Bundesnetzagentur Bundeskartellamt

Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

# Bericht
## Monitoringbericht 2019

# Monitoringbericht 2019

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Stand: 27. November 2019

**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 und die Klimaschutzziele bestimmen weiterhin die Entwicklungsdynamik der Strom- und Gasmärkte in Deutschland. Im Monitoringbericht wird diese dokumentiert und analysiert. Auch in diesem Jahr stehen die Verbraucher besonders im Fokus der Analysen. Die Information der Verbraucher, die Herstellung von Markttransparenz sowie die Analyse der Wettbewerbsentwicklung sind Ziele des Monitorings der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes.

Der Marktanteil der fünf größten Stromerzeugungsunternehmen und damit die Marktkonzentration bei der konventionellen Stromerzeugung sind insgesamt weiter rückläufig. Allerdings haben sich die Gewichte in dieser Gruppe in den letzten Jahren insbesondere aufgrund der Veräußerung der Braunkohleaktivitäten von Vattenfall an LEAG und der Übernahme der E.ON-Tochter Uniper durch die finnische Fortum verschoben. Marktführer ist RWE, nunmehr mit weitem Abstand, ohne dass jedoch dessen Marktanteil eine marktbeherrschende Stellung indizieren würde. Die bei der Prüfung des Zusammenschlussvorhabens RWE/ E.ON vom Bundeskartellamt durchgeführte sogenannte Pivotalanalyse hat ergeben, dass RWE zwar in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden im Jahr für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar – also pivotal – war, aber noch nicht in einem für die Annahme einer marktbeherrschenden Stellung erforderlichen Maße. Diese Analyse wird in dem kommenden Bericht des Bundeskartellamtes über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung (Marktmachtbericht) fortgeschrieben werden.

Die Energiewende schreitet weiter voran. Wie in den zurückliegenden Jahren geht der konventionell erzeugte Strom zugunsten von Strom aus Erneuerbaren Energien zurück. In 2018 schwächte sich der Anstieg der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, auch bedingt durch den weniger starken Zubau, jedoch leicht ab. Dennoch erreichte der Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien am inländischen Bruttostromverbrauch in 2018 mit 37 Prozent einen neuen Höchststand. Dazu beigetragen hat insbesondere der Zubau im Bereich der solaren Strahlungsenergie, während sich der Zubau von Windenergieanlagen an Land und auf See abschwächte.

Trotz gestiegener Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen sind die Zahlungen nach dem EEG im Jahr 2018 im Vergleich zu den vorherigen Jahren zum ersten Mal zurückgegangen. Der Rückgang ist insbesondere auf die vergleichsweise hohen Strompreise im Jahr 2018 zurückzuführen. Diese beeinflussen die Höhe der gesetzlichen Vergütung bei den Anlagen, die durch die Erzeuger selbst vermarktet werden, und das ist der weit überwiegende Teil der Erzeugung.

Die tiefgreifenden Veränderungen im Erzeugungsbereich wirken sich unmittelbar auf den Netzbereich aus und verlangen auch hier weitreichende Anpassungen. Der notwendige Netzausbau hat seinen Rückstand immer noch nicht aufgeholt. Zunehmend wichtiger wird neben dem notwendigen Netzausbau auch die tatsächliche Umsetzung konkreter Maßnahmen für die Optimierung und höhere Auslastung der Stromnetze. Diese Instrumente werden bei der Dimensionierung der langfristigen Netzausbauplanung bereits berücksichtigt.

Der Umbau der Stromerzeugung, gepaart mit den Verzögerungen im erforderlichen Ausbau der Netzinfrastruktur, macht immer wieder Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Stromerzeugung zur Gewährleistung der Systemsicherheit notwendig. Das Volumen entsprechender strom- und

spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen, mit denen die Einspeisung von Strom aus konventionellen Erzeugungsanlagen zur Behebung von Leitungsüberlastungen angepasst wird, lag im Jahr 2018 weiterhin auf einem hohen Niveau. Es ist im Vergleich zum Vorjahr aber gesunken. Das Volumen der durch Einspeisemanagementmaßnahmen abgeregelten Erneuerbaren-Energien-Anlagen hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert. Damit lag der Anteil des Erneuerbaren Stroms, der transportiert werden konnte, im Jahr 2018 konstant bei rund 97 Prozent.

Die Stromnetzentgelte sind in 2019 trotz des Übergangs von Kostenbestandteilen aus den Netzentgelten in die Offshore-Netzumlage gestiegen. Gründe dafür liegen auch in den steigenden Kosten für den Ausbau des Stromnetzes auf allen Ebenen und den hohen veranschlagten Kosten für Maßnahmen zur Systemsicherheit.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahresdurchschnitt 2018 erneut deutlich um rund 22 Prozent gestiegen. Die Liquidität an den Stromgroßhandelsmärkten entwickelte sich hingegen unterschiedlich. Während der Day-Ahead-Handel gesunken ist, verzeichnete der Intraday-Handel deutliche Zuwächse. Auch der Terminhandel verzeichnete Volumenzuwächse, wobei sich die faktische Trennung des deutsch-österreichischen Marktgebietes ab dem 1. Oktober 2018 signifikant auf die Struktur der betreffenden Handelsprodukte ausgewirkt hat. Die Gasgroßhandelspreise sind in 2018 ebenfalls deutlich gestiegen, während sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt verringert hat.

Wie in den Vorjahren lagen die kumulierten Marktanteile der absatzstärksten Stromanbieter und Gaslieferanten bei der Belieferung von leistungsgemessenen und Standardlastkunden auf den jeweiligen Einzelhandelsmärkten deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen für eine marktbeherrschende Stellung. Allerdings stagnierte im Jahr 2018 die zuvor positive Entwicklung auf den Einzelhandelsmärkten für Strom und Gas in vielen Bereichen. So waren im Jahr 2018 weitgehend konstante Lieferantenwechselquoten zu beobachten. Die Anbietervielfalt blieb für die Verbraucher auf einem bereits hohen Niveau konstant.

Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden lag zum Stichtag 1. April 2019 erstmals über 30 ct/kWh. Auch die Gaspreise für Haushaltskunden sind im Vergleich zum Vorjahr nach mehreren Jahren des konstanten Rückgangs erstmals wieder gestiegen. Die Strom- und Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden stiegen in etwas geringerem Umfang an. Die Preisanstiege sind im Berichtsjahr vor allem auf den jeweiligen vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil zurückzuführen, so dass der bereits im Vorjahr zu verzeichnende Preisanstieg auf den Großhandelsmärkten nunmehr auch bei den Endkunden angekommen ist. Positiv ist die Entwicklung im Bereich der Strom- und Gassperrungen, die bei Nichtzahlung der Rechnungen verhängt werden können. In beiden Sparten sind die Sperrungen in 2018 zurückgegangen.

Die Bedeutung Deutschlands als Erdgastransitland für Europa wächst. Die Import- und Exportmengen für Erdgas sind im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Deutschland bleibt vor dem Hintergrund der weiter sinkenden Inlandsförderung abhängig von Erdgasimporten. Positiv für die Versorgungssicherheit mit Erdgas wirkt sich aus, dass die bestehenden Erdgasspeicher in Deutschland mit Beginn der Ausspeicherphase Anfang November 2019 neue maximale Füllstände erreichten. 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, verläuft weiterhin planmäßig. In den kommenden Jahren wird der Höchstwert mit rund einer halben Million anzupassenden Geräten pro Jahr erreicht werden.

Auch der Rollout intelligenter Messeinrichtungen steht in den Startlöchern. Im Dezember 2018 wurde das erste und im September 2019 das zweite intelligente Messsystem durch das BSI zertifiziert. Der Rollout intelligenter Messsysteme ist jetzt für Ende 2019 angekündigt.

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 Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen bei der konventionellen Stromerzeugung (Stromerzeugung ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem deutschen Stromerstabsatzmarkt betrug im Jahr 2018 bezogen auf das deutsche Marktgebiet 73,9 Prozent. Im Vorjahr betrug der Marktanteil noch 75,5 Prozent.

Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen konventionellen Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen, liegt mit 60,8 Prozent ebenfalls deutlich unter dem Vorjahresniveau von 64,9 Prozent.

Die gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland ist aufgrund eines gesunkenen Bruttostromverbrauchs im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2017 zurückgegangen. Während sie im Jahr 2017 bei 601,4 TWh lag, betrug sie 592,3 TWh im Jahr 2018. Nachdem 2017 die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sehr stark angestiegen war (um 24,6 TWh), zeigte sich im Jahr 2018 ein abgeschwächter Anstieg von 6,0 TWh auf insgesamt 210,8 TWh. Der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 37 Prozent.

Erneuerbare Energieträger wurden im Jahr 2018 weiter zugebaut. Der Zubau fiel allerdings etwas weniger stark aus als im Jahr zuvor. So waren Ende 2018 etwa 6,6 GW mehr Erneuerbare Energien installiert als noch 2017. Insgesamt lag die Erzeugungskapazität bei 221,6 GW (2017: 215,6 GW). Hiervon sind 103,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 118,2 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Der Zuwachs der Erneuerbaren Energien (Summe aus EEG vergüteten und nicht vergüteten EE Anlagen) von 6,6 GW geht insbesondere auf den gegenüber zu den Vorjahren stärkeren Zubau von Solaranlagen zurück (+2,9 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 2,3 GW im Vergleich zum Nettozubau des Vorjahres mit 4,9 GW mehr als halbiert.

Die gesamte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stieg im Vergleich zu 2017 um 6,0 TWh (2,9 Prozent) auf 210,8 TWh. Dabei stieg vor allem die Stromerzeugung aus Solarenergie gegenüber 2017 um 15,2 Prozent an. Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land stieg im Jahr 2018 gegenüber 2017 um 2,4 TWh an (2,8 Prozent). Zugenommen hat auch die Stromerzeugung aus Windenergie auf See mit 1,8 TWh (10,1 Prozent). Aufgrund des warmen Jahres 2018 ging die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken um 2,0 TWh (-11,7 Prozent) sowie aus Speicherwasserkraftwerken um 0,8 TWh (-37,3 Prozent) zurück. Die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien haben im Jahr 2018 durchschnittlich 13,2 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG erhalten.

Trotz gestiegener Stromerzeugung aus EEG geförderten Anlagen sind die Zahlungen nach dem EEG im Jahr 2018 im Vergleich zu den vorherigen Jahren zum ersten Mal zurückgegangen. Die Zahlungen sanken um 1,3 Prozent auf insgesamt 25,7 Mrd. Euro. Der Rückgang ist insbesondere auf die vergleichsweise hohen Strompreise im Jahr 2018 zurückzuführen, die die Höhe der Vergütung beeinflussen. Denn direkt vermarktete

Anlagen erhalten nicht die ganze Vergütung über die EEG-Umlage, sondern nur noch eine eventuelle Differenz zum Marktpreis.

**Redispatch und Einspeisemanagement**

Der Redispatchbedarf war im Jahr 2018 weiterhin hoch, das Volumen ist aber im Vergleich zum Jahr 2017 gesunken. Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Gesamtjahr 2018 auf 7.919 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 6.956 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 654 GWh. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 15.529 GWh angefordert. An 354 Tagen des Jahres wurden entsprechende Eingriffe angewiesen. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen von Kraftwerken belief sich damit auf 2,1 Prozent bezogen auf die in die Netze eingespeiste Erzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern. Die Kosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Netzreservekraftwerken lagen im Jahr 2018 bei rund 803 Mio. Euro.

Das Einspeisemanagementvolumen lag im Gesamtjahr 2018 mit rund 5.403 GWh fast auf dem Niveau des Vorjahres. Vergleicht man diesen Wert mit dem Gesamtjahr 2017, ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 115 GWh (Gesamtjahr 2017: 5.518 GWh). Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für das Gesamtjahr 2018 auf rund 635,4 Mio. Euro und liegen somit etwas über dem Niveau des Vorjahres (Gesamtjahr 2017: 609,9 Mio. Euro).

**Netzentgelte Strom**

Nachdem das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltskunden im Jahr 2018 erstmalig wieder gesunken war, ist in 2019 erneut ein Anstieg um 0,4 Prozent auf 7, 22 ct/kWh zu verzeichnen. Ab 2019 sind Kostenbestandteile aus den Netzentgelten in die Offshore-Netzumlage übergegangen. Betrachtet man die Summe der Netzentgelte und der Offshore-Netzumlage ist die Kostenbelastung für die Netznutzer bundesweit von 7,23 ct/kWh (7,19 ct/kWh zzgl. 0,037 ct/kWh Offshore-Haftungsumlage) in 2018 auf 7,64 ct/kWh (7,22 ct/kWh zzgl. 0,416 ct/kWh Offshore-Netzumlage) in 2019 – also um knapp 6 Prozent gestiegen.

**Großhandel Strom**

Beim Spotmarkt waren unterschiedliche Entwicklungen zu beobachten. Die Volumina des Day-Ahead-Handels sowohl an der EPEX SPOT als auch an der EXAA sind im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Demgegenüber ist das Volumen des Intraday-Handels um rund 12,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr angestiegen.

Der Terminhandel verzeichnete im Jahresvergleich Volumenzuwächse um die 11 Prozent. Zudem hat der Phelix-DE im Jahr 2018 den Phelix-DE/AT fast vollständig ersetzt. Die Handelsmenge für den Phelix-DE lag bei 1.058 TWh (die Menge des Phelix-DE/AT bei 27 TWh). Im Vorjahr lag der Phelix-DE bei 196 TWh und der Phelix-DE/AT bei 786 TWh). Auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Zuwächse. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX mit 1.053 TWh im Jahr 2018 deutlich angestiegen und liegt nun gleichauf mit dem Volumen, das über die Börse gehandelt wurde.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahresdurchschnitt 2018 erneut deutlich gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Spotmarktpreise (für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich bis zum

30. September 2018) um rund 22 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr (für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg) notierten zu rund 33 Prozent höheren Preisen.

**Einzelhandel Strom**

Im Jahr 2018 stagnierte die Entwicklung auf den Einzelhandelsmärkten in vielen Bereichen, der Preisanstieg auf den Großhandelsmärkten ist nun auch beim Endkunden angekommen.

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

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind seit dem Jahr 2009 weitgehend konstante Lieferantenwechselquoten festzustellen. Im Jahr 2018 lag die mengenbezogene Lieferantenwechselquote bei Kunden mit über 10 MWh Jahresverbrauch bei 12,3 Prozent (2017: 13,0 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge aller Haushaltskunden die von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist, lag erneut bei 31 Prozent. Ebenso unverändert blieb mit 4,7 Mio. Kunden die Anzahl von Haushaltskunden, die ihren Stromlieferanten gewechselt haben. Die Anbietervielfalt auf dem Markt blieb für Haushaltskunden konstant, diese können durchschnittlich zwischen 124 verschiedenen Lieferanten wählen.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh lag für den 1. April 2019 bei rund 15,98 ct/kWh und damit um 0,68 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag im April 2019 bei 22,22 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,66 ct/kWh gestiegen. Maßgeblicher Anteil an der Steigerung sowohl bei den Industriekunden als auch bei den Gewerbekunden sind die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile.

Der Durchschnittspreis für Haushaltskunden ist zum Stichtag 1. April 2019 auf 30,85 ct/kWh gestiegen und liegt damit erstmals über 30 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 Haushaltskunden. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil dieses Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt zum Stichtag 1. April 2019 rund 7,6 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 2019 in Summe bei 7,22 ct/kWh machen damit knapp 24 Prozent des Gesamtpreises aus. Der Anteil der EEG-Umlage (6,41 ct/kWh) ist erneut gesunken, und macht rund 21 Prozent des Gesamtpreises aus.

**Heizstrom**

Die Heizstrompreise befinden sich über dem Niveau des Jahres 2018. So liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2019 im arithmetischen Mittel bei 21,92 ct/kWh, was über dem Vorjahresniveau von 21,08 ct/kWh liegt. Der Gesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im

arithmetischen Mittel bei 22,50 ct/kWh über den Werten aus dem Vorjahr von 21,71 ct/kWh. Grundlegend sind die Preise für Wärmepumpen höher als für Nachtspeicherheizungen.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine kontinuierliche Zunahme der Wechselaktivitäten – wenn auch auf niedrigem Niveau – zu verzeichnen. Dies dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. Gleichwohl liegen die Wechselquoten noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden. Die mengenbezogene Lieferantenwechselquote beträgt für das Jahr 2018 rund vier Prozent. Der Anteil der Heizstrommenge und Heizstromzählpunkte, die von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, steigt kontinuierlich an und beträgt rund 13 Prozent. Im Jahr 2016 betrug der Anteil noch rund 9 Prozent.

**Im- und Export Strom**

Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2018 erstmals im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Das im Jahr 2018 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 85,3 TWh (2017: 90 TWh). Mit einem Exportsaldo von 51,3 TWh gehört Deutschland zu den großen Stromexporteuren in Europa. Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 2.099 Mio. Euro. Trotz gesunkenen Volumens hat der monetäre Exportüberschuss zugenommen (2017: 1.725 Mio. Euro).

**Im- und Export Gas**

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.676 TWh in 2017 auf 1.760 TWh in 2018 um rund 83 TWh, also rund fünf Prozent, gestiegen. Der Export von Gas ist in 2018 ebenfalls gestiegen. Betrug er noch 770,4 TWh in 2017, so wurden 849,1 TWh im Jahr 2018 exportiert. Dies sind rund 105,6 TWh bzw. 14 Prozent mehr als im Vorjahr.

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

**Versorgungsunterbrechungen Gas**

Im Jahr 2018 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 0,48 Minuten pro Jahr. Dieser Wert zeugt von der hohen Versorgungsqualität des deutschen Gasnetzes.

**Marktraumumstellung**

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 der Höchstwert mit rund 550.000 anzupassenden Geräten pro Jahr erreicht werden.

**Gasspeicher**

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ 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 2018 rund 67,1 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr geringfügig reduziert.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug insgesamt 280,02 TWh zum 31. Dezember 2018. Davon entfielen 134,12 TWh auf Kavernenspeicher-, 123,89 TWh auf

Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen. Der Füllstand der Gasspeicher lag zum Stichtag 1. November 2019 bei über 99 Prozent.

**Erdgasgroßhandel**

Im Jahr 2018 hat sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt verringert. Zwar ist das börsliche Handelsvolumen insgesamt um rund 13 Prozent gestiegen (Spotmarkt: +26 Prozent, Terminmarkt: -33 Prozent). Für den weitaus größeren Anteil des brokervermittelten, bilateralen Großhandels ist für 2018 hingegen eine Volumenabnahme um rund 14 Prozent zu verzeichnen.

Wie schon im Vorjahr war auch das Jahr 2018 von zum Teil merklich gestiegenen Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die jeweiligen Preisindizes (EGIX, BAFA-Grenzübergangspreise) zeigen einen Anstieg zwischen 28 Prozent und 13 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Für den im September 2017 eingeführten European Gas Spot Index (EGSI) wird im nächsten Jahr ein vollständig aussagekräftiger Vorjahresvergleich möglich sein.

**Einzelhandel Gas**

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 2018 ca. 86 TWh, im Bereich der RLM-Kunden rund 138 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2018 somit wie im Vorjahr rund 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden und rund 31 Prozent bei RLM-Kunden (im Vorjahr: 30 Prozent).

Die Entwicklung auf dem Gaseinzelhandelsmarkt gestaltet sich weiterhin positiv. Gut 1,5 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2018 ihren Gaslieferanten gewechselt. Zu beobachten ist allerdings, dass die Anzahl der Lieferantenwechsel im Gasbereich leicht rückläufig ist. Insbesondere entscheiden sich immer mehr Haushaltskunden bei Einzug oder Neubezug direkt für einen anderen Lieferanten, als den örtlichen Grundversorger.

Im Jahr 2018 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge 89,5 TWh und hat sich mit 1,5 TWh im Vergleich zum Vorjahr um etwa zwei Prozent erhöht. Für Nicht-Haushaltskunden belief sich die Lieferantenwechselquote auf 9,0 Prozent, was einem Anstieg um rund 0,9 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr entspricht.

Weiterhin positiv entwickelt sich die Anzahl der Vertragswechsel. Diese betrug rund 0,6 Mio. in 2018. Insgesamt geht damit der Anteil der Haushaltskunden, die durch den lokalen Grundversorger über einen Grundversorgungsvertrag beliefert werden weiterhin zurück und liegt in 2018 bei 18 Prozent. 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 2018 wurden insgesamt knapp 33.000 Sperrungen gemeldet, was einem Rückgang um gut 17 Prozent im Vergleich zu 2017 entspricht.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2019 gegenüber dem Vorjahresstichtag erhöht. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,86 ct/kWh ist um 0,04 ct/kWh gestiegen und liegt damit 1,4 Prozent über dem Vorjahreswert. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne

USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) betrug zum selben Stichtag 4,55 ct/kWh und ist um 0,15 ct/kWh – also rund 3,4 Prozent – gegenüber dem Vorjahreswert gestiegen.

Die Gaspreise für Haushaltskunden zum 1. April 2019 sind im Vergleich zum Vorjahr nach mehreren Jahren des Rückgangs erstmals wieder gestiegen. Gegenüber dem Jahr 2018 ist der mengengewichtete Durchschnittspreis über alle Vertragskategorien für Haushaltskunden mit einem Durchschnittsverbrauch von 23.250 kWh um 4,4 Prozent bzw. 0,27 ct/kWh auf 6,34 ct/kWh (inkl. USt.) gestiegen. Als Hauptursachen für den Anstieg des Gaspreises sind die gestiegenen Gasbeschaffungskosten (plus sechs Prozent) und die gestiegenen Netzentgelte (plus vier Prozent) auszumachen.

# Inhaltsverzeichnis


**I ELEKTRIZITÄTSMARKT ..... 23**

**A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten ..... 24**

1. Zusammenfassung ..... 24
1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit ..... 24
1.2 Grenzüberschreitender Handel ..... 25
1.3 Netze ..... 25
1.3.1 Netzausbau ..... 25
1.3.2 Investitionen ..... 25
1.3.3 Netz- und Systemsicherheit ..... 26
1.3.4 Netzentgelte ..... 27
1.4 Systemdienstleistungen ..... 28
1.5 Großhandel ..... 28
1.6 Einzelhandel ..... 30
1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation ..... 30
1.6.2 Stromsperren ..... 30
1.6.3 Preisniveau ..... 30
1.6.4 Umlagen ..... 31
1.6.5 Heizstrom ..... 32
1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens ..... 32

2. Netzübersicht ..... 32
2.1 Netzbilanz ..... 33
2.2 Stromverbrauch ..... 35
2.3 Netzstrukturdaten ..... 38

3. Marktkonzentration ..... 42
3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz ..... 46
3.2 Stromendkundenmärkte ..... 50

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz ..... 53

5. Sektorenkopplung ..... 56

**B Erzeugung ..... 58**

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches ..... 58
1.1 Nettostromerzeugung 2018 ..... 58
1.2 $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung 2018 ..... 60
1.3 Kraftwerksbestand 2018 in Deutschland ..... 61
1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland ..... 63
1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland ..... 65
1.6 Speicher und Pumpspeicher ..... 69
1.7 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes ..... 70
1.8 Zukünftige Entwicklung nicht erneuerbarer Energieträger ..... 73
1.8.1 Erwarteter Kraftwerkszubau ..... 73
1.8.2 Erwartete Kraftwerksstilllegungen ..... 73
1.9 KWK-Erzeugung ..... 76
1.9.1 Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW ..... 76
1.9.2 Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen im Jahr 2018 ..... 80
1.9.3 KWK-Ausschreibungen ..... 82

2. Entwicklung Erneuerbare Energien ..... 84
2.1 Entwicklung Erneuerbarer Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG) ..... 84
2.1.1 Installierte Leistung ..... 85
2.1.2 Ausbaupfade ..... 88

2.1.3 Eingespeiste Jahresarbeit ... 91
2.1.4 Entwicklung der Vermarktungsformen ... 94
2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG ... 97
2.2.1 Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG ... 97
2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage ... 100
2.2.3 Absenkung der anzulegenden Werte (Referenzwerte für die Berechnung des Zahlungsanspruchs) 101
2.3 Ausschreibungen ... 103
2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen ... 105
2.3.2 Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land ... 108
2.3.3 Weitere Ausschreibungen (grenzüberschreitende und technologieübergreifende, Wind auf See, Biomasse) ... 112

**C Netze ... 117**

1. Aktueller Stand Netzausbau ... 117
1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz ... 117
1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan ... 120
1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom ... 122
1.4 Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz ... 123

2. Ausbau im Verteilernetz ... 126
2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz ... 126
2.2 Künftiger Netzausbaubedarf ... 128
2.2.1 Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber ... 128
2.2.2 Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) ... 128

3. Investitionen ... 130
3.1 Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber ... 130
3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom ... 132
3.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 134
3.3.1 Erweiterungsinvestitionen der ÜNB ... 134
3.3.2 Erweiterungsfaktor für VNB ... 134
3.3.3 Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs ... 134
3.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks ... 135

4. Versorgungsstörungen Strom ... 137

5. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ... 140
5.1 Redispatch Gesamtentwicklung im Jahr 2018 ... 142
5.1.1 Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB ... 144
5.1.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen ... 145
5.1.3 Countertrading ... 151
5.1.4 Einsatz Netzreserve ... 151
5.1.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch ... 152
5.1.6 Jahresdauerlinie der Redispatcheinsätze ... 157
5.2 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen ... 157
5.2.1 Entwicklung der Ausfallarbeit ... 158
5.2.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen ... 162
5.3 Anpassungsmaßnahmen ... 165

6. Netzentgelte ... 167
6.1 Ermittlung der Netzentgelte ... 167
6.2 Entwicklung der Netzkosten Strom ... 170
6.3 Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland ... 171
6.3.1 Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene ... 171
6.3.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte ... 173
6.3.3 Entwicklung der Grundpreise ... 176
6.4 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 178
6.5 Vermiedene Netzentgelte ... 185
6.6 Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gemäß Systemstabilitätsverordnung ... 187
6.7 Netzübergänge Strom ... 188
6.8 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV ... 189

6.9 Rückabwicklung der Netzentgeltbefreiungen gemäß §18 Abs. 2 StromNEV (a.F.) für die Jahre 2012 und 2013 ... 192

7. Elektromobilität/ Ladesäulen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen ... 193
7.1 Elektromobilität/ Ladesäulen ... 193
7.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen ... 197

**D Systemdienstleistungen ... 201**

1. Kosten der Systemdienstleistungen ... 201

2. Regelreserve ... 203
2.1 Ausschreibungen für Regelleistung ... 205
2.2 Einsatz von Regelleistung ... 211
2.3 Ausgleichsenergiepreise ... 215

3. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie ... 217
3.1 Internationale PRL-Kooperation ... 217
3.2 Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds ... 219
3.3 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich ... 219

4. Abschaltbare Lasten ... 220
4.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ... 220
4.2 Präqualifizierte Leistung ... 221
4.3 Abrufe abschaltbarer Lasten ... 221
4.4 Kosten für Abschaltenergie ... 222
4.5 Zuschaltbare Lasten (NsA) ... 222

5. Erkenntnisse aus der Datenerhebung zum Lastmanagement ... 222

**E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration ... 229**

1. Stromhandel und Marktkopplung ... 229

2. Kapazitätsberechnung für den grenzüberschreitenden Handel ... 231

3. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität ... 232

4. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Handelsflüsse ... 235

5. Ungeplante Flüsse ... 240

6. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse ... 242

7. Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich ... 242
7.1 Clean Energy for all Europeans Package (CEP): Saubere Energie für alle Europäer ... 242
7.2 Engpasseinführung DE-AT ... 243
7.3 CWE Region Flow-based Market Coupling: Einführung MinRAM ... 244
7.4 Hilfe für Belgien ... 244
7.5 Implementierung der europäischen Netzkodizes und Leitlinien ... 245
7.6 Bidding Zone Review ... 247

**F Großhandel ... 248**

1. Börslicher Großhandel ... 249
1.1 Spotmärkte ... 250
1.1.1 Handelsvolumina ... 251
1.1.2 Anzahl der aktiven Teilnehmer ... 251
1.1.3 Preisabhängigkeit der Gebote ... 252
1.1.4 Preisniveau ... 253
1.1.5 Preisstreuung ... 256
1.2 Terminmärkte ... 258
1.2.1 Handelsvolumen ... 259
1.2.2 Preisniveau ... 260
1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen ... 262

1.3.1 Anteil der Market Maker ... 262
1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber ... 263
1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer ... 263

2. Bilateraler Großhandel ... 264
2.1 Brokerplattformen ... 265
2.2 OTC-Clearing ... 266

**G Einzelhandel ... 269**

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 269

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 272
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 273
2.1.1 Vertragsstruktur ... 273
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 275
2.2 Haushaltskunden ... 276
2.2.1 Vertragsstruktur ... 276
2.2.2 Vertragswechsel ... 277
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 277

3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen ... 279
3.1 Stromsperrungen ... 279
3.2 Kündigungen ... 283
3.3 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 283
3.4 Tarife ... 283
3.5 Unterjährige Abrechnungen ... 284

4. Preisniveau ... 285
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 286
4.2 Haushaltskunden ... 291
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III). 291
4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern ... 298
4.3 Umlagen ... 307

5. Heizstrom ... 310
5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 310
5.2 Preisniveau ... 313

6. Ökostromsegment ... 316

7. Europäischer Strompreisvergleich ... 319
7.1 Nicht-Haushaltskunden ... 320
7.2 Haushaltskunden ... 321

**H Mess- und Zählwesen ... 323**

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens ... 323

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber ... 324

3. Anforderungen i. S. d. § 29 ff. Messstellenbetriebsgesetz ... 327

4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs ... 329

5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 333

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 335

7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 337

8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen ... 338

**II GASMARKT ... 341**

**A Entwicklung auf den Gasmärkten ... 342**

1. Zusammenfassung ... 342
1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher ... 342
1.2 Netze ... 343
1.2.1 Netzausbau ... 343
1.2.2 Investitionen ... 343
1.2.3 Versorgungsunterbrechungen ... 344
1.2.4 Netzentgelte ... 344
1.2.5 Netzbilanz ... 344
1.2.6 Marktraumumstellung ... 344
1.3 Großhandel ... 344
1.4 Einzelhandel ... 345
1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation ... 345
1.4.2 Gassperren ... 347
1.4.3 Preisniveau ... 347

2. Netzübersicht ... 348

3. Marktkonzentration ... 356
3.1 Erdgasspeicher ... 356
3.2 Gasendkundenmärkte ... 358

**B Aufkommen von Gas ... 360**

1. Förderung von Erdgas in Deutschland ... 360

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas ... 361

3. Marktraumumstellung ... 365

4. Biogas (einschließlich Synthesegas) ... 371

5. Gasspeicher ... 371
5.1 Zugang zu Untertagespeicheranlagen ... 371
5.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit ... 373
5.3 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung ... 373
5.4 Kapazitätsentwicklung ... 374

**C Netze ... 376**

1. Netzausbau ... 376
1.1 Netzentwicklungsplan Gas ... 376
1.2 Incremental Capacities – Marktbasiertes Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten ... 380

2. Investitionen ... 382
2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber ... 382
2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas ... 383
2.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 386
2.3.1 Erweiterungsinvestitionen der FNB ... 386
2.3.2 Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs ... 386
2.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks ... 387

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung ... 387
3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ... 387
3.2 Produktlaufzeiten ... 389
3.3 Kapazitätskündigungen ... 391
3.4 Unterbrechbare Kapazitäten ... 393
3.5 Interne Bestellung ... 395

4. Versorgungsstörungen Gas ... 396

5. Netzentgelte ... 397
5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas ... 397
5.2 Entwicklung der Erlösobergrenzen Gas ... 399
5.3 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland ... 400

5.4 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 402
5.5 Netzübergänge ... 410
5.6 Netzkodex zu Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) ... 410

**D Regelenergie und Bilanzierung ... 412**

1. Regel- und Ausgleichsenergie ... 412
1.1 Regelenergie ... 412
1.2 Ausgleichsenergie ... 416

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen ... 418

3. Standardlastprofile ... 420

**E Großhandel ... 422**

1. Börslicher Großhandel ... 422

2. Bilateraler Großhandel ... 424
2.1 Brokerplattformen ... 425
2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten ... 427

3. Großhandelspreise ... 429

**F Einzelhandel ... 434**

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 434

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 438
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 440
2.1.1 Vertragsstruktur ... 440
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 441
2.2 Haushaltskunden ... 443
2.2.1 Vertragsstruktur ... 443
2.2.2 Vertragswechsel ... 447
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 448

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung 451
3.1 Gassperrungen und Kündigungen ... 451
3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 455
3.3 Abweichende Abrechnung ... 455

4. Preisniveau ... 456
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 458
4.2 Haushaltskunden ... 462
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band II) .. 463
4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern ... 466

5. Europäischer Gaspreisvergleich ... 476
5.1 Nicht-Haushaltskunden ... 476
5.2 Haushaltskunden ... 478

**G Mess- und Zählwesen ... 481**

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber ... 481

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 483

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 486

4. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 487

**III ÜBERGREIFENDE THEMEN ... 489**

**A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas ... 490**

**B Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung ... 493**

**C Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur ... 494**

1. Aufgaben nach REMIT ... 494
2. Marktstammdatenregister ... 498

**D Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes ... 501**

**VERZEICHNISSE ... 505**

**Verzeichnis Autorenschaft ... 506**

Gemeinsame Textteile ... 506
Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen) ... 506
Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen) ... 507

**Abbildungsverzeichnis ... 509**

**Tabellenverzeichnis ... 519**

**Abkürzungsverzeichnis ... 525**

**Glossar ... 529**

**Impressum ... 541**

# I Elektrizitätsmarkt

# A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

## 1. Zusammenfassung

### 1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2018 mit 592,3 TWh unterhalb des Niveaus von 2017 (601,4 TWh). Der Rückgang der Nettostromerzeugung begründet sich insbesondere mit einem Rückgang des Bruttostromverbrauchs. Mit der rückläufigen gesamten Nettostromerzeugung sank die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern um (-15,1 TWh bzw. -3,8 Prozent). Am stärksten sank hierbei die Nettostromerzeugung in Erdgaskraftwerken um 8,3 TWh, (-11,4 Prozent). Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken ging um 3,1 TWh zurück (-3,7 Prozent). Braunkohlekraftwerke erzeugten 1,6 TWh weniger Strom (-1,2 Prozent).

Nachdem 2017 die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien stark angestiegen war, zeigte sich im Jahr 2018 ein abgeschwächter Anstieg von 2,9 Prozent auf insgesamt 210,8 TWh (2017: 204,8 TWh). Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 37 Prozent im Jahr 2018.[1]

Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war das Jahr 2018 durch einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 6,6 GW, in 2017 betrug der Zuwachs 7,4 GW[2] gegenüber dem Jahr 2016. Am stärksten nahmen im Jahr 2018 die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Solare Strahlungsenergie (+2,9 GW), Wind (an Land) (+2,3 GW) und Wind (auf See) (+1,0 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) nahmen im Jahr 2018 um 0,7 GW ab. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen zum Ende 2018 auf 221,6 GW an. Hiervon sind 103,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 118,2 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen. Zu den nicht erneuerbaren Energieträgern zählen hier Kraftwerke, welche 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 114,1 GW Ende 2018 (2017: 107,5 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um rund 6,6 GW (6,1 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2018 insgesamt 195,4 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 4,2 Prozent gestiegen. Trotz gestiegener Stromerzeugung aus EEG geförderten Anlagen sind die Zahlungen im Jahr 2018 im Vergleich zu den vorherigen Jahren zum ersten Mal zurückgegangen. Die Zahlungen nach dem EEG sanken um 1,3 Prozent auf insgesamt 25,7 Mrd. Euro. Der Rückgang ist insbesondere auf die vergleichsweise hohen Strompreise im Jahr 2018 zurückzuführen, die die Höhe der Vergütung beeinflussen. Denn direkt vermarktete Anlagen erhalten nicht die ganze Vergütung über die EEG-Umlage, sondern nur noch eine eventuelle Differenz zum

---

[1] Wenn von einem Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien von mehr als 40 Prozent ausgegangen wird, bezieht sich dieser in der Regel auf die Definition des Verbrauchs als Netzlast (z. B. auf SMARD).

[2] Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2018 wurde für das Jahr 2017 aktualisiert.

Marktpreis. Im Jahr 2018 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 13,2 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[3] erhalten.

## 1.2 Grenzüberschreitender Handel

Auch im Jahr 2018 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das grenzüberschreitende Handelsvolumen ist leicht um 2 Prozent gestiegen.

Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2018 erstmals im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Das im Jahr 2018 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 91,57 TWh (2017: 90 TWh). Mit einem Exportsaldo von 52,46 TWh gehört Deutschland zu den großen Stromexporteuren in Europa. Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 2.125 Mio. Euro. Trotz gesunkenen Volumens hat der monetäre Exportüberschuss zugenommen (2017: 1.725 Mio. Euro).

## 1.3 Netze

### 1.3.1 Netzausbau

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergeben, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2019) bei rund 1.800 km. Unter Berücksichtigung des ersten Quartals 2019 befinden sich rund 40 km in laufenden Raumordnungsverfahren und rund 500 km vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Es sind insgesamt rund 1.250 km genehmigt und davon rund 850 km realisiert, das sind rund 46 Prozent der Gesamtlänge. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb. Es läuft aktuell der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2019) bei etwa 5.900 km. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 km als Netzverstärkung kategorisiert. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Es fallen etwa 3.600 km in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Davon befinden sich zum zweiten Quartal 2019 etwa 2.650 km in der Bundesfachplanung, rund 40 km vor dem Planfeststellungsverfahren und ca. 250 km im Planfeststellungsverfahren. Von der Gesamtlänge fallen etwa 2.200 km in die Zuständigkeit von Länderbehörden. Davon befinden sich zum zweiten Quartal 2019 etwa 40 km im Raumordnungsverfahren und 1.200 vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Weitere ca. 100 km wurden bereits in den Verfahren des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie genehmigt.

### 1.3.2 Investitionen

Im Jahr 2018 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 9.830 Mio. Euro (2017: 9.727 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte[4]) in die Netzinfrastruktur auf. In 2018

---

[3] 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.

[4] 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 Investitionsmonitoring nach § 33 Abs. 5 ARegV erfolgen. Auf Basis der Abfrage der handelsrechtlichen Werte lassen sich aus den

entfielen 6.464 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) und 3.366 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dabei sind die Investitionen der ÜNB geringfügig von 2.707 Mio. Euro im Jahr 2017 auf 2.954 Mio. Euro in 2018 gestiegen. Die Investitionen der VNB sind leicht gestiegen von 3.501 Mio. Euro im Jahr 2017 auf 3.938 Mio. Euro in 2018. In den Investitionszeitreihen wurden rückwirkend bis zum Jahr 2008 Offshore-Investitionen von ÜNB ergänzt.

### 1.3.3 Netz- und Systemsicherheit

Redispatchmaßnahmen dienen dem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit. Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Gesamtjahr 2018 auf 7.919 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 6.956 GWh. Damit lag der Redispatchbedarf weiterhin auf hohem Niveau, ist aber im Vergleich zum Jahr 2017 um 24 Prozent gesunken (2017: 20.439 GWh)

In 2017 hatte insbesondere die durch unterschiedliche Faktoren hervorgerufene außergewöhnliche Lastflusssituation im ersten Quartal zu hohem Redispatchbedarf geführt. Bereits im vierten Quartal 2017 zeichnete sich aufgrund der Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke eine Entlastung der Netze ab. Ab dem dritten Quartal 2018 ist jedoch wieder ein Anstieg der Redispatchmengen zu verzeichnen, der insbesondere auch auf den Ende April 2018 eingeführten MinRAM-Prozess für die Flow-Based Kapazitätsberechnung in der CWE Region zurückzuführen ist. Dabei werden die in die Kapazitätsberechnung einbezogenen Leitungen pauschal mit mindestens 20 Prozent ihrer Übertragungsfähigkeit berücksichtigt. Dieser den Redispatchbedarf erhöhende Effekt wird nur teilweise dadurch kompensiert, dass seit dem 1. Oktober2018 die Engpassbewirtschaftung (Gebotszonentrennung) an der Grenze zu Österreich eingeführt wurde.

Entsprechend leicht gesunken sind auch die Kosten. Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 351,5 Mio. Euro zzgl. rund 36,0 Mio. Euro für Countertrading Maßnahmen (in Summe 387,5 Mio. Euro). Diese Kosten liegen damit rund 8 Prozent unter den Kosten im Gesamtjahr 2017 (2017: 420,6 Mio. Euro).

In Bezug auf Netzreservekraftwerke wurden im Gesamtjahr 2018 an 166 Tagen Abrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 904 GWh getätigt. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei 85,2 Mio. Euro und sind somit um 54 Prozent gesunken (2017: 183,9 Mio. Euro). Grund ist hier vor allem auch, dass für den Winter 2018/2019 keine ausländische Netzreserve mehr kontrahiert wurde. Die Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten lagen bei rund 330,3 Mio. Euro.

Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen), also die Abregelung von EEG- oder KWKG-vergüteten Anlagen, lag im Jahr 2018 mit insgesamt 5.403 GWh auf einem weiterhin hohen Niveau. Im Vergleich zum Vorjahr sank die Menge leicht um zwei Prozent (2017: 5.518 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 2,8 Prozent

---

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.

(2017: 2,9 Prozent). Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2018 mit rund 719 Mio. Euro gegenüber 2017 um rund 145 Mio. Euro erhöht (2017: 574 Mio. Euro). Die insgesamt im Jahr 2018 entstandenen geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern stiegen hingegen leicht auf das Niveau von 635 Mio. Euro an. Die Diskrepanz zwischen den Zahlen erklärt sich dadurch, dass die im Jahr 2018 geleisteten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge widerspiegeln, die auch durch Ausfallarbeit im Jahr 2018 verursacht wurden. In den Entschädigungszahlungen für 2018 können Ansprüche für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten sein und Ansprüche aus dem Jahr 2018 unvollständig abgebildet sein, da der Abrechnungszeitraum nicht mit dem Maßnahmenzeitraum zusammenfällt.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2018 Windenergieanlagen an Land (onshore) mit einem Anteil von 72 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2017: 81 Prozent). Nachdem im Jahr 2015 auch erstmals Windenergieanlagen auf See (offshore) von Einspeisemanagement betroffen waren, hat sich deren Anteil im Jahr 2018 auf rund 25 Prozent (rund 1.356 GW) der gesamten Ausfallarbeit weiter erhöht (2017: 15 Prozent mit rund 826 GW).

Das weiterhin hohe Niveau der EinsMan-Maßnahmen in 2018 lässt sich neben den Windverhältnissen und dem Zubau erneuerbarer Kapazitäten vor allem mit der Abregelung von Offshore Windenergieanlagen 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. Betroffen sind hiervon die Netze in der Region Dörpen im Emsland und für EinsMan-Maßnahmen insbesondere die Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannung in Schleswig-Holstein.

Im Jahr 2018 haben insgesamt fünf Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 8,3 GWh.

In Summe beliefen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2018 auf rund 1.438,4 Mio. Euro. Dies ist eine Minderung von rund 72,3 Mio. Euro (-4,8 Prozent) im Vergleich zum Vorjahr (2017: 1.510,7 Mio. Euro).

### 1.3.4 Netzentgelte

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für das Jahr 2019 sind für Haushaltskunden um 0,4 Prozent (+3 ct/kWh) gestiegen.

- Haushaltskunde, Jahresverbrauch 2.500 bis 5.000 kWh: Mengengewichtet 7,22 ct/kWh

Ab 2019 sind Kostenbestandteile aus den Netzentgelten und die Offshore-Haftungsumlage in die Offshore-Netzumlage übergegangen. Betrachtet man die Summe der Netzentgelte und der Offshore-Netzumlage ist die Kostenbelastung für die Netznutzer bundesweit von 7,23 ct/kWh (7,19 ct/kWh zzgl. 0,037 ct/kWh Offshore-Haftungsumlage) in 2018 auf 7,64 ct/kWh (7,22 ct/kWh zzgl. 0,416 ct/kWh Offshore-Netzumlage) in 2019 – also um knapp 6 Prozent gestiegen.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel für Gewerbekunden leicht über dem Niveau des Vorjahres[5]. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte inkl. Messstellenbetrieb um 1 Prozent gestiegen auf rund 6,31 ct/kWh (2017: 6,27 ct/kWh). Hingegen sind bei den Industriekunden die Netzentgelte inklusive Messstellenbetrieb um rund 1 Prozent zurückgegangen auf rund 2,33 ct/kWh (2017: 2,36 ct/kWh). Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2019 ermittelt:

- Gewerbekunde, Jahresverbrauch 50 MWh: Arithmetisches Mittel 6,31 ct/kWh

- Industriekunde, Jahresverbrauch 24 GWh, ohne Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 StromNEV: Arithmetisches Mittel 2,33 ct/kWh

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Der Vergleich der Netzentgelte in Deutschland anhand der veröffentlichten Preisblätter aller VNB für die drei betrachteten Abnahmefälle zeigen folgende Spannen (Netzentgelte ohne Messstellenbetrieb): Für den Bereich der Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte bei 1,78 ct/kWh und die höchsten bei 25,38 ct/kWh. Die Verteilung der Netzentgelte der Gewerbekunden ähnelt der der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 0,19 ct/kWh und 24,63 ct/kWh. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden (ohne Reduktionsmöglichkeiten) bewegen sich zwischen etwa 1,16 ct/kWh und 7,77 ct/kWh.

## 1.4 Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für Systemdienstleistungen sind im Jahr 2018 auf rund 1.881,39 Mio. Euro gesunken (2017: 1.983,1 Mio. Euro). Hauptkostenblöcke waren dabei die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 415,5 Mio. Euro (2017: 480,0 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 351,5 Mio. Euro (2017: 391,6 Mio. Euro) und die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 635,4 Mio. Euro (2017: 609,9 Mio. Euro). Weitere große Kostenpositionen waren die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 123,3 Mio. Euro (2017: 145,5 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 273,2 Mio. Euro (2017: 280,4 Mio. Euro). Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich in 2018 gegenüber 2017 nur geringfügig verändert.

## 1.5 Großhandel

Funktionierende Großhandelsmärkte sind von grundlegender Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich. Spotmärkte und Terminmärkte sind entscheidend für die Deckung des kurz- wie längerfristigen Elektrizitätsbedarfs der Versorger. Neben dem bilateralen Großhandel („over-the-counter“-Handel, „OTC“) erfüllen Strombörsen eine zentrale Funktion. Sie schaffen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte entwickelte sich im Jahr 2018 unterschiedlich. Auf der einen Seite hat sich das Handelsvolumen im Spotmarkt insgesamt leicht reduziert. Im Einzelnen zeigten sich im Day-

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

Ahead Markt sinkende, im Intraday-Markt dagegen steigende Handelsvolumina. Eine weitere wichtige Entwicklung im Strom-Großhandel war die Einführung des Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze mit dem 1. Oktober 2018, wodurch das gemeinsame Marktgebiet von Deutschland und Österreich faktisch getrennt wurde (sog. Gebotszonentrennung).[6]

Im Spotmarkt waren unterschiedliche Entwicklungen zu beobachten. Im Jahr 2018 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 224,6 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (233,2 TWh) um rund 3,7 Prozent gesunken. Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist ebenfalls um rund 13,9 Prozent zurückgegangen und liegt bei rund 7,2 TWh. Demgegenüber ist das Volumen des Intraday-Handels auf 52,8 TWh angestiegen, was einem Zuwachs von rund 5,8 TWh bzw. rund 12,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

Der Terminhandel verzeichnete leichte Volumenzuwächse. Im Jahr 2018 hat der Phelix-DE den Phelix-DE/AT fast vollständig ersetzt. Auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Volumenzuwächse[7]. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX mit 1.053 TWh im Jahr 2018 deutlich angestiegen und liegt nun gleichauf mit dem Volumen, das über die Börse gehandelt wurde.

Neben dem börslichen Handel hat das OTC-Clearing an der Börse eine spezielle Funktion für den bilateralen Großhandel. Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag in 2018 bei 1.053 TWh gegenüber 905 TWh im Vorjahr. 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.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahresdurchschnitt 2018 weiterhin deutlich gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Spotmarktpreise (für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich bis zum 30. September 2018) um rund 22 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr (für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg) notierten zu rund 33 Prozent höheren Preisen.

Die Preise der Futures sind im Verlauf des Jahres 2018 deutlich angestiegen. Eine Ursache war unter anderem die Abschaltung bzw. Herausnahme von Kraftwerken aus dem Markt. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am 27. Dezember 2018 bei einem Wert von 66,26 Euro/MWh und verzeichnete im Vergleich zum Jahresanfang einen Anstieg von rund 43 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year Future ist auf 54,44 Euro/MWh angestiegen. Das entspricht einem Anstieg von rund 48 Prozent ab dem Beginn des Jahres.

---

[6] 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)

[7] Das an das Bundeskartellamt gemeldete Volumen ist im Vergleich zum Vorjahr kleiner, jedoch hat ein großer Broker keine Daten übermittelt, überträgt man die Menge vom Vorjahr, so ergeben sich auch leichte Zuwächse

## 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 2018 im Durchschnitt zwischen 143 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 132 Anbieter.

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 mit rund 4,7 Mio. Wechseln auf hohem Niveau konstant (2017: 4,7 Mio. Lieferantenwechsel). Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Anzahl der Haushaltskunden liegt damit wie im Vorjahr bei 10,2 Prozent (2017: 10,2 Prozent[8]). Zusätzlich haben rund 2,6 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 12,3 Prozent (2017: 13,0 Prozent).

Eine relative Mehrheit von 42 Prozent der Entnahmemenge von Haushaltskunden wurde im Jahr 2018 über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bezogen (2017: 41 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung beläuft sich auf 27 Prozent (2017: 28 Prozent). Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden anders als in den Vorjahren nur geringfügig zurückgegangen. Rund 31 Prozent aller Haushaltskunden werden weiterhin von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2017: 31 Prozent), dieser Anteil stieg zuvor kontinuierlich an. Insgesamt werden damit rund 69 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 konstant.

### 1.6.2 Stromsperren

Die Stromsperren sind im Jahr 2018 gesunken. Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2018 bei 296.370 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozent gesunken (2017: 330.098). Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden. Diese Zahl lag 2018 bei etwa 4,9 Mio. von denen ca. 1 Mio. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten (2017: 4,8 Mio. Sperrandrohungen und 1.1 Mio. Sperrbeauftragungen).

### 1.6.3 Preisniveau

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2019 haben sich im Vergleich zum Vorjahr unterschiedlich entwickelt. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh in Höhe von 15,98 ct/kWh liegt um 0,68 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr – maßgeblichen Anteil an der Steigerung sind die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile. Auch der Gesamtpreis ohne Umsatzsteuer für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh lag mit 22,22 ct/kWh rund

[8] Die Lieferantenwechselquote für das Jahr 2017 wurde korrigiert.

0,66 ct/kWh höher als im Vorjahr. Zu dieser Steigerung trägt maßgeblich der Anstieg des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils bei. Insgesamt macht dieser Preisbestandteil rund 26 Prozent (im Vorjahr 24 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.

Die Preise für Haushaltskunden werden zum Stichtag 1. April 2019 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei auf 30,85 ct/kWh gestiegen (2018: 29,88 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 2019 rund 24,7 Prozent und hat sich somit, wie auch schon im Vorjahr, erhöht. Dieser Anstieg kann insbesondere mit den in 2018 gestiegenen Großhandelspreisen zusammenhängen. Diese höheren Preise werden langsam an die Haushaltskunden weitergegeben. Das Netzentgelt liegt im Jahr 2019 in etwa auf Höhe des Vorjahres, und damit weiterhin auf hohem Niveau. Die EEG-Umlage, ist um sechs Prozent gesunken, macht aber weiterhin rund 21 Prozent des Gesamtpreises aus. Gemeinsam mit der Reduktion der Umlage nach dem KWKG und der Umlage nach § 19 StromNEV dämpfen diese Absenkungen den Preisanstieg im Jahr 2019.

Gegenüber dem Jahr 2018 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh um rund 1,5 Prozent auf 31,94 ct/kWh gestiegen (2017: 31,47 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt 30,46 ct/kWh (2018: 29,63 ct/kWh). Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis um rund 5,8 Prozent gestiegen und liegt nun ebenfalls bei 30,46 ct/kWh (2018: 28,80 ct/kWh).

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung (-1,48 ct/kWh) und durch einen Lieferantenwechsel (-1,48 ct/kWh)[9] erzielen. Dies ergibt bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 52 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 55 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 64 Euro.

### 1.6.4 Umlagen

Für das Jahr 2019 veranschlagten die Netzbetreiber insgesamt knapp 26,14 Mrd. Euro zur Umlage auf die Netznutzer. Nach Volumenhöhe sortiert setzt sich dieser Betrag zusammen aus der EEG-Umlage (22,59 Mrd. Euro), der § 19-StromNEV-Umlage (0,91 Mrd. Euro), der KWKG-Umlage (1,05 Mrd. Euro), der neuen Offshore-

[9] Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

Netzumlage (1,56 Mrd. Euro) und der Abschaltbare-Lasten-Umlage (0,02 Mrd. Euro). Die EEG-Umlage macht damit weiter den größten Anteil (über 86 Prozent) aller Umlagen aus.

### 1.6.5 Heizstrom

Nach den Angaben der Lieferanten liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2019 im arithmetischen Mittel bei 21,92 ct/kWh, was über dem Vorjahresniveau von 21,08 ct/kWh liegt. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 22,50 ct/kWh, und ist im Vergleich zum Vorjahr von 21,71 ct/kWh ebenfalls angestiegen. Auch hier war der Anstieg maßgeblich auf den Anstieg des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils zurückzuführen.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine kontinuierliche Zunahme der Wechselaktivitäten – wenn auch auf niedrigem Niveau – zu verzeichnen. Dies dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. Gleichwohl liegen die Wechselquoten noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden. Die Lieferantenwechselquote bezogen auf die Menge beträgt für das Jahr 2018 weiterhin rund vier Prozent. Jedoch steigt der Anteil der Heizstrommenge und Heizstromzählpunkte, die von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, kontinuierlich an und beträgt rund 13 Prozent.

## 1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes im September 2016 wurde die Novellierung des Messwesens angestoßen. Das Gesetz schreibt den umfassenden Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messeinrichtungen vor. 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 besprochen, wenn eine moderne Messeinrichtung mit einem Smart Meter Gateway verbunden ist und so die vom Zähler erfassten Daten versandt werden können.

Seit Anfang 2017 sind die ersten modernen Messeinrichtungen am Markt erhältlich und werden seitdem von den ersten Messstellenbetreibern großflächig eingebaut. Der Einbau intelligenter Messeinrichtungen konnte auch im Jahr 2018 noch nicht beginnen, da bis zum Ende des Jahres 2018 nur ein, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes Smart-Meter-Gateway erhältlich war. Die gesetzlichen Vorgaben des Gesetzes und die Weiterentwicklung der Technologien auf diesem Feld lassen aber für die nächsten Jahre einen großflächigen Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen erwarten.

# 2. Netzübersicht

Mit den Festlegungen zum Marktkommunikations-Interimsmodell Strom und Gas vom 20. Dezember 2016 (BK6-16-200/ BK7-16-142) hat die Bundesnetzagentur alle Akteure des Energiemarktes verpflichtet, zur Identifikation von Marktlokationen und Messlokationen zum 1. Februar 2018 einen neuen Identifikationscode einzuführen und exklusiv zu benutzen. Im Monitoringbericht 2019 wird daher der Begriff des Zählpunkts durch die Begriffe der Marktlokation bzw. Messlokation ersetzt.

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

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.

## 2.1 Netzbilanz

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zum Aufkommen und zur Verwendung der Stromflüsse im deutschen Stromnetz für 2018. Die Aufkommensseite (622,6 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 592,3 TWh (davon 9,2 TWh aus Pumpspeichern) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen[10] aus dem Ausland in Höhe von 30,3 TWh. Auf der Verwendungsseite (insgesamt 621,2 TWh) wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 467,8 TWh durch Letztverbraucher und Pumpspeicher (13,1 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 39,1 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 24,6 TWh, die physikalischen Lastflüsse ins Ausland betrugen 76,8 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von rund 621,2 TWh. Der Unterschied zur Aufkommensseite von 622,6 TWh beträgt 1,4 TWh bzw. 0,22 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite nahezu vollständig ausgeglichen. Die Erhebungsdifferenz von 1,4 TWh ist auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückführen.

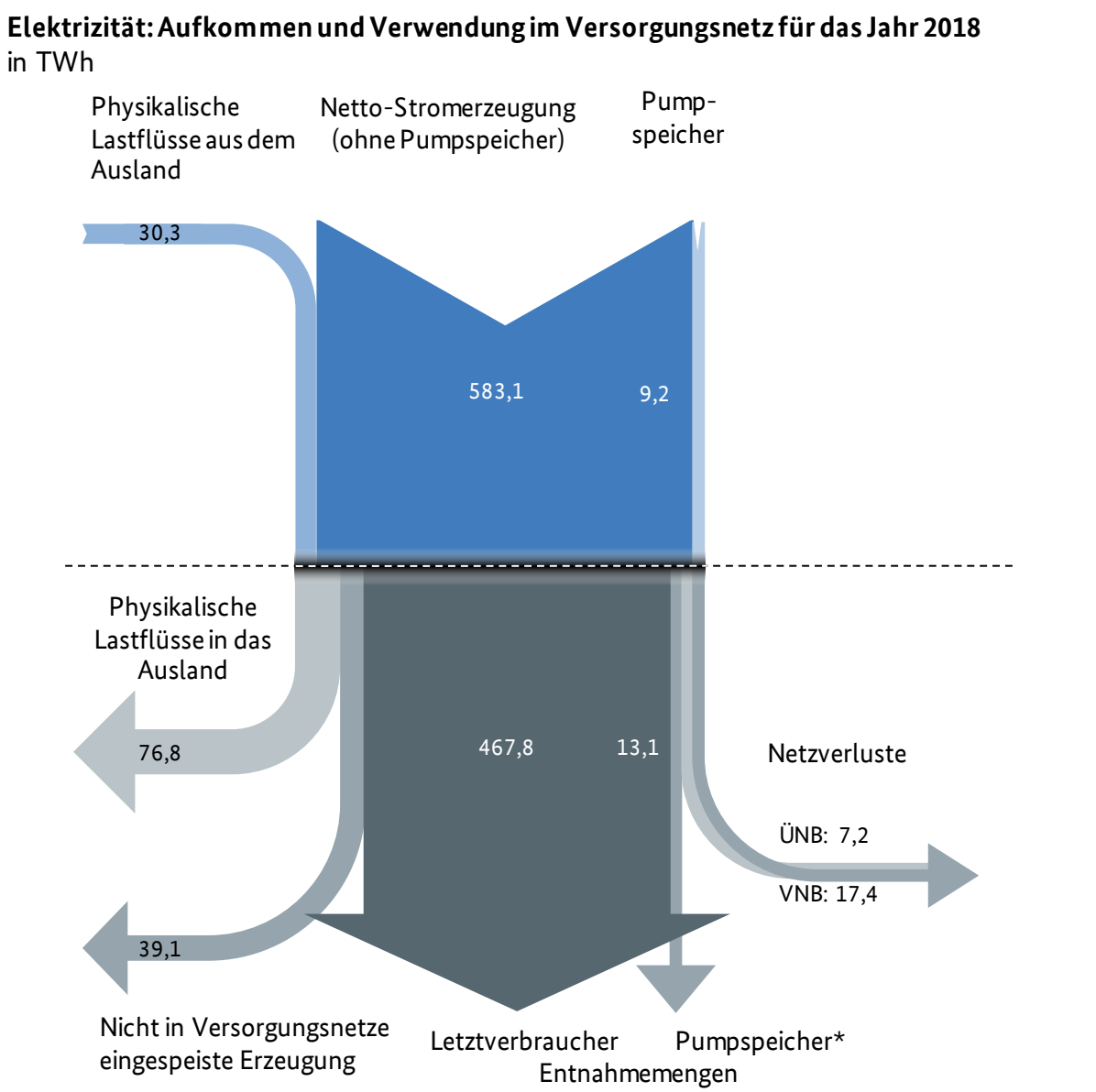
[10] Für die Ausgeglichenheit der Netzbilanz sind die physikalischen Lastflüsse, nicht die Handelsflüsse entscheidend. Handelsflüsse (Exporte 72,0 TWh und Importe 19,6 TWh) und physikalische Lastflüsse weichen im vermaschten Wechselstromsystem voneinander ab.

## Elektrizität: Netzbilanz 2018

| | ÜNB | VNB | Summe |
|---|---|---|---|
| **Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2018** | | | **221,6** |
| davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern | | | 103,3 |
| davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern | | | 118,3 |
| davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen | | | 114,1 |
| **Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh. inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)** | | | **592,3** |
| davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern | | | 381,5 |
| davon Pumpspeicher | | | 9,2 |
| davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern | | | 210,8 |
| davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen | | | 195,4 |
| Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh)[1] | | | 39,1 |
| **Netzverluste (in TWh)** | **7,2** | **17,4** | **24,6** |
| davon Höchstspannung | 5,8 | < 0,1 | 5,8 |
| davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS) | 1,3 | 3,3 | 4,6 |
| davon Mittelspannung (inklusive HS/MS) | | 5,7 | 5,7 |
| davon Niederspannung (inklusive MS/NS) | | 8,5 | 8,5 |
| **Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)** | | | |
| davon ins Ausland | | | 76,8 |
| davon aus dem Ausland | | | 30,3 |
| **Entnahmemengen (in TWh)[2]** | **24,8** | **443,0** | **480,9** |
| davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden | 24,8 | 318,4 | 343,2 |
| davon Haushaltskunden | | 124,6 | 124,6 |
| davon Pumpspeicher | | | 13,1 |

[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 2018 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber




*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, 2018

## 2.2 Stromverbrauch

Aus der in Kapitel I.A.2.1 dargestellten Netzbilanz lässt sich ein jährlicher, im Monitoring gemeldeter, Bruttostromverbrauch von 574,3 TWh errechnen. Dieser Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe der Bruttostromerzeugung[11] aus Erneuerbaren Energien (211,6 TWh) und nicht erneuerbaren Energien (409,2 TWh) (620,8 TWh) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland (30,3 TWh) abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland (76,8 TWh). Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei den

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

Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2018 damit bei 37 Prozent.

**Elektrizität: Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch** in Prozent

| 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|
| 27 | 31 | 31 | 36 | 37 |

Tabelle 2: Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch in Prozent

Als weitere Kennzahl lässt sich der Stromverbrauch von Endkunden in Deutschland errechnen. Dieser liegt mit rund 506,9 TWh weit unter dem Bruttostromverbrauch, da der Kraftwerkseigenverbrauch, die Entnahme durch Pumpspeicher und auch Netzverluste nicht mit einberechnet werden. Der wichtigste Bestandteil der Kennzahl sind die Entnahmemengen von Letztverbrauchern (rund 467,8 TWh), die im Vergleich zum Vorjahr erneut gesunken sind (2017: 472,6 TWh). Hinzu kommt der Anteil der Nettostromerzeugung, der nicht in die Netze eingespeist wird und direkt vom Letztverbraucher genutzt wird. Dieser liegt gemäß Monitoring bei 39,1 TWh[12].

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die in Tabelle 3 aufgeführten Werte für das Jahr 2018 ergeben. Aus den VNB Netzen wurden insgesamt rund 443,0 TWh entnommen, aus den ÜNB Netzen 24,8 TWh.

Die Werte zeigen, 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. Die Entnahmemenge dieser Großverbraucher ist mit 225,9 TWh im Vergleich zum Vorjahr gesunken (2017: 227,5 GWh). Kunden mit einer Jahresverbrauchsmenge zwischen 10 MWh und 2 GWh verbrauchten im Jahr 2018 rund ein Viertel der Gesamtentnahmemenge. Im Vergleich zum Vorjahr ist auch hier die Menge gesunken (2018: 123,3 TWh; 2017: 124,9 TWh). 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 2018 ebenfalls etwa ein Viertel der Gesamtmenge und auch ihr Verbrauch sank im Vergleich zum Vorjahr (2018: 118,6 TWh; 2017: 120,1 TWh).

[12] Auch hier liegt der tatsächliche Wert höher, da nur die Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 10 MW erfasst werden.

**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 | 118,6 | 118,6 | 25,4 |
| 10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr | 1,1 | 122,2 | 123,3 | 26,4 |
| > 2 GWh/Jahr | 23,7 | 202,1 | 225,9 | 48,3 |
| Gesamt | 24,8 | 443,0 | 467,8 | 100,0 |

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 | 24,8 | 283,8 | 308,6 | 66 |
| SLP-Kunden | | 159,2 | 159,2 | 34 |
| davon Haushaltskunden i.S.d. §3 Nr. 22 EnWG | | 124,6 | 124,6 | 27 |
| Gesamt | 24,8 | 443,0 | 467,8 | |

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

Gemäß den Angaben der VNB verbrauchten Haushaltskunden[13] im Durchschnitt rund 2.575 kWh im Jahr. Die höchste Abnahmemenge der Haushaltskunden fällt nach Angaben der Stromlieferanten mit einer Gesamtmenge von ca. 43,2 TWh in den Abnahmefall zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Für diesen repräsentativen Fall lag der Durchschnittsverbrauch bei rund 3.300 kWh, die Gesamtzahl der Marktlokationen bei rund 13,1 Millionen. Die größte Zahl der Haushaltkunden fällt mit rund 15,1 Millionen Marktlokationen in den Abnahmefall zwischen 1.000 kWh und 2.500 kWh. Die verbrauchte Energiemenge lag hier bei insgesamt rund 26,2 TWh bzw. 1.730 kWh durchschnittlich.

[13] Haushaltskunden i. S. d. §3 Nr. 22 EnWG

## 2.3 Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2019 haben sich die ÜNB[14] sowie 846 VNB beteiligt. Zum Stichtag 5. November 2019 waren bei der Bundesnetzagentur insgesamt 883 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst.

### Elektrizität: Anzahl der Netzbetreiber in Deutschland

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Verteilernetzbetreiber (VNB) | 884 | 880 | 875 | 878 | 890 | 883 |
| davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden | 812 | 803 | 798 | 797 | 809 | 803 |
| davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden | 620 | 605 | 607 | 625 | 614 | 645 |

Tabelle 5: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2014 bis 2019

Nachfolgende Tabelle zeigt die Netzstrukturdaten „Stromkreislänge“ und „Marktlokationen“ dieser Unternehmen auf.

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

## Elektrizität: Netzstrukturdaten 2018

| | ÜNB* | VNB | Summe |
|---|---|---|---|
| **Netzbetreiber (Anzahl)** | 7 | 883 | 890 |
| **Stromkreislänge (in Tsd. km)** | 36,8 | 1.814,2 | 1.851,0 |
| davon Höchstspannung | 36,4 | 0,3 | 36,7 |
| davon Hochspannung | 0,4 | 94,2 | 94,6 |
| davon Mittelspannung | | 519,2 | 519,2 |
| davon Niederspannung | | 1.200,5 | 1.200,5 |
| **Marktloaktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)** | 0,5 | 51.405,9 | 51.406,3 |
| davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden | 0,5 | 3.011,3 | 3.011,3 |
| davon Haushaltskunden | | 48.394,5 | 48.394,5 |

* Anzahl und Angaben inkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften

Tabelle 6: Netzstrukturdaten 2018 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

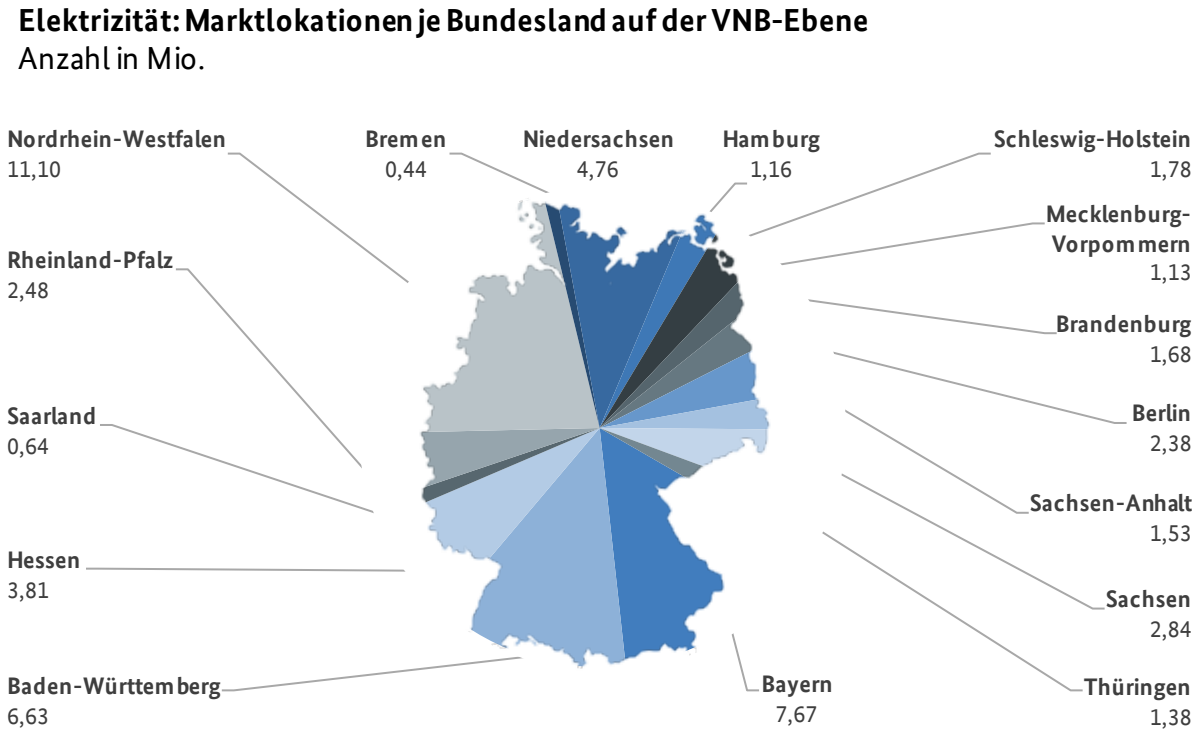



Abbildung 2: Marktlokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB

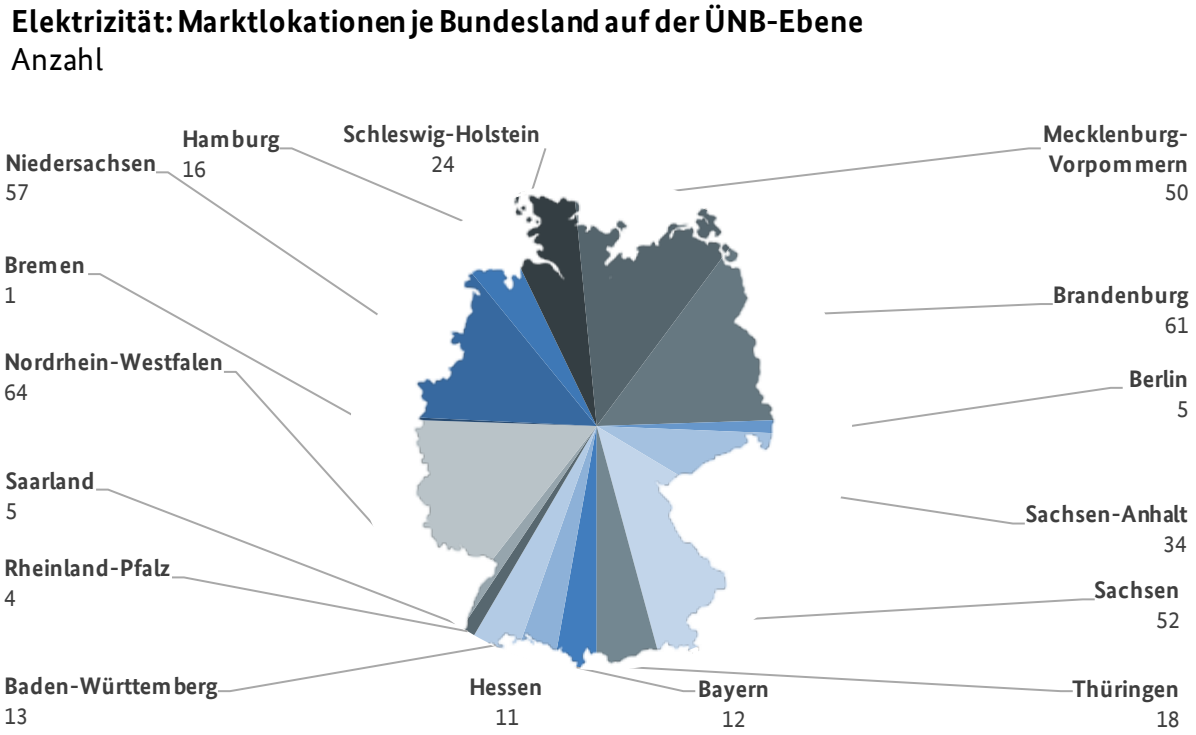



Abbildung 3: Marktlokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB

Die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene hat sich gegenüber dem Jahr 2017 um ca. 135 km erhöht. Die Anzahl der Marklokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der ÜNB belief sich auf insgesamt 427. Diese Marktlokationen weisen fast ausschließlich eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassten mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge zum 31. Dezember 2018 insgesamt rund 1,8 Millionen Kilometer. Wie in der folgenden Abbildung dargestellt, verfügt die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB Strom (652 oder 77 Prozent) über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Auf diese VNB entfallen 10,2 Mio. bzw. 20 Prozent aller Zählpunkte in Deutschland. 182 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Diese Netzbetreiber versorgen mit 41,2 Mio. Zählpunkten etwa 80 Prozent der Gesamtzählpunkte.

**Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge**
Anzahl und Verteilung

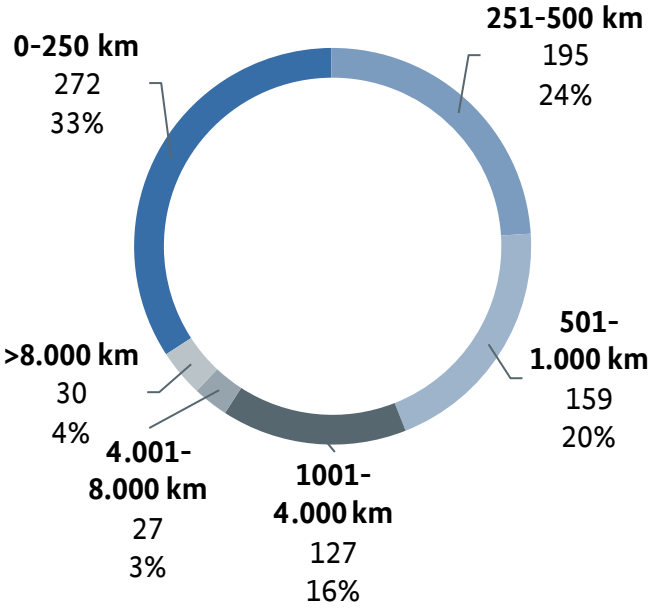



Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Die Zahl der Marktlokationen von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der VNB belief sich auf rund 51,4 Millionen. Hiervon wurden rund 48,4 Mio. Marktlokationen den Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet. Rund 374.000 Messlokationen wiesen eine registrierende Lastgangmessung auf.

Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Marktlokationen und 10 Prozent der Unternehmen mehr als 100.000 Marktlokationen. Auf diese 10 Prozent entfallen ca. 75 Prozent (38,6 Mio. Marktlokationen) aller Marktlokationen.

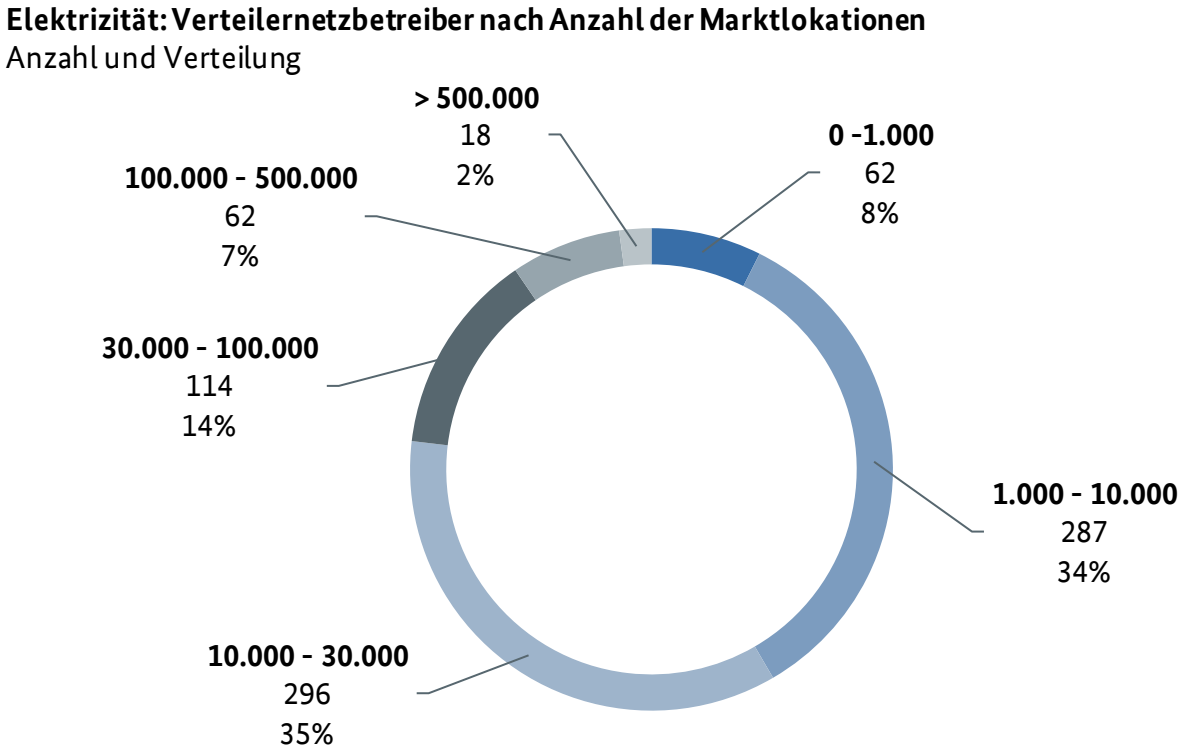



Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Strom

## 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 ist.[15] Stattdessen baut dieser Bericht – wie weiter unten dargestellt – auf weniger aufwändig zu ermittelnden Indikatoren auf.

Eine umfassende Marktmachtanalyse findet sich dafür in dem kommenden ersten Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung („Marktmachtbericht“), den das Bundeskartellamt nach § 53 GWB[16] 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

[15] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 96 ff.

[16] 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.

über die Steuerung seiner Kraftwerke die angebotene Strommenge und – z. B. durch eine Strategie der Kapazitätszurückhaltung – auch den Strompreis maßgeblich beeinflussen kann.

Wie im Abschnitt „Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes“ auf Seite 501 dieses Berichtes ausführlich dargestellt, zeigen die Ergebnisse der im Rahmen der Prüfung des Zusammenschlussvorhabens RWE/E.ON durchgeführten Analyse, dass die Kraftwerke von RWE derzeit bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden im Jahr pivotal, also für die Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar sind. 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 Stellung überschritten werden könnte.

Im kommenden Marktmachtbericht wird diese Pivotalanalyse mit neueren Daten fortgeführt, die einen aktuellen Überblick über die Marktmachtverhältnisse bei der Stromerzeugung in Deutschland ermöglichen.

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.[17]

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 Stromerzeuger RWE AG, E.ON SE bzw. Uniper [18], EnBW AG, Vattenfall GmbH und LEAG GmbH 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 fünf größten Stromerzeuger zeigen sich große Unterschiede. Hinter dem Marktführer RWE findet sich mit weitem Abstand ein Feld von vier Stromerzeugern mit Marktanteilen zwischen 6,8 und 16,6 Prozent bezogen auf die Absatzmenge bzw. 6,2 Prozent und 12,3 Prozent bezogen auf die Erzeugungskapazität, die ihrerseits wiederum jeweils einen signifikanten Marktanteilsabstand zu den übrigen Stromerzeugern aufweisen.

---

[17] Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

[18] Nach Vollzug der Veräußerung von Uniper durch E.ON an Fortum werden beide Unternehmen – anders als im Vorjahr – nicht mehr als Unternehmensverbund angesehen. Damit fällt Uniper beim Stromerstabsatz aus dem CR5 heraus und E.ON bei den Stromerzeugungskapazitäten.

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

Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerstabsatzmarkt (Stromerzeugung) sowie für die zwei größten Stromendkundenmärkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sogenannten „Dominanzmethode“ abgeschätzt. Für den Stromerstabsatzmarkt 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 einen sachlich relevanten Markt für die nicht nach EEG geförderte (fortan auch: „konventionelle“) Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabsatzmarkt). Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt[19]:

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.[20] Die Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms erfolgt losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen „konventionellen“ 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.[21] Es werden nur Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, d. h. Einspeisung in geschlossene Verteilernetze, Eigenverbrauch und Bahnstrom sind nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes.

In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt im Jahr 2018 – jedenfalls bis zur Gebotszonentrennung zum 1. Oktober 2018 – einen einheitlichen Markt für Deutschland/Luxemburg und Österreich abgegrenzt. Für diesen Monitoringbericht wurden jedoch die Daten für das gesamte Kalenderjahr 2018 erhoben. Im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON-Minderheitsbeteiligung (s. o.) hat die Beschlussabteilung die Wirkung der Gebotszonentrennung auf die Marktabgrenzung noch offengelassen, allerdings präventiv auf die engere Marktabgrenzungsmöglichkeit – Marktgebiet Deutschland/Luxemburg – abgestellt. Diesem Ansatz folgt auch der Monitoringbericht; in den nachfolgenden Abschnitten wird das deutsche Marktgebiet betrachtet.

Bei der Stromerzeugung (Erstabsatzmengen und Kapazitäten) wurden wiederum die fünf größten Unternehmen gemäß den o. g. Definitionen abgefragt. Diese Unternehmen waren hinsichtlich der Erstabsatzmengen RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall und LEAG, hinsichtlich ihrer Stromerzeugungskapazitäten eigener Kraftwerke einschließlich Bezugsrechten bei anderen Kraftwerken RWE, Uniper, EnBW, LEAG und Vattenfall. Bei der Endkundenbelieferung werden wie im Vorjahr die vier absatzstärksten Unternehmen – einschließlich der ihnen jeweils zuzurechnenden Mehrheitsbeteiligungen – zugrunde gelegt. Die Gesamtmarktdaten wurden der Auswertung der Erzeugerfragebögen und der Netzbetreiberfragebögen des Monitorings entnommen.

Die Ergebnisse der Erhebung für die Stromerzeugungsmengen für das Jahr 2018 sind in folgender Tabelle dargestellt. Zum Vergleich sind die Vorjahresdaten ebenfalls abgebildet.

---

[19] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

[20] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 73 f.

[21] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 93 f.

**Elektrizität: Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger**

| Deutschland 2017 | | | Deutschland 2018 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Unternehmen** | **TWh** | **Anteil** | **Unternehmen** | **TWh** | **Anteil** |
| RWE | 117,0 | 32,2% | RWE | 105,9 | 30,2% |
| LEAG | 58,2 | 16,0% | LEAG | 58,0 | 16,5% |
| EnBW | 43,6 | 12,0% | EnBW | 45,8 | 13,1% |
| E.ON / Uniper[1] | 31,5 | 8,7% | E.ON[1] | 23,9 | 6,8% |
| Vattenfall | 24,1 | 6,6% | Vattenfall | 25,7 | 7,3% |
| **CR 5** | 274,4 | **75,5%** | **CR 5** | 259,3 | **73,9%** |
| Andere Unternehmen | 89,1 | 24,5% | Andere Unternehmen | 91,5 | 26,1% |
| Nettostrom-erzeugung gesamt | 363,5 | 100% | Nettostrom-erzeugung gesamt | 350,8 | 100% |

[1] Im Jahr 2017 wurden E.ON und Uniper gemeinsam betrachtet. Aufgrund des Verkaufes von Uniper an Fortum sowie der Freigabe durch die EU-KOM, werden im Jahr 2018 E.ON und Uniper als zwei eigenständige Unternehmen betrachtet.

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 Stromerstabsatzmarkt betrug im Jahr 2018 bezogen auf das deutsche Marktgebiet 73,9 Prozent. Im Vorjahr betrug der Marktanteil noch 75,5 Prozent. Die gesamte nicht nach EEG geförderte Nettostromerzeugung gemäß o. g. Definition ist im Vergleich zum Vorjahr um 12,7 TWh auf insgesamt 350,8 TWh zurückgegangen. Der Grund dafür ist, dass weitere konventionelle Kapazitäten aus dem Markt genommen wurden. Zugleich hat die Erzeugung von Erneuerbaren Energien mit Förderungsanspruch nach dem EEG mit rund 195 TWh einen neuen Höchststand erreicht und somit konventionell erzeugte Strommengen weiter verdrängt. Der Rückgang beträgt hier rund vier Prozent der konventionellen Strommenge des Vorjahrs.

Bei RWE ist der Marktanteil um zwei Prozentpunkte im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen – hier macht sich vor allem die Übertragung der Kohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft bemerkbar (§ 13g EnWG). LEAG, EnBW und Vattenfall verzeichnen leichte Marktanteilsgewinne zwischen 0,5 und 1,1 Prozentpunkten. Bei E.ON/ Uniper ist zu berücksichtigten, dass die Unternehmen im Jahr 2017 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 im Jahr 2018 als zwei separate Unternehmen betrachtet. Der Rückgang des CR5 ist allein auf den Verkauf von Uniper an Fortum zurückzuführen.

**Elektrizität: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt**

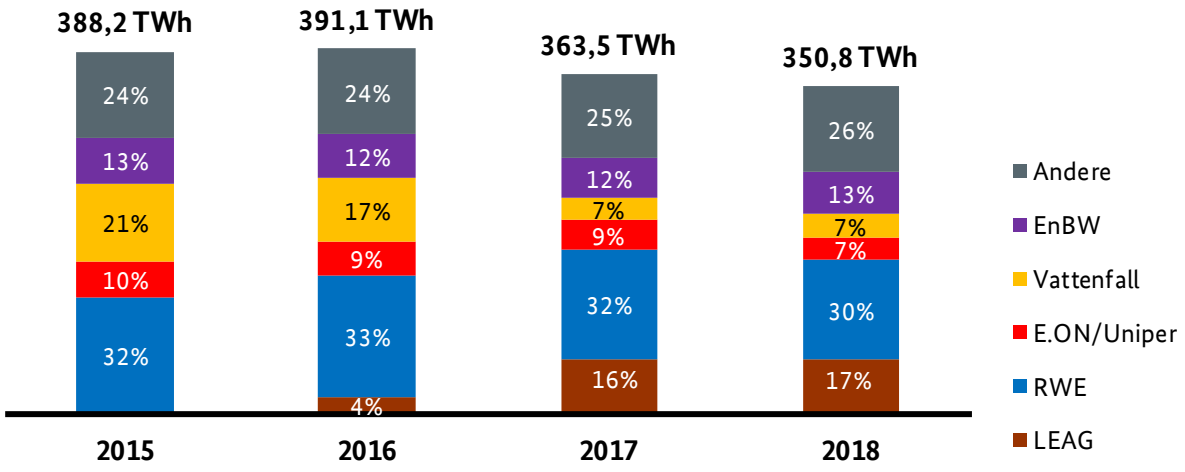



Abbildung 6: Anteil der fünf größten Unternehmen im Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet[22]

Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutschen konventionellen **Erzeugungskapazitäten**, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen, liegt mit 60,8 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 64,9 Prozent. Die insgesamt zur Verfügung stehenden derartigen Kapazitäten haben sich im Jahresvergleich um 1,4 GW auf noch 91,2 GW verringert. Der Rückgang der Kapazitäten der CR5 beträgt insgesamt 4,6 GW, entsprechend hat sich der Anteil anderer Anbieter an den Erzeugungskapazitäten erhöht. Bei dem Anteilszuwachs der anderen Anbieter ist zu berücksichtigen, dass vor dem Hintergrund der nunmehr getrennten Betrachtung von E.ON und Uniper erstere nicht mehr den fünf größten Anbietern zuzurechnen ist. Die verbleibenden Beteiligungen der E.ON durch die Tochter PreussenElektra, an Kernkraftwerken wurden damit nicht in die Summe der CR5 für die deutschen konventionellen **Erzeugungskapazitäten** miteinbezogen. Der Rückgang bei RWE geht indes auf die Überführung der Blöcke E und F des Braunkohlekraftwerkes Niederaußen in die Sicherheitsbereitschaft. Der Grad der Marktkonzentration hat aufgrund des Verkaufes von Uniper an Fortum demnach deutlich abgenommen. Im Zuge von weiteren geplanten Abschaltungen und Stilllegungen von Kernkraftwerken sowie weiteren Kohlekraftwerken dürfte sich der Grad der Marktkonzentration kapazitätsseitig weiter verringern.

[22] 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. Vor diesem Hintergrund sind auch die jeweiligen Marktanteile zu werten.

**Elektrizität: Kapazitäten der fünf größten Stromerzeuger**

| Deutschland 31.12.2017 | | | Deutschland 31.12.2018 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Unternehmen** | **GW** | **Anteil** | **Unternehmen** | **GW** | **Anteil** |
| RWE | 23,9 | 25,8% | RWE | 22,9 | 25,1% |
| EnBW | 11,1 | 12,0% | EnBW | 11,2 | 12,3% |
| E.ON / Uniper[1] | 9,3 | 10,0% | Uniper[1] | 5,6 | 6,2% |
| Vattenfall | 8,1 | 8,7% | Vattenfall | 8,0 | 8,7% |
| LEAG | 7,8 | 8,4% | LEAG | 7,8 | 8,5% |
| **CR 5** | 60,1 | **64,9%** | **CR 5** | 55,5 | **60,8%** |
| Andere Unternehmen | 32,5 | 35,1% | Andere Unternehmen | 35,7 | 39,2% |
| Kapazitäten insgesamt | 92,6 | 100% | Kapazitäten insgesamt | 91,2 | 100% |

[1] Im Jahr 2017 wurden E.ON und Uniper gemeinsam betrachtet. Aufgrund des Verkaufes von Uniper an Fortum sowie der Freigabe durch die EU-KOM, werden im Jahr 2018 E.ON und Uniper als zwei eigenständige Unternehmen betrachtet.

Tabelle 8: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet hinsichtlich der Erzeugungsmenge im Jahr 2018 mit einem CR 5 von 73,9 Prozent weiterhin konzentriert ist (vgl. Tabelle 8, oben). Im Vorjahr betrug der CR 5 noch 75,5 Prozent. Der Grad der Marktkonzentration ist bezogen auf das deutsche Marktgebiet leicht zurückgegangen.

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. Allerding 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, dass die

Erzeugung und Einspeisung des EEG-Stroms nicht dem Wettbewerb auf dem Markt für Erzeugung und Absatz sonstigen, im Wesentlichen konventionellen Stromes 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 konventionellen 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 EEG-Erzeugungsmenge macht der Anteil der fünf größten Unternehmen für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr 2018 rund fünf Prozent aus. Im Vorjahr waren es noch rund sechs Prozent. Bei den EEG-Erzeugungskapazitäten beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger für das Jahr 2018 rund vier Prozent. Im Vorjahr waren es noch 3,2 Prozent.

Weiterhin kann die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt 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)[23].

[23] 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 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.[24] 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 rund 1.175 Stromlieferanten (juristische Personen) zugrunde (2017: rund 1.070 Stromlieferanten).

Im Jahr 2018 wurden nach den Angaben der Lieferanten rund 260,6 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 158,2 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt. Vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen 13,3 TWh auf Heizstrom, das entspricht rund 8,4 Prozent. Von den 144,8 TWh Absatz an SLP-Kunden ohne Heizstrom entfielen wiederum 34,6 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden, das entspricht rund 24 Prozent und 110,2 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden, das entspricht rund 76 Prozent. Im Vorjahr wurden 261 TWh an RLM und 162 TWh an SLP-Kunden abgesetzt, wobei auf Heizstrom rund 14,5 TWh und 35,2 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden sowie 113 TWh auf SLP-Sondervertragskunden entfielen. Anders als bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz haben sich die Veränderungen bei den großen Anbietern 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 2018 insgesamt rund 63,6 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen beträgt somit nur noch 24,4 Prozent. Im Vorjahr setzten die CR 4 noch 65 TWh ab, was einem Anteil von 25 Prozent entsprach. Erneut ist ein leichter Rückgang der Marktanteile der CR 4 auf dem Markt für RLM-Kunden zu verzeichnen. 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 inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

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

[24] 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.

Unternehmen im Jahr 2018 rund 34,4 TWh – im Vorjahr noch 37 TWh. Der aggregierte Marktanteil der CR 4 beträgt auf diesem Markt somit rund 31,3 Prozent – im Jahr 2017 lag dieser noch bei 33 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 inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

**Im Bereich der Grundversorgung von SLP-Kunden** betrug der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 rund 14,4 TWh von der gesamten Abgabe an der Grundversorgungsmenge von rund 34,6 TWh. Der Wert beträgt für die CR 4 demnach rund 41,5 Prozent. Im Vorjahr lag dieser Wert bei rund 41,2 Prozent, bei einemkumulierten Absatz der CR 4 von 15,8 TWh und einer Gesamtgrundversorgungsmenge von 38,4 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 7,8 TWh von insgesamt 13,3 TWh für Heizstrom. Somit entfallen auf die CR 4 rund 59,2 Prozent. Im Vorjahr lag der Anteil noch bei 59,2 Prozent.

Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, also einschließlich Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen zwar 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 darzustellen. Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 56,7 TWh von insgesamt 158,2 TWh; was einem aggregierten Anteil von rund 35,8 Prozent entspricht. Im Jahr 2017 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 61,6 TWh, der Marktanteil betrug 38,2 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 vereinigen als im Bereich der SLP-Sonderverträge ohne Heizstrom.

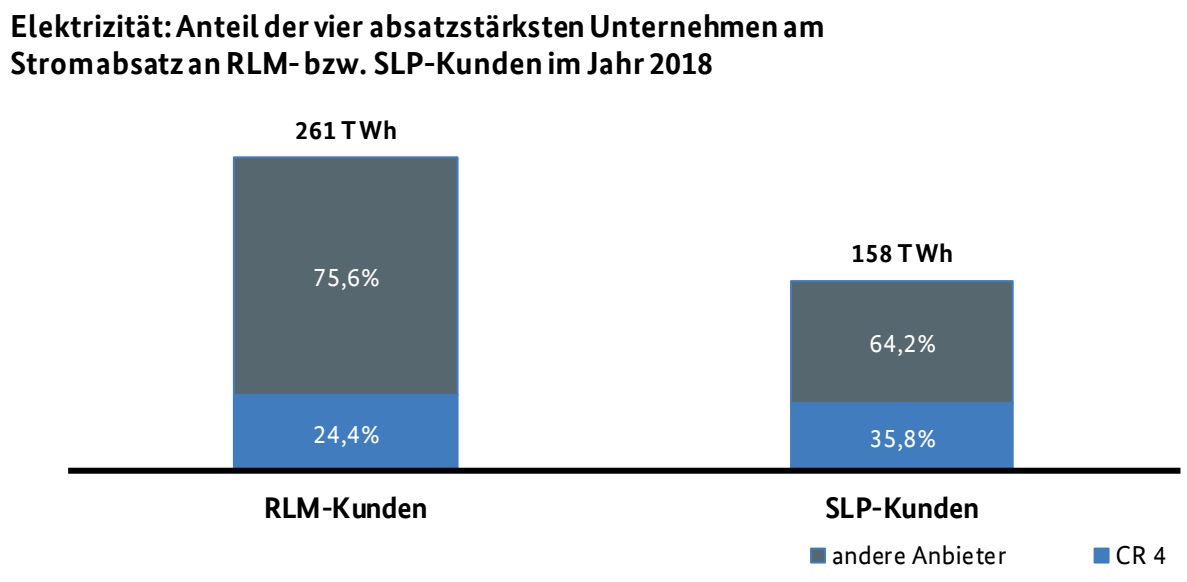



Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2018

# 4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Die Bundesnetzagentur hat als zentrale Informationsstelle für Energieverbraucher die Aufgabe, private Haushaltskunden unabhängig über ihre Rechte, das Schlichtungsverfahren und das Marktgeschehen zu informieren. Der dafür eingerichtete Verbraucherservice Energie informiert und unterstützt seit 2011 Verbraucherinnen und Verbraucher bei allgemeinen Energiethemen und -fragen sowie bei Problemen mit Lieferanten und Netzbetreibern. Der Verbraucherservice Energie hat sich zu einer kompetenten und verlässlichen Einrichtung und ersten Anlaufstelle entwickelt. Eigene Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stehen am Telefon, per E-Mail und Brief zur Beantwortung von Verbraucherfragen zur Verfügung.

Als weitere Kontaktmöglichkeit wurde im Mai 2019 ein Formular auf der Internetseite zur Verfügung gestellt, das Verbraucherinnen und Verbrauchern einen direkten Weg für Anfragen an den Verbraucherservice eröffnet. www.bnetza.de/energie-kontakt

**Überblick der Verbraucheranfragen**

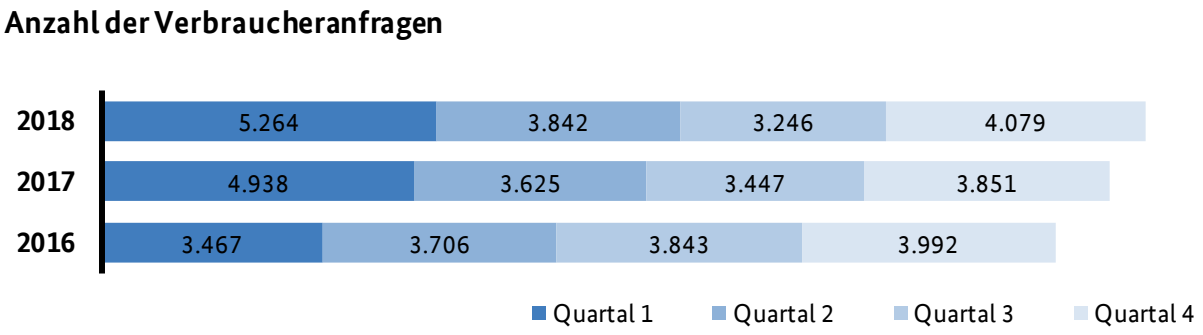



Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen

Im Jahr 2018 wurden 16.431 Anfragen und Beschwerden an den Verbraucherservice gerichtet und beantwortet. Dies ist eine leichte Steigerung im Vergleich zum Vorjahr. 8.474 Anfragen gingen per Telefon, 7.462 als E-Mail und 495 auf dem Postweg ein.

**Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2018**

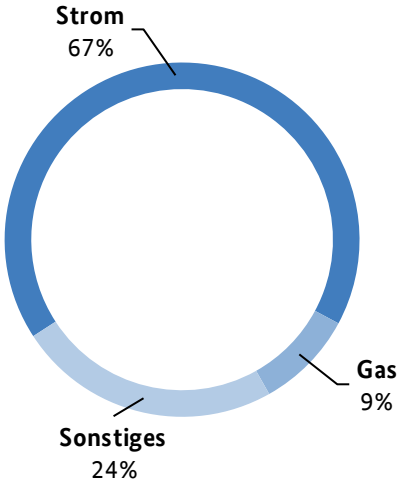



Abbildung 9: Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2018

Die meisten Anfragen bezogen sich auf den Themenbereich Elektrizität. Unter Sonstiges fallen beispielsweise wissenschaftliche Anfragen, Anfragen von Beraterfirmen und Anfragen außerhalb der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

Der Verbraucherservice Energie hat im vergangenen Jahr Verbraucheranfragen zu allen Bereichen des Energiemarkts beantwortet, Handlungsmöglichkeiten aufgezeigt und auf mögliche Rechtsmittel hingewiesen. Angefangen vom Netzanschluss, über Abrechnungsprobleme bis hin zu neuen Fragestellungen im Messwesen erstreckten sich die Themen, die Verbraucher beschäftigt haben. Die Schwerpunkte der Verbraucher lagen dabei auf folgenden Inhalten: Allgemeine Vertragsfragen wie z. B. Vertragslaufzeit, Kündigung und Bonuszahlungen, Fragen zur Ersatzversorgung, Probleme beim Lieferantenwechsel und Abschlagszahlungen bzw. Abschlagshöhe.

Die L-/H-Gasumstellung in den nördlichen und westlichen Landesteilen hat im Verbraucherservice Energie bisher zu keinem höheren Anfrageaufkommen geführt. Da die Umstellung in den bevölkerungsreichen Umstellungsgebieten jedoch in den kommenden Jahren ansteht, hat die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite umfangreiche Informationen zu diesem Thema bereitgestellt. (www.bnetza.de/marktraumumstellung)

Im Berichtszeitraum kam es erneut zu einzelnen Insolvenzen von Energielieferanten. Mit e:veen Energie eG (Juli 2018), der DEG Deutsche Energie GmbH (erstmals Dezember 2018) und der BEV Bayerische Energieversorgungsgesellschaft mbH (Januar 2019) betraf dies bundesweit einige Verbraucher. Durch die sofortige Übernahme in die Ersatzversorgung konnte eine lückenlose Energiebelieferung gewährleistet werden. Betroffene Kunden erhielten vom Verbraucherservice allgemeine Informationen zum weiteren Vorgehen und wurden an den jeweiligen Insolvenzverwalter verwiesen.

Neben der informatorischen Beratung des Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur hat die Schlichtungsstelle Energie e.V. in Berlin die Aufgabe, außergerichtliche und einvernehmliche Lösungen von

individuellen Streitfällen zwischen Verbrauchern und Energielieferanten, Messstellenbetreibern und Messdienstleistern in einem formellen Verfahren herbeizuführen. Dies ist für Verbraucher kostenlos.

2018 gingen etwas über 7.500 Anträge bei der Schlichtungsstelle ein, wobei sich über die Hälfte dieser Anträge auf Lieferanten bezogen, die von einer Insolvenz betroffen waren. Nur gut 300 Unternehmen der über 1.400 Stromlieferanten und gut 1.000 Gaslieferanten die am Monitoring teilgenommen haben, waren mit einem Schlichtungsverfahren konfrontiert. Auch in 2018 war eine Konzentration der Anträge auf einige wenige Unternehmen und Unternehmensgruppen festzustellen. In rund 80 Prozent der durchgeführten Schlichtungsverfahren konnte eine Einigung zwischen Verbraucher und Energieversorgungsunternehmen erzielt werden. Die Schlichtungsstelle geht in ihrem Tätigkeitsbericht[25] trotz der gegenüber 2017 gestiegenen Zahl der Schlichtungsanträge von einer steigenden Qualität des Beschwerdemanagements bei den Unternehmen aus.

Das Zusammenspiel der Bundesnetzagentur mit der Schlichtungsstelle, den Verbraucherzentralen und privater Rechtsanwälte gewährleistet einen funktionierenden Verbraucherschutz auf dem Energiemarkt.

Bezogen auf die Gesamtzahl der angeschlossenen Haushaltskunden (Strom 46,1 Mio./ Gas 11,7 Mio.) und die im Jahr 2018 erfolgten ca. 4,6 Mio. Lieferantenwechselprozesse im Strom sowie ca. 0,6 Mio. im Gas sind die Beschwerdezahlen bei der Bundesnetzagentur gering und Insolvenzen betreffen nur einen sehr begrenzten Kundenkreis. Die Bundesnetzagentur sieht daher keine Notwendigkeit, eine Liste der beschwerdeauffälligen Unternehmen zu veröffentlichen.

In diesem Bericht sind besonders für den Verbraucher relevante Informationen in Informationsboxen aufgeführt. Diese sind wie folgt zu finden:

- Entwicklung des Erzeugungsbereiches – Strom
- Entwicklung Erneuerbare Energien – Strom
- Aktueller Stand Netzausbau – Strom
- Versorgungsstörungen – Strom und Gas
- Netzentgelte – Strom und Gas
- Elektromobilität/Ladesäulen – Strom
- Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel – Strom und Gas
- Sperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen/abweichende Abrechnungen – Strom und Gas

---

[25] Tätigkeitsbericht 2018 der Schlichtungsstelle Energie, Stand 1. Februar 2018, https://www.schlichtungsstelle-energie.de/presse/presseartikel/taetigkeitsbericht-der-schlichtungsstelle-energie-kopie.html

- Preisniveau – Strom und Gas
- Mess- und Zählwesen – Strom und Gas
- Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas
- Marktraumumstellung – Gas
- Marktstammdatenregister – Übergreifende Themen
- Sektoruntersuchung: Vergleichsportale im Verbraucherschutz – Übergreifende Themen

# 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 Defossilisierung[26] 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 $CO_2$-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 $CO_2$-Emissionen können in Summe positive $CO_2$-Effekte entstehen.

Einige der Sektorenkopplung zuzuschreibenden Anwendungen sind:

### Elektrische Wärmeerzeugung

Nahezu 100 Prozent der heutigen sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen dienen der elektrischen Wärmeerzeugung, insbesondere finden dazu Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen Anwendung. Für 1,45 Mio. steuerbare Verbrauchseinrichtungen erheben die befragten Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung um etwa 46.000 Verbrauchseinrichtungen (siehe I.C.7.2).

---

[26] 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.

**Ladesäulen für (teil-)elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge**

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 16. Juli 2019 wurden der Bundesnetzagentur insgesamt 10.797 Ladeinrichtungen mit 21.181 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 17.958 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 3.223 Schnellladepunkte (siehe I.C.7.1).

Zum 1. Januar 2019 waren lt. Kraftfahrt-Bundesamt 150.172 mittels externer Lademöglichkeit ladbare Personenkraftwagen in Deutschland zugelassen. Darunter fielen 83.175 vollelektrisch betriebene Fahrzeuge und 66.997 Plug-In-Hybride.[27]

**Einspeisung von synthetischen Gasen**

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 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 2018 speisten 3 Anlagen Wasserstoff und 2 Anlagen synthetisch erzeugtes Methan ein (Stichtag jeweils 31. Dezember 2018). Mit einer Energiemenge von 1,4 Mio. kWh Wasserstoff und 1,1 Mio. kWh synthetisch erzeugtem Methan machten diese Formen der Einspeisung im Jahr 2018 jedoch nur 0,024 Prozent der gesamt eingespeisten Biogasmenge aus. Wasserstoff einspeisenden Anlagen haben in Summe eine Anschlussleistung von 8,3 $MW_{el}$, die Anlage, die synthetisches Methan 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. Diese Anlagen haben, soweit die technischen Spezifikationen bekannt sind, Stand jetzt in Summe eine Anlagenleistung von 25,4 $MW_{el}$[28].

Die dem Netzentwicklungsplan 2019 bis 2030 zugrundeliegenden Szenarien berücksichtigen Power-to-Gas-Leistungen von 1,0 GW (A 2030), 2,0 GW (B 2030) und 3,0 GW (C 2030) bzw. 0,5 GW (B 2025) und 3,0 GW (B 2035), davon jeweils ein Fünftel für Power-to-Methan und vier Fünftel für Power-to-Wasserstoff. Der Referenzwert 2017 enthält keine Power-to-Gas-Leistung.

---

[27] https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2019_b_umwelt_dusl.html.

[28] Quelle: eigene Recherche.

# B Erzeugung

## 1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien begleitet den Atomausstieg und führt zu einer Reduzierung der $CO_2$-Emissionen in Deutschland. Neue Erzeugungskapazitäten im konventionellen Bereich sind in den letzten Jahren vor allem durch den Zubau von flexiblen Erdgaskraftwerken entstanden.

Die Veränderung der Erzeugungslandschaft erfordert weiteren Netzausbau, vor allem um den im Norden erzeugten Strom in den Süden Deutschlands zu transportieren.

Zur Sicherstellung der Stromversorgung in Deutschland überprüft die Bundesnetzagentur vor der Stilllegung von Kraftwerken, welche Kraftwerke stillgelegt werden dürfen oder weiterhin das Stromnetz stabilisieren müssen.

### 1.1 Nettostromerzeugung 2018

Die Nettostromerzeugung lag im Jahr 2018 bei 592,3 TWh. Gegenüber dem Jahr 2017 (601,4 TWh) sank sie damit insgesamt um 9,1 TWh. Der Rückgang der gesamten Nettostromerzeugung ist insbesondere zurückzuführen auf einen Rückgang des Bruttostromverbrauchs. Die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern sank im Jahr 2018 um 15,1 TWh auf 381,5 TWh. Im Bereich der Erneuerbaren Energien war hingegen eine weitere Steigerung zum Vorjahr bei der Stromerzeugung zu beobachten (siehe Abschnitt „I.B.2 Entwicklung Erneuerbare Energien“). Diese fiel allerdings weniger stark aus als im Vorjahr. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 6,0 TWh (2,9 Prozent) von 204,8 TWh im Jahr 2017 auf 210,8 TWh im Jahr 2018. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch[29], der bei 574,3 TWh lag, betrug 37 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“.

[29] 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".

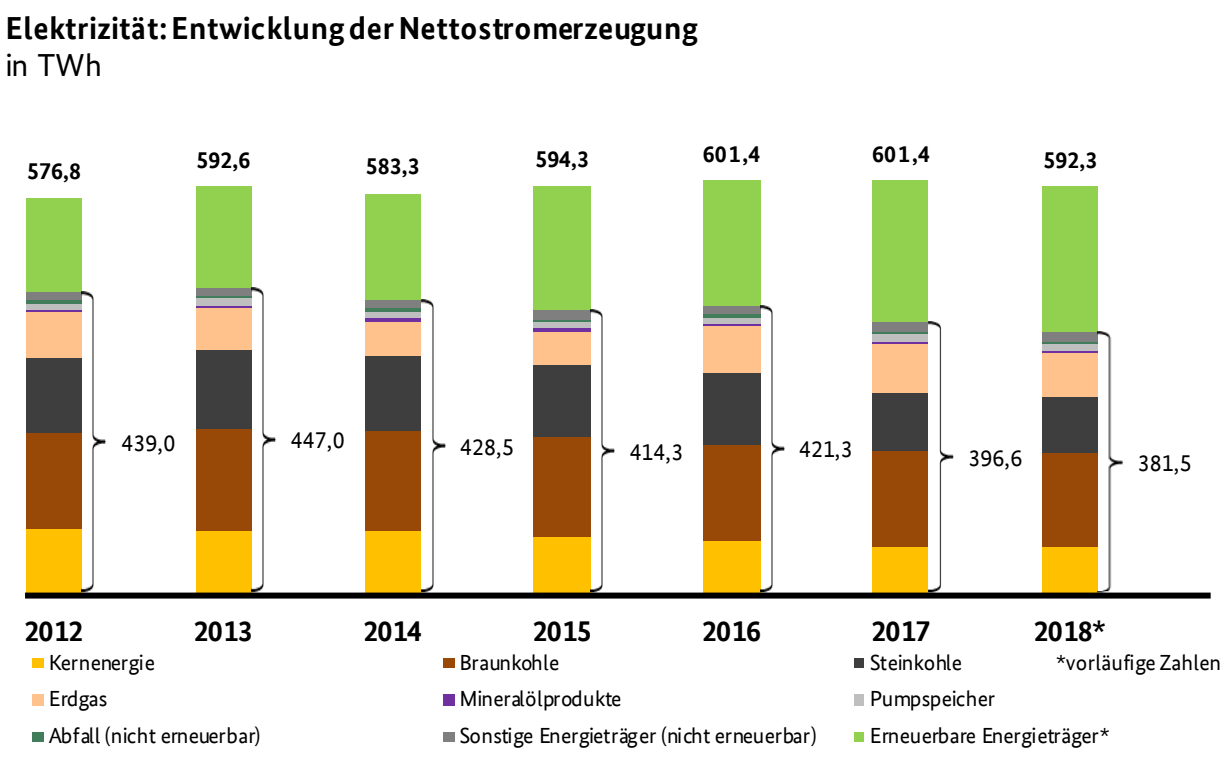



Abbildung 10: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: Oktober 2019)

Die Nettostromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern verzeichnete insgesamt einen Rückgang von 15,1 TWh gegenüber 2017 (-3,8 Prozent). Sie sank von 396,6 TWh auf 381,5 TWh (vgl. Abbildung 10). Damit setzt sich der Rückgang aus dem Jahr 2017 fort. Die Erzeugung von Erdgaskraftwerken sank, nach zwischenzeitlich zwei Jahren mit zunehmender Erzeugung, von 72,7 TWh im Jahr 2017 auf 64,4 TWh in 2018 (-11,4 Prozent). Mehrere Gründe bewirkten die rückläufige Erzeugung aus Erdgaskraftwerken: Zum einen war aufgrund des warmen Jahres 2018 ein Rückgang bei der Wärmeerzeugung zu verzeichnen. Dies betrifft im Bereich der Erdgaskraftwerke insbesondere auch kleinere Anlagen (kleiner als 10 MW). Daneben begründen der Anstieg der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie ein Anstieg der Erdgaspreise in 2018 den Rückgang der Erzeugung aus Erdgaskraftwerken.

Die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken ging um 3,1 TWh (-3,7 Prozent) auf nunmehr 80,4 TWh zurück. Dies lässt sich insbesondere auf Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken sowie den Rückgang der Wärmeerzeugung zurückführen.

Wie schon in den letzten Jahren war die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken auch im Jahr 2018 erneut leicht rückläufig. Sie sank von 137,5 TWh in 2017 auf 135,9 TWh in 2018 (-1,2 Prozent). Der Rückgang begründet sich mit der Überführung weiterer Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft. Zum 1. Oktober 2018 wurden die Blöcke Niederaußem F und E sowie Jänschwalde F in die Braunkohlesicherheitsbereitschaft überführt. Die Erzeugung aus Kernkraftwerken lag mit 70,4 TWh in 2018 auf dem Niveau von 2017 (70,5 TWh). Dahinter stehen im Wesentlichen zwei gegenläufige Effekte. Auf der einen Seite wurde durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B zum 31. Dezember 2017 im Jahr 2018 weniger Strom erzeugt. Auf der anderen Seite wurde im Jahr 2017 in einzelnen Kernkraftwerken verhältnismäßig wenig erzeugt. Deren Erzeugung lag im Jahr 2018 wieder auf dem Niveau der Vorjahre. Die Stromerzeugung aus Mineralölkraftwerken lag mit 3,5 TWh auf dem Niveau des Jahres 2017.

**Elektrizität: Entwicklung der Nettostromerzeugung**
in TWh

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 92,1 | 91,8 | 85,1 | 78,3 | 70,5 | 70,4 |
| Braunkohle | 148,7 | 144,5 | 142,5 | 139,9 | 137,5 | 135,9 |
| Steinkohle | 116,4 | 111,6 | 106,1 | 103,3 | 83,5 | 80,4 |
| Erdgas | 58,4 | 50,0 | 48,7 | 68,0 | 72,7 | 64,4 |
| Mineralölprodukte | 4,6 | 3,8 | 4,3 | 3,9 | 3,5 | 3,5 |
| Pumpspeicher | 9,7 | 9,5 | 10,1 | 9,9 | 10,2 | 9,2 |
| Abfall (nicht erneuerbar) | 3,9 | 4,3 | 4,2 | 4,3 | 4,3 | 4,2 |
| Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar) | 13,1 | 12,9 | 13,4 | 13,6 | 14,3 | 13,6 |
| Summe nicht erneuerbarer Energieträger | 447,0 | 428,5 | 414,3 | 421,3 | 396,6 | 381,5 |
| Erneuerbare Energieträger* | 145,6 | 154,8 | 180,0 | 180,2 | 204,8 | 210,8 |
| Insgesamt | 592,6 | 583,3 | 594,3 | 601,4 | 601,4 | 592,3 |

*vorläufige Zahlen

Tabelle 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung

## 1.2 $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung 2018

Die Bundesnetzagentur hat bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW den mit der Stromerzeugung einhergehenden $CO_2$-Ausstoß für das Jahr 2018 abgefragt. Bei KWK-Anlagen war nur der Anteil der $CO_2$-Emissionen anzugeben, der der Stromerzeugung zuzuordnen ist. In Tabelle 10 sind die Ergebnisse der Befragung der Kraftwerksbetreiber dargestellt.

**Elektrizität: $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung**
in Mio. t

| | $CO_2$-Emissionen in Mio. t | | | Veränderung zu |
|---|---|---|---|---|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2017 |
| Braunkohle | 157,9 | 155,7 | 152,8 | -2,9 |
| Steinkohle | 90,1 | 74,6 | 72,4 | -2,2 |
| Erdgas | 26,2 | 27,2 | 22,5 | -4,6 |
| Mineralölprodukte | 2,1 | 2,0 | 2,3 | 0,4 |
| Abfall | 7,7 | 7,6 | 7,5 | -0,1 |
| Sonstige Energieträger[1] | 17,6 | 18,4 | 17,2 | -1,2 |
| Gesamt | 301,7 | 285,4 | 274,8 | -10,7 |

[1] Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar). Grubengas

Tabelle 10: $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung

Insgesamt sank wie schon in den Vorjahren der $CO_2$-Ausstoß der Stromerzeugung im Jahr 2018 gemäß Meldungen der Kraftwerksbetreiber gegenüber dem Jahr 2017 um 10,7 Mio. t. Dies ist insbesondere auf den Rückgang der Nettostromerzeugung aus Steinkohle, Braunkohle- und Erdgaskraftwerken zurückzuführen. Der $CO_2$-Ausstoß der Braunkohlekraftwerke war im Jahr 2018 erneut aufgrund der schrittweisen Überführung einzelner Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft (siehe Abschnitt "I.B.1.1 Nettostromerzeugung 2018") rückläufig. Nach den Meldungen der Kraftwerksbetreiber haben Braunkohlekraftwerke 152,8 Mio. t $CO_2$ im Jahr 2018 ausgestoßen und waren somit für mehr als die Hälfte aller $CO_2$-Emissionen aus der Stromerzeugung (55,6 Prozent) verantwortlich. Durch die gesunkene Stromerzeugung von Erdgas wurden 22,5 Mio. t $CO_2$ im Jahr 2018 in Erdgaskraftwerken emittiert, was einer Reduktion von 4,6 Mio. t entspricht. Steinkohlekraftwerke stießen im Vergleich zum Vorjahr 2,2 Mio. t weniger $CO_2$ aus und lagen bei 72,4 Mio. t. Die restlichen 27,0 Mio. t $CO_2$ verteilen sich auf Mineralölkraftwerke (2,3 Mio. t), Abfallkraftwerke (7,5 Mio. t) und sonstige Energieträger (17,2 Mio. t).

Es ist zu beachten, dass in den Meldungen der Kraftwerksbetreiber nicht der $CO_2$-Ausstoß der Stromerzeugung enthalten ist, der in Erzeugungsanlagen unter 10 MW Nettonennleistung anfällt.

## 1.3 Kraftwerksbestand 2018 in Deutschland

Der Erzeugungsbereich war, wie schon in den vergangenen Jahren, auch 2018 durch einen Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Allerdings fiel der Zuwachs weniger stark aus als in den Vorjahren. Dies begründet sich insbesondere mit einem weniger starken Ausbau der Windenergie an Land. Hier lag der Zuwachs bei 2,3 GW, während er im Jahr 2017 bei 4,9 GW gelegen hat. 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 6,0 GW von 215,6 GW (Ende 2017) auf 221,6 GW zum Ende 2018 an.[30] Hiervon sind 103,3 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 118,2 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

Der Zuwachs erneuerbarer Energieträger betrug 6,6 GW. Im Jahr 2017 hatte der Zuwachs im Vergleich zum Vorjahr bei 7,4 GW[31] gelegen. Der Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung betrug Ende 2018 etwa 53 Prozent. Gegenüber dem Jahr 2011 (Beginn der Zeitreihe) stieg die installierte Leistung Erneuerbarer Energien um 51,8 GW. Dies entspricht einem Anstieg des Anteils der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung um ca. 14 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“.

**Elektrizität: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung**
in GW

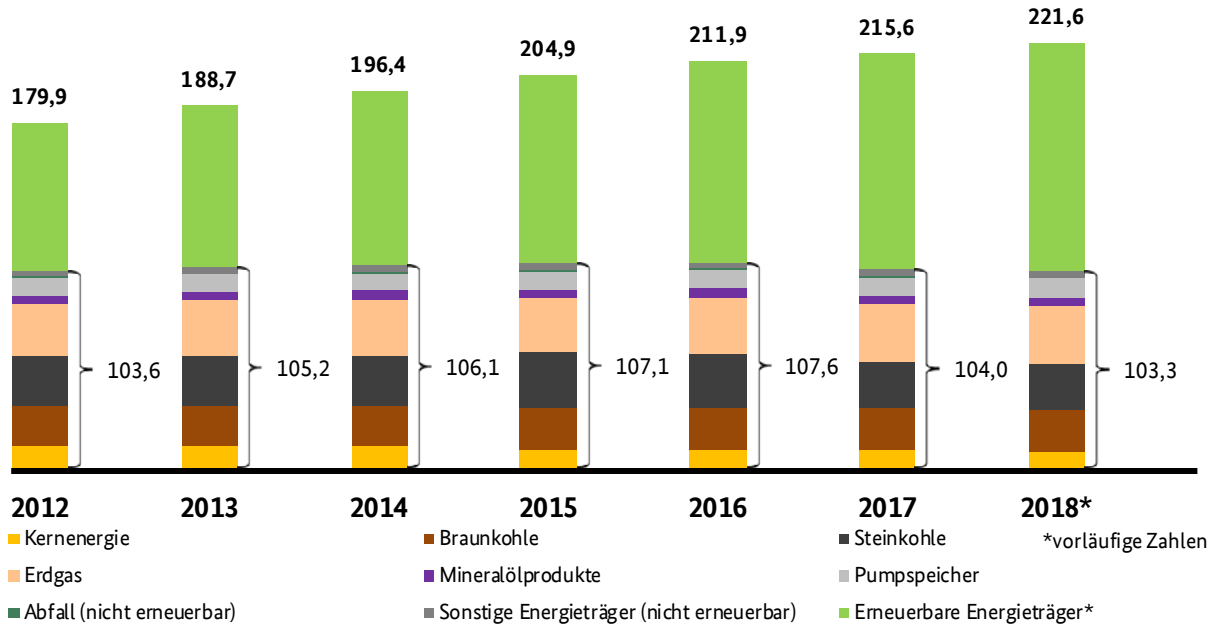



Abbildung 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung

Die installierte Leistung nicht erneuerbarer Energieträger ging gemäß untenstehender Tabelle 11 im Jahr 2018 um 0,7 GW zurück. Der Rückgang erklärt sich insbesondere mit dem Rückgang der Steinkohlekapazitäten aufgrund von endgültigen Stilllegungen. Einen leichten Zuwachs verzeichneten hingegen Pumpspeicherkraftwerke.

---

[30] 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.

[31] Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2018 wurde für das Jahr 2017 aktualisiert.

**Elektrizität: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung**
in GW

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Kernenergie | 12,1 | 12,1 | 10,8 | 10,8 | 10,8 | 9,5 |
| Braunkohle | 21,2 | 21,1 | 21,4 | 21,3 | 21,1 | 21,1 |
| Steinkohle | 26,0 | 26,2 | 28,7 | 27,4 | 24,0 | 23,8 |
| Erdgas | 28,4 | 29,0 | 28,4 | 29,7 | 29,8 | 30,2 |
| Mineralölprodukte | 4,1 | 4,2 | 4,2 | 4,6 | 4,4 | 4,4 |
| Pumpspeicher | 9,2 | 9,2 | 9,4 | 9,5 | 9,5 | 9,8 |
| Abfall (nicht erneuerbar) | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar) | 3,3 | 3,4 | 3,4 | 3,5 | 3,5 | 3,6 |
| Summe nicht erneuerbarer Energieträger | 105,2 | 106,1 | 107,1 | 107,6 | 104,0 | 103,3 |
| Erneuerbare Energieträger* | 83,5 | 90,3 | 97,7 | 104,2 | 111,6 | 118,2 |
| Insgesamt | 188,7 | 196,4 | 204,9 | 211,9 | 215,6 | 221,6 |
| **Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Erzeugungsleistung** | **44%** | **46%** | **48%** | **49%** | **52%** | **53%** |

* vorläufige Zahlen

Tabelle 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung

## 1.4 Aktueller Kraftwerksbestand in Deutschland

Aktuell sind 223,0 GW Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) installiert. Davon sind 102,0 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand: Oktober 2019) und 121,0 GW den erneuerbaren Energieträgern (Stand: 30. Juni 2019) zugeordnet. Durch unterjährige Stilllegungen und Inbetriebnahmen von Steinkohle-, und Erdgaskraftwerken reduzierte sich die Leistung im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger gegenüber dem Jahr 2018 um 1,3 GW. Im Detail wird auf die installierte Leistung der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Abschnitt „I.B.2 Entwicklung Erneuerbare Energien“ eingegangen.

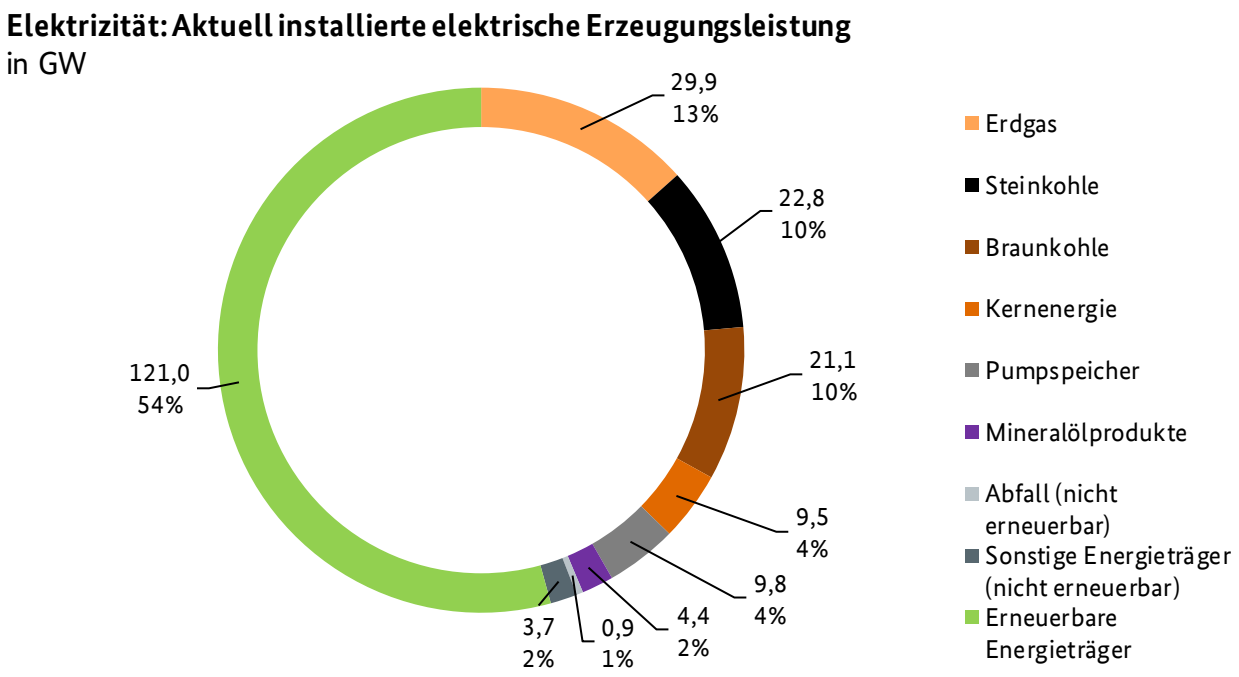



Abbildung 12: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung

Folgende Tabelle 12 zeigt die Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2013. Dargestellt sind die im jeweiligen Jahr hinzugekommene Leistung sowie das Durchschnittsalter der aus dem Markt ausgeschiedenen Anlagen. Demnach sind seit 2013 zum Stichtag 1. Oktober 2019 insgesamt 24.923 MW Kraftwerksleistung aus dem Markt ausgeschieden. Mit 14.916 MW wurde der größere Teil endgültig stillgelegt (endgültig stillgelegte Leistung von 12.357 MW und 2.559 MW bisherige Stilllegungen der Kernkraftwerke, das Kernkraftwerk Philippsburg 2 wird zum 31. Dezember 2019 stillgelegt und ist daher in untenstehender Tabelle nicht enthalten). Die gesamte aus dem Markt ausgeschiedene Kraftwerksleistung lässt sich untergliedern in Stilllegungen der Kernkraftwerke, Stilllegungen sonstiger Kraftwerke, die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft und Kraftwerke in der Netzreserve.

**Elektrizität: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung**

| Jahr | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019* | Gesamt zum 1.10.19 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Im Jahr hinzugekommene aus dem Markt ausgeschiedene Leistung in MW | | 1.266 | 4.494 | 3.563 | 4.026 | 6.919 | 2.826 | 2.185 | 24.923 |
| davon endgültig stillgelegt** | Leistung in MW | 911 | 2.423 | 1.377 | 1.688 | 2.763 | 1.767 | 1.428 | 12.357 |
| | Ø-Alter bei Eintritt in Jahren | 43 | 43 | 38 | 36 | 41 | 34 | 32 | 38 |
| davon vorläufig stillgelegt** | Leistung in MW | 355 | 214 | 661 | 301 | 78 | | | 1.253 |
| | Ø-Alter bei Eintritt in Jahren | 40 | 41 | 39 | 33 | 26 | | | 35 |
| davon Netzreserve | Leistung in MW | | 1.857 | 250 | 1.685 | 2.232 | | | 6.024 |
| | Ø-Alter bei Eintritt in Jahren | | 42 | 50 | 29 | 38 | | | 37 |
| Im Jahr hinzugekommene Sicherheitsbereitschaft*** | Leistung in MW | | | | 352 | 562 | 1.059 | 757 | 2.730 |
| | Ø-Alter bei Eintritt in Jahren | | | | 31 | 49 | 41 | 39 | 41 |
| Stilllegungen gemäß Atomausstiegsgesetz | Leistung in MW | | | 1.275 | | 1.284 | | | 2.559 |
| | Ø-Alter bei Eintritt in Jahren | | | 33 | | 33 | | | 33 |

* vorläufige Werte

** enthalten sind alle stillgelegten Anlagen mit und ohne Stilllegungsanzeige

*** Die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft werden nach vier Jahren endgültig stillgelegt und befinden sich außerhalb des Strommarktes.

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

## 1.5 Aktueller Kraftwerksbestand je Bundesland

Abbildung 13 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 Standort zugeordnet werden (insgesamt 5,4 GW).

## Elektrizität: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

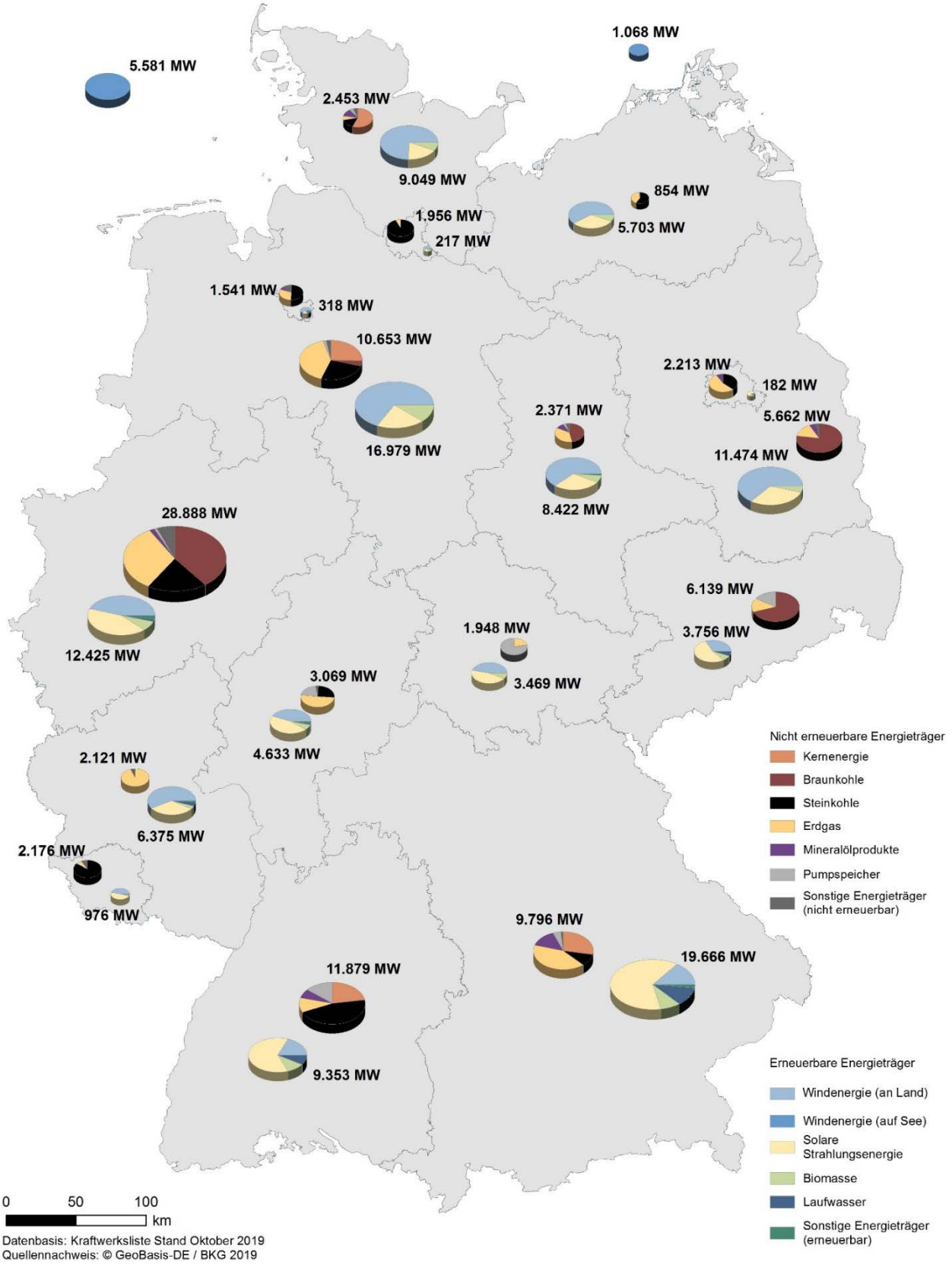



Abbildung 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

**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 | 1.029 | 2.712 | 1.873 | 702 | 57 | 961 | 656 | 0 | 1.625 | 6.030 | 81 | **21.232** |
| **BY** | 0 | 847 | 4.155 | 2.698 | 543 | 1.388 | 165 | 1.810 | 1.973 | 0 | 2.546 | 13.000 | 336 | **29.462** |
| **BE** | 0 | 777 | 1.200 | 0 | 0 | 218 | 18 | 43 | 0 | 0 | 12 | 108 | 18 | **2.395** |
| **BB** | 4.364 | 0 | 781 | 0 | 0 | 334 | 183 | 451 | 5 | 0 | 7.104 | 3.830 | 84 | **17.137** |
| **HB** | 0 | 772 | 459 | 0 | 0 | 86 | 224 | 12 | 10 | 0 | 203 | 45 | 48 | **1.859** |
| **HH** | 0 | 1.794 | 150 | 0 | 0 | 0 | 12 | 40 | 0 | 0 | 119 | 46 | 12 | **2.172** |
| **HE** | 34 | 753 | 1.548 | 0 | 625 | 25 | 84 | 275 | 62 | 0 | 2.062 | 2.129 | 105 | **7.702** |
| **MV** | 0 | 514 | 319 | 0 | 0 | 0 | 21 | 352 | 3 | 0 | 3.323 | 2.005 | 20 | **6.556** |
| **NI** | 352 | 2.933 | 4.051 | 2.696 | 220 | 56 | 344 | 1.696 | 55 | 0 | 11.063 | 4.108 | 58 | **27.632** |
| **NW** | 10.908 | 6.650 | 8.367 | 0 | 303 | 545 | 2.115 | 871 | 156 | 0 | 5.839 | 5.229 | 330 | **41.313** |
| **RP** | 0 | 13 | 1.959 | 0 | 0 | 0 | 149 | 177 | 232 | 0 | 3.631 | 2.268 | 67 | **8.496** |
| **SL** | 0 | 1.822 | 155 | 0 | 0 | 0 | 200 | 20 | 11 | 0 | 457 | 473 | 14 | **3.152** |
| **SN** | 4.325 | 0 | 705 | 0 | 1.085 | 17 | 8 | 270 | 210 | 0 | 1.250 | 2.010 | 15 | **9.895** |
| **ST** | 1.104 | 0 | 841 | 0 | 80 | 213 | 134 | 465 | 28 | 0 | 5.117 | 2.708 | 104 | **10.793** |
| **SH** | 0 | 357 | 129 | 1.410 | 119 | 276 | 163 | 553 | 5 | 0 | 6.719 | 1.745 | 27 | **11.502** |
| **TH** | 0 | 0 | 432 | 0 | 1.509 | 0 | 6 | 251 | 32 | 0 | 1.608 | 1.567 | 11 | **5.417** |
| **Nordsee** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5.581 | 0 | 0 | 0 | **5.581** |
| **Ostsee** | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.068 | 0 | 0 | 0 | **1.068** |
| **Summe** | **21.087** | **22.738** | **26.280** | **9.516** | **6.357** | **3.859** | **3.882** | **8.245** | **3.438** | **6.648** | **52.681** | **47.302** | **1.330** | **213.362** |

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (5.356 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

Tabelle 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

## 1.6 Speicher und Pumpspeicher

Der Begriff Stromspeicher umfasst grundsätzlich sämtliche technische 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 aber auch Erzeuger hinsichtlich der ausgespeicherten Strommengen.

Entsprechend dieser Zuordnung gelten Vorgaben und Pflichten für Speicherbetreiber. So fielen an sich auch bei der Nutzung von Stromspeichern für alle aus dem Netz bezogenen, gelieferten bzw. letztverbrauchten Strommengen Netzentgelte und Umlagen an. Aus diversen 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 viele Pumpspeicherkraftwerke 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 2018 belief sich die Summe aller Begünstigungen von Speichern oder von Pumpspeichern nach § 118 EnWG auf ca. 260 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 erzielen.

Zugleich werden nach § 18 StromNEV 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 Pumspeicherkraftwerke.

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 2019 wurden insgesamt 11 Batteriespeicher mit einer Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW gemeldet. Diese 11 Anlagen verfügen insgesamt über 197 MW Netto-Nennleistung. Zudem befinden sich 78 MW im Bau und sollen bis 2022 in Betrieb gehen können.

Darüber hinaus gibt es in der Bundesrepublik gegenwärtig über 25 Pumpspeicherkraftwerke[32], die über eine Netto-Nennleistung größer 10 MW verfügen. Diese Kraftwerke verfügen über eine Gesamtleistung von 6.357 MW. Eine dieser Anlagen ist seit 2011 nicht mehr in Betrieb. Die verbleibenden Anlagen haben im Jahr 2018 insgesamt 6,7 TWh Strom erzeugt.

Ein weiteres Pumpspeicherkraftwerk mit einer geplanten Netto-Nennleistung von 16 MW befindet sich derzeit in Bau und soll 2020 in Betrieb gehen. Zusätzlich speisten 2018 weitere neun Pumpspeicherkraftwerke aus Luxemburg und Österreich mit einer Gesamtleistung von 3.455 MW 2,5 TWh Strom direkt in das deutsche Netz der allgemeinen Versorgung ein.

Damit wurden auf der Aufkommensseite bei Pumpspeicherkraftwerken insgesamt 9,2 TWh Strom erzeugt. Die im Pumpbetrieb aus dem Netz bezogenen Strommengen beliefen sich auf 13,1 TWh.

## 1.7 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Die insgesamt 102,0 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand Oktober 2019) lassen sich in Kraftwerke unterteilen, die am Strommarkt teilnehmen (90,1 GW) und Kraftwerke, die außerhalb des Strommarktes agieren (11,9 GW). Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt befindliche Kraftwerke:

- 89,6 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 agierende Kraftwerke:

- 6,9 GW: Kraftwerksleistung in der Netzreserve (systemrelevante Kraftwerke gemäß §§ 13b Abs. 4, 13b Abs. 5 EnWG, die nur auf Anforderung der ÜNB betrieben werden)

[32] 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.

- 2,7 GW: Kraftwerksleistung in der Sicherheitsbereitschaft[33]

- 2,3 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke

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 (2,9 GW), Steinkohlekraftwerke (2,3 GW) und mit Mineralölprodukten befeuerte Anlagen (1,6 GW).

Gemäß § 13g EnWG wurden die Braunkohlekraftwerke Buschhaus, Neurath C, Niederaußem E und F, Frimmersdorf P und Q sowie Jänschwalde E und F seit dem 1. Oktober 2016 schrittweise in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt (Überführung der Braunkohlekraftwerke Buschhaus Block D bis zum 1. Oktober 2016, 352 MW, die Braunkohlekraftwerke Frimmersdorf P und Q bis zum 1. Oktober 2017, 562 MW die Braunkohlekraftwerke Niederaußem E und F sowie Jänschwalde F bis zum 1. Oktober 2018, 1.059 MW und Neurath C und Jänschwalde E zum 1. Oktober 2019, 757 MW). Mit den Kraftwerken Neurath C und Jänschwalde E wurden im Jahr 2019 die letzten zu überführenden Kraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft aufgenommen. Die Sicherheitsbereitschaft dient neben der Versorgungssicherheit vorrangig dazu, die Kohlendioxidemissionen im Stromsektor zu senken. 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 vorläufig stillgelegten Kraftwerken handelt es sich um Erdgaskraftwerke (1,8 GW), um Braunkohlekraftwerke (0,3 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.

[33] Die Kosten für diese Kraftwerke lagen in 2018 zwischen 100 Mio. Euro und 200 Mio. Euro. Nähere Angaben sind hierzu nicht möglich, da die Betreiber dieser Anlagen diese Information als Betriebs-und Geschäftsgeheimnis ansehen.

## Elektrizität: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

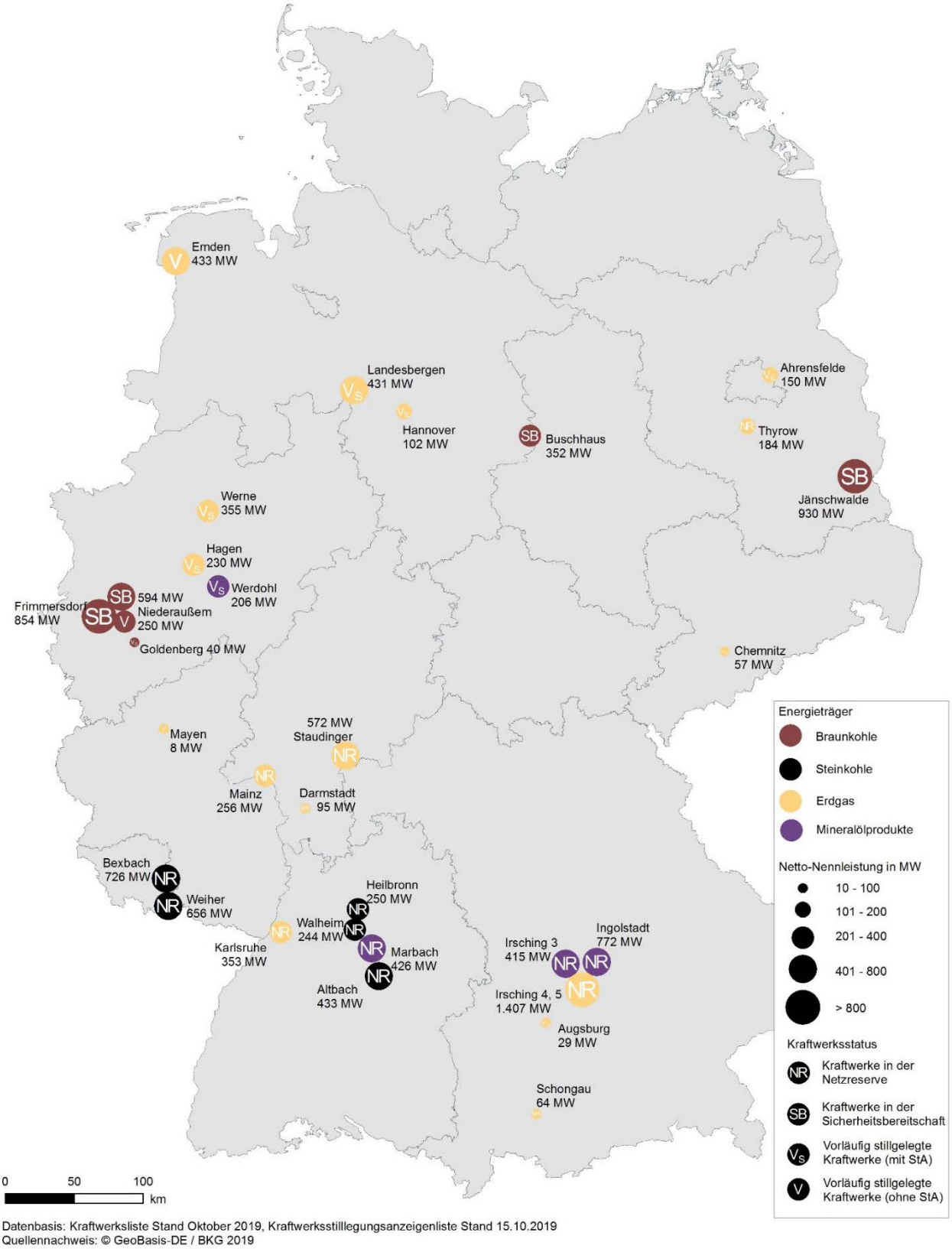



Abbildung 14: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

## 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.1.8.2 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 Probebetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung ab 10 MW bis zum Jahr 2022 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Derzeit befinden sich 2.325 MW Erzeugungskapazitäten im Probebetrieb oder im Bau, die voraussichtlich bis 2022 fertig gestellt werden (Abbildung 15). Bei den sich in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich um die Energieträger Steinkohle (1.052 MW), Erdgas (1.120 MW), sonstige Energieträger (137 MW) und Pumpspeicher (16 MW).

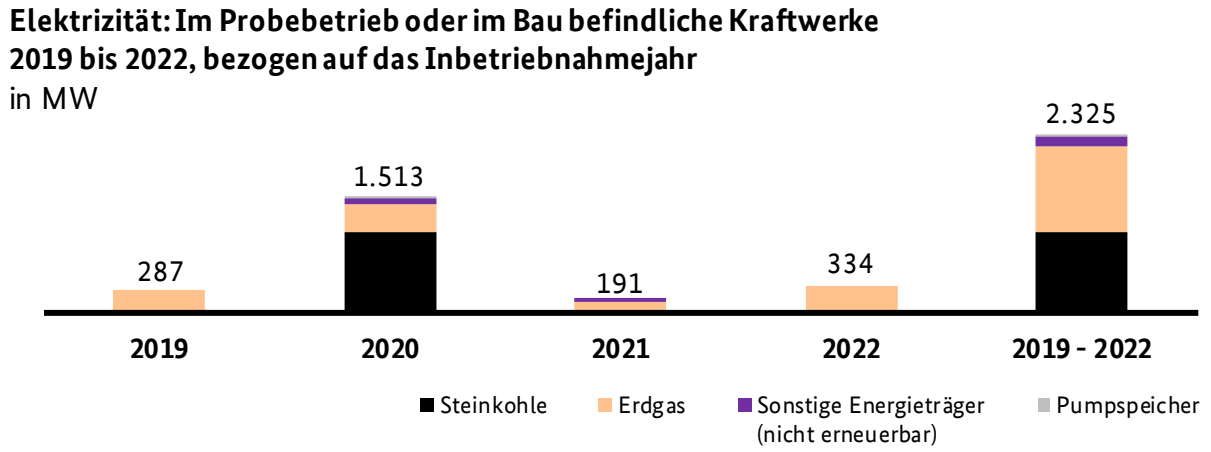



Abbildung 15: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke

### 1.8.2 Erwartete Kraftwerksstilllegungen

Anhand des Zubaus von Kraftwerken und der geplanten Kraftwerksstilllegungen lässt sich die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks beschreiben. Analog zum Zubau werden im Bereich der Kraftwerksstilllegungen nur solche Kraftwerke betrachtet, bei denen die Stilllegung mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit eintritt. Dazu gehören Kraftwerke, die bei der Bundesnetzagentur eine geplante endgültige oder vorläufige Stilllegung angezeigt haben und die gesetzlich verankerten Stilllegungen der Kernkraftwerke.

In Abbildung 16 sind die Standorte des erwarteten Zubaus und der erwarteten Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mit einer Leistung von mindestens 10 MW bis zum Jahr 2022 zu entnehmen. Systemrelevante Kraftwerke sind in der Summe der angezeigten Stilllegungen nicht enthalten, da jenen Kraftwerken die Stilllegung untersagt wurde.

Bundesweit übersteigen die geplanten Stilllegungen, bestehend aus angezeigten endgültigen Stilllegungen (1.009 MW) und den gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerken (9.509 MW), bis zum Jahr 2022 den Zubau von Kraftwerksblöcken (2.325 MW) um 8.193 MW. Damit werden die vorhandenen Überkapazitäten voraussichtlich verringert.

Neben den endgültigen Stilllegungen wurden der Bundesnetzagentur keine vorläufigen Stilllegungen angezeigt.

Daneben werden die Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft nach §13g EnWG bis zum 1. Oktober 2022 Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 1.973 MW endgültig stillgelegt. Die Blöcke Jänschwalde E und Neurath C wurden zum 1. Oktober 2019 mit einer Gesamtleistung von 757 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt und werden somit erst zum 1. Oktober 2023 endgültig stillgelegt.

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 Abbildung 16 nicht enthalten. Bis zum Jahr 2022 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 1.312 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt. Es handelt sich um Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von 1.187 MW, Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 57 MW und sonstige Energieträger mit einer Leistung von 68 MW.

**Elektrizität: Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken bis 2022**

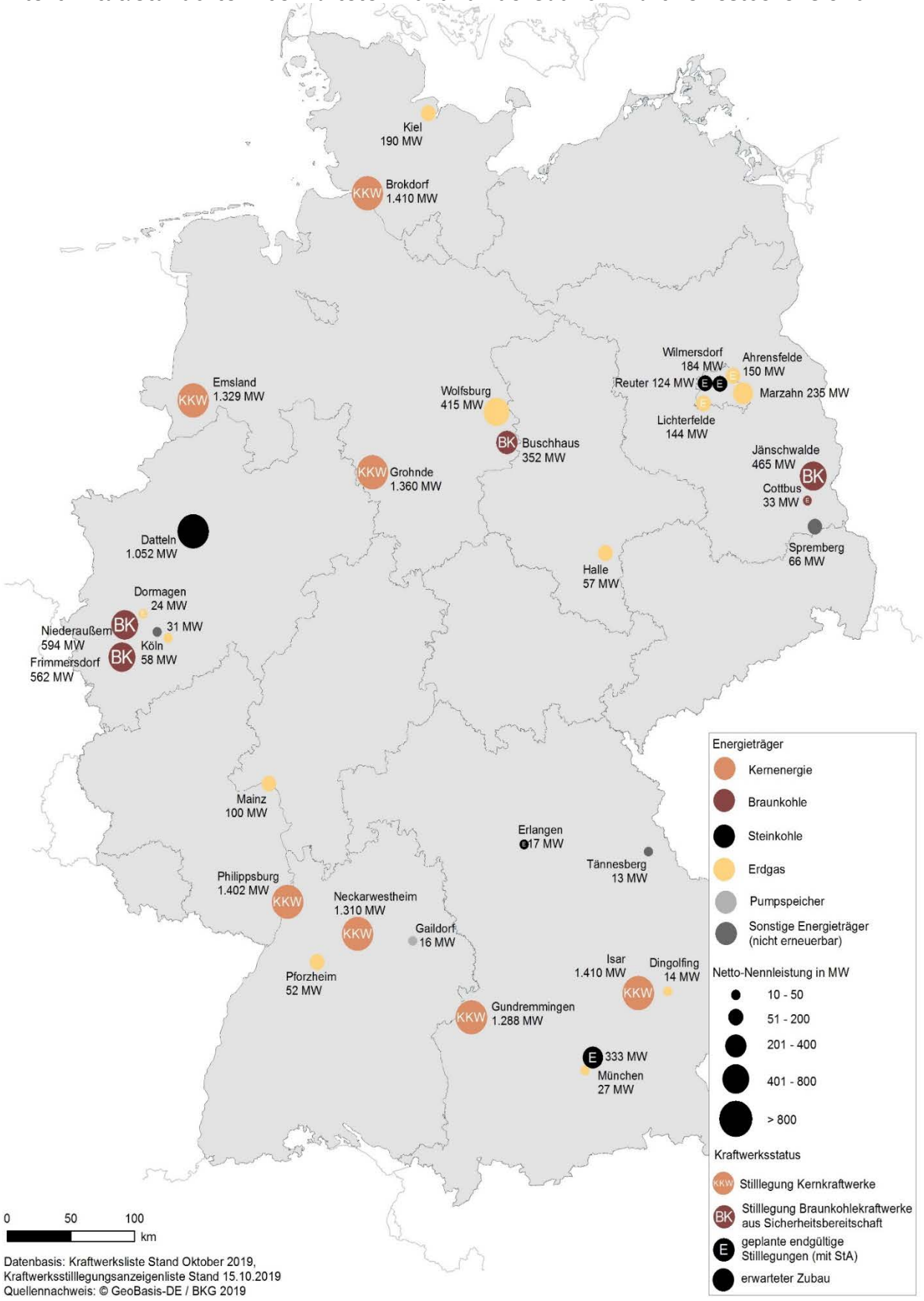



Abbildung 16: Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken bis 2022

Somit betragen die geplanten Stilllegungen bis zum Jahr 2022 insgesamt 13.803 MW.

Der gesamte bundesweite Saldo bis zum Jahr 2022 beträgt damit -11.478 MW. Dieser Saldo aus dem Zubau von Kraftwerken und aus Kraftwerksstilllegungen ergibt sich aus in Probebetrieb oder in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken (2.325 MW) abzüglich formell angezeigten endgültigen Stilllegungen nach § 13b Abs. 1 EnWG (1.009 MW), den Kernkraftwerksstilllegungen (9.509 MW), den Braunkohlekraftwerken, welche bis zum 1.Oktober 2022 endgültig stillgelegt werden (1.973 MW) sowie darüber hinaus im Monitoring gemeldeten geplanten endgültigen Stilllegungen (1.312 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 alle 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 präsentierten Auswertungen umfassen alle KWK-fähigen deutschen Stromerzeugungseinheiten mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW. Es befanden sich 485 Kraftwerksblöcke in 2018 am Markt, die fähig sind Wärme und/ oder Prozessdampf auszukoppeln. Davon sind 257 Kraftwerksblöcke größer als 10 MW und kleiner als 50 MW. KWK-Anlagen in dieser Anlagengröße 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 17 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 in der Anzahl der Kraftwerksblöcke, als auch in der installierten thermischen und elektrischen Leistung.

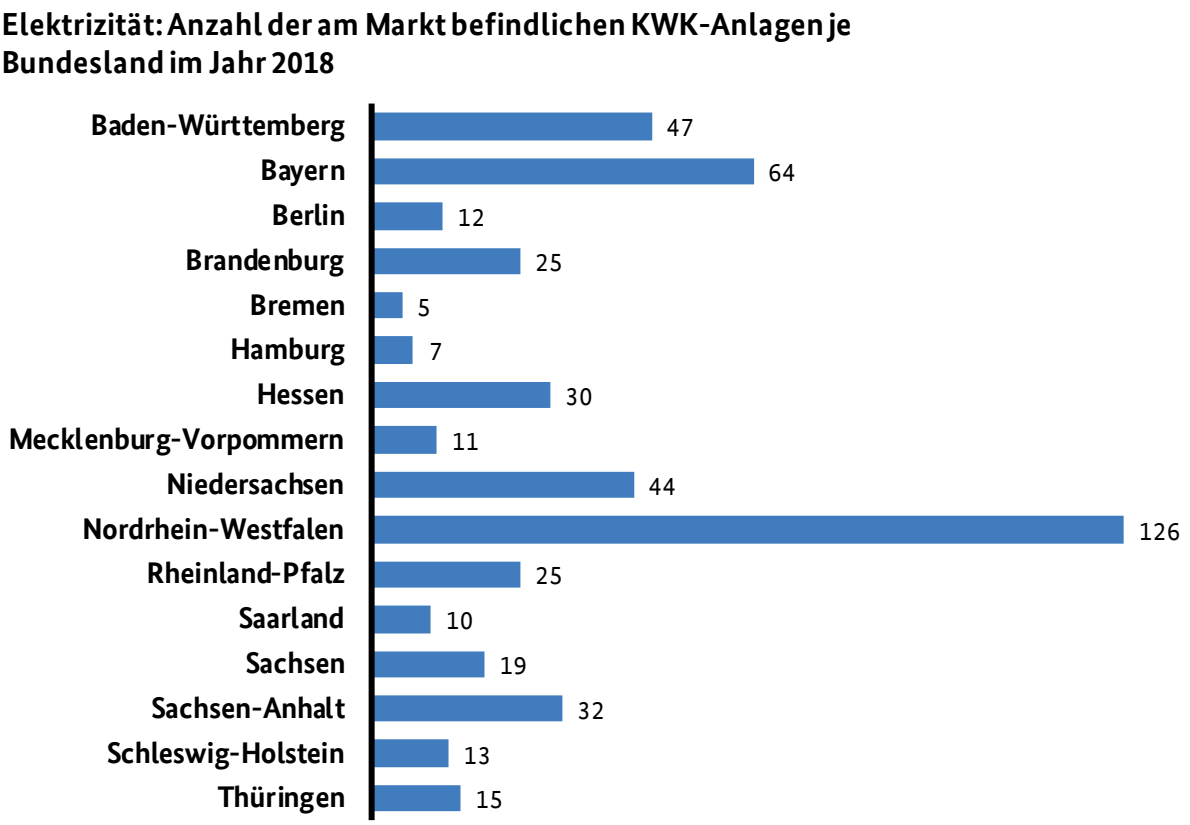



Abbildung 17: Anzahl der am Markt befindlichen KWK-Anlagen je Bundesland im Jahr 2018

Die installierte Leistung der KWK-Anlagen in MW wird in Abbildung 18 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 45,2 GW in Stromerzeugungsanlagen installiert. Die jeweilig größten Anlagen haben 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.

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

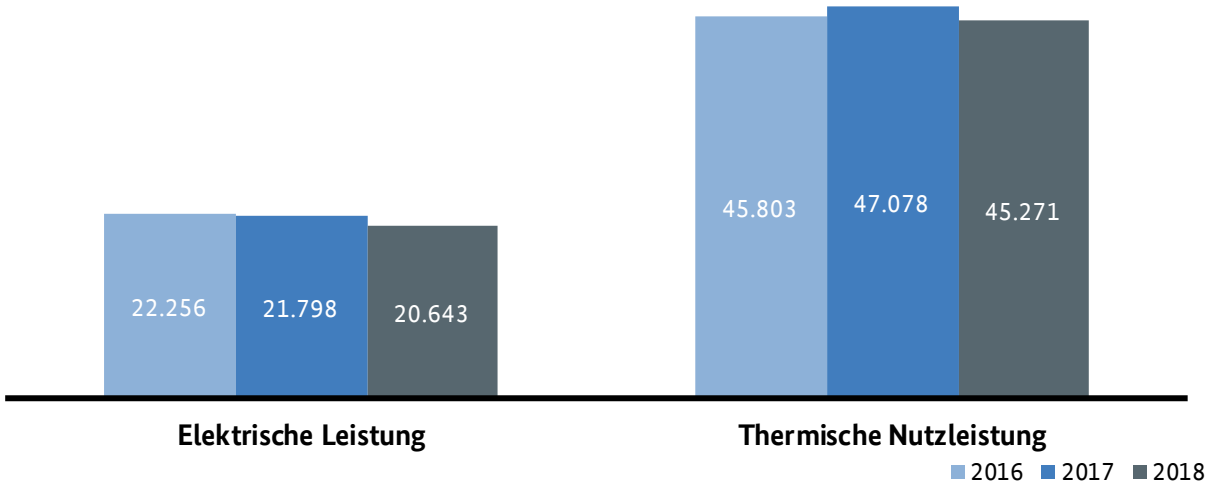



Abbildung 18: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW

Die installierte Leistung (elektrisch sowie thermisch) verteilt sich wie folgt auf die unterschiedlichen Energieträger (Tabelle 14). Aus der Tabelle wird deutlich, dass insbesondere die Brennstoffe Erdgas und Steinkohle in KWK-Anlagen 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 Leistung unter 10 MW elektrisch installiert, die von der Erhebung zum Monitoring der Bundesnetzagentur nicht umfasst sind und daher in den Leistungswerten in nachfolgender Tabelle nicht enthalten sind.

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

| | Elektrische Leistung | | Thermische Nutzleistung | |
|---|---|---|---|---|
| | 2017 | 2018 | 2017 | 2018 |
| Abfall | 750 | 749 | 3.621 | 3.541 |
| Biomasse | 449 | 461 | 1.866 | 1.862 |
| Braunkohle | 1.227 | 1.077 | 5.210 | 4.887 |
| Erdgas | 11.430 | 11.026 | 20.699 | 19.792 |
| Sonstige | 1.305 | 1.171 | 3.446 | 3.743 |
| Steinkohle | 6.638 | 6.159 | 12.236 | 11.446 |
| Summe | 21.799 | 20.643 | 47.078 | 45.271 |

Tabelle 14: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

In den dieser Auswertung zugrundeliegenden KWK-fähigen Kraftwerksblöcken wurden 139,4 TWh Nutzwärme sowie 65,8 TWh Strom aus KWK-Anlagen in 2018 produziert. Die erzeugten Strommengen aus KWK-Anlagen in 2018 sind um etwa 5 TWh zurückgegangen. Auch die erzeugten Mengen an Nutzwärme sind in 2018 im Vergleich zum Jahr 2017 um 5,8 TWh zurückgegangen. Erstmals wurde im diesjährigen Monitoring nach dem Kondensationsstromanteil der KWK-Anlagen gefragt. Da aufgrund der erstmaligen Erhebung Vergleichswerte fehlen, ist die Aussagekraft der Daten zum Kondensationsstromanteil begrenzt. Er betrug 154,0 TWh in 2018. 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.

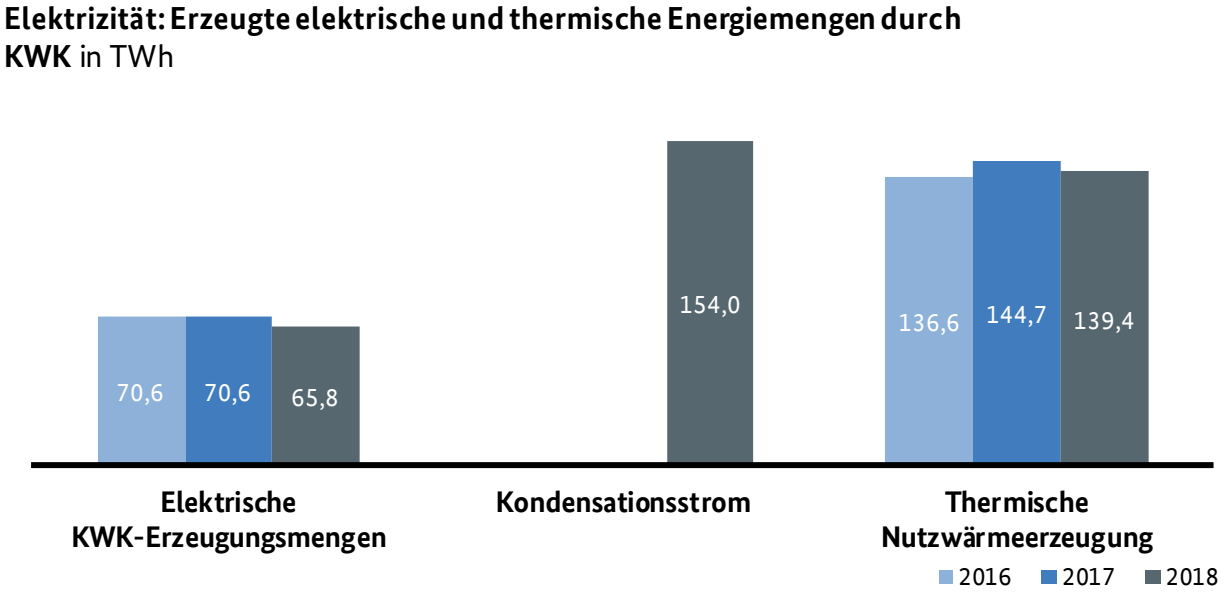



Abbildung 19: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW

Die erzeugten Mengen an mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen sowie Nutzwärme resultieren aus einem Energiemix, der sich mit der installierten Leistung deckt. Die wichtigsten Energieträger für die Erzeugung von mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen und Nutzwärme-Mengen sind Erdgas und Steinkohle (siehe Tabelle 15). Für die erzeugten Mengen an mit der Wärmeauskopplung verbundenem Strom aus KWK-Anlagen ist insbesondere der Energieträger Erdgas von Bedeutung. Dieser macht 65 Prozent der erzeugten Menge aus. Im Bereich der erzeugten Mengen Nutzwärme hat Erdgas einen Anteil in Höhe von 43 Prozent und Steinkohle in Höhe von 21 Prozent. Für den Kondensationsstrom fällt auf, dass dieser bei den Energieträgern Braun- und Steinkohle um ein vielfaches höher ist, als der mit der Wärmeauskopplung verbundene Strom aus KWK-Anlagen. Für den Energieträger Erdgas ist der Kondensationsstrom deutlich geringer als der mit der Wärmeauskopplung verbundene Strom aus KWK-Anlagen.

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

| | Elektrische KWK-Erzeugungsmengen | | Kondensations-strom | Thermische Nutzwärmeerzeugung | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2017 | 2018 | 2018 | 2017 | 2018 |
| Abfall | 3,1 | 2,8 | 2,7 | 11,1 | 11,2 |
| Biomasse | 2,3 | 2,0 | 1,2 | 8,8 | 9,3 |
| Braunkohle | 3,7 | 3,6 | 86,6 | 15,5 | 14,2 |
| Erdgas | 44,5 | 42,5 | 12,1 | 59,6 | 59,6 |
| Sonstige | 4,3 | 4,1 | 4,6 | 15,3 | 15,9 |
| Steinkohle | 12,8 | 10,9 | 46,8 | 34,4 | 29,2 |
| Summe | 70,7 | 65,9 | 154,0 | 144,7 | 139,4 |

Tabelle 15: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW

### 1.9.2 Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen im Jahr 2018

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 Anschlussnetzbetreiber, die Spannungsebene und Informationen zur Fernsteuerbarkeit der Anlage anzugeben.

**Elektrizität: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Monaten im Jahr 2018**

| Monat | Netto-Nennleistung in MW | Anzahl |
|---|---|---|
| Januar | 8 | 196 |
| Februar | 11 | 206 |
| März | 30 | 243 |
| April | 9 | 220 |
| Mai | 8 | 204 |
| Juni | 24 | 266 |
| Juli | 46 | 283 |
| August | 56 | 293 |
| September | 36 | 335 |
| Oktober | 59 | 418 |
| November | 113 | 486 |
| Dezember | 125 | 438 |
| **Summe** | **525** | **3.588** |

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Monaten im Jahr 2018

Im Kalenderjahr 2018 wurden 3.588 Anlagen mit einer Nettonennleistung von insgesamt 525 MW erfasst. Mehr als die Hälfte der in Betrieb genommenen Leistung ist auf die Monate Oktober bis Dezember 2018 zurückzuführen (297 MW).

**Elektrizität: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Größenklassen im Jahr 2018**

| Größenklasse | Netto-Nennleistung in MW | Anzahl |
|---|---|---|
| ≤ 50 kW | 34 | 3.262 |
| 50 kW - 250 kW | 20 | 144 |
| 250 kW - 1 MW | 56 | 103 |
| 1 MW - 10 MW | 369 | 75 |
| > 10 MW | 46 | 4 |
| **Summe** | **525** | **3.588** |

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Größenklassen im Jahr 2018

In der Größenklasse bis 50 kW wurden die meisten KWK-Anlagen in Betrieb genommen (3.262). Dies macht über 90 Prozent aller gemeldeten Inbetriebnahmen aus. Die größte Nettonennleistung ist der Anlagenklasse 1 bis 10 MW zuzurechnen, die über 70 Prozent der zugebauten Leistung umfasst (369 MW).

**Elektrizität: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Bundesländern im Jahr 2018**

| Bundesland | Netto-Nennleistung | Anzahl |
|---|---|---|
| Baden-Württemberg | 44 | 716 |
| Bayern | 38 | 521 |
| Berlin | 7 | 80 |
| Brandenburg | 12 | 107 |
| Bremen | < 1 | 19 |
| Hamburg | 6 | 73 |
| Hessen | 18 | 314 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 7 | 39 |
| Niedersachsen | 12 | 392 |
| Nordrhein-Westfalen | 28 | 578 |
| Rheinland-Pfalz | 15 | 183 |
| Saarland | < 1 | 38 |
| Sachsen | 22 | 156 |
| Sachsen-Anhalt | 34 | 99 |
| Schleswig-Holstein | 198 | 184 |
| Thüringen | 84 | 89 |
| **Summe** | **525** | **3.588** |

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Bundesländern im Jahr 2018

Die meisten Inbetriebnahmen gab es in Baden-Württemberg (716), Nordrhein-Westfalen (578) und Bayern (521). Auf die Nettonennleistung bezogen wurde in Schleswig-Holstein am meisten zugebaut. Dies liegt an einer großen KWK-Anlage mit einer Leistung von 192 MW, die sich aus 20 Generatoren zusammensetzt.

### 1.9.3 KWK-Ausschreibungen

Die finanzielle Förderung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als einem bis einschließlich 50 Megawatt erfolgt seit der Änderung des KWKG zum Jahreswechsel 2016/17 und der darauf aufbauenden KWK-Ausschreibungsverordnung nur noch nach erfolgreicher Teilnahme an einer Ausschreibung. Diese Ausschreibung wird in zwei getrennten Verfahren durchgeführt: zum einen für reine KWK-Anlagen, zum anderen für innovative KWK-Systeme. Letztere setzen sich aus einer KWK-Anlage, einer innovativen erneuerbaren Wärmequelle und einem elektrischen Wärmeerzeuger

zusammen. Bei der innovativen erneuerbaren Wärmequelle kann es sich etwa um Solarthermie, Geothermie oder eine Wärmepumpe handeln.

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 sieben ct/kWh für KWK-Anlagen und zwölf ct/kWh für innovative KWK-Systeme. Die nachstehenden Tabellen zeigen die bisherigen Ausschreibungsergebnisse:

**Elektrizität: KWK-Ausschreibungen**

| | Gebotstermin 1. Dez. 2017 | Gebotstermin 1. Juni2018 | Gebotstermin 3. Dez. 2018 | Gebotstermin 3. Juni 2019 |
|---|---|---|---|---|
| | **KWK-Anlagen** | | | |
| Ausschreibungsmenge | 100 MW | 93 MW | 77 MW | 51 MW |
| Anzahl Gebote | 20 (225 MW) | 15 (96 MW) | 18 (126 MW) | 13 (87 MW) |
| Anzahl Zuschläge | 7 (82 MW) | 14 (91 MW) | 12 (100 MW) | 4 (46 MW) |
| Gebotsausschlüsse | 0 | 1 (4 MW) | 3 (8 MW) | 0 |
| Durchschnittlicher Zuschlagswert (mengengewichtet) | 4,05 ct/kWh | 4,31 ct/kWh | 4,77 ct/kWh | 3,95 ct/kWh |
| | **Innovative KWK-Systeme** | | | |
| Ausschreibungsmenge | | 25 MW | 29 MW | 30 MW |
| Anzahl Gebote | | 7 (23 MW) | 3 (13 MW) | 5 (22 MW) |
| Anzahl Zuschläge | | 5 (21 MW) | 3 (13 MW) | 5 (22 MW) |
| Gebotsausschlüsse | | 2 (2 MW) | 0 | 0 |
| Durchschnittlicher Zuschlagswert (mengengewichtet) | | 10,27 ct/kWh | 11,31 ct/kWh | 11,17 ct/kWh |

Tabelle 19: 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 (78 Prozent) des 2018 in Deutschland produzierten EE-Stroms wurde entweder vom Betreiber oder einem Dienstleister direkt vermarktet.

## 2.1 Entwicklung Erneuerbarer 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 besteht ein Zahlungsanspruch (Marktprämie oder Einspeisevergütung) nach dem EEG. Von den installierten 118,2 GW Ende 2018 haben 114,1 GW einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Daher wird auf Erneuerbare Energien mit Zahlungsanspruch in diesem Kapitel näher eingegangen.

Die insgesamt 4,1 GW im Bereich der Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch verteilen sich im Wesentlichen auf die Energieträger Laufwasser (2,2 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 15,4 TWh im Jahr 2018. Der Großteil wurde dabei in Lauf- und Speicherwasserkraftwerken (insgesamt 11,1 TWh) sowie in mit Abfällen befeuerten Anlagen (4,2 TWh) erzeugt.

Die in diesem Kapitel dargestellten Kennzahlen erhebt die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Überwachungstätigkeit 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 2018“ 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.[34]

### 2.1.1 Installierte Leistung

Zum 31. Dezember 2018 belief sich die gesamte installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG auf ca. 114,3 GW. Insgesamt wurde in 2018 ca. 6,6 GW zusätzliche Leistung von Anlagen mit einem Zahlungsanspruch installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 6,1 Prozent.

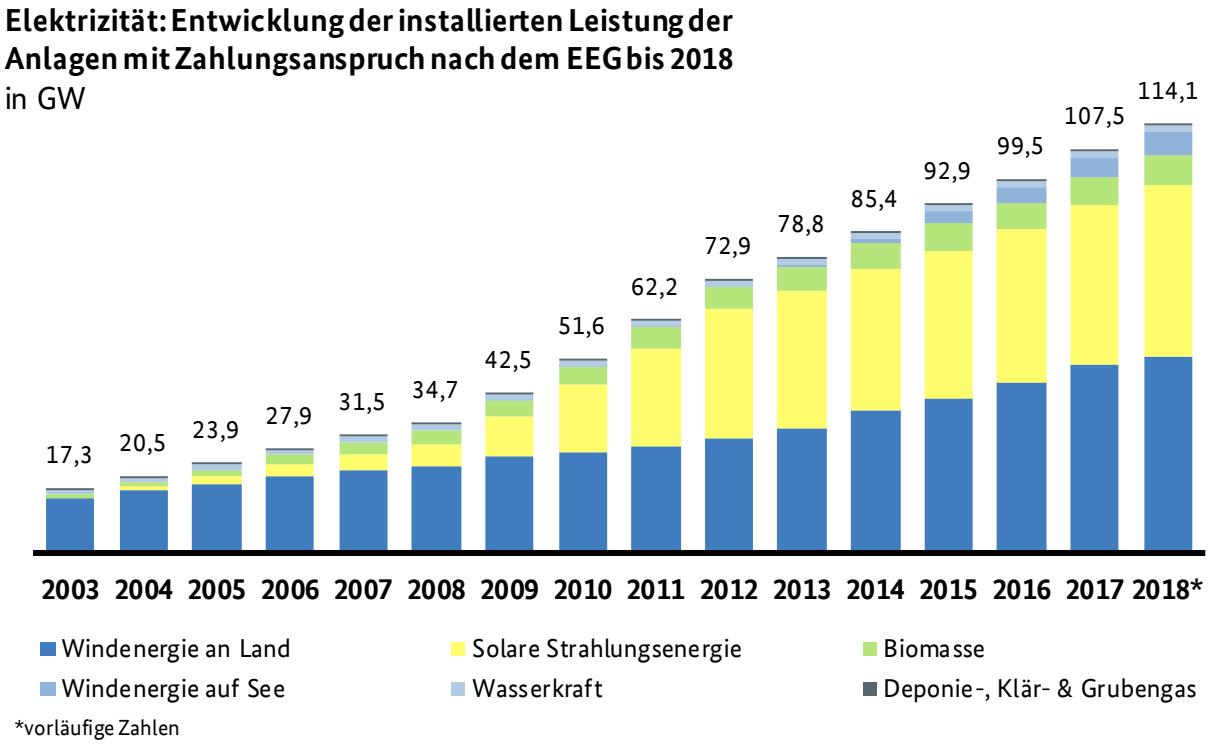



Abbildung 20: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2018

Im Jahr 2018 ist bei den Solaranlagen erstmals seit den letzten fünf Jahren wieder ein stärkerer Anstieg des Zubaus zu verzeichnen. Der Zubau lag im Jahr 2018 bei 2,9 GW während in den fünf vorangegangenen Jahren durchschnittlich 1,6 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 2,3 GW im Vergleich zum Nettozubau des Vorjahres mit 5,0 GW mehr als halbiert. Es wurden Windenergieanlagen auf See mit einer Leistung von 1,0 GW neu installiert (2017: ca. 1,3 GW), was einem Zubau von 18,3 Prozent entspricht. Der Zubau von Biomasseanlagen ist mit 0,4 GW im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen (2017: 0,3 GW).

[34] https://www.bundesnetzagentur.de/eeg-daten

## Elektrizität: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

| | Gesamt 31. Dezember 2017 | Gesamt 31. Dezember 2018* | Zubau /Rückbau in 2018 | Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2017 |
|---|---|---|---|---|
| | in MW | in MW | in MW | in Prozent |
| Wasserkraft | 1.571,6 | 1.578,4 | 6,8 | 0,4% |
| Gase[1] | 460,7 | 434,0 | -26,8 | -5,8% |
| Biomasse | 7.565,3 | 7.983,3 | 418,0 | 5,5% |
| Geothermie | 37,5 | 41,6 | 4,0 | 10,7% |
| Wind an Land | 50.174,3 | 52.446,9 | 2.272,6 | 4,5% |
| Wind auf See | 5.406,0 | 6.396,4 | 990,4 | 18,3% |
| Solar | 42.292,4 | 45.230,4 | 2.937,9 | 6,9% |
| Gesamt | 107.507,9 | 114.111,0 | 6.603,0 | 6,1% |

[1] Deponie-. Klär- und Grubengas

* vorläufige Zahlen

Tabelle 20: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Jahr 2018 wurden 74.695 neue Anlagen installiert. Die neu installierten Anlagen waren zu 97,2 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 21 dargestellt.

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

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Wasserkraft | 6.974 | 6.864 | 6.947 | 7.078 | 7.041 | 7.138 | 7.163 |
| Gase[1] | 684 | 622 | 627 | 630 | 612 | 600 | 613 |
| Biomasse | 13.371 | 13.485 | 14.024 | 14.113 | 14.186 | 14.271 | 14.418 |
| Geothermie | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 9 | 10 |
| Wind an Land | 21.339 | 21.819 | 23.593 | 24.696 | 26.057 | 27.406 | 28.046 |
| Wind auf See | 65 | 113 | 241 | 789 | 945 | 1.167 | 1.308 |
| Solar | 1.328.293 | 1.449.413 | 1.521.365 | 1.572.922 | 1.622.405 | 1.686.993 | 1.760.721 |
| Gesamt | 1.370.732 | 1.492.323 | 1.566.805 | 1.620.237 | 1.671.256 | 1.737.584 | 1.812.279 |

[1] Deponie-. Klär- und Grubengas

*vorläufige Zahlen

Tabelle 21: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Tabelle 22 zeigt die Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG, aufgeteilt nach Energieträgern.

## Elektrizität: Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

| | Gesamt 31. Dezember 2017 | Gesamt 31. Dezember 2018* | Zubau/ Rückbau in 2018 | Zuwachs/ Rückgang im Vergleich zu 2017 |
|---|---|---|---|---|
| | Anzahl | Anzahl | Anzahl | in Prozent |
| Wasserkraft | 7.138 | 7.163 | 25 | 0,4% |
| Gase[1] | 600 | 613 | 13 | 2,2% |
| Biomasse | 14.271 | 14.418 | 147 | 1,0% |
| Geothermie | 9 | 10 | 1 | 11,1% |
| Wind an Land | 27.406 | 28.046 | 640 | 2,3% |
| Wind auf See | 1.167 | 1.308 | 141 | 12,1% |
| Solar | 1.686.993 | 1.760.721 | 73.728 | 4,4% |
| Gesamt | 1.737.584 | 1.812.279 | 74.695 | 4,3% |

[1] Deponie-. Klär- und Grubengas

*vorläufige Zahlen

Tabelle 22: 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: 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; 15 GW Ausbau im Jahr 2030 | 2,5 GW Brutto-Zubau pro Jahr | 100 MW Brutto-Zubau pro Jahr |
| EEG 2017 | 2,8 GW Brutto-Zubau für die Jahre 2017-2019; | | | 150 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2017-2019; |
| EEG 2019 | 2,9 GW Brutto-Zubau ab 2020 | | | 200 MW Brutto-Zubau für die Jahre 2020-2022 |

Tabelle 23: 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. Im Jahr 2018 ist ein starker Rückgang des Netto-Zubaus zu verzeichnen und das Ausbauziel wurde unterschritten.

**Elektrizität: Ausbauziele Wind an Land**
in MW

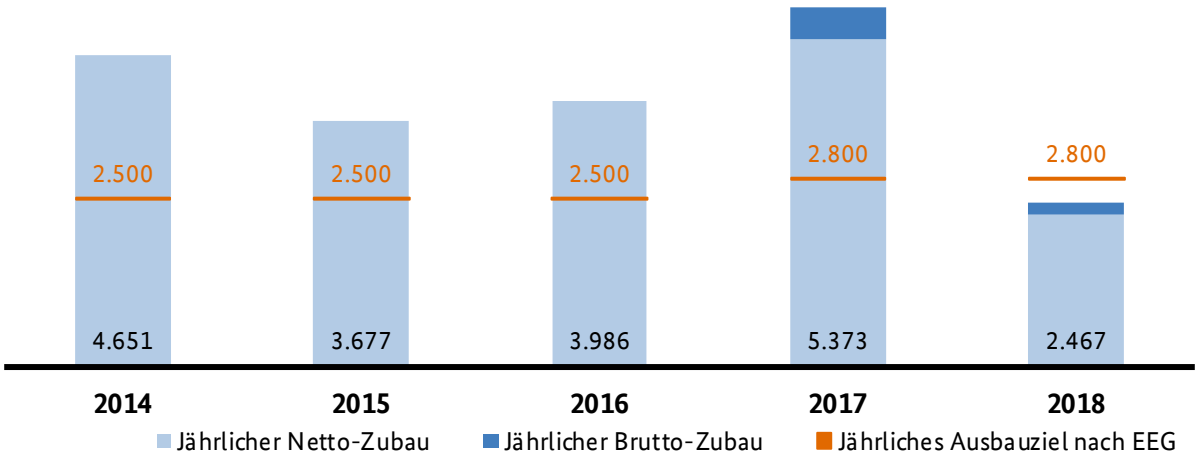



Abbildung 21: Ausbauziele Wind an Land

Bei solarer Strahlungsenergie lag der jährliche Zubau bis zum Jahr 2017 deutlich hinter den im EEG verankerten Zielen. Im Jahr 2018 wurde das Ausbauziel von 2.500 MW erstmals erreicht und sogar um 438 MW überschritten.

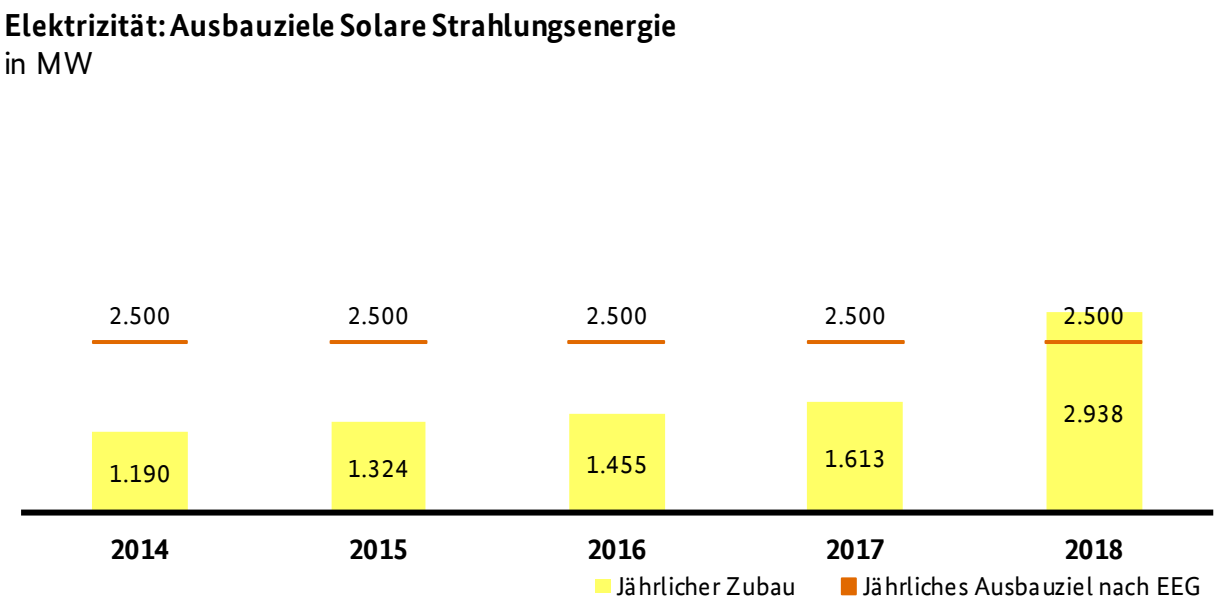



Abbildung 22: Ausbauziele solare Strahlungsenergie

Neben den Ausbauzielen wurde für die solare Strahlungsenergie ein Förderdeckel im EEG verankert. Sobald insgesamt 52 GWp an installierter Leistung erreicht werden, sinken die Fördersätze von danach in Betrieb genommenen PV-Anlagen auf 0 ct/kWh.

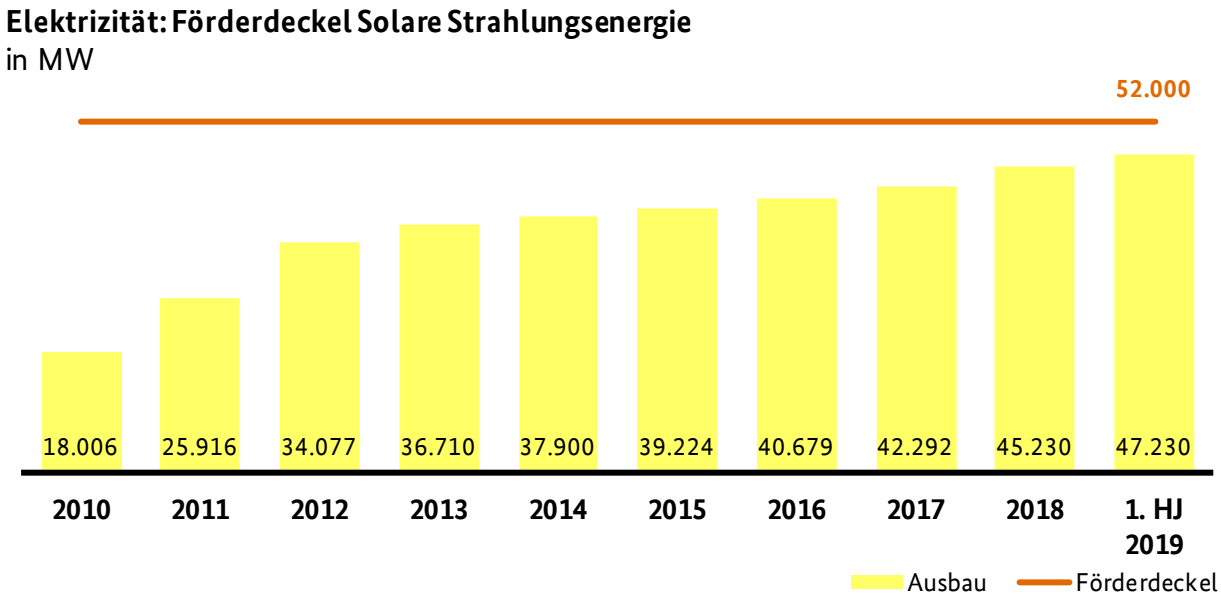



Abbildung 23: Förderdeckel Solare Strahlungsenergie

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 Flexibilitätsprämie wurde insgesamt auf 1.000 MW begrenzt, diese Grenze wurde im Juli 2019 ausgeschöpft.

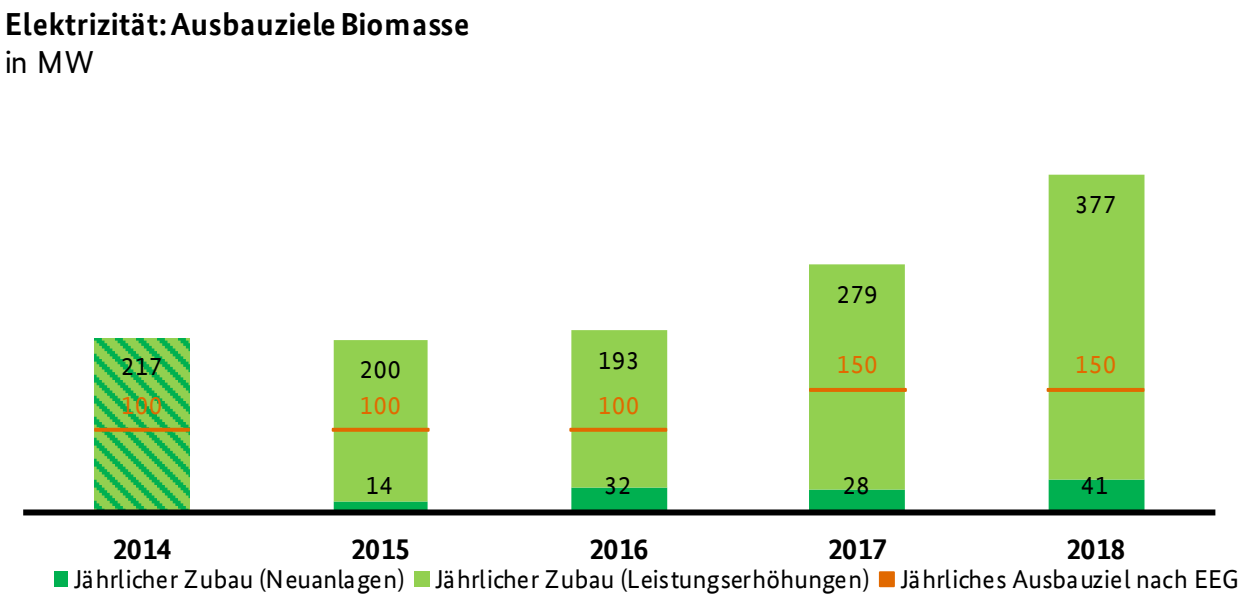



Abbildung 24: Ausbauziele Biomasse

Bei Windenergie auf See wurde das erste Ausbauziel von 6.500 MW im März 2019 erreicht und für eine Zielerreichung im Jahr 2030 sind durchschnittlich rund 850 MW Netto-Zubau pro Jahr nötig.

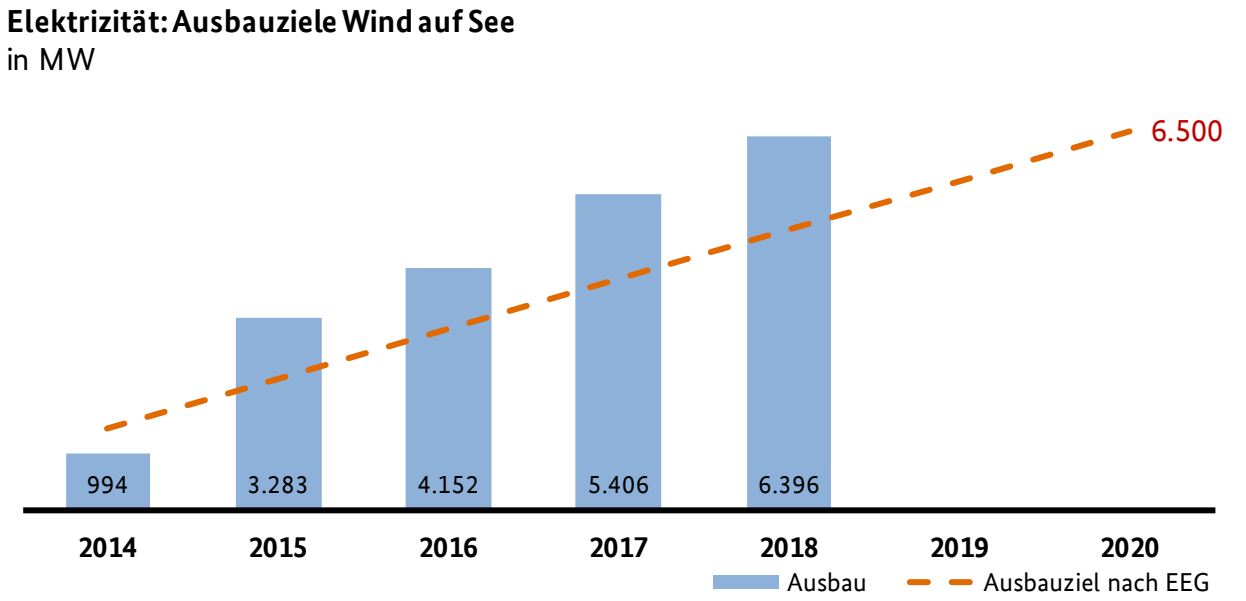



Abbildung 25: Ausbauziele Wind auf See

Um das Ziel eines Anteils von 65 Prozent erneuerbarer Erzeugung am Bruttostromverbrauch zu erreichen, welches im Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 festgelegt wurde, wurden im Szenariorahmen 2019 bis 2030 des Netzentwicklungsplans 2019 bis 2030 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 3,6 GW bis 4,4 GW, für Solaranlagen von 2,7 GW bis 5,1 GW angenommen, also deutlich höher als die Ziele nach dem EEG. Für Biomasseanlagen wurde ein ähnlicher Ausbaupfad wie im EEG mit 180,0 MW in allen Szenarien gleichermaßen unterstellt. Als Zielwert für das Jahr 2030 für Wind auf See wurde im Szenariorahmen 2019 bis 2030 eine etwas höhere Leistung im Vergleich zum EEG sowie Windenergie auf See Gesetz von 17,0 GW bis 20,0 GW angenommen.

### 2.1.3 Eingespeiste Jahresarbeit

Die in 2018 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG betrug 195,4 TWh. Die eingespeiste Jahresarbeit ist um 4,2 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (187,4 TWh) gestiegen. Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 88,7 TWh (45 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Solaranlagen mit 40,8 TWh (21 Prozent) und Biomasseanlagen mit 40,5 TWh (21 Prozent). In 2018 lag die eingespeiste Jahresarbeit von Solaranlagen zum ersten Mal über der von Biomasseanlagen.

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

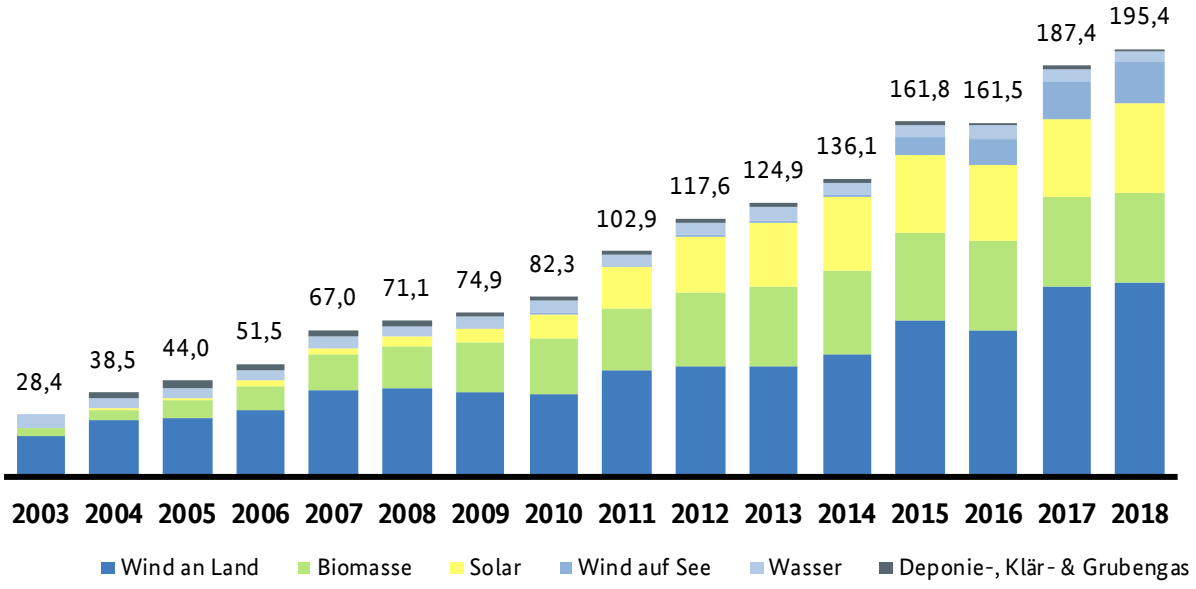



Abbildung 26: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Die eingespeiste Jahresarbeit aus Wasserkraft ist im Vergleich zum Vorjahr um 15,9 Prozent zurückgegangen. Dies liegt insbesondere daran, dass die Niederschlagsmengen in 2018 vergleichsweise gering waren.[35] Der

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

Rückgang der eingespeisten Jahresarbeit bei den Gasen um 11,3 Prozent korreliert mit dem Rückbau bei Gasen von 5,8 Prozent, siehe Abbildung 20.

Bei der eingespeisten Jahresarbeit aus Solaranlagen ist ein Anstieg um 15,2 Prozent zu verzeichnen. Dies ist im Vergleich zu den letzten fünf Jahren in denen die eingespeiste Jahresarbeit im Durchschnitt um 7 Prozent angestiegen ist, ein starker Anstieg. Dieser Anstieg lässt sich dadurch begründen, dass neben dem erhöhten Zubau bei Solaranlagen auch Rekordwerte bei Sonnenstundenzahl und Globalstrahlung in 2018 erreicht wurden.[36]

Die eingespeiste Jahresarbeit aus Windenergieanlagen hat sich im Vergleich zu den letzten Jahren nicht auffällig verändert. Auch Abbildung 27 zeigt, dass das Jahr 2018 in Bezug auf die Windgeschwindigkeiten durchschnittlich war.

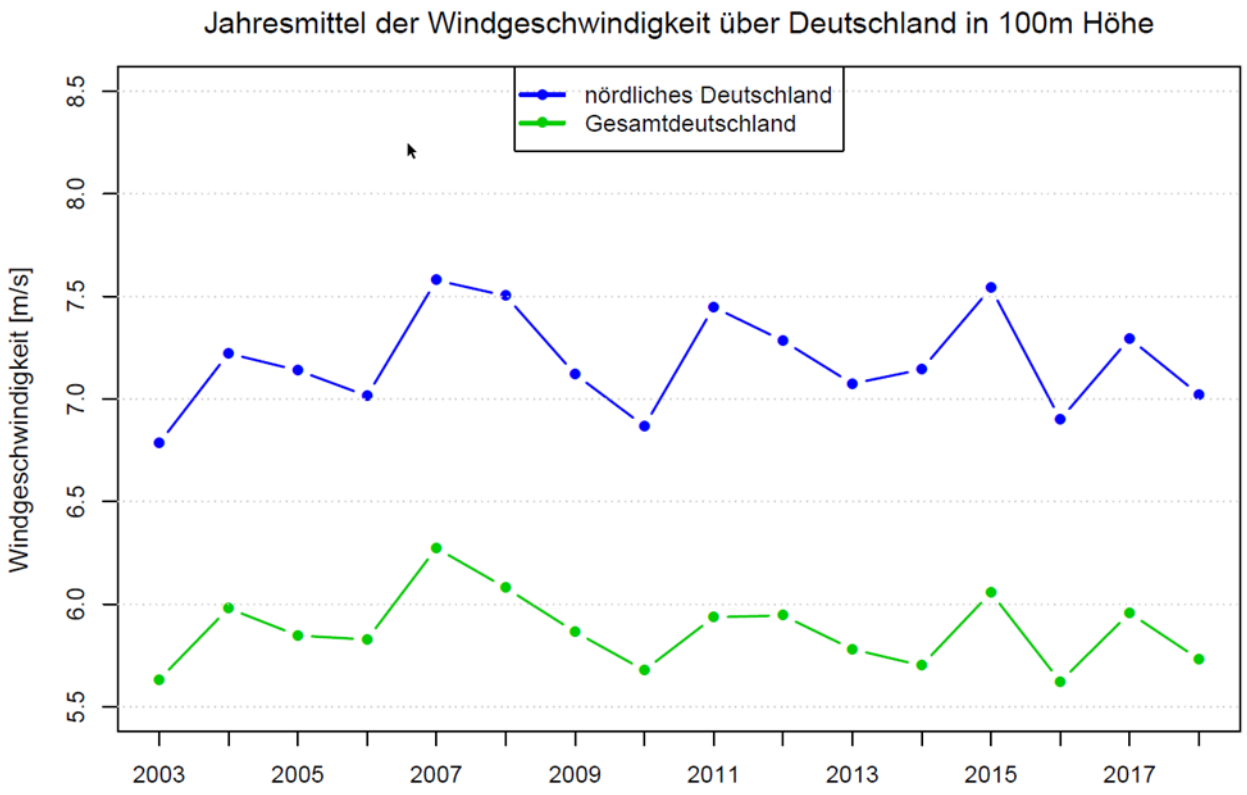
## Elektrizität: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

| | Gesamt 31. Dezember 2017 | Gesamt 31. Dezember 2018 | Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2017 |
|---|---|---|---|
| | in GWh | in GWh | in Prozent |
| Wasserkraft | 5.777 | 4.857 | -15,9% |
| Gase[1] | 1.319 | 1.170 | -11,3% |
| Biomasse | 41.056 | 40.480 | -1,4% |
| Geothermie | 163 | 165 | 1,6% |
| Wind an Land | 86.293 | 88.710 | 2,8% |
| Wind auf See | 17.414 | 19.179 | 10,1% |
| Solar | 35.428 | 40.807 | 15,2% |
| Gesamt | 187.448 | 195.368 | 4,2% |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 24: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

[36] 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, basierend auf C3S/ERA−5: Hersbach, H. und Dee, D., (2016) ).

Abbildung 27: 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 nur wenig angestiegen. Im Jahr 2018 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 55,5 GW am 21. September 2018 auf. Diese Einspeisespitze ist zu drei Viertel auf die Einspeisung aus Windenergieanlagen zurückzuführen. An diesem Tag speisten die Solaranlagen bis zu 13,6 GW Leistung in das Netz. Hinzu kam eine mit 41,9 GW recht hohe Einspeisung aus den Windenergieanlagen. Abbildung 28 zeigt die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen in den Jahren 2012 bis 2018.

Die maximale Einspeisung nur aus Solaranlagen im Jahr 2018 lag bei 29 GW (2. Juli 2018). Im Dezember 2018 erreichten dagegen die Windenergieanlagen (an Land und auf See) die höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere auf das Sturmtief MARIELOU zurückzuführen ist, wurde am 8. Dezember 2018 erzielt und lag bei 49,9 GW. Auch im gesamten Verlauf des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden. In Abbildung 29 kann der Verlauf der Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2018 nachvollzogen werden.

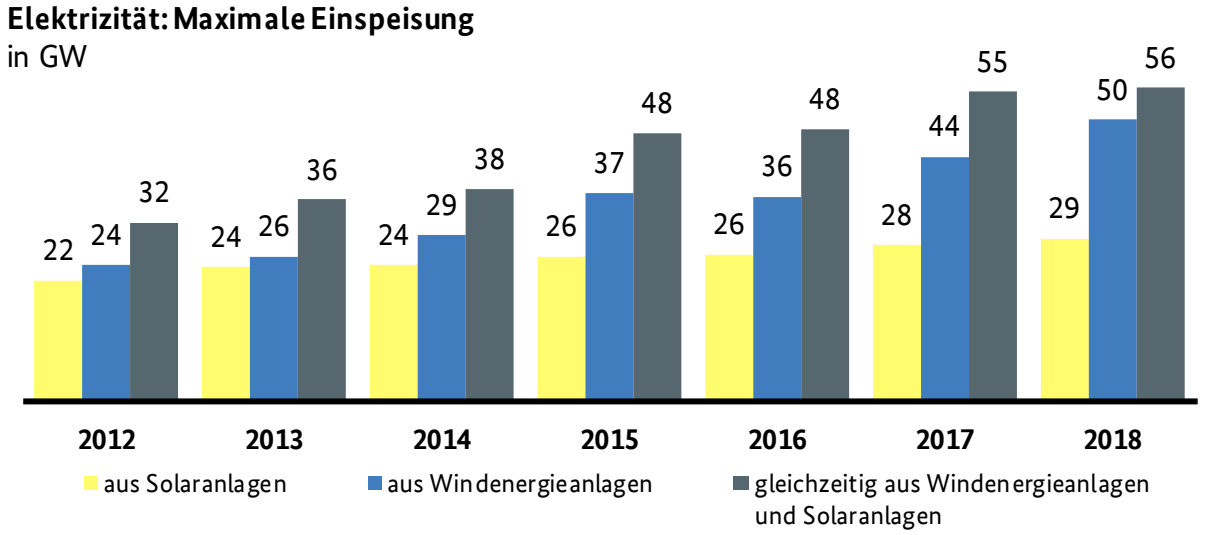



Abbildung 28: Maximale Einspeisung

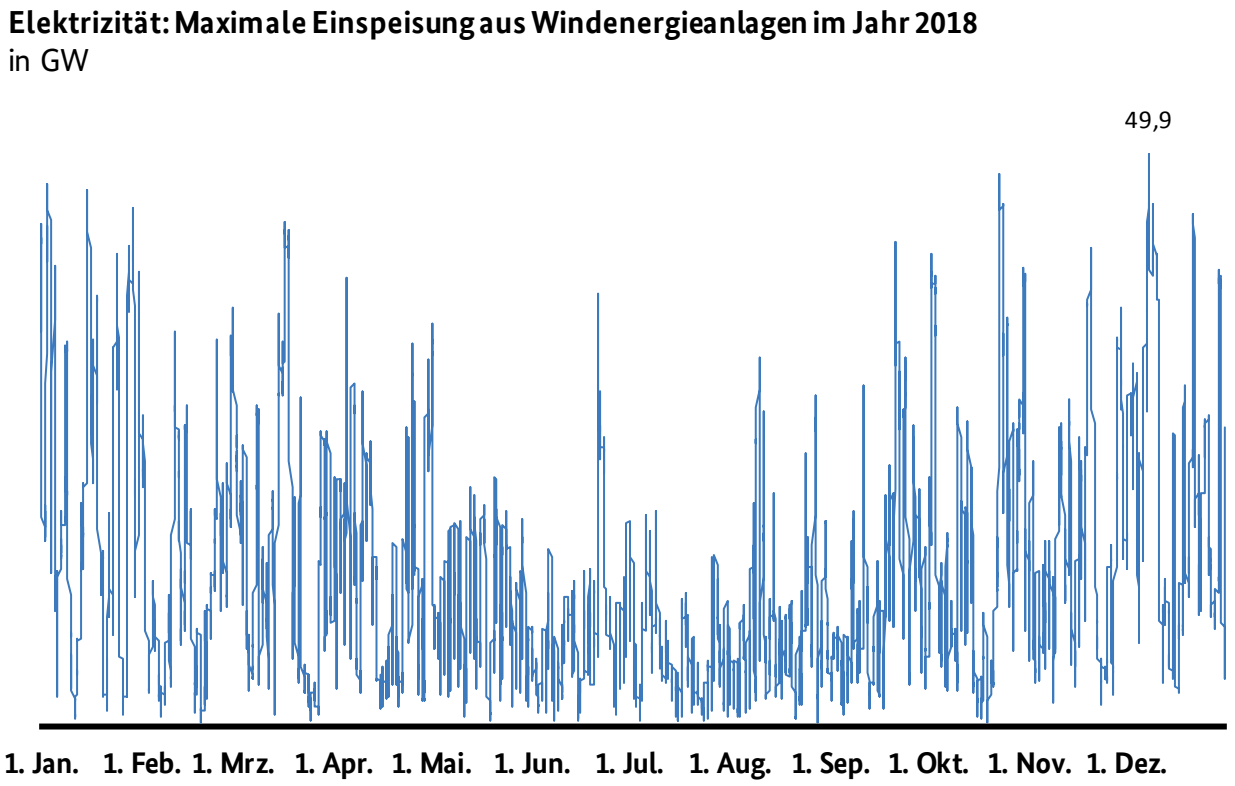



Abbildung 29: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2018

### 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 Marktprämie (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 Marktprämie nun als Standard-Vermarktungsform vor. Nur Bestandsanlagen oder neue Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 100 kW können nach wie vor eine Einspeisevergütung erhalten. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer Zahlung nach dem EEG, bleibt ebenfalls möglich.

Ab 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 2018 wird nur noch für 22 Prozent der Jahresarbeit eine Einspeisevergütung gezahlt (vgl. Abbildung 30).

Tabelle 25 zeigt, dass etwa mehr als drei Viertel der eingespeisten Jahresarbeit die Zahlungen nach dem EEG in Form der Marktprämie erhalten. Bei Windenergieanlagen auf See sind es bereits 100 Prozent (auch bei Windenergie an Land nähert sich der Anteil der Anlagen mit Marktprämie mit 96 Prozent (2017: 95 Prozent) immer näher an die 100 Prozent heran. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen mit Marktprämie ist mit 29 Prozent (2017: 25 Prozent) weiterhin vergleichsweise gering, steigt jedoch stetig an.

Dominierender Energieträger in der Direktvermarktung war im Jahr 2018 die Windenergie an Land mit einem Anteil von 55,8 Prozent (2017: 56,5 Prozent), gefolgt von Biomasse mit 21,5 Prozent und Windenergie auf See mit 12,5 Prozent.

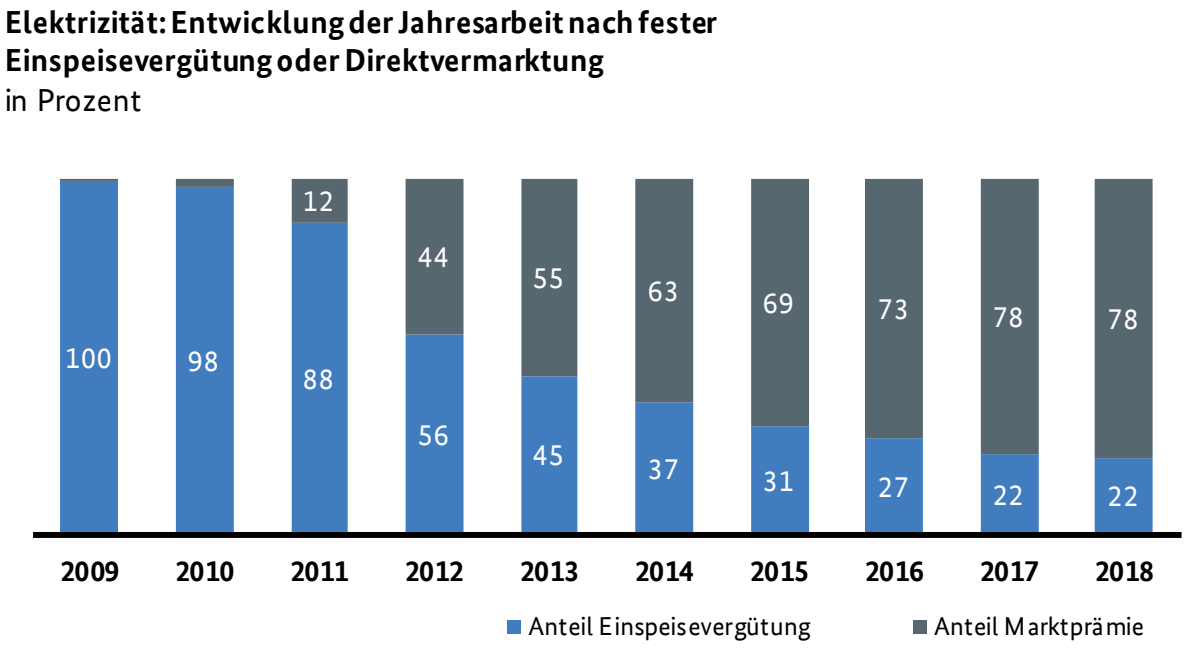



Abbildung 30: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie

## Elektrizität: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie

| | 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 | 4.857 | 1.993 | 2.864 | 59% |
| Gase[1] | 1.170 | 272 | 898 | 77% |
| Biomasse | 40.480 | 7.670 | 32.810 | 81% |
| Geothermie | 165 | 23 | 142 | 86% |
| Wind an Land | 88.710 | 3.402 | 85.308 | 96% |
| Wind auf See | 19.179 | 0 | 19.179 | 100% |
| Solar | 40.807 | 29.117 | 11.690 | 29% |
| Gesamt | 195.368 | 42.476 | 152.891 | 78% |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 25: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie

## Elektrizität: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger für das Jahr 2018

in Prozent

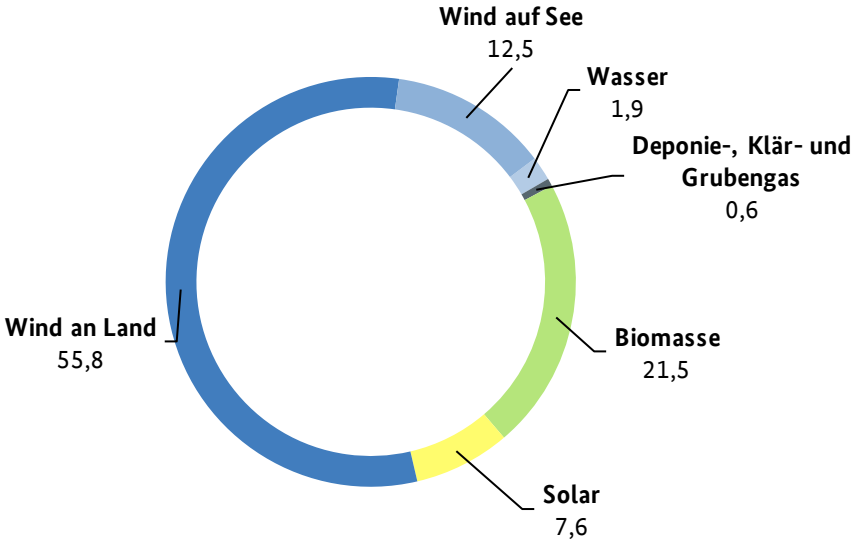



Abbildung 31: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger

## 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. 22 Prozent) und hauptsächlich von kleineren Anlagen und Bestandsanlagen erzeugt wird. Der überwiegende Anteil des Erneuerbaren Stroms (78 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 beginnend mit dem laufenden Jahr der Inbetriebnahme für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.

Im Jahr 2018 wurden insgesamt 25,7 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 2018 haben Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten (Einspeisevergütung: 45,5 Prozent, Marktprämie: 54,5 Prozent).

Die wesentlichen Anteile der Zahlungen entfielen auf Solaranlagen (11,2 Mrd. Euro), Biomasseanlagen (6,4 Mrd. Euro) und Windenergieanlagen an Land (4,9 Mrd. Euro).

## Elektrizität: Zahlungen nach Energieträgern

| | Gesamt 31. Dezember 2017 in Mio. Euro | Gesamt 31. Dezember 2018 in Mio. Euro | Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2017 in Prozent |
|---|---|---|---|
| Wasserkraft | 440 | 348 | -20,8% |
| Gase[1] | 60 | 45 | -25,3% |
| Biomasse[2] | 6.772 | 6.393 | -5,6% |
| Geothermie | 35 | 35 | -1,2% |
| Wind an Land | 5.720 | 4.859 | -15,1% |
| Wind auf See | 2.770 | 2.850 | 2,9% |
| Solar | 10.236 | 11.176 | 9,2% |
| Gesamt | 26.033 | 25.706 | -1,3% |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 26: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Abbildung 32 zeigt, dass die Zahlungen im Jahr 2018 im Vergleich zu den vorherigen Jahren zum ersten Mal geringfügig zurückgegangen sind. Dies ist insbesondere auf die vergleichsweise hohen Strompreise im Jahr 2018 zurückzuführen (vgl. Kapitel Großhandel). Begründung: EEG-Anlagen in der Direktvermarktung (78 Prozent, vgl. Kapitel I.B.2.1.4) werden gemäß EEG über den sog. „anzulegenden Wert“ vergütet. Die Einnahmen des Anlagenbetreibers setzt sich zusammen aus dem Erlös am Strommarkt, den der Anlagenbetreiber für den erzeugten Strom erzielt hat und der Marktprämie. Die Marktprämie gleicht den Unterschied zwischen dem monatlichen, energieträgerspezifischen durchschnittlichen Strombörsenpreis (dem „Monatsmarktwert“) und dem „anzulegenden Wert“ aus. Das bedeutet, je höher der Monatsmarktwert ist, desto geringer fällt die Marktprämie aus, desto geringer sind die Zahlungen nach dem EEG insgesamt. Bei Windenergie an Land ist der Rückgang der Zahlungen besonders deutlich, dies liegt insbesondere daran, dass 96 Prozent der Anlagen die Marktprämie erhalten.

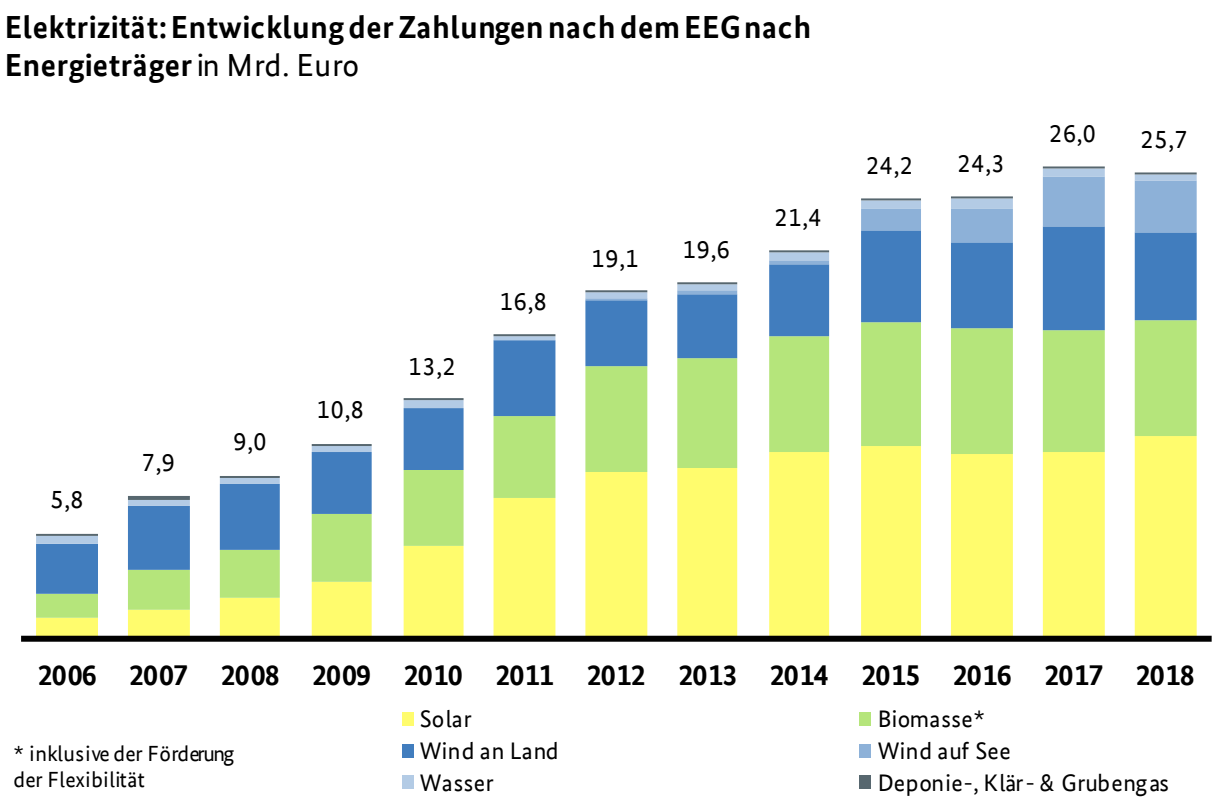



Abbildung 32: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern

Im Jahr 2018 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien durchschnittlich 13,2 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[37] erhalten. Hierbei muss man berücksichtigen, dass die Zahlungen für die unterschiedlichen Energieträger stark voneinander abweichen. Beispielsweise erhielten Betreiber von Solaranlagen im Jahr 2018 durchschnittlich 27,4 ct/kWh während Betreiber von Windenergieanlagen an Land durchschnittlich 5,5 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 33 zeigt die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG im Vergleich zu den vorherigen Jahren.

[37] 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.

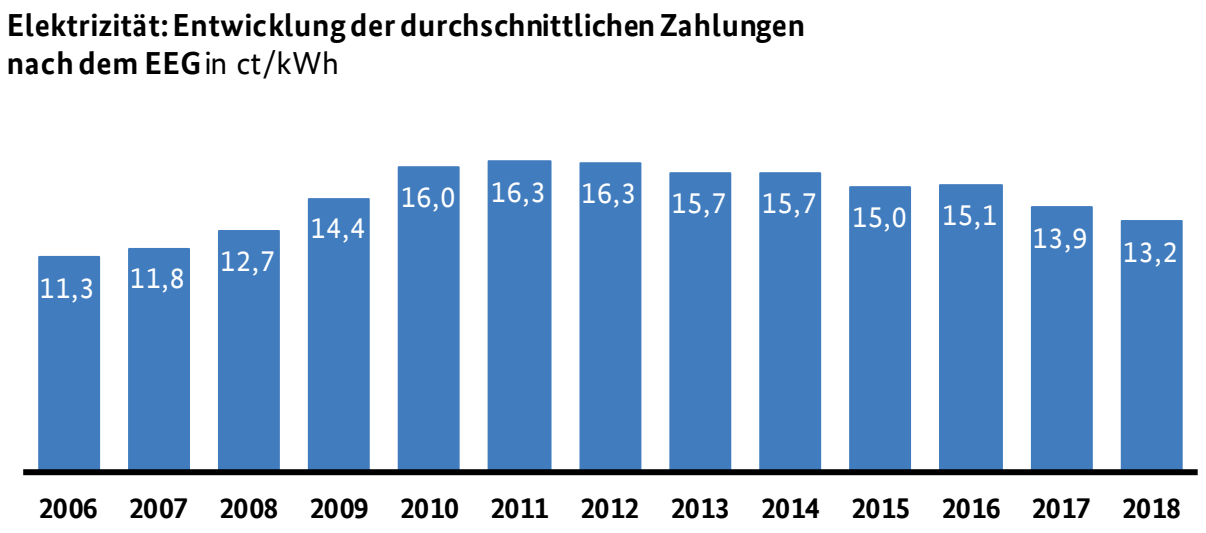



Abbildung 33: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

### 2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage

Die Zahlungen nach dem EEG werden weit überwiegend über die Erhebung der EEG-Umlage refinanziert. Abbildung 34 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 rund 40 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 zusätzlichen Zahlungen für neu installierte Anlagen wurden seitdem durch ansteigende Einnahmen aus der Vermarktung des erneuerbaren Stroms aufgrund von höheren Großhandelspreisen für Strom kompensiert. Die EEG-Umlage für 2020 liegt mit 6,76 ct/kWh unter dem Höchstwert. Gegenüber der Umlage von 2019 gab es einen leichten Anstieg, da der Stand des EEG-Umlagekontos nicht mehr so hoch war wie im Vorjahr.

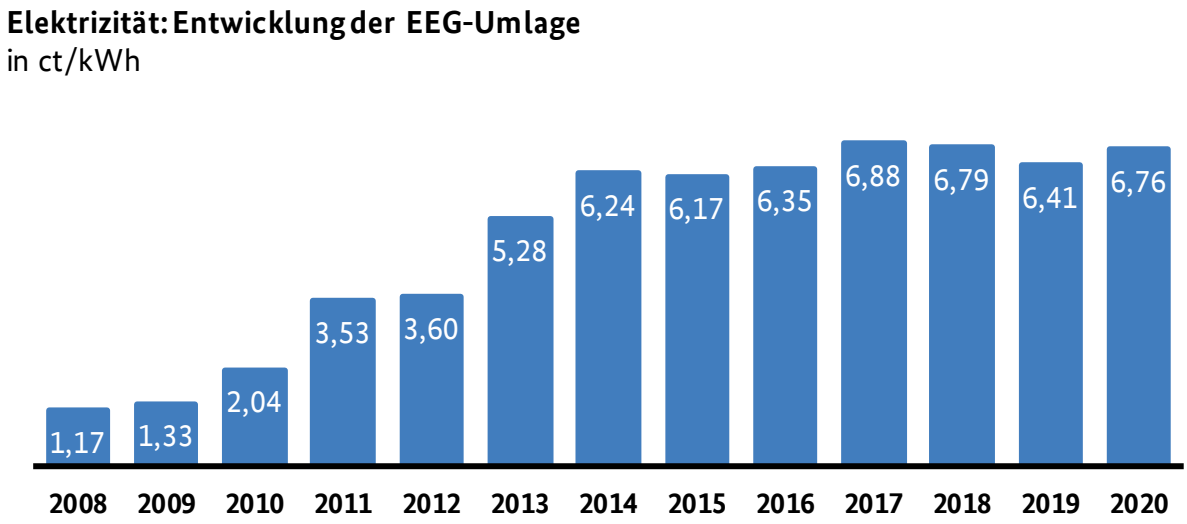



Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Umlage

### 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. Bei Windenergie an Land sinken die anzulegenden Werte seit Januar 2016 grundsätzlich quartalsweise. 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 und 2019 war ein deutlicher Anstieg des Zubaus bei Solaranlagen gegenüber 2017 zu verzeichnen, sodass der Zielkorridor in den jeweiligen Bezugszeiträumen wieder überschritten wurde und der anzulegende Wert in den Monaten August 2018 bis April 2019 jeweils um 1 Prozent und für die Monate Mai bis Oktober 2019 jeweils um 1,4 Prozent abgesenkt wurde. Der Zubau bis September 2019 war leicht über den Zielkorridor und führte zu einer weiteren geringeren Absenkung um 1.0 Prozent bis Januar 2020.

Der relevante Zubau-Zeitraum für Windenergieanlagen (August 2016 bis April 2018) zur Berechnung der Absenkung des anzulegenden Wertes im Jahr 2018 zeichnete sich durch eine zweifache Überschreitung des Zielkorridors (2,4 bis 2,5 GW brutto pro Jahr) aus. Somit wurde der anzulegende Wert für die vier Quartale 2018 jeweils um 2,4 Prozent abgesenkt. 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.

## 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 | 2.500 (brutto) | - | 0,0% | | Jan 17 |
| (Jul 2016 - Dez 2016) x2 | | 2.025 | 0,0% | | 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 2019 - 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 |

Tabelle 27: Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie

**Elektrizität: Absenkung der anzulegenden Werte Wind an Land***

| 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 |
|---|---|---|---|---|---|
| Aug 2014 - Jul 2015 | 2.400 - 2.600 (netto) | 3.666 | 1,2% | quartalsweise | Q1 2016 |
| Nov 2014 - Okt 2015 | | 3.712 | 1,2% | | Q2 2016 |
| Feb 2015 - Jan 2016 | | 3.564 | 1,2% | | Q3 2016 |
| Mai 2015 - Apr 2016 | | 3.941 | 1,2% | | Q4 2016 |
| Festgelegt im EEG 2017 | 2.400 - 2.500 (brutto) | - | 1,2% | einmalig | Jan 17 |
| Festgelegt im EEG 2017 | | - | 1,05% | monatlich | Mrz 17 -Aug 17 |
| Mai 2016 - Apr 2017 | | 4.676 | 2,4% | quartalsweise | Q4 2017 |
| Aug 2016 - Jul 2017 | | 5.038 | 2,4% | | Q1 2018 |
| Nov 2016 - Okt 2017 | | 5.516 | 2,4% | | Q2 2018 |
| Feb 2017 - Jan 2018 | | 5.378 | 2,4% | | Q3 2018 |
| Mai 2017 - Apr 2018 | | 5.308 | 2,4% | | Q4 2018 |

* Ab Q1 2019 werden die anzulegende Werte über die Ausschreibungsverfahren für Windenergie an Land festgelegt.

Tabelle 28: Absenkung der anzulegenden Werte – Wind an Land

## 2.3 Ausschreibungen

Mit der Novellierung des EEG zum Jahreswechsel 2016/17 fand die Umstellung der Höhe der Zahlungsansprüche nach dem EEG für ca. 80 Prozent des Zubaus der Erneuerbaren Energien auf eine wettbewerbliche Ermittlung durch Ausschreibungen statt. Seit Anfang 2017 erfolgt für alle neu zu errichtenden Anlagen, die den erneuerbaren Technologien Wind an Land, Wind auf See, Solar und Biomasse zuzuordnen sind, eine Zahlung nach dem EEG nur noch, wenn sie im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben. 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 Biomassenanlagen 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).

2018 wurden erstmals technologieübergreifende gemeinsame Ausschreibungen für die Erneuerbaren Energieträger Wind an Land und Solar eingeführt.

Als wichtiger Beitrag zur Erreichung der nationalen Klimaziele wurden 2019 erstmalig die im Koalitionsvertrag vereinbarten Sonderausschreibungen für Windenergie an Land und Solar umgesetzt. Es wurde, verteilt auf vier Termine, 1 GW je Technologie zusätzlich ausgeschrieben. Darüber hinaus ist für das Jahr 2019 die erste technologieneutrale Innovationsausschreibung geplant.

Seit Anfang 2017 sind 38 Ausschreibungsrunden mit den folgenden Ergebnissen durchgeführt worden:

**Elektrizität: Durchgeführte Ausschreibungsrunden 2017 - 2019**

| Technologie | Gebotstermine | Zuschlagswert (ct/kWh)* |
|---|---|---|
| Solar | 01.02.2017 | 6,58 |
| | 01.06.2017 | 5,66 |
| | 01.10.2017 | 4,91 |
| | 01.02.2018 | 4,33 |
| | 01.06.2018 | 4,59 |
| | 01.10.2018 | 4,69 |
| | 01.02.2019 | 4,80 |
| | 01.03.2019 | 6,59 |
| | 01.06.2019 | 5,47 |
| | 01.10.2019 | 4,90 |
| | 01.12.2019 | n.v. |
| Wind an Land | 01.05.2018 | 5,71 |
| | 01.08.2018 | 4,28 |
| | 01.11.2018 | 3,82 |
| | 01.02.2018 | 4,73 |
| | 01.05.2018 | 5,73 |
| | 01.08.2018 | 6,16 |
| | 01.10.2018 | 6,26 |

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

Tabelle 29: Durchgeführte Ausschreibungen seit 2017

**Elektrizität: Durchgeführte Ausschreibungsrunden 2017 - 2019**

| Technologie | Gebotstermine | Zuschlagswert (ct/kWh)* |
|---|---|---|
| Wind an Land | 01.02.2019 | 6,11 |
| | 01.05.2019 | 6,13 |
| | 01.08.2019 | 6,20 |
| | 01.09.2019 | 6,19 |
| | 01.10.2019 | 6,20 |
| | 01.12.2019 | n.v. |
| Wind auf See | 01.04.2017 | 0,44 |
| | 01.04.2018 | 4,66 |
| KWK | 01.12.2017 | 4,05 |
| | 01.06.2018 | 4,31 |
| | 01.12.2018 | 4,77 |
| | 01.06.2019 | 3,95 |
| | 01.12.2019 | n.v. |
| Innovative KWK Systeme | 01.06.2018 | 10,27 |
| | 01.12.2018 | 11,31 |
| | 01.06.2019 | 11,17 |
| | 01.12.2019 | n.v. |
| Biomasse | 01.09.2017 | 14,30 |
| | 01.09.2018 | 14,73 |
| | 01.04.2019 | 12,34 |
| | 01.11.2019 | n.v. |
| Technologieübergreifend Wind an Land und Solar | 01.04.2018 | 4,67 |
| | 01.11.2018 | 5,27 |
| | 01.04.2019 | 5,66 |
| | 01.11.2019 | n.v. |

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

Tabelle 30: (Fortsetzung von Tabelle 29)Durchgeführte Ausschreibungen seit 2017

### 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, wenn die einzelnen Bundesländer dies per Verordnung erlauben (bislang Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland). Grundsätzlich werden jährlich drei Ausschreibungen durchgeführt. In

den Jahren 2017 und 2018 wurden jeweils 600 bzw. 565 Megawatt zu installierender Leistung ausgeschrieben. 2019 wurden zu den regulären Gebotsterminen im Februar, Juni und Oktober insgesamt 475 Megawatt ausgeschrieben. Darüber hinaus wurde im März 2019 eine Sonderausschreibungsrunde mit einem Volumen von 500 Megawatt von der Bundesnetzagentur durchgeführt. Eine weitere Sonderausschreibung im selben Umfang ist für Dezember 2019 vorgesehen.

Bei allen Ausschreibungen war die Gebotsmenge mehrfach überzeichnet. Der Wettbewerbsdruck hat zu kontinuierlich sinkenden Zuschlagswerten in den ersten vier Ausschreibungsrunden bis Februar 2018 geführt (6,58 ct/kWh auf 4,91 ct/kWh): Seit der zweiten Runde im Juni 2018 (4,59 ct/ kWh) bis zur ersten Runde im Februar 2019 (4,80 ct/kWh) sind die Zuschläge wieder leicht angestiegen. Die Sonderausschreibung im März 2019 mit einem Gebotsvolumen von 500 MW und einem zulässigen Höchstpreis von 8,91 ct/ kWh hat zu einem deutlich höheren durchschnittlichen Zuschlagswert von 6,59 ct/kWh geführt. Die folgenden regulären Ausschreibungsrunden im Juni und Oktober 2019 haben wieder sinkende Zuschlagswerte (5,47 ct/ kWh und 4,90 ct/kWh) hervorgebracht, was u. a. auch auf eine Anpassung des zulässigen Höchstpreises auf 7,50 ct/ kWh zurückzuführen ist.

Seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens für alle Solaranlagen Anfang 2017 sind die Zuschlagswerte um 25,5 Prozent gesunken. Bezieht man die Ergebnisse der vorangegangenen sechs Ausschreibungsrunden für Freiflächenanlagen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) mit ein, sind die Zuschlagswerte um 47 Prozent seit der ersten Ausschreibungsrunde im April 2015 gesunken. Der durch die Ausschreibung bestimmte, aktuelle maximal auszuzahlende Wert für neue Solaranlagen liegt bei 4,90 ct/kWh.

### Elektrizität: Realisierungsrate für Solaranlagen aus allen Solarausschreibungen

| Gebotstermin | Realisierungsstand in % | Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist) | Ausschreibungs-grundlage |
|---|---|---|---|
| 15.04.2015 | 99 | 06.05.2017 | FFAV |
| 01.08.2015 | 90 | 20.08.2017 | FFAV |
| 01.12.2015 | 92 | 18.12.2017 | FFAV |
| 01.04.2016 | 100 | 18.04.2018 | FFAV |
| 01.08.2016 | 96 | 12.08.2018 | FFAV |
| 01.12.2016 | 73 | 15.12.2018 | FFAV |
| 01.11.2016 | 99 | 05.12.2018 | GEEV |
| 01.02.2017 | 99 | 15.02.2019 | EEG |
| 01.06.2017 | 97 | 21.06.2019 | EEG |
| 01.10.2017 | 35 | 23.10.2019 | EEG |
| 01.02.2018 | 44 | 27.02.2020 | EEG |

Tabelle 31: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 18 und 24 Monaten. Aus den vergangenen 17 Runden sind zusätzlich zu den sechs abgeschlossenen Runden der Ausschreibung nach der Freiflächenausschreibungsverordnung bereits die Realisierungsfristen für die ersten vier Solarausschreibungsrunden nach dem EEG bzw. nach der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV) abgelaufen. Diese weisen ebenfalls hohe Realisierungsquoten (Tabelle 31**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) auf, was als Erfolg zu werten ist. Lediglich die niedrige Realisierungsrate von 35 Prozent für die abgeschlossene Runde des Ausschreibungstermins im Oktober 2017 weicht von diesem Erfolgstrend ab. Wesentlicher Grund hierfür war die fehlende Realisierung von zwei sehr großen Solarprojekten. Für alle weiteren Ausschreibungsrunden laufen die Realisierungsfristen noch.

## Elektrizität: Ausschreibungen für Solaranlagen 2018 - 2019

| | 2018 | | | 2019* | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Februar** | **Juni** | **Oktober** | **Februar** | **März** | **Juni** | **Oktober** |
| Ausgeschriebene Menge (MW) | 200 | 182 | 182 | 175 | 500 | 150 | 150 |
| Eingereichte Gebote | 79 | 59 | 76 | 80 | 163 | 105 | 153 |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) | 546 | 360 | 551 | 465 | 869 | 556 | 648 |
| Zuschläge | 24 | 27 | 31 | 23 | 118 | 14 | 27** |
| Zuschlagsmenge (MW) | 201 | 182 | 154 | 170 | 499 | 205 | 153** |
| Gebotsausschlüsse | 16 | 1 | 3 | 2 | 17 | 13 | 11 |
| Gebotsausschlussmenge (MW) | 67 | 6 | 25 | 6 | 192 | 46 | 44 |
| Zulässiger Höchstwert (ct/kWh) | 8,84 | 8,84 | 8,75 | 8,91 | 8,91 | 7,50 | 7,50 |
| Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh) | 4,33 | 4,59 | 4,69 | 4,80 | 6,59 | 5,47 | 4,90 |
| Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 3,86 | 3,89 | 3,86 | 4,11 | 3,90 | 4,97 | 4,59 |
| Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 4,59 | 4,96 | 5,15 | 5,18 | 8,40 | 5,58 | 5,20 |

*Für die Jahresbetrachtung 2019 fehlt der Termin der Ausschreibungsrunde im Dezember

**Vor Eingang der Zweitsicherheit. Der Wert kann sich noch ändern.

Tabelle 32: Ausschreibungen für Solaranlagen 2018 bis 2019

Wie in Abbildung 35**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, konzentrierten sich mehr als 75 Prozent der Zuschläge im Rahmen der Solarausschreibungen in den Jahren 2018 und 2019 auf fünf Bundesländer (Bayern, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt).

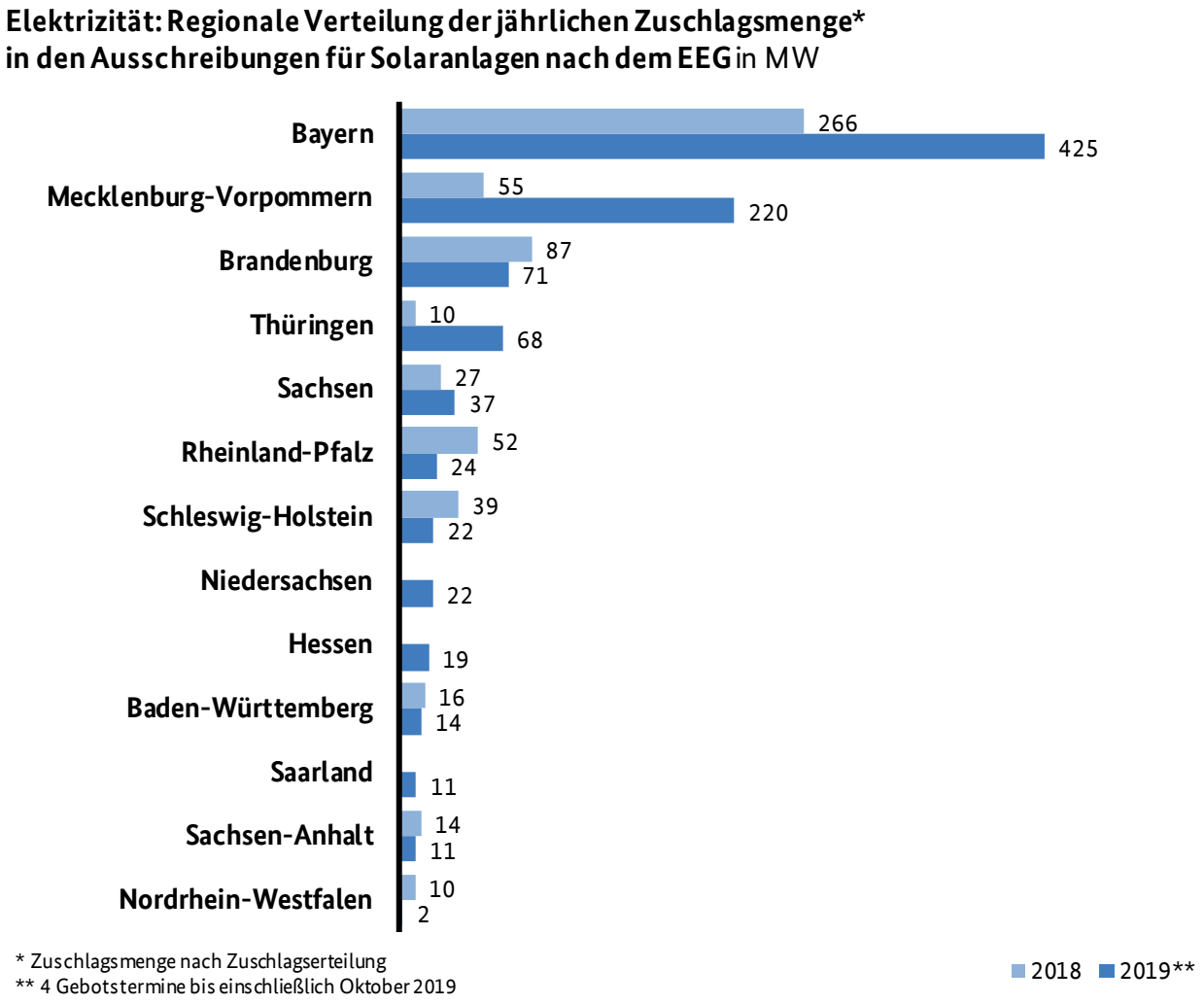



Abbildung 35: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarausschreibungen

### 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. Für die Jahre 2018 und 2019 werden regulär drei bis vier Gebotsrunden mit einem Ausschreibungsvolumen von ca. 2.700 Megawatt pro Jahr durchgeführt. Darüber hinaus ist 2019 eine Sonderausschreibung mit einem Volumen von 500 MW im September durchgeführt worden. Eine weitere ist im selben Umfang für Dezember vorgesehen.

Grundsätzlich muss eine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung für die Anlagen vorgelegt werden. Geboten wird auf den anzulegenden Wert einer Anlage an einem definierten 100 Prozent-Referenzstandort; die tatsächlichen Zahlungen können hiervon abweichen.

## Elektrizität: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2018

| | Feb. | Mai | Aug. | Okt. |
|---|---|---|---|---|
| Ausgeschriebene Menge (MW) | 700 | 670 | 670 | 670 |
| Eingereichte Gebote | 132 | 111 | 91 | 62 |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) | 989 | 604 | 709 | 389 |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) im NAG | 125 | 100 | 183 | 93 |
| Zuschläge | 83 | 111 | 86 | 57 |
| Zuschlagsmenge (MW) | 709 | 604 | 666 | 363 |
| Zuschlagsmenge im NAG (MW) | 88 | 100 | 183 | 93 |
| Gebotsausschlüsse | 2 | 0 | 5 | 5 |
| Gebotsausschlüsse in MW | 16 | 0 | 42 | 25 |
| Zulässiger Höchstwert (ct/kWh) | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 |
| Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh) | 4,73 | 5,73 | 6,16 | 6,26 |
| Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 3,80 | 4,65 | 5,30 | 6,12 |
| Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 5,28 | 6,28 | 6,30 | 6,30 |
| Höchster Gebotswert im NAG (mit Zuschlag) (ct/kWh) | **Obergrenze nicht relevant** | | | |

Tabelle 33: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2018

## Elektrizität: Ausschreibungen für Winderenergieanlagen an Land 2019

| | Feb. | Mai | Aug. | Sep. | Okt. | Dez. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ausgeschriebene Menge (MW) | 700 | 650 | 650 | 500 | 675 | 500 |
| Eingereichte Gebote | 72 | 41 | 33 | 22 | 25 | n.v. |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) | 499 | 295 | 239 | 188 | 204 | n.v. |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) im NAG | 156 | 67 | 16 | 45 | 29 | n.v. |
| Zuschläge | 67 | 35 | 32 | 21 | 25 | n.v. |
| Zuschlagsmenge (MW) | 476 | 270 | 208 | 179 | 204 | n.v. |
| Zuschlagsmenge im NAG (MW) | 0 | 0 | 16 | 37 | 29 | n.v. |
| Gebotsausschlüsse | 5 | 6 | 1 | 1 | 0 | n.v. |
| Gebotsausschlüsse in MW | 23 | 25 | 31 | 8 | 0 | n.v. |
| Zulässiger Höchstwert (ct/kWh) | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 | 6,2 |
| Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh) | 6,11 | 6,13 | 6,20 | 6,19 | 6,20 | n.v. |
| Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 5,24 | 5,94 | 6,19 | 6,19 | 6,19 | n.v. |
| Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 6,20 | 6,20 | 6,20 | 6,20 | 6,20 | n.v. |
| Höchster Gebotswert im NAG (mit Zuschlag) (ct/kWh) | **Obergrenze nicht relevant** | | | | | n.v. |

Tabelle 34: Ausschreibungen für Winderenergieanlagen an Land 2019

Die Ausschreibungsergebnisse für die vier durchgeführten Runden 2018 sind durch eine geringe Wettbewerbsintensität, höhere Zuschlagswerte und eine weitaus geringere Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften geprägt. Die zweite Runde im Mai 2018 war erstmalig leicht unterzeichnet und alle zugelassenen Bieter erhielten einen Zuschlag. Trotz einer leichten Überzeichnung in der dritten Runde setzte sich die geringe Wettbewerbsintensität fort und die letzte Gebotsrunde im Oktober 2018 wies eine deutliche Unterzeichnung auf. Das Ausschreibungsjahr 2019 war für die Windenergie an Land weiterhin

durch eine deutliche Unterzeichnung bzw. fehlende Projekte zur Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren gekennzeichnet.

Die Qualität der Gebote ist bei den Windausschreibungen hoch und die Gebotsausschlussquote lag 2018 bei ca. drei Prozent und 2019 bei ca. sieben Prozent.

Im Ausschreibungsjahr 2018 teilten sich die Bundesländer Nordrhein-Westfalen (19 Prozent), Brandenburg (18,4 Prozent), Schleswig-Holstein (10,7 Prozent) und Niedersachsen (10,1 Prozent) fast 60 Prozent der Zuschläge. Im Jahr 2019 entfielen 73 Prozent der Zuschläge auf diese vier Bundesländer.

**Elektrizität: Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windenergieanlagen an Land auf die Bundesländer 2018 - 2019**

| | Anzahl der Gebote | | Gebotene leistung in kW | | Anzahl der Zuschläge | | Bezuschlagte Leistung in kW | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Bundesland** | **2019*** | **2018** | **2019*** | **2018** | **2019*** | **2018** | **2019*** | **2018** |
| Baden-Württ. | 4 | 21 | 22.400 | 195.000 | 4 | 15 | 22.400 | 157.850 |
| Bayern | 4 | 18 | 19.130 | 138.150 | 4 | 16 | 19.130 | 121.950 |
| Brandenburg | 42 | 63 | 329.640 | 397.980 | 41 | 62 | 298.590 | 395.680 |
| Bremen | 0 | 1 | 0 | 3.400 | 0 | 1 | 0 | 3.400 |
| Hessen | 3 | 18 | 32.380 | 188.630 | 3 | 18 | 32.380 | 188.630 |
| Meckl.-Vorp. | 4 | 32 | 19.300 | 228.100 | 4 | 25 | 19.300 | 188.250 |
| Niedersachsen | 33 | 39 | 282.680 | 325.476 | 33 | 34 | 282.680 | 284.276 |
| Nordr.-Westf. | 46 | 84 | 373.340 | 405.000 | 37 | 64 | 329.450 | 325.550 |
| Rheinl.-Pfalz | 2 | 40 | 8.800 | 281.350 | 2 | 32 | 8.800 | 238.800 |
| Saarland | 4 | 5 | 26.400 | 30.900 | 4 | 2 | 26.400 | 6.900 |
| Sachsen | 4 | 9 | 6.300 | 31.900 | 3 | 8 | 5.500 | 29.600 |
| Sachsen-Anh. | 10 | 14 | 95.700 | 177.460 | 9 | 12 | 92.100 | 145.780 |
| Schl.-Holstein | 22 | 38 | 132.650 | 195.550 | 21 | 36 | 124.250 | 179.150 |
| Thüringen | 15 | 14 | 76.760 | 91.500 | 15 | 12 | 76.760 | 76.900 |
| **Summe** | **193** | **396** | **1.425.480** | **2.690.396** | **180** | **337** | **1.337.740** | **2.342.716** |

*Ausschreibungsrunden Februar, Mai, August, September und Oktober 2019

Tabelle 35: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer

Durch das Referenzertragsmodell werden die unterschiedlichen Windverhältnisse der Standorte berücksichtigt. Die Ausschreibungsergebnisse sind daher in erster Linie mit der unterschiedlichen Flächenverfügbarkeit und den Netzanschlusskosten zu erklären. In Ausschreibungsverfahren setzen sich stets die günstigsten Standorte durch, eine gänzliche Nivellierung der Verhältnisse ist weder gewollt noch kann sie gelingen.

### 2.3.3 Weitere Ausschreibungen (grenzüberschreitende und technologieübergreifende, Wind auf See, Biomasse)

**Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen auf See**

Die Ausschreibungen zur Ermittlung der Zahlungen für Windenergieanlagen auf See begannen 2017. Jeweils zum 1. April 2017 und 1. April 2018 wurden für die Übergangsphase insgesamt 3.100 MW unter bestehenden Projekten ausgeschrieben. Als „bestehende Projekte“ gelten Offshore-Windparks, die bereits vor dem 1. August 2016 genehmigt oder planfestgestellt wurden oder für die zumindest ein Erörterungstermin durchgeführt wurde. Insgesamt erhielten zehn Projekte (davon vier im Jahr 2017 und sechs im Jahr 2018) einen Zuschlag, mit dem die Projektierer nicht nur einen Anspruch auf eine EEG-Zahlung bekommen, sondern auch einen – vom Stromverbraucher über die Netzentgelte finanzierten – Netzanschluss und die Möglichkeit, ihren Windpark über 25 Jahre zu betreiben. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert lag 2017 bei 0,44 ct/kWh und in 2018 bei 4,66 ct/kWh. Die bezuschlagten Projekte aus der ersten Runde liegen alle in der Nordsee und aus der zweiten Runde liegen jeweils drei in der Nord- bzw. Ostsee.

**Elektrizität: Ausschreibungen Windenergie auf See 2017-2018**

| | 1. April 2017 | 1. April 2018 |
|---|---|---|
| Ausgeschriebene Menge (MW) | 1.550 | 1.610 |
| Eingereichte Gebote | 19 | 16 |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) | 7.023 | 5.606 |
| Zuschläge | 4 | 6 |
| Zuschlagsmenge (MW) | 1.490 | 1.610 |
| Gebotsausschlüsse | 1 | 1 |
| Zulässiger Höchstwert (ct/kWh) | 12,00 | 10,00 |
| Durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh) | 0,44 | 4,66 |
| Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 0,00 | 0,00 |
| Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh) | 6,00 | 9,83 |

Tabelle 36: Ausschreibungen Windenergie auf See

Im Jahr 2019 wurden keine Ausschreibungen durchgeführt. Die nächste Ausschreibung findet im Jahr 2021 statt. Diese Ausschreibung wird sich erstmals zugleich auf eine voruntersuchte Fläche und Anbindungskapazität beziehen.

**Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen**

Seit Einführung der Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen 2017 hat die Bundesnetzagentur drei Ausschreibungsrunden durchgeführt. Nach einem anfänglichen jährlichen Rhythmus werden ab 2019 zwei Runden, jeweils im April und im November, durchgeführt.

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

Trotz einer viel stärkeren Beteiligung 2018 (85 Gebote) als in der ersten Ausschreibungsrunde 2017 (33 Gebote) und in der dritten Runde im April 2019 (20 Gebote), zeichnen sich alle Runden seit Einführung des Ausschreibungsverfahren durch eine deutliche Unterzeichnung aus. Sowohl 2018 als 2019 (Aprilrunde) wurde weniger als 40 Prozent bzw. weniger als 20 Prozent des Ausschreibungsvolumens ausgeschöpft. Positiv hervorzuheben ist die im Vergleich zu 2017 (30 Prozent) deutlich geringere Ausschlussquote von lediglich sieben Prozent (2018) bzw. fünf Prozent (2019) der Gebote wegen formaler Fehler in den eingereichten Gebotsunterlagen. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote 2018 lag bei 14,73 ct/kWh und 2019 bei 12,34 ct/kWh. Für Neuanlagen ergab sich 2018 ein mittlerer Zuschlagswert von 14,72 ct/kWh und 2019 von 14,57 ct/kWh. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 150 kW haben im Mittel einen Zuschlagswert 2018 von 14,68 ct/kWh und 2019 von 12,12 ct/kWh erhalten. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung kleiner oder gleich 150 kW haben im Mittel einen Zuschlagswert 2018 von 16,73 ct/kWh und 2019 von 16,56 ct/kWh erhalten. Unabhängig vom Zuschlagswert ist der anzulegende Wert für Bestandsanlagen der Höhe nach begrenzt auf den Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangen Jahre.

**Elektrizität: Ausschreibungen Biomasse 2018/2019***

| | 1. September 2018 | | | 1. April 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) | | 225.807 | | | 133.293 | |
| Eingereichte Gebote | 14 | 15 | 56 | 2 | 2 | 15 |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) | 29.847 | 1.370 | 57.741 | 2.966 | 85 | 22.477 |
| Zuschläge | 13 | 15 | 51 | 2 | 2 | 15 |
| Zuschlagsmenge (MW) | 29.481 | 1.370 | 45.686 | 2.966 | 85 | 22.477 |
| Gebotsausschlüsse | 1 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 |
| Gebotsausschlüsse in MW | 366 | 0 | 12.055 | 0 | 0 | 0 |
| Zulässiger Höchstwert (ct/kWh) | 14,73 | 16,73 | 16,73 | 14,58 | 16,56 | 16,56 |
| Durchschn., mengengew. Zuschlagswert (ct/kWh) | 14,72 | 16,73 | 14,68 | 14,57 | 16,56 | 12,12 |

* Im November 2019 findet noch ein Ausschreibungstermin statt

Tabelle 37: Ausschreibungen Biomasse 2018/2019

**Gemeinsames Ausschreibungsverfahren für Windenergie- und PV-Anlagen**

Seit 2018 hat die Bundesnetzagentur drei technologieneutrale (gemeinsame) Ausschreibungen, jeweils zwei pro Jahr, für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführt. Besonderheit bei diesen Ausschreibungen ist die Berücksichtigung eines Verteilernetzausbaugebietes, d. h. Landkreise in denen die Rückspeisung der bereits in Betrieb genommenen erneuerbare 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 Verteilernetzausbaugebieten durch dieses Instrument verringert werden. Für das Ausschreibungsverfahren bedeutet dies, dass Gebote für Anlagen im Verteilernetzausbaugebiet 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**

| | April 2018 | November 2018 | April 2019 | November 2019 |
|---|---|---|---|---|
| Ausgeschriebene Menge (MW) | 200 | 200 | 200 | 200 |
| Eingereichte Gebote | 54 | 50 | 109 | n.v. |
| Eingereichte Gebotsmenge (MW) | 395 | 319 | 720 | n.v. |
| Zuschläge* | 31 | 35 | 15 | n.v. |
| Zuschlagsmenge gesamt (MW)* | 205 | 191 | 201 | n.v. |
| Zuschlagsmenge Solar (MW)* | 205 | 191 | 201 | n.v. |
| Zuschlagsmenge Wind (MW) | 0 | 0 | 0 | n.v. |
| Gebotsausschlüsse | 3 | 2 | 18 | n.v. |
| Gebotsausschlussmenge (MW) | 30 | 12 | 58 | n.v. |
| Zulässiger Höchstwert (ct/kWh) | 8,84 | 8,75 | 8,91 | n.v. |
| Durchschnittl., mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh) | 4,67 | 5,27 | 5,66 | n.v. |
| Niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)* | 3,96 | 4,65 | 4,50 | n.v. |
| Höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)* | 5,76 | 5,79 | 6,10 | n.v. |

*Zuschlagswert nach Eingang der Zweitsicherheit für Solargebote.

Tabelle 38: Gemeinsame Ausschreibungen Solar und Windenergie an Land 2018/2019

Im Jahr 2018 waren die Runden zwischen 1,6 und 2-fach überzeichnet und stark durch Solargebote geprägt. In der ersten Runde im April 2018 sind 54 Gebote eingegangen, davon 18 für Windenergieanlagen an Land und 36 für Solaranlagen. Alle 32 Zuschläge wurden ausschließlich für Solargebote in einem Umfang von 205 MW erteilt. In der zweiten Runde im November 2018 sind 50 Gebote eingegangen, davon nur eines für eine Windenergieanlage an Land und 49 für Solaranlagen. Auch in dieser Runde gingen alle Zuschläge an Solargebote in einem Umfang von 191 MW. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag in der ersten Runde bei 4,67 ct/kWh und in der zweiten Runde leicht höher bei 5,27 ct/kWh.

Die erste Ausschreibungsrunde des Jahres 2019 war mit einer 3,6-fachen Überzeichnung noch wettbewerbsintensiver als die zwei Runden zuvor im Jahr 2018, allerdings ohne Beteiligung von Windgeboten. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagspreis stieg gegenüber 2018 in der ersten Runde weiter an

auf 5,66 ct/kWh. Die Ergebnisse sind im Einklang mit den Zuschlagswerten aus den Solarausschreibungen des Jahres 2019 (Ausschreibungsrunde Juni für Solar: 5,47 ct/ kWh, siehe I.B.2.3.1).

Die Gebote für Windenergieanlangen an Land sind im Rahmen dieser gemeinsamen Ausschreibungen nicht wettbewerbsfähig. Einen 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.

Die Sonderregelung für die Verteilernetzausbaugebiete hatte in allen Ausschreibungsrunden keine erhebliche Auswirkung auf die Zuschlagsentscheidung. Ohne die Anwendung dieses Preisaufschlagsverfahrens hätte nur zumindest in der ersten Runde 2018 ein einzelnes Gebot für Windenergieanlagen statt einer teureren südlicheren Anlage bezuschlagt werden können.

# C Netze

## 1. Aktueller Stand Netzausbau

Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist ein Projekt, das die gesamte Gesellschaft betrifft. Jedermann soll die Möglichkeit erhalten, sich einzubringen und alle berechtigten Interessen sollen einbezogen werden. Der Gesetzgeber hat bei allen Entscheidungen, die im Zusammenhang mit dem Netzausbau getroffen werden, Beteiligungsmöglichkeiten vorgesehen.

Der Bundesnetzagentur ist es ein Anliegen, den Prozess des Netzausbaus für die Öffentlichkeit transparent, verständlich und nachvollziehbar zu machen. Hierzu lädt die Bundesnetzagentur über ihre gesetzlichen Verpflichtungen hinaus zu offenen Informations- und Dialogveranstaltungen sowie Methodenkonferenzen ein.

Die Bundesnetzagentur bietet über ihre Website www.netzausbau.de, den Newsletter sowie anhand von Broschüren/Flyern zu verschiedenen Schwerpunktthemen vielschichtige Informationsquellen rund um den Netzausbau an. Sie ist auch auf anderen Plattformen und Kanälen, wie Twitter oder YouTube präsent. Darüber hinaus haben Bürgerinnen/Bürger die Möglichkeit, sich bei Fragen und Anregungen an den Bürgerservice Netzausbau zu wenden.

### 1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz

Bereits im Jahr 2009 wurde der Fokus auf den beschleunigten Netzausbau gelegt und das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) verabschiedet.

Die aktuelle Gesetzesfassung enthält 22 Vorhaben, für deren Realisierung ein vordringlicher energiewirtschaftlicher Bedarf besteht. Nach einer Prüfung im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2022 wurde das Vorhaben Nr. 22 und im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2024 auch das Vorhaben Nr. 24 aus der aktuellen Fassung des EnLAG gestrichen. Sechs der 22 Vorhaben sind als Erdkabel-Pilotprojekte gekennzeichnet.

Für die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren sind die jeweiligen Landesbehörden verantwortlich. Die Bundesnetzagentur dokumentiert kontinuierlich den aktuellen Stand der Genehmigungsverfahren der einzelnen Projekte auf ihrer Internetseite unter www.netzausbau.de/vorhaben. Grundlage hierfür sind Quartalsberichte der vier Übertragungsnetzbetreiber zu aktuellen Bau- und Planungsfortschritten.

**Aktueller Sachstand**

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergeben, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2019) bei rund 1.800 km. Unter Berücksichtigung des zweiten Quartals 2019 befinden sich rund 40 km in laufenden Raumordnungsverfahren und rund 500 km vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Es sind insgesamt rund 1.250 km genehmigt und davon rund 850 km realisiert, das sind rund 46 Prozent der Gesamtlänge. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb. Es läuft aktuell der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der EnLAG-Verfahren zum 2. Quartal 2019 wieder:

## Elektrizität: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)

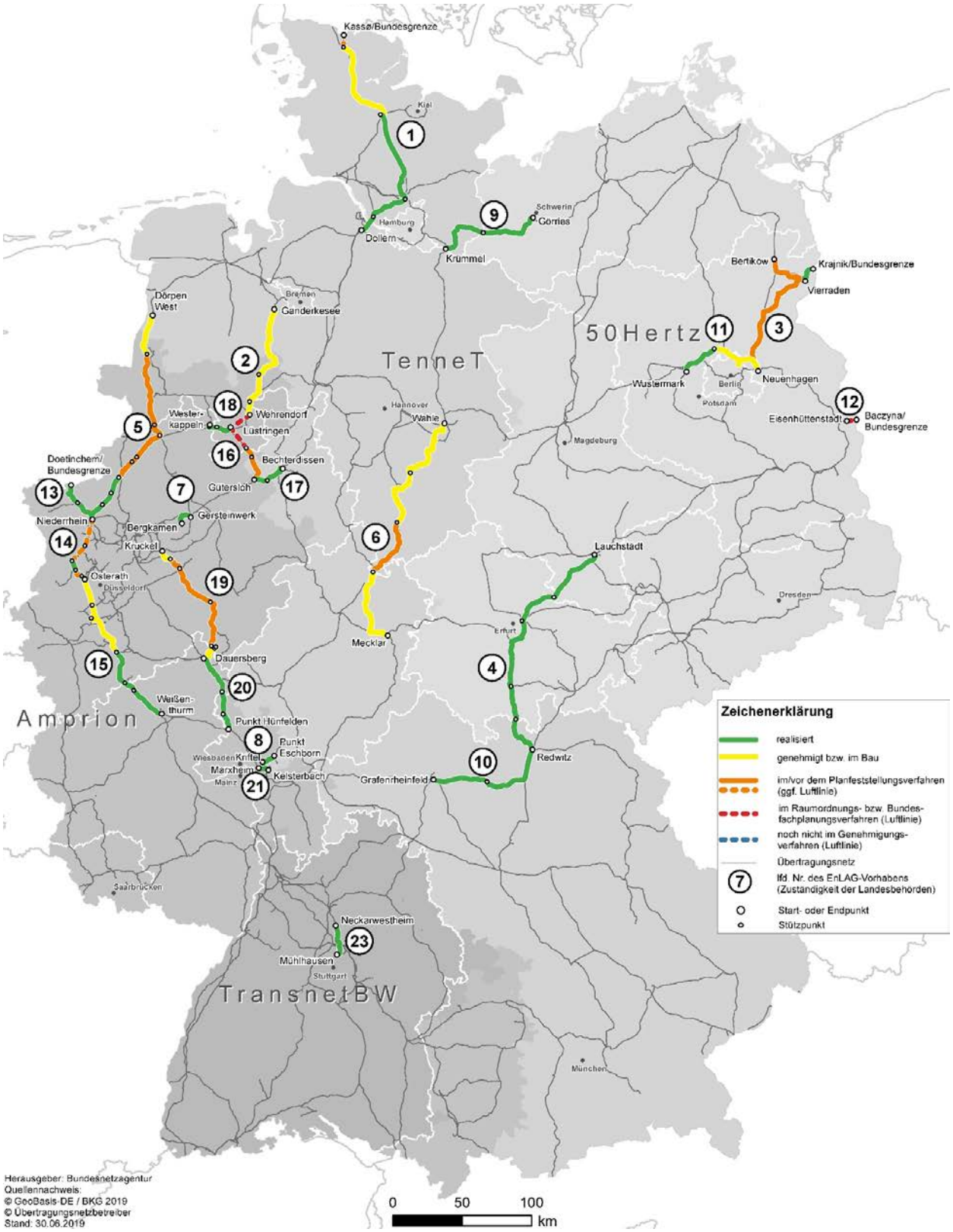



Abbildung 36: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 2. Quartal 2019

## 1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan

Parallel zum Monitoring der EnLAG-Vorhaben, veröffentlicht die Bundesnetzagentur quartalsmäßig die Stände der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) auf ihrer Website unter www.netzausbau.de/vorhaben.

Von bundesweit 43 Vorhaben sind 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinne des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) gekennzeichnet. Bei diesen 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 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 ergeben, liegt aktuell (Stand 2. Quartal 2019) bei etwa 5.900 km. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 km als Netzverstärkung kategorisiert. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Es fallen etwa 3.600 km in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Davon befinden sich zum zweiten Quartal 2019 etwa 2.650 km in der Bundesfachplanung, rund 40 km vor dem Planfeststellungsverfahren und ca. 250 km im Planfeststellungs- bzw. Anzeigeverfahren.

Von der Gesamtlänge fallen etwa 2.200 km in die Zuständigkeit von Länderbehörden. Davon befinden sich zum zweiten Quartal 2019 etwa 40 km im Raumordnungsverfahren und 1.200 vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren. Weitere ca. 100 km wurden bereits in den Verfahren des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie genehmigt.

Insgesamt sind rund 600 km genehmigt und davon knapp 300 km realisiert.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der BBPlG-Verfahren zum 2. Quartal 2019 wieder:

## Elektrizität: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

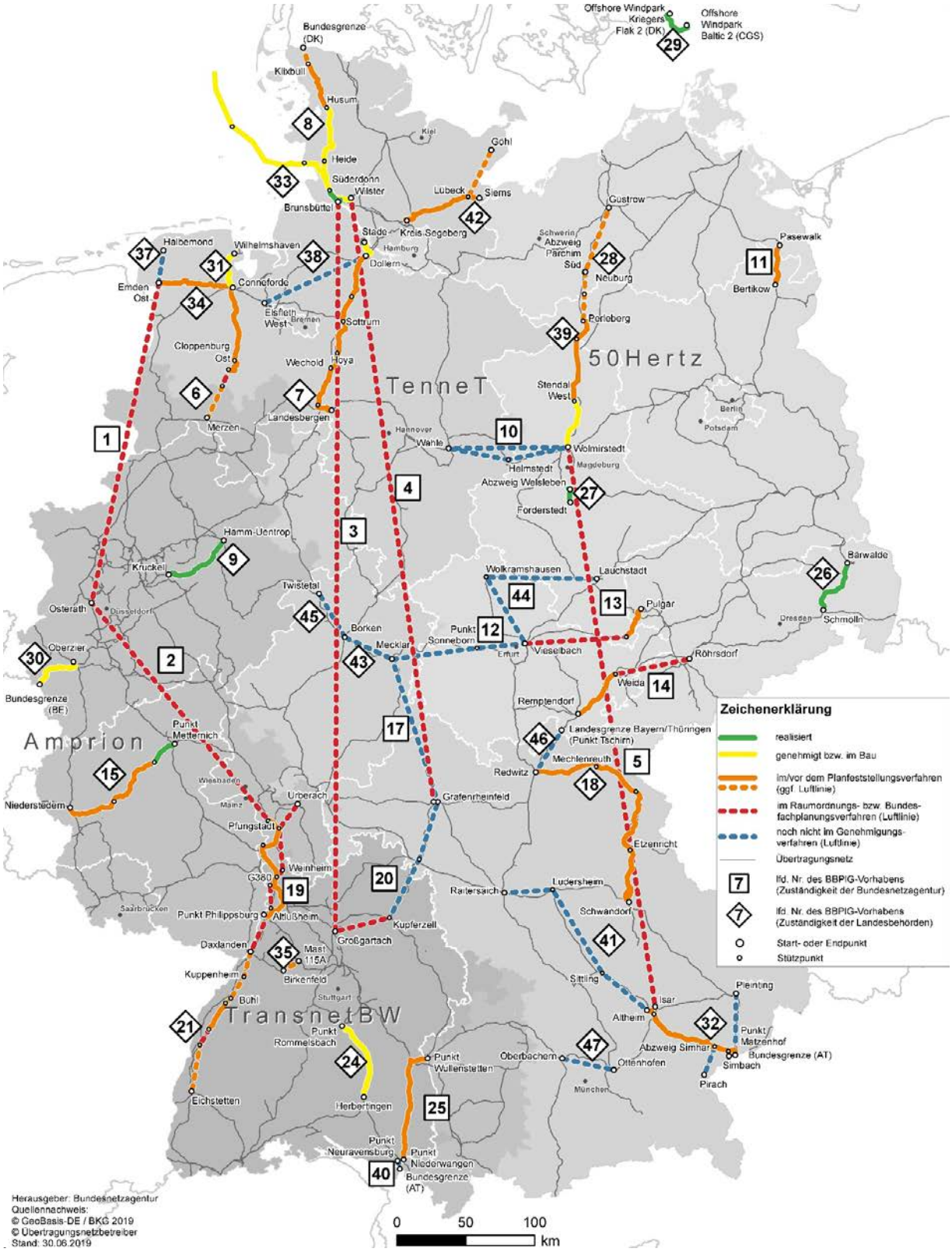



Abbildung 37: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 2. Quartal 2019

## 1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom

Der Netzentwicklungsplan 2019–2030 (NEP 2019–2030) trägt den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung Rechnung, insbesondere dem Ziel zur Erreichung eines Anteils Erneuerbarer Energien von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch. Auch zukünftige Entwicklungen zum Beispiel der Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr, dem zunehmenden Einsatz von Speichern, dem Kohleausstieg sowie der flexiblen Nutzung und Bereitstellung von Strom, fließen in die Planung ein. Europäisch gemeinschaftsweit vereinbart sind auch die Erweiterung und verstärkte Nutzung von Austauschkapazitäten für den Stromhandel zwischen einzelnen Ländern. Auch diese Entwicklungen haben die Übertragungsnetzbetreiber bei ihren Planungen zu berücksichtigen.

Der NEP 2019–2030 beinhaltet erstmalig ein mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer zusammenhängendes und aufeinander abgestimmtes Planwerk. Die bisher im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) getroffenen Festlegungen werden nach Vorgabe des Gesetzgebers teilweise durch die im NEP und teilweise durch die im Flächenentwicklungsplan der Länder (FEP) getroffenen Festlegungen abgelöst. Hierdurch erfolgt eine zwischen dem FEP und dem NEP integrierte Planung der erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungspunkte.

Die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichten am 4. Februar 2019 den ersten Entwurf des NEP 2019–2030. Hierdurch erhielten die Öffentlichkeit, Träger öffentlicher Belange sowie die Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung. Am 15. April 2019 legten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den überarbeiteten Entwurf des NEP 2019–2030 vor. Am 6. August 2019 veröffentlichte die Bundesnetzagentur ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse und den Entwurf eines Umweltberichts. Damit startete die zweite öffentliche Konsultationsrunde zum NEP 2019–2030, mit der Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 16. Oktober 2019. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation wird der NEP 2019–2030 voraussichtlich gegen Ende des Jahres 2019 bestätigt werden.

Im NEP 2019–2030 wird die Erforderlichkeit der Vorhaben aus dem Bedarfsplan und zusätzlicher Maßnahmen geprüft, welche insbesondere angesichts der fortschreitenden Energiewende notwendig sein könnten. Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs bleibt das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) ein wichtiger Grundsatz des NEP. Hierdurch wird sichergestellt, dass zunächst Optimierungsmaßnahmen ergriffen werden, bevor netzverstärkende Maßnahmen und letztlich Netzausbaumaßnahmen zum Zuge kommen. Der NEP 2019–2030 setzt zunehmend auf den verbesserten und flächendeckenden Einsatz bestehender Technologien sowie von Innovationen, um die Minimierung des zusätzlichen Netzausbaubedarfs konsequent voranzutreiben.

Nach derzeitigem Prüfungsstand der Bundesnetzagentur sind 96 der 164 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes genehmigungsfähig, wobei davon 40 Maßnahmen bereits im Bundesbedarfsplan enthalten sind. Gegenüber dem Bundesbedarfsplan führt das Gros der Maßnahmen im Wechselstrombereich zu Verstärkungen bestehender Netze (ca. 2.100 km). Ein zusätzlich zum im Bundesbedarfsplan vorgesehener Neubau beläuft sich nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur nur auf ca. 100 km. Über die im Bundesbedarfsplan bereits beschriebenen Höchstspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ) hinaus, schlagen die Übertragungsnetzbetreiber bis zum Jahr 2030 einen zusätzlichen HGÜ-Korridor vom Norden in den Süden Deutschlands vor. Die Bundesnetzagentur kommt im Rahmen ihrer eigenen umfangreichen Prüfungen zu der vorläufigen Einschätzung, dass ein

grundsätzlicher Bedarf für den Bau des zusätzlichen HGÜ-Korridors besteht, allerdings auf den südlichen Teil des Korridors verzichtet werden kann. Für die Anbindung von Offshore-Windparks sieht die Bundesnetzagentur je nach Szenario zwischen 8 und 9 weitere Anbindungssysteme in Nord- und Ostsee bis zum Jahr 2030 als erforderlich an.

## 1.4 Optimierung und Verstärkung im Übertragungsnetz

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.

Der Umgang mit der volatilen Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen erfordert kurzfristige Prognose-, Planungs- und Koordinationsprozesse zwischen allen Netzbetreibern. Diese komplexen Prozesse müssen im Netzbetrieb abgebildet werden. Zeitgleich werden von den ÜNB kontinuierlich neue Technologien im Netz (z. B. Freileitungsmonitoring, Phasenschieber) aber auch auf den Märkten (z. B. Smart-Home-Anwendungen, Digitalisierung) eingesetzt. Mit diesen neuen Technologien wird teilweise eine höhere Auslastung der bestehenden Netze erreicht, allerdings steigen damit auch die Anforderungen an den Netzbetrieb. Angesichts der finanziellen Dimensionen des Netzausbaus ist es umso wichtiger, dass für die Optimierung und den Ausbau der Stromnetze innovative und möglichst kosteneffiziente Lösungen gefunden werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2019) bereits konkrete Maßnahmen für die Optimierung und höhere Auslastung der Stromnetze bei der langfristigen Netzausbauplanung berücksichtigt. In der betrieblichen Umsetzung der Maßnahmen zeigen sich aus unterschiedlichen Gründen jedoch zum Teil noch Defizite. Dies gilt sowohl für Maßnahmen nach dem Stand der Technik, als auch für die Erprobung innovativer Netzbetriebsmittel und Betriebsführungsansätze. Hier sind insbesondere der flächenhafte Einsatz des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs sowie die Berücksichtigung von dynamischen Stabilitätsaspekten zu nennen. Es ist von zentraler Bedeutung, dass die Maßnahmen nach dem Stand der Technik einheitlich und deutlich beschleunigt umgesetzt werden.

**Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz**
Angaben für die 380kV-Ebene in Prozent

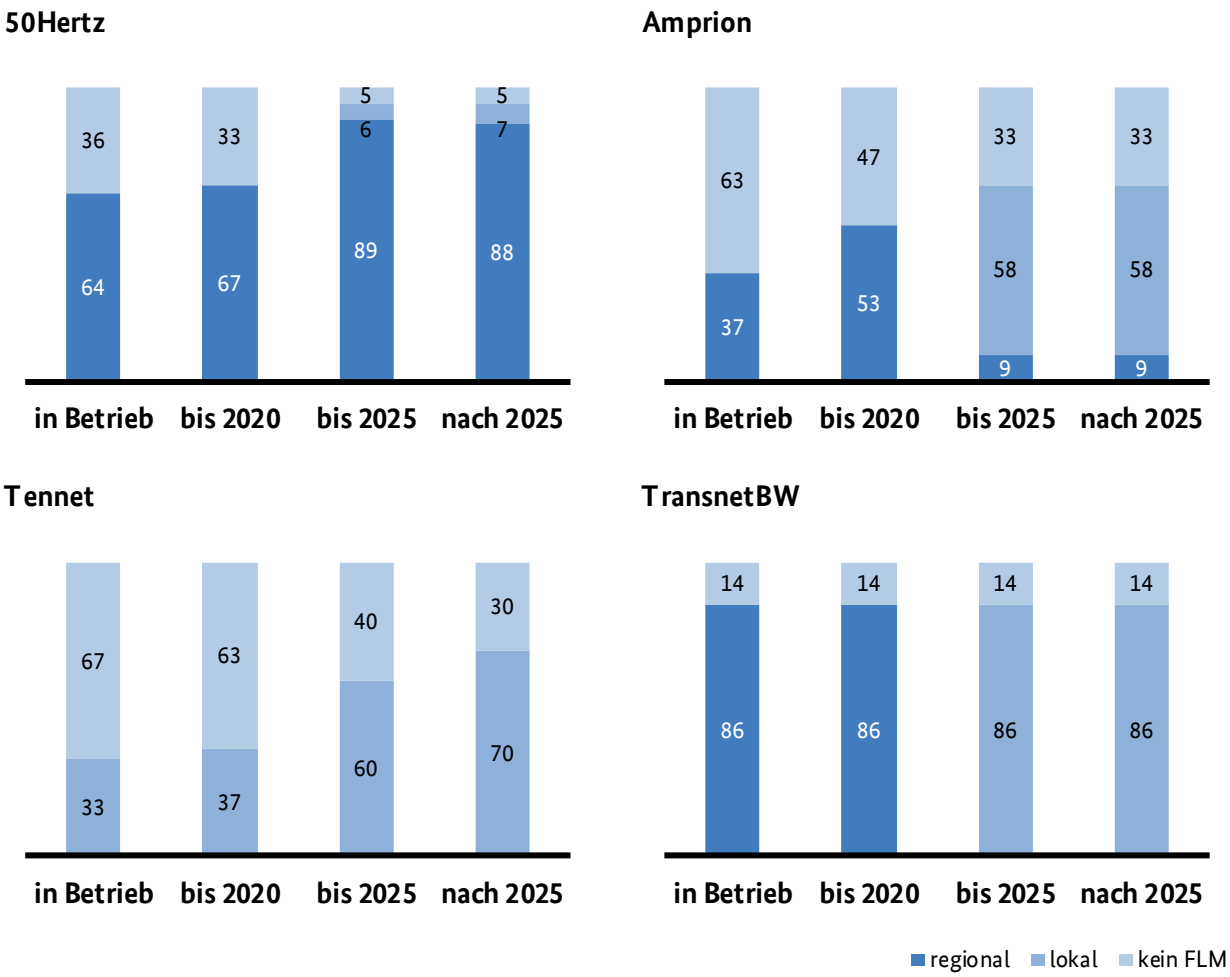



Abbildung 38: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (380 kV)

**Elektrizität: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz**
Angaben für die 220kV-Ebene in Prozent

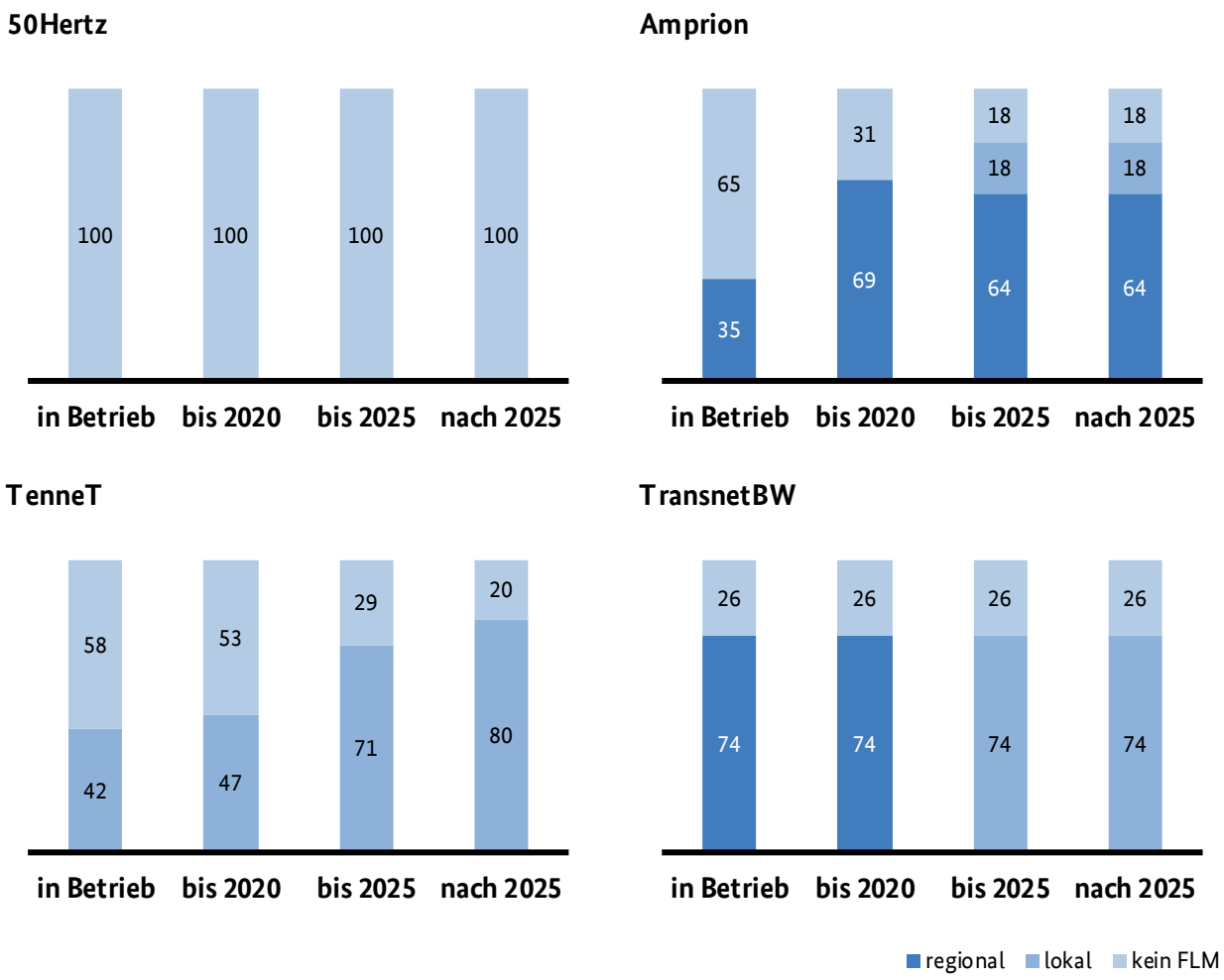



Abbildung 39: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (220 kV)

Im Übertragungsnetz hängt die Frage, in welchem Umfang die vorhandenen Optimierungspotentiale erschlossen werden können, maßgeblich davon ab, ob das Übertragungsnetz als Ganzes betrachtet wird.

Experten sind sich weitgehend darin einig, dass im bestehenden Stromnetz noch weitere Optimierungspotentiale vorhanden sind, die mittelfristig erschlossen werden können. Dies gilt umso mehr, wenn dies mit einheitlichen Standards nach dem fortgeschrittenen Stand der Technik erfolgt.

Innovative Betriebsmittel und Betriebsführungskonzepte bieten darüber hinaus ein weiteres erhebliches Optimierungspotential. Sie befinden sich teilweise aber noch im Forschungsstadium, wenn es um den Einsatz in einem eng vermaschten Netz wie dem deutschen Übertragungsnetz geht.

# 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 845 VNB (Vorjahreserhebung: 815) im Monitoring 2018 darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung ihrer Netze durchgeführt haben. Insgesamt gaben 644 Unternehmen an, dass sie Maßnahmen durchgeführt haben.

**Elektrizität: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung**
Anzahl Verteilernetzbetreiber

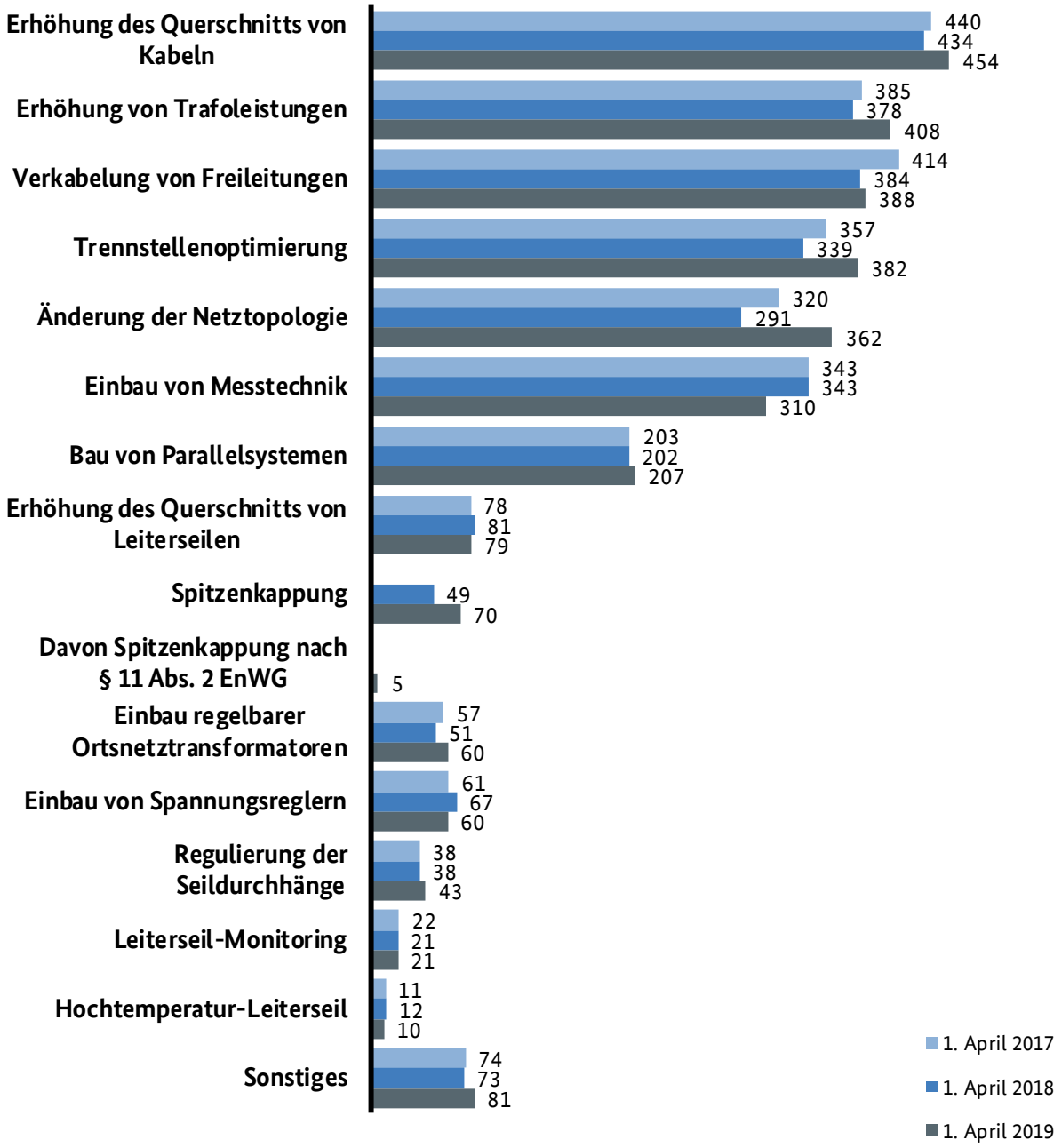



Abbildung 40: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung

Abbildung 40 zeigt die von den VNB zur Netzoptimierung durchgeführten Maßnahmen. Rückgänge gegenüber dem Vorjahr sind insbesondere beim Einbau von Spannungsreglern (-7 Netzbetreiber) zu verzeichnen. Einen leichten Anstieg gab es bei fast allen Maßnahmen, insbesondere bei der Erhöhung des Querschnitts von Kabeln, bei der Verkabelung von Freileitungen und beim Einbau von Messtechnik.

Erstmalig wurde im Monitoring 2018 abgefragt, ob ein VNB Spitzenkappung als Maßnahme zur Netzoptimierung anwendet. 49 VNB gaben bei der ersten Abfrage an, dass sie Spitzenkappung als Maßnahme zur Netzoptimierung anwenden, im Jahr 2019 ist diese Zahl auf 70 angestiegen[38].

## 2.2 Künftiger Netzausbaubedarf

### 2.2.1 Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben gemäß § 14 Abs. 1a EnWG auf Verlangen der Regulierungsbehörde innerhalb von zwei Monaten einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und ihr diesen vorzulegen.

Auch im diesjährigen Monitoring wurde der für die nächsten 10 Jahre geplante Netzausbaubedarf aus Sicht der befragten Verteilernetzbetreiber ermittelt. Die Abfrage umfasst für das Berichtsjahr 2018 (Stichtag 31. Dezember 2018) 59 Verteilernetzbetreiber, die ein Hochspannungsnetz betreiben. Die Berichte der Verteilernetzbetreiber decken damit in der Hochspannungsebene 98 Prozent der Stromkreislänge ab, in der Mittelspannungsebene 69 Prozent und in der Niederspannungsebene 65 Prozent.

### 2.2.2 Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

Insgesamt wurden der Bundesnetzagentur zum Stichtag 31. Dezember 2018 geplante und im Bau befindliche Netzausbauvorhaben in Höhe von 13,74 Mrd. Euro für die nächsten 10 Jahre (2019 bis 2029) vorgetragen. Die Prognosen der großen VNB sind damit im Vergleich zu den Vorjahren abermals angestiegen. Ein wesentlicher Anteil der gestiegenen Investitionssumme ist dabei auf einen höheren prognostizierten Netzausbaubedarf in der Mittel- und Niederspannung zurückzuführen.

**Elektrizität: Entwicklung des Gesamtnetzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber** in Mrd. Euro

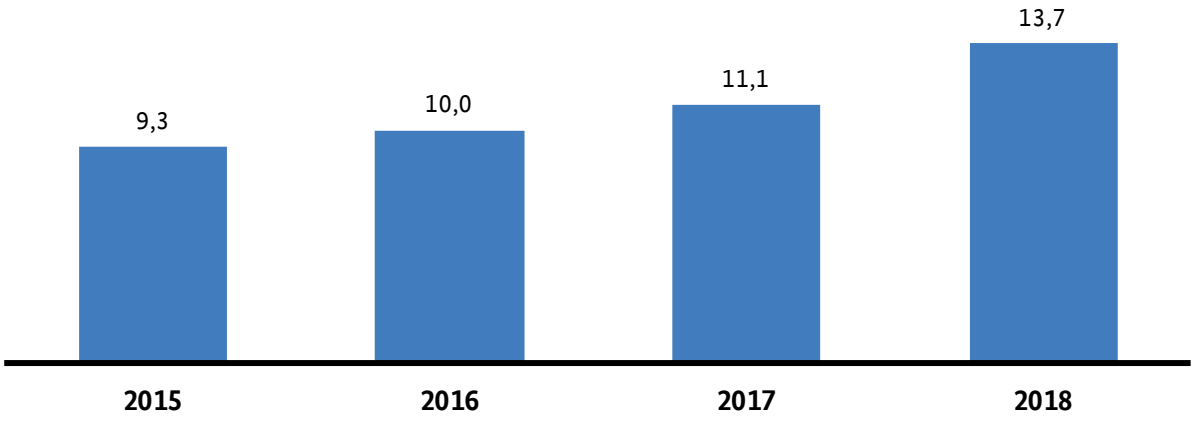



Abbildung 41: Entwicklung des Gesamtnetzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber

[38] Diese Zahlen zur Spitzenkappung umfassen nicht nur Maßnahmen nach § 11 Abs. 2 EnWG, sondern alle Maßnahmen im Rahmen der Spitzenkappung. Betrachtet man ausschließlich Maßnahmen nach § 11 Abs. 2 EnWG, handelt es sich um 5 Verteilnetzbetreiber.

Die folgende Grafik zeigt den von den befragten Verteilnetzbetreibern prognostizierten Netzausbaubedarf summiert über alle Spannungsebenen.

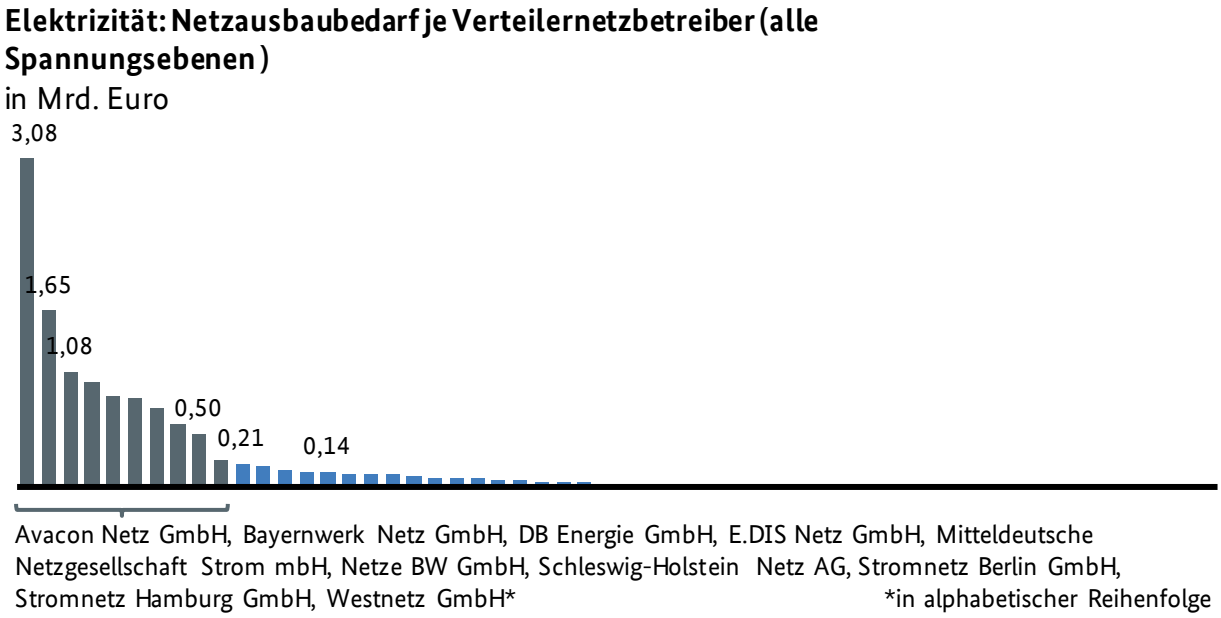



Abbildung 42: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber (alle Spannungsebenen)

Dabei ergibt sich nach wie vor eine sehr heterogene Verteilung des Netzausbaubedarfs:

17 Verteilnetzbetreiber prognostizieren einen Netzausbaubedarf von ≤ 10 Mio. Euro für die nächsten 10 Jahre. Weitere 23 Verteilnetzbetreiber bleiben unter der Grenze von ≤ 100 Mio. Euro.

Die übrigen 19 Verteilnetzbetreiber haben einen prognostizierten Netzausbaubedarf von mehr als 100 Mio. Euro. Diese 19 Verteilnetzbetreiber mit einem hohen Netzausbaubedarf haben dabei einen Anteil von knapp 93 Prozent am Gesamtbedarf. Die zehn Verteilnetzbetreiber mit dem höchsten geplanten und im Bau befindlichen Investitionsvolumen sind die Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, DB Energie GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Netze BW GmbH, Schleswig-Holstein Netz AG, Stromnetz Berlin GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH und die Westnetz GmbH.

Der prognostizierte Netzausbaubedarf ergibt sich nicht nur aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungsanlagen, sondern zu einem wesentlichen Teil auch aufgrund von Umstrukturierungs- und – zum Teil altersbedingten – Ersatzinvestitionen. Von den 2.239 im Bau oder in Planung befindlichen Maßnahmen sind lediglich 548 Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017: 370 Maßnahmen; Stichtag 31. Dezember 2016: 398 Maßnahmen) netztechnisch mit dem Zubau von EE-Erzeugungsanlagen begründet. Damit entstehen – über alle Netz- und Umspannebenen im Verteilnetz – rund 2,6 Mrd. Euro (Stichtag 31. Dezember 2017: 1,76 Mrd. Euro; Stichtag 31. Dezember 2016: 1,84 Mrd. Euro) vom geplanten Gesamtinvestitionsvolumen in Höhe von 13,74 Mrd. Euro aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Energien.

Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 2.352 Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2017: 2.321 Maßnahmen; Stichtag 31. Dezember 2016: 2089 Maßnahmen; Stichtag 31. Dezember 2015: 1.984) für den

Zeitraum bis 2029 vorgelegt. Davon befanden sich zum Zeitpunkt der Abfrage 1.560 (66 Prozent) noch im Planungsstadium, 679 (29 Prozent) der Maßnahmen befanden sich im Bau und 66 (3 Prozent) wurden bereits zu Beginn des Jahres 2018 abgeschlossen. 47 (2 Prozent) für den Planungszeitraum vorgesehene Maßnahmen wurden aufgegeben. Damit steigt die absolute Anzahl insbesondere der geplanten Maßnahmen erneut an.

**Elektrizität: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)**
in Anzahl und Prozent

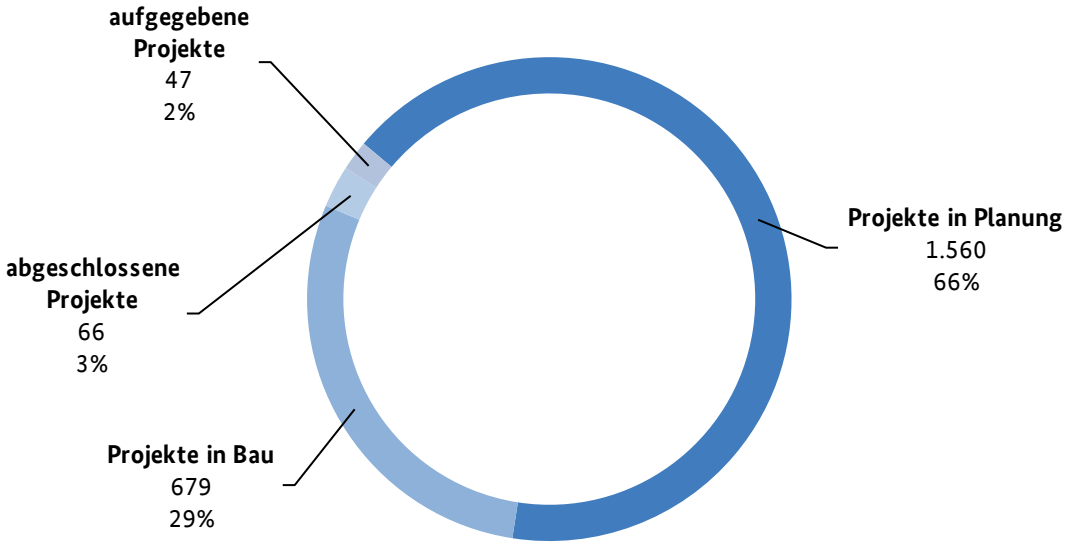



Abbildung 43: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

# 3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2018 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen und der Wert der in 2018 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 2018 brachten die vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 3.366 Mio. Euro für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur auf. Dies entspricht einer Erhöhung von 9 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2017: 3.094 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur im Jahr 2018 und dem im vorjährigen Monitoring für 2018 gemeldeten Planwert von 3.067 Mio. Euro beträgt ca. 299 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten zu 110 Prozent realisiert.

Die Gesamtausgaben für die Netzinfrastruktur setzen sich aus den in Tabelle 39 aufgezeigten Einzelpositionen zusammen:

**Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen - Netzinfrastruktur der ÜNB**

| | 2017 | 2018 |
|---|---|---|
| **Investitionen (in Mio. Euro)** | **2.707** | **2.954** |
| für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen | 1.971 | 2.123 |
| für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen | 523 | 575 |
| in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen | 213 | 249 |
| in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen | 0 | 7 |
| **Aufwendungen (in Mio. Euro)** | **387** | **413** |
| ohne grenzüberschreitende Verbindungen | 383 | 408 |
| für grenzüberschreitende Verbindungen | 3 | 5 |
| **Gesamt** | **3.094** | **3.366** |

Tabelle 39: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

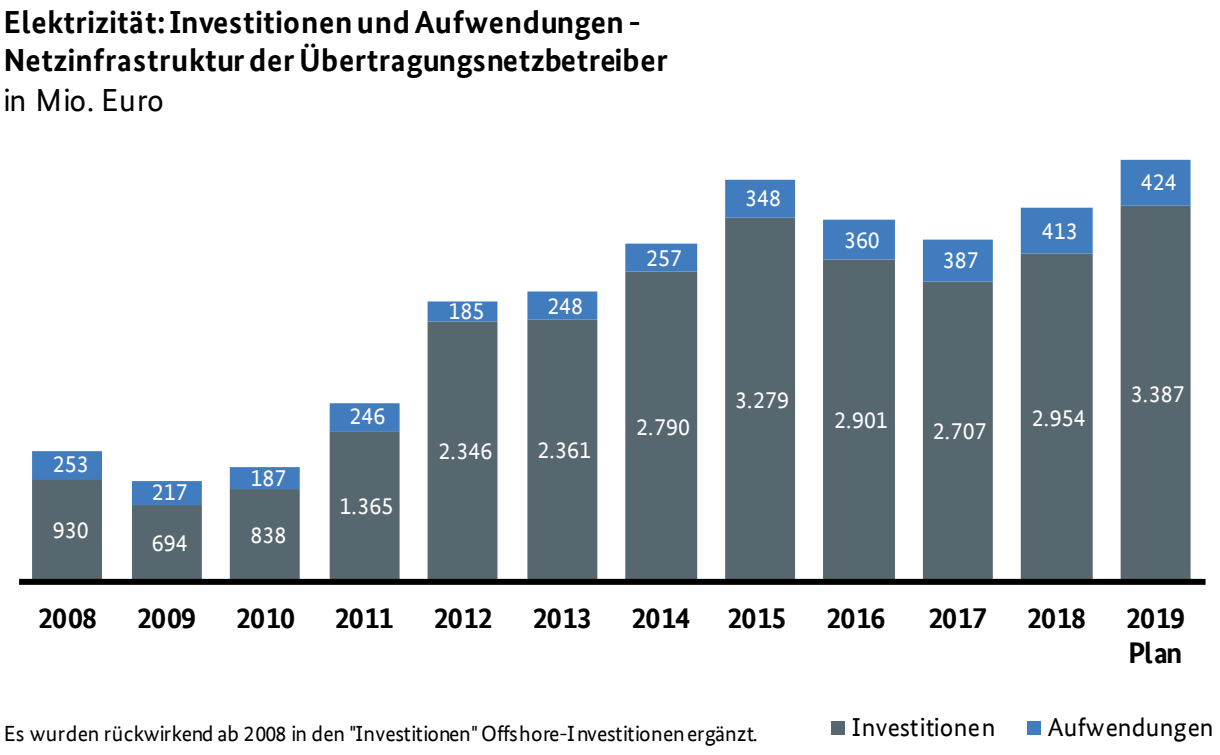



Abbildung 44: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen)

Für das Jahr 2019 sind nach jetzigem Stand Investitionen von ca. 3.387 Mio. Euro und Aufwendungen von 424 Mio. Euro geplant. Der geplante Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 3.810 Mio. Euro liegt oberhalb der in den Vorjahren realisierten Gesamtbeträge. In Abbildung 44 sind die Investitionen und Aufwendungen inklusive grenzüberschreitender Verbindungen seit 2008 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2019 dargestellt.

### 3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom

Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der 768 VNB, die hierzu Angaben im Monitoring gemacht haben, betrugen im Jahr 2018 insgesamt ca. 6.464 Mio. Euro (2017: 6.629 Mio. Euro). Dies entspricht einer Verringerung von ca. 2 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Investitionen und Aufwendungen für Messeinrichtungen betrugen in 2018 ca. 614 Mio. Euro (2017: 575 Mio. Euro). Detaillierte Informationen zu Investitionen in Messeinrichtungen sind im Kapitel I.H.7 „Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen“ zu finden. Die VNB planen für das Jahr 2019 Investitionen und Aufwendungen von 6.860 Mio. Euro. In Abbildung 45 werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2009 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2019 abgebildet.

Die sichtbaren Spitzen der Investitionen sowohl im Jahre 2011 als auch 2016 dürften im Zusammenhang mit der Anreizregulierung stehen. Die beiden Jahre waren als so genannte Photojahre maßgeblich für die Erlöse, welche die VNB in den dann folgenden Jahren erzielen durften. Dies setzt Anreize, Investitionssummen in diese Photojahre zu verschieben bzw. vorzuziehen.

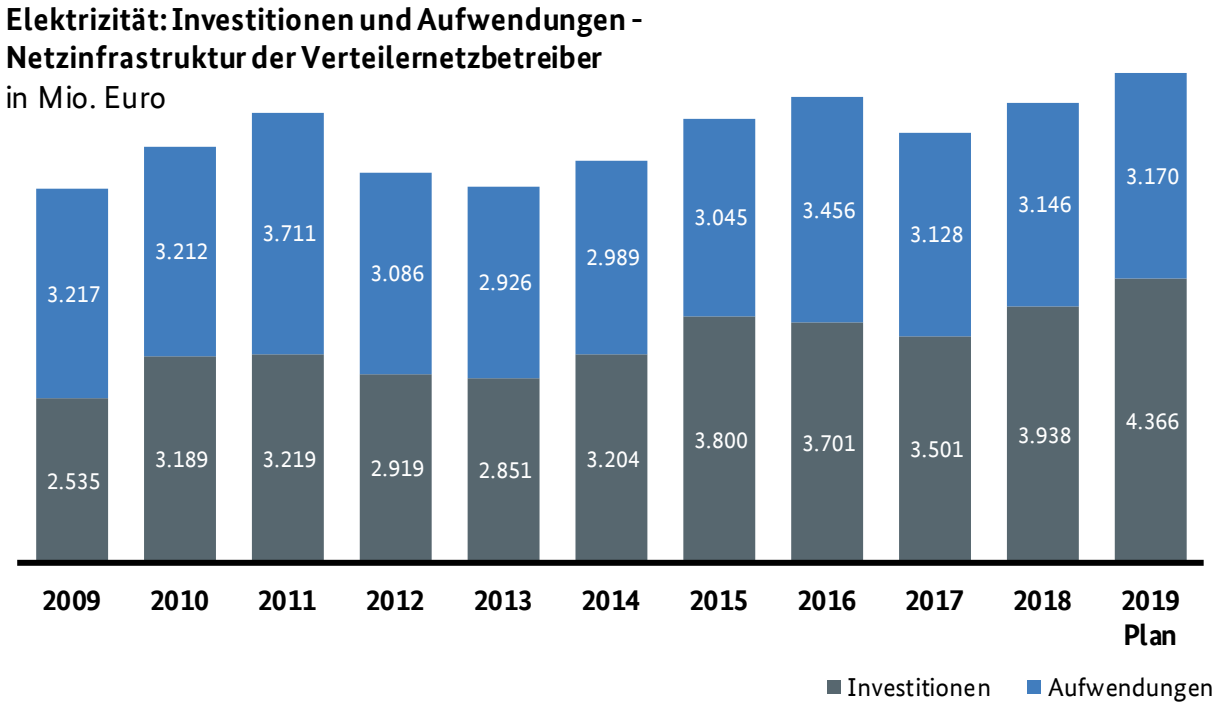



Abbildung 45: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB

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. In der

Investitionskategorie 0 bis 100.000 Euro sind 118 (15 Prozent) der VNB zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen ca. 10 Prozent der Unternehmen (79) auf. Auf die 20 investitionsstärksten Netzbetreiber entfallen insgesamt ca. 64 Prozent der investierten Gesamtsumme. In Abbildung 46 werden verschiedene Investitionskategorien prozentual an der Gesamtanzahl der Netzbetreiber dargestellt:

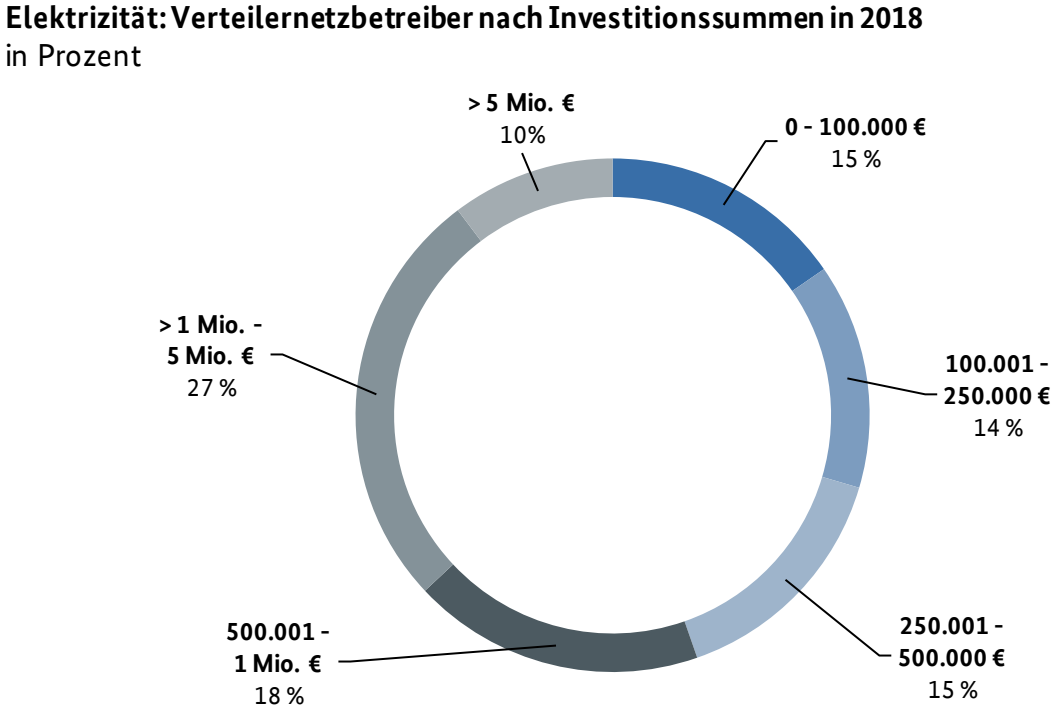



Abbildung 46: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen

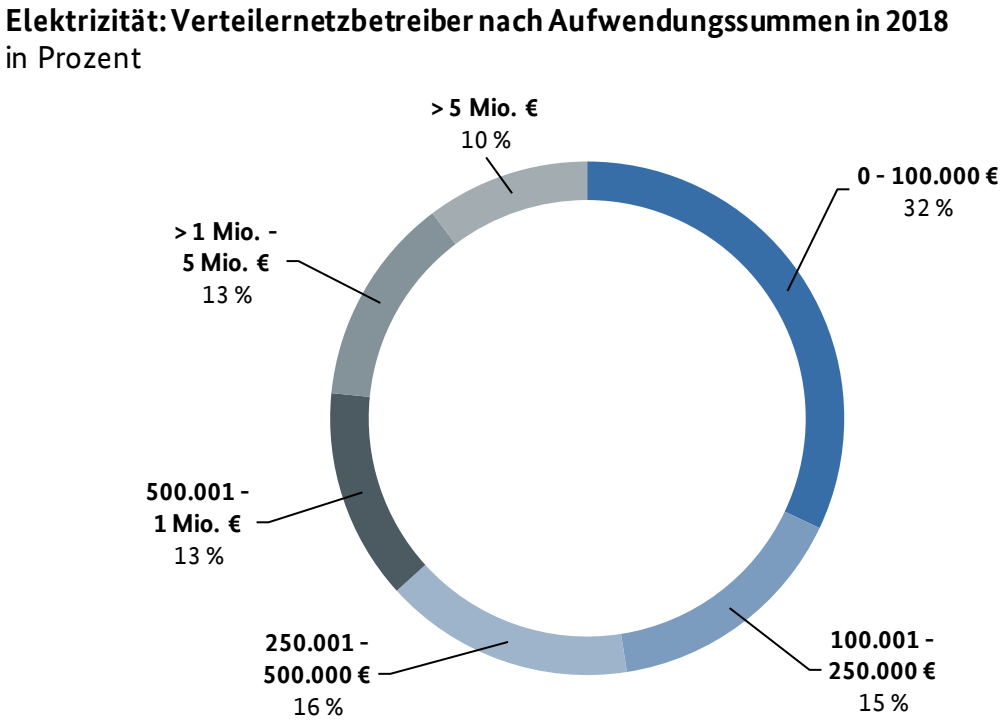



Abbildung 47: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen

Für Aufwendungen liegt der Anteil der Unternehmen, die bis 100.000 Euro an Aufwendungen angeben, bei 32 Prozent (246 Unternehmen). In der Kategorie mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro sind 79 Unternehmen zu finden und bilden einen Gesamtanteil von 10 Prozent. Wie in Abbildung 47 abzulesen ist, haben in 2018 etwa die Hälfte der VNB (52 Prozent) über 250.000 Euro an Aufwendungen für ihr Netz verbucht.

## 3.3 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 ÜNB seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. 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 2019 sind 41 Neuanträge von ÜNB für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 18,27 Mrd. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2018 hat sich die Anzahl der von den ÜNB gestellten Anträge leicht erhöht, das beantragte Volumen hat sich hingegen mehr als verdoppelt.

### 3.3.2 Erweiterungsfaktor für VNB

Die Verteilernetzbetreiber im Strombereich konnten noch bis zum Ende der 2. Regulierungsperiode im Jahr 2018 für ihre Netze unterhalb der Hochspannungsebene (110 kV) eine Anpassung der Erlösobergrenze durch einen sog. „Erweiterungsfaktor“ gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV beantragen. Ein solcher Antrag war jährlich zum 30. Juni eines Kalenderjahres zu stellen, letztmalig zum 30. Juni 2017. Die daraus resultierende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgte dann zum 1. Januar des Folgejahres.

Der Erweiterungsfaktor diente dazu, Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Verteilernetzbetreibers im Laufe einer Regulierungsperiode entstehen, zeitnah bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

Die in den Erlösobergrenzen des Jahres 2018 enthaltenen Anpassungsbeträge aus dem Erweiterungsfaktor belaufen sich insgesamt auf 416,5 Mio. Euro. Diese resultieren aus 135 Anträgen zur Erlösobergrenze 2018, von denen 99 zum 30. Juni 2017 und 36 in den Vorjahren gestellt wurden.

Mit der Novelle der ARegV 2016 entfällt zur dritten Regulierungsperiode das Instrument des Erweiterungsfaktors (vgl. § 34 Abs. 7 ARegV) und wird durch den Kapitalkostenabgleich ersetzt. Gleichzeitig können VNB auch keine Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV mehr beantragen, auch diese fallen unter den Kapitalkostenausgleich.

### 3.3.3 Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs

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 geplante Investitionen einpreisen können.

Die Bundesnetzagentur hat für den Ausbau des Stromverteilernetzes bis zum 31. Dezember 2018 Kapitalkostenaufschläge in Höhe von etwa 891 Mio. Euro genehmigt. Dies entspricht durchgeführten oder geplanten Investitionen von rund 10,4 Mrd. Euro. Durch den Kapitalkostenaufschlag fließen lediglich die jährlichen Kapitalkosten der Investitionen inkl. Eigenkapitalverzinsung in die Erlösobergrenzen eines Kalenderjahres ein.

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

Zum Stichtag 30. Juni 2019 sind bei der Bundesnetzagentur 170 Anträge (107 in eigener Zuständigkeit und 63 Organleihe) auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags für das Jahr 2020 eingegangen.

## 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.

### 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)) abzuleiten. 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.

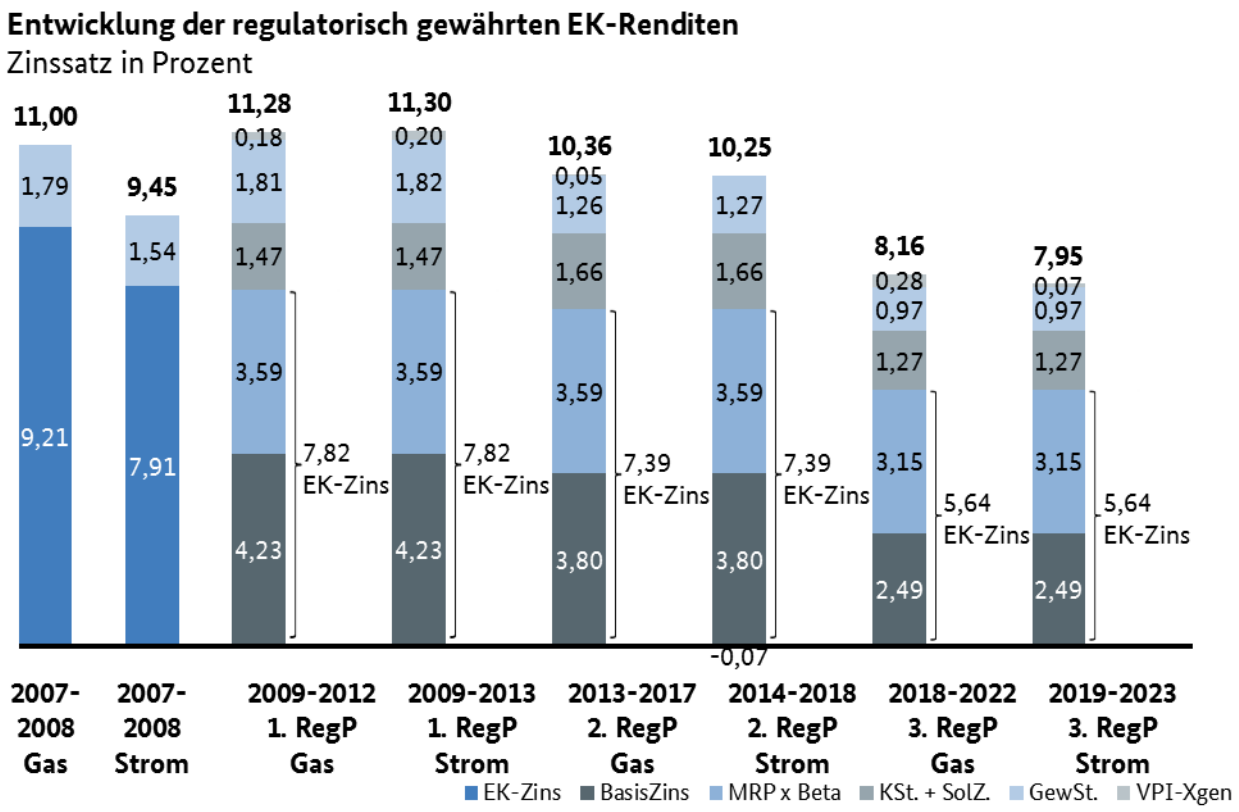



Abbildung 48: Entwicklung des Eigenkapitalzinssatzes

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 Aufindexierung (VPI-XGen).

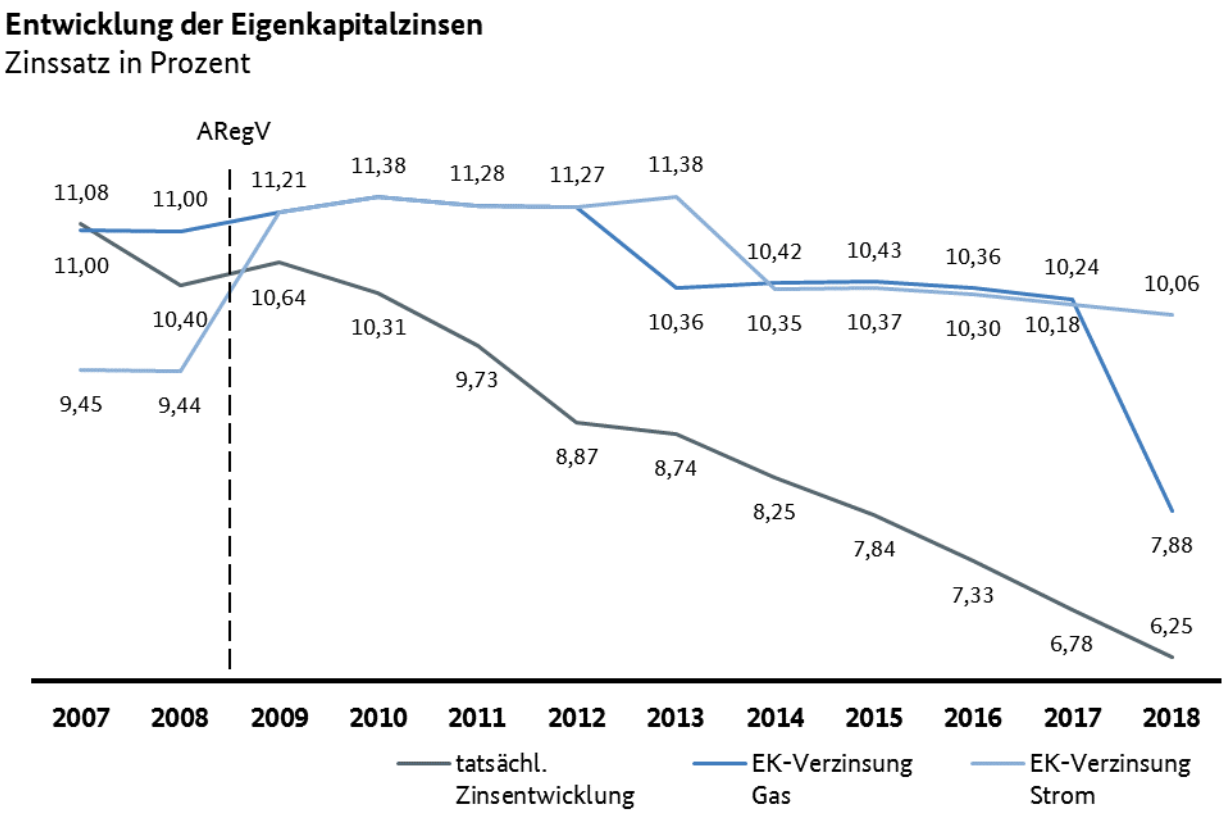



Abbildung 49: Entwicklung der Eigenkapitalzins (vor Körperschaftsteuer)

## 4. Versorgungsstörungen Strom

Der System Average Interruption Duration Index – $SAIDI_{EnWG}$ bezeichnet die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung für Nieder- und Mittelspannung je Kunde im jeweiligen Jahr. Dieser wird aus den Berichten der Netzbetreiber über die in ihrem Netzgebiet aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen ermittelt. Für 2018 beträgt der $SAIDI_{EnWG}$ 13,91 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 – $SAIDI_{EnWG}$ [39]) 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 das Berichtsjahr 2018 haben 866 Netzbetreiber 167.400 Versorgungsunterbrechungen für 872 Netze zur Bildung des $SAIDI_{EnWG}$ übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete Jahreswert von 13,91 Minuten liegt unter dem Mittelwert der Jahre 2006 bis 2017 (15,56 Minuten/Jahr). Somit befindet sich die Versorgungsqualität für das Kalenderjahr 2018 weiterhin auf konstant hohem Niveau.

**Elektrizität: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität)**
in Minuten

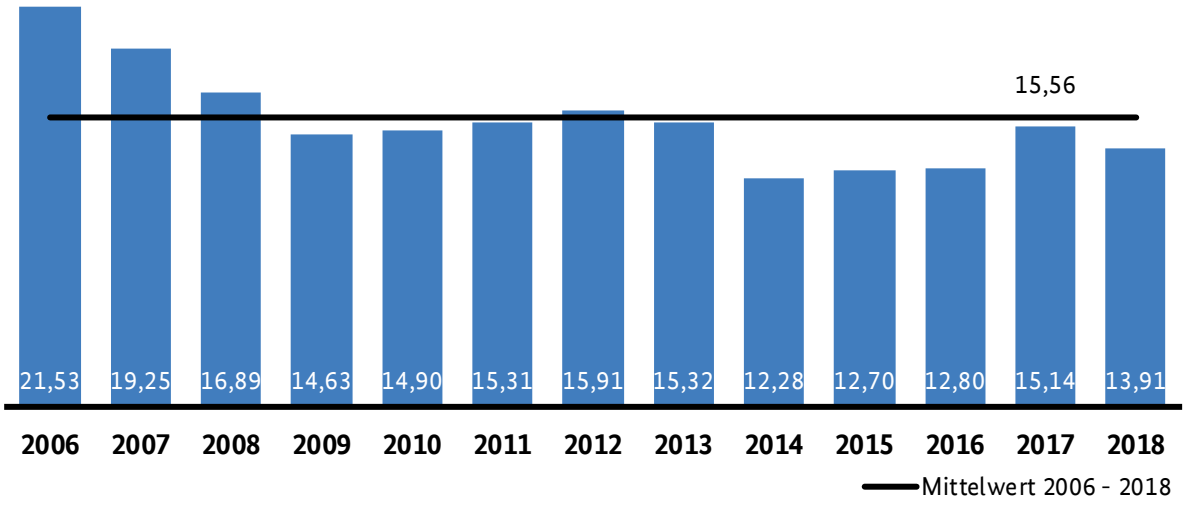



Abbildung 50: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ von 2006 bis 2018

Der Rückgang der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist auf die Mittelspannung mit einer Reduzierung in Höhe von 1,35 Minuten auf 11,57 Minuten zurückzuführen. Einen leichten Anstieg um 0,12 Minuten auf 2,35 Minuten verzeichnet indes der letztjährige Wert in der Niederspannung.

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

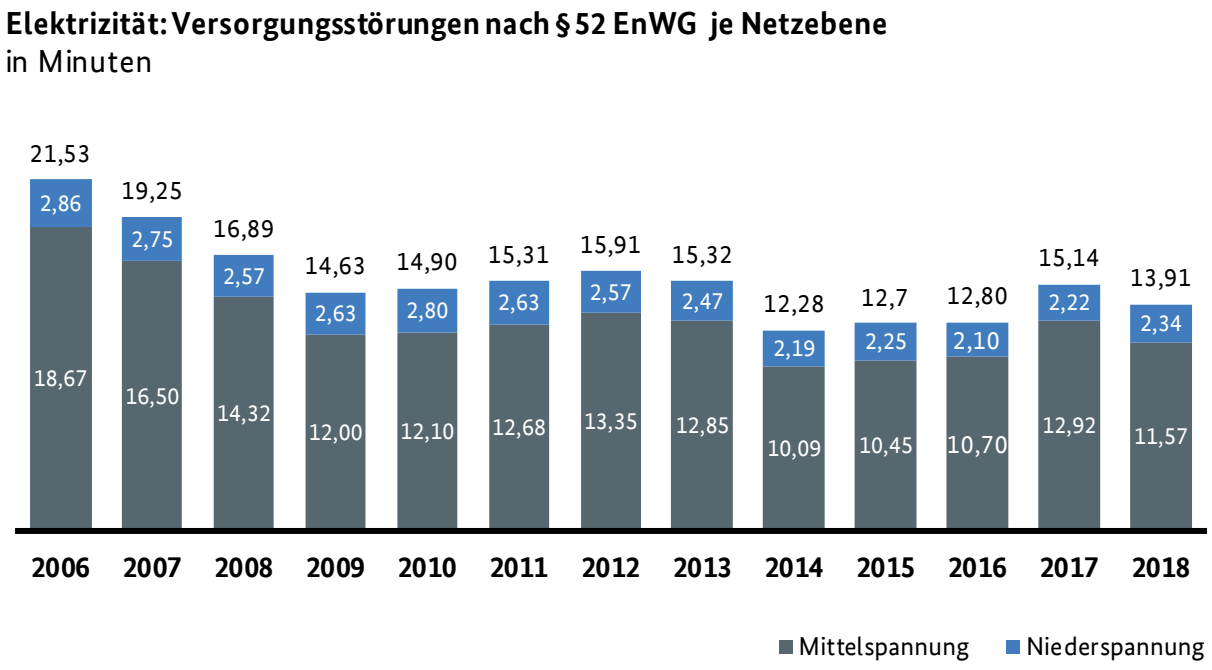



Abbildung 51: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ in der NS und MS von 2006 bis 2018

Einen maßgeblichen Anteil am Rückgang des $SAIDI_{EnWG}$ hatten die Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen „Rückwirkungsstörungen“ in der Mittelspannung sowie „Atmosphärische Einwirkungen“ in der Nieder- und Mittelspannung.

Eine Rückwirkungsstörung liegt dann vor, wenn es im betrachteten Netz zu einer Versorgungsunterbrechung aufgrund einer Störung in einem vor- oder nachgelagerten Netz, in der Anlage eines Letztverbrauchers oder aufgrund einer Versorgungsunterbrechung bei einspeisenden Kraftwerken kommt.

Der Ausdruck „Atmosphärische Einwirkung“ beschreibt Versorgungsunterbrechungen deren Ursprung auf Wetterphänomene wie etwa Gewitter, Sturm, Eis, Hochwasser etc. zurückzuführen ist.

Ausfallzeiten bedingt durch Extremwetterereignisse nahmen, verglichen mit den Werten aus 2017, für das Berichtsjahr 2018 ab.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentraleren, kleinteiligeren und gleichzeitig lastferneren Erzeugungsstruktur auf die Versorgungsqualität ist auch für das Berichtsjahr 2018 nicht zu erkennen.

Während im Jahr 2017 insgesamt 166.560 Versorgungsunterbrechungen gemeldet wurden, beträgt die Anzahl für 2018 geringfügig mehr. Trotz eines leichten Anstieges von etwas mehr als 800 Unterbrechungen sank die Dauer der durchschnittlichen Versorgungsunterbrechung.

# 5. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Es gibt verschiedene 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 werden an die Bundesnetzagentur gemeldet.

Die folgenden Tabellen fassen die Regelungsinhalte, wesentlichen Instrumente und den Umfang der Maßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen) in 2018 zusammen. Gegenüber den bereits veröffentlichten Quartalsberichten zur Netz- und Systemsicherheit für das Gesamtjahr 2018 ergeben sich hier zum Teil aktualisierte Werte. Zudem können im Monitoring zusätzlich die ausgezahlten Entschädigungen für Einspeisemanagement dargestellt werden. Ansonsten entsprechen die dargestellten Werte denen aus der Gesamtjahresbetrachtung 2018 des Quartalsberichts.

## Elektrizität: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018

| | Redispatch | Einspeisemanagement | Anpassungsmaßnahmen |
|---|---|---|---|
| **Gesetzliche Grundlage und Regelungs-inhalt** | § 13 Abs. 1. § 13 a Abs. 1. § 13b Absatz 4 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen. wie beispielsweise Regelenergie. 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 Anlagen-betreiber** | 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 Berichts-zeitraum** | Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen von Marktkraftwerken und Erhöhung Reservekraftwerken (ohne Probestarts und Testfahrten): **15.529 GWh** | Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): **5.403 GWh** | Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): **8.3 GWh** |
| **Kosten-schätzung im Berichts-zeitraum** | Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch. Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: **803,0 Mio. Euro** | Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): **635,4 Mio. Euro** | Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG |

Tabelle 40: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018

## Elektrizität: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

| | | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|
| **Redispatch** | | | | |
| Gesamtmenge[1] Marktkraftwerke | in GWh | 11.475 | 18.456 | 14.875 |
| Kostenschätzung[2] Redispatch | in Mio. Euro | 223 | 392 | 352 |
| Kostenschätzung Countertrading | in Mio. Euro | 12 | 29 | 36 |
| **Netzreservekraftwerke** | | | | |
| Menge[3] | in GWh | 1.209 | 2.129 | 904 |
| Kostenschätzung Abruf | in Mio. Euro | 103 | 184 | 85 |
| Leistung[4] | in MW | 8.383 | 11.430 | 6.598 |
| Jährliche Vorhaltekosten[5] | in Mio. Euro | 183 | 296 | 330 |
| **EinsMan** | | | | |
| Menge Ausfallarbeit[6] | in GWh | 3.743 | 5.518 | 5.403 |
| Schätzung Entschädigungen | in Mio. Euro | 373 | 610 | 635 |
| **Anpassungen von Stromeinspeisungen** | | | | |
| Menge | in GWh | 4 | 35 | 8 |

[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. Probestarts 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 41: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2016 bis 2018

### 5.1 Redispatch Gesamtentwicklung im Jahr 2018

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.

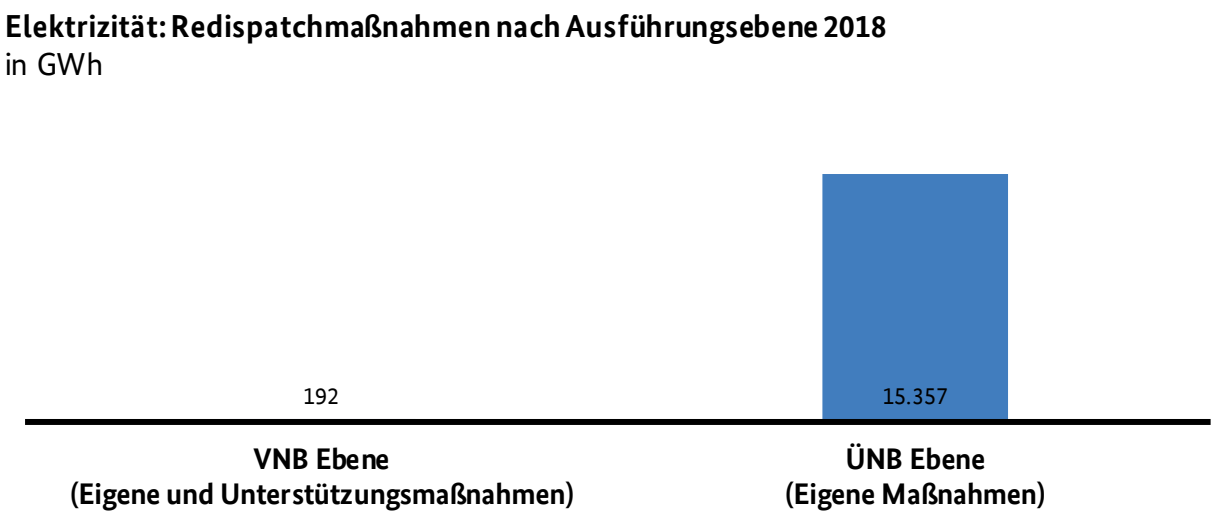



Abbildung 52: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2018

In Abbildung 52 ist ersichtlich, dass der Großteil der Redispatchmaßnahmen von den ÜNB ergriffen werden. Von den rund 192 GWh, die auf VNB Ebene durchgeführt wurden fallen rund 21 GWh auf eigene Maßnahmen, die von insgesamt 20 VNB angefordert wurden.

Die weiteren Abbildungen, Tabellen und Beschreibungen beziehen sich daher auf den ÜNB Redispatch, wie er auch im Quartalsbericht der Bundesnetzagentur gezeigt 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 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.

Der Bundesnetzagentur werden von den deutschen ÜNB monatlich detaillierte Daten zu den durchgeführten Redispatchmaßnahmen gemeldet. Die folgende Auswertung basiert auf den im Laufe des Jahres 2018 gemeldeten Daten.

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Gesamtjahr 2018 auf 7.919 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 6.956 GWh und der Einsatz von Reservekraftwerken auf 654 GWh. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 15.529 GWh angefordert. Insgesamt wurden an 354 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen.

Im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 ist die Menge der Anforderungen um 24 Prozent gesunken (2017: 20.439 GWh). In 2017 hatte insbesondere die durch unterschiedliche Faktoren hervorgerufene außergewöhnliche Lastflusssituation im ersten Quartal zu hohem Redispatchbedarf geführt. Bereits im vierten Quartal 2017 zeichnete sich aufgrund der Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke eine Entlastung der Netze ab. Ab dem dritten Quartal 2018 ist jedoch wieder ein Anstieg der Redispatchmengen zu verzeichnen, der insbesondere auch auf den Ende April 2018 eingeführten MinRAM-Prozess für die Flow-Based Kapazitätsberechnung in der CWE Region zurückzuführen ist. Dabei werden die in die Kapazitätsberechnung einbezogenen Leitungen pauschal mit mindestens 20 Prozent ihrer Übertragungsfähigkeit berücksichtigt. Dieser den Redispatchbedarf erhöhende Effekt wird nur teilweise dadurch kompensiert, dass seit dem 1. Oktober 2018 die Engpassbewirtschaftung an der Grenze zu Österreich eingeführt wurde.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten lagen im Gesamtjahr 2018 nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 351,5 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten [siehe dazu unter I.C.5.1.3]) und damit unter den Kosten für das Gesamtjahr 2017 (2017: 391,6 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.

Seit 2017 werden die 4-ÜNB-Maßnahmen an die Bundesnetzagentur gemeldet, so dass eine Unterscheidung zwischen den Maßnahmenarten möglich ist. Zusätzlich werden auch die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genau abfragt. Im Gesamtjahr 2018 wurden rund 70 Prozent des Redispatch durch Einzelüberlastungsmaßnahmen und 30 Prozent durch 4-ÜNB Maßnahmen durchgeführt.

### 5.1.1 Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB

Die gemeinsamen Anforderungen aller vier ÜNB beruhen auf Modellierungsergebnissen, die sowohl im Vorfeld des Marktergebnisses als auch danach für ganz Deutschland durchgeführt werden. Die frühzeitige Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung 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, die nach Vorliegen des Marktergebnisses angefordert werden.

Insgesamt wurden auf Basis der 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen 2.483 GWh abgeregelt und 2.192 GWh heraufgefahren (in Summe 4.675 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 30 Prozent aus. Dabei wurden nur strombedingte Redispatchmaßnahmen im Rahmen des 4-ÜNB-Prozesses gemeldet.

Der Großteil der Maßnahmen ist dem strombedingten Redispatch zuzuordnen (92,8 Prozent), nur ein kleiner Teil entfällt auf spannungsbedingte Maßnahmen (7,2 Prozent).[40]

Eine mengenmäßige Zuordnung der gemeinsam angeforderten Maßnahmen zu einzelnen, verursachenden Netzelementen ist laut ÜNB nicht möglich. Aussagen bezüglich der Verursachung der 4-ÜNB-Maßnahmen lassen sich auf Basis der derzeitigen Meldungen nur auf einer aggregierten Ebene von Netzgruppen treffen. Dabei zeigt sich, dass die Netzgruppen, die maßgeblich 4-ÜNB-Vorab-Maßnahmen auslösen, auch diejenigen sind, in denen sich die unter I.C.5.1.2 dargestellten Netzelemente befinden.

### 5.1.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen

Die Menge der Einspeisereduzierungen durch Einzelüberlastungsmaßnahmen umfasste im Gesamtjahr 2018 ein Volumen von ca. 5.436 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiseerhöhungen beliefen sich auf ca. 5.418 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen) im Gesamtjahr 2018 rund 10.854 GWh und ist damit im Vergleich zum Jahr 2017 um 25 Prozent gesunken.

Für das Gesamtjahr 2018 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Einzelüberlastungen mit einer Gesamtdauer von rund 12.154 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen und steht nicht im Bezug zu den 8.760 Stunden eines Jahres.

[40] Für Erläuterungen zum Unterschied von strom- und spannungsbedingten Redispatch siehe auch Kapitel I.C.5.1.2.

## Elektrizität: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Jahr 2018

| Netzgebiet | Dauer in Std. | Menge Einspeise-reduzierungen in GWh[1] | Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und -erhöhungen) in GWh |
|---|---|---|---|
| Regelzone TenneT | 9.606 | 4.514 | 9.030 |
| Regelzone 50Hertz | 353 | 171 | 343 |
| Regelzone Transnet BW | 975 | 237 | 458 |
| Regelzone Amprion | 1.220 | 514 | 1023 |
| Gesamt | 12.154 | 5.436 | 10.854 |

[1] Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB. werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

Tabelle 42: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Gesamtjahr 2018

**Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen**

Im Gesamtjahr 2018 wurden zu 90 Prozent strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen durchgeführt. Tabelle 43 zeigt, dass für strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen die stärksten Überlastungen im Gesamtjahr 2018 auf den Leitungen zwischen Dörpen und Hanekenfähr, im Gebiet Altheim an der Grenze zu Österreich und zwischen Mecklar und Großkrotzenburg auftraten.

Die Leitungen zwischen Dörpen und Hanekenfähr verursachen sehr hohen Redispatch (Einspeisereduzierung 2018: 624 GWh; 2017: 556 GWh) da über diese Leitungen die Lastflüsse aus der Erzeugung der Offshore-Windparks und der konventionellen Kraftwerke im Nordwesten fließen. Der Anstieg der Einspeisereduzierungen ist u. a. auf den Zubau von Offshore-Kapazitäten (in 2018 Borkum Riffgrund II ) mit Netzanschluss Dörpen zurückzuführen, ohne dass zeitgleich die konventionelle Erzeugungsleistung in der Region zurückgegangen ist.

Überlastungen auf dem Leitungsabschnitt zwischen Mecklar und Großkrotzenburg traten im Jahr 2018 stärker auf als im Vorjahr (Einspeisereduzierungen insgesamt 2018: 617 GWh; 2017: 77 GWh). Laut ÜNB gab es in 2018 eine allgemeine Verlagerung der Engpässe in die Regionen südlich der Elbe.

Die Leitungen im Gebiet Altheim an der Grenze zu Österreich waren bereits in 2017 stark überlastet (Einspeisereduzierungen 2017: 489 GWh), die Überlastung nahm in 2018 weiter zu (Einspeisereduzierung 2018: 884 GWh). Hier fällt vor allem das dritte Quartal ins Gewicht (591 GWh), ab dem vierten Quartal zeigt sich durch die Engpassbewirtschaftung mit Österreich eine entlastende Wirkung (Q4: 160 GWh).

Im Vorjahresvergleich fällt insbesondere die Leitung Remptendorf-Redwitz auf, die in 2017 noch Einspeisereduzierungen in Höhe von 2.455 GWh verursachte. Durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke reduzierte sich diese Menge auf 2,3 GWh in 2018. Auch in Schleswig-Holstein wurde durch die Stromknoten-Verstärkung am Umspannwerk Brunsbüttel die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg erhöht, was zu einer weiteren Reduktion der Maßnahmen durch dieses vorher stark belastete Netzelement führte (gemeldete Einspeisereduzierung durch das Netzelement Brunsbüttel-

Brunsbüttel: 2018: keine; 2017: 600 GWh). Insgesamt wird durch den Netzausbau der Redispatchbedarf stark reduziert, allerdings findet in einem vermaschten Netz immer auch eine Verlagerung von Engpässen statt, die stärkere Überlastungen auf anderen Netzelementen erklären können.

Die Nummerierung der in Tabelle 43 und Tabelle 44 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 53), welche die kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung mindestens 12 und Abregelungsmenge größer als 20 GWh) aus den Tabellen ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

**Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2018**

| Nr. | Betroffenes Netzelement | Regelzone[1] | Dauer (in Std.) | Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh) | Menge Einspeise-erhöhung (in GWh) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr) | TenneT/ Amprion | 1.344 | 624 | 606 |
| 2 | Gebiet Altheim (Altheim-Sittling. Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT)) | TenneT | 994 | 884 | 884 |
| 3 | Dipperz-Großkrotzenburg | TenneT | 578 | 407 | 405 |
| 4 | Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum. Landesbergen-Sottrum) | TenneT | 509 | 317 | 316 |
| 5 | Mecklar-Dipperz | TenneT | 329 | 210 | 210 |
| 6 | Dollern-Wilster | TenneT | 323 | 161 | 160 |
| 7 | Gebiet Borken-Gießen-Karben/Dillenburg/Asslar | TenneT | 267 | 165 | 165 |
| 8 | Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund. Daxlanden-Weingarten) | TransnetBW /Amprion | 256 | 72 | 80 |

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

Tabelle 43: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2018

**Elektrizität: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2018**

| Nr. | Betroffenes Netzelement | Regelzone[1] | Dauer (in Std.) | Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh) | Menge Einspeise-erhöhung (in GWh) |
|---|---|---|---|---|---|
| 9 | Pleinting - Sankt Peter/APG | TenneT | 183 | 141 | 141 |
| 10 | Gebiet Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen) | TenneT | 156 | 117 | 112 |
| 11 | Etzenricht - Mechlenreuth - Redwitz | TenneT | 139 | 94 | 94 |
| 12 | Leitung Mecklar - Eisenach | Tennet/ 50Hertz | 133 | 64 | 64 |
| 13 | Kriegenbrunn-Redwitz | TenneT | 133 | 76 | 75 |
| 14 | Gebiet Oberzier- Sechtem - Paffendorf (Leitung Sechtem Süd/Nord) | Amprion | 110 | 69 | 69 |
| 15 | Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau. Godenau-Erzhausen-Hardegsen-Göttingen) | TenneT | 108 | 23 | 23 |
| 16 | Helmstedt - Wolmirstedt | 50Hertz/ Tennet | 87 | 93 | 93 |
| 17 | 220-kV-Stromkreis Ludersheim - Sittling | TenneT | 72 | 62 | 62 |
| 18 | 380-kV-Stromkreis Stadorf - Krümmel | TenneT | 68 | 41 | 41 |
| 19 | 220-kV-Stromkreis Maade - Voslapp | TenneT | 60 | 58 | 57 |
| 20 | Gebiet Rommerskirchen-Paffendorf (Paffendorf Süd/Nord) | Amprion | 60 | 29 | 29 |
| 21 | Gebiet Stalldorf (Kupferzell-Stalldorf. Grafen-rheinfeld-Stalldorf. Grafenrheinfeld-Hoepfingen) | TransnetBW | 55 | 32 | 26 |
| 22 | Landesbergen-Ovenstädt | TenneT | 55 | 21 | 20 |

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

Tabelle 44: (Fortsetzung von Tabelle 43) Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2018

**Elektrizität: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018**

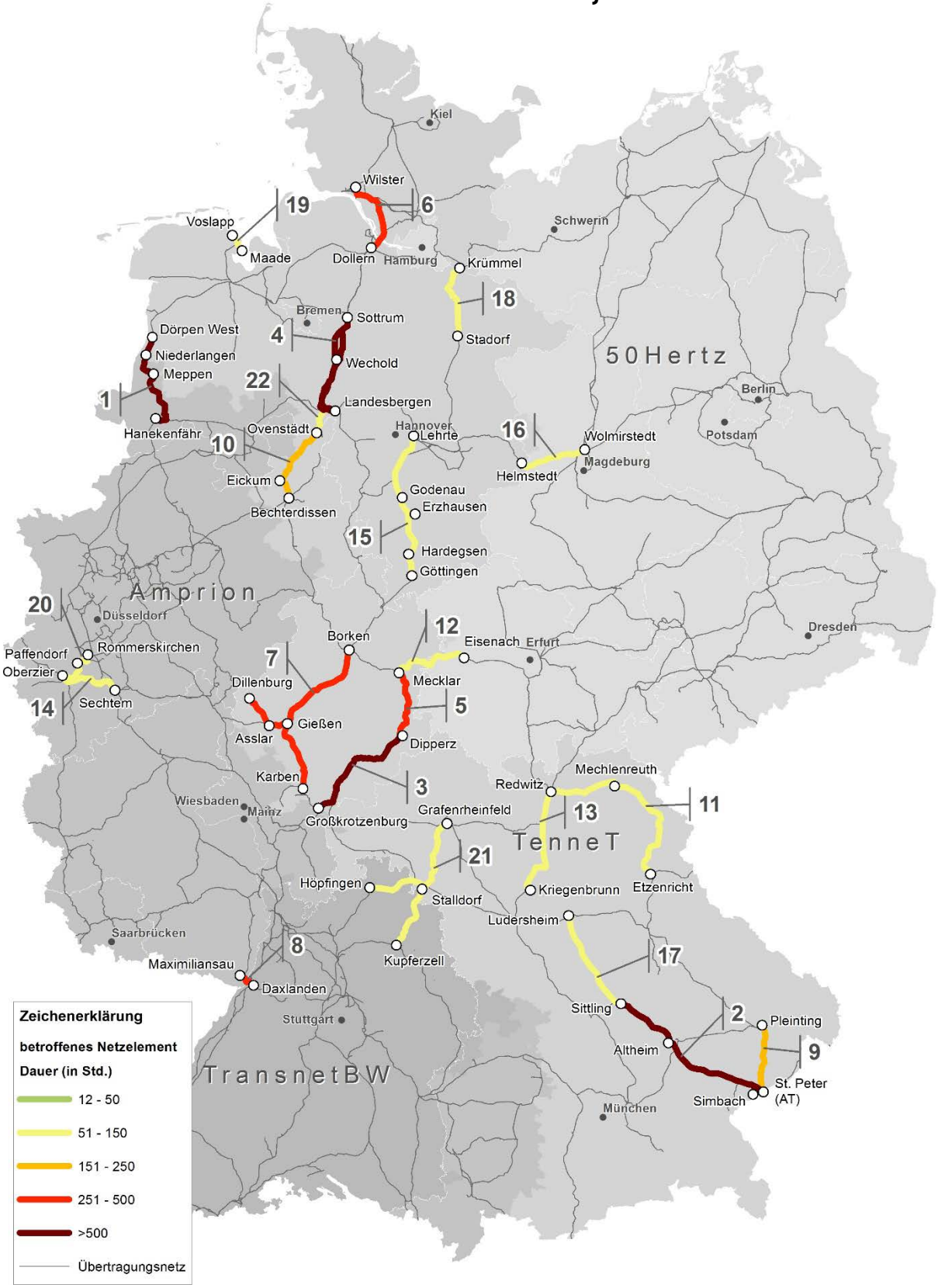



Abbildung 53: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB

**Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen**

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2018 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt etwa 2.340 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 561 GWh. Das Gegengeschäft wird für spannungsbedingte Maßnahmen über die Börse abgewickelt. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 auf einem ähnlichen Niveau (2017: 569 GWh). Die Dauer ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2017 um 351 Stunden gesunken (2017: 2.691 Stunden).

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Dies zeigt sich auch im Verlauf über das Gesamtjahr 2018, in dem vor allem im zweiten Quartal der spannungsbedingte Redispatch hoch war.

Generell führt eine niedrigere Last in den Sommermonaten zu einem erhöhten Bedarf an Blindleistung, um die oberen Spannungsgrenzwerte in den Netzen halten zu können. Neben konventionellen Erzeugungsanlagen können auch Netzbetriebsmittel wie z. B. Phasenschieber Blindleistung bereitstellen. Zurzeit erfolgt die Blindleistungsbereitstellung vor allem über konventionelle Erzeugungsanlagen. In den Sommermonaten und insbesondere an den Wochenenden, sind einige konventionelle Kraftwerke durch den geringen Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird.

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 45 zu entnehmen.[41]

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

**Elektrizität: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2018[1]**

| Netzgebiet | Dauer in Std. | Menge in GWh |
|---|---|---|
| **Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord** | **56** | **10** |
| Netzgebiet Conneforde | 56 | 10 |
| **Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte** | **1.702** | **417** |
| davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken | 354 | 64 |
| davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg. Gießen. Karben) | 1.342 | 353 |
| davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken | 6 | <1 |
| **Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd** | **43** | **5** |
| davon Netzgebiet Oberbayern | 43 | 5 |
| **Regelzone TransnetBW** | **529** | **127** |
| davon Gebiet Altbach. Wendlingen. Daxlanden | 529 | 127 |
| **Regelzone 50Hertz** | **16** | **2** |

[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 45: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2018

### 5.1.3 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 2018 rund 1.558 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Im Vergleich zum Jahr 2017 sind die Maßnahmen um 13 Prozent gesunken. Die Kosten für Countertrading lagen in 2018 bei rund 36 Mio. Euro und sind im Vergleich zum Vorjahr gestiegen (2017: 29 Mio. Euro).

### 5.1.4 Einsatz Netzreserve

Insgesamt wurden im Gesamtjahr 2018 an 166 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 904 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl als 4-ÜNB-Vorab-Maßnahme als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer ersten Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 85,2 Mio. Euro. Die vorläufigen Vorhaltekosten zzgl. weiterer abrufunabhängiger Kosten für das Gesamtjahr 2018 belaufen sich auf 330,3 Mio. Euro. Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im Gesamtjahr 2017 (2017: 145 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 1.225 GWh

reduziert (2017: 2.129 GWh). Die Reduktion der Einsätze im vierten Quartal 2018 ist darauf zurückzuführen, dass ab Oktober für den Winter 2018/2019 keine ausländische Netzreserve mehr kontrahiert wurde.

Tabelle 46 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2018. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im März 2018 mit 584 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit je 1.665 MW im Januar 2018.

**Elektrizität: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2018**

| | Tage | Einsatz-Durchschnitt in MW | Maximale Leistungs-anforderung in MW | Summe in MWh |
|---|---|---|---|---|
| Januar | 16 | 516 | 1.665 | 174.133 |
| Februar | 16 | 483 | 1.134 | 155.387 |
| März | 25 | 584 | 1.379 | 295.214 |
| April | 10 | 235 | 800 | 31.639 |
| Mai | 7 | 270 | 450 | 17.354 |
| Juni | 26 | 236 | 622 | 78.942 |
| Juli | 23 | 243 | 800 | 71.425 |
| August | 17 | 215 | 230 | 48.440 |
| September | 3 | 34 | 43 | 260 |
| Oktober | 9 | 127 | 600 | 8.715 |
| November | 8 | 149 | 550 | 12.006 |
| Dezember | 6 | 233 | 600 | 10.707 |
| **Gesamt** | **166** | | | **904.222** |

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 46: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2018

### 5.1.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im Gesamtjahr 2018 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken eine Gesamtmenge von 11.729 GWh (6.397 GWh Einspeisereduzierungen und 5.333 GWh Einspeiseerhöhungen) zur Behebung von Netzengpässen erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden 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 54 zeigt die Energieträger der zum Redispatch herangezogenen Kraftwerke. Den Energieträger Braunkohle betrafen dabei knapp 42 Prozent der abgesenkten Mengen im Gesamtjahr 2018. Bei den

Einspeiseerhöhungen wurden mit 46 Prozent im Gesamtjahr 2018 insbesondere Steinkohlekraftwerke eingesetzt. 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.

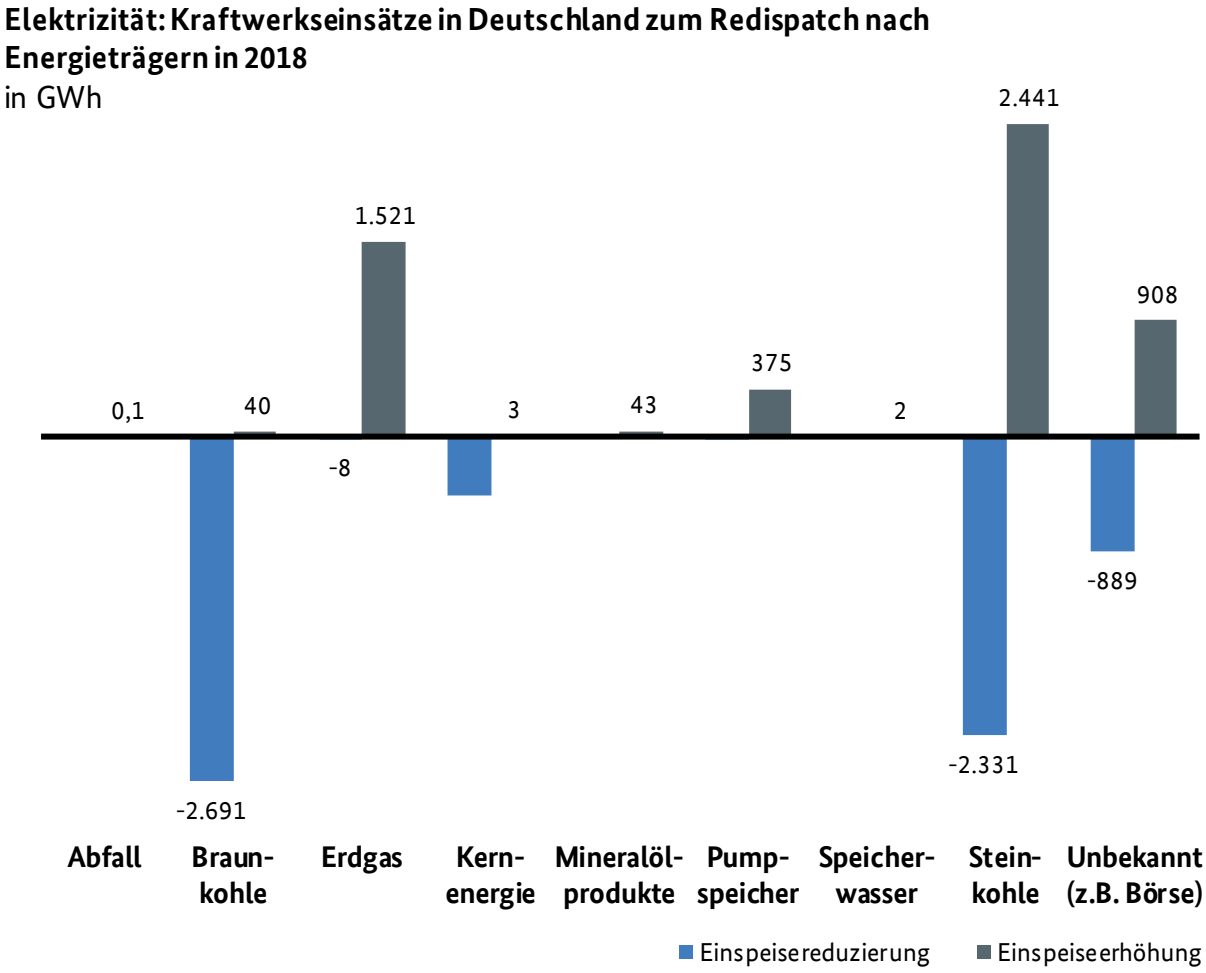



Abbildung 54: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2018

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist in der Regel der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, welches zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat.

Abbildung 55 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Verortung der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB Vorab-Maßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB

angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im Gesamtjahr 2018 wurden 47 Prozent der reduzierten Mengen von TenneT angewiesen, gefolgt von 50Hertz (46 Prozent). Im Vergleich deutlich weniger Einspeisereduzierungen wurden von Amprion (4 Prozent) und TransnetBW (3 Prozent) angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiseerhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem Anteil von 49 Prozent auf die TenneT Regelzone. In der TransnetBW Regelzone wurden 34 Prozent der Einspeiseerhöhungen vorgenommen.

**Elektrizität: Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Jahr 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge**

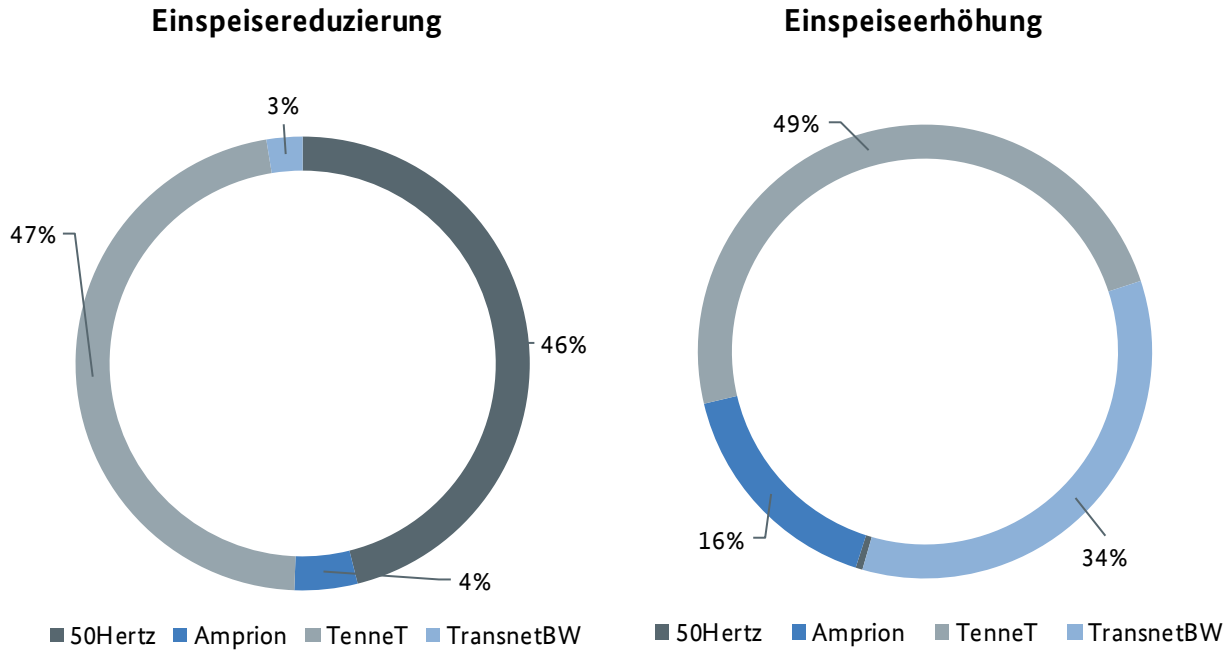



Abbildung 55: Angewiesene Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Gesamtjahr 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

Die Karten in den Abbildung 56 und Abbildung 57 zeigen, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere in den Bundesländern Baden-Württemberg und südliches Hessen Kraftwerke heraufgefahren wurden, um Netzengpässe zu beheben. Leistungsreduzierungen wurden vor allem in Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen vorgenommen. In Mecklenburg-Vorpommern liegt die Abregelung niedriger als in den anderen nördlichen Bundesländern, da hier weniger konventionelle Erzeugungsleistung installiert ist. Ausländische Netzreserve- und Marktkraftwerke werden nicht mit aufgeführt.

**Elektrizität: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2018**

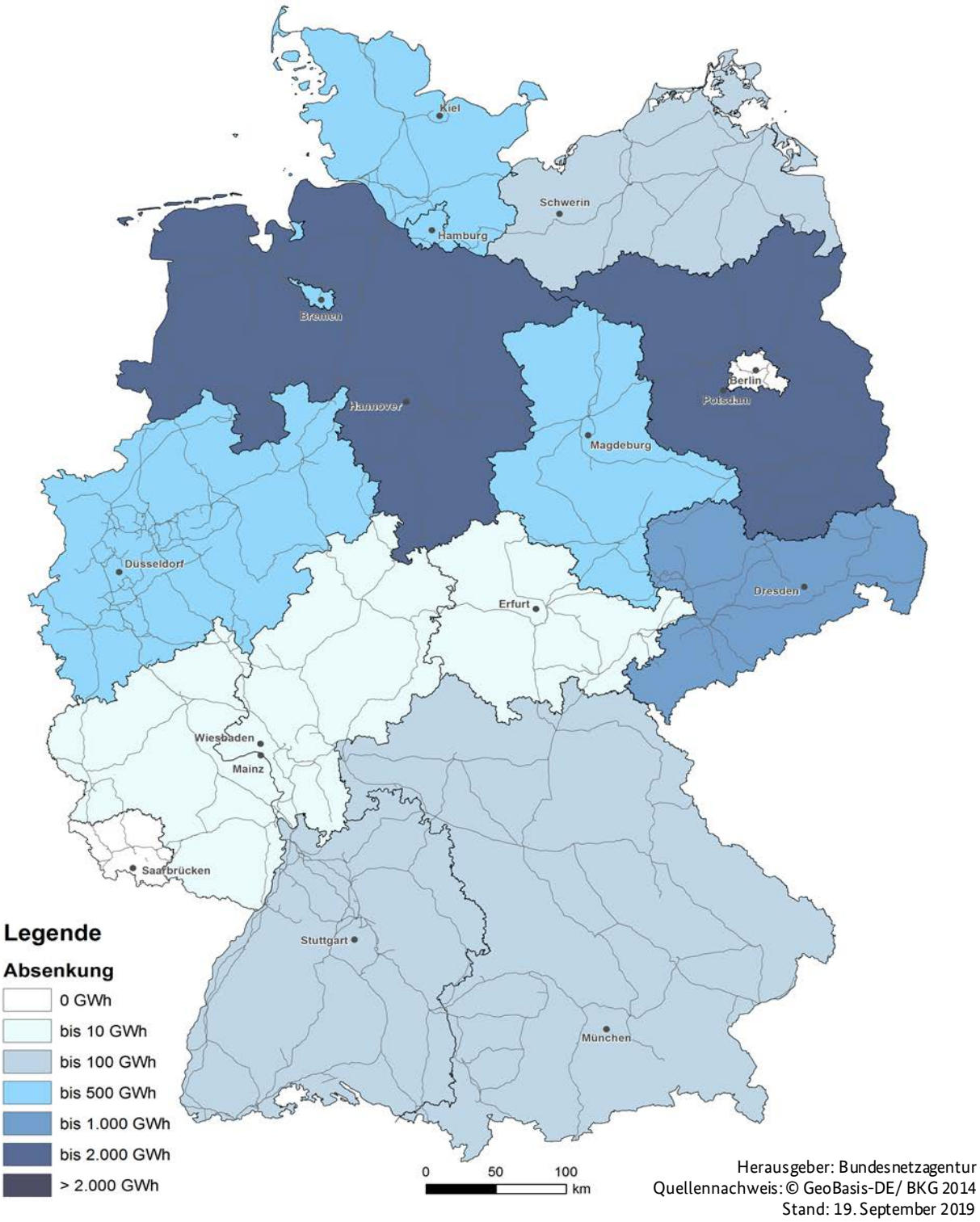



Abbildung 56: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2018

## Elektrizität: Kraftwerkserhöhungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2018

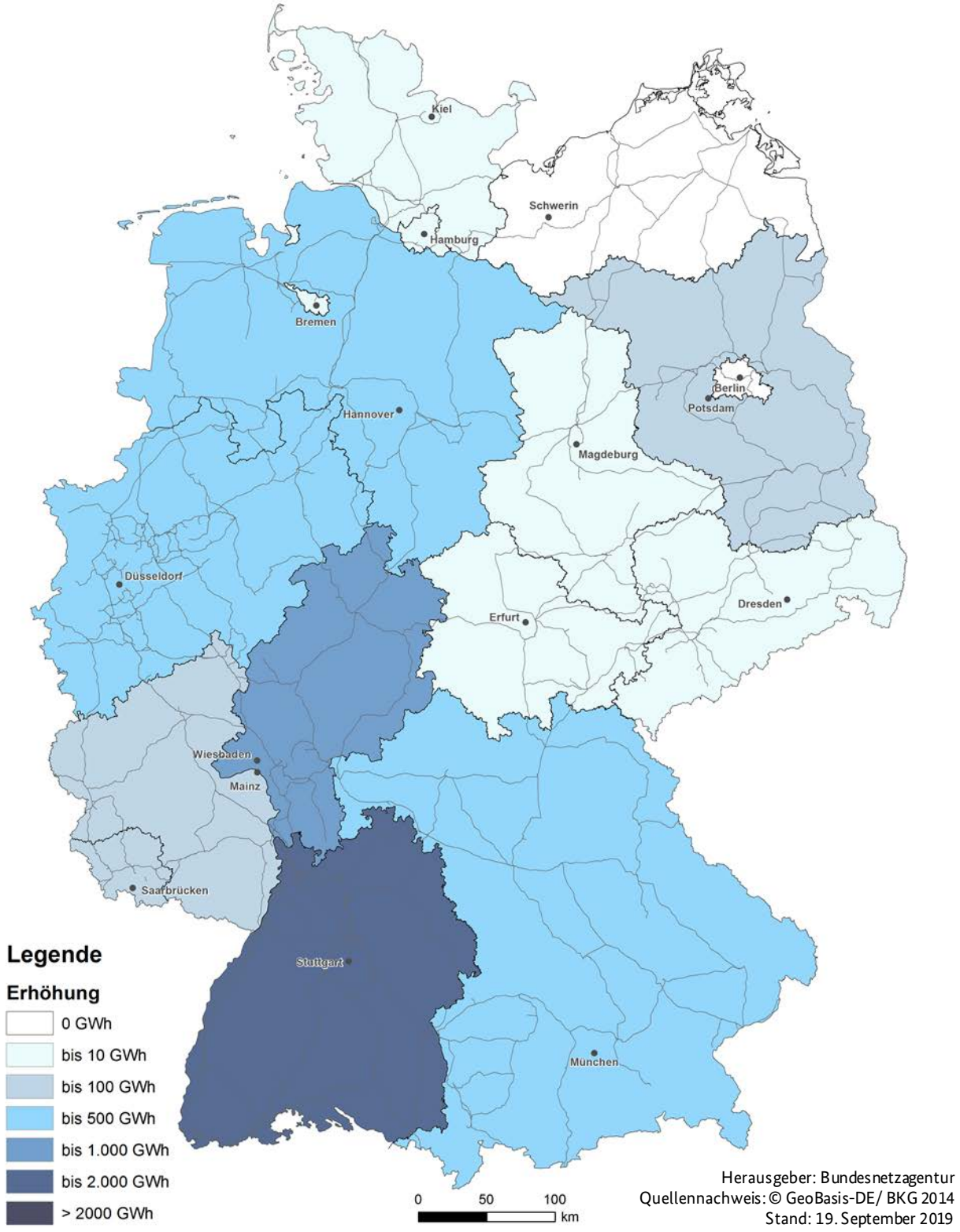



Abbildung 57: Kraftwerkserhöhungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2018

### 5.1.6 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.

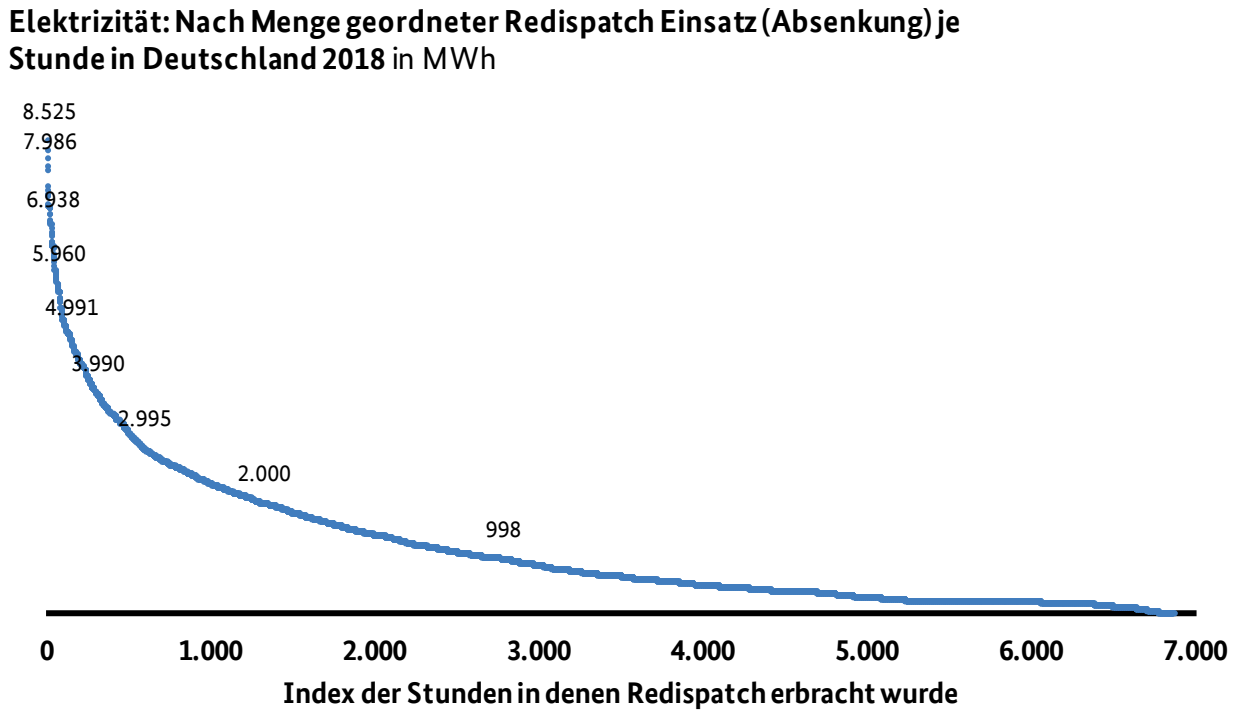



Abbildung 58: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2018

Der Höchstwert der benötigten Redispatch-Absenkung lag im Jahr 2018 bei 8.524,5 MWh. Redispatchmengen über 7.000 MWh traten in 25 von 8.760 Stunden (0,3 Prozent aller Stunden des Jahres) auf, Mengen über 5.000 MWh in 137 Stunden (1,6 Prozent), Mengen über 3.000 MWh in 581 Stunden (6,6 Prozent) und Mengen über 1.000 MWh in 2.761 Stunden (31,5 Prozent). In 1.895 Stunden wurde kein Redispatch durchgeführt, dies entspricht 21,6 Prozent der Stunden des Jahres.

## 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 Netzengpässe 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.

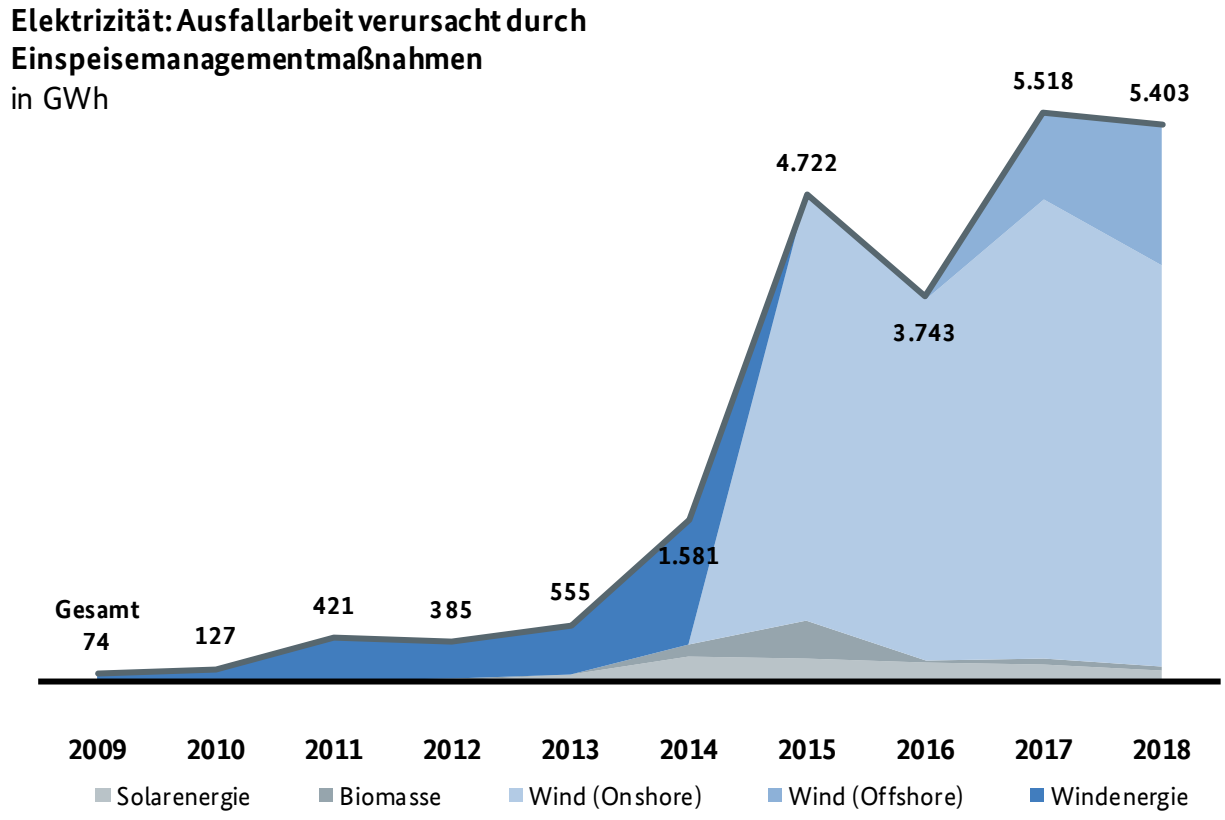



Abbildung 59: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

**Elektrizität: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen**
in GWh

| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Windenergie | 73,6 | 125,1 | 409,7 | 358,5 | 480,3 | 1.221,5 | 4.124,9 | 3.530,1 | 5.287,2 | 5.246,9 |
| Wind (Onshore) | | | | | | | 4.110,6 | 3.498,0 | 4.461,2 | 3.890,5 |
| Wind (Offshore) | | | | | | | 14,3 | 32,0 | 826,0 | 1.356,3 |
| Solarenergie | 0,1 | 1,7 | 2,6 | 16,1 | 65,5 | 245,2 | 227,7 | 184,1 | 163,1 | 116,5 |
| Biomasse | | | 5,9 | 9,4 | 8,8 | 112,1 | 364,4 | 26,5 | 61,1 | 35,7 |
| Sonstige | | | 2,4 | 0,8 | 0,2 | 1,8 | 21,1 | 2,6 | 6,6 | 3,6 |
| **Gesamt** | **73,7** | **126,8** | **420,6** | **384,8** | **554,8** | **1.580,6** | **4.722,3** | **3.743,2** | **5.518,0** | **5.402,7** |

Tabelle 47: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Im Vergleich zum Jahr 2017 (5.518 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 5.403 GWh um gut 2,1 Prozent vermindert. Damit ist im Jahr 2018 die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Strom auf ähnlich hohem Niveau wie im Jahr 2017. Die durch EinsMan-Maßnahmen entstandene Ausfallarbeit lag bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit[42] aus Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), 2,8 Prozent (2017: 2,9 Prozent). Damit sind rund 97 Prozent der im Jahr 2018 vermarkteten Energiemenge der erneuerbaren Erzeugung produziert und transportiert worden.

Das weiterhin hohe Niveau der EinsMan-Maßnahmen lässt sich grundsätzlich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Eine Ursache sind die Wetterverhältnisse im jeweiligen Jahr. In 2018 lässt sich das hohe Niveau neben den starken Windverhältnissen im ersten und vierten Quartal allgemein vor allem mit der Abregelung von Offshore Windenergieanlagen erklären. Im Vergleich mit dem Jahr 2017 ist für das Jahr 2018 bei der Ausfallarbeit für Windenergieanlagen auf See (offshore) eine deutliche Erhöhung um rund 530 GWh festzustellen. Diese Entwicklung ist mit dem starken Zubau und der Inbetriebnahme von Offshore Windenergieanlagen in den letzten Jahren zu begründen. 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 Systemsicherheit[43] der Bundesnetzagentur umfassend dargestellt.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2018 Windenergieanlagen an Land (onshore) mit einem Anteil von 72 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2017: 80,8 Prozent). Nachdem im Jahr 2015 auch erstmals Windenergieanlagen auf See (offshore) von

[42] Die durch Einspeisemanagement abgeregelte Energiemenge ist in diesem Wert nicht enthalten.

[43] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html

Einspeisemanagement betroffen waren, hat sich deren Anteil im Jahr 2018 auf mittlerweile 25 Prozent (rund 1.356 GWh) der gesamten Ausfallarbeit weiter erhöht (2017: 15 Prozent mit rund 826 GWh). 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 aus Biomasse, die ebenfalls häufig mit einer Wärmeerzeugung gekoppelt ist, macht 0,7 Prozent der Ausfallarbeit im Jahr 2018 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 2018**

| Energieträger | Ausfallarbeit in GWh | Verteilung in Prozent |
|---|---|---|
| Wind (onshore) | 3.890,54 | 72,0 |
| Wind (offshore) | 1.356,33 | 25,1 |
| Solar | 116,47 | 2,2 |
| Biomasse einschl. Biogas | 35,74 | 0,7 |
| KWK-Strom | 2,47 | < 0,1 |
| Deponie-. Klär- und Grubengas | 0,60 | < 0,1 |
| Laufwasser | 0,52 | < 0,1 |
| Energieträger unbekannt | 0,01 | < 0,1 |
| **Gesamt** | **5.402,67** | **100** |

Tabelle 48: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2018

Laut den Meldungen der Netzbetreiber zu den System- und Netzsicherheitsmaßnahmen wurde von Einspeisemanagement wie folgt Gebrauch gemacht: Im Jahr 2018 sind die Übertragungsnetzbetreiber die Hauptverursacher von EinsMan-Maßnahmen. Dies ergibt sich aus der Auswertung der täglichen und quartalsweisen Meldungen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber an die Bundesnetzagentur. Insgesamt wurden rund 87 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht, dabei wurden lediglich 26 Prozent der Gesamtausfallarbeit direkt an Anlagen abgeregelt und entschädigt, welche an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die restlichen 74 Prozent werden bei Anlagen abgeregelt, die an Verteilernetze angeschlossen sind. Der überwiegende Anteil der abgeregelten Gesamtausfallarbeit der Verteilernetzbetreiber – 60 Prozent – waren Unterstützungsmaßnahmen, die vom Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, jedoch von Verteilernetzbetreibern durchgeführt wurden (vgl. Tabelle 49). 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 88 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahmen in den Bundesländern Schleswig-Holstein,

Niedersachsen und Brandenburg. Wobei insbesondere Schleswig-Holstein mit rund 53 Prozent betroffen ist (vgl. Abbildung 60).

**Elektrizität: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen in 2018**

| | Ausfallarbeit in GWh | Anteil an Gesamtausfallarbeit in Prozent |
|---|---|---|
| **Durchführung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)** | **1.402,5** | **26** |
| **Durchführung durch den Verteilernetzbetreiber** | **4.000,2** | **74** |
| Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz) | 714,8 | 13 |
| Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz) | 3.285,5 | 61 |
| **Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt** | **5.402,7** | **100** |

Tabelle 49: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2018

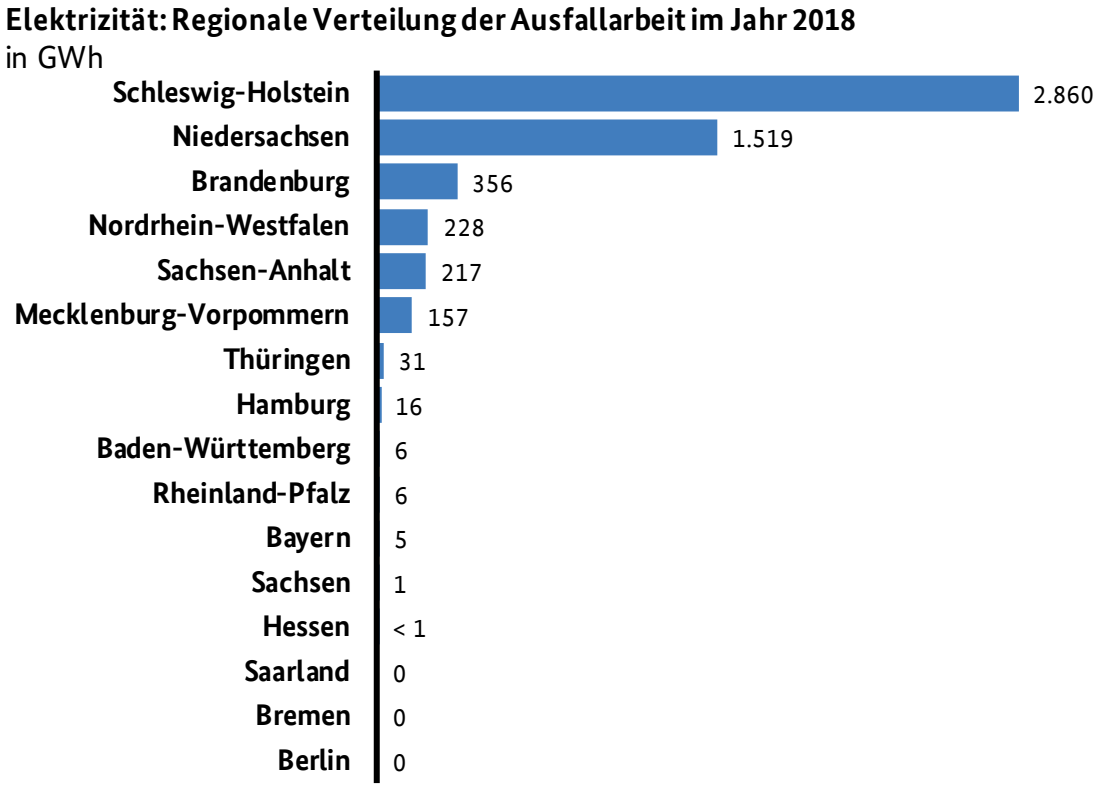



Abbildung 60: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2018

### 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 quartalsweise (seit dem Jahr 2019 monatlich) an die Bundesnetzagentur gemeldet. 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. Dies bedeutet, dass z. B. für das Jahr 2018 auch Kosten aus den Jahren 2015, 2016 und 2017 enthalten sein können. Aufgrund dieses Abwicklungsverfahrens spiegeln die im jeweiligen Jahr ausgezahlten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge wieder, 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.[44]

Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2018 mit rund 719 Mio. Euro gegenüber 2017 um rund 145 Mio. Euro erhöht (2016: 574 Mio. Euro). Der Großteil von den ausgezahlten Entschädigungen im Jahr 2018 entfällt auf die EEG-Zahlungen, lediglich rund 3.000 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 2018 zu durchschnittlichen Kosten von etwa 13,98 Euro pro Letztverbraucher (2017: 11,37; 2016: 10,13; 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 61 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 2018 ausgezahlten Entschädigungen nicht die Beträge wider, die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2018 verursacht wurden. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2018 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

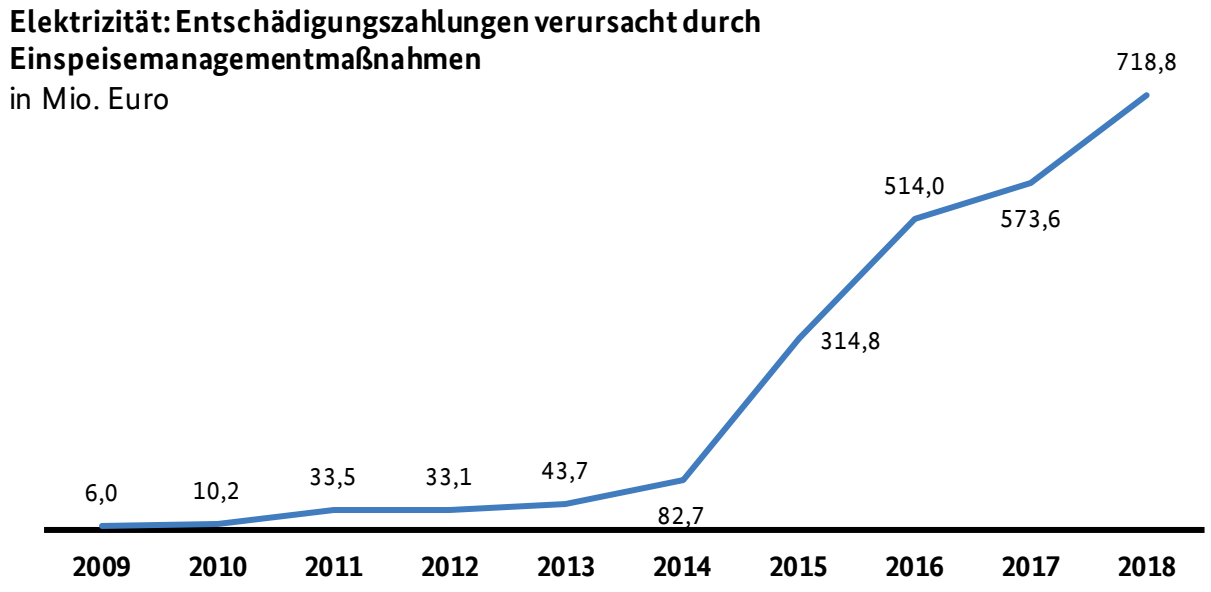



Abbildung 61: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

[44] 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.

Auf Grundlage der quartalsweisen Schätzungen der Netzbetreiber belaufen sich die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in 2018 auf rund 635 Mio. Euro und liegen damit rund 25 Mio. Euro über denen des Jahres 2017.[45]

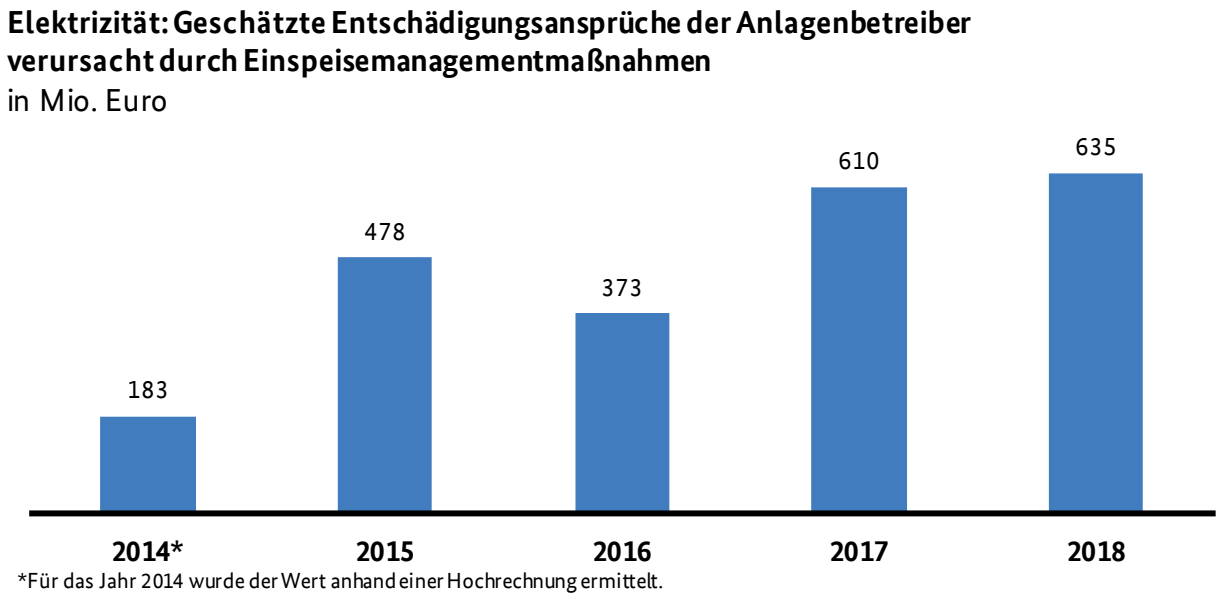



Abbildung 62: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber gezahlten Entschädigungen belaufen sich für das Jahr 2018 auf rund 719 Mio. Euro. Davon sind etwa 497 Mio. Euro für Ausfallarbeit, die tatsächlich im Jahr 2018 entstanden ist. Der Rest von rund 222 Mio. Euro sind Entschädigungszahlungen, die durch Ausfallarbeit in den Vorjahren entstanden sind. Damit sind rund 78 Prozent der im Jahr 2018 von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für die Ausfallarbeit des Jahres 2018 bereits abgerechnet. Rund 22 Prozent (138 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.

[45] Vgl. Quartalsberichte der Bundesnetzagentur unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html.

**Elektrizität: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspreisemanagementmaßnahmen im Jahr 2018**

| | Geschätzte Entschädigungs-ansprüche der Anlagenbetreiber in Mio. Euro | | Ausgezahlte Entschädigungen in Mio. Euro | | Davon Entschädigungs-zahlungen aus Vorjahren in Mio. Euro |
|---|---|---|---|---|---|
| **Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)** | **269** | **42%** | **245** | **34%** | **33** |
| **Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber** | **367** | **58%** | **473** | **66%** | **189** |
| Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz) | 66 | 10,3% | 103 | 14% | 40 |
| Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz) | 301 | 47,4% | 370 | 52% | 149 |
| **Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt** | **635** | **100%** | **719** | **100%** | **222** |

Tabelle 50: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspeisemanagementmaßnahmen im Jahr 2018

## 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 2018 haben insgesamt fünf Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 8,3 GWh. Der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger ist mit rund 98 Prozent der Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil). Mit rund 92 Prozent wurden die meisten Anpassungsmaßnahmen in Brandenburg ergriffen, gefolgt von Sachsen-Anhalt und Thüringen mit rund sechs bzw. zwei Prozent.

**Elektrizität: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2018**

| Energieträger | Anpassung nach § 13 Abs. 2 in GWh | Verteilung in Prozent |
|---|---|---|
| Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil) | 8,11 | 98% |
| Erdgas | 0,17 | 2% |
| **Gesamt** | **8,28** | **100%** |

Tabelle 51: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2018

# 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 2019 rund 22 Prozent. Nach einem leichten Rückgang in 2018 sind die Netzentgelte für Haushaltskunden in 2019 wieder von 7,19 ct/kWh auf 7,22 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 letzte Kostenprüfung 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 Erlösobergrenzen (EOG) ab dem Jahr 2018 dienen.

**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 dabei das Verhältnis der eingesetzten Kosten (Input) zur zu erfüllenden Versorgungsaufgabe (Output). Für die Übertragungsnetzbetreiber kommt in der 3. Regulierungsperiode eine ‚Relative Referenznetzanalyse'[46] 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.6.5) oder Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen; für alle Netzbetreiber Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gem. Systemstabilitätsverordnung (vgl. Abschnitt I.C.6.6) 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 Systemdienstleistungen). Die bis 2018 ebenfalls in den Erlösobergrenzen enthaltenen Kosten für Offshore-Anbindungsleitungen (vgl. Abschnitt I.C.6.3.1) wurden zum 1. Januar 2019 in die Offshore-Netzumlage überführt.

- 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.

- Bei Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren: das Qualitätselement;

---

[46] 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.

- 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.

**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 mehr als 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 Erlöse der Netzebene bestimmt. Die Differenz aus den der Ebene zugeordneten Kosten und den 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 sog. 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 Netzkosten Strom

Zum 1. Januar 2019 begann die dritte Regulierungsperiode der Stromnetzbetreiber. Die Bestimmung der Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV für die Jahre 2019 bis 2023 erfolgte anhand einer Kostenprüfung mit Kostendaten aus dem Basisjahr 2016. Die zweite Regulierungsperiode dauerte von 2014 bis 2018 und als Basisjahr diente hierbei das Jahr 2011.

Nachfolgend werden die Netzkosten der zweiten und dritten Regulierungsperiode gegenübergestellt.

**Elektrizität: Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber in Mio. Euro**

| | 2011 | 2016 |
|---|---|---|
| geltend gemachte Netzkosten | 2.420 | 4.025 |
| Ausgliederung der Offshore-Kosten | | 962 |
| Kürzung absolut | 144 | 200 |
| anerkannte Netzkosten | 2.276 | 2.862 |

Tabelle 52: Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber

Die beantragten Netzkosten der vier Übertragungsnetzbetreiber belaufen sich, abzüglich 962 Mio. Euro Offshore-Kosten, auf 3.063 Mio. Euro (2.420 Mio. Euro im Basisjahr 2011). In der Kostenprüfung ergaben sich Kürzungen von 200 Mio. Euro (144 Mio. Euro). Dies entspricht einer Kürzung von 6,53 Prozent der beantragten Netzkosten. Somit ergeben sich genehmigte Netzkosten von 2.862 Mio. Euro (2.276 Mio. Euro).

**Elektrizität: Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren in Mio. Euro**

| | 2011 | 2016 |
|---|---|---|
| geltend gemachte Netzkosten | 17.087 | 18.955 |
| Kürzung absolut | 2.564 | 1.782 |
| anerkannte Netzkosten | 14.523 | 17.173 |

Tabelle 53: Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren

Die beantragten Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur belaufen sich auf 18.955 Mio. Euro (17.087 Mio. Euro im Basisjahr 2011). Die Kostenprüfung ergab Kürzungen von 1.782 Mio. Euro (2.564 Mio. Euro). Die genehmigten Netzkosten liegen somit bei 17.173 Mio. Euro (14.523 Mio. Euro). Davon sind 7.441 Mio. Euro (5.055 Mio. Euro) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft. Der durchschnittliche gewichtete Effizienzwert liegt bei 97,33 Prozent, woraus sich abzubauende ineffiziente Kosten über die dritte Regulierungsperiode von 300 Mio. Euro (gerundet auf volle 100 Mio. Euro) ergeben.

**Elektrizität: Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren in Mio. Euro**

| | 2011 | 2016 |
|---|---|---|
| geltend gemachte Netzkosten | 324 | 441 |
| Kürzung absolut | 35 | 40 |
| anerkannte Netzkosten | 289 | 401 |

Tabelle 54: Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren

Die beantragten Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur belaufen sich auf 441 Mio. Euro (324 Mio. Euro im Basisjahr 2011). Die Kostenprüfung ergab Kürzungen von 40 Mio. Euro (35 Mio. Euro im Basisjahr 2011). Die genehmigten Netzkosten liegen somit bei 401 Mio. Euro (289 Mio. Euro im Basisjahr 2011). Davon sind 202 Mio. Euro (130 Mio. Euro im Basisjahr 2011) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft. Der festgelegte Effizienzwert im vereinfachten Verfahren liegt bei 96,69 Prozent, woraus sich abzubauende ineffiziente Kosten über die dritte Regulierungsperiode von 7 Mio. Euro ergeben.

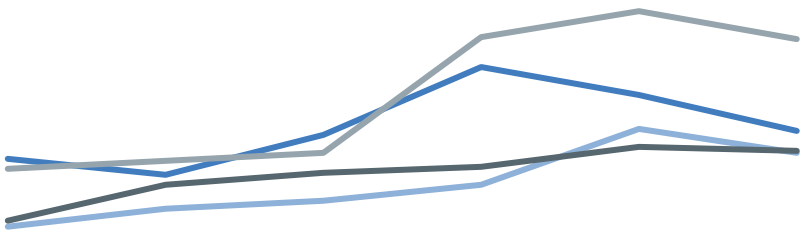
## 6.3 Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland

### 6.3.1 Entwicklung der Netzentgelte auf ÜNB-Ebene

Die folgende Abbildung zeigt für die Jahre 2014 bis 2019 die Netzentgelte der vier ÜNB für einen Beispielfall eines an die Höchstspannungsebene angeschlossenen großen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch

von 850 GWh, einer Jahreshöchstlast von 190 MW und rund 4.500 Benutzungsstunden. Für diesen Musterfall wurde eine Netzentgeltermäßigung i. H. v. 75 Prozent gem. § 19 II 1 StromNEV unterstellt. Dabei wurde außerdem davon ausgegangen, dass der Beispielkunde als stromkostenintensives Unternehmen nur 15 Prozent der Offshore-Netzumlage zu entrichten hat.

**Elektrizität: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte**
in ct/kWh



| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 50Hertz | 0,34 | 0,30 | 0,40 | 0,56 | 0,50 | 0,41 |
| Amprion | 0,18 | 0,22 | 0,24 | 0,28 | 0,41 | 0,35 |
| Tennet | 0,32 | 0,33 | 0,35 | 0,64 | 0,70 | 0,63 |
| TransnetBW | 0,19 | 0,28 | 0,31 | 0,32 | 0,37 | 0,36 |

50Hertz Amprion Tennet TransnetBW

Abbildung 63: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte

Die Netzentgelte der ÜNB sind für den beispielhaften großen Industriekunden bis einschließlich 2018 in den Regelzonen von TenneT, TransnetBW und Amprion kontinuierlich angestiegen. Nur 50Hertz konnte in 2015 und in 2018 einen Rückgang seiner Netzentgelte verzeichnen. Die Entwicklung in den jeweiligen Regelzonen wird dabei neben den Mengenänderungen insbesondere durch die Veränderungen der EOG des jeweiligen ÜNB beeinflusst, deren Niveau wiederum u. a. durch die Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch sowie den Kosten für die Sicherheitsbereitschaft, Netzreserve und Verlustenergie einen entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung der Netzentgelte hat. So ist der Rückgang der Netzentgelte in der 50Hertz Regelzone im Jahr 2018 insbesondere auf die Kosteneinsparungen durch die Inbetriebnahme der Thüringer Strombrücke und der damit verbundenen Einsparungen für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen zurückzuführen.

In 2019 gehen die ÜNB-Netzentgelte für den betrachteten großen Industriekunden erstmalig wieder in allen vier Regelzonen zurück. Der Grund hierfür liegt vor allem in der Umsetzung des Netzentgeltmodernisierungsgesetztes (NEMoG; s.a. Kapitel I.C.6.5). Während in 2018 die Erlösobergrenzen noch die Offshore-Anbindungskosten enthielten und nur die Kosten der Offshore-Haftungsumlage separat refinanziert wurden, wurden die Offshore-Anbindungskosten im Jahr 2019 erstmals auf Basis des NEMoG aus den ÜNB-Netzentgelten herausgelöst und in die neue Offshore-Netzumlage überführt. Diese neue Umlage beinhaltet nun die Kosten aus der bisherigen Offshore-Haftungsumlage sowie die Offshore-Anbindungskosten. Aus Gründen der Vergleichbarkeit der Kostenbelastung für die Netznutzer werden in der

folgenden Tabelle neben den regulären Entgelten in 2018 und 2019 (Spalten 1-3) die ÜNB-Entgelte 2018 zzgl. der Offshore-Haftungsumlage 2018 (Spalte 4) den ÜNB-Entgelten 2019 zzgl. der neuen Offshore-Netzumlage (Spalte 5) gegenübergestellt. So ist der gleiche Offshore-Kostenblock in beiden Größen enthalten. Unter Berücksichtigung der Umlagen fallen die Entlastungen deutlich geringer aus (Spalte 6). In der Regelzone von TransnetBW kommt es sogar zu einem Anstieg. Allerdings ist ein Kunde mit vergleichbaren Charakteristika wie der hier gewählte Musterfall im Netz der TransnetBW nicht typisch.

**Elektrizität: Gegenüberstellung spezifische ÜNB-Entgelte 2018 und 2019 inkl. Offshore-Umlagen,** Netzentgelte in ct/kWh

| Regelzone | 2018 Netzentgelt | 2019 Netzentgelt | Veränderung | 2018 Netzentgelte zzgl. Offshore-Haftungs-umlage | 2019 Netzentgelte zzgl. Offshore-Netzumlage | Veränderung |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TenneT | 0,70 | 0,63 | -9,6 % | 0,72 | 0,69 | -3,9 % |
| 50Hertz | 0,50 | 0,41 | -17,4 % | 0,52 | 0,47 | -9,3 % |
| TransnetBW | 0,37 | 0,36 | -1,7 % | 0,39 | 0,42 | 8,2 % |
| Amprion | 0,41 | 0,35 | -14,4 % | 0,44 | 0,42 | -4,8 % |

Tabelle 55: Gegenüberstellung spezifische ÜNB-Entgelte 2018 und 2019 inkl. Offshore-Umlagen

Einen weiteren Einfluss auf die Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte in 2019 hat die Umsetzung des ebenfalls im NEMoG verankerten ersten Schrittes der über einen Zeitraum von 5 Jahren angelegten Vereinheitlichung der ÜNB-Netzentgelte zum 1. Januar 2019. Hierdurch werden insbesondere auch 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.

### 6.3.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte

Für die Betrachtung des durchschnittlichen Netzentgeltniveaus in Deutschland werden die Datenmeldungen der Stromlieferanten zu den einzelnen Preisbestandteilen im Monitoring herangezogen. Diese übermitteln für vorgegebene Abnahmefälle verschiedener Vertragskategorien die durchschnittlichen Nettonetzentgelte[47] 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.

[47] Nettonetzentgelte enthalten keine Umsatzsteuer.

- 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 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. Somit sind die Netzentgelte von 2018 auf 2019 im Bereich der Haushaltskunden im Bundesdurchschnitt von 7,19 ct/kWh auf 7,22 ct/kWh (+0,4 Prozent) angestiegen.

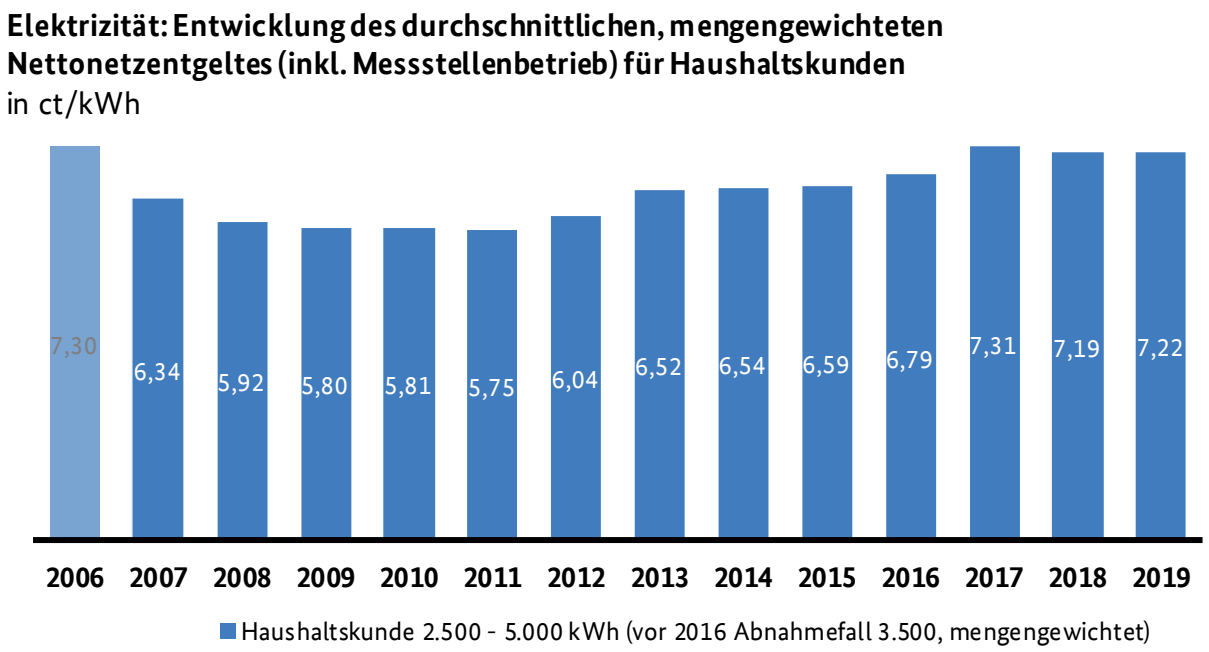



Abbildung 64: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2006[48] bis 2019[49]

Betrachtet man die Summe der Netzentgelte und der Offshore-Netzumlage ist die Kostenbelastung für die Netznutzer bundesweit von 7,23 ct/kWh (7,19 ct/kWh zzgl. 0,037 ct/kWh Offshore-Haftungsumlage) in 2018 auf 7,64 ct/kWh (7,22 ct/kWh zzgl. 0,416 ct/kWh Offshore-Netzumlage) in 2019 – also um knapp 6 Prozent gestiegen.

Nach Angaben der Netzbetreiber zu den vorläufigen Netzentgelten für 2020 werden sich auch im kommenden Jahr die Netzentgelte u. a. auf Grund steigender Ausgaben für Maßnahmen zur Systemsicherheit sowie steigender Investitionen weiter erhöhen.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel leicht über bzw. unter dem Niveau des Vorjahres: Im Bereich der Gewerbekunden sind die Netzentgelte um ein Prozent (+0,04 ct/kWh) auf 6,31 ct/kWh gestiegen. Bei Kunden, die einen Energieverbrauch von 24 GWh pro Jahr (Industriekunden) aufweisen, sind die Netzentgelte im arithmetischen Mittel um rund ein Prozent (-0,03 ct/kWh) auf 2,33 ct/kWh zurückgegangen.

---

[48] 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.

[49] Vor dem Jahr 2014 wurden die Werte für Industrie- und Gewerbekunden mengengewichtet ermittelt.

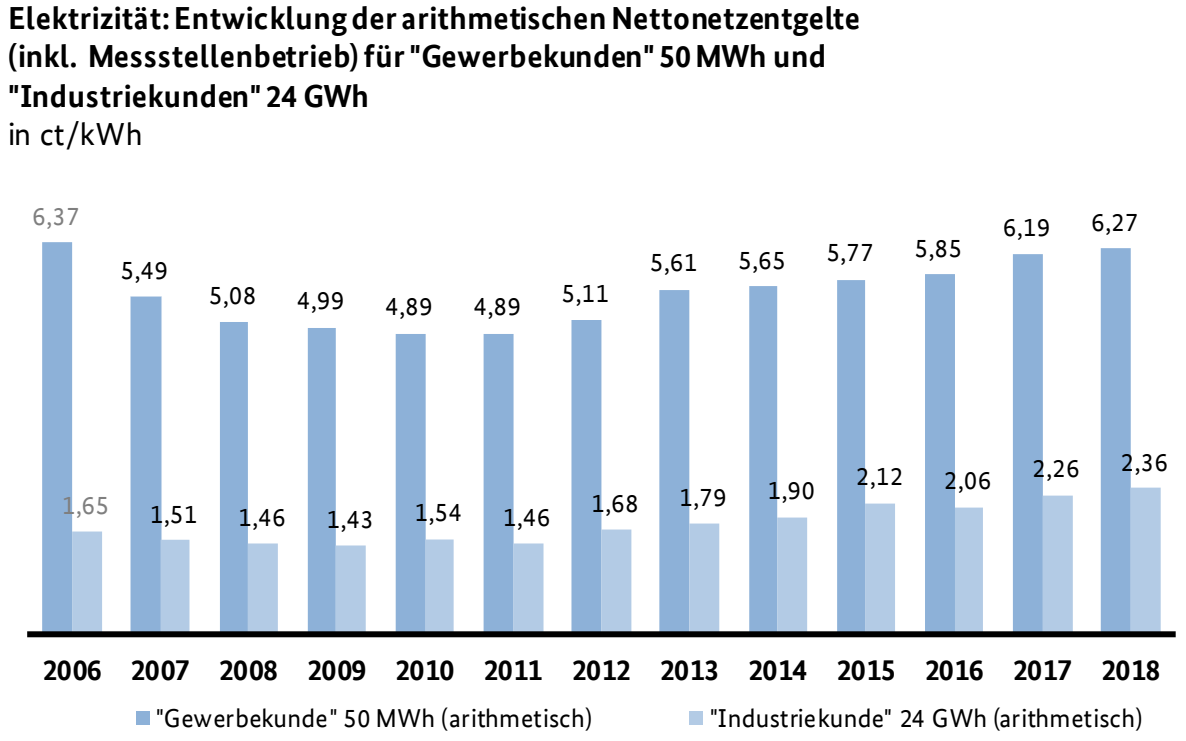



Abbildung 65: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh

### 6.3.3 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 den Abnahmefall 3.500 kWh ist in Deutschland sehr unterschiedlich (siehe Abbildung 66). Die Tabelle 56 zeigt allerdings, dass in den letzten Jahren deutschlandweit ein Trend zur Erhöhung des Grundpreises erkennbar ist.

## Elektrizität: Netzentgelt Grundpreis im Jahr 2019

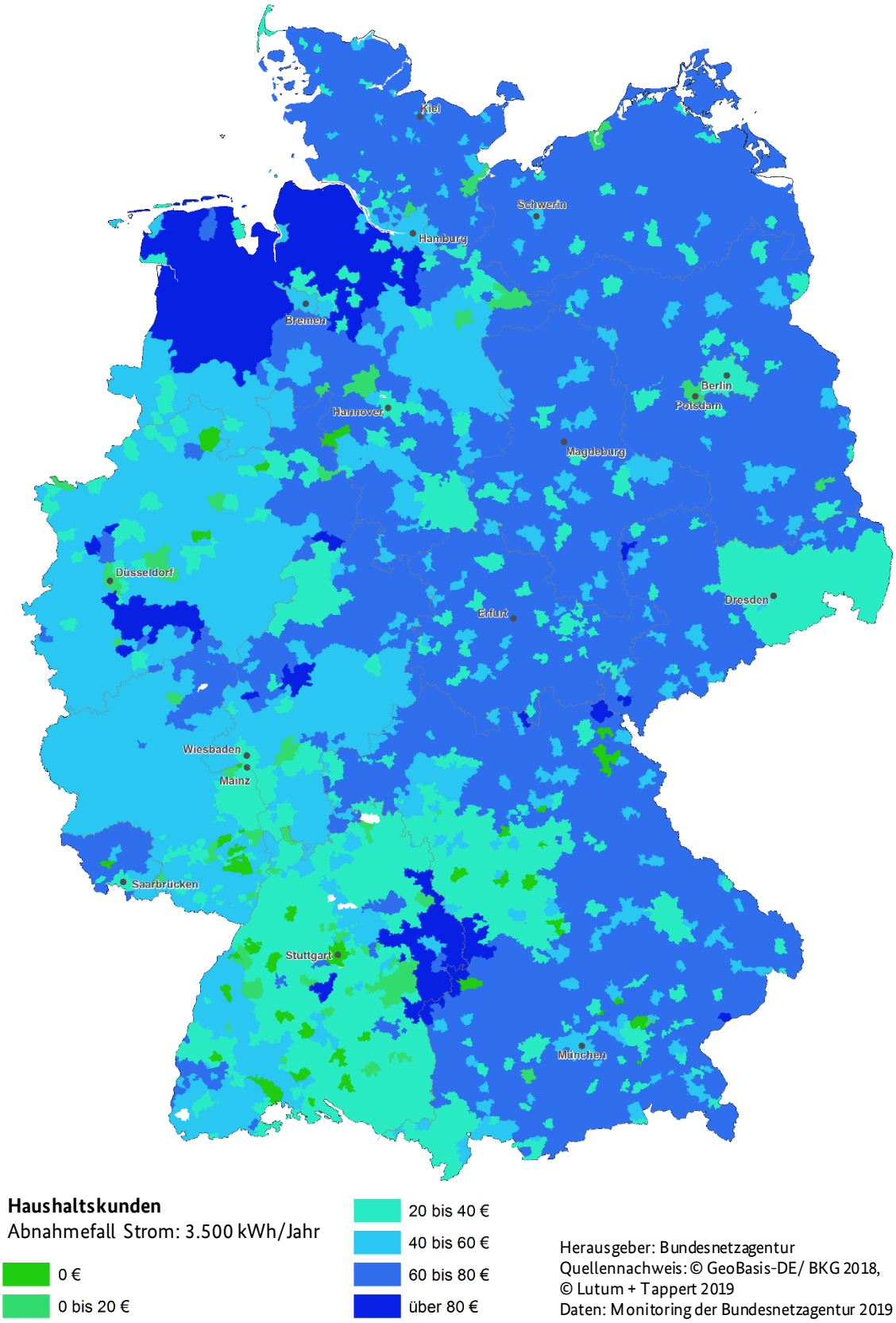



Abbildung 66: Grundpreise der Netzbetreiber für den Abnahmefall 3.500 kWh/Jahr

**Elektrizität: Grundpreis Netzentgelte**
in Euro/Jahr

| | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|
| Durchschnittlicher Grundpreis | 35 | 37 | 40 |
| Maximaler Grundpreis | 95 | 100 | 105 |
| Minimaler Grundpreis [1] | 6 | 4 | 7 |
| VNB ohne Grundpreis | 46 | 36 | 42 |

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

Tabelle 56: 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.

## 6.4 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland werden im Monitoring anhand der veröffentlichten Preisblätter aller Verteilernetzbetreiber die relevanten Informationen zu den drei betrachteten Abnahmefällen (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde, siehe I.C.6.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland) zusammengetragen. 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 VNB 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. Bei der Recherche wurden im Strombereich die Netzentgelte bei Verteilernetzbetreibern ermittelt, 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.[50]

Für Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte bei 1,78 ct/kWh und die höchsten bei 25,38 ct/kWh, wobei letzterer Fall nur sehr wenige Haushaltskunden im Sinne des § 3 Nr. 22 EnWG mit einem sehr geringen Verbrauch betrifft. Somit differieren die Entgelte im Extremfall um den Faktor 10. Bei der Verteilung fällt auf,

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

dass die Netzentgelte vor allem in Schleswig-Holstein, Brandenburg 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.

**Elektrizität: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2019**
in ct/kWh

| Bundesland | Mengengewichteter Mittelwert* | Minimum | Maximum | Anzahl berücksichtigter Verteilernetze |
|---|---|---|---|---|
| Schleswig-Holstein | 9,15 | 5,93 | 10,68 | 42 |
| Brandenburg | 8,35 | 3,44 | 16,57 | 29 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 8,25 | 5,32 | 10,24 | 19 |
| Hamburg | 7,53 | 7,53 | 7,53 | 1 |
| Sachsen-Anhalt | 7,17 | 1,78 | 10,10 | 28 |
| Thüringen | 7,12 | 5,55 | 9,96 | 30 |
| Sachsen | 7,06 | 5,19 | 9,12 | 36 |
| Bayern | 7,00 | 4,09 | 11,82 | 224 |
| Niedersachsen | 6,87 | 4,34 | 25,38** | 70 |
| Baden-Württemberg*** | 6,84 | 4,71 | 12,23 | 111 |
| Saarland | 6,84 | 5,13 | 16,76 | 17 |
| Hessen | 6,78 | 4,65 | 9,46 | 46 |
| Rheinland-Pfalz | 6,52 | 4,24 | 8,79 | 50 |
| Nordrhein-Westfalen | 6,51 | 4,55 | 10,57 | 98 |
| Berlin | 5,58 | 5,58 | 5,63 | 2 |
| Bremen | 5,44 | 5,37 | 9,50 | 4 |

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.
** Betrifft nur sehr wenige Haushaltskunden im Sinne des § 3 Nr. 22 EnWG mit einem sehr geringen Verbrauch.
*** Inklusive des Versorgungsbebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz.

Tabelle 57: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2019

**Elektrizität: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2019**

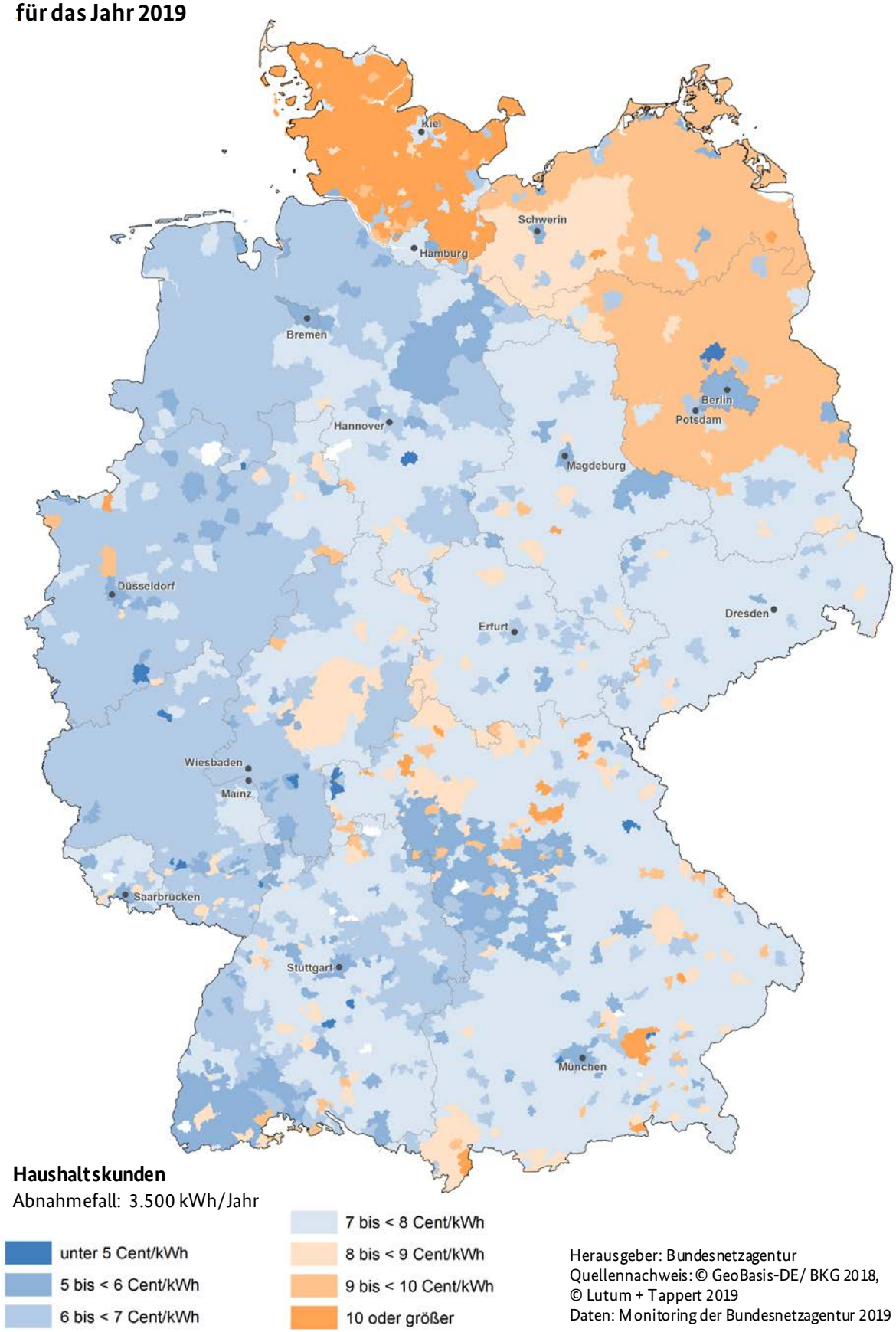



Abbildung 67: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2019

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 0,19 ct/kWh und 24,63 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 2019**
in ct/kWh

| Bundesland | Mengengewichteter Mittelwert* | Minimum | Maximum | Anzahl berücksichtigter Verteilernetze |
|---|---|---|---|---|
| Schleswig-Holstein | 7,55 | 4,36 | 9,25 | 42 |
| Brandenburg | 6,71 | 3,17 | 16,57 | 29 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 6,58 | 4,29 | 9,04 | 19 |
| Baden-Württemberg** | 5,99 | 3,52 | 10,96 | 111 |
| Hamburg | 5,93 | 5,94 | 5,94 | 1 |
| Sachsen | 5,73 | 3,73 | 7,56 | 36 |
| Bayern | 5,61 | 0,67 | 11,74 | 224 |
| Thüringen | 5,54 | 3,75 | 8,16 | 30 |
| Hessen | 5,52 | 3,72 | 8,58 | 46 |
| Sachsen-Anhalt | 5,41 | 0,19 | 9,03 | 28 |
| Rheinland-Pfalz | 5,30 | 3,31 | 8,22 | 50 |
| Saarland | 5,29 | 3,46 | 16,12 | 17 |
| Niedersachsen | 5,08 | 3,90 | 24,63 | 70 |
| Nordrhein-Westfalen | 5,02 | 3,28 | 8,99 | 98 |
| Berlin | 4,78 | 4,70 | 5,12 | 2 |
| Bremen | 4,04 | 3,88 | 8,86 | 4 |

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Abgabemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.
** Inklusive des Versorgungsbebietes der deutschen Enklave Büsingen innerhalb der Schweiz

Tabelle 58: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr

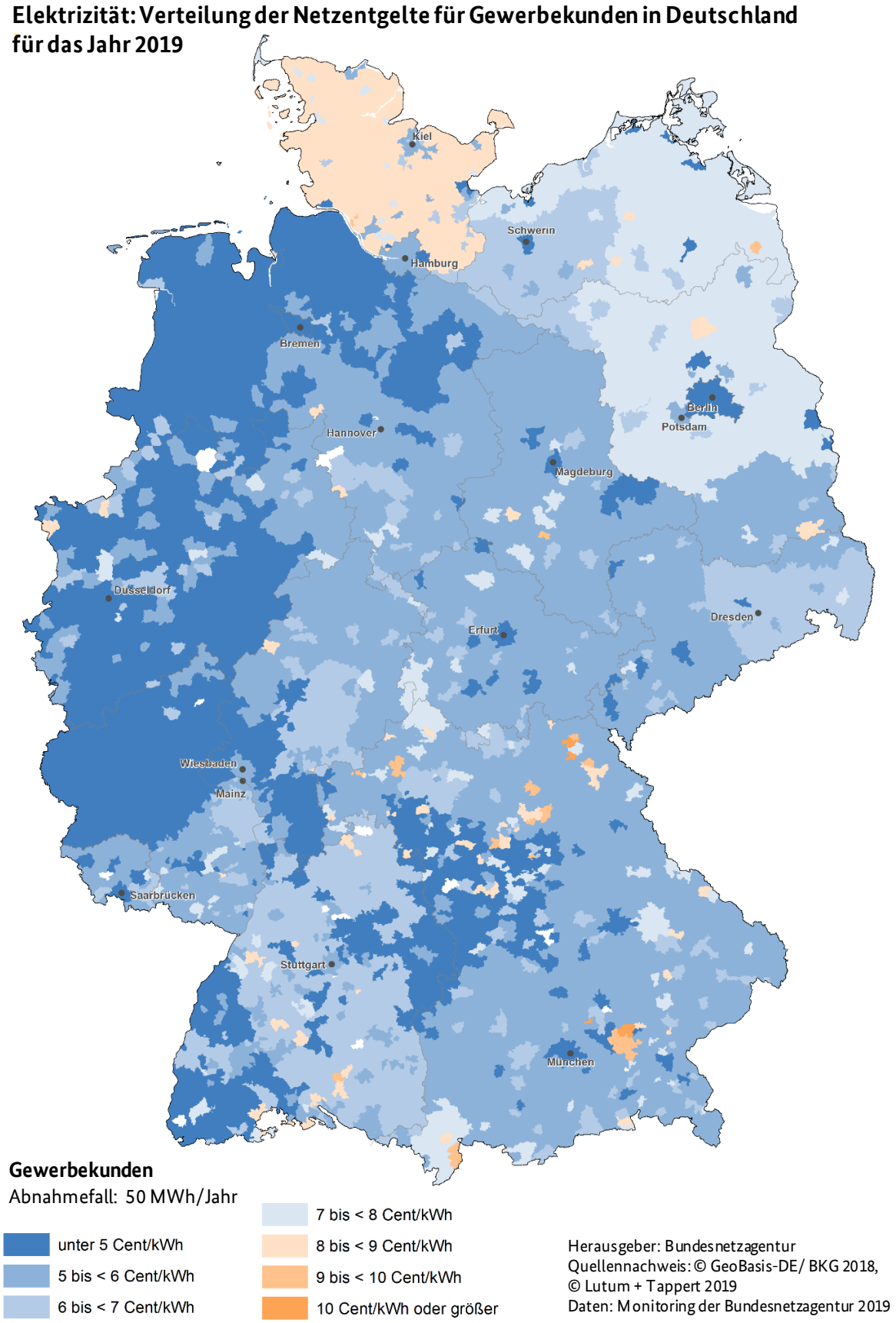



Abbildung 68: Verteilung der Netzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2019

Bei den Netzentgelten für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr (hier: „Industriekunden“) fällt die Verteilung anders aus. Die Netzentgelte sind insbesondere in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg höher als im Rest des Landes, allerdings treten höhere Entgelte auch in einzelnen kleineren Netzgebieten auf. In Nordrhein-Westphalen fallen im Durchschnitt die niedrigsten Netzentgelte an. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden bewegen sich zwischen etwa 1,16 ct/kWh und 7,77 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 2019**
in ct/kWh

| Bundesland | Mengengewichteter Mittelwert* | Minimum | Maximum | Anzahl berücksichtigter Verteilernetze |
|---|---|---|---|---|
| Schleswig-Holstein | 3,31 | 1,47 | 4,85 | 41 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 3,01 | 1,86 | 3,80 | 19 |
| Brandenburg | 2,98 | 1,90 | 4,06 | 28 |
| Hessen | 2,86 | 1,56 | 3,64 | 49 |
| Sachsen-Anhalt | 2,66 | 1,84 | 3,77 | 29 |
| Sachsen | 2,60 | 1,85 | 4,56 | 36 |
| Saarland | 2,53 | 1,44 | 5,90 | 17 |
| Bayern | 2,50 | 1,16 | 5,07 | 215 |
| Thüringen | 2,50 | 1,68 | 3,33 | 27 |
| Berlin | 2,49 | 2,47 | 2,55 | 2 |
| Niedersachsen | 2,48 | 1,30 | 7,77 | 69 |
| Hamburg | 2,43 | 2,43 | 2,43 | 1 |
| Bremen | 2,41 | 2,11 | 3,11 | 4 |
| Baden-Württemberg | 2,38 | 1,31 | 4,35 | 111 |
| Rheinland-Pfalz | 2,14 | 1,30 | 5,31 | 50 |
| Nordrhein-Westfalen | 2,09 | 1,35 | 3,76 | 97 |

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

Tabelle 59: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2019

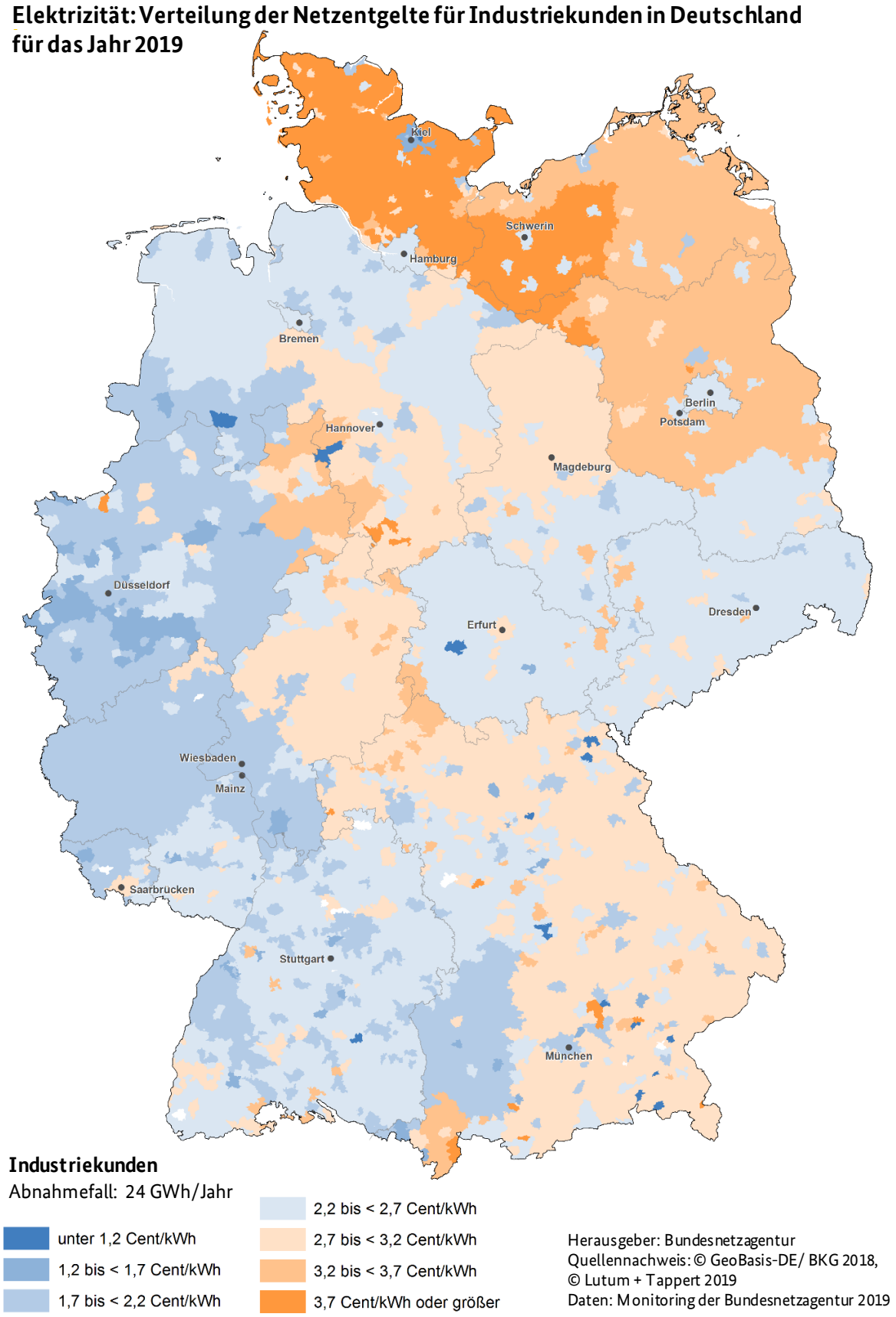



Abbildung 69: Verteilung der Netzentgelte für "Industriekunden" (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2019

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind äußerst vielschichtig[51]. 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. Ab 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.

## 6.5 Vermiedene Netzentgelte

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.

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte entstand in der Verbändevereinbarung II / II+: Nachgelagert angeschlossene Kraftwerke sind in der Regel kleiner dimensioniert und erzeugen somit den Strom zu höheren Kosten als Großkraftwerke in der Höchstspannung. Die Kraftwerke konkurrieren an der Strombörse anhand des Strompreises. Mit Hilfe der Zahlung der vermiedenen Netzentgelte an das nachgelagerte Kraftwerk sollten nachgelagerte Kraftwerke konkurrenzfähig werden.

Die vermiedenen Netzentgelte (vNE) i. S. d. § 18 Abs. 1 StromNEV waren – insbesondere durch den Umbau der Erzeugungsstruktur und die steigenden Netzkosten bei den Übertragungsnetzbetreibern – in den letzten Jahren stark angestiegen. Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass die Anlagen nicht zur Vermeidung von Netzausbau beitragen.

Durch die für den Leitungsausbau erforderlichen Investitionen und damit verbundenen betrieblichen Kosten werden die Infrastrukturkosten der vorgelagerten Verteil- und Übertragungsnetze weiter zunehmen. Aufgrund der Nutzungsdauer dieser Investitionen würde der Leitungsausbau des vorgelagerten Netzes langfristig erhöhend auf die vermiedenen Netzentgelte wirken.

[51] Siehe auch Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Seite 21.

Aus der u. a. Tabelle wird deutlich, dass die Summe der vermiedenen Netzentgelte insgesamt kontinuierlich bis zum Jahr 2017 anstieg. Der Kostenanstieg war u. a. auf folgende Sachverhalte zurückzuführen:

Durch verstärkte dezentrale Erzeugung wird die bestehende Kapazität des vorgelagerten Netzes in einem geringeren Umfang genutzt. Die weiterhin bestehenden Infrastrukturkosten werden auf eine geringere Absatzmenge verteilt. Dies führt zu einem Anstieg der Netzentgelte auf der vorgelagerten Netzebene. Damit steigen wiederum die vermiedenen Netzentgelte, da diese mit den Netzentgelten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene berechnet werden. Dieser Mechanismus setzt Anreize, Kraftwerke eher auf niedrigeren Spannungsebenen anzuschließen als in der Vergangenheit und verstärkt sich mithin selbst. Dies war auch Gegenstand eines Verfahrens vor dem Bundesgerichtshof (Bundesgerichtshof, Beschluss vom 27. Februar 2018, Az. EnVR 1/17). Entsprechend dem Beschluss ist ein Kraftwerk, das in ein Höchstspannungsnetz einspeist, keine zentrale Erzeugungsanlage im Sinne von § 18 Abs. 1 StromNEV und § 3 Nr. 11 EnWG. Somit hat der Bundesgerichtshof vermiedene Netzentgelte für unzulässig erklärt.

Aufgrund der aufgezeigten negativen Auswirkungen und Fehlanreize wurde das Netzentgeltmodernisierungsgesetz, das am 30. Juni 2017 vom Bundestag beschlossen wurde, festgelegt. Dadurch werden die Vergütungen von volatilen Erzeugungsanlagen schrittweise reduziert.

Die nachfolgende Tabelle stellt die vermiedenen Netzentgelte je Netz- und Umspannebene differenziert dar. In dieser Tabelle ist die Summe der vermiedenen Netzentgelte, der Werte für die Netzbetreiber in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur inklusive der Netzbetreiber aus der Organleihe, berücksichtigt.

**Elektrizität: Vermiedene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene**
in Mio. Euro

| Netz- und Umspannebene | 2014 Ist-Werte | 2015 Ist-Werte | 2016 Ist-Werte | 2017 Ist-Werte | 2018 Ist-Werte | 2019 Plan-Werte |
|---|---|---|---|---|---|---|
| HöS/HS | 9 | 2 | 4 | 16 | 4 | 4 |
| HS | 650 | 640 | 875 | 1.321 | 601 | 627 |
| HS/MS | 84 | 92 | 111 | 140 | 78 | 70 |
| MS | 551 | 594 | 662 | 798 | 524 | 412 |
| MS/NS | 38 | 36 | 50 | 45 | 38 | 34 |
| NS | 160 | 420 | 168 | 206 | 117 | 89 |
| **Gesamt** | **1.492** | **1.785** | **1.870** | **2.526** | **1.362** | **1.236** |

Tabelle 60: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass in den Ist-Werten 2018 sowie im Planansatz 2019 bereits die Auswirkungen des Gesetzes zu erkennen sind. Die vermiedenen Netzentgelte werden in deutlich geringerem Umfang in den Erlösobergrenzen der Jahre 2018 und 2019 berücksichtigt. Teilweise kann es zukünftig zu Kompensationen in der EEG-Umlage kommen, da weniger vermiedene Netzentgelte für volatile Bestandsanlagen die EEG-Umlage entlasten.

Angesichts der schrittweisen Marktentwicklung werden die Rahmenbedingungen stufenweise angepasst. Die wichtigsten Anpassungen zum Abschmelzen der vermiedenen Netzentgelte sind dabei:

- Abschaffung der vNE für konventionelle Neuanlagen ab dem 1. Januar 2023 und für volatile Neuanlagen ab 1. Januar 2018

- Abschaffung der vNE für volatile Bestandsanlagen zum 1. Januar 2020, ab 1. Januar 2018 schrittweise jährliche Absenkung um ein Drittel des ursprünglichen Ausgangswertes

- seit 2018: Berechnungsgrundlage der verbleibenden vNE dauerhaft mit dem Höchstpreis auf Basis des Preisblattes 2016: Das Preisblatt 2016 ist das sog. Referenzpreisblatt, d. h. wenn Entgelte sich in den zukünftigen Preisblättern erhöhen, werden für die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte die Entgelte des Referenzpreisblatts herangezogen (auf dem Stand des Preisblatts 2016 eingefroren). Falls sich die Entgelte in den zukünftigen Preisblättern verringern, wird das jeweilige Preisblatt mit den geringeren Entgelten zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte berücksichtigt.

Es erfolgt eine Bereinigung des (Referenz-)Preisblatts 2016 um Offshore-Anschlusskosten und Erdkabelkosten. Die Offshore-Anschlusskosten werden außerdem ab dem Jahr 2019 aus den Netznutzungsentgelten herausgelöst und in die Offshore-Netzumlage (bis einschließlich 2018 als „Offshore-Haftungsumlage“ bezeichnet) überführt. Die Kosten werden ab 2019 über die Offshore-Netzumlage auf die Verbraucher aufgeteilt. Daraus folgt einerseits eine Verminderung der Netzkosten und somit der Netznutzungsentgelte, und andererseits eine Erhöhung der Belastung durch die Offshore-Netzumlage.

## 6.6 Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gemäß Systemstabilitätsverordnung

Durch den erheblichen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in den vergangenen Jahren ist das richtige Verhalten dieser Anlagen bei Frequenzveränderungen längst von erheblicher Bedeutung für die Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes geworden. Zur Lösung des sogenannten 50,2-Hertz-Problems, das die Frequenzschutzeinstellungen von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) betraf, trat am 26. Juni 2012 die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) in Kraft. Diese verpflichtete zur Nachrüstung der Wechselrichter von PV-Anlagen. Für die daraus entstandenen Kosten sieht § 10 SysStabV i. V. m. § 57 Abs. 2 EEG eine Kostenteilung zwischen den Netzentgelten und der EEG-Umlage vor.

In der Änderungsverordnung 2015 der SysStabV wurden die Nachrüstpflichten auch auf Betreiber von KWK-Anlagen sowie weiterer EEG-Anlagen, also Wind-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen ausgeweitet. Diese haben gem. § 21 SysStabV einen Eigenanteil zu tragen, die überschießenden Kosten werden gem. § 22 SysStabV über die Netzentgelte finanziert.

Die Nachrüstung der PV-Anlagen ist hauptsächlich in den Jahren 2013 bis 2015 von den Netzbetreibern vorgenommen worden und hat zu entsprechenden Erhöhungen der Erlösobergrenzen durch den Ansatz prognostizierter Kosten geführt. In 2017 waren die Nachrüstungen abgeschlossen. Die in den Vorjahren

tatsächlich entstandenen Kosten liegen deutlich unter den Planzahlen.[52] Eine Verrechnung der daraus resultierenden Differenzen findet über die Regulierungskonten der Netzbetreiber statt.

Nachrüstungen von KWK-, Wind- und Wasserkraft- und Biomasseanlagen finden seit 2015 statt und führten in 2017 auch zu Erhöhungen der Erlösobergrenzen.

**Elektrizität: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen**
in Mio. Euro

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plan | 48,5 | 73,1 | 4,9 | 22,6 | 6,1 | 1,0 | 1,2 |
| Ist | 12,2 | 35,3 | 6,8 | 2,7 | 1,4 | | |
| davon gem. § 22 SysStabV | | | | | | | |
| Plan | | | 0,0 | 22,4 | 6,1 | 1,0 | 1,2 |
| Ist | | | 1,3 | 2,6 | 1,4 | 0,5 | |

Tabelle 61: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen

Die deutlich überhöhten Ansätze sind bemerkenswert. Allerdings entsteht den Netznutzern kein Schaden, da die Abweichungen im Rahmen des Regulierungskontos nach § 5 ARegV verzinst an den Netznutzer erstattet werden.[53]

Ein Abschluss der Umrüstungen wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2019 erwartet. Bereits für die Jahre 2018 und 2019 ist der Planansatz vergleichsweise gering.

## 6.7 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.

[52] Die Angabe über die tatsächlich entstandenen Kosten gilt vorbehaltlich der Prüfung der Regulierungskonten der Netzbetreiber.

[53] Sämtliche Angaben beziehen sich einzig auf Netzbetreiber in Bundeszuständigkeit und in Organleihe.

Bis zum 31. Dezember 2018 wurden bei der Bundesnetzagentur für den Strombereich 33 Anträge für Netzübergänge in dem Jahr 2018 gestellt. Die nachstehende Übersicht veranschaulicht die Anträge aus den letzten drei Jahren.

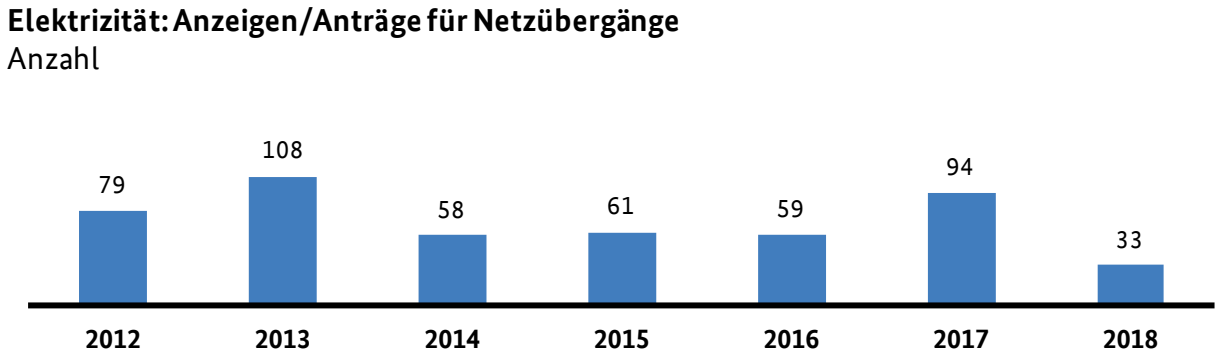



Abbildung 70: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge

## 6.8 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV

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 zuletzt 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 v. 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.

Erstmalig wurden die Anzeigen für individuelle Netzentgelte im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur für das Jahr 2014 registriert und abgerechnet. Bis zum Jahr 2019 ist die Anzahl der Letztverbraucher mit tatsächlich gewährten individuellen Netzentgelten stetig gewachsen. Im Bereich der atypischen Netznutzung wurden im Jahr 2018 bei der Bundesnetzagentur insgesamt 4.963 Anzeigen mit realisierter Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte registriert (siehe Tabelle 62).

**Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV**

| | 2015 | 2016 | 2017* | 2018* | Neuzugänge in 2019 | 2019* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen | 2.987 | 3.375 | 4.124 | 4.963 | 1.096 | 6.059 |
| Jahresarbeit in TWh | 25,3 | 25,8 | 29,5 | 35,5 | 5,2 | 40,7 |
| Reduzierungsvolumen in Mio. Euro | 292,2 | 310,8 | 341,5 | 368,9 | 45,9 | 414,8 |

* Die Angaben für die Jahre 2017 bis 2019 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte

Tabelle 62: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

Die summarische Reduktion bei den abgerechneten Netzentgelten lag für diese Letztverbrauchergruppe nach der vorläufigen Prüfung bei ca. 414,83 Mio. Euro.

Im Bereich der stromintensiven Netznutzung lag das gesamte realisierte Entlastungsvolumen im Jahr 2019 mit 999,1 Mio. Euro deutlich höher (siehe Tabelle 63). Diese Reduktionssumme verteilte sich allerdings auf wesentlich weniger Anzeigen. Im Jahr 2019 waren dies insgesamt 371 Abnahmestellen von Letztverbrauchern wie Großbetriebe oder Industrieunternehmen mit besonders energieintensiven Produktionsprozessen. Die Ex-post-Prüfung der für das Jahr 2018 eingereichten Abrechnungsunterlagen ist durch die Bundesnetzagentur nach aktuellem Zeitplan noch nicht vollständig abgeschlossen.

In der Jahresperiode 2019 sind bei der Bundesnetzagentur 163 weitere Anzeigen zum individuellen Netzentgelt eingegangen. Basierend auf einer ersten Einschätzung der vorliegenden Prognosedaten ist es im Bereich der atypischen Netznutzung erneut mit einem Anstieg des summarischen Entlastungsvolumens auf etwa. 999,1 Mio. Euro bei insgesamt 552 angezeigten Abnahmestellen zu rechnen. Im Bereich der stromintensiven Netznutzung wird ebenfalls eine deutliche Zunahme der gewährten Netzentgeltentlastungen auf ca. 999,1 Mio. Euro erwartet. Die endgültigen Zahlen für das Jahr 2019 können erst nach Abschluss der Anzeigenprüfung sowie nach dem vollständigen Eingang der tatsächlich abgerechneten Daten bei der Berichtspflichterfüllung durch betroffene Letztverbraucher bekanntgegeben werden.

**Elektrizität: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV**

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* | Neuzugänge in 2019 | 2019* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen | 275 | 317 | 289 | 389 | 163 | 552 |
| Jahresarbeit in TWh | 42,6 | 45,2 | 44,7 | 52,9 | 36,9 | 89,8 |
| Reduzierungsvolumen in Mio. Euro | 324,5 | 388,4 | 525,5 | 611,3 | 387,8 | 999,1 |

* Die Angaben für die Jahre 2018 und 2019 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte.

Tabelle 63: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung

**Elektrizität: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens nach Netzbetreiber-Kategorien**
Mio. Euro

| Netzebene | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* | Neuzugänge in 2019 | 2019* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Übertragungsnetz | 69,0 | 79,0 | 117,9 | 141,4 | 221,5 | 362,9 |
| Regionalnetz | 142,0 | 168,0 | 224,9 | 247,9 | 73,6 | 321,5 |
| Verteilnetz | 114,0 | 141,0 | 182,7 | 222,0 | 92,7 | 314,7 |
| Gesamt | 324,5 | 388,4 | 525,5 | 611,3 | 387,8 | 999,1 |

* Die Angaben für die Jahre 2018 und 2019 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte

Tabelle 64: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens nach Netzbetreiber-Kategorien, Mio. Euro

**Elektrizität: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs nach Netzbetreiber-Kategorien**
Mio. Euro

| Netzebene | 2015 | 2016 | 2017 | 2018* | Neuzugänge in 2019 | 2019* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Übertragungsnetz | 13,0 | 13,0 | 13,5 | 16,6 | 22,8 | 39,4 |
| Regionalnetz | 18,0 | 19,0 | 18,2 | 20,1 | 7,8 | 27,9 |
| Verteilnetz | 12,0 | 13,0 | 13,0 | 16,2 | 6,3 | 22,5 |
| Gesamt | 42,6 | 45,2 | 44,7 | 52,9 | 36,9 | 89,8 |

* Die Angaben für die Jahre 2018 und 2019 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte

Tabelle 65: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs nach Netzbetreiber-Kategorien, Mio. Euro

## 6.9 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 sowohl bei der Bundesnetzagentur als auch bei den Landesregulierungsbehörden über 200 Unternehmen betroffen.

Das Rückzahlungsvolumen belief sich auf 167,8 Mio. Euro zzgl. gezahlte Rückforderungszinsen in Höhe von ca. 10,5 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

Nutzer von Elektromobilen können sich über die in Deutschland verfügbaren Ladepunkte und deren Leistung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur informieren. Durch die Meldung durch die Betreiber öffentlich zugänglicher Ladepunkte und deren Veröffentlichung wird Transparenz hergestellt. Durch die Überprüfung der Ladepunkte auf die Anforderungen an die Interoperabilität wird sichergestellt, dass Nutzer von Elektromobilen an jedem Ladepunkt einen vorgeschriebenen Ladestecker vorfinden.

## 7.1 Elektromobilität/ Ladesäulen

Am 17. März 2016 ist die Ladesäulenverordnung (LSV) in Kraft getreten. Sie legt „technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile“ fest. Damit hat Deutschland als erstes Land die EU-Standards für Ladestecker aus der Richtlinie 2014/94/EU für den Aufbau dieser Infrastruktur in nationales Recht übernommen. Darüber hinaus enthält die LSV verbindliche Regelungen zu Ladestecker-Standards und für Betreiber öffentlich zugänglicher Ladepunkte eine Anzeigepflicht bei der Bundesnetzagentur.

Seit Juli 2016 erfasst die Bundesnetzagentur die Anzeigen der Betreiber von Normal- und Schnellladepunkten. Hintergrund ist die Prüfung der Einhaltung der Anforderungen an die technische Sicherheit sowie die Interoperabilität der Ladepunkte nach der Ladesäulenverordnung.

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

Der Bundesnetzagentur wurden bis zum 16. Juli 2019 insgesamt 10.797 Ladeinrichtungen mit 21.181 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 17.958 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 22 kW (Normalladepunkte) und 3.223 Schnellladepunkte.

Laut Veröffentlichung des Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV) beläuft sich im Vergleich dazu die Anzahl der Kraftstofftankstellen in Deutschland im Jahr 2019 auf 14.459 Standorten. Die Anzahl der deutschen Tankstellen ist leicht rückläufig.[54]

[54] https://www.mwv.de/statistiken/tabellenstand

Das Kraftfahrtbundesamt meldet zum Stand 1. Juli 2019 einen Bestand an Personenkraftwagen mit reinem Elektroantrieb und an Plug-In-Hybriden von 189.710 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).

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 | 1.589 | 3.094 | 608 | 12 |
| Bayern | 2.280 | 4.570 | 633 | 9 |
| Berlin | 497 | 925 | 61 | 7 |
| Brandenburg | 220 | 428 | 71 | 9 |
| Bremen | 81 | 168 | 20 | 6 |
| Hamburg | 457 | 924 | 74 | 5 |
| Hessen | 785 | 1.503 | 201 | 11 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 129 | 241 | 38 | 6 |
| Niedersachsen | 1.017 | 1.879 | 414 | 8 |
| Nordrhein-Westfalen | 1.983 | 3.894 | 388 | 9 |
| Rheinland-Pfalz | 496 | 961 | 255 | 9 |
| Saarland | 44 | 90 | 19 | 18 |
| Sachsen | 341 | 770 | 142 | 7 |
| Sachsen-Anhalt | 161 | 320 | 68 | 7 |
| Schleswig-Holstein | 476 | 932 | 119 | 7 |
| Thüringen | 315 | 631 | 136 | 6 |

*Elektromobile und Plug-in-Hybride zum Stand 1. Juli 2019

Tabelle 66: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2019)

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.

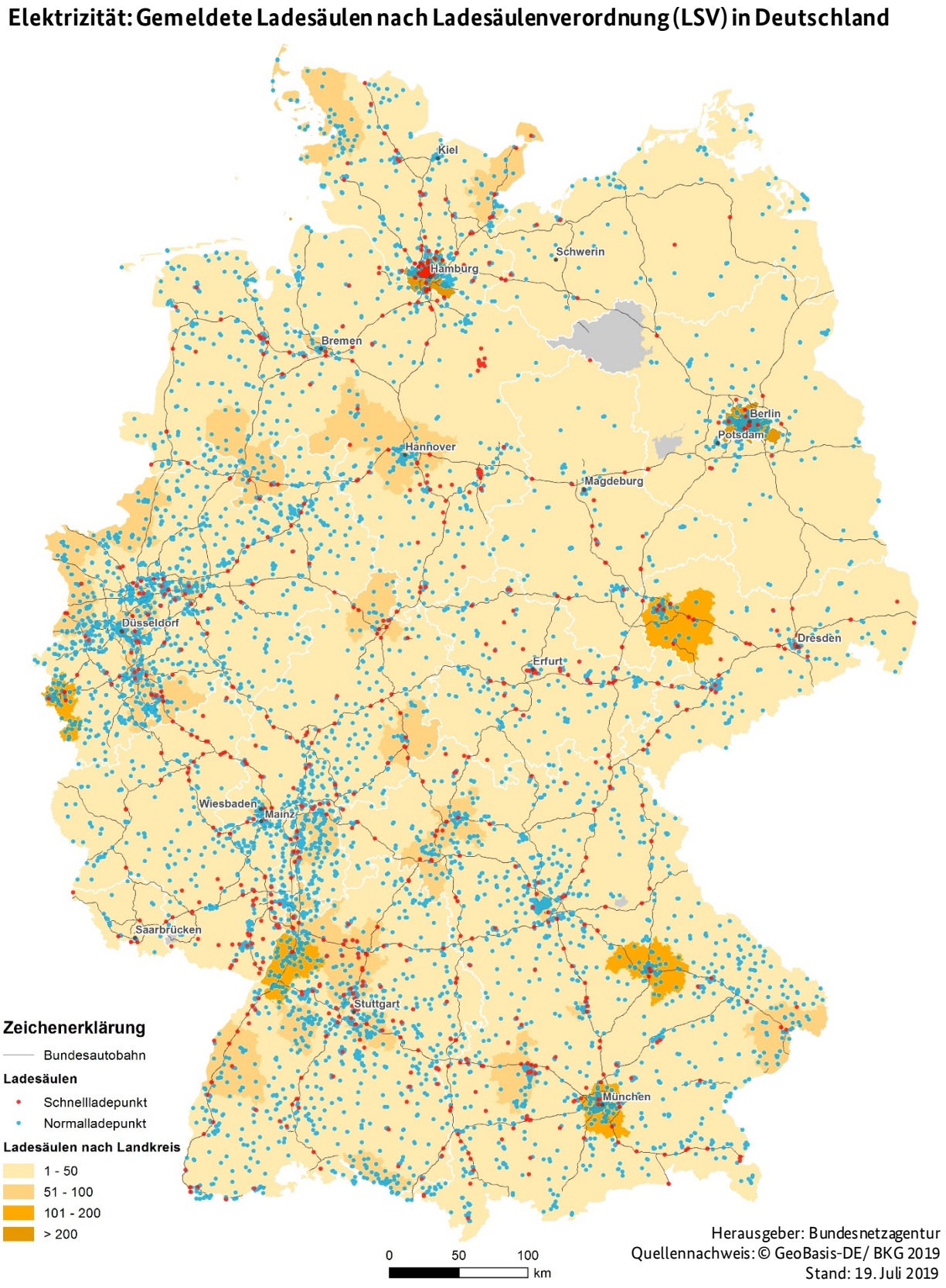



Abbildung 71: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2019

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 abhängig 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.

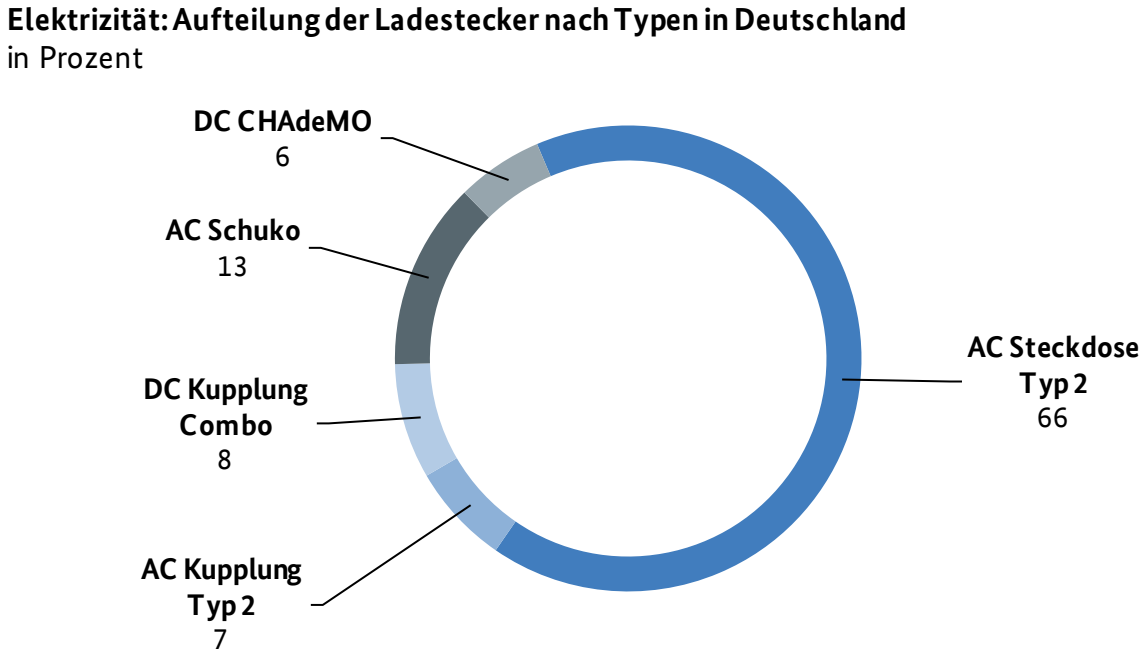



Abbildung 72: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland

Die Ladeleistungen der Ladepunkte verteilen sich wie in Abbildung 73 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.

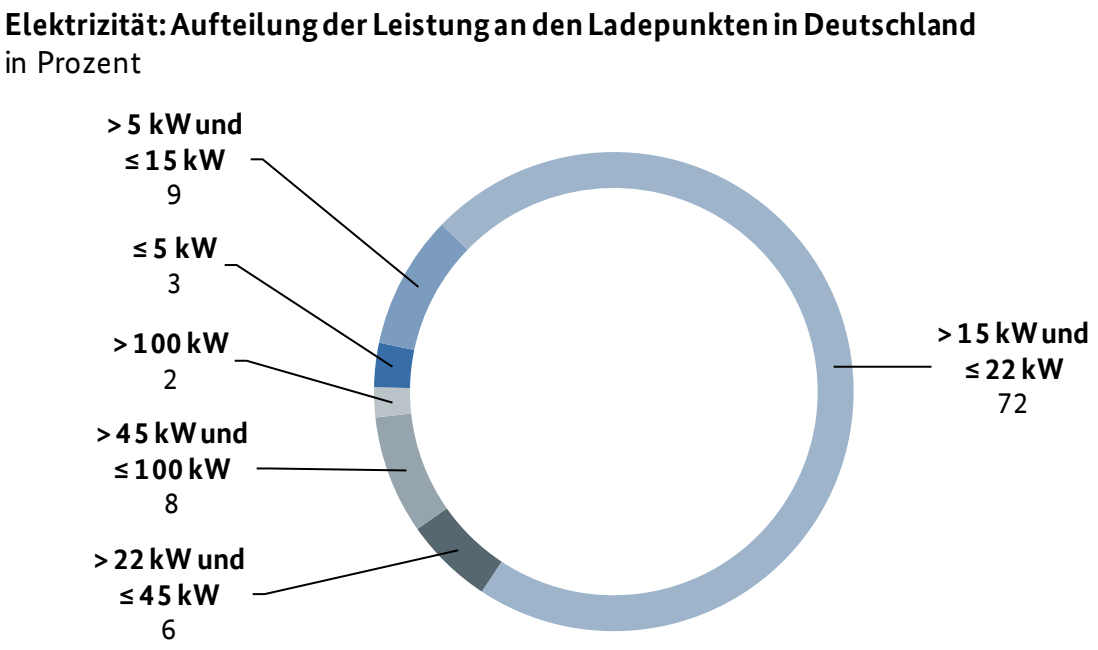



Abbildung 73: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland

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.

## 7.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

In der Niederspannungsebene haben Verteilernetzbetreiber nach § 14a EnWG die Möglichkeit, Flexibilität von Verbrauchern zu nutzen. So können sie mit steuerbaren (ehemals unterbrechbaren) Verbrauchseinrichtungen eine netzdienliche Steuerung vereinbaren und im Gegenzug ein verringertes Netzentgelt berechnen. Dadurch soll verhindert werden, dass diese gleichzeitig eine hohe Leistung aus dem jeweiligen Niederspannungsnetz beziehen und so lokale Überlastungen verursachen. Die Regelung zielt im Wesentlichen auf Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen ab.

**Elektrizität: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland**
Anzahl

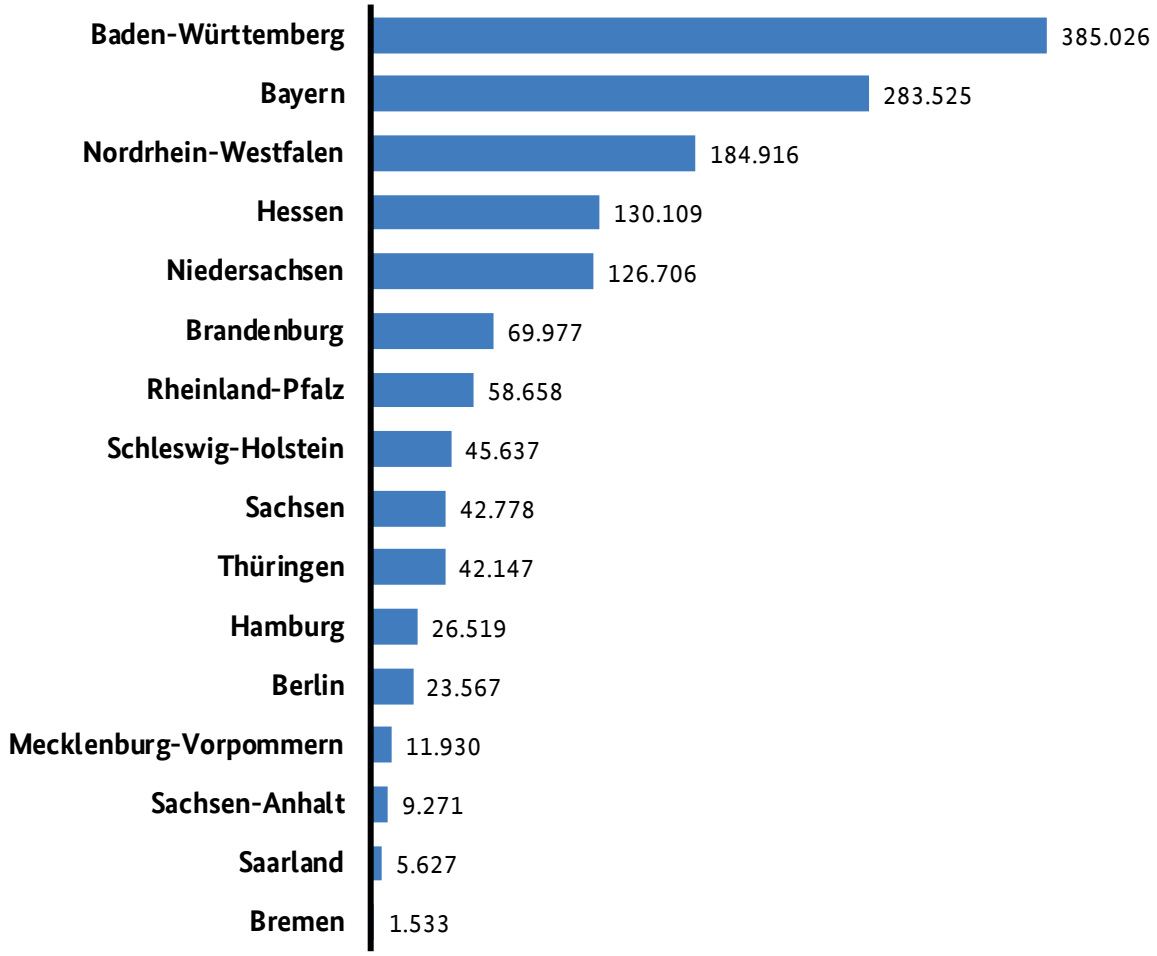



Abbildung 74: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Von den befragten 844 Netzbetreibern machen 677 Netzbetreiber von der Regelung Gebrauch und berechnen für 1.448.759 steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine Erhöhung von etwa 46.000 Verbrauchseinrichtungen. In Abbildung 74 ist die regionale Verteilung dargestellt. Dabei zeigt sich 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 diente.

**Elektrizität: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen**
in Prozent

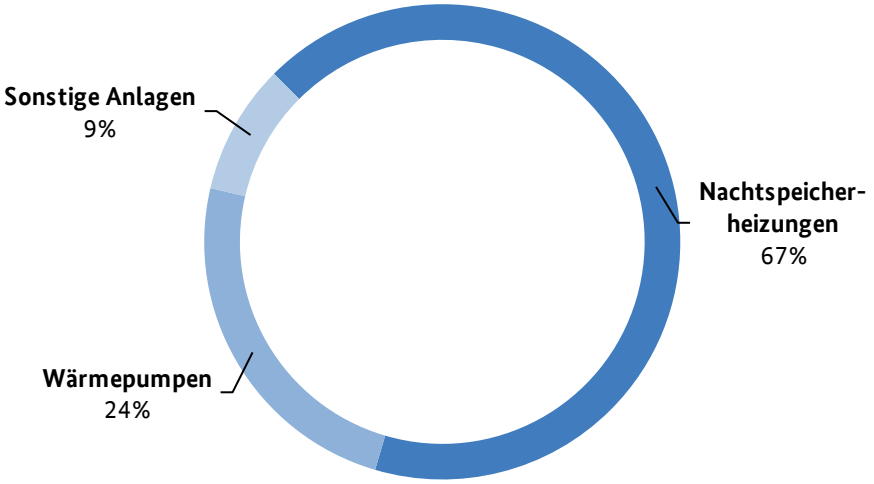



Abbildung 75: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten

Nach wie vor handelt es sich bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen (vgl. Abbildung 75). 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 2 Prozentpunkte geringer, wohingegen die Anteile von Wärmepumpen entsprechend gestiegen sind.

Im Gegenzug für die Steuerbarkeit gewähren die Netzbetreiber eine durchschnittliche Reduzierung des Netznutzungsentgeltes von 55 Prozent, was einem absoluten Nachlass von 3,44 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 91 Prozent des Netznutzungsentgeltes, der niedrigste hingegen nur 6 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 bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen Signale über die Rundsteuertechnik. Die modernere Fernwirktechnik wird hingegen von nur knapp 2 Prozent der Netzbetreiber eingesetzt. Etwa 5 Prozent der Netzbetreiber verbaut überhaupt keine Steuerungstechnik. Hingegen setzen mehr als 30 Prozent der Netzbetreiber Zeitschaltungen ein. Eine genauere Aufteilung der verwendeten Steuerungstechniken ist in Abbildung 76 dargestellt.

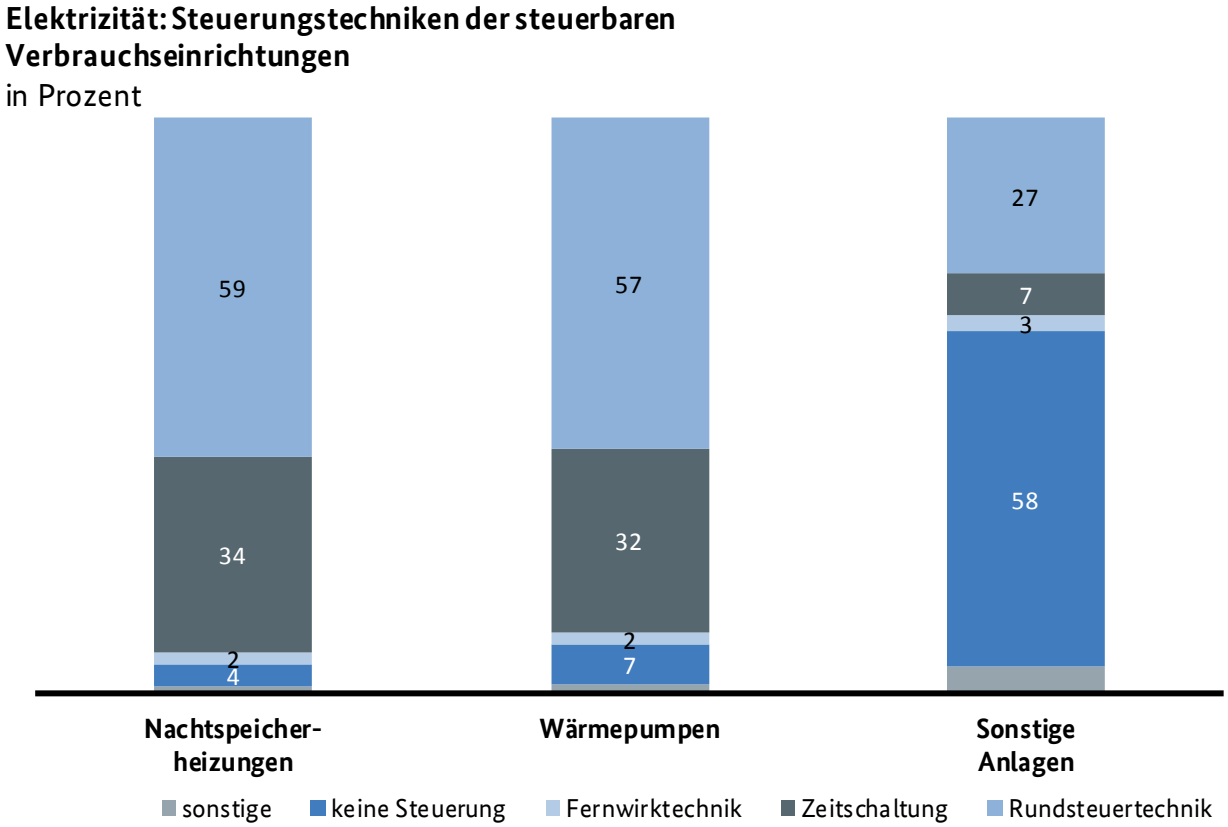



Abbildung 76: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

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. 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 des Weiteren eine Rückmeldung über die Durchführung der Steuerungshandlung. Im Vergleich zur Zeitschaltung bietet das intelligente Messsystem weiterhin 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 Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von 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 Systemdienstleistungen[55], die über die Netzentgelte gewälzt werden, sind im Jahr 2018 auf rund 1.881,39 Mio. Euro gesunken (2017: 1.983,1 Mio. Euro).

Hauptkostenblöcke waren im Jahr 2018 die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 415,5 Mio. Euro (2017: 480,0 Mio. Euro; -13 Prozent), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt 351,5 Mio. Euro (2017: 391,6 Mio. Euro; -10 Prozent), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 635,4 Mio. Euro (2017: 609,9 Mio. Euro; +4 Prozent), die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 123,3 Mio. Euro (2017: 145,5 Mio. Euro; -15 Prozent) und die Verlustenergie mit etwa 273,2 Mio. Euro (2017: 280,4 Mio. Euro; -3 Prozent).

Ein Grund für das erneute Sinken der Vorhaltekosten für Regelleistung um 52,6 Mio. Euro ist das abermals zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten (siehe auch folgendes Kapitel I.D.2.1). Die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Countertrading, Einspeisemanagement) bewegen sich mit insgesamt 1.438,5 Mio. Euro weiterhin auf hohem Niveau, sind im Vergleich zum Jahr 2017 aber leicht gesunken (siehe auch Kapitel I.C.5). Die Entwicklung der Kosten der Systemdienstleistungen von 2014 bis 2018 kann in Abbildung 77 nachvollzogen werden. Die Aufteilung der Kosten für das Jahr 2018 findet sich in Abbildung 78.

[55] Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) sowie Kosten für Netzreservekraftwerke und abschaltbare Lasten nach AbLaV.

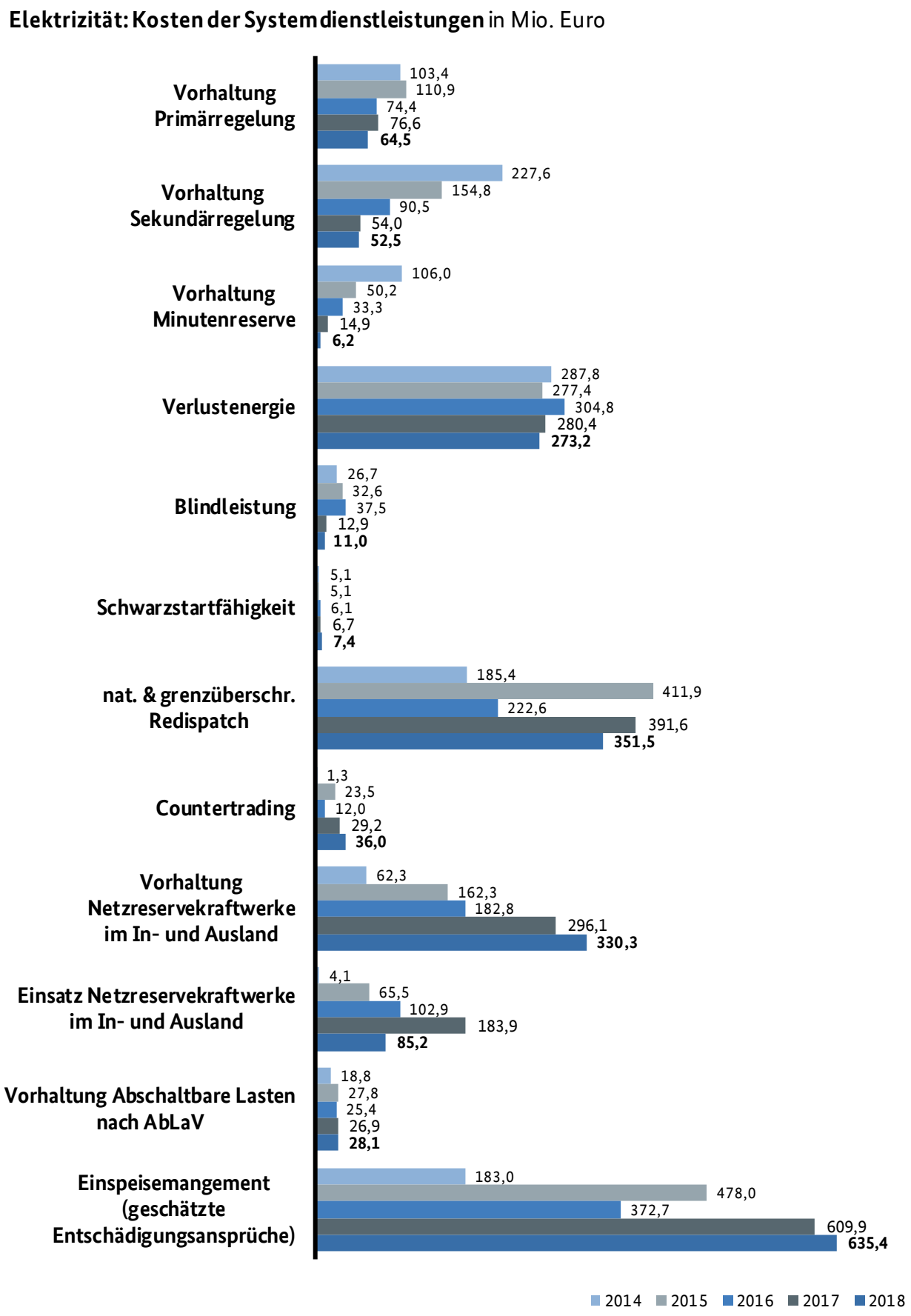
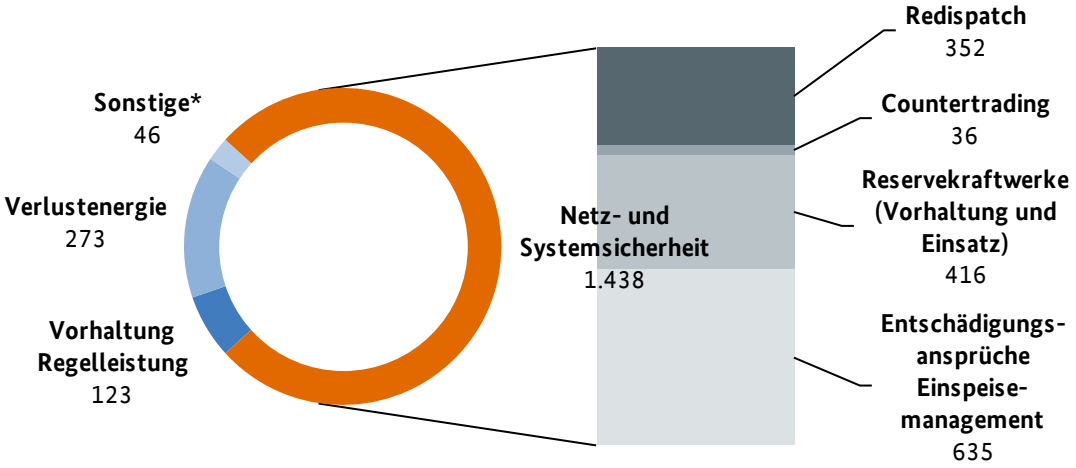



Abbildung 77: Kosten der Systemdienstleistungen im Zeitraum von 2014 bis 2018

**Elektrizität: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2018**
in Mio. Euro




*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach AblaV

Abbildung 78: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2018

## 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.[56] 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 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.[57]

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

[57] 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

- Sekundärregelreserve – Die Sekundärregelreserve gehört zu den sogenannten Frequenzwiederherstellungsreserven, die die Netzfrequenz nach einem Störereignis wieder auf die Sollfrequenz von 50Hertz 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.

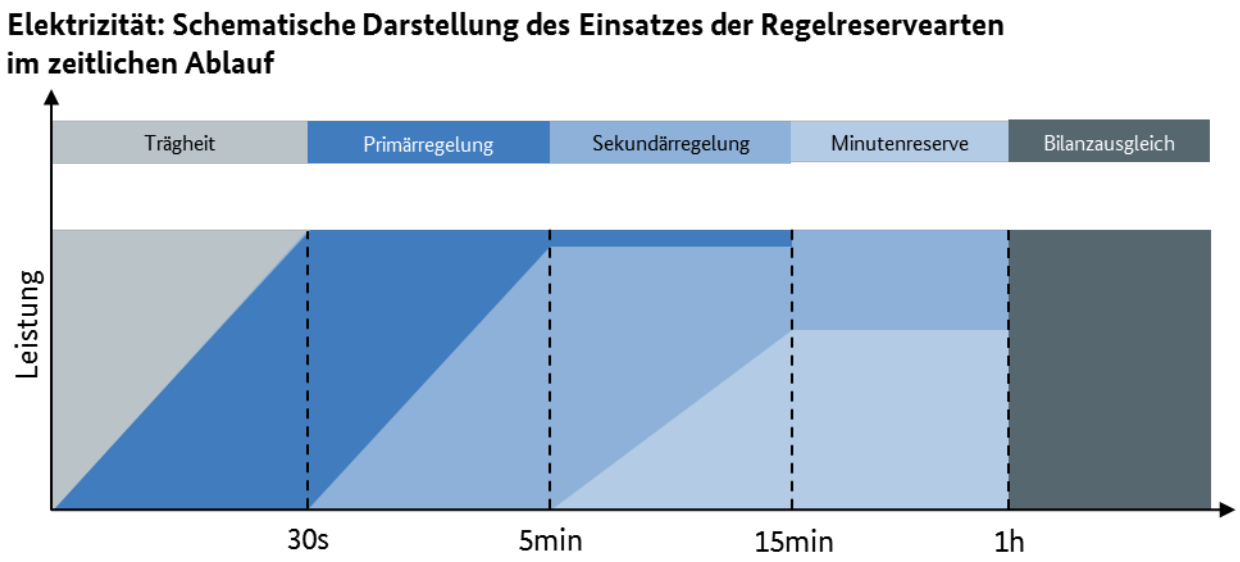



Abbildung 79: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf

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 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.

---

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.

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 Deutschlang hinweg ausgeweitet. Im Rahmen der International Grid Control Cooperation (IGCC) existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich und Frankreich 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 Regelarbeit 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 Sekundärregelarbeit 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, erfolgte seitens der ÜNB bisher nach den Vorgaben der Festlegungen der Bundesnetzagentur zur PRL, SRL und MRL in deutschlandweiten Ausschreibungen.

Für die Beschaffung von Sekundärregelreserve und Minutenreserve wird das Ausschreibungsdesign jedoch aufgrund neu in Kraft getretener europäischer Vorschriften[58] künftig umgestaltet werden. Dort ist vorgesehen, dass die ÜNB für die SRL und die MRL, die im europäischen Kontext als „Frequency Restauration Reserve with automatic activation" (aFRR) bzw. als „Frequency Restauration Reserve with manual activation" (mFRR) bezeichnet werden, einen Regelarbeitsmarkt einzuführen haben. Den von den ÜNB eingereichten Antrag zum Regelarbeitsmarkt hat die Bundesnetzagentur am 2. Oktober 2019 unter dem Az. BK6-18-004-RAM genehmigt. Die Genehmigung sieht vor, dass ab Mitte 2020 eine getrennte Ausschreibung von Regelleistung und Regelarbeit durchgeführt wird. Ist bisher eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Erbringung von Regelarbeit, kann dann Regelarbeit von sämtlichen präqualifizierten Anbietern erbracht werden und zwar – im Gegensatz zum bisherigen 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.

---

[58] 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.

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.[59] 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 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. So betrug die Zahl der in Deutschland präqualifizierten Anbieter von Regelreserve bis zum 24. Juni 2019 bei der PRL 30 (2018: 24, 2013: 14), für SLR 37 (2018: 38, 2013: 20) und für MRL 45 (2018: 46, 2013: 36).[60] Somit ist die Zahl der Anbieter für PRL erneut stark angestiegen. Nach einem starken Anstieg der Anzahl der präqualifizierten Anbieter für SRL und MRL in den vergangenen Jahren, ist die Zahl der Anbieter dieser Regelreservearten im letzten Jahr auf hohem Niveau stabil geblieben. Die hohe Zahl an Regelreserveanbietern verdeutlicht die Attraktivität der Regelreservemärkte.

**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 80 zeigt, dass der vorzuhaltenden PRL-Bedarf der deutschen ÜNB in den vergangenen Jahren kontinuierlich leicht angestiegen ist. Auch in 2018 hat sich der Bedarf erneut von 603 MW in 2017 auf 620 MW leicht erhöht.

---

[59] In einem vorerst bis Ende 2019 laufenden Pilotprojekt der regelzonenverantwortlichen ÜNB wird Windenergieanlagen schon heute die Gelegenheit eingeräumt, sich für die Bereitstellung von MRL präqualifizieren zu lassen und MRL zu erbringen.

[60] Erste Windenergieanlagen konnten zwar erfolgreich für die Bereitstellung negativer MRL präqualifiziert werden, haben sich aber u. a. aufgrund betriebswirtschaftlicher Erwägungen bisher nicht an den Ausschreibungen beteiligt.

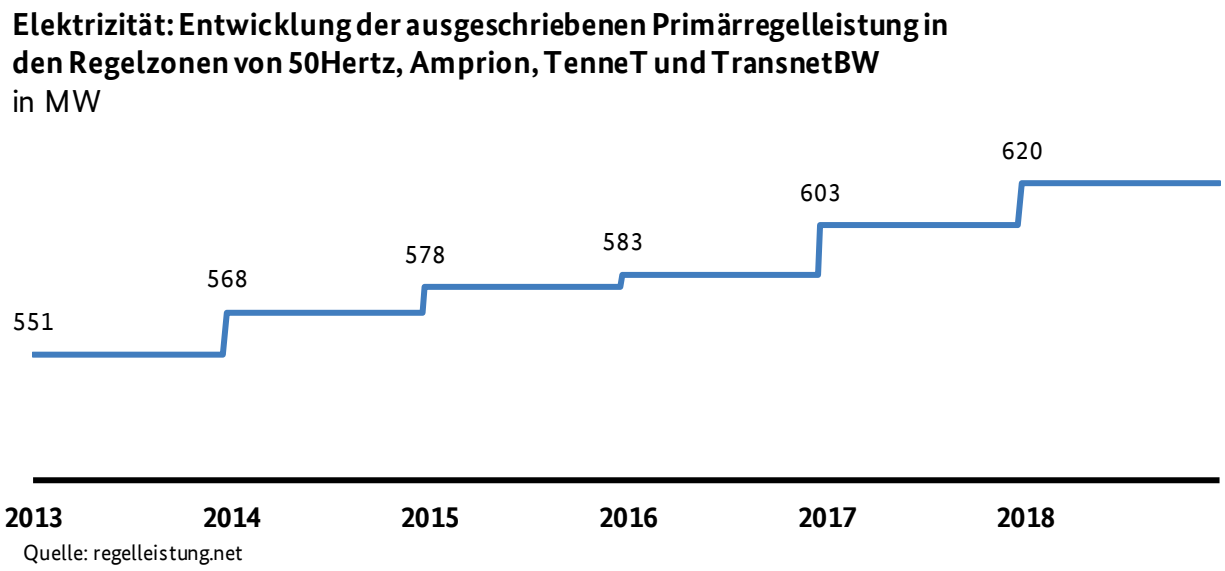



Abbildung 80: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

**Vorhaltung von Sekundärregelleistung**

Abbildung 81 zeigt, dass im Jahr 2018 sowohl die durchschnittlich ausgeschriebene positive als auch die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL weiterhin leicht gesunken ist. So lag die durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL bei 1.876 MW (2017: 1.906 MW) und die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL bei 1.780 MW (2017: 1.835 MW).

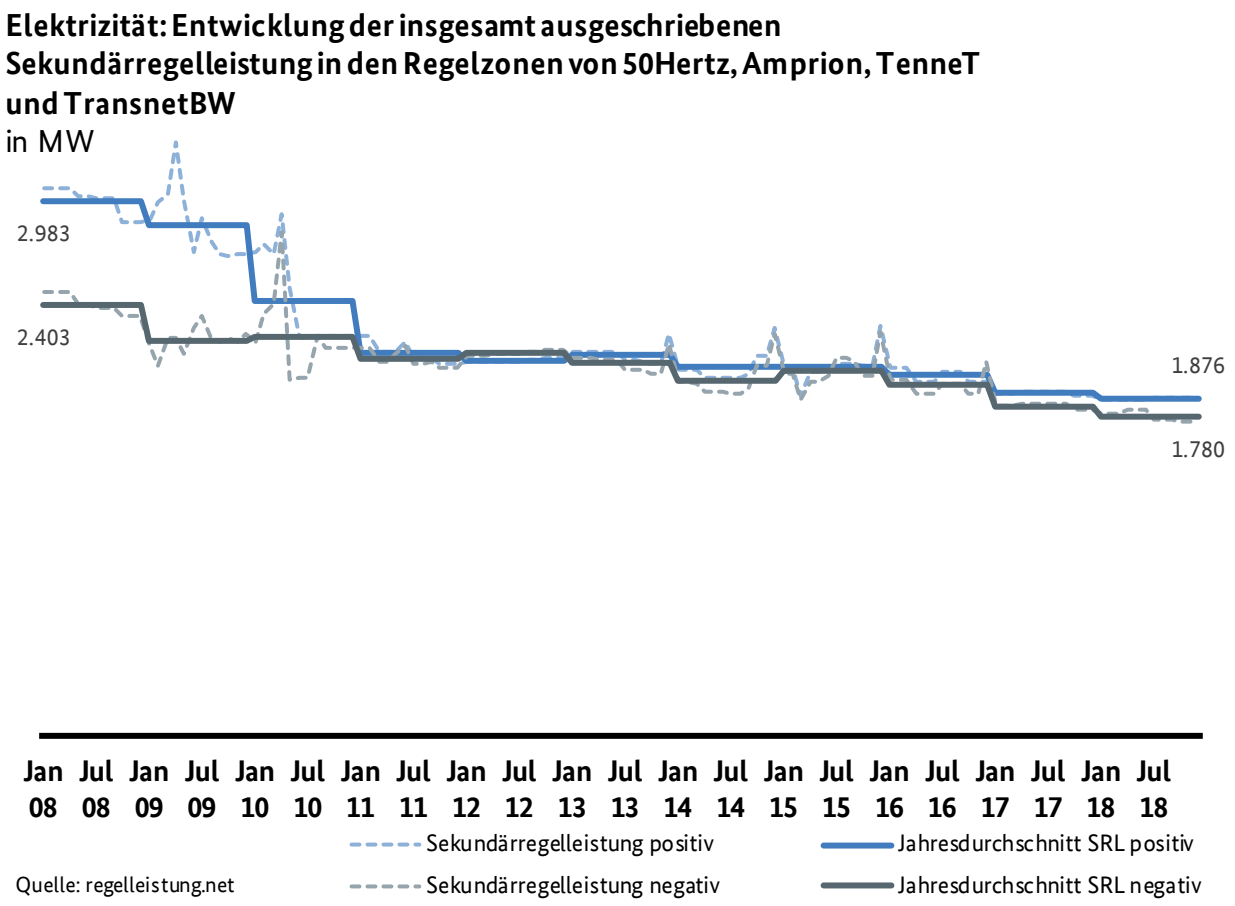



Abbildung 81: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Analog ist auch die Menge der minimal und maximal ausgeschriebenen SRL (positiv und negativ) gegenüber dem Vorjahr erneut leicht gesunken (siehe Tabelle 67).

**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 |
| 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 |

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 67: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung

In der langfristigen Betrachtung ist festzustellen, dass die unterjährigen Schwankungen der ausgeschriebenen SRL in den letzten Jahren moderat ausfallen, auch wenn in 2018 ein leichter Anstieg zu verzeichnen ist. So schwankte der Bedarf an positiver SRL in 2018 von 1.869 MW bis 1.907 MW (2017: von 1.890 MW bis 1.920 MW) und der Bedarf an negativer SRL von 1.745 MW bis 1.820 MW (2017: von 1.818 MW bis 1.846 MW).

**Vorhaltung von Minutenreserveleistung**

Bei der Vorhaltung von MRL ergibt sich in der langfristigen Betrachtung ein uneinheitlicheres Bild. Die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL ging zunächst in den Jahren 2008 bis 2012 sukzessive von 3.191 MW auf 1.907 MW zurück, während sie in den Jahren 2013 und 2014 bei durchschnittlich 2.482 MW und 2.376 MW lag. Seit 2015 fällt die durchschnittliche ausgeschriebene positive MRL wieder kontinuierlich. In 2018 fiel sie im Vergleich zum Vorjahr nochmals von durchschnittlich 1.318 MW in 2017 auf durchschnittlich 1.166 MW. Der Bedarf an positiver MRL schwankte dabei aber zwischen 641 MW und 1.419 MW.

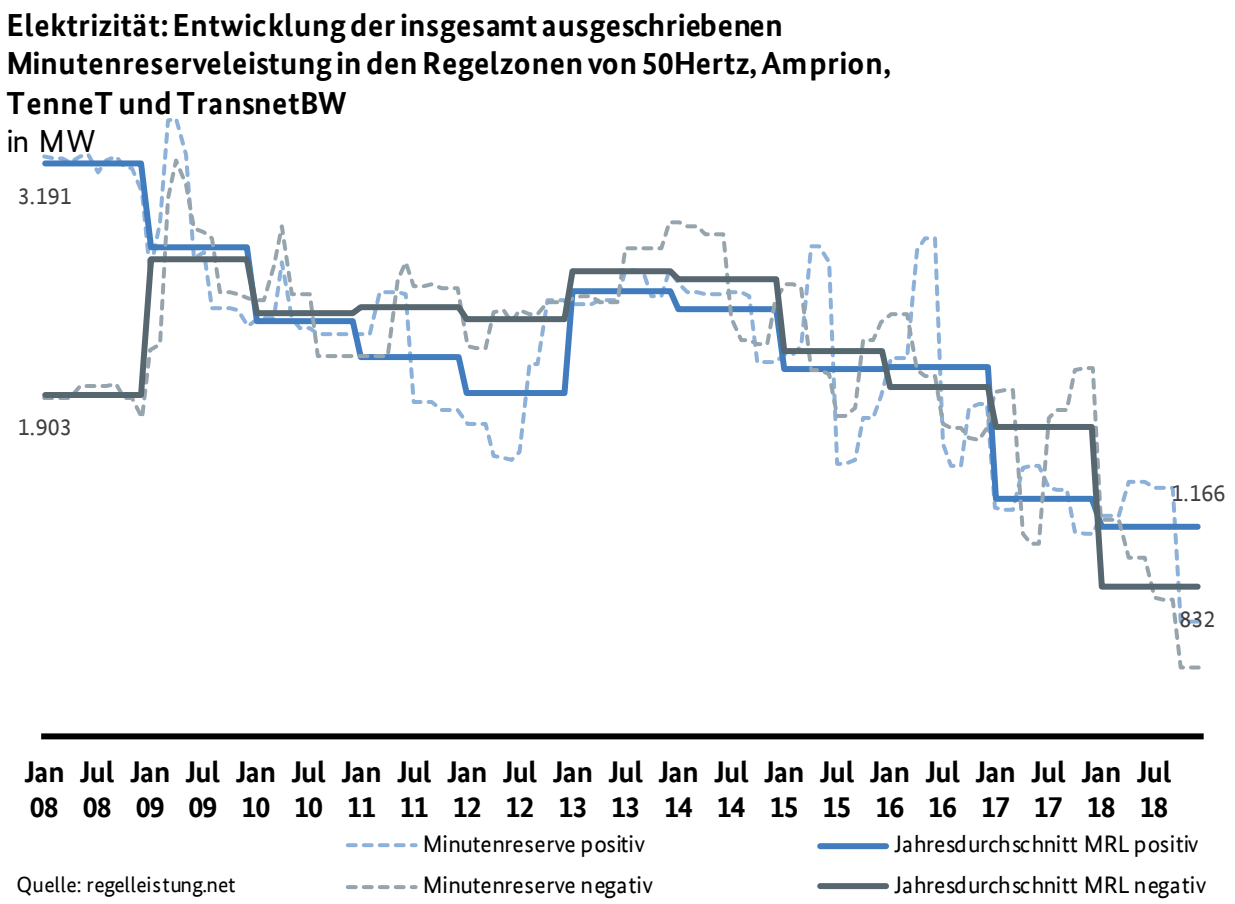



Abbildung 82: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die durchschnittlich vorgehaltene negative MRL ist im Vergleich zum Vorjahresdurchschnittswert von 1.717 MW in 2017 auf durchschnittlich 832 MW in 2018 gesunken. Dabei ist die Ausschreibungsmenge der negativen MRL im Jahresverlauf kontinuierlich von maximal 1.199 MW im Januar 2018 auf den Minimumwert von 375 MW im Dezember 2018 gesunken. Die Spanne zwischen der minimalen und der maximalen negativen MRL hat sich nach einem Anstieg im letzten Jahr hingegen wieder verringert. (siehe auch Tabelle 68).

**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 |
| 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 |

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 68: 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) in 2018 nur leicht gestiegen.

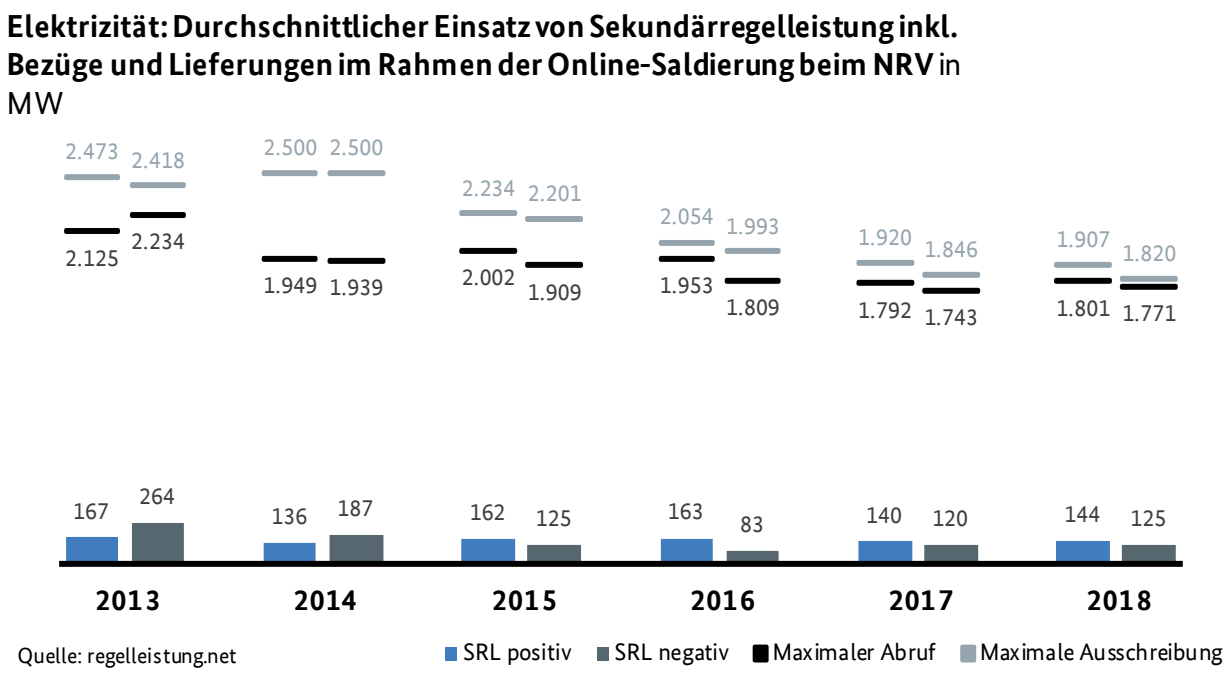



Abbildung 83: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

Bezogen auf 2018 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,3 TWh (2017: 1,2 TWh) für positive SRL und 1,1 TWh (2017: 1,1 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich die Gesamtarbeitssumme damit so gut wie nicht verändert.

Im Jahresmittel wurden 2018 knapp acht Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und knapp sieben Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt (siehe Abbildung 83). Hierbei ist allerdings zu beachten, dass in insgesamt 88 Viertelstunden des Jahres Leistungen abgerufen wurden, welche mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung entsprechen, so dass sich der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt. Der maximal abgerufene Wert für positive SRL (1.801 MW) und für negative SRL (1.771 MW) lag jeweils nur geringfügig unter der maximal ausgeschriebenen Leistung von 1.907 MW (positive SRL) und 1.820 MW (negative SRL).

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.[61]

[61] 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"}

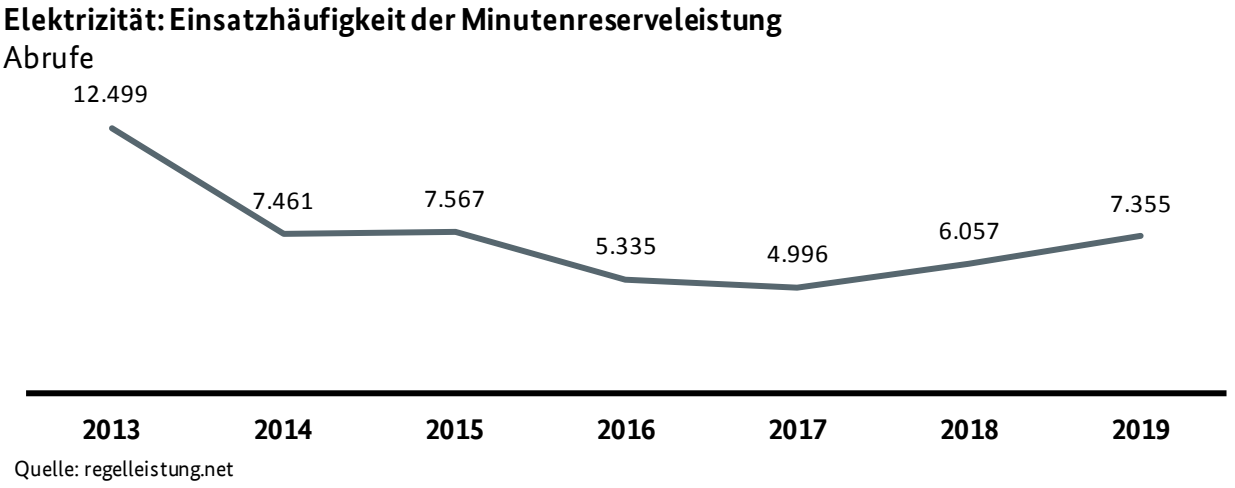



Abbildung 84: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Mit insgesamt 6.057 Abrufen liegt die Einsatzhäufigkeit der MRL rund 20 Prozent über dem Vorjahreswert. Im Jahr 2018 wurde die negative MRL insgesamt 2.308-mal angefordert (2017: 1.641). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich in 2018 in Summe auf 3.749 Abrufe (2017: 3.355)[62].

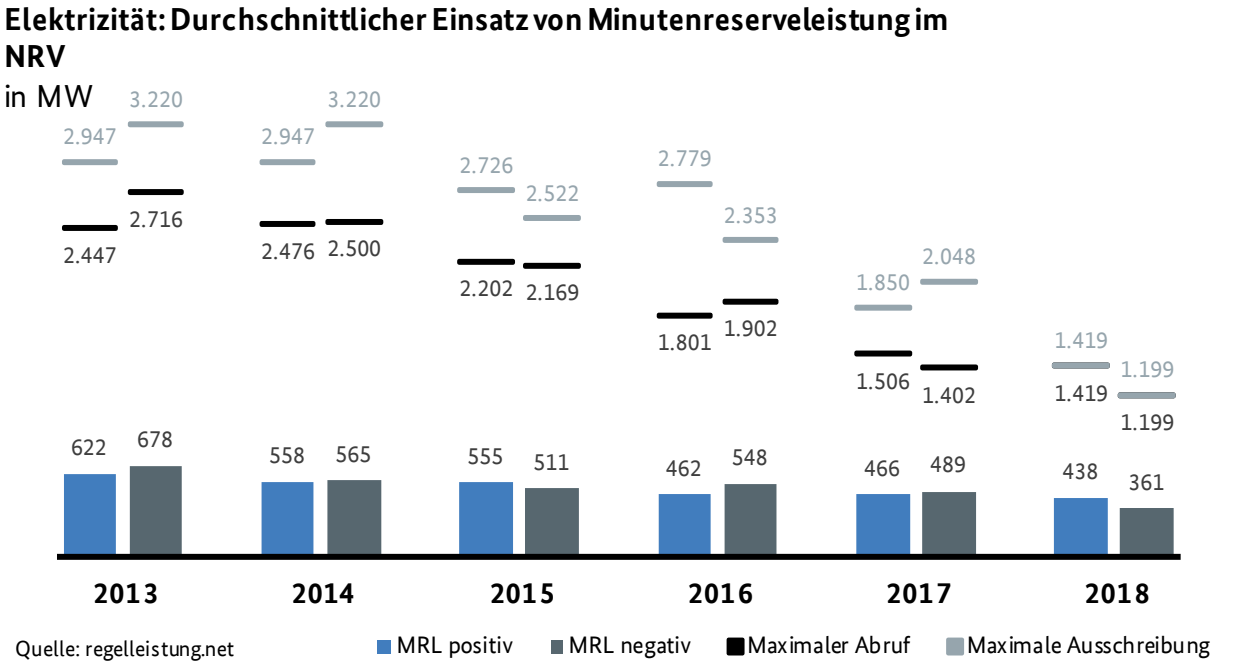



Abbildung 85: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV

In den Viertelstunden, in denen die Minutenreserve abgerufen wird, werden im Durchschnitt 31 Prozent der ausgeschriebenen positiven MRL und 30 Prozent der ausgeschriebenen negativen MRL eingesetzt. Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit 438 MW in 2018 im Mittel

[62] Die Einsatzhäufigkeit der SRL ist hier nicht separat dargestellt, da sie in nahezu jeder Viertelstunde abgerufen wird.

etwas niedriger als im Jahr 2017 (466 MW). Mit 361 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2018 sank auch die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr (2017: 489 MW).

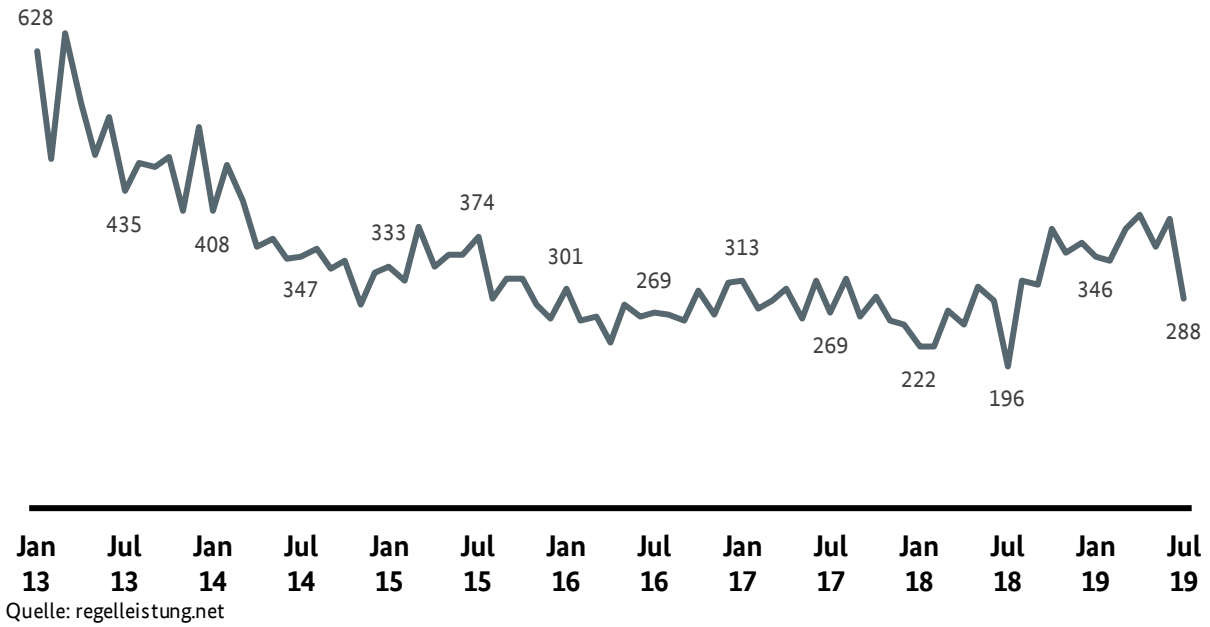
Hierbei ist allerdings, wie bei der SRL, zu beachten, dass in einigen Viertelstunden die vorgehaltene MRL nahezu vollständig abgerufen wurde. In 422 Fällen mussten mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung abgerufen werden, so dass sich auch hier der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

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 MRL wurde dagegen in 2018 jeweils nur etwa 1 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und negativen MRL eingesetzt.

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2018 eine Energiemenge in Höhe von etwa 123 GWh (2017: 135 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 63 GWh (2017: 72 GWh) eingesetzt. Damit ist sowohl bei der positiven als auch bei der negativen MRL die Einsatzhäufigkeit gestiegen, die eingesetzte Menge jedoch gesunken.

In Abbildung 86 ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalenderwoche für den Zeitraum von 2013 bis 2018 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 weiterhin auf dem hohen Niveau.

**Elektrizität: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelenergie (SRL und MRL)** in MW




Quelle: regelleistung.net

Abbildung 86: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelenergie (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 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 war es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante Bilanzkreisungleichgewichte zu vermeiden. Extreme regelzonenübergreifende einheitliche Ausgleichsenergiepreise können durch die angewandte mathematische Berechnungsformel auch bei einem nahezu ausgeglichenen NRV (Regelzonensaldo der abgerufenen Regelarbeit im NRV ist nahe Null) auftreten. Man spricht dann von sogenannten „Nulldurchgängen“. Bis April 2016 wurde der Ausgleichenergiepreis in diesen Fällen auf den höchsten Arbeitspreis eines in dieser Viertelstunde aktivierten Regelarbeitsangebots begrenzt. Wenn von den Anbietern jedoch entsprechend hohe Arbeitspreise geboten wurden, entstanden trotz Kappung auch hohe Ausgleichsenergiepreise. Seit Mai 2016 kommt mit dem „Linearisierten Stufenmodell“ eine von den Marktteilnehmern als Branchenkompromiss entwickelte und von der Bundesnetzagentur – in Ergänzung zu den bestehenden Regelungen der Festlegung BK6-12-024 – nicht zu beanstandende aktualisierte Berechnungsmethodik des Ausgleichenergiepreises zur Anwendung.[63] Der Ausgleichsenergiepreis der jeweiligen Viertelstunde wird nunmehr durch einen neuen Berechnungsschritt bei einem NRV-Saldo zwischen -500 MW und +500 MW zusätzlich zu der bereits bestehenden Kappung begrenzt.[64]

---

[63] Mitteilung der Bundesnetzagentur zur Anwendung des „Linearisierten Stufenmodells“: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2012/2012_0001bis0999/2012_001bis099/BK6-12-024/BK6-12-024_Mitteilung_vom_20_04_2016.html

[64] Weitere Erläuterungen finden sich unter https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap.

Der bisher maximale Ausgleichsenergiepreis im NRV wurde im Jahr 2017 abgerufen und betrug 24.455 Euro/MWh (siehe Tabelle 69). Auf diesen hohen Ausgleichsenergiepreis wurde im Monitoringbericht 2018 ab Seite 195 näher eingegangen. Zu diesem mit Abstand bisher höchsten Ausgleichsenergiepreis kam es aufgrund von in der Minutenreserve abgerufener Arbeitspreisgebote von 77.777 Euro/MWh. Zwar sind sowohl für die Sekundärregelung als auch für die Minutenreserve bereits in der Vergangenheit vergleichbar hohe Arbeitspreise geboten worden. Neu an der Situation vom 17. Oktober 2017 war allerdings, dass diese nicht erst am Ende, sondern bereits in der Mitte der Abrufliste (Merit-Order) auftraten und daher auch ein mengenmäßig erheblicher Abruf derartiger Gebote stattfand. Die Analyse der Ursachen der extrem hohen Arbeitspreisgebote hat gezeigt, dass der bisherige Zuschlagsmechanismus bei der Beschaffung von Regelenergie, der eine Bezuschlagung allein auf Basis des Leistungspreises vorsah, einer Weiterentwicklung bedurfte. Mit den Festlegungen BK6-18-019 und BK6-18-020 aus dem Jahr 2018 wurde der Zuschlagsmechanismus dergestalt geändert, dass zusätzlich zum Leistungspreis auch der gebotene Arbeitspreis in die Zuschlagsentscheidung einfließt. Die genannten Festlegungen wurden vom OLG Düsseldorf mit Urteil VI-3 Kart 806/18 [V] vom 22. Juli 2019 aufgehoben.

## 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 |

Quelle: regelleistung.net

Tabelle 69: Maximale Ausgleichsenergiepreise

In 2018 lag der maximale Ausgleichsenergiepreis bei rund 2.014 Euro/MWh. Insgesamt traten in 2018 in 3.043 Viertelstunden Maximalwerte von über 500 Euro/MWh auf.

Der durchschnittliche, mengengewichtete Preis für Ausgleichsenergie (pro Viertelstunde) im NRV ist im Jahr 2018 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung, d. h. durch Regelreserveanbieter wird der Verbrauch reduziert oder die Einspeisung von Energie erhöht) gegenüber dem Vorjahr gestiegen und liegt bei 81,28 Euro/MWh (+4 Prozent). Der durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis im Fall eines positiven Regelzonensaldos liegt somit etwa 84 Prozent[65] über dem Durchschnittspreis im Intraday-Handel

[65] Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intraday-Handels (Peak) von 44,22 Euro/MWh für das Jahr 2018.

(Peak) des Jahres 2018. 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 -1,62 Euro/MWh und liegt somit erstmals nahe 0 Euro/MWh.

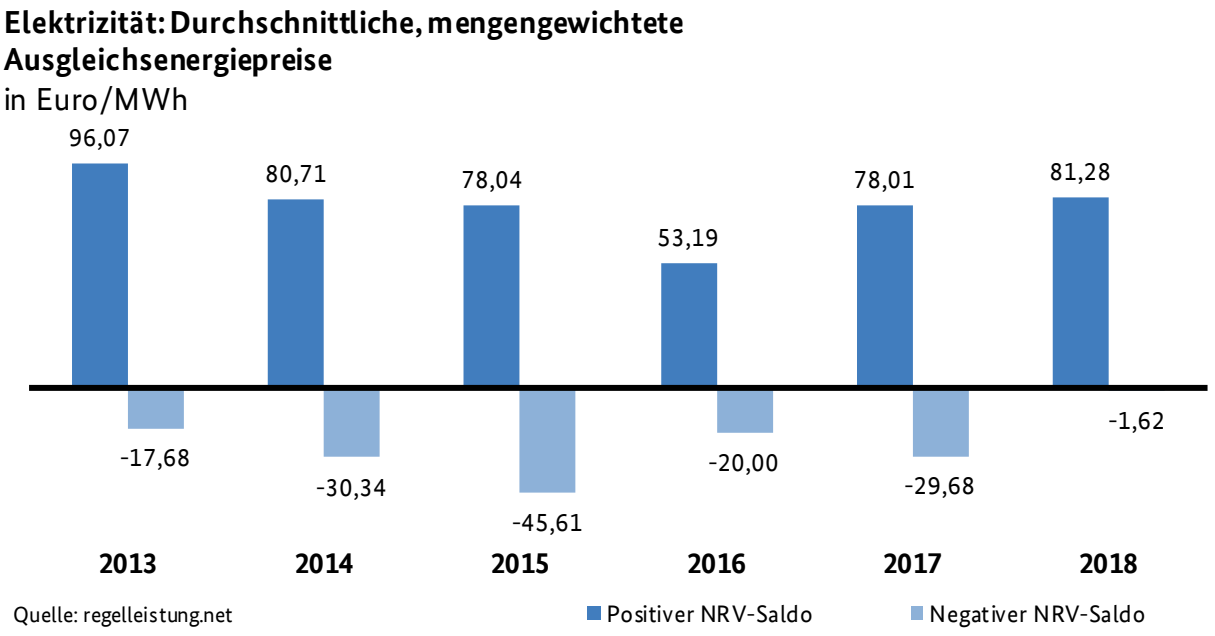



Abbildung 87: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise

# 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 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

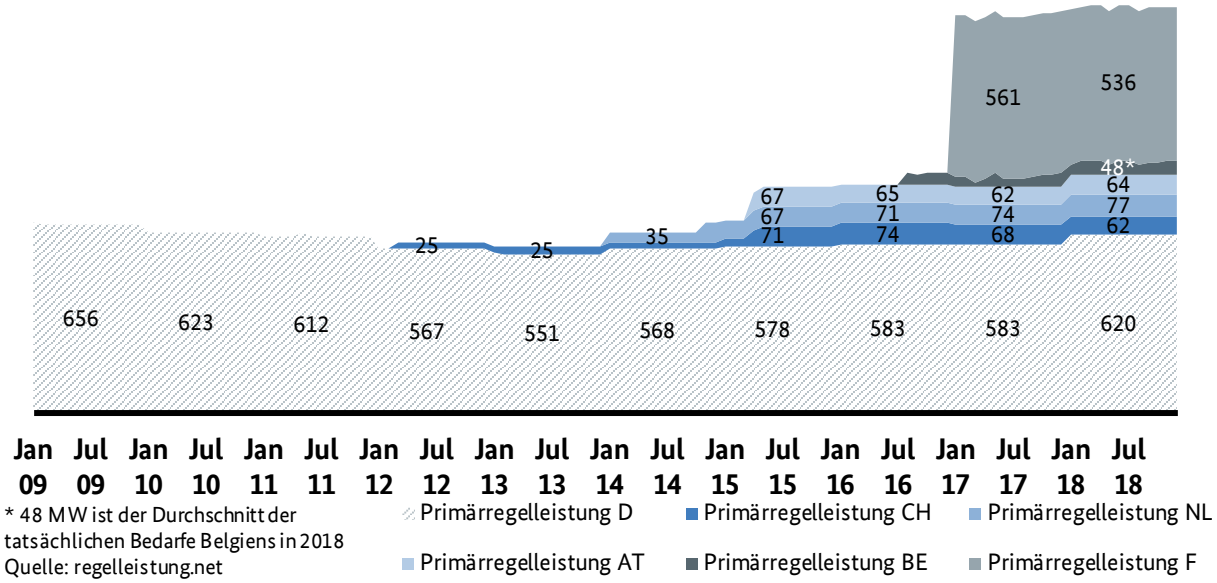



Abbildung 88: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F)

Seit März 2012 nimmt der schweizerische Netzbetreiber Swissgrid an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil und beschafft nach anfangs 25 MW nunmehr 62 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 64 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 536 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 Produktdesigns[66]. Die Änderungen sahen im Wesentlichen vor:

[66] Entsprechend dem Beschluss vom 13. Dezember 2018 unter dem Aktenzeichen BK6-18-006.

- 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 Produktdauer 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.

## 3.2 Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds

In den vergangenen Jahren ist die Ausweitung von „Modul 1“ des deutschen Netzregelverbunds (NRVs), das einen gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung in verschiedenen Regelzonen vermeidet, durch die deutschen ÜNB kontinuierlich vorangetrieben worden. Im Rahmen des internationalen NRVs (IGCC – International Grid Control Cooperation) existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark (seit Oktober 2011), Niederlande (seit Februar 2012), Schweiz (seit März 2012), Tschechien (seit Juni 2012), Belgien (seit Oktober 2012), Österreich (seit April 2014) und Frankreich (seit Februar 2016) eine Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“. Im Februar 2019 konnte mit dem Beitritt von Kroatien und Slowenien der internationale NRV nochmals ausgeweitet werden.

Im Rahmen des internationalen NRVs werden die Leistungsungleichgewichte und damit der Bedarf an Sekundärregelleistung der teilnehmenden Regelzonen automatisch erfasst und physikalisch saldiert. Bei diesem sogenannten „Imbalance Netting“ liefern ÜNB, deren Regelzonen einen Überschuss an Energie aufweisen, Energie an Regelzonen mit einem Mangel an Energie. Für den notwendigen Energieaustausch werden keine grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten reserviert. Die Energie wird höchstens bis zu der nach Handelsschluss des Intraday-Markts noch zur Verfügung stehenden freien Restkapazität an der Grenze ausgetauscht. Die Verordnung (EU) 2017/2195 (EB-Verordnung) sieht vor, dass „Imbalance Netting“ künftig durch alle europäischen ÜNB verbindlich zu implementieren ist, sofern sie Sekundärregelleistung nutzen.

Um dafür bereits frühzeitig Erfahrungen in technischer wie auch organisatorischer Hinsicht zu sammeln, wurde der internationale NRV (IGCC) von ENTSO-E zu einem europäischen Pilotprojekt erklärt, das perspektivisch zur kontinentaleuropäischen Imbalance Netting Plattform wird. Das Projekt wird unter der Leitung der Bundesnetzagentur regulatorisch begleitet.

## 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. Diese Zusammenarbeit der deutschen und österreichischen ÜNB ist auch wichtig im Hinblick auf die Ende 2017 in

Kraft getretene Verordnung (EU) 2017/2195, die für künftig stärker zusammenwachsende Regelreservemärkte ebenfalls einen grenzüberschreitenden Abruf von Regelarbeit aus einer gemeinsamen Abrufliste vorsieht.

Für die nahe Zukunft beabsichtigen die regelzonenverantwortlichen ÜNB aus Deutschland und Österreich, auch einen Teil ihres nationalen Bedarfs an Sekundärregelleistung grenzüberschreitend zu beschaffen. 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 im Januar 2013 in Kraft und wurde durch Inkrafttreten der novellierten Fassung am 1. Oktober 2016 abgelöst. Die Ausschreibungen der ÜNB erfolgten ab April 2017 wöchentlich für einen Ausschreibungszeitraum jeweils von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr für eine Gesamtabschaltleistung von 750 MW an sofort abschaltbaren Lasten) sowie einer Gesamtabschaltleistung von 750 MW 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 wurden sowohl im Hinblick auf die Beteiligung an den wöchentlichen Ausschreibungsverfahren als auch in Bezug auf die Anzahl der Abrufe und Abrufmengen deutliche Veränderungen festgestellt. Danach hatten sich die durchschnittlichen Gebotsmengen wesentlich 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 2018 – und somit vor der Einleitung des förmlichen Festlegungsverfahrens zur Anpassung dieser Gesamtabschaltleistung – angebotene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. Über den gesamten zeitlichen Verlauf ist eine nahezu konstante kontrahierte Abschaltleistung zu erkennen, die deutlich unterhalb der jeweils ausgeschriebenen Gesamtabschaltleistung liegt. Auch das Verhältnis der sofort zu den schnell abschaltbaren Lasten ist – bis auf wenige Ausnahmen – nahezu konstant.

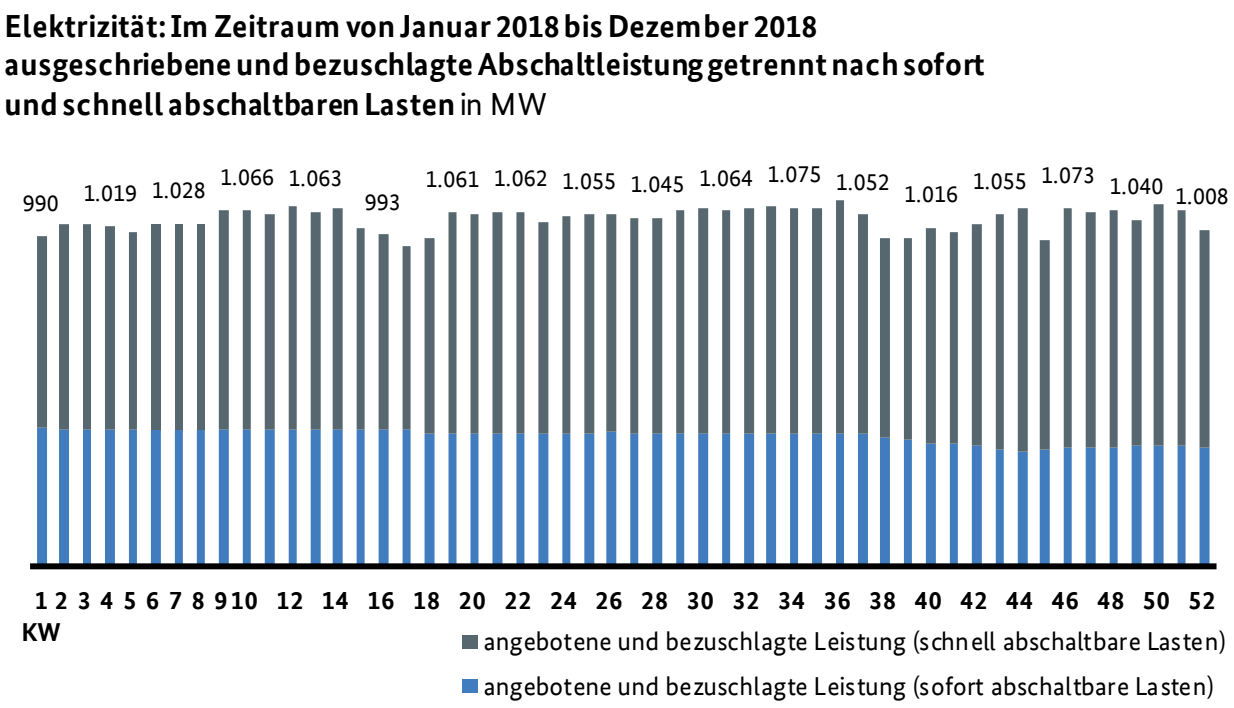



Abbildung 89: Im Zeitraum von Januar 2018 bis Dezember 2018 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.

## 4.2 Präqualifizierte Leistung

Bis zum Ende des Jahres 2018 haben 21 Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 559 MW am Vorverfahren zur Präqualifizierung nach § 9 AbLaV als abschaltbare Last teilgenommen. Von diesen 21 Lasten wurden 17 mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 496 MW erfolgreich präqualifiziert.

Damit sind nun zehn Verbrauchseinrichtungen erfolgreich als sofort abschaltbare Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 929 MW präqualifiziert. Ein Konsortium, das auch kleineren Verbrauchseinrichtungen eine Vermarktung als abschaltbare Last ermöglicht, wurde ebenfalls als sofort abschaltbare Last präqualifiziert. Des Weiteren sind 27 Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 AbLaV als schnell abschaltbare Lasten präqualifiziert. Als schnell abschaltbare Last sind auch drei Konsortien gem. § 2 Nr. 12 AbLaV präqualifiziert. Die Höhe der präqualifizierten Leistung schnell abschaltbarer Lasten betrug im Jahr 2018 insgesamt 1.316 MW. Die Lasten sind zumeist in der Regelzone der Amprion angeschlossen. Weitere Lasten befinden sich in den Regelzonen 50Hertz und TenneT TSO.

## 4.3 Abrufe abschaltbarer Lasten

Im Jahr 2018 wurden abschaltbare Lasten an 13 Tagen zur Erhaltung der Systembilanz, also vergleichbar zur Regelleistung eingesetzt. Dabei wurde eine maximale zeitgleiche Abschaltleistung von 740 MW abgerufen. Die Lasten wurden dabei für einen Zeitraum von 15 Minuten bis zu acht Stunden abgeschaltet. Der Einsatz der abschaltbaren Lasten zur Erhaltung der Systembilanz erfolgte immer parallel zum Abruf von positiver Minutenreserve. Dabei wurde an acht Tagen die positive Minutenreserveleistung nahezu vollständig abgerufen. Der höchste abgerufene Arbeitspreis für positive Minutenreserve zum Abrufzeitpunkt der abschaltbaren Lasten betrug 1.550 Euro/MWh im Verhältnis zu einem Arbeitspreis von 400 Euro/MWh für die eingesetzten abschaltbaren Lasten. Zum Redispatch wurden abschaltbare Lasten im Jahr 2018 nur zweimal

jeweils mit einer Abschaltleistung von 86 Megawatt für 30 Minuten und einer Abschaltleistung von 291 MW für eine Stunde eingesetzt.

Insgesamt haben sich die kontrahierten sofort abschaltbaren Lasten für 542 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 48.408 MWh Abschaltarbeit durch die sofort abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Schnell abschaltbare Lasten haben sich in 2018 hingegen sogar in 3.922 Stunden fristgerecht nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 97.690 MWh Abschaltarbeit durch die schnell abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Hinzu kommen 1.068 Stunden und damit 1.068 MWh Abschaltarbeit, in denen schnell abschaltbare Lasten im Jahr 2018 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 und erhalten in dieser Zeit auch keinen Leistungsentgelt. Im gesamten Zeitraum haben sich jedoch die kontrahierten Lasten nicht aufgrund einer alternativen Vermarktung am Regelenergiemarkt oder am Spotmarkt als nicht verfügbar gemeldet.

### 4.4 Kosten für Abschaltenergie

Entsprechend der im Vergleich zum Vorjahr steigenden Nutzung der abschaltbaren Lasten im Jahr 2018 fallen höhere Arbeitskosten für Abschaltenergie in Höhe von 952.774 Euro (2017: 293.935 Euro) an. Im Vergleich dazu sind die Leistungskosten für die Vorhaltung der abschaltbaren Lasten mit 26.770.491 Euro im Jahr 2018 (2017: 26.940.103 Euro) nahezu konstant geblieben. Durchschnittlich standen 967 MW an abschaltbarer Leistung im Berichtszeitraum zur Verfügung. Die Gesamtkosten zu den abschaltbaren Lasten im Jahr 2018 betragen inkl. der Transaktionskosten somit 28.078.288 Euro (2017: 28.120.570 Euro).

### 4.5 Zuschaltbare Lasten (NsA)

Die Bundesnetzagentur hat im Januar 2018 die Festlegung einer freiwilligen Selbstverpflichtung namens „Nutzen statt Abregeln“ gegenüber den drei betroffenen Übertragungsnetzbetreibern TenneT, Amprion und 50Hertz getroffen. Danach können die Übertragungsnetzbetreiber mit KWK-Anlagenbetreibern im sog. „Netzausbaugebiet“ Verträge über die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bei gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abschließen. 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 des Jahres 2018 Anlagenbetreibern den Abschluss entsprechender Verträge angeboten. Es ist zu keinen Abschlüssen im Jahr 2018 gekommen. In der Regelzone 50Hertz sind im Jahr 2019 die ersten konkreten Vertragsabschlüsse zu erwarten.

## 5. Erkenntnisse aus der Datenerhebung zum Lastmanagement

Die Bundesnetzagentur führte auch im Jahr 2018 in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Monitoring des Beitrags von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität durch. In dieser nun jährlich stattfindenden Datenerhebung holt die Bundesnetzagentur Informationen von Unternehmen und Vereinigungen von Unternehmen

(Letztverbraucher) ein, die in den vergangenen zwei Kalenderjahren zumindest einmal jährlich einen Stromverbrauch von mindestens 50 GWh aufwiesen. Ziel des Monitorings ist, den heutigen und künftigen Beitrag von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit an den Strommärkten zu analysieren. Bei der Berechnung des Jahresstromverbrauchs wurden von den Letztverbrauchern, die einen Jahresstromverbrauch von mehr als 50 GWh aufweisen, alle Unternehmensstandorte ab 10 GWh berücksichtigt.

Insgesamt nahmen an der Abfrage 486 Unternehmen (2017: 490) mit 1.112 Unternehmensstandorten (2017: 1.112) teil. Dies entspricht, über alle gemeldeten Standorte der Industrieunternehmen betrachtet, einem Gesamtstromverbrauch von 153 TWh (2017: 154 TWh).

**Elektrizität: Stromverbrauch nach Sektoren/Marktabdeckung LMM im Jahr 2018**
Angaben in TWh/Prozent

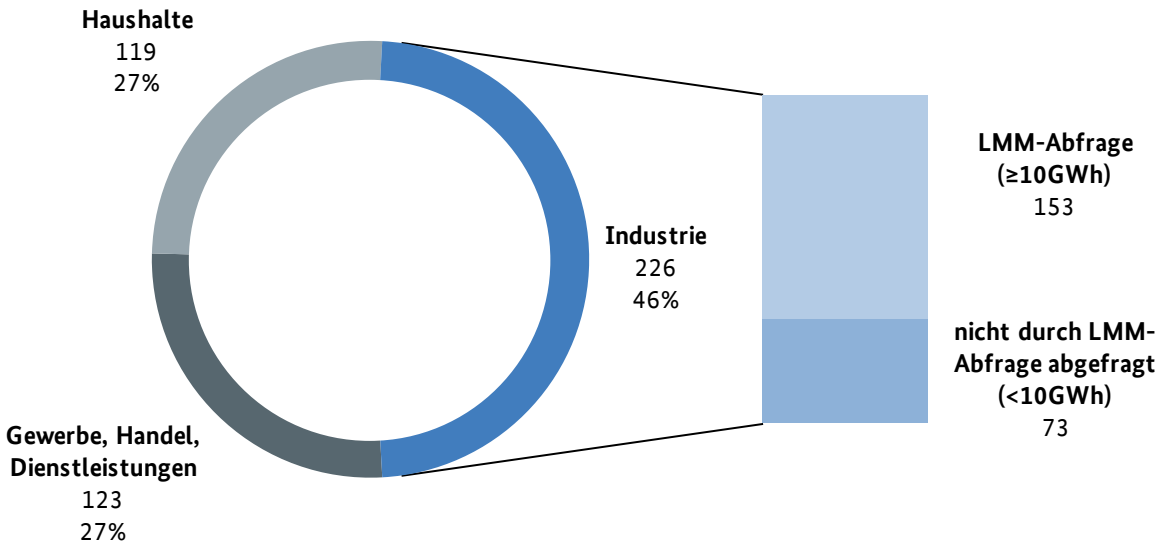



Abbildung 90: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2018

Von den 1.112 gemeldeten Unternehmensstandorten gaben 577 (2017: 552) im Jahr 2018 an, ein Lastmanagementsystem zu betreiben. Dies trifft insbesondere auf Großverbraucher aus besonders energieintensiven Branchen zu, wie etwa Chemie, Stahl oder Papier. Die Anzahl der eingesetzten Lastmanagementsysteme ist hier am größten. Anteilig betrachtet sind es vor allem Unternehmensstandorte die von Gießereien betrieben werden. Sie weisen über alle gemeldeten Standorte die höchsten Anteile an Lastmanagementsystemen auf.

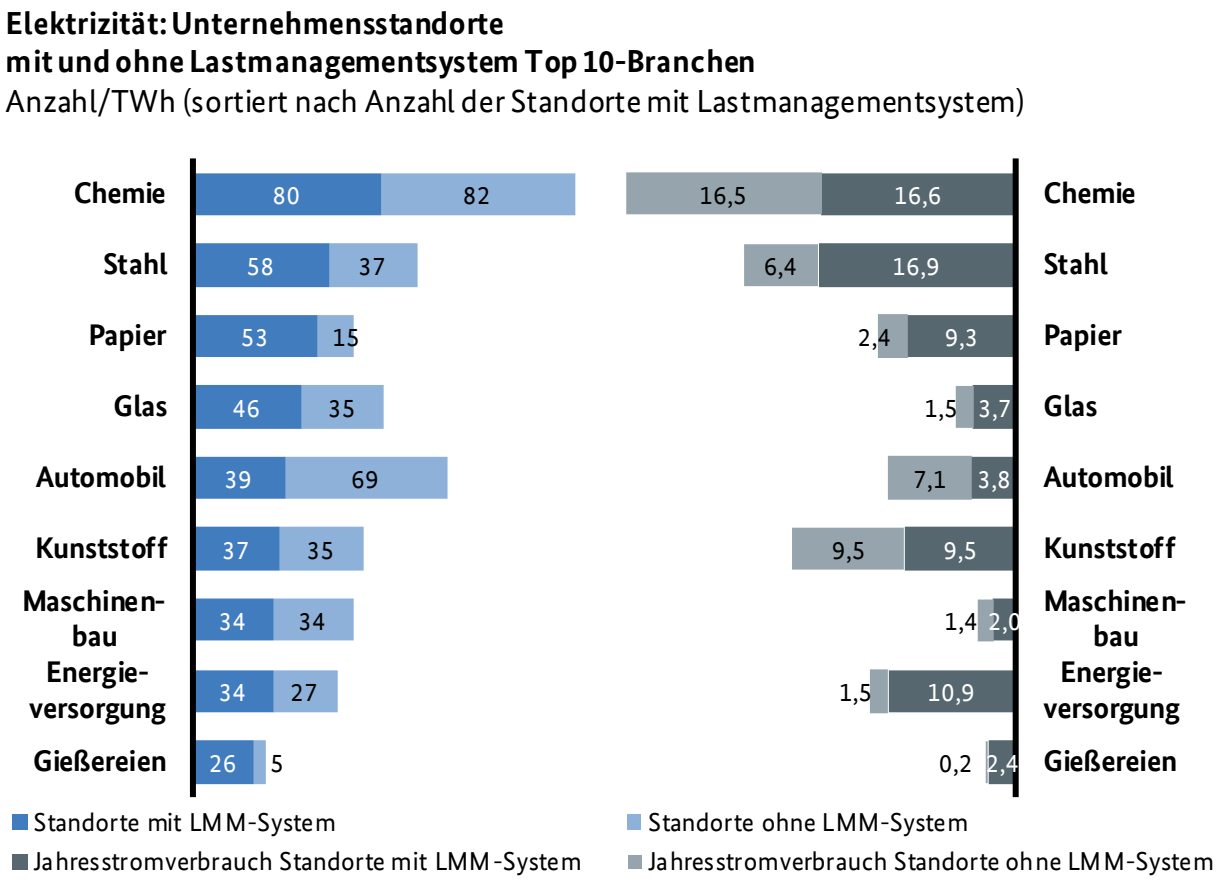



Abbildung 91: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10

Als Gründe für den Einsatz von Lastmanagement wurden von den Unternehmen insbesondere der § 17 II StromNEV (Netzentgeltoptimierung: Spitzenlastreduktion zur Reduktion des Jahresleistungspreises), § 19 II 2 StromNEV (Netzentgeltreduktion: Einhaltung von Jahresmindestverbrauch und Vollaststunden) und die Optimierung der Stromeinkaufspreise genannt. Die AbLaV und Redispatch wurden als Gründe hingegen nur vereinzelt angeführt.

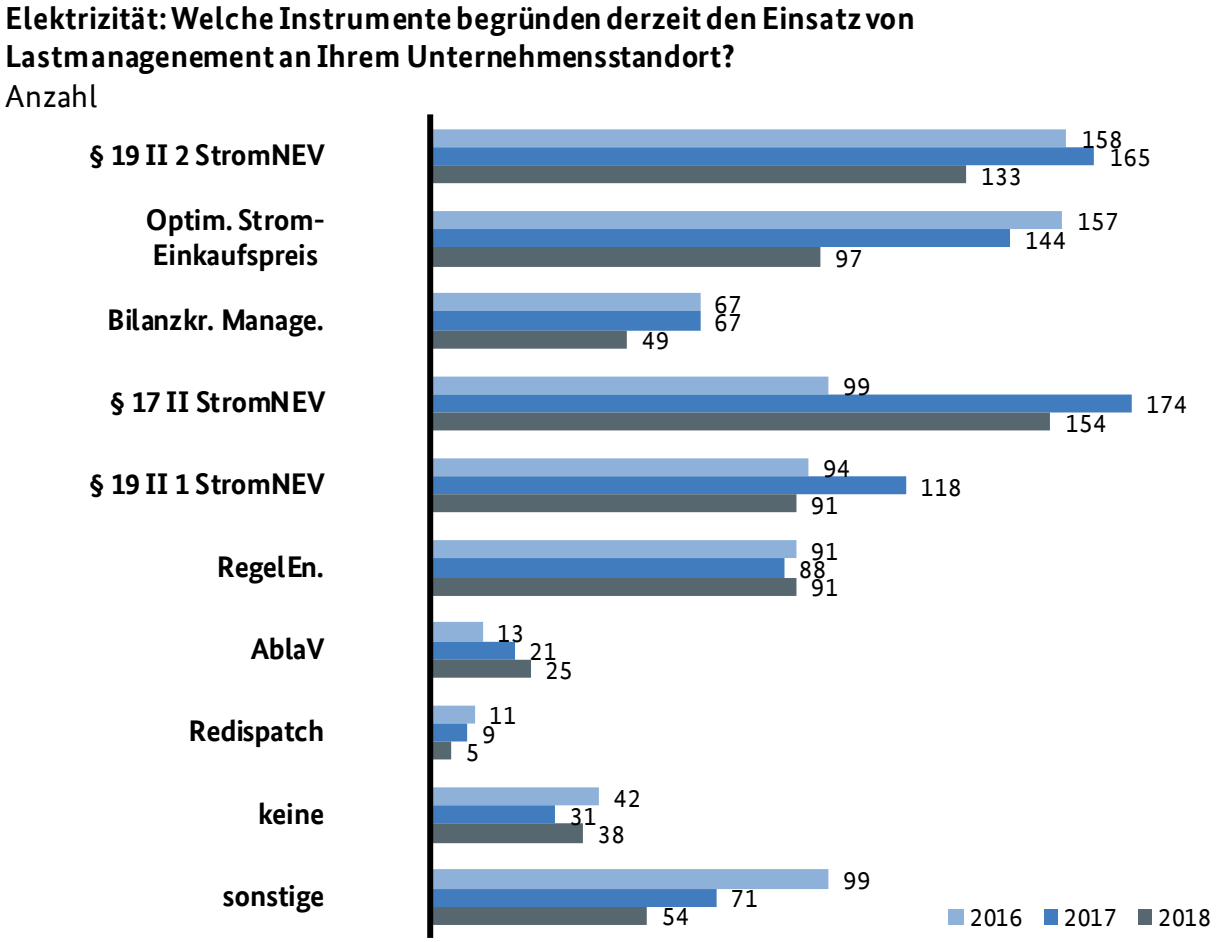



Abbildung 92: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort?

Die Steuerung des Lastmanagementsystems erfolgt hauptsächlich durch die Unternehmensstandorte selbst. Im Jahr 2017 lag die Zahl der Unternehmensstandorte die angaben, Lastmanagement in Eigenregie durchzuführen, bei 484. Für 2018 sank die Anzahl dieser Unternehmensstandorte um 46 auf 438, was einen Rückgang um 1,1 Prozent bedeutet. Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die verschiedenen Steuerungsarten.

**Elektrizität: Geben Sie an, durch wen die Steuerung des Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort erfolgt?** Anzahl

| Steuerungsart | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|
| Eigene Steuerung | 415 | 484 | 438 |
| Unternehmen & Netzbetreiber | 18 | 25 | 19 |
| Unternehmen & Stromlieferant | 14 | 16 | 3 |
| Unternehmen & Energiedienstleister | 14 | 10 | 8 |
| Unternehmen & Dritter | 9 | 7 | 13 |
| Netzbetreiber | 4 | 4 | 4 |
| Energiedienstleister | 3 | 2 | 2 |
| Sonstiger | 2 | 2 | 3 |
| Energielieferant | 1 | 2 | 4 |
| Summe | 480 | 552 | 494 |

Tabelle 70: Angaben zur Steuerung des Lastmanagements

Bei der Frage, welche Hemmnisse dem grundsätzlichen bzw. verstärkten Einsatz von Lastmanagement entgegenstehen, wurden insbesondere organisatorische (z. B. aufeinander aufbauende Produktionsprozesse, Lieferverpflichtungen, Personalorganisation) und technische Hemmnisse (z. B. keine zu- und abschaltbaren Lasten, Produktqualität, Anlagensicherheit) als Grund genannt, Lastmanagement nicht oder zumindest nicht verstärkt zu nutzen. Da die Methodik der Abfrage im Vergleich zum Vorjahr geändert wurde, ist ein Vergleich der Daten mit den Vorjahren bezüglich der Hemmnisse nicht möglich.

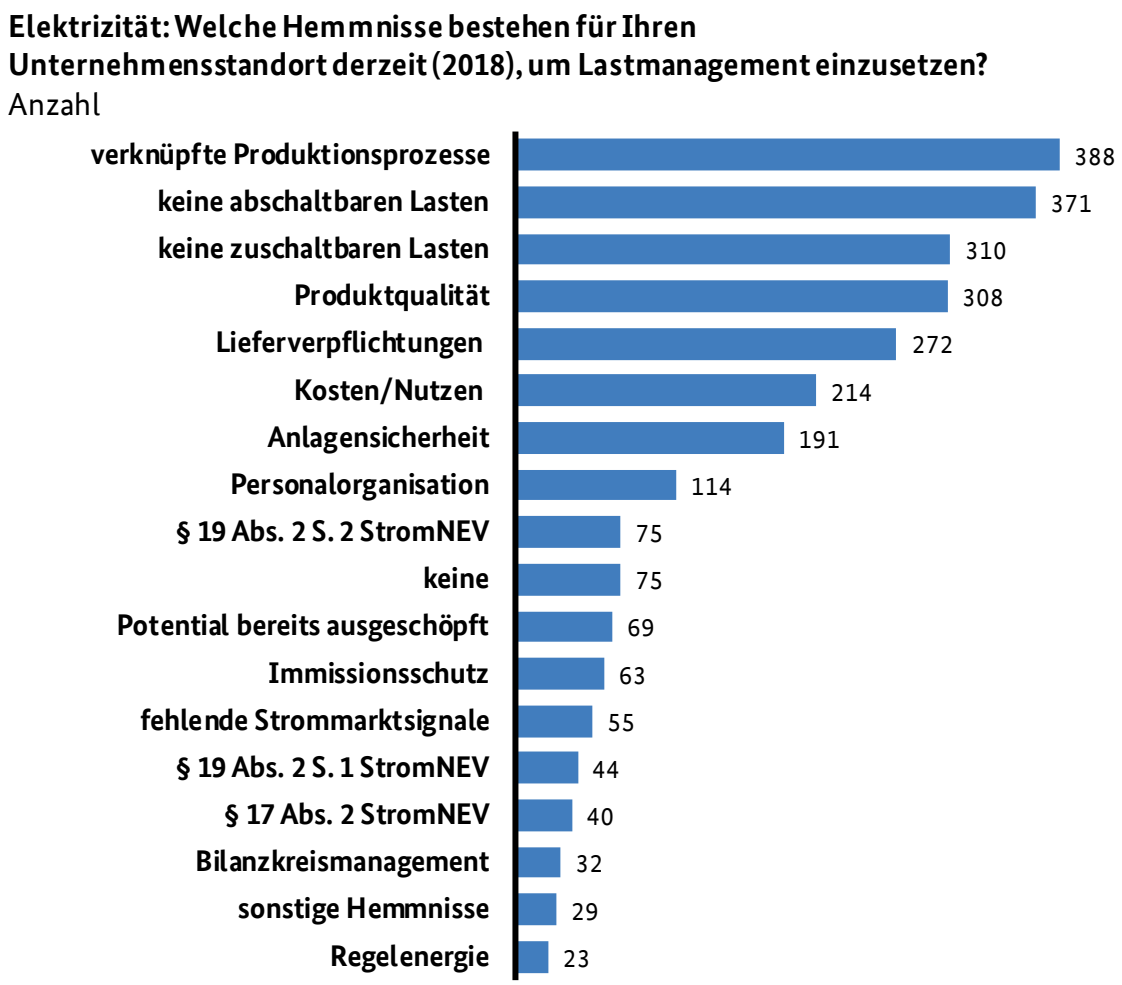



Abbildung 93: Welche Hemmnisse bestehen für Ihr Unternehmen derzeit um Lastmanagement einzusetzen?

Die Mehrheit der gemeldeten Unternehmensstandorte plant keine Maßnahmen, um die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig zu reduzieren oder verstärkt zu reduzieren. Allerdings hat sich die Anzahl der Standorte, die Maßnahmen planen seit 2016 erhöht. Die Verteilung kann nachfolgenden Abbildungen entnommen werden.

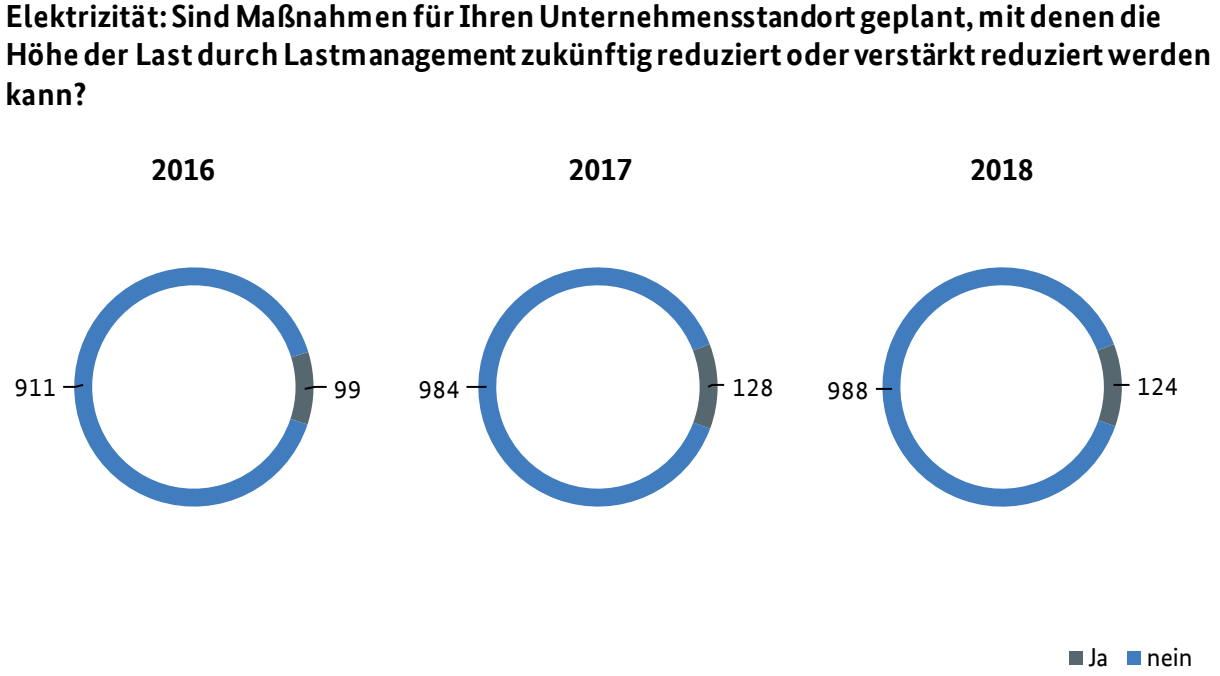



Abbildung 94: Sind Maßnahmen geplant mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann?

# E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

Die Länder der europäischen Union sind elektrisch zum europäischen Verbundsystem gekoppelt, in dem Deutschland als zentrale Drehscheibe agiert. Durch die angestrebte Schaffung eines 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.

Auf dem Weg zum Strombinnenmarkt ist Europa in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Innerhalb der Gebotszone wird der Stromhandel so abgewickelt, als könne der Strom engpassfrei (also ohne Kapazitätsrestriktionen) vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert werden. Damit das funktioniert, müssen innerhalb einer Preiszone die physikalischen Engpässe entweder durch Redispatch-Maßnahmen und Netzausbau behoben werden, oder die internen Leitungsüberlastungen werden bei der Berechnung der Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt. Deutschland bildete zum Ende des Berichtsjahrs zusammen mit Luxemburg eine gemeinsame Gebots- und damit eine einheitliche Preiszone. Die gemeinsame Gebotszone mit Österreich wurde zum 1. Oktober 2018 aufgehoben. Aufgrund von Preisunterschieden zwischen den Gebotszonen findet grenzüberschreitender Stromhandel in dem Umfang statt, wie es die Übertragungsnetzkapazität erlaubt.

Das deutsche Stromexportvolumen ist im Jahr 2018 erstmals im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Das im Jahr 2018 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist jedoch leicht auf insgesamt 91,6 TWh (2017: 90 TWh) gestiegen. Mit einem Exportsaldo von 52,45 TWh gehört Deutschland zu den großen Stromexporteuren in Europa. Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 2.125 Mio. Euro. Trotz gesunkenen Volumens hat der monetäre Exportüberschuss zugenommen (2017: 1.725 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.

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

In Europa sind sowohl Day-Ahead- als auch 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 dem 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 Indikator für eine effiziente Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten) in gekoppelten Regionen deutlich höher ist als in ungekoppelten Regionen.

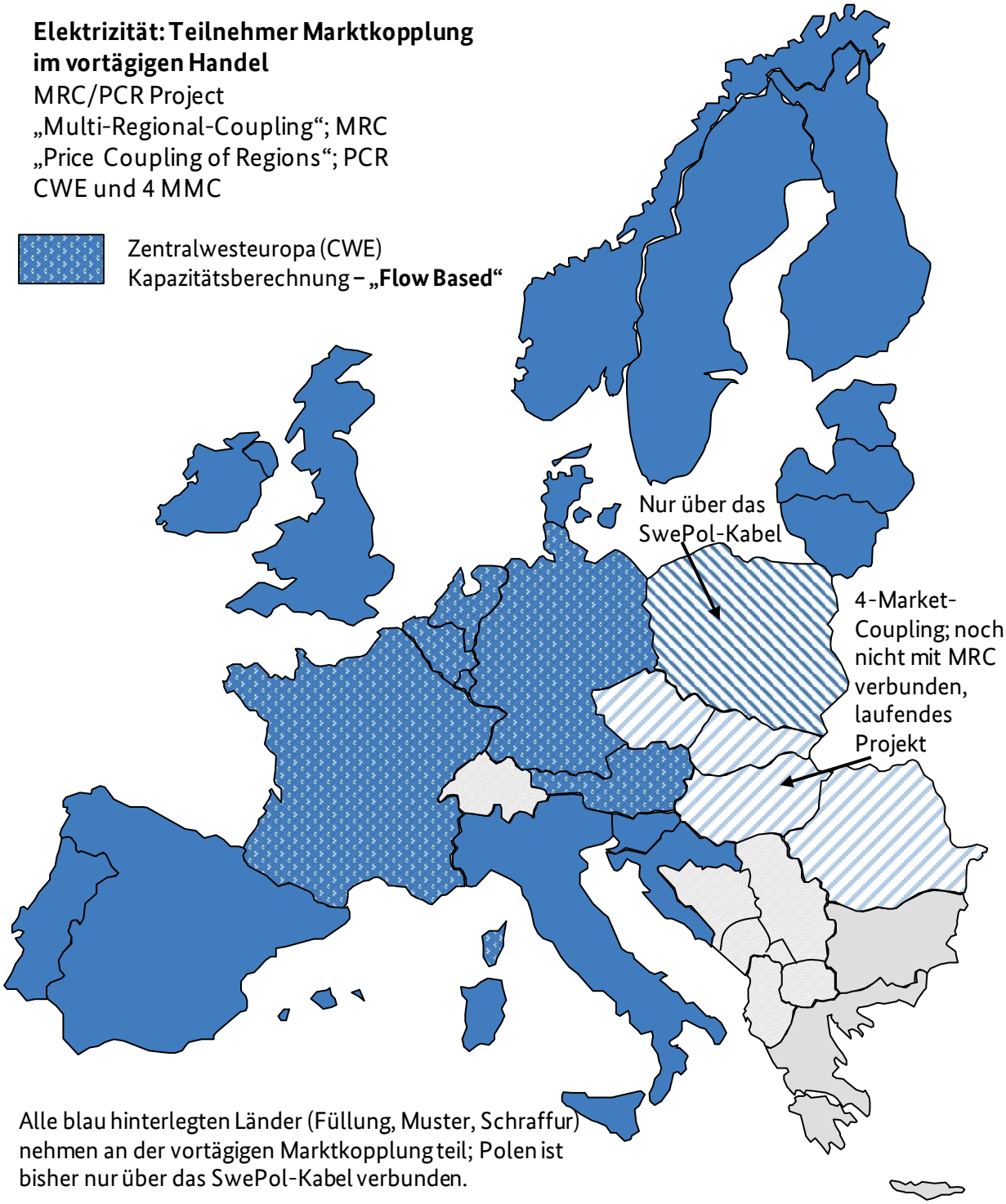



Abbildung 95: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel

## 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 – insbesondere 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)**

Im gemeinsamen Flow-Based Market Coupling 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 (CACM-VO) definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell in Zentraleuropa. Aus diesem Grund muss jede Region begründen, falls sie sich bei ihrer Kapazitätsberechnungsmethodik (vgl. CACM Art. 20ff) 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 Ende 2020 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 Methodiken 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 71 und Tabelle 72 separat aufgeführt.

**Elektrizität: Importkapazität**

| Grenze | 2016 | 2017 | | 2018 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent | | Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent |
| **NTC** | | | | | |
| CH → DE | 4.000,00 | 4.000,00 | 0 | 3.888,25 | -3 |
| CZ → DE | 1.295,00 | 1.289,89 | 0 | 1.442,00 | 12 |
| DK → DE | 731,03 | 1.026,80 | 40 | 1.465,57 | 43 |
| PL → DE | 1.260,41 | 1.301,82 | 3 | 1.358,29 | 4 |
| SE → DE | 411,41 | 415,26 | 1 | 450,39 | 8 |
| **Flow-based** | | | | | |
| AT → DE * | | | | 4.999,43 | |
| FR → DE | 4.011,40 | 3.763,79 | -6 | 4.323,96 | 15 |
| NL → DE | 2.225,46 | 2.345,85 | 5 | 2.504,17 | 7 |

Quelle: ÜNB, ENTSO-E, JAO, , Nord Pool; *Gebotszonenteilung DE/AT im Oktober 2018

Tabelle 71: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten

## Elektrizität: Exportkapazität

| Grenze | 2016 | 2017 | Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent | 2018 | Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent |
|---|---|---|---|---|---|
| **NTC** | | | | | |
| DE → CH | 1.469,64 | 1.501,23 | 2 | 1.394,25 | -7 |
| DE → CZ | 139,44 | 580,21 | 316 | 1.235,23 | 113 |
| DE → DK | 1.830,73 | 1.901,86 | 4 | 1.850,68 | -3 |
| DE → PL | 140,53 | 604,14 | 330 | 1.002,97 | 66 |
| DE → SE | 350,61 | 248,32 | -29 | 232,39 | -6 |
| **Flow-based** | | | | | |
| AT → DE * | | | | 5.051,92 | |
| DE → FR | 3.179,63 | 3.545,89 | 12 | 4.995,58 | 41 |
| DE → NL | 3.080,11 | 2.917,94 | -5 | 3.212,04 | 10 |

Quelle: ÜNB, ENTSO-E, JAO, Nord Pool; *Gebotszonenteilung DE/AT im Oktober 2018

Tabelle 72: 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 im 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 auf bis zu 1.100 MW bis 2020 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität planmäßig bis Ende 2018 auf 700 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 ohne Kostenobergrenze 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 – wohlfahrtoptimierend und volkswirtschaftlich effizient – Handelsgeschäfte (Fahrpläne) und somit physikalische Stromflüsse hin zur Zone mit einem höheren Preis ergeben. Im Idealfall wäre der Saldo von physikalischen und Handelsflüssen in der Gesamtbetrachtung nahezu identisch. Durch ungeplante Flüsse (Ring- und Transitflüsse, siehe dazu auch Abschnitt I.E.5 ab Seite 240), 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 96 und Abbildung 97). 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 96 und Abbildung 97 stellen die im Jahr 2017 und 2018 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne und physikalischen Lastflüsse bildlich dar, während die Tabellen 73 bis 75 die Werte in komprimierter Form zusammenfassen.

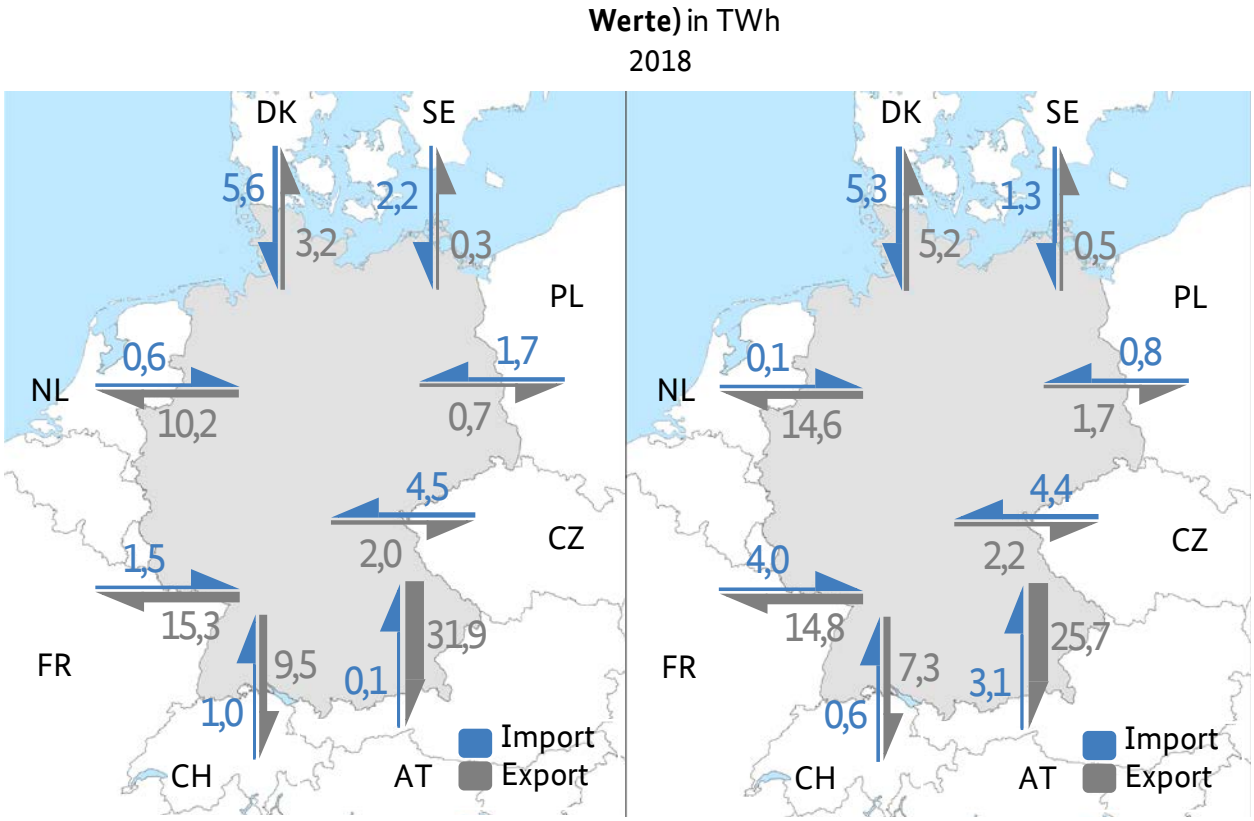



Abbildung 96: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

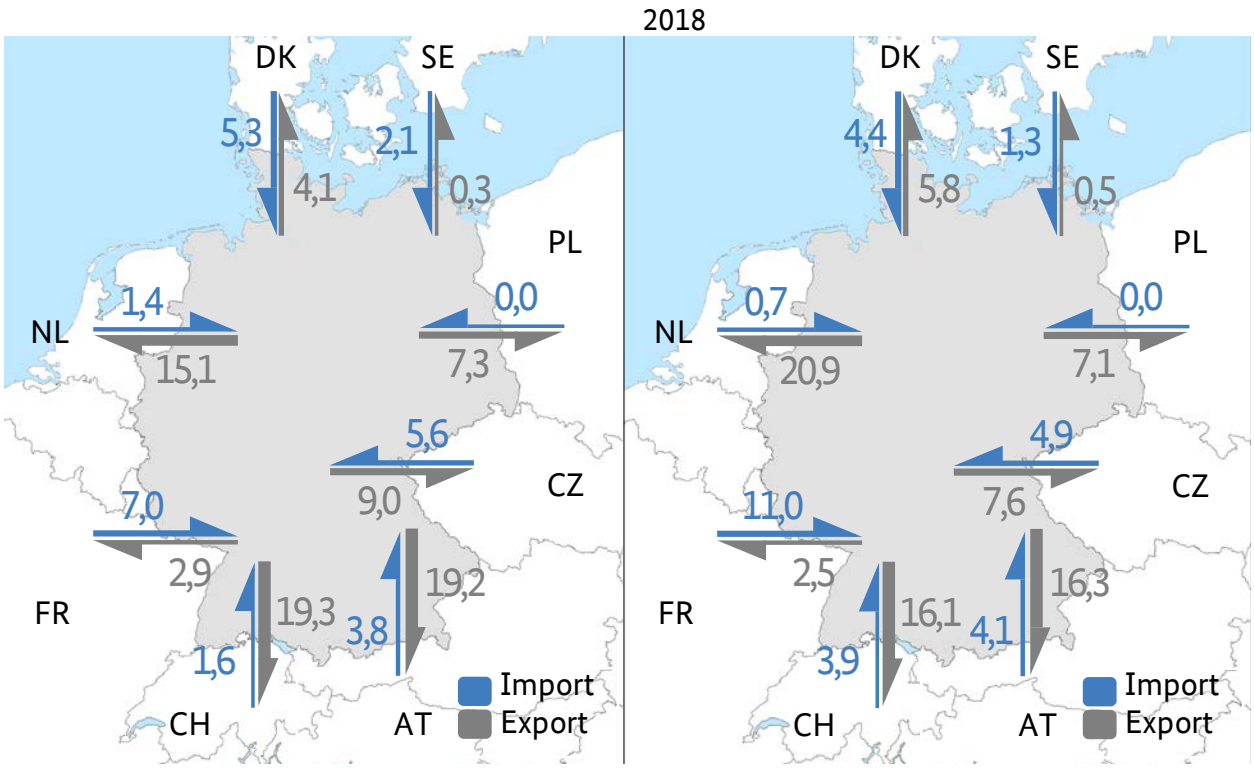



Abbildung 97: Physikalische Lastflüsse

**Elektrizität: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse**
in TWh

| | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2017 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2017 | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2018 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2018 |
|---|---|---|---|---|
| Import | 26,7 | 17,1 | 30,3 | 19,6 |
| Export | 77,3 | 72,9 | 76,8 | 72,0 |
| Saldo | 50,6 | 55,8 | 46,5 | 52,5 |

Quelle: ÜNB. ENTSO-E

Tabelle 73: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse

**Elektrizität: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen**
in TWh

| | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2017 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2017 | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2018 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2018 |
|---|---|---|---|---|
| AT → DE | 3,8 | 0,1 | 4,1 | 3,1 |
| CH → DE | 1,6 | 1,0 | 3,9 | 0,6 |
| CZ → DE | 5,6 | 4,5 | 4,9 | 4,4 |
| DK→ DE | 5,3 | 5,6 | 4,4 | 5,3 |
| FR → DE | 7,0 | 1,5 | 11,0 | 4,0 |
| NL → DE | 1,4 | 0,6 | 0,7 | 0,1 |
| PL→ DE | 0,0 | 1,7 | 0,0 | 0,8 |
| SE → DE | 2,1 | 2,2 | 1,3 | 1,3 |

Quelle: ÜNB. ENTSO-E

Tabelle 74: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

**Elektrizität: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen**
in TWh

| | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2017 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2017 | Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2018 | verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2018 |
|---|---|---|---|---|
| DE → AT | 19,2 | 31,9 | 16,3 | 25,7 |
| DE → CH | 19,3 | 9,5 | 16,1 | 7,3 |
| DE → CZ | 9,0 | 2,0 | 7,6 | 2,2 |
| DE→ DK | 4,1 | 3,2 | 5,8 | 5,2 |
| DE → FR | 2,9 | 15,3 | 2,5 | 14,8 |
| DE → NL | 15,1 | 10,2 | 20,9 | 14,6 |
| DE→ PL | 7,3 | 0,7 | 7,1 | 1,7 |
| DE → SE | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,5 |

Quelle: ÜNB. ENTSO-E

Tabelle 75: 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.

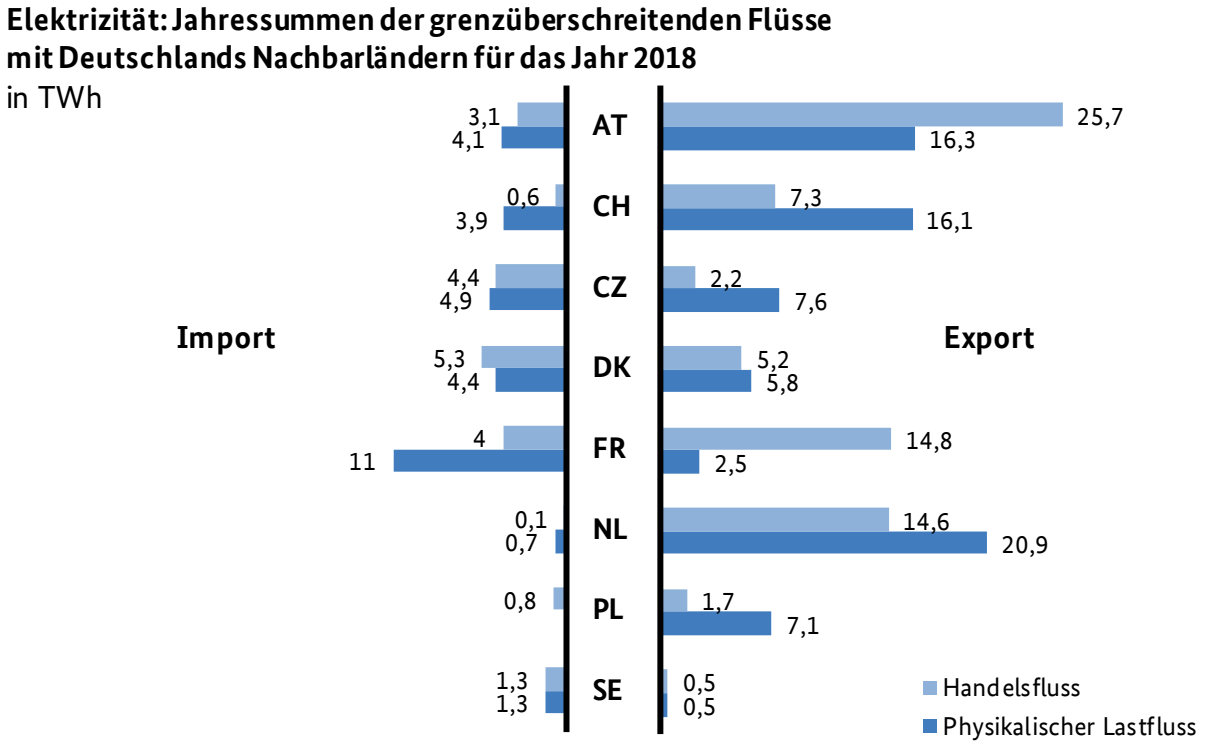



Abbildung 98: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2018

In der Zeit von 2011 bis 2014 haben das Exportvolumen kontinuierlich zu und das Importvolumen abgenommen. Seit 2015 sind beide Volumina relativ konstant.

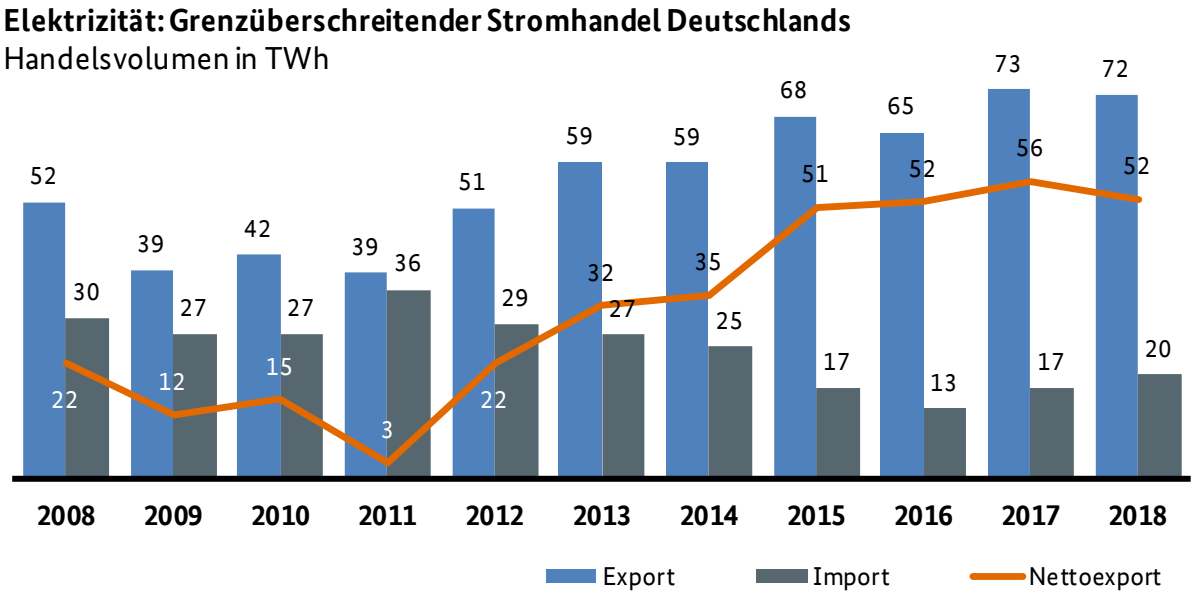



Abbildung 99: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

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**

| | 2017 | | 2018 | |
|---|---|---|---|---|
| | in TWh | Handel in Mio. Euro | in TWh | Handel in Mio. Euro |
| Export | 72,95 | 2.402,98 | 72,01 | 3.058,90 |
| Import | 17,11 | 677,37 | 19,56 | 934,28 |
| Saldo | 55,77 | 1.725,61 | 52,45 | 2.124,62 |
| Erlöse Exporte in Euro/MWh | | 32,94 | | 41,93 |
| Kosten Importe in Euro/MWh | | 39,60 | | 54,62 |

Tabelle 76: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse)

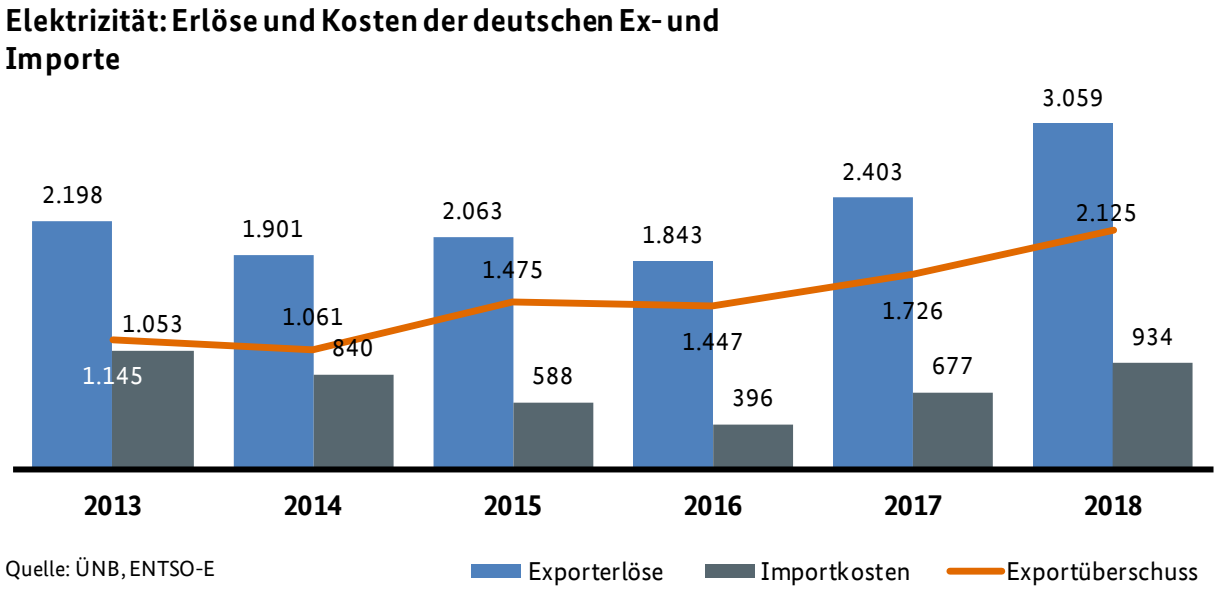



Abbildung 100: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe

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 transportiert wird (Transit). Wenn Energie 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. Es ist ein strittiger Punkt, in welchem Maß die ungeplanten Flüsse den grenzüberschreitenden Handel in Europa beschränken dürfen.

Die ungeplanten Flüsse werden 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 2018 (Handel) aus den Niederlanden 0,1 TWh und exportierte 14,6 TWh. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (Handel) von 14,5 TWh. Gleichzeitig flossen physikalisch 0,7 TWh von den Niederlanden nach Deutschland. Von Deutschland hingegen flossen 20,9 TWh in die Niederlande. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (physikalisch) von 20,2 TWh. Im Saldo (Handel minus physikalisch) floss 5,7 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 zu seinen Nachbarländern und umgekehrt ergeben.

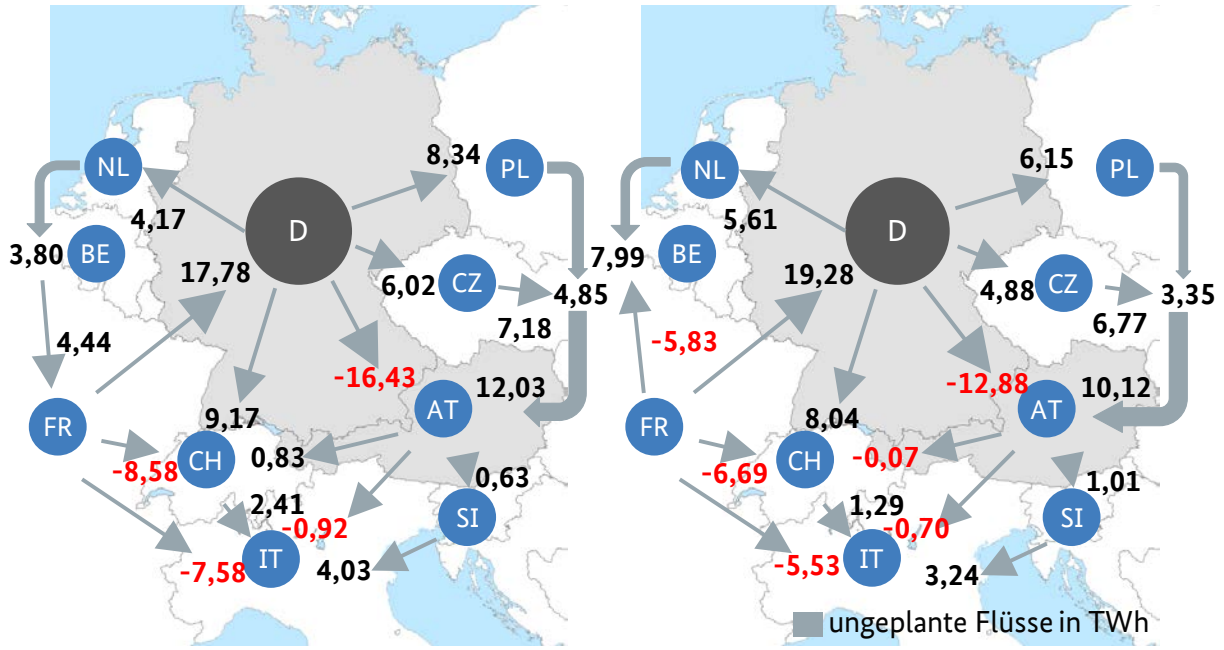



Abbildung 101: Ungeplante Flüsse 2018 gegenüber 2017

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 2018 von Deutschland nach Österreich saldiert 12,88 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. Verhindern ließe sich das nur durch eine vollständige Umstellung auf ein Gleichstromnetz, was technisch nicht umsetzbar ist.

# 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 2018 lauten wie folgt: Die vier deutschen ÜNB erhielten für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 1,28 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 9,72 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 8,44 Mio. Euro, den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen an den ITC-Mechanismus entrichten mussten. Damit war Deutschland im ITC-Jahr 2018 das 4. Mal in Folge Nettozahler in den ITC-Fonds (2017: -2,15 Mio. Euro, 2016: -12,48 Mio. Euro, 2015: -6,1 Mio. Euro, 2014: 7,65 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. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Nettozahlung wieder deutlich angestiegen und reiht sich in die davorliegenden Jahre mit ähnlich hohen Nettozahlungen ein.

# 7. Sachstand zu Europäischen Entwicklungen im Strombereich

## 7.1 Clean Energy for all Europeans Package (CEP): Saubere Energie für alle Europäer

Mit dem CEP werden Kernbereiche des europäischen Binnenmarkts für Strom neu geregelt. Es zielt darauf ab, die Energieeffizienz voran zu stellen, bei den erneuerbaren Energien als EU weltweit die Führung zu übernehmen und die Rechte der Verbraucher zu stärken. Im Fokus standen außerdem Regelungen zur Ausgestaltung der Gebotszonenkonfiguration und die Berechnung grenzüberschreitender Kapazitäten. Hier ist bis zum 31. Dezember 2025 ein Mindestanteil von 70 Prozent der Übertragungskapazitäten dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung zu stellen. Die Bundesnetzagentur hat sich für den Erhalt der einheitlichen deutschen Gebotszone eingesetzt.

Das „Clean Energy for all Europeans Package“ ist ein umfangreiches Gesetzespaket zur weiteren Integration des europäischen Energiebinnenmarktes, dessen einzelne Rechtstexte am 21. Dezember 2018 bzw. am 14. Juni 2019 im Europäischen Amtsblatt veröffentlicht wurden. Das Paket umfasst die:

- Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Erneuerbaren Energie (als Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG)

- Richtlinien (EU) 2018/844 und 2018/2002/EU zur Änderung der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU und der Gebäudeeffizienzrichtlinie 2010/31/EU

- Richtlinie (EU) 2019/944 zum Elektrizitätsbinnenmarkt (als Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG und zur Änderung der Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU)

- Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (als Neufassung der Verordnung (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen Strom)

- Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor (zum Ersatz der Strom-SoS-Richtlinie 2005/89/EG)

- Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung von ACER (als Neufassung der ACER-Verordnung (EG) 713/2009)

- Verordnung (EU) 2018/1999 zur Governance der Energieunion.

Eine Neuregelung erfährt die verstärkte Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in regionalen Koordinationszentren.

Weitere Kernpunkte sind der Umgang mit dem Einspeisevorrang für erneuerbare Energien sowie die Privilegierung des Eigenverbrauchs. Ebenfalls im CEP behandelt werden Fragen im Zusammenhang mit den von der Kommission vorgeschlagenen neuen Akteuren, wie die Ausgestaltung, Zusammensetzung und Aufgaben der sogenannten EU DSO Entity, des Active Consumers und der Renewable Energy Community. Einen weiteren Schwerpunkt bildet die Anpassung der ACER-Verordnung. Hier wird insbesondere das Binnenrecht neu geregelt, um die Machtbalance zwischen ACER-Direktor und Regulierungsrat sicherzustellen. Im Regulierungsrat ist jede Regulierungsbehörde mit einer Stimme vertreten.

## 7.2 Engpasseinführung DE-AT

Eine der entscheidenden Entwicklungen des Jahres 2018 war die Einführung einer Engpassbewirtschaftung zwischen den Großhandelsmärkten Deutschland und Österreich zum 1. Oktober 2018. Diese Gebotszonenauftrennung war erforderlich geworden, weil die unbegrenzten Handelsflüsse in den letzten Jahren nicht mehr die physikalische Realität reflektierten. Im Unterschied zu dem innerdeutschen Stromhandel reichen auch die zwischen Deutschland und Österreich zusätzlich geplanten Stromleitungen nicht aus, um die sich aus dem Stromhandel ergebenden grenzüberschreitenden Stromflüsse zu realisieren. Diese Handelsflüsse hätten daher dauerhaft mittels teurer Systemsicherheitsmaßnahmen und ungeplanter Flüsse über die Nachbarländer realisiert werden müssen. Ein solcher Zustand ist auf Dauer aber weder energiewirtschaftlich sinnvoll noch energierechtlich zulässig.

Der Engpasseinführung war – nach intensiven Gesprächen – eine Einigung zwischen der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control und der Bundesnetzagentur im Mai 2017 vorausgegangen, in welcher die Eckpfeiler für die konkrete Umsetzung festgehalten sind. Es wurde eine Mindestkapazität von 4,9 GW festgelegt, welche auch mittels einer Vorhaltung von Redispatchkraftwerken in Höhe von 1 GW (bzw. 1,5 GW ab Oktober 2019) in Österreich abgesichert ist. Die langfristigen Übertragungsrechte werden als Financial Transmission Rights (FTRs) vergeben und die Kapazitätsberechnung erfolgt entsprechend der lastflussbasierten Methode der zentralwesteuropäischen CWE-Region (das sog. Flow-Based Market Coupling). Diese Methode ist das europäische Zielmodell und verfolgt die optimale Aufteilung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten auf die einzelnen Grenzen.

Die technische Umsetzung und die IT-Implementierung der Grenze in den CWE-Marktkopplungsalgorithmus zur Vergabe der Handelskapazitäten haben reibungslos funktioniert. Seit dem 1. Oktober war der Algorithmus zu jeder Zeit imstande, innerhalb der Berechnungsfrist ein Ergebnis bereitzustellen. Die Zusammenarbeit im Projekt hat vorbildlich funktioniert und auch die Unterstützung der CWE-Parteien war vorhanden. Mit der fristgerechten Engpasseinführung kann die Anzahl an kritischen Netzsituationen reduziert und folglich die Netzsicherheit in Deutschland erhöht werden. Zugleich wird erwartet, dass die Handelskapazität an den anderen Außengrenzen steigt und die ungeplanten Flüsse zurückgehen.

Die Kapazitäten in Handelsrichtung Deutschland-Österreich wurden im Oktober 2018 für 0,88 Euro/MWh verauktioniert, während sich im November 2018 ein Preis von 5,75 Euro/MWh und im Dezember 2018 ein Preis von 3,82 Euro/MWh einstellte. Aufgrund der wetterbedingten Erzeugungs- und Nachfragesituation ist die Preisdifferenz erwartungsbedingt in den Wintermonaten (November bis März) bedeutend höher, während sich in den Sommermonaten eine deutlich geringere Preisdifferenz einstellt. Eine belastbare mittlere Preisdifferenz ergibt sich aus dem Ergebnis der Jahresauktion: die Jahreskapazität für 2019 in Höhe von 2.940 MW (60 Prozent von 4.900 MW) wurde für 3,33 Euro/MWh gehandelt. Im Vorfeld der Engpasseinführung haben die ÜNB im Rahmen einer umfangreichen Marktsimulation eine durchschnittliche Preisdifferenz in Höhe von 3,52 Euro/MWh berechnet. Dieser Wert lag über der Markterwartung gemessen an dem EEX Phelix future, welcher eine Preisdifferenz von 2,5 Euro/MWh für 2019 und 3,0 Euro/MWh für 2020 aufgezeigte. Der Preis für die Jahreskapazität befindet sich somit in der erwarteten Preisspanne von 1,5 bis 3,5 Euro/MWh.

## 7.3 CWE Region Flow-based Market Coupling: Einführung MinRAM

Zum 26. April 2018 wurde in der CWE-Region für das Flow Based Market Coupling ein Mindestanteil der Leitungskapazität von 20 Prozent eingeführt. Dieser wird als „20 Prozent MinRAM“ bezeichnet. Dabei muss auf jeder berücksichtigten Leitung im CWE Flow Based System ein entsprechender Mindestanteil von 20 Prozent für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden. Ziel der Maßnahme ist es, den grenzüberschreitenden Stromhandel in der Region zu stärken. Die Maßnahme steht dabei unter dem Vorbehalt der Systemsicherheit: Wenn die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber feststellen, dass eine Bereitstellung der 20 Prozent MinRAM zu Problemen der Netz- und Systemsicherheit führt, kann die Maßnahme daher ausgesetzt werden.

## 7.4 Hilfe für Belgien

Belgien verfügte über zu wenig nationale Erzeugungskapazitäten für das Winterhalbjahr 2018/2019 und erwartete daher den eigenen Strombedarf nicht mehr zu jeder Zeit decken zu können. Insbesondere lag dies an den zahlreichen ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten belgischer Atomreaktoren im November 2018. Die belgische Regierung bat daraufhin ihre Nachbarländer um Unterstützung. Die europäischen Nachbarn sind solidarisch und unterstützen Belgien nach allen Kräften, damit Stromausfälle vermieden werden. Die Bundesnetzagentur hat diesen Prozess zusammen mit den Regulierungsbehörden, Ministerien und Übertragungsnetzbetreibern der Länder der CWE-Region aktiv begleitet. Dabei wurde vereinbart, dass die 20 Prozent MinRAM von den deutschen ÜNB nach Möglichkeit eingehalten wird, sofern die Netz- und Systemsicherheit davon nicht gefährdet ist. Der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia hat die Möglichkeit, kritische Tage im Vorfeld anzumelden und die anderen CWE Übertragungsnetzbetreiber darum zu bitten, Änderungen bei der Kapazitätsberechnung für den Day-Ahead-Handel vornehmen zu dürfen. Diese Maßnahmen sollen den Import Belgiens erhöhen („marktliche Maßnahmen“). Die anderen Übertragungsnetzbetreiber der CWE-Region prüfen, ob dies unter Berücksichtigung der eigenen Netz-und

Systemsicherheit möglich ist. Die Vereinbarung ermöglicht außerdem erhöhte Volumina im Intraday-Handel sowie grenzüberschreitende Kooperationen der Übertragungsnetzbetreiber zur Koordination von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen kurz vor Echtzeit. Die Bundesnetzagentur wird die zukünftige Entwicklung im Netz- und Erzeugungsbereich in den Nachbarländern Deutschlands auch weiterhin begleiten.

## 7.5 Implementierung der europäischen Netzkodizes und Leitlinien

Bei der Umsetzung der EU-Netzkodizes und -Leitlinien konnten 2018 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 CACM-Verordnung (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 der CACM-VO 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. Die übrigen Länder Europas werden in einer zweiten Implementierungswelle 2019 angeschlossen. 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 Netz, statt nur einzelner grenzüberschreitender Netzelemente, in die Berechnungen einbezogen. Dadurch können mehr Übertragungskapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden.

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 bestandskräftig.

Ebenfalls in der Umsetzung befindet sich das Regelwerk zur Vergabe langfristiger Kapazität, die FCA-Verordnung (Verordnung (EU) 2016/1719). In 2018/19 konnten die Übertragungsnetzbetreiber bzw. die

nationalen Regulierungsbehörden die Methode zur Verteilung der Engpasserlöse aus der langfristigen Kapazitätsvergabe (Art. 57 FCA-VO) fertigstellen und genehmigen. Abgeschlossen und genehmigt wurden im Jahre 2018 auch die europaweiten Methoden zur Datenbereitstellung und gemeinsamen Netzmodellierung, die regionale Ausgestaltung von Langfristkapazitäten sowie deren grenzspezifischen Nominierungsregeln.

**Systemausgleich**

Mitte 2018 begannen die ersten Umsetzungsschritte durch die Übertragungsnetzbetreiber in Bezug auf die EB-Verordnung (Verordnung (EU) 2017/2195), welche Vorgaben zur Integration der noch weitgehend national organisierten Regelreservemärkte und zum grenzüberschreitenden Austausch von Regelreserve in Europa enthält.

Durch Kommentierung und Bewertung der durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber konsultierten Anträge hat sich die Bundesnetzagentur 2018 bereits frühzeitig in die Erstellung von insgesamt acht europäischen Anträgen eingebracht, die nach der EB-VO vorgesehen sind. Themen waren hierbei u. a. die Produkteigenschaften, die Bepreisung, die Harmonisierung der Abrechnung sowie die Ausgestaltung der europäischen Plattformen für den zukünftig grenzüberschreitenden Abruf von Regelarbeit. Dazu kamen zusätzliche nationale Anträge zur Weiterentwicklung des nationalen Regelreservemarktes. In Bezug auf die regionalen Anträge zur weiteren Ausgestaltung des Marktdesigns in der internationalen PRL-Kooperation wurde mit einem Änderungsverlangen der zuständigen europäischen Regulierungsbehörden im September der Grundstein für die Genehmigung im Dezember 2018 gelegt. Außerdem hat die Bundesnetzagentur Anträge der Übertragungsnetzbetreiber bearbeitet, um die Grundlage für eine künftig gemeinsame, grenzüberschreitende Beschaffung von SRL in Deutschland und Österreich zu schaffen.

Die pan-europäischen Anträge aller europäischen Übertragungsnetzbetreiber sollen – aufgrund der neuen rechtlichen Grundlage im CEP – 2019 dann von ACER anstelle der nationalen Regulierungsbehörden genehmigt werden.

**Systembetrieb**

Die SO-Verordnung (Verordnung (EU) 2017/1485) befasst sich u. a. mit der 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 Ebene gehörten 2018 dazu die wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten für den Datenaustausch zur Betriebssicherheit, die Methoden zur Erstellung gemeinsamer Netzmodelle sowie die Methoden für die Koordination der Betriebssicherheitsanalyse und zur Bewertung der Relevanz von Anlagen für die Nichtverfügbarkeitskoordination. Auf Synchrongebietsebene wurde der gemeinsame Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber für die Abgrenzung von Leistungs-Frequenz-Regelungsblöcken genehmigt und weitere diverse Methoden, Bedingungen und Werte, die in den synchrongebietsweisen bzw. Leistungs-Frequenz-Reglungsblock-scharfen Betriebsvereinbarungen enthalten sein müssen, entwickelt. Zudem wurde national der Umfang des Datenaustauschs mit Verteilnetzbetreibern und signifikanten Netznutzern bestimmt.

Ebenfalls den Systembetrieb betrifft die E&R-Verordnung (Verordnung (EU) 2017/2196) mit Vorgaben zum Verhalten im Notzustand und beim Netzwiederaufbau. Die Übertragungsnetzbetreiber haben 2018 ihre

Netzschutz- und Netzwiederaufbaupläne entwickelt. Bestimmte Modalitäten (z. B. für Systemdienstleistungen, Marktaussetzung) müssen von der Bundesnetzagentur genehmigt werden.

## 7.6 Bidding Zone Review

In der europäischen Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign ist weiterhin die Frage einer Anpassung der derzeit bestehenden Gebotszonen aktuell. Die CACM-Leitlinie 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.

Der Prozess der Gebotszonenstudie wurde im Jahr 2013 im Vorgriff auf die 2014 in Kraft getretene CACM-Leitlinie als sog. „early implementation“ gestartet und vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) durchgeführt. Der technische Report, welcher die Datengrundlage darstellt, wurde von den ÜNB im Januar 2014 eingereicht. Basierend auf diesem Report wurde im Dezember 2016 von ACER die Durchführung der Gebotszonenuntersuchung beschlossen. Zur Unterstützung wurden zwei Beratungsunternehmen mit der Berechnung der modellbasierten Szenarien beauftragt. Nach einer öffentlichen Konsultation im Frühjahr 2018 wurde die Gebotszonenstudie am 5. April 2018 abgeschlossen und veröffentlicht. Darin wurden auch verschiedene expertenbasierte Szenarien zur Gebotszonenaufteilung und -zusammenlegung untersucht. Konkret wurden eine Aufteilung der großen Flächenländer Deutschland, Frankreich und Polen, ein Zusammenschluss von Niederlande–Belgien und Slowakei–Tschechien, die Aufteilung Deutschland–Österreich sowie die bestehende Gebotszonenkonfiguration analysiert. Im Ergebnis stellt sich die Analyse nach einhelliger Meinung der beteiligten Regulierungsbehörden und der europäischen Übertragungsnetzbetreiber als wenig belastbar heraus. Ob der erstmaligen Ausführung der Untersuchung trat zunehmend eine enorme Komplexität zu Tage, die quantitative Aussagen unmöglich machte. Es konnte daher nur eine qualitative Bewertung der einzelnen Gebotszonenzuschnitte untersucht werden, da die modellbasierten Ergebnisse nicht zu verwerten waren.

Eine abschließende, konkrete Empfehlung konnte aufgrund dieser Komplexität der gewählten Methodik (Nodal Pricing-Ansatz mit Flow-based-Berechnung) und mangelnder Datenqualität und -verfügbarkeit (unterschiedliche Betriebs- und Steuerungsarten des 220 kV-Netzes) nicht getroffen werden. Daher spricht sich der Bericht dafür aus, die bestehende Gebotszonenkonfiguration in Europa beizubehalten. Die Bundesnetzagentur begrüßt dieses Ergebnis. Sie hat sich in dem Prozess dafür eingesetzt, dass Kriterien wie der geplante Netzausbau gebührend berücksichtigt werden. Der danach bestehende Netzzustand ist hinreichend für eine engpassfreie Bewirtschaftung der einheitlichen deutschen Gebotszone.

### 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 95). 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.

# 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 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 entwickelte sich im Jahr 2018 unterschiedlich. Auf der einen Seite hat sich das Handelsvolumen im Spotmarkt insgesamt leicht reduziert. Im Einzelnen ist jedoch zu beobachten, dass sich das Volumen des Day-Ahead Marktes reduziert während im Intraday-Markt stetige Volumenzuwächse zu beobachten sind. 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).[67]

Der börsliche Terminhandel verzeichnete leichte Volumenzuwächse. Im Jahr 2018 hat der Phelix-DE den Phelix-DE/AT fast vollständig ersetzt. Auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichneten Volumenzuwächse[68]. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX mit 1.053 TWh im Jahr 2018 deutlich angestiegen und liegt nun gleichauf mit dem Volumen, dass über die Börse gehandelt wurde.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahresdurchschnitt 2018 weiterhin deutlich gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Spotmarktpreise (für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich bis zum 30. September 2018) um rund 22 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr (für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg) notierten zu rund 33 Prozent höheren Preisen.

---

[67] 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)

[68] Das an das Bundeskartellamt gemeldete Volumen ist im Vergleich zum Vorjahr kleiner, jedoch hat ein großer Broker keine Daten übermittelt, überträgt man die Menge vom Vorjahr, so ergeben sich auch leichte Zuwächse

# 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)[69] und Wien (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG – EXAA). Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT SE sowie die EXAA hingegen im Spotmarktbereich. Diese Börsen haben sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt.[70] Da bis zum 1. Oktober 2018 noch ein gemeinsames Marktgebiet Deutschland/ Luxemburg/ Österreich bestand, wird auch dieser Bereich kurz beleuchtet. Hier kommt es im Spotmarkt zu einem Übergang der Produkte von dem gemeinsamen Marktgebiet hin zu einem getrennten Marktgebiet – wobei das Hauptaugenmerk nach der Trennung auf das deutsche Marktgebiet fällt.

Die Gesamtzahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/ Luxemburg zugelassenen Teilnehmer ist in den letzten Jahren stabil bzw. leicht rückläufig. So wurde zum Stichtag 31. Dezember 2018 nur an dem Börsenplatz der EEX ein neuer Höchstwert mit 237 Teilnehmern erreicht (2017: 236 Teilnehmer). An der EPEX Spot ist die Anzahl der Teilnehmer hingegen auf 198 gesunken (2017: 203 Teilnehmer; an der EXAA ist die Anzahl der zugelassenen Teilnehmer auf 71 zurückgegangen (2017: 72 Teilnehmer).

**Elektrizität: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, EPEX SPOT und EXAA**

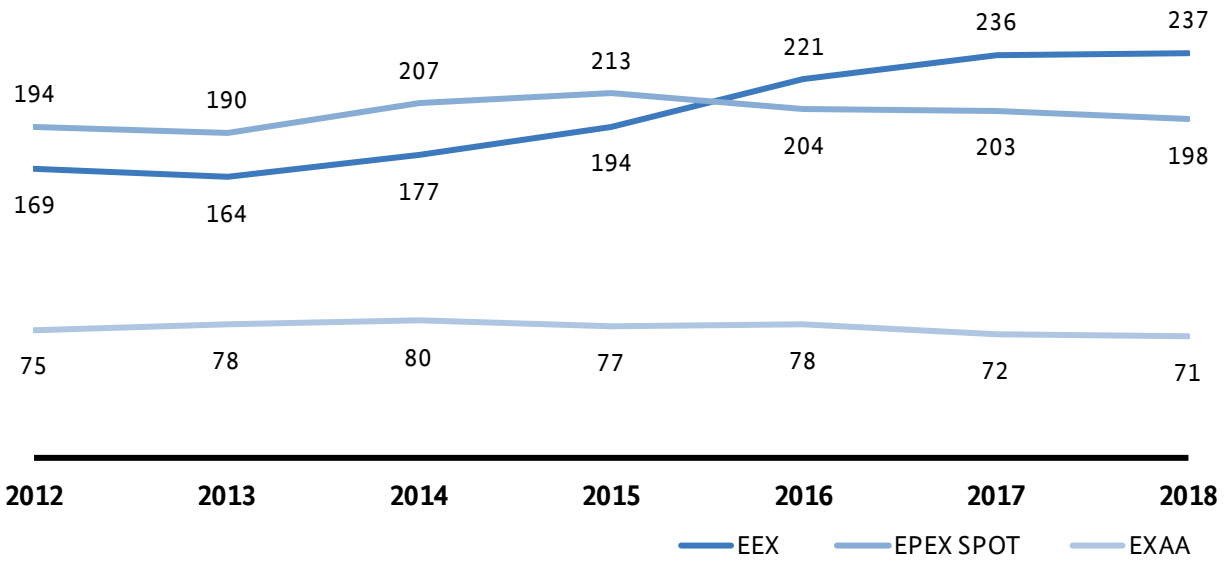



Abbildung 102: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA

[69] Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen, die EEX Group ist indirekte Mehrheitsaktionärin an der EPEX SPOT SE.

[70] 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 2018 bei rund 2,3 TWh, im Vorjahr waren es noch rund 2,5 TWh. Zudem bietet die Börse den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland an (jeweils von und nach Schweden bzw. Dänemark).

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

Terminhandel und Spothandel erfüllen unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen. Während am Spotmarkt die physische Erfüllung des Stromliefervertrages (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 und EXAA bieten beide 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.

Die Day-Ahead-Auktion an der EPEX SPOT findet täglich um 12 Uhr statt; die Veröffentlichung des finalen Ergebnisses erfolgt um 12:40 Uhr. An der EXAA konzentrieren sich die Auktionen auf fünf Tage pro Woche, wobei der Auktionszeitpunkt – Handelsschluss 10:12 Uhr und finales Ergebnis um 10:30 Uhr – früher als an der EPEX SPOT liegt. Daneben bietet die EXAA inzwischen auch eine gekoppelte Auktion um 12:00 Uhr an. In der Day-Ahead-Auktion der EPEX SPOT kann neben Einzelstunden und standardisierten Blöcken auch eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke) gehandelt werden. Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden.

Des Weiteren gibt es Auktionen für Viertelstunden sowohl an der EXAA als auch an der EPEX SPOT. Seit September 2014 werden in der Day-Ahead-Auktion der EXAA neben Einzelstunden und Blöcken simultan auch Viertelstunden gehandelt. Im Unterschied hierzu führte die EPEX SPOT im Dezember 2014 eine von ihrer Auktion für Stundenkontrakte zeitlich getrennte Auktion für Viertelstundenkontrakte für die deutschen Regelzonen ein (sog. „Intraday-Auktion“). Diese Auktion findet täglich um 15:00 Uhr statt. Alle genannten drei Auktionsformate sind jeweils als Einheitspreisauktion ausgestaltet.

Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an der EPEX SPOT 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 2018 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 224,6 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (233,2 TWh) um rund 3,7 Prozent gesunken. Demgegenüber ist das Volumen des Intraday-Handels angestiegen, und zwar auf 52,8 TWh, was einem Zuwachs von rund 5,8 TWh bzw. rund 12,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist ebenfalls um rund 13,9 Prozent zurückgegangen und liegt bei rund 7,2 TWh.

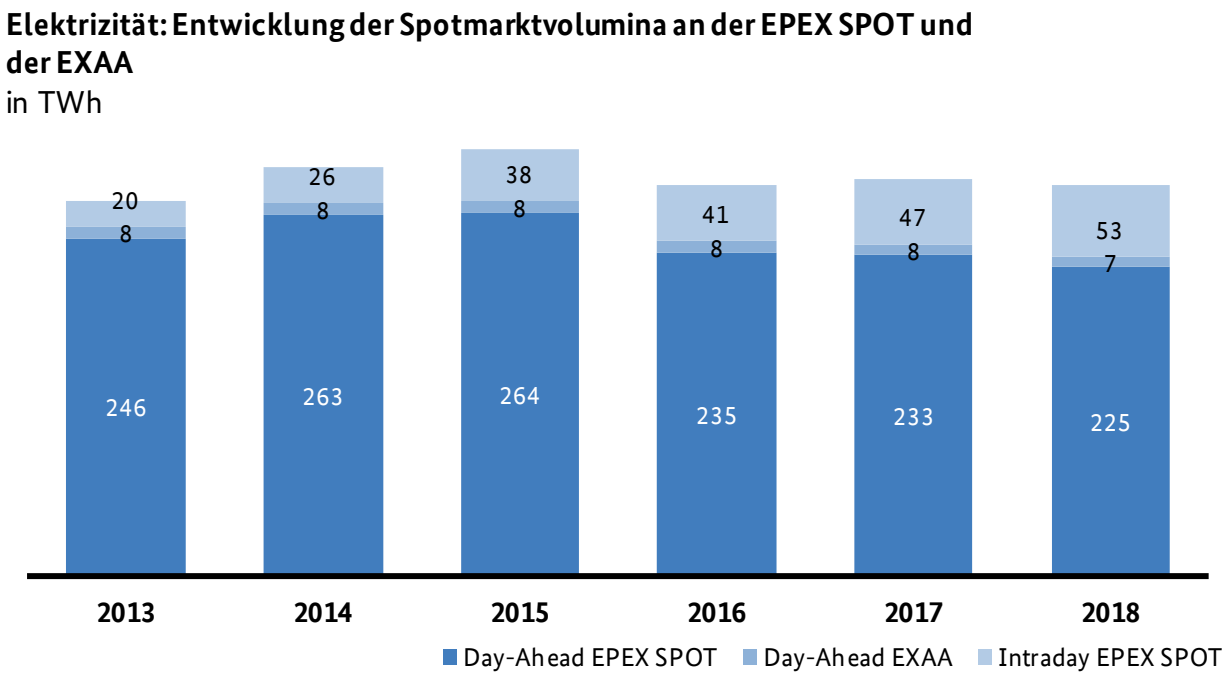



Abbildung 103: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA

### 1.1.2 Anzahl der aktiven Teilnehmer

Bei der Anzahl der an den beiden Börsenplätzen aktiven Teilnehmer sind geringfügige Veränderungen zu verzeichnen.

An der EPEX SPOT gilt ein registrierter Teilnehmer als „aktiv“ am Handelstag, wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) des Teilnehmers ausgeführt worden ist. Im Jahr 2018 lag die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer bei 120 (gegenüber 124 Käufern in 2017). Bei den Verkäufern waren es durchschnittlich 116 (gegenüber 112 Verkäufern in 2017). Im Mittel waren 156 Teilnehmer (im Vorjahr ebenfalls 156 Teilnehmer) und damit rund 79 Prozent aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten Kauf) liegt mit 81 Teilnehmern in 2018 unter dem Niveau der Vorjahre. Die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten Verkauf) ist nunmehr auf 75 Teilnehmer gestiegen.

### 1.1.3 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 hohe Anteil preisunabhängiger Gebote an der EPEX SPOT ist im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr gesunken. Rund 60 Prozent der ausgeführten Kaufgebote waren preisunabhängig – gegenüber 67 Prozent im Vorjahr. Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten lag der Anteil preisunabhängiger Gebote bei 62,6 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr um drei Prozentpunkte angestiegen.[71]

**Elektrizität: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2018**

| | Ausgeführte Verkaufsgebote | | Ausgeführte Kaufgebote | |
|---|---|---|---|---|
| | Volumen in TWh | Anteil | Volumen in TWh | Anteil |
| **Preisunabhängige Gebote** | 105,9 | 62,6% | 100,7 | 59,5% |
| davon durch ÜNB | 35,1 | | 0,4 | |
| davon physisch erfüllte Phelix Futures | 17,7 | | 21,9 | |
| davon sonstige | 53,1 | | 78,4 | |
| **Preisabhängige Gebote i. w. S.** | 63,2 | 37,4% | 68,4 | 40,5% |
| davon Blöcke | 12,4 | | 6,8 | |
| davon Marktkopplungskontakte | 28,1 | | 7,7 | |
| davon preisabhängige Gebote i.e.S. | 22,8 | | 53,9 | |
| **Gesamt** | 169,1 | 100% | 169,1 | 100% |

Tabelle 77: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2018

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.[72] Allerdings ist nach Angaben der Strombörsen die von den ÜNB vermarktete Menge mit rund 35,1 TWh weiter gesunken. Im Vorjahr lag diese noch bei 38,6 TWh, im Jahr 2016 sogar noch bei 41,6 TWh.

[71] Im Monitoringbericht 2018 sind die angegebenen Prozentanteile der preisunabhängingen und preisabhängigen Verkaufsgebote korrigiert wurden, die jeweiligen Volumenangaben sind weiterhin richtig.

[72] Die ÜNB sind nach § 1 Abs. 1 AusglMechV gehalten, die für den Folgetag prognostizierten stündlichen Einspeisungen solcher erneuerbarer 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.

Grund für den Rückgang 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 2018 Betreiber von Anlagen mit einer Kapazität von ca. 68 GW die Marktprämie in Anspruch genommen haben, waren es im Dezember 2018 bereits Anlagen mit einer Kapazität von knapp 74 GW. Auch die installierte Leistung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 ist im gleichen Zeitraum (Januar bis Dezember 2018) von rund 210 MW auf über 268 MW gestiegen.[73]

Auf der Verkäuferseite ist die Menge der Gebote an der EPEX SPOT zur physischen Erfüllung von Phelix-Futures von 27 TWh in 2017 auf 18 TWh in 2018 gesunken. Auf der Käuferseite ist die Menge ebenfalls gefallen von 45 TWh auf 22 TWh in 2018.

### 1.1.4 Preisniveau

Der für das Marktgebiet gebräuchlichste 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 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. Ab der Gebotszonentrennung am 1. Oktober 2018 greift nur noch der Durchschnitt des Phelix-DE für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg für den Rest des Jahres 2018.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2018 weiter angestiegen. Betrachtet man das gemeinsame Marktgebiet inklusive Österreich, so ist der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base von 34,20 Euro/MWh auf 41,73 Euro/MWh, d. h. um rund 22 Prozent angestiegen. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 44,22 Euro/MWh nahezu 16 Prozent über dem Vorjahresniveau von 38,06 Euro/MWh. Betrachtet man nur noch das Marktgebiet Deutschland/ Luxemburg, so liegt der Durchschnitt für das letzte Quartal (ab 1. Oktober 2018) beim Phelix-Day-Base bei rund 52,60 Euro/MWh und der Phelix-Day-Peak bei 59,90 Euro/MWh.

Betrachtet man ausschließlich nur die Preisentwicklung für den vergleichbaren Zeitraum von Januar bis zum 30. September der Jahre 2017 und 2018 – in denen die gemeinsame Gebotszone weiterhin bestand – so sind die durchschnittlichen Spotmarktpreise angestiegen. Der Durchschnittswert für die drei ersten Quartale 2017 des Phelix-Day-Base ist von 34,57 Euro/MWh auf 41,73 Euro/MWh für die ersten drei Quartale 2018 angestiegen. Der Durchschnittswert der Baseload ist um rund 21 Prozent angestiegen. Auch der Phelix-Day-Peak 2018 lag mit einem Wert von 44,22 Euro/MWh nahezu 18 Prozent über dem Vorjahresniveau.

---

[73] Vgl. Informationen der ÜNB zur Direktvermarktung, siehe https://www.netztransparenz.de/portals/1/Direktvermarktung-Uebersicht_Dezember2018.pdf, aufgerufen am 9. August 2019.

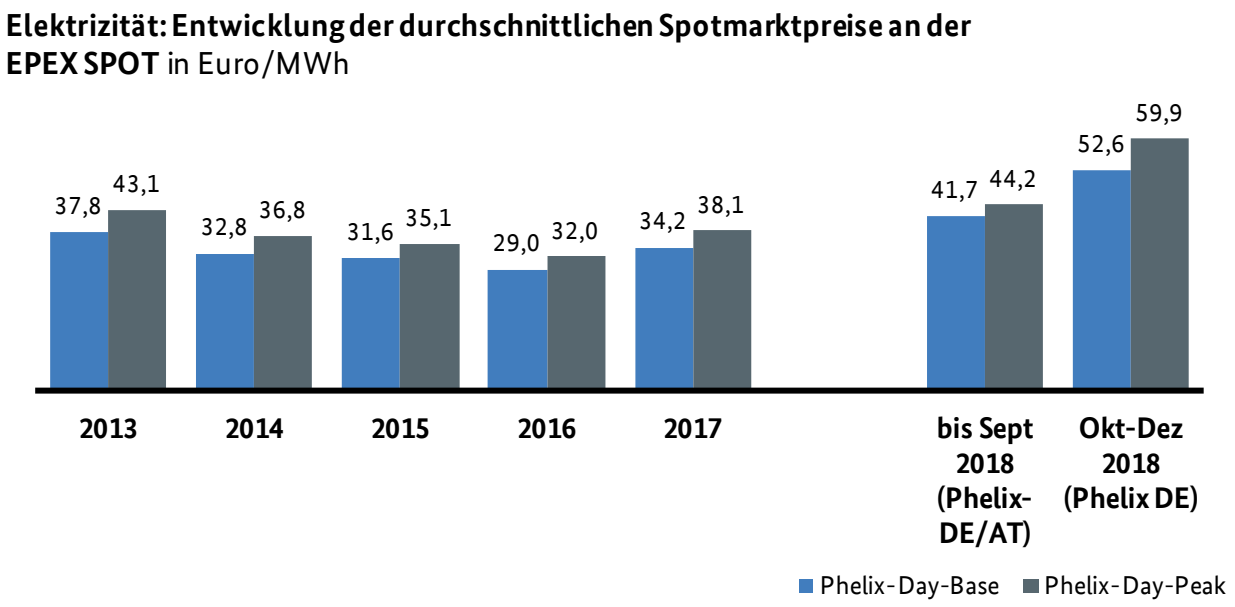



Abbildung 104: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT

Im Vergleich der Preisentwicklung der Phelix-Day-Base für Deutschland und Österreich mit Beginn der Gebotszonentrennung ab dem 1. Oktober zeigte, dass die Preise in Deutschland niedriger sind als in Österreich. Für das letzte Quartal betrug der Durchschnitt des Spotmarktpreises für Phelix-Day-Base-DE rund 52,60 Euro/MWh, während der Preis für Phelix-Day-Base-AT bei 59,93 Euro/MWh lag. Der österreichische Preis lag damit rund 13,9 Prozent über dem Phelix-DE. Auch beim Vergleich über die Peakload zeigt sich, dass der Phelix-Day-Peak-DE rund 12,1 Prozent unter dem Phelix-Day-Peak-AT lag.

**Elektrizität: Entwicklung des Phelix-Day-Base-DE und Phelix-Day-Base-AT von Oktober bis Dezember 2018**
in Euro/MWh

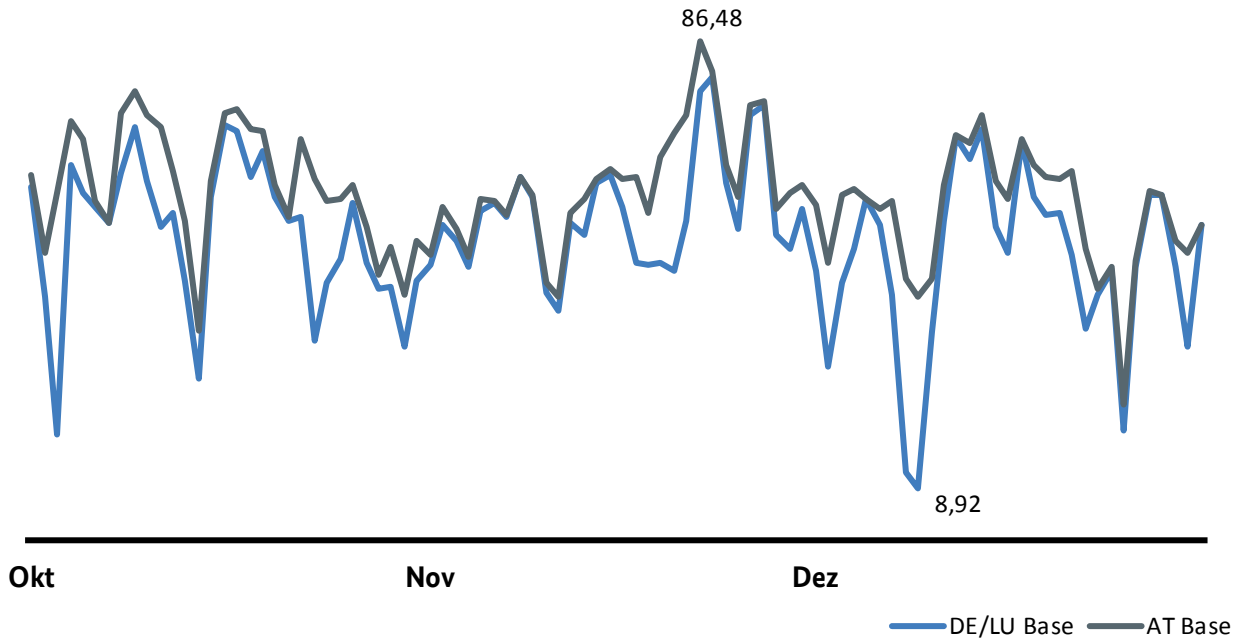



Abbildung 105: Entwicklung des Phelix-Day-Base-DE und Phelix-Day-Base-AT von Oktober bis Dezember 2018

Die unterschiedlichen Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2018 dicht beieinander. Betrachtet man die Produkte für die gemeinsame Gebotszone, so war zu beobachten, dass sich im Jahr 2018 zum ersten Mal bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT höhere 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 -0,05 Euro/MWh, im Vorjahr lag sie noch bei 0,29 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Peak und bEXApeak lag bei rund -0,09 Euro/MWh – im Vorjahr lag diese bei 0,34 Euro/MWh.

**Elektrizität: Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA**
in Euro/MWh

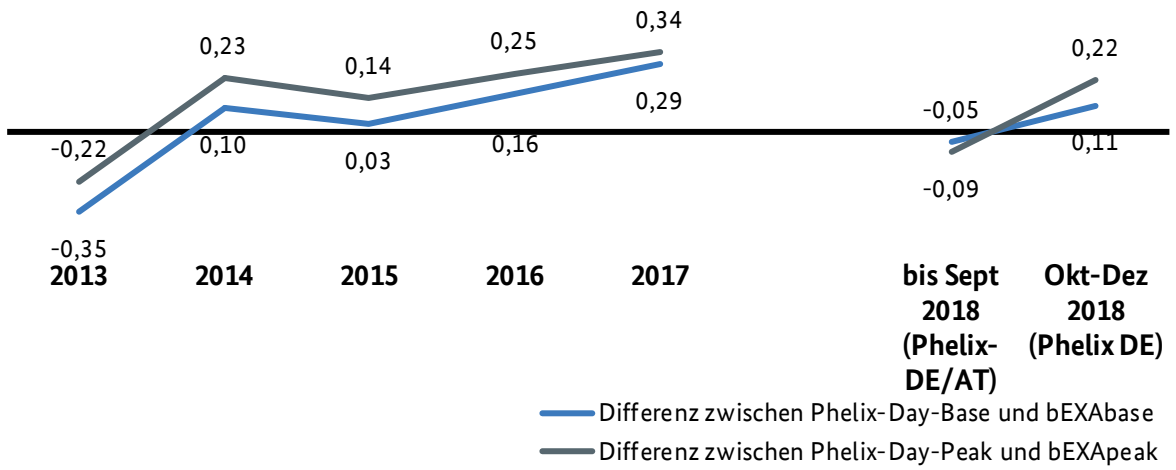



Abbildung 106: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT

### 1.1.5 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/AT-Day-Base sowie ab dem 1. Oktober 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 2018 über die üblichen Schwankungen hinaus vereinzelt zu deutlichen Ausschlägen gekommen. Bis zum Jahresende hat sich der Preis kontinuierlich erhöht.

**Elektrizität: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2018**
in Euro/MWh

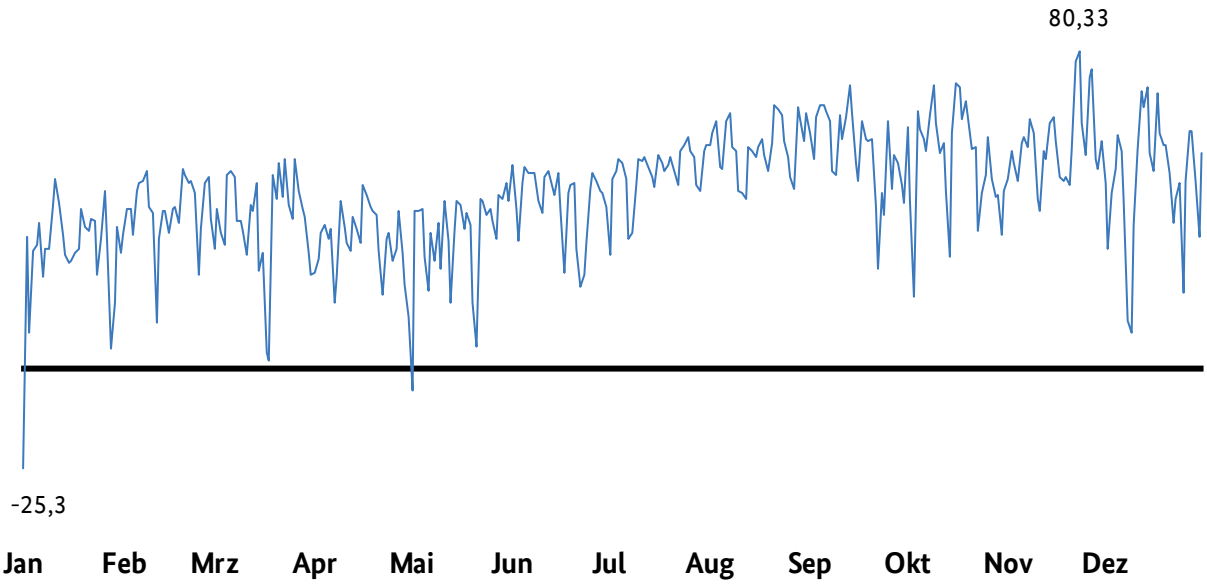



Abbildung 107: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2018

Bei den Base- und Peak-Preisen an der EPEX SPOT waren 2018 zahlreiche Extremwerte sowohl positiv als auch negativ festzustellen. Die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte für das Jahr 2018 hat sich merklich erhöht. Im Jahr 2017 betrug die Differenz noch 12,03 Euro/MWh – im Jahr 2018 sind es 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 stark gestiegen.

Sowohl beim Phelix-Day-Base sowie beim Phelix-Day-Peak kam es in 2018 zwei Mal zu negativen Werten.[74] Beim Phelix-Day-Peak gab es noch zwei weitere Tage, die einen negativen Durchschnittswert hatten. Der niedrigste Preis beim Phelix-Day-Base im Wert von -25,30 Euro/MWh wurde am 1. Januar 2018 erzielt. Am gleichen Tag hatte auch der Phelix-Day-Peak mit -21,46 Euro/MWh seinen niedrigsten Wert. Im Vorjahr lag das Minimum des Day-Base noch bei -52,11 Euro/MWh beziehungsweise des Day Peak bei -45,27 Euro/MWh.

Die Maxima der beiden Indizes haben sich im Vergleich zum Vorjahr verringert. Im aktuellen Jahr 2018 betrug der höchste Wert beim Phelix-Day-Base 80,33 Euro/MWh und war somit rund 20 Prozent unter dem Wert des Vorjahres. Im Vorjahr betrug der Höchstwert noch 101,92 Euro/MWh.

Das Maximum beim Day-Base wurde am 23. November 2018 erzielt. Hier könnte die kalte Wetterlage sowie Nebel und Regen an diesem Tag für den Höchstwert verantwortlich sein. Der Wert für 2018 beim Phelix-Day-

[74] Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn eine hohe unflexible Stromerzeugung auf eine geringe Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden.

Peak lag hier bei 97,48 Euro/MWh und ist im Vergleich zum Vorjahr, in dem dieser noch 130,18 Euro/MWh betrug, um rund 25 Prozent gefallen.

**Elektrizität: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak**
in Euro/MWh

| | Mittlere 80 Prozent | Spanne der mittleren 80 Prozent | Extremwerte | Spanne der Extremwerte |
|---|---|---|---|---|
| | 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte | | Min – Max | |
| Base 2016 | 18,57 bis 40,38 | 21,81 | -12,89 bis 60,06 | 72,95 |
| 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 |
| Peak 2016 | 18,38 bis 46,94 | 28,56 | -36,46 bis 76,84 | 113,3 |
| 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 |

Tabelle 78: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2016 bis 2018

## 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. Seit September 2015 ist der Handel mit German Intraday Cap-Futures (für Wochenkontrakte) möglich, die im Hinblick auf den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind.[75] Ebenfalls wurde seit März 2017 das Produktangebot mit „German-Intraday-Floor-Future“ erweitert, die Floor Futures dienen zur Absicherung gegen niedrige Preise.[76] Zusätzlich können Börsenteilnehmer seit Oktober 2016 mit „Wind-Power-Futures“ handeln und sich somit gegen den wachsenden Anteil und daraus resultierenden Volumenrisiken bei der Erzeugung von Windstrom absichern.[77]

Die EEX hat mit Blick auf eine Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone schon seit April 2017 den Handel mit getrennten Strom-Futures nur für Deutschland und ab Juni 2017 für die getrennten Produkte nur für Österreich gestartet.[78] Die reinen Phelix-DE als auch die reinen Phelix-AT-Kontrakte wurden gegen

[75] Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 14. September 2015.

[76] Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 18. Januar 2017. https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-erweitert-angebot-fuer-strommarkt-um-floor-futures-und-schweizerische-tages--und-wochenend--futures-/63300

[77] Vgl. Pressmitteilung der EEX vom 31. August 2016, https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex--handel-mit-wind-power-futures-startet-anfang-oktober/56352

[78] Vgl. Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017. https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-fuehrt-stromfutures-fuer-oesterreich-ein-und-ergaenzt-phelix-de-produktpalette/67016

die jeweiligen Day-Ahead Auktionen beider Länder abgerechnet. Die existierenden DE/AT-Kontrakte werden zudem im angestrebten Verhältnis zwischen Deutschland und Österreich mit einer Gewichtung von 9 zu 1 abgerechnet.[79]

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina im Terminmarkt ohne OTC-Clearing abgestellt (vgl. Abschnitt „OTC-Clearing“).

### 1.2.1 Handelsvolumen

Die börslichen Handelsmengen des Phelix-DE/AT-Futures müssen nach dem erheblichen Rückgang im Vorjahr 2017 auf 786 TWh (die Mengen von reinen Phelix-DE betrug 196 TWh) im Jahr 2018 anders betrachtet werden. Ab 2018 mit der eintretenden 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). In der folgenden Grafik sind die Produkte Phelix-DE/AT und Phelix-DE dargestellt. Hier erkennt man deutlich, dass der Phelix-DE/AT über die Zeit an Bedeutung verloren und der Phelix-DE für Deutschland an die Stelle des Phelix-DE/AT getreten ist.

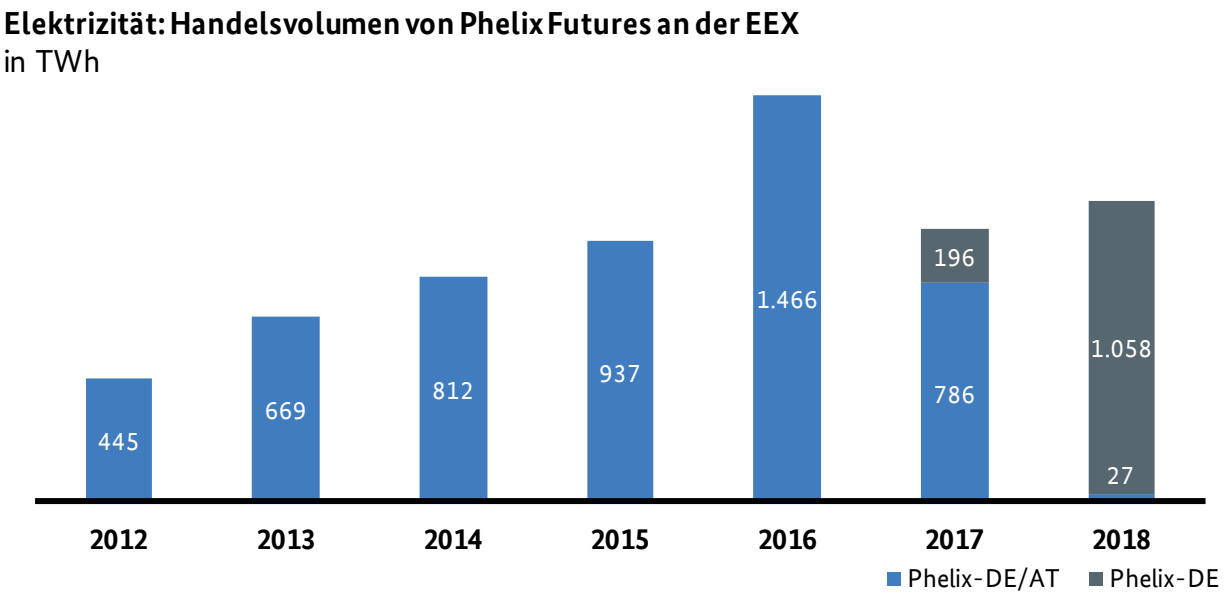



Abbildung 108: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT- sowie Phelix-DE-Futures an der EEX

Betrachtet man nur noch das Produkt Phelix-DE, so konzentriert sich der Terminhandel im Jahr 2018 vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (in diesem Fall das Jahr 2019) als Erfüllungsjahr haben. Dies betrifft rund 62 Prozent der gesamten Handelsmenge bzw. 655 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das aktuelle Jahr mit rund 18 Prozent bzw. insgesamt 191 TWh dar. Der Handel für 2021 sowie für die weiteren Jahre hat sich proportional im Vergleich zum Vorjahr sehr erhöht. So ist der Handel für das Jahr 2020 über 100 Prozent gestiegen auf rund 161 TWh. Auch für das 3. Folgejahr haben sich die Mengen auf 43 TWh mehr als verdoppelt; für das 4. Folgejahr auf rund 8 TWh erhöht.

[79] Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 18. Mai. 2017. https://www.eex.com/blob/67092/19d592fdc571849f2d306e1d5605ce83/20170518-customer-information---extension-of-phelix-de-futures-data.pdf, aufgerufen am 24. September 2019

**Elektrizität: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr (ab 2018 nur noch Phelix-DE)**
in TWh

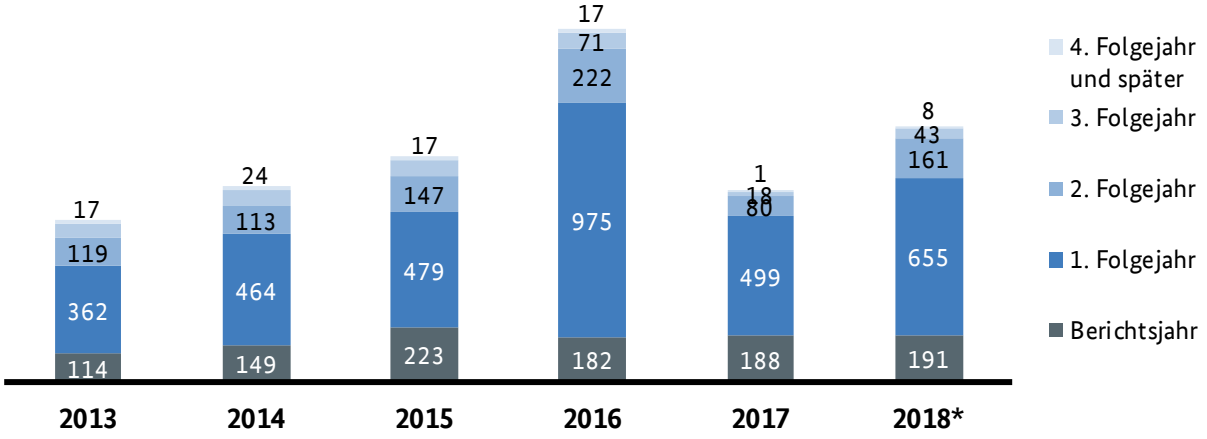



Abbildung 109: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr

### 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. Während sich der Base-Future auf eine konstante und durchgehende Lieferrate (alle Stunden, alle Tage) bezieht, umfasst der Peak-Future die Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr für die Tage Montag bis Freitag.

Die Preise der Futures sind im Verlauf des Jahres 2018 deutlich angestiegen. Eine Ursache war unter anderem die Abschaltung bzw. Herausnahme von Kraftwerken aus dem Markt. So notierte der Phelix-DE-Peak-Year-Ahead-Future am 27. Dezember 2018 bei einem Wert von 66,26 Euro/MWh und verzeichnete im Vergleich zum Jahresanfang einen Anstieg von rund 43 Prozent. Auch der Phelix-DE-Base-Year Future ist auf 54,44 Euro/MWh angestiegen. Das entspricht einem Anstieg von rund 48 Prozent ab dem Beginn des Jahres.

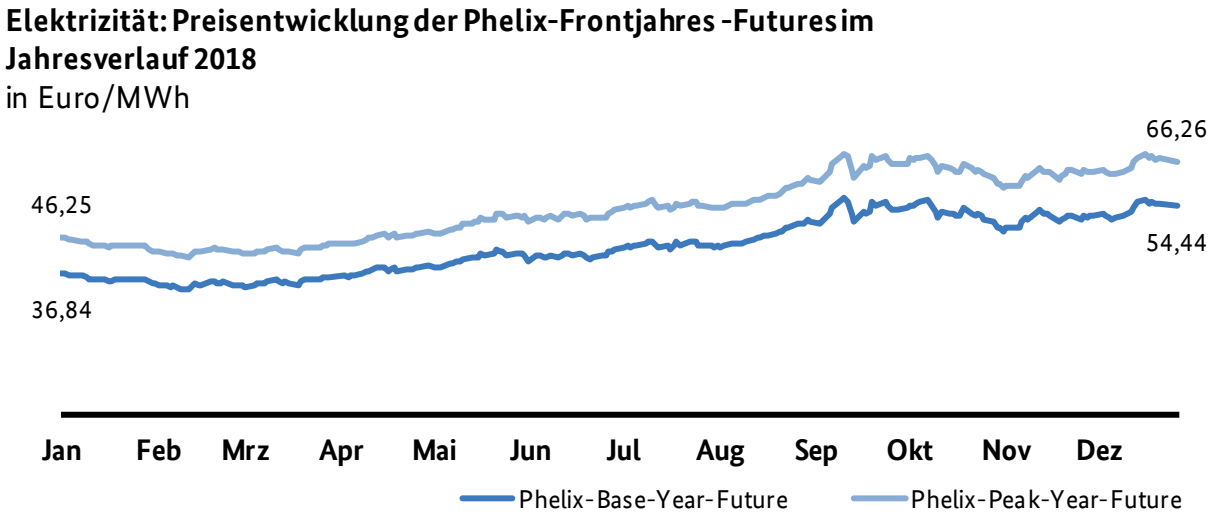



Abbildung 110: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2018

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 – dort allerdings für den Phelix-DE/AT-Future – erneut gestiegen. Mit 43,84 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr mit 32,38 Euro/MWh um 11,46 Euro/MWh und damit um rund 35 Prozent angestiegen. Bei den Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 53,95 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus dem Vorjahr (40,51 Euro/MWh) beträgt 13,44 Euro/MWh und damit rund 33 Prozent. Der Abwärtstrend von 2013 bis 2016 hat sich also umgekehrt.

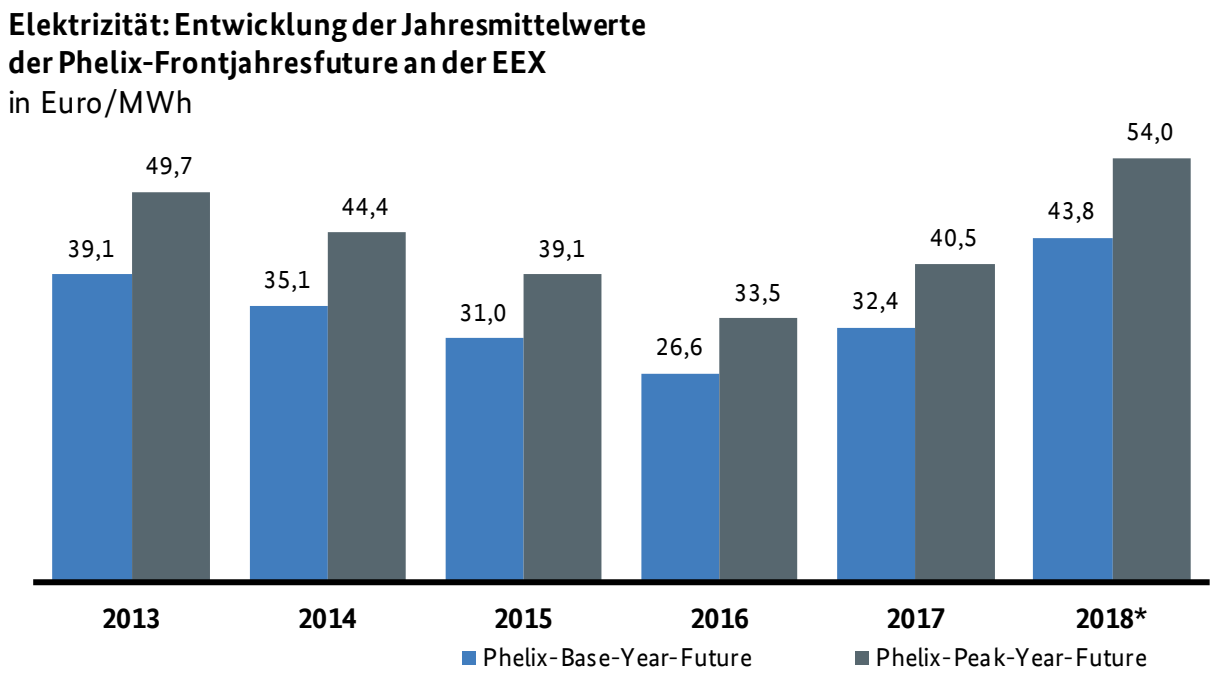



Abbildung 111: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug 10,11 Euro/MWh. Im Vorjahr 2017 betrug die Differenz noch 8,13 Euro/MWh. Der Peak-Preis liegt somit rund 23 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 drei Unternehmen als Market Maker aktiv: Uniper Global Commodities SE, RWE Supply & Trading GmbH und Vattenfall Energy Trading GmbH. Jedoch waren die unterschiedlichen Market Maker nicht im ganzen Berichtszeitraum aktiv, sondern nur in einigen Monaten. Daher beträgt der Anteil der Market Maker am

Kaufvolumen rund 18 Prozent – im Vorjahr lag dieser noch bei 9 Prozent. Auf der Verkaufsseite ist das Volumen ebenfalls auf 17 Prozent nach 8 Prozent im Vorjahr gestiegen.[80]

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 2018 sowohl beim Kauf als auch beim Verkauf rund 2 Prozent des Handelsvolumens und damit 5 Prozent weniger als im Vorjahr.

Am Day-Ahead-Markt der EXAA waren im Berichtszeitraum vier Market Maker aktiv: Verbund Trading GmbH, Uniper Global Commodities SE, Danske Commodities AS und RWE Supply & Trading GmbH. In 2018 betrug der kumulierte Anteil von Transaktionen, die die Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker tätigten, am Kaufvolumen der Day-Ahead-Auktion 2,9 Prozent (in 2017 waren es 1,9 Prozent) und am Verkaufsvolumen 5,1 Prozent (in 2017 waren es 5,5 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, liegt aber im Jahr 2018 bei rund 19 Prozent und damit im Vergleich zum Vorjahr mit rund 17 Prozent leicht höher. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 betrug der Anteil noch 28 Prozent. Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind über die Jahre absolut betrachtet zurückgegangen. Im Jahr 2018 ist die Menge leicht angestiegen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag in 2018 bei rund 41,2 TWh; im Jahr 2017 lag es noch bei 38,6 TWh. In den Jahren zuvor lag das Verkaufsvolumen der ÜNB höher. Im Jahr 2012 noch bei rund 69,5 TWh und im Jahr 2014 bei rund 50,5 TWh. Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen in Höhe von etwa 0,5 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.[81]

---

[80] 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.

[81] 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 33 Prozent in Jahr 2017 auf 35 Prozent angestiegen. Auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr verringert. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2018 rund 30 Prozent. Im Vorjahr lag der Anteil am Verkauf noch bei 32 Prozent. Die vormals verkaufsseitig höheren Anteile gehen überwiegend auf die zu diesem Zeitpunkt höheren Verkaufsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber zurück.

**Elektrizität: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT** in Prozent

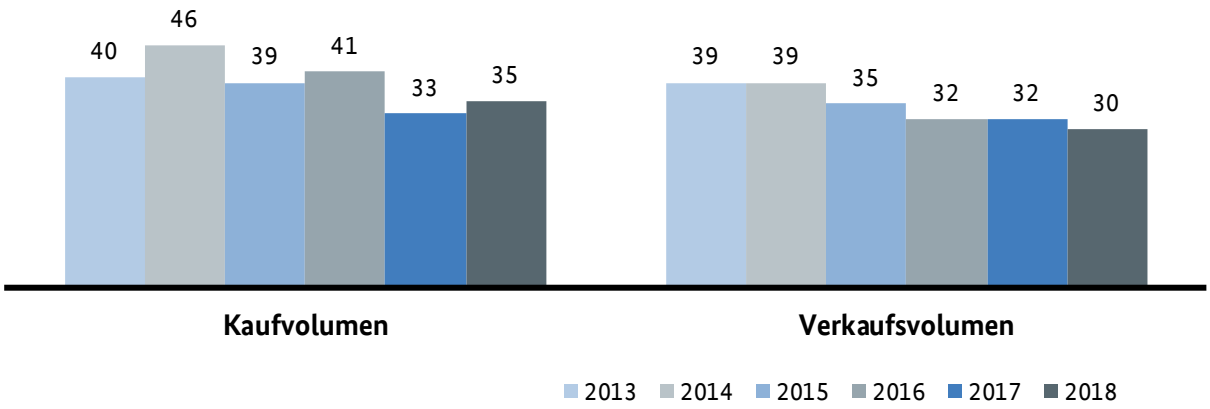



Abbildung 112: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EEX ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix-DE-Futures (ohne OTC-Clearing) von rund 29 Prozent im Vorjahr auf 35 Prozent im Jahr 2018 gestiegen. Auf der anderen Seite ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer von rund 32 Prozent im Vorjahr auf 35 Prozent im Jahr 2018 angestiegen.

## 2. Bilateraler Großhandel

Kennzeichnend für den 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 Nachfrage und Angebot 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.[82] Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar.

In den nachfolgenden Unterkapiteln wurde für das Jahr 2018 für den Bereich des bilateralen 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 2018 im bilateralen Stromgroßhandel erneut ein stabil hohes Liquiditätsniveau 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 zehn Broker beteiligt (im Vorjahr elf), die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2018 insgesamt rund 4.956 TWh gegenüber 5.671 TWh im Jahr 2017. In der Betrachtung für 2018 fehlen die Angaben eines der größeren Broker auf dem Markt, der für das Jahr 2018 keine Mengen übermittelt hat. Würde man jedoch dessen gemeldete Menge aus dem Vorjahr auf dieses Jahr übertragen, so würde das Gesamtvolumen dieser elf Broker ganz grob das Niveau des Vorjahres erreichen. Eine ähnliche Beobachtung gibt die London Energy Brokers' Association (LEBA) an, an der nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind. Bei der LEBA ist das Volumen für Handelsgeschäfte leicht gestiegen. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ ist im Jahresvergleich zum Vorjahr von 5.262 TWh auf 5.330 TWh, d. h. um rund ein Prozent gestiegen.[83]

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Folgejahr mit 59 Prozent (im Vorjahr 64 Prozent) weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr 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.

---

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

[83] Siehe London Energy Brokers‘ Association, Monthly Volume Report: https://cdn.evia.org.uk/content/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202018.pdf (aufgerufen am 12. September August 2019).

**Elektrizität: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2018 nach Erfüllungszeitraum**

| Erfüllungszeitraum | Handelsmengen in TWh | Anteil |
|---|---|---|
| Intraday | 0 | - |
| Day-Ahead | 73 | 1% |
| unter 1 Woche | 67 | 1% |
| über 1 Woche | 1.242 | 25% |
| 1. Folgejahr | 2.917 | 59% |
| 2. Folgejahr | 532 | 11% |
| 3. Folgejahr | 115 | 2% |
| 4. Folgejahr | 10 | 0% |
| **Summe** | **4.956** | **100%** |

Tabelle 79: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2018 nach Erfüllungszeitraum

## 2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen Handel hat das OTC-Clearing an der Börse eine spezielle Funktion für den bilateralen 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 2018 bei 1.053 TWh. Im Jahr 2017 lag das Volumen noch bei 905 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 16 Prozent und der Börsenhandel um rund 35 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen.

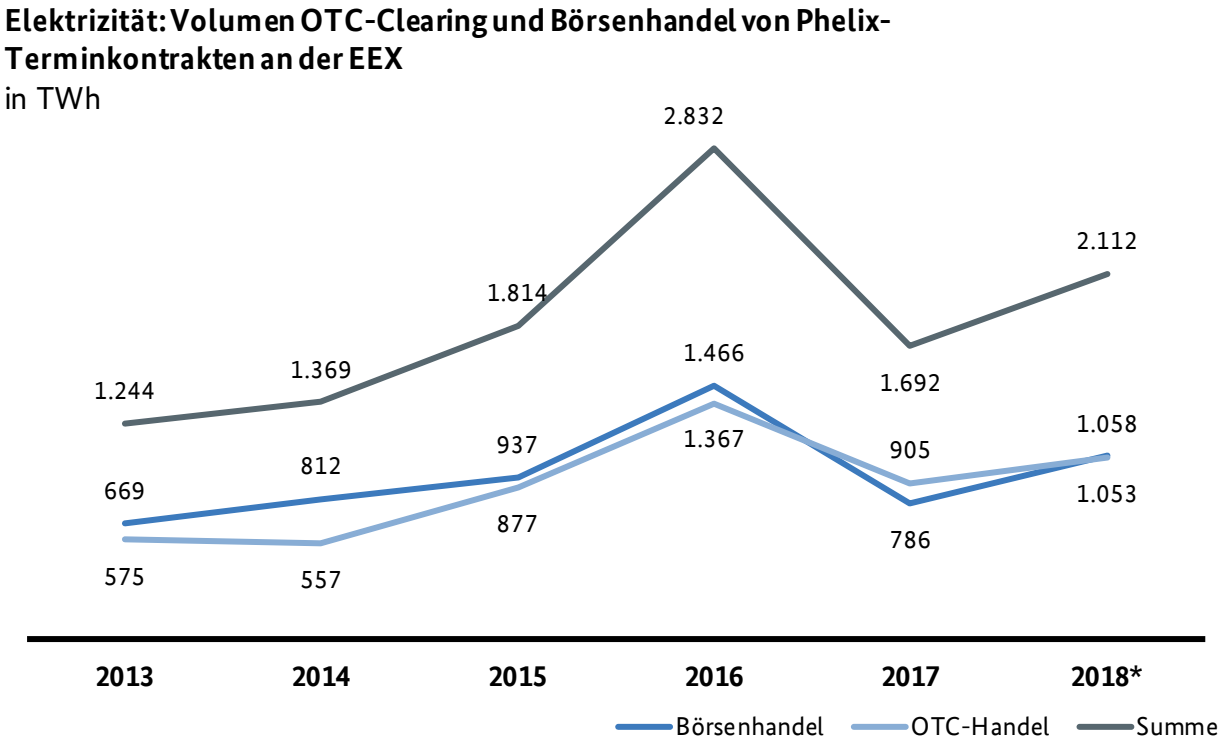



Abbildung 113: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten

Nach Angaben der LEBA betrug das zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2018 rund 915 TWh, was einem Anteil von rund 17 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Demgegenüber betrugen die entsprechenden Clearing-Werte in 2017 rund 859 TWh bzw. 16 Prozent der gesamten Menge.[84]

Phelix-Optionen spielten im Börsenhandel an der EEX keine Rolle, d. h. es kam im Jahr 2018 – wie im Vorjahr – nicht zu solchen Transaktionen. Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung: Im Jahr 2018 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 177 TWh bzw. 17 Prozent, während die restlichen 877 TWh bzw. 83 Prozent des OTC-Clearings auf Phelix-Futures entfallen. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich gegenüber dem Umfang des Vorjahres um rund 49 Prozent deutlich erhöht. Die Verteilung der im Jahr 2018 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr kaum verschoben. Entfielen im Vorjahr rund 64 Prozent auf Kontrakte für das nächste Jahr, so sind es im Jahr 2018 noch 62 Prozent (654 TWh). Noch rund 24 Prozent (260 TWh) betrafen das Jahr 2018 selbst. Auf das übernächste Jahr (Handel für 2020) entfielen rund 11 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil aus.

[84] Vgl. https:/www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59 (abgerufen am 14. August 2019). Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power“ betrug 5.330 TWh für das gesamte Jahr 2018.

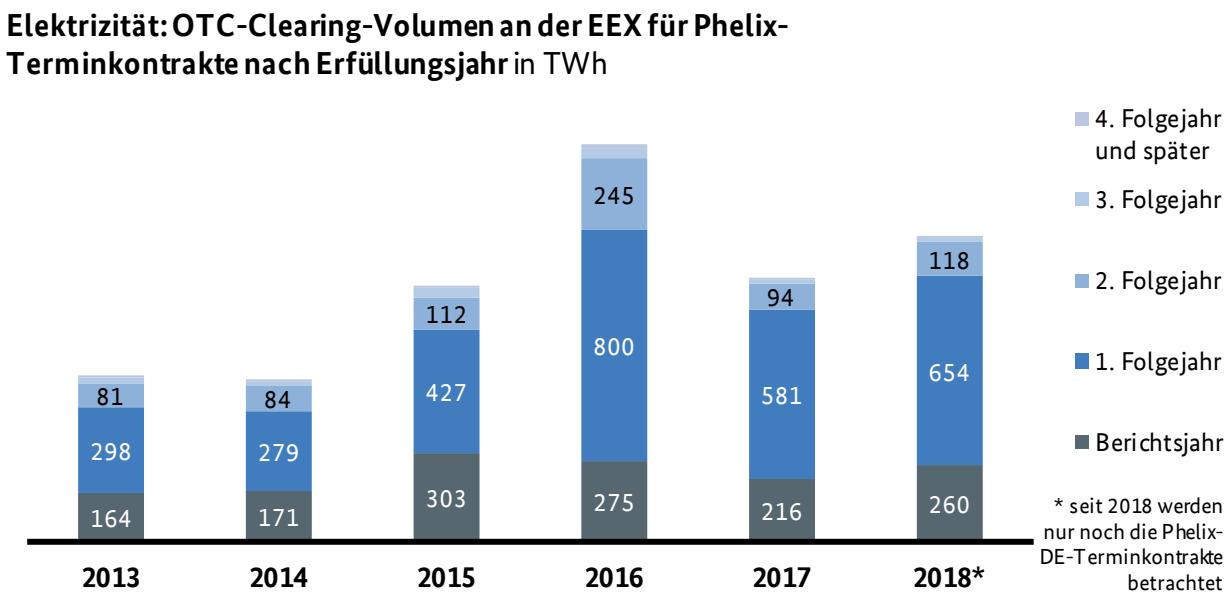



Abbildung 114: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens von Phelix-Futures an der EEX entfällt auf einige Brokerplattformen. Auf die fünf umsatzstärksten (Broker-)Unternehmen, die im Jahr 2018 die höchsten Volumina zum OTC-Clearing anmeldeten, entfielen je rund 53 Prozent aller Käufe und 54 Prozent aller Verkäufe (in 2017 waren es jeweils rund 55 Prozent aller Käufe und 60 Prozent aller Verkäufe).

# G Einzelhandel

## 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Insgesamt waren im Jahr 2018 mindestens 1.485 Unternehmen als Elektrizitätslieferanten tätig. Die Lieferanten werden als einzelne juristische Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet.

Im Monitoring wurden rund 50,9 Mio. Marktlokationen von Letztverbrauchern erfasst. Wie Abbildung 115 zeigt, beliefern von 1.421 Lieferanten rund 84 Prozent weniger als 30.000 Marktlokationen. Insgesamt finden sich in dieser Kategorie knapp 8,1 Mio. Marktlokationen (ca. 16 Prozent aller Marktlokationen). Von allen Lieferanten beliefern rund sechs Prozent jeweils über 100.000 Marktlokationen. Diese sechs Prozent belieferten absolut betrachtet rund 36,1 Mio. Marktlokationen und somit wie im Vorjahr 71 Prozent aller Kunden. Demnach sind auf Lieferantenseite weiterhin mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Marktlokationen zusammensetzt. Rund 88 große Lieferanten beliefern hingegen absolut gesehen die meisten Marktlokationen. 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 Marktlokationen beliefern**
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

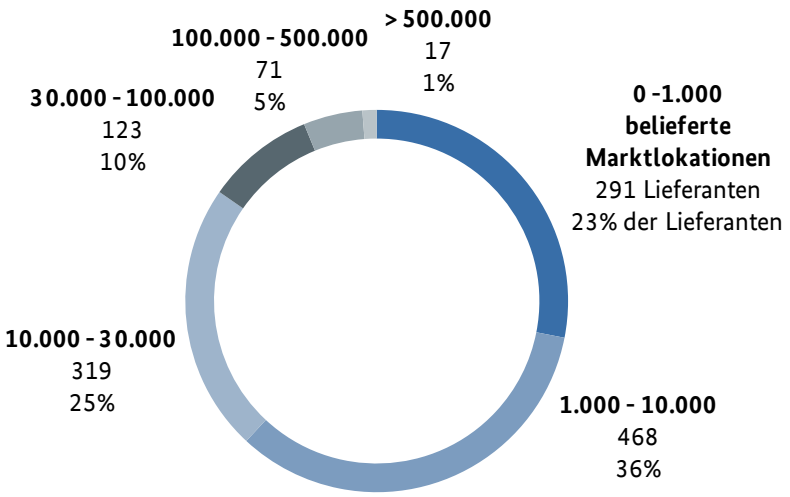



Abbildung 115: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktlokationen

Ein ganzheitliches Bild bzgl. der Lieferantenstruktur ergibt sich durch die Betrachtung der regionalen Tätigkeit der Lieferanten. Hier zeigt sich anhand der Daten von 1.263 Lieferanten, dass knapp die Hälfte der Lieferanten nur regional tätig ist. 91 Lieferanten, d. h. rund sieben Prozent, beliefern Kunden in mehr als 500 Netzgebieten (vgl. Abbildung 116). 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: 214 Lieferanten haben Verträge in allen

16 Bundesländern abgeschlossen. Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in 93 Netzgebieten (2017: 92 Netzgebiete).

**Elektrizität: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern**
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

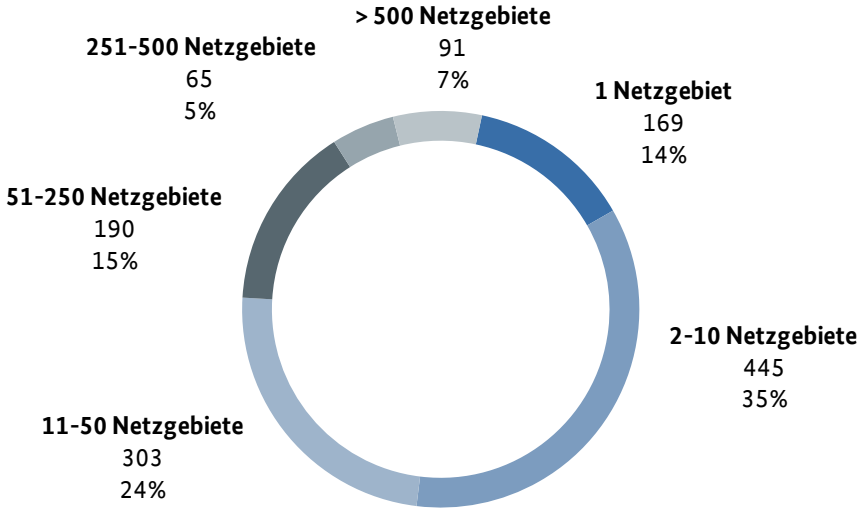



Abbildung 116: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete

Obwohl eine Mehrzahl der Lieferanten weiterhin regional tätig ist, hat sich die Möglichkeit für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten wählen zu können, im Vergleich zum Jahr 2017 ein weiteres Mal vergrößert. Dies zeigt die Auswertung der Angaben von 832 Verteilernetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossene Verbraucher beliefern, (vgl. Abbildung 117): In 89 Prozent aller Netzgebiete (737 Netzgebiete) waren 2018 mehr als 50 Anbieter aktiv. Zehn Jahre zuvor, im Jahr 2008, lag dieser Wert noch bei 33,6 Prozent (226 Netzgebiete). Inzwischen sind in rund 72 Prozent der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert fünf Jahre zuvor noch bei 40,3 Prozent (319 Netzgebiete) lag. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2018 in seinem Netzgebiet zwischen 149 Anbietern wählen (2017: 143), für Haushaltskunden liegt der Wert bei 132 Anbietern (2017: 124).

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

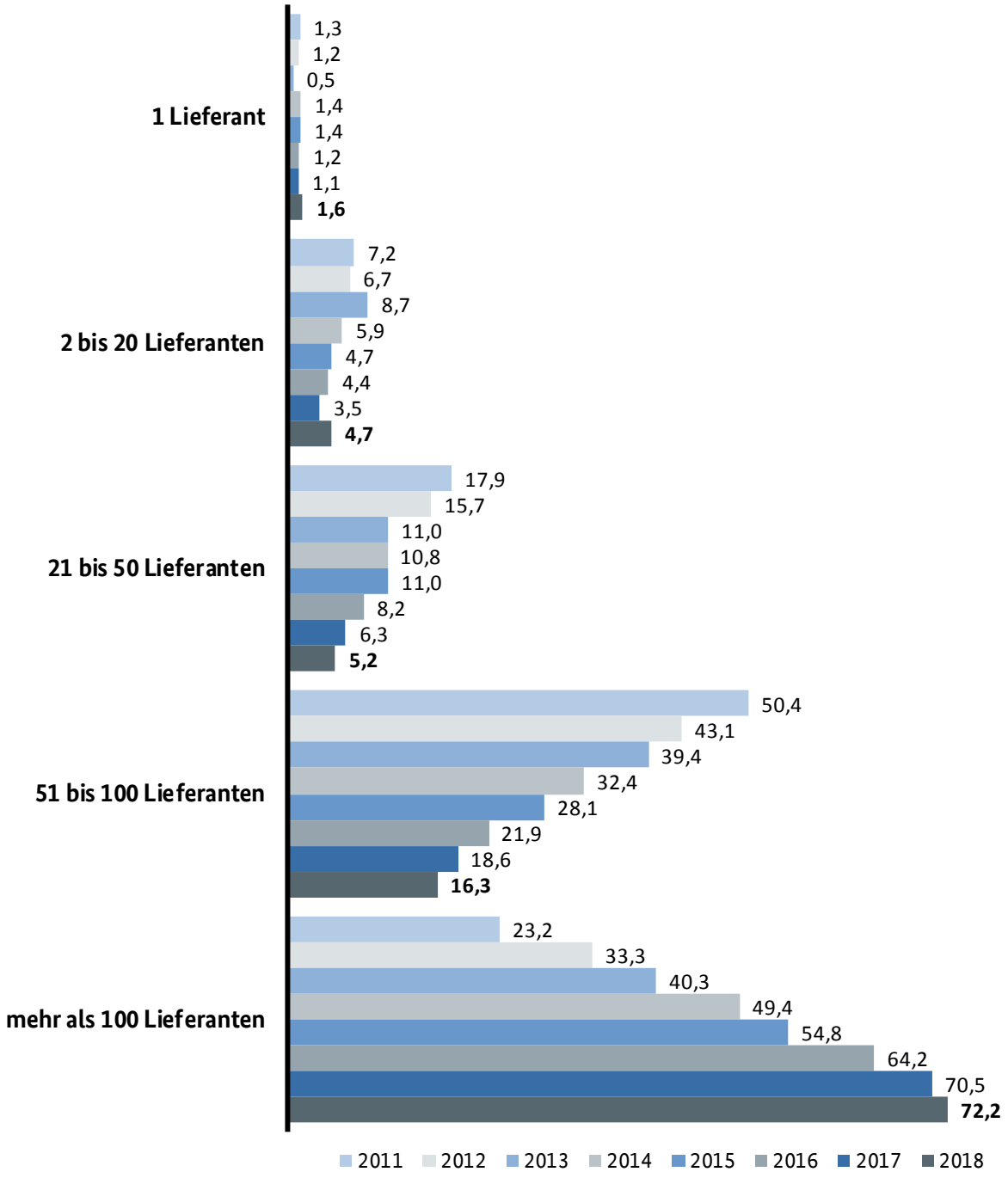



Abbildung 117: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

## 2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die immer noch hohe Zahl von Haushaltskunden, die in der Grundversorgung oder im Rahmen eines anderen Vertrages vom Grundversorger beliefert werden zeigt, dass noch nicht alle Verbraucher die Wechselmöglichkeiten nutzen.

Verbraucher können sich über ihre Vertragskonditionen (Grundversorgungsstatus, Preisbindung, Laufzeit etc.) und die aktuellen Preise ihres Lieferanten informieren und diese mit denen anderer Lieferanten oder Verträge vergleichen.

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 Marktlokation 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 beliefernden 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 Stromletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG im Wesentlichen nach qualitativen Merkmalen definiert[85]. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoringbericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden[86] einerseits und Industriekunden andererseits hat

[85] 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.

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

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 2018 rund 418,8 TWh. Im Vorjahr waren es 423,8 TWh. Im Jahr 2018 entfielen ungefähr 260,6 TWh auf RLM-Kunden und 158,2 TWh auf SLP-Kunden (einschließlich 13,3 TWh Heizstrom für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpe). Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2018 rund 116,7 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 ein[87]. 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. 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 Stromverbrauch[88] aus, d. h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

---

[87] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

[88] Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

Im Jahr 2018 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 2018 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 Grundversorgung[89]. 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-Marklokationen. 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.

**Elektrizität: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2018**
Menge und Verteilung

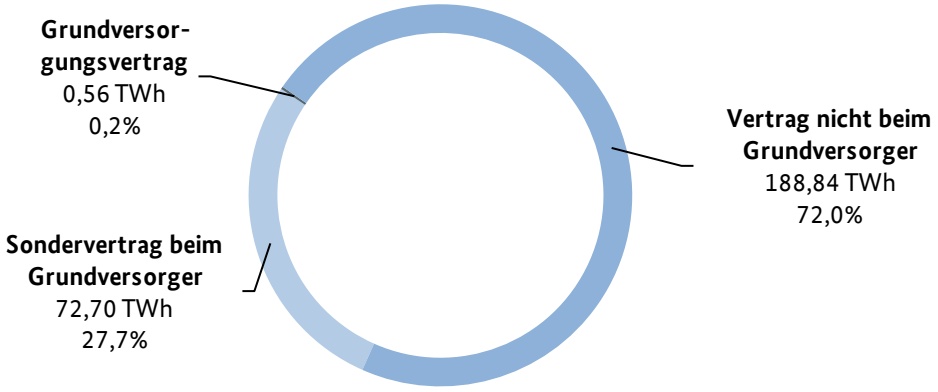



Abbildung 118: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2018

[89] 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.

### 2.1.2 Lieferantenwechsel

Über die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Jahr 2018 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nach folgenden 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 2018**

| Letztverbraucher-kategorie | Anzahl der Marktlokationen mit Lieferanten-wechseln | Anteil an allen Marktlokationen der Verbrauchs-kategorie | Entnahmemenge an Marktlokationen mit Lieferanten-wechseln in TWh | Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchs-kategorie |
|---|---|---|---|---|
| >10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr | 228.356 | 10,9% | 17,7 | 14,4% |
| > 2 GWh/Jahr | 3.156 | 17,9% | 27 | 11,2% |
| **Gesamt Nicht-Haushaltskunden** | **231.512** | **11,0%** | **44,7** | **12,3%** |

Tabelle 80: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2018

Über die Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2018 bei 12,3 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 13,0 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.

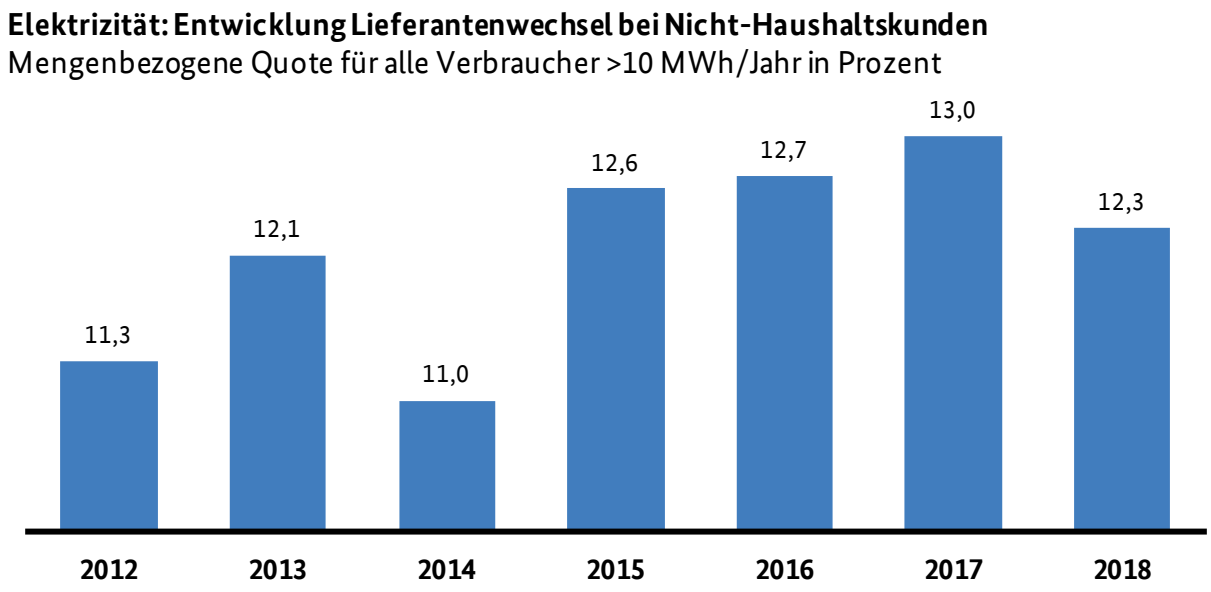



Abbildung 119: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

## 2.2 Haushaltskunden

### 2.2.1 Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring ergeben, dass im Jahr 2018 rund 42 Prozent der Entnahmemenge der Haushaltskunden über einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung entnommen wurde (2017: 41 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 27 Prozent der Entnahmemenge (2017: 28 Prozent). Der Anteil der Entnahmemenge, die über einen Vertrag mit einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger bezogen wurde, lag wie im Vorjahr bei 31 Prozent. Insgesamt wurden damit weiterhin 69 Prozent der Entnahmemenge aller Haushalte nach wie vor über den Grundversorger bezogen. Die Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten bleibt damit stark.

**Elektrizität: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2018**
Menge in TWh und Verteilung

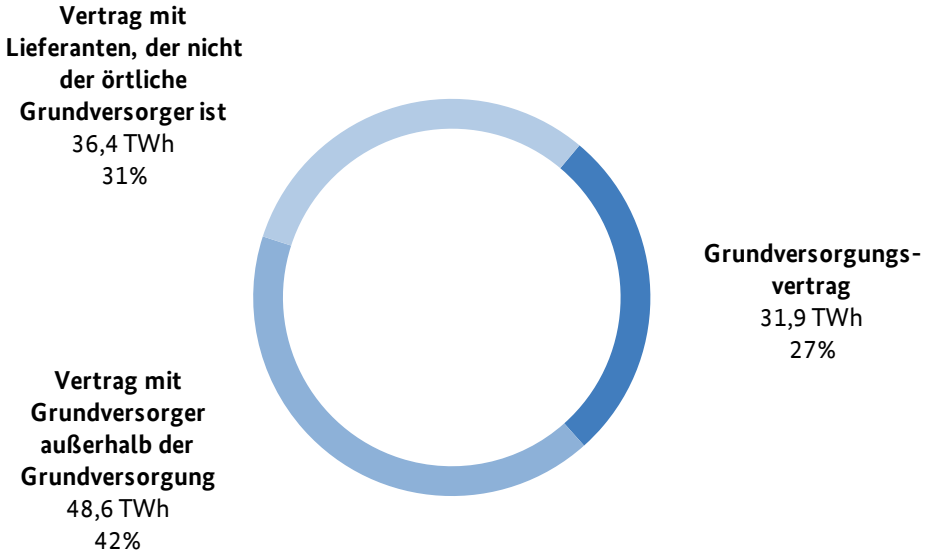



Abbildung 120: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2018

### 2.2.2 Vertragswechsel

**Elektrizität: Vertragswechsel von Haushaltskunden im Jahr 2018**

| Kategorie | Vertrags-wechsel in TWh | Anteil an Gesamt-entnahmemenge in Prozent | Vertrags-wechsel Anzahl | Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben | 6,4 TWh | 5,5% | 1,98 Mio. | 4,3% |

Tabelle 81: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität)

Tabelle 81 stellt Vertragswechsel innerhalb eines Unternehmens dar, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind. Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 1,98 Mio. und liegt damit unter dem Vorjahreswert (2017: 2,63 Mio. Vertragswechsel). Die entsprechende Wechselmenge belief sich auf ca. 6,4 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 4,3 bzw. 5,5 Prozent. Die Wechsel innerhalb eines Unternehmens sind damit im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

### 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 2017 liegt die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden auf dem Vorjahresniveau von 4,7 Millionen.

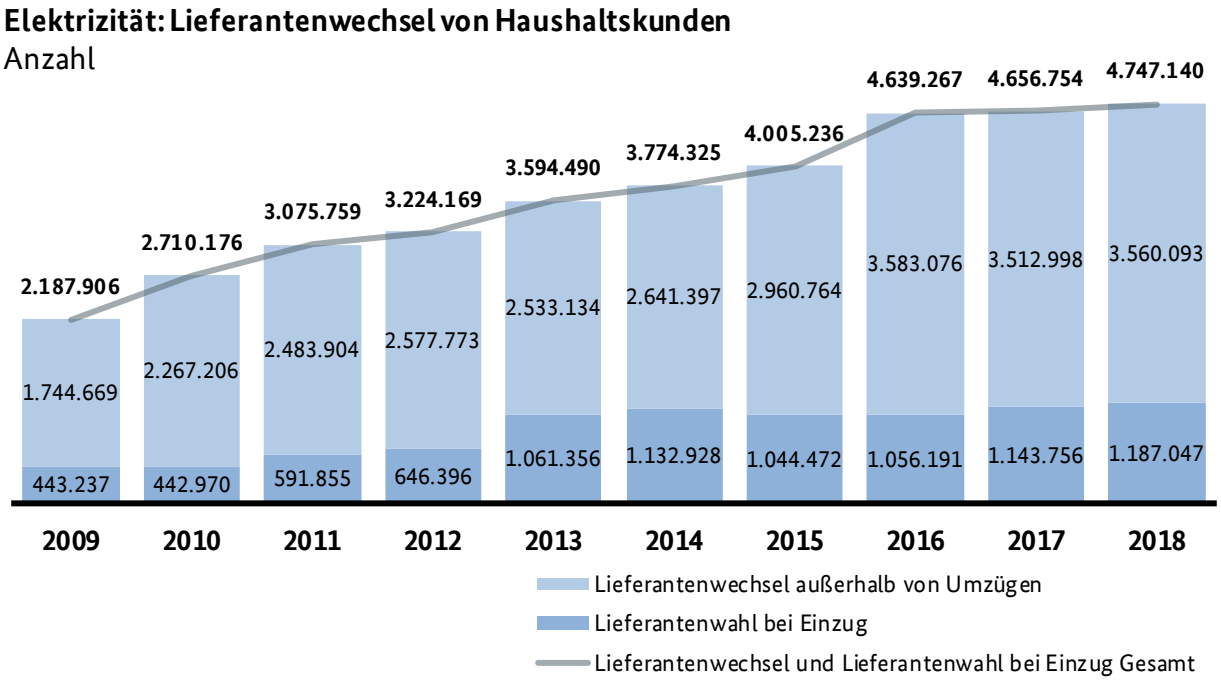



Abbildung 121: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität[90]

Die gesamte Lieferantenwechselquote betrug im Jahr 2018 ca. 10,2 Prozent der Haushaltskunden und ist damit konstant (2017: 10,2 Prozent[91]). Die auf diese Wechsel bezogene Strommenge liegt bei ca. 14,1 TWh, was etwa dem im Vorjahr ermittelten Wert (2017: 14,2 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.

Über eine gemeinsame Betrachtung der in 2018 vollzogenen Vertrags- und Lieferantenwechsel lässt sich ermitteln, wie viele Haushaltskunden eine Änderung ihres Energieliefervertrages veranlasst haben. Insgesamt wurden so rund 6,7 Mio. Wechselvorgänge vollzogen.

[90] Aufgrund von Insolvenzen wurden in den Jahren 2011 und 2013 die Wechselzahlen je um geschätzte 500.000 insolvenzbedingte Wechsel bereinigt.

[91] Die Lieferantenwechselquote für das Jahr 2017 wurde korrigiert.

# 3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen

Wenn ein Kunde bspw. eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht zahlt, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss erhält er eine sogenannte Sperrandrohung.

Eine Sperrung (Unterbrechung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung durchgeführt. Das Datum der tatsächlichen Sperrung muss dem Kunden drei Werktage im Voraus angekündigt werden.

Die Unterbrechung der Stromversorgung darf in der Grundversorgung erst bei einem Zahlungsverzug von mindestens 100 Euro durchgeführt werden.

Sowohl für die Mahnungen, die Sperrung und auch die Wiederherstellung der Versorgung kann der Lieferant die Kosten dem Kunden in Rechnung stellen. 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 Veränderungen des Verbrauchsverhaltens können Verbraucher ihre Abschlagszahlung anpassen und so hohen einmaligen Nachzahlungen vorbeugen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel besteht die Möglichkeit Energiekosten zu senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise von den Verbraucherzentralen angeboten.

## 3.1 Stromsperrungen

Für das Jahr 2018 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 2018 bei 296.370 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozent gesunken (2017: 330.098)[92]. In Bezug auf alle Marktlokationen 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.

[92] Die Gesamtzahl für 2017 musste aufgrund einer Falschmeldung nachträglich korrigiert werden.

Nach der StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro und nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Bei wettbewerblichen Lieferanten sind Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen festgeschrieben.

Abbildung 122 zeigt, wie häufig Lieferanten in 2018 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt oder durchgesetzt haben.

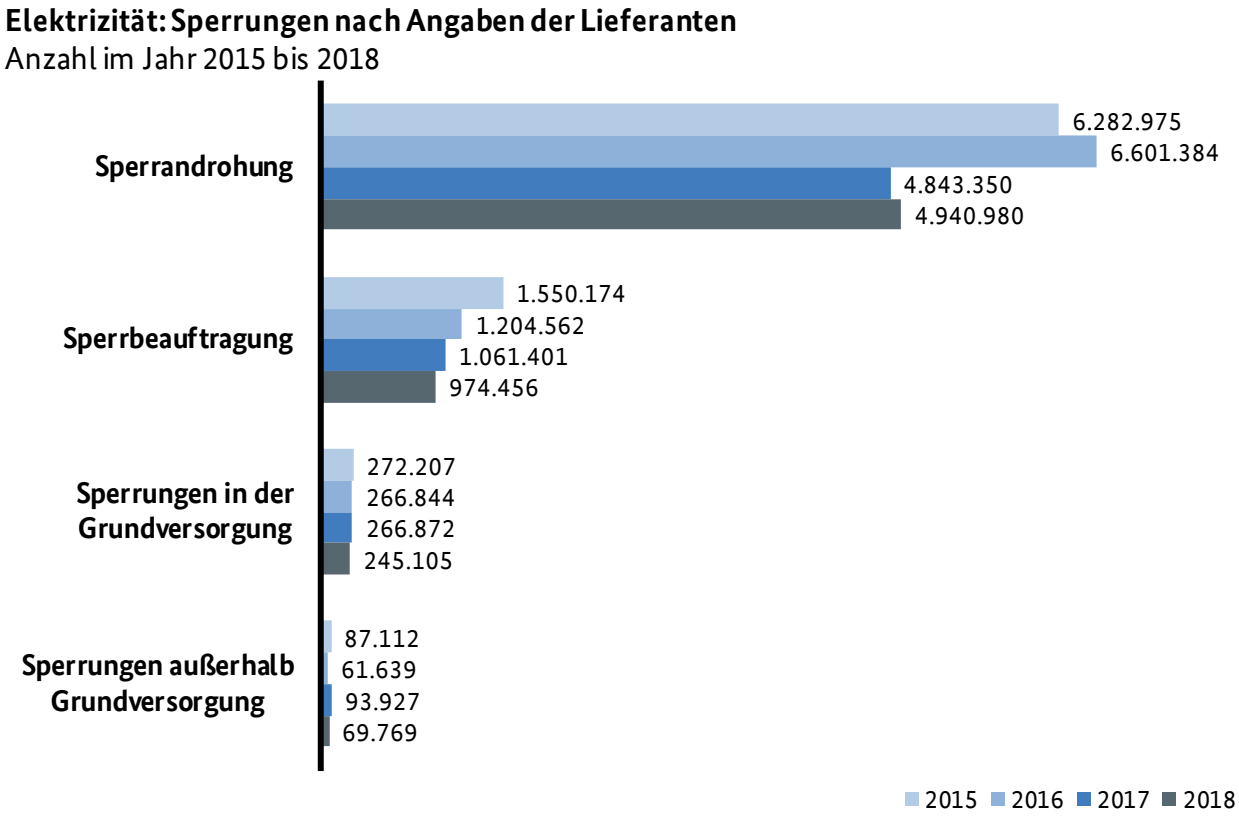



Abbildung 122: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Aus den Lieferantendaten geht hervor, dass durchschnittlich eine Sperrung bei einem Rückstand von rund 131 Euro angedroht wurde. Insgesamt wurden rund 4,9 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten ca. 0,97 Mio. in einer Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber (20 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 245.105 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. 1,6 Prozent der Haushaltskunden in der Grundversorgung waren von einer Sperrung betroffen. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde gemäß den Lieferanten in etwa 69.769 Fällen vollzogen (d. h. Rückgang um

26 Prozent gegenüber dem Vorjahr).[93] Nach den Angaben der Lieferanten sind rund 18 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. 41,95 Euro (inkl. USt.)[94] zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 2 Euro und 199 Euro lag. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt 47,95 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen 5 und 150 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Stromlieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt ca. 44,14 Euro (inkl. USt.), wobei die Spanne von 2 Euro bis 150 Euro reichte und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt 48,88 Euro (inkl. USt.) mit einer Spanne von ca. 5 bis 150 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Lieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 3,75 Euro.

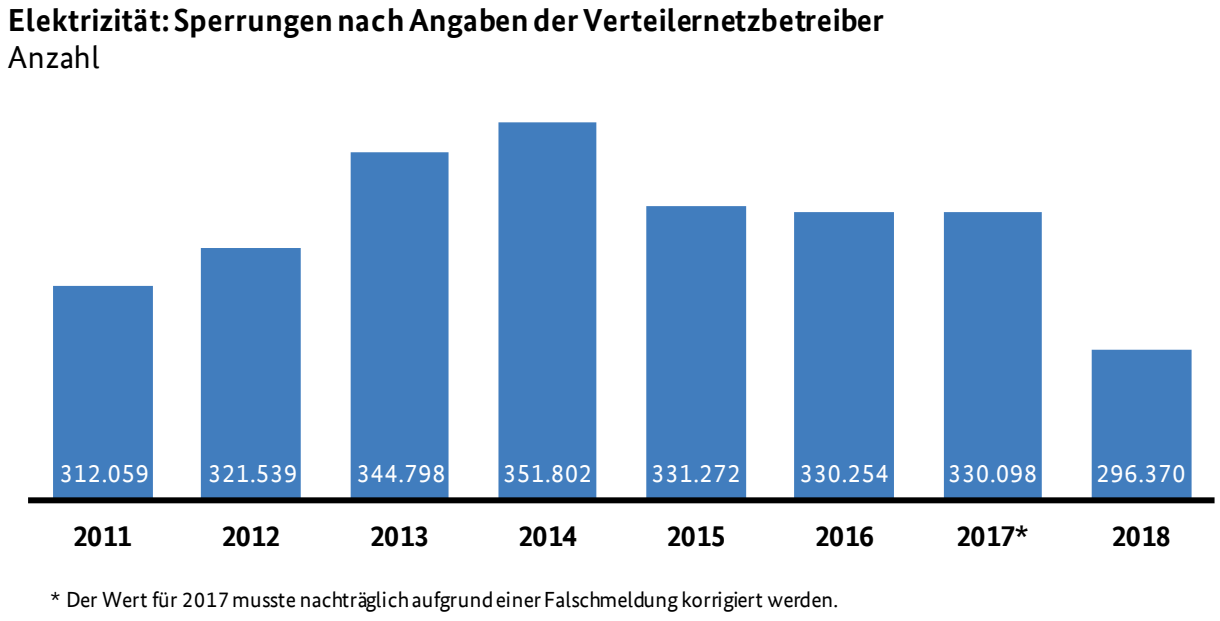



Abbildung 123: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber[95]

[93] 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.

[94] Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

[95] 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.

Abbildung 123 zeigt die Entwicklung der Sperrungen von Letztverbrauchern von 2011 bis 2018. Insgesamt wurden 296.370 Sperrungen durchgeführt und 276.223 Anschlüsse im Jahr 2018 wiederhergestellt. Aufgeschlüsselt auf Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der Sperrungen:

**Elektrizität: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2018 (VNB Angaben)**

| | Anzahl Sperrungen (in- und außerhalb der Grundversorgung) | Anteil an Marktlokationen von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent |
|---|---|---|
| Bremen | 4.785 | 1,08 |
| Hamburg | 9.645 | 0,83 |
| Nordrhein-Westfalen | 89.210 | 0,80 |
| Berlin | 18.975 | 0,80 |
| Sachsen-Anhalt | 12.052 | 0,79 |
| Schleswig-Holstein | 10.475 | 0,59 |
| Hessen | 22.148 | 0,58 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 6.141 | 0,54 |
| Sachsen | 14.844 | 0,52 |
| Rheinland-Pfalz | 12.772 | 0,51 |
| Saarland | 3.181 | 0,50 |
| Niedersachsen | 23.280 | 0,49 |
| Thüringen | 6.295 | 0,46 |
| Brandenburg | 7.117 | 0,42 |
| Bayern | 29.506 | 0,38 |
| Baden-Württemberg | 24.502 | 0,37 |

Tabelle 82: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2018[96]

Bei Tabelle 82 ist zu beachten, dass 0,5 Prozent der gesamten Sperrungen keinem Bundesland zugeordnet werden konnten.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Stromlieferanten durchschnittlich 51,68 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen ca. 3 und 175 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Haushaltskunden wurden zwischen 3 und 225 Euro erhoben, durchschnittlich 54,94 Euro (exkl. USt.) in Rechnung gestellt.

[96] Der Wert für Hessen für das Vorjahr 2017 musste aufgrund einer Fehlmeldung korrigiert werden: Die veröffentlichten 34.351 Sperrungen (0,92 Prozent der Letztverbraucher im Bundesland) haben sich nach der Korrektur auf 22.795 Sperrungen (0,61 Prozent der Letztverbraucher im Bundesland) reduziert.

Für das Jahr 2018 wurde zum ersten Mal die Dauer der Sperrungen bei den Verteilnetzbetreibern abgefragt. 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 2018 durchgeführt wurden). 17.835 Sperrungen haben länger als 90 Tage angedauert. 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 darf also aus wirtschaftlichen Gründen für den Grundversorger nicht zumutbar sein. Im Jahr 2018 haben Lieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 185.989 Kündigungen ausgesprochen (2017: ca. 158.461). Bei einem durchschnittlichen Zahlungsrückstand von 196,53 Euro hätten diese Lieferanten ihren Kunden den Energieliefervertrag gekündigt.

## 3.3 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoring 2018 wurden erneut Informationen bei Messstellenbetreibern und Lieferanten zu Vorkassesystemen nach § 14 StromGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzähler erhoben. Im Verlauf des Jahres 2018 waren rund 19.300 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassesysteme im Auftrag des Grundversorgers installiert. Dies entspricht 0,04 Prozent aller Marktlokationen von Haushaltkunden in Deutschland. In knapp 850 Fällen wurde im Kalenderjahr 2018 ein Bargeld-oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 900 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). 2018 boten rund neun Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Der Anteil an Lieferanten, von denen in 2018 tageszeitabhängige Tarife angeboten wurden, beträgt etwa 62 Prozent (2017: 64 Prozent).

Insgesamt bieten 25 Prozent aller Lieferanten einen reinen Online-Tarif an, der sowohl 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 84 Prozent einen Online-Tarif anbieten.

Gesonderte Tarife mit Anreiz zur Energieeinsparung werden derzeit von sechs 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 einem Anbieter verfügbar.[97]

Zunehmend werden auf dem Markt Tarife mit gebündelten Produkten angeboten. Sogenannte gebündelte Tarife, bei denen Lieferanten den Stromvertrag mit weiteren Produkten und Dienstleistungen verknüpfen, wurden im Jahr 2018 von 82 Unternehmen (5,5 Prozent aller Unternehmen) angeboten. Bei großen Unternehmen mit mehr als 500.000 Marktlokationen lag der Anteil bei 31,3 Prozent. Im Bereich der Unternehmen mit 10.000 bis 200.000 Marktlokationen verkauften vor allem Stadtwerke gebündelte Tarife.

Häufig waren Stromtarife mit anderen Leistungen aus dem Energiebereich wie Erdgas, Heizöl, Pellets, Fernwärme, Wärmepumpen, Dienstleistungen im Bereich der E-Mobilität oder PV-Anlagen verbunden, sie wurden aber auch mit Hardware, Telekommunikationsdienstleistungen, der Wasserversorgung, Versicherungen und Gutscheinen bzw. Eintrittskarten verknüpft.

**Elektrizität: In gebündelten Tarifen angebotene Produkte**

| Produktkategorie | Häufigkeit |
|---|---|
| Erdgas | 34 |
| Hardware | 8 |
| Telekommunikation, Internet | 7 |
| Wasser | 5 |
| PV-Anlage/ Mieterstrom | 5 |
| Andere | 20 |
| Keine Angabe | 18 |
| Gesamt | 82 |

**Elektrizität: Größe der Unternehmen, die gebündelte Tarife anbieten**

| Anzahl der Zählpunkte | Anteil |
|---|---|
| 1 < 1.000 | 1,3% |
| 1000 < 10.000 | 3,7% |
| 10.000 < 30.000 | 8,6% |
| 30.000 < 100.000 | 9,0% |
| 100.000 < 500.000 | 18,1% |
| < 500.000 | 31,3% |
| | |
| Gesamt | 5,5% |

Tabelle 83: 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 2018 haben 105 Lieferanten angegeben, dass sie bei Haushaltskunden in insgesamt etwa 37.100 Fällen eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung durchführen (2017: 39.900). Das durchschnittliche Entgelt (inkl. USt.) je zusätzlicher Abrechnung betrug bei Selbstablesung ca. zehn Euro und ca. 14 Euro ohne Selbstablesung.

[97] Der Monitoringbericht 2018 enthält diesbezüglich falsche Angaben der Lieferanten zu dynamischen Preisen.

# 4. Preisniveau

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, geben im Monitoring die Einzelhandelspreise ihres Unternehmens zum 1. April 2019 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.

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.[98]

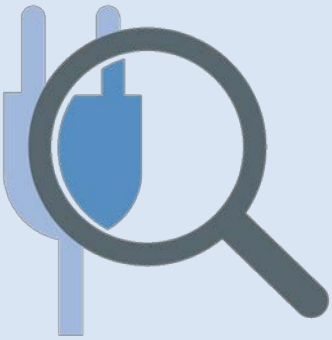
Für die Haushaltskunden wurden für die sechs Verbrauchsbänder die einzelnen Preisbestandteile für die folgenden drei Vertragstypen abgefragt:

- 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 2019 bzw. 1. April 2018 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.

---

[98] Ist es einem Unternehmen beispielsweise aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Tarife nicht möglich einen Durchschnitt zu bilden, wird ein repräsentativer Tarif ausgewählt.



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.

## 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 (§§ 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 205 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 214 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 der genannten Spanne liegen. Die Auswertung lieferte folgende Ergebnisse:

## Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2019 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 |
|---|---|---|
| *Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile* | | |
| Nettonetzentgelt | 1,49 - 3,29 | 2,32 |
| Messung, Messstellenbetrieb | 0,00 - 0,01 | 0,01 |
| Konzessionsabgabe | 0,09 - 0,11 | 0,11 |
| EEG-Umlage | | 6,41 |
| weitere Umlagen[1] | | 0,76 |
| Stromsteuer | | 2,05 |
| *Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)* | 3,11 - 5,30 | 4,33 |
| **Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)** | **14,11 - 17,65** | **15,98** |

[1] Umlage nach KWKG (0,280 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,061 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,005 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,416 ct/kWh)

Tabelle 84: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil ist im arithmetischen Mittel von 3,71 ct/kWh im Vorjahr auf 4,33 ct/kWh in 2019 angestiegen – das entspricht einem Anstieg von fast 17 Prozent. Die Umlagen belaufen sich auf insgesamt 7,17 ct/kWh – davon beträgt die EEG-Umlage 6,41 ct/kWh. Die sonstigen Umlagen in diesem Abnahmefall sind auf 0,76 ct/kWh angestiegen, da insbesondere die Anbindungskosten großer Offshore-Windparks künftig nicht mehr über die Netzentgelte, sondern über die neu eingeführte Offshore-Netzumlage finanziert werden, in der die bisherige Offshore-Haftungsumlage aufgeht. Das

Nettonetzentgelt ist im arithmetischen Mittel im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben bei 2,32 ct/kWh (im Vorjahr 2,33 ct/kWh). Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.[99] Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 15,98 ct/kWh übersteigt den Mittelwert aus dem Vorjahr um 0,68 ct/kWh. Durch die oben beschriebene Bindung der Industrieendkundenpreise an den Großhandel können die Preissteigerungen schneller an Kunden weitergegeben werden als im Haushaltskundensegment, dementsprechend stieg vor allem 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 11,65 ct/kWh, d. h. rund 73 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 11 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken.[100]

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.[101] 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.

---

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

[100] 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).

[101] 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 2019 | Angenommener Wert | Mögliche Reduktion | verbleibender Betrag |
|---|---|---|---|
| EEG-Umlage | 6,41 | -6,09 | 0,32 |
| Stromsteuer | 2,05 | -2,05 | 0,00 |
| Nettonetzentgelt | 2,32 | -1,86 | 0,46 |
| weitere Umlagen | 0,76 | -0,64 | 0,12 |
| Konzessionsabgabe | 0,11 | -0,11 | 0,00 |
| **Summe** | **11,65** | **-10,74** | **0,90** |

Tabelle 85: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2019

**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 2019 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 969 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 888). 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 2019 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

| | Streuung zwischen 10 und 90 % der größensortierten Angaben in ct/kWh | Mittelwert (arithemetischer) in ct/kWh | Anteil am Gesamtpreis |
|---|---|---|---|
| *Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile* | | | |
| Nettonetzentgelt | 4,37 - 8,00 | 6,03 | 27% |
| Messstellenbetrieb | 0,02 - 0,90 | 0,28 | 1% |
| Konzessionsabgabe | 0,11 - 1,59 | 0,76 | 3% |
| EEG-Umlage | | 6,41 | 29% |
| weitere Umlagen[1] | | 1,01 | 5% |
| Stromsteuer | | 2,05 | 9% |
| *Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)* | 3,65 - 7,81 | 5,69 | 26% |
| **Netto-Gesamtpreis** | **19,46 - 24,90** | **22,22** | **100%** |

[1] Umlage nach KWKG (0,280 ct/kWh), Umlage nach § 19 StromNEV (0,305 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,005 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,416 ct/kWh)

Tabelle 86: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich erneut erhöht. Betrug dieser Wert im April 2018 noch 5,14 ct/kWh, so ist dieser Wert im April 2019 auf 5,69 ct/kWh angestiegen – dies entspricht einer Erhöhung von 0,55 ct/kWh.

Die EEG-Umlage hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 6,79 ct/kWh auf 6,41 ct/kWh verringert. Die sonstigen Umlagen sind von 0,76 ct/kWh auf 1,01 ct/kWh angestiegen – hierzu hat insbesondere der Einführung der Offshore-Netzumlage beigetragen. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt ist um

0,08 ct/kWh angestiegen und beträgt im Jahr 2019 rund 6,03 ct/kWh. Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.[102]

Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer im April 2019 liegt bei 22,22 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,66 ct/kWh gestiegen. Zu dieser Steigerung trägt maßgeblich der Anstieg des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils bei. Insgesamt macht dieser Preisbestandteil rund 26 Prozent (im Vorjahr 24 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 Vertragsverhältnissen 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[103, 104]): 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 I.G.4.2.2 werden anschließend einzelne Abnahmebänder betrachtet, wobei der Fokus auf das Abnahmeband eines typischen Haushaltskunden im Abnahmeband drei 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

---

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

[103] Die Bezeichnungen „DA“, „DB“, „DC“, „DE“ beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT

[104] 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.

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 2019 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 30,85 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Preis gestiegen (2018: 29,88 ct/kWh). Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Durchschnittspreises ist in Tabelle 87 dargestellt. Deren Veränderung zum Vorjahr kann in Tabelle 88 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 2019** in ct/kWh

| Preisbestandteil | über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh | Anteil am Gesamtpreis in Prozent |
|---|---|---|
| Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge | 7,61 | 24,7 |
| Nettonetzentgelt | 6,89 | 22,3 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,33 | 1,1 |
| Konzessionsabgabe | 1,62 | 5,3 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 20,8 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,9 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 1,0 |
| Umlage nach § 18 AbLaV | 0,01 | 0,0 |
| Umlage Offshore-Netz | 0,42 | 1,3 |
| Stromsteuer | 2,05 | 6,6 |
| Umsatzsteuer | 4,93 | 16,0 |
| **Gesamt** | **30,85** | **100,0** |

Tabelle 87: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2019

**Elektrizität: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2018 zum 1. April 2019 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 | 7,61 | 0,91 | 12,0 |
| Nettonetzentgelt | 6,89 | 0,01 | 0,2 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,33 | 0,02 | 5,7 |
| Konzessionsabgabe | 1,62 | 0,01 | 0,9 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | -0,39 | -6,0 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | -0,07 | -25,0 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | -0,07 | -21,3 |
| Umlage nach § 18 AbLaV | 0,01 | -0,01 | -120,0 |
| Umlage Offshore-Netz | 0,42 | 0,38 | 90,4 |
| Stromsteuer | 2,05 | 0,00 | 0,0 |
| Umsatzsteuer | 4,93 | 0,16 | 3,1 |
| **Gesamt** | **30,85** | **0,97** | **3,1** |

Tabelle 88: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2018 zum 1. April 2019 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

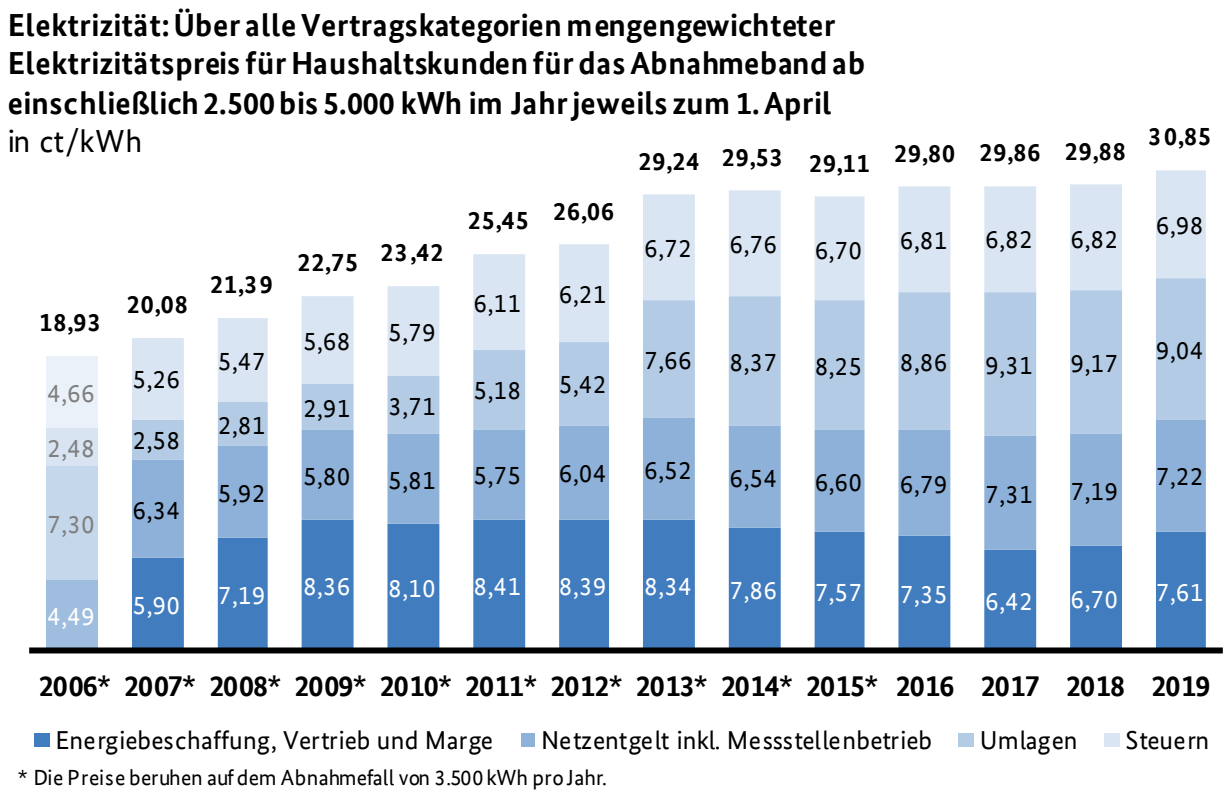



Abbildung 124: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden

Die Entwicklung des durchschnittlichen Preises für Haushaltskunden kann in Abbildung 124 nachvollzogen werden. Hier zeigt sich, dass der Preis in 2019 vor allem durch die weitere Erhöhung des Preisbestandteils Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge erstmalig über 30 ct/kWh liegt. Im Folgenden werden die Preisbestandteile deshalb näher betrachtet.

Abbildung 125 zeigt, dass Umlagen, Steuern und Abgaben in Summe 52 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden ausmachen. Das Nettonetzentgelt inkl. Messstellenbetrieb kommt auf einen Anteil von rund 23 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt im Jahr 2019 rund 24,7 Prozent (Vorjahr: 22,4 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 2019 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)** in Prozent

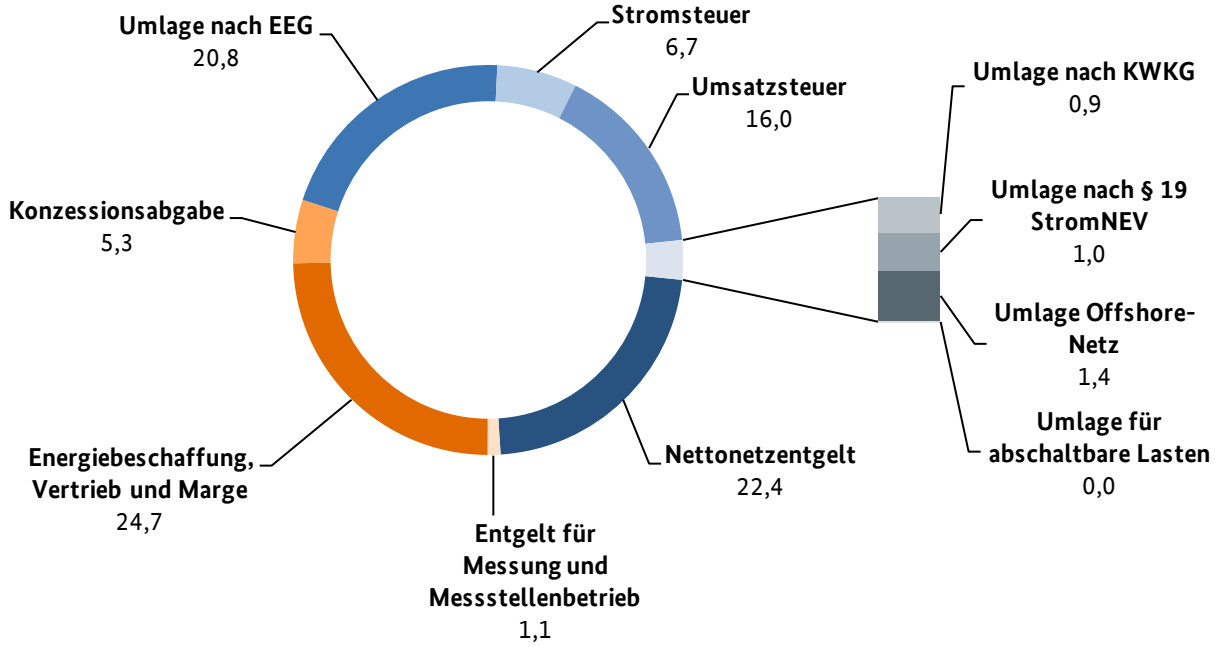



Abbildung 125: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2019 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)[105]

Zunächst erfolgt eine Betrachtung des Preisbestandteils Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte[106] bis zum Jahr 2017 relativ stark gestiegen. Im Jahr 2018 ist das durchschnittliche Netzentgelt erstmalig seit dem Jahr 2011 wieder gesunken. Im Jahr 2019 ist eine Stabilisierung, in etwa auf dem Vorjahresniveau, zu beobachten. Das Netzentgelt liegt damit weiterhin auf hohem Niveau.

[105] 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.

[106] Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Messstellenbetrieb.

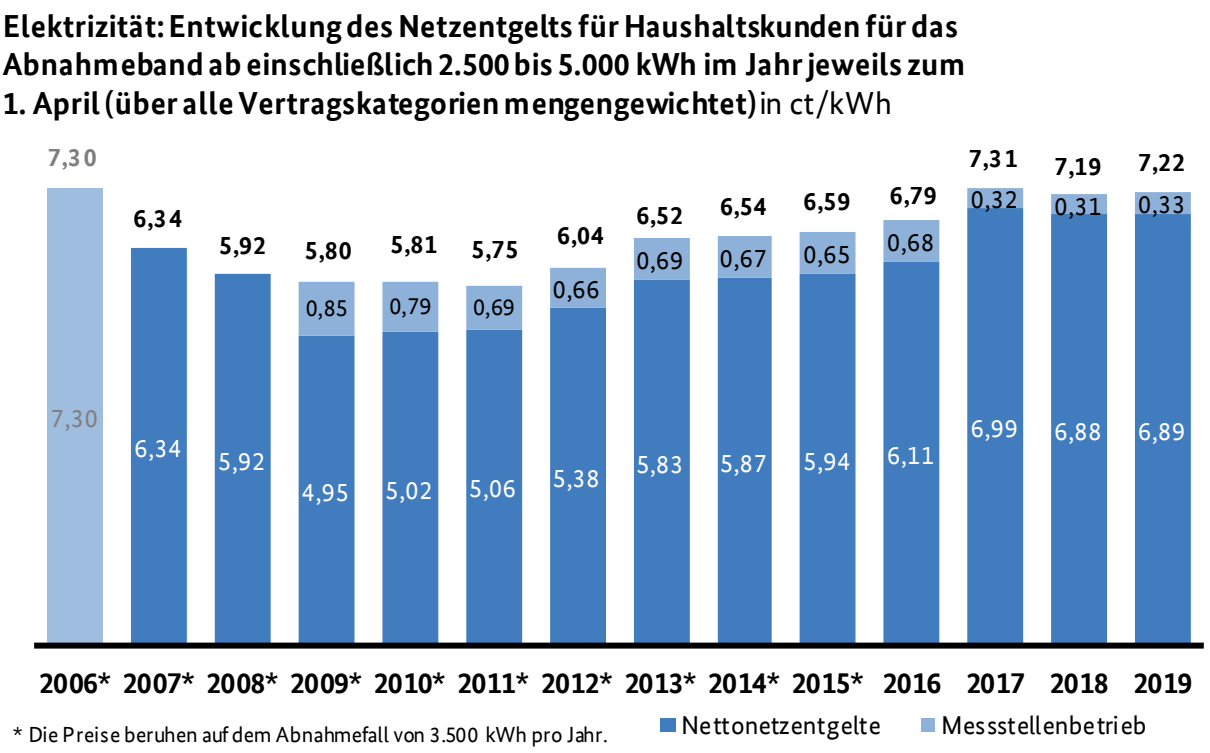



Abbildung 126: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb

Bei den weiteren Abgaben und Steuern sind erneut Absenkungen zu erkennen. Darunter fallen insbesondere die EEG-Umlage und die KWKG-Umlage ins Gewicht (vgl. auch Kapitel I.G.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 2019 ist die EEG-Umlage auf 6,41 ct/kWh gesunken. Der Anteil am Gesamtelektrizitätspreis liegt damit nun bei rund 21 Prozent. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung der EEG-Umlage wird in Abbildung 127 dargestellt.

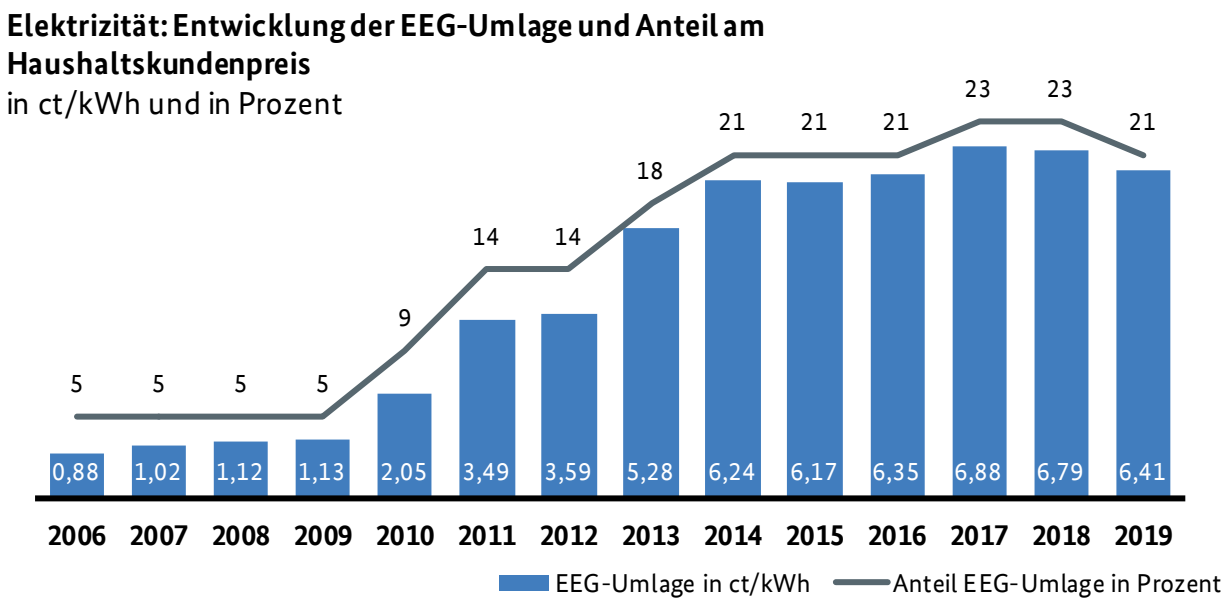



Abbildung 127: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis

Der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung, Vertrieb, und Marge“ (vgl. folgende Abbildung) 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 2019 ist, wie schon im Vorjahr, ein Anstieg um gut 12 Prozent (+0,91 ct/kWh) zu verzeichnen (2018: 6,70 ct/kWh). Dieser Anstieg könnte insbesondere mit den in 2018 gestiegenen Großhandelspreisen zusammenhängen (vgl. auch Kapitel „I.F Großhandel“ ab Seite 248). Diese höheren Preise werden langsam an die Haushaltskunden weitergegeben.

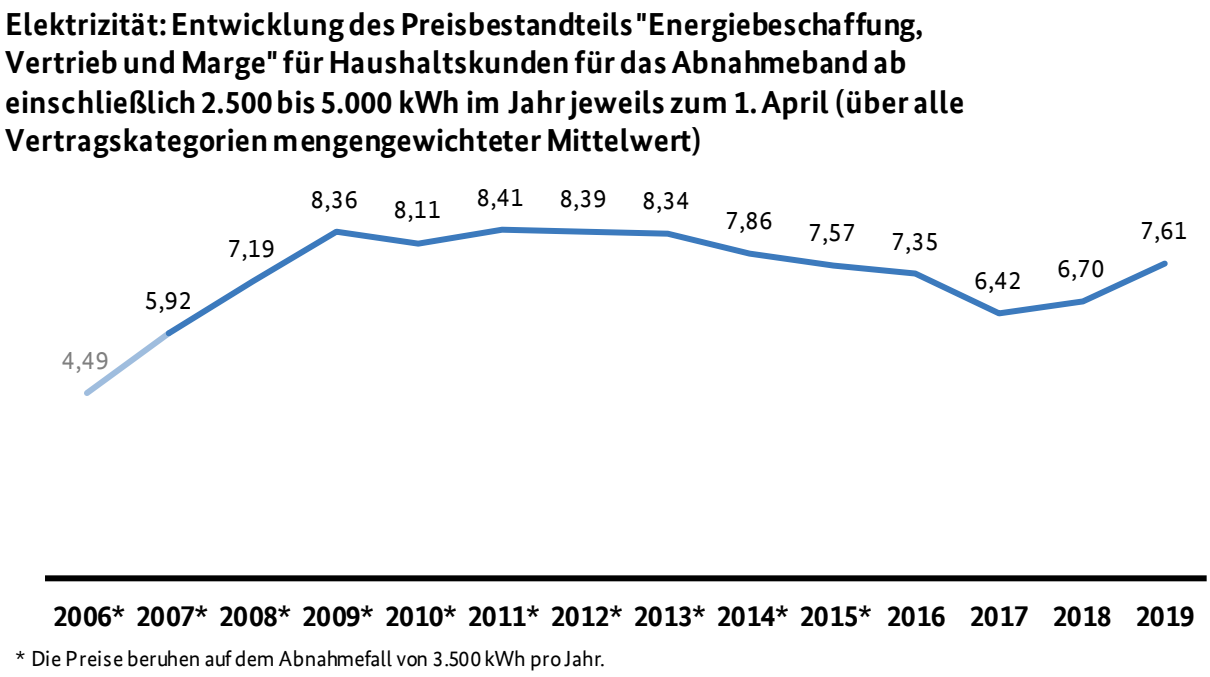



Abbildung 128: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

### 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 2019 und die Abgabemengen des Jahres 2018 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 2019** 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 | 12,72 | 10,94 | 10,93 |
| Nettonetzentgelt | 15,31 | 13,58 | 12,80 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 2,01 | 1,85 | 1,78 |
| Konzessionsabgabe | 1,61 | 1,68 | 1,76 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 6,41 | 6,41 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| 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 | 7,81 | 7,13 | 6,98 |
| **Gesamt** | **48,92** | **44,65** | **43,71** |

Tabelle 89: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2019

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 2019** 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 | 9,11 | 7,93 | 7,69 |
| Nettonetzentgelt | 8,34 | 7,87 | 8,14 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,61 | 0,61 | 0,68 |
| Konzessionsabgabe | 1,62 | 1,60 | 1,69 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 6,41 | 6,41 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| 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 | 5,54 | 5,22 | 5,25 |
| **Gesamt** | **34,69** | **32,68** | **32,91** |

Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2019

**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 2019** 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 | 8,54 | 7,37 | 7,21 |
| Nettonetzentgelt | 6,87 | 6,83 | 6,98 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,32 | 0,32 | 0,35 |
| Konzessionsabgabe | 1,66 | 1,62 | 1,60 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 6,41 | 6,41 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| 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 | 4,86 | 4,86 |
| **Gesamt** | **31,94** | **30,46** | **30,46** |

Tabelle 91: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2019

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 2018 im Mittel rund 2.020 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Vertragskunden beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und denen, die den Lieferanten gewechselt haben mit rund 2.750 kWh um ca. 36 Prozent darüber.

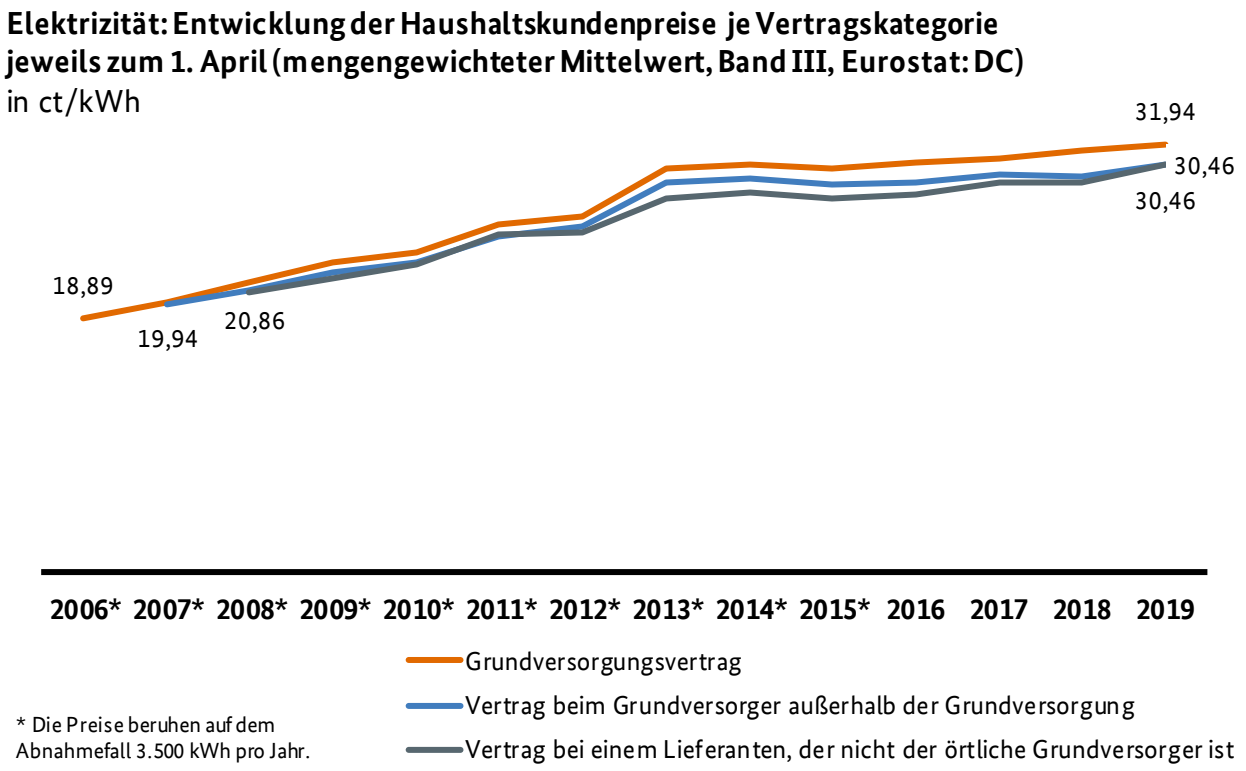



Abbildung 129: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat:DC)

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 stimmen im Jahr 2019 erstmals überein. Die Kategorie des Vertrags bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, ist im Mittel die günstigste Vertragskategorie. In zehn 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 (-1,48 ct/kWh) oder durch einen Lieferantenwechsel (-1,48 ct/kWh)[107] erzielen. Somit ergibt sich bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 52 Euro pro Jahr.

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, zum 1. April 2019 mit 8,54 ct/kWh um fast 18 Prozent über dem

[107] Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

Durchschnittswert der Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“, der bei durchschnittlich 7,21 ct/kWh liegt. Im Jahr 2018 betrug die Differenz zwischen den beiden Kategorien noch 38 Prozent. Bei einem „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ werden durchschnittlich 7,37 ct/kWh (2018: 6,57 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.

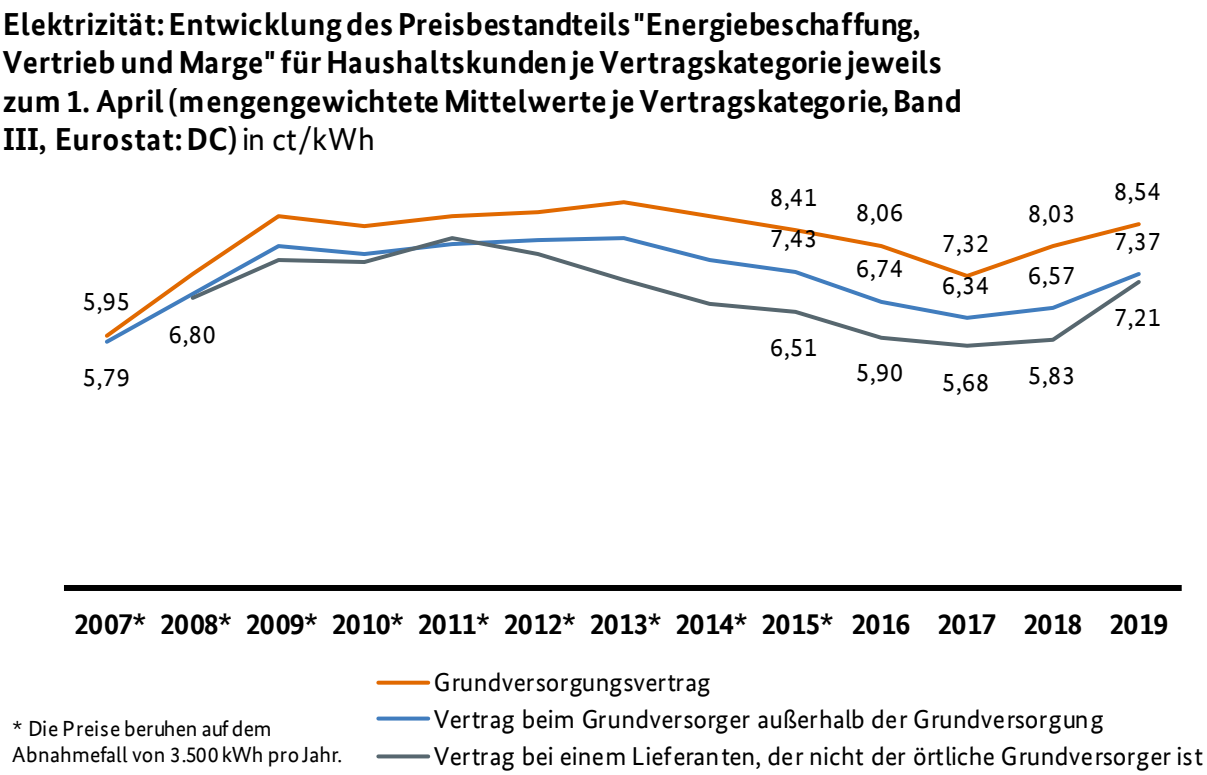



Abbildung 130: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

**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. Vorauskasse, 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 55 Euro bei einer Spanne der Bonifikation von 5 bis zu 256 Euro. Bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, liegt der Wert bei durchschnittlich 64 Euro bei einer Spanne von ebenfalls 5 bis zu 256 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 2019 | Haushaltskunden | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung | | Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist | |
| | Anzahl Tarife | Durch-schnittlicher Umfang | Anzahl Tarife | Durch-schnittlicher Umfang |
| Mindestvertragslaufzeit | 354 | 11 Monate | 464 | 11 Monate |
| Preisstabilität | 322 | 14 Monate | 398 | 14 Monate |
| Vorauskasse | 62 | 11 Monate | 41 | 12 Monate |
| einmalige Bonuszahlung | 129 | 55 Euro | 207 | 64 Euro |
| Frei-kWh | 7 | 200 kWh | 10 | 220 kWh |
| Kaution | 6 | - | 4 | - |
| andere Bonifikationen und Sonderregelungen | 103 | - | 121 | - |

Tabelle 92: 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 2019** 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 | 8,23 | 7,25 | 6,27 |
| Nettonetzentgelt | 6,34 | 6,01 | 6,19 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,15 | 0,16 | 0,21 |
| Konzessionsabgabe | 1,52 | 1,56 | 1,54 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 6,41 | 6,41 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| 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 | 4,89 | 4,64 | 4,50 |
| **Gesamt** | **30,60** | **29,08** | **28,18** |

Tabelle 93: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2019

**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 sind 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 2019** 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 | 7,96 | 6,12 | 5,84 |
| Nettonetzentgelt | 6,05 | 5,71 | 5,75 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,10 | 0,13 | 0,18 |
| Konzessionsabgabe | 1,54 | 1,58 | 1,50 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 6,41 | 6,41 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| 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 | 4,77 | 4,37 | 4,32 |
| **Gesamt** | **29,88** | **27,37** | **27,06** |

Tabelle 94: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2019

**Elektrizität: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ab einschließlich 15.000 kWh im Jahr (Band VI) Preisstand: 1. April 2019** 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 | 8,09 | 5,81 | 7,52 |
| Nettonetzentgelt | 5,67 | 5,71 | 5,39 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,07 | 0,06 | 0,18 |
| Konzessionsabgabe | 1,54 | 1,62 | 1,55 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 6,41 | 6,41 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 0,31 | 0,31 |
| 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 | 4,72 | 4,30 | 2,54 |
| **Gesamt** | **29,55** | **26,95** | **26,65** |

Tabelle 95: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2019

## 4.3 Umlagen

Die Umlagen in der Elektrizitätswirtschaft haben nach wie vor einen erheblichen Anteil an den Strompreisen. Die Umlagen werden nachfolgend nach Volumenhöhe sortiert aufgeführt:

### 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 veröffentlichten bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Höhe der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr. Eine ausführliche Darstellung auf Seite 297 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage in den vergangenen Jahren.

**Elektrizität: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-,§19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage** in Mio. Euro

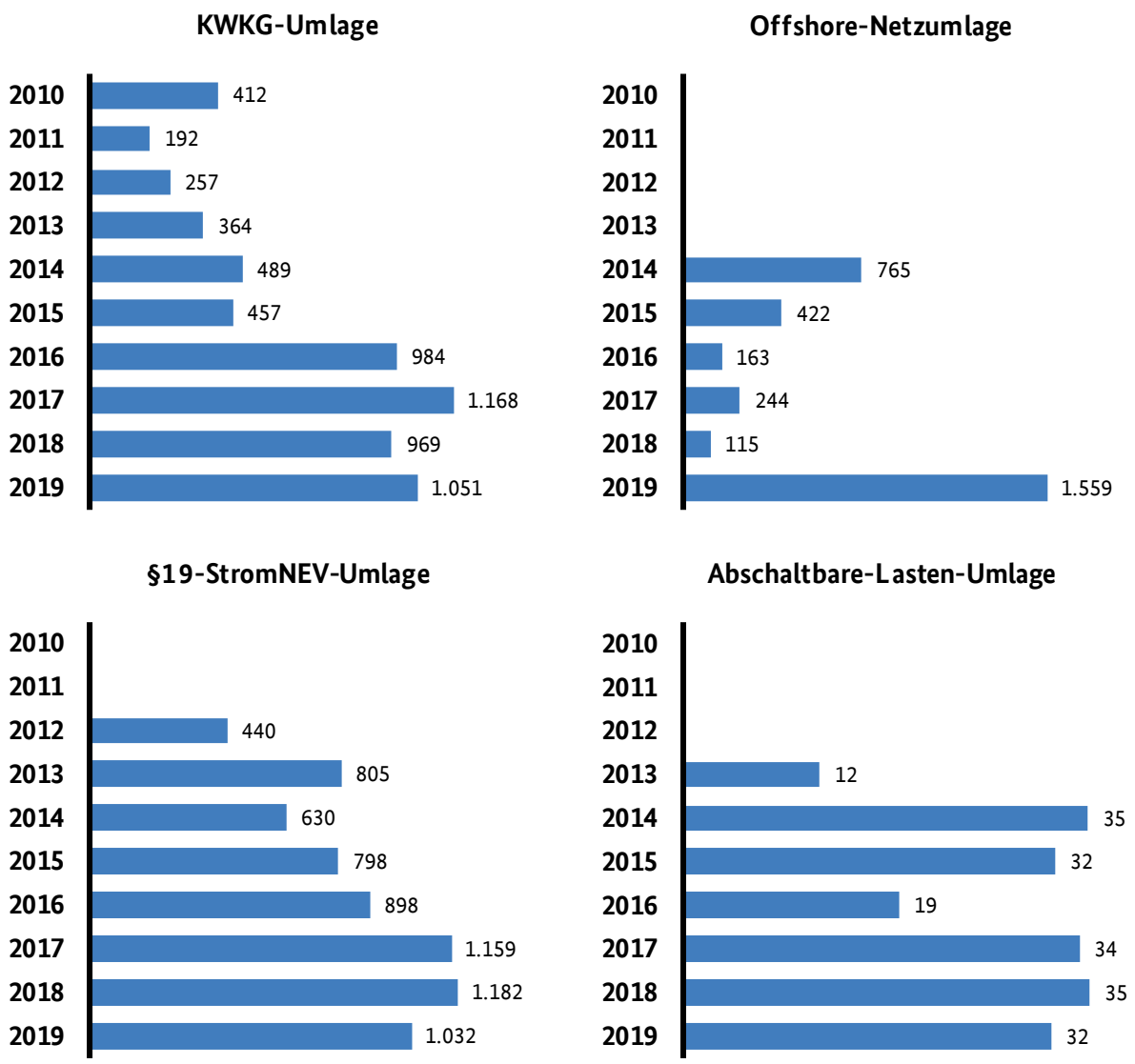



Abbildung 131: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage

**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 gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichten bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die KWKG-Umlage für das folgende Kalenderjahr. Die obige Darstellung zeigt die Entwicklung des KWKG-Umlageaufkommens in den vergangenen Jahren in Euro.

**Offshore-Netzumlage**

Die Netzbetreiber sind nach § 17f Abs. 5 EnWG berechtigt die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen als Aufschlag auf die Netzentgelte gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Darüber hinaus enthält die „neue“ Offshore-Netzumlage ab dem Jahr 2019 auch die Kosten für Errichtung und Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen. Letztere waren zuvor Bestandteil der regulären Netzkosten und gingen so in die zu zahlenden Netzentgelte ein, sind aber mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz herausgelöst worden. Ziel des Gesetzgebers war es dabei, die Kosten der Offshore-Anbindungsleitungen transparenter zu machen.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichten 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. Die obige Darstellung zeigt die Entwicklung des Offshore-Netzumlageaufkommens (bzw. bis 2018 des Offshore-Haftungsumlage-Aufkommens) in den vergangenen Jahren in Euro.

**§ 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 veröffentlichten bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die § 19-Umlage für das folgende Kalenderjahr. Die obige Darstellung zeigt die Entwicklung des § 19 StromNEV-Umlageaufkommens in den vergangenen Jahren.

**Abschaltbare-Lasten-Umlage**

Gemäß § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), berechnen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber jährlich die Abschaltbare 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 veröffentlichten bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die Abschaltbare Lasten-Umlage für das folgende Kalenderjahr. Die obige Darstellung zeigt die Entwicklung des Abschaltbare-Lasten-Umlageaufkommens in den vergangenen Jahren.

# 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 2018 ist der Heizstromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Nach den Mengenangaben von rund 1.000 Heizstromlieferanten haben diese Kunden an knapp 2,03 Mio. Marktlokationen mit etwa 13,29 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 6.356 kWh je Zählpunkt. Im Vorjahr waren es knapp 7.150 kWh pro Zählpunkt bei einer Gesamtmenge von 14,47 TWh an 2,03 Mio. Zählpunkten.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 10,55 TWh an 1,61 Mio. Nachtspeicher-Marktlokationen. Das ergibt einen Durchschnitt von rund 6.528 kWh pro Marktlokation im Jahr 2018. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 2,74 TWh an rund 475.225 Marktlokationen gegenüber; es ergibt sich daraus ein Mittel von etwa 5.771 kWh pro Jahr. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen mit rund 79 Prozent der Abgabemenge und 77 Prozent der Marktlokationen. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt gegenüber dem Anteil der Nachtspeicherheizungen leicht zu. Im Jahr 2018 macht der Anteil von Wärmepumpen schon 23 Prozent der Marktlokationen aus und 21 Prozent der Abgabemenge, im Vorjahr waren es noch 22 Prozent der Marktlokationen bzw. 19 Prozent der Abgabemenge. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicherkunden als auch Wärmepumpenkunden. Einige Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Marktlokationen auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen. 930 der 1.000 Heizstromlieferanten machten Mengen-/ Marktlokationsangaben sowohl für Nachtspeicher als auch für Wärmepumpen.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilernetzbetreiber erhobenen Verbrauchsmengen und Marktlokationssummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung. Nach den Angaben von 811 Verteilernetzbetreibern wurde im Jahr 2018 an knapp 2,1 Mio. Marktlokationen (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 13,41 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.[108]

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2018 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr von 1,71 TWh auf 1,75 TWh gestiegen. Dennoch entfielen im Jahr 2018 rund 13,2 Prozent (Vorjahr 11,9 Prozent) der gesamten Abgabe an Heizstrommenge auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Auch die Anzahl der Heizstrom-Marktlokationen, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, hat sich von 11,6 Prozent auf 12,6 Prozent erhöht.

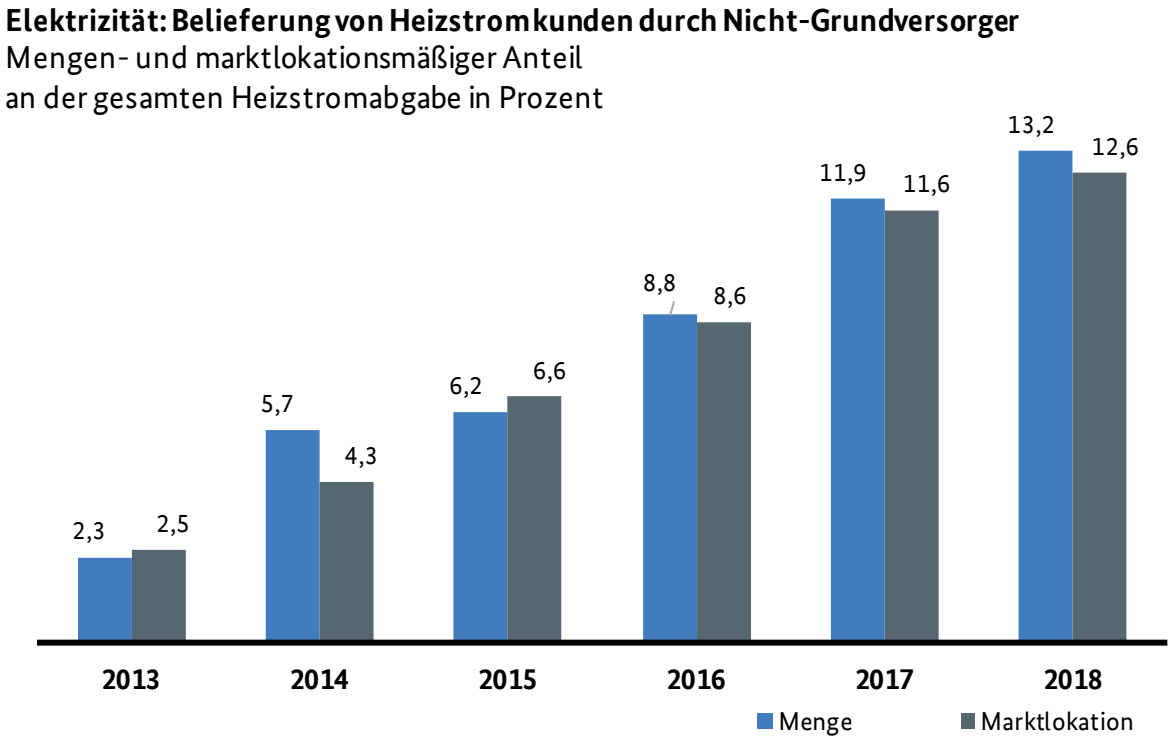



Abbildung 132: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger beliefert werden

Maßgeblich für den Anstieg ist, dass die Anzahl der Wärmepumpen, die nicht vom örtlichen Grundversorger beliefert worden sind, von rund 70.550 Marktlokationen im Vorjahr auf über 88.426 angestiegen ist. Insgesamt werden 18,6 Prozent der Wärmepumpen-Marktlokationen (Vorjahr 16 Prozent) von einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger beliefert sowie 16,9 Prozent der Wärmepumpen-Menge (Vorjahr 15,5 Prozent)

Der Anteil der Lieferantenwechselzahlen hat sich bezogen auf die Anzahl der Marktlokationen im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber im Vergleich zum Vorjahr leicht erhöht.

---

[108] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

Danach fanden im Berichtsjahr an rund 94.950 Heizstrom-Marktlokationen Lieferantenwechsel statt. Auf diese Marktlokationen entfielen im Jahr 2018 eine Heizstrommenge von rund 528 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 3,9 Prozent nach Menge bzw. 4,5 Prozent nach Marktlokationen.

Im Vorjahr waren es noch knapp 87.550 Marktlokationen mit einer Menge von rund 550 GWh, an denen ein Lieferantenwechsel stattgefunden hatte. Dies entsprach einer Wechselquote von 4 Prozent nach Entnahmemenge bzw. 4,3 Prozent nach Marktlokationen. 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 sich im aktuellen Jahr 2018 etwa auf dem gleichen Niveau befinden wie im Vorjahr.

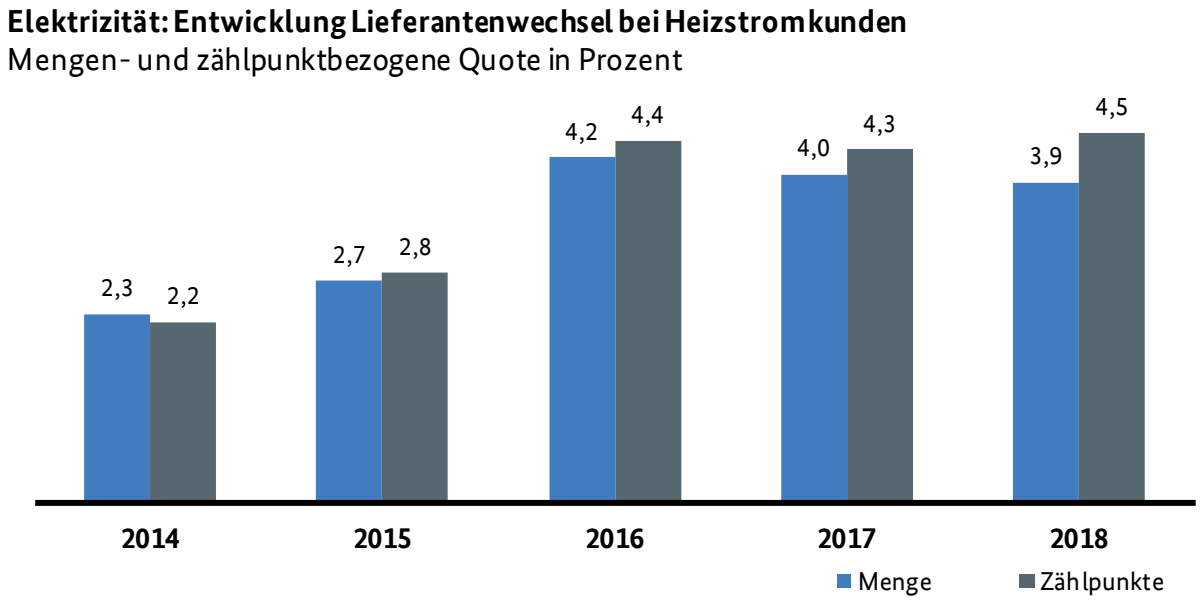



Abbildung 133: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden

Von den 811 Verteilernetzbetreibern, die Heizstrommengen angegeben haben, haben 569 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet. Diese 569 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 99 Prozent der Heizstrommengen und Marktlokationen aller 811 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.[109] 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 1,1 Prozent und 9,6 Prozent.

Der Anteil der Heizstrommenge und Heizstrom-Marktlokationen, 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

[109] 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 der fehlende Auswertungsmöglichkeiten oder den begrenzte Ressourcen für eine Abfrage.

das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert. Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von den Verbraucherzentralen. Gleichwohl liegen die Wechselquoten im Heizstrombereich noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden-Strom.

## 5.2 Preisniveau

Die Preisabfrage bezieht sich auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife und wurde zum Stichtag 1. April 2019 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 883 Lieferanten (Vorjahr: 774) und im Bereich Wärmepumpen auf die Angaben von 864 Lieferanten (Vorjahr: 758).

Nach den Angaben der Lieferanten liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2019 im arithmetischen Mittel bei 21,92 ct/kWh, was über dem Vorjahresniveau von 21,08 ct/kWh liegt. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 22,50 ct/kWh, und ist im Vergleich zum Vorjahr von 21,71 ct/kWh ebenfalls angestiegen.

**Elektrizität: Preisniveau am 1. April 2019 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 | 1,50 - 4,20 | 2,78 | 13% |
| Messstellenbetrieb | 0,12 - 0,49 | 0,32 | 1% |
| Konzessionsabgabe | 0,11 - 1,02 | 0,41 | 2% |
| EEG-Umlage | | 6,41 | 29% |
| weitere Umlagen[1] | | 1,01 | 5% |
| Stromsteuer | | 2,05 | 9% |
| Umsatzsteuer | 3,05 - 3,99 | 3,50 | 16% |
| **vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 3,41 - 7,55 | 5,45 | 25% |
| **Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)** | 19,09 - 24,99 | 21,92 | 100% |

[1] KWKG (0,28 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,31 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,01 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,42 ct/kWh)

Tabelle 96: Preisniveau am 1. April 2019 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 5,45 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 4,73 ct/kWh erneut angestiegen. Dieses Jahr um rund 15 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Dieser Betrag ist jedoch immer noch kleiner als in den Jahren 2012 und 2013, in denen der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Mittel noch 5,72 ct/kWh bzw. 5,80 ct/kWh betragen hat. Die Tendenz über die letzten zwei Jahre zeigt, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Heizstrom kontinuierlich gestiegen ist.

Der zum 1. April 2019 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist für Wärmepumpen mit 5,74 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 5,08 ct/kWh ebenfalls stark angestiegen, nämlich um rund 13 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt beim Abnahmefall Nachtspeicherheizung rund 25 Prozent des Gesamtpreises und bei Wärmepumpen rund 26 Prozent des Gesamtpreises. Rund 75 Prozent des Preises

für Nachtspeicherheizungen und 74 Prozent des Preises bei Wärmepumpen entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Summe der fixen Umlagen leicht gestiegen, vor allem durch die Erhöhung der Offshore-Haftungsumlage. Bei der Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.[110] 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 2019 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 | 1,50 - 4,59 | 2,95 | 13% |
| Messstellenbetrieb | 0,12 - 0,46 | 0,30 | 1% |
| Konzessionsabgabe | 0,11 - 1,32 | 0,46 | 2% |
| EEG-Umlage | | 6,41 | 28% |
| weitere Umlagen[1] | | 1,01 | 4% |
| Stromsteuer | | 2,05 | 9% |
| Umsatzsteuer | 3,15 - 4,04 | 3,59 | 16% |
| **vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 3,60 - 7,70 | 5,74 | 26% |
| **Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)** | 19,74 - 25,27 | 22,50 | 100% |

[1] KWKG (0,28 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,31 ct/kWh), Umlage nach §18 AbLaV (0,01 ct/kWh), Offshore-Netzumlage (0,42 ct/kWh)

Tabelle 97: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

[110] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

# 6. Ökostromsegment

Die im Monitoring 2019 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 2018 sowie den Anteil der Ökostromabgabe an der gesamten Stromabgabemenge an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher dargestellt.

**Elektrizität: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2018**

| Kategorie | | Gesamte Elektrizitätsabgabe | Gesamte Ökostromabgabe | Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Haushaltskunden | TWh | 116,7 | 30,5 | 26,1% |
| | Marktlokationen (Tsd.) | 46.439 | 11.285 | 24,3% |
| Weitere Letztverbraucher | TWh | 287,7 | 31,2 | 10,8% |
| | Marktlokationen (Tsd.) | 4.354 | 780 | 17,9% |
| Gesamt | TWh | 404,4 | 61,7 | 15,3% |
| | Marktlokationen (Tsd.) | 50.793 | 12.065 | 23,8% |

Tabelle 98: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2018

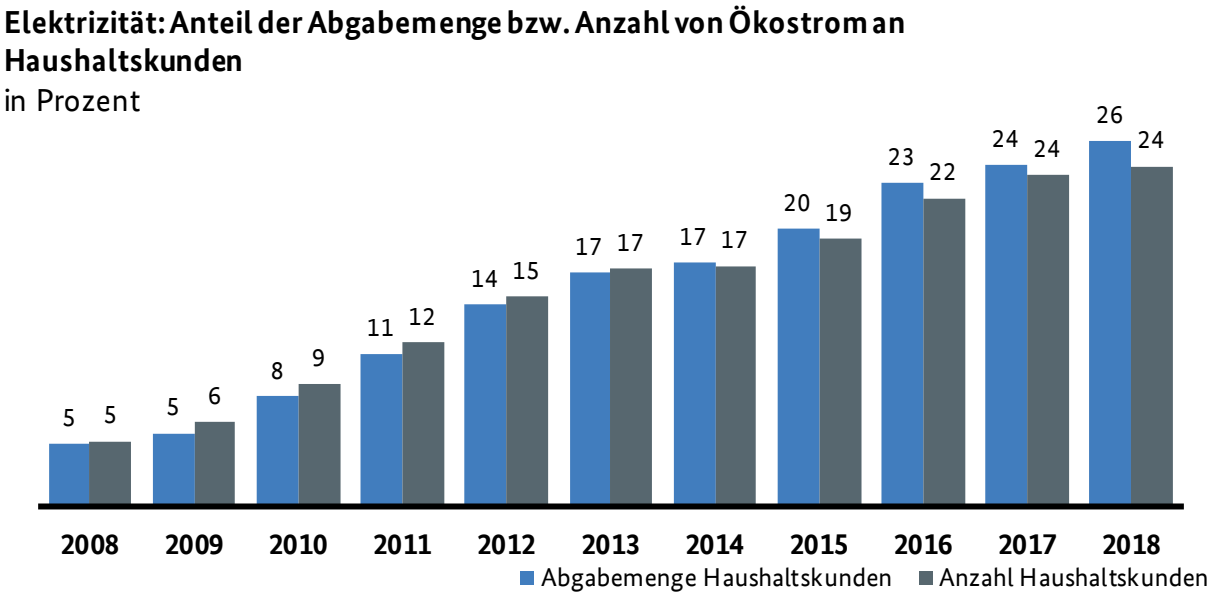



Abbildung 134: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Der Anteil der an Haushaltskunden abgegebenen Ökostrommenge ist 2018 weiter gewachsen. Die Anzahl an Haushaltskunden, die Ökostrom beziehen, ist insgesamt um über 300.000 Marktlokationen angestiegen. Der Anteil der Abgabemenge erhöhte sich um 1,7 Prozent. Die Anzahl der Ökostrom beziehenden Haushaltskunden liegt nunmehr bei rund 11,3 Mio. Marktlokationen.

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 2019** in ct/kWh

| Preisbestandteil | Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh | Anteil am Gesamtpreis in Prozent |
|---|---|---|
| Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge | 7,21 | 23,7 |
| Nettonetzentgelt | 6,87 | 22,6 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,42 | 1,4 |
| Konzessionsabgabe | 1,60 | 5,3 |
| Umlage nach EEG | 6,41 | 21,1 |
| Umlage nach KWKG | 0,28 | 0,9 |
| Umlage nach § 19 StromNEV | 0,31 | 1,0 |
| Umlage nach § 18 AbLaV | 0,01 | 0,0 |
| Umlage Offshore-Netz | 0,42 | 1,4 |
| Stromsteuer | 2,05 | 6,7 |
| Umsatzsteuer | 4,86 | 16,0 |
| **Gesamt** | **30,42** | **100,0** |

Tabelle 99: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2019 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 2019, Preisstand 1. April 2019 auf 30,42 ct/kWh gestiegen (Vorjahr: 29,24 ct/kWh). Haushaltskunden zahlen damit rund vier Prozent mehr für die Belieferung mit Ökostrom.

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 2019** in Prozent

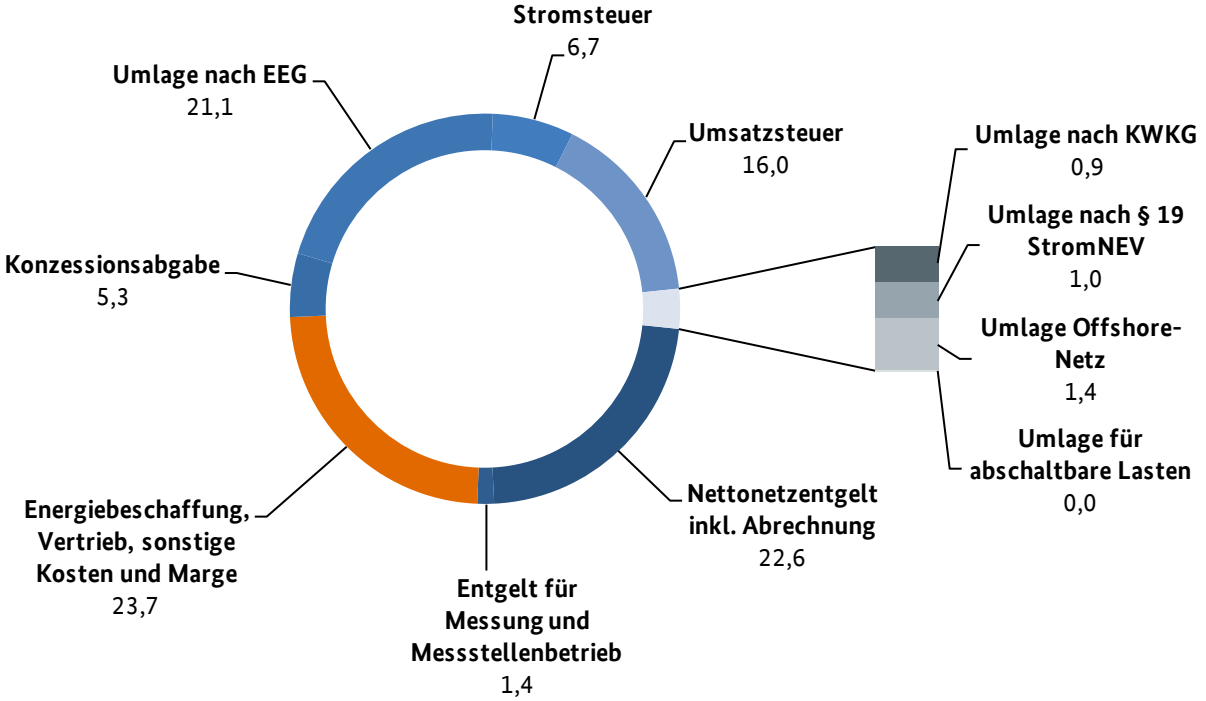



Abbildung 135: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2019 für Ökostrom[111]

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 59 Euro bei einer Spanne der Bonifikation von 5 bis zu 256 Euro. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten bei Ökostromtarifen angeboten werden.

[111] 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 2019 | Haushaltskunden (Ökostrom) | |
|---|---|---|
| | Anzahl Tarife | Durchschnittlicher Umfang |
| Mindestvertragslaufzeit | 468 | 10 Monate |
| Preisstabilität | 399 | 14 Monate |
| Vorauskasse | 45 | 11 Monate |
| einmalige Bonuszahlungen | 173 | 59 Euro |
| Frei-kWh | 10 | 195 kWh |
| Kaution | 4 | - |
| andere Bonifikationen und Sonderregelungen | 122 | - |

Tabelle 100: 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. bisher auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt zurück, die wiederum auf einer Meldung durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft basiert. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.[112] Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr. 2016/1952, Artikel 3 den einzelnen Mitgliedsstaaten bei der Wahl der Erhebungsmethodik einen gewissen Freiraum, so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen können.

[112] Siehe hierzu im Einzelnen:
https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:298:0009:0019:DE:PDF (abgerufen am 27. Mai 2019).

## 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.

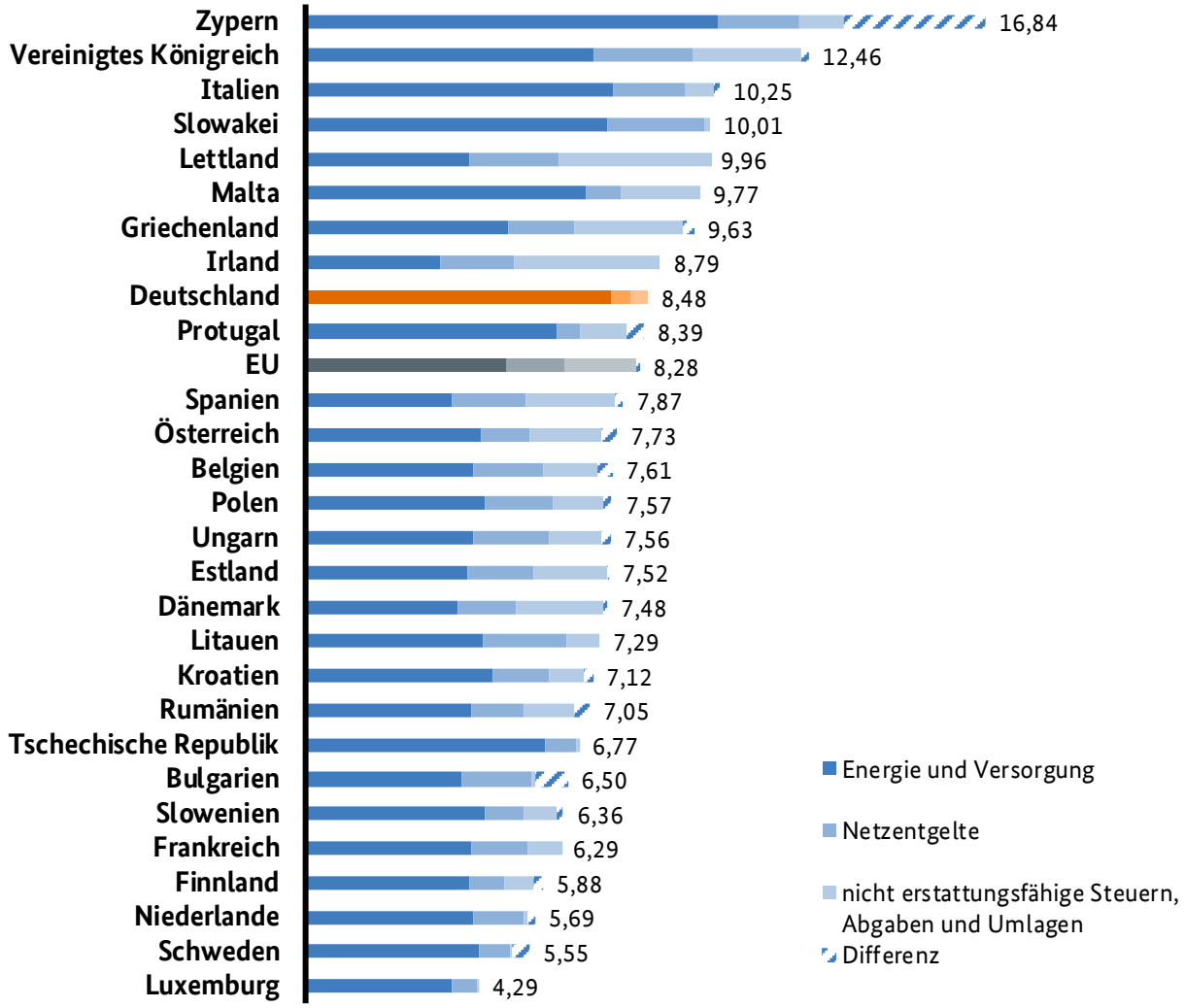
Bei Kunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh pro Jahr handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, so dass für den EU-weiten Vergleich der Gesamtpreis um die Umsatzsteuer bereinigt wird. Über die Umsatzsteuer hinaus gibt es 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 16,84 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Luxemburg mit 4,29 ct/kWh die niedrigsten. Der EU-Durchschnitt betrug 8,28 ct/kWh. Hiervon entfielen 1,78 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, und 6,40 ct/kWh auf Netzentgelte und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung"). Der abgabenbereinigte Netto-Preis lag für Deutschland mit 5,16 ct/kWh knapp 1,24 ct/kWh unter dem EU-Mittelwert von 6,40 ct/kWh. Der deutsche Netto-Preis setzte sich zusammen aus 1,84 ct/kWh an Netzentgelten und 3,32 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.[113] Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben betrug 3,63 ct/kWh und war damit fast doppelt so hoch wie der EU-Durchschnitt von 1,78 ct/kWh.). Dadurch ergab sich für Deutschland ein Nettopreis von 8,48 ct/kWh, der leicht über dem EU-Durchschnittswert von 8,28 ct/kWh lag.

[113] 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 27. Mai 2019).

**Elektrizität: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2018 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh**
in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben oder Umlagen




Quelle: Eurostat
Anmerkung: Für Griechenland liegt keine Differenzierung vor
Einige Länder sind mit einer schraffierten Differenz gekennzeichnet. Diese Differenz ergibt sich daraus, dass die Strompreise halbjährig von Eurostat erhoben werden, jedoch die unterschiedlichen Preiskomponenten des Strompreises nur noch ganzjährig abgefragt werden.

Abbildung 136: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2018 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

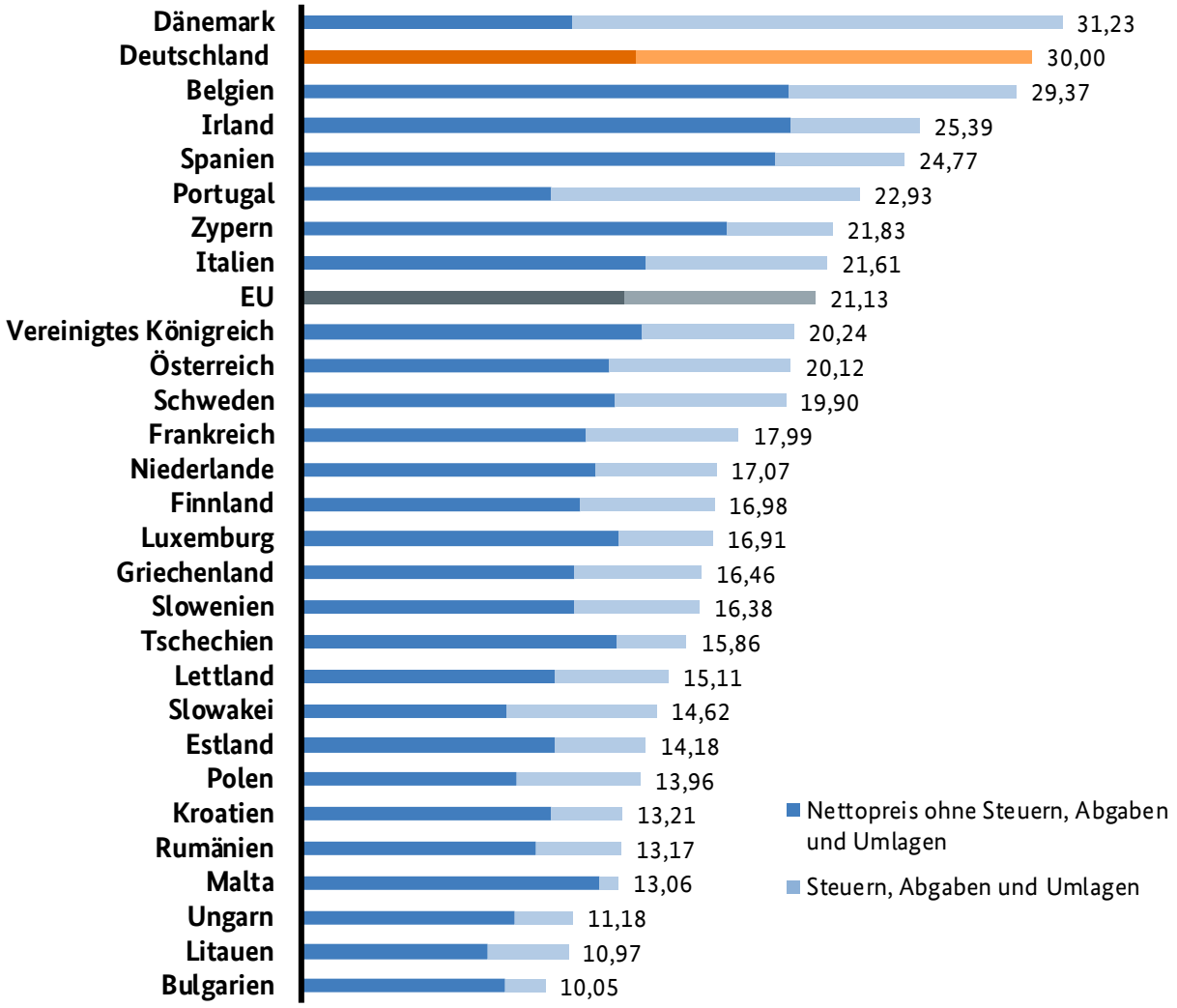
## 7.2 Haushaltskunden

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 Berechnungsmethode des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft mit 30,00 ct/kWh den zweithöchsten Preis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Nur in Dänemark waren die Haushaltskundenpreise mit 31,23 ct/kWh noch höher als in Deutschland. Im Vergleich zum EU-Durchschnitt (21,13 ct/kWh) lagen die deutschen Preise rund 41 Prozent höher.

Der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten hohe Strompreis in Deutschland geht auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück. Im EU-Durchschnitt entfielen 7,84 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 16,22 ct/kWh mehr als doppelt so hoch ausfiel. Dagegen lag der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte Netto-Preis mit 13,78 ct/kWh nur leicht über dem EU-Durchschnitt von 13,29 ct/kWh.

**Elektrizität: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2018 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh**
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer und aller anderen Steuern




Quelle: Eurostat

Abbildung 137: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2018 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh

# H Mess- und Zählwesen

Vor Inkrafttreten des MsbG im September 2016 mussten Lieferanten bei der Abrechnung des Stroms auch den Messstellenbetrieb abrechnen. Nach der neuen Gesetzeslage ist der Lieferant beim Einsatz von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen nun nicht mehr verpflichtet, eine gemeinsame Abrechnung vorzunehmen. Anders ist es bei konventionellen Messeinrichtungen. Diese müssen weiterhin durch den Lieferanten abgerechnet werden.

Es ist daher möglich, dass Verbraucher vom Messstellenbetreiber den Messstellenbetrieb und vom Lieferanten den Strom jeweils in einer separaten Rechnung abgerechnet bekommen. Verbraucher sollten dann darauf achten, dass der Messstellenbetrieb auch wirklich nicht mehr in der Rechnung des Lieferanten auftaucht.

## 1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) im September 2016 wurde die Novellierung des Messwesens angestoßen. Das MsbG schreibt den umfassenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen vor. Die Umsetzung des Rollouts und die damit einhergehenden gesetzlichen Fristen hängen jedoch 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 werden seitdem von den ersten grundzuständigen Messstellenbetreibern großflächig eingebaut.

Der Rollout intelligenter Messeinrichtungen konnte allerdings im Jahr 2017 noch nicht starten, da bis dato kein durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes Smart-Meter-Gateway erhältlich war. Daher konnte auch keine Feststellung der technischen Möglichkeit durch das BSI getroffen werden. Diese erfolgt erst zu dem Zeitpunkt, wenn drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten. Im Dezember 2018 wurde das erste und im September 2019 das zweite intelligente Messsystem durch das BSI zertifiziert, dennoch ist mit dem Rollout intelligenter Messsysteme frühestens Ende 2019 zu rechnen.

## 2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2019 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität 892 Unternehmen beteiligt, die insgesamt 54.084.176 Messlokationen[114] meldeten.

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 2018 ist der Antrag eines Unternehmens, welches für mehrere Unternehmen den Messstellenbetrieb als gemeinsame Dienstleistung übernehmen möchte, positiv beschieden worden. Im Jahr 2019 ist bisher kein Antrag eingegangen.

Die 892 Messstellenbetreiber traten im Jahr 2018 dabei in folgenden Rollen auf (manche Unternehmen sind in mehr als einer Marktrolle aktiv):

**Elektrizität: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2018**

| | Anzahl | |
|---|---|---|
| | Konventioneller Messstellenbetrieb | Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen |
| Netzbetreiber als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG | 832 | 760 |
| Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-)Leistung am Markt anbietet | 30 | 19 |
| Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber | 61 | 40 |
| Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber | 50 | 24 |

Tabelle 101: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom

[114] 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.

Ein Anschlussnutzer kann das für Einbau, Betrieb, Wartung von Messgeräten und -systemen sowie Messung zuständige Unternehmen selbst wählen (gemäß § 5 MsbG). Statt des grundzuständigen Messstellenbetreibers kann dies auch ein wettbewerblicher Dritter sein. Nach den im Monitoring gemeldeten Daten übernehmen in den Netzgebieten von 786 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 48 Netzen zwischen 30 und 50 dritte Messstellenbetreiber aktiv sind, kann hingegen in 86 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:

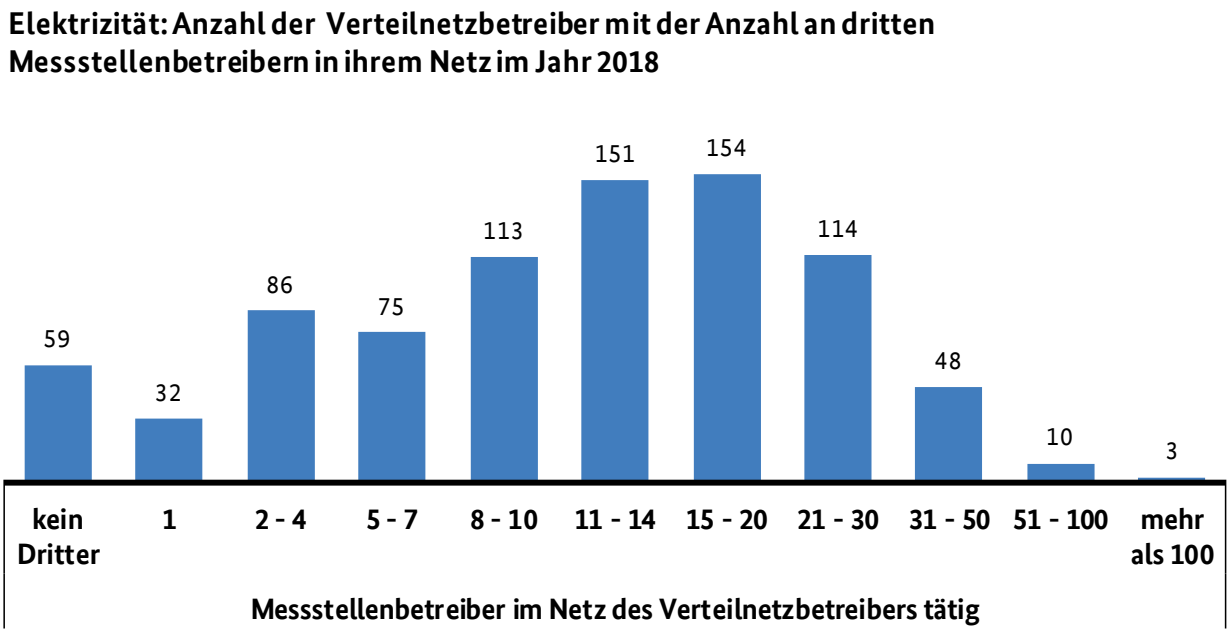



Abbildung 138: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen

Unabhängig von der Netzgröße sind durchschnittlich etwa 15 Messstellenbetreiber in einem Verteilernetzgebiet tätig. Das Maximum liegt bei 118 dritten Messstellenbetreibern in einem Netzgebiet.

In den Verteilernetzen werden an etwa 317.410 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 139 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 sechs Prozent aller Netze), in denen überhaupt mehr als ein Prozent der Messlokationen durch dritte Messstellenbetreiber versorgt werden.

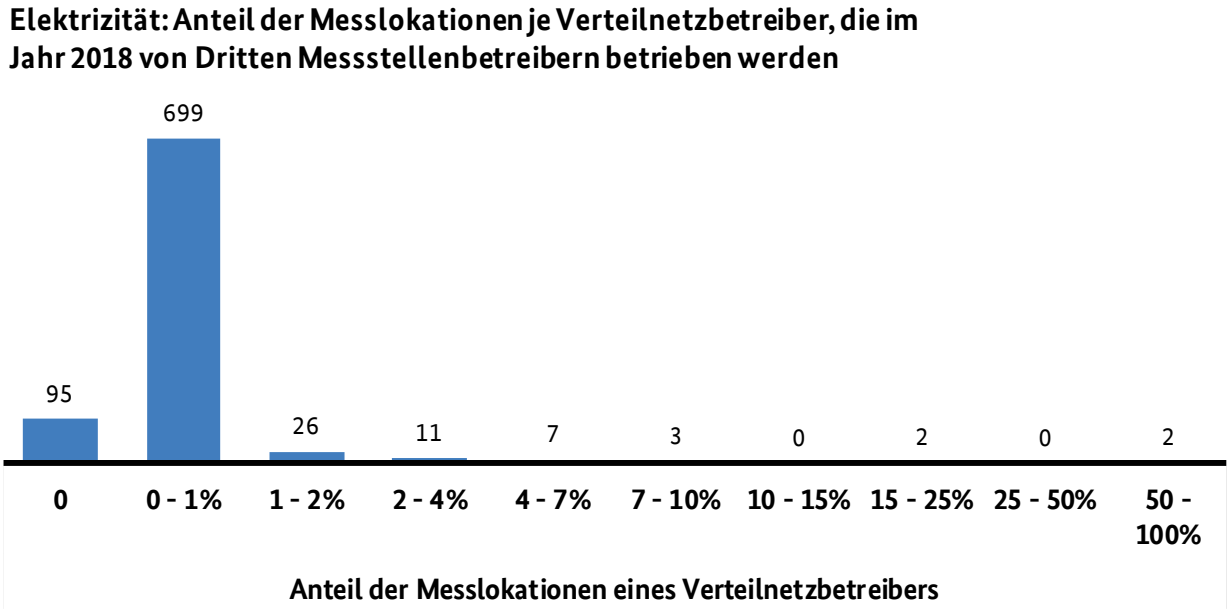



Abbildung 139: Anteil der Messlokationen je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden

Die Gesamtzahl der Messlokationen teilt sich wie Tabelle 102 zeigt wie folgt auf die Bundesländer auf. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass in Nordrhein-Westfalen mit über 10 Mio. die meisten Messlokationen in Deutschland verbaut sind.

**Elektrizität: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern im Jahr 2018**

| | Messlokationen - Verbrauch | Messlokationen - Einspeisung |
|---|---|---|
| Baden-Württemberg | 6.364.600 | 243.961 |
| Bayern | 7.630.750 | 476.775 |
| Berlin | 2.372.391 | 9.525 |
| Brandenburg | 1.676.128 | 40.288 |
| Bremen | 442.762 | 4.592 |
| Hamburg | 1.164.864 | 4.588 |
| Hessen | 3.746.488 | 120.823 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 1.117.046 | 18.941 |
| Niedersachsen | 4.537.966 | 187.087 |
| Nordrhein-Westfalen | 10.672.006 | 209.790 |
| Rheinland-Pfalz | 2.471.631 | 108.473 |
| Saarland | 626.209 | 21.643 |
| Sachsen | 2.826.714 | 41.690 |
| Sachsen-Anhalt | 1.537.041 | 31.668 |
| Schleswig-Holstein | 1.768.324 | 51.471 |
| Thüringen | 1.345.643 | 32.562 |

Tabelle 102: 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 grau hinterlegten Spalten beziehen sich auf den zukünftigen Rollout von intelligenten Messsystemen i. S. d. § 29 MsbG. Da im Berichtsjahr 2018 nur ein, durch das BSI zertifiziertes intelligentes Messsystem am Markt erhältlich war, konnten die Unternehmen dazu noch keine Angaben machen. Allerdings kann ein starker Anstieg von modernen Messeinrichtungen verzeichnet werden, die bereits seit Anfang 2017 am Markt erhältlich sind. 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 2018

| | Anzahl der Messlokationen | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Gesamt** | **davon mit Mess-systemen gem. § 19 Abs. 5 MsbG ausgestattet** | **davon mit modernen Messeinrich-tungen i.S.d. MsbG aus-gestattet** | **davon mit intelligenten Messsystemen i.S.d. MsbG ausgestattet** |
| **Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch** | | | | |
| > 6.000 kWh & ≤ 10.000 kWh | 2.046.722 | 210.196 | 97.756 | |
| > 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh | 1.004.389 | 109.437 | 36.300 | |
| > 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh | 510.785 | 73.217 | 14.186 | |
| > 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh | 151.066 | 36.669 | 2.709 | |
| > 100.000 kWh | 241.590 | 130.232 | 519 | |
| Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG | 1.054.789 | 85.689 | 21.597 | |
| davon Messlokationen an Ladepunkten für Elektromobile | 3.323 | 715 | 441 | |
| **Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG** | | | | |
| > 7 kW & ≤ 15 kW | 528.450 | 56.654 | 19.799 | |
| > 15 kW & ≤ 30 kW | 251.627 | 27.716 | 5.972 | |
| > 30 kW & ≤ 100 kW | 136.650 | 21.702 | 1.889 | |
| > 100 kW | 365.529 | 38.845 | 344 | |

Tabelle 103: 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 39 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 2018**

| | 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 | 20.080.481 | 2.233.293 | 1.060.910 | |
| > 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh | 8.461.321 | 845.040 | 414.643 | |
| > 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh | 5.571.002 | 492.918 | 274.902 | |
| > 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh | 5.218.596 | 375.251 | 223.391 | |
| **Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG** | | | | |
| > 1 kW & ≤ 7 kW | 543.995 | 98.452 | 20.199 | |

Tabelle 104: 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 unentschlossen.

## 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 Durchführung der Gateway-Administration setzt eine Zertifizierung durch das BSI voraus. Bis zum 31. Oktober 2019 hat das BSI 38 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 einer bestimmten Menge betreuter Messlokationen kann man davon ausgehen, dass sich die eigenständige Durchführung der Gateway-Administration lohnt.

Die einzelnen Aufgabenbereiche lassen sich aus der nachfolgenden Abbildung 140 entnehmen.

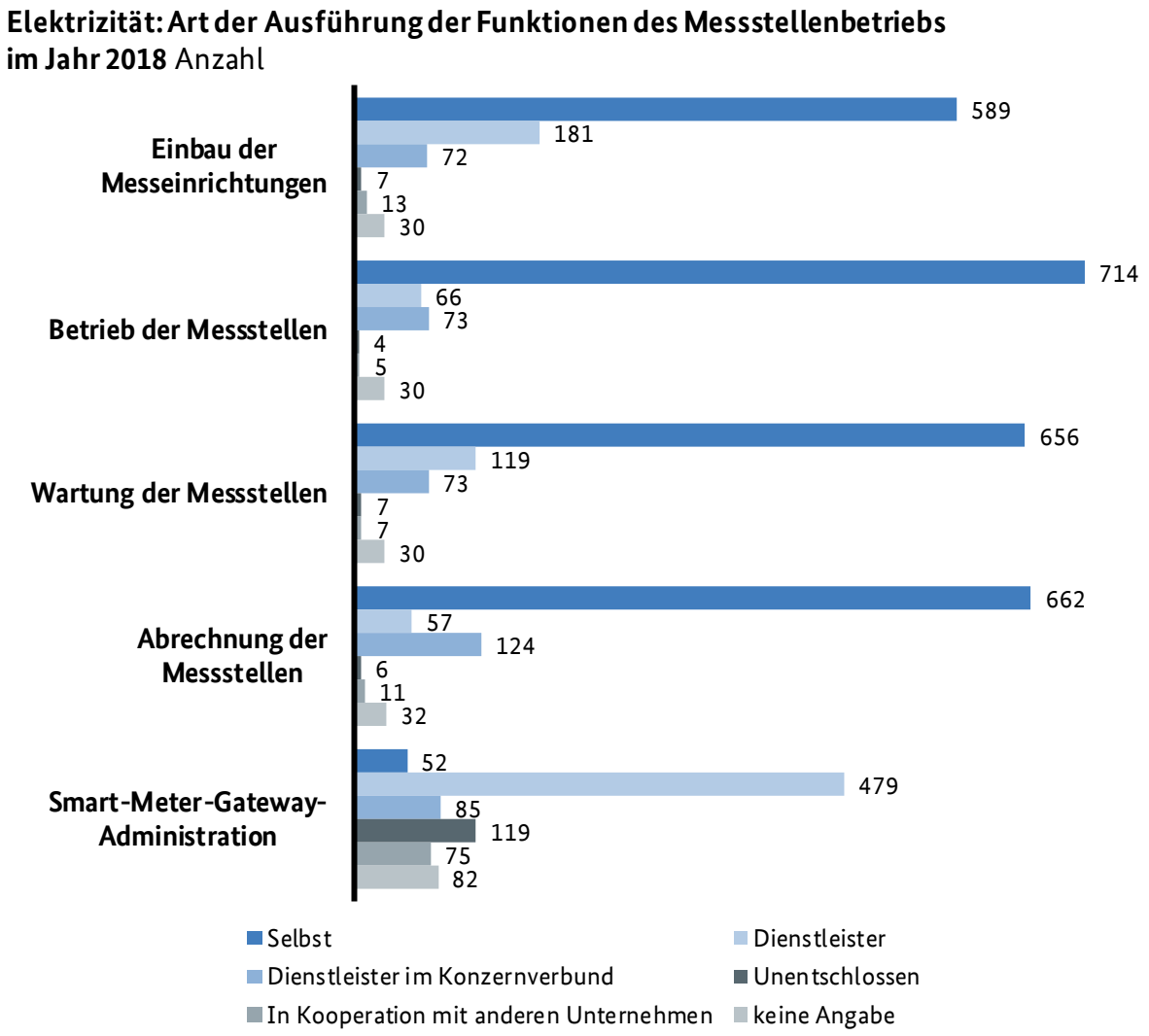



Abbildung 140: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs

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 gegenwärtig noch keine intelligenten Messsysteme für eine Anbindung der Sparte Gas am Markt erhältlich sind, können die im Gesetz geregelten Pflichten jedoch noch nicht eingehalten werden. 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 123 Anbietern etwas höher (siehe nachfolgende Abbildung 141).

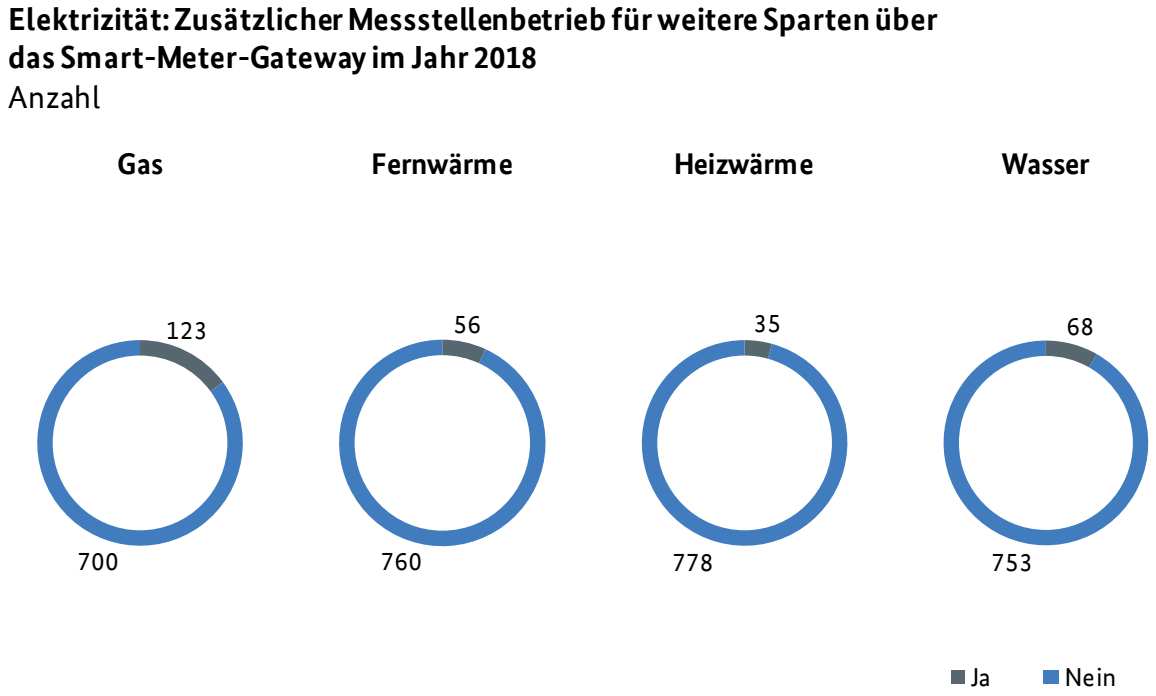



Abbildung 141: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway

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 Vorkassesystem (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 intelligenten Messsystemen im Zusammenhang stehen. Ohne die Geräte können viele Leistungen noch nicht angeboten werden. Die entsprechende Auswertung kann Abbildung 142 entnommen werden.

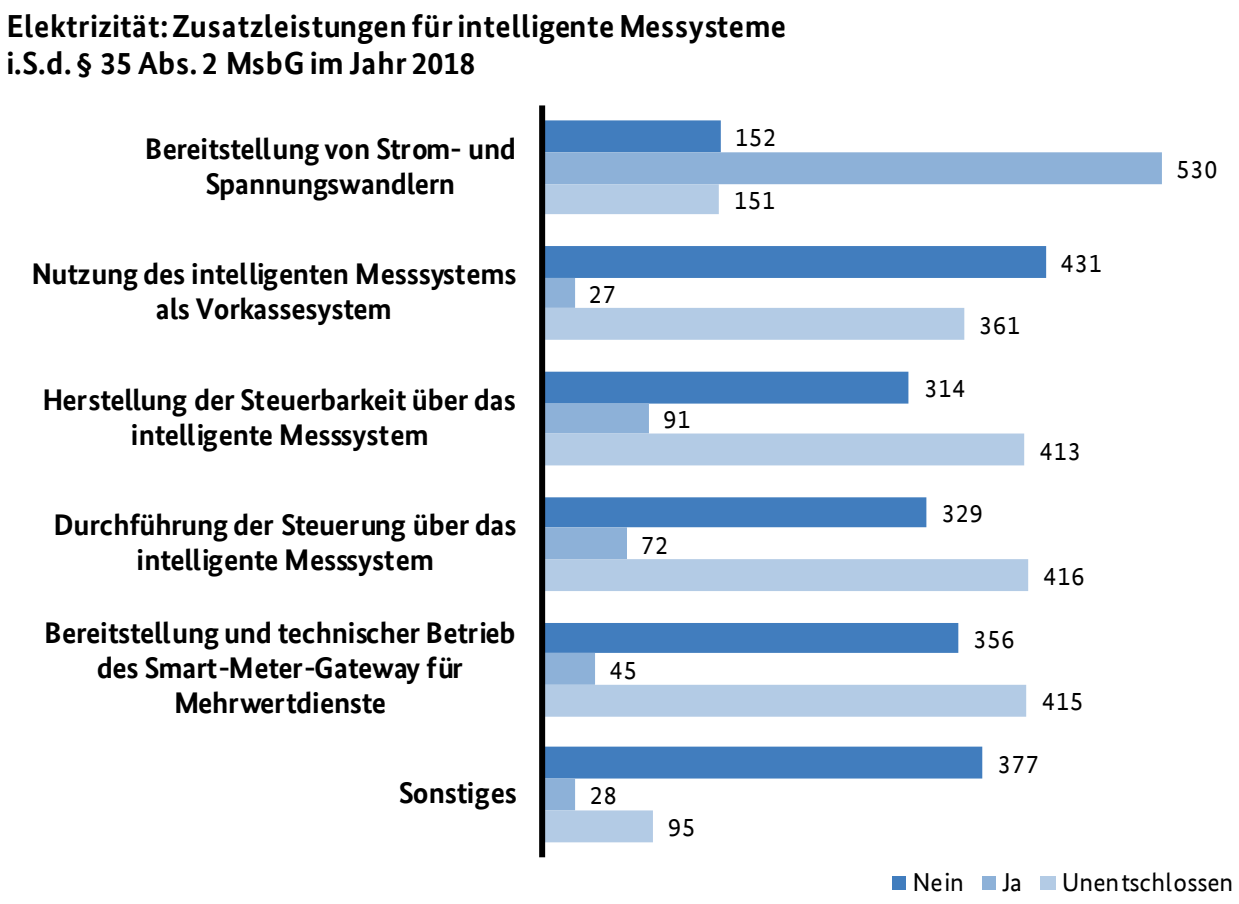



Abbildung 142: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme

Eine deutliche Mehrzahl von 81 Prozent der Messstellenbetreiber vertreibt keine Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb (siehe Abbildung 143).

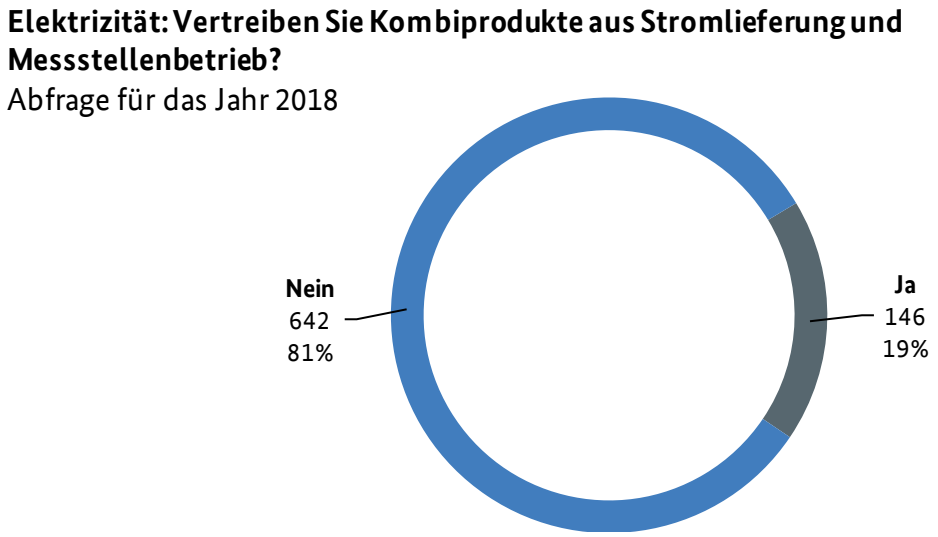



Abbildung 143: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb

Auch wenn die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer nunmehr nicht mehr verpflichtend durch den Lieferanten durchgeführt werden muss, erfolgt sie weiterhin größtenteils 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. Gemischte Abrechnungsmodelle, also Abrechnungen teils durch separate Rechnung oder teils durch den Lieferanten, werden zwar etwas häufiger genutzt, jedoch liegen sie deutlich unter den Zahlen für die Rechnungsstellung durch den Lieferanten (siehe folgende Abbildung).

**Elektrizität: Wie erfolgt die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer?**
Abfrage für das Jahr 2018

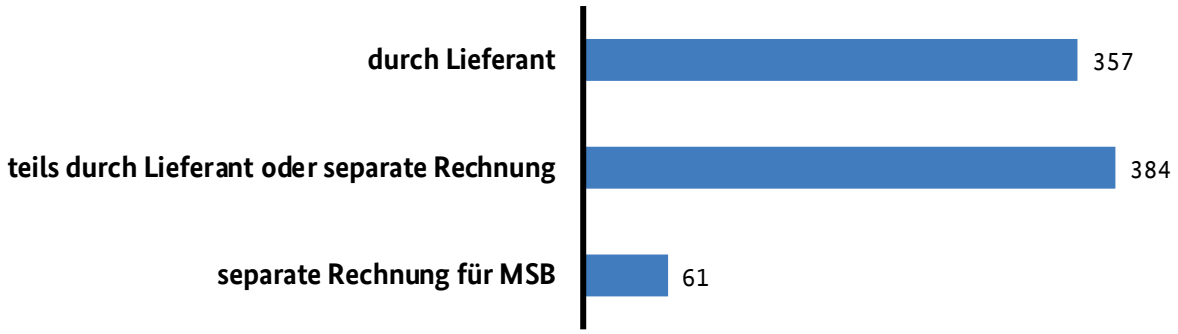



Abbildung 144: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer

## 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:

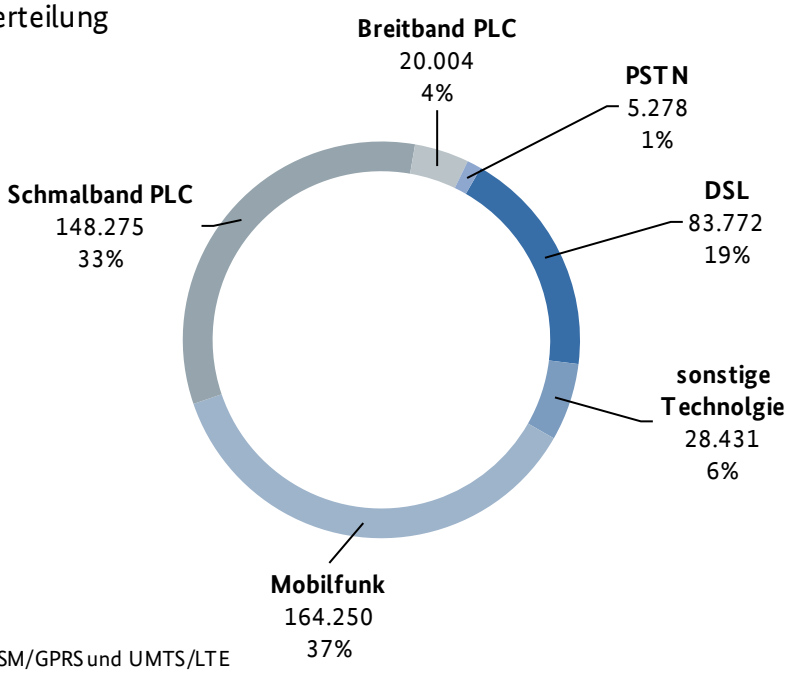
**Elektrizität: Eingesetzte Technologien bei Zählern/ Messeinrichtungen sowie Messsystemen im SLP-Kundenbereich**

| Anforderung | Messlokationen 2017 | Messlokationen 2018 |
|---|---|---|
| elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip) | 41.225.392 | 40.080.363 |
| davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip) | 2.624.019 | 2.480.879 |
| elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG | 6.967.445 | 7.823.861 |
| moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG | 558.574 | 2.547.165 |
| Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40) | 462.026 | 461.288 |
| intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG | | |

Tabelle 105: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es im Jahr 2018 erneut eine deutliche Entwicklung weg von den elektromechanischen Zählern gegeben. Dies ist auf die Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen seit Anfang 2017 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 2018 erneut stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden mittlerweile an ca. 2,5 Mio. Messlokationen eingesetzt. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messsysteme um etwa 1,1 Mio. Messlokationen zurückgegangen. Die Anzahl der elektronischen Zähler ist gegenüber dem Vorjahr recht stark angestiegen, sodass zurzeit an fast 8 Mio. Messlokationen diese Zählertypen eingesetzt werden. Die Anzahl der Verwendung von Zwei- und Mehrtarifzählern ist erneut leicht gesunken und beträgt ca. 2,5 Mio. Konstant blieb die Zahl der Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme sind, welche nach wie vor an fast einer halben Mio. Messlokationen von SLP-Kunden verbaut sind.

**Elektrizität: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich im Jahr 2018**
Anzahl und Verteilung




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

Abbildung 145: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Lediglich ca. 450.000 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. Dem bilanziellen Gesamtrückgang der PLC-Technologie steht hauptsächlich der starke Anstieg der Übertragung über Mobilfunk und über sonstige Technologien gegenüber. Die PLC-Übertragungstechnologie wird somit nur noch in 37 Prozent genutzt, während der Mobilfunk ebenfalls in 37 Prozent der Fälle genutzt wird. Die Anzahl von Anbindungen über Telefonleitungen (PSTN) sowie 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 Gewerbekundensektor.

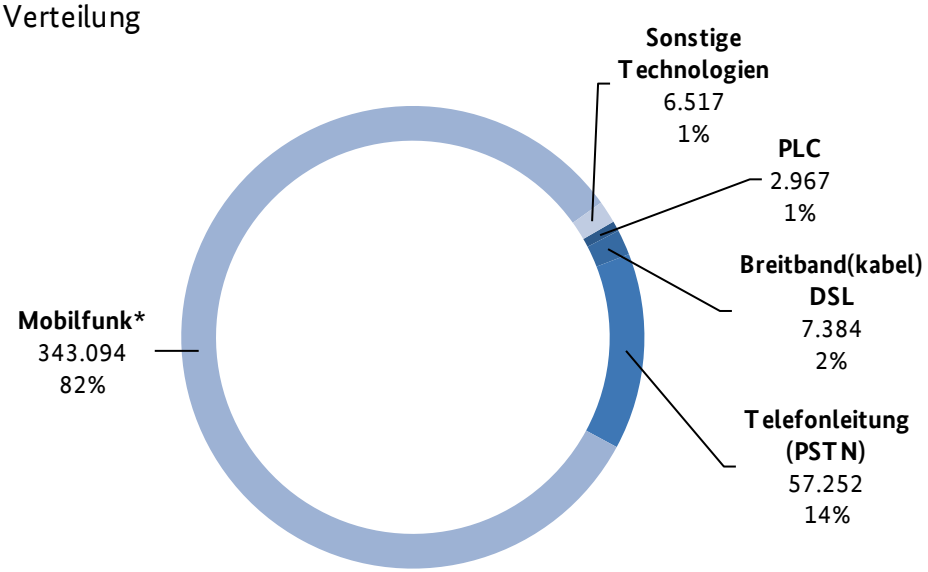
**Elektrizität: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich**

| Anforderung | Messlokationen 2018 |
|---|---|
| Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich | 395.633 |
| Messsystem, das §§ 21d, 21e EnWG entspricht | 61.509 |
| Sonstige | 4.025 |

Tabelle 106: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

In der folgenden Abbildung ist die Nutzung der einzelnen Übertragungstechnologien sowie deren Anzahl und Verteilung ersichtlich.

**Elektrizität: Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden Bereich im Jahr 2018**
Anzahl und Verteilung




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

Abbildung 146: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Im RLM-Bereich gibt es moderate Änderungen bei der Übertragungstechnologie von Zählern zum Vorjahr 2017: Zurückgegangen sind Fernauslesungen via Mobilfunk und Anbindungen über die Telefonleitungen. Ähnlich wie im Vorjahr 2017 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. 82 Prozent der fernausgelesenen Zähler kommunizieren mittlerweile auf diesem Weg.

# 7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Ausgaben für Investitionen und Aufwendungen[115] im Messwesen sind im Jahr 2018 um insgesamt etwa 45 Mio. Euro auf ca. 620 Mio. Euro gestiegen. Damit liegen die realisierten Ausgaben etwa 54 Mio. Euro unterhalb der geplanten Investitionen.

Die im Jahr 2018 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 14 Prozent unter den für 2018 prognostizierten Werten. Bei den Investitionen in Erhalt und Erneuerung liegen die in 2018 getätigten Werte rund 20 Prozent unter den Planwerten des letzten Jahres. Die realisierten Beträge für Aufwendungen liegen nahezu gleichauf mit den Prognosewerten.

Die diesjährigen Prognosewerte liegen auf dem Niveau der Vorjahresprognosen und würden bei einer vollständigen Realisierung zu einem Anstieg im Bereich Investitionen und einem konstanten Level bei den Aufwendungen führen.

Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 620 Mio. Euro im Jahr 2018 entfielen etwa 130 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen, was mehr als einer Verdoppelung gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das Jahr 2019 sehen die Planwerte abermals eine deutliche Steigerung dieses Anteils auf etwa 230 Mio. Euro vor.

[115] Eine begriffliche Abgrenzung findet sich im Abschnitt „I.C.3 Investitionen“ des Kapitels Netze (ab Seite 128).

**Elektrizität: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen**
in Mio. Euro

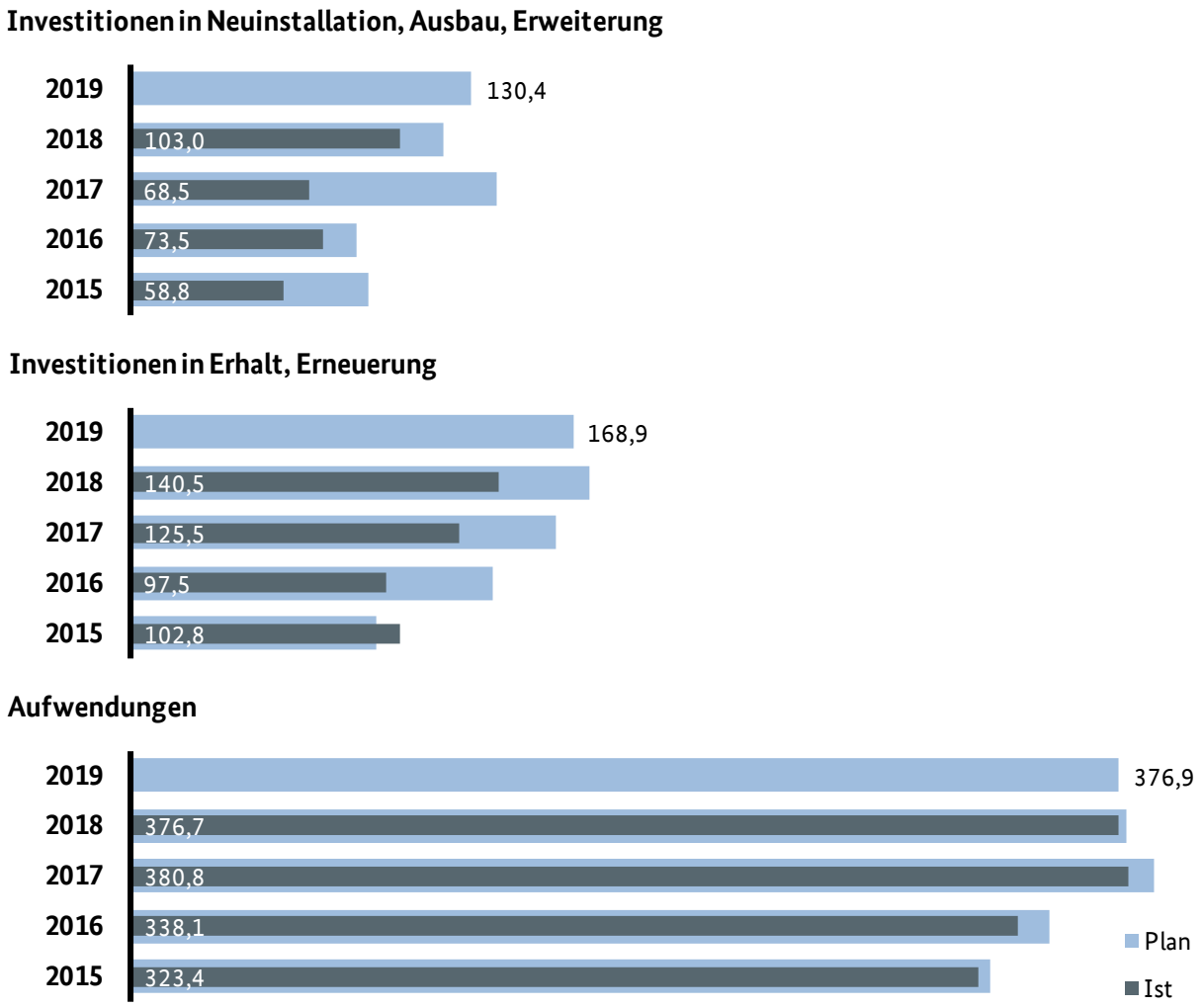



Abbildung 147: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

## 8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen

Zum dritten Mal wurden die Messstellenbetreiber im Monitoring auch zur Höhe der Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen befragt. In Tabelle 107 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 93,88 Euro und 720,32 Euro pro Jahr. 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 22,14 und 53,94 Euro pro Jahr. Tabelle 108 zeigt, dass für moderne Messeinrichtungen i. S. d. §§ 29 i. V. m. 32 MsbG den Endverbrauchern im Durchschnitt 19,77 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: Durchschnittliche Preise für die Standardleistungen* zur Durchführung des Messstellenbetriebs im Jahr 2018** in Euro/Jahr

| | Durchschnittlicher Preis | Preisobergrenze |
|---|---|---|
| **Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch** | | |
| ≤ 2.000 kWh** | 22,14 | 23,00 |
| > 2.000 kWh & ≤ 3.000** | 28,20 | 30,00 |
| > 3.000 kWh & ≤ 4.000** | 36,80 | 40,00 |
| > 4.000 kWh & ≤ 6.000** | 53,94 | 60,00 |
| > 6.000 kWh & ≤ 10.000 | 93,88 | 100,00 |
| > 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh | 122,97 | 130,00 |
| > 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh | 161,17 | 170,00 |
| > 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh | 190,53 | 200,00 |
| > 100.000 kWh | 720,32 | |
| Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG | 94,86 | 100,00 |
| **Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG** | | |
| > 1 kW & ≤ 7 kW** | 53,43 | 60,00 |
| > 7 kW & ≤ 15 kW | 94,56 | 100,00 |
| > 15 kW & ≤ 30 kW | 123,45 | 130,00 |
| > 30 kW & ≤ 100 kW | 189,85 | 200,00 |
| > 100 kW | 423,76 | |

* nach § 35 Abs. 1 MsbG

** optionaler Einbau nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG

Tabelle 107: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs

**Elektrizität: Preise für optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. § 32 MsbG im Jahr 2018**
in Euro/Jahr

| | Durchschnittlicher Preis | Preisobergrenze |
|---|---|---|
| Moderne Messeinrichtung im Sinne des MsbG | 19,77 | 20,00 |

Tabelle 108: 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 2018 in Deutschland um 1 Mrd. m³ auf nunmehr 6,2 Mrd. m³ produzierten Reingases[116] zurück (Vorjahr 7,2). Das entspricht einem Rückgang von 13,3 Prozent gegenüber dem Jahr 2017. 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 mit Stand 1. Januar 2019 wie im Vorjahr 8,0 Jahre.

2018 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.760 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.676 TWh stiegen die Importe nach Deutschland um 83 TWh, was eine Erhöhung um gut fünf Prozent bedeutet. Um gut 11 Prozent sind die Importe aus Norwegen zurückgegangen, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 14,9 Prozent gestiegen sind.

Im Jahr 2018 exportierte Deutschland 849,1 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 743,5 TWh stiegen die Exporte um 105,6 TWh, gleichbedeutend mit einem Zuwachs von 14 Prozent. Rund 48 Prozent (Vorjahr: 50 Prozent) des exportierten Erdgases wird nach Tschechien exportiert, wobei die Exporte nach Tschechien im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozent gestiegen sind. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung Luxemburg (+67,1 Prozent) und in die Niederlande (+54,2 Prozent) während die Exporte nach Polen (-25,9 Prozent), und nach Österreich (-8,9 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2018 insgesamt 280,02 TWh. Davon entfielen 134,12 TWh auf Kavernenspeicher-, 123,89 TWh auf Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen.

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2018) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder leicht zurückgegangen, ebenso wie die noch buchbaren Kapazitäten für 2020. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2021 erneut angestiegen. Insgesamt tendiert das Verhalten der Speicherkunden zu kurzfristigeren Buchungen im Speichermarkt.

Auf Grund des milden Winters 2018/2019 waren die deutschen Erdgasspeicher zu Beginn des Speicherjahres 2019/20 noch zu über 50 Prozent befüllt. Auf Grund des großen Gasangebots und günstiger Preise an den Gasmärkten wurden die Speicher über das Sommerhalbjahr sehr gut befüllt. Zum 1. November 2019 waren die Speicher insgesamt zu über 99 Prozent befüllt.

---

[116] 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).

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 2018 rund 67,1 Prozent und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr (68,2 Prozent) leicht reduziert.

## 1.2 Netze

### 1.2.1 Netzausbau

Am 20. Dezember 2018 hat die Bundesnetzagentur über den von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) vorgelegten Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2018 bis 2028 entschieden. Der für die FNB verbindliche Plan umfasst insgesamt 156 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 7 Mrd. Euro. Damit verbunden ist der Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von 1.364 km und zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von 499 MW in den nächsten zehn Jahren. Die FNB haben die geforderten Änderungen umgesetzt und den verbindlichen NEP Gas 2018–2028 fristgerecht veröffentlicht. Die Netzausbaumaßnahmen des Plans resultieren mehrheitlich aus der in Deutschland bis 2030 zu bewältigenden Umstellung von L- auf H-Gas, sowie aus dem Anschluss von geplanten neuen Kraftwerken.

Mit Veröffentlichung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2020–2030 haben die FNB den nächsten NEP-Zyklus im Juni 2019 begonnen. Der Szenariorahmen enthält die Eingangsgrößen für die Erstellung des nächsten NEP Gas: planungskapazitive Annahmen für einen Zeithorizont von zehn Jahren, bspw. resultierend aus dem zukünftigen Kapazitätsbedarf in nachgelagerten Verteilnetzen und durch den geplanten Anschluss neuer Gaskraftwerke, Gasspeicher oder LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz.

### 1.2.2 Investitionen

Im Jahr 2018 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 1,45 Mrd. Euro (2017: 970 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte)[117] in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Für das Jahr 2019 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,65 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg in Höhe von 13 Prozent gegenüber 2018. Die vergleichsweise hohen Schwankungen der Investitionsausgaben sind durch einzelne Großprojekte bedingt.

Beim Monitoring 2019 haben 600 VNB Gas für das Jahr 2018 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.273 Mio. Euro (2017: 1.031 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (798 Mio. Euro (2017: 623 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (475 Mio. Euro (2017: 408 Mio. Euro)) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2019 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.371 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2018 1.078 Mio. Euro (2017: 1.084 Mio. Euro). Für das Jahr 2019 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.116 Mio. Euro gerechnet.

---

[117] 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.

### 1.2.3 Versorgungsunterbrechungen

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Der aus diesen Meldungen ermittelte Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, der sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) betrug 0,48 min/Jahr im Jahr 2018 (2017: 0,99 min/Jahr). Dieser beschreibt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.

### 1.2.4 Netzentgelte

Das durchschnittliche, von der Belieferungsart unabhängige Gas-Netzentgelt für einen durchschnittlichen Haushaltskunden inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb liegt derzeit bei rund 1,56 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um gut drei Prozent gestiegen.

### 1.2.5 Netzbilanz

Die gesamte erfasste Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank leicht im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um 13,6 TWh auf 928,1 TWh (2017: 941,7 TWh[118]), was einem Rückgang um gut 1,4 Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge um gut 1,3 Prozent auf 275,2 TWh (2017: 278,8 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW sank nach mehreren Jahren Anstieg wieder. Diese lag 2018 bei 87,8 TWh (2017: 98,1 TWh) und war damit um gut 10 Prozent niedriger als im Jahr 2017.

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 72,57 TWh, dies entspricht einem Anteil von gut 42 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei rund 40 TWh, was einem Anteil von gut fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

### 1.2.6 Marktraumumstellung

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 der Höchstwert mit rund 550.000 anzupassenden Geräten pro Jahr erreicht werden.

## 1.3 Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Je zahlreicher die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, desto

---

[118] Die Ausspeisemenge der VNB Gas des Jahres2017 musste nachträglich aufgrund einer Korrekturmeldung auf 758,4 TWh angepasst werden. Dementsprechend betrug die gesamte Ausspeisemenge der FNB + VNB 941,7 TWh in 2017.

weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen Lieferanten zu binden. Marktteilnehmer können 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.

Im Jahr 2018 hat die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt abgenommen. Zwar ist das börsliche Handelsvolumen insgesamt um rund 13 Prozent gestiegen, für den weitaus größeren Anteil des brokervermittelten, bilateralen Großhandels ist für 2018 hingegen eine Volumenabnahme um rund 14 Prozent zu verzeichnen.

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2018 um 26 Prozent gestiegen und betrug rund 391 TWh (Vorjahr: rund 309 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2018 für beide Marktgebiete – wie in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 132,9 TWh, Vorjahr: 115,8 TWh; GASPOOL: 102,8 TWh, Vorjahr: 69,3 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 86 TWh im Jahr 2017 auf rund 58 TWh im Jahr 2018 gesunken, was einer Abnahme von rund 33 Prozent entspricht.

Die von den befragten Brokerplattformen im Jahr 2018 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.289 TWh (im Vorjahr 2.672 TWh), was einem Rückgang um rund 14 Prozent entspricht. Davon entfielen 858 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2018 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche.

Wie schon im Vorjahr war auch das Jahr 2018 von zum Teil merklich gestiegenen Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die jeweiligen Preisindizes (EGIX, BAFA-Grenzübergangspreise) zeigen einen Anstieg zwischen 28 Prozent und 13 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Für den im September 2017 eingeführten European Gas Spot Index (EGSI) wird erst im nächsten Jahr ein vollständig aussagekräftiger Vorjahresvergleich möglich sein

## 1.4 Einzelhandel

### 1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2018 zeigt sich, dass die Hälfte der Haushaltskunden (50 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 124,7 TWh beliefert wurde (2017: 51 Prozent/ 126,4 TWh).

Nur 18 Prozent der Haushaltskunden wurden 2018 noch in der Grundversorgung mit einer Gasmenge von 45,3 TWh beliefert (2017: 19 Prozent/ 47,3 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 32 Prozent bei

einer Gasabgabemenge in Höhe von 79,1 TWh (2017: 30 Prozent/ 75,5 TWh).[119] 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. 25,7 Prozent (29 Prozent in 2017) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 74,2 Prozent (71 Prozent in 2017) 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 die Anzahl der Vertragswechsel 0,6 Mio. in 2018, 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 im Gasbereich im Vergleich zum Vorjahr erneut leicht um knapp ein Prozent (minus 7.256 Wechselfälle) auf 1,2 Mio. Fälle gesunken. Deutlich gestiegen um fast sechs Prozent ist die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben. Für das Jahr 2018 ist zu beobachten, dass der gesamte Lieferantenwechsel der Haushaltskunden aufgrund der Steigerung beim Lieferantenwechsel bei Einzug leicht gestiegen ist. 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 11,5 Prozent.

Im Jahr 2018 betrug die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge 89,5 TWh und hat sich mit 1,5 TWh im Vergleich zum Vorjahr um etwa zwei Prozent erhöht. Für Nicht-Haushaltskunden belief sich die Lieferantenwechselquote auf 9,0 Prozent, was einem Anstieg um rund 0,9 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr 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 2018 ca. 86 TWh (Vorjahr: 87 TWh), im Bereich der RLM-Kunden rund 138 TWh (Vorjahr: ebenfalls 138 TWh). Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2018 somit wie im Vorjahr rund 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden und rund 31 Prozent bei RLM-Kunden (im Vorjahr: 30 Prozent).

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel hat sich die Zahl der aktiven Gaslieferanten für alle Letztverbraucher in den verschiedenen Netzgebieten stetig positiv entwickelt. Dieser positive Trend setzt sich auch 2018 fort. In 94 Prozent der Netzgebiete waren 2018 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 62 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 89 Prozent der Netzgebiete

---

[119] Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Gasabgabemenge an Haushaltskunden in Höhe von 249,1 TWh weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 275,2 TWh ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In 45 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig.

### 1.4.2 Gassperren

Die Anzahl der von den Netzbetreibern tatsächlich durchgeführten Sperrungen lag im Jahr 2018 bei 33.145 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 17 Prozent gesunken (2017: 40.048). In Bezug auf alle Marktlokationen 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 rund 1,2 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten rund 0,2 Mio. in eine Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber, was einer Quote von 17 Prozent entspricht. Tatsächlich gesperrt wurden nach Angaben der Lieferanten insgesamt rund drei Prozent der angedrohten Sperren.

Zudem gaben die Gaslieferanten an, dass in rund 26.731 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 etwa 11.940 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 lag zum 1. April 2019 bei 6,34 ct/kWh und ist erstmals seit drei Jahren wieder gestiegen. Der Anstieg lag bei rund 4,4 Prozent. Bezogen auf die einzelnen Preisbestandteile war der Anstieg bei den Energiebeschaffungskosten, Vertrieb und Marge (+5,7 Prozent) und den Netzentgelten (+4,2 Prozent) am höchsten.

Zum Stichtag 1. April 2019 liegt der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung bei 7,28 ct/kWh (2018: 6,64 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund zehn Prozent entspricht. Der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung liegt bei 6,44 ct/kWh (2018: 6,06 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund sechs Prozent entspricht. Der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist liegt bei 6,22 ct/kWh (2018: 5,71 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund neun Prozent entspricht.

Bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh ergab sich zum Stichtag 1. April 2019 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 195 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 245 Euro.

Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung betrug 3,74 ct/kW (2018: 3,29 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2019. Dies entspricht einem Anstieg um rund 14 Prozent. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, stiegen die Gasbeschaffungskosten um rund zehn Prozent von 3,01 ct/kWh auf 3,30 ct/kWh. Für Gaskunden die über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der

örtliche Grundversorger ist, beliefert werden stiegen die Gasbeschaffungskosten um rund 14 Prozent auf 3,02 ct/kWh (2018: 2,66 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 75 bis 80 Euro.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2019 gegenüber dem Vorjahresstichtag erhöht. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde") in Höhe von 2,86 ct/kWh ist um 0,04 ct/kWh gestiegen und liegt damit 1,4 Prozent über dem Vorjahreswert. Der von Lieferanten beeinflussbare Anteil des Gesamtpreises ist um 0,07 ct/kWh und damit auf knapp 70 Prozent angestiegen. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde") betrug zum selben Stichtag 4,55 ct/kWh und ist um 0,15 ct/kWh – also rund 3,4 Prozent – gegenüber dem Vorjahreswert gestiegen. Der von Lieferanten beeinflussbare Anteil des Gesamtpreises ist ebenfalls um 0,15 ct/kWh und damit auf knapp 60 Prozent angestiegen.

Im EU-Vergleich zahlen Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden in Deutschland im 2. Halbjahr 2018 unterdurchschnittliche Gaspreise. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr lag in Deutschland mit 2,65 ct/kWh im unteren Bereich. Der EU-Durchschnitt betrug 2,81 ct/kWh. Im EU-Schnitt wird der Nettopreis mit rund 8 Prozent (0,22 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 15 Prozent (0,40 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 6,08 ct/kWh rund 2 Prozent unter dem EU-Durchschnitt (6,20 ct/kWh). Für Deutschland betrug der Anteil von Steuern und Abgaben durchschnittlich 1,57 ct/kWh. Im EU-Durchschnitt waren es 1,68 ct/kWh.

## 2. Netzübersicht

Mit den Festlegungen zum Marktkommunikations-Interimsmodell Strom und Gas vom 20. Dezember 2016 (BK6-16-200/ BK7-16-142) hat die Bundesnetzagentur alle Akteure des Energiemarktes verpflichtet, zur Identifikation von Marktlokationen und Messlokationen zum 1. Februar 2018 einen neuen Identifikationscode einzuführen und exklusiv zu benutzen. Im Monitoringbericht 2019 wird daher der Begriff des Zählpunkts durch die Begriffe der Marktlokation bzw. Messlokation ersetzt.

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

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.

An der Datenerhebung zum Monitoring 2019 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug rund 38.500 Kilometer und wies rund 3.270 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 2018 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug rund 550. Dabei wurden rund 173,6 TWh (2017: 183 TWh) Gas aus dem Netz der FNB an Letztverbraucher ausgespeist. Damit blieb die ausgespeiste Gasmenge aus dem Netz der FNB um rund fünf Prozent unter dem Niveau des Vorjahres.

Mit Stichtag 5. November 2019 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 708 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 688, also gut 97 Prozent an der Datenerhebung zum Monitoring 2019 teilgenommen haben. Die dabei gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz betrug gut 512.000 Kilometer und wies rund 11,1 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 2018 auf. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der VNB Gas betrug 14,4 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2018. Davon können 12,8 Mio. Marktlokationen Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug 754,5 TWh im Jahr 2018 und lag damit rund 3,9 TWh unter der Menge des Vorjahres[120]. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen rund 275,2 TWh, was einem leichten Rückgang um 3,7 TWh oder gut einem Prozent entspricht.

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2018 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 2018 in der Summe rund 1.815 TWh. Dabei stammten rund 4 Prozent aus der inländischen Förderung (70 TWh), 1.760 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der Speichersaldo in 2018 betrug -25 TWh, es wurde also mehr Gas in die Gasspeicher eingespeichert, als ausgespeichert. Zudem wurden 10,3 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in 2018 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Rund 48 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden durch Deutschland durchgeleitet und an die europäischen Nachbarländer übergeben (849,1 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 928,1 TWh Gas verbraucht.

---

[120] Die Ausspeisemenge der VNB Gas im Jahr 2017 musste nachträglich aufgrund einer Korrekturmeldung auf 758,4 TWh angepasst werden.

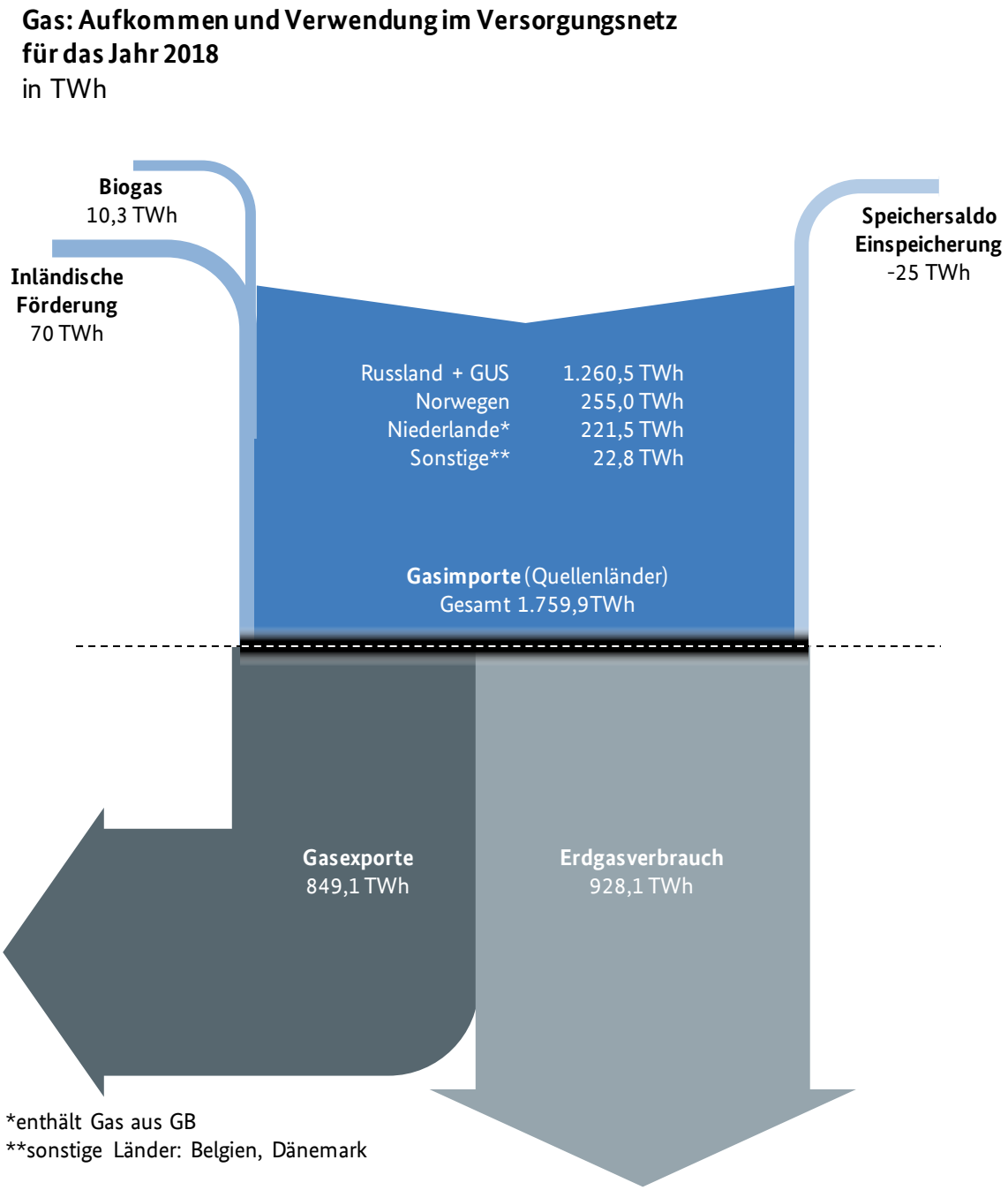



Abbildung 148: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2018[121]

[121] 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**

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Fernleitungs-netzbetreiber | 17 | 17 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| Verteiler-netzbetreiber | 714 | 714 | 715 | 717 | 718 | 708 |
| davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden | 689 | 689 | 690 | 692 | 693 | 683 |
| davon VNB mit weniger als 15.000 angeschlossenen Kunden* | 492 | 495 | 497 | 510 | 510 | 508 |

*Angaben basierend auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber Gas. Die auftretenden Unterschiede basieren auch auch den unterschiedlichen jährlichen Grundgesamtheiten.

Tabelle 109: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 5. November 2019

Die Gasnetzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Nenndruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich das in der nachfolgenden Tabelle dargestellte Bild der antwortenden Unternehmen.

Die Mehrzahl der VNB Gas (598 Unternehmen) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 79 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

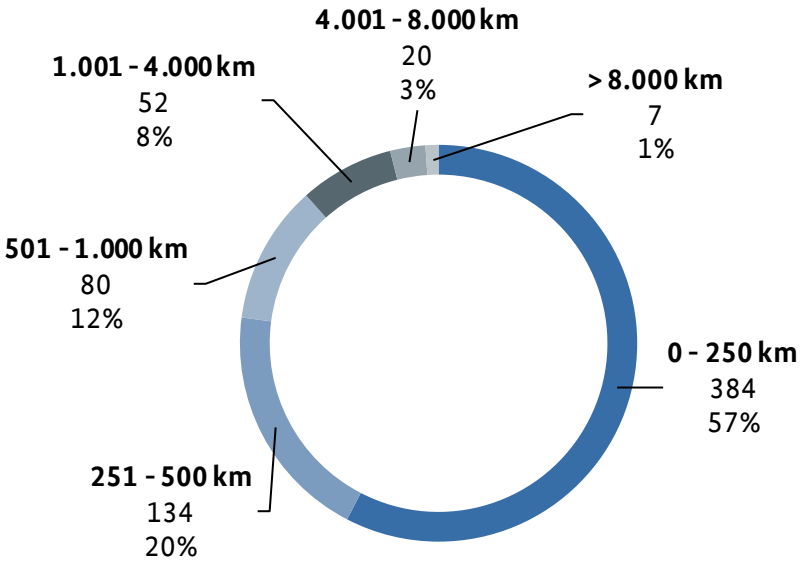



Abbildung 149: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018

**Gas: Netzstrukturdaten 2018**

| | FNB | VNB | Gesamtsumme FNB und VNB |
|---|---|---|---|
| **Netzbetreiber (Anzahl)** | **16** | **688** | **704** |
| **Netzlänge (in Tsd. km)** | **38,5** | **512,2** | **550,7** |
| davon ≤ 0,1 bar | 0 | 176,8 | 176,8 |
| davon > 0,1 – 1 bar | 0 | 249,0 | 249,0 |
| davon > 1 bar | 38,5 | 86,4 | 124,9 |
| **Ausspeisepunkte Gesamt (in Tsd.)** | **3,5** | **11.100,0** | **111.003,5** |
| davon ≤ 0,1 bar | 0,0 | 6,3 | 6,3 |
| davon > 0,1 – 1 bar | 0,0 | 4,5 | 4,5 |
| davon > 1 bar | 3,5 | 0,3 | 0,3 |
| **Marktloaktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)** | 0,6 | 14.440,0 | 14.440,6 |
| davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden | 0,6 | 1.600,0 | 1.600,6 |
| davon Haushaltskunden | 0,0 | 12.840,0 | 12.840,0 |

Tabelle 110: Netzstrukturdaten 2018 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018

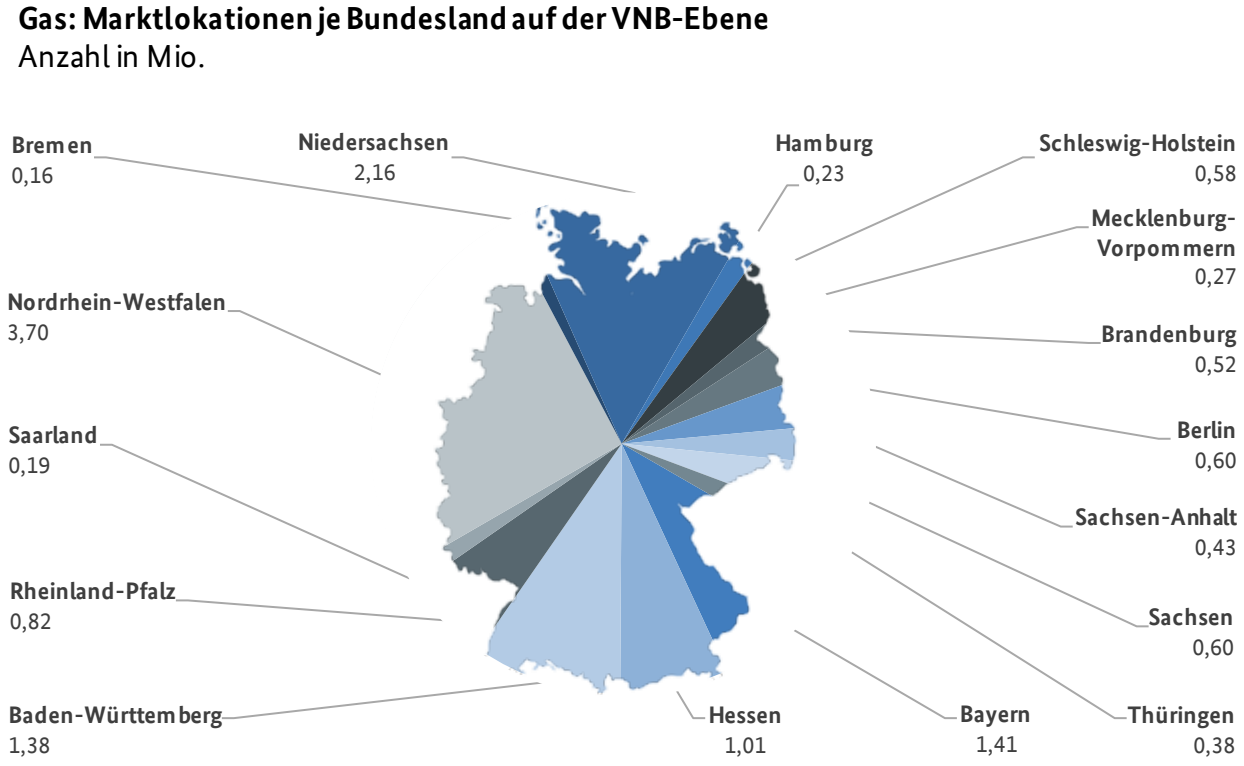



Abbildung 150: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand. 31. Dezember 2018

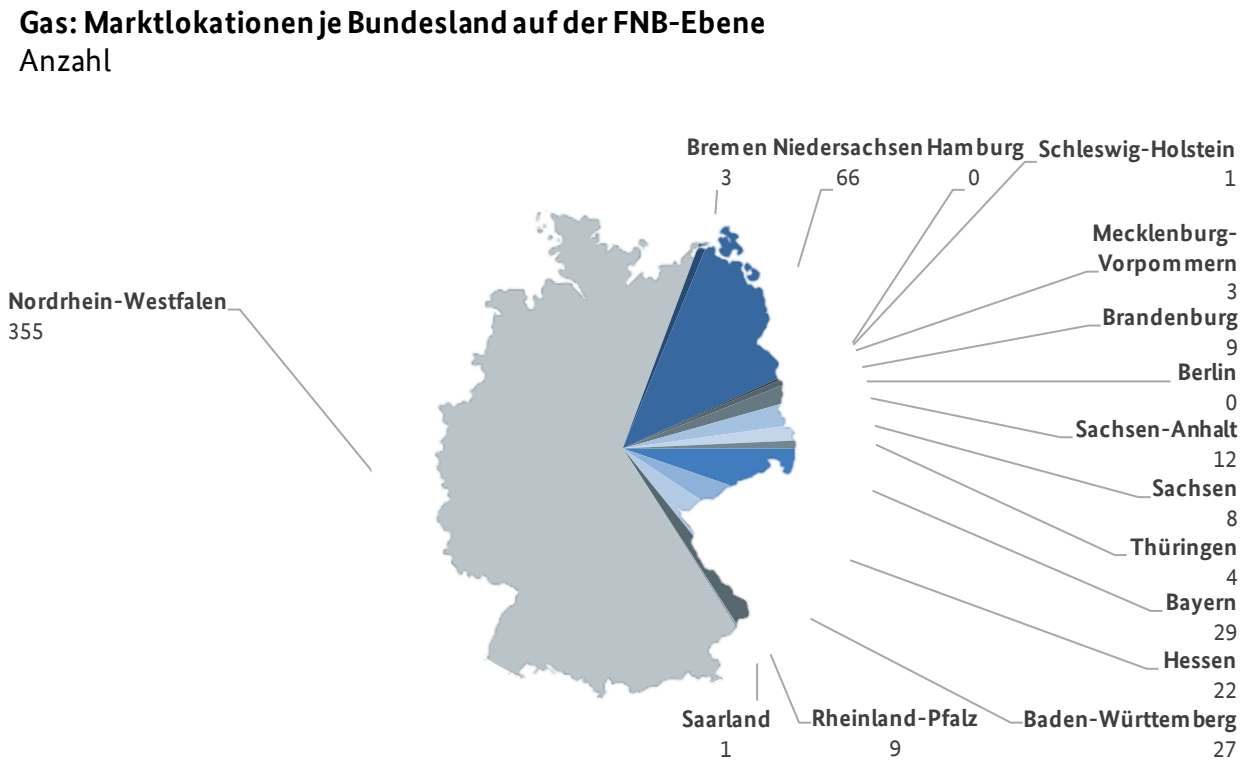



Abbildung 151: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand. 31. Dezember 2018

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 2018 ergeben.

**Gas: Ausspeisemengen in 2018 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% | 332,8 | 44,1% |
| > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr | 0,5 | 0,3% | 125,6 | 16,6% |
| > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr | 5,8 | 3,3% | 106,6 | 14,1% |
| > 100.000 MWh/Jahr | 129,4 | 74,5% | 139,5 | 18,5% |
| Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung | 37,8 | 21,8% | 50,0 | 6,6% |
| Gesamtsumme | 173,6 | 100% | 754,5 | 100% |

Tabelle 111: Ausspeisemengen Gas in 2018 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 2018. Wiederholt wurden bei der Datenerhebung 2018 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 72,5 TWh (2017: 80,7 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 39,8 TWh (2017: 38 TWh), was einem Anteil von gut fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Differenz zwischen der Ausspeisemenge der Netzbetreiber in 2018 in Höhe von 928,1 TWh (2017: 941,7 TWh[122]) und der Abgabemenge der Gaslieferanten 817,6 TWh (2017: 830,1 TWh) entspricht in etwa der

[122] Die Ausspeisemenge der VNB Gas im Jahr 2017 musste nachträglich aufgrund einer Korrekturmeldung auf 758,4 TWh angepasst werden. Dementsprechend betrug die gesamte Ausspeisemenge der FNB + VNB 941,7 TWh im Jahr 2017.

ermittelten Gasmenge die am Markt selbst beschafft wird, ohne einen Lieferanten damit zu beauftragen (112,3 TWh).[123]

**Gas: Gesamte Ausspeisemenge in 2018 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 | 332,9 | 35,9% | 317,5 | 38,8% |
| > 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr | 126,1 | 13,6% | 112,6 | 13,8% |
| > 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr | 112,4 | 12,1% | 99,7 | 12,2% |
| > 100.000 MWh/Jahr | 268,9 | 29,0% | 221,2 | 27,0% |
| Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung | 87,8 | 9,5% | 67,6 | 8,3% |
| Gesamtsumme | 928,1 | 100,0% | 818,6 | 100,0% |

Tabelle 112: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2018 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um rund 13,6 TWh auf 928,1 TWh, was einem Rückgang um gut 1,4 Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sank die Gasausspeisemenge um gut 1,3 Prozent auf 275,2 TWh (2017: 278,8 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW sank nach mehreren Jahren Anstieg wieder. Diese lag 2018 bei 87,8 TWh (2017: 98,1 TWh) und war damit um gut 10 Prozent niedriger als im Jahr 2017.

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt 6.142. Hiervon dienen 211 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Marktlokationen wird deutlich, dass nur 26 VNB Gas die Grenze von 100.000 Marktlokationen überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,4 Mio. Marktlokationen in Deutschland, werden rund 45 Prozent der Marklokationen (entspricht 6,4 Mio. Marktlokationen) mit gut 43 Prozent (326,9 TWh) der gesamten Gasausspeisemenge von

[123] Aufgrund der Unterschiede in der Datenqualität und Antworthäufigkeit, liegt die auftretende Differenz oberhalb des ermittelten Wertes für die am Markt selbst beschaffte Gasmenge.

den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (rund 60 Prozent) der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

**Gas: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen**
Anzahl und Verteilung

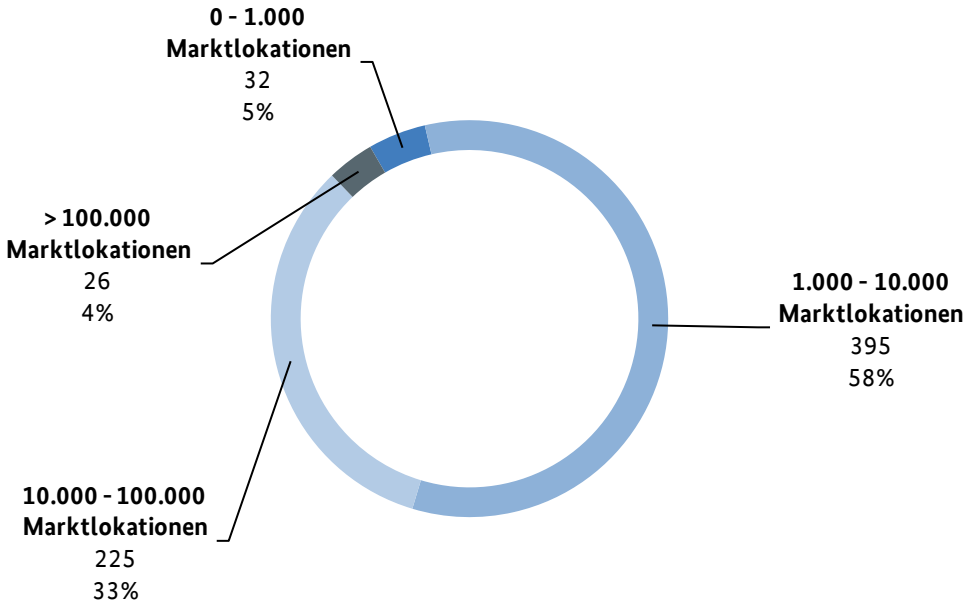



Abbildung 152: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018

# 3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht. Sie bilden ab, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.[124] Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d. h. der Marktkonzentration – sollen hier CR3-Werte bzw. CR4-Werte sog. „concentration ratio“, d. h., die Anteilssumme der drei bzw. vier anteilsstärksten Anbieter verwendet werden. 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

[124] Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25.

in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen.[125] Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.[126] 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 24 juristischen Personen erhoben wurden. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).[127] Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt I.A.3 „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite 42).

Auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern lässt sich eine starke Konzentration feststellen, welche jedoch im Vergleich zum Vorjahr – wenn auch nur in geringem Maße – gesunken ist. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und für die Konzentrationsdarstellung betrachteten Untertageerdgasspeicher verfügten zum Stichtag am 31. Dezember 2018 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 296,4 TWh (im Vorjahr: 299,0 TWh). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2018 rund 198,9 TWh (im Vorjahr: 204,7 TWh). Der CR3-Wert betrug rund 67,1 Prozent und hat sich im Vergleich zum Vorjahr (CR3-Wert: 68,2 Prozent) geringfügig reduziert.

---

[125] 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.

[126] Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

[127] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

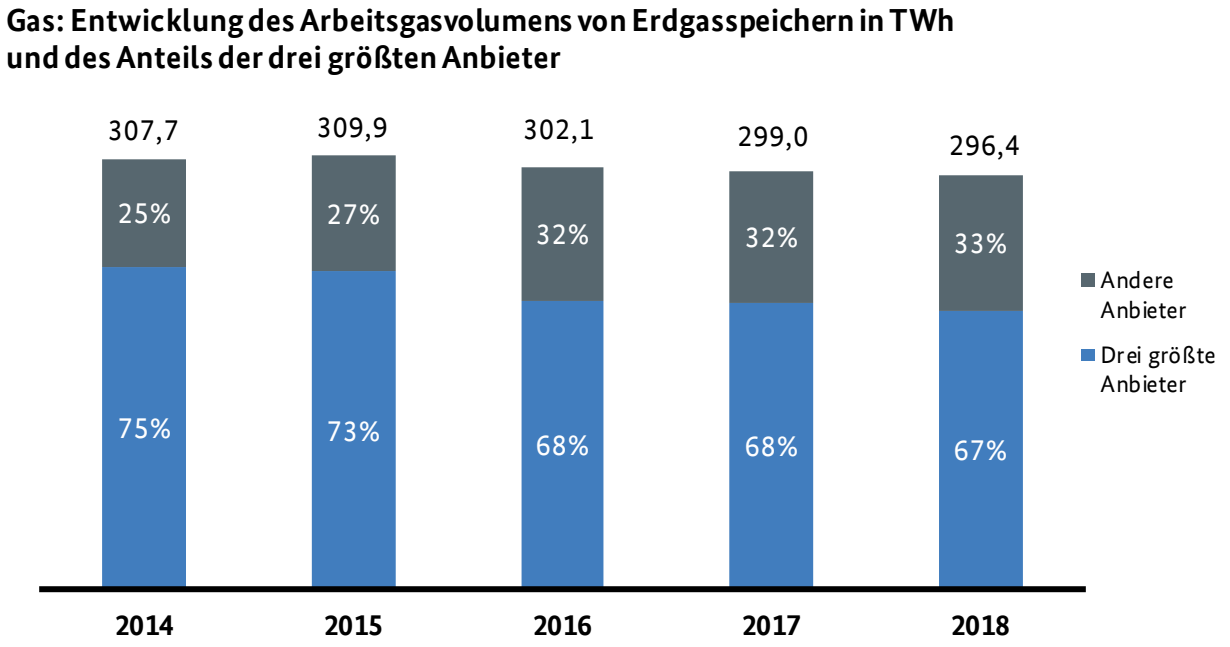



Abbildung 153: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

## 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 50). 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.[128]

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf der Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben[129]. 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 993 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (im Vorjahr: 966). Im Berichtsjahr 2018 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt 367,4 TWh Gas an SLP-Kunden (im Vorjahr: 378 TWh) und 450,1 TWh

[128] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

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

an RLM-Kunden ab (im Vorjahr: 454 TWh). Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 2018 rund 313,4 TWh auf Sonderverträge (im Vorjahr: 321 TWh) und 54,0 TWh auf Grundversorgungsverträge (im Vorjahr: 58 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 45).

Auf dem Gasendkundenmarkt wird die Marktkonzentration (CR) der vier absatzstärksten Unternehmen betrachtet. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2018 ca. 85,6 TWh, wovon rund 72,7 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 138,4 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2018 somit 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR4: 24 Prozent) und 31 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr CR4: 30 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB). Die Marktkonzentrationen der jeweils vier absatzstärksten Unternehmen bei der Belieferung von SLP-Kunden und RLM-Kunden haben sich gegenüber dem Vorjahr somit nur geringfügig verändert. Bei den Angaben der prozentualen Anteile ist zu berücksichtigen, dass sich die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten aufgrund gestiegener Teilnehmerzahlen bei der Befragung erneut verbessert hat, aber keine gänzlich vollständige Marktabdeckung erreicht. Diese Angaben entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

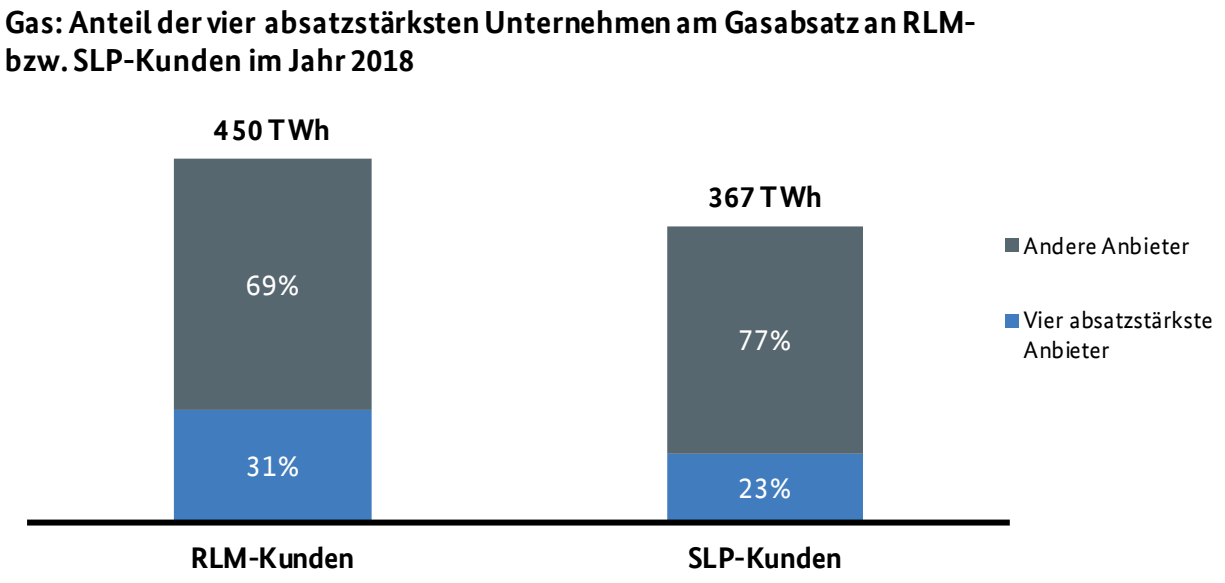


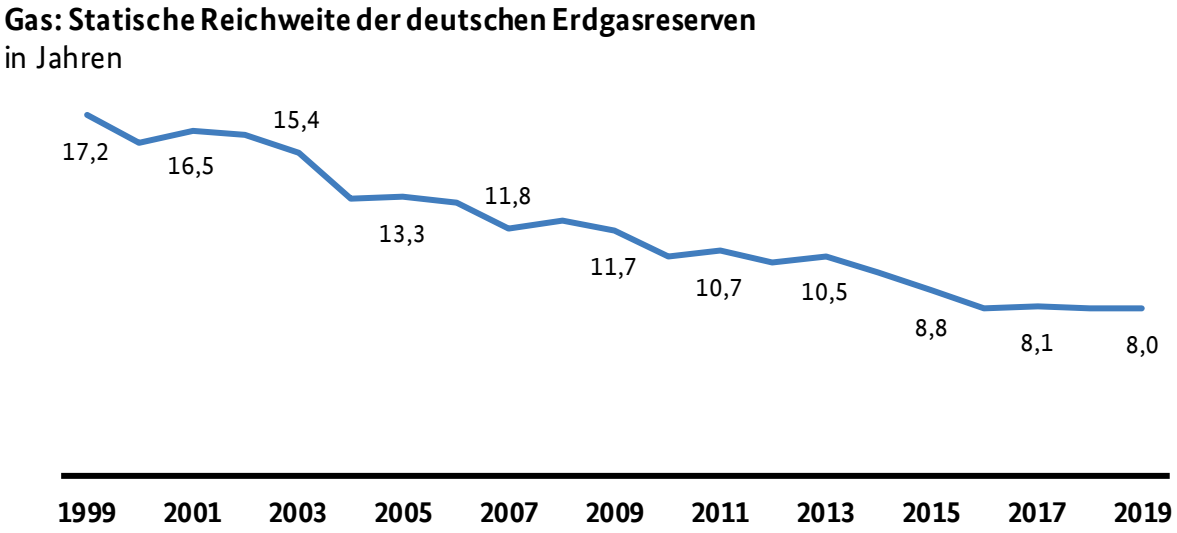

Abbildung 154: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2018

# B Aufkommen von Gas

## 1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2018 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 1 Mrd. m³ auf nunmehr 6,2 Mrd. m³ produzierten Reingases[130] zurück. Das entspricht einem Rückgang von 13,3 Prozent gegenüber dem Jahr 2017. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.[131] Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde.

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug mit Stand 1. Januar 2019 wie im Vorjahr 8,0 Jahre. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.[132]




Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 155: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1999

---

[130] 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).

[131] Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2018"; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

[132] Ebenso.

## 2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Gut 70 Prozent des nach Deutschland importierten Gases stammen aus Russland (inkl. GUS). Die Importe aus Russland (inkl. GUS) stiegen im Vergleich zum Vorjahr um rund 15 Prozent, während die Importe aus Norwegen und den Niederlanden zurückgegangen sind.

Deutschland nimmt durch die geographische Lage die Funktion einer Gasdrehscheibe ein. Die in Deutschland ankommenden Gasimporte werden zu großen Teilen weitergereicht, häufig nach Frankreich und in die Niederlande.

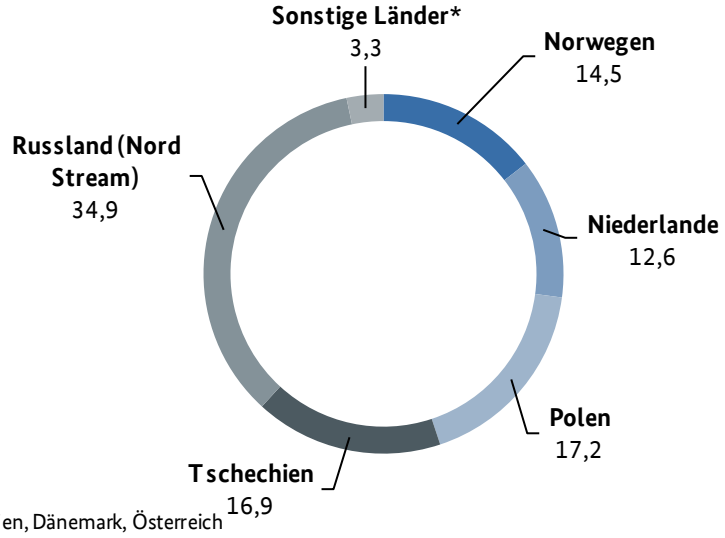
Die Bedeutung der inländischen Gasförderung sinkt aufgrund der Erschöpfung der Lagerstätten von Jahr zu Jahr.

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 2018 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.760 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.676 TWh stiegen die Importe nach Deutschland um 83 TWh, was eine Erhöhung um gut fünf Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Um gut 11 Prozent sind die Importe aus Norwegen zurückgegangen, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 14,9 Prozent gestiegen 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.

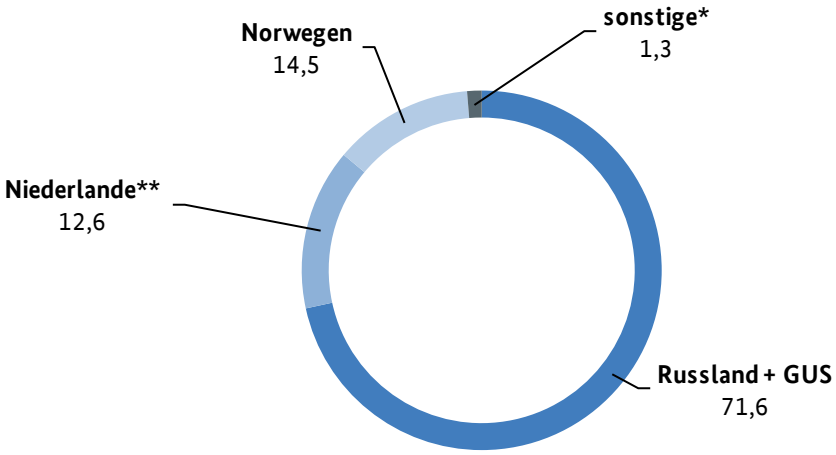
**Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2018 - Aufteilung nach Übergabeländern**
in Prozent




* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Österreich

Abbildung 156: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2018 – Aufteilung nach Übergabeländern

**Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2018 - Aufteilung nach Quellenländern**
in Prozent



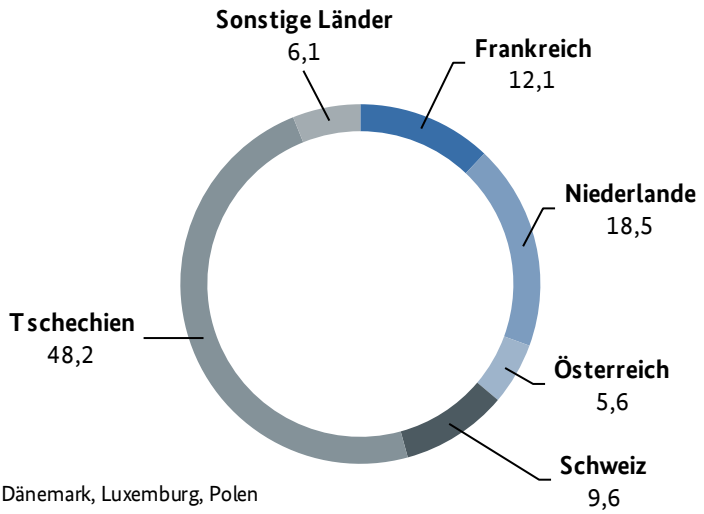

* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark
** enthält Gas aus GB

Abbildung 157: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2018 – Aufteilung nach Quellenländern

Im Jahr 2018 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 849,1 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 743,5 TWh stiegen die Exporte aus Deutschland um 105,6 TWh, was einen Zuwachs von 14 Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Rund 48 Prozent (Vorjahr: 50 Prozent) des aus Deutschland exportierten Erdgases wird nach Tschechien exportiert, wobei die Exporte nach Tschechien im Vergleich zum Vorjahr um 10 Prozent gestiegen sind. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung

Luxemburg (+67,1 Prozent) und Niederlande (+54,2 Prozent) während die Exporte nach Polen (-25,9 Prozent), und nach Österreich (-8,9 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

**Gas: Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2018 - Aufteilung nach Übernahmeländern**
in Prozent




* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Luxemburg, Polen

Abbildung 158: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2018 – 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 2018 und 2017 darzustellen

## Gas: Veränderungen der Importe (physikalische Lastflüsse)

| Übergabeland | Importe 2018 in TWh | Importe 2017 in TWh | Veränderung im Jahresvergleich in TWh | Veränderung im Jahresvergleich in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Russland (Nord Stream) | 614,6 | 535,0 | 79,6 | 14,9 |
| Polen | 313,5 | 305,8 | 7,7 | 2,5 |
| Tschechien | 297,4 | 226,9 | 70,5 | 31,1 |
| Norwegen | 255,0 | 286,1 | -31,1 | -10,9 |
| Niederlande | 221,5 | 266,7 | -45,2 | -16,9 |
| Österreich | 35,1 | 22,3 | 12,8 | 57,1 |
| Belgien | 16,8 | 29,6 | -12,8 | -43,3 |
| Dänemark | 6,0 | 4,1 | 1,9 | 46,4 |
| Summe | 1.759,9 | 1.676,5 | 83,4 | 5,0 |

Tabelle 113: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2018 und 2017

## Gas: Veränderungen der Exporte (physikalische Lastflüsse)

| Übernahmeland | Exporte 2018 in TWh | Exporte 2017 in TWh | Veränderung im Jahresvergleich in TWh | Veränderung im Jahresvergleich in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Tschechien | 408,8 | 370,6 | 38,3 | 10,3 |
| Niederlande | 156,8 | 101,6 | 55,1 | 54,2 |
| Frankreich | 102,4 | 83,9 | 18,5 | 22,0 |
| Schweiz | 81,3 | 86,7 | -5,5 | -6,3 |
| Österreich | 47,5 | 52,1 | -4,6 | -8,9 |
| Belgien | 43,8 | 39,4 | 4,4 | 11,2 |
| Polen | 4,7 | 6,3 | -1,6 | -25,8 |
| Luxemburg | 2,9 | 1,7 | 1,1 | 67,0 |
| Dänemark | 1,0 | 1,1 | -0,1 | -5,0 |
| Summe | 849,1 | 743,5 | 105,6 | 14,2 |

Tabelle 114: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2018 und 2017

Die Befragung der Gaslieferanten und Gasgroßhändler ergab, dass 25 Unternehmen als Gasimporteur und 19 Unternehmen als Gasexporteur in Deutschland tätig sind.

# 3. Marktraumumstellung

Die Gasversorgung wird in den kommenden Jahren im Nordwesten von L-Gas auf H-Gas umgestellt. Knapp 5 Millionen bisher mit L-Gas betriebene Geräte wie Gasherde, Gasthermen und Heizungen müssen umgerüstet werden.

Die Umstellungskosten werden als Umlage auf alle Gaskunden verteilt. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug im Jahr 2018 0,2587 Euro/kWh/h/a. Aufgrund der wachsenden Anzahl an Umstellungsbereichen stieg die Umlage für das Jahr 2019 auf 0,3181 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2020 steigt die Umlage auf 0,5790 Euro/kWh/h/a. Die MRU Umlage wird dabei nicht direkt auf den Verbrauchsabrechnungen der Verbraucher ausgewiesen. Allerdings führt die MRU Umlage mittelbar zu einer Erhöhung der Entgelte. Wichtig ist, dass Arbeitsstunden oder Material für die technische Anpassung der Geräte dem Eigentümer der anzupassenden Gasgeräte nicht separat in Rechnung gestellt werden dürfen.

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. Nach § 19a EnWG und der Gasgerätekostenerstattungsverordnung (GasGKErstV) kann für eine Gasheizung ein Kostenerstattungsanspruch von bis zu 600 EUR gegen den Netzbetreiber bestehen. Informationen über Einzelheiten und weitere 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 soll ab dem 1. Oktober 2029 kein niederländisches Gas 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. Insgesamt gab es 969 L-Gas Netzkoppelpunkte bei diesen fünf Fernleitungsnetzbetreibern, die im Jahr 2015 noch anzupassen waren. Im Jahr 2016 waren es 950 und ein Jahr später 922. 2018 waren es 900.

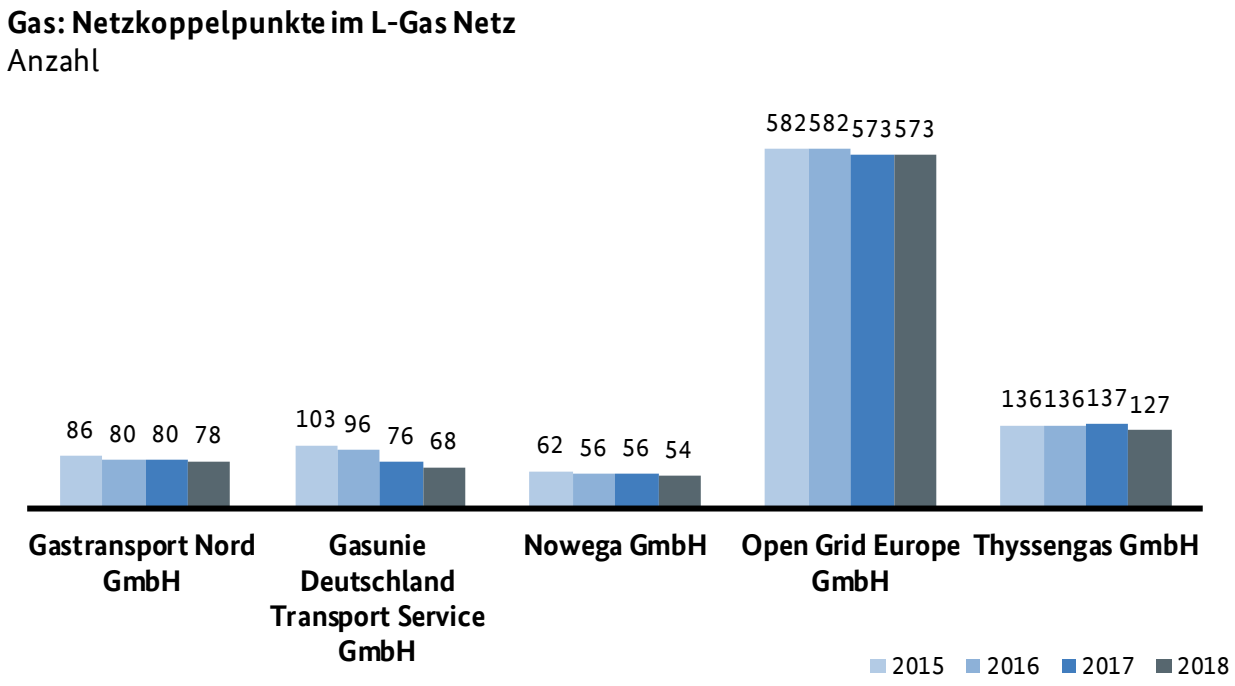



Abbildung 159: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015 bis 2018

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 3.358 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden etwa 2.269.430 Umstellungen.

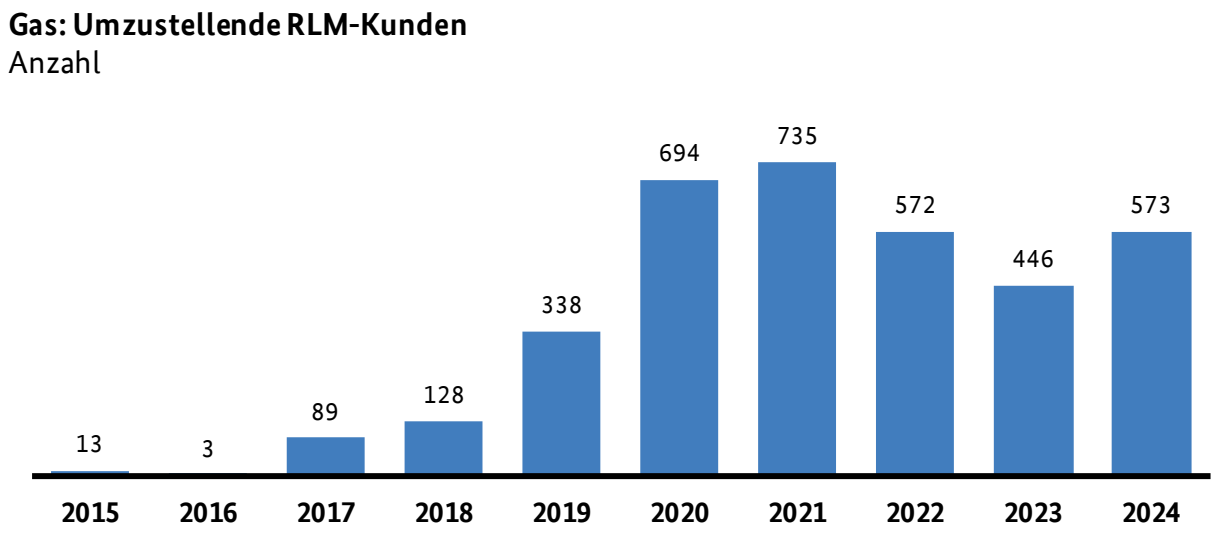



Abbildung 160: Umzustellende RLM-Kunden bis 2024

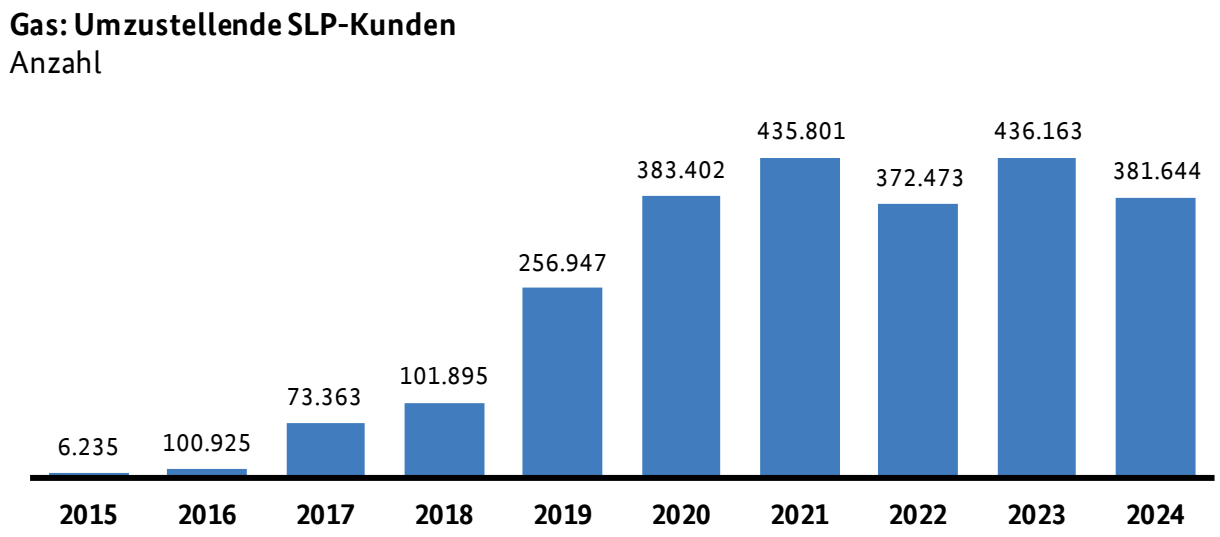



Abbildung 161: Umzustellende SLP-Kunden bis 2024

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 40 Unternehmen beteiligen. Vor einem Jahr waren es noch 31 Unternehmen. Die Resonanz auf die diesbezüglich durchgeführten Ausschreibungen der Netzbetreiber war auch 2018 weiterhin hoch. Anders als bei der letzten Abfrage ergab sich, dass sich insbesondere bei der Erhebung sowie der Umstellung und Anpassung wieder weniger Unternehmen ein Arbeitspaket teilen. Dies liegt zum einen daran, dass viele Unternehmen eine gewisse Größe

erreicht haben, die es ihnen erlaubt, die Aufträge eigenständig zu bearbeiten. Zum anderen sinkt der Steuerungsaufwand bei den Netzbetreibern, wenn man weniger Unternehmen beauftragt. Aufgrund der stark steigenden Anzahl anzupassender Geräte müssen die Unternehmen teilweise mehrere Aufträge parallel bewältigen. Bisher gelingt dies weitestgehend ohne Einschränkungen, doch wird in den kommenden Jahren, wenn der Höchstwert der Anpassungen von rund 550.000 anzupassenden Geräten pro Jahr erreicht wird, noch einmal deutlich mehr Personal vonnöten sein.

Auf das Aufgabenpaket „Geräteerhebung“ haben sich durchschnittlich 7,3 Anbieter beworben, von denen im Schnitt 2,6 den Zuschlag erhielten. Beim Aufgabenpaket „Kontrolle der Geräteerhebung“ erhielten im Schnitt bei 4,5 Bewerbern je genau 1 Unternehmen den Zuschlag. Unter durchschnittlich 7,4 Bewerbern konnten die Netzbetreiber beim Paket „Umstellung und Anpassung“ wählen und vergaben die Aufträge an 2,6 Unternehmen. Auf im Schnitt 4,6 Bewerber kam das Aufgabenpaket „Kontrolle der Umstellung und Anpassung“, wobei je exakt 1 Unternehmen den Zuschlag erhielt. Für das wichtige Projektmanagement bekundeten durchschnittlich 4,4 Unternehmen Interesse, wobei der Zuschlag im Schnitt an immer nur 1 Unternehmen ging.

### Gas: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

| Arbeitspakete | Bewerbungen | | | Zuschläge | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2016 | 2017 | 2018 |
| Erhebungsarbeiten | 5,8 | 7,1 | 7,3 | 2,1 | 3,8 | 2,6 |
| Kontrolle Erhebungsarbeiten | 4,7 | 5,2 | 4,5 | 1,2 | 1,2 | 1,0 |
| Umstellung und Anpassung | 5,7 | 7,0 | 7,4 | 2,2 | 3,7 | 2,6 |
| Kontrolle Umstellung und Anpassung | 4,5 | 5,2 | 4,6 | 1,1 | 1,5 | 1,0 |
| Projektmanagement | 4,0 | 4,2 | 4,4 | 1,1 | 1,1 | 1,0 |

Tabelle 115: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung im Vergleich 2015 bis 2018

Bei den im vergangenen Jahr von insgesamt 30 Netzbetreibern erhobenen 462.802 Geräten handelte es sich um 202.643 Brennwertgeräte (43,8 Prozent) und 36.147 selbstadaptierende Geräte (7,8 Prozent). Im vergangenen Jahr lag die Quote der Brennwertgeräte noch bei lediglich 32,9 Prozent und die der selbstadaptierenden Geräte ebenfalls bei 7,8 Prozent. Angepasst wurden im Berichtszeitraum 128.863 Geräte von SLP-Kunden und 186 RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 2.232 Geräte. Das entspricht einer Quote von nur noch 1,7 Prozent, nachdem im vergangenen Jahr noch 3 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 1.210-mal in 2018 in Anspruch genommen (2017: 457). Den Kostenerstattungsanspruch der GasGKErstV nahmen lediglich 19 Kunden in Anspruch (2017: 2 Inanspruchnahmen).

Die Marktraumumstellung stellt die involvierten Akteure, wie z. B. Netzbetreiber, Händler, Speicherbetreiber und Heizungs-, Sanitär und Installationsunternehmen, aber auch die Betroffenen, wie die Letztverbraucher im Haushalts- und Kleingewerbetreibenden-Segment sowie die industriellen Gasanwender vor unterschiedlichste Herausforderungen. Hierbei zeigt sich ein erheblicher Informationsbedarf. Um diesen Bedarf zu decken, hat die Bundesnetzagentur 2019 bereits zum vierten Mal eine Informations- und Diskussionsveranstaltung (Forum Marktraumumstellung) mit den wesentlich betroffenen Stakeholdern abgehalten. Nach dem aktuellen Bericht aus dem niederländischen Wirtschaftsministerium über die Gasfördersituation und dem Überblick über den Gesamtprozess durch die Netzbetreiber wurde der Schwerpunkt der Veranstaltung in diesem Jahr auf die Sichtweise der Kunden auf die Marktraumumstellung gelegt. Dabei wurde herausgearbeitet, welchen Herausforderungen sich die Industriekunden in den nächsten Jahren auch nach der Anpassung aller Geräte auf H-Gas ausgesetzt sehen werden. Künftig wird die Gasbeschaffenheit, bedingt durch die vielfältigen Aufkommensquellen, deutlich stärker innerhalb der zulässigen Qualitätsbandbreite schwanken. Auch die häufigsten Anlässe für Beschwerden der Endkunden wurden durch die Verbraucherzentralen Niedersachsen und Bremen dargestellt. Positiv bemerkt wurde allerdings auch, dass die Anstrengungen der Netzbetreiber, den Prozess für die Kunden so angenehm wie möglich zu gestalten, durchaus erfolgreich seien. Informationen zu den Veranstaltungen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden.[133]

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 2020 (inklusive der Plankosten für das Jahr 2020) bisher insgesamt 506 Mio. Euro in die Umlage gemäß § 19a EnWG eingeflossen. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug 0,2587 Euro/kWh/h/a im Jahr 2018. Aufgrund der wachsenden Anzahl an Umstellungsbereichen stieg die Umlage für das Jahr 2019 auf 0,3181 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2020 steigt die Umlage auf 0,5790 Euro/kWh/h/a. Dieser Anstieg ist insbesondere auf die stark ansteigende Anzahl der umzustellenden Geräte und der damit verbundenen Kosten zurückzuführen. Des Weiteren ist die Anzahl der Punkte, an denen die Marktraumumstellungsumlage erhoben wird, gesunken. So wird die Marktraumumstellungsumlage ab dem Jahr 2020 nicht mehr an Kopplungspunkten zu anderen Marktgebieten und an Speichern erhoben. Dies ergibt sich aus den sogenannten „REGENT“-Festlegungen der Beschlusskammer 9 (BK9-18/610-NCG und BK9-18/611-GP). Hieraus folgt aber auch, dass Mehrerlöse aufgrund gestiegener Kapazitätsbuchungen sich mindernd auf die Höhe der Marktraumumstellungsumlage auswirken. Auch in den nächsten Jahren ist mit einem weiteren Anstieg der Marktraumumstellungsumlage aufgrund der steigenden Anzahl an umzustellenden Geräten zu rechnen.

---

[133] Veranstaltungen vom 27. April 2016, 26. April 2017 und 18. April 2018

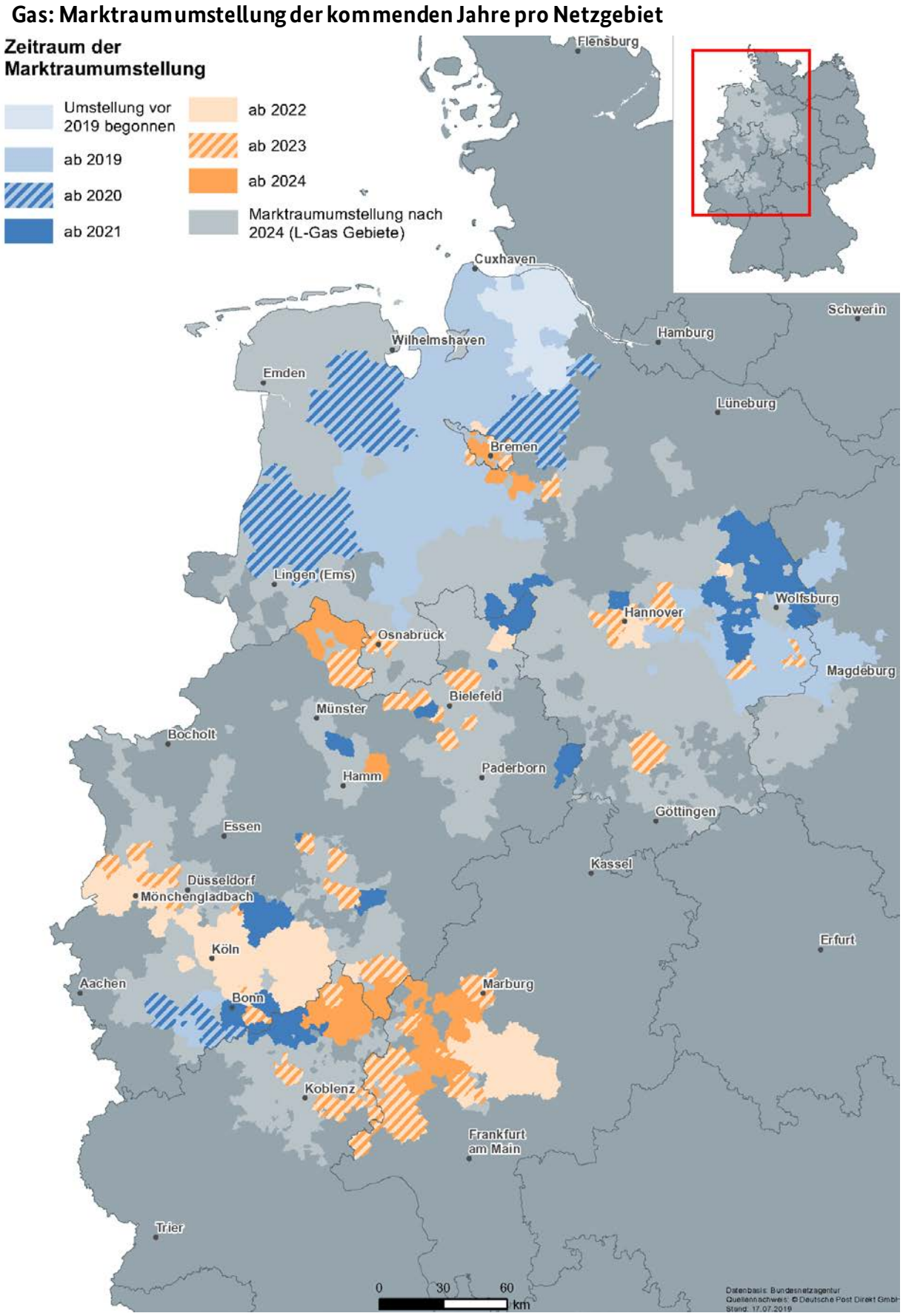



Abbildung 162: Marktraumumstellung der kommenden Jahre pro Netzgebiet

# 4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Per 31. Dezember 2018 ergaben sich bei der Einspeisung von Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG folgende Kennzahlen:

**Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2018**

| | Einspeisung in Mio. kWh/a | Anlagen-anzahl |
|---|---|---|
| Biomethan | 9.610,0 | 191 |
| Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammt. | 1,4 | 3 |
| Synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammt. | 1,1 | 2 |
| Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas) | 754,0 | 25 |
| Gesamt | 10.366,5 | 221 |

Tabelle 116: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2018

Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betrugen im Jahr 2018 ca. 199,5 Millionen Euro. Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich damit Wälzungskosten in Höhe von ca. 0,0192 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 2019 nahmen 24 Betreiber von Untergrundspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 33 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Zum Stichtag 31. Dezember 2018 beträgt das

in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 280,02 TWh[134]. Davon entfallen 134,12 TWh auf Kavernenspeicher-, 123,89 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 (257,26 TWh; 22,77 TWh für L-Gas).

**Gas: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der Untertagegasspeicher zum 31. Dezember 2018**
in TWh

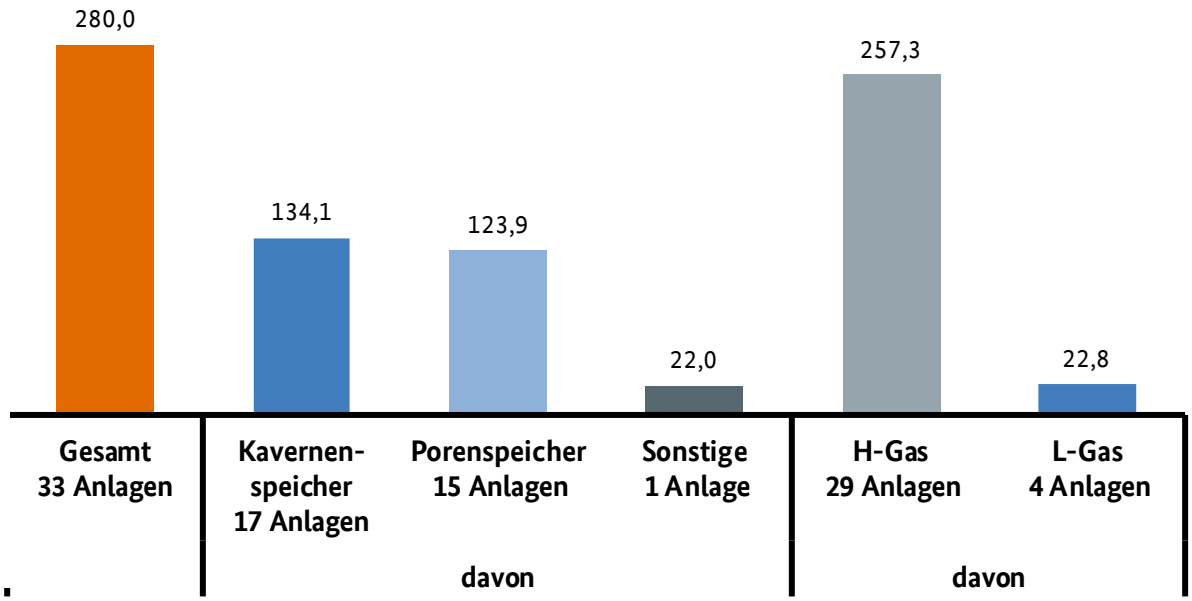



Abbildung 163: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2018

[134] 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.

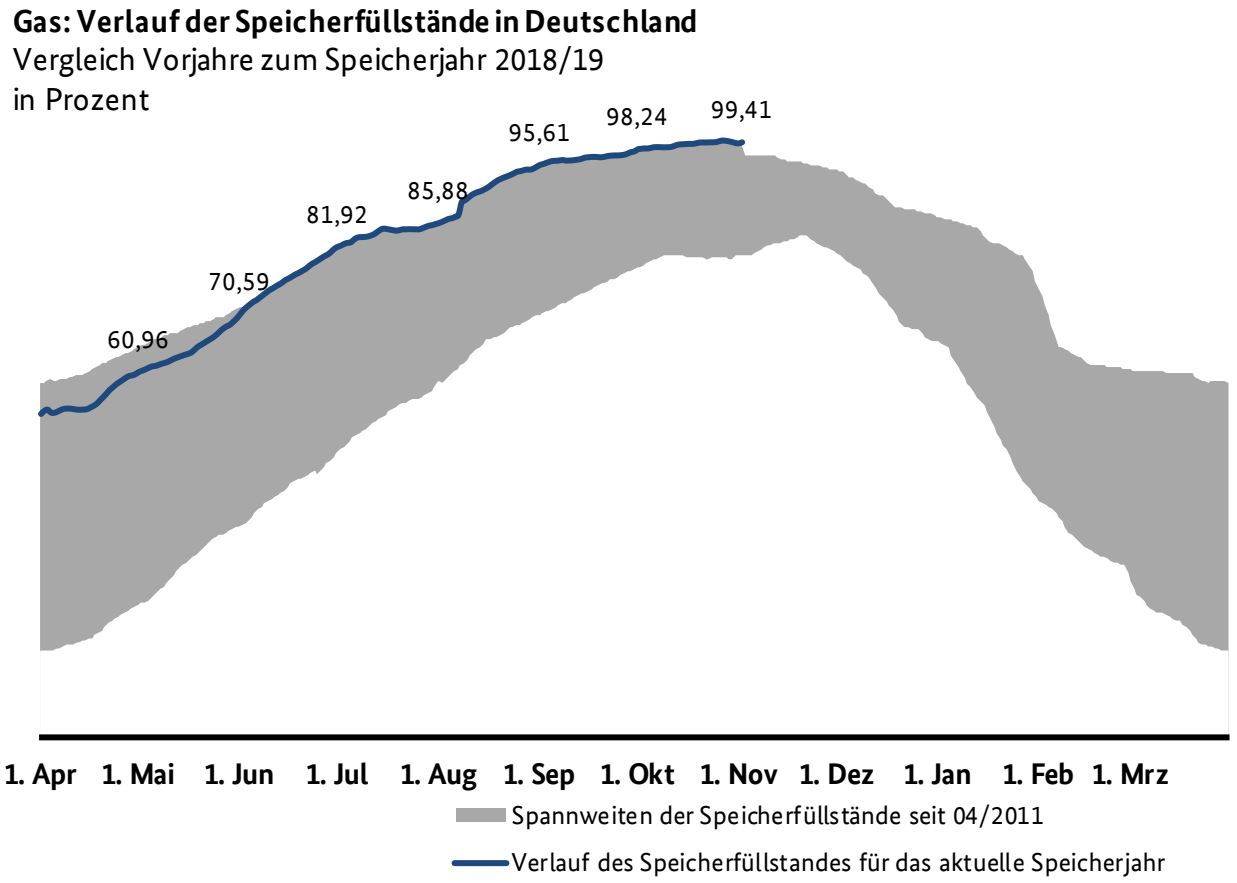



Abbildung 164: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 1. November 2019

Auf Grund des milden Winters 2018/2019 waren die deutschen Erdgasspeicher zu Beginn des Speicherjahres 2019/20 noch zu über 50 Prozent befüllt. Auf Grund des großen Gasangebots und günstiger Preise an den Gasmärkten wurden die Speicher über das Sommerhalbjahr sehr gut befüllt. Zum 1. November 2019 waren die Speicher insgesamt zu über 99 Prozent befüllt.

## 5.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen 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 Untertagespeicheranlagen ergibt sich für das Jahr 2018 nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 278,62 TWh (2017: 278,68 TWh), sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 151,00 GWh/h und eine Ausspeicherleistung von 292,00 GWh/h.

## 5.3 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten von 24 Unternehmen hatten diese in 2018 im Mittel 5,3 Speicherkunden (2014: 6,1 Kunden, 2015: 6,1 Kunden, 2016: 5,8, 2017: 5,9). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber lässt sich in der folgenden Tabelle ablesen.

**Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber**
Anzahl der Speicherunternehmen

| Anzahl Kunden | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 12 | 7 | 8 | 8 | 7 | 9 | 8 | 10 | 11 | 9 | 10 |
| 2 | 3 | 3 | 2 | 2 | 3 | 3 | 4 | 2 | 2 | 2 | 4 |
| 3 - 9 | 6 | 6 | 7 | 6 | 7 | 7 | 5 | 4 | 6 | 6 | 4 |
| 10 - 15 | 2 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 1 | 3 | 4 |
| 16 - 20 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 2 | 3 | 2 |
| > 20 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 0 | 0 |

Tabelle 117: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

## 5.4 Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2018 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 2014 bis 2018**
in TWh

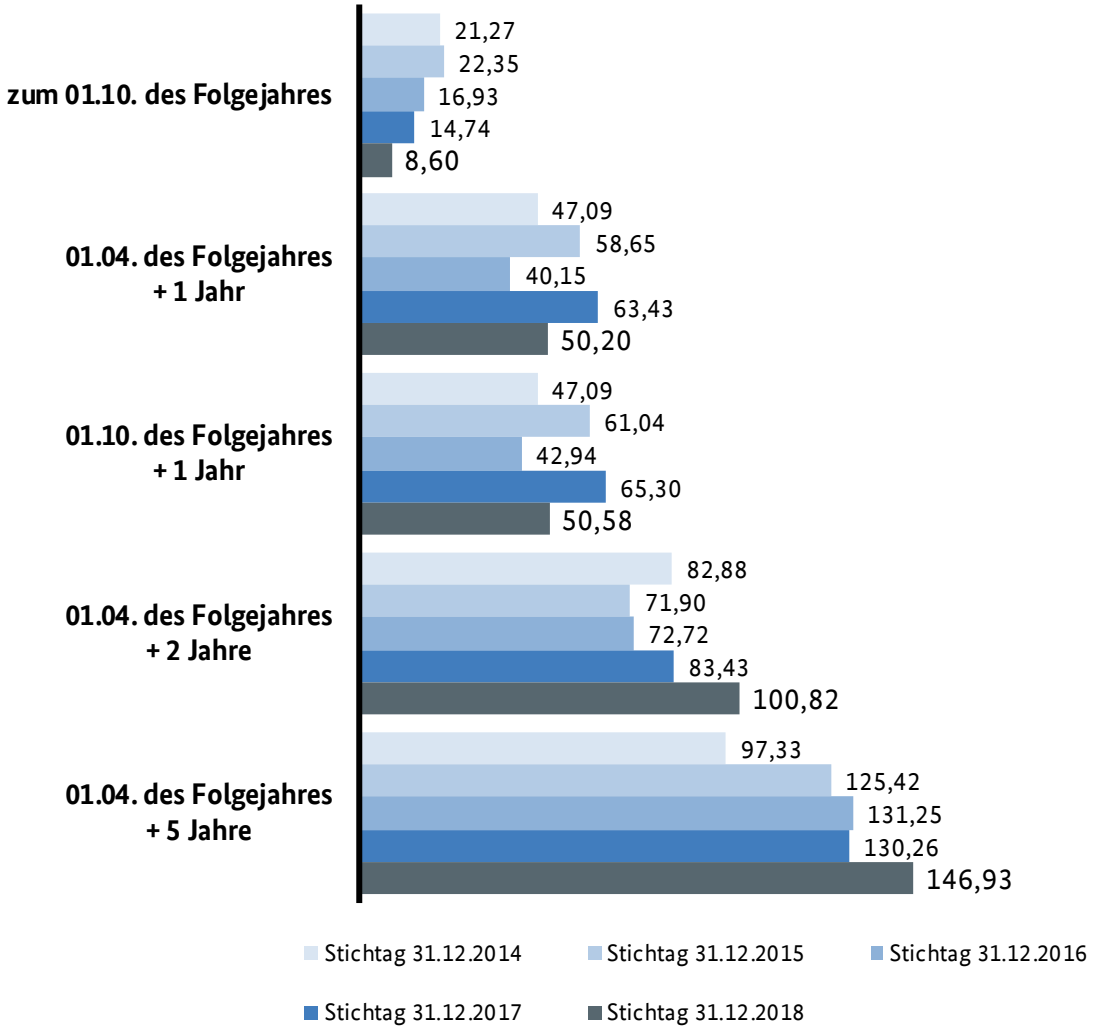



Abbildung 165: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2018) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder leicht zurückgegangen, ebenso wie die noch buchbaren Kapazitäten für 2020. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2021 erneut angestiegen. Insgesamt tendiert das Verhalten der Speicherkunden zu kurzfristigeren Buchungen im Speichermarkt.

# C Netze

## 1. Netzausbau

### 1.1 Netzentwicklungsplan Gas

Der Netzentwicklungsplan (NEP) Gas enthält Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Gesetzlich ist geregelt, dass der NEP Gas alle zwei Jahre in jedem geraden Kalenderjahr erstellt wird. Der inhaltliche Fokus liegt auf Ausbaumaßnahmen, der aus dem Anschluss von neuen Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt –, Gasspeichern und Industriekunden, sowie auf veränderten Bedarfen nachgelagerter Verteilnetze resultiert. Außerdem ist die Umstellung zahlreicher Netzgebiete von niederkalorischem (L-Gas) auf hochkalorisches Gas (H-Gas), die weitestgehend bis 2030 erfolgen wird, ein weiterer bedarfsbegründender Auslöser für Netzausbaumaßnahmen.

Am 29. März 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) der Bundesnetzagentur den Entwurf des NEP Gas 2018–2028 vorgelegt. Nach Prüfung des Plans hat die Bundesnetzagentur am 20. Dezember 2018 mit einem Änderungsverlangen über den NEP Gas 2018–2028 entschieden.

Mit ihrer Entscheidung hat die Bundesnetzagentur auch die EUGAL-Leitung, das bislang größte Einzelprojekt im NEP Gas (Investitionsvolumen ca. 2,3 Mrd. Euro), die dem Transport von Gas aus der geplanten Nord-Stream-Erweiterung von Lubmin bis nach Deutschneudorf an der deutsch-tschechischen Grenze dienen soll, ohne Änderungserfordernis bestätigt. Die Prüfung hat insbesondere anhand der von den FNB übermittelten Netzdaten gezeigt, dass es keine günstigeren Alternativen zu der Leitung gibt. Für die in Lubmin neu zu schaffenden Kapazitäten liegen bereits langfristige Buchungen im Rahmen des „More Capacity“-Verfahrens vor, einer seitens einiger FNB durchgeführten, europaweiten Marktbefragung von Transportkunden. Die erfolgten Buchungen werden nach Aussage der FNB maßgeblich zur Refinanzierung der Investitionen beitragen.

Vier Maßnahmen waren infolge des Änderungsverlangens aus dem Plan herauszunehmen, da sie nicht in den Anwendungsbereich des NEP Gas fallen. Dazu gehörte die geplante Anbindungsleitung für ein Terminal für verflüssigtes Erdgas (LNG) in Brunsbüttel, die aus Sicht der Bundesnetzagentur in den Verantwortungsbereich des Projektierers des LNG Terminals fiel. Mit dieser Entscheidung hat die Bundesnetzagentur keine Aussage über die Realisierungswahrscheinlichkeit des Terminals getroffen. Die Behörde entscheidet bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans Gas nicht darüber, ob ein LNG-Terminal gebaut wird. Sie prüft lediglich die Bedarfsgerechtigkeit der in den Plan seitens der FNB eingebrachten Ausbaumaßnahmen, die im Gasfernleitungsnetz erforderlich sind, um die benötigte Kapazität für ein solches Terminal zur Verfügung zu stellen.

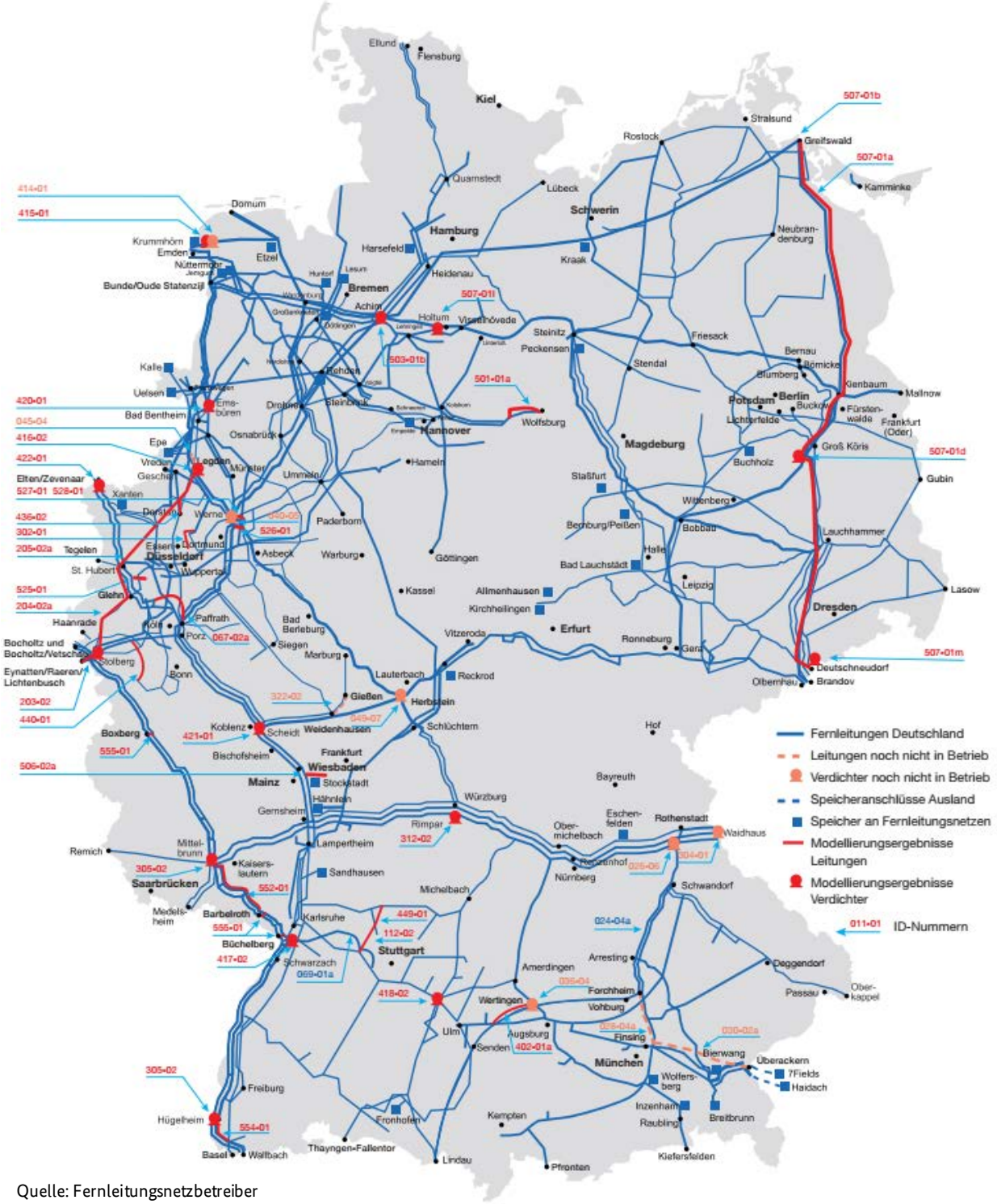
Nach der Entscheidung der FNB, dass die gegenwärtig von Transporteinschränkungen aufgrund von Korrosionsschäden betroffene TENP-I-Pipeline, die von der deutsch-niederländischen Grenze bis nach Wallbach an der deutsch-schweizerischen Grenze verläuft, auf den entsprechenden Leitungsabschnitten nicht

wieder in Betrieb genommen werden kann, haben sie als Ersatz die aus Versorgungssicherheitsgründen erforderlichen Maßnahmen in den NEP aufgenommen. Zur Realisierung dieser Maßnahmen investieren die FNB in den kommenden Jahren insgesamt 171 Mio. Euro.

Die FNB haben außerdem die Ergebnisse einer Nachmodellierung fristgerecht vorgelegt, zu der sie nach dem Änderungsverlangen verpflichtet waren. Sie haben eine gleichermaßen geeignete Alternative zu einem Leitungsprojekt ermittelt, das sie aus dem NEP Gas 2018–2028 herausnehmen mussten. Das Projekt mit voraussichtlichen Investitionskosten in Höhe von 8,3 Mio. Euro stellt bei gleicher Zwecksetzung eine deutlich kostengünstigere Alternative zu dem ursprünglich geplanten Leitungsprojekt dar, dessen Investitionskosten bei ca. 33 Mio. Euro gelegen hätten. Die behördliche Entscheidung zur Aufnahme der Alternative in den Plan erfolgte am 26. April 2019.

Dadurch umfasst der für die FNB verbindliche Plan insgesamt 156 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 7 Mrd. Euro. Damit verbunden ist der Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von 1.364 km und zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von 499 MW. Die FNB haben die geforderten Änderungen umgesetzt und infolgedessen den verbindlichen NEP Gas 2018–2028 fristgerecht veröffentlicht.

## Gas: Ausbaumaßnahmen gemäß Netzentwicklungsplan Gas 2018 bis 2028




Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 166: Ausbaumaßnahmen gemäß Netzentwicklungsplan Gas 2018 bis 2028 (Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber)

Am 1. April 2019 haben die FNB den Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2018–2028 vorgelegt. Dieser ist seit 2017 in jedem ungeraden Jahr zu erstellen. Der Bericht muss gemäß § 15b EnWG Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Das vorgelegte Dokument wurde von der

Bundesnetzagentur umfassend konsultiert. Aus den Stellungnahmen geht hervor, dass sich der Markt für künftige Berichte eine ausführlichere Darstellung mit mehr Informationen zum jeweiligen Umsetzungsstand der Ausbaumaßnahmen wünscht. Dies betrifft die Meilensteine der jeweiligen Projektplanungen, die Angabe von Gründen für Verzögerungen und vor allem Informationen zum Zeitpunkt der Kapazitätsbereitstellung.

Im Juni 2019 ist der Prozess des Netzentwicklungsplans Gas 2020 bis 2030 mit der Veröffentlichung des Konsultationsdokuments zum Szenariorahmen durch die FNB gestartet.

Der Szenariorahmen enthält die Eingangsgrößen für die Erstellung des NEP Gas: planungskapazitive Annahmen auf einem Zeithorizont von zehn Jahren, bspw. resultierend aus dem zukünftigen Kapazitätsbedarf in nachgelagerten Verteilnetzen und dem geplanten Anschluss neuer Gaskraftwerke, Gasspeicher oder LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz.

Erstmals im NEP-Prozess betrachten die FNB auch Wasserstoff und synthetisches Methan (SNG) als sogenannte „Grüne Gase“. Im Rahmen einer Marktabfrage hatten Unternehmen und Projektverantwortliche bis Mitte Juli 2019 die Gelegenheit, den FNB die Grüngas-Projekte zu melden, für die konkrete Umsetzungsabsichten vorliegen, um diese bei der Erstellung des NEP Gas 2020–2030 ggf. zu berücksichtigen.

Ein weiteres Thema des aktuellen Prozesses ist die Zusammenlegung der derzeit getrennten Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) 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. Aus diesem Grund beschreiben die FNB im aktuellen Szenariorahmen ein neues Kapazitätsmodell, welches der aus der Marktgebietszusammenlegung entstehenden Herausforderung begegnet. Hierzu werden mit Simulationsrechnungen anhand historischer Netznutzungsfälle sowie möglicher Marktverschiebungen die Auswirkungen der Marktgebietszusammenlegung auf das Kapazitätsangebot untersucht. Zur Beseitigung der entstehenden Engpässe beschreiben die FNB verschiedene Lösungsoptionen, u. a. den Einsatz sogenannter marktbasierter Instrumente. Im folgenden NEP Gas 2020–2030 soll eine Bewertung stattfinden, ob die Engpässe effizienter durch Investitionen in die Netzinfrastruktur oder durch den Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) zu beheben sind.

Im Szenariorahmen beschreiben die FNB zudem die aktuelle Situation der LNG-Terminals, die im Falle einer positiven Investitionsentscheidung an das deutsche Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen. Gegenwärtig gibt es an drei Standorten in Deutschland (Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade) Bestrebungen, LNG-Terminals mit Anschluss ans Fernleitungsnetz zu errichten. Ein viertes Projekt, das in Rostock geplant ist (sog. „small scale“-LNG-Terminal), benötigt keinen Anschluss an das Fernleitungsnetz. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Errichtung der LNG-Infrastruktur wurden im vergangenen Jahr verbessert. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind fortan verpflichtet, die Anbindungsleitungen zwischen LNG-Anlagen und dem Fernleitungsnetz zu errichten und dadurch LNG-Anlagen an das Gasnetz anzuschließen. Sie stellen damit den Marktzugang sicher. Die LNG-Anlagenbetreiber werden durch die Regelung zugleich weitgehend von der bisherigen Pflicht zur Kostentragung befreit. Dies soll die Planungs- und Investitionssicherheit für die Betreiber der neu zu errichtenden Terminals erhöhen, die Realisierung der Projekte erleichtern und sie wirtschaftlich attraktiver machen. Diese Neuregelung ist schließlich auch mit Vorteilen für die Verbraucher verbunden: Zusätzliche Importmöglichkeiten können einen Preisdruck auf die klassischen Importeure bewirken. Darüber hinaus ermöglichen LNG-Terminals die Diversifizierung der

Gasimportmöglichkeiten und können bei der Einführung von $CO_2$-armen und -freien synthetischen Gasen unterstützen.

## 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 neues 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 2017 bis 2019**

a) Nachfrageanalyse

Das Verfahren zur Analyse der Marktnachfrage durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurde im Juli 2017 beendet. Hierzu wurden alle eingegangenen Nachfragen nach zusätzlicher Gastransportkapazität an Marktgebietsgrenzen zu und innerhalb Deutschlands von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewertet. Im Ergebnis wurden Bedarfe an neu zu schaffender Gaskapazität an vier Marktraumgrenzen nach/von Deutschland (NCG-Marktgebiet Ost (Österreich), GASPOOL-Polen, Russische Föderation-GASPOOL und GASPOOL-Niederlande) und ein Bedarf an der innerdeutschen Marktraumgrenze GASPOOL nach NCG angemeldet.

b) Planungsphase

Für diese festgestellten Nachfragen sind die Fernleitungsnetzbetreiber unmittelbar nach Veröffentlichung der Berichte zu den Marktnachfrageanalysen in die jeweiligen Planungsphasen eingetreten. In dieser führten sie bis Oktober 2017 technische Studien zu Projekten für neu zu schaffende Kapazitäten an Marktgebiets- bzw. 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.

Den Abschluss dieser zweiten Phase bildete die Erstellung der Projektvorschläge und die Festlegung der Parameter für den Wirtschaftlichkeitstest für die erwähnten Projekte für neu zu schaffende Kapazität, die von den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden zur abgestimmten Genehmigung vorgelegt wurden.

Der erste Genehmigungsbescheid zur Schaffung von Gastransportkapazität am deutsch-österreichischen Grenzübergangspunkt Überackern/Überackern SUDAL wurde bereits am 25. April 2018 erlassen. Der im

Regelfall zweijährige Prozess wurde auf Wunsch der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control innerhalb eines Jahres abgeschlossen.

Bei dem Verfahren Polen–Deutschland (GASPOOL) sollte der physische Gasfluss zwischen Polen und GASPOOL in beide Richtungen ermöglicht werden. Der Projektvorschlag konnte allerdings nicht umgesetzt werden, da es keine gemeinsame Kapazitätsbuchungsplattform zur Vermarktung der Kapazitäten gab. Dies war allerdings Voraussetzung für die Umsetzung des Projektes.

Das Verfahren am Grenzübergangspunkt Lubmin (Anlandestation Nord Stream 2) zu Deutschland (GASPOOL) sah die Erhöhung der Einspeisekapazitäten und somit den Abtransport der Gasmengen aus der Nord Stream 2 nach Deutschland (NCG) und in die Niederlande vor. Der Projektvorschlag konnte nicht genehmigt werden, weil er die von den Transportkunden angefragten Bedarfe nicht widerspiegelte. Aufgrund der Unsicherheiten in der Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung war es den Fernleitungsnetzbetreibern nicht möglich, alle angefragten Bedarfe an dieser Grenze vollumfänglich in Projektvorschläge umzusetzen.

Das Verfahren zur Nachfrage nach Exit-Kapazitäten aus dem Marktgebiet GASPOOL in das niederländische Marktgebiet wurde mit Auflagen genehmigt.

c) Buchungsphase

In den beiden Verfahren, in denen die Projektvorschläge genehmigt wurden, wurden im Anschluss die neu zu schaffenden Gastransportkapazitäten den Marktteilnehmern zur verbindlichen Buchung angeboten.

Die neu zu schaffende Kapazität an der deutsch-österreichischen Grenze wurde den Marktteilnehmern auf der Buchungsplattform PRISMA am 2. Juli 2018 angeboten. Die Möglichkeit, die Kapazität zu buchen, wurde von den Marktteilnehmern jedoch nicht ausreichend in Anspruch genommen, um das Projekt zu realisieren.

Die neu zu schaffende Kapazität an der deutsch-niederländischen Grenze wurde den Marktteilnehmern zur Jahresaktion am 1. Juli 2019 angeboten. Die Marktteilnehmer nahmen die Möglichkeit, die neu zu schaffenden Kapazitäten verbindlich zu buchen, jedoch nicht in Anspruch. Eine Realisierung des Projektes erfolgte somit nicht.

**Incremental Verfahren 2019 bis 2021**

Am 1. Juli 2019 startete mit Beginn der Jahresauktion der nächste Zyklus für das Incremental-Verfahren 2019 bis 2021. Die Fernleitungsnetzbetreiber nahmen die unverbindlichen Nachfragen der Teilnehmer nach neu zu schaffender Kapazität an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten entgegen, um in Marktnachfrageanalysen den Bedarf an neu zu schaffenden Kapazitäten bewerten zu können.

Die Bundesnetzagentur begleitet das Incremental-Verfahren seit Anfang des Jahres 2017 aktiv. Sie 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 Capacities sind auf der Seite der Bundesnetzagentur zu finden.[135]

# 2. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die in 2018 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der in 2018 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 2018 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 1,45 Mrd. Euro (2017: 970 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 1,30 Mrd. Euro (2017: 848 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau, Ausbau sowie Erweiterung und 156 Mio. Euro (2017: 122 Mio. Euro) auf Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur. Bei der Verteilung der Investitionsausgaben auf die beiden deutschen Marktgebiete zeichnete sich eine Verschiebung hin zu GASPOOL ab. Von den gesamten Investitionen im Jahr 2018 entfiel nun mit 62 Prozent der größere Anteil auf die Fernleitungsnetze des Marktgebiets GASPOOL, 38 Prozent waren denen des Marktgebiets NCG zuzurechnen (2017: 31 Prozent GASPOOL, 69 Prozent NCG). Für das Jahr 2019 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,65 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg von 13 Prozent gegenüber 2018. Die vergleichsweise hohen Schwankungen der Investitionsausgaben in die Netzinfrastruktur sind durch kapitalintensive Investitionen in einzelne Großprojekte bedingt.

Die Aufwendungen in Wartung, Instandhaltung sowie Ausbau der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2018 über alle FNB 313 Mio. Euro (2017: 306 Mio. Euro), wobei sich die Aufwendungen auf die beiden Marktgebiete in 2018 und planerisch für 2019 nahezu paritätisch verteilen (2017: 55 Prozent NCG, 45 Prozent GASPOOL).

Insgesamt ergibt sich über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen in Höhe von ca. 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.

[135] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html

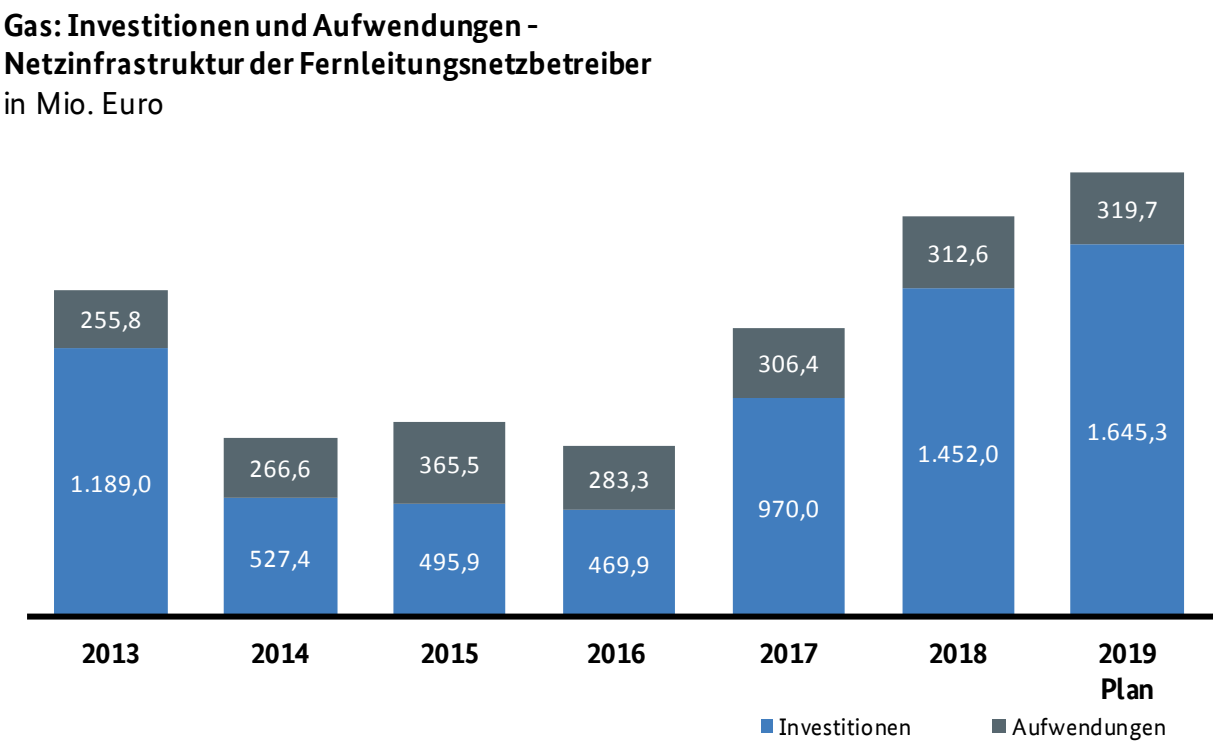



Abbildung 167: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

## 2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2019 haben 600 VNB Gas für das Jahr 2018 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.273 Mio. Euro (2017: 1.031 Mio. Euro) für Neubau, Ausbau und Erweiterung (798 Mio. Euro (2017: 623 Mio. Euro)) sowie Erhalt und Erneuerung (475 Mio. Euro (2017: 408 Mio. Euro)) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2019 wird mit einem geplanten Investitionsvolumen in Höhe von 1.371 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2018 1.078 Mio. Euro (2017: 1.084 Mio. Euro). Für das Jahr 2019 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.116 Mio. Euro gerechnet.

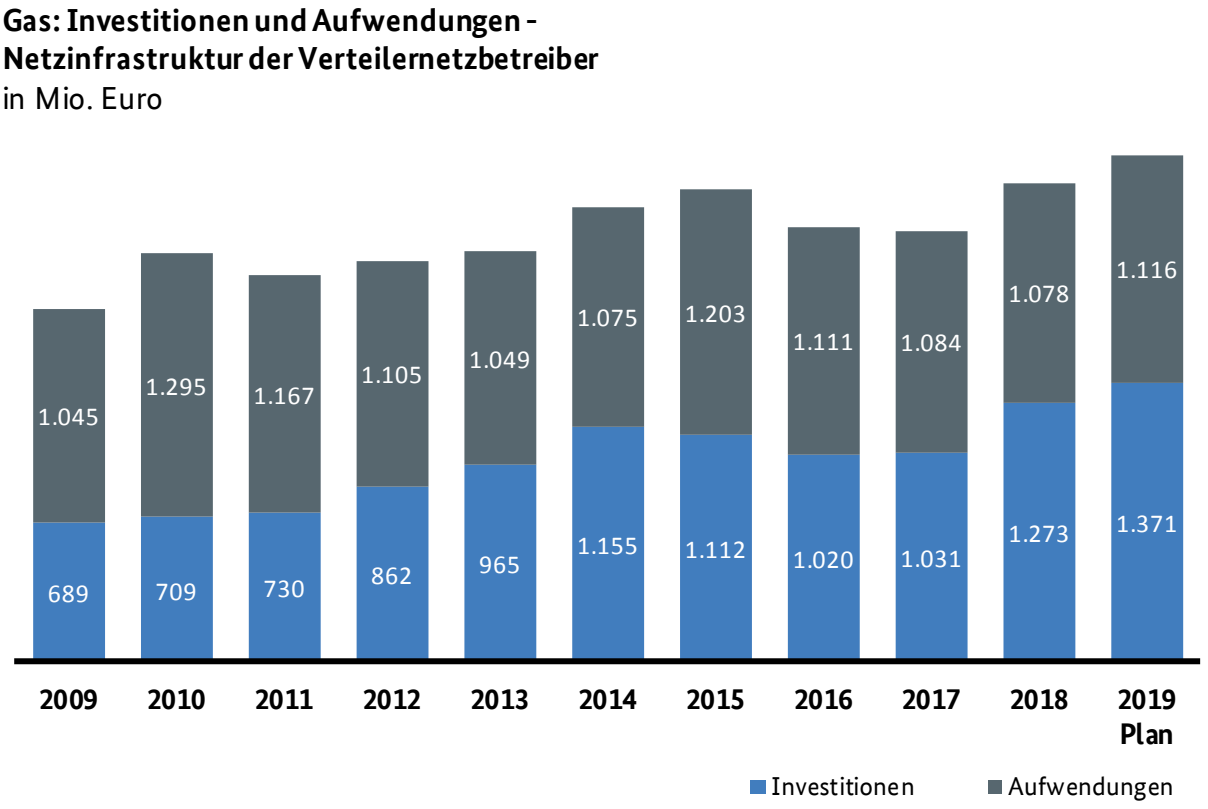



Abbildung 168: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Marktlokationen und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten abhängig. 146 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen einer Million und fünf Millionen Euro. Nur 49 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als 5 Mio. Euro.[136]

[136] Dieser Auswertung liegen Angaben von 614 VNB Gas zu Grunde.

**Gas: Aufteilung der Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in 2018**

Anzahl und Verteilung

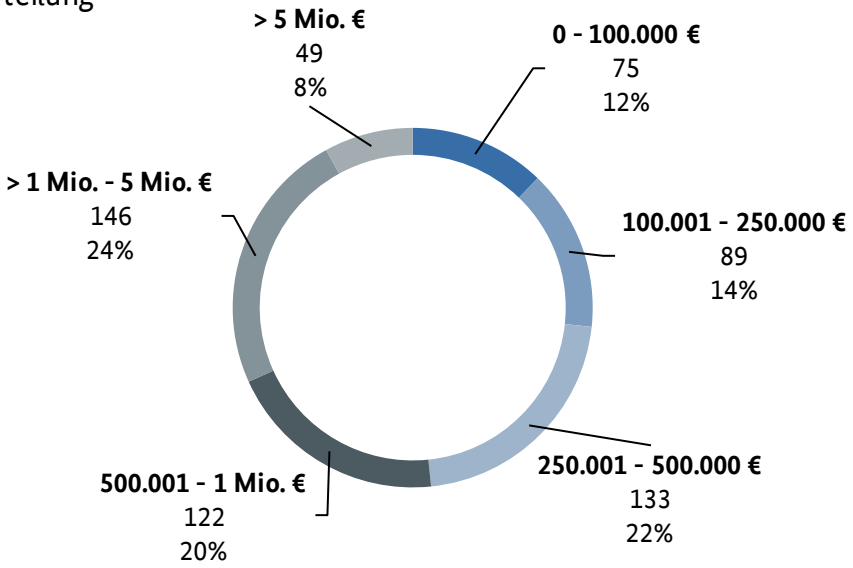



Abbildung 169: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2018

Für 143 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 250.000 Euro. Nur 49 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als 5 Mio. Euro auf.[137]

[137] Dieser Auswertung liegen Angaben von 600 VNB Gas zu Grunde.

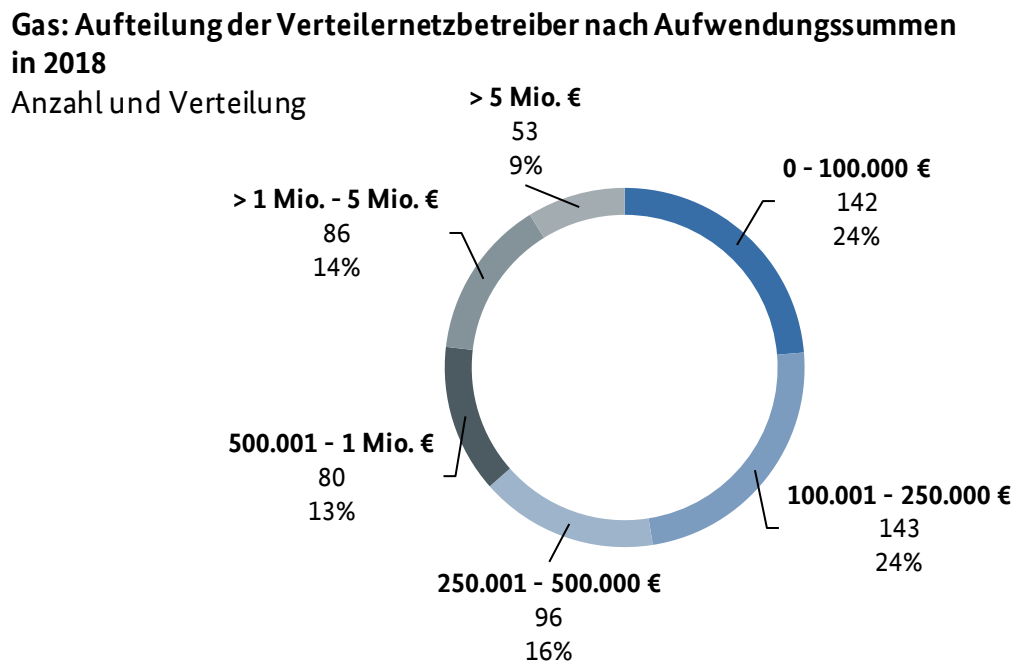



Abbildung 170: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2018

## 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 nun seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. 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 2019 sind 15 Neuanträge für Investitionsmaßnahmen bei der Bundesnetzagentur von FNB mit einem Volumen in Höhe von ca. 1,05 Mrd. Euro gestellt worden. Während die Anzahl der von den FNB gestellten Anträge gegenüber dem Jahr 2018 annähernd gleichgeblieben ist, hat sich das beantragte Volumen annähernd verfünffacht.

### 2.3.2 Kapitalkostenaufschlag und Monitoring des Kapitalkostenabgleichs

Erstmalig im Zuge der Festlegungen der Erlösobergrenzen der dritten Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) hat die Bundesnetzagentur das 2016 neu eingeführte Instrument des jährlichen Kapitalkostenabzugs nach § 6 Absatz 3 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) angewendet. Hierbei werden für jedes Jahr der Regulierungsperiode von den Kapitalkosten im Basisjahr, die in dem auf Grundlage der in 2017 abgeschlossenen Kostenprüfung ermittelten Ausgangsniveau enthalten sind, die Kapitalkosten abgezogen, die aus dem zeitlichen Absinken der Restbuchwerte resultieren.

Der entgegengesetzt wirkende Kapitalkostenaufschlag (§ 10a ARegV) ist als jährliches Antragsverfahren ausgestaltet. Bei diesem werden steigende Kapitalkosten aufgrund von Investitionen in der jährlichen Erlösobergrenze abgebildet. Die Bundesnetzagentur hat in der zweiten Jahreshälfte 2018 für die in ihre Zuständigkeit fallenden Gasnetzbetreiber 153 Anträge auf Kapitalkostenaufschlag für das Jahr 2019 beschieden. Hierbei werden von den Netzbetreibern Investitionen in Höhe von 826,3 Mio. Euro geplant.

Erstmalig kann im Jahr 2020 die Differenz aus dem tatsächlich entstandenen Kapitalkosten aus Investitionen mit dem genehmigten Kapitalkostenaufschlag ermittelt werden. Diese Differenz wird über das Regulierungskonto verbucht.

### 2.4 Verzinsungshöhen des Kapitalstocks

Zu den Verzinsungshöhen des Kapitalstocks im Gasbereich enthält das Kapitel I.C.3.4 ab Seite 135 eine spartenübergreifende Auswertung zum Eigenkapitalzinssatz.

## 3. Kapazitätsangebot und Vermarktung

### 3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Wie in den Vorjahren wurden auch für das Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 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 von Transportkunden unter Nutzung dieses Transportrechtes tatsächlich in das Fernleitungsnetz ein- bzw. ausgespeiste Menge kann hiervon abweichen. In diesem Kapitel wird nach den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Das darauffolgende Kapitel differenziert nach der Laufzeit der entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitätsprodukten. Die Fragen richteten sich insbesondere nach dem mittleren Angebot von bzw. der Nachfrage nach festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten sowie an 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).

Die in Summe angebotene Einspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 504,2 GWh/h. Gegenüber dem Vorjahreswert bedeutet dies einen Anstieg von 18,2 GWh/h. Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) macht mit einem Wert von 145,6 GWh/h rund 53,3 Prozent der gesamten im Marktgebiet GASPOOL angebotenen Einspeisekapazität aus. Im Marktgebiet NCG liegt dieser Anteil bei 43,3 Prozent. Gegenüber dem Vorjahr stieg das Angebot dieses Produktes, das dem Transportkunden die uneingeschränkte Zuordenbarkeit seiner Einspeisekapazität sichert, im Vergleich zum Jahr 2016/17 mit einem Wert von 99,9 GWh/h jedoch um 7,1 Prozent. Insgesamt macht die Summe der im Marktgebiet NCG angebotenen Einspeisekapazität rund 45,8 Prozent der Summe über beide Marktgebiete aus. Der restliche und damit mehrheitliche Anteil in Höhe von 54,2 Prozent entfällt auf das Marktgebiet GASPOOL.

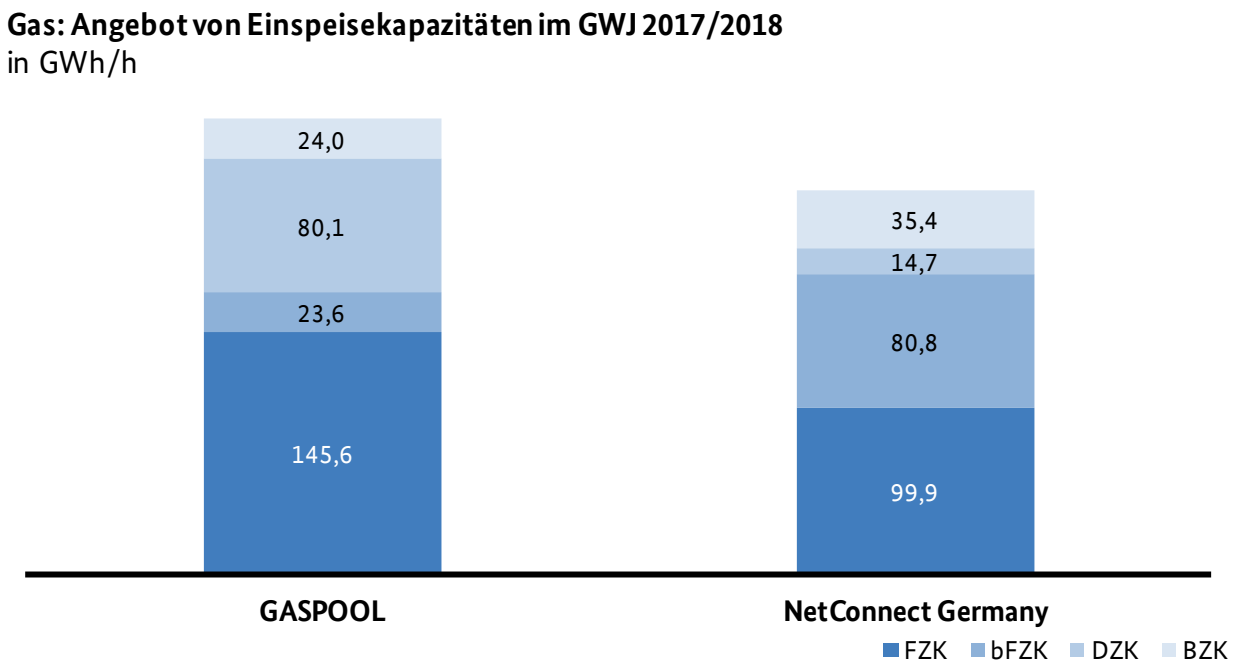



Abbildung 171: Angebot von Einspeisekapazitäten

Die in Summe angebotene Ausspeisekapazität beider Marktgebiete beträgt 353,8 GWh/h. Im Vergleich zum Vorjahr ist das Niveau konstant. Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder FNB alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten beschriebenen Entwicklungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen FNB projizieren.

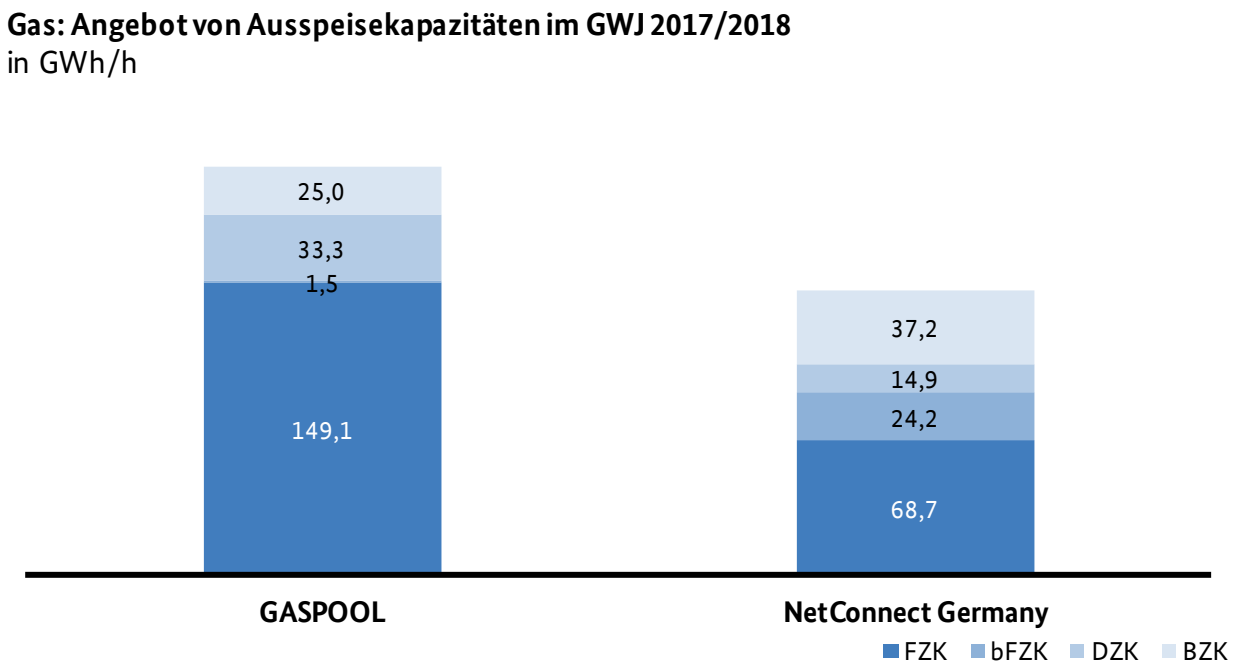



Abbildung 172: Angebot von Ausspeisekapazitäten

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 Internen Bestellungen (siehe Kapitel II.C.3.5) betrachtet. Die bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchten Kapazitäten durch nachgelagerte Verteilernetzbetreiber liegen mit insgesamt 269,7 GWh/h im Kalenderjahr 2018 bei einer Größenordnung von ca. 76 Prozent der hier betrachteten angebotenen buchbaren Kapazitäten im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018. Aufgrund der unterschiedlichen Betrachtungszeiträume ist eine Addition dieser beiden Zahlen jedoch nicht sachgerecht.

Gemäß § 12 Ziff. 3 KoV X Anlage 1 unterliegen Renominierungen durch den Bilanzkreisverantwortlichen einer Beschränkung. Die Renominierung ist zulässig, wenn diese nicht 90 Prozent der vom Transportkunden insgesamt am Buchungspunkt gebuchten (festen) Kapazität überschreitet und nicht 10 Prozent der gebuchten (festen) Kapazität unterschreitet. Bei initialen Nominierungen von höchstens 20 Prozent der gebuchten (festen) Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereichs für die Renominierung nach unten zugelassen. Eine Renominierung über die Beschränkung hinaus ist weiterhin möglich, wird jedoch wie die Nominierung unterbrechbarer Kapazitäten behandelt. Durch die Begrenzung ist es den Fernleitungsnetzbetreibern möglich, verglichen mit einem Basisfall ohne Renominierungsbeschränkungen, zusätzliche Kapazitäten auf Tagesbasis anzubieten. Im Kalenderjahr 2018 betrug das Angebot von zusätzlichen Einspeisekapazitäten durch die Renominierungsbeschränkungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NCG 1.547 GWh/h, was einer Verminderung von 16,1 Prozent im Vergleich zum Kalenderjahr 2017 entspricht. Das Angebot entsprechender Ausspeisekapazitäten verminderte sich ebenfalls um 23,4 Prozent auf 2.008 GWh/h. Im Marktgebiet GASPOOL sank die aus der Renominierungsbeschränkung entstehende, zusätzliche Einspeisekapazität um 8,4 Prozent auf 8.167 GWh/h, während ausspeiseseitig ein Anstieg von 1,4 Prozent auf 11.249 GWh/h zu verzeichnen ist.

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. Im Berichtsjahr ergibt sich für die festen Kapazitätsprodukte (FZK, bFZK, DZK, BZK) eine Buchungsquote von 49,6 Prozent auf der Einspeise- und 52,6 Prozent auf der Ausspeiseseite, 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.

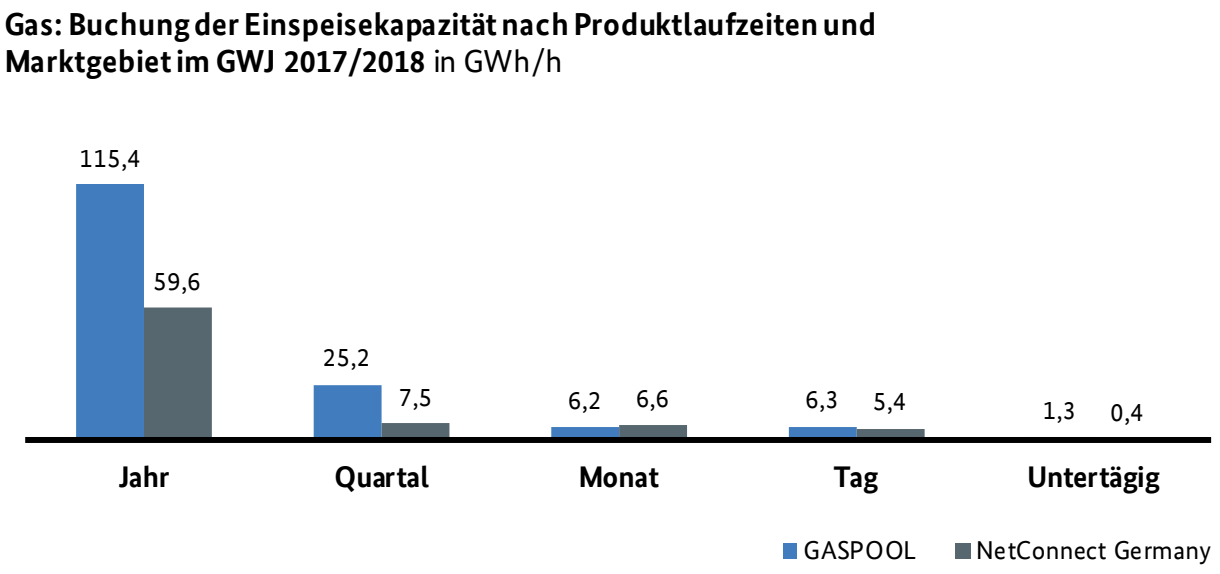



Abbildung 173: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

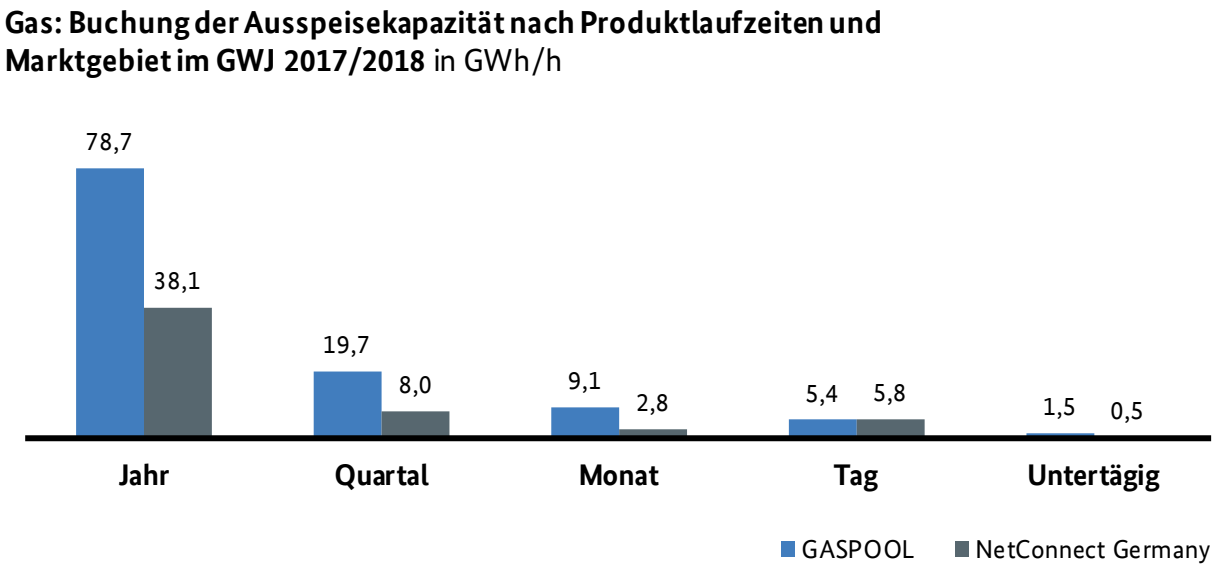



Abbildung 174: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet

Bei einem Vergleich der beiden Grafiken zur Ein- und Ausspeisekapazität lassen sich einige Unterschiede herausarbeiten. So wird durch einen direkten Vergleich deutlich, dass im Gaswirtschaftsjahr 2018 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 233,9 GWh/h die Buchung von Einspeisekapazität die der Ausspeisekapazität, welche sich auf einen Wert von insgesamt 169,5 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 194,1 GWh/h Jahres- und 44,9 GWh/h Quartalskapazität liegt das im Marktgebiet GASPOOL gebuchte Kapazitätsvolumen auf langfristiger Basis deutlich über den gebuchten langfristigen Kapazitäten im Marktgebiet NCG. In diesem Marktgebiet wurden 97,7 GWh/h an Jahres- und 15,5 GWh/h an Quartalskapazitäten vermarktet. Im Vergleich zum Vorjahr zeichnet sich jedoch ein deutlicher Trend ab, dass die Kurzfristigkeit bei der Kapazitätsbuchung weiter steigt. So ist vor allem der Anteil der untertägigen Kapazitätsbuchungen deutlich gestiegen. Der noch immer dominierende Anteil der gebuchten Jahreskapazitäten lässt sich insbesondere historisch begründen, da diese 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 2.055 TWh gemeldet. Dies bedeutet einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 6,8 Prozent. Demgegenüber stehen deutlich geringere Ausspeisenominierungen von 1.170 TWh (Anstieg um 1 Prozent). Der deutlich geringere Wert auf der Ausspeiseseite liegt darin begründet, dass insbesondere der inländische Verbrauch an nicht nominierungspflichtigen Punkten aus dem Fernleitungsnetz ausgespeist wird. Setzt man die gemeldeten Nominierungen ins Verhältnis zu den für denselben Zeitraum (Gaswirtschaftsjahr 2017/2018) gemeldeten Kapazitätsbuchungen, so ergibt sich eine Kapazitätsnutzungsrate von 86,7 Prozent auf der Einspeise- und von 69,7 Prozent auf der Ausspeiseseite. Auch hier ist jedoch auf die Unschärfe hinzuweisen, dass nicht alle buchungspflichtigen Punkte auch nominierungspflichtig sind.

## 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 Erhöhung 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 18 Kapazitätsverträge mit einer Laufzeit von mindestens einem Monat in 2018 gekündigt. Im Vergleich zum Vorjahr, in dem 126 Kündigungen gemeldet wurden, ist die Zahl somit stark gesunken. Grundsätzlich lässt sich bei der vorliegenden Thematik zwischen Kapazitätskündigungen nach Produktarten und nach Netzkopplungspunkt-Kategorie differenzieren.

**Gas: Kapazitätskündigungen je Netzkopplungspunkt im Kalenderjahr 2018**
Anzahl

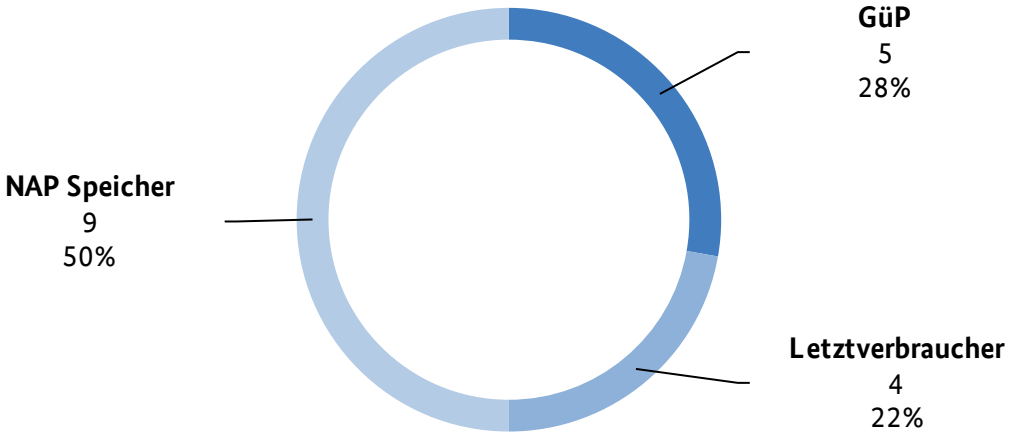



Abbildung 175: Kapazitätskündigungen nach Netzkoppelpunkt-Kategorie im Kalenderjahr 2018

Von den insgesamt 18 gekündigten Kapazitätsverträgen entfallen 9 Kündigungen auf Netzanschlusspunkte zu Speichern. Weitere 12 Kapazitätsverträge wurden an Grenzübergangspunkten gekündigt. Die verbleibenden 4 Kapazitätskündigungen wurden bei Letztverbrauchern verzeichnet. Allgemein lässt sich eine starke Verteilungsveränderung im Vergleich zum Vorjahr beobachten. Dabei ging insbesondere die Kündigung von Kapazitäten an Grenzübergangspunkten um gut 95 Prozent zurück.

**Gas: Kapazitätskündigungen je Produktart im Kalenderjahr 2018**
Anzahl

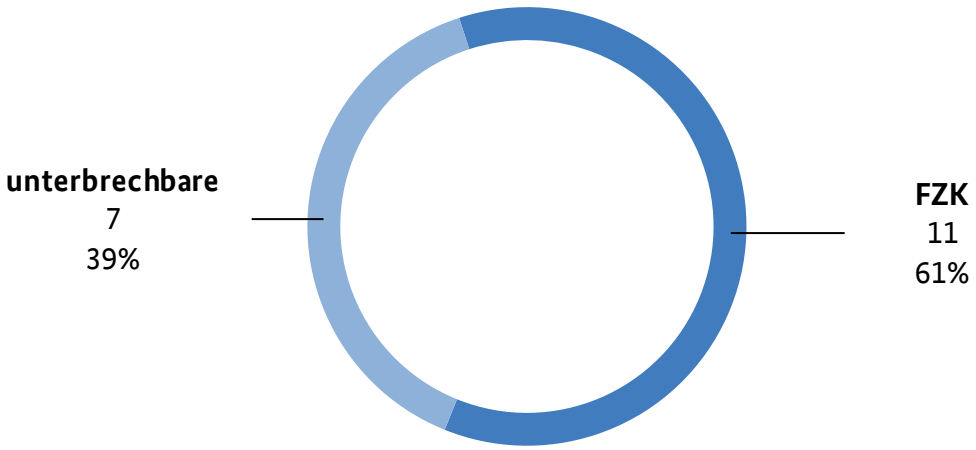



Abbildung 176: Kapazitätskündigungen nach Produktart

Wird nach Produktarten differenziert, so fällt auf, dass im Kalenderjahr 2018 nur in zwei Produktarten Verträge gekündigt wurden. Neben elf gekündigten Verträgen über FZK-Produkte wurden noch sieben Kündigungen unterbrechbarer Verträge gemeldet. Im Vorjahr waren noch in jeder Kapazitätsart Kündigungen gemeldet worden.

## 3.4 Unterbrechbare Kapazitäten

Unterbrechbare Kapazitäten sind tendenziell kostengünstiger als feste Kapazitäten. Mit dem geringeren Preis kommt das Risiko hinzu, dass der Gastransport unter Umständen nicht oder nur teilweise durchgeführt wird. Eckpunkte zur Ermittlung von Entgelten für unterbrechbare Kapazitäten werden in der Festlegung der Bundesnetzagentur zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten („BEATE“) definiert.

Zwölf Lieferanten bzw. Großhändler gaben an, dass ihre gebuchten unterbrechbaren Kapazitäten tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 unterbrochen wurden. Gegenüber dem vorangegangenen Gaswirtschaftsjahr hat sich die Anzahl somit um einen Großhändler erhöht.

Die Gesamtwerte des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 belaufen sich auf eine aggregierte Unterbrechungsdauer von 2.112 Stunden und eine aggregierte Anzahl von 239 Unterbrechungen. Damit verringert sich die Unterbrechungsdauer um 61,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Auch die Anzahl der Unterbrechungen ging um 26,9 Prozent gegenüber dem Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 zurück.

Neben den Großhändlern wurden auch die Fernleitungsnetzbetreiber nach Unterbrechungsdauer und -menge 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 2018 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte in das oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich (re-)nominierte Gasmenge von 5,3 Mrd. kWh (2017: 3,95 Mrd. kWh) 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 89,6 Prozent an der nicht transportierten Gasmenge den größten Anteil. Lediglich an einem Grenzübergangspunkt wurden an einem Tag auch FZK- bzw. DZK-Produkte unterbrochen. Dies stand im Zusammenhang mit dem Ausfall der Stromversorgung für eine Verdichterstation. Eine Verteilung der Unterbrechungen auf die verschiedenen Netzkopplungspunkte weist gegenüber dem Vorjahr keine signifikante Veränderung auf. Der größte Teil der Unterbrechungsmenge wurde mit 60,9 Prozent (2017: 55,2 Prozent) durch Unterbrechungen am Netzanschlusspunkt zu Speichern verursacht. Auf Grenzübergangspunkte fallen 33,4 Prozent (2017: 44,6 Prozent) der gesamten Unterbrechungsmenge zurück. Den geringsten Anteil mit 5,7 Prozent (2017: 0,2 Prozent) macht weiterhin die Unterbrechungsmenge bei marktgebietsübergreifenden Transporten aus.

**Gas: Unterbrechungen im Kalenderjahr 2018**

Unterbrechungsmenge in GWh

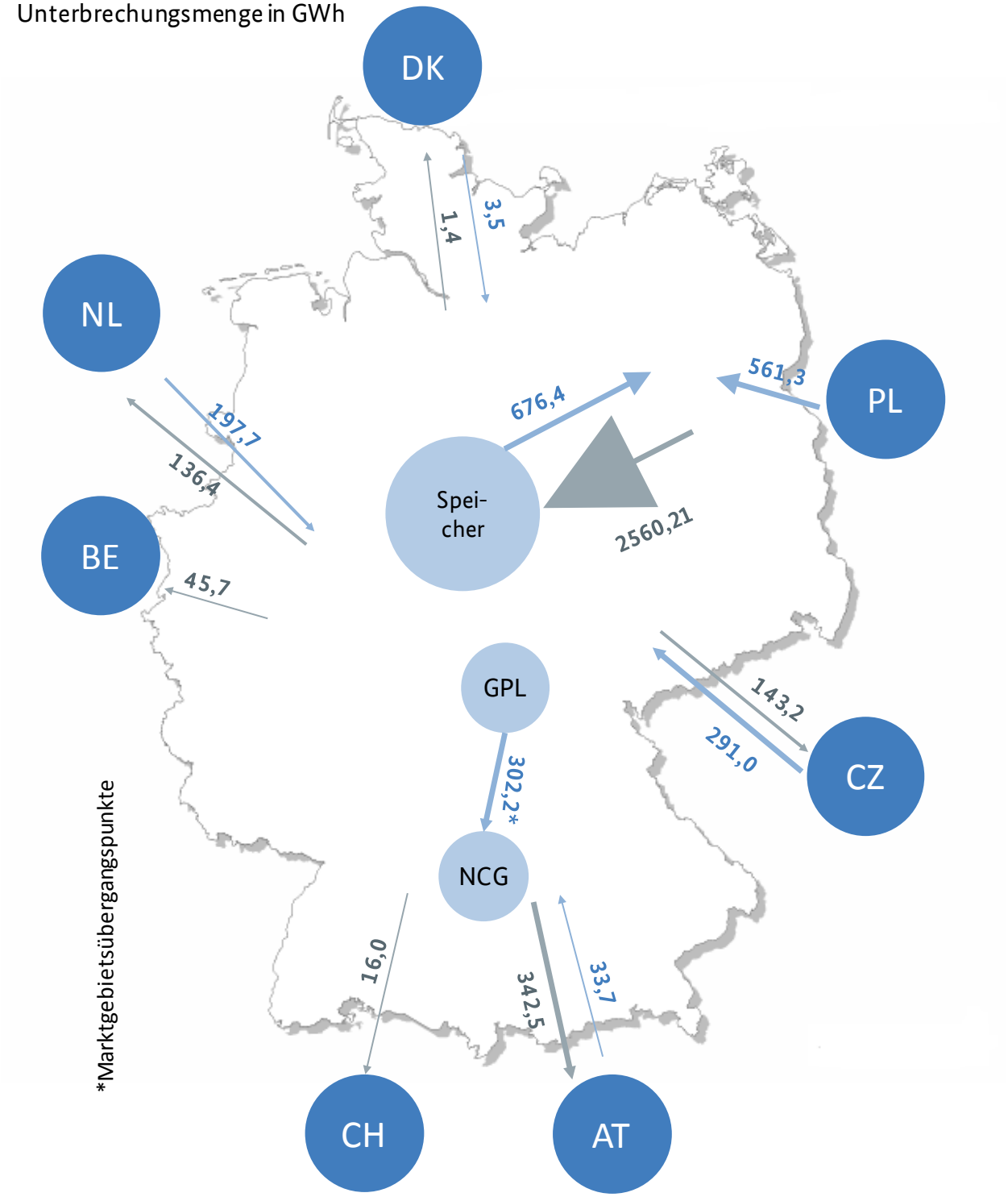



Abbildung 177: Unterbrechungsmengen nach Regionen

Die abgebildete Grafik zeigt die geografische Verteilung der Unterbrechungsmengen an nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkten. So wurde im Kalenderjahr 2018 eine von Deutschland in die Niederlande auszuspeisende Menge von 136,4 GWh und eine von den Niederlanden nach Deutschland einzuspeisende Menge von 197,7 GWh unterbrochen.

## 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 Ausspeisepunkte 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 2018 nach den zwei Marktgebieten NCG und GASPOOL differenziert.

**Gas: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten im Jahr 2018**
in GWh/h

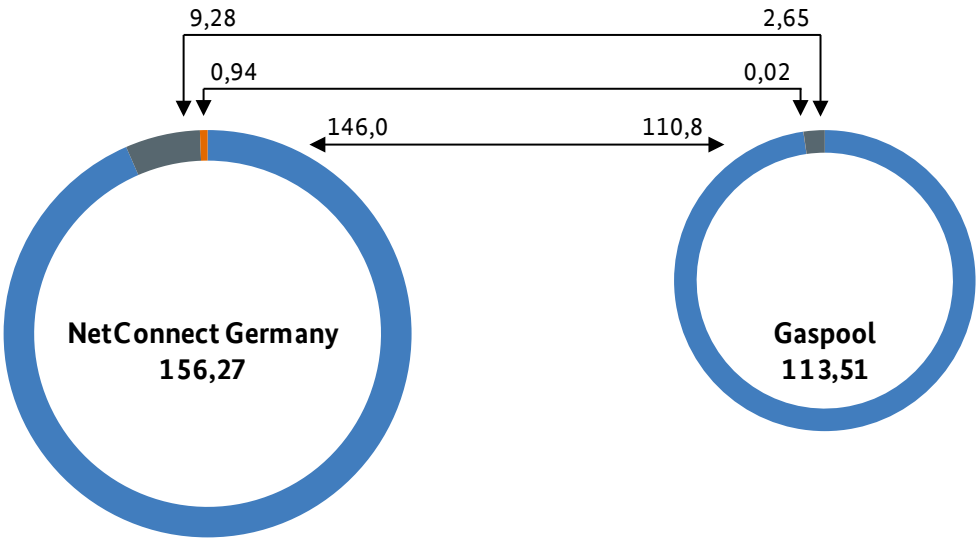



Abbildung 178: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten

Im Vergleich zum Vorjahr steigt der Wert der abgegebenen internen Bestellungen in beiden Marktgebieten von insgesamt 260,7 GWh/h auf 270,9 GWh/h im Kalenderjahr 2018 an. Von diesem Gesamtwert wurden Vorhalteleistungen mit einem Volumen von insgesamt 256,9 GWh/h zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbart. Der Großteil dieser vereinbarten Vorhalteleistung entfällt mit einem Wert von 146 GWh/h auf das Marktgebiet NCG. Die restliche Vorhalteleistung wurde mit einem Volumen von 110,9 GWh/h im Marktgebiet GASPOOL vereinbart. Von der gesamten, in beiden Marktgebieten vereinbarten internen Bestellung entfallen rund 42,1 Prozent auf das Marktgebiet GASPOOL. Die verbleibenden 57,9 Prozent verteilen sich entsprechend auf die Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebiets NCG. Deutschlandweit hat sich der Anteil der unbefristet fest vereinbarten Kapazitäten an den insgesamt intern bestellten Kapazitäten von 93,8 Prozent im Vorjahr auf 94.8 Prozent im Kalenderjahr 2018 leicht verbessert.

# 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 2018 0,48 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 2018

| Druckstufe | Spezifischer SAIDI | Anmerkungen |
|---|---|---|
| ≤ 100mbar | 0,45 min/Jahr | Haushalts- u. Kleinverbraucher |
| > 100mbar | 0,03 min/Jahr | Großverbraucher, Gaskraftwerke |
| > 100mbar | 0,00 min/Jahr | nachgelagerte Netzbetreiber (nicht Teil des SAIDI) |
| druckstufenunabhängig | 0,48 min/Jahr | SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher |

Tabelle 118: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2018

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Der Zeitablauf ergibt sich aus nachfolgender Abbildung.

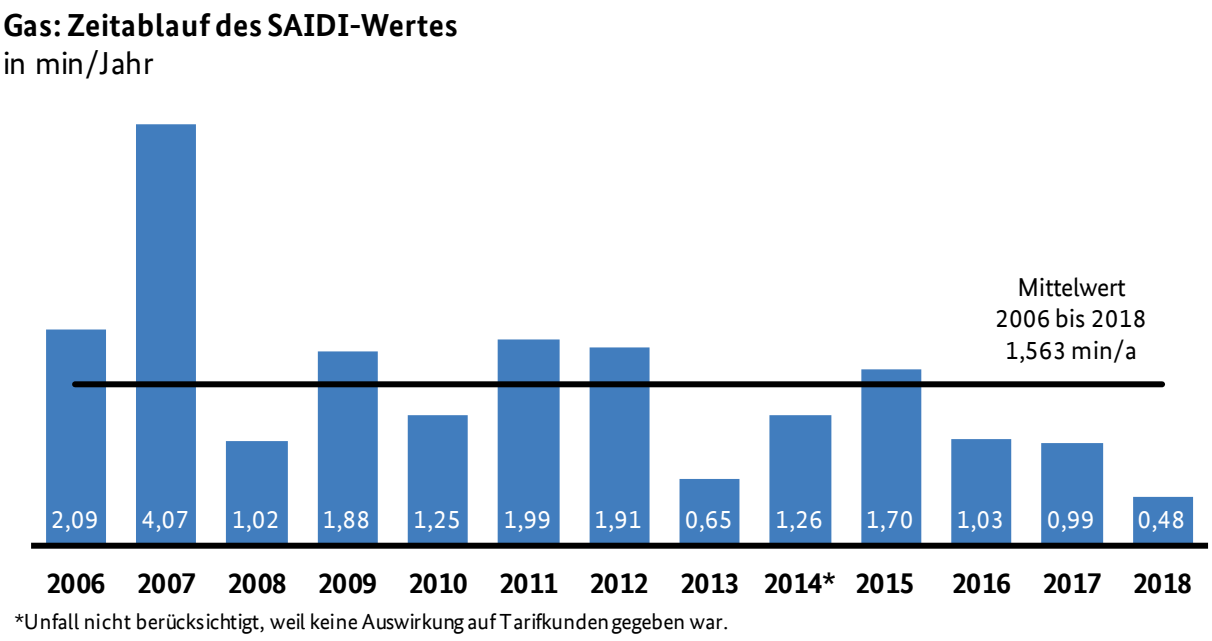



Abbildung 179: Entwicklung des SAIDI Gas von 2006 bis 2018

# 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 ist im Vergleich zum Vorjahr um gut drei Prozent gestiegen.

## 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. Ab dem 1. Januar 2020 gelten für die Struktur der Kapazitätsentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber die Vorgaben des NC TAR (vgl. hierzu auch Abschnitt "II.C.5.6 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 Verteilnetze 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 durchschnittliche Vorhalteleistung angesetzt und so die Leistungskomponente mittels eines Grundpreises abgebildet.

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 Erlösobergrenzen Gas

Auf Grundlage der Kosten des Jahres 2015 wurde das Ausgangsniveau für die Festlegung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode (2018 bis 2022) durchgeführt.

Bedingt durch Netzaufspaltungen und -zusammenlegungen und dem damit einhergehenden Wechsel der Anzahl der Netzbetreiber sowie ihrer Zugehörigkeit zum Regulierungsbereich der Landesregulierungsbehörden oder der Bundesnetzagentur sowie bei Änderungen der Zuständigkeit bei der Organleihe ergeben sich bzgl. der Anzahl der im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur stehenden Netzbetreiber im Zeitablauf abweichende Angaben.

Nachfolgend werden die Kosten der zweiten (Basisjahr 2010) und dritten Regulierungsperiode gegenübergestellt.

**Gas: Entwicklung der Erlösobergrenzen**
in Mio. Euro

| Ausgangsniveau dritte Regulierungsperiode - Fernleitungsnetzbetreiber | | |
|---|---|---|
| | **2010** | **2015** |
| beantragte Netzkosten | 2.119 | 2.252 |
| Kürzung absolut | 150 | 286 |
| **genehmigte Netzkosten** | **1.969** | **1.967** |
| davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten | 111 | 216 |
| davon vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten „effiziente Kosten“ | 1.854 | 1.737 |
| davon beeinflussbare Kosten „ineffiziente Kosten“ | 4 | 13 |
| **Ausgangsniveau dritte Regulierungsperiode – Verteilernetzbetreiber** | | |
| **Regelverfahren** | **2010** | **2015** |
| beantragte Netzkosten | 3.798 | 4.413 |
| davon vorgelagerte Netzkosten | 442 | 941 |
| Kürzung abolut | 470 | 473 |
| **genehmigte Netzkosten** | **3.328** | **3.939** |
| davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten | 430 | 1.074 |
| davon vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten „effiziente Kosten“ | 2.754 | 2.662 |
| davon beeinflussbare Kosten „ineffiziente Kosten“ | 144 | 203 |
| **vereinfachtes Verfahren** | **2010** | **2015** |
| pauschaler Effizienzwert | 90% | 93% |
| beantragte Netzkosten | 231 | 258 |
| davon vorgelagerte Netzkosten | 37 | 62 |
| Kürzung absolut | 30 | 19 |
| **genehmigte Netzkosten** | **200** | **239** |
| davon dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten | 90 | 74 |
| davon vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten „effiziente Kosten“ | 100 | 154 |
| davon beeinflussbare Kosten „ineffiziente Kosten“ | 11 | 11 |

Tabelle 119: Entwicklung der Erlösobergrenze

## 5.3 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 2019. 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 (2018: 1,51 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2019 und ist im Vergleich zum Vorjahr um gut drei Prozent gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2019 bei 1,26 ct/kWh (2018: 1,25 ct/kWh). Bei den Industriekunden sank das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2019 auf 0,32 ct/kWh (2018: 0,33 ct/kWh), war damit rund 3,9 Prozent niedriger als zum Stichtag 1. April 2018 und verblieb somit auf einem niedrigen Niveau.

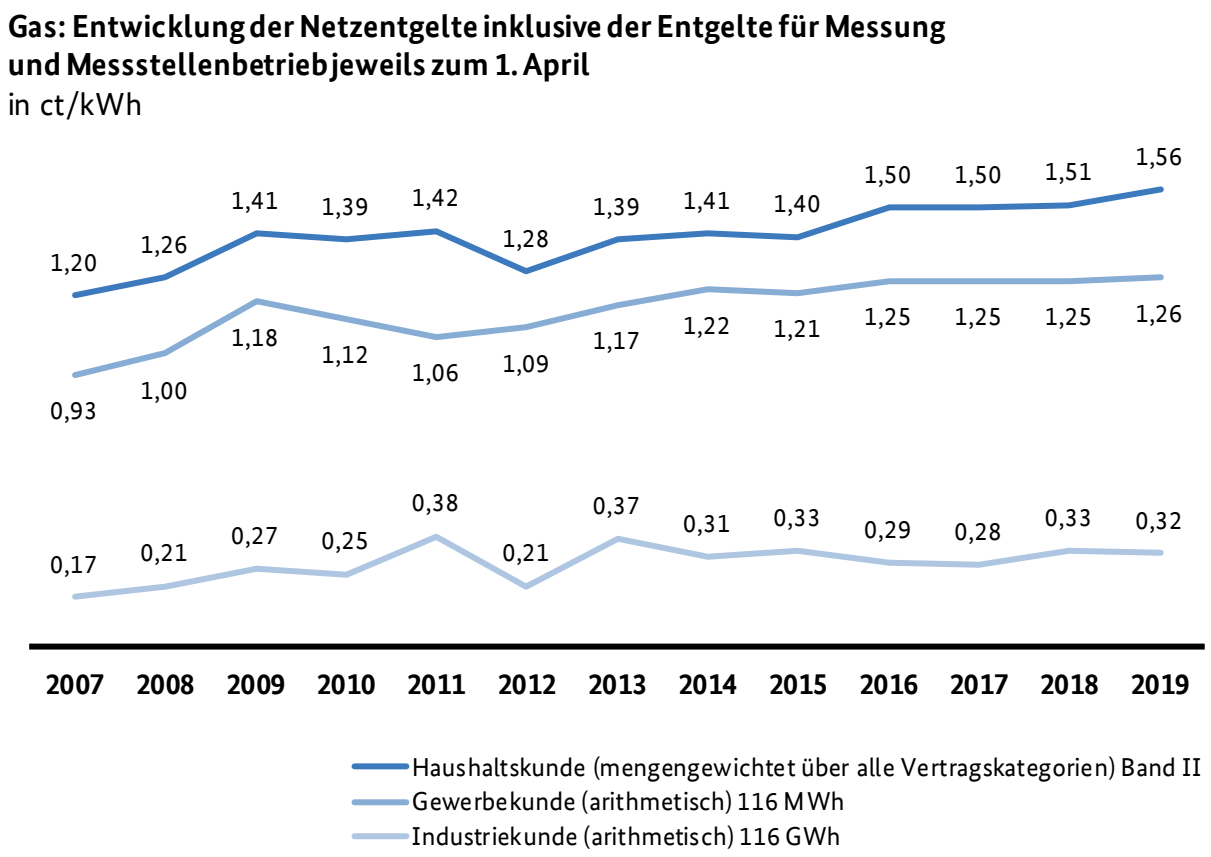



Abbildung 180: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

Gegenüber dem Jahr 2019 ist für die zugrunde gelegten Abnahmefälle im Bereich der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2020 im Mittel jeweils ein Anstieg im niedrigen einstelligen Prozentbereich zu erwarten. Die endgültigen Entgelte der Gasverteilernetzbetreiber werden erst zum 1. Januar 2020 veröffentlicht.

Die verbindlichen Entgelte auf der Fernleiterebene wurden bereits am 30. Juni 2019 veröffentlicht. Von 2019 auf 2020 werden sich die Entgelte einiger Fernleitungsnetzbetreiber in erheblichem Umfang ändern, da die Entgelte ab dem 1. Januar 2020 marktgebietsweit und nicht mehr wie bisher separat pro FNB gebildet werden (siehe Kapitel II.C.5.6). Ursache für die Entgeltänderungen sind weder merkbare Änderungen der Erlösobergrenzen einzelner Netzbetreiber noch ein gänzlich unterschiedliches Buchungsverhalten, sondern der Systemwechsel bei der Entgeltbildung. Ab dem 1. Januar 2020 erfolgt die Ermittlung der Entgelte der FNB auf Basis der neuen Referenzpreismethode eines gemeinsamen Briefmarkenentgelts pro Marktgebiet.

## 5.4 Regionale Verteilung der Netzentgelte

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Für einen Vergleich der Netzentgelte in Deutschland werden anhand der veröffentlichten Preisblätter aller Verteilernetzbetreiber die relevanten Informationen zu den drei betrachteten Abnahmefällen (Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunde) zusammengetragen. Gemäß § 27 Abs. 1 GasNEV sind alle Netzbetreiber verpflichtet, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen. Aus den Angaben zu den jeweiligen Grund-, Arbeits- und Leistungspreisen je VNB werden anschließend die für das Jahr 2018 gültigen Netzentgelte in ct/kWh bestimmt. 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 in der Darstellung werden die Netzentgelte in sechs (Haushalts- und Gewerbekunden) bzw. fünf (Industriekunden) verschiedene Klassen unterteilt. Für die Ermittlung des Netzentgeltniveaus im Bereich der Haushalts- und Gewerbekunden wurden jeweils gut 700 Gasnetze analysiert. In beiden Bereichen entspricht dies einer Marktabdeckung von 98 Prozent. 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 3,36 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte besteht, mit Ausnahme des Saarlands, ein Ost-West Gefälle. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Haushaltskunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,65 ct/kWh (2018: 1,58 ct/kWh) liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,39 ct/kWh (2018: 1,36 ct/kWh). Damit sind die Gas-Netzentgelte in den neuen Bundesländern im Durchschnitt um gut vier Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gestiegen. Die Steigerung in den alten Bundesländern betrug rund zwei Prozent. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden auf das Saarland und Mecklenburg-Vorpommern, die niedrigsten auf Berlin und Hamburg.

**Gas: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2019**
in ct/kWh

| Bundesland | Gewichteter Mittelwert* | Minimum | Maximum | Anzahl berücksichtigter Verteilernetze |
|---|---|---|---|---|
| Saarland | 1,78 | 1,15 | 2,36 | 18 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 1,77 | 1,07 | 2,29 | 22 |
| Brandenburg | 1,73 | 0,84 | 3,36 | 29 |
| Sachsen-Anhalt | 1,72 | 1,19 | 2,77 | 28 |
| Bremen | 1,56 | 1,54 | 1,67 | 2 |
| Thüringen | 1,52 | 1,05 | 2,14 | 30 |
| Nordrhein-Westfalen | 1,52 | 0,73 | 2,85 | 120 |
| Sachsen | 1,51 | 1,07 | 2,11 | 37 |
| Baden-Württemberg | 1,47 | 0,87 | 3,13 | 105 |
| Rheinland-Pfalz | 1,39 | 0,83 | 1,92 | 35 |
| Hessen | 1,39 | 0,99 | 1,77 | 44 |
| Schleswig-Holstein | 1,32 | 0,92 | 1,80 | 42 |
| Bayern | 1,29 | 0,88 | 2,88 | 108 |
| Niedersachsen | 1,25 | 0,65 | 1,85 | 62 |
| Hamburg | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1 |
| Berlin | 1,12 | 1,12 | 1,12 | 1 |

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Anzahl der Zählpunkte der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 120: Verteilung der Netzentgelte für Gas-Haushaltskunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019

## Netzentgelte für Haushaltskunden im Jahr 2019

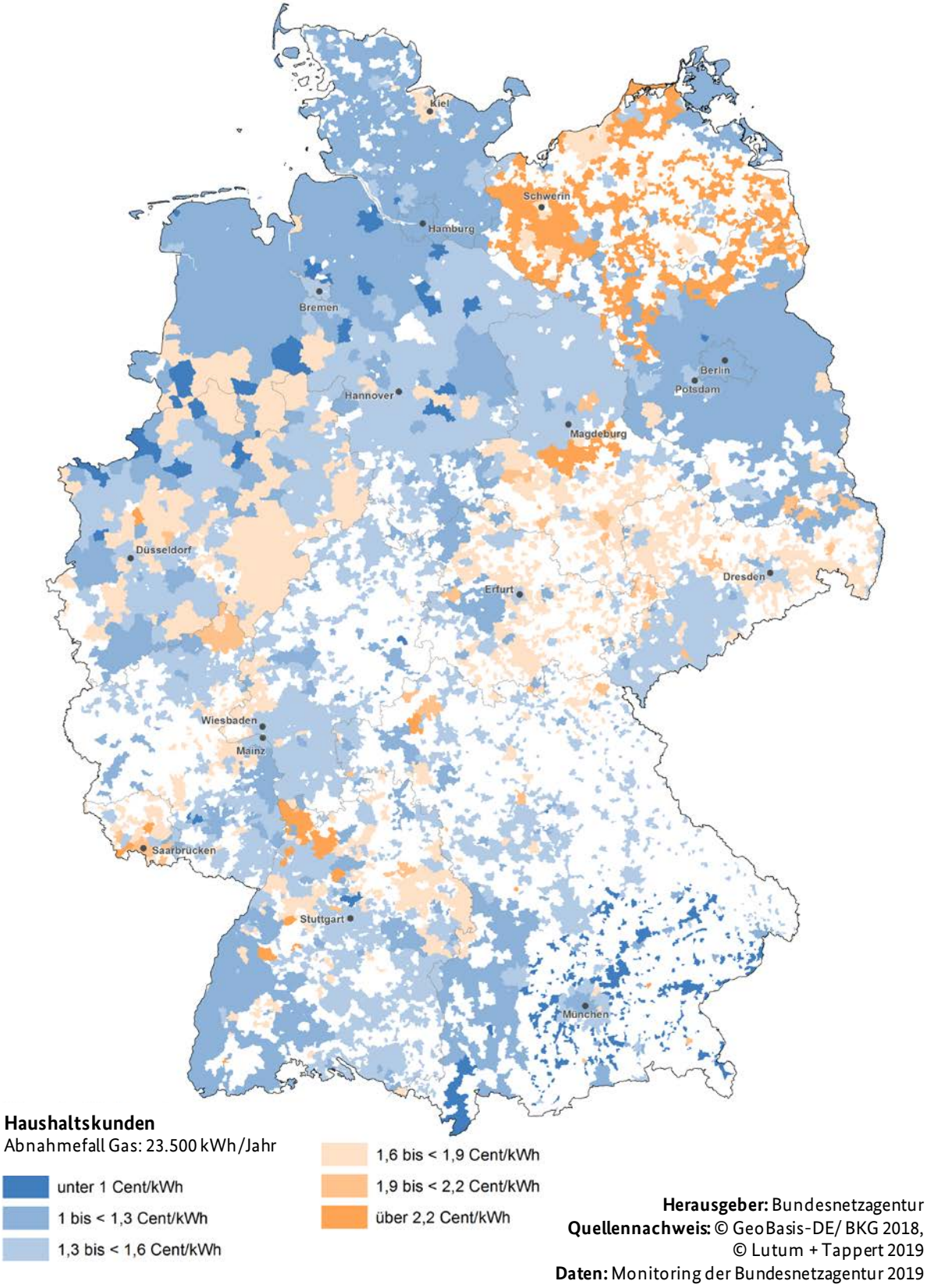



Abbildung 181: Verteilung der Netzentgelte Gas für Haushaltskunden – Stand 1. Januar 2019

Die Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,42 ct/kWh und 3,36 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte besteht im Vergleich zu den Netzentgelten für Haushaltskunden ebenfalls eine Abweichung zwischen den neuen und alten Bundesländern. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Gewerbekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,51 ct/kWh (2018: 1,34 ct/kWh) liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,30 ct/kWh (2018: 1,11 ct/kWh). Damit sind die Netzentgelte in den neuen Bundesländern im Durchschnitt um gut 13 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum gestiegen. Die Steigerung in den alten Bundesländern betrug rund 17 Prozent. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Gewerbekunden auf Brandenburg und Sachsen-Anhalt, die niedrigsten auf Berlin und Bayern.

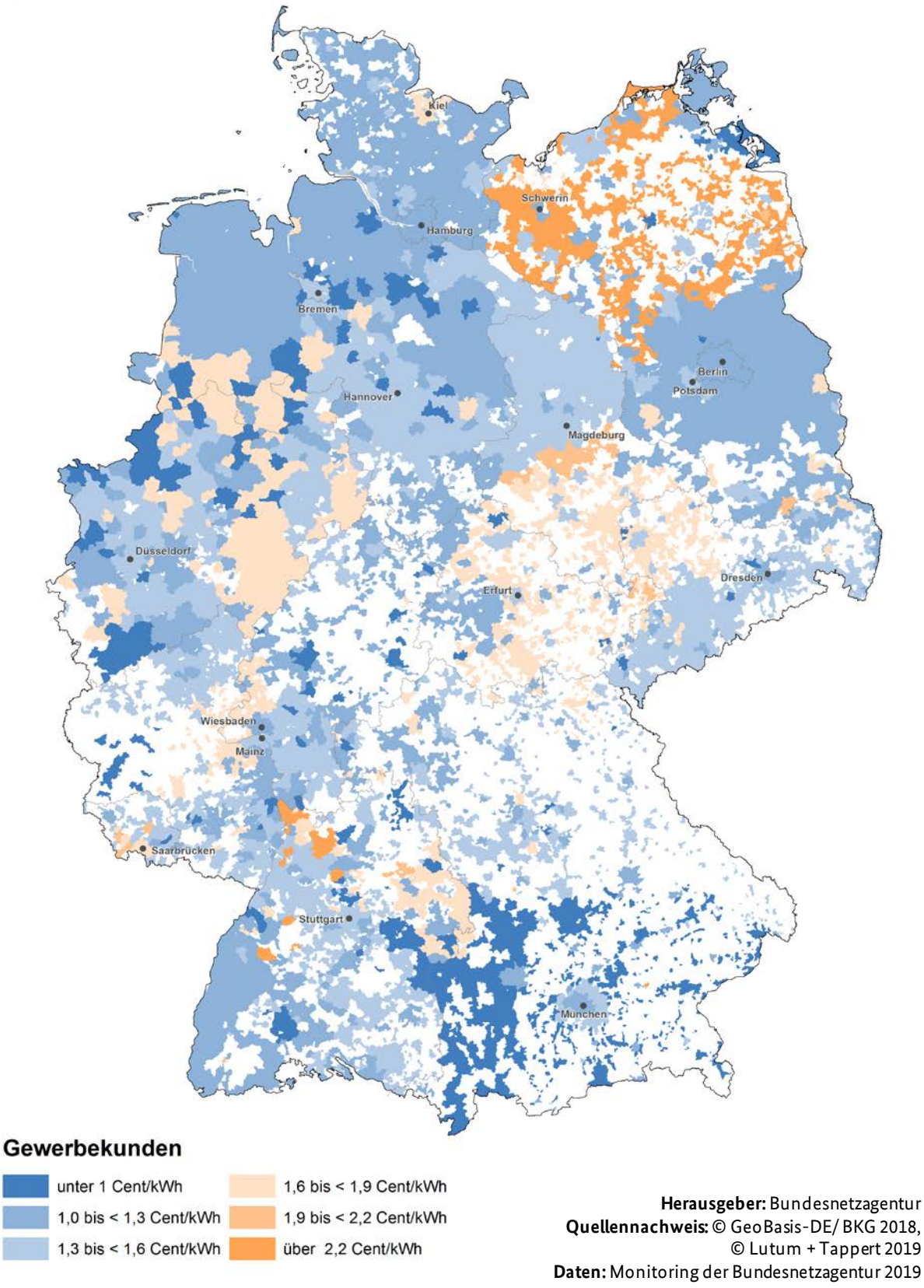
**Gas: Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2019**
in ct/kWh

| Bundesland | Gewichteter Mittelwert* | Minimum | Maximum | Anzahl berücksichtigter Verteilernetze |
|---|---|---|---|---|
| Brandenburg | 1,67 | 0,84 | 3,36 | 29 |
| Sachsen-Anhalt | 1,58 | 0,99 | 2,22 | 29 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 1,57 | 0,90 | 2,29 | 22 |
| Bremen | 1,56 | 1,54 | 1,67 | 2 |
| Saarland | 1,53 | 0,84 | 2,14 | 18 |
| Thüringen | 1,39 | 0,87 | 1,93 | 30 |
| Nordrhein-Westfalen | 1,36 | 0,42 | 2,58 | 121 |
| Sachsen | 1,34 | 0,88 | 1,80 | 37 |
| Baden-Württemberg | 1,33 | 0,73 | 2,67 | 105 |
| Schleswig-Holstein | 1,31 | 0,92 | 2,21 | 43 |
| Rheinland-Pfalz | 1,27 | 0,74 | 1,62 | 35 |
| Hessen | 1,27 | 0,89 | 1,65 | 45 |
| Hamburg | 1,22 | 1,22 | 1,22 | 1 |
| Niedersachsen | 1,20 | 0,53 | 1,71 | 62 |
| Bayern | 1,15 | 0,73 | 2,38 | 108 |
| Berlin | 1,12 | 1,12 | 1,12 | 1 |

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Anzahl der Zählpunkte der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 121: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019

## Netzentgelte für Gewerbekunden im Jahr 2019




**Herausgeber:** Bundesnetzagentur
**Quellennachweis:** © GeoBasis-DE/ BKG 2018,
© Lutum + Tappert 2019
**Daten:** Monitoring der Bundesnetzagentur 2019

Abbildung 182: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019

Für die Ermittlung der Durchschnittsentgelte Gas im Bereich der Industriekunden wurden nur Gasnetze berücksichtigt, die wenigstens einen Netzkunden mit einer Abnahmegröße von mindestens 116 GWh angegeben haben. Somit sind in die Analyse der Netzentgelte der Industriekunden Angaben von 132 Gas-Netzbetreibern eingeflossen. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte Gas bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,16 ct/kWh und 0,90 ct/kWh. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Industriekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 0,35 ct/kWh (2018: 0,35 ct/kWh) liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 0,30 ct/kWh (2018: 0,30 ct/kWh). Die Netzentgelte für Industriekunden haben sich somit im Vergleich zum Vorjahr nicht verändert. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Industriekunden auf das Saarland und Brandenburg, die niedrigsten auf Bremen und Hamburg.

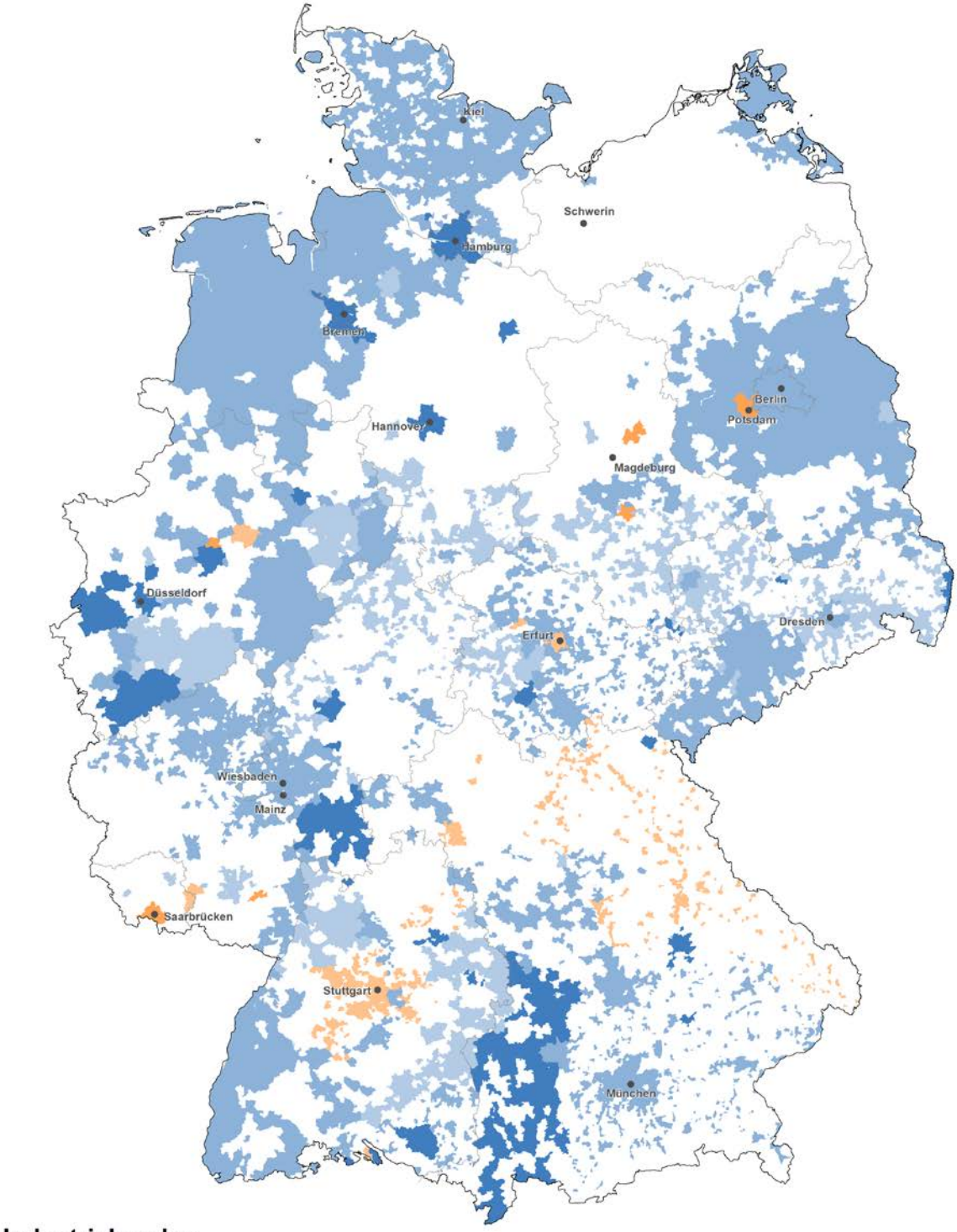
**Gas: Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2019**
in ct/kWh

| Bundesland | Gewichteter Mittelwert* | Minimum | Maximum | Anzahl berücksichtigter Verteilernetze |
|---|---|---|---|---|
| Saarland | 0,45 | 0,39 | 0,81 | 4 |
| Brandenburg | 0,41 | 0,27 | 0,55 | 3 |
| Thüringen | 0,36 | 0,20 | 0,53 | 7 |
| Sachsen-Anhalt | 0,33 | 0,21 | 0,90 | 9 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 0,33 | 0,31 | 0,34 | 2 |
| Rheinland-Pfalz | 0,33 | 0,27 | 0,66 | 7 |
| Sachsen | 0,31 | 0,18 | 0,37 | 7 |
| Baden-Württemberg | 0,31 | 0,21 | 0,49 | 20 |
| Hessen | 0,31 | 0,18 | 0,43 | 14 |
| Niedersachsen | 0,31 | 0,21 | 0,45 | 8 |
| Nordrhein-Westfalen | 0,30 | 0,16 | 0,57 | 22 |
| Schleswig-Holstein | 0,29 | 0,24 | 0,31 | 5 |
| Bayern | 0,29 | 0,17 | 0,53 | 20 |
| Berlin | 0,29 | 0,29 | 0,29 | 1 |
| Bremen | 0,22 | 0,21 | 0,26 | 2 |
| Hamburg | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 1 |

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Gasausspeisemenge der Netzbetreiber in den jeweiligen Netzgebieten verwendet.

Tabelle 122: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019

## Netzentgelte für Industriekunden im Jahr 2019




**Industriekunden**

- unter 0,25 Cent/kWh
- 0,25 bis < 0,35 Cent/kWh
- 0,35 bis < 0,45 Cent/kWh
- 0,45 bis < 0,55 Cent/kWh
- über 0,55 Cent/kWh

**Herausgeber:** Bundesnetzagentur
**Quellennachweis:** © GeoBasis-DE/ BKG 2018, © Lutum + Tappert 2019
**Daten:** Monitoring der Bundesnetzagentur 2019

Abbildung 183: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019

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.

## 5.5 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.

## 5.6 Netzkodex zu Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR)

Die Bundesnetzagentur hat am 29. März 2019 die ersten Festlegungen („REGENT“, „MARGIT“, „BEATE 2.0“ und „AMELIE“) zur fristgemäßen Umsetzung der am 6. April 2017 in Kraft getretenen „Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen“ (NC TAR) beschlossen. Diese lösen mit Wirkung vom 1. Januar 2020 in weiten Teilen die bisherigen, nationalen Vorgaben zur Entgeltbildung für Fernleitungsnetzbetreiber ab. Die Festlegungen sind das Ergebnis eines ausführlichen Konsultationsprozesses. Die Festlegung REGENT legt unter anderem als Referenzpreismethode die marktgebietsweit gemeinsam anzuwendende „Briefmarke“ fest. Diese führt zu marktgebietsweit einheitlichen Ein- und Ausspeiseentgelten und ist eine deutlich spürbare Änderung zu den bisher von jedem Fernleitungsnetzbetreiber separat ermittelten Entgelten. Für das Marktgebiet NCG belaufen sich die Ein- und Ausspeiseentgelte für eine feste Jahreskapazität im Jahr 2020 auf 4,07 Euro/kWh/h/a und für das Marktgebiet GASPOOL auf 3,36 Euro/kWh/h/a. Die Entgelte des größten deutschen Fernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe bleiben im Vergleich zu 2019 nahezu konstant (-0,02 Euro), die Entgelte des zweitgrößten deutschen Fernleitungsnetzbetreibers Gascade steigen um 0,72 Euro bzw. 27 Prozent. Bei einigen kleineren Fernleitungsnetzbetreibern sind stärkere Entgeltänderungen spürbar – sowohl Steigerungen als auch Absenkungen.

Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat Ende Mai 2019 mehrere Eilverfahren auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung der zeitgleich gegen die Festlegungen REGENT und AMELIE eingelegten Beschwerden zurückgewiesen. Über die weiterhin anhängigen Beschwerden gegen diese Festlegungen wird das Gericht voraussichtlich nicht vor Anfang 2020 entscheiden. Gegebenenfalls werden die Festlegungen im Anschluss zudem noch Gegenstand von Verfahren vor dem Bundesgerichtshof sein.

Vor dem Hintergrund der zum 1. Oktober 2021 angestrebten Zusammenführung der bisherigen zwei deutschen Marktgebiete zu einem einheitlichen deutschen Marktgebiet hat die Bundesnetzagentur zudem Mitte Mai 2019 weitere Festlegungsverfahren („REGENT 2021“, „MARGIT 2021“ sowie „AMELIE 2021“) eingeleitet.

# D Regelenergie und Bilanzierung

## 1. Regel- und Ausgleichsenergie

### 1.1 Regelenergie

Regelenergie dient der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit innerhalb der Marktgebiete und wird durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beschafft. Es ist hierbei zwischen unentgeltlicher interner Regelenergie (Netzpuffer innerhalb des Marktgebietes) und kostenpflichtiger externer Regelenergie (Beschaffung über Börsen und/ oder über Ausschreibungsplattform) zu unterscheiden. Externe Regelenergie wird von den Marktgebietsverantwortlichen gemäß einer Merit-Order-Liste in den Rängen (Beschaffungsreihenfolgen) 1, 2 und 4 (MOL) beschafft.

Grundsätzlich ist der Anteil der internen Regelenergie (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 Regelenergie (eRE).

**Gas: Regelenergieeinsatz bei NetConnect Germany**
in MWh

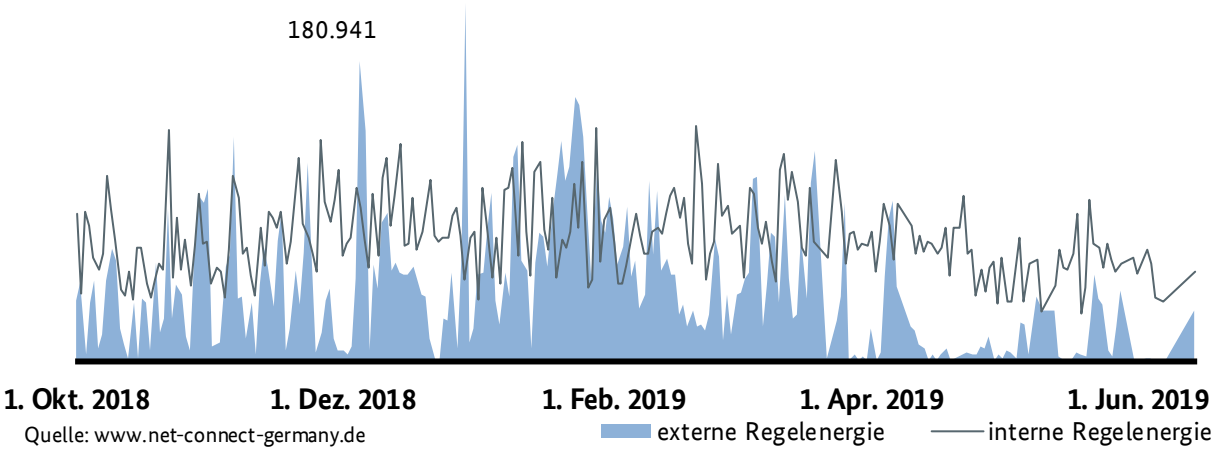



Abbildung 184: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2018 bei NetConnect Germany, Stand Juni 2019

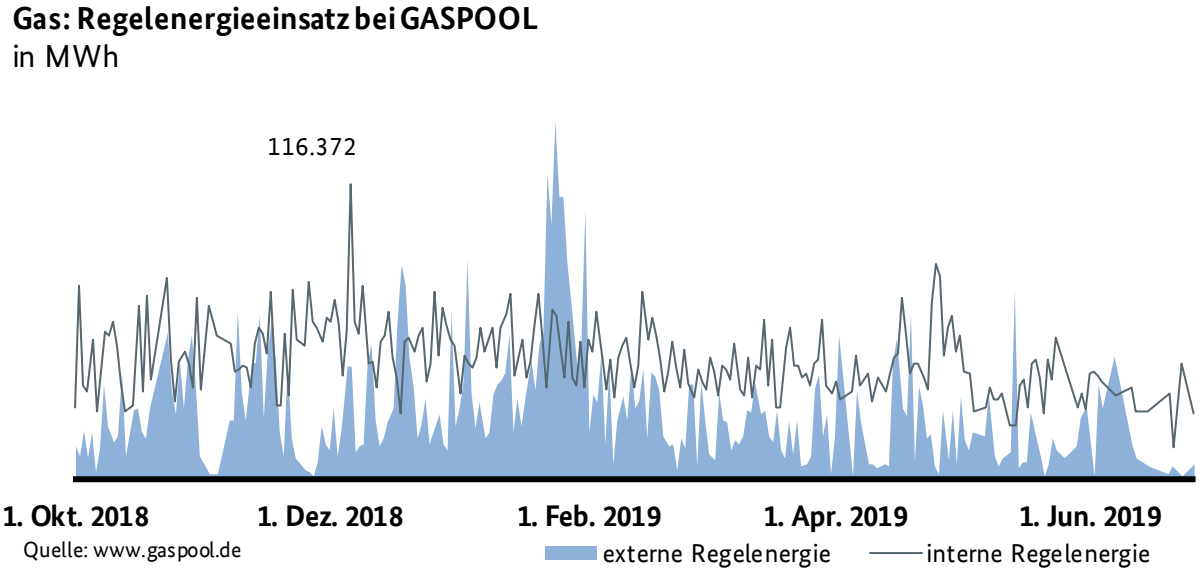



Abbildung 185: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2018 bei GASPOOL, Stand Juni 2019

Die nachfolgend dargestellten Regelenergieeinkaufspreise werden als Mittelwert der täglichen Regelenergieeinkaufspreise gebildet.

Die Grafiken zeigen, dass der externe Regelenergiebedarf 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.[138]

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

[138] Die vormals im MOL-Rang 3 enthaltenen kurzfristigen, bilateralen Regelenergieprodukte konnten durch an der Börse handelbare Produkte ersetzt werden. Infolgedessen enthält der MOL-Rang 3 sowohl bei GASPOOL als auch bei NetConnect Germany keine Produkte mehr.

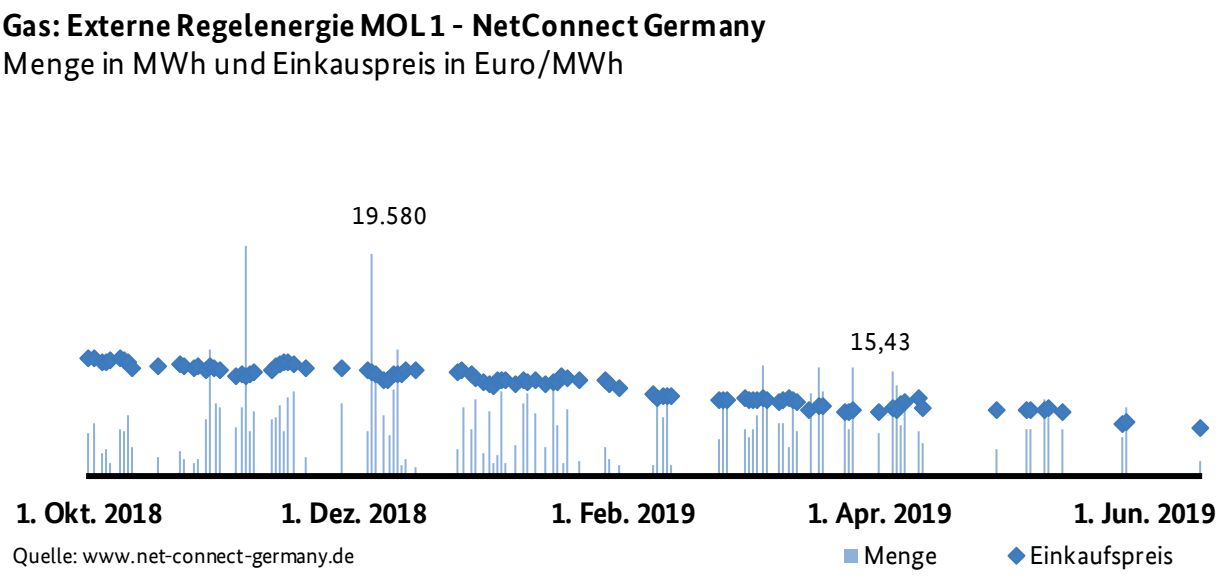



Abbildung 186: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2019

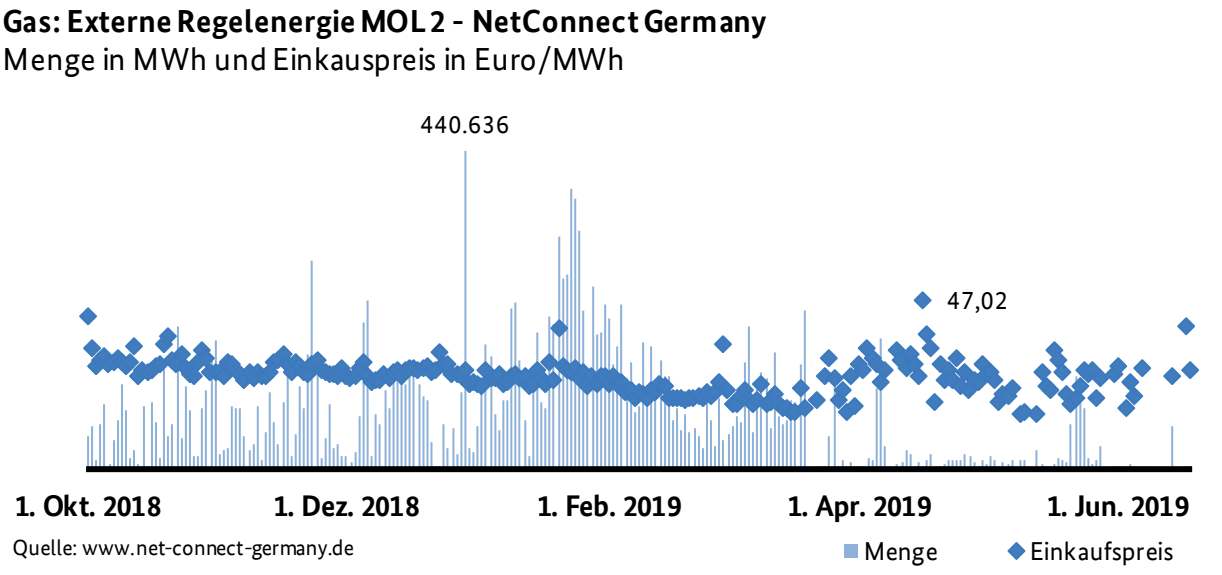



Abbildung 187: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2019

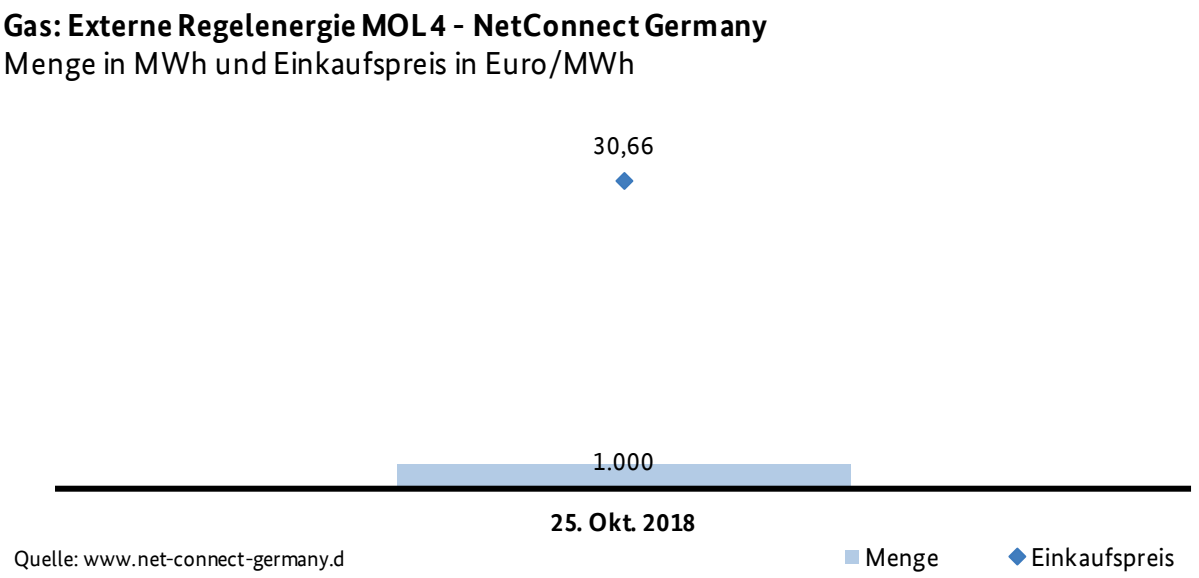



Abbildung 188: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2019

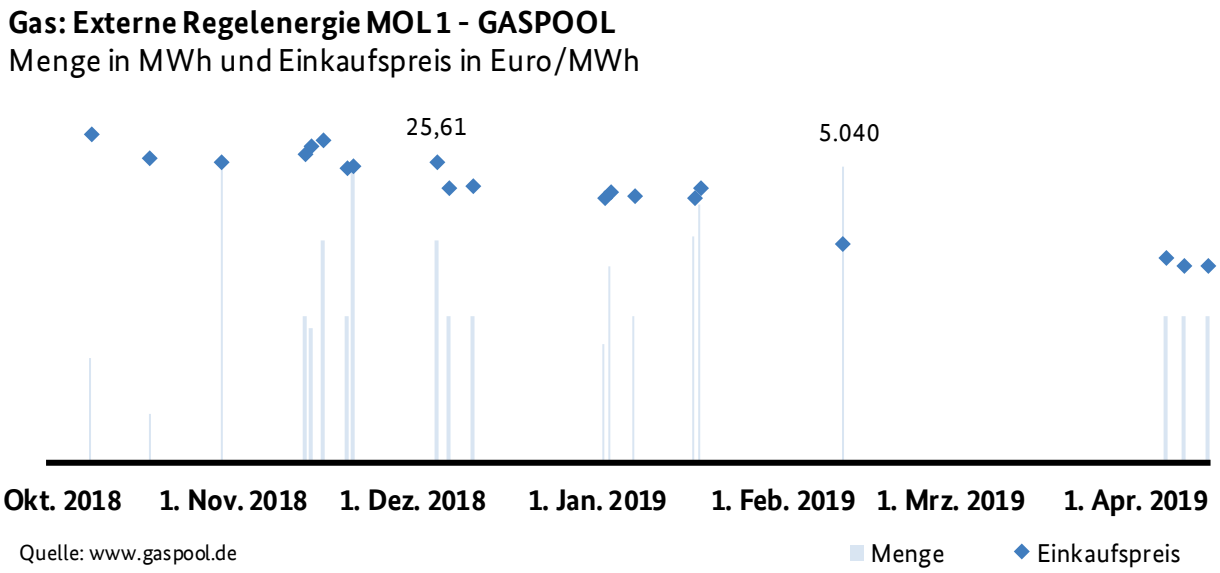



Abbildung 189: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 1 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juni 2019

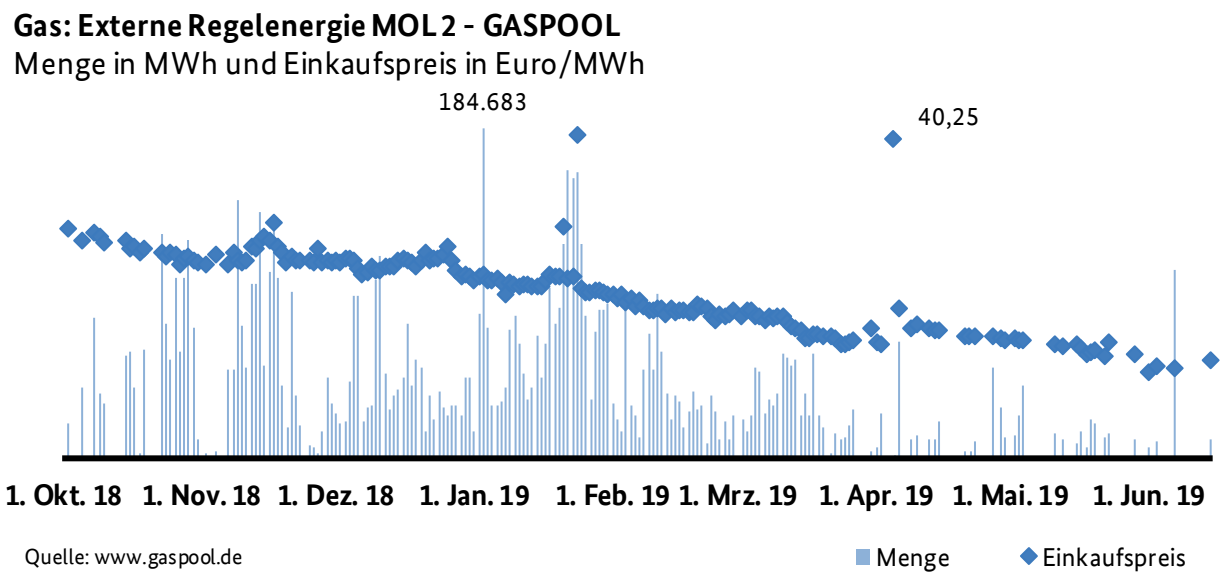



Abbildung 190: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 2 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juni 2019

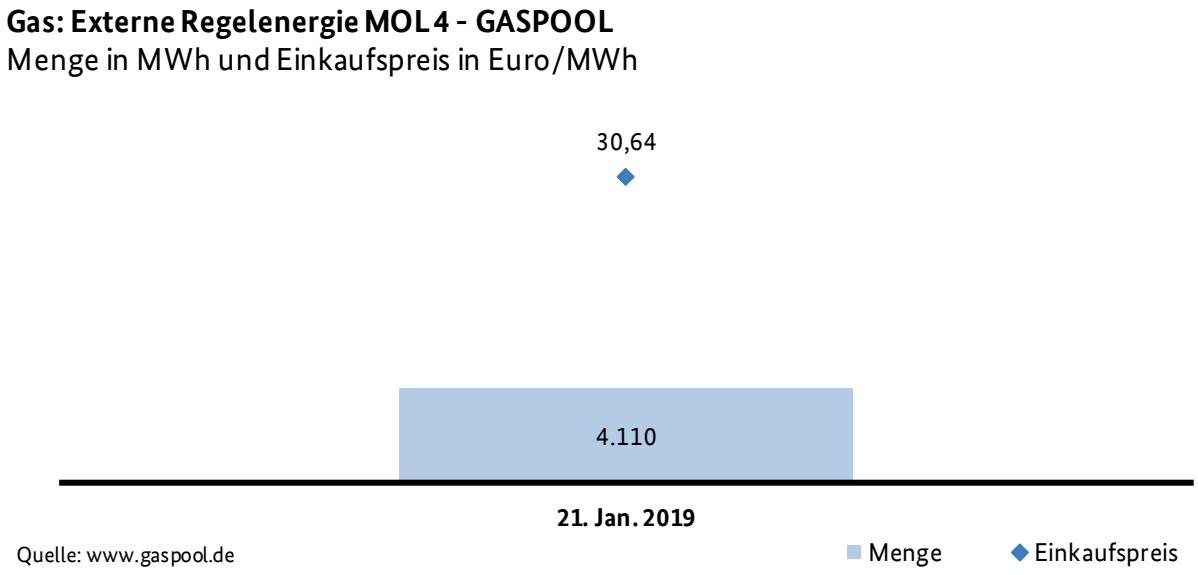



Abbildung 191: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 4 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juni 2019

## 1.2 Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man im Gasmarkt 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.

Zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise werden die Regelenergiepreise (MOL 1 und MOL 2 exklusive lokale Regelenergieprodukte und Stundenprodukte) und der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis inkl. eines Zu- und Abschlags von zwei Prozent für die Bildung des positiven und negativen Ausgleichsenergiepreises herangezogen. Dies führt dazu, dass in den beiden Marktgebieten unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise vorliegen können. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises dargestellt.

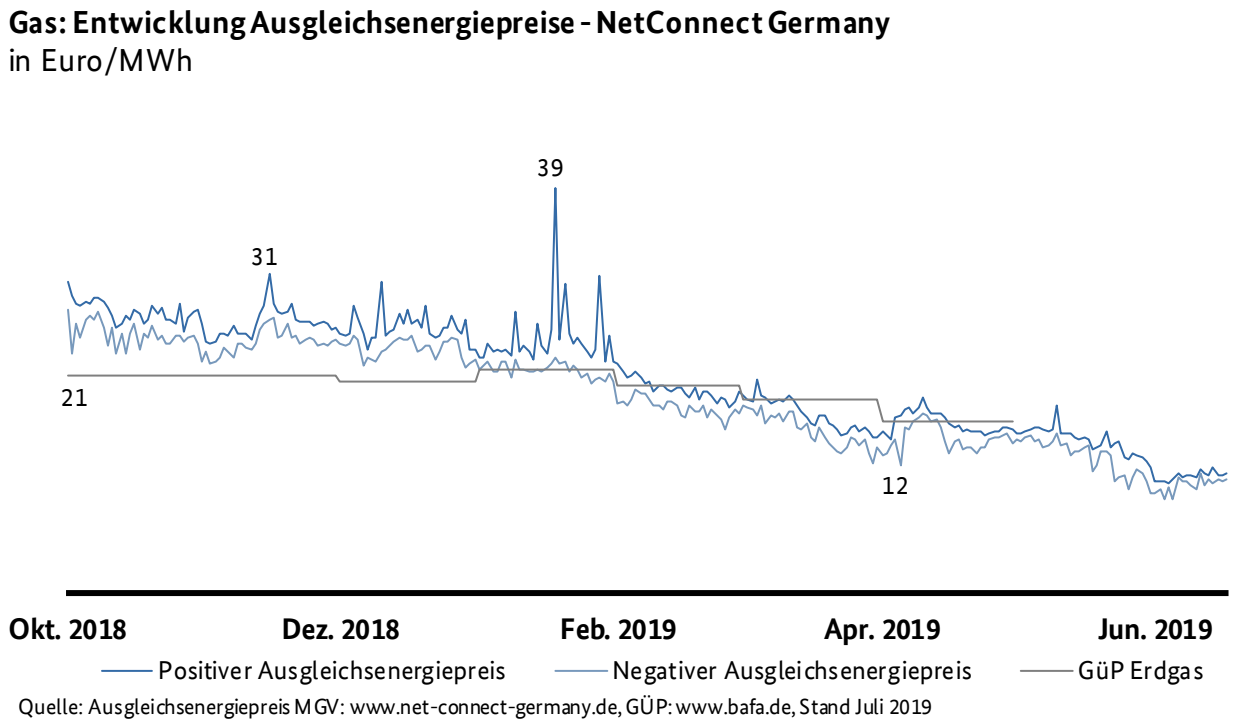



Abbildung 192: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab 1. Oktober 2018, Stand Juni 2019

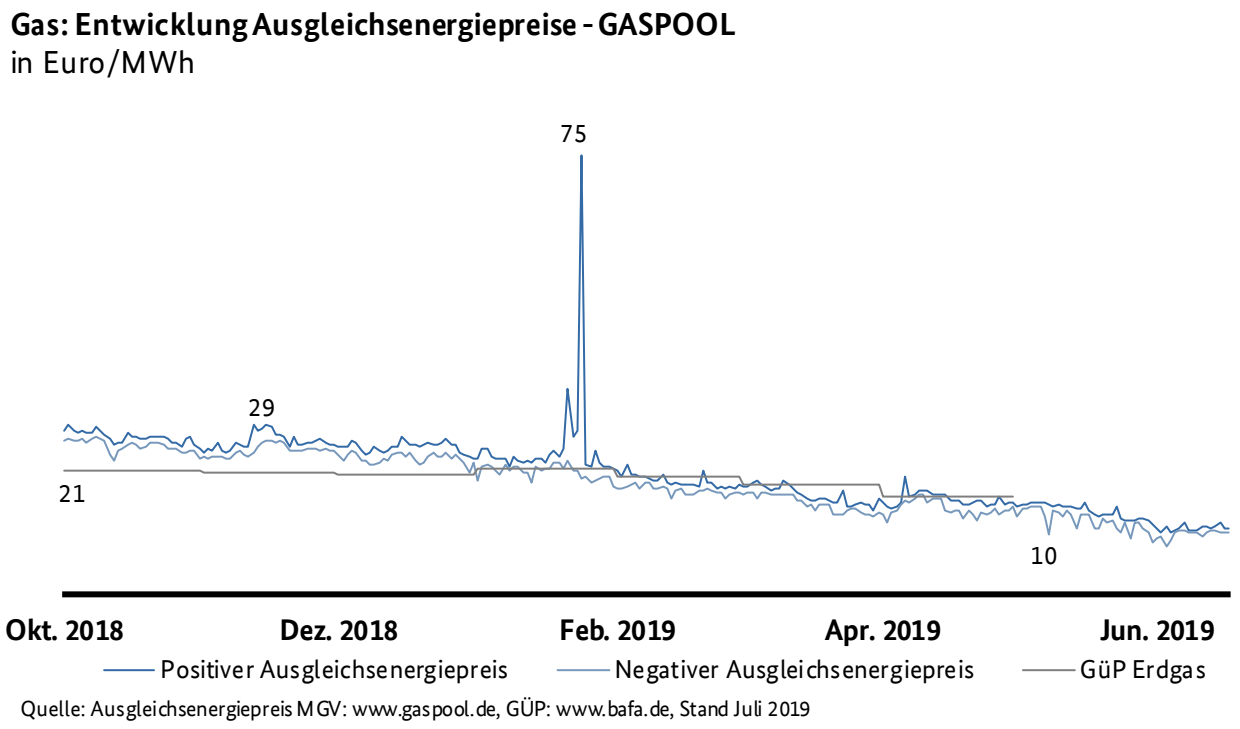



Abbildung 193: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise GASPOOL ab1. Oktober 2018, Stand Juni 2019

## 2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen

Die beim Marktgebietsverantwortlichen anfallenden Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem sind auf die Bilanzkreisverantwortlichen umzulegen. Hierbei prognostiziert der Marktgebietsverantwortliche (MGV) die zukünftigen Kosten und Erlöse sowie einen Liquiditätspuffer für sein Umlagekonto.

Mit Einführung der GaBi Gas 2.0 zum 1. Oktober 2015 waren die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten für SLP-Entnahmestellen einerseits und RLM-Entnahmestellen anderseits einzurichten. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage. Seit dem 1. Oktober 2016 gelten die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) jeweils für ein Jahr.

Für den Geltungszeitraum ab dem 1. Oktober 2018 wird im Markgebiet NCG eine Bilanzierungsumlage von 1,2 Euro/MWh für SLP und von 0,6 Euro/MWh für RLM erhoben. Für den gleichen Geltungszeitraum wird im Marktgebiet GASPOOL eine Bilanzierungsumlage von 0,73 Euro/MWh für SLP und von 0,26 Euro/MWh für RLM erhoben.

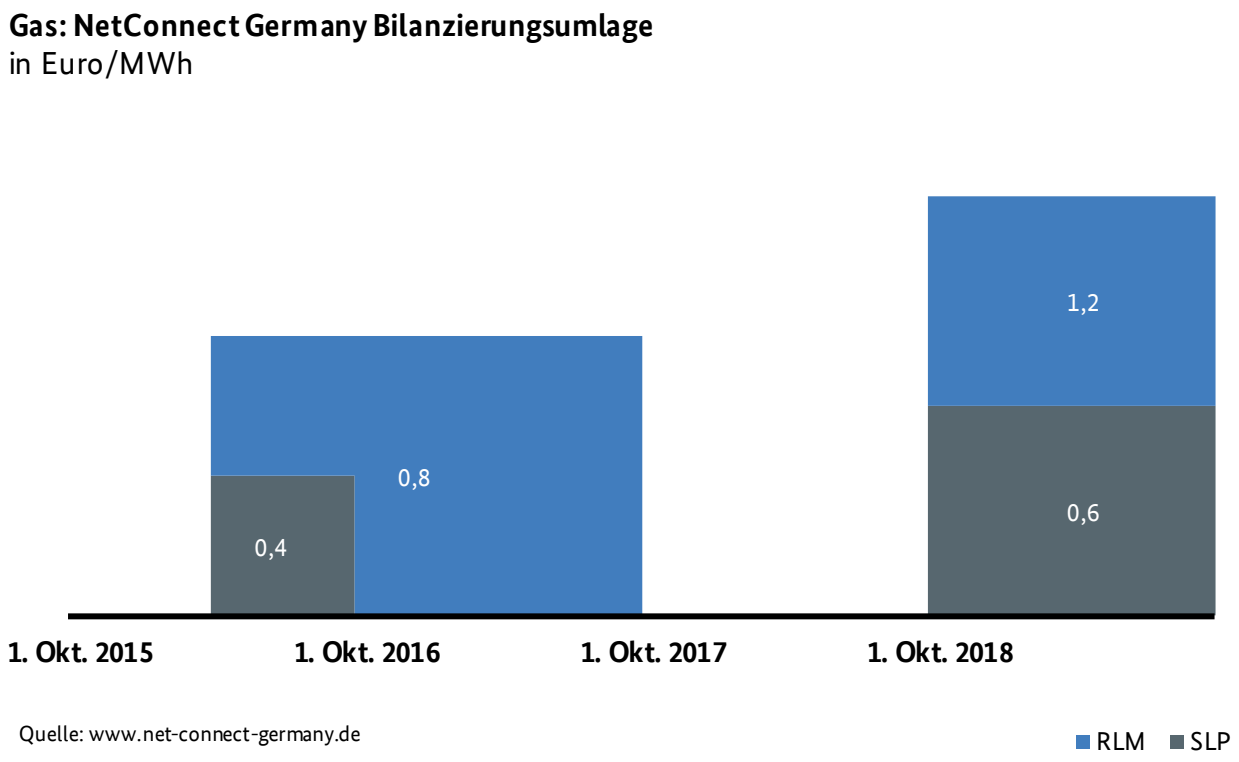



Abbildung 194: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juni 2019

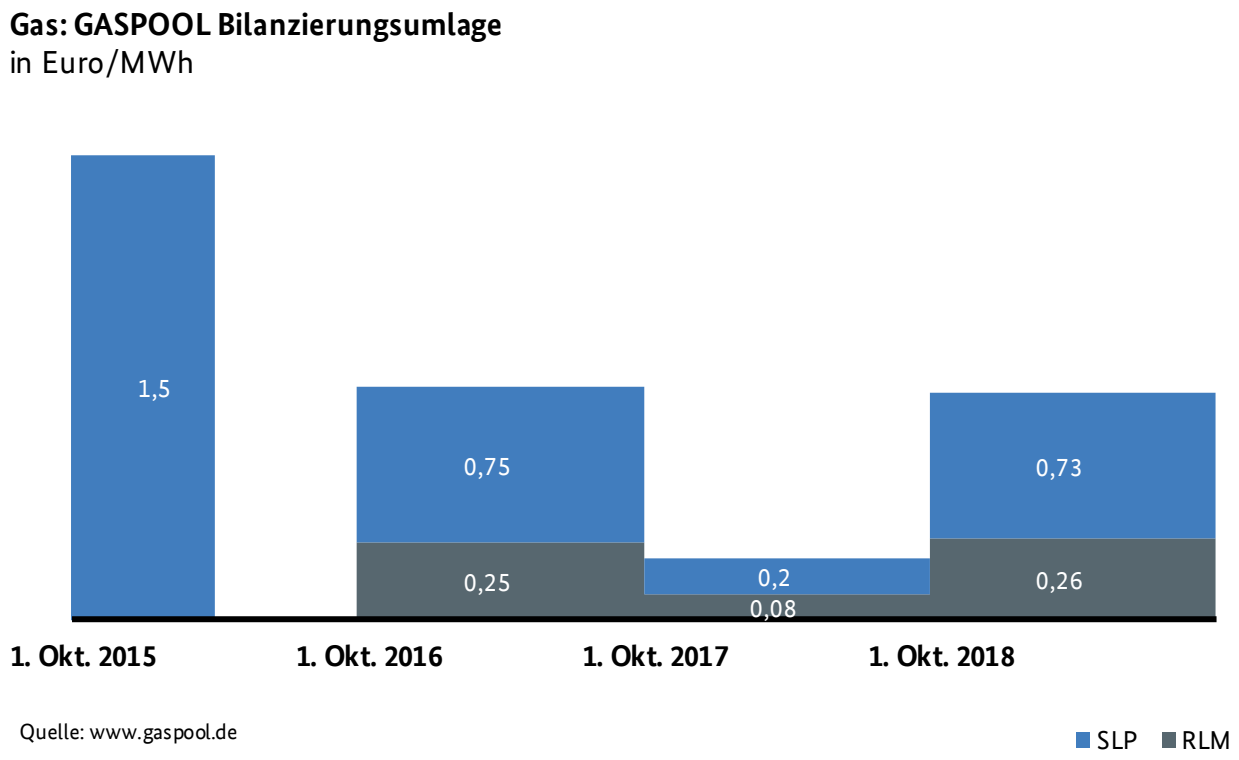



Abbildung 195: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand Juni 2019

## 3. Standardlastprofile

Netzbetreiber verwenden für die Allokation von Ausspeisemengen von Letztverbrauchern, insbesondere Haushalts- und Kleingewerbekunden, Standardlastprofile. Angewendet wurden diese Profile von 97,3 Prozent der Netzbetreiber. Der Grenzwert, ab dem eine registrierte Lastgangmessung bei dem Kunden 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 5,5 Prozent der Netzbetreiber Gebrauch gemacht. Von diesen Netzbetreibern gaben 39,5 Prozent an, die Grenzwerte aus netztechnischen Gründen reduziert zu haben. In 52,6 Prozent der Fälle wurden die Grenzwerte mit den Transportkunden individuell vereinbart. Diese vereinbarten Werte galten den Angaben zufolge dann zu 50 Prozent lediglich für einzelne Kundengruppen und zu 50 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 2018 von 81,4 Prozent (2017: 81,2 Prozent) der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 13,8 Prozent. Im Jahr 2017 waren es 14,1 Prozent. Mit einer Marktabdeckung von 93,9 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 (94,5 Prozent) nahezu unverändert hoch. Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen. Auf die Frage ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 47,6 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2017 waren es 46,5 Prozent. Wie bereits in den letzten Jahren wurden im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei bis drei Profile genutzt, während im Gewerbekundenbereich durchschnittlich acht Profile Anwendung fanden.

Die Netzbetreiber, die das analytische Verfahren gewählt haben, nutzten zu 11,5 Prozent das 2-Tagesversatz-verfahren. Lediglich 3,6 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 5,1 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2017: 7,6 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 49,5 Prozent der Netzbetreiber in mindestens einem Monat abgerechnet (keine Angaben: 18,8 Prozent). Durchschnittlich war das bei diesen Netzbetreibern in 3,2 Monaten der Fall. Über alle Netzbetreiber gesehen lag der Schnitt bei 2 Monaten.

Aufgrund von Überspeisungen fand diese Abrechnung bei 56,2 Prozent aller Netzbetreiber in mindestens einem Monat des GWJ 2017/2018 statt (keine Angaben: 20,1 Prozent). Bei den betroffenen Netzbetreibern geschah dies im Schnitt in 8,8 Monaten des GWJ 2017/2018. Inklusive der nicht abgerechneten Netzbetreiber lag der Schnitt noch bei 6,1 Monaten des GWJ 2017/2018. 49, 2 Prozent der Netzbetreiber gab an, dass auf die aus der Abrechnung von Überspeisungen folgende Gutschrift verzichtet wurde.

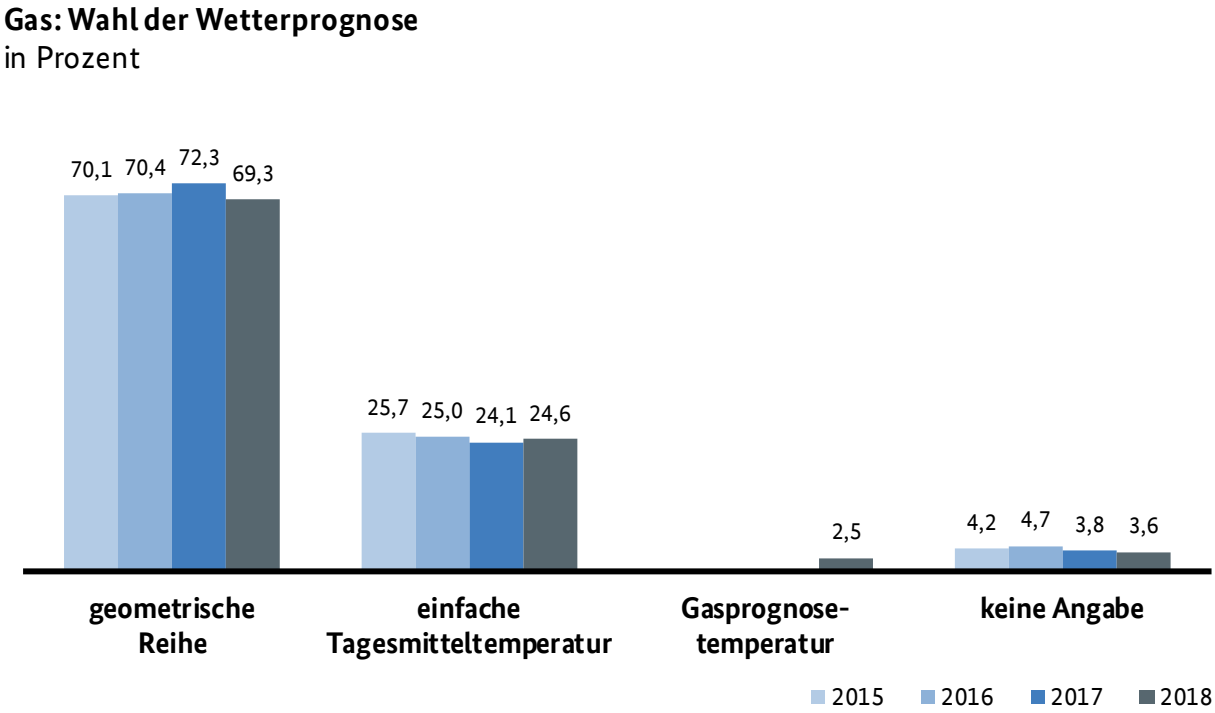



Abbildung 196: Wahl der Wetterprognose

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. Erstmals wurde im Berichtsjahr auch die Verwendung der Gasprognosetemperatur abgefragt, die bei 2,5 Prozent der Netzbetreiber zur Anwendung kam. Es scheint, als seien einige Netzbetreiber von der Nutzung der geometrischen Reihe zu diesem Verfahren übergegangen.

# E Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Je zahlreicher die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, desto weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen Lieferanten zu binden. Marktteilnehmer können 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. Im börslichen Gasgroßhandel ist 2018 eine Volumenzunahme um rund 13 Prozent zu verzeichnen. Das Handelsvolumen im brokervermittelten, bilateralen Großhandel hat sich hingegen um rund 14 Prozent verringert. In der Addition überwiegt der letztere Effekt, so dass für das Jahr 2018 insgesamt eine leichte Reduktion der Großhandelsliquidität festzustellen ist.

Im Jahr 2018 war – wie auch schon im Vorjahr – ein deutlicher Anstieg der Gasgroßhandelspreise zu verzeichnen. So stieg, beispielsweise, der als Referenzpreis für den mittelfristigen Beschaffungsmarkt betrachtete Index EGIX im ungewichteten Jahresmittel um rund 28 Prozent gegenüber 2017.

## 1. Börslicher Großhandel

Der für den deutschen Erdgashandel relevante Börsenhandelsplatz wird von der 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. Ihr Handelsplatz umfasst kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt) sowie Spreadprodukte. Alle Kontraktarten sind gleichermaßen für beide deutsche Marktgebiete NetConnect Germany („NCG“) und GASPOOL handelbar.

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.

Durch die zwischen der EEX und der französischen Powernext SA im Jahr 2013 als Kooperation gegründete „PEGAS“ sind die Gas-Handelsaktivitäten auf einer gemeinsamen Plattform gebündelt worden, was den grenzüberschreitenden Handel erleichtert. Nach der fusionskontrollrechtlichen Freigabe u. a. durch das Bundeskartellamt hat die EEX zum 1. Januar 2015 zunächst die Mehrheit der Anteile an der Powernext SA übernommen, so dass diese seitdem zur EEX-Gruppe gehört; seit November 2017 hält die EEX 100 Prozent der

Anteile. Im September 2019 gab die EEX-Gruppe bekannt, dass zum 1. Januar 2020 eine Integration der Geschäfte der Powernext unter einer Börsenlizenz in die EEX AG beabsichtigt ist.[139]

Alle Geschäftsaktivitäten von EEX und Powernext werden am europäischen Gasmarkt auf der gemeinsamen Plattform „PEGAS“ betrieben. Über PEGAS können Spot- und Terminmarktprodukte für die Gasmarktgebiete in Deutschland, Österreich, Belgien, Tschechien, Dänemark, Niederlande, Frankreich, Italien, Spanien und dem Vereinigten Königreich gehandelt werden. Die Terminkontrakte sind für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sog. seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar. Wie im Vorjahresbericht bereits erwähnt, führte die EEX in der zweiten Jahreshälfte 2017 einen neuen europäischen Spotmarktindex „European Gas Spot Index“ (EGSI) ein, der es den Marktteilnehmern ermöglichen soll, 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). Seit Januar 2018 hat der EGSI den Tagesreferenzpreis vollständig abgelöst, so dass letzterer seitdem nicht mehr ermittelt wird.

An den Gasmärkten der EEX-Gruppe wurden im Jahr 2018 insgesamt 1.963 TWh gehandelt. Dies entspricht einem Rückgang von rund einem Prozent gegenüber dem Vorjahr (2017: 1.982 TWh). Auf den Spotmarkt entfielen dabei 1.111 TWh (2017: 828 TWh); am Terminmarkt wurde insgesamt ein Volumen von 852 TWh umgesetzt (2017: 1.154 TWh).[140] Im Verhältnis betrachtet haben sich folglich die jeweiligen Anteile von Spot- und Terminmarkt am Gesamtvolumen gegenüber 2017 in etwa umgekehrt.

Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen an der PEGAS belief sich im Jahr 2018 auf rund 449 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 396 TWh einem Zuwachs um rund 53 TWh bzw. 13 Prozent entspricht. Dabei ist eine Ausweitung der gehandelten Mengen gegenüber 2017 für beide Marktgebiete festzustellen. So nahm das Handelsvolumen für das Marktgebiet GASPOOL um 38 TWh bzw. rund 28 Prozent und das Volumen für das Marktgebiet NCG um 15 TWh bzw. rund 6 Prozent zu. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2018 erneut gestiegen und betrug rund 391 TWh (Vorjahr: rund 309 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2018 für beide Marktgebiete – wie in den Vorjahren – auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 132,9 TWh, Vorjahr: 115,8 TWh; GASPOOL: 102,8 TWh, Vorjahr: 69,3 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 86 TWh im Jahr 2017 auf rund 58 TWh im Berichtsjahr gesunken, was einer Abnahme von rund 33 Prozent entspricht.

---

[139] Siehe https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/pressemitteilung--eex-und-powernext-beabsichten-buendelung-der-stromtermin--und-gasmaerkte-unter-einer-boersenlizenz/99798 (abgerufen am 5. September 2019)

[140] EEX Group Geschäftsbericht 2018, Seite 64

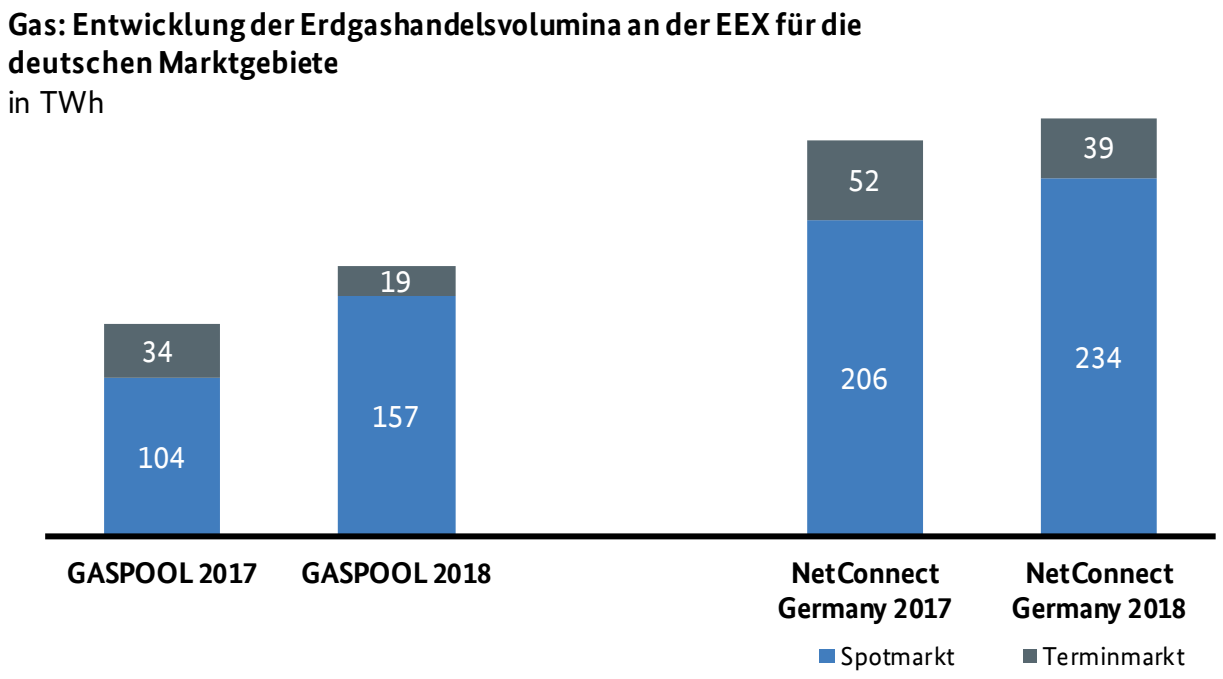



Abbildung 197: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven[141] Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel durchschnittlich 87 Teilnehmer (im Vorjahr 84 Teilnehmer) und für GASPOOL-Kontrakte etwa 75 (im Vorjahr 71). Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Anzahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag für das Markgebiet NCG rund 5,6 Teilnehmer (im Vorjahr 8,9 Teilnehmer) bzw. für das Marktgebiet GASPOOL rund 3,6 Teilnehmer (im Vorjahr 6,4 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. Bilateraler Großhandel

Der weitaus überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird bilateral, d. h. außerbörslich („over-the-counter“ – OTC) abgewickelt. Der bilaterale Handel bietet den Vorteil, dass er 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.

[141] Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

## 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 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 zweier Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt acht (im Vorjahr neun) Brokerplattformen beteiligt. Die von diesen Brokerplattformen im Jahr 2018 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.289 TWh (im Vorjahr 2.672 TWh). Davon entfielen 858 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2018 und einem Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche.

Der Volumenrückgang wird durch die von der London Energy Brokers‘ Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel für das Marktgebiet GASPOOL bestätigt. Für NCG verzeichnet die LEBA für ihre Mitglieder eine geringfügige Zunahme[142]. In der LEBA sind sechs der acht Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auf diese Brokerplattformen entfielen im Jahr 2018 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.473 TWh (Vorjahr 2.483 TWh).

[142] Siehe London Energy Borkers’ Association, OTC Energy Volume Report, https://cdn.evia.org.uk/content/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202018.pdf (abgerufen am 12. August 2019)

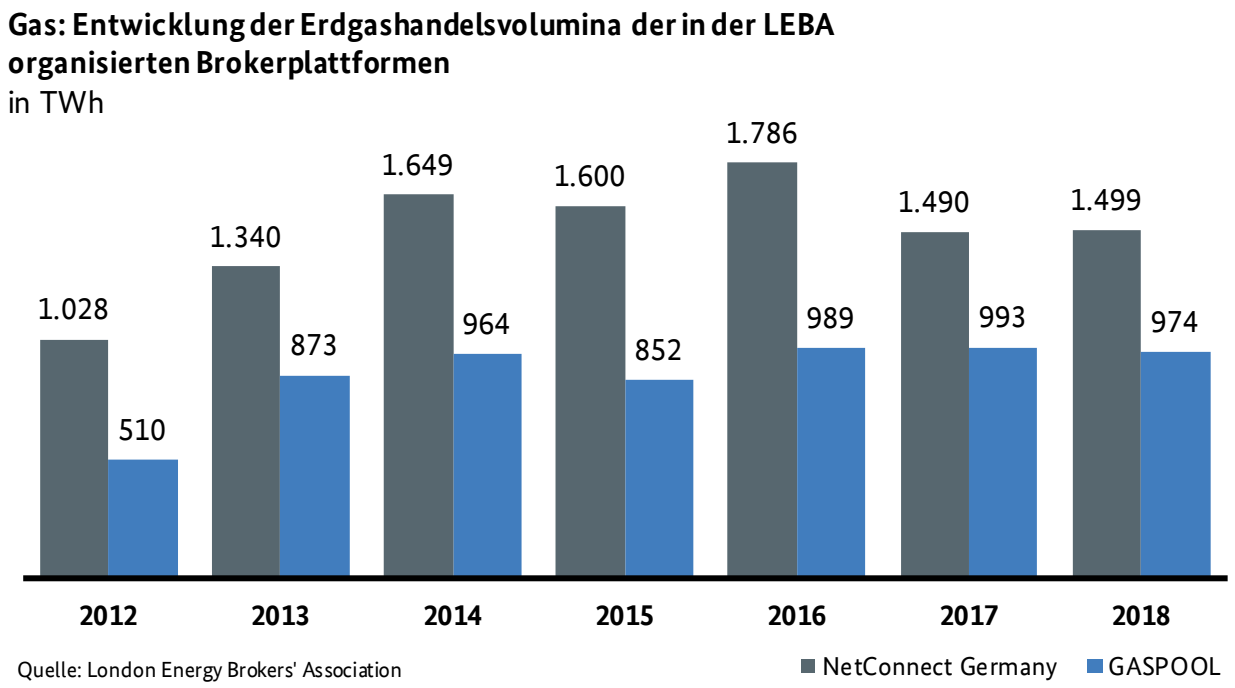



Abbildung 198: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt machen kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche rund 19 Prozent des von den acht Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 81 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 2018 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 56 Prozent des Gesamtvolumens darstellt und für das Folgejahr 2019 immer noch 30 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2020 und später ein Anteil von 13 Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis mit einer leichten Zunahme des Anteils für Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2020 und später (plus drei Prozentpunkte).

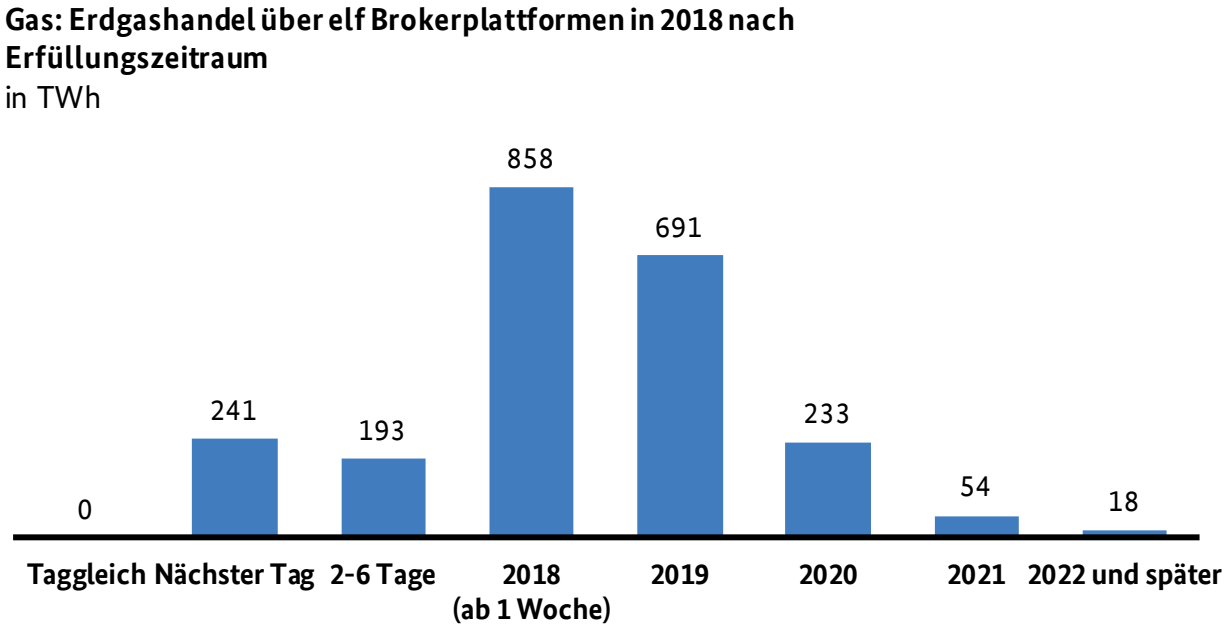



Abbildung 199: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über acht Brokerplattformen im Jahr 2018 nach Erfüllungszeitraum

## 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 3.620 TWh im Vorjahr auf 3.780 TWh im Jahr 2018 um rund vier Prozent angestiegen. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 46 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 54 Prozent. Fast 90 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen zehn Prozent auf L-Gas.

Bei H-Gas ist im Vergleich zu 2017 eine moderate Zunahme der Nominierungsmengen am VHP der GASPOOL zu verzeichnen (rund 12 Prozent). Am VHP der NCG verblieb die Nominierungsmenge in etwa auf ihrem Vorjahresniveau. Bei L-Gas beträgt die Zunahme, allerdings auf Basis deutlich niedrigerer Handelsvolumina, rund zwei Prozent am VHP der GASPOOL, während für den VHP der NCG eine Abnahme um rund fünf Prozent zu verzeichnen ist.

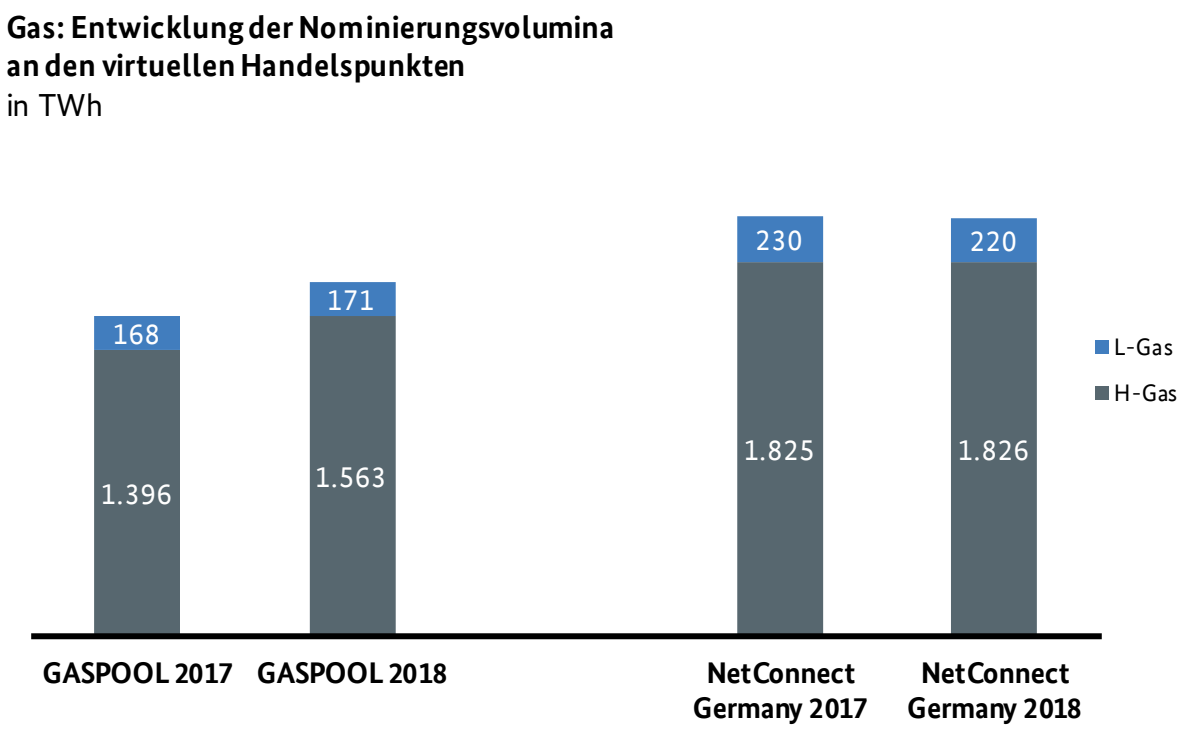



Abbildung 200: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Mai bis August 2018 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 258 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit rund 241 TWh im Juni 2018, der Jahreshöchststand wurde im März 2018 mit rund 402 TWh erreicht.

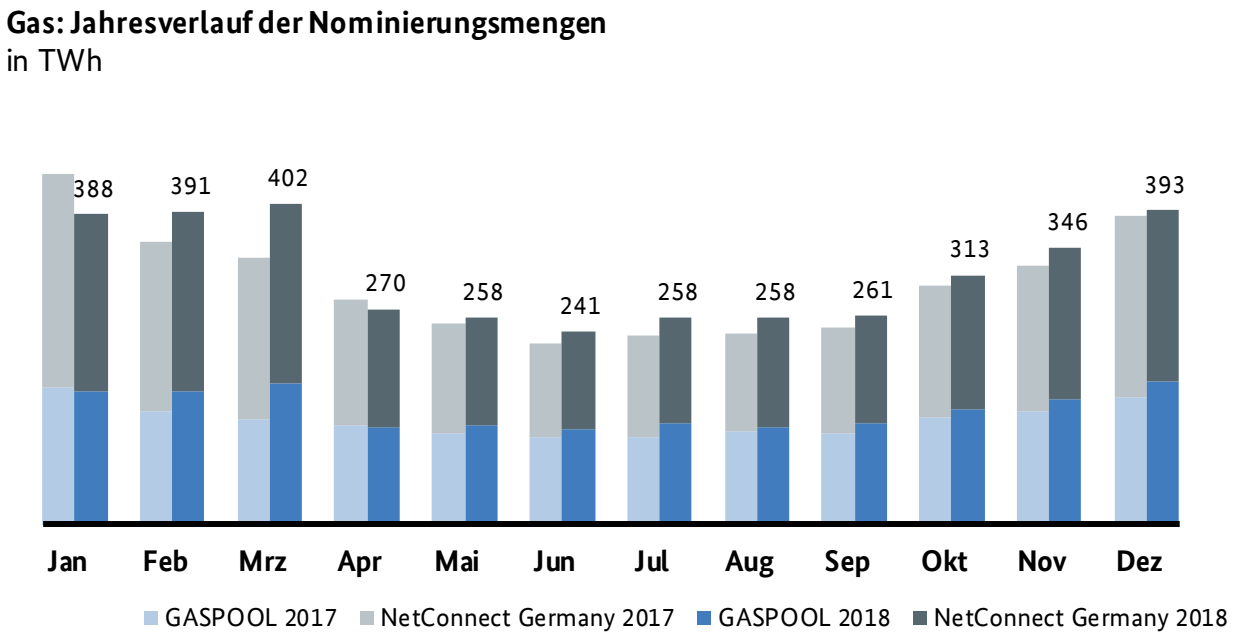



Abbildung 201: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2017 und 2018

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d. h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2018 erneut verändert. Im Marktgebiet NCG sank die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 328 auf 327. Für L-Gas stieg der Wert von 175 auf 180. Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 298 auf 292 verringert. Bei dem Bezug von L-Gas im Marktgebiet von GASPOOL hat sich die Handelsteilnehmerzahl von 154 auf 150 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 416 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.[143] 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 ab[144]. Zur besseren Vergleichbarkeit beruht die Analyse des EGSI in diesem Bericht daher ausschließlich auf den Handelspreisen und Volumina der sog. „Day-Ahead"-Produkte.

Die enge Verwandtschaft des EGSI zu seinem Vorgänger lässt sich auch empirisch nachvollziehen. So zeigen sich für den Zeitraum von September bis Dezember 2017, in dem beide Indizes ermittelt wurden, für die Marktgebiete NCG und GASPOOL im ungewichteten Monatsmittel nur geringfügige Unterschiede und eine parallele Entwicklung.

---

[143] Zur Berechnungsmethodik im Einzelnen siehe https://www.eex.com/blob/9276/b906c6cf0b59cd53d7bfe33d15080b75/2013-11-28-beschreibung-tagesreferenzpreis-pdf-data.pdf (abgerufen am 23. August 2019).

[144] 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).

**Gas: EEX-Referenzpreise im Jahr 2017/18**
in Euro/MWh jeweils Mittelwert aus NetConnect Germany und GASPOOL

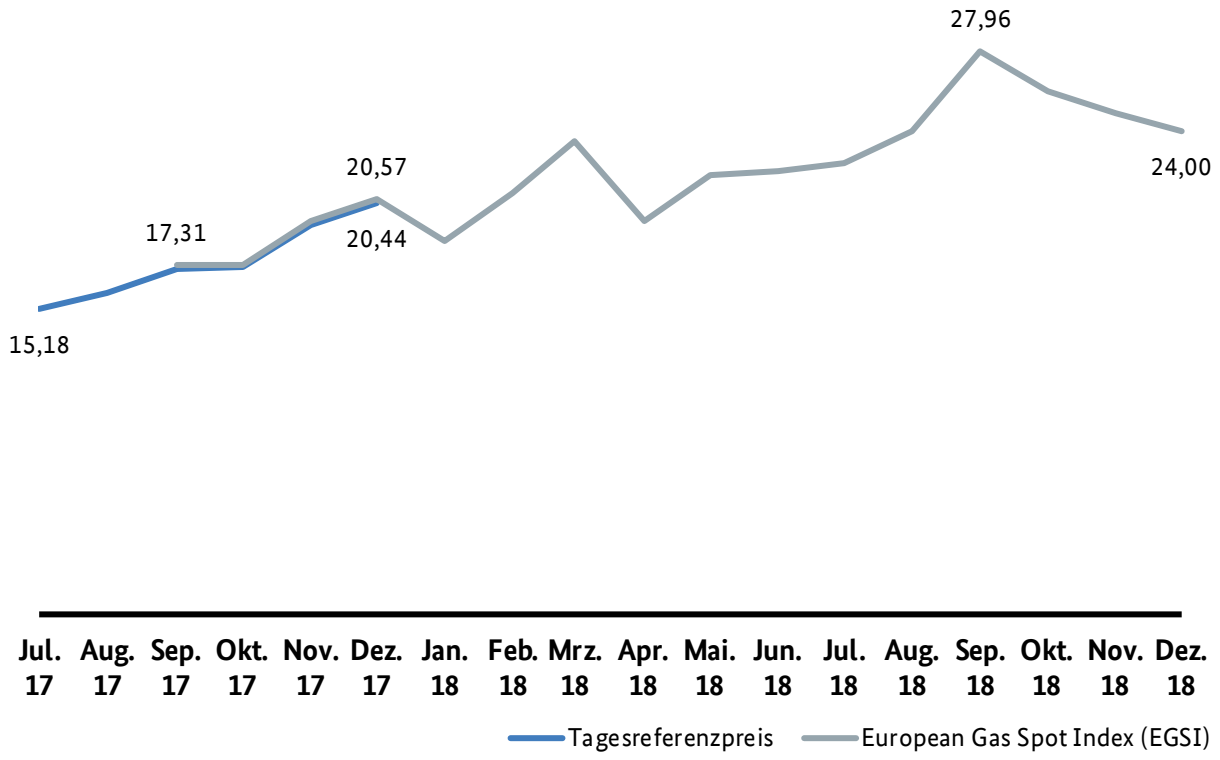



Abbildung 202: Entwicklung des monatlichen Mittelwerts[145] der beiden EEX-Referenzpreise mit besonderem Augenmerk auf das Überschneidungsintervall Ende 2017

Der EGSI betrug 2018 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 22,95 Euro/MWh und für GASPOOL ebenfalls 22,95 Euro/MWh. Im Vorjahr betrugen die Vergleichswerte für den Tagesreferenzpreis für NCG 17,51 Euro/MWh, respektive 17,28 Euro/MWh für GASPOOL. Über das Jahr 2018 schwankte der EGSI zwischen 17,40 Euro/MWh (am 30. Januar 2018) und 60,93 Euro/MWh (am 1. März 2018).

[145] Gezeigt wird der ungewichtete Mittelwert aus den Ausprägungen der wiederum ungewichteten Monatsaggregationswerte für die Marktgebiete NCG und GASPOOL des Tagesreferenzpreises bzw. EGSI.

**Gas: EGS-Index (EGSI) seit September 2017 und im Jahr 2018**
in Euro/MWh

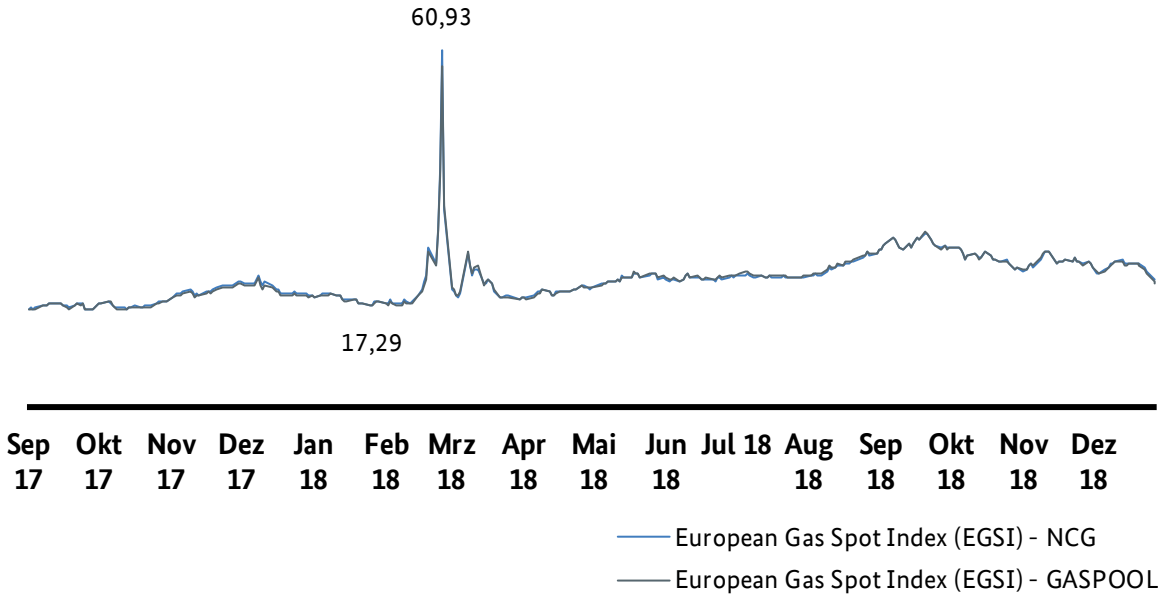



Abbildung 203: EEX-EGSI im Jahr 2018

Die Abweichungen zwischen den EGSI für NCG und GASPOOL waren im Jahr 2018 erneut gering. An 247 von 253 Börsenhandelstagen betrug die Differenz maximal zwei Prozent. Nur an sechs Handelstagen ergab sich ein Preisunterschied von über drei Prozent.

**Gas: Verteilung der Differenzen zwischen EGSI von NetConnect Germany und GASPOOL im Jahr 2018**
Anzahl der Tage mit einer prozentualen Abweichung von

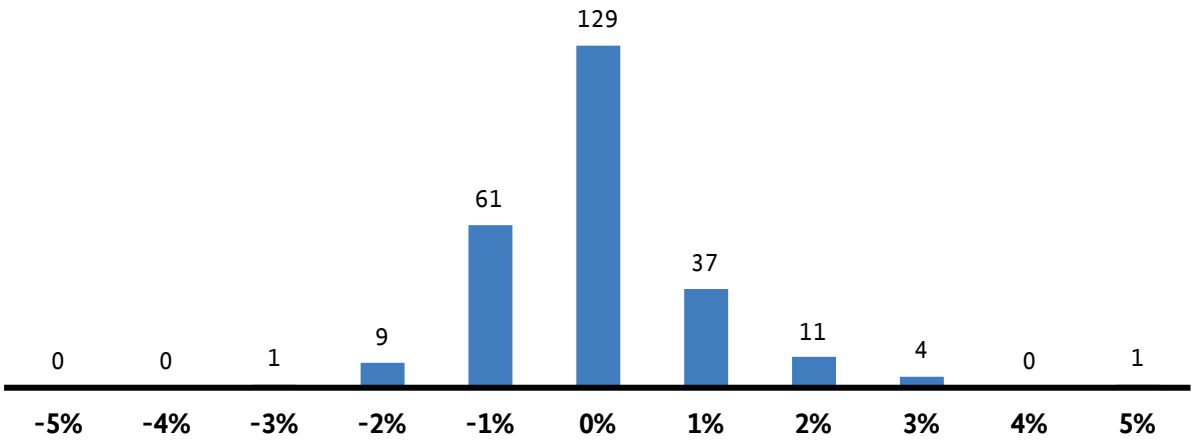



Abbildung 204: Verteilung der Differenzen zwischen den EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2018

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 werden[146]. Der EGIX Deutschland betrug 2018 zwischen 18,23 Euro/MWh (März) und 27,88 Euro/MWh (Oktober). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 21,98 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (17,11 Euro/MWh) einer Erhöhung 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 -preise[147], dagegen fließen Spotmengen und -preise hier kaum ein.

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich im Zeitraum 2016 bis 2018 zwischen 13,01 Euro/MWh und 20,94 Euro/MWh. Für 2018 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 19,15 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2017 noch bei 16,98 Euro/MWh lag (plus 13 Prozent).

**Gas: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland**
in Euro/MWh

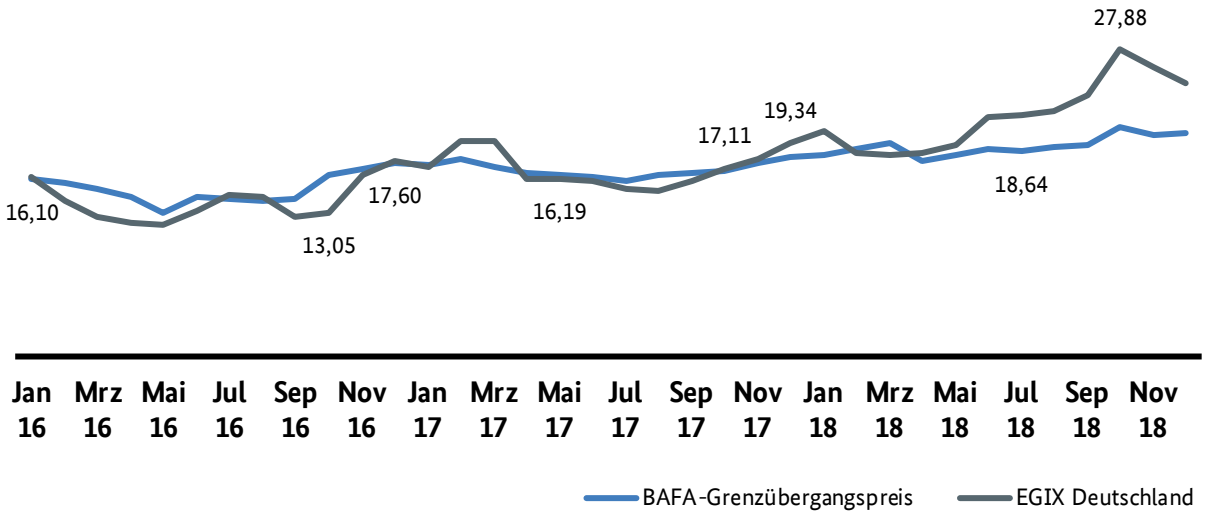



Abbildung 205: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2016 bis 2018

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

[146] Zur Ermittlung der Werte im Detail https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/20190801_PEGAS_Reference_Price_EGIX.pdf (abgerufen am 8 August 2019).

[147] Siehe https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html (abgerufen am 8. August 2019).

Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2018 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen.

# F Einzelhandel

## 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung im Monitoring 2019 haben insgesamt 1.028 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 (511 Unternehmen bzw. 52 Prozent) jeweils zwischen 1.001 und 10.000 Marktlokationen beliefert. Diese 511 Gaslieferanten beliefern 15 Prozent bzw. 2,1 Mio. Marktlokationen aller Letztverbraucher. Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 131,8 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die ‚erfasste gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 818,6 TWh, entspricht das einem Anteil von 16 Prozent.

Die kleinste Gruppe der Gaslieferanten (23 Unternehmen bzw. gut zwei Prozent), die jeweils mehr als 100.000 Marktlokationen von Letztverbrauchern beliefern, versorgt hingegen rund 41 Prozent bzw. 5,7 Mio. Marktlokationen aller Letztverbraucher. Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 195,6 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 818,6 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 Marktlokationen beliefern.

**Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern**
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

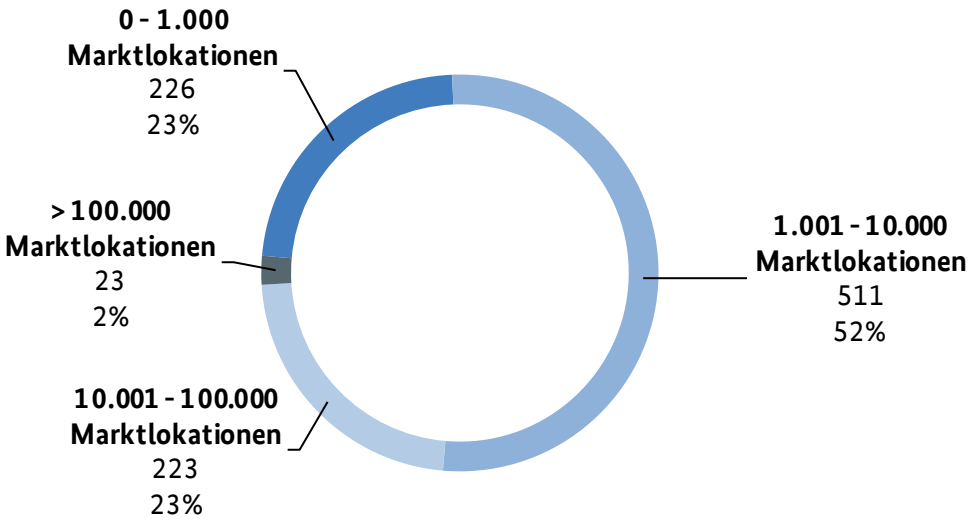



Abbildung 206: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2018

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2019 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 2018 fort.

In 94 Prozent der Netzgebiete waren 2018 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 62 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 89 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In 45 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 124 Gaslieferanten wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 104 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

**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

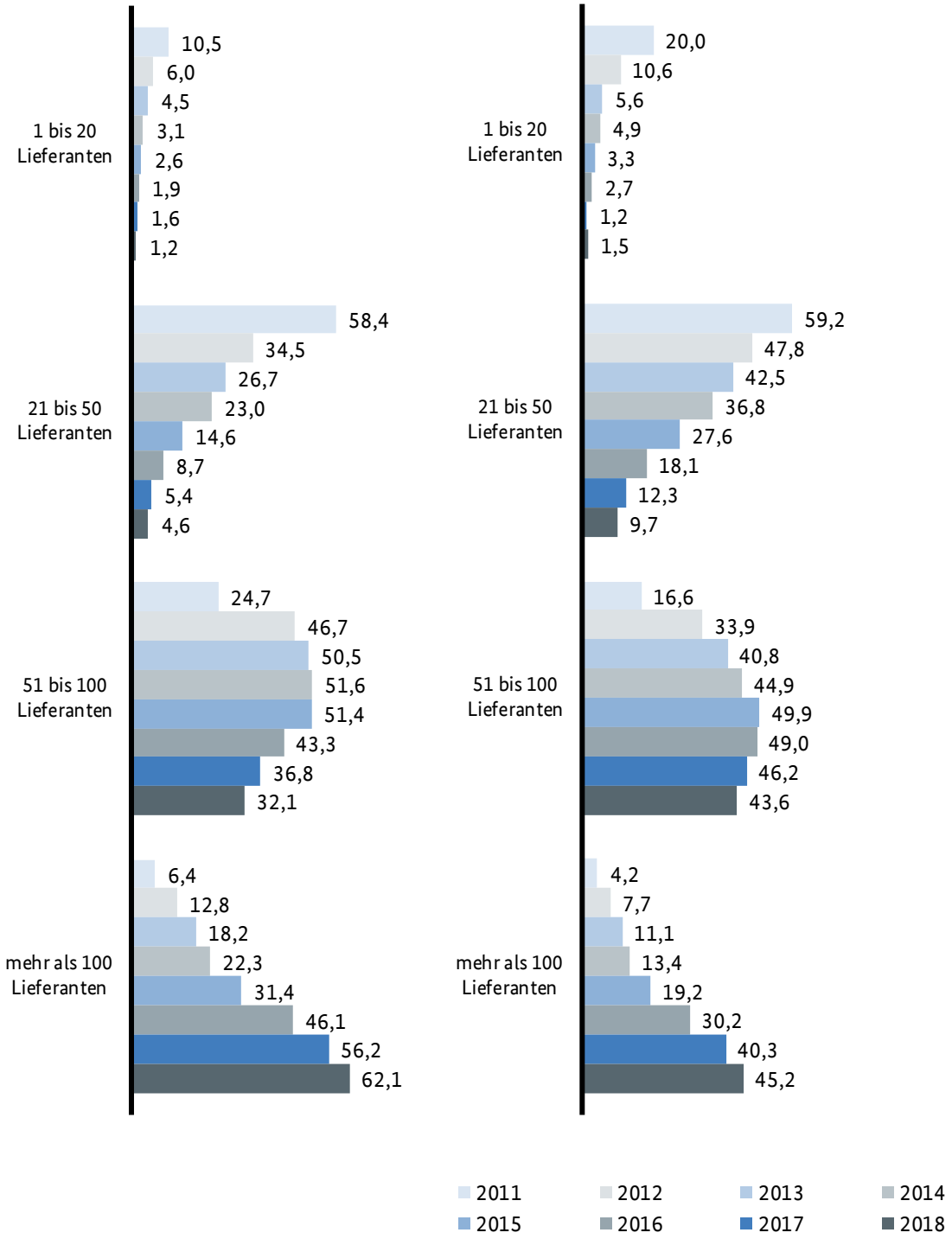



Abbildung 207: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Nur 17 Prozent der Gaslieferanten sind in einem angestammten Netzgebiet tätig. Der Großteil der Gaslieferanten (32 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 49 Gaslieferanten (sechs Prozent) erfüllen dieses Kriterium und gelten als bundesweit tätig. Im bundesweiten Durchschnitt beliefern Gaslieferanten rund 79 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.

**Gas: Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern**
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

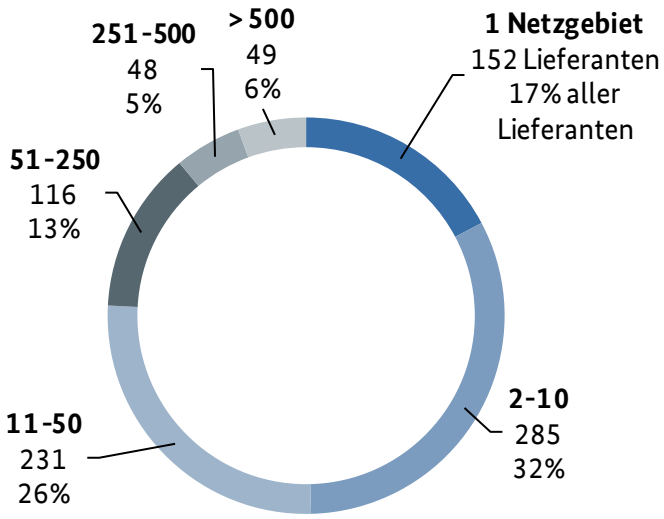



Abbildung 208: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2018

## 2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die Hälfte der 12,4 Mio. Haushaltskunden in Deutschland hat einen Vertrag mit dem örtlichen Grundversorger abgeschlossen und wird dabei über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert. Rund 18 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 Gasversorger ist, steigt stetig.

Rund 1,5 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2018 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 Versorger 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.[148] Bei allen

[148] 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.

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 erhobenen Gasabgabemengen an alle Letztverbraucher betrugen 818,6 TWh im Jahr 2018 (2017: 832 TWh). Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 450,1 TWh (2017: 454 TWh) auf RLM-Kunden und rund 367,4 TWh (2017: 378 TWh) auf SLP-Kunden[149]. 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 2018 rund 253,1 TWh (Vorjahr: 238,5 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.[150] 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 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.[151]

Wiederholt wurden die Gaslieferanten zudem befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2018 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

---

[149] Die geringfügige Differenz zwischen der Mengenangabe von 817,5 TWh (Summe aus RLM und SLP-Mengen) und der Gesamtabgabemenge von 818,6 TWh resultiert aus abweichenden Angaben der befragten Lieferanten.

[150] Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungtarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

[151] Weitere Unschärfe kann z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2018 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.[152] Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Zum Berichtsjahr 2018 haben 804 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Marktlokationen und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (im Vorjahr: 804). 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 2018 RLM-Kunden an 39.509 Marktlokationen mit gut 450,1 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung[153] (115,6 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (333,9 TWh) sind. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/ Ersatzversorgung wurden etwa 0,6 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,13 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen ca. 25,7 Prozent (29 Prozent in 2017) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 74,2 Prozent (71 Prozent in 2017) 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.

---

[152] 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.

[153] 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“.

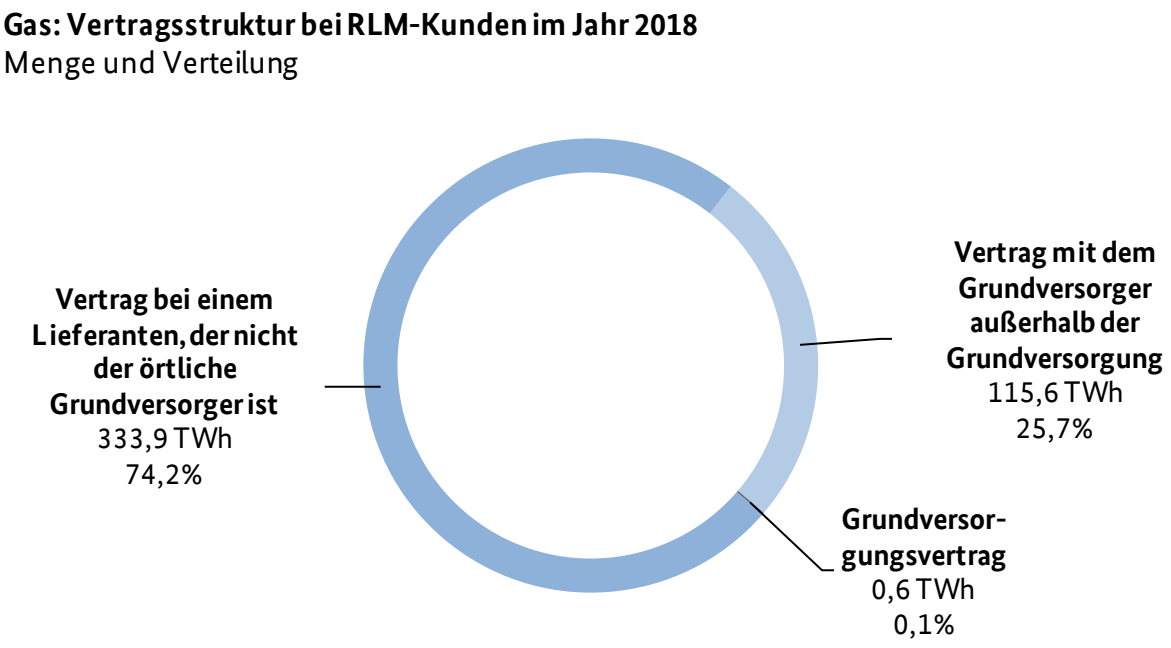



Abbildung 209: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2018

### 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 2018 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 2018

| 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 | 1.444.784 | 10,3% | 36,5 TWh | 11,2% |
| ≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr | 16.298 | 13,2% | 16,7 TWh | 13,5% |
| ≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr | 857 | 15,1% | 14,9 TWh | 13,6% |
| ≥ 100 GWh/Jahr | 117 | 17,7% | 19,8 TWh | 7,4% |
| Gaskraftwerke | 4 | 1,9% | 1,8 TWh | 2,0% |
| **Gesamt** | **1.462.060** | | **89,5 TWh** | |

Tabelle 123: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2018

Die Gesamtzahl der Marktlokationen mit Lieferantenwechsel ist im Vergleich zum Vorjahr um 48.857 (3,5 Prozent) gestiegen. Ein Anstieg ist für beinahe alle Verbrauchskategorien zu verzeichnen und erstreckt sich, mit Ausnahme der Verbraucher über 100 GWh Jahresverbrauch, von der kleinsten Kategorie bis zur Kategorie der Gaskraftwerke. Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge betrug in allen fünf Kategorien im Jahr 2018 in Summe rund 89,5 TWh. Sie ist im Vergleich zum Vorjahr um 1,5 TWh gestiegen.

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 im Jahr 2018 bei 9,0 Prozent. Im Vorjahr lag dieser Wert mit 8,1 Prozent[154] auf einem moderat niedrigeren Niveau.

[154] Der Wert (Wechselquote im Jahr 2017) wurde im Monitoringbericht 2018 mit 8,9 Prozent angegeben. Aufgrund nachträglicher Korrekturangaben seitens einzelner befragter juristischer Personen (Lieferanten, etc.) wurde die Angabe auf 8,1 Prozent korrigiert.

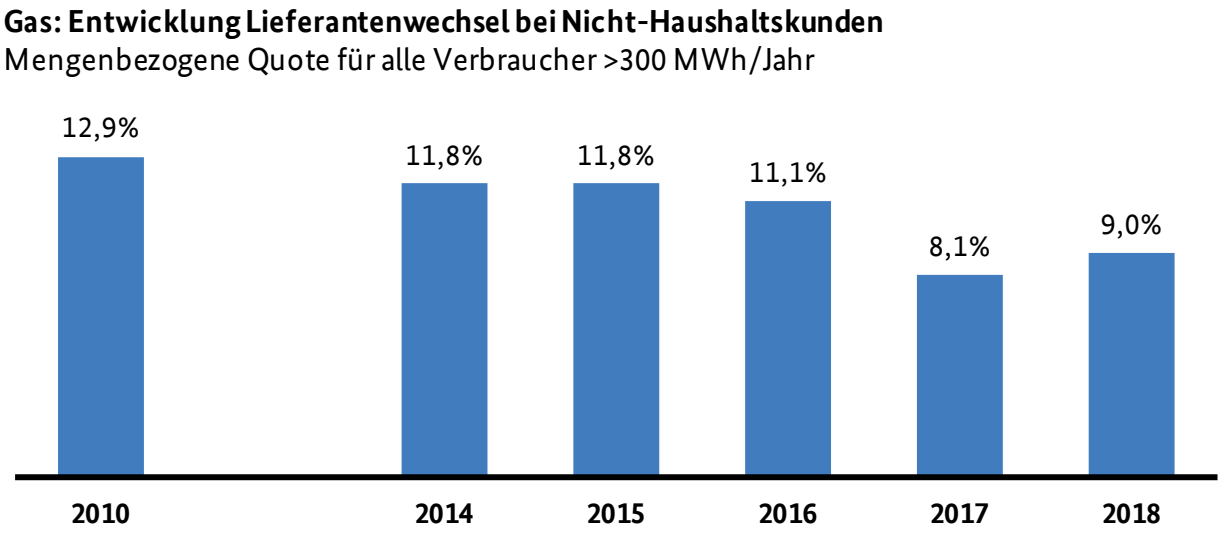



Abbildung 210: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

## 2.2 Haushaltskunden

### 2.2.1 Vertragsstruktur

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2019 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 2018 zeigt sich, dass die Hälfte der Haushaltskunden (50 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 124,7 TWh beliefert wurde (2017: 51 Prozent/ 126,4 TWh).

Nur 18 Prozent der Haushaltskunden wurden 2018 noch in der Grundversorgung mit einer Gasmenge von 45,3 TWh beliefert (2017: 19 Prozent/ 47,3 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 32 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 79,1 TWh (2017: 30 Prozent/ 75,5 TWh).[155] Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

[155] Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Gasabgabemenge an Haushaltskunden in Höhe von 249,1 TWh weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 275,2 TWh ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

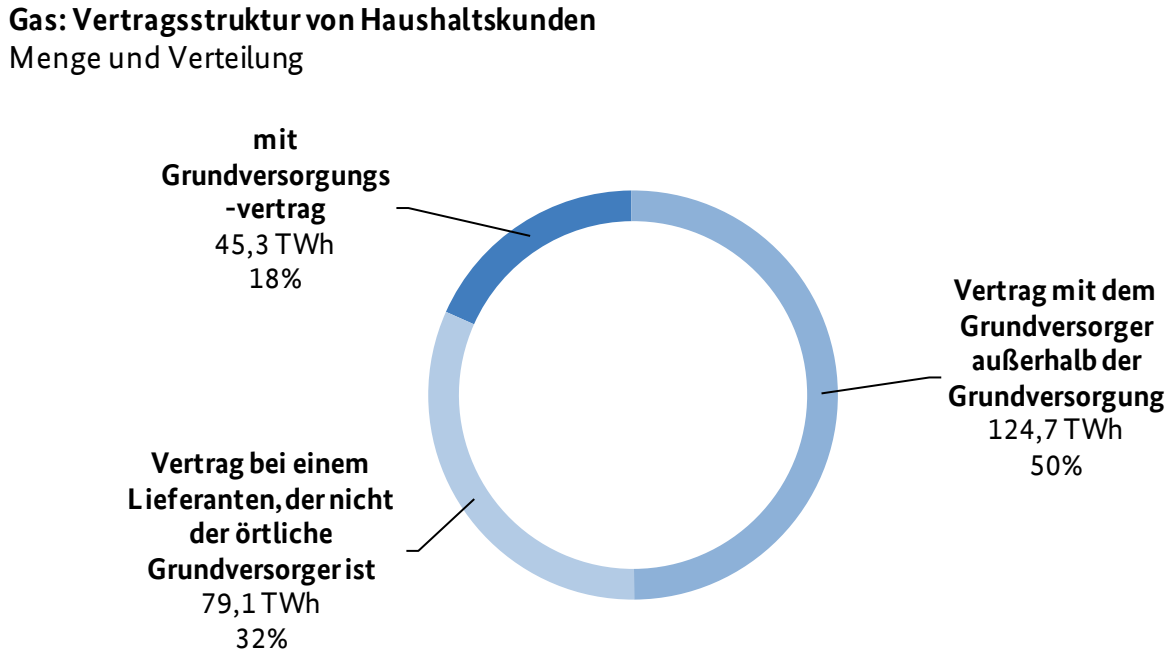



Abbildung 211: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2018

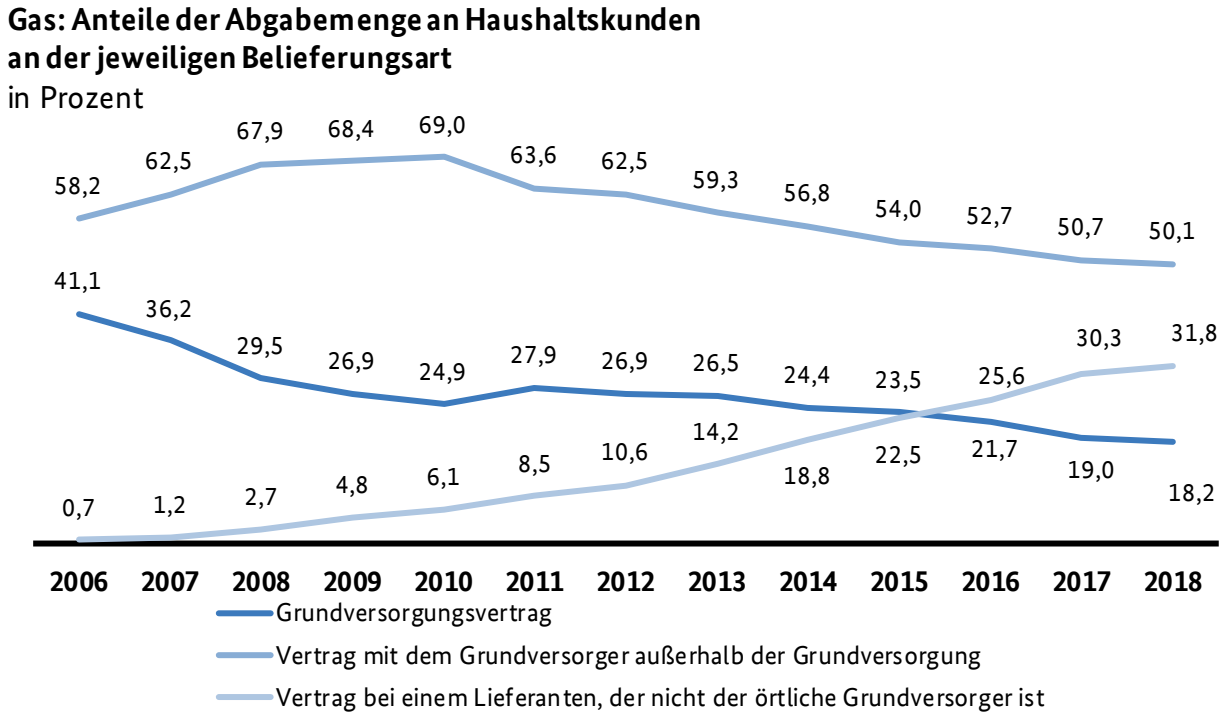



Abbildung 212: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten

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 43 Prozent über einen Grundversorgungsvertrag beliefert wird (2017: 43,9 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.[156]

**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 | 2,3 | 43 | 33,6 | 19 | 6,6 | 13 |
| Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung | 1,8 | 33 | 88,5 | 51 | 28,0 | 54 |
| Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist | 1,3 | 23 | 52,6 | 30 | 17,3 | 33 |
| Gesamtsumme | 5,4 | 100 | 174,7 | 100 | 51,9 | 100 |

Tabelle 124: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2018

Bei der Betrachtung der Anzahl der belieferten Haushaltskunden im Jahr 2018 wird deutlich, dass die relative Mehrheit von 44 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat. Insgesamt werden rund 70 Prozent der Haushaltskunden – sowohl bei der mengenmäßigen als auch bei der anzahlmäßigen Abgrenzung – durch den Grundversorger über einen Grundversorgungs- oder einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert.[157]

[156] Die Analyse beruht auf einer erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden von 231,9 TWh. Die Differenz zu der gesamten erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 249,1 TWh, ist durch fehlende Angaben einiger Gaslieferanten begründet.

[157] Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,4 Mio. weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,9 Mio. ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

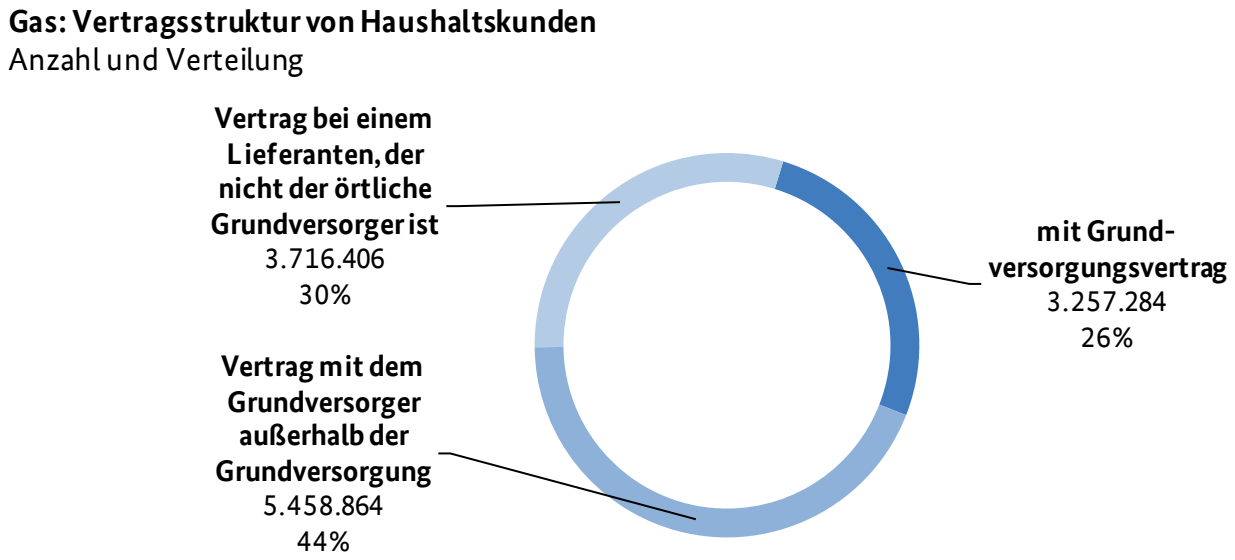



Abbildung 213: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2018

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 53,2 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.[158]

[158] Die Analyse beruht auf einer erfassten Gesamtanzahl der Haushaltskunden in Höhe von 11,7 Mio. Die Differenz zu der gesamten erfassten Anzahl der Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 12,4 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 | 52 | 2,0 | 22 | 0,1 | 17 |
| Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung | 0,6 | 29 | 4,3 | 48 | 0,3 | 50 |
| Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist | 0,4 | 19 | 2,7 | 30 | 0,2 | 33 |
| Gesamtsumme | 2,1 | 100 | 9,0 | 100 | 0,6 | 100 |

Tabelle 125: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2018

### 2.2.2 Vertragswechsel

Die Gaslieferanten wurden nach den im Jahr 2018 durchgeführten Vertragswechseln von Haushaltskunden befragt. Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.[159] Insgesamt betrug in 2018 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.

[159] Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

## Gas: Vertragswechsel von Haushaltskunden

| Kategorie | 2018 Vertrags-wechsel in TWh | Anteil an Gesamtabgabemenge (249,1 TWh) in Prozent | 2018 Vertrags-wechsel Anzahl | Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (12,4 Mio.) in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben | 13,4 | 5,4 | 0,6 Mio. | 4,8 |

Tabelle 126: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2018 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 Marktlokationen 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. Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist im Vergleich zum Vorjahr erneut leicht um knapp ein Prozent (minus 7.256 Wechselfälle) auf 1,2 Mio. Fälle gesunken. Deutlich gestiegen um fast sechs Prozent ist die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben.

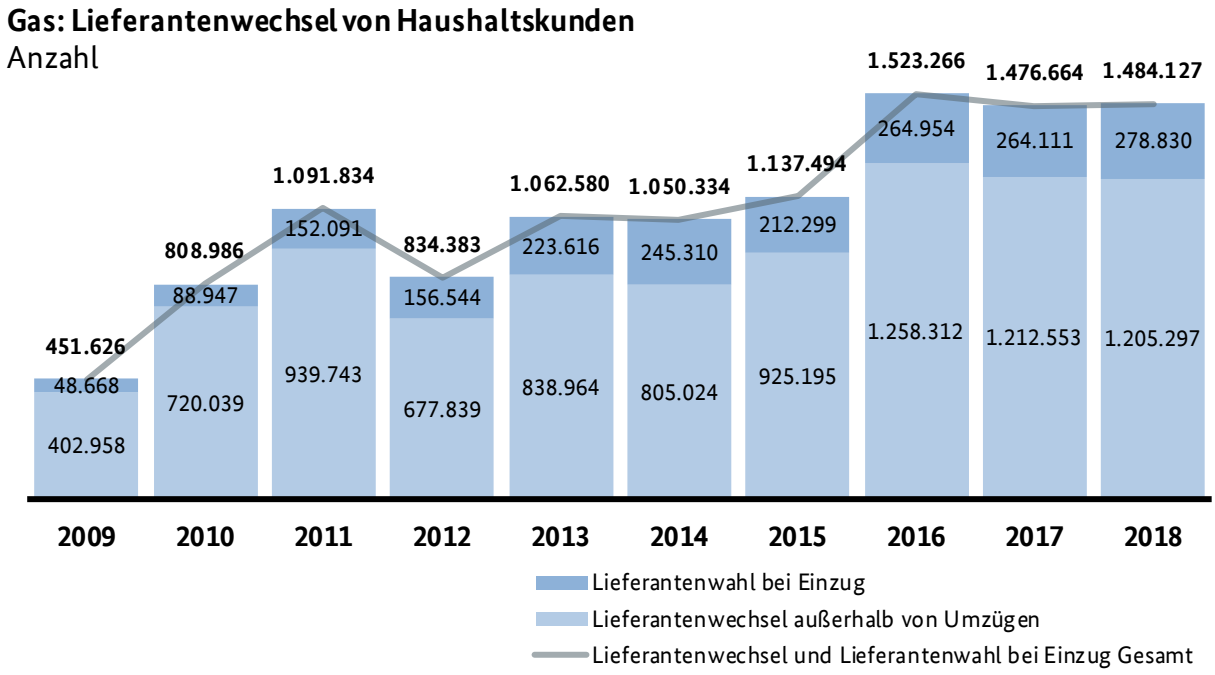



Abbildung 214: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Für das Jahr 2018 ist zu beobachten, dass der gesamte Lieferantenwechsel der Haushaltskunden aufgrund der Steigerung beim Lieferantenwechsel bei Einzug leicht gestiegen ist. 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 11,5 Prozent.[160]

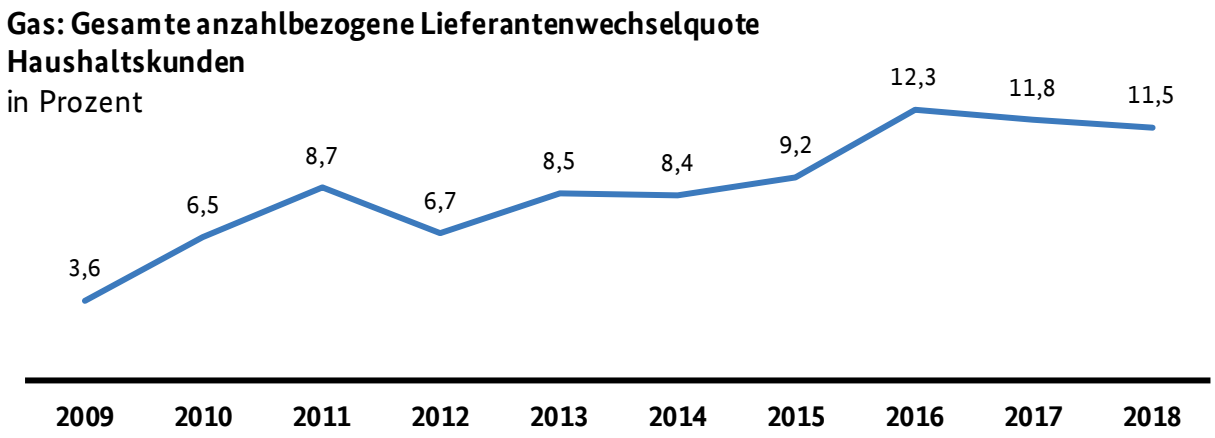



Abbildung 215: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

Zusätzlich wurden die VNB Gas nach dem Ausspeisevolumen der Marktlokationen befragt, an denen es zu einem Lieferantenwechsel bzw. einem Wechselvorgang bei Einzug kam. Das gesamte Lieferantenwechselvolumen (inkl. der Wechselvorgänge bei Einzug) sank in 2017 um 3,1 TWh bzw. knapp neun Prozent und lag bei 34 TWh (2016: 37,2 TWh).

Unter Einbeziehung der im Jahr 2017 leicht gestiegenen Gasausspeisemenge der Netzbetreiber an Haushaltskunden sank die mengenbezogene Lieferantenwechselquote auf 12,2 Prozent (Vorjahr 13,5 Prozent). Die größere Wechselbereitschaft von verbrauchsstarken Haushaltskunden führt dazu, dass die mengenbezogene Wechselquote (12,2 Prozent) weiterhin über der anzahlbezogenen Wechselquote (11,8 Prozent) liegt. Die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen Wechselkunden liegt bei etwa 24.000 kWh und damit über dem bundesweiten Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

[160] Die errechnete prozentuale Wechselquote von 11,5 Prozent ist trotz eines absoluten Anstieges der Lieferantenwechselzahlen gesunken, da für 2018 eine höhere Anzahl der Marktlokationen der Haushaltskunden gemeldet wurde.

## Gas: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug

| Kategorie | 2018: Lieferanten-wechsel in TWh | Anteil an Gesamt-ausspeisemenge (275,2 TWh) in Prozent | 2018: Lieferanten-wechsel Anzahl | Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden (12,9 Mio.) in Prozent |
|---|---|---|---|---|
| Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben | 28,6 | 10,4 | 1,2 Mio. | 9,3 |
| Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben | 5,8 | 2,1 | 0,3 Mio | 2,3 |
| Gesamt | 34,4 | 12,5 | 1,5 Mio | 11,6 |

Tabelle 127: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Gas in 2018 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas

# 3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung

Von Gassperrungen waren im Jahr 2018 rund 33.000 Gaskunden betroffen.

Bevor der Lieferant eine Sperrung androhen kann, muss er dem säumigen Gaskunden eine kostenpflichtige Mahnung zukommen lassen. Eine Sperrung des Gasanschlusses kann frühestens vier Wochen nach einer Sperrandrohung durchgeführt werden. Das Datum der tatsächlichen 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. Gaskunden können durch Mahnung, Sperrung und auch Wiederherstellung des Anschlusses zusätzliche hohe Kosten entstehen. Diese Kosten sind je nach Gaslieferant und Netzbetreiber unterschiedlich hoch. In vielen Fällen haben Verbraucher einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Verbrauchern wird empfohlen, sich bei anbahnenden Zahlungsschwierigkeiten über den aktuellen Vertragsstatus (Grundversorgung, etc.) und die Preise des derzeitigen Gaslieferanten zu informieren und diese mit denen anderer Gaslieferanten zu vergleichen. Ein neuer, preisgünstigerer Gasvertrag kann unter Umständen dazu beitragen, künftige Zahlungsschwierigkeiten und in deren Folge eine mögliche Gassperrung zu vermeiden.

## 3.1 Gassperrungen und Kündigungen

Für das Jahr 2018 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 2018 bei 33.145 und ist im Vergleich zum Vorjahr um 13 Prozent gesunken (2017: 38.048). 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. Bei wettbewerblichen Lieferanten können Regelungen zur Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in den Verträgen vereinbart werden.

Die nachfolgende Darstellung zeigt, wie häufig Gaslieferanten in 2018 eine Unterbrechung der Versorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht, beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt oder durchgesetzt haben.

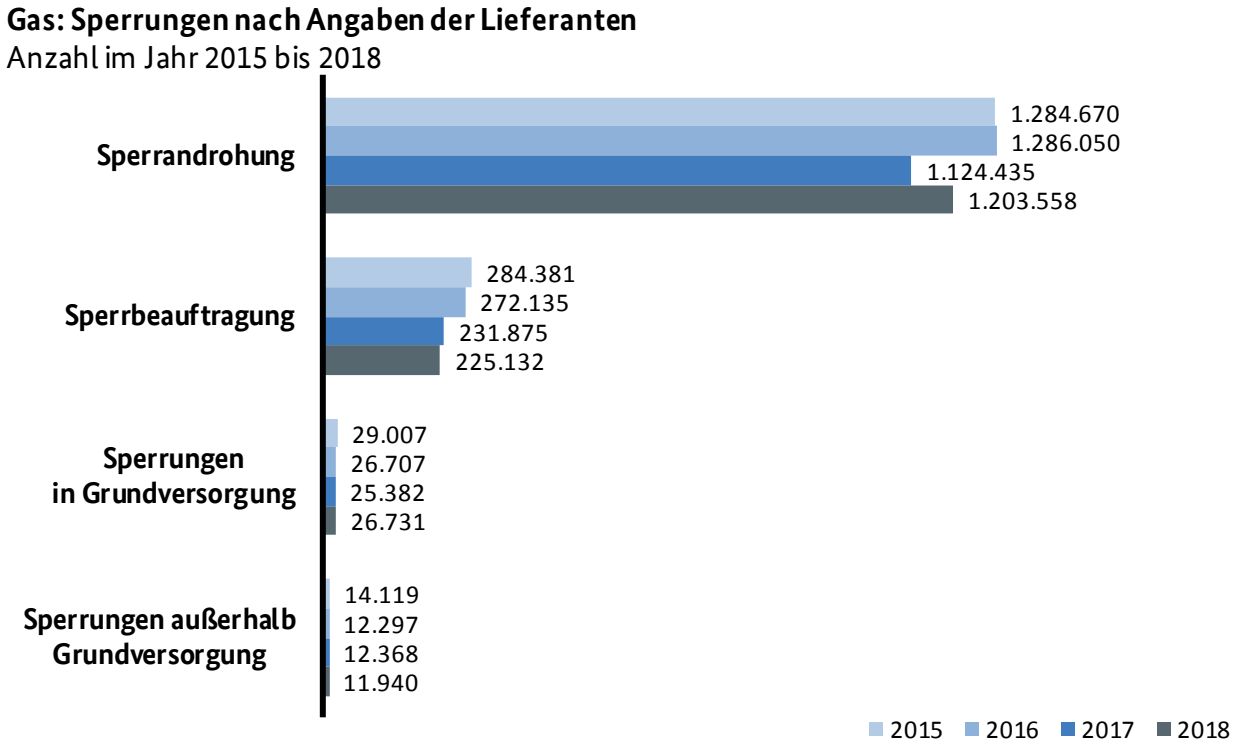



Abbildung 216: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten

Aus den Angaben der Gaslieferanten geht hervor, dass eine Sperrung bei einem Rückstand von durchschnittlich rund 120 Euro angedroht wurde. Insgesamt wurden rund 1,2 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht. Von diesen mündeten rund 0,2 Mio. in eine Beauftragung der Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber, was einer Quote von 17 Prozent entspricht. Tatsächlich gesperrt wurden nach Angaben der Lieferanten insgesamt rund drei Prozent der angedrohten Sperren.

Zudem gaben die Gaslieferanten an, dass in rund 26.731 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 etwa 11.940 Fällen vollzogen, was einer Sperrquote von 0,1 Prozent entspricht.[161]

[161] Die von den Gaslieferanten gemeldete Gesamtzahl der Sperrungen weicht von den vom Netzbetreiber tatsächlich durchgeführten Sperrungen ab. Der Grund dafür, ist u. a. die größere Marktabdeckung und die höhere Datenqualität im Bereich der Netzbetreiber. Zudem erfassen einige Gaslieferanten Sperrungen nur als Gesamtzahl für alle Energieträger. Die Bundesnetzagentur nutzt für die Angabe der Gesamtzahl der Sperrungen daher die Meldungen der Netzbetreiber.

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.)[162] zusätzlich berechnet, wobei die Spanne zwischen 1,50 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 5 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 1,50 Euro bis 222 Euro reichte und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt rund 58 Euro (inkl. USt.) betrug mit einer Spanne von ca. 4 bis 210 Euro. Für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechneten die Gaslieferanten den Haushaltskunden durchschnittlich 3,70 Euro.

**Gas: Sperrungen nach Angaben der Verteilernetzbetreiber**
Anzahl

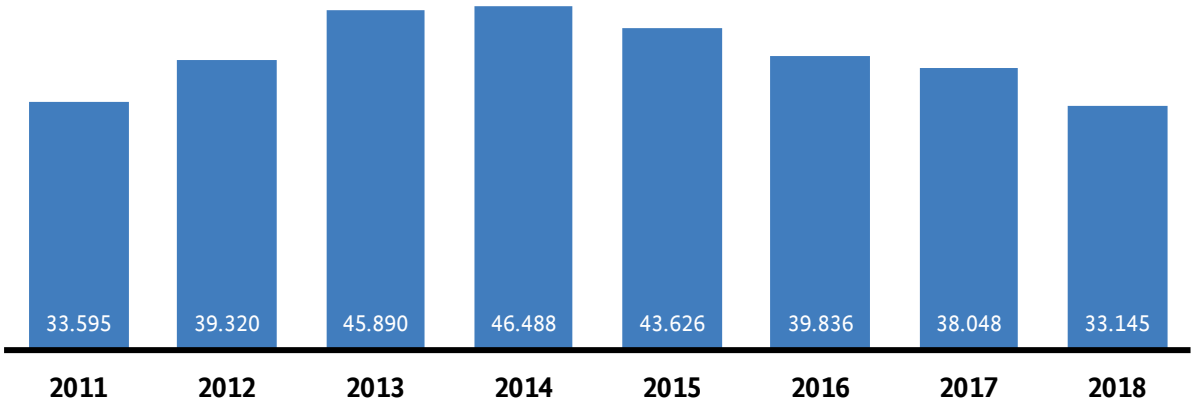



Abbildung 217: Gassperren nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2011 bis 2018[163]

Die obige Abbildung zeigt die Entwicklung der Sperrungen von Letztverbrauchern Gas von 2011 bis 2018. Insgesamt wurden im Jahr 2018 33.145 Sperrungen durchgeführt und 33.211 Anschlüsse wiederhergestellt. Aufgeschlüsselt auf Bundesländer zeigt sich folgende Verteilung der Sperrungen[164]:

---

[162] Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

[163] Der Wert für das Jahr 2017 musste aufgrund einer Korrekturmeldung nachträglich geändert werden.

[164] 0,2 Prozent der gesamten Sperrungen konnten keinem Bundesland zugeordnet werden, die Gesamtsummen stimmen daher nur zu 99,8 Prozent überein.

## Gas: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2018 - nach Angaben der VNB

| | Anzahl Sperrungen | Anteil an Marktlokationen pro Bundesland in Prozent |
|---|---|---|
| Berlin | 2.195 | 37 |
| Nordrhein-Westfalen | 13.023 | 35 |
| Hessen | 2.474 | 24 |
| Rheinland-Pfalz | 1.850 | 23 |
| Sachsen-Anhalt | 919 | 22 |
| Niedersachsen | 4.477 | 21 |
| Saarland | 401 | 21 |
| Brandenburg | 963 | 18 |
| Schleswig-Holstein | 1.013 | 18 |
| Hamburg | 397 | 17 |
| Bayern | 2.206 | 16 |
| Sachsen | 786 | 13 |
| Baden-Württemberg | 1.693 | 12 |
| Thüringen | 472 | 12 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 278 | 10 |
| Bremen | 55 | 4 |
| **Gesamt Deutschland** | **33.202** | 23 |

Tabelle 128: Anzahl der Gassperren pro Bundesland im Jahr 2018 gemäß Angaben der VNB Gas

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten durchschnittlich rund 60 Euro (exkl. USt.), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12,50 Euro und 400 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Anschlusses berechneten die Netzbetreiber den Gaslieferanten zwischen 15 und 408 Euro, durchschnittlich also rund 68 Euro (exkl. USt.).

Für das Jahr 2018 wurde bei den VNB Gas zum ersten Mal die Dauer der Sperrungen abgefragt. 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 2018 durchgeführt wurden). Rund 3.900 Sperrungen haben länger als 90 Tage angedauert. 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.

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 2018 haben Gaslieferanten (Grundversorger und wettbewerbliche Lieferanten) bei insgesamt 54.377 Gaskunden (2017: 41.998) 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 2018 bei rund 170 Euro, wobei die Spanne zwischen zehn und 5.000 Euro lag.

## 3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Die Messstellenbetreiber Gas und Gaslieferanten beantworteten Fragen zu Vorkassesystemen nach § 14 GasGVV wie Bargeld- und Chipkartenzähler. Nach Angaben von 40 Gaslieferanten wurden im Jahr 2018 in der Grundversorgung insgesamt 1.081 Haushaltskunden (2017: 1.125) über Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassesysteme versorgt. Es wurden 278 Vorkassesysteme in 2018 neu eingebaut und 170 vorhandene Vorkassesysteme wieder ausgebaut. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 23,50 Euro bzw. 5,10 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 130 Euro, wobei die Spanne zwischen 12 Euro und 250 Euro lag. Der durchschnittliche Arbeitspreis für das über einen Vorkassezähler abgerechnete Gas lag bei 6,4 ct/kWh und bewegte sich in einer Spanne von 3,6 ct/kWh bis 9,4 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 2018**

| | 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 | 14,60 Euro (2 Euro - 50 Euro) | 17,8 Euro (2 Euro - 58 Euro) |
| davon monatlich | 457 | | |
| davon vierteljährlich | 172 | | |
| davon halbjährlich | 1.290 | | |
| fehlende Angaben zum Zeitraum (Rest) | 2.087 | | |

Tabelle 129: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2018 gemäß Abfrage Gaslieferanten

## 4. Preisniveau

Die Gaspreise für Haushaltskunden sind zum 1. April 2019, unabhängig von der jeweiligen Belieferungsart, im Vergleich zum Vorjahr um durchschnittlich 4,4 Prozent gestiegen. Besonders deutlich mit gut zehn Prozent stiegen die Gaspreise bei der Belieferung in der Grundversorgung.

Die Grundversorgung bleibt im Durchschnitt mit 7,28 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 195 Euro erreichen. **Durch einen Wechsel des Gaslieferanten beträgt das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial bis zu 245 Euro.**

Als Hauptursachen für den Anstieg des Gaspreises sind hauptsächlich die gestiegenen Gasbeschaffungskosten (plus sechs Prozent) und die gestiegenen Netzentgelte (plus vier Prozent) auszumachen.

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, wurden zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2019 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 Netzentgelte[165], 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.

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
- 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 2019 bzw. 1. April 2018 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 100 bzw. 794 Lieferanten zu).

---

[165] Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung“ ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

## 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 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 100 Lieferanten herangezogen (im Vorjahr: 99 Lieferanten).

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 hat folgende Ergebnisse erbracht:

## Gas: Preisniveau am 1. April 2019 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 - 0,43 | 0,31 | 11,0% |
| Messung, Messstellenbetrieb | 0,00 - 0,009 | 0,003 | 0,1% |
| Konzessionsabgabe[1] | 0,00 | 0,00 | 0,0% |
| Gassteuer | 0,55 | 0,55 | 19,2% |
| **Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 1,61 - 2,39 | 2,00 | 69,8% |
| **Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)** | 2,37 - 3,34 | 2,86 | |

[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 Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemenge ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, d.h. beim Abnahmefall von 116 GWh ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 130: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) beläuft sich für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) auf 2,86 ct/kWh (im Vorjahr: 2,82 ct/kWh). Er besteht im Mittel zu 11,1 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 19,2 Prozent, sodass rund 69,8 Prozent (im Vorjahr: 68 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.).

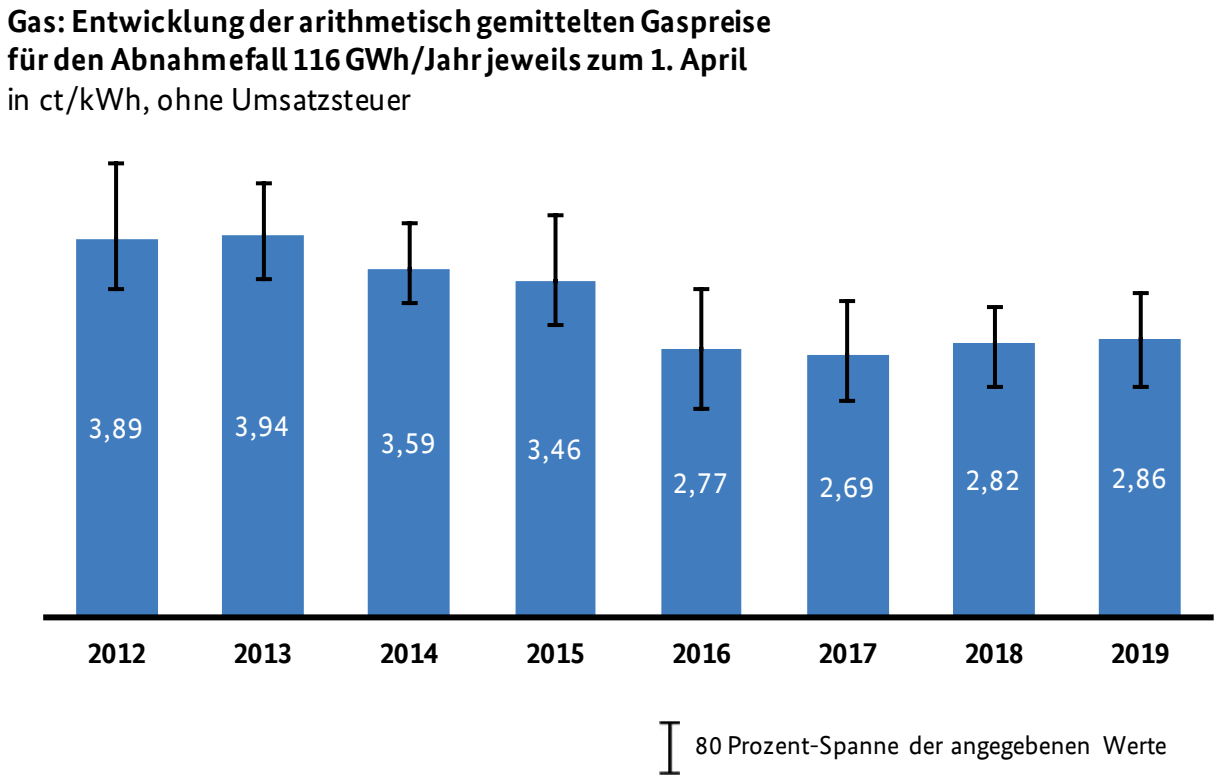



Abbildung 218: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

**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 2019 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 794 Lieferanten herangezogen (im Vorjahr: 786 Lieferanten).

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 hat folgende Ergebnisse erbracht:

## Gas: Preisniveau am 1. April 2019 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 | 0,89 - 1,56 | 1,22 | 26,8% |
| 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 | 12,1% |
| **Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)** | 2,09 - 3,35 | 2,70 | 59,4% |
| **Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)** | 3,88 - 5,22 | 4,55 | |

[1] 69 der 794 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabenwert 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 131: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

In diesem 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). Gut 59 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt.) in Höhe von 4,55 ct/kWh liegt um 0,15 ct/kWh, also rund 3,5 Prozent über dem Vorjahreswert. Der durchschnittliche Absolutbetrag der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,01 ct/kWh auf 1,85 ct/kWh gestiegen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist um 0,15 ct/kWh (von 2,55 ct/kWh zum 1. April 2018 auf 2,70 ct/kWh zum 1. April 2019), also um rund 6 Prozent gestiegen.

**Gas: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr jeweils zum 1. April**
in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

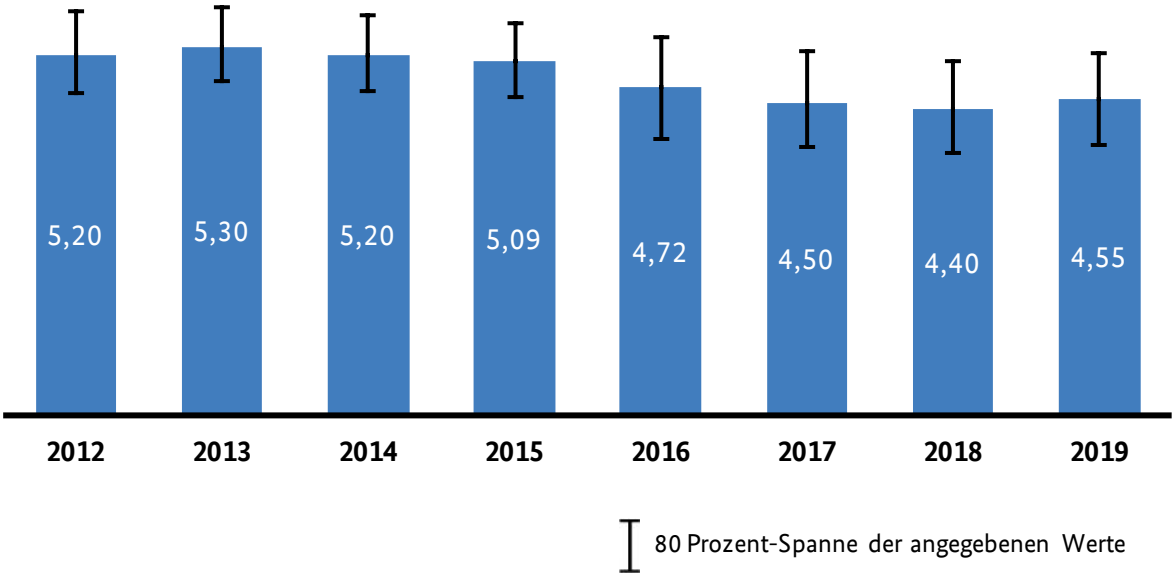



Abbildung 219: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

## 4.2 Haushaltskunden

Für die Abfrage der Haushaltskundenpreise wurden diese in drei unterschiedliche Bänder unterteilt:

- Band I (D1[166]): 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)

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 2018 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. Das Entgelt für Abrechnung ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird daher nicht mehr gesondert ausgewiesen.

[166] Die Bezeichnungen "D1", "D2", "D3" entsprechen den identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT.

### 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.

**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 2019** in ct/kWh

| Preisbestandteil | über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh | Anteil am Gesamtpreis in Prozent |
|---|---|---|
| Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge | 3,13 | 49,4% |
| Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten | 1,48 | 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 | 15,9% |
| Gesamt | 6,34 | 100,0% |

Tabelle 132: 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 2019, in Prozent

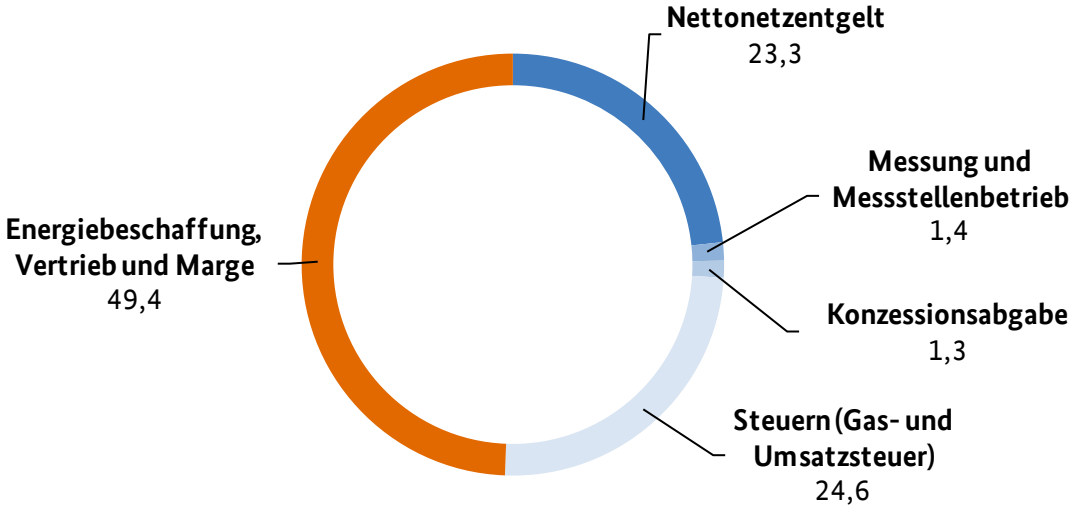



Abbildung 220: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

**Gas: Veränderungen des über alle Vetragskategorien 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 2018 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh | 1. April 2019 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 | 2,96 | 3,13 | 0,17 | 5,7% |
| Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten | 1,42 | 1,48 | 0,06 | 4,2% |
| 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 | 0,97 | 1,01 | 0,04 | 4,1% |
| Gesamt | 6,07 | 6,34 | 0,27 | 4,4% |

Tabelle 133: 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 2018 und 1. April 2019 gemäß Abfrage Gaslieferanten

Der mengengewichtete Gaspreis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien ist erstmals seit drei Jahren wieder gestiegen. Der Anstieg lag zum 1. April 2019 bei rund 4,4 Prozent. Bezogen auf die einzelnen Preisbestandteile war der Anstieg bei den Energiebeschaffungskosten, Vertrieb und Marge (+5,7 Prozent) und den Netzentgelten (+4,2 Prozent) am höchsten.

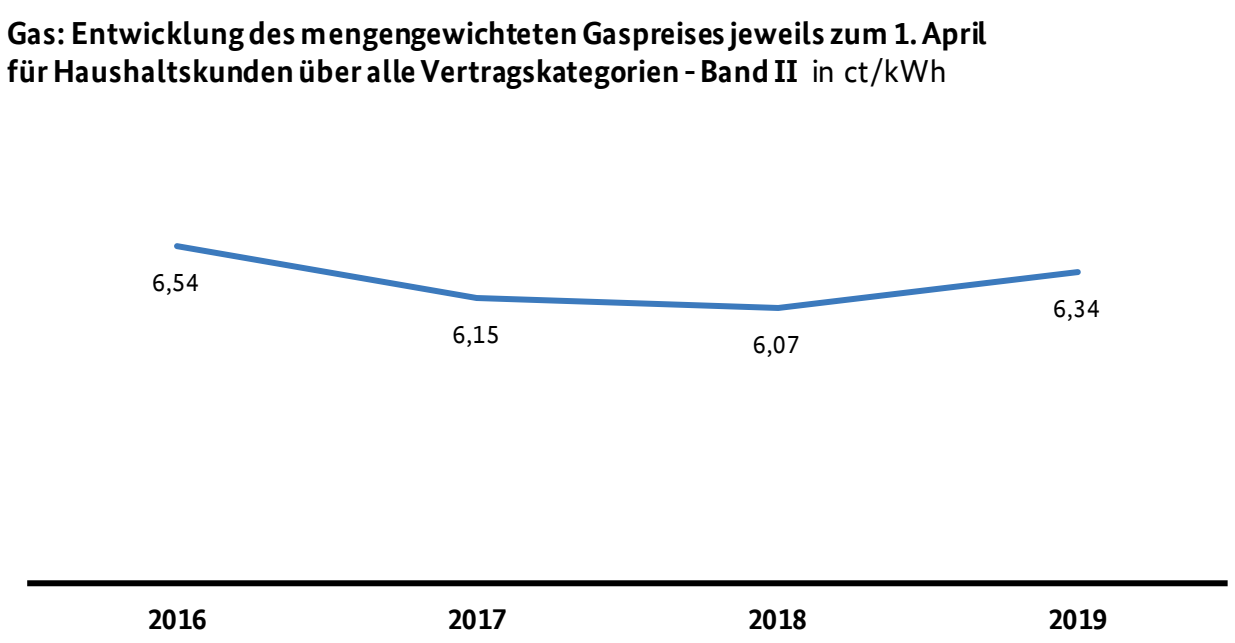



Abbildung 221: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten

### 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 2019** 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 | 4,67 | 4,54 | 4,40 |
| Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten | 2,45 | 2,33 | 2,03 |
| Entgelt für Messung | 0,23 | 0,13 | 0,12 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,45 | 0,41 | 0,42 |
| Konzessionsabgabe | 0,44 | 0,04 | 0,03 |
| Derzeitige Gassteuer | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| Umsatzsteuer | 1,67 | 1,52 | 1,55 |
| Gesamt | 10,46 | 9,52 | 9,79 |

Tabelle 134: 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 2019** 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 | 3,74 | 3,30 | 3,02 |
| Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten | 1,47 | 1,45 | 1,54 |
| Entgelt für Messung | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,07 | 0,05 | 0,07 |
| Konzessionsabgabe | 0,27 | 0,04 | 0,03 |
| Derzeitige Gassteuer | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| Umsatzsteuer | 1,16 | 1,03 | 0,99 |
| Gesamt | 7,28 | 6,44 | 6,22 |

Tabelle 135: 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 2019** 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 | 3,27 | 2,88 | 2,67 |
| Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten | 1,21 | 1,25 | 1,16 |
| Entgelt für Messung | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Entgelt für Messstellenbetrieb | 0,02 | 0,02 | 0,03 |
| Konzessionsabgabe | 0,26 | 0,04 | 0,03 |
| Derzeitige Gassteuer | 0,55 | 0,55 | 0,55 |
| Umsatzsteuer | 1,02 | 0,90 | 0,85 |
| Gesamt | 6,34 | 5,65 | 5,30 |

Tabelle 136: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

**Belieferung über einen Grundversorgungsvertrag**

Zum Stichtag 1. April 2019 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 7,28 ct/kWh (2018: 6,64 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund zehn Prozent entspricht.

**Gas: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag - Band II (mengengewichtete Mittelwerte) jeweils zum 1. April** in ct/kWh

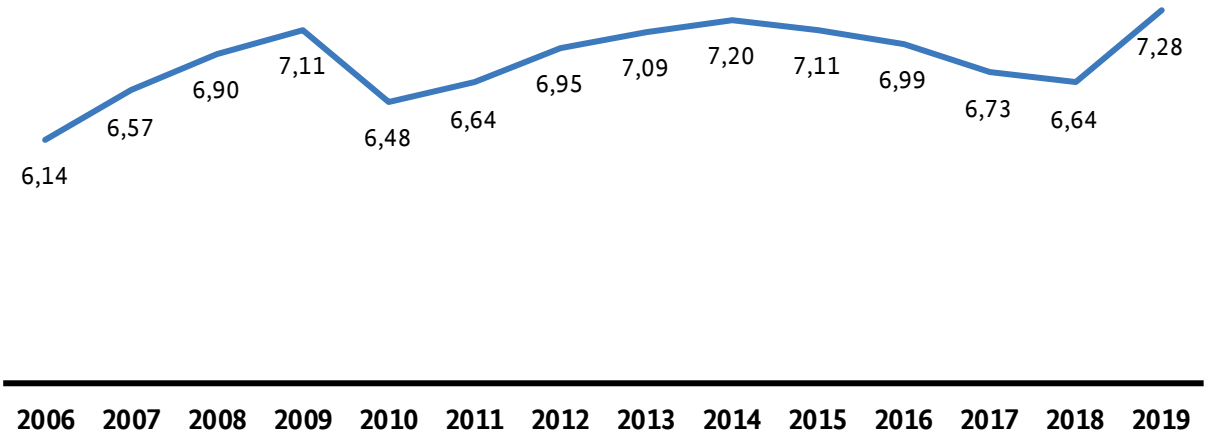



Abbildung 222: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

**Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag - Band II**
Preisstand 1. April 2019, in Prozent

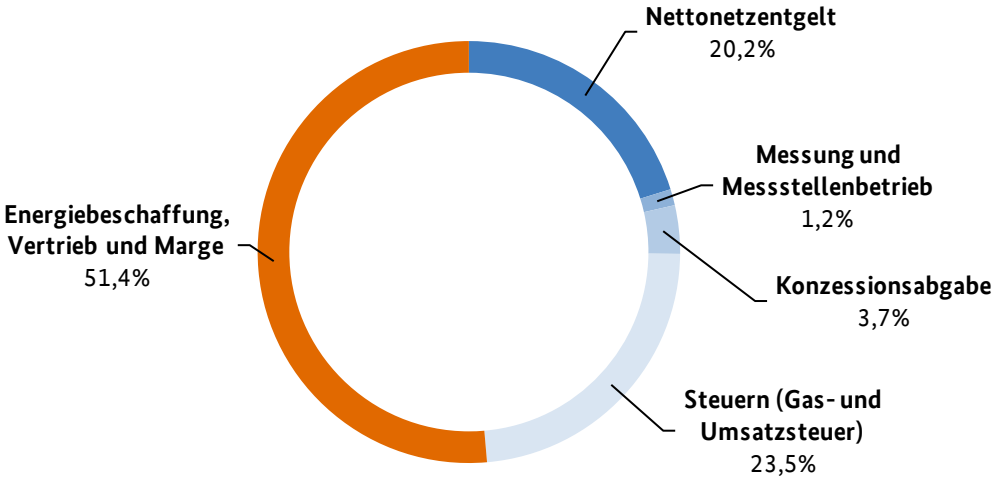



Abbildung 223: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2019 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

#### Belieferung durch den Grundversorger über einen Vertrag außerhalb der Grundversorgung

Zum Stichtag 1. April 2019 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung im Band II bei 6,44 ct/kWh (2018: 6,06 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund sechs 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

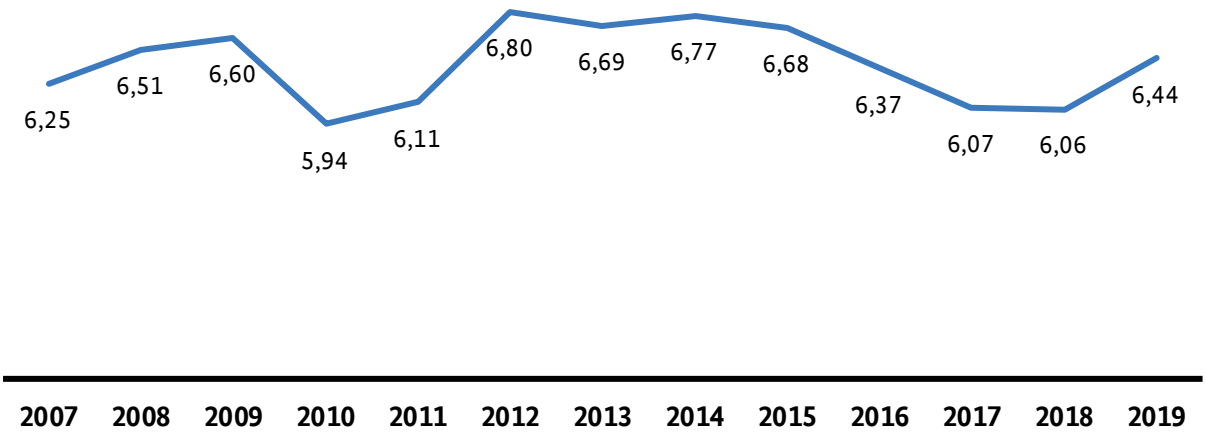



Abbildung 224: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

**Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung- Band II**
Preisstand 1. April 2019, in Prozent

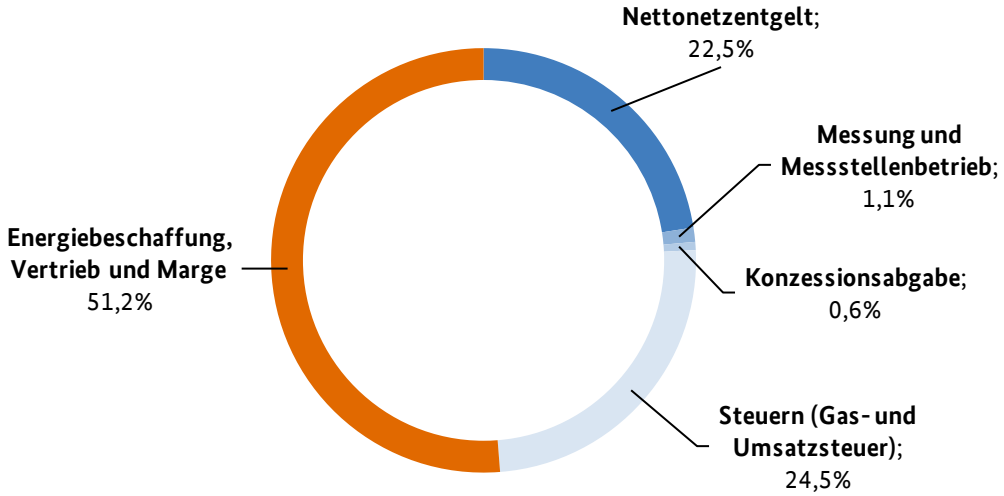



Abbildung 225: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2019 – Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten

**Belieferung über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist**

Zum Stichtag 1. April 2019 lag der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist im Band II bei 6,22 ct/kWh (2018: 5,71 ct/kWh), was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um rund neun Prozent entspricht.

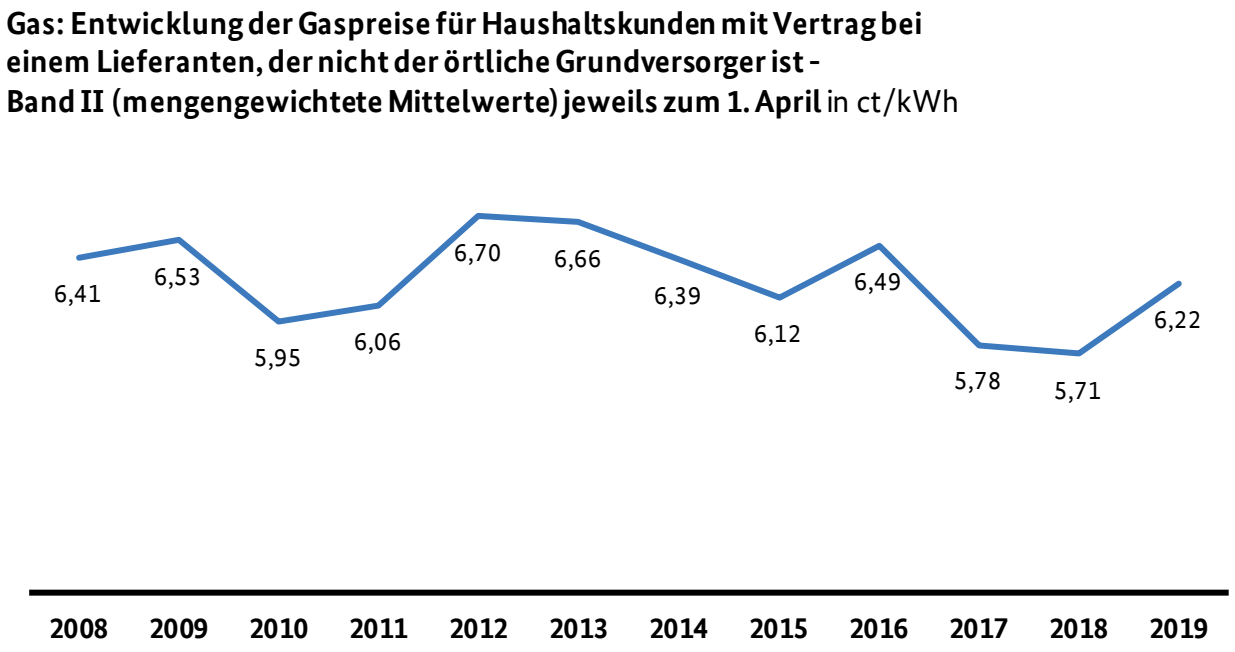



Abbildung 226: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

**Gas: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist - Band II**
Preisstand 1. April 2019, in Prozent

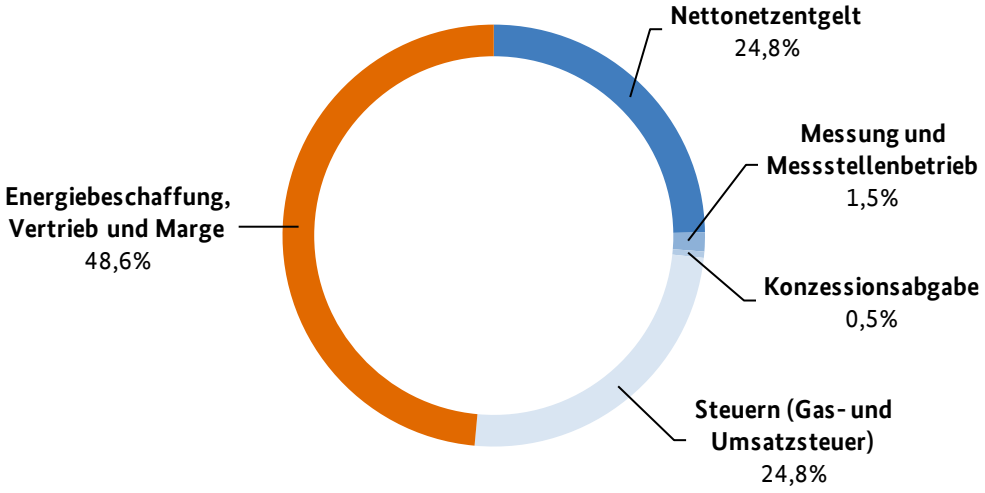



Abbildung 227: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2019 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

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 2019 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 195 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 245 Euro.

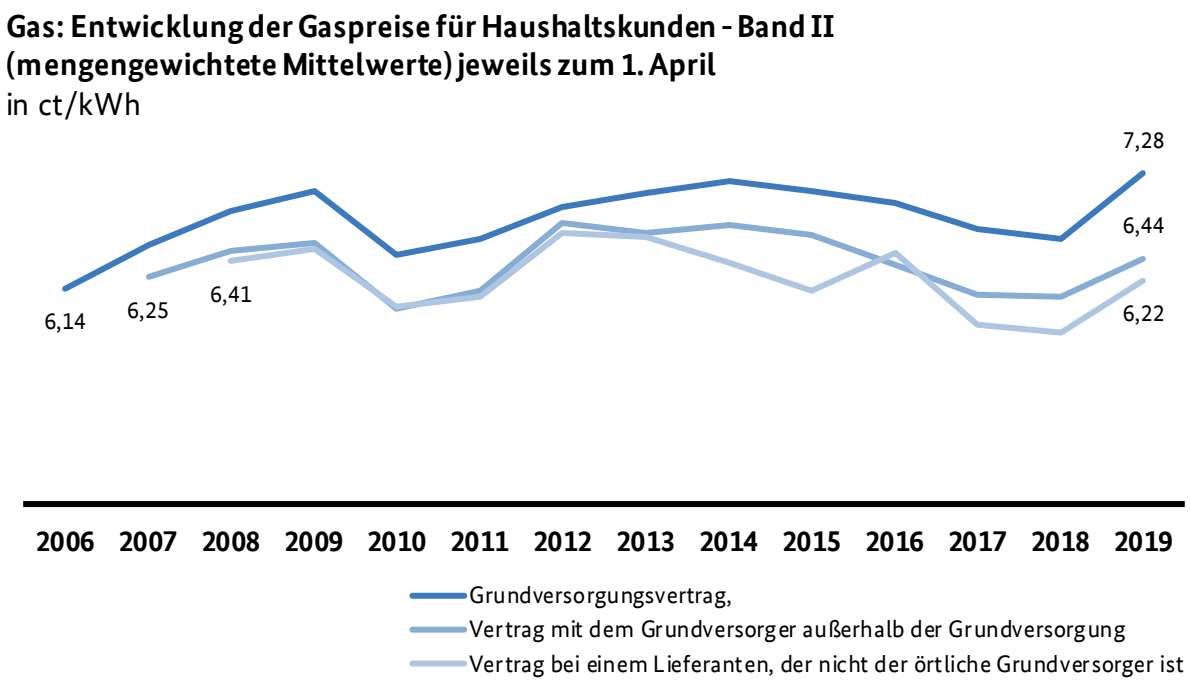



Abbildung 228: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung betrug 3,74 ct/kW (2018: 3,29 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2019. Dies entspricht einem Anstieg um rund 14 Prozent. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, stiegen die Gasbeschaffungskosten um rund zehn Prozent von 3,01 ct/kWh auf 3,30 ct/kWh. Für Gaskunden die über einen Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beliefert werden stiegen die Gasbeschaffungskosten um rund 14 Prozent auf 3,02 ct/kWh (2018: 2,66 ct/kWh).

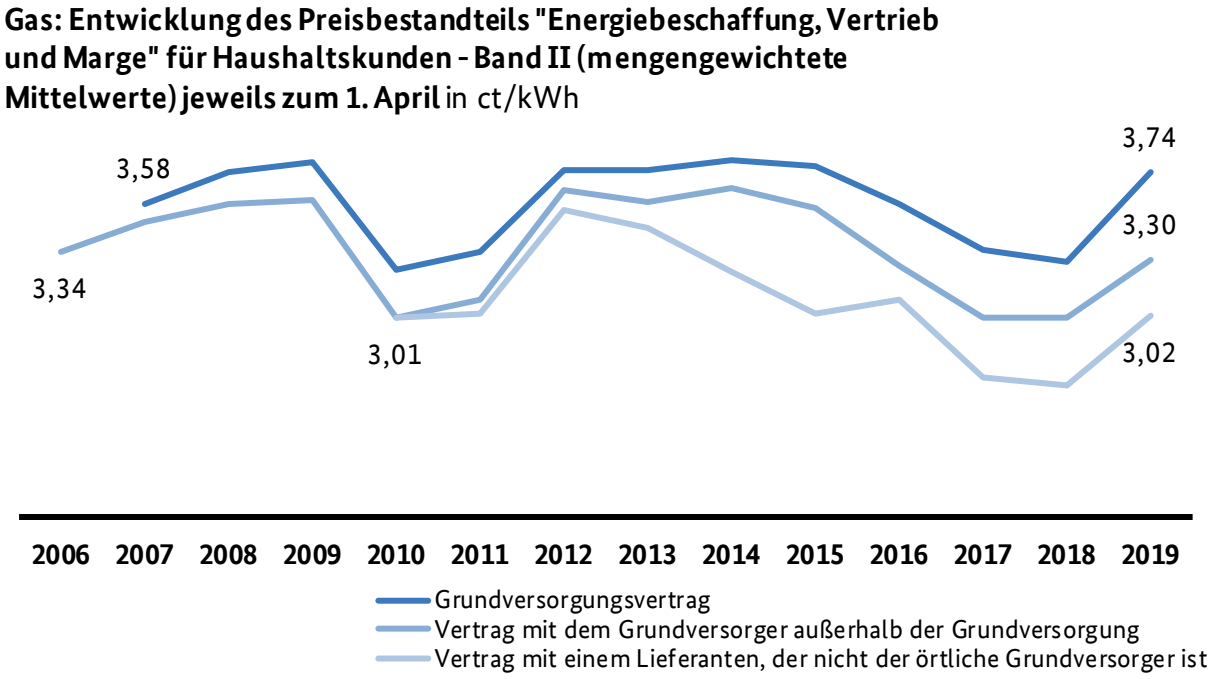



Abbildung 229: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten

**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 75 bis 80 Euro.

**Gas: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden**

| Stand 1. April 2019 | Haushaltskunden | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung | | Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist | |
| | Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen | Durchschnitt-licher Umfang/Höhe | Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen | Durchschnitt-licher Umfang/Höhe |
| Mindestvertragslaufzeit | 339 | 12 Monate | 392 | 12 Monate |
| Preisstabilität | 308 | 16 Monate | 373 | 16 Monate |
| Vorauskasse | 50 | 10 Monate | 38 | 9 Monate |
| einmalige Bonuszahlung | 128 | 70 Euro | 184 | 80 Euro |
| Freikontingent an kWh | 12 | 1.300 kWh | 8 | 510 kWh |
| Kaution | 7 | - | 7 | - |
| andere Sonderbonifikationen | 78 | - | 83 | - |
| andere Sonderregelungen | 30 | - | 30 | - |

Tabelle 137: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

# 5. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr die durchschnittlichen Gasletztverbraucherpreise, 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. Wie auch beim EU-Strompreisvergleich erhebt Eurostat die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen bzw. bisher auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt zurück, die wiederum ebenfalls auf einer Meldung durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft basiert. Die Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, eine europaweite Vergleichbarkeit herzustellen. Gleichwohl lässt die betreffende Verordnung (EU) Nr. 2016/1952, 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 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.

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.[167] 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 mengengewichteten[168] EU-Durchschnitt im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2018 gibt Eurostat mit 2,62 ct/kWh an. Der arithmetische Mittelwert über die Gaspreise in den teilnehmenden Mitgliedsstaaten entsprach rund 2,81 ct/kWh. In Deutschland betrug der Netto-Gaspreis in diesem Verbrauchsbereich für Nicht-Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2018 2,65 ct/kWh. Somit lag der Wert für deutsche Erdgas-Konsumenten pro Kilowattstunde rund 6 Prozent unter dem EU-Durchschnitt. 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 8 Prozent (0,22 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland wies in dieser Hinsicht im Jahre 2018 mit ca. 18 Prozent (0,40 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf.

---

[167] 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 27. Mai 2019).

[168] 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 29. August 2019)

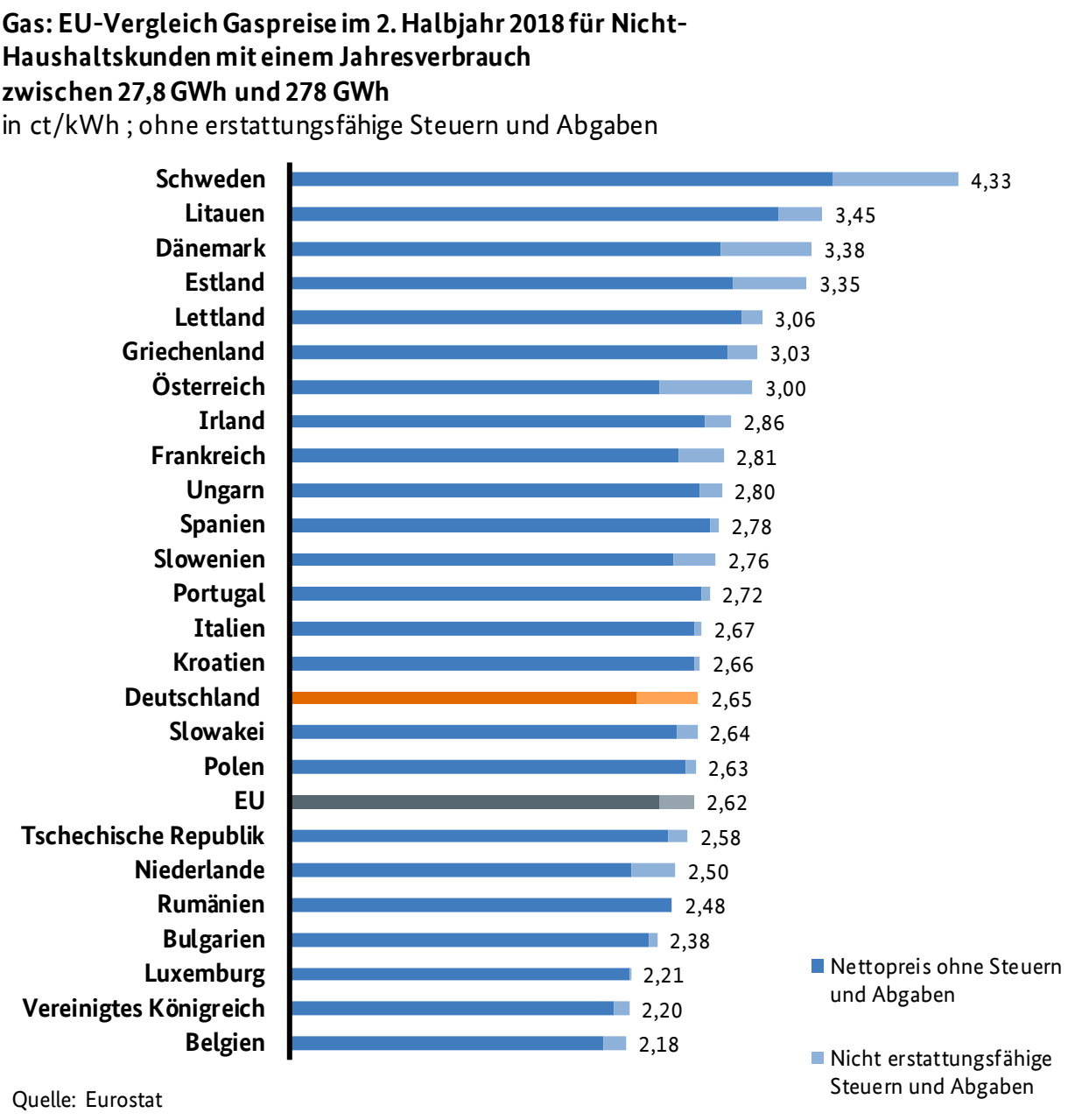



Abbildung 230: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2018 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh[169]

## 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

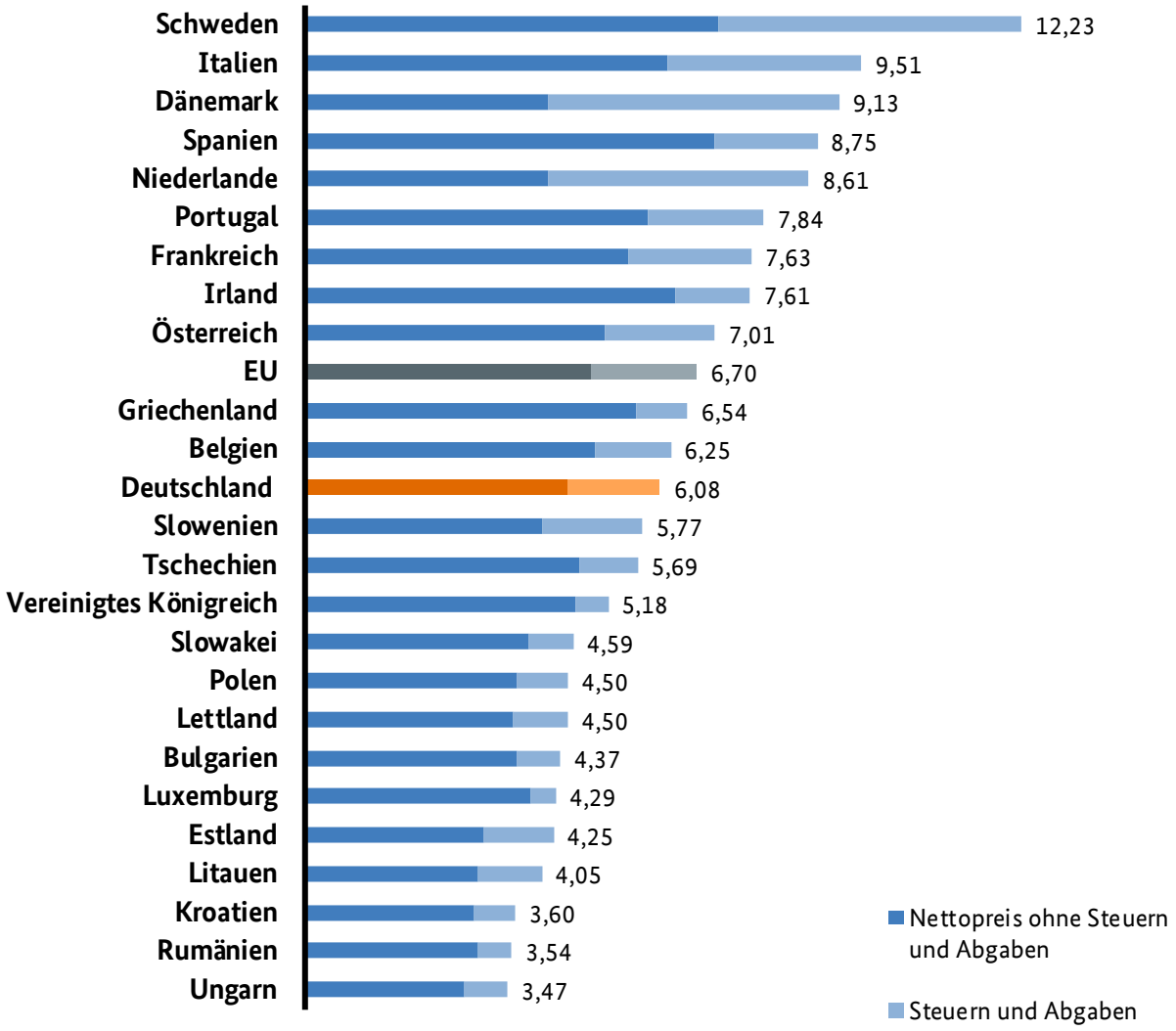
[169] Die Werte für Finnland, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

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. Diese zahlten in Schweden für Erdgas mehr als das Doppelte als in Deutschland, Tschechien oder im Vereinigten Königreich. Im Vergleich zu Litauen, Kroatien, Rumänien und Ungarn zahlten sie sogar mehr als das Dreifache. Den mengengewichteten EU-Durchschnitt für Haushaltskunden im 2. Halbjahr 2018 gibt Eurostat mit 6,70 ct/kWh an. Der arithmetische Mittelwert über die Gaspreise in den teilnehmenden Mitgliedsstaaten entsprach rund 6,20 ct/kWh. Für Deutschland belief sich das Gaspreisniveau für Haushaltskunden auf 6,08 ct/kWh. Somit lag der Wert für deutsche Erdgas-Konsumenten pro Kilowattstunde rund 2 Prozent unter dem EU-Durchschnitt.

Auch für Haushaltskunden fiel der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis EU-weit stark unterschiedlich aus. Während ihr Anteil in Luxemburg lediglich rund 10 Prozent betrug, waren es in Dänemark etwa 54 Prozent. Deutschland lag mit einem Anteil von rund 26 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 1,68 ct/kWh (rund 27 Prozent).

**Gas: EU-Vergleich Gaspreise im 2. Halbjahr 2018 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh**
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer




Quelle: Eurostat

Abbildung 231: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2018 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh[170]

[170] Die Werte für Finnland, Malta und Zypern liegen Eurostat nicht vor. Der Wert für Rumänien ist als Schätzung deklariert.

# G Mess- und Zählwesen

Mit dem Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG) wurde das Mess- und Zählwesen in Deutschland umfassend neu geregelt. So ist nun die „Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb“ erstmals gesetzlich definiert und eine Unterscheidung zwischen Grundzuständigkeit für konventionelle Messtechnik und Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen bzw. intelligente Messsysteme getroffen worden. Beide Grundzuständigkeiten sind beim Netzbetreiber angesiedelt. Im Strombereich kann die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme seit dem 1. Oktober 2017 auf ein anderes Unternehmen übertragen werden. Für den Messstellenbetrieb Gas ist eine Übertragung der Grundzuständigkeit nicht möglich, da die §§ 41 ff MsbG nur für die im Strombereich einzubauenden modernen Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme gelten.

Darüber hinaus ist ein verpflichtender Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen nur in der Sparte Strom vorgesehen. Für den Gasbereich bestehen lediglich Anforderungen zur Anbindbarkeit von Messeinrichtungen für Gas an Smart-Meter-Gateways bzw. Anbindungspflichten an vorhandene intelligente Messsysteme.

## 1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Antworten von 672 Unternehmen. Für die Marktrollenverteilung ergibt sich für das Jahr 2018 das folgende Bild.

## Gas: Rolle des Messstellenbetreibers

| Funktion | 2018 |
|---|---|
| Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG) | 658 |
| 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 | 11 |
| Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber | 14 |
| Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber | 5 |

Tabelle 138: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2018

Die Gesamtzahl der gemeldeten Messlokationen aufgeteilt nach Bundesländern ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass Nordrhein-Westfalen mit ca. 3,5 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 2018**

| Bundesland | Anzahl |
|---|---|
| Baden-Württemberg | 1.293.955 |
| Bayern | 1.381.340 |
| Berlin | 602.490 |
| Brandenburg | 534.440 |
| Bremen | 155.688 |
| Hamburg | 229.499 |
| Hessen | 999.499 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 319.305 |
| Niedersachsen | 2.100.710 |
| Nordrhein-Westfalen | 3.538.027 |
| Rheinland-Pfalz | 792.021 |
| Saarland | 217.764 |
| Sachsen | 595.340 |
| Sachsen-Anhalt | 418.252 |
| Schleswig-Holstein | 553.491 |
| Thüringen | 358.113 |

Tabelle 139: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern

## 2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Im Bereich der SLP-Kunden können mit Stichtag 31. Dezember 2018 rund 4,8 Mio. Zähler so umgerüstet werden, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i. S. d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können. Rund 451.000 Zähler sind bereits jetzt so umgerüstet, 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 2018

| Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden | Anzahl Messlokationen nach Zählergröße | | |
|---|---|---|---|
| | G1,6 bis G6 | G10 bis G25 | ab G40 |
| Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk | 7.130.637 | 239.602 | 28.216 |
| Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang | 6.232.563 | 247.545 | 70.339 |
| Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut-ENCODER) | 413.844 | 12.445 | 2.935 |
| Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk | 8.891 | 829 | 589 |
| Ultraschall Gaszähler | 9.025 | 51 | 163 |
| Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden | 199 | 830 | 2.683 |
| andere mechanische Gaszähler | 10.148 | 2.894 | 27.648 |
| andere elektronische Gaszähler | 2.154 | - | 289 |
| 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 | 4.605.781 | 136.657 | 25.290 |
| 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 | 430.499 | 16.268 | 4.109 |

Tabelle 140: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße[171] für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2018

Bei der verwendeten Kommunikationstechnologie am Zählwerk kommt nur in Ausnahmefällen nicht der Impulsgeber zum Einsatz (93 Prozent). Lediglich bei rund sieben Prozent der Zähler werden Cyble-Sensor, Absolut-Encoder, elektronisches Zählwerk oder Sonstiges verwendet.

[171] Zählergröße nach DVGW.

**Gas: Kommunikationstechnologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2018**
Anzahl und Verteilung

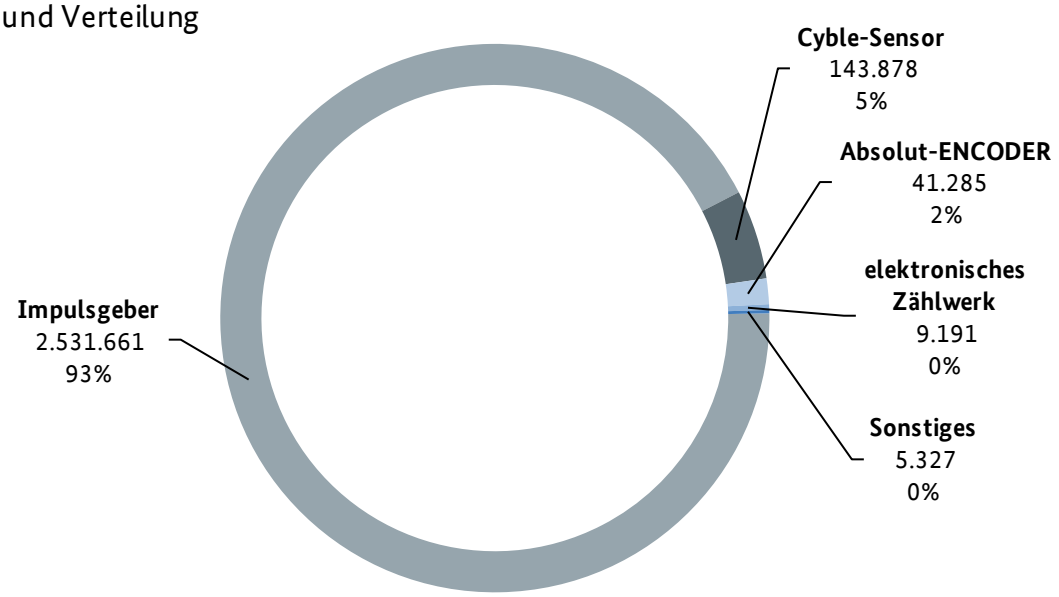



Abbildung 232: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2018

Bei der dabei verwendeten Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden dominiert mit rund 60 Prozent die Telekommunikationstechnologie wie die klassische Telefonleitung, DSL oder Mobilfunk.

**Gas: Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden im Jahr 2018** Anzahl und Verteilung

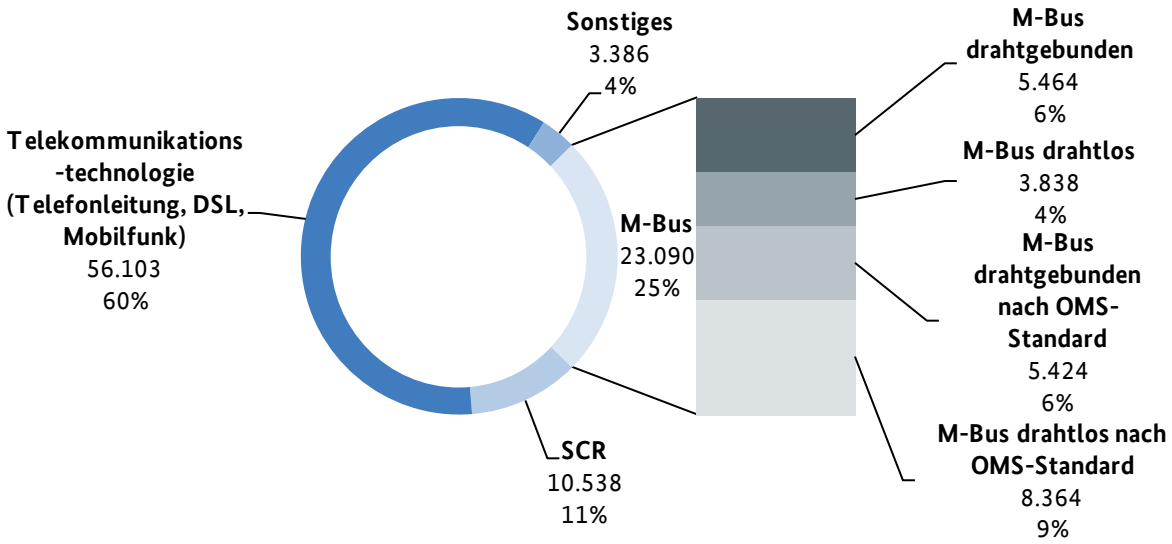



Abbildung 233: Verwendete Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2018

## 3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Im Bereich der RLM-Kunden stellt sich die verwendete Zähl- und Messeinrichtungstechnik im Jahr 2018 wie folgt dar.

### Gas: Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2018

| Funktion | Anzahl Messlokationen |
|---|---|
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher | 16.597 |
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter | 9.888 |
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengenumwerter | 405 |
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher | 14.860 |
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher | 768 |
| Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway | 44 |
| Sonstige | 206 |

Tabelle 141: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2018

Die Messtechnik der RLM-Kunden überträgt die Daten dabei fast ausschließlich über Telekommunikationssysteme (89,6 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 6,9 Prozent.

**Gas: Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2018**
Anzahl und Verteilung

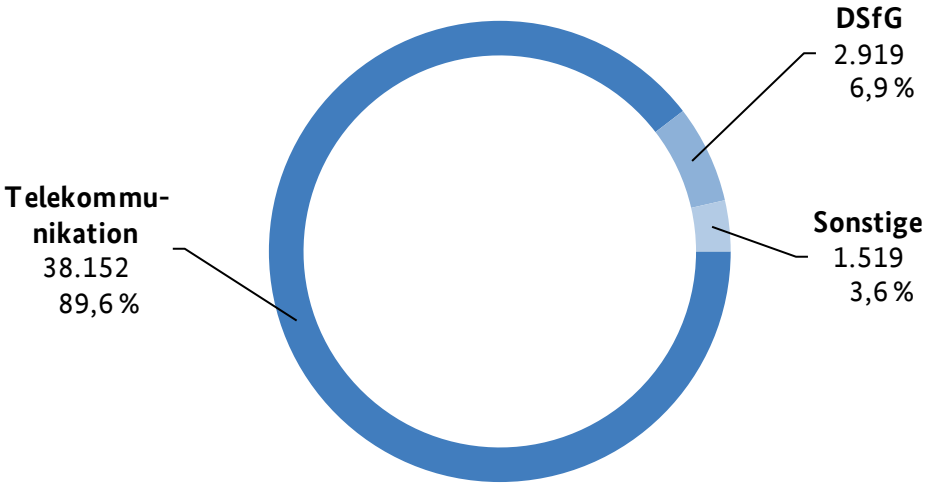



Abbildung 234: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2018

## 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 550 Messstellenbetreibern Gas.

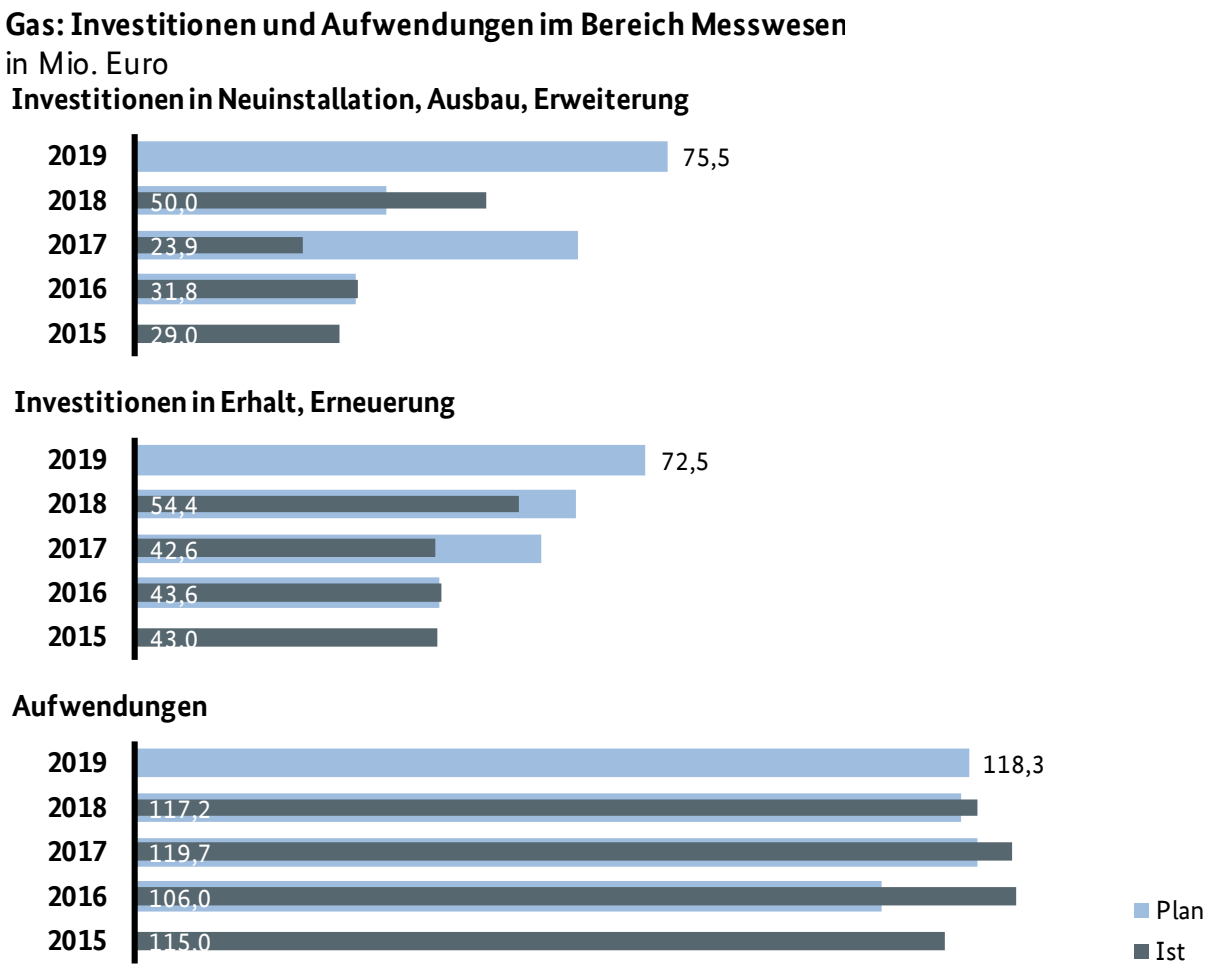



Abbildung 235: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

# III Übergreifende Themen

# A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas

In der Markttransparenzstelle überwachen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt gemeinsam den Großhandel mit Strom und Gas. Grundlage der gemeinsamen Marktüberwachung sind die Handels- und Fundamentaldaten, die die Markttransparenzstelle seit Oktober 2017 von ACER erhält.

In Deutschland gibt es derzeit 4.515 registrierte Marktteilnehmer. Europaweit sind 14.473 Marktteilnehmer registriert.[172] Seit 6. März 2015 registriert die Bundesnetzagentur Marktteilnehmer im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT). Wer meldepflichtige Strom- oder Gasgroßhandelsverträge abschließt, muss sich bei der Bundesnetzagentur registrieren. 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.[173]

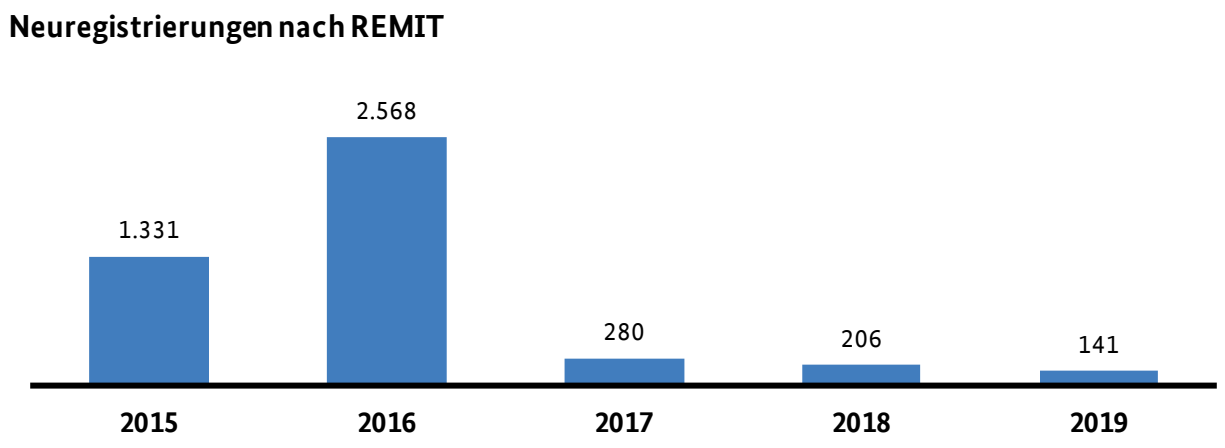



Abbildung 236: Jährliche Neuregistrierungen nach REMIT in Deutschland

ACER erhält von allen registrierten Marktteilnehmer Handelsdaten über ihre Aktivitäten 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.

Die Markttransparenzstelle erhält von ACER die für die Überwachung des deutschen Markts relevanten Handelsdaten. Und sie erhält die Fundamentaldaten aller europäischen Länder.

---

[172] Stand: 23. Oktober 2019.

[173] 11 registrierte Marktteilnehmer wurden im Zeitverlauf wieder gelöscht, da bspw. Umwandlungen stattgefunden haben.

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 akzeptiert werden kann. Sofern eine Order durch einen anderen Marktteilnehmer akzeptiert wird, kommt ein Geschäft zwischen diesen beiden Marktteilnehmern zustande. In dem genannten Zeitraum wurde folgender Datenumfang übermittelt:

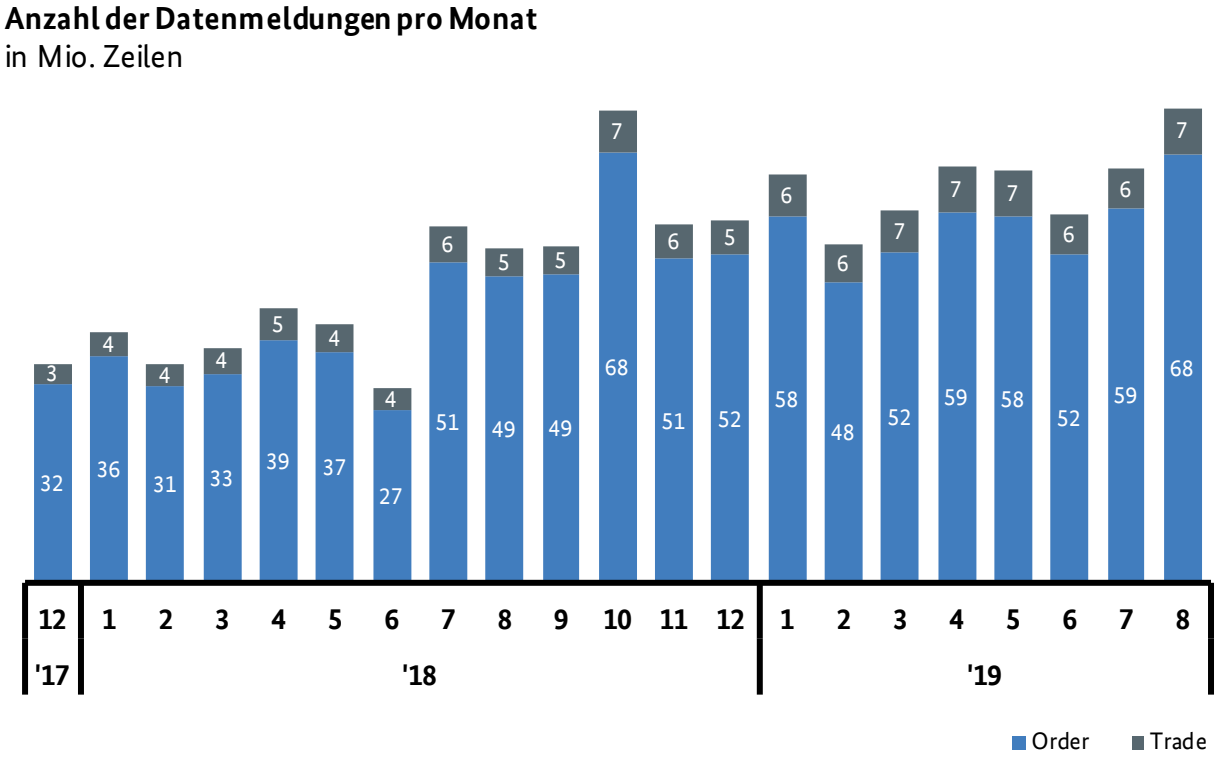



Abbildung 237: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat

Die Datenmeldung erfolgt für die Kauf- und Verkaufsseite meist separat und ist entsprechend in der Tabelle aufgeschlüsselt. 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 möglichweise mehrfach an oder storniert diese, z. B. als Reaktion auf die Orders anderer Marktteilnehmer oder sich ändernde Marktbedingungen.

Die folgende Grafik zeigt die Aufteilung der Datenmeldungen kategorisiert nach Börsen, Brokerplattformen und bilateralen Geschäften.

**Verteilung der Transaktionsmeldungen nach Handelsgeschäften und Handelsaufträgen im Zeitraum Dezember 2017 bis August 2019** in Prozent

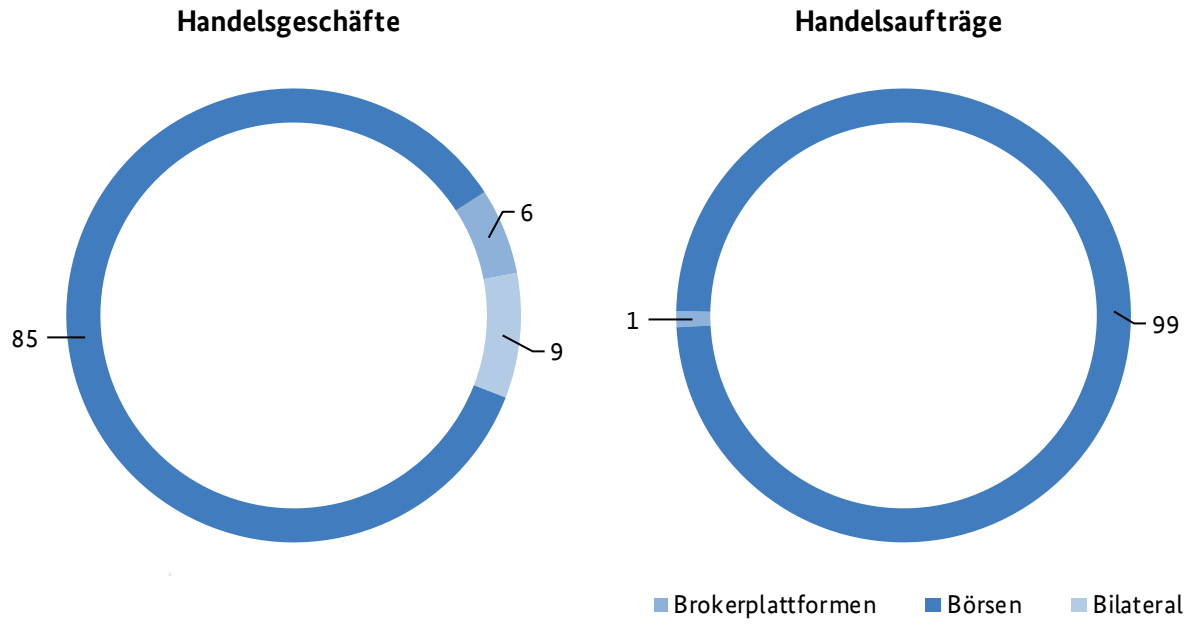



Abbildung 238: Meldungen zu Trades („Handelsgeschäfte“) und Orders („Handelsaufträge“) nach Art des Marktplatzes

Es fällt auf, dass von Börsen sowohl bei den abgeschlossenen Geschäften 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 Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung

Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur haben einen Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel erstellt. Der Leitfaden erläutert die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung sowie die Reichweite der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabsatzmarkt und behandelt Auslegungsfragen der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) in Bezug auf den Energiegroßhandel. Der Leitfaden wurde am 27. September 2019 veröffentlicht und ist auf den Webseiten von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur abrufbar.

Im Laufe der Debatten zum Strommarktgesetz wurden immer wieder Befürchtungen geäußert, das kartellrechtliche Missbrauchsverbot wirke wie eine implizite Preisobergrenze und verhindere knappheitsbedingte Preisspitzen (vgl. Monitoringbericht 2016, Seite 387 f.); damit würde er die für Kraftwerksinvestitionen nötige Rechtssicherheit gefährden. Das Bundeskartellamt teilte und teilt diese Befürchtungen nicht. Um die Bedenken auszuräumen, regte das Bundeskartellamt an, einen Leitfaden für die Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung zu veröffentlichen. Diesen Vorschlag griff das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf und führte den Leitfaden als eine von 20 Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes auf. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt begannen die Erstellung eines gemeinsamen Leitfadens, der auch parallele Fragen zur Reichweite des Verbots der Marktmanipulation nach REMIT umfasste.

2016 führte das Bundeskartellamt eine erste Konsultation zu kartellrechtlichen Klärungsbedarfen durch (die insgesamt acht eingegangenen Stellungnahmen sind abrufbar auf der Internetseite des Bundeskartellamtes). In der Folge erarbeiteten Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur einen Entwurf und stellten diesen im Frühjahr 2019 für zwei Monate zur Konsultation. Es wurden insgesamt zwölf Stellungnahmen von Stromerzeugungsunternehmen, Verbänden, Strombörsen, einer nationalen Regulierungsbehörde und einem wissenschaftlichen Institut abgegeben. Die Stellungnahmen wurden intensiv ausgewertet und für die Finalisierung des Leitfadens berücksichtigt. Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur veröffentlichten den Leitfaden am 27. September 2019. Er ist auf den Webseiten von Bundeskartellamt (www.bundeskartellamt.de → Missbrauchsaufsicht → Materialien) und Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de → Elektrizität und Gas → Handel/Vertrieb → MTS und REMIT) abrufbar.

# C Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

## 1. 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). Die REMIT verbietet 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 den Börsen, Brokerplattformen Marktteilnehmern oder ACER angezeigt. Verdachtsanzeigen, die die Bundesnetzagentur erhält, werden nachfolgend als Verdachtsfälle bezeichnet. Es sind damit Fälle, die den Verdacht eines REMIT-Verstoßes beinhalten.

Die jährliche Anzahl der Verdachtsfälle steigt seit Beginn der Überwachungstätigkeit im Jahr 2012.

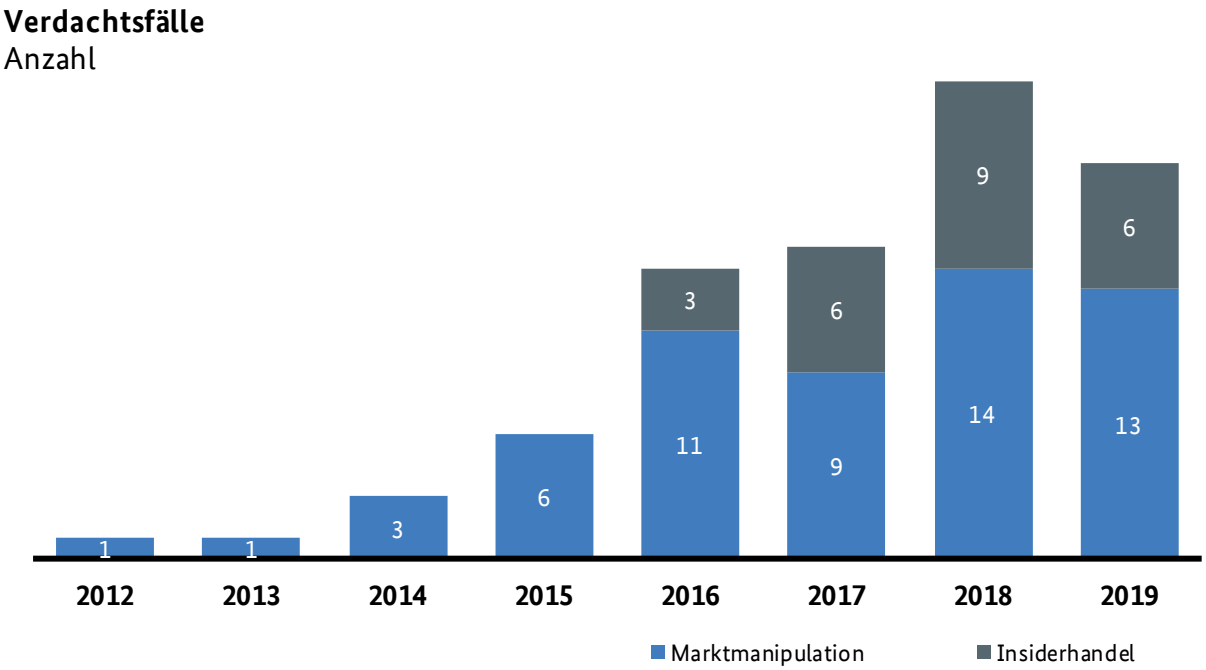



Abbildung 239: Verdachtsfälle 2012 bis 2019[174]

In den Jahren 2012 bis 2019 hat die Bundesnetzagentur insgesamt 82 Verdachtsfälle bearbeitet.

a) Eingestellte Fälle

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 den 82 Verdachtsfällen wurden bisher 38 Fälle eingestellt.

[174] Stand: 30. August 2019

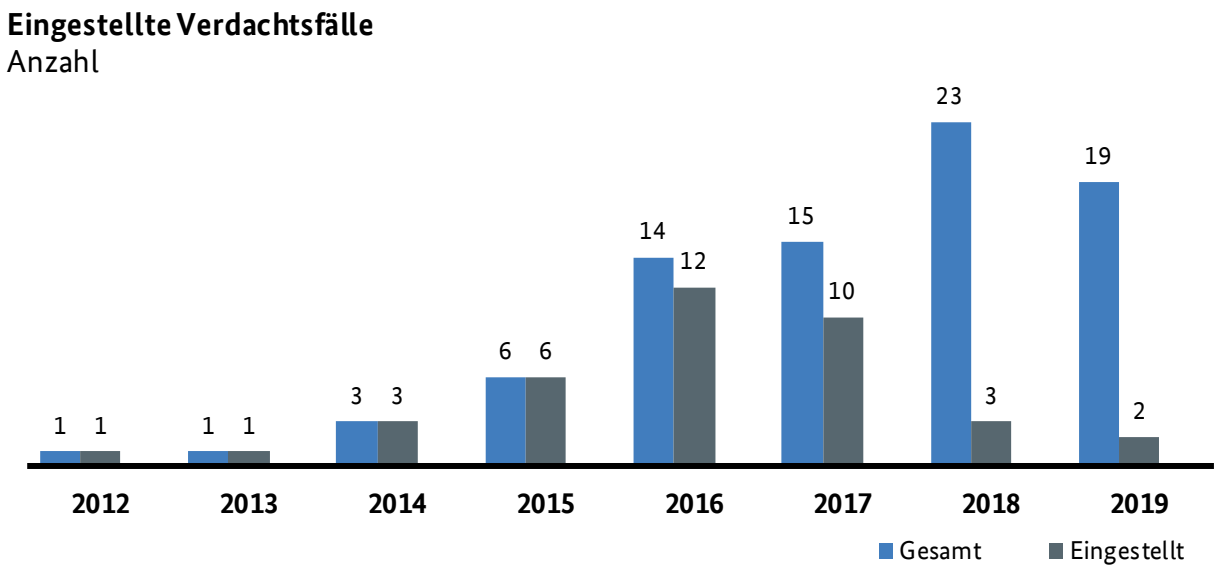



Abbildung 240: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 bis 2019[175]

b) Sanktionierte Fälle

Bestehen nach der Erstanalyse hinreichende Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen die REMIT, führt die Bundesnetzagentur eigene Ermittlungen durch. Wenn sich der angezeigte Sachverhalt im Laufe dieser Ermittlungen als ein Verstoß gegen die REMIT herausstellt, kann die Bundesnetzagentur ein Ordnungswidrigkeitenverfahren einleiten. Dies hat sie bisher erst in einem Fall getan und das Verfahren im Februar 2019 mit Bußgeldbescheiden abgeschlossen. Dieser erste Fall von Marktmanipulation wird nachfolgend erläutert. Soweit es sich um einen strafrechtlich relevanten Verstoß handelt, gibt die Bundesnetzagentur den Fall an die Staatsanwaltschaft ab.

c) Grenzüberschreitende Fälle und interne Bearbeitung

Neben den eingestellten Fällen und den sanktionierten Fällen gibt es weitere Kategorien von Verdachtsfällen. Eine grenzüberschreitende Bearbeitung erfolgt derzeit in 19 Fällen, wenn auch Regulierungsbehörden anderer europäischer Mitgliedstaaten betroffen sind. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn das Handelsverhalten an der Börse in einem anderen europäischen Mitgliedstaat erfolgte als der Marktteilnehmer aufgrund seines Sitzes registriert ist. In weiteren 24 Fällen dauert die interne Bearbeitung noch an.

[175] Stand: 30. August 2019

**Marktmanipulation im Gasgroßhandel:**

Im November 2016 erhielt die Bundesnetzagentur Hinweise auf mögliche REMIT-Verstöße im Handel an der Gashandelsplattform PEGAS. Seit März 2016 bietet PEGAS täglich 24 Stundenprodukte für Gaslieferung an den Lieferorten Elten und Vreden (Grenze zwischen Deutschland und den Niederlanden, Lieferort Deutschland) an. Der wichtigste Akteur beim Handel mit diesen Produkten ist der Marktgebietsverantwortliche NetConnect Germany (NCG). NCG nutzt diese Stundenprodukte, um den kurzfristigen Regelenergiebedarf durch Kauf oder Verkauf von Gasmengen zu decken. Tatsächlich wurde dieses Marktsegment in erster Linie für diesen Zweck an der PEGAS eingeführt. Auswertungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass NCG an fast allen Handelsgeschäften dieser Produkte beteiligt ist.

Zum damaligen Zeitpunkt informierte NCG die Marktteilnehmer über seine Website jeweils einige Stunden vorab, wieviel Regelenergie ungefähr beschafft werden soll. Der Beschaffungsvorgang durch NCG erfolgt durch einen automatisierten Prozess. Aus Erfahrungswerten in der Beobachtung vorheriger Geschäfte von NCG konnten andere Marktteilnehmer damals in vielen Fällen den sekundengenauen Zeitpunkt ableiten, zu dem NCG kaufen bzw. verkaufen würde. In den Hinweisen, welche die Bundesnetzagentur erhalten hatte, wurden zwei Händler des Düsseldorfer Energieunternehmens Uniper Global Commodities SE (Uniper) der Marktmanipulation in fünf Fällen beschuldigt. Sie sollen gleichzeitig Kauf- und Verkaufsgebote für ein und dasselbe Produkt in einer Art und Weise in das Orderbuch eingestellt haben, die es anderen Unternehmen unmöglich machte bessere Angebote gegenüber NCG abzugeben. Die Analysen der Bundesnetzagentur haben diese Vorwürfe bestätigt und noch einen weiteren Fall ermittelt.

Im Detail erfolgte die vorgeworfene Marktmanipulation folgendermaßen: Kurz bevor NCG größere Mengen Gas kaufte, gab Händler 1 (Uniper) ein Verkaufsgebot mit hohem Volumen ab (teilweise über 1.000 MW). Gleichzeitig stellte Händler 2 (Uniper) ein Kaufgebot für nur 1 MW zu einem Preis ein, der genau einen Preisschritt unterhalb des eigenen Verkaufsgebotes lag. Bei diesem Kaufgebot handelte es sich um eine sogenannte Eisbergorder. Dieses Handelsinstrument funktioniert so, dass sobald jemand das Gebot annimmt, also 1 MW verkauft, in diesem Markt automatisch ein weiteres Kaufgebot zu 1 MW im Orderbuch sichtbar wird („hidden orders“). Eisbergorder sind gebräuchliche und für sich genommen legale Handelsgebote. Es kann am Markt grundsätzlich kein Verkaufsgebot geben, das günstiger ist als ein bestehendes Kaufgebot. Wollte also ein anderer Marktteilnehmer ein günstigeres Verkaufsgebot abgeben als das von Händler 1 eingestellte Verkaufsgebot, wurde dies zunächst mit dem von Händler 2 eingestellten Kaufgebot von 1 MW zusammengeführt. Dieser Vorgang wiederholte sich bis alle „hidden orders“ ausgeführt oder vom Markt genommen wurden. Das heißt erst nachdem alle „hidden orders“ ausgeführt wurden, konnte ein anderes (besseres) Verkaufsgebot gegenüber NCG abgegeben werden. Durch dieses Vorgehen konnten die Händler von Uniper demnach andere Marktteilnehmer für mehrere Sekunden vom Markt ausschließen und als einziger potenzieller Verkäufer gegenüber NCG auftreten. Da auch andere Marktteilnehmer wie oben erläutert im Vorfeld auf die Sekunde genau wissen konnten, wann NCG am Markt aktiv werden würde, und da in der Regel Marktteilnehmer erst im letzten Moment (automatisiert) Gebote einstellen, hatte diese Strategie der Händler von Uniper tatsächlich Erfolg.

Eine Eisbergorder ist ein an sich legales Handelsinstrument, welches im vorliegenden Fall jedoch zur Blockierung des Marktes eingesetzt wurde. Dies stellt einen Verstoß gegen Artikel 5 REMIT i. V. m. Artikel 2 Nr. 2 a) i) REMIT (Marktmanipulation) dar, indem NCG über die Angebotssituation getäuscht wurde.

Dem Unternehmen Uniper wird eine Aufsichtspflichtverletzung vorgeworfen. Sowohl Uniper als auch einer der Händler gaben an, dass das beschriebene Handelsverhalten eine Strategie gewesen sei, sich gegenüber automatisierten Handelsalgorithmen durchzusetzen. Uniper wäre verpflichtet gewesen, geeignete und erforderliche Aufsichts- und Kontrollmaßnahmen umzusetzen, die eine manipulative Handelsstrategie verhindert oder zumindest wesentlich erschwert hätten.

Gegen die betroffenen Händler wurden Bußgelder in Höhe von 1.500 und 2.000 Euro verhängt. Wegen fahrlässiger Aufsichtspflichtverletzung wurde auch gegen Uniper ein Bußgeld in Höhe von 150.000 Euro erlassen. Die Bußgeldbescheide sind rechtskräftig.

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. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2018 insgesamt 350 Alerts von ACER erhalten. Dabei besteht ein sehr enger Austausch mit ACER. Aus den Alerts können sich Verdachtsfälle und weiterführende Ermittlungen ergeben. Solche Verdachtsfälle fänden sich auch in der Abbildung Verdachtsfälle 2012 bis 2019.

## 2. Marktstammdatenregister

Betreiber von Stromerzeugungs-Anlagen sind verpflichtet, sich selbst und ihre Anlagen im Marktstammdatenregister zu registrieren. Dies ist unter dem www.marktstammdatenregister.de möglich. Auf der zugehörigen „Hilfe“-Seite sind alle dafür erforderlichen Informationen zu finden. Unter anderem ist dort ein Video abrufbar, das die Registrierung Schritt für Schritt erklärt.

Die Registrierungspflicht gilt auch dann, wenn für den Strom keine Förderung in Anspruch genommen wird und wenn die Anlage so geschaltet ist, dass sie keinen Strom ins Netz einspeist.

Die Bundesnetzagentur ist bereits seit vielen Jahren eine registerführende Stelle, bei der Energieanlagen registriert werden müssen: Seit 2009 galt dies für Solaranlagen („PV-Meldeportal“), seit 2014 galt die Registrierungspflicht für sämtliche EEG-Anlagen („Anlagenregister“). Daneben gibt es vor allem für

konventionelle Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW die „Kraftwerksliste“. Für die Akteure des Energiemarktes pflegt die Bundesnetzagentur ein eigenes Register, mit dem unter anderem die Kommunikation mit den Marktteilnehmern unterstützt wird (Energie-Client).

Diese Register haben einen hohen Wert für den jeweiligen Verwendungszweck, sind aber darüber hinaus nur eingeschränkt nutzbar. Diese Einsicht hat bereits 2013 zu der Überlegung geführt, ein einheitliches, gemeinsames Register aufzubauen, in dem alle Energieerzeugungsanlagen einzutragen sind und in dem auch die Akteure des Energiemarktes registriert werden müssen.

Nach mehrjähriger Vorarbeit, die auch einen intensiven Konsultationsprozess umfasste, konnte dieses Online-Register am 31. Januar 2019 in Betrieb genommen werden. Es ist unter der folgenden Webadresse erreichbar: www.marktstammdatenregister.de

Im Hilfebereich dieses Onlineportals sind ausführliche Erläuterungen zum Marktstammdatenregister und seinen zahlreichen Funktionen enthalten.

**Registrierungspflichten und Bürokratie-Abbau**

Im Marktstammdatenregister ist jede Strom- und Gaserzeugungsanlage zu registrieren. Außerdem sind die Anlagenbetreiber und alle anderen Akteure in diesem Register einzutragen. Die Pflicht zur Registrierung und zur Pflege der eingetragenen Daten ergibt sich aus der Marktstammdatenregister-Verordnung.

Das wesentliche Ziel des Registers ist der Bürokratie-Abbau, weil es als zentraler Referenzpunkt für sämtliche Datenüberübermittlungen dienen kann. Über die Registrierung in diesem einen Register kann sichergestellt werden, dass alle Kommunikationspartner sich auf das jeweils richtige „Objekt“ beziehen.

**Einführungsphase**

In der zweijährigen Einführungsphase des Online-Registers bis zum 31. Januar 2021 sind alle Akteure des Strom- und Gasmarktes verpflichtet, sich selbst und ggf. ihre Anlagen im Register zu registrieren. Für die Anlagenregistrierung spielt es keine Rolle, ob die Anlage gefördert wird und ob sie tatsächlich Strom ins Netz einspeist: Alle Anlagen, die Strom oder Gas erzeugen, sind zu registrieren. Diese Pflicht betrifft vor allem die Betreiber der rund zwei Millionen Solaranlagen, die in Deutschland betrieben werden. Es betrifft auch die hunderttausend Stromspeicher, die auch bisher schon verpflichtend zu registrieren waren, soweit sie mit EEG-Anlagen gekoppelt betrieben werden.

Die Registrierung hat im Januar 2019 begonnen und ist unmittelbar mit hohem Tempo gestartet, wie in nachfolgernder Grafik zu erkennen. Der bislang stärkste Tag der Registrierungstätigkeiten war mit über 4.500 Registrierungen der erste volle Tag, an dem das Register online war: Freitag, der 1. Februar 2019.

Die Geschwindigkeit, mit der die Registrierungen von Bestandsanlagen voranschreiten, wird ab Herbst 2019 deutlich zunehmen, weil die Netzbetreiber dann die Anlagenbetreiber schriftlich über ihre Registrierungspflichten informieren.

**Migrierte Daten zu Bestandsanlagen**

In das Marktstammdatenregister wurden die Daten zu allen bereits installierten Bestandsanlagen migriert, soweit diese in einem der zahlreichen Vorgängerregister bei der Bundesnetzagentur, bei den Netzbetreibern

oder bei anderen Behörden registriert waren. Diese Datenbestände wurden aufwändig abgeglichen, vereinheitlicht und plausibilisiert.

Den migrierten Daten fehlen im Vergleich zu den Daten, die im Marktstammdatenregister zu registrieren sind, zahlreiche Detailangaben. Insbesondere ist in den migrierten Daten keine Zuordnung der Anlagen zu einem Anlagenbetreiber oder zu einem Netzbetreiber enthalten. Die von der Marktstammdatenregister-Verordnung geforderten Detail-Informationen und die Zuordnung der Anlagen machen für jeden migrierten Datensatz eine Neuregistrierung erforderlich.

Viele Nutzer des Markstammdatenregisters erwarten von der Bundesnetzagentur, dass sie auf eine neue Registrierung ihrer bestehenden Anlage verzichten können, weil die Anlage ja bereits in den migrierten Daten enthalten ist. Dies ist allerdings nicht möglich, weil es datenschutzrechtlich unzulässig wäre, den Betreibern alle teils vertraulichen Daten anzuzeigen, die für die Zuordnung erforderlich wären. Es muss darum stets eine neue Registrierung durchgeführt werden.

**Veröffentlichung der Daten**

Fast alle Daten, die im MaStR eingetragen sind, sind öffentlich. Dies gilt nicht für die exakten Standortdaten von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW und für die Stammdaten natürlicher Personen. Alle öffentlichen Daten können im Online-Portal des Marktstammdatenregisters ausgewertet werden. Zusätzlich veröffentlicht die Bundesnetzagentur auf ihrer Homepage stichtagsbezogene Gesamtdatenauszüge: www.bundenetzagentur.de/mastr.

Diese Veröffentlichungen sind für zahlreiche Institutionen, die sich insbesondere mit der Stromwirtschaft befassen, von großem Wert und stellen eine deutliche Verbesserung der Datenbereitstellung dar.

# D Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

## Fusionskontrollverfahren im Energiebereich: RWE AG / E.ON SE

Im Februar 2019 hat das Bundeskartellamt den Erwerb einer Minderheitsbeteiligung an der E.ON SE („E.ON") durch die RWE AG („RWE") in Höhe von 16,67 Prozent freigegeben (Aktenzeichen B8-28/19). Dieses Vorhaben ist Teil eines umfassenden Tauschs von Geschäftsaktivitäten zwischen beiden Unternehmen, welcher die folgenden wesentlichen Elemente umfasst:

- E.ON erwirbt den gesamten von RWE gehaltenen Anteil an Innogy SE („Innogy") in Höhe von 76,69 Prozent und unterbreitet den Minderheitsaktionären ein freiwilliges Übernahmeangebot. Anschließend wird das Erneuerbare-Energien-Geschäft von Innogy sowie Innogys Gasspeichergeschäft auf RWE zurückübertragen („Reverse Carve Out Assets").

- RWE erhält den weit überwiegenden Teil des EEG-Geschäftes von E.ON sowie die von der E.ON-Tochter PreussenElektra gehaltenen Minderheitsbeteiligungen an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken Emsland und Gundremmingen C („Transfer Assets").

- Weiterhin erwirbt RWE E.ON-Aktien aus genehmigtem Kapital und so eine Beteiligung am stimmberechtigten Grundkapital von E.ON in Höhe von 16,67 Prozent.

Im Ergebnis wird sich RWE damit auf die konventionelle und die EEG-Stromerzeugung, das Gasspeichergeschäft sowie den Großhandel mit Strom und Gas fokussieren. E.ON konzentriert sich auf den Vertrieb von Strom und Gas an Endkunden sowie den Betrieb von Verteilernetzen.

Aufgrund der Komplexität der von den Parteien gewählten Transaktionsstruktur waren die EU-Kommission und das Bundeskartellamt jeweils für die Prüfung von Teilen der Gesamttransaktion zuständig. So fielen die ersten beiden o.g. Transaktionsschritte in die Zuständigkeit der EU-Kommission, da es sich hier jeweils um einen Zusammenschluss im Sinne der europäischen Fusionskontrollverordnung (FKVO)[176] handelt und die Umsätze der beteiligten Unternehmen die in der FKVO festgelegten Schwellenwerte überschreiten[177].

Der Erwerb der Minderheitsbeteiligung an E.ON durch RWE in Höhe von 16,67 Prozent fiel in die Zuständigkeit des Bundeskartellamtes, da dieser RWE keine Kontrolle über E.ON vermittelt und daher keinen Zusammenschluss im Sinne des europäischen Rechts darstellt. Er erfüllt jedoch nach Einschätzung des

---

[176] Art. 3 Abs. 1 FKVO („Kontrollerwerb").

[177] Art. 1 Abs. 2 lit. a und lit. b FKVO („gemeinschaftsweite Bedeutung").

Bundeskartellamtes den Zusammenschlusstatbestand des Erwerbs eines wettbewerblich erheblichen Einflusses im Sinne des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen.[178]

Das Vorhaben „Transfer Assets“ (Aktenzeichen M.8871) ist von der EU-Kommission zeitgleich mit der beim Bundeskartellamt angemeldeten Minderheitsbeteiligung (s. o.) im Februar 2019 freigegeben worden. Das Vorhaben E.ON/Innogy (Aktenzeichen M.8870) wurde nach Durchführung einer vertieften Prüfung unter Auflagen, die unter anderem die Abgabe der meisten Verträge mit Heizstromkunden und einer Reihe von E-Ladesäulen an Autobahnen beinhalten, im September 2019 freigegeben.[179]

Im Mittelpunkt der in enger Kooperation mit der EU-Kommission durchgeführten materiellen Prüfung des Zusammenschlussvorhabens durch das Bundeskartellamt standen die horizontalen Wirkungen des Zusammenschlusses auf dem Markt für die Stromerzeugung und den Erstabsatz von Strom. Ferner vom Zusammenschluss betroffen waren weitere Märkte für der Strom- und die Gasversorgung.[180]

Auf dem Stromerstabsatzmarkt wird die Marktstellung des Zielunternehmens E.ON nach Vollzug der Gesamttransaktion von den durch die E.ON-Tochter PreussenElektra gehaltenen Beteiligungen an den verbleibenden Kernkraftwerken geprägt. Die maßgeblichen Erzeugungskapazitäten von E.ON reduzieren sich jedoch mit der sukzessiven Abschaltung der Kernkraftwerke Grohnde, Brokdorf bis Ende 2021 und Isar 2 bis Ende 2022 gänzlich. Bei E.ON verbleiben dann überwiegend in eigenen und Innogy-Tochterunternehmen geführte kleine und kleinste, nicht EEG-geförderte Erzeugungsanlagen (in Summe deutlich weniger als 1 Prozent der nicht EEG-geförderten Erzeugungskapazität in Deutschland). RWE erreichte nach den Ergebnissen des Energie-Monitorings für das Jahr 2017 einen Marktanteil von 29,9 Prozent (2018: 30,2 Prozent) auf dem Stromerstabsatzmarkt; 2016 waren es noch 33,5 Prozent.[181] Durch den von der EU-Kommission zu prüfenden Transaktionsteil des Erwerbs der Transfer Assets unter Berücksichtigung der Veräußerung der Reverse Carve Out Assets ergibt sich eine marginale Erhöhung des Marktanteiles von RWE um weniger als 1 Prozent. Dieser Zuwachs entfällt allerdings mit Abschluss des Atomausstiegs, so dass das Vorhaben insgesamt nur geringe, vorübergehende Wirkungen auf den Stromerstabsatzmarkt hat.

Um ein genaueres Bild der aktuellen Marktstellung von RWE zu erlangen, das den Besonderheiten des Stromerstabsatzmarktes Rechnung trägt, hat das Bundeskartellamt zusätzlich den Residual Supply Index (RSI) ermittelt. Der RSI bestimmt die Zeiträume, in denen ein bestimmter Stromerzeuger unverzichtbar ist, um die Stromnachfrage zu decken. Er trägt damit den Tatsachen Rechnung, dass zu jedem Zeitpunkt die nachgefragte und die erzeugte Menge Stromes 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.

---

[178] Im Sinne des § 37 Abs. 1 Nr. 4 GWB.

[179] Einzelheiten zu diesem Teil der Gesamttransaktion finden sich auf der Seite der Europäischen Kommission unter https://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-5582_en.htm

[180] Bei der Prüfung der materiellen Auswirkungen in all diesen Bereichen wurde die Gesamttransaktion zugrunde gelegt, d. h. es wurde vorausgesetzt, dass auch die bei der Europäischen Kommission notifizierten Teilaspekte der Gesamttransaktion wie angemeldet vollzogen werden.

[181] Bei der Prüfung wurden die damaligen Zahlen für das Jahr 2017 zugrunde gelegt, da die Zahlen für 2018 zum Prüfungszeitpunkt noch nicht vorlagen.

Die Ergebnisse der Ermittlung des RSI belegen, dass RWE zum gegenwärtigen Zeitpunkt zwar bereits in einer nicht unerheblichen Anzahl von Stunden im Jahr unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage ist. Die Zahl pivotaler Stunden erreicht jedoch derzeit noch nicht das für die Annahme einer marktbeherrschenden Stellung erforderliche Niveau. Unabhängig von der nunmehr freigegebenen Transaktion dürfte der bis Ende 2022 abgeschlossene Atomausstieg allerdings dazu führen, dass das Ausmaß der Unverzichtbarkeit des konventionellen RWE-Kraftwerksparks und mithin die Marktmacht von RWE deutlich zunehmen wird. Abhängig von der konkreten Umsetzung des beabsichtigten Kohleausstiegs könnte sich diese Entwicklung weiter verschärfen. RWE dürfte nach einer Projektion auf Grundlage dieser Analysen aufgrund der allgemeinen Marktentwicklung perspektivisch Marktmacht in einem Umfange zuwachsen, so dass die Schwelle zur marktbeherrschenden Stellung überschritten werden könnte. Zu dem Zeitpunkt, zu dem sie nach derzeitigem Erkenntnisstand allerdings ein kritisches Ausmaß erreichen könnte, wird sie aber nicht mehr durch die Minderheitsbeteiligung an E.ON verstärkt. Eine durch den Erwerb der Minderheitsbeteiligung bewirkte erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs war daher auszuschließen.

Auch der vom Bundeskartellamt geprüfte Erwerb einer Minderheitsbeteiligung in Höhe von 16,67 Prozent an E.ON durch RWE ließ keine erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs erwarten. Die Minderheitsbeteiligung vermittelt RWE keine Kontrolle über die bei E.ON verbleibenden Erzeugungskapazitäten. RWE wird bei dieser Beteiligungshöhe nicht in der Lage sein, ihren Einfluss im Tagesgeschäft gegen die Interessen von E.ON durchzusetzen, etwa indem E.ON-Kraftwerke im Interesse von RWE zurückgehalten würden. Allerdings wird RWE anteilig an den Gewinnen der E.ON-Kraftwerke teilhaben. Eine fusionskontrollrechtlich relevante Verstärkung der Möglichkeiten und Anreize von RWE für eine preistreibende Kapazitätszurückhaltung, die als erhebliche Wettbewerbsbehinderung zu qualifizieren wäre, ergibt sich hieraus jedoch nicht:

Auch die künftige Marktstellung von RWE in den vorgelagerten und von E.ON in den nachgelagerten Märkten wird angesichts dieser Konstellationen nicht zu einer Behinderung wirksamen Wettbewerbs in vertikaler Hinsicht führen. Vielmehr weist die Transaktion sogar einen dekonzentrativen Effekt dahingehend auf, dass sich die Einflussmöglichkeiten von RWE auf die Aktivitäten der bislang von ihr kontrollierten Innogy durch deren Veräußerung an E.ON deutlich verringern. Im Gasbereich waren nach den Ermittlungen des Bundeskartellamtes schon aufgrund signifikant geringerer Marktanteile oder des Fehlens von Überschneidungen der jeweiligen Tätigkeitsbereiche keine negativen wettbewerblichen Auswirkungen zu erwarten.

Eine ausführliche Darstellung des Vorhabens und der fusionskontrollrechtlichen Prüfung findet sich im Fallbericht B8-28/19 „Erwerb einer Minderheitsbeteiligung an der E.ON SE durch die RWE AG in Höhe von 16,67 Prozent“
unter: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Entscheidung/DE/Fallberichte/Fusionskontrolle/2019/B8-28-19.html

# 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)

Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung (III.B)

(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 Regelenergie 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

C 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

D Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz, 2018 ..... 35

Abbildung 2: Marktlokation je Bundesland auf VNB-Ebene nach Angaben der VNB ..... 39

Abbildung 3: Marktlokation je Bundesland auf ÜNB-Ebene nach Angaben der ÜNB ..... 40

Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom ..... 41

Abbildung 5: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Strom 42

Abbildung 6: Anteil der fünf größten Unternehmen im Stromerstabsatzmarkt im deutschen Marktgebiet ..... 48

Abbildung 7: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2018 ..... 52

Abbildung 8: Anzahl der Verbraucheranfragen ..... 53

Abbildung 9: Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2018 ..... 54

Abbildung 10: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: Oktober 2019) ..... 59

Abbildung 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung ..... 62

Abbildung 12: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung ..... 64

Abbildung 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland ..... 67

Abbildung 14: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes ..... 72

Abbildung 15: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke ..... 73

Abbildung 16: Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken bis 2022 ..... 75

Abbildung 17: Anzahl der am Markt befindlichen KWK-Anlagen je Bundesland im Jahr 2018 ..... 77

Abbildung 18: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW ..... 78

Abbildung 19: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW ..... 79

Abbildung 20: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2018 ..... 85

Abbildung 21: Ausbauziele Wind an Land ..... 88

Abbildung 22: Ausbauziele solare Strahlungsenergie ..... 89

Abbildung 23: Förderdeckel Solare Strahlungsenergie ..... 89

Abbildung 24: Ausbauziele Biomasse ..... 90

Abbildung 25: Ausbauziele Wind auf See ..... 90

Abbildung 26: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG ..... 91

Abbildung 27: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands ..... 93

Abbildung 28: Maximale Einspeisung ..... 94

Abbildung 29: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2018 ..... 94

Abbildung 30: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie ..... 95

Abbildung 31: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger ..... 96

Abbildung 32: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern ..... 99

Abbildung 33: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ..... 100

Abbildung 34: Entwicklung der EEG-Umlage ..... 100

Abbildung 35: Regionale Verteilung der jährlichen Zuschlagsmenge bei EEG-Solarausschreibungen ..... 108

Abbildung 36: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 2. Quartal 2019 ..... 119

Abbildung 37: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 2. Quartal 2019121

Abbildung 38: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (380 kV) ..... 124

Abbildung 39: Anteil am Freileitungsmonitoring im Höchstspannungsnetz (220 kV) ..... 125

Abbildung 40: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung ..... 127

Abbildung 41: Entwicklung des Gesamtnetzausbaubedarfs der Hochspannungsnetzbetreiber ..... 128

Abbildung 42: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber (alle Spannungsebenen) ..... 129

Abbildung 43: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) ..... 130

Abbildung 44: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen) ..... 131

Abbildung 45: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB ..... 132

Abbildung 46: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen ..... 133

Abbildung 47: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen ..... 133

Abbildung 48: Entwicklung des Eigenkapitalzinssatzes ..... 136

Abbildung 49: Entwicklung der Eigenkapitalzins (vor Körperschaftsteuer) ..... 137

Abbildung 50: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ von 2006 bis 2018 ..... 138

Abbildung 51: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ in der NS und MS von 2006 bis 2018 ..... 139

Abbildung 52: Redispatchmaßnahmen nach Ausführungsebene 2018 ..... 143

Abbildung 53: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2018 gemäß Meldungen der ÜNB ..... 149

Abbildung 54: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Gesamtjahr 2018 .. 153

Abbildung 55: Angewiesene Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Gesamtjahr 2018 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge. ..... 154

Abbildung 56: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2018 ..... 155

Abbildung 57: Kraftwerkserhöhungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2018 ..... 156

Abbildung 58: Nach Menge geordneter Redispatch Einsatz (Absenkung) je Stunde in Deutschland 2018 ..... 157

Abbildung 59: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen ..... 158

Abbildung 60: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2018 ..... 162

Abbildung 61: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen ..... 163

Abbildung 62: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen ..... 164

Abbildung 63: Entwicklung der ÜNB-Netzentgelte ..... 172

Abbildung 64: Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes für Haushaltskunden von 2006 bis 2019 ..... 175

Abbildung 65: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh ..... 176

Abbildung 66: Grundpreise der Netzbetreiber für den Abnahmefall 3.500 kWh/Jahr ..... 177

Abbildung 67: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2019 ..... 180

Abbildung 68: Verteilung der Netzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2019 ..... 182

Abbildung 69: Verteilung der Netzentgelte für "Industriekunden" (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2019 ..... 184

Abbildung 70: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge ..... 189

Abbildung 71: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2019 ..... 195

Abbildung 72: Aufteilung der Ladestecker nach Typen in Deutschland ..... 196

Abbildung 73: Aufteilung der Leistung an den Ladepunkten in Deutschland ..... 197

Abbildung 74: Verteilung der Marktlokationen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland ..... 198

Abbildung 75: Verteilung der Marktlokationen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten ..... 199

Abbildung 76: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ..... 200

Abbildung 77: Kosten der Systemdienstleistungen im Zeitraum von 2014 bis 2018 ..... 202

Abbildung 78: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2018 ..... 203

Abbildung 79: Schematische Darstellung des Einsatzes der Regelreservearten im zeitlichen Ablauf ..... 204

Abbildung 80: Entwicklung der ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW ..... 207

Abbildung 81: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW ..... 208

Abbildung 82: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW ..... 210

Abbildung 83: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV ..... 212

Abbildung 84: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung ..... 213

Abbildung 85: Durchschnittlicher Einsatz von Minutenreserveleistung im NRV ..... 213

Abbildung 86: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelenergie (SRL und MRL) ..... 214

Abbildung 87: Durchschnittliche, mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise ..... 217

Abbildung 88: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT), ELIA (BE) und RTE (F) ..... 218

Abbildung 89: Im Zeitraum von Januar 2018 bis Dezember 2018 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. ..... 221

Abbildung 90: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2018 ..... 223

Abbildung 91: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 ..... 224

Abbildung 92: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort? ..... 225

Abbildung 93: Welche Hemmnisse bestehen für Ihr Unternehmen derzeit um Lastmanagement einzusetzen?227

Abbildung 94: Sind Maßnahmen geplant mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann? ..... 228

Abbildung 95: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel ..... 231

Abbildung 96: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) ..... 235

Abbildung 97: Physikalische Lastflüsse ..... 236

Abbildung 98: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2018238

Abbildung 99: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands ..... 238

Abbildung 100: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe ..... 239

Abbildung 101: Ungeplante Flüsse 2018 gegenüber 2017 ..... 241

Abbildung 102: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA ..... 249

Abbildung 103: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA ..... 251

Abbildung 104: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT ..... 254

Abbildung 105: Entwicklung des Phelix-Day-Base-DE und Phelix-Day-Base-AT von Oktober bis Dezember 2018 ... 255

Abbildung 106: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT ... 256

Abbildung 107: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2018 ... 257

Abbildung 108: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT- sowie Phelix-DE-Futures an der EEX ... 259

Abbildung 109: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures sowie ab 2018 von Phelix-DE nach Erfüllungsjahr ... 260

Abbildung 110: Preisentwicklung der Phelix-DE-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2018 ... 261

Abbildung 111: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE-Frontjahres-Future-Preise an der EEX ... 262

Abbildung 112: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT ... 264

Abbildung 113: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE-Terminkontrakten ... 267

Abbildung 114: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr ... 268

Abbildung 115: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Marktlokationen ... 269

Abbildung 116: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete ... 270

Abbildung 117: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist ... 271

Abbildung 118: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2018 ... 274

Abbildung 119: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden ... 276

Abbildung 120: Vertragsstruktur von Haushaltskunden im Jahr 2018 ... 277

Abbildung 121: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität ... 278

Abbildung 122: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten ... 280

Abbildung 123: Sperrungen nach Angaben der Verteilnetzbetreiber ... 281

Abbildung 124: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden ... 294

Abbildung 125: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2019 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert) ... 295

Abbildung 126: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Messstellenbetrieb296

Abbildung 127: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis ... 297

Abbildung 128: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden ... 297

Abbildung 129: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie (mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat:DC) ... 302

Abbildung 130: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden ..... 303

Abbildung 131: Umlagevolumen von KWKG-, Offshore-Netz-, §19-StromNEV- und Abschaltbare-Lasten-Umlage ..... 308

Abbildung 132: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und -zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger beliefert werden ..... 311

Abbildung 133: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden ..... 312

Abbildung 134: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden ..... 316

Abbildung 135: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2019 für Ökostrom ..... 318

Abbildung 136: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2018 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh ..... 321

Abbildung 137: Vergleich der EU-Strompreise im 2. Halbjahr 2018 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh ..... 322

Abbildung 138: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen ..... 325

Abbildung 139: Anteil der Messlokationen je VNB, die von Dritten Messstellenbetreiber betrieben werden .. 326

Abbildung 140: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs ..... 330

Abbildung 141: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway ..... 331

Abbildung 142: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme ..... 332

Abbildung 143: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb ..... 332

Abbildung 144: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/ Anschlussnehmer ..... 333

Abbildung 145: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich ..... 335

Abbildung 146: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich ..... 336

Abbildung 147: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ..... 338

Abbildung 148: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2018 ..... 350

Abbildung 149: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018352

Abbildung 150: Marktlokationen je Bundesland auf der VNB-Ebene gemäß Abfrage VNB Gas – Stand. 31. Dezember 2018 ..... 353

Abbildung 151: Marktlokationen je Bundesland auf der FNB-Ebene gemäß Abfrage FNB Gas – Stand. 31. Dezember 2018 ..... 353

Abbildung 152: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Marktlokationen gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018 ..... 356

Abbildung 153: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten ... 358

Abbildung 154: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2018 ... 359

Abbildung 155: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1999 ... 360

Abbildung 156: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2018 – Aufteilung nach Übergabeländern ... 362

Abbildung 157: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2018 – Aufteilung nach Quellenländern ... 362

Abbildung 158: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2018 – Aufteilung nach Übernahmeländern ... 363

Abbildung 159: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015 bis 2018 ... 366

Abbildung 160: Umzustellende RLM-Kunden bis 2024 ... 367

Abbildung 161: Umzustellende SLP-Kunden bis 2024 ... 367

Abbildung 162: Marktraumumstellung der kommenden Jahre pro Netzgebiet ... 370

Abbildung 163: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2018 ... 372

Abbildung 164: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 1. November 2019 ... 373

Abbildung 165: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden ... 375

Abbildung 166: Ausbaumaßnahmen gemäß Netzentwicklungsplan Gas 2018 bis 2028 (Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber) ... 378

Abbildung 167: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber ... 383

Abbildung 168: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas ... 384

Abbildung 169: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2018 ... 385

Abbildung 170: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2018 ... 386

Abbildung 171: Angebot von Einspeisekapazitäten ... 388

Abbildung 172: Angebot von Ausspeisekapazitäten ... 388

Abbildung 173: Buchung der Einspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet ... 390

Abbildung 174: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Produktlaufzeit und Marktgebiet ... 390

Abbildung 175: Kapazitätskündigungen nach Netzkoppelpunkt-Kategorie im Kalenderjahr 2018 ... 392

Abbildung 176: Kapazitätskündigungen nach Produktart ... 392

Abbildung 177: Unterbrechungsmengen nach Regionen ... 394

Abbildung 178: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten ... 395

Abbildung 179: Entwicklung des SAIDI Gas von 2006 bis 2018 ... 397

Abbildung 180: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas ... 402

Abbildung 181: Verteilung der Netzentgelte Gas für Haushaltskunden – Stand 1. Januar 2019 ..... 405

Abbildung 182: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019 407

Abbildung 183: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019 409

Abbildung 184: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2018 bei NetConnect Germany, Stand Juni 2019 ..... 412

Abbildung 185: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2018 bei GASPOOL, Stand Juni 2019 ..... 413

Abbildung 186: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2019 ..... 414

Abbildung 187: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2019 ..... 414

Abbildung 188: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juni 2019 ..... 415

Abbildung 189: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 1 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juni 2019 ..... 415

Abbildung 190: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 2 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juni 2019 ..... 416

Abbildung 191: Externe Regelenergiekaufpreise und -mengen ab 1. Oktober 2018 für MOL 4 im Marktgebiet GASPOOL, Stand Juni 2019 ..... 416

Abbildung 192: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab 1. Oktober 2018, Stand Juni 2019 ..... 417

Abbildung 193: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise GASPOOL ab1. Oktober 2018, Stand Juni 2019 ..... 418

Abbildung 194: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juni 2019 ..... 419

Abbildung 195: Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand Juni 2019 ..... 419

Abbildung 196: Wahl der Wetterprognose ..... 421

Abbildung 197: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete ..... 424

Abbildung 198: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete ..... 426

Abbildung 199: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über acht Brokerplattformen im Jahr 2018 nach Erfüllungszeitraum ..... 427

Abbildung 200: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten ..... 428

Abbildung 201: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2017 und 2018 428

Abbildung 202: Entwicklung des monatlichen Mittelwerts der beiden EEX-Referenzpreise mit besonderem Augenmerk auf das Überschneidungsintervall Ende 2017 ..... 430

Abbildung 203: EEX-EGSI im Jahr 2018 ..... 431

Abbildung 204: Verteilung der Differenzen zwischen den EGSI von GASPOOL und NCG im Jahr 2018 ..... 431

Abbildung 205: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2016 bis 2018 ... 432

Abbildung 206: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Marktlokationen beliefern – Stand 31. Dezember 2018 ... 434

Abbildung 207: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018 ... 436

Abbildung 208: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2018 ... 437

Abbildung 209: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2018 ... 441

Abbildung 210: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden ... 443

Abbildung 211: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2018 ... 444

Abbildung 212: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 444

Abbildung 213: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2018 ... 446

Abbildung 214: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas ... 448

Abbildung 215: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas ... 449

Abbildung 216: Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und Sperrungen Gas in- und außerhalb der Grundversorgung nach Angabe der Lieferanten ... 452

Abbildung 217: Gassperren nach Angaben der VNB Gas in den Jahren 2011 bis 2018 ... 453

Abbildung 218: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ... 460

Abbildung 219: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ... 462

Abbildung 220: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 464

Abbildung 221: Entwicklung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 466

Abbildung 222: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 470

Abbildung 223: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2019 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 470

Abbildung 224: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 471

Abbildung 225: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2019 – Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 471

Abbildung 226: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 472

Abbildung 227: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2019 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 473

Abbildung 228: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 474

Abbildung 229: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten ..... 475

Abbildung 230: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2018 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh ..... 478

Abbildung 231: Vergleich der EU-Gaspreise im 2. Halbjahr 2018 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh ..... 480

Abbildung 232: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2018 ..... 485

Abbildung 233: Verwendete Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2018485

Abbildung 234: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2018487

Abbildung 235: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ..... 488

Abbildung 236: Jährliche Neuregistrierungen nach REMIT in Deutschland ..... 490

Abbildung 237: Anzahl der von der Markttransparenzstelle erhaltenen Datenmeldungen im Bereich Orders und Trades pro Monat ..... 491

Abbildung 238: Meldungen zu Trades („Handelsgeschäfte“) und Orders („Handelsaufträge“) nach Art des Marktplatzes ..... 492

Abbildung 239: Verdachtsfälle 2012 bis 2019 ..... 495

Abbildung 240: Eingestellte Verdachtsfälle 2012 bis 2019 ..... 496

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2018 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber ..... 34

Tabelle 2: Anteil Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch in Prozent ..... 36

Tabelle 3: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom ..... 37

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher (ohne Pumpspeicher) nach Lastprofil gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom ..... 37

Tabelle 5: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2014 bis 2019 ..... 38

Tabelle 6: Netzstrukturdaten 2018 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom ..... 39

Tabelle 7: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch) ..... 47

Tabelle 8: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger ..... 49

Tabelle 9: Entwicklung der Nettostromerzeugung ..... 60

Tabelle 10: $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung ..... 61

Tabelle 11: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung ..... 63

Tabelle 12: Entwicklung der aus dem Markt ausgeschiedenen Kraftwerksleistung seit 2013 ..... 65

Tabelle 13: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland ..... 68

Tabelle 14: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW ..... 78

Tabelle 15: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW ..... 80

Tabelle 16: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Monaten im Jahr 2018 ..... 81

Tabelle 17: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Größenklassen im Jahr 2018 ..... 81

Tabelle 18: Inbetriebnahmen von KWK-Anlagen nach Bundesländern im Jahr 2018 ..... 82

Tabelle 19: KWK-Ausschreibungen ..... 83

Tabelle 20: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember) ..... 86

Tabelle 21: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG ..... 87

Tabelle 22: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ..... 87

Tabelle 23: Ausbaupfade ..... 88

Tabelle 24: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ..... 92

Tabelle 25: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie ....96

Tabelle 26: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) ....98

Tabelle 27: Absenkung der anzulegenden Werte – Solare Strahlungsenergie .... 102

Tabelle 28: Absenkung der anzulegenden Werte – Wind an Land .... 103

Tabelle 29: Durchgeführte Ausschreibungen seit 2017 .... 104

Tabelle 30: (Fortsetzung von Tabelle 29)Durchgeführte Ausschreibungen seit 2017 .... 105

Tabelle 31: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen .... 106

Tabelle 32: Ausschreibungen für Solaranlagen 2018 bis 2019 .... 107

Tabelle 33: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2018 .... 109

Tabelle 34: Ausschreibungen für Winderenergieanlagen an Land 2019 .... 110

Tabelle 35: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer .... 111

Tabelle 36: Ausschreibungen Windenergie auf See .... 112

Tabelle 37: Ausschreibungen Biomasse 2018/2019 .... 113

Tabelle 38: Gemeinsame Ausschreibungen Solar und Windenergie an Land 2018/2019 .... 115

Tabelle 39: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB .... 131

Tabelle 40: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2018 .... 141

Tabelle 41: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2016 bis 2018 .... 142

Tabelle 42: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Gesamtjahr 2018 .... 146

Tabelle 43: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2018 .... 147

Tabelle 44: (Fortsetzung von Tabelle 43) Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2018 .... 148

Tabelle 45: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2018 .... 151

Tabelle 46: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2018 .... 152

Tabelle 47: Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen .... 159

Tabelle 48: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2018 .... 160

Tabelle 49: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2018161

Tabelle 50: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von Einspeisemanagementmaßnahmen im Jahr 2018 .. 165

Tabelle 51: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2018 .... 166

Tabelle 52: Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber .... 170

Tabelle 53: Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im Regelverfahren ... 171

Tabelle 54: Netzkosten der Verteilernetzbetreiber im vereinfachten Verfahren ... 171

Tabelle 55: Gegenüberstellung spezifische ÜNB-Entgelte 2018 und 2019 inkl. Offshore-Umlagen ... 173

Tabelle 56: Entwicklung der Grundpreise ... 178

Tabelle 57: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2019 ... 179

Tabelle 58: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr181

Tabelle 59: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2019 ... 183

Tabelle 60: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene ... 186

Tabelle 61: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen ... 188

Tabelle 62: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung ... 190

Tabelle 63: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung ... 191

Tabelle 64: Aufteilung des gesamten Entlastungsvolumens nach Netzbetreiber-Kategorien, Mio. Euro ... 191

Tabelle 65: Aufteilung des gesamten Letztverbrauchs nach Netzbetreiber-Kategorien, Mio. Euro ... 192

Tabelle 66: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2019) ... 194

Tabelle 67: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Sekundärleistung ... 209

Tabelle 68: Leistungsspannen der von den ÜNB ausgeschriebenen Minutenreserve ... 211

Tabelle 69: Maximale Ausgleichsenergiepreise ... 216

Tabelle 70: Angaben zur Steuerung des Lastmanagements ... 226

Tabelle 71: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten ... 233

Tabelle 72: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten ... 234

Tabelle 73: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse ... 236

Tabelle 74: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen ... 237

Tabelle 75: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen ... 237

Tabelle 76: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse) ... 239

Tabelle 77: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2018252

Tabelle 78: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2016 bis 2018 ... 258

Tabelle 79: Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2018 nach Erfüllungszeitraum ... 266

Tabelle 80: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2018 ... 275

Tabelle 81: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität) ... 277

Tabelle 82: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2018 ... 282

Tabelle 83: Produkte in gebündelten Tarifen und Größe der Unternehmen, die diese anbieten ... 284

Tabelle 84: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen ..... 287

Tabelle 85: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2019 ..... 289

Tabelle 86: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr ..... 290

Tabelle 87: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2019 ..... 292

Tabelle 88: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2018 zum 1. April 2019 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden ..... 293

Tabelle 89: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2019 ..... 299

Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2019 ..... 300

Tabelle 91: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2019 ..... 301

Tabelle 92: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden ..... 304

Tabelle 93: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2019 ..... 305

Tabelle 94: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2019 ..... 306

Tabelle 95: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2019 ..... 307

Tabelle 96: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh ..... 314

Tabelle 97: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr ..... 315

Tabelle 98: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2018 ..... 316

Tabelle 99: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2019 für Ökostrom ..... 317

Tabelle 100: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) ..... 319

Tabelle 101: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Strom ..... 324

Tabelle 102: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern ..... 327

Tabelle 103: Pflichteinbaufälle i. S. d. § 29 i. V. m. 31, 32 MsbG ..... 328

Tabelle 104: Optionaler Einbau i. S. d. § 29 i. V. m. 31 MsbG ..... 329

Tabelle 105: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich ..... 334

Tabelle 106: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich ..... 336

Tabelle 107: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs 339

Tabelle 108: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG ..... 340

Tabelle 109: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 5. November 2019 ..... 351

Tabelle 110: Netzstrukturdaten 2018 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31. Dezember 2018 ..... 352

Tabelle 111: Ausspeisemengen Gas in 2018 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas ..... 354

Tabelle 112: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2018 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 355

Tabelle 113: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2018 und 2017 ..... 364

Tabelle 114: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2018 und 2017 ..... 364

Tabelle 115: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung im Vergleich 2015 bis 2018 ..... 368

Tabelle 116: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2018 ..... 371

Tabelle 117: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber ..... 374

Tabelle 118: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2018 ..... 396

Tabelle 119: Entwicklung der Erlösobergrenze ..... 400

Tabelle 120: Verteilung der Netzentgelte für Gas-Haushaltskunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019 ... 404

Tabelle 121: Verteilung der Netzentgelte Gas für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019 ..... 406

Tabelle 122: Verteilung der Netzentgelte Gas für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2019 ..... 408

Tabelle 123: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2018 ..... 442

Tabelle 124: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2018 ..... 445

Tabelle 125: Vertragsstruktur von Haushaltskunden Gas (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2018 ..... 447

Tabelle 126: Vertragswechsel von Haushaltskunden Gas in 2018 gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 448

Tabelle 127: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Gas in 2018 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas ..... 450

Tabelle 128: Anzahl der Gassperren pro Bundesland im Jahr 2018 gemäß Angaben der VNB Gas ..... 454

Tabelle 129: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung für Haushaltskunden Gas in 2018 gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 456

Tabelle 130: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ..... 459

Tabelle 131: Preisniveau am 1. April 2019 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ..... 461

Tabelle 132: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 463

Tabelle 133: 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 2018 und 1. April 2019 gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 465

Tabelle 134: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 467

Tabelle 135: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 468

Tabelle 136: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten ..... 469

Tabelle 137: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas ..... 476

Tabelle 138: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2018 ..... 482

Tabelle 139: Anzahl der Messlokationen nach Bundesländern ..... 483

Tabelle 140: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen nach Zählergröße für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2018 ..... 484

Tabelle 141: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2018 ..... 486

# Abkürzungsverzeichnis

| Begriff | Definition |
|---|---|
| AbLaV | Verordnung zu abschaltbaren Lasten |
| 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 | Gesetz über den Bundesbedarfsplan (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) |
| DVGW | Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches |
| 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 |
| EGIX | European Gas Index |
| EGSI | European Gas Spot Index |
| EinsMan | Einspeisemanagement |

| | |
|---|---|
| EnLAG | Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz) |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber |
| EnWG | Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) |
| Eurostat | Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| EXAA | Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG |
| FB MC | Flow Based Market Coupling |
| FNB | Fernleitungsnetzbetreiber |
| FZK | Frei zuordenbare Kapazität |
| GaBi Gas | Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor |
| GasGKErstV | Gasgerätekostenerstattungsverordnung |
| 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 |
| 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 |
| kWh/h | Kilowattstunde pro Stunde |
| kWh/h/a | Kilowattstunde pro Stunde pro Jahr |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| LNG | Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas |
| LSV | Ladesäulenverordnung |
| $m^3/h$ | Kubikmeter pro Stunde |

| | |
|---|---|
| MOL | Merit-Order-List |
| MRL | Minutenreserveleistung |
| MS | Mittelspannung |
| MSB | Messstellenbetreiber |
| MsbG | Messstellenbetriebsgesetz |
| MWh | Megawattstunde |
| MWh/km² | Megawattstunde pro Quadratkilometer |
| MWV | Mineralölwirtschaftsverband e.V. |
| NABEG | Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz |
| NAV | Niederspannungsanschlussverordnung |
| NCG | Net Connect Germany |
| NDAV | Niederdruckanschlussverordnung |
| NEMOG | Netzentgeltmodernisierungsgesetz |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| Nm³ | Normkubikmeter |
| Nm³/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. |
| Anpassungsmaß-nahmen | 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 | *Elektrizität*<br>Die eingesetzte Regelarbeit, die mit den Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Ausgleichsenergie ist somit die Umlage der Abrufkosten für die Regelleistung, sie stellt die bilanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regelarbeit dar.<br>*Gas*<br>Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. §23 Abs. 2 GasNZV). |
| Ausspeisemenge | Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge. |
| Ausspeisepunkt | Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen. |
| Baseload (Grundlast) | Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages. |
| 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-Leistung | Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators.<br>Für Wasserkraft misst man im Turbinenbetrieb an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung.<br>Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des Generators die Netto-Leistung, wenn die Anlage als Motor betrieben wird. Die Brutto-Leistung ergibt sich aus der Netto-Leistung und der Addition der Eigenbedarfsleistung, einschl. Verlustleistung der Maschinentransformatoren des Kraftwerks ohne Betriebsverbrauch und Bezug für Phasenschieberbetrieb (VGB, 2012). |
| 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). |
| Bundesfachplanung | Die Bundesfachplanung (BFP) ist ein Verfahrensschritt, der der Planfeststellung vorgelagert ist. Sie legt Trassenkorridore verbindlich fest. Das sind ca. 500 bis 1.000 Meter breite Gebietsstreifen, in denen die Leitung später verläuft. Die BFP wird von der Bundesnetzagentur bei den gekennzeichneten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Vorhaben des BBPlG durchgeführt. |
| 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. |
| 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 Stromliefervertrages 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. Zudem hält die EEX ca. 88 Prozent an der Powernext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX). |
| Eigenverbrauch (Erzeugungsanlagen) | Der Eigenverbrauch ist definiert als Energieerzeugnis das auf dem Betriebsgelände eines Herstellungsbetriebes und eines Gasgewinnungsbetriebes zur Aufrechterhaltung des Betriebes verwendet werden. Dies ist z. B. die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung benötigt wird. Der Eigenverbrauch enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren in Kraftwerken werden hinzugerechnet. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit zusammen. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt (vgl. VGB, 2012). |
| Eigenverbrauchs-leistung | Elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z. B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebs einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Die Stillstands-Eigenverbrauchsleistung, außerhalb der Betriebszeit einer Erzeugungseinheit, ist die benötigte elektrische Leistung für die Neben- und Hilfsanlagen (vgl. VGB, 2012). |
| Einspeisemanagement (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.<br>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 auszuzahlen. 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. |
| Entgelt für Abrechnung | Das Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Nettonetzentgelte und wird nicht mehr separat ausgewiesen (vgl. § 7 Abs. 2 MsbG) |
| Entgelt für Mess-stellenbetrieb | 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. |
| 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 Market Coupling (FB MC) | Lastflussbasierte Marktkopplung Beim FB MC werden ausgehend von geplanten kommerziellen Lastflüssen (Handelsaktivitäten) die verfügbaren Kapazitäten des Übertragungsnetzes für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben (allokiert. Das FBMC ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation, bringt damit die Netz- und die Marktseite näher zusammen und führt somit zu einem wohlfahrtsoptimaleren Ergebnis. |
| 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 unterbrechbarer (=steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den unterbrechbaren (=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/m³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m³ bis 15,7 kWh/m³. |
| 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 (Spotmarkt der EEX) werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden und ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf. |
| Intelligentes Messsystem | Eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt. |
| 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.<br>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 gleich 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 gleich 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 – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicher-kapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus. |

| | |
|---|---|
| Kondensationsstrom | *Brutto-Kondensationsstromerzeugung:*<br>Der Brutto-Kondensationsstrom ist Teil der Bruttostromerzeugung in einer Berichtszeit, der entsteht, wenn das Arbeitsmedium in einer Dampfturbine bis auf Umgebungstemperatur ausgekühlt wird und somit das volle, mögliche Enthalpie-Gefälle zur Stromerzeugung genutzt wird. Stromerzeugung in Gasturbinen, mit Verbrennungsmotoren betriebenen BHKW und Brennstoffzellen ohne Nutzung der anfallenden Wärme ist "ungekoppelte Stromerzeugung" und damit der Kondensationsstromerzeugung gleichzusetzten.<br>*Netto-Kondensationsstromerzeugung:*<br>Die Netto-Kondensationsstromerzeugung einer Stromerzeugungsanlage ist die um den Betriebseigenverbrauch Kondensations-Strom verminderte Brutto-Kondensationsstromerzeugung (in einer Berichtszeit) |
| Konventioneller Erzeugungssockel | Anteil der preisunelastischen konventionellen Leistungserbringung, der nicht der Mindesterzeugung zuzuordnen ist. |
| 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. |
| KWK-Strom | KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage; bei Anlagen, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügen, ist die gesamte Nettostromerzeugung KWK-Strom |
| Kraftwerksstatus | Gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke: Kraftwerke, die an der Stilllegung gem. § 13a EnWG gehindert sind.<br>*Kraftwerke in der Netzreserve*:<br>Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden.<br>*Sonderfälle*:<br>Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind.<br>*Saisonale Konservierung*:<br>Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden. |
| 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/m³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m³ bis 13,0 kWh/m³. |
| Leistungsgemessene Letztverbraucher | Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden. |
| Lieferantenwahl bei Einzug | Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist. |
| Lieferantenwechsel | Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden). |
| Market Coupling | Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market |

| | |
|---|---|
| | Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen. |
| Market Maker | Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität. |
| Marktgebiet | Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können. |
| Marktlokation | In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlokation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.<br>Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt. |
| 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.<br>Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.<br>Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt. |
| 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. |
| Mindesterzeugung | Mindesterzeugung ist die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung.<br>Konkret handelt es sich um diejenige Einspeiseleistung, die explizit für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorgesehen ist. Die Systemdienstleistungen müssen zum Zweck des stabilen Netzbetriebs erbracht werden. Daraus ergibt sich die netztechnische Erforderlichkeit.<br>Die Mindesterzeugung ist mindestens einzuspeisen, weil erst durch die Einspeisung bestimmte Systemdienstleistungen erbracht werden (positive Redispatch- und Regelleistung, Kurzschluss- und Blindleistung). Sie ist auch dann mindestens einzuspeisen, wenn die Einspeisung nur die notwendige Voraussetzung zur Erbringung von Systemdienstleistungen schafft, wie im Falle der negativen Regelleistung. Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung wird als Teil der Mindesterzeugung aufgefasst, weil sie unmittelbar zu ihrer sicheren Erbringung dient und auf die gleiche Weise funktioniert. Allerdings wird hier keine 1:1 Besicherung vorgenommen, sondern es werden probabilistische Effekte berücksichtigt. |
| 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 Lufteintrittstemperatur), 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.<br>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:<br>– zusätzliche Investitionen, z. B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern,<br>– Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen,<br>– die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d. h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder<br>– 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 | *Elektrizität*<br>Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG.<br>*Gas*<br>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 | *Elektrizität*<br>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 Hausanschluss-sicherung, 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).<br>*Gas*<br>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 Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung 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)<br>Niederspannung (NS) ≤ 1 kV<br>Mittelspannung (MS) > 1 kV und ≤ 72,5 kV<br>Hochspannung (HS) > 72,5 kV und ≤ 125 kV<br>Höchstspannung (HöS) > 125 kV |
| Netzgebiet | Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken. |
| 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. |
| 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. |
| 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) grundsätzlichen einen höheren monetären Wert auf. |
| Phelix (Physical Electricity Index) | 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 (vgl. EEX). |
| Planfeststellung | Letzte Stufe des Planungsprozesses bei Netzausbau- oder Umbaumaßnahmen, ist das Planfeststellungsverfahren. Im Planfeststellungsverfahren wird unter Beteiligung der Öffentlichkeit und der betroffenen Träger öffentlicher Belange und Vereinigungen über den flächenscharfen, konkrete Verlauf und die Ausgestaltung der Ausbaumaßnahme entschieden. |
| 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 Übertragungsnetzbetreiber 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) | Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh (Strom) bzw. mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde (Gas) 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*<br>Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)<br>*Gas*<br>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. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden) |
| Smart-Meter-Gateway | Die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, die ein oder mehrere moderne Messeinrichtungen und weitere technische Einrichtungen wie insbesondere Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität unter Beachtung der besonderen Anforderungen von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien sicher in ein Kommunikationsnetz einbinden kann und über Funktionalitäten zur Erfassung, Verarbeitung und Versendung von Daten verfügt. |
| 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) |
| 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 | Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1 km, L2 = 1 km und L3 = 1 km, dann Stromkreislänge = 1 km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilsnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich |

| | |
|---|---|
| | Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden. |
| Terminmarkt | Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen. |
| 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 Verbund-austauschfahrpläne | 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).<br>Bei der Datenabfrage 2020 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt. |

# 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 603
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**

27. November 2019

**Druck**

Bundesnetzagentur

**Bildnachweis**

**Text**

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring