Bundesnetzagentur Bundeskartellamt

Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Bericht
Monitoringbericht 2018

Monitoringbericht 2018

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Stand: 21. November 2018

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 2018 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 Strom- und Gasmärkte in Deutschland und Europa unterliegen tiefgreifenden Veränderungen. Mehr Wettbewerb unter den Bedingungen einer nachhaltigen und sicheren Energieversorgung soll insbesondere auch den Interessen der Verbraucher dienen. Eine zeitnahe und detaillierte Evaluierung dieser Ziele erfolgt durch den jährlichen Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. In diesem Jahr stehen die Verbraucher noch stärker im Fokus: Endkunden können durch die Darstellung der Verbrauchersicht die Energiethemen explizit nachvollziehen.

Kennzeichnend für die Strommärkte ist nach wie vor die fortschreitende Energiewende. Der Bruttostromverbrauch bewegte sich im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr auf einem konstanten Niveau. Dabei ist der Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf über 36 Prozent angestiegen. Insgesamt lag das Niveau der Nettostromerzeugung auf dem des Vorjahres. Die Erzeugungskapazitäten stiegen im Jahr 2017 weiter an, was auf einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger zurückzuführen ist. Die Marktintegration der erneuerbaren Erzeugung ist sehr hoch, ca. 78 Prozent werden von den Erzeugern direkt im Wettbewerb vermarktet.

Der wettbewerblich positiv zu bewertende Trend einer abnehmenden Marktkonzentration bei der konventionellen Stromerzeugung hat sich auch im Jahr 2017 fortgesetzt. Zum einen hat sich der gemeinsame Marktanteil der größten Erzeuger gegenüber den Vorjahren weiter verringert. Zum anderen hat der Verkauf der Braunkohleaktivitäten von Vattenfall an LEAG eine merkliche dekonzentrative Wirkung entfaltet. Mit der Abspaltung des Stromerzeugers Uniper vom E.ON-Konzern und seines Weiterverkaufs an das finnische Unternehmen Fortum im Jahr 2018 dürfte sich diese Entwicklung fortsetzen.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahresdurchschnitt zum ersten Mal seit dem Jahr 2011 wieder gestiegen. Damit einher ging ein Rückgang der Liquidität auf den Großhandelsmärkten. Am 1. Oktober 2018 wurde die ehemals gemeinsame Gebotszone Deutschland-Österreich im Hinblick auf die bestehenden physikalischen Realitäten aufgeteilt. Bereits im Jahr 2017 hat die Gebotszonentrennung die Liquidität der Langfristprodukte auf den Großhandelsmärkten beeinflusst. Die Marktteilnehmer konnten sich früh an der EEX vor der Trennung mit neuen Produkten nur für das deutsche Marktgebiet eindecken, so dass sich das Handelsvolumen seit der Einführung deutlich hin zu den Produkten für die deutsche Gebotszone verschoben hat. Auf den Gasmärkten hat die Liquidität im Erdgasgroßhandel im Jahr 2017 bei merklich gestiegenen Gasgroßhandelspreisen nach einem Anstieg im Jahre 2016 wieder in etwa das Niveau des Jahres 2015 erreicht.

Auch auf den Einzelhandelsmärkten für Strom und Gas zeigte sich im Jahr 2017 eine positive Entwicklung hin zu mehr Wettbewerb und den damit verbundenen Wahlmöglichkeiten und daraus entstehenden Preisvorteilen für die Endkunden. Der kumulierte Marktanteil der absatzstärksten Stromanbieter für Standardlastkunden und für leistungsgemessene Kunden sank gegenüber dem Vorjahr weiter und liegt wie auch der Grad der Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten nach wie vor deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung.

Die für den Stichtag 1. April 2018 erhobenen Strompreise sind für Haushaltskunden im Vergleich zum Vorjahr erneut stabil geblieben, für Gewerbekunden sind die Preise im Durchschnitt leicht gesunken und für Industriekunden gestiegen. Dabei hat sich der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises

erstmals seit dem Jahr 2011 erhöht. Das Niveau der Netzentgelte, der EEG-Umlage und der Umlage nach dem KWKG ist im Jahr 2018 gesunken, so dass der Preisanstieg zum 1. April 2018 im Durchschnitt gedämpft wurde. Die Gaspreise für Haushaltskunden und Gewerbekunden sind zum 1. April 2018 im Vergleich zum Vorjahr erneut gesunken, so dass sich in diesen Bereichen der Trend zu sinkenden Gasletztverbraucherpreisen fortsetzt. Die Gasendkundenpreise für Industriekunden sind hingegen leicht gestiegen.

Aus wettbewerblicher Sicht fällt zudem positiv ins Gewicht, dass auf den Strom- und Gasmärkten mittlerweile rund ein Drittel der Lieferungen für Haushaltskunden von einem Lieferanten erbracht wird, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Für Lieferantenwechsel spielen dabei mittlerweile Vergleichsportale, deren Tätigkeit derzeit von der im Bundeskartellamt neu eingerichteten Beschlussabteilung für Verbraucherschutz im Rahmen einer Sektoruntersuchung näher analysiert wird, eine immer größere Rolle. Auffällig ist im Jahr 2017, dass die Lieferantenwechselquote für Stromkunden sowohl im Haushalts- als auch im Nicht-Haushaltsbereich nur leicht gestiegen und für Gaskunden in beiden Bereichen sogar erstmals seit mehreren Jahren gesunken ist. Allerdings lohnt sich für Haushaltskunden weiterhin der Wechsel vom Grundversorgungsvertrag zu anderen Verträgen.

Nach wie vor hat auch die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung unmittelbare Auswirkungen auf die Verbraucher. Bei Haushaltskunden werden beispielsweise die Gasheizungen angepasst. So wurden die Umstellungsarbeiten im Jahr 2017 erfolgreich auch in größeren Netzgebieten wie Westnetz, Avacon und wesernetz Bremen fortgesetzt. Die Netzbetreiber nutzen ihre bisher gesammelten Erfahrungen bei der Erhebung und Umstellung der betroffenen Geräte, um eine möglichst reibungslose Umstellung sicherzustellen.

Das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur haben ihre enge Zusammenarbeit für diesen Bericht fortgesetzt. Der Fokus des Bundeskartellamtes ist auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas einschließlich der Belieferung von Nicht-Haushaltskunden gerichtet. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen in den Netzbereichen, der Versorgungssicherheit und der Belieferung von Haushaltskunden. Marktabdeckung und Validität der erhobenen Daten liegen dank des Engagements der befragten Unternehmen weiterhin auf einem sehr hohen Niveau.

Gemeinsam werden wir die Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland weiter aufmerksam begleiten und in unseren jeweiligen Aufgabenbereichen mitgestalten. Die Daten in diesem Bericht zeigen, dass die Märkte in Sachen Wettbewerb auf gutem Wege sind, aber durchaus weiterer Handlungsbedarf besteht, damit sich die Wettbewerbsverhältnisse im Strom- und Gasbereich weiter positiv entwickeln und die Verbraucher noch stärker von den Veränderungen auf den Märkten profitieren können.

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

Andreas Mundt
Präsident des Bundeskartellamtes

Kernaussagen

Erzeugung

Die Nettostromerzeugung in Deutschland lag im Jahr 2017 mit 601,4 TWh auf dem Niveau des Jahres 2016 (601,4 TWh). Die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern sank dabei überproportional um 24,7 TWh. Nachdem 2016 die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien nur leicht angestiegen war, zeigte sich im Jahr 2017 ein starker Anstieg von 24,6 TWh. Damit betrug der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 36 Prozent.

Der Erzeugungsbereich war im Jahr 2017 durch einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. So waren Ende 2017 etwa 8,3 GW mehr Erneuerbare Energien installiert als noch 2016. Insgesamt stiegen damit die Erzeugungskapazitäten im Jahr 2017 auf 217,6 GW an (2016: 211,9 GW). Hiervon sind 105,1 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 112,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen bei der konventionellen Stromerzeugung (Stromerzeugung ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Der kumulierte Marktanteil der fünf größten Stromerzeuger auf dem deutschen-österreichischen Stromerstabsatzmarkt ist von 69,4 Prozent im Vorjahr auf 67,5 Prozent in 2017 gesunken. Wird im Hinblick auf die jetzige Gebotszonentrennung nur der deutsche Stromerstabsatzmarkt betrachtet, so beläuft sich der kumulierte Marktanteil der fünf größten Anbieter in Deutschland auf 75,5 Prozent (2016: 76,5 Prozent). Auch bei dieser Marktabgrenzung hat sich der Grad der Marktkonzentration somit verringert.

Entwicklung Erneuerbarer Energien

Der Zuwachs der Erneuerbaren Energien (Summe aus EEG vergüteten und nicht vergüteten EE Anlagen) von 8,3 GW geht insbesondere auf den weiter voranschreitenden Ausbau von Windenergieanlagen an Land zurück. Hier lag der Zuwachs gegenüber 2016 bei 5,0 GW. Im Bereich Solare Strahlungsenergie stieg die Leistung um 1,7 GW weiter an, für Windenergieanlagen auf See um 1,3 GW.

Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land stieg im windreicheren Jahr 2017 gegenüber 2016 um 20,0 TWh stark an (30,1 Prozent). Auch die Stromerzeugung aus Solarenergie stieg gegenüber 2016 um 0,9 TWh leicht an (2,7 Prozent). Zugenommen hat auch die Stromerzeugung aus Windenergie auf See mit 5,3 TWh (44 Prozent). Die gesamte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stieg im Vergleich zu 2016 damit um 24,6 TWh (13,7 Prozent). Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (579,9 TWh) betrug damit 36 Prozent im Jahr 2017. Die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien haben im Jahr 2017 durchschnittlich 13,9 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG erhalten.

Im Rahmen von insgesamt 24 Ausschreibungen (sechs für Solaranlagen, sieben für Windanlagen an Land, zwei für Windanlagen auf See, drei für KWK-Anlagen und zwei für innovative KWK Systeme, zwei für Biomasse) wurde seit 2017 das neue Instrument zur Ermittlung der Höhe des Zahlungsanspruchs für erneuerbare Energien und KWK Anlagen eingeführt. Außerdem wurden 2018 erstmals zwei technologieübergreifende Ausschreibungen für die Energieträger Wind an Land und Solar und zwei für innovative KWK Systeme eingeführt.

Versorgungsunterbrechungen Strom

Im Jahr 2017 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 15,14 Minuten und somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2016: 15,59 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2017 auf konstant hohem Niveau.

Redispatch und Einspeisemanagement

Der Redispatchbedarf stieg im Jahr 2017 an. Die gesamten Einspeisereduzierungen durch Redispatchmaßnahmen beliefen sich im Jahr 2017 auf 10.200 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Markt- und Netzreservekraftwerken auf 10.239 GWh (in Summe 20.439 GWh). Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen von Kraftwerken belief sich damit auf 2,6 Prozent bezogen auf die in die Netze eingespeiste Erzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern. Die Kosten für Redispatchmaßnahmen mit Markt- und Netzreservekraftwerken stiegen im Jahr 2017 auf rund 901 Mio. Euro an. Der Anstieg der Maßnahmen lässt sich vor allem auf das erste Quartal 2017 zurückführen, in dem trotz geringer Windeinspeisung eine Kumulation von Umständen zu einer außergewöhnlich starken Belastung der Stromnetze geführt hatte. Das vierte Quartal 2017 zeigt mit der vollständigen Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ am 14. September 2017 einen rückläufigen Trend der Maßnahmen auf.

Die Menge der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen lag im Jahr 2017 mit insgesamt 5.518 GWh ebenfalls auf dem bislang höchsten Niveau. Im Vergleich zum Vorjahr stieg die abgeregelte Menge um gut 47 Prozent an (2016: 3.743 GWh). Damit belief sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge[1] von Erneuerbare-Energien-Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), auf 2,9 Prozent (2016: 2,3 Prozent). Die insgesamt im Jahr 2017 entstandenen geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern stiegen auf das Niveau von 610 Mio. Euro an. Der Anstieg der Einspeisemanagementmaßnahmen und deren Kosten lässt sich u.a. auf den Anschluss neuer Offshore-Windparks in den Jahren 2016 und 2017 zurückführen. Hier zeigt sich der hohe Netzausbaubedarf im Emsland, um den erzeugten Strom aus den Offshore-Windparks zu transportieren.

Netzentgelte Strom

Nach einer Stabilisierung in den Jahren 2013 bis 2015 zeichnete sich in den Jahren 2016 und 2017 eine Steigerung der Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden ab. Im Jahr 2018 ist das durchschnittliche Netzentgelt für Haushaltkunden wieder gesunken und verringerte sich um fast zwei Prozent (-0,13 ct/kWh) auf 7,17 ct/kWh.

Stromgroßhandel

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte verzeichnete im Jahr 2017 einen deutlichen Rückgang. Ein Grund dafür ist die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze seit dem 1. Oktober 2018 und damit faktisch die Trennung des gemeinsamen Marktgebiets von Deutschland und Österreich (sog. Gebotszonentrennung).[2] Die Marktteilnehmer konnten sich früh an der EEX auf diese

---

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

[2] Diese Gebotszone wird 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).

Entwicklung mit neuen Produkten nur für das deutsche Marktgebiet eindecken – mit sogenannten ausschließlichen Phelix-DE-Kontrakten. Bis zum Ende des Jahres 2017 war zu beobachten, dass sich die Liquidität bzw. das Handelsvolumen seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben hat.

Im börslichen Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen Volumenrückgänge. Beim Spotmarkt gibt es hingegen unterschiedliche Entwicklungen. Das Volumen des Day-Ahead-Handels ist leicht zurückgegangen, während das Volumen für den Intraday-Handel um rund 15 Prozent angestiegen ist.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2017 zum ersten Mal seit 2011 angestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Spotmarktpreise um rund 18 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten um rund 22 Prozent höhere Preise. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE/AT-Terminkontrakten an der EEX im Jahr 2017 deutlich zurückgegangen.

Einzelhandel Strom

Die Entwicklung auf dem Einzelhandelsmarkt gestaltet sich weiterhin positiv. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen 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 25 Prozent und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden (SLP-Kunden) im Rahmen von Sonderverträgen 33 Prozent.

Rund 31 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Ihr Anteil liegt erstmals über dem Anteil der Kunden, die über die Grundversorgung beliefert werden. Im Jahr 2017 haben erneut mehr als 4,7 Mio. Haushaltskunden ihren Stromlieferanten gewechselt. Zudem hat sich die Anbietervielfalt auf dem Markt weiter erhöht. Haushaltskunden können durchschnittlich zwischen 124 verschiedenen Lieferanten wählen.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden sind seit dem Jahr 2009 weitestgehend konstante Lieferantenwechselquoten festzustellen. Im Jahr 2017 gab es einen neuen Höchstwert an Lieferantenwechseln, die Wechselquote bezogen auf Nicht-Haushaltskunden mit über 10 MWh Jahresverbrauch lag bei 13,0 Prozent (2016: 12,7 Prozent).

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh in Höhe von 15,30ct/kWh liegt um 0,40 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr – maßgeblicher Anteil an der Steigerung sind die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MW liegt im April 2018 bei 21,56 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,14 ct/kWh gesunken.

Der Durchschnittspreis für Haushaltskunden ist zum Stichtag 1. April 2018 auf dem Niveau von 29,88 ct/kWh weitestgehend konstant geblieben (2017: 29,86 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 2018 rund 6,74 ct/kWh (22,6 Prozent des Gesamtpreises) und hat sich seit dem Jahr 2011 erstmalig erhöht. Dieser Anstieg kann insbesondere mit den in 2017 gestiegenen Großhandelspreisen zusammenhängen. Diese höheren Preise werden langsam an die Haushaltskunden weitergegeben. Dagegen ist das durchschnittliche Netzentgelt im Jahr 2018 erstmalig seit dem Jahr 2011 wieder gesunken, liegt aber weiterhin auf hohem Niveau und macht 22,9 Prozent des Gesamtpreises aus. Gleiches gilt für die EEG-Umlage, diese ist ebenfalls gesunken, macht aber weiterhin 22,7 Prozent des Gesamtpreises aus. Gemeinsam mit der Reduktion der Umlage nach dem KWKG dämpfen diese Absenkungen den Preisanstieg im Jahr 2018.

Heizstrom

Die Heizstrompreise befinden sich leicht über dem Niveau des Jahres 2017. So liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2018 im arithmetischen Mittel bei 21,08 ct/kWh, was leicht über dem Vorjahresniveau von 20,94 ct/kWh liegt. Der Gesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,71 ct/kWh minimal über den Werten aus dem Vorjahr. Grundlegend sind die Preise für Wärmepumpen rund 0,63 ct/kWh höher als für Nachtspeichern.

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 beträgt für das Jahr 2017 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 12 Prozent.

Im- und Export Strom

Auch im Jahr 2017 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das Handelsvolumen ist insgesamt um 15,2 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert gestiegen. Mit einem Exportsaldo von 55,8 TWh gehört Deutschland zu den großen Stromexporteuren in Europa.

Im- und Export Gas

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.641 TWh in 2016 auf 1.676 TWh in 2017 um rund 35 TWh, ca. zwei Prozent, gestiegen. Der Export von Gas ist in 2017 gesunken. Betrug er noch 770,4 TWh in 2016, so wurden 743,5 TWh im Jahr 2017 exportiert. Dies sind rund 27 TWh weniger, bzw. 3,5 Prozent.

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 2017 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 0,99 Minuten pro Jahr. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung ist weiterhin sehr hoch.

Marktraumumstellung

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Seit 2017 sind auch größere Netzbetreiber wie Westnetz, Avacon und wesernetz Bremen mitten im Umstellungsprozess.

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 2017 rund 68,2 Prozent und ist damit im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug insgesamt 280,1 TWh zum 31. Dezember 2017. Davon entfielen 132,22 TWh auf Kavernenspeicher-, 125,86 TWh auf Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen. Der Füllstand der Gasspeicher lag zum Stichtag 1. November 2018 bei über 87 Prozent.

Erdgasgroßhandel

Im Jahr 2017 hat die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt deutlich abgenommen. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Vergleich zum Vorjahr zwar um rund 5 Prozent gestiegen, wohingegen das Handelsvolumen der Terminkontrakte um etwa 34 Prozent gesunken und damit leicht unter dem Niveau von 2015 angelangt ist. Im brokervermittelten, bilateralen Großhandel ist 2017 ist eine Volumenabnahme um rund 20 Prozent zu verzeichnen.

Im Gegensatz zum Jahr 2016 war das Jahr 2017 von zum Teil merklich gestiegenen Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die jeweiligen Preisindizes (Tagesreferenzpreise, BAFA-Grenzübergangspreise) zeigen einen Anstieg zwischen 12 Prozent und 24 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

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 2017 ca. 87 TWh, im Bereich der RLM-Kunden rund 138 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2017 somit rund 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr: 25 Prozent) und rund 30 Prozent bei RLM- Kunden (Vorjahr: 28 Prozent).

Die Entwicklung auf dem Gaseinzelhandelsmarkt gestaltet sich weiterhin positiv. Gut 1,5 Mio. Haushaltskunden haben im Jahr 2017 ihren Gaslieferanten gewechselt. Zu beobachten ist allerdings, dass die Anzahl der Lieferantenwechsel im Gasbereich auf dem erreichten Niveau des Vorjahres stagniert, bzw. sogar leicht rückläufig ist.

Nach mehreren Jahren annähernd konstanter Wechselquoten zwischen 11 und 13 Prozent im Bereich der Nicht-Haushaltskunden hat sich die Wechselquote im Jahre 2017 auf 8,9 Prozent verringert. Die von Lieferantenwechseln betroffene Gesamtentnahmemenge hat sich im Jahr 2017 im Vergleich zum Vorjahr um etwa 15 Prozent verringert.

Weiterhin positiv entwickelt sich die Anzahl der Vertragswechsel. Diese betrug rund 891.000 in 2017. Insgesamt geht damit der Anteil der Haushaltskunden, die durch den lokalen Grundversorger über einen Grundversorgungsvertrag beliefert werden weiterhin zurück und liegt in 2017 bei 19 Prozent. Zudem hat sich die Anbietervielfalt auf dem Markt nochmals deutlich erhöht. Haushaltskunden können durchschnittlich zwischen 98 verschiedenen Lieferanten wählen. Zugleich hat die Zahl der Gassperren abgenommen. Im Jahr

2017 wurden insgesamt knapp 38.000 Sperrungen gemeldet, was einem Rückgang um gut 1,5 Prozent im Vergleich zu 2016 entspricht.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich zum Stichtag 1. April 2018 gegenüber dem Vorjahresstichtag unterschiedlich entwickelt. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,82 ct/kWh ist um 0,13 ct/kWh gestiegen und liegt damit um 5 Prozent über dem Vorjahreswert von 2,69 ct/kWh. Im Gegensatz dazu liegt der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) in Höhe von 4,40 ct/kWh um 0,1 ct/kWh – also rund 2 Prozent – unter dem Vorjahreswert.

Die Gaspreise für Haushaltskunden zum 1. April 2018 sind im Vergleich zum Vorjahr erneut gesunken. Allerdings fiel der Rückgang der Gaspreise geringer als in den Vorjahren aus. Einer der Gründe für den Preisrückgang war das Absinken der Beschaffungskosten, welche sich im Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ widerspiegeln. Gegenüber dem Jahr 2017 ist der mengengewichtete Durchschnittspreis über alle Vertragskategorien für Haushaltskunden mit einem Durchschnittsverbrauch um 1,3 Prozent bzw. 0,08 ct/kWh auf 6,07 ct/kWh (inkl. USt) gesunken. Dabei machen Steuern, Abgaben und Netzentgelte in Deutschland rund 50 Prozent des Gesamtgaspreises aus.

Inhaltsverzeichnis

I ELEKTRIZITÄTSMARKT 21

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten 22

1. Zusammenfassung 22
1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit 22
1.2 Grenzüberschreitender Handel 24
1.3 Netze 24
1.3.1 Netzausbau 24
1.3.2 Investitionen 24
1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität 25
1.3.4 Netzentgelte 26
1.4 Systemdienstleistungen 27
1.5 Großhandel 27
1.6 Einzelhandel 29
1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation 29
1.6.2 Stromsperren 29
1.6.3 Preisniveau 29
1.6.4 Umlagen 30
1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens 31

2. Netzübersicht 31
2.1 Netzbilanz 31
2.2 Stromverbrauch 33
2.3 Netzstrukturdaten 35

3. Marktkonzentration 38
3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz 40
3.2 Stromendkundenmärkte 45

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz 48

B Erzeugung 50

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches 50
1.1 Nettostromerzeugung 2017 50
1.2 CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2017 52
1.3 Kraftwerksbestand in Deutschland 53
1.4 Kraftwerksbestand je Bundesland 57
1.5 KWK-Erzeugung 60
1.5.1 Kraftwerksbestand im Bereich KWK ab 10 MW 60
1.5.2 Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen ab Juli 2017 63
1.5.3 KWK-Ausschreibungen 67
1.6 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes 68
1.7 Entwicklung der Erzeugungskapazitäten nicht erneuerbarer Energieträger 71
1.7.1 Kraftwerkszubau 71
1.7.2 Kraftwerksstilllegungen 71

2. Entwicklung Erneuerbare Energien 74
2.1 Entwicklung Erneuerbarer Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG) 74
2.1.1 Installierte Leistung 75
2.1.2 Eingespeiste Jahresarbeit 78
2.1.3 Entwicklung der Vermarktungsform 81
2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG 84
2.2.1 Gesamtbetrachtung der Zahlungen nach dem EEG 84
2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage 86

2.2.3 Absenkung der anzulegenden Werte (Referenzwerte für die Berechnung des Zahlungsanspruchs) 87
2.3 Ausschreibungen ... 90
2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen ... 92
2.3.2 Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land ... 95
2.3.3 Weitere Ausschreibungen (grenzüberschreitende und technologieübergreifende, Wind auf See, Biomasse) ... 99

C Netze ... 104

1. Aktueller Stand Netzausbau ... 104
1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz ... 104
1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan ... 107
1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom ... 109
1.4 Stand Offshore-Netzentwicklungsplan ... 109

2. Ausbau im Verteilernetz ... 111
2.1 Optimierung, Verstärkung und Ausbau im Verteilernetz ... 111
2.2 Künftiger Netzausbaubedarf ... 114
2.2.1 Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber ... 114
2.2.2 Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) ... 114

3. Investitionen ... 116
3.1 Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber ... 116
3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom ... 118
3.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 120
3.3.1 Erweiterungsinvestitionen der ÜNB ... 120
3.3.2 Erweiterungsfaktor und Kapitalkostenausgleich für VNB ... 120

4. Versorgungsstörungen Strom ... 121

5. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ... 123
5.1 Redispatch Gesamtentwicklung im Jahr 2017 ... 125
5.1.1 Vorab-Maßnahmen der 4-ÜNB ... 127
5.1.2 Einzelüberlastungsmaßnahmen ... 127
5.1.3 Countertrading ... 134
5.1.4 Einsatz Netzreserve ... 134
5.1.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch ... 136
5.2 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen ... 141
5.2.1 Entwicklung der Ausfallarbeit ... 141
5.2.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüche und -zahlungen ... 145
5.3 Anpassungsmaßnahmen ... 148

6. Netzentgelte ... 148
6.1 Ermittlung der Netzentgelte ... 148
6.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland ... 151
6.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 154
6.4 Vermiedene Netzentgelte ... 163
6.5 Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gemäß Systemstabilitätsverordnung ... 165
6.6 Netzübergänge Strom ... 166
6.7 Individuelle Netzentgelte § 19 Abs. 2 StromNEV ... 167
6.8 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen ... 169

7. Elektromobilität/Ladesäulen ... 173

D Systemdienstleistungen ... 178

1. Kosten der Systemdienstleistungen ... 178

2. Regelenergie ... 181
2.1 Ausschreibungen für Regelleistung ... 182
2.2 Einsatz von Regelleistung ... 188
2.3 Ausgleichsenergiepreise ... 193

3. Untertägige Fahrplanänderungen ... 196

4. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie ... 197
4.1 Internationale Erweiterung des Netzregelverbunds ... 197
4.2 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich ... 198

5. Abschaltbare Lasten ... 198
5.1 Entwicklung der Ausschreibungen abschaltbarer Lasten durch die Betreiber von Übertragungsnetzen ... 198
5.2 Präqualifizierte Leistung ... 199
5.3 Abrufe abschaltbarer Lasten ... 199
5.4 Kosten für Abschaltenergie ... 200

6. Erkenntnisse aus der Datenerhebung zum Lastmanagement ... 200

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration ... 209

1. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität ... 209

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne ... 212

3. Ungeplante Flüsse ... 217

4. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse ... 219

5. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte ... 220

6. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation ... 222

7. Sachstand zu Europäischen Verordnungen im Strombereich ... 222
7.1 Early Implementation Cross Border Intraday Project ... 224
7.2 Early Implementation Bidding Zone Review ... 224

F Großhandel ... 226

1. Börslicher Großhandel ... 226
1.1 Spotmärkte ... 228
1.1.1 Handelsvolumina ... 229
1.1.2 Anzahl der aktiven Teilnehmer ... 230
1.1.3 Preisabhängigkeit der Gebote ... 231
1.1.4 Preisniveau ... 232
1.1.5 Preisstreuung ... 234
1.2 Terminmärkte ... 237
1.2.1 Handelsvolumen ... 238
1.2.2 Handelsvolumen Phelix-DE ... 239
1.2.3 Preisniveau ... 240
1.2.4 Preisniveau Phelix-DE ... 242
1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen ... 243
1.3.1 Anteil der Market Maker ... 243
1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber ... 244
1.3.3 Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer ... 244

2. Bilateraler Großhandel ... 245
2.1 Brokerplattformen ... 246
2.2 OTC-Clearing ... 247
OTC-Clearing bei Phelix-DE ... 249

G Einzelhandel ... 251

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 251

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 254
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 256
2.1.1 Vertragsstruktur ... 256
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 257
2.2 Haushaltskunden ... 259
2.2.1 Vertragsstruktur ... 259

2.2.2 Vertragswechsel ... 260
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 260

3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen ... 263
3.1 Stromsperrungen und Kündigungen ... 263
3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 269
3.3 Tarife und unterjährige Abrechnungen ... 269

4. Preisniveau ... 270
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 271
4.2 Haushaltskunden ... 277
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band III). 277
4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern ... 284
4.3 Umlagen ... 294

5. Heizstrom ... 296
5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 297
5.2 Preisniveau ... 299

6. Ökostromsegment ... 302

7. Europäischer Strompreisvergleich ... 306
7.1 Nicht-Haushaltskunden ... 307
7.2 Haushaltskunden ... 308

H Mess- und Zählwesen ... 310

1. Digitalisierung des Mess- und Zählwesens ... 310

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber ... 312

3. Anforderungen i.S.d. § 29 ff. Messstellenbetriebsgesetz ... 315

4. Ausgestaltung des Messstellenbetriebs ... 317

5. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 321

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 324

7. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 325

8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen ... 326

II GASMARKT ... 329

A Entwicklung auf den Gasmärkten ... 330

1. Zusammenfassung ... 330
1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher ... 330
1.2 Netze ... 331
1.2.1 Netzausbau ... 331
1.2.2 Investitionen ... 331
1.2.3 Versorgungsunterbrechungen ... 332
1.2.4 Netzentgelte ... 332
1.2.5 Netzbilanz ... 332
1.2.6 Marktraumumstelltung ... 333
1.3 Großhandel ... 333
1.4 Einzelhandel ... 334
1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation ... 334
1.4.2 Gassperren ... 335
1.4.3 Preisniveau ... 336

2. Netzübersicht ... 337

3. Marktkonzentration ... 344
3.1 Erdgasspeicher ... 344

3.2 Gasendkundenmärkte ... 346

B Aufkommen von Gas ... 348

1. Förderung von Erdgas in Deutschland ... 348

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas ... 349

3. Marktraumumstellung ... 353

4. Biogas (einschließlich Synthesegas) ... 359

5. Gasspeicher ... 360
5.1 Zugang zu Untertagespeicheranlagen ... 360
5.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit ... 361
5.3 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung ... 361
5.4 Kapazitätsentwicklung ... 362

C Netze ... 364

1. Netzausbau ... 364
1.1 Netzentwicklungsplan Gas ... 364
1.2 Incremental Capacities – Marktbasiertes Verfahren zur Schaffung zusätzlicher Gastransportkapazitäten ... 366

2. Investitionen ... 368
2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber ... 369
2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas ... 369
2.3 Investitionen und Anreizregulierung ... 372
2.4 Kapitalkostenaufschlag nach § 10a Anreizregulierungsverordnung ... 372

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung ... 373
3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten ... 373
3.2 Produktlaufzeiten ... 375
3.3 Kapazitätskündigungen ... 377
3.4 Unterbrechbare Kapazitäten ... 379
3.5 Interne Bestellung ... 382

4. Versorgungsstörungen Gas ... 383

5. Netzentgelte ... 384
5.1 Ermittlung der Netzentgelte Gas ... 385
5.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland ... 386
5.3 Regionale Verteilung der Netzentgelte ... 387
5.4 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung ... 395
5.5 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2-5 Anreizregulierungsverordnung ... 395
5.6 Kostenprüfung nach § 6 und Effizienzvergleiche für VNB und FNB nach §§ 12 ff., § 22 Anreizregulierungsverordnung ... 396
5.7 Netzkodex zu Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) ... 396

D Regelenergie und Bilanzierung ... 398

1. Regel- und Ausgleichsenergie ... 398
1.1 Regelenergie ... 398
1.2 Ausgleichsenergie ... 402

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen ... 404

3. Standardlastprofile ... 405

E Großhandel ... 407

1. Börslicher Großhandel ... 407

2. Bilateraler Großhandel ... 410
2.1 Brokerplattformen ... 410

2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten ... 412

3. Großhandelspreise ... 414

F Einzelhandel ... 417

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl ... 417

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel ... 421
2.1 Nicht-Haushaltskunden ... 423
2.1.1 Vertragsstruktur ... 423
2.1.2 Lieferantenwechsel ... 424
2.2 Haushaltskunden ... 426
2.2.1 Vertragsstruktur ... 426
2.2.2 Vertragswechsel ... 431
2.2.3 Lieferantenwechsel ... 431

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung 434
3.1 Gassperrungen und Kündigungen ... 434
3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler ... 438
3.3 Abweichende Abrechnung ... 438

4. Preisniveau ... 439
4.1 Nicht-Haushaltskunden ... 440
4.2 Haushaltskunden ... 445
4.2.1 Über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Preisniveau für Haushaltskunden (Band II) .. 446
4.2.2 Haushaltskundenpreise nach Abnahmebändern ... 449

5. Europäischer Gaspreisvergleich ... 459
5.1 Nicht-Haushaltskunden ... 460
5.2 Haushaltskunden ... 461

G Mess- und Zählwesen ... 463

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber ... 463

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden ... 464

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung ... 466

4. Anbindbarkeit von Messeinrichtungen für Gas i. S. d. § 20 Abs. 1 Messstellenbetriebsgesetz ... 467

5. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 467

III ÜBERGREIFENDE THEMEN ... 469

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas ... 470

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur ... 472

Aufgaben nach REMIT ... 472

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes ... 474

1. Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung ... 474

2. Fusionskontrollverfahren im Energiebereich: EnBW AG / MVV Energie AG ... 475

3. Sektoruntersuchung: Vergleichsportale im Verbraucherschutz ... 476

VERZEICHNISSE ... 477

Verzeichnis Autorenschaft ... 478

Gemeinsame Textteile ... 478

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen) 478
Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen) 479
Abbildungsverzeichnis 481
Tabellenverzeichnis 491
Abkürzungsverzeichnis 497
Glossar 501
Impressum 513

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2017 mit 601,4 TWh auf demselben Niveau wie im Jahr 2016 (601,4 TWh). Die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern verzeichnete dabei ein Minus von 24,7 TWh. Gegenüber dem Vorjahr nahm die Nettostromerzeugung bei Erdgaskraftwerken um 6,3 Prozent und bei Pumpspeicherkraftwerken um 2,5 Prozent zu. Bei den anderen konventionellen Energieträgern war die Nettostromzeugung rückläufig: Kernkraftwerke erzeugten 7,8 TWh weniger Strom als im Jahr 2016 (-9,9 Prozent). Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken ging um 19,8 TWh zurück (-19,2 Prozent). Braunkohlekraftwerke erzeugten 2,0 TWh weniger Strom (-1,4 Prozent).

Nachdem 2016 die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien nur leicht angestiegen war, zeigte sich im Jahr 2017 ein starker Anstieg von 13,7 Prozent auf insgesamt 204,8 TWh (2016: 180,2 TWh). Damit betrug der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 36 Prozent.

Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war das Jahr 2017 durch einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 8,3 GW, in 2016 betrug der Zuwachs im Vergleich zum Vorjahr 6,5 GW[3]. Am stärksten nahmen die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Wind (an Land) (+5,0 GW), Wind (auf See) (+1,3 GW) und Solare Strahlungsenergie (+1,7 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) nahmen im Jahr 2017 um 2,5 GW ab. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen zum Ende 2017 auf 217,6 GW an. Hiervon sind 105,1 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 112,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Deutschland betrug 107,8 GW Ende 2017 (2016: 99,5 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um rund 8,3 GW (8,3 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2017 insgesamt 187,4 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 16,1 Prozent gestiegen. 2016 lag sie bei 161,5 TWh. Aufgrund der gestiegenen Stromerzeugung aus EEG geförderten Anlagen stieg die Höhe der Zahlungen nach dem EEG auf insgesamt 26,0 Mrd. Euro. Dies entspricht einem Anstieg von 7 Prozent gegenüber 2016. Im Jahr 2017 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 13,9 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[4] erhalten. Im Jahr 2016 haben zum ersten Mal Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten (Marktprämie: 52,3 Prozent). Dieser Trend setzt sich im Jahr 2017 fort (Einspeisevergütung: 43,3 Prozent, Marktprämie: 56,7 Prozent).

---

[3] Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2017 wurde für das Jahr 2016 aktualisiert.

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

Mit der Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zum Jahreswechsel 2016/17 fand eine Umstellung der Förderung von ca. 80 Prozent des Zubaus der Erneuerbaren Energien auf eine wettbewerbliche Ermittlung der Höhe der Zahlungen durch energieträgerspezifische Ausschreibungen statt. Diese Anlagen müssen im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens einen Zuschlag erhalten, um Zahlungen nach dem EEG zu erhalten.

Die bisherigen Ausschreibungsrunden für Solaranlagen waren von hohem Wettbewerb geprägt. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert sank in jeder Runde von 9,17 ct/kWh auf 4,69 ct/kWh.

Die Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land in 2017 (Gesamtleistung 2.800 MW) waren deutlich überzeichnet. Bürgerenergiegesellschaften waren in diesen Runden besonders stark vertreten. Die Ausschreibungsergebnisse für die vier durchgeführten Runden 2018 ohne Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften sind gegenüber dem Vorjahr durch eine geringere Wettbewerbsintensität, höhere Zuschlagswerte und eine weitaus geringere Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften geprägt. Die zweite Runde im Mai 2018 war erstmalig leicht unterzeichnet. Die letzte Runde im Oktober war dagegen bereits sehr deutlich unterzeichnet mit einer Gebotsabdeckung von 59 Prozent der ausgeschriebenen Gebotsmenge. In den letzten drei Runden des Jahres 2018 erhielten alle zugelassenen Bieter einen Zuschlag.

Der niedrigste durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert ist in der dritten Runde 2017 erzielt worden (3,82 ct/kWh) der höchste in der vierten und letzten Runde 2018 (6,26 ct/kWh).

Bei den Ausschreibungen zur Ermittlung der Zahlungen für Windenergieanlagen auf See im April 2017 und April 2018 haben zehn Gebote für eine Gesamtleistung von 3.100 MW einen Zuschlag erhalten. Die Zuschlagswerte liegen zwischen null und 9,83 ct/kWh.

Die Ausschreibungsrunden für neue und bestehende Biomasseanlagen waren sowohl im September 2017 (33 Prozent des Gebotsvolumen abgedeckt) als auch im September 2018 (39 Prozent) unterzeichnet. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote lag bei 14,30 ct/kWh für den Gebotstermin 2017 und bei 14,73 ct/kWh für den Gebotstermin 2018.

Im April und Oktober 2018 hat die Bundesnetzagentur die ersten gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführt. 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 210 Megawatt erteilt. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert betrug 4,67 ct/kWh. In der zweiten Runde im November 2018 sind 50 Gebote eingegangen, davon nur 1 für eine Windenergieanlange an Land und 49 für Solaranlagen. Auch in dieser Runde gingen alle Zuschläge an Solargebote in einem Umfang von 201 Megawatt. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag etwas höher als in der Vorrunde und betrug 5,27 ct/kWh und lag damit auch höher als der Zuschlagswert von 4,69 ct/kWh aus der letzten reinen Solar-Ausschreibung vor diesem Termin.

Im Jahr 2017 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 15,14 Minuten und somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2016: 15,59 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2017 auf konstant hohem Niveau.

1.2 Grenzüberschreitender Handel

Auch im Jahr 2017 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Das Handelsvolumen ist insgesamt um 15,2 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert gestiegen. Damit bildet Deutschland die zentrale Drehscheibe des europäischen Stromhandels und ist ein wichtiger Akteur im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den angrenzenden Ländern ist in 2017 im Vergleich zu 2016 um 1,3 Prozent gestiegen.

Das im Jahr 2017 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 90 TWh. Mit einem Exportsaldo von 55,8 TWh gehört Deutschland zu den großen Stromexporteuren in Europa. Die Exporte entsprachen einem Wert von 1.726 Mio. Euro.

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Von den insgesamt erforderlichen rund 1.800 Leitungskilometern nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2018 – bislang rund 1.200 Kilometer genehmigt und davon ca. 800 Kilometer realisiert (dies entspricht rund 45 Prozent der Gesamtlänge). Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 70 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2020. 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.

Parallel zum Monitoring der EnLAG-Vorhaben, veröffentlicht die Bundesnetzagentur quartalsmäßig die Stände der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben, liegt aktuell (Stand 3. Quartal 2018) 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. Insgesamt sind rund 600 km genehmigt und rund 150 km realisiert. Damit liegen die nach der Umstellung der Gleichstromtrassen auf Kabelbauweise eingeleiteten Planverfahren im Zeitplan für 2025.

1.3.2 Investitionen

Im Jahr 2017 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 9.727 Mio. Euro (2016: 10.418 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte[5]) in die Netzinfrastruktur auf. In 2017 entfielen 6.629 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) und 3.096 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dabei sind die Investitionen der ÜNB für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung geringfügig von 2.298 Mio. Euro im Jahr 2016 auf 1.972 Mio. Euro (2017) gefallen. Die Investitionen für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung der VNB

[5] 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 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.

sind leicht gestiegen von 1.812 Mio. Euro im Jahr 2016 auf 1.829 Mio. Euro in 2017. Die Investitionen für Erhalt/Erneuerung der VNB sind mit 1.672 Mio. Euro deutlich höher als die der ÜNB mit 213 Mio. Euro in 2017. In den Investitionszeitreihen wurden rückwirkend bis zum Jahr 2008 Offshore-Investitionen von ÜNB ergänzt. Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchführen, hat sich zum Stichtag 1. April 2018 leicht erhöht.

1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität

Redispatchmaßnahmen dienen dem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen von Kraftwerken lag im Jahr 2017 bei 2,6 Prozent bezogen auf die in die Netze eingespeiste Erzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern. Absolut betrachtet beliefen sich die gesamten Einspeisereduzierungen auf 10.200 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 8.256 GWh und die Einspeiseerhöhungen durch den Einsatz von Netzreservekraftwerken auf 2.129 GWh[6]. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 20.439 GWh[7] angefordert.

Damit erhöhte sich der Redispatchbedarf im Vergleich zu den Vorjahren erheblich. Ausschlagend für die Zunahme der Maßnahmen war dabei insbesondere eine Ausnahmesituation von Anfang Januar bis Anfang Februar 2017. Die starke Belastung der Stromnetze in diesem Zeitraum kann auf mehrere Faktoren zurückgeführt werden. Dazu beigetragen hatten unter anderem eine ungewöhnliche Lastflusssituation in Deutschland mit hohen Flüssen vor allem in Richtung Süd-Westen, eine europaweite Kälteperiode, einhergehend mit einer hohen Last und eine geringe Erzeugung aus Wind-und Solarenergieanlagen bei gleichzeitigen Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken.

Über das Jahr verteilt betrachtet haben vor allem die Überlastungen im Emsland stark zugenommen. Die dortigen Leitungen von Dörpen nach Hanekenfähr transportieren insbesondere auch Offshore-Strom von Windparks aus der Nordsee. Abgenommen hat hingegen die Belastung des zuvor stark überlasteten Netzelements Remptendorf-Redwitz seit der vollständigen Inbetriebnahme des Netzausbauprojektes „Thüringer Strombrücke“ am 14. September 2017. Die zeitliche Überlastung der dortigen Leitung „Remptendorf-Redwitz“ sank im 4. Quartal auf nur noch 18 Stunden (Q4 2016: 945 Stunden).

Der hohe Redispatchbedarf im Jahr 2017 spiegelt sich auch in den von den ÜNB geschätzten Kosten für diese Einsätze wider. Demnach lagen die Kosten bei etwa 391,6 Mio. Euro und stiegen damit im Vergleich zum Jahr 2016 um etwa 169 Mio. Euro an (2016: 222,6 Mio. Euro). Hinzu kommen Kosten für Countertradingmaßnahmen in Höhe von 29,2 Mio. Euro und Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreservekraftwerke in Höhe von rund 479,9 Mio. Euro.

Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen), also die Abregelung von EEG- oder KWKG-vergüteten Anlagen, lag im Jahr 2017 mit insgesamt 5.518 GWh ebenfalls auf dem bislang höchsten Niveau. Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Menge um gut 47 Prozent an (2016: 3.743 GWh). Damit belief sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge[8] von Erneuerbare-Energien-Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), auf

---

[6] Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

[7] Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

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

2,9 Prozent (2016: 2,3 Prozent). Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2017 mit 574 Mio. Euro gegenüber 2016 um rund 60 Mio. Euro erhöht (2016: 514 Mio. Euro). Die insgesamt im Jahr 2017 entstandenen geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern stiegen hingegen auf das Niveau von 610 Mio. Euro an. Die Diskrepanz zwischen den Zahlen erklärt sich dadurch, dass die im Jahr 2017 geleisteten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge widerspiegeln, die auch durch Ausfallarbeit im Jahr 2017 verursacht wurden. In den Entschädigungszahlungen für 2017 können Ansprüche für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten sein und Ansprüche aus dem Jahr 2017 unvollständig abgebildet sein, da der Abrechnungszeitraum nicht mit dem Maßnahmenzeitraum zusammenfällt.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2017 Windenergieanlagen an Land (onshore) mit einem Anteil von 80,8 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2016: 93,5 Prozent). Nachdem im Jahr 2015 auch erstmals Windenergieanlagen auf See (offshore) von Einspeisemanagement betroffen waren, hat sich deren Anteil im Jahr 2017 auf 15 Prozent (rund 826 GW) der gesamten Ausfallarbeit weiter erhöht (2016: 0,9 Prozent mit rund 32 GW).

Der Anstieg der EinsMan-Maßnahmen in 2017 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 hier wie bei Redispatchmaßnahmen auch die Netze in der Region Dörpen und für Einspeisemanagementmaßnahmen insbesondere die Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannung in Schleswig-Holstein.

Im Jahr 2017 haben insgesamt drei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 34,5 GWh.

In Summe beliefen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheit[9] im Jahr 2017 auf rund 1.510,7 Mio. Euro. Dies ist ein Anstieg von rund 369,4 Mio. Euro im Vergleich zum bisherigen Höchstwert im Jahr 2015 (2015: 1.141,3 Mio. Euro).

1.3.4 Netzentgelte

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für das Jahr 2018 sind für Haushaltskunden um fast zwei Prozent (-0,13 ct/kWh) gesunken.

– Haushaltskunde, Jahresverbrauch 2.500 bis 5.000 kWh: Mengengewichtet 7,17 ct/kWh

Ein Grund für das Sinken des durchschnittlichen Netzentgeltes in 2018 ist das Netzentgeltmodernisierungsgesetz, das am 30. Juni 2017 vom Bundestag beschlossen wurde und u.a. den Mechanismus der vermiedenen Netzentgelte reformiert. Die gesunkenen Plan-Werte für vermiedene Netzentgelte geben erste Indizien über die Auswirkungen des Gesetzes. Die Bundesnetzagentur sieht auch

[9] Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit setzen die Netzbetreiber Einspeisemanagement, Redispatch, Netzreservekraftwerke und Countertrading ein.

nach Umsetzung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes Bedarf die Reform der vermiedenen Netzentgelte fortzusetzen, um Fehlanreize und Windfall – Profits zu minimieren.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel über dem Niveau des Vorjahres[10]. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) um 1 Prozent (2016: 6,19 ct/kWh), bei Industriekunden um 4 Prozent (2016: 2,26 ct/kWh) gestiegen. Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2018 ermittelt:

- Gewerbekunde, Jahresverbrauch 50 MWh: Arithmetisches Mittel 6,27 ct/kWh

- Industriekunde, Jahresverbrauch 24 GWh, ohne Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV: Arithmetisches Mittel 2,36 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 2,5 ct/kWh und die höchsten bei 25,4 ct/kWh, wobei letzterer Fall nur sehr wenige Haushaltskunden betrifft. Die Verteilung der Netzentgelte der Gewerbekunden ähnelt der der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,2 ct/kWh und 24,6 ct/kWh. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden (ohne Reduktionsmöglichkeiten) bewegen sich zwischen etwa 0,6 ct/kWh und 5,8 ct/kWh.

1.4 Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen i.w.S. stiegen in 2017 um 518,2 Mio. Euro von rund 1.464,9 Mio. Euro (2016) auf 1.983,1 Mio. Euro an. Hauptkostenblöcke waren dabei die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 479,9 Mio. Euro (2016: 285,7 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 291,6 Mio. Euro (2016: 222,6 Mio. Euro), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 609,9 Mio. Euro (2016: 372,7 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 145,5 Mio. Euro (2016: 198,1 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 280,4 Mio. Euro (2016: 304,8 Mio. Euro) zu den Gesamtkosten.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2017 gegenüber 2016 verändert. Die saldierten Gesamtkosten für Regelenergie sanken um 52,6 Mio. Euro. Ein Grund hierfür ist das abermals leicht zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten. Gestiegen sind vor allem die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen um rund 693 Mio. Euro.

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“-

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

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 verzeichnet im Jahr 2017 einen deutlichen Rückgang. Ein Grund dafür ist die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze seit dem 1. Oktober 2018 und damit faktisch die Trennung des gemeinsamen Marktgebiets von Deutschland und Österreich (sog. Gebotszonentrennung).[11] Die Marktteilnehmer konnten sich früh an der EEX auf diese Entwicklung mit neuen Produkten nur für das deutsche Marktgebiet eindecken – mit sogenannten ausschließlichen Phelix-DE-Kontrakten. Bis zum Ende des Jahre 2017 war zu beobachten, dass sich die Liquidität bzw. das Handelsvolumen seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben hat.

War der Anteil von Phelix-DE in Relation zur gemeinsamen Betrachtung von Phelix-DE und Phelix DE/AT im Juli erst bei 24 Prozent, so überstieg dieser zwischen Oktober und November den Phelix-DE-AT. Im Dezember 2017 machte Phelix-DE schon 62 Prozent der gesamten Kontrakte für Deutschland aus und gewann sehr an Bedeutung

Im börslichen Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen Volumenrückgänge. Beim Spotmarkt ist hingegen gibt es unterschiedliche Entwicklungen. Das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT im Berichtsjahr 2017 rund 233 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (235 TWh) leicht gesunken. Hingegen ist das Volumen für den Intraday-Handel um rund 15 Prozent angestiegen ist und zwar auf 47 TWh. Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist stabil geblieben und liegt im Jahr 2017 erneut bei rund acht TWh. Am Terminmarkt sind die börslichen Handelsmengen von Phelix-Futures nach den erheblichen Anstiegen der Vorjahre im Berichtsjahr 2017 erneut deutlich gestiegen, und zwar um 46 Prozent von 1.466 TWh auf über 786 TWh.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2017 erstmals seit 2011 angestiegen. Der Durchschnittswert der EPEX SPOT für Phelix-Day-Base stieg von 28,98 Euro/MWh auf 34,20 Euro/MWh, d. h. um rund 18 Prozent. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 38,06 Euro/MWh nahezu 19 Prozent über dem Vorjahresniveau von 32,01 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak betrug im Jahr 2017 rund 3,86 Euro/MWh und damit lag der Day-Peak rund elf Prozent über dem Day-Base.

Die Jahresdurchschnittswerte der Phelix-DE/AT-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gestiegen. Mit 32,38 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr mit 26,58 Euro/MWh um 5,81 Euro/MWh und damit um rund 22 Prozent angestiegen. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 40,51 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus Vorjahr von 33,51 Euro/MWh beträgt genau 7 Euro/MWh und damit rund 21 Prozent. Ebenfalls ist

[11] Diese Gebotszone wird 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)

das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE/AT-Terminkontrakten an der EEX im Jahr 2017 deutlich zurückgegangen

Seit der Einführung des Produktes Phelix-DE ab dem 25. April 2017 haben sich die Preise sowohl beim Base-Year-Future als auch beim Peak-Year-Future den Werten des „alten“ Phelix-DE/AT angeglichen und machen nur eine Differenz von rund 0,05 Euro/MWh aus.

1.6 Einzelhandel

1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten zum wiederholten Mal erhöht. Letztverbraucher konnten im Jahr 2017 im Durchschnitt zwischen 143 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 124 Anbieter.

Der Lieferantenwechsel hat bei Haushaltskunden seit 2006 kontinuierlich zugenommen. Im Jahr 2017 zeigte sich eine Stabilisierung des Wertes, die Anzahl der Lieferantenwechsel bleibt mit rund 4,7 Mio. Wechseln auf hohem Niveau (2016: 4,6 Mio. Lieferantenwechsel). Zusammengefasst liegt die Lieferantenwechselquote bezogen auf Haushaltskunden bei 11,8 Prozent (2016: 11,4 Prozent) und bezogen auf Nicht-Haushaltskunden – mit über 10 MWh Jahresverbrauch – bei 13,0 Prozent (2016: 12,7 Prozent). Zusätzlich haben rund 2,6 Mio. Haushaltskunden ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt.

Eine relative Mehrheit von 41,2 Prozent der Haushaltskunden hatte im Jahr 2017 einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (2016: 40,9 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 27,6 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden – wie in den Vorjahren – erneut zurückgegangen (2016: 30,6 Prozent). Rund 31 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2016: 28,6 Prozent), dieser Anteil steigt weiterhin kontinuierlich an. Insgesamt werden 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 hat damit im Vergleich zum Vorjahr etwas abgenommen.

1.6.2 Stromsperren

Die Stromsperren sind im Jahr 2017 angestiegen. Die Zahl der von den Netzbetreibern angegebenen Sperrungen von Haushaltskunden im Auftrag des örtlichen Grundversorgers hat sich dabei um 11.773 auf 330.242 erhöht. Zudem wurden 13.623 Sperrungen im Auftrag eines Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vorgenommen. Insgesamt wurden nach Angaben der Netzbetreiber demnach 343.865 Sperrungen durchgeführt. Sehr viel höher ist die Anzahl der Sperrandrohungen von Lieferanten gegenüber Haushaltskunden. Diese Zahl lag bei etwa 4,8 Mio. von denen ca. 1,1 Mio. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten.

1.6.3 Preisniveau

Die Preise für Haushaltskunden werden zum Stichtag 1. April 2018 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei auf dem Niveau von 29,88 ct/kWh weitestgehend konstant geblieben (2017: 29,86 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 2018 rund 22,6 Prozent und hat sich somit seit dem Jahr 2011 erstmalig erhöht. Dieser Anstieg kann insbesondere mit den in 2017 gestiegenen Großhandelspreisen zusammenhängen. Diese höheren Preise werden langsam an die Haushaltskunden weitergegeben. Dagegen ist das durchschnittliche Netzentgelt im Jahr 2018 erstmalig seit dem Jahr 2011 wieder gesunken, liegt aber weiterhin auf hohem Niveau und macht 22,9 Prozent des Gesamtpreises aus. Gleiches gilt für die EEG-Umlage, diese ist ebenfalls gesunken, macht aber weiterhin 22,7 Prozent des Gesamtpreises aus. Gemeinsam mit der Reduktion der Umlage nach dem KWKG dämpfen diese Absenkungen den Preisanstieg im Jahr 2018.

Gegenüber dem Jahr 2017 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh um rund 1,7 Prozent auf 31,47 ct/kWh gestiegen (2017: 30,94 ct/kWh). Der durchschnittliche Preis für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung ist weitestgehend konstant geblieben und beträgt 29,63 ct/kWh (2017: 29,61 ct/kWh). Im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger ist der Preis hingegen gesunken und liegt bei 28,80 ct/kWh (2017: 29,12 ct/kWh).

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung (-1,84 ct/kWh) und – in noch stärkerem Maße – durch einen Lieferantenwechsel (-2,67 ct/kWh)[12] erzielen. Dies ergibt bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 64 Euro(Vertragswechsel) bzw. rund 93 Euro (Lieferantenwechsel) 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 63 Euro.

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2018 haben sich im Vergleich zum Vorjahr unterschiedlich entwickelt. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt und ohne Reduktionsmöglichkeiten) für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh in Höhe von 15,30ct/kWh liegt um 0,40 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr – maßgeblichen Anteil an der Steigerung sind die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile. Hingegen liegt der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MW bei 21,56 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,14 ct/kWh gesunken.

1.6.4 Umlagen

Ein Bestandteil des Preisniveaus sind die Umlagen, die beim oben genannten Durchschnittspreis rund 25 Prozent des Gesamtpreises ausmachten, Für das Jahr 2018 veranschlagten die Netzbetreiber für diese insgesamt knapp 26,08 Mrd. Euro zur Umlage auf die Netznutzer. Nach Volumenhöhe sortiert setzt sich dieser Betrag zusammen aus der EEG-Umlage (23,8 Mrd. Euro), der § 19-StromNEV-Umlage (1,07 Mrd. Euro), der

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

KWKG-Umlage (0,97 Mrd. Euro), der Offshore-Haftungsumlage nach § 17f EnWG (0,19 Mrd. Euro) und der Abschaltbare-Lasten-Umlage (0,05 Mrd. Euro). Die EEG-Umlage macht damit weiter den größten Anteil (über 90 Prozent) aller Umlagen aus.

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 2017 noch nicht beginnen, da bislang kein, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes Smart-Meter-Gateway erhältlich ist. 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

2.1 Netzbilanz

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zum Aufkommen und zur Verwendung der Stromflüsse im deutschen Stromnetz für 2017. Die Aufkommensseite (628,0 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 601,4 TWh (davon 10,2 TWh aus Pumpspeichern) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen[13] aus dem Ausland in Höhe von 26,7 TWh. Auf der Verwendungsseite (insgesamt rund 631 TWh) wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 485,5 TWh durch Letztverbraucher (472,6 TWh) und Pumpspeicher (12,9 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 40,8 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 27,5 TWh, die physikalischen Lastflüsse ins Ausland betrugen 77,3 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von rund 631 TWh. Der Unterschied zur Aufkommensseite von 628,1 TWh beträgt 2,9 TWh bzw. 0,46 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite nahezu vollständig ausgeglichen. Die

[13] Für die Ausgeglichenheit der Netzbilanz sind die physikalischen Lastflüsse, nicht die Handelsflüsse entscheidend. Handelsflüsse (Exporte 73 TWh und Importe 17 TWh) und physikalische Lastfflüsse weichen im vermaschten Wechselstromsystem voneinander ab.

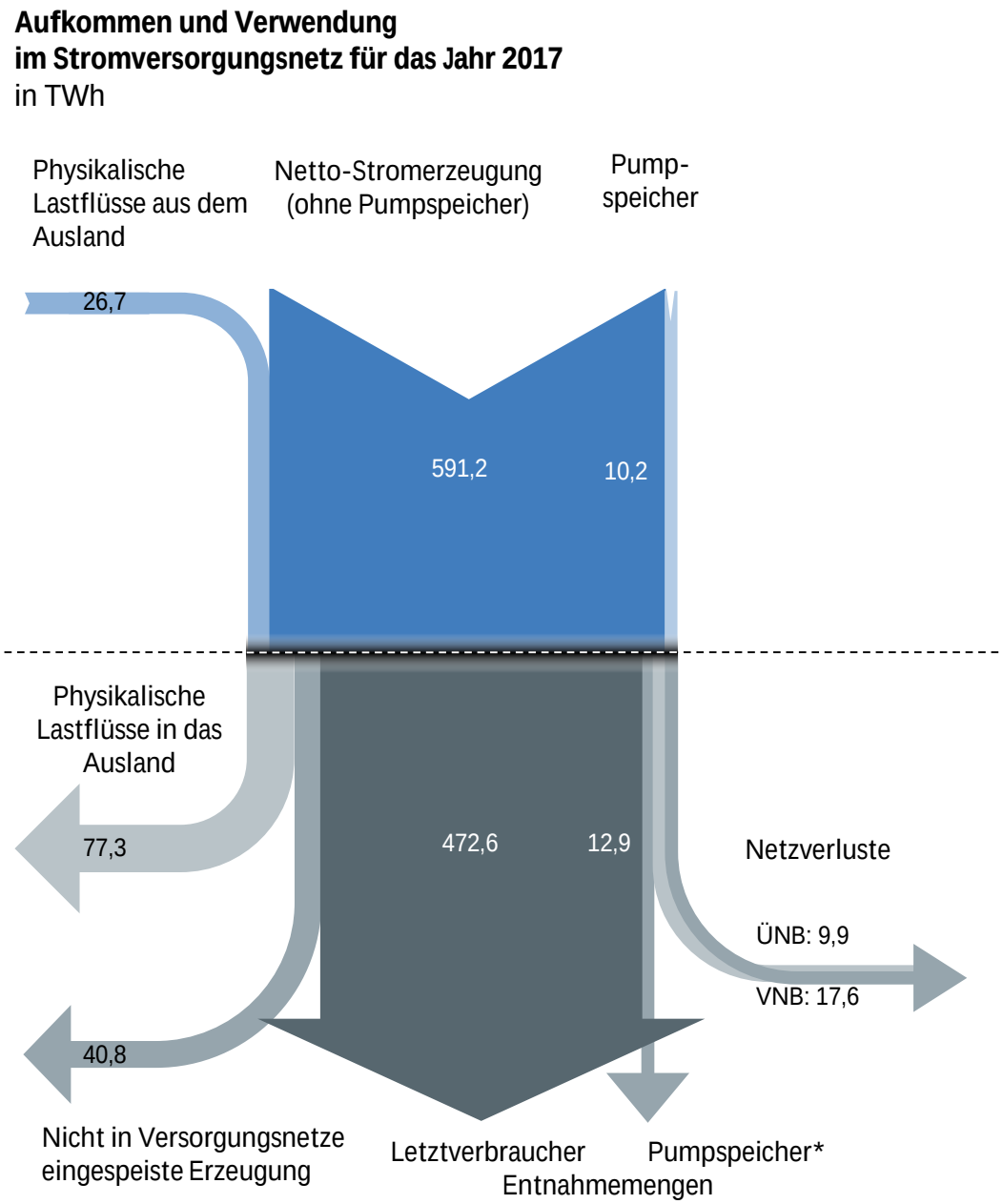
Erhebungsdifferenz von 2,9 TWh ist auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückführen.

Netzbilanz 2017

	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2017			**217,6**
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			104,1
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			112,5
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			107,8
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			**601,4**
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			396,5
davon Pumpspeicher			10,2
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			204,8
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			187,4
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh)[1]			40,8
Netzverluste (in TWh)	**9,9**	**17,6**	**27,5**
davon Höchstspannung	7,9	0,0	7,9
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	2,0	3,3	5,3
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0,0	5,7	5,7
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0,0	8,6	8,6
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)			
davon ins Ausland			77,3
davon aus dem Ausland			26,7
Entnahmemengen (in TWh)[2]	**40,3**	**445,2**	**485,5**
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	28,1	324,4	352,5
davon Haushaltskunden	0,0	120,1	120,1
davon Pumpspeicher	12,2	0,7	12,9

[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 2017 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, 2017

2.2 Stromverbrauch

Aus der in 2.1 dargestellten Netzbilanz lässt sich ein jährlicher, im Monitoring gemeldeter, Bruttostromverbrauch von 579,9 TWh errechnen. Dieser Bruttostromverbrauch ergibt sich aus der Summe

von Bruttostromerzeugung[14] (630,5 TWh) und grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland (26,7 TWh) abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland (77,3 TWh). Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung.

Als weitere Kennzahl lässt sich der Stromverbrauch von Endkunden in Deutschland errechnen. Dieser liegt mit rund 513,4 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 472,6 TWh), die im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen sind (2016: 475,6 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 40,8 TWh[15].

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die in Tabelle 2 aufgeführten Werte für das Jahr 2017 ergeben. Dabei zeigt sich, dass, obwohl die Anzahl der Nicht-Haushaltskunden 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 im Vergleich zum Vorjahr konstant. Kleinere Nicht-Haushaltskunden (Jahresverbrauchsmengen zwischen 10 MWh und 2 GWh) hatten im Jahr 2017 einen Anteil von 26,4 Prozent an der Gesamtentnahmemenge. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Elektrizitätsverbrauch dieser Kundengruppe um rund 2 Prozent verringert. Die anzahlmäßig größte Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Jahresverbrauchsmengen bis 10 MWh dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden. Sie entnahmen 2017 etwa 25,4 Prozent der Gesamtmenge.

Im Vergleich zum Jahr 2016 ist der gesamte Elektrizitätsverbrauch der Haushaltskunden konstant. Gemäß der Angaben der VNB verbrauchten Haushaltskunden (definiert als Abnahmefall < 10 MWh) im Durchschnitt rund 2.542 kWh im Jahr. Die höchste Abnahmemenge der Haushaltskunden fällt nach Angaben der Stromlieferanten mit einer Gesamtmenge von ca. 44,1 TWh in den Abnahmefall zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Für diesen repräsentativen Fall lag der Durchschnittsverbrauch bei rund 3.345 kWh.

---

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

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

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	0,0	120,1	120,1	25,4
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	124,9	124,9	26,4
> 2 GWh/Jahr	28,0	199,5	227,5	48,1
Gesamt	28,1	444,5	472,6	100,0

Tabelle 2: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

2.3 Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2018 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung[16] beteiligt. Wie in Tabelle 3 ersichtlich, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) des Übertragungsnetzes zum 31. Dezember 2017 insgesamt 37.489 km.

Damit hat sich die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene gegenüber dem Jahr 2016 um 892 km erhöht. Die Anzahl der Zählpunkte in den Netzgebieten der vier ÜNB belief sich auf insgesamt 577. Dabei wiesen fast alle Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassten mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert. Die gesamte Entnahmemenge der 155 an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher (Stand: 31. Dezember 2017) betrug 28,1 TWh und damit rund 1,6 TWh mehr als im Vorjahr.

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

Netzstrukturdaten 2017

	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	815	833
Stromkreislänge (in km)	37.489	1.807.895	1.845.385
davon Höchstspannung	37.098	168	37.267
davon Hochspannung	391	94.089	94.480
davon Mittelspannung		520.010	520.010
davon Niederspannung		1.193.628	1.193.628
Zählpunkte von Letztverbrauchern	577	50.467.615	50.468.192
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	577	3.225.937	3.226.514
davon Haushaltskunden		47.241.678	47.241.678

Tabelle 3: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Zum Stichtag 7. November 2018 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 890 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst, wovon 815 in der Auswertung zum Monitoring 2018 der Bundesnetzagentur bis zum Stichtag 25. Juni 2018 berücksichtigt wurden[17]. Nach den Angaben von 815 VNB wurden im Jahr 2017 auf der VNB-Ebene rund 444,5 TWh entnommen. Gegenüber dem Vorjahr ist dies ein Rückgang um etwa 4 TWh.

Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	869	883	883	884	880	875	878	890
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	793	807	812	812	803	798	797	809

Tabelle 4: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2009 bis 2018

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) zum 31. Dezember 2017 insgesamt rund 1.807.896 Kilometer. Wie in Abbildung 2 dargestellt, verfügt die Mehrzahl

[17] Durch die sich ändernde Beteiligung der VNB am Monitoring sind die ausgewiesenen Gesamtsummen von Stromkreislänge und Zahl der Letztverbraucher nur bedingt mit den Vorjahren vergleichbar.

der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB Strom (628 oder 77 Prozent) über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Auf diese VNB entfallen 7,4 Mio. bzw. 15 Prozent aller Zählpunkte in Deutschland. 184 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Diese Netzbetreiber versorgen mit 43,1 Mio. Zählpunkten etwa 85 Prozent der Gesamtzählpunkte.

Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge
Anzahl und Verteilung

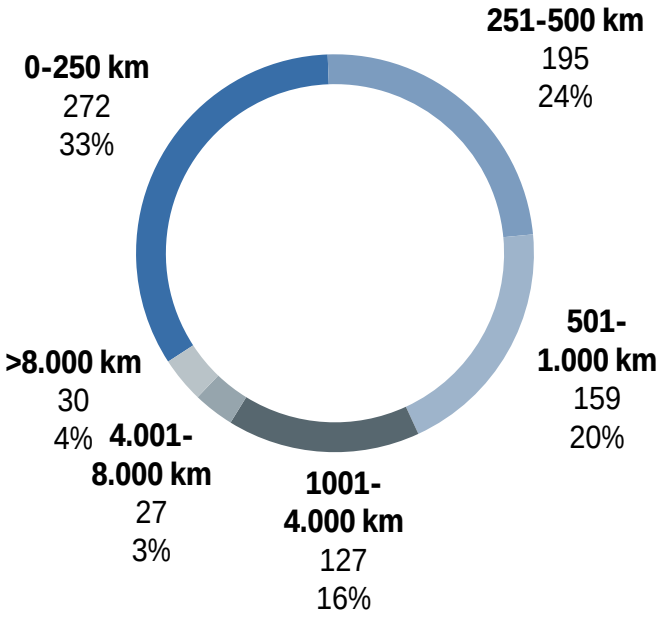


Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Die Struktur der Verteilernetzbetreiber hat sich kaum verändert. Nach wie vor dominiert die überwiegend regionale Struktur. Die Zahl der gemeldeten Zählpunkte von Letztverbrauchern in den Netzgebieten der VNB belief sich auf 50.467.615, von denen insgesamt rund 47.241.678 den Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen sind und 395.245 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung aufwiesen.

Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der befragten Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Zählpunkte, während Unternehmen mit mehr als 100.000 versorgten Zählpunkten ca. 10 Prozent der Gesamtanzahl der Verteilernetzbetreiber bilden. Dabei versorgen letztere ca. 76 Prozent (38,2 Mio. Zählpunkte) aller Zählpunkte. Die Verteilung der VNB nach der Anzahl der versorgten Zählpunkte kann in Abbildung 3 nachvollzogen werden.

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte

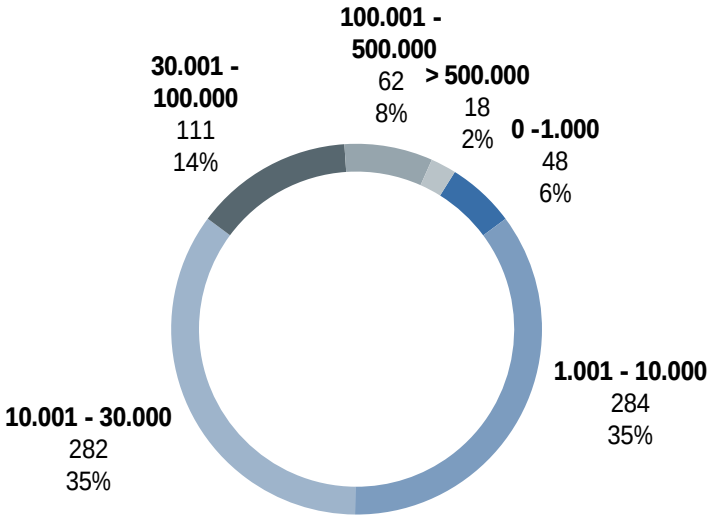


Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration wird bestimmt durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.[18]

Im Rahmen des Monitorings wird bislang keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für den Bereich der Stromerzeugung insbesondere die sogenannte Pivotalanalyse einschließen muss.[19] Künftig wird das Bundeskartellamt nach § 53 GWB in der Fassung des Strommarktgesetzes[20] eine solche Analyse im Rahmen des Berichts über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung erstellen, die auf den Daten der Markttransparenzstelle Strom/Gas aufbauen soll. Bis dahin baut dieser Bericht – wie nachfolgend – auf weniger aufwändig zu ermittelnden Indikatoren auf.

Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung werden typischerweise der Herfindahl Hirschman Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten

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

[19] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, 2011, S. 96 ff.

[20] Artikel 2 des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BGBl. I 2016, 1786, 1811. Vgl. auch die Regierungsbegründung BT-Drs. 18/7317, 134.

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, dem Stromersatzabsatz– und bei der Endkundenbelieferung auf die fünf absatzstärksten Stromerzeuger RWE AG, E.ON SE[21], EnBW AG, Vattenfall GmbH und LEAG GmbH betrachtet. Zugleich weisen diese bei den Erzeugungskapazitäten und bei der eingespeisten Erzeugungsmenge einen deutlichen Abstand zu den nachfolgenden Erzeugern auf (im Folgenden CR 5).

Aufgrund der Veränderungen auf der Anbieterseite im Jahr 2016 durch den Verkauf der Lausitzer Braunkohleaktivitäten der Vattenfall an LEAG kam es in der Folge im Bereich der Stromerzeugung und des Stromerstabsatzes zu einer erheblichen Verschiebung der Marktanteile. Hinter dem Marktführer RWE findet sich seitdem ein Feld von vier weiteren Stromerzeugern mit Marktanteilen zwischen fünf und 15 Prozent, die ihrerseits wiederum einen signifikanten Marktanteilsabstand zu den übrigen Stromerzeugern aufweisen.

Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerstabsatzmarkt (Stromerzeugung) sowie für die zwei größten Stromletztverbrauchermärkte 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).

[21] E.ON hat im Jahr 2016 wesentliche Teile seines bisherigen Kerngeschäfts – konventionelle Stromerzeugung (ohne Kernkraftwerke), Energiegroßhandel sowie Gasproduktion – in die neu gegründete Tochtergesellschaft Uniper AG ausgelagert, die im Jahr 2018 mehrheitlich von Fortum erworben wurde. E.ON war im Berichtsjahr 2017 mittelbar mit einem Anteil von rund 47 Prozent größter Uniper-Aktionär; die übrigen rund 53 Prozent der Uniper-Aktien befanden sich in jenem Jahr im Streubesitz (institutionelle Investoren, Privatanleger). Für die Ermittlung der Marktanteile im Jahr 2017 wird von einem Unternehmensverbund E.ON/Uniper ausgegangen, da E.ON weiterhin größter Anteilseigner bei Uniper war und hinsichtlich der Hauptversammlungspräsenz davon auszugehen ist, dass in jenem Jahr noch mehr als 50 ProzentProzent der Uniper-Stimmrechte durch E.ON wahrgenommen wurden. Dies hat seine Ursache darin, dass rund 11 ProzentProzent der Anteile bei Privatanlegern liegen, die erfahrungsgemäß in geringerem Maße an Hauptversammlungen teilnehmen. Zudem dürfte es auch im Jahr 2017 noch eine hohe Übereinstimmung der jeweiligen Anteilseigner von E.ON und Uniper gegeben haben, da zum Börsengang von Uniper (Stichtag 12. September 2016) die E.ON-Aktionäre im gleichen Anteilsverhältnis Aktionäre von Uniper wurden.

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 der 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. 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 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[22]:

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 einbezogen, nicht aber in die hier vorgenommene Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.[23] 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.[24] 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 2017 einen einheitlichen Markt für Deutschland und Österreich abgegrenzt. Ausschlaggebend hierfür war, dass an den Grenzkuppelstellen zwischen den beiden Ländern im gesamten Berichtsjahr 2017 kein NTC-Wert ausgewiesen war und eine gemeinsame Preiszone für den deutsch-österreichischen Stromgroßhandel bestand. Derartige Voraussetzungen liegen derzeit für andere Nachbarländer nicht vor.[25] Die Konsequenzen der Engpassbewirtschaftung ab dem 1. Oktober 2018 an der Grenze Deutschland-Österreich für die geographische Marktabgrenzung werden sich erst im nächsten Energie-Monitoringbericht niederschlagen.

Im diesjährigen Monitoring wurden die fünf absatzstärksten Unternehmen – RWE, E.ON/Uniper, EnBW, Vattenfall und LEAG – nach ihren Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten (einschließlich Bezugsrechten) gemäß den o. g. Definitionen abgefragt. Die Gesamtmarktdaten wurden der Auswertung der Erzeugerfragebögen und der Netzbetreiberfragebögen des Monitorings entnommen. Darüber hinaus hat die österreichische Regulierungsbehörde E-Control aggregierte Daten für Österreich zur Verfügung gestellt.

Die Ergebnisse der Erhebung für die Stromerzeugungsmengen für das Jahr 2017 sind in folgender Tabelle dargestellt. Für eine angemessene Vergleichbarkeit sind die Vorjahresdaten ebenfalls mit abgebildet.

---

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

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

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

[25] Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 81 ff.

Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger

	DEU + AUT 2016		DEU + AUT 2017		DEU 2016		DEU 2017	
	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil
RWE	134,0	30,7%	119,2	29,0%	130,8	33,5%	117,0	29,9%
Vattenfall[1]	66,8	15,3%	24,1	5,9%	66,8	17,1%	24,1	6,2%
EnBW	47,3	10,8%	43,6	10,6%	47,3	12,1%	43,6	11,2%
E.ON/Uniper	37,2	8,5%	31,8	7,8%	36,9	9,4%	31,5	8,7%
LEAG[2]	17,3	4,0%	58,2	14,2%	17,3	4,4%	58,2	14,9%
CR 5	302,6	69,4%	276,9	**67,5%**	299,1	76,5%	274,4	**75,5%**
Andere Unternehmen	133,5	30,6%	133,6	32,5%	92,0	23,5%	89,1	24,5%
Nettostrom-erzeugung gesamt	436,1	100%	410,5	100%	391,1	100%	363,5	100%

[1] Im Jahr 2016 wurden noch die ersten drei Quartale der Menge der Lausitzer Braunkohleaktivitätren für Vattenfall berücksichtigt
[2] Im Jahr 2016 wurde das letzte Quartal der Menge der Lausitzer Braunkohleaktivitäten für LEAG berückichtigt

Tabelle 5: 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 2017 bezogen auf das gemeinsame Marktgebiet Deutschland und Österreich rund 67,5 Prozent. Im Vorjahr betrug der Marktanteil 69,4 Prozent. Die gesamte nicht nach EEG geförderte Nettostromerzeugung gemäß o. g. Definition ist im Vergleich zum Vorjahr um 25,7, TWh auf insgesamt 410,5 TWh zurückgegangen. Der Grund dafür ist, dass im Jahr 2017 die Erzeugung von Erneuerbaren Energie mit Anspruch nach dem EEG einen neuen Höchststand mit rund 187 TWh erreicht hat und somit konventionell erzeugte Strommengen verdrängt hat. Bei RWE ist der Marktanteil um 1,7 Prozentpunkte im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen.[26] Bei EnBW und E.ON / Uniper fallen die Marktanteilsrückgänge mit 0,2 bzw. 0,6 Prozentpunkten geringer aus. Der Marktanteil von Vattenfall ist von 15,3 Prozent auf 5,9 Prozent spürbar zurückgegangen. Bei der Bewertung dieser erheblichen Marktanteilsveränderung ist jedoch zu

[26] Für das Jahr 2016 hatte RWE in der letztjährigen Befragung bei Kraftwerken mit RWE-Beteiligung unter 100 Prozent versehentlich die komplette und nicht nur die anteilige Erzeugungsmenge angegeben. Da eine Korrektur sehr aufwändig wäre, wurde im aktuellen Monitoringbericht von einer genauen nachträglichen Aufarbeitung abgesehen; nach einer groben Schätzung hatte RWE im Jahr 2016 tatsächlich einen rund 1 Prozentpunkt niedrigeren Marktanteil.

berücksichtigen, dass Vattenfall im Jahr 2016 noch für drei Quartale die Erzeugungsmenge der Lausitzer Braunkohlesparte zuzurechnen waren. Umgekehrt wurden bei der Marktanteilsberechnung für das Jahr 2016 für LEAG nur die Einspeisemengen des letzten Quartals herangezogen. Aus diesem Grunde ist der Marktanteil von LEAG im Jahr 2017 gegenüber dem Jahr 2016 um rund 10 Prozentpunkte auf rund 14,2 Prozent angestiegen. LEAG belegt damit nunmehr – wenn auch mit großem Abstand – hinter dem Marktführer RWE den zweiten Platz der größten Stromerzeuger.

Während die EEG-Einspeisemenge deutlich gestiegen ist, hat die konventionelle Stromerzeugungsmenge und damit das Volumen des Stromerstabsatzmarktes laut obiger Definition im gleichen Zeitraum abgenommen. Am deutlichsten wird dieser Rückgang bei der Betrachtung des nur innerdeutschen Marktgebietes ohne Österreich. Hier ist die konventionelle Erzeugungsmenge von 391,1 TWh auf 363,5 TWh zurückgegangen – ein Rückgang von rund sieben Prozent. Da im Jahr 2017 die EEG-Einspeisemenge einen neuen Rekordwert von rund 187 TWh erreicht hat und mittlerweile über ein Drittel der gesamten Stromerzeugungsmenge ausmacht, hat auf der anderen Seite die konventionelle Erzeugungsmenge ihren bislang niedrigsten Wert erreicht.

Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt

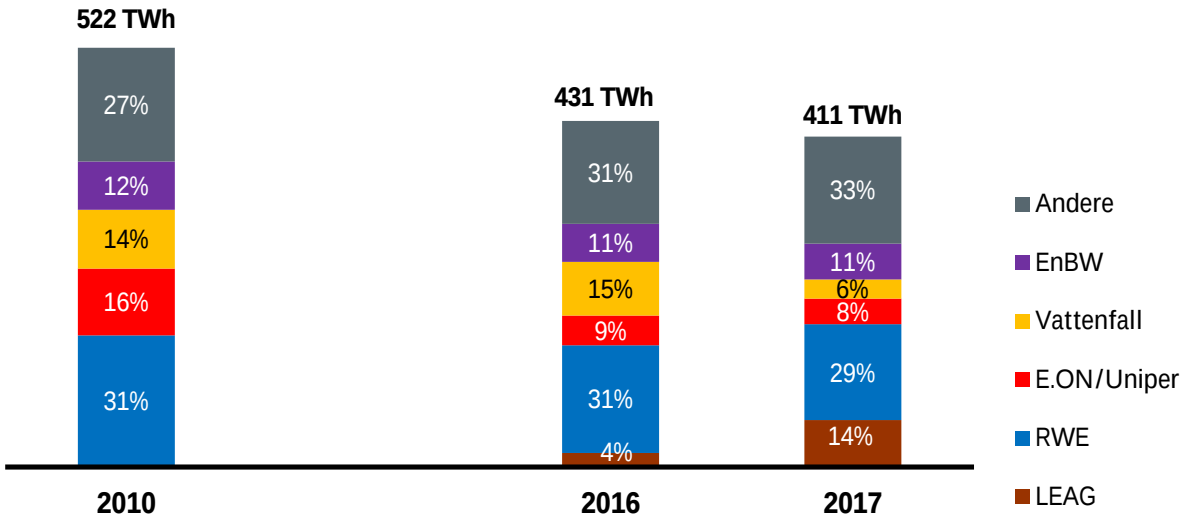


Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt

Der Anteil der fünf größten Anbieter an den deutsch-österreichischen konventionellen Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromerstabsatzmarkt (d. h. ohne EEG-Kapazitäten, Bahnstrom, stillgelegte Anlagen, sowie nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisende Anlagen) grundsätzlich zur Verfügung stehen, liegt mit 55,5 Prozent leicht unter dem Vorjahresniveau von 56,6 Prozent. Die insgesamt zur Verfügung stehenden derartigen Kapazitäten haben sich im Jahresvergleich um 3,5 GW auf noch 111,1 GW verringert. Der Rückgang der Kapazitäten der CR5 beträgt 3,3 GW der insgesamt zurückgegangenen 3,5 GW. Der Großteil des Rückgangs bei den CR5 geht auf RWE zurück – hier u. a. durch

die Überführung der Blöcke des Kraftwerkes Frimmersdorf in die Sicherheitsbereitschaft sowie die Stilllegung der Blöcke A und B des Kraftwerks Voerde.[27] Ebenfalls sind die auf EnBW entfallenen Kapazitäten um 0,6 GW und die von Vattenfall um 0,2 GW gesunken. Der Grad der Marktkonzentration hat demnach abgenommen.

Wird nur die innerdeutsche Erzeugungskapazität auf dem Stromerstabsatzmarkt berücksichtigt, stehen noch 92,6 GW an Kapazitäten insgesamt zur Verfügung im Vergleich zu 97 GW im Vorjahr, ein Rückgang um 4,4 GW. Auch hier macht der Rückgang der Kapazitäten der CR5 von rund 3,3 GW den größten Anteil aus. Schlussendlich führt diese Konstellation zu einer leichten Reduktion der Marktkonzentration der CR5 von im Vorjahr von 65,3 Prozent auf nunmehr 64,9 Prozent.

Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

	DEU + AUT 31.12.2016		DEU + AUT 31.12.2017		DEU 31.12.2016		DEU 31.12.2017	
	GW	**Anteil**	**GW**	**Anteil**	**GW**	**Anteil**	**GW**	**Anteil**
RWE	27,6	24,1%	25,2	22,7%	26,2	27,0%	23,9	25,8%
Vattenfall	8,3	7,3%	8,1	7,3%	8,3	8,6%	8,1	8,7%
EnBW	11,7	10,2%	11,1	10,0%	11,7	12,1%	11,1	12,0%
E.ON/Uniper	9,5	8,3%	9,4	8,5%	9,3	9,6%	9,3	10,0%
LEAG	7,8	6,8%	7,8	7,0%	7,8	8,0%	7,8	8,4%
CR 5	64,9	56,6%	61,6	**55,5%**	63,4	65,3%	60,1	**64,9%**
Andere Unternehmen	49,7	43,4%	49,5	44,5%	33,6	34,7%	32,5	35,1%
Kapazitäten insgesamt	114,6	100%	111,1	100%	97,0	100%	92,6	100%

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes

Zusammenfassend kann man sagen, dass der Stromerstabsatzmarkt hinsichtlich der Erzeugungsmenge im Jahr 2017 mit einem CR 5 von 67,5 Prozent somit weiterhin konzentriert ist. Im Vorjahr betrug der CR 5 noch

[27] Siehe aber auch Fußnote 26.

69,4 Prozent. Der Grad der Marktkonzentration ist bezogen auf das deutsch-österreichische Marktgebiet leicht geringer geworden.

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 entzieht. 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 Gesamtmarktdaten gesetzt. Bei der Erzeugungsmenge macht der Anteil der fünf genannten Unternehmen nur für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr 2017 rund sechs Prozent aus – wie im Vorjahr. Bei den Erzeugungskapazitäten beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger für das Jahr 2017 rund drei Prozent – wie im Vorjahr. 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 – Berücksichtigung. Schließlich ist im Hinblick auf die Zukunft auch zu bedenken, dass u. a. die bis spätestens 2022 zu erfolgende Stilllegung der bisher noch betriebenen deutschen Atomkraftwerke zu weiteren Veränderungen in der Marktstruktur führen wird.

3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromletztverbrauchermärkten sachlich zunächst zwischen Kunden, 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)[28].

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.[29] 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 1.070 Stromlieferanten (juristische Personen) zu Grunde (2016: rund 1.150 Stromlieferanten).

Im Jahr 2017 wurden nach den Angaben der Lieferanten rund 261 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 162 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt. Vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen 14,5 TWh auf Heizstrom, 35,2 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden und 113 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden. Im Vorjahr wurden 266 TWh an RLM und 161 TWh an SLP-Kunden, wobei auf Heizstrom rund 14 TWh und 38 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden sowie 108 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 CR4-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. 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 2017 insgesamt rund 65 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen beträgt hier somit nur noch 25 Prozent. Im Vorjahr setzten die CR 4 noch 75 TWh ab – was einem Anteil von 28 Prozent entsprach. Erneut ist ein 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.

---

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

[29] Der Begriff „Sondervertrag" findet sich in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom). Für die kartellrechtliche Marktabgrenzung sind die Begriffe Grund(- und Ersatz-)versorgung bzw. „Sondervertrag" treffend und werden – weil gesetzlich definiert – weiter verwendet.

Auf dem bundesweiten **Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen** (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2017 rund 37 TWh – im Vorjahr noch 36 TWh. Der aggregierte Marktanteil der CR 4 beträgt auf diesem Markt somit rund 33 Prozent – im Jahr 2016 lag dieser noch bei 34 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 betrug der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 rund 14,5 TWh von der gesamten Grundversorgungsmenge von SLP-Kunden von rund 35,2 TWh. Der Anteil beträgt für die CR 4 demnach rund 41 Prozent. Im Bereich der **Belieferung von SLP-Kunden mit Heizstrom** haben die CR 4 noch eine relativ starke Stellung. Der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 beträgt rund 8,6 TWh von insgesamt 14,5 TWh für Heizstrom. Somit entfallen auf die CR 4 rund 60 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 60,4 TWh, was einem aggregierten Anteil von rund 37 Prozent entspricht. Im Jahr 2016 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 62 TWh, der Marktanteil betrug noch 38 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.

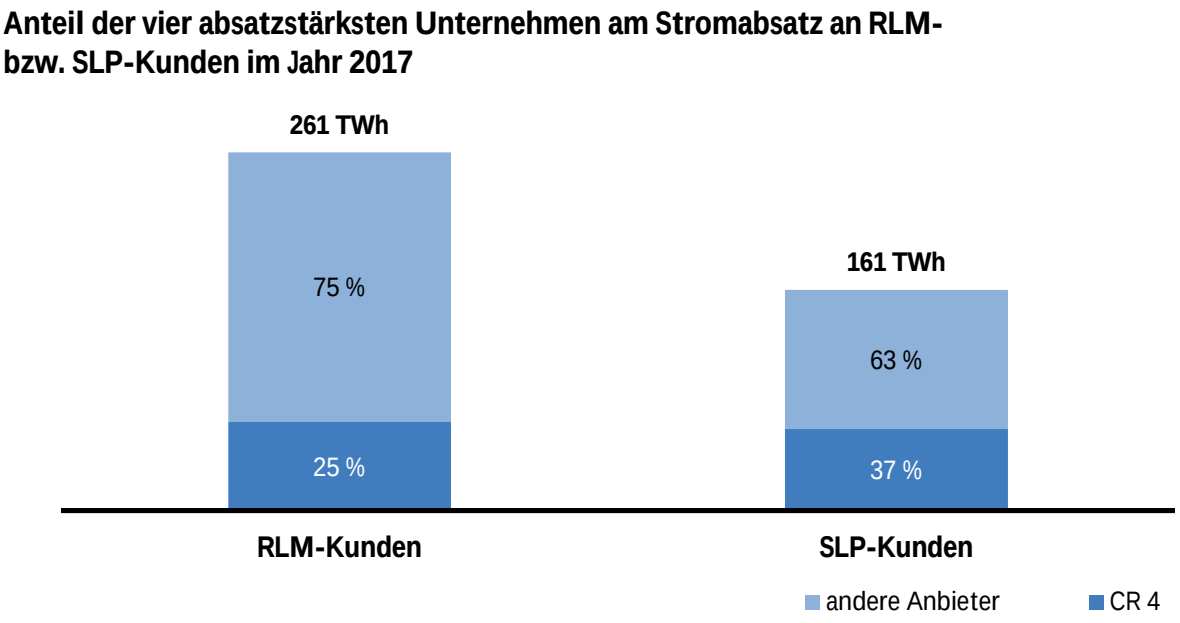


Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2017

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

Die Bundesnetzagentur hat als zentrale Informationsstelle für Energieverbraucher die Aufgabe, private Haushaltskunden über ihre Rechte, das Schlichtungsverfahren und das Marktgeschehen unabhängig 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.

Überblick der Verbraucheranfragen

Im Jahr 2017 wurden 15.861 Anfragen und Beschwerden an den Verbraucherservice gerichtet und beantwortet. Dies ist eine leichte Steigerung im Vergleich zum Vorjahr. 8.563 Anfragen gingen per Telefon, 6.805 als E-Mail und 493 auf dem Postweg ein.

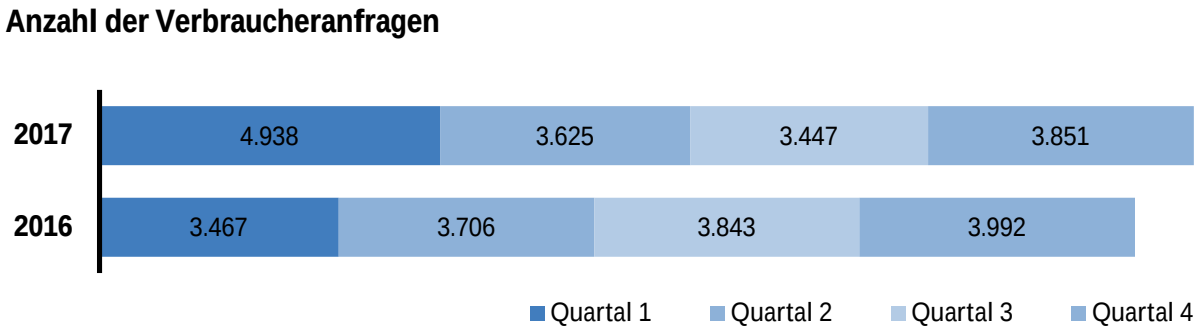


Abbildung 6: Anzahl der Verbraucheranfragen

Die Anfragen verteilen sich wie folgt auf die Themenbereiche Strom, Gas und Sonstiges. Unter Sonstiges fallen beispielsweise wissenschaftliche Anfragen, Anfragen von Beraterfirmen und Anfragen außerhalb der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2017

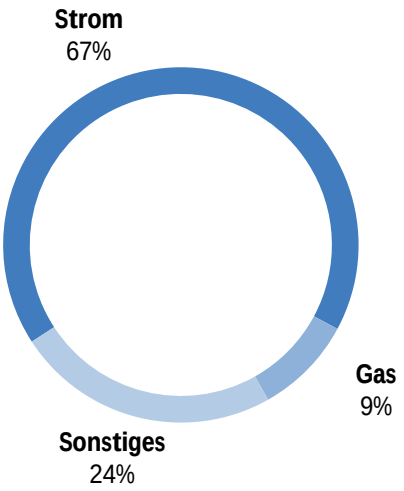


Abbildung 7: Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2017

Der Verbraucherservice Energie hat im vergangenen Jahr zu allen Bereichen des Energiemarkts Verbraucheranfragen 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: Probleme beim Lieferantenwechsel, Fragen zur Ersatzversorgung, Abschlagszahlungen bzw. Abschlagshöhe, allgemeine Vertragsfragen wie z.B. Vertragslaufzeit, Kündigung und Bonuszahlungen.

B Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

1.1 Nettostromerzeugung 2017

Die Nettostromerzeugung lag im Jahr 2017 bei 601,4 TWh. Gegenüber dem Jahr 2016 (601,4 TWh) lag sie damit auf demselben Niveau. Anders als im Vorjahr war in 2017 eine wesentliche Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu beobachten sowie ein weiter anhaltender Ausbau der Erneuerbaren Energien (siehe Abschnitt „I.B.2 Entwicklung Erneuerbare Energien“ ab Seite 74). Im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger sank die Erzeugung im Jahr 2017 um 24,7 TWh auf 396,6 TWh. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 24,6 TWh (13,7 Prozent) von 180,2 TWh im Jahr 2016 auf 204,8 TWh im Jahr 2017. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch[30], der bei 579,9 TWh lag, betrug 36 Prozent im Jahr 2017. 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“ ab Seite 74.

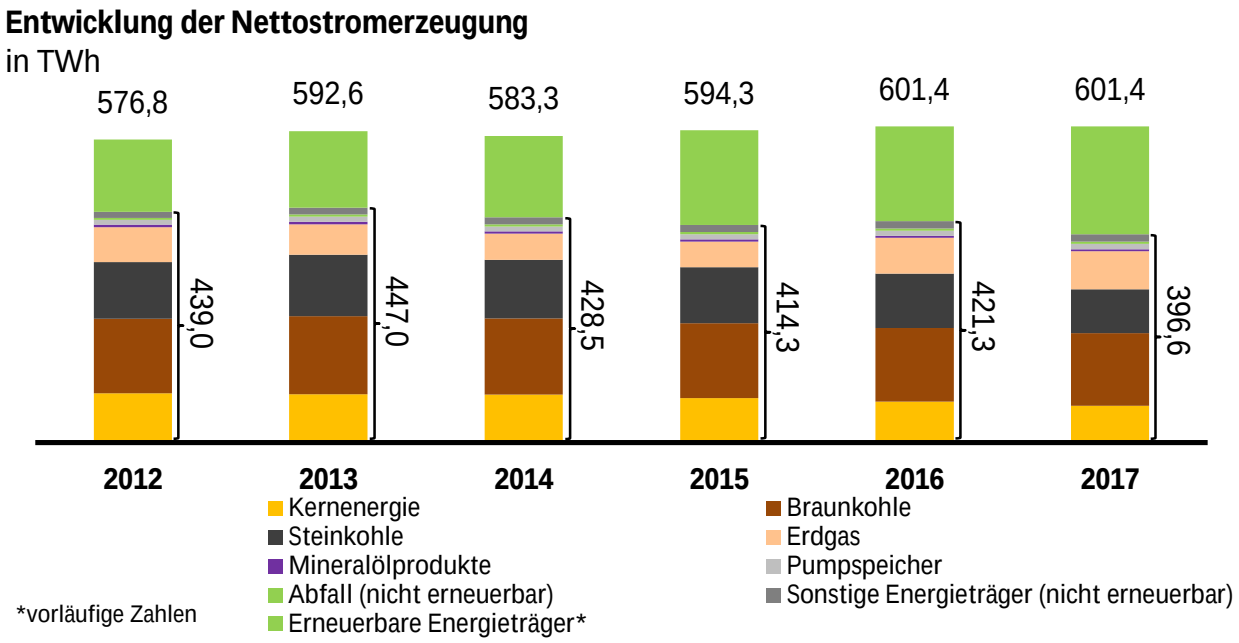


Abbildung 8: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: November 2018)

Die Nettostromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern verzeichnete einen Rückgang von 24,7 TWh gegenüber 2016 (-5,9 Prozent). Sie sank von 421,3 TWh auf 396,6 TWh (vgl. Abbildung 8). Die Einspeisung aus Erdgaskraftwerken stieg dabei wie schon im letzten Jahr an. Gegenüber 2016 wurden in 2017 hier 6,3 Prozent

[30] 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.

mehr Strom erzeugt. Mit Ausnahme der Energieträger Erdgas, Pumpspeicher und sonstige Energieträger war die Erzeugung aller anderen nicht erneuerbaren Energieträger hingegen rückläufig. Die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken ging um 19,8 TWh (-19,2 Prozent) auf nunmehr 83,5 TWh zurück. Die Erzeugung aus Kernkraftwerken ging im Jahr 2017 um 7,8 TWh bzw. 9,9 Prozent zurück. Sie lag damit bei 70,5 TWh. Wie schon in den letzten beiden Jahren war die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken im Jahr 2017 erneut leicht rückläufig. Der Rückgang begründet sich im Wesentlichen mit der Überführung der Braunkohlekraftwerke Frimmersdorf P und Q in die Sicherheitsbereitschaft zum 1. Oktober 2017. Die Erzeugungsmengen bei Braunkohle sanken um 2 TWh (-1,4 Prozent) auf 137,9 TWh.

Entwicklung der Nettostromerzeugung 2012 - 2017
in TWh

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kernenergie	94,2	92,1	91,8	85,1	78,3	70,5
Braunkohle	141,5	148,7	144,5	142,5	139,9	137,9
Steinkohle	107,7	116,4	111,6	106,1	103,3	83,5
Erdgas	66,6	58,4	50,0	48,7	68,0	72,3
Mineralölprodukte	5,0	4,6	3,8	4,3	3,9	3,8
Pumpspeicher	8,9	9,7	9,5	10,1	9,9	10,2
Abfall (nicht erneuerbar)	3,8	3,9	4,3	4,2	4,3	4,3
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	11,2	13,1	12,9	13,4	13,6	14,0
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	439,0	447,0	428,5	414,3	421,3	396,6
Erneuerbare Energieträger*	137,8	145,6	154,8	180,0	180,2	204,8
Insgesamt	576,8	592,6	583,3	594,3	601,4	601,4
Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Nettostromerzeugung	**24%**	**25%**	**27%**	**30%**	**30%**	**34%**

*vorläufige Zahlen

Tabelle 7: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: November 2018)

Die wie in 2017 gegenüber den Vorjahren gestiegene Einspeisung aus Erdgaskraftwerken ist auf mehrere Gründe zurückzuführen. Eine Ursache ist die Preisentwicklung bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas.

Sinkenden Gaspreisen an Termin- und Spotmärkten standen steigende Steinkohlepreise gegenüber. Diese Verschiebungen bei den Brennstoffpreisen machen zumindest moderne Gaskraftwerke zunehmend konkurrenzfähig gegenüber den ineffizientesten Steinkohlekraftwerken. Daneben bewirkt die zunehmende fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien tendenziell höhere Lastgradienten. Zur Deckung dieser Lastspitzen eignen sich insbesondere flexible Kraftwerke, wie Erdgaskraftwerke, die nicht volatil einspeisen.

1.2 CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2017

Die Bundesnetzagentur hat auch für das Jahr 2017 bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW den mit der Stromerzeugung einhergehenden CO_2-Ausstoß abgefragt. Bei KWK-Anlagen war nur der Anteil der CO_2-Emissionen anzugeben, welcher der Stromerzeugung zuzuordnen ist. In Tabelle 8 sind die Ergebnisse der Befragung der Kraftwerksbetreiber dargestellt.

CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2017

	CO_2-Emissionen 2016 in Mio. t	CO_2-Emissionen 2017 in Mio. t	Veränderung zu 2016 in Mio. t
Braunkohle	157,9	155,9	-2,1
Steinkohle	90,1	74,6	-15,5
Erdgas	26,2	27,0	0,7
Mineralölprodukte	2,1	2,1	0,0
Abfall	7,7	7,6	-0,1
Sonstige Energieträger[1]	17,6	18,3	0,6
Gesamt	301,7	285,4	-16,3

[1] Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar), Grubengas

Tabelle 8: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2017 (Stand: Oktober 2018)

Insgesamt sank der CO_2-Ausstoß der Stromerzeugung im Jahr 2017 gemäß Meldungen der Kraftwerksbetreiber gegenüber dem Jahr 2016 um 16,3 Mio. t. Dies ist insbesondere auf den Rückgang der installierten Leistung und den Erzeugungsrückgang in Steinkohlekraftwerken zurückzuführen. Nach den Meldungen der Kraftwerksbetreiber sind Braunkohlekraftwerke im Jahr 2017 mit 155,9 Mio. t CO_2 und somit mehr als der Hälfte aller CO_2-Emissionen der Stromerzeugung (54 Prozent) der größte Emittent von CO_2. Der CO_2-Ausstoß der Braunkohlekraftwerke ist auch im Jahr 2017 leicht rückläufig. Dies ist insbesondere auf die schrittweise Überführung einzelner Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft zurückzuführen. Steinkohlekraftwerke stießen 74,6 Mio. t CO_2 aus, was gegenüber dem Jahr 2016 einer Reduktion des Ausstoßes von 15,5 Mio. t entspricht. Bei Erdgaskraftwerken lag der CO_2-Ausstoß leicht über dem Niveau des Vorjahres (27,0 Mio t CO_2 im Jahr 2017 gegenüber 26,2 Mio. t CO_2 im Jahr 2016). Die restlichen 27,9 Mio. t CO_2 verteilen sich auf Mineralölkraftwerke (2,1 Mio. t), Abfallkraftwerke (7,6 Mio. t) und sonstige Energieträger (18,3 Mio. t).

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

1.3 Kraftwerksbestand in Deutschland

Der Erzeugungsbereich war, wie schon in den vergangenen Jahren, auch 2017 durch einen Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte), also auch Kraftwerke, die sich gegenwärtig nicht am Markt befinden, sondern sich stattdessen bspw. in der Netzreserve befinden oder vorläufig stillgelegt sind, stiegen um 5,8 GW von 211,9 GW (Ende 2016) auf 217,6 GW zum Ende 2017 an.[31] Hiervon sind 105,1 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 112,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

Der Zuwachs erneuerbarer Energieträger betrug 8,3 GW. Im Jahr 2016 hatte der Zuwachs im Vergleich zum Vorjahr bei 6,5 GW[32] gelegen. Der Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung betrug Ende 2017 etwa 52 Prozent. Gegenüber dem Jahr 2011 (Beginn der Zeitreihe) stieg die installierte Leistung Erneuerbarer Energien um 46,1 GW; dies entspricht einem Anstieg des Anteils der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung um ca. 13 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“ ab Seite 74.

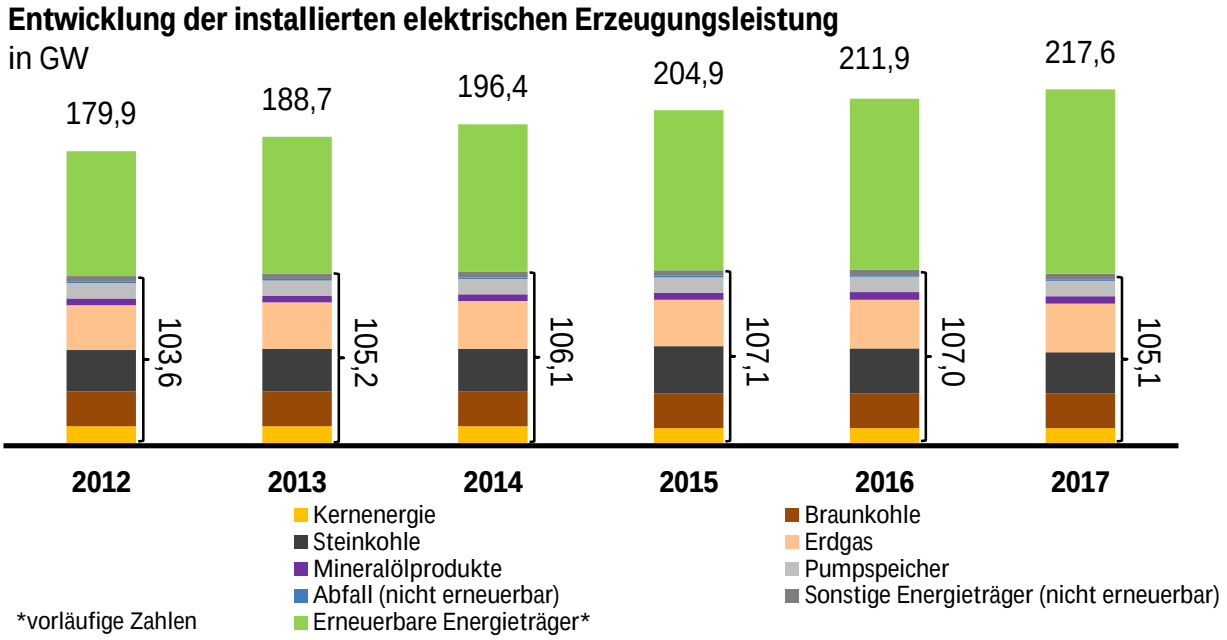


Abbildung 9: Entwicklung der elektrisch installierten Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) zum 31. Dezember 2017.

Die installierte Leistung nicht erneuerbarer Energieträger nahm gemäß unten stehender Tabelle 9 im Jahr 2017 um 2,5 GW ab. Wie schon im Vorjahr wurden insbesondere mehrere Steinkohlekraftwerke stillgelegt (u. a. Kraftwerke in Voerde und Herne). In den Jahren zwischen 2012 und 2016 verzeichnete der Energieträger

[31] In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen (Pumpspeicher, Lauf- und Speicherwasser) in Luxemburg, Schweiz und Österreich mit insgesamt 4,6 GW Erzeugungsleistung sind in den Gesamterzeugungskapazitäten enthalten.

[32] Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2017 wurde für das Jahr 2016 aktualisiert.

Steinkohle noch einen Leistungszuwachs, der sich im Wesentlichen mit Inbetriebnahmen von Kraftwerken begründete, die noch vor dem Ausstieg aus der Kernenergie geplant wurden.

Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung 2012 - 2017
in GW

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kernenergie	12,1	12,1	12,1	10,8	10,8	10,8
Braunkohle	21,3	21,2	21,1	21,4	21,3	21,2
Steinkohle	25,2	26,0	26,2	28,7	27,4	25,1
Erdgas	27,4	28,4	29,0	28,4	29,7	29,9
Mineralölprodukte	4,1	4,1	4,2	4,2	4,6	4,3
Pumpspeicher	9,2	9,2	9,2	9,4	9,5	9,5
Abfall (nicht erneuerbar)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	3,5	3,3	3,4	3,4	3,5	3,4
Erneuerbare Energieträger*	76,3	83,5	90,3	97,7	104,2	112,5
Summe nicht erneuerbarer Energieträger	103,6	105,2	106,1	107,1	107,6	105,1
Insgesamt	179,9	188,7	196,4	204,9	211,9	217,6
Anteil Erneuerbare Energien an gesamter Erzeugungsleistung	**42%**	**44%**	**46%**	**48%**	**49%**	**52%**

* vorläufige Zahlen

Tabelle 9: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung)

Seit Ende 2017 gab es aufgrund von unterjährigen Stilllegungen und Inbetriebnahmen geringfügige Leistungsänderungen im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger. In der nachfolgenden Abbildung 10 werden für Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG, die Werte zum 31. Dezember 2017 dargestellt, da keine aktuelleren unterjährigen Daten vorliegen. Der Anteil ist entsprechend unterrepräsentiert. Dabei ist gerade in diesem Bereich seit Anfang des Jahres von einem weiteren Zuwachs auszugehen. Aktuell sind 215,6 GW Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) installiert. Davon sind 103,1 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern zugeordnet. Durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen Block B sowie weitere Stilllegungen von Steinkohle-, Mineralöl-, und Erdgaskraftwerken reduzierte sich die Leistung

gegenüber dem Jahr 2017 um 2,0 GW (Stand: November 2018).[33] Im Detail wird auf die installierte Leistung der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Abschnitt „I.B.2 Entwicklung Erneuerbare Energien“ ab Seite 74 eingegangen.

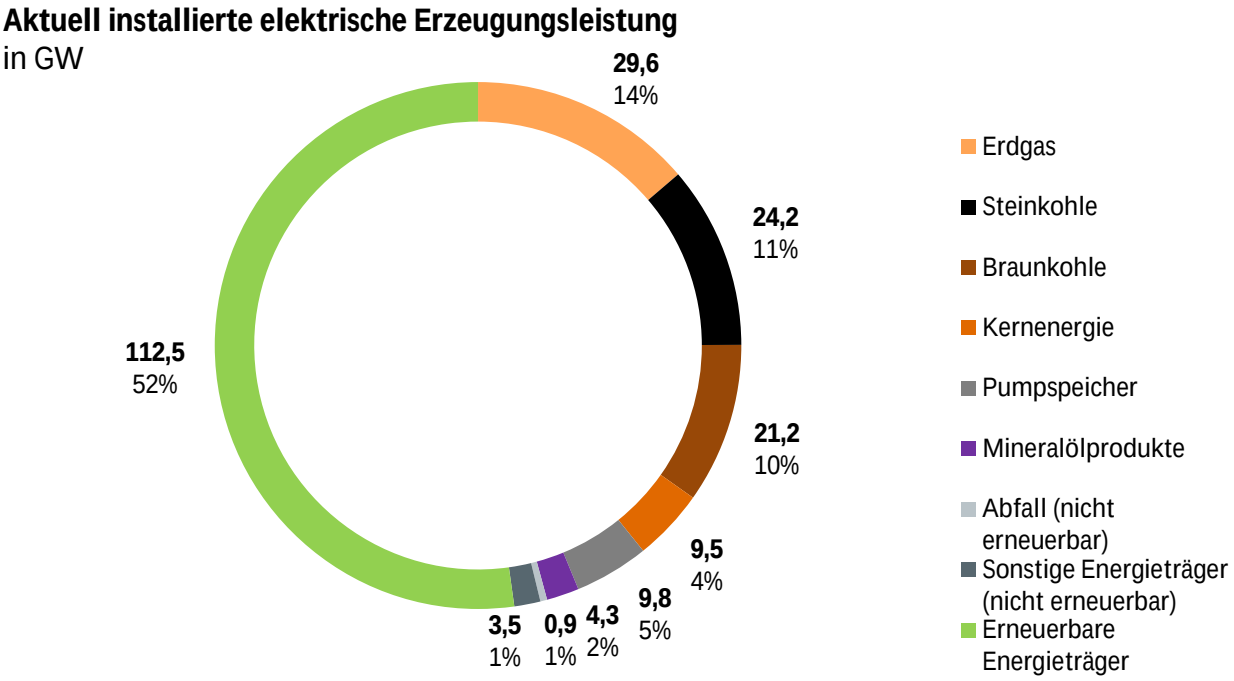


Abbildung 10: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2018; EEG Stand 31. Dezember 2017)

Folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der stillgelegten Kraftwerksleistung. Demnach wurden seit 2012 zum Stichtag 1. Oktober 2018 insgesamt 26.230 MW Kraftwerksleistung stillgelegt, davon 15.015 MW endgültig. Die gesamte stillgelegte Kraftwerksleistung lässt sich untergliedern in Stilllegungen mit Stilllegungsanzeige, Stilllegungen ohne Stilllegungsanzeige und die Sicherheitsbereitschaft.

[33] Unterjährige Änderungen in Bezug auf die Istwertaufschaltung von ausländischen Kraftwerken, die in die deutsche Regelzone einspeisen, sind bei den aktuellen Leistungswerten noch nicht berücksichtigt.

Entwicklung der stillgelegten Kraftwerksleistung seit 2012

Jahr		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*	Gesamt zum 1.10.18
Im Jahr hinzugekommene stillgelegte Leistung in MW		3.655	1.266	4.494	4.408	3.200	6.919	2.339	26.230
Im Jahr hinzugek. stillgelegte Leistung mit Stilllegungsanzeige in MW		977	415	4.412	4.400	2.052	5.057	1.239	18.501
davon endgültig stillgelegt	Leistung in MW		60	2.349	2.643	912	2.747	1.239	9.950
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren		45	45	40	40	44	34	
davon vorläufig stillgelegt	Leistung in MW	355	355	206	661	301	78		1.955
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	39	40	39	39	33	26		
davon Netzreserve	Leistung in MW	622		1.857	1.096	839	2.232		6.596
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	32		42	47	27	38		
Im Jahr hinzugek. stillgelegte Leistung ohne Stilllegungsanzeige in MW**		2.678	851	82	8	796	1.300	41	5.756
davon endgültig stillgelegt	Leistung in MW	1.995	851	74	8	796	1.300	41	5.065
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	43	42	39	19	18	30	25	
davon vorläufig stillgelegt	Leistung in MW	683		8					691
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren	46		43					
Im Jahr hinzugekommene Sicherheitsbereitschaft***	Leistung in MW					352	562	1.059	1.973
	Ø-Alter bei Eintritt in Jahren					31	49	41	

* vorläufige Werte

** Im Jahr 2017 ist ein Kernkraftwerk mit einer Leistung von 1.284 MW und 2016 ein Steinkohlekraftwerk mit einer Leistung von 765 MW, das nicht in Betrieb ging, enthalten. In den Jahren 2012 und 2013 sind auch Stilllegungen von Kraftwerken > 10MW enthalten, die vor Inkraftreten der ResKV nicht angezeigt wurden.

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

Tabelle 10: Entwicklung der stillgelegten Kraftwerksleistung (Stand: Oktober 2018)

Der erste Abschnitt der Tabelle zeigt an, wie viel Kraftwerksleistung in welchem Jahr zur Stilllegung angezeigt wurde, die davon endgültig stillgelegte Leistung und die in der Netzreserve als systemrelevant eingestufte Leistung. Dargestellt sind die im jeweiligen Jahr hinzugekommene Leistung sowie das Durchschnittsalter der Anlagen.

Der zweite Abschnitt bezieht sich auf Kraftwerksstilllegungen ohne Stilllegungsanzeige, unterteilt nach vorläufig und endgültig stillgelegten Anlagen. Der hohe Wert für endgültig stillgelegte Kraftwerke 2017 erklärt sich unter anderem aus der Stilllegung des Kernkraftwerks Gundremmingen B mit 1.284 MW. In den Jahren 2012 und 2013 sind auch Stilllegungen von Kraftwerken > 10 MW enthalten, die vor Inkrafttreten der ResKV nicht angezeigt wurden.

Der letzte Abschnitt der Tabelle bezieht sich auf die Braunkohlesicherheitsbereitschaft, untergliedert in Jahresleistung und Durchschnittsalter. Zum 1. Oktober 2018 beträgt die Leistung in der Sicherheitsbereitschaft 1.973 MW.

1.4 Kraftwerksbestand je Bundesland

Abbildung 11 zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen, inklusive am Markt gegenwärtig nicht aktive Kraftwerke, auf die einzelnen Bundesländer mit einer Unterscheidung nach Erneuerbaren und nicht Erneuerbaren Energieträgern. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, der Schweiz und in Österreich sind in dieser grafischen Darstellung nicht enthalten. 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 nur in aggregierter Form je Energieträger. Sie können daher nicht einem bestimmten Standort zugeordnet werden (insgesamt 4,9 GW).

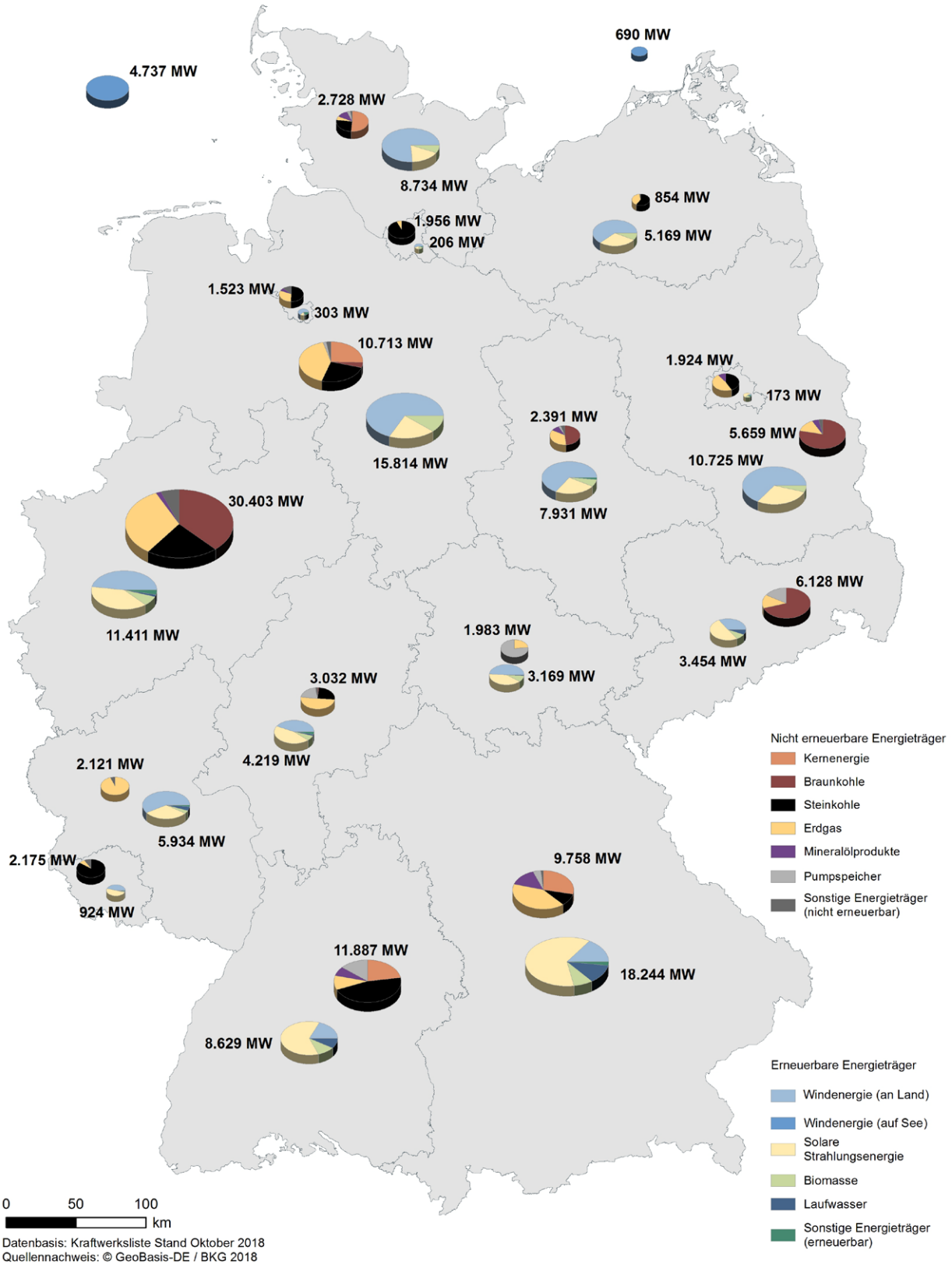


Abbildung 11: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland – Stand Oktober 2018

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	5.529	1.012	2.712	1.873	702	59	888	653	0	1.486	5.518	84	**20.516**
BY	0	847	4.137	2.698	543	1.384	149	1.626	1.919	0	2.482	11.883	334	**28.001**
BE	0	777	911	0	0	218	18	45	0	0	12	98	18	**2.097**
BB	4.409	0	733	0	0	334	183	447	4	0	6.810	3.379	85	**16.385**
HB	0	772	459	0	0	86	206	12	10	0	190	42	48	**1.825**
HH	0	1.794	150	0	0	0	12	40	0	0	111	42	12	**2.161**
HE	34	753	1.511	0	625	25	84	260	62	0	1.845	1.940	112	**7.251**
MV	0	514	319	0	0	0	21	353	3	0	3.131	1.661	21	**6.023**
NI	352	2.933	4.111	2.696	220	56	344	1.524	58	0	10.435	3.737	59	**26.527**
NW	10.908	7.737	8.746	0	303	538	2.171	802	156	0	5.479	4.638	335	**41.814**
RP	0	13	1.959	0	0	0	149	164	228	0	3.384	2.089	69	**8.055**
SL	0	1.822	155	0	0	0	199	20	11	0	429	450	14	**3.099**
SN	4.325	0	693	0	1.085	17	8	280	215	0	1.215	1.728	16	**9.582**
ST	1.153	0	810	0	80	213	135	450	28	0	5.104	2.242	108	**10.322**
SH	0	680	129	1.410	119	321	70	503	5	0	6.626	1.572	28	**11.462**
TH	0	0	468	0	1.509	0	6	252	33	0	1.551	1.322	11	**5.153**
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.737	0	0	0	**4.737**
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	690	0	0	0	**690**
Summe	**21.181**	**24.171**	**26.304**	**9.516**	**6.357**	**3.892**	**3.814**	**7.668**	**3.386**	**5.427**	**50.291**	**42.339**	**1.353**	**205.700**

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (4.885 MW)

In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, der Schweiz und in Österreich sind in dieser Darstellung nicht enthalten. (5.000 MW)

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

Tabelle 11: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

1.5 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.

In der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur werden alle deutschen Stromerzeugungsanlagen inklusive der 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 der Größe.

1.5.1 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 2017 487 Kraftwerksblöcke am Markt, die fähig sind Wärme und Prozessdampf auszukoppeln. Davon sind 261 Kraftwerksblöcke größer als 10 MW und kleiner als 50 MW. KWK-Anlagen in dieser Anlagengröße müssen inzwischen, wenn sie als modernisierte oder neue KWK-Anlage nach dem KWKG gefördert werden sollen, an den KWK-Ausschreibungen teilnehmen (siehe Kapitel „I.B.1.5.3 KWK-Ausschreibungen“). In Abbildung 12 ist die Anzahl der KWK fähigen Kraftwerksblöcke den jeweiligen Bundesländern zugeordnet. Nordrhein-Westfalen ist dabei das Bundesland mit den meisten installierten KWK fähigen Kraftwerksblöcken.

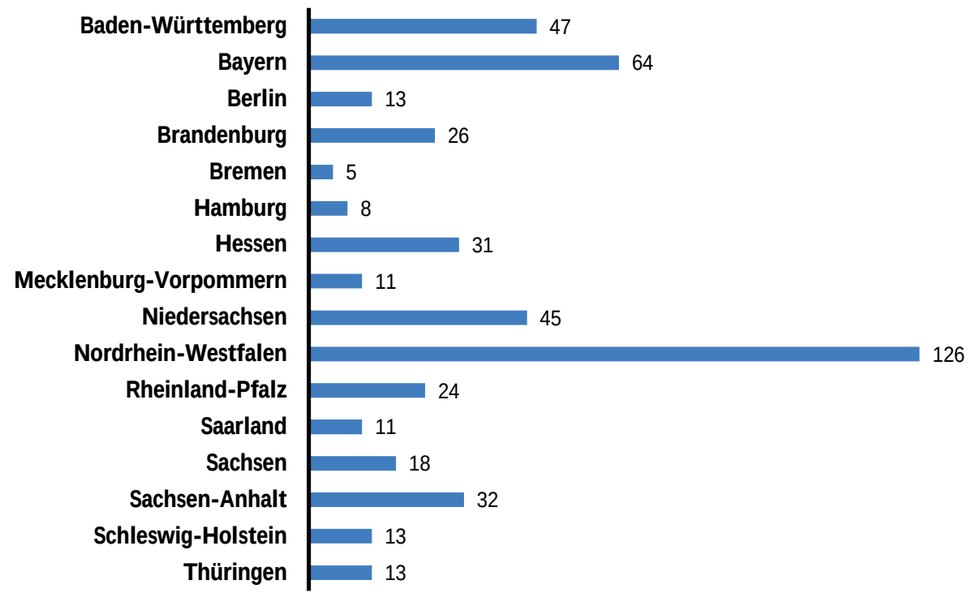


Abbildung 12: Anzahl der am Markt befindlichen KWK-Anlagen je Bundesland im Jahr 2017

Die installierte Leistung der KWK Anlagen in MW wird in Abbildung 13 dargestellt. Dabei werden separat die installierte elektrische sowie thermische KWK Leistung betrachtet. Aus KWK Anlagen resultiert demnach eine elektrisch installierte Leistung von 21,8 GW. Thermisch sind 47,1 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.

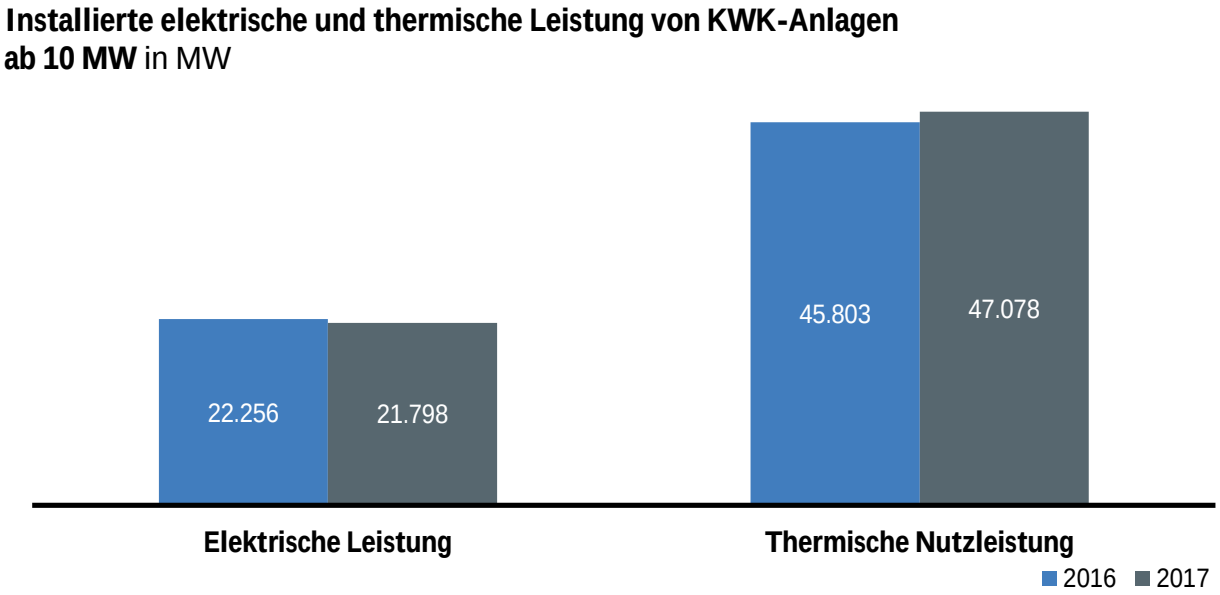


Abbildung 13: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW

Die installierte Leistung (elektrisch sowie thermisch) verteilt sich wie folgt auf die unterschiedlichen Energieträger (Tabelle 12). Aus der Tabelle wird deutlich, dass insbesondere die Brennstoffe Erdgas und Steinkohle in KWK Anlagen zum Einsatz kommen. 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.

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

	Elektrische Leistung		Thermische Nutzleistung	
	2016	2017	2016	2017
Abfall	822	750	3.451	3.621
Biomasse	419	449	1.723	1.866
Braunkohle	1.220	1.227	4.960	5.210
Erdgas	11.774	11.430	20.634	20.699
Sonstige	1.213	1.305	3.310	3.446
Steinkohle	6.809	6.638	6.809	12.236
Summe	22.256	21.798	45.803	47.078

Tabelle 12: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW

In den dieser Auswertung zugrundeliegenden KWK fähigen Kraftwerksblöcken wurden 144,7 TWh Nutzwärme sowie 70,6 TWh Strom aus KWK-Anlagen in 2017 produziert. Die erzeugten Strommengen aus KWK-Anlagen in 2017 sind in etwa so hoch wie im Jahr 2016. Auch die erzeugten Mengen an Nutzwärme sind in 2017 im Vergleich zum Jahr 2016 in etwa gleich geblieben.

Erzeugte elektrische und thermische Energiemengen durch KWK
in TWh

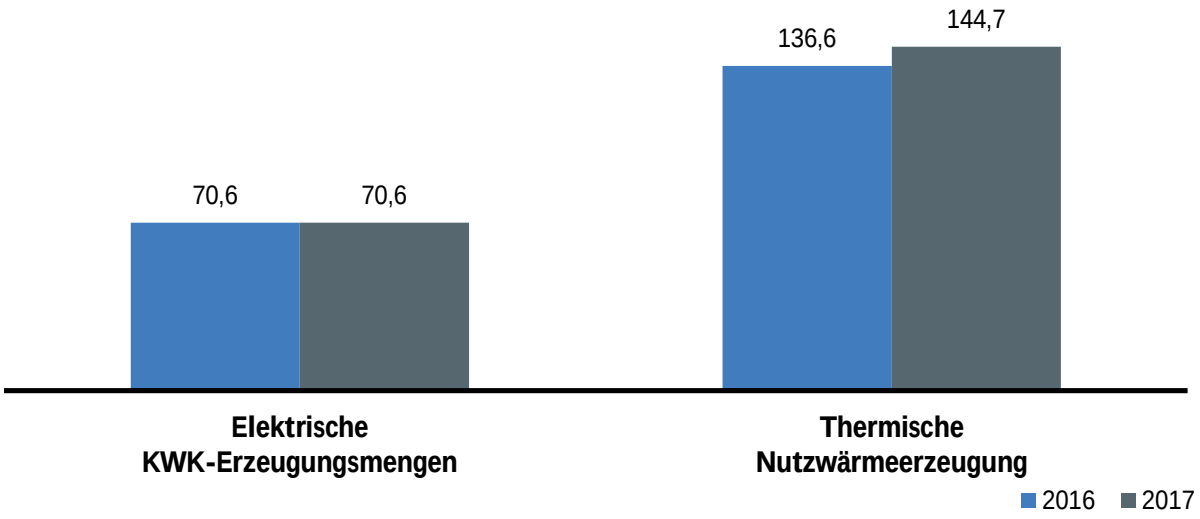


Abbildung 14: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW

Die erzeugten Mengen an Strom aus KWK-Anlagen sowie Nutzwärme resultieren aus einem Energiemix, der sich mit der installierten Leistung deckt. Die wichtigsten Energieträger für die Erzeugung von Strom aus KWK-Anlagen und Nutzwärme-Mengen sind Erdgas und Steinkohle (siehe Tabelle 13). Für die erzeugten Mengen an Strom aus KWK-Anlagen ist insbesondere der Energieträger Erdgas von Bedeutung. Dieser macht

63 Prozent der erzeugten Menge aus. Im Bereich der erzeugten Mengen Nutzwärme hat Erdgas einen Anteil in Höhe von 41 Prozent und Steinkohle in Höhe von 24 Prozent.

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

	Elektrische KWK-Erzeugungsmengen		Thermische Nutzwärmeerzeugung	
	2016	2017	2016	2017
Abfall	3,5	3,1	11,3	11,1
Biomasse	2,2	2,3	9,0	8,8
Braunkohle	3,7	3,7	13,2	15,5
Erdgas	44,6	44,5	60,3	59,6
Sonstige	4,0	4,3	9,4	15,3
Steinkohle	12,7	12,8	33,4	34,4
Summe	70,6	70,6	136,6	144,7

Tabelle 13: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW

1.5.2 Im Marktstammdatenregister neuregistrierte KWK-Anlagen ab Juli 2017

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.

Inbetriebnahmen KWK-Anlagen
in MW

	Netto-Nennleistung	Thermische Nutzleistung	Anzahl
vor Juli 17	4,6	4,9	4
Juli 17	9,3	13,0	180
August 17	5,8	9,1	218
September 17	48,4	57,6	265
Oktober 17	17,2	22,4	286
November 17	81,0	106,3	334
Dezember 17	90,5	160,4	509
Januar 18	4,9	7,0	126
Februar 18	8,8	11,8	144
März 18	16,1	18,9	154
April 18	5,3	7,5	143
Mai 18	4,9	6,6	103
Juni 18	1,8	2,9	82
nach Juni 18	1,3	1,5	7
Summe	**299,9**	**430,0**	**2.555**
offene Genehmigung	*1.042,5*	*1.048,5*	*60*

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Inbetriebnahmen KWK-Anlagen

Im ersten Registrierungsjahr (1. Juli 2017 bis 30. Juni 2018) wurden 2.615 Anlagen mit einer Nettonennleistung von insgesamt 1.342 MW erfasst. Davon sind circa 1.043 MW auf offene Genehmigungen zurückzuführen und ca. 300 MW auf Inbetriebnahmen.

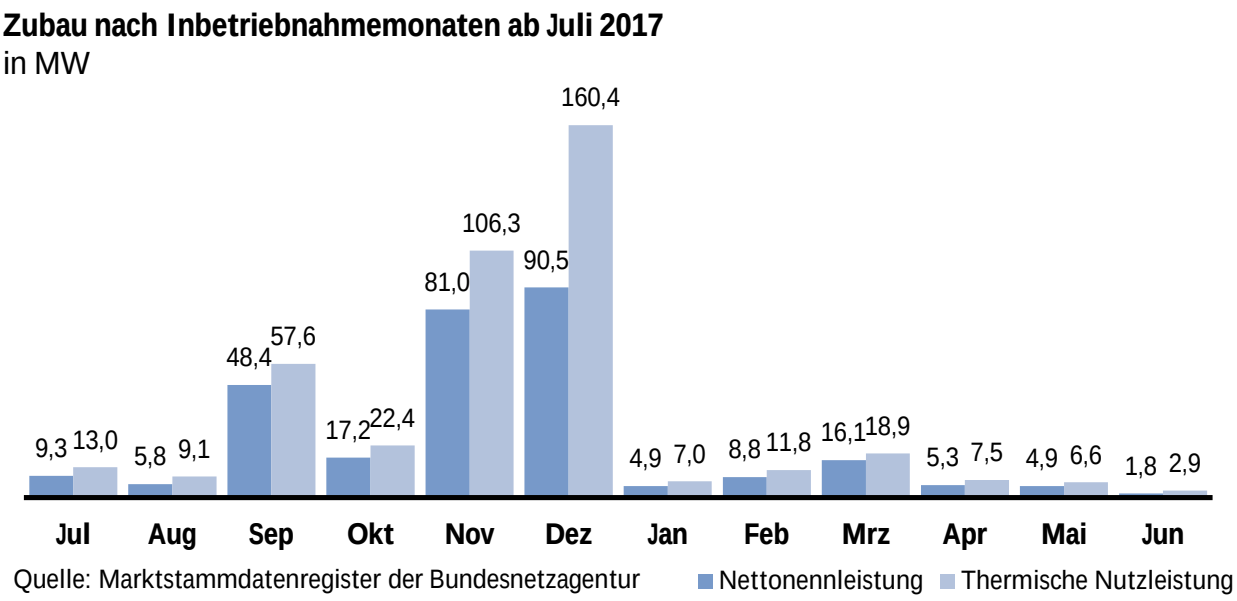


Abbildung 15: Zubau nach Inbetriebnahmemonaten

Abbildung 15 zeigt die Nettonennleistung und die thermische Nutzleistung aufgeteilt nach Monaten des ersten Registrierungsjahres. Mehr als die Hälfte der in Betrieb genommenen Leistung ist auf die Monate November und Dezember 2017 zurückzuführen (172 MW), was unmittelbar mit der Ausschreibungsrunde der KWK im Dezember 2017 (vgl. „I.B.1.5.3 KWK-Ausschreibungen“) im Zusammenhang stehen dürfte.

Inbetriebnahmen nach Bundesländern im Jahr 2017
in MW

Bundesland	Netto-Nennleistung	Thermische Nutzleistung	Anzahl
Baden-Württemberg	59,3	842,8	520
Nordrhein-Westfalen	55,7	1.200,4	453
Mecklenburg-Vorpommern	41,5	462,8	31
Bayern	36,1	440,8	351
Sachsen	18,5	210,6	112
Hamburg	16,2	190,4	50
Niedersachsen	13,3	186,5	301
Thüringen	13,1	143,4	68
Sachsen-Anhalt	10,9	130,7	53
Saarland	10,5	139,9	23
Schleswig-Holstein	6,8	93,8	111
Rheinland-Pfalz	5,3	75,4	127
Brandenburg	5,2	70,8	75
Hessen	5,2	78,8	219
Berlin	2,0	29,0	49
Bremen	0,2	4,1	12
Summe	**299,9**	**4.300,1**	**2.555**

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Inbetriebnahmen nach Bundesländern

Die meisten Inbetriebnahmen gab es in Baden-Württemberg (520) und Nordrhein-Westfalen (453). Auf die Nettonennleistung bezogen stehen fast 40 Prozent der neu-registrierten Anlagen in diesen beiden Bundesländern.

Genehmigungen nach Bundesländern im Jahr 2017
in MW

Bundesland	Netto-Nennleistung	Thermische Nutzleistung	Anzahl
Berlin	304,0	234,2	3
Schleswig-Holstein	194,9	196,2	2
Nordrhein-Westfalen	174,3	168,5	9
Rheinland-Pfalz	103,3	100,8	4
Baden-Württemberg	56,6	86,9	4
Sachsen-Anhalt	54,8	66,3	2
Bayern	50,2	83,5	10
Sachsen	34,1	38,1	6
Thüringen	30,6	32,0	7
Mecklenburg-Vorpommern	10,4	10,7	3
Niedersachsen	10,3	10,8	4
Brandenburg	9,9	10,7	2
Hessen	4,7	5,0	3
Hamburg	4,4	4,9	1
Summe	1.042,5	1.048,5	60

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Genehmigungen nach Bundesländern

Bei den gemeldeten Genehmigungen hingegen liegt der mit Abstand größte Leistungsanteil in Berlin (304 MW). Es folgen Schleswig-Holstein (195 MW) und Nordrhein-Westfalen (174 MW).

1.5.3 KWK-Ausschreibungen

Durch die Änderung des KWKG zum Jahreswechsel 2016/2017 und dem darauf aufbauenden Erlass der KWK-Ausschreibungsverordnung werden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ab einer Größe von mehr als einem bis einschließlich fünfzig Megawatt nur noch gefördert, wenn sie erfolgreich an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Mit der Einführung der Ausschreibungen wird die Höhe der Zahlung von ca. fünfzehn Prozent des Zubaus der KWK-Anlagen wettbewerblich ermittelt. Neben den Ausschreibungen für reine KWK-Anlagen werden auch Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme durchgeführt. Innovative KWK-Systeme setzen sich zusammen aus einer KWK-Anlage, einer innovativen erneuerbaren Wärmequelle und einem elektrischen Wärmeerzeuger. Bei der innovativen erneuerbaren Wärmequelle kann es sich etwa um Solarthermie, Geothermie oder eine Wärmepumpe handeln.

Die Gebote erhalten den Zuschlag zu dem im Gebot angegebenen anzulegenden Gebotswert (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 Strafzahlung zu

entrichten. Der Höchstwert für die Gebote der Ausschreibungen beträgt 7 ct/kWh für KWK-Anlagen und 12 ct/kWh für innovative KWK-Systeme (iKWK-Systeme).

Der KWK-Zuschlag wird unabhängig von Strom- und Wärmeerlösen des Anlagenbetreibers für den in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom gezahlt und spiegelt damit einen Mehrerlös zum Strombörsenpreis wider.

KWK-Ausschreibungen

	KWK Dezember 2017	KWK Juni 2018	iKWK-Systeme Juni 2018
Ausgeschriebene Menge	100 MW	93 MW	25 MW
Eingereichte Gebote	20 (225 MW)	14 (96 MW)	7 (23 MW)
Erteilte Zuschläge	7 (82 MW)	13 (91 MW)	5 (21 MW)
Durchschnittliche Förderhöhe	4,05 ct/kWh	4,31 ct/kWh	10,27 ct/kWh
niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag)	3,19 ct/kWh	2,99 ct/kWh	8,47 ct/kWh
höchster Gebotswert (mit Zuschlag)	4,99 ct/kWh	5,20 ct/kWh	10,94 ct/kWh
Gebotsausschlüsse	keine	1 (4 MW)	2 (2 MW)

Tabelle 17: KWK Ausschreibungen

1.6 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Die insgesamt 103,1 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand Oktober 2018) lassen sich in Kraftwerke unterteilen, die am Strommarkt teilnehmen (91,6 GW) und Kraftwerke, die außerhalb des Strommarktes agieren (11,5 GW). Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt befindliche Kraftwerke:

- 91,2 GW: Kraftwerksleistung in Betrieb
- 0,4 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 schon heute nur auf Anforderung der ÜNB betrieben werden)

– 2,0 GW: Kraftwerksleistung in der Sicherheitsbereitschaft[34]

– 2,6 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke

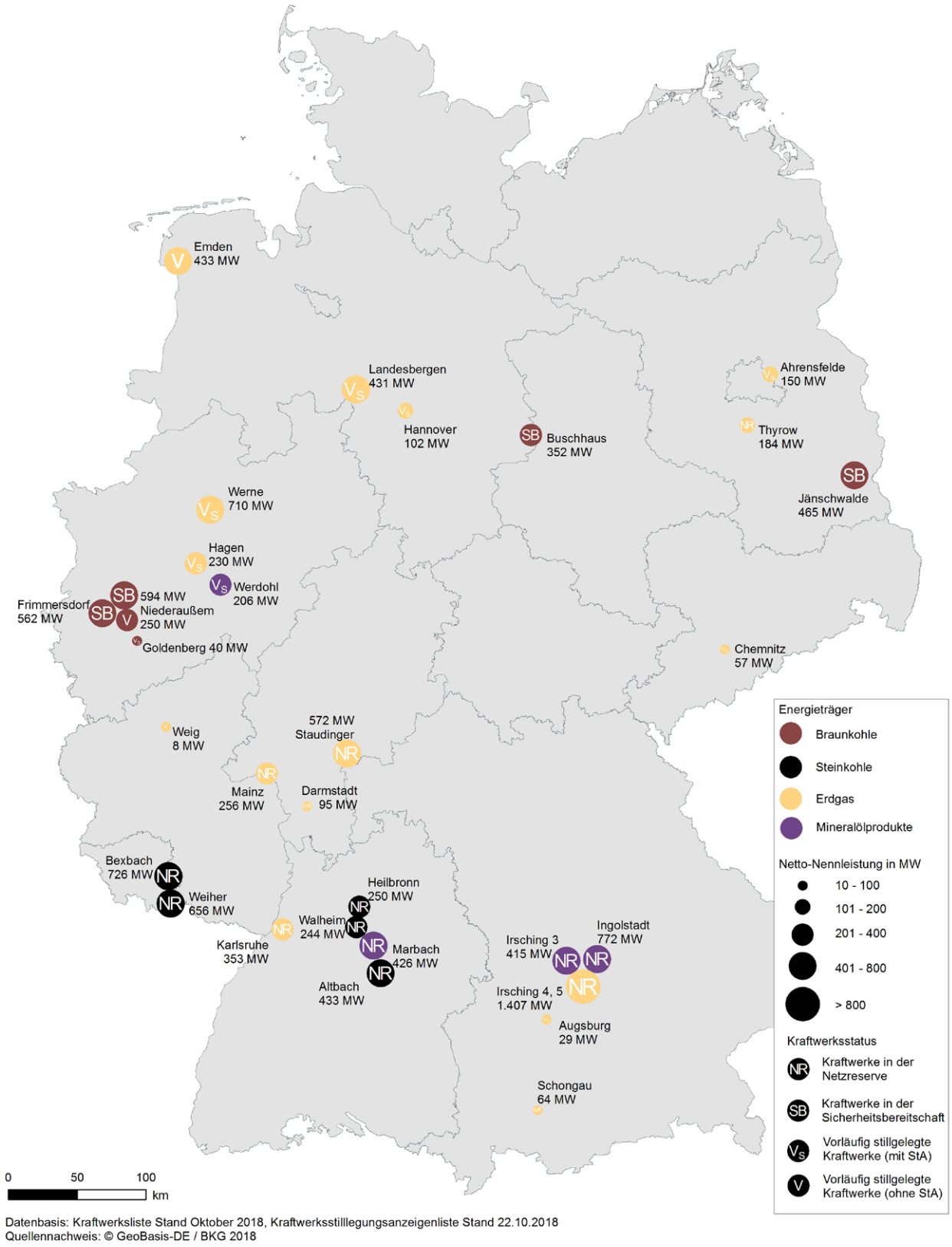
Bei den obigen Kraftwerken in der Netzreserve handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen des sicheren Netzbetriebs nicht stillgelegt werden durften (siehe auch Abschnitt „Einsatz der Netzreservekraftwerke“ im Kapitel Netze ab Seite 134), obwohl eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt wurde. In der Netzreserve befinden sich gegenwärtig Erdgaskraftwerke (3,0 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 und die Braunkohlekraftwerke Niederaußem E und F sowie Jänschwalde F bis zum 1. Oktober 2018, 1.059 MW). 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 Erdgas (2,2 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 16. 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.

[34] Die Kosten für diese Kraftwerke lagen in 2017 bei weniger als 100 Mio. Euro. Nähere Angaben sind hierzu nicht möglich, da die RWE Power AG diese Information als Betriebs-und Geschäftsgeheimnis ansieht. Da sich zum Stichtag 1. April 2018 nur Anlagen von zwei Betreibern in der Sicherheitsbereitschaft befinden könnte der jeweils andere Betreiber aus der Gesamtsumme die Kosten der Konkurrenz ermitteln.



Datenbasis: Kraftwerksliste Stand Oktober 2018, Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste Stand 22.10.2018
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2018

Abbildung 16: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2018)

1.7 Entwicklung der Erzeugungskapazitäten nicht erneuerbarer Energieträger

1.7.1 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.1.7.2 Kraftwerksstilllegungen“ auf Seite 71 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 2021 berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Derzeit befinden sich 2.079 MW Erzeugungskapazitäten im Probebetrieb oder im Bau, die voraussichtlich bis 2021 fertig gestellt werden (Abbildung 17). Bei den sich in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich um die Energieträger Steinkohle (1.052 MW), Erdgas (954 MW) und sonstige Energieträger (73 MW).

Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2018 bis 2021, bezogen auf das Inbetriebnahmejahr
in MW

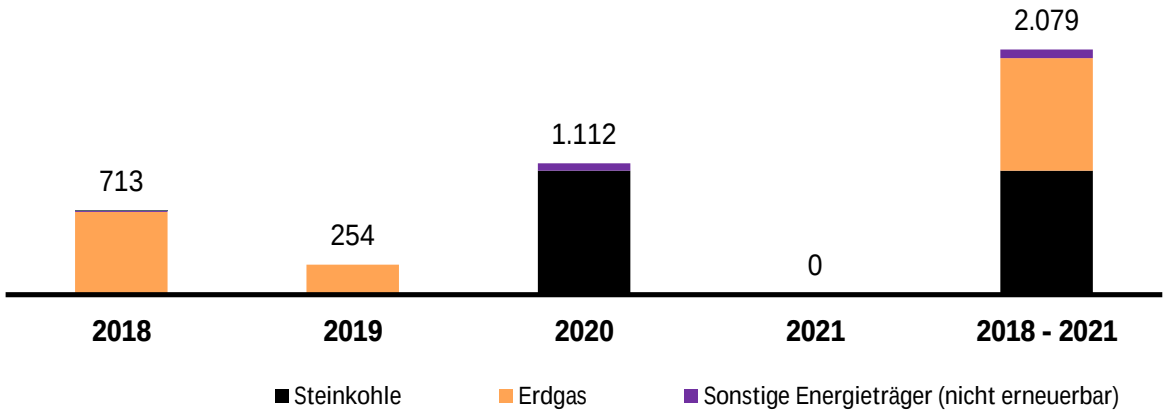


Abbildung 17: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2018 bis 2021, bezogen auf das Inbetriebnahmejahr (Bundesweite Plandaten 2018 bis 2021 für Netto-Nennleistungen, Stand: Oktober 2018)

1.7.2 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 18 sind die Standorte des erwarteten Zubaus und der erwarteten Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mit einer Leistung von mindestens 10 MW bis zum Jahr 2021 zu entnehmen. Systemrelevante Kraftwerke sind in der Summe der angezeigten Stilllegungen nicht enthalten, da jenen Kraftwerken die Stilllegung untersagt wurde. Nicht enthalten sind zudem die nach 2021 stillzulegenden Kernkraftwerke Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2 mit einer Gesamtleistung in Höhe von 4.056 MW sowie das Steinkohlekraftwerk München Nord 2, mit einer Leistung von 333 MW.

Bundesweit übersteigen die geplanten Stilllegungen, bestehend aus angezeigten endgültigen Stilllegungen (2.256 MW) und den gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerken (5.460 MW), bis zum Jahr 2021 den Zubau von Kraftwerksblöcken (2.079 MW) um 5.637 MW. Damit werden die vorhandenen Überkapazitäten voraussichtlich verringert. Für die Versorgungssicherheit ist außerdem eine getrennte Nord-Süd-Betrachtung von Interesse. Näherungsweise wird bei der Betrachtung die Mainlinie als Grenze zwischen Nord- und Süddeutschland herangezogen. Südlich der Mainlinie befinden sich gegenwärtig 172 MW Kraftwerksleistung in Bau. Demgegenüber stehen bis zum Jahr 2021 in Süddeutschland endgültige Stilllegungen mit einer Leistung von 2.713 MW. Davon entfallen allein 2.690 MW auf die Kernkraftwerke Philippsburg 2 (Stilllegung 2019) und Gundremmingen Block C (2021). Damit beträgt der Saldo in Süddeutschland bis zum Jahr 2021 -2.541 MW. Nördlich der Mainlinie übersteigen ebenfalls die geplanten Stilllegungen den Zubau. Den in Probebetrieb oder in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken (inklusive Datteln 4) mit einer Leistung in Höhe von 1.907 MW stehen hier geplante Stilllegungen von Kraftwerken mit einer Leistung von 5.003 MW gegenüber. Davon entfallen 2.770 MW auf die Kernkraftwerke Brokdorf und Grohnde (2021). Dies entspricht einem Saldo von -3.096 MW bis 2021.

Neben den endgültigen Stilllegungen wurden der Bundesnetzagentur vorläufige Stilllegungen mit einer Gesamtleistung von 984 MW angezeigt.

Daneben werden nach §13g EnWG bis zum 1. Oktober 2019 die Braunkohlekraftwerke Jänschwalde E und Neurath C mit einer Gesamtleistung von 757 MW in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Diese Anlagen müssen nach Ablauf von vier Jahren in der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt werden.

Über die in obigen Betrachtungen enthaltenen formellen Anzeigen einer geplanten endgültigen oder vorläufigen Kraftwerksstilllegung hinaus wurden der Bundesnetzagentur im Monitoring weitere geplante Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mitgeteilt. Bis zum Jahr 2021 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 852 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt. Es handelt sich um Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von 760 MW, ein Erdgaskraftwerk mit einer Leistung von 11 MW, sonstige Energieträger mit einer Leistung von 67 MW sowie eine Teilstilllegung von Braunkohle mit einer Leistung von 14 MW. Alle diese Kraftwerke befinden sich nördlich der Mainlinie.

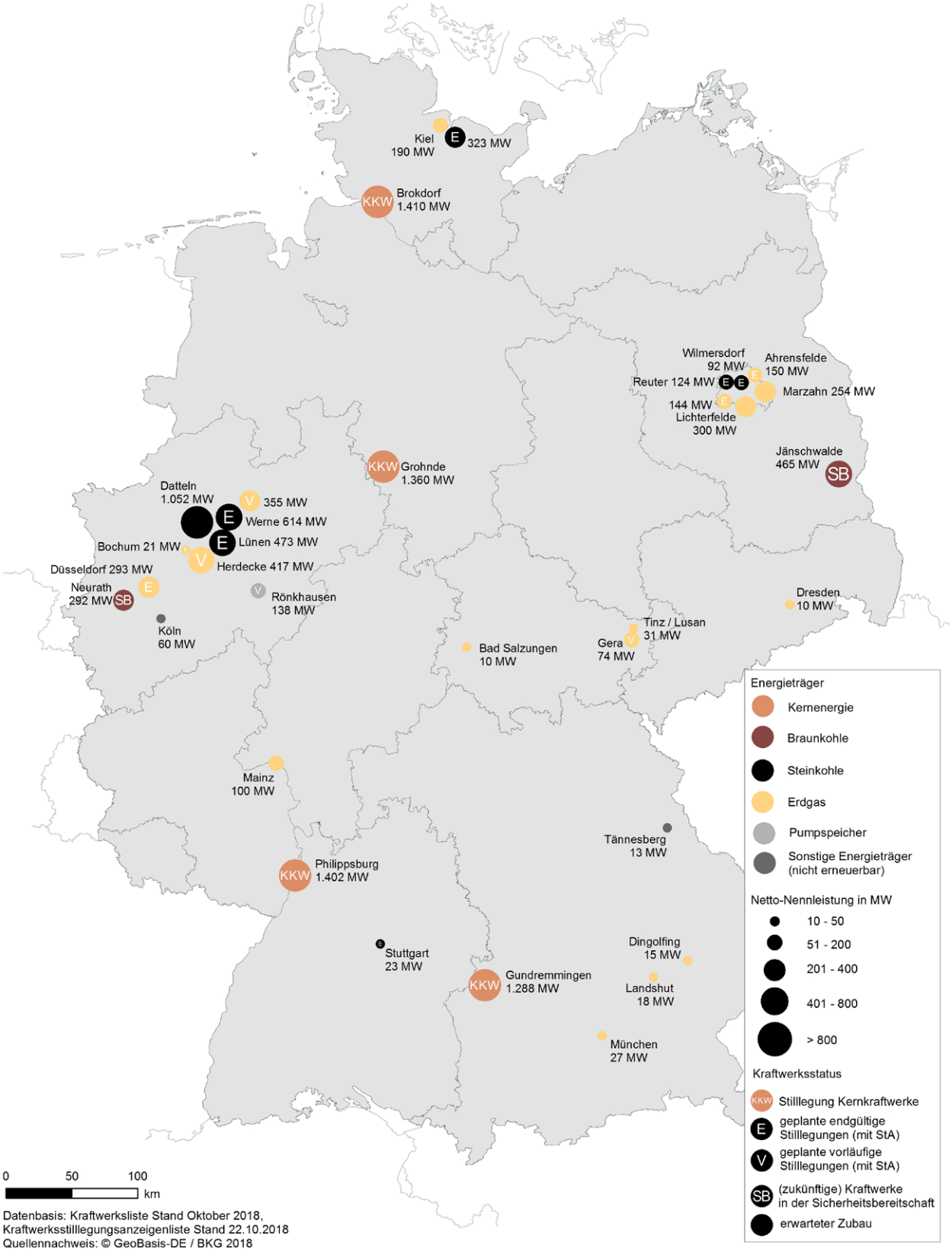
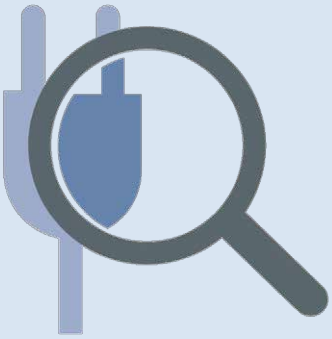


Abbildung 18: Standorte mit erwartetem Zubau und Stilllegungen von Kraftwerksblöcken bis 2021 – Stand Oktober 2018

Somit betragen die gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerke und die gemeldeten geplanten endgültigen Stilllegungen bis zum Jahr 2021 insgesamt 8.568 MW. Davon befinden sich 2.713 MW in Süddeutschland. Der gesamte bundesweite Saldo bis zum Jahr 2021 beträgt somit -6.489MW. Dieser Saldo aus dem Zubau von Kraftwerken und aus Kraftwerksstilllegungen ergibt sich aus in Probebetrieb oder in Bau befindlichen Kraftwerksblöcken abzüglich formell angezeigten endgültigen Stilllegungen nach § 13b Abs. 1 EnWG, den Kernkraftwerksstilllegungen sowie darüber hinaus im Monitoring gemeldeten geplanten endgültigen Stilllegungen. Der gesamte Saldo für Süddeutschland beträgt im selben Zeitraum -2.541 MW.



Der intensive Ausbau von Erneuerbaren Energien ermöglicht den Atomausstieg und eine Reduzierung der CO_2-Emissionen in Deutschland. Neue Erzeugungskapazitäten im konventionellen Bereich sind in den letzten zwei Jahren vor allem durch die Erzeugung in flexiblen Erdgaskraftwerken entstanden.

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

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

2. Entwicklung Erneuerbare Energien

2.1 Entwicklung Erneuerbarer Energien (mit Zahlungsanspruch nach dem EEG)

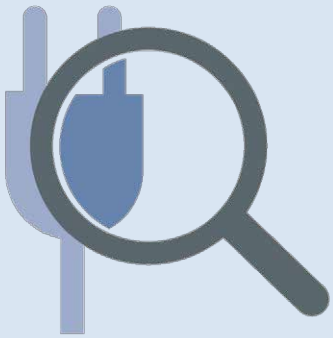
Nicht alle Erzeugungsanlagen mit Erneuerbaren Energieträgern haben auch einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Es wird daher zwischen den Erneuerbaren Energien-Anlagen mit und ohne Zahlungsanspruch unterschieden. Für den Großteil der installierten Erneuerbaren Energien besteht ein Zahlungsanspruch (Marktprämie oder Einspeisevergütung) nach dem EEG. Von den installierten 112,5 GW Ende 2017 haben 107,8 GW einen Zahlungsanspruch nach dem EEG. Daher wird auf Erneuerbare Energien mit Zahlungsanspruch in diesem Kapitel näher eingegangen.

Die insgesamt 4,8 GW im Bereich der Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch verteilen sich im Wesentlichen auf die Energieträger Laufwasser (2,4 GW), Speicherwasser (1,5 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 18,3 TWh im Jahr 2017. Der Großteil wurde dabei in Lauf- und Speicherwasserkraftwerken (insgesamt 13,6 TWh) sowie in mit Abfällen befeuerten Anlagen (4,3 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 August 2014 wird das Anlagenregister der Bundesnetzagentur als zusätzliche Quelle zur Auswertung der installierten Leistung von EEG-Anlagen herangezogen.

In der Veröffentlichung „EEG in Zahlen 2017“ 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.[35]



Um Zahlungen nach dem EEG in Anspruch nehmen zu können, müssen Betreiber von Anlagen sich und ihre Anlage im Marktstammdatenregister (MaStR) registriert haben (https://www.marktstammdatenregister.de/). Verbraucher, die bereits Betreiber eine Stromerzeugungsanlage sind, sind verpflichtet ihre Anlage auch dann im MaStR zu registrieren, wenn sie bereits in einem anderen Register der Bundesnetzagentur eingetragen ist.

2.1.1 Installierte Leistung

Zum 31. Dezember 2017 belief sich die gesamte installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG auf ca. 107,8 GW. Insgesamt wurde in 2017 ca. 8,3 GW zusätzliche Leistung von Anlagen mit einem Zahlungsanspruch installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 8,3 Prozent.

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

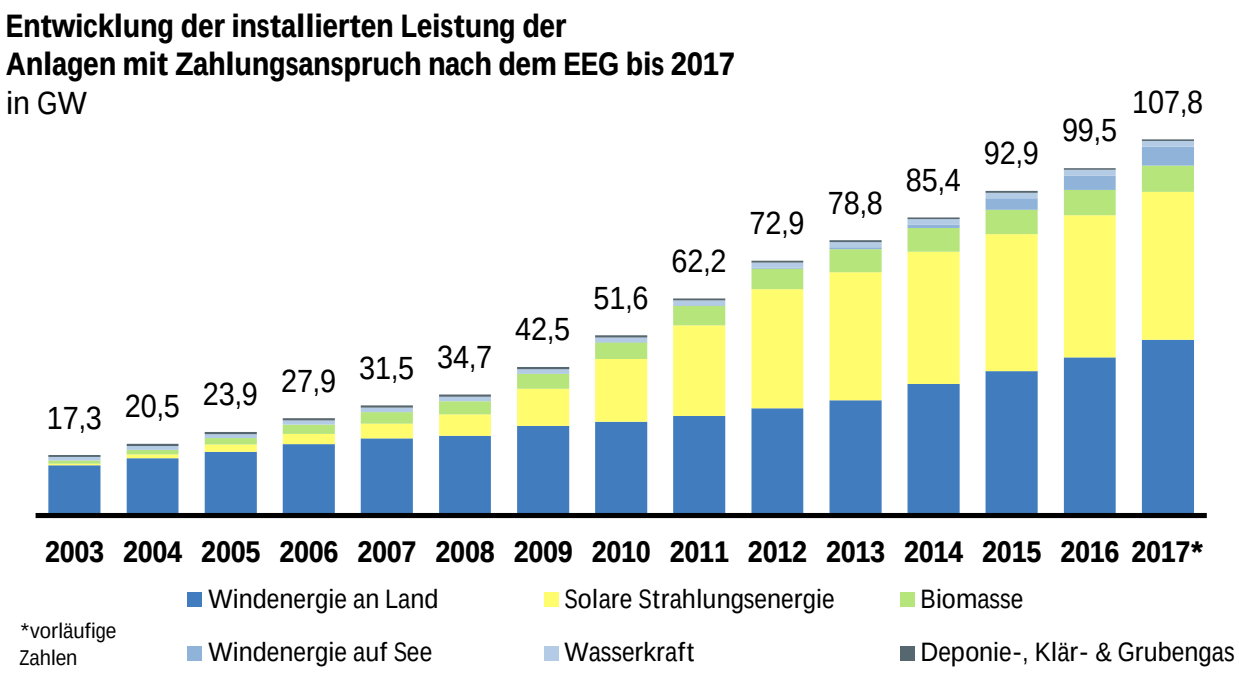


Abbildung 19: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2017

Im Jahr 2017 ist weiterhin ein starker Nettozubau von Windenergieanlagen an Land sowie auf See zu verzeichnen. Es wurden Windenergieanlagen auf See mit einer Leistung von 1,3 GW neu installiert (2016: ca. 0,8 GW), was einem Zubau von 30,7 Prozent entspricht. Bei Windenergieanlagen an Land wurde mit 5,0 GW der Nettozubau des Vorjahres übertroffen (2016: 4,0 GW). Bei den Solaranlagen war ein Zubau von 1,7 GW zu verzeichnen und liegt damit wie in den drei vorangegangenen Jahren hinter dem im EEG definierten Ausbaupfad von 2,5 GW zurück. Während jedoch in den drei vorangegangenen Jahren durchschnittlich 1,3 GW hinzugebaut wurden, ist mit 1,7 GW wieder ein leichter Anstieg beim Zubau von Solaranlagen zu verzeichnen. Der Zubau von Biomasseanlagen ist mit 0,3 GW im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen (2016: 0,2 GW).

Als Ausbaupfad ist für Windenergie an Land für die Jahre 2017 bis 2019 ein jährlicher Bruttozubau von 2,8 GW, für solare Strahlungsenergie ist ein Bruttozubau von 2,5 GW vorgesehen. Bei Windenergie an Land wurde der geplante Ausbaupfad mit einem Bruttozubau von 5,0 GW deutlich überschritten, während er für solare Strahlungsenergie mit einem Bruttozubau von 1,7 GW unterschritten wurde. Für Biomasse ist in den Jahren 2017 bis 2019 eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen um 0,15 GW (brutto) geplant – diese Steigerung bezieht sich jedoch nur auf Neuinbetriebnahmen und nicht auf Anlagenerweiterungen. Die installierte Leistung der Windenergieanlagen auf See soll auf insgesamt 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030 gesteigert werden. Im Jahr 2017 wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1,3 GW errichtet, so dass zum 31. Dezember 2017 insgesamt 5,4 GW installiert waren und somit das Ausbauziel für 2020 zu rund 83 Prozent erreicht ist.

Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger

	Gesamt 31. Dezember 2016	Gesamt 31. Dezember 2017*	Zubau /Rückbau in 2017	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2016
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.579,7	1.586,3	6,6	0,4%
Gase[1]	496,9	506,1	9,2	1,9%
Biomasse	7.258,8	7.568,4	309,6	4,3%
Geothermie	37,8	37,8	0,0	0,0%
Wind an Land	45.282,9	50.291,5	5.008,6	11,1%
Wind auf See	4.152,0	5.427,1	1.275,1	30,7%
Solar	40.679,4	42.339,1	1.659,7	4,1%
Gesamt	99.487,4	107.756,2	8.268,8	8,3%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

* vorläufige Zahlen

Tabelle 18: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Jahr 2017 wurden 72.277 neue Anlagen installiert. Die neu installierten Anlagen waren zu 97 Prozent Solaranlagen, zu 2 Prozent Windenergieanlagen an Land und zu 0,2 Prozent Biomasseanlagen; die restlichen Anteile verteilen sich auf die anderen Technologien. Die Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG ist in Tabelle 19 dargestellt.

Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
Wasserkraft	6.825	6.974	6.864	6.947	7.078	7.041	7.074
Gase[1]	680	684	622	627	630	612	653
Biomasse	12.697	13.371	13.485	14.024	14.113	14.186	14.328
Geothermie	4	6	7	8	9	10	11
Wind an Land	20.204	21.339	21.819	23.593	24.696	26.057	27.555
Wind auf See	49	65	113	241	789	945	1.166
Solar	1.154.968	1.328.293	1.449.413	1.521.365	1.572.922	1.622.405	1.692.746
Gesamt	1.195.427	1.370.732	1.492.323	1.566.805	1.620.237	1.671.256	1.743.533

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

*vorläufige Zahlen

Tabelle 19: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Tabelle 20 zeigt die Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG, aufgeteilt nach Energieträgern.

Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2016	Gesamt 31. Dezember 2017*	Zubau / Rückbau in 2017	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2016
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	7.041	7.074	33	0,5%
Gase[1]	612	653	41	6,7%
Biomasse	14.186	14.328	142	1,0%
Geothermie	10	11	1	10,0%
Wind an Land	26.057	27.555	1.498	5,7%
Wind auf See	945	1166	221	23,4%
Solar	1.622.405	1.692.746	70.341	4,3%
Gesamt	1.671.256	1.743.533	72.277	4,3%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

*vorläufige Zahlen

Tabelle 20: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

2.1.2 Eingespeiste Jahresarbeit

Die in 2017 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG betrug 187,4 TWh. Die eingespeiste Jahresarbeit ist um 16,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr(161,5 TWh) deutlich gestiegen. Der Anstieg erklärt sich unter anderem auch dadurch, dass 2017 ein stärkeres Windjahr war als 2016, wie in Abbildung 20 dargestellt. Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 86,3 TWh (46 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Biomasseanlagen mit 41,0 TWh (22 Prozent) und Solaranlagen mit 35,4 TWh (19 Prozent).

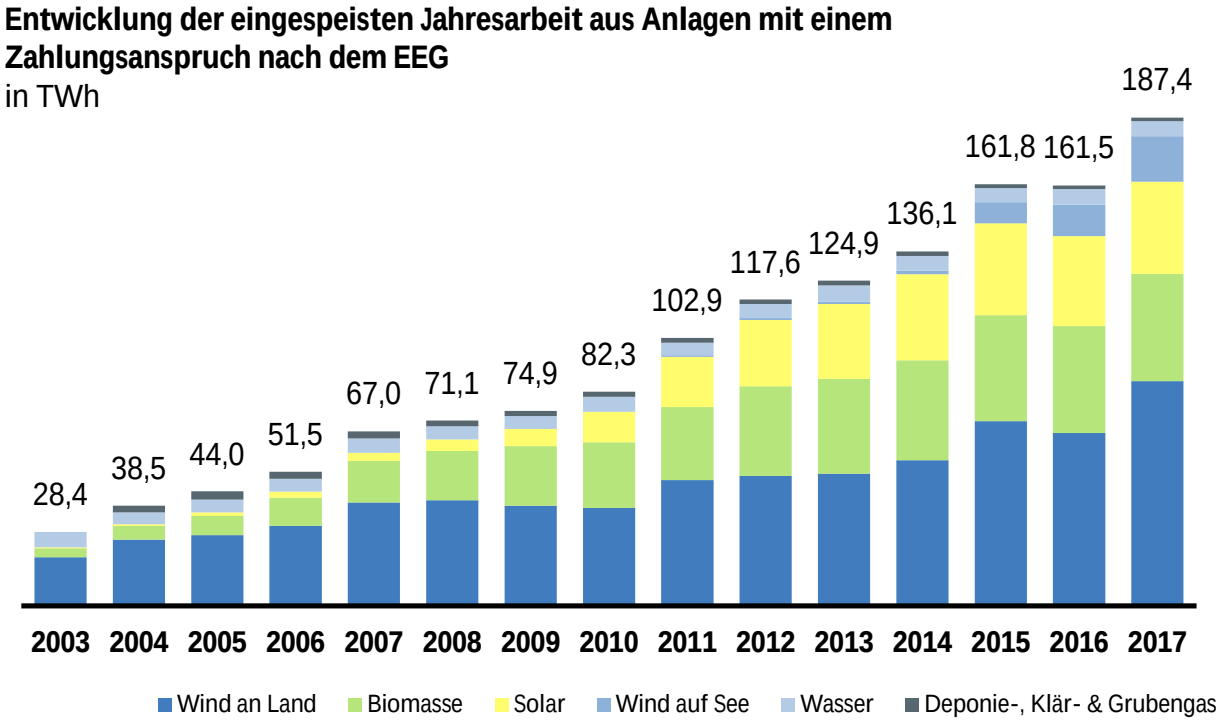


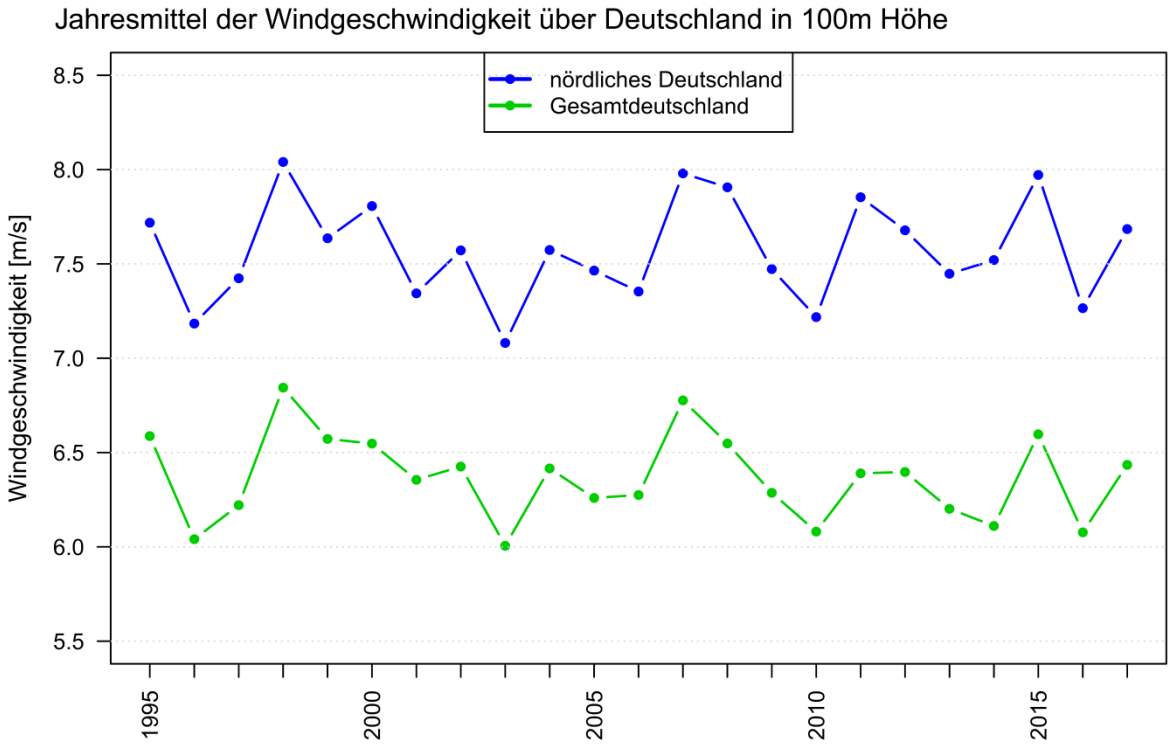
Abbildung 20: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG

Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2016 in GWh	Gesamt 31. Dezember 2017 in GWh	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2016 in Prozent
Wasserkraft	5.949	5.777	-2,9
Gase[1]	1.434	1.319	-8,0
Biomasse	41.016	41.056	0,1
Geothermie	175	163	-6,9
Wind an Land	66.324	86.293	30,1
Wind auf See	12.092	17.414	44,0
Solar	34.490	35.428	2,7
Gesamt	161.479	187.448	16,1

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 21: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EGG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)



Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands. Die Daten basieren auf der globalen atmosphärischen Reanalyse "ERA−Interim" 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: Deutscher Wetterdienst, Nationale Klimaüberwachung, basierend auf C3S/ERA−Interim: Dee et al. (2011)).

Abbildung 21: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m 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 2017 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 54,8 GW am 7. Juni 2017 auf. Diese Einspeisespitze ist zu fast zweidrittel auf die Einspeisung aus Windenergieanlagen zurückzuführen. An diesem Tag speisten die Solaranlagen bis zu 19,1 GW Leistung in das Netz. Hinzu kam eine mit 35,7 GW recht hohe Einspeisung aus den Windenergieanlagen. Abbildung 22 zeigt die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen in den Jahren 2012 bis 2017.

Die maximale Einspeisung nur aus Solaranlagen im Jahr 2017 lag bei 27,7 GW (27. Mai 2017). Im Oktober 2017 erreichten dagegen die Windenergieanlagen (an Land und auf See) die höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere auf das Sturmtief HERWART zurückzuführen ist, wurde am 28. Oktober 2017 erzielt und lag bei 43,5 GW. Auch am Ende des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden. In Abbildung 23 kann der Verlauf der Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2017 nachvollzogen werden.

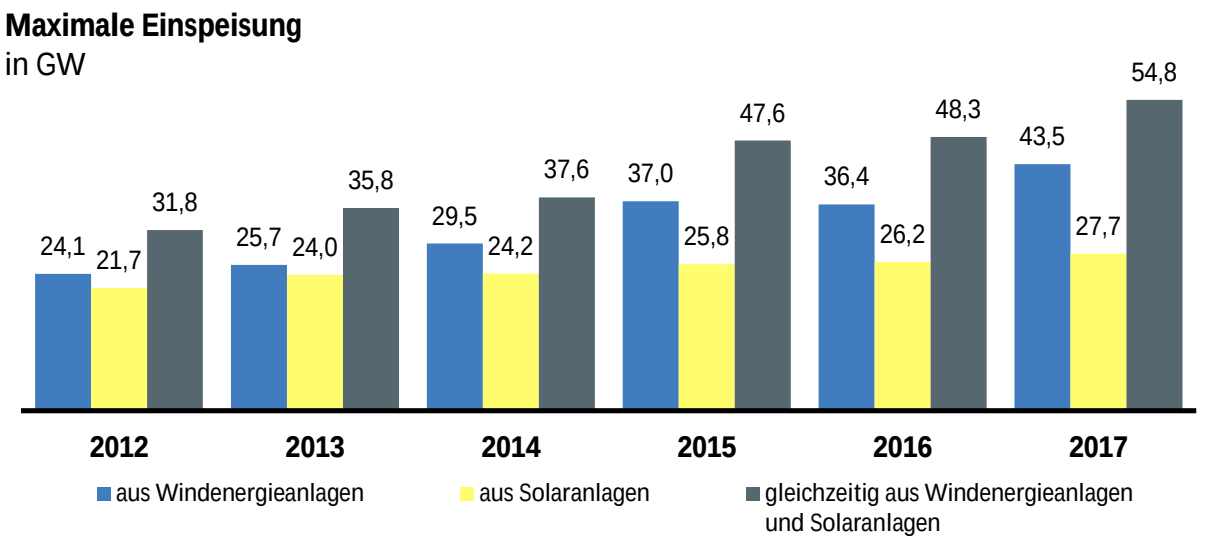


Abbildung 22: Maximale Einspeisung

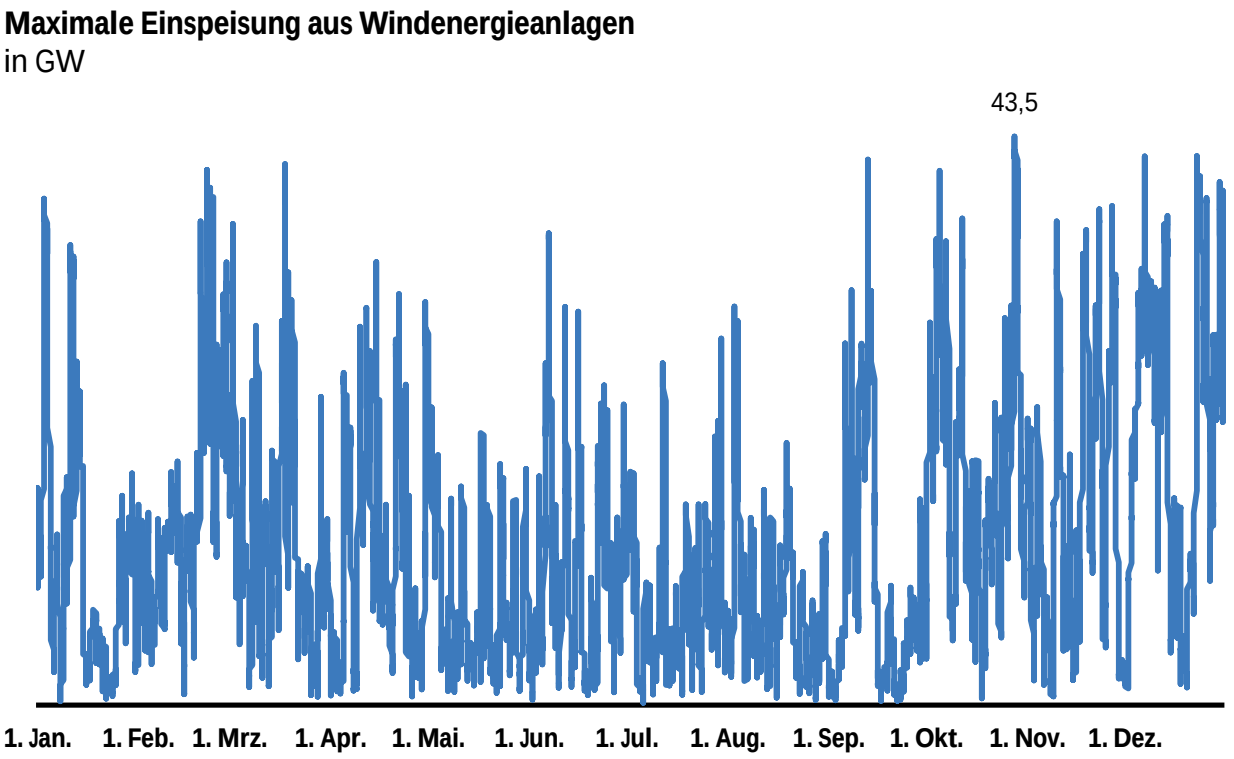


Abbildung 23: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2017

2.1.3 Entwicklung der Vermarktungsform

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 darauf folgenden 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 2017 wird nur noch für 22 Prozent der Jahresarbeit eine Einspeisevergütung gezahlt (vgl. Abbildung 24).

Tabelle 22 zeigt, dass etwas 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 95 Prozent (2016: 93,5 Prozent) immer näher an die 100 Prozent heran. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen mit Marktprämie ist mit 25 Prozent (2016: 22,6 Prozent) weiterhin vergleichsweise gering, steigt jedoch stetig an.

Dominierender Energieträger in der Direktvermarktung war im Jahr 2017 die Windenergie an Land mit einem Anteil von 56,5 Prozent (2016: 52,8 Prozent). Darüber hinaus entfiel ein steigender Anteil von 12 Prozent auf die eingespeiste Jahresarbeit aus Windenergieanlagen auf See (2016: 10,3 Prozent).

Entwicklung der Jahresarbeit nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung
in Prozent

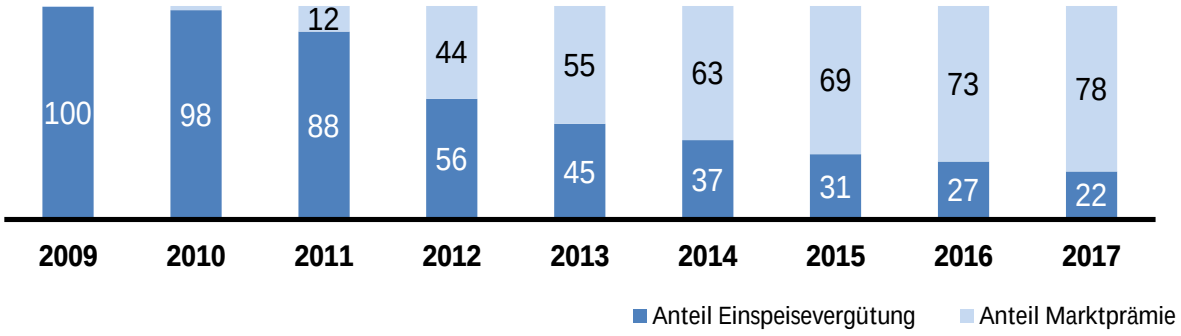


Abbildung 24: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie

Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie 2017

	alle Anlagen in GWh	Anlagen mit Einspeisevergütung in GWh	Anlagen mit Marktprämie in GWh	Anteil der Anlagen mit Marktprämie an der gesamten Jahreseinspeisung in Prozent
Wasserkraft	5.777	2.479	3.298	57
Gase[1]	1.319	309	1.010	77
Biomasse	41.056	8.673	32.382	79
Geothermie	163	4	158	98
Wind an Land	86.293	4.157	82.136	95
Wind auf See	17.414	0	17.414	100
Solar	35.428	26.507	8.921	25
Gesamt	187.448	42.129	145.319	78

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 22: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie

Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger für das Jahr 2017
in Prozent

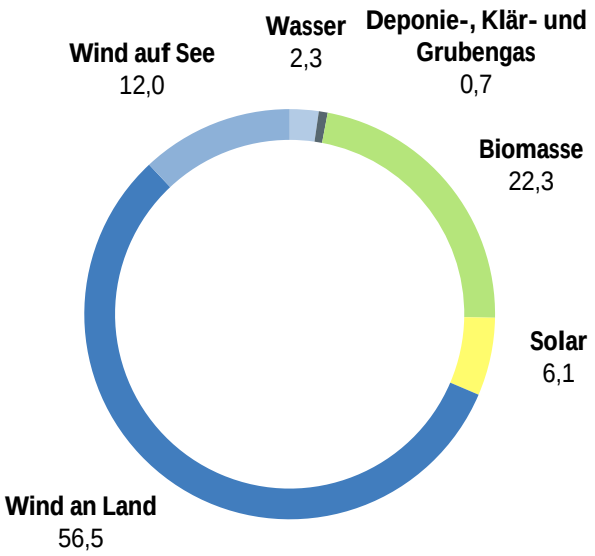
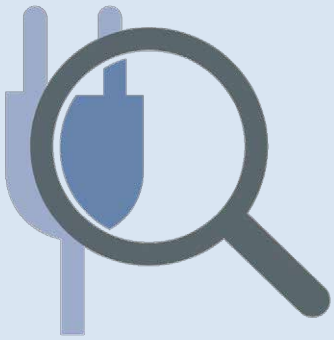


Abbildung 25: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger



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 selber oder über einen Dienstleister vermarkten. Sie tragen dafür auch die Bilanzierungsverantwortung.

Der überwiegende Teil (78 Prozent) des 2017 in Deutschland produzierten EE-Stroms wurde entweder vom Betreiber oder einem Dienstleister direkt vermarktet.

2.2 Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG

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 2017 wurden insgesamt 26,0 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 2016 haben zum ersten Mal Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten (Marktprämie: 52,3 Prozent). Dieser Trend setzt sich im Jahr 2017 fort (Einspeisevergütung: 43,3 Prozent, Marktprämie: 56,7 Prozent).

Die wesentlichen Anteile der Zahlungen entfielen auf Solaranlagen (10,2 Mrd. Euro), Biomasseanlagen (6,8 Mrd. Euro) und Windenergieanlagen an Land (5,7 Mrd. Euro).

Zahlungen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2016 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2017 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2016 in Prozent
Wasserkraft	467	440	-6
Gase[1]	72	60	-17
Biomasse[2]	6.902	6.772	-2
Geothermie	39	35	-10
Wind an Land	4.693	5.720	22
Wind auf See	1.948	2.770	42
Solar	10.226	10.236	0
Gesamt	24.346	26.033	7

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 23: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Tabelle 23 zeigt, dass die Zahlungen im Jahr 2017 im Vergleich zum vorherigen Jahr insgesamt nur gering gestiegen sind. Dies ist insbesondere auf die gleichgebliebene Höhe der eingespeisten Jahresarbeit aus diesen Anlagen zurückzuführen (vgl. Tabelle 21 auf Seite 79). Nur in den Bereichen Wind auf See und Wind an Land sind die Zahlungen auffällig angestiegen, was auf den signifikanten Zubau bei diesen Energieträgern zurückgeführt werden kann.

Im Jahr 2017 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien durchschnittlich 13,9 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG[36] erhalten. Hierbei muss man berücksichtigen, dass die Zahlungen für die unterschiedlichen Energieträger stark voneinander abweichen. Beispielsweise erhielten Betreiber von Solaranlagen im Jahr 2016 durchschnittlich 28,9 ct/kWh während Betreiber von Windenergieanlagen an Land durchschnittlich 6,6 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 26 zeigt, die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG im Vergleich zum vorherigen Jahr.

[36] 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.

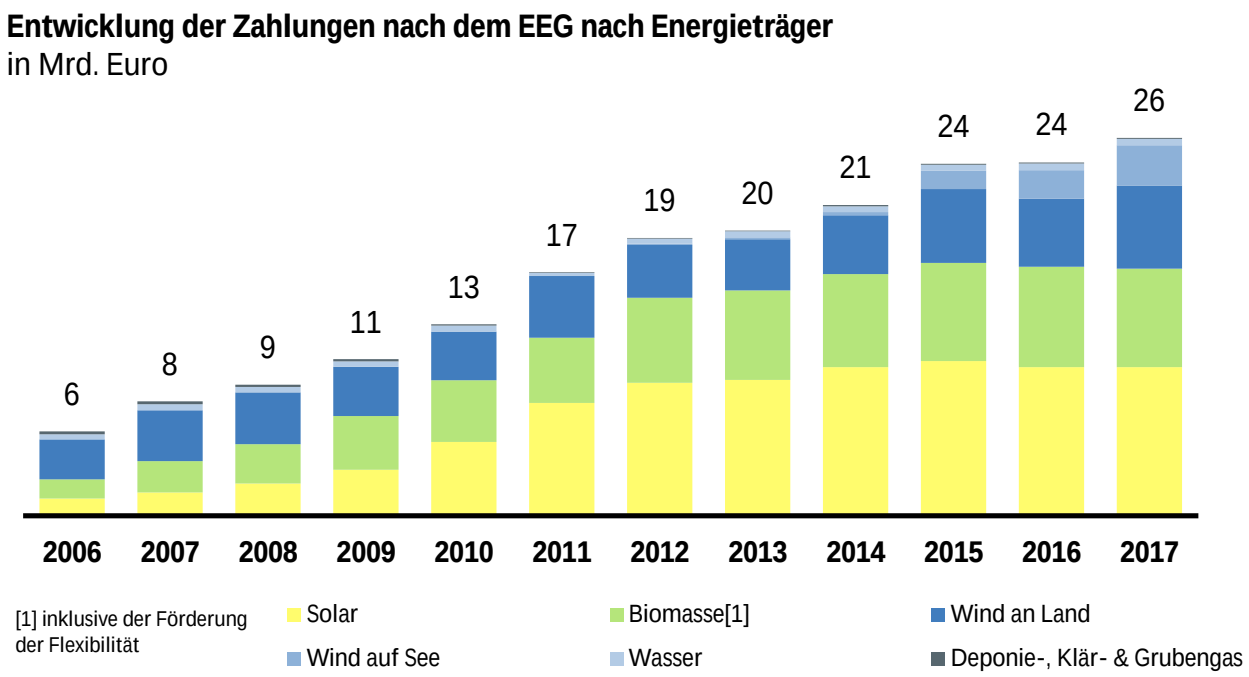


Abbildung 26: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern

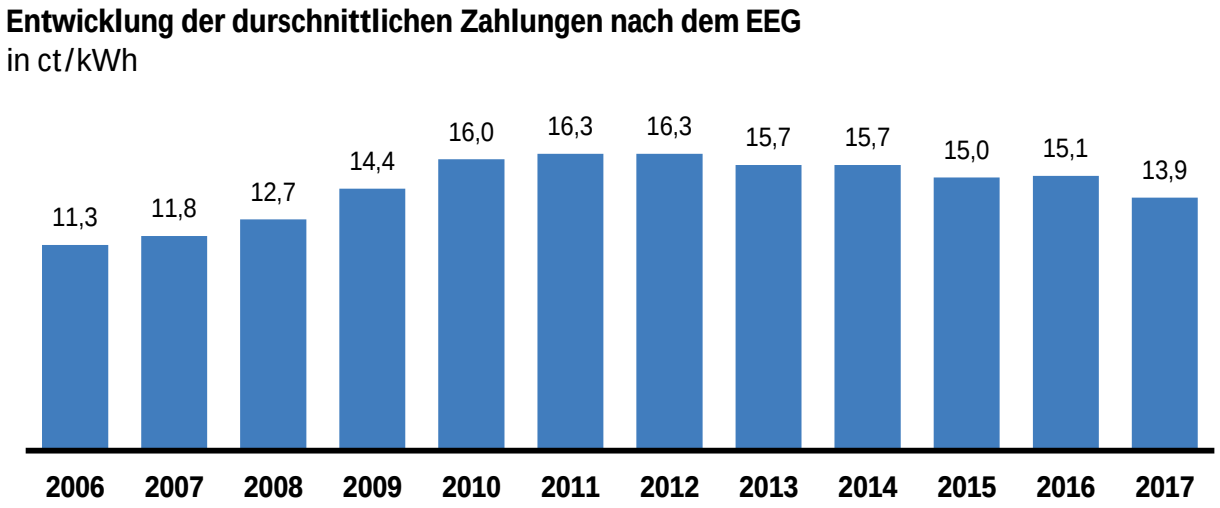


Abbildung 27: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG

2.2.2 Entwicklung der EEG-Umlage

Die Zahlungen nach dem EEG werden weit überwiegend über die Erhebung der EEG-Umlage refinanziert. Mit dem Anstieg der Zahlungsansprüche nach dem EEG steigt demnach die EEG-Umlage im Zeitverlauf an. Ein Teil dieses Anstiegs der vergangenen Jahre begründet sich zudem mit den gesunkenen Stromgroßhandelspreisen und Markterlösen für erneuerbaren Strom. Abbildung 28 zeigt, dass die EEG-Umlage seit 2014 vergleichsweise stabil zwischen 6,2 und 6,9 ct/kWh liegt. In den zwei Jahren zuvor stieg sie noch deutlich von 3,6 auf 6,24 ct/kWh an. Insbesondere die sinkenden Zahlungsansprüche für Neuanlagen haben den Anstieg in den letzten Jahren stark gebremst. Durch einen Anstieg der Stromgroßhandelspreise seit 2017 ergibt sich für die EEG-Umlage 2018 und 2019 sogar eine Absenkung.

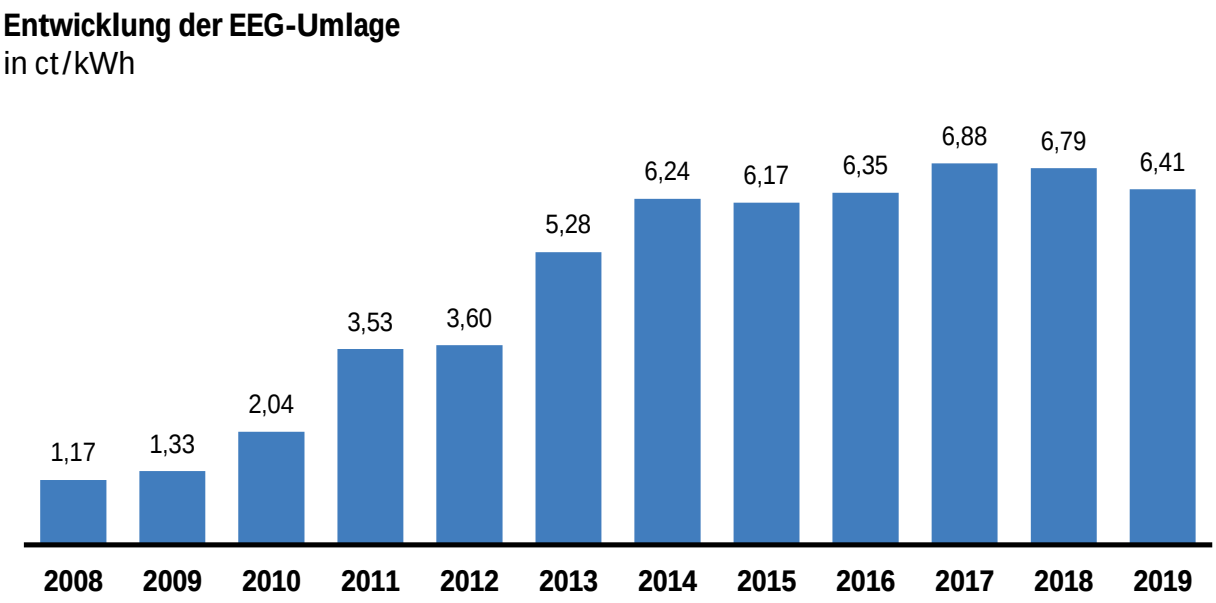
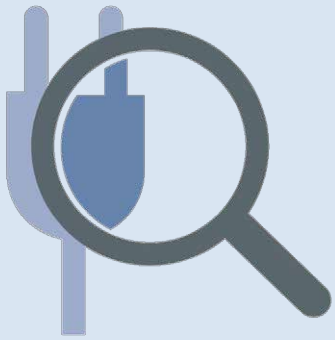


Abbildung 28: Entwicklung der EEG-Umlage



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 (78Prozent) 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.

2.2.3 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.

Absenkung der anzulegenden Werte

Energie-träger	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
Solare Strahlungsenergie	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 - Apr 17
	(Okt 2016 - Mrz 2017) x2		2.149	0,25%		Mai 17 - Jul 17
	(Jan2017 - 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
Wind an Land	Aug 2014 - Jul 2015	2.400 - 2.600 (netto)	3.666	1,2%	quartals-weise	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%	quartals-weise	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

Tabelle 24: Absenkung der anzulegenden Werte

Für das Jahr 2017 kam es bei der Inbetriebnahme von neuen Solaranlagen mit Ausnahme der Monate Mai, Juni und Juli zu keiner Absenkung des anzulegenden Werts, weil in den jeweiligen Bezugszeiträumen der Zielkorridor (2,4 bis 2,6 GW brutto pro Jahr) immer unterschritten wurde. Für das Jahr 2018 ist jedoch ein Anstieg des Zubaus bei Solaranlagen zu verzeichnen, sodass der Zielkorridor in den jeweiligen Bezugszeiträumen wieder überschritten wurde und daher der anzulegende Wert in den Monaten August bis Dezember 2018 jeweils um 1 Prozent abgesenkt wurde.

Durch das Inkrafttreten des EEG 2017 zum 1. Januar 2017 wurden in den ersten drei Quartalen die anzulegenden Werte für Windenergie an Land gemäß der konkreten Vorgaben dieses Gesetzes abgesenkt. In den darauf folgenden Quartalen (4. Quartal 2017 bis 4. Quartal 2018) wurde der anzulegende Wert jeweils um 2,4 Prozent abgesenkt, da der Zubau in den jeweiligen Bezugszeiträumen zur Berechnung der Absenkung den Zielkorridor (2,4 bis 2,6 GW netto pro Jahr) um mehr als 1.000 MW überschritt.

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 errichtende 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 vorher 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 Windenergie an Land-Ausschreibungen 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.1.5.3).

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

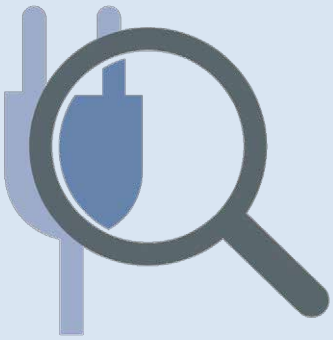
Folgende Ausschreibungen wurden seit Anfang 2017 durchgeführt:

Durchgeführte Ausschreibungsrunden 2017-2018

Technologie	Gebotstermine	Zuschlagswert in ct/kWh*
Solar	1. Februar 2017	6,58
	1. Juni 2017	5,66
	1. Oktober 2017	4,91
	1. Februar 2018	4,33
	1. Juni 2018	4,59
	1. Oktober 2018	4,69
Wind an Land	1. Mai 2018	5,71
	1. August 2018	4,28
	1. November 2018	3,82
	1. Februar 2018	4,73
	1. Mai 2018	5,73
	1. August 2018	6,16
	1. Oktober 2018	6,26
Wind auf See	1. April 2017	0,44
	1. April 2018	4,66
KWK	1. Dezember 2017	4,05
	1. Juni 2018	4,31
	1. Dezember 2018	_
Innovative KWK Systeme	1. Juni 2018	10,27
	1. Dezember 2018	_
Biomasse	1. September 2017	14,3
	1. September 2018	14,73
Technologieübergreifend Wind an Land und Solar	1. April 2018	4,67
	1. November 2018	_

*Mengewichteter durchschnittlicher Zuschlagswert

Tabelle 25: Durchgeführte Ausschreibungen seit 2017



Durch Ausschreibungen werden die Zahlungen für Energieanlagen wettbewerblich ermittelt, damit die Förderkosten sinken. So soll eine Überförderung vermieden und die EEG-Umlage langfristig gesenkt werden.

Die Ausschreibungen bei Solaranlagen haben für eine deutliche Preissenkung gesorgt, bei den Ausschreibungen der anderen Technologien ist der Wettbewerb geringer, so dass hier derzeit die Potenziale noch nicht ausgeschöpft werden konnten.

2.3.1 Ausschreibungen für Solaranlagen

Seit Jahresbeginn 2017 werden Ausschreibungen für alle Solaranlagen mit einer installierten Leistung ab 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 und Bayern). Es werden jährlich drei Ausschreibungen durchgeführt, die auszuschreibende Menge beträgt pro Termin grundsätzlich 200 Megawatt.[37]

Bei allen Ausschreibungen war die Gebotsmenge mehrfach überzeichnet. Der Wettbewerbsdruck hat sich in sinkenden Zuschlagswerten widergespiegelt. In den ersten vier Runden lag der Wert des höchsten Gebots, das noch einen Zuschlag erhielt, immer unter dem der Vorrunde. In den letzten zwei Runden (Juni und Oktober) des Jahres 2018 sind die Zuschläge wieder leicht angestiegen. Seit Einführung des Ausschreibungsverfahrens für alle Solaranlagen Anfang 2017 sind die Zuschlagswerte um 29 Prozent gesunken. Bezieht man die Ergebnisse der vorangegangenen sechs Ausschreibungsrunden für Freiflächenanlagen nach der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) mit ein, sind die Zuschlagswerte um 49 Prozent seit der ersten Ausschreibungsrunde im April 2015 gesunken. Der durch die Ausschreibung bestimmte, aktuelle maximal auszuzahlende Wert für neue Solaranlagen liegt bei 4,69 ct/kWh.

Wie Abbildung 29 auf Seite 95 zeigt, verteilen sich die Zuschläge geographisch hauptsächlich auf neun Bundesländer, wobei die ost- und süddeutschen Länder die meisten Zuschläge erhielten.

Die Fristen für die Realisierungen der Zuschläge liegen zwischen 18 und 24 Monaten. Aus den vergangenen zwölf Runden sind für die fünf Runden der Ausschreibung nach der Freiflächenausschreibungsverordnung die Realisierungsfristen abgelaufen und weisen Realisierungsquoten (Tabelle 26) zwischen 90 und 100 Prozent auf, was als Erfolg zu werten ist. Für alle Ausschreibungsrunden Solar nach dem EEG laufen die Fristen noch. Es sind aber bereits 76 Prozent der Anlagen aus der ersten Runde im Februar 2017 in Betrieb gegangen.

---

[37] Die Ausschreibungsmenge wird regelmäßig reduziert um die Leistung kleiner Freiflächenanlagen die im letzten Jahr installiert wurden und Zuschläge für Solaranlagen in den gemeinsamen und technologieoffenen Ausschreibungen. So erklären sich die geringeren Ausschreibungsmengen ab Juni 2018. Sollte das Ausschreibungsvolumen in einer Runde nicht ausgeschöpft werden, wird das Ausschreibungsvolumen im Folgejahr um die verbleibende Gebotsmenge erhöht.

Realisierungsrate für Solaranlagen aus allen Solarausschreibungen seit 2015

Gebotstermin	Realisierungsstand (Ende Juli 18) in Prozent	Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	Ausschreibungs-grundlage
15. April 2015	99	6. Mai 2017	FFAV
1. August 2015	90	20. August 2017	FFAV
1. Dezember 2015	92	18. Dezember 2017	FFAV
1. April 2016	100	18. April 2018	FFAV
1. August 2016	96	12. August 2018	FFAV
1. Dezember 2016	73	15. Dezember 2018	FFAV
1. November 2016	99	5. Dezember 2018	GEEV
1. Februar 2017	76	15. Februar 2019	EEG
1. Juni 2017	26	21. Juni 2019	EEG
1. Oktober 2017	18	23. Oktober 2019	EEG
1. Februar 2018	-	27. Februar 2020	EEG
1. Juni 2018	-	20. Juni 2020	EEG

Tabelle 26: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen

Ausschreibungen für Solaranlagen

	Februar 2017	Juni 2017	Oktober 2017	Februar 2018	Juni 2018	Oktober 2018
Ausgeschriebene Menge (MW)	200	200	200	200	182	182
Eingereichte Gebote	97	133	110	79	59	76
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	488	646	754	546	360	551
Zuschläge*	38	32	20	24	27	30
Zuschlagsmenge (kW)	200.079	200.646	222.203	201.114	182.293	151.102
Gebotsausschlüsse	9	17	6	16	1	3
Gebotsausschlussmenge (MW)	27	56	20	66.908	5.500	24.548
zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	8,91	8,91	8,84	8,84	8,84	8,75
durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	6,58	5,66	4,91	4,33	4,59	4,69
niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,00	5,34	4,29	3,86	3,89	3,86
höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	6,75	5,90	5,06	4,59	4,96	5,15

* Nach Eingang der Zweitsicherheiten

Tabelle 27: Ausschreibungen für Solaranlagen 2017-2018

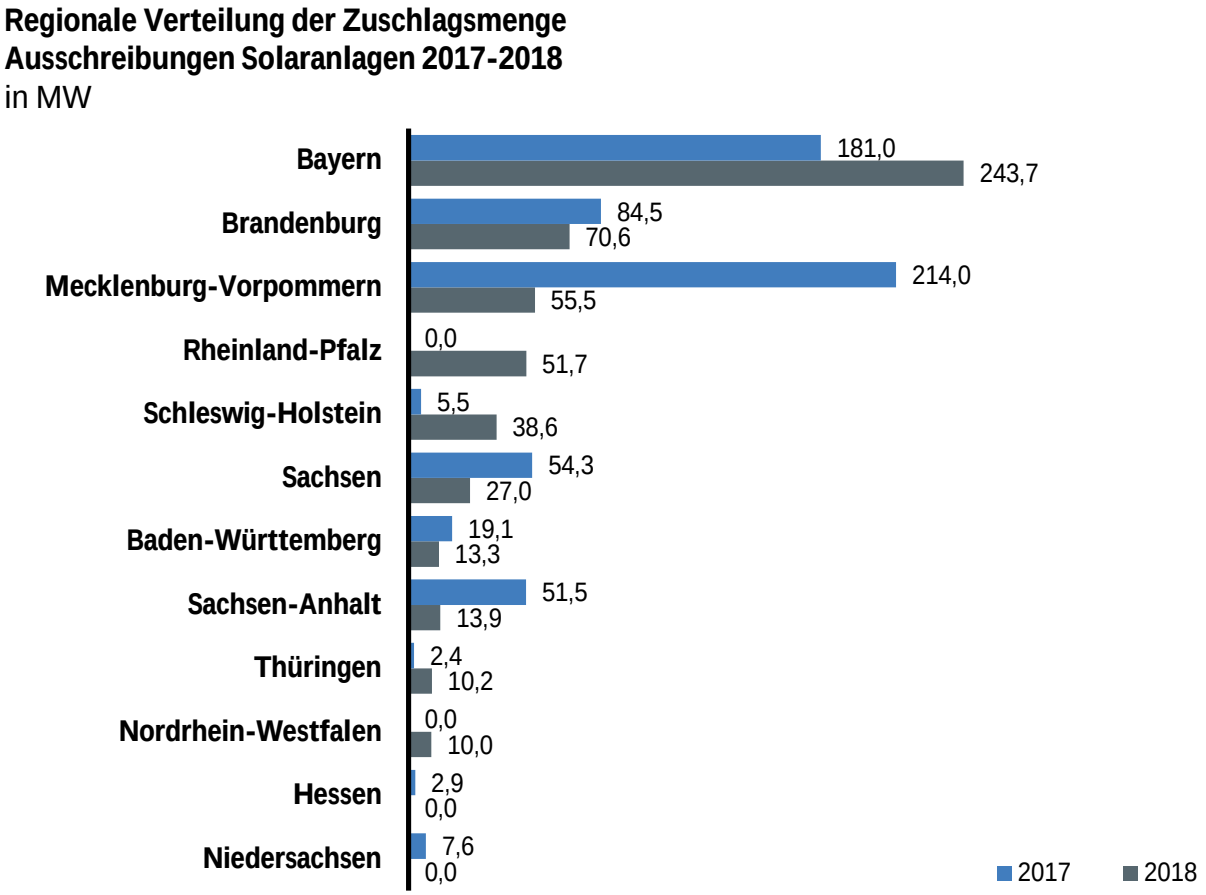


Abbildung 29: Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge bei Solarausschreibungen

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 750 Kilowatt haben. Es werden drei bis vier Gebotsrunden mit einem Ausschreibungsvolumen von 2.800 bis 2.900 Megawatt pro Jahr durchgeführt. 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.

Zwei Besonderheiten prägen die Ausschreibungen für Windenergie an Land: Das Netzausbaugebiet und die Bürgerenergiegesellschaften:

- Das Netzausbaugebiet ist ein Gebiet im Norden Deutschlands, das die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen, Hamburg und Teile Niedersachsens umfasst. Aufgrund der Verzögerungen im Netzausbau, darf dort nur eine beschränkte Menge bezuschlagt werden.

- Bürgerenergiegesellschaften sind Zusammenschlüsse von mindestens zehn Personen, von denen mindestens sechs in dem Landkreis wohnen müssen, in dem die Anlage errichtet werden soll, für die das Gebot abgegeben wird. Diese Gesellschaften erhalten zwei Bevorzugungen durch das EEG: Sie müssen dem Gebot lediglich ein Windgutachten und keine bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung

beifügen und sie bekommen als Zuschlagswert den Einheitspreis des letzten noch bezuschlagten Gebots einer Runde.

Ausschreibungen für Winderenergieanlagen an Land 2017/2018

	2017			2018			
	1. Mai	1. Aug	1. Nov	1. Feb	1. Mai	1. Aug	1. Okt
Ausgeschriebene Menge (MW)	800	1.000	1.000	700	670	670	670
Eingereichte Gebote	256	281	210	132	111	91	62
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	2.137	2.927	2.591	989	604	709	396
Eingereichte Gebotsmenge (MW) im NAG	477	632	697	125	100	183	93
Zuschläge	70	67	61	83	111	86	57
Zuschlagsmenge (MW)	807	1.013	1.000	709	604	666	363
Zuschlagsmenge im NAG (MW)	261	213	231	88	100	183	93
Gebotsausschlüsse	12	14	15	2	0	5	5
Gebotsausschlüsse in MW	60	103	172	16	0	42	32
zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	7,0	7,0	7,0	6,3	6,3	6,3	6,3
durchschnittlicher, mengenge-wichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	5,71	4,28	3,82	4,73	5,73	6,16	6,26
niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	4,20	3,50	2,20	3,80	4,65	4,00	5,00
höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,78	4,29	3,82	5,28	6,28	6,30	6,30
höchster Gebotswert im NAG (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,58	Obergrenze nicht relevant					

Tabelle 28: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2017/2018

Alle Gebotsrunden im Jahr 2017 waren deutlich überzeichnet und führten zu Zuschlagswerten bis unter 4 ct/kWh in der letzten Runde, was deutlich unter dem zulässigen Höchstwert von 7 ct/kWh lag. Diese niedrigen Zuschlagswerte sind auf die starke Beteiligung von Bürgerenergiegesellschaften zurückzuführen.

Wegen der im Ausschreibungsverfahren eingeräumten Privilegien konnten Bürgerenergiegesellschaften zu niedrigeren Gebotswerten bieten als andere Bieter und erhielten in allen Runden über 90 Prozent der Zuschläge. Aufgrund der verlängerten Realisierungsfrist konnten Bürgerenergiegesellschaften Gebote abgeben, die sich auf Preise und Ertragserwartungen im Jahr 2022 und damit auf Windanlagen beziehen, wie sie erst in mehreren Jahren am Markt verfügbar sein werden. Durch das EEG ist geregelt, dass der Höchstwert der Ausschreibung ab 2018 durch den um 8 Prozent erhöhten durchschnittlichen Höchstwert der drei vergangenen Ausschreibungen ergibt. Im Zusammenhang mit diesen niedrigen Ausschreibungsergebnissen 2017 wurde von verschiedenen Fachverbänden und Fachleuten die Befürchtung vorgetragen, dass der sich ergebene niedrige Höchstwert zu einem Nichterreichen der gesetzlich bestimmten Ziele führen könne, da sich Strom zu solchen niedrigen Preisen erst mit in einigen Jahren verfügbaren Windanlagen – wenn überhaupt – erzeugen ließe. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesnetzagentur den Höchstwert für die Ausschreibungen im Jahr 2018 per Festlegung auf 6,3 ct/kWh neu bestimmt, um das tatsächliche Stromgestehungskostenniveau zu berücksichtigen, wie es von heute an bis 2021 für gegenwärtig am Markt erhältliche Windanlagen zu erwarten ist. Darüber hinaus wurde die Sonderregelung der Beteiligung ohne Genehmigung an den Ausschreibungen für Bürgerenergiegesellschaften durch entsprechende gesetzliche Änderungen des EEG für die Ausschreibungsrunden bis ins Jahr 2020 ausgesetzt.

Die Ausschreibungsergebnisse für die vier durchgeführten Runden 2018 ohne Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften sind gegenüber dem Vorjahr durch eine geringere 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.

Die Qualität der Gebote ist bei den Windausschreibungen hoch und die Gebotsausschlussquote lag sowohl 2017 als auch 2018 unter 10 Prozent.

Insgesamt ist für 2017 eine starke regionale Konzentration im Norden und Osten des Landes zu beobachten, mit knapp 70 Prozent der erfolgreichen Gebote in Brandenburg (26,3 Prozent), Niedersachen (20,2 Prozent), Schleswig-Holstein (11,6 Prozent) und Mecklenburg-Vorpommern (11,1 Prozent) in 2017. Im Ausschreibungsjahr 2018 konnte neben Brandenburg (18,4 Prozent der Zuschläge) insbesondere Nordrhein-Westfalen eine hohe Zuschlagsquote (19 Prozent der Zuschläge) ausmachen.

Verteilung der Gebote und Zuschläge für Windanlagen an Land auf die Bundesländer

	Anzahl der Gebote		Gebotene leistung in kW		Anzahl der Zuschläge		Bezuschlagte Leistung in kW	
Bundesland	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**
Baden-Württemberg	28	21	232.100	195.000	0	15	0	157850
Bayern	14	18	119.320	138.150	4	16	44.200	121.950
Brandenburg	102	63	1.311.850	397.980	52	62	813.660	395.680
Bremen	0	1	0	3.400	0	1	0	3.400
Hessen	43	18	533.250	188.630	11	18	166.130	188.630
Mecklenburg-Vorpommern	55	32	790.680	228.100	22	25	357.400	188.250
Nieder-sachsen	130	39	1.406.210	325.476	40	34	575.510	284.276
Nordrhein-Westfalen	160	84	1.550.985	405.000	26	64	367.975	325.550
Rheinland-Pfalz	51	40	402.560	281.350	5	32	50.100	238.800
Saarland	0	5	0	30.900	0	2	0	6.900
Sachsen	6	9	45.600	31.900	3	8	35.100	29.600
Sachsen-Anhalt	14	14	219.300	177.460	4	12	66.000	145.780
Schleswig-Holstein	106	38	736.560	195.550	23	36	214.400	179.150
Thüringen	36	14	294.250	91.500	8	12	129.450	76.900
keine Stand-ortangabe	2	0	11.850	0	0	0	0	0
Summe	747	396	7.654.515	2.690.396	198	337	2.819.925	2.342.716

Tabelle 29: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer

Durch das Referenzertragsmodell werden nur 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)

Grenzüberschreitende Ausschreibungen für Freiflächenanlagen

Im November 2016 wurde erstmals mit Dänemark eine geöffnete grenzüberschreitende Ausschreibung durchgeführt, an der sich Projekte mit Standort in Dänemark oder Deutschland beteiligen konnten. Das Ausschreibungsvolumen betrug 50 Megawatt. Sämtliche Zuschläge gingen ausschließlich an Projekte in Dänemark, wobei der Zuschlagswert jeweils 5,38 ct/kWh betrug. Im Mai 2018 sind alle fünf Anlagen in Dänemark innerhalb der gesetzlich vorgesehenen Frist in Betrieb genommen worden.

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.

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 30: Ausschreibungen Windenergie auf See

Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen

Jährlich zum 1. September führt die Bundesnetzagentur eine Ausschreibung für Biomasseanlagen durch, erstmalig 2017. 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 als in der ersten Ausschreibungsrunde (85 gegenüber 33 Geboten), zeichnete sich die zweite Runde ebenfalls durch eine deutliche Unterzeichnung aus. Das Gebotsvolumen von 88.958 kW lag deutlich unter dem Ausschreibungsvolumen von 226.807 kW. Positiv hervorzuheben ist die im Vergleich zu 2017 (30 Prozent) deutlich geringere Ausschlussquote von lediglich 7 Prozent der Gebote wegen formaler Fehler in den eingereichten Gebotsunterlagen. .Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote lag bei 14,73 ct/kWh. Für Neuanlagen ergab sich ein mittlerer Zuschlagswert von 14,72 ct/kWh. Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 150 kW haben im Mittel einen Zuschlagswert von 14,68ct/kWh erhalten und die mit einer installierten Leistung kleiner oder gleich 150 kW haben im Mittel einen Zuschlagswert von 16,73 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.

Ausschreibungen Biomasse

	1. September 2017			1. September 2018		
	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)		122.446			225.807	
Eingereichte Gebote	10	3	20	14	15	56
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	13.542	236	27.134	29.847	1.370	57.741
Zuschläge	4	3	17	13	15	51
Zuschlagsmenge (MW)	6.134	236	21.181	29.481	1.370	45.686
Gebotsausschlüsse	6	0	3	1	0	5
Gebotsausschlüsse in MW	7.408	0	5.953	366	0	12.055
zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	14,88	16,90	16,90	14,73	16,73	16,73
durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	14,81	16,90	14,13	14,72	16,73	14,68

Tabelle 31: Ausschreibungen Biomasse 2017/2018

Gemeinsames Ausschreibungsverfahren für Wind- und PV-Anlagen

Im April und Oktober 2018 hat die Bundesnetzagentur die ersten gemeinsamen Ausschreibungen 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.

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

	April 2018	November 2018
Ausgeschriebene Menge (MW)	200	200
Eingereichte Gebote	54	50
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	395	319
Zuschläge*	32	36
Zuschlagsmenge gesamt (MW)	210	201
Zuschlagsmenge Solar (MW)	210	201
Zuschlagsmenge Wind (MW)	0	0
Gebotsausschlüsse	3	2
Gebotsausschlussmenge (MW)	30	12
zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	8,84	8,75
durchschnittlicher, mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	4,67	5,27
niedrigster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	3,96	4,65
höchster Gebotswert (mit Zuschlag) (ct/kWh)	5,76	5,79

*Anzahl der Zuschläge kann noch leicht variieren für den Ausschreibungstermin im November, da erst nach Eingang der Zweitsicherheiten, die Anzahl der tatsächlich bezuschlagten Gebote bekannt ist.

Tabelle 32: Gemeinsame Ausschreibungen Solar und Windenergie an Land 2018

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 210 Megawatt erteilt. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert betrug 4,67 ct/kWh und lag damit etwas höher als der Zuschlagswert von 4,33 ct/kWh aus der letzten reinen Solar-Ausschreibung vor diesem Termin. Der niedrigste Zuschlagswert lag bei 3,96 ct/kWh und der höchste Zuschlagswert bei 5,76 ct/kWh.

In der zweiten Runde im November 2018 sind 50 Gebote eingegangen, davon nur 1 für eine Windenergieanlange an Land und 49 für Solaranlagen. Auch in dieser Runde gingen alle Zuschläge an Solargebote in einem Umfang von 201 Megawatt. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag etwas höher als in der Vorrunde und betrug 5,27 ct/kWh und lag damit auch höher als der Zuschlagswert von 4,69 ct/kWh aus der letzten reinen Solar-Ausschreibung vor diesem Termin. Der niedrigste Zuschlagswert lag bei 4,65 ct/kWh und der höchste Zuschlagswert bei 5,79 ct/kWh. Die Anzahl der Zuschläge kann sich noch leicht nach unten verändern, wenn nicht alle erfolgreichen Bieter innerhalb der gegebenen Zeit ihre Zweitsicherheiten hinterlegen.

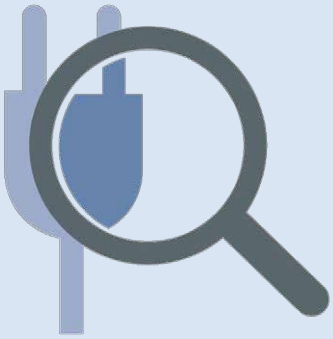
Die Gebote für Windenergieanlangen an Land waren im Rahmen dieser gemeinsamen Ausschreibungen nicht wettbewerbsfähig. Einen Grund hierfür könnte der fehlende Ausgleich (Korrekturfaktor) für weniger ertragsstarke Standorte gewesen sein, der im Rahmen dieser Ausschreibung – im Gegensatz zur regulären

Ausschreibung für Wind an Land – keine Anwendung fand. 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 beiden Ausschreibungen keine erhebliche Auswirkung auf die Zuschlagsentscheidung. Ohne die Anwendung dieses Preisaufschlagsverfahrens hätte jedoch zumindest in der ersten Runde ein Gebot für Windenergieanlagen bezuschlagt werden können.

C Netze

1. Aktueller Stand Netzausbau



Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Netzausbaubeschleunigungsnetz (NABEG) sehen umfangreiche Beteiligungsmöglichkeiten der Öffentlichkeit in Bezug auf den Netzausbau vor. Ziel der Bundesnetzagentur ist es, die Netzausbauplanung für die Öffentlichkeit nachvollziehbar zu machen. Um Transparenz und Akzeptanz für den Leitungsausbau zu fördern, veranstaltet sie zusätzlich zu den gesetzlich vorgeschriebenen Anhörungs- und Erörterungsterminen offene Informations- bzw. Dialogveranstaltungen und Methodenkonferenzen.

Auf der Website www.netzausbau.de, Twitter und YouTube informiert die Bundesnetzagentur über verschiedene Schwerpunktthemen. Bürgerinnen/Bürger haben die Möglichkeit, sich mit Fragen und Anregungen an den Bürgerservice Netzausbau der Bundesnetzagentur zu wenden.

1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz

Bereits im Jahr 2009 wurde mit der Verabschiedung des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) der Fokus auf den beschleunigten Netzausbau auf Höchstspannungsebene gelegt.

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 zuständig. 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 3. Quartal 2018) bei rund 1.800 km. Unter Berücksichtigung des dritten Quartals 2018 sind insgesamt rund 1.200 km genehmigt und davon rund 800 km realisiert, das sind rund 45 Prozent der Gesamtlänge. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 70 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2020. 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-Vorhaben zum 3. Quartal 2018 wieder:

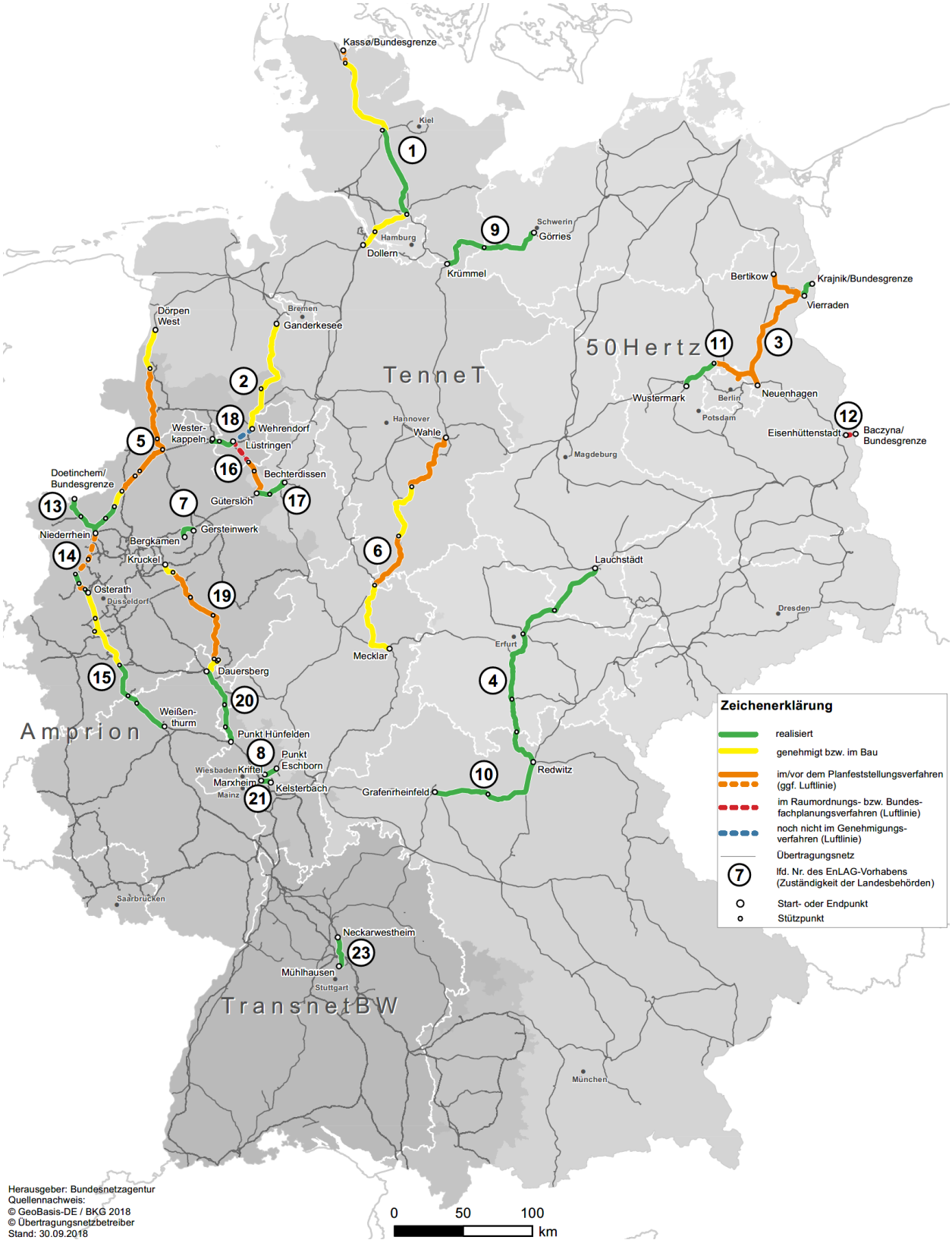


Abbildung 30: Stand der Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 3. Quartal 2018

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 Sinn 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.

Mit dem Ende 2015 verabschiedeten „Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus“ hat der Gesetzgeber den Erdkabelvorrang für Gleichstromleitungen eingeführt. Die darin gekennzeichneten Gleichstromleitungen sollen vorrangig als Erdkabel statt als Freileitung realisiert werden. Dies hatte auch zur Folge, dass die Übertragungsnetzbetreiber für diese Vorhaben die Planungen vollständig neu vornehmen mussten.

Aktueller Sachstand

Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben, liegt aktuell (Stand 3. Quartal 2018) 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. Insgesamt sind rund 600 km genehmigt und rund 150 km realisiert.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der BBPlG-Verfahren zum 3. Quartal 2018 wieder:

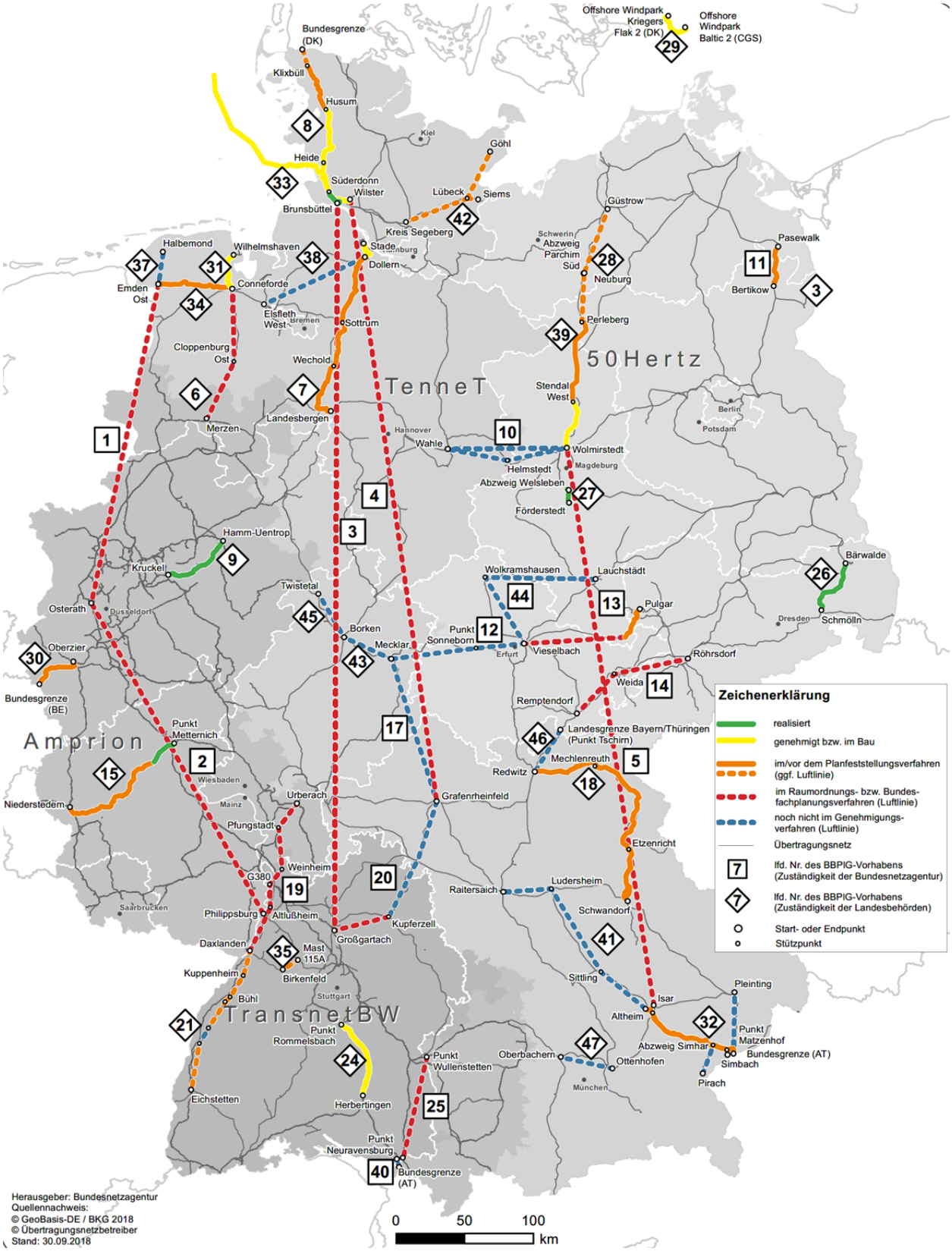


Abbildung 31: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 3. Quartal 2018

1.3 Stand Netzentwicklungsplan Strom

Der Netzentwicklungsplan Strom 2017 wurde am 22. Dezember 2017 von der Bundesnetzagentur bestätigt und unter www.netzausbau.de veröffentlicht. Der Bestätigungsprozess war durch große Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange und der Öffentlichkeit geprägt. Ca. 15.000 Stellungnahmen wurden ausgewertet. Die Prüfungen haben alle 60 Vorhaben des geltenden Bundesbedarfsplans von 2015 als weiterhin erforderlich bestätigt. Von den insgesamt 165 beantragten Maßnahmen konnten 96 bestätigt werden, darunter auch sechs Punkt- und neun Ad-Hoc-Maßnahmen. Bestandteil dieser Bestätigung sind auch die bereits im Bundesbedarfsplan von 2015 enthaltenen Höchstspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ). Durch einen erweiterten Betrachtungszeitraum und zunehmenden land- und seeseitigen Ausbau Erneuerbarer Energien in Norddeutschland, sind in zukünftigen NEP-Prozessen zusätzliche HGÜ-Leitungen absehbar. Der Ausbau von HGÜ-Leitungen könnte in der Zukunft den Ausbau des Wechselstromnetzes reduzieren.

In Vorbereitung auf den anstehenden NEP 2019-2030 genehmigte die Bundesnetzagentur am 15. Juni 2018 den nunmehr sechsten Szenariorahmen (SR) 2019-2030. Auch im Rahmen dieses Genehmigungsprozesses wurde die Öffentlichkeit umfangreich beteiligt. Im Vergleich zum Szenariorahmen 2017-2030, der Grundlage für den NEP 2017-2030 war, werden die energie- und klimapolitischen Ziele aus dem Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 berücksichtigt. Im Vergleich ergeben sich ein stark erhöhter Ausbau der Erneuerbarer Energien und der Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten. Der SR 2019-2030 berücksichtigt die Auswirkungen der Sektorenkopplung sowie unterschiedliche Stromerzeugungsstrukturen (Dezentralität und Zentralität). Auf Grundlage des SR 2019-2030 müssen die Übertragungsnetzbetreiber voraussichtlich bis zum 10. Dezember 2018 einen ersten Entwurf des NEP 2019-2030 vorlegen. Die Bundesnetzagentur hat die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, im NEP 2019-2030 deutlicher als bislang die unterschiedlichen Ausbauoptionen gegeneinander abzuwägen. Zu den unterschiedlichen Optionen zählen eine Erhöhung der Leitungsauslastung mittels bestehender bzw. neuer Technologien und höherer Risikobereitschaft im Netzbetrieb, sowie die Abwägung zwischen Drehstrom- und HGÜ-Technik.

Parallel zur Genehmigung des NEP 2017-2030 hat die Bundesnetzagentur zum letzten Mal den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) bestätigt und veröffentlicht. Ab 2019 werden die Anbindungssysteme in der Nord- und Ostsee in den NEP integriert und finden im NEP 2019-2030 erstmals dort Berücksichtigung.

1.4 Stand Offshore-Netzentwicklungsplan

Der O-NEP legt den Bedarf an Anbindungsleitungen fest und ermittelt die zeitliche Reihenfolge, in der die jeweiligen Offshore-Windpark-Cluster an das Netz auf dem Festland angebunden werden sollen. Mit dem O-NEP 2017-2030 hat die Bundesnetzagentur am 22. Dezember 2017 drei Anbindungssysteme in der Nord- und fünf Anbindungssysteme in der Ostsee bestätigt. Ein Anbindungssystem in der Nordsee wurde nicht bestätigt. 2018 soll bei drei der Ostsee-Anbindungen mit der Umsetzung begonnen werden. Alle genehmigten Anbindungssysteme sollen zwischen 2021 und 2030 fertiggestellt werden. Unter Berücksichtigung der im O-NEP 2025 und O-NEP 2017-2030 bestätigten Anbindungsleitungen, hat die Bundesnetzagentur zwei Ausschreibungsverfahren für Offshore-Windenergie-Anlagen durchgeführt und die Ergebnisse am 1. April 2017 sowie 1. April 2018 veröffentlicht. Die folgende Tabelle fasst die Bestätigungen der Anbindungsleitungen und Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren zusammen.

Bestätigte Anbindungsleitungen und OWP-Ausschreibungsergebnisse

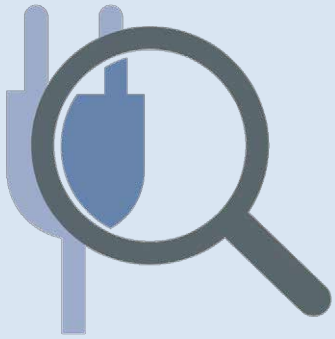
Anbindungs-system	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung	OWP mit Zuschlag im Übergangssystem 2021-2025 (frühestmögliche Fertigstellung[1])
OST-2-1	2018	2021	ARCADIS Ost 1 (2021)
OST-2-2	2018	2021	Baltic Eagle (2021/2022)
OST-2-3	2018	2022	Baltic Eagle (2021/2022)
OST-2-4[4]	2022	2027	-
OST-6-1[4]	2024	2029	-
(NOR-4-2)[2]	-	-	KASKASI II (2021)
(NOR-3-3)[3]	2017	2023	Gode Wind III (2023) Gode Wind 04 (2023)
(NOR-1-1)[3]	2019	2024	Borkum Riffgrund West (2024) Borkum Riffgrund West II (2024) OWP West (2024)
(NOR-7-1)[3]	2020	2025	EnBW He Dreiht (2025)
NOR-5-2[4]	2020	2025	-
NOR-3-2[4]	2023	2028	-
NOR-7-2[4]	2025	2030	-

[1] Frühestmögliche Fertigstellung orientiert sich an Fertigstellung der Anbindung.
[2] In Betrieb befindliche Startnetzanbindung, die nicht im O-NEP bestätigt wurde.
[3] Bestätigung im O-NEP 2025, keine erneute Prüfung im O-NEP 2017-2030, da aufgrund Bezuschlagung in erster Ausschreibungsrunde bei Bestätigung O-NEP 2017-2030 bereits Teil des Startnetzes.
[4] Erneute Bestätigung im NEP 2019-2030 nur bei Erforderlichkeit auf Basis der Festlegungen im FEP. Aufgrund des Vorentwurfs des FEP bereits grundlegende Änderungen absehbar.

Tabelle 33: Bestätigte Anbindungsleitungen und OWP-Ausschreibungsergebnisse

Gemäß § 17b Energiewirtschaftsgesetz wurde der Prozess des O-NEP zum 1. Januar 2018 eingestellt. Gleichzeitig wurde ein neues Modell eingeführt, wonach der Ausbau an Offshore-Anbindungssystemen unter Zugrundelegung des Flächenentwicklungsplans (FEP) nach §§ 4 bis 8 des Windenergie-auf-See-Gesetzes direkt innerhalb des Netzentwicklungsplans berücksichtigt wird. Im Flächenentwicklungsplan wird staatlich festgelegt, welche Flächen in welcher zeitlichen Reihenfolge ausgeschrieben werden. Ziel dieser Festlegung ist, ab dem Jahr 2026 Windenergieanlagen auf See auf diesen Flächen in Betrieb zu nehmen und zeitgleich die zur Anbindung dieser Flächen jeweils erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen fertiggestellt zu haben. Das für die Erstellung des Flächenentwicklungsplans zuständige Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie muss den ersten Flächenentwicklungsplan bis zum 30. Juni 2019 bekannt machen. Das neue Modell soll erstmalig in der Erstellung des NEP 2019-2030 berücksichtigt werden, sodass sowohl der landseitige Netzausbaubedarf als auch der Bedarf an seeseitigen Anbindungsleitungen ausgewiesen werden kann.

2. Ausbau im Verteilernetz



Die Investitionskosten für den Netzausbau, der u.a. durch den weiteren Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen und die Erweiterung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität getrieben wird, werden von den Verbrauchern durch die Netzentgelte getragen. Der Netzausbau trägt auch im Verteilernetz zum Erhalt der Versorgungssicherheit und der Versorgungsqualität bei und hat direkte Auswirkung auf den Verbraucher.

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 im Monitoring 2018 815 VNB (Vorjahreserhebung: 829) darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben. Insgesamt gaben 526 Unternehmen an, dass sie Maßnahmen zum Netzausbau durchgeführt haben. Dies entspricht einer Steigerung um ca. 2,5 Prozent. In folgender Abbildung finden sich die Entwicklungen der Maßnahmen seit dem Jahr 2009.

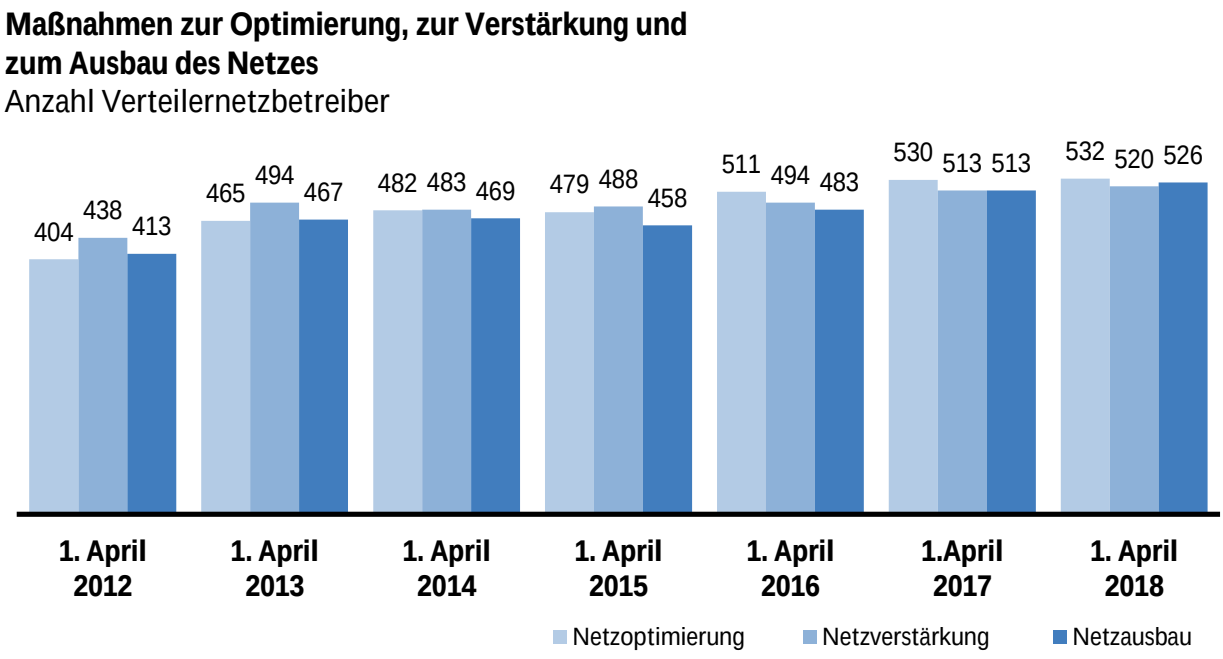


Abbildung 32: Maßnahmen der VNB zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes

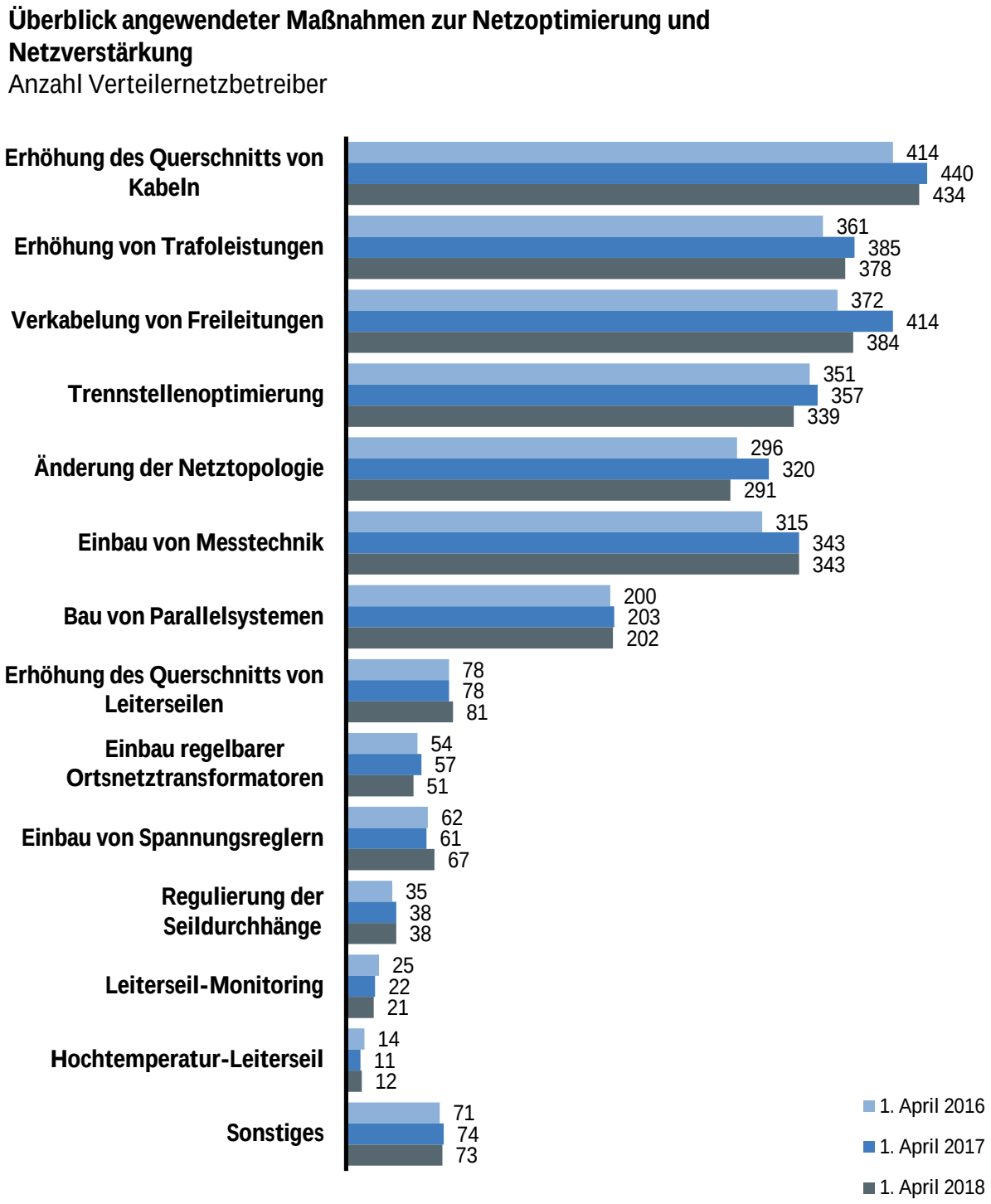


Abbildung 33: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

Abbildung 33 zeigt die von den VNB zur Netzoptimierung und Netzverstärkung durchgeführten Maßnahmen. Rückgänge gegenüber dem Vorjahr sind insbesondere bei der Verkabelung von Freileitungen (-30 Netzbetreiber), bei der Trennstellenoptimierung (-18 Netzbetreiber) und bei der Änderung der Netztopologie (-29 Netzbetreiber) zu verzeichnen. Einen leichten Anstieg gab es bei Maßnahmen zur Erhöhung des Querschnitts von Leiterseilen und beim Einbau von Spannungsreglern. Erstmalig wurde im Monitoring 2018 abgefragt, ob ein VNB Spitzenkappung als Maßnahme zur Netzoptimierung anwendet. 49 VNB gaben an, dass sie Spitzenkappung als Maßnahme zur Netzoptimierung anwenden.

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 richtet sich für das Berichtsjahr 2017 an 57 Verteilernetzbetreiber, die ein Hochspannungsnetz betreiben. Die Berichte der abgefragten Verteilernetzbetreiber decken damit in der Hochspannungsebene 98 Prozent der Stromkreislänge ab, in der Mittelspannungsebene 69 Prozent und in der Niederspannungsebene 64 Prozent.

2.2.2 Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

Insgesamt wurden der Bundesnetzagentur zum Stichtag 31. Dezember 2017 geplante und im Bau befindliche Netzausbauvorhaben in Höhe von 11,1 Mrd. Euro für die nächsten 10 Jahre (2018 – 2028) vorgetragen. Die Prognosen der großen VNB sind damit im Vergleich zu den Vorjahren (Stichtag 31. Dezember 2016: 10,0 Mrd. Euro / 57 Verteilernetzbetreiber; Stichtag 31. Dezember 2015: 9,3 Mrd. Euro / 57 Verteilernetzbetreiber; Stichtag 31. Dezember 2014: 6,6 Mrd. Euro / 56 Verteilernetzbetreiber) nochmals angestiegen.

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

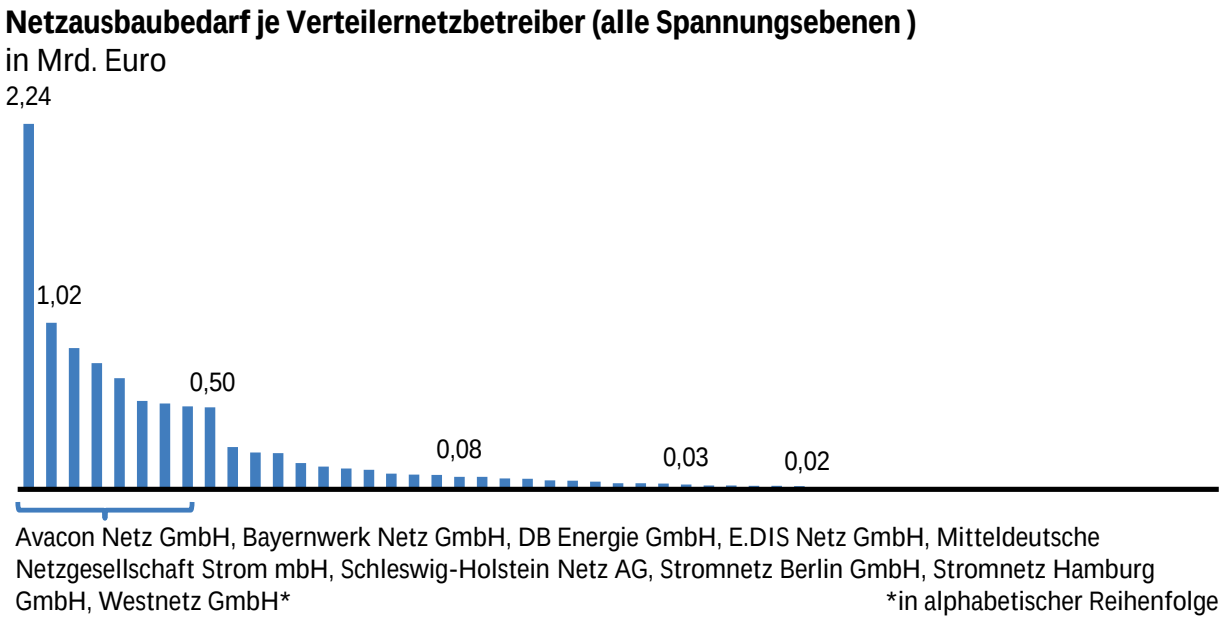


Abbildung 34: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber (alle Spannungsebenen)

Dabei ergibt sich nach wie vor eine sehr heterogene Verteilung des Netzausbaubedarfs: 14 Verteilernetzbetreiber prognostizieren einen Netzausbaubedarf von ≤ 10.000 Tsd. Euro für die nächsten 10 Jahre. Weitere 27 Verteilernetzbetreiber bleiben unter der Grenze von ≤ 100.000 Tsd. Euro. Die übrigen 16 Verteilernetzbetreiber haben einen prognostizierten Netzausbaubedarf von > 100.000 Tsd. Euro. Diese 16

Verteilernetzbetreiber mit einem hohen Netzausbaubedarf haben dabei einen Anteil von knapp 90 Prozent am Gesamtbedarf. Die neun Verteilernetzbetreiber mit dem höchsten geplanten und im Bau befindlichen Investitionsvolumen sind – wie im Jahr zuvor – die Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, DB Energie GmbH, E.DIS Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, 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 2086 im Bau oder in Planung befindlichen Investitionsmaßnahmen sind lediglich 370 Investitionsmaßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2016: 398 Investitionsmaßnahmen) netztechnisch mit dem Zubau von EE-Erzeugungsanlagen begründet. Damit entstehen – über alle Netz- und Umspannebenen im Verteilnetz – rund 1,76 Mrd. Euro (Stichtag 31. Dezember 2016: 1,84 Mrd. Euro) vom geplanten Gesamtinvestitionsvolumen in Höhe von 11,1 Mrd. Euro aufgrund des Zubaus von erneuerbaren Energien. Die Verteilung der netztechnischen Begründungen für den Netzausbau variiert zwischen den Netzbetreibern hierbei erheblich. Während die Stromnetz Berlin GmbH trotz eines Spitzenbedarfs beim Netzausbau nahezu keine Investitionsmaßnahmen zur Anbindung und Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen plant, ist bei der E.DIS Netz GmbH mehr als Dreiviertel des im Bau oder in der Planung befindlichen Investitionsvolumens mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen verknüpft.

Auch zeigen die Auswertungen, dass viele Verteilernetzbetreiber nach wie vor Schwierigkeiten bei der Netzausbauplanung über einen Zeitraum von 10 Jahren haben. So kommen nicht nur jedes Jahr neue Maßnahmen dazu, sondern es entfallen auch immer wieder nicht realisierte Maßnahmen. Planungsunsicherheiten resultieren dabei insbesondere aus den auf einen langen Zeitraum schwer prognostizierbaren konkreten Standorten der Erneuerbaren Erzeugung, die im Verteilnetz eine noch wesentlichere Rolle als in den Übertragungsnetzen spielen. Weitere Gründe sind aber auch langwierige Verfahren zur Einholung behördlicher Genehmigungen, Einwände von Trägern öffentlicher Belange oder von Grundstückseigentümern und eine Anpassung des Hochspannungsnetzausbaus an Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz. Die Planungsunsicherheiten betreffen jedoch nicht nur die Details wie die Realisierungschance der geplanten Investitionsmaßnahmen und die zeitliche Planung der Investitionsvorhaben, sondern auch in einem erheblichen Maße das veranschlagte Investitionsvolumen. Vereinzelt erhöhen und reduzieren sich die geplanten Investitionsvolumen von Projekten um mehr als 50 Prozent. Als Gründe für Planungsänderungen werden vor allem der Genehmigungsprozess, die Abstimmung mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, der Bevölkerung und anderen Stakeholdern angeführt.

Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 2321 Maßnahmen (Stichtag 31.Dezember 2016: 2089 Maßnahmen; Stichtag 31. Dezember 2015: 1984; Stichtag 31. Dezember 2014: 1318) für den Zeitraum bis 2028 vorgelegt. Davon befanden sich zum Zeitpunkt der Abfrage 1464 (63 Prozent) noch im Planungsstadium, 622 (27 Prozent) der Maßnahmen befanden sich im Bau und 235 (10 Prozent) wurden bereits zu Beginn des Jahres 2018 abgeschlossen. Damit steigt die absolute Anzahl insbesondere der geplanten Netzausbaumaßnahmen erneut deutlich an.

Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)
in Anzahl und Prozent

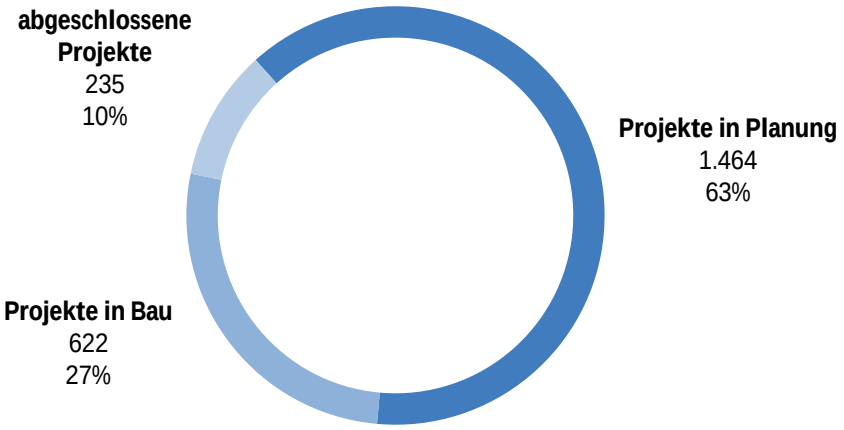


Abbildung 35: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

3. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitoring gelten die in 2017 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen und der Wert der in 2017 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. Eine Vergleichsrechnung der handelsrechtlichen Werte mit den Werten aus der Anreizregulierung kann erst nach der Einführung eines indikatorbasierten Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV erfolgen. Auf Basis der Abfrage der handelsrechtlichen Werte lassen sich aus den Auswertungen auch mittel- bis langfristige Trends ableiten. Die Einführung des indikatorbasierten Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur derzeit u.a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung vorbereitet.

3.1 Investitionen und Aufwendungen Übertragungsnetzbetreiber

Im Jahr 2017 brachten die vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 3.096 Mio. Euro für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur auf. Dies entspricht einer Verringerung von 5 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2016: 3.261 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur im Jahr 2017 und dem im vorjährigen Monitoring für 2017 gemeldeten Planwert von 2.468 Mio. Euro beträgt ca. 628 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten zu 80 Prozent realisiert.

Die Gesamtausgaben für die Netzinfrastruktur setzen sich aus den in Tabelle 26 aufgezeigten Einzelpositionen zusammen:

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

	2016	2017
Investitionen (in Mio. Euro)	**2.901**	**2.708**
für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	2.298	1.972
für Neubau, Ausbau und Erweiterung grenzüberschreitender Verbindungen	401	523
in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen	203	213
in Erhalt und Erneuerung für grenzüberschreitende Verbindungen	0	0
Aufwendungen (in Mio. Euro)	**360**	**388**
ohne grenzüberschreitende Verbindungen	357	385
für grenzüberschreitende Verbindungen	3	3
Gesamt	**3.261**	**3.096**

Es wurden rückwirkend ab 2008 in den "Investitionen" Offshore-Investitionen ergänzt.

Tabelle 34: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

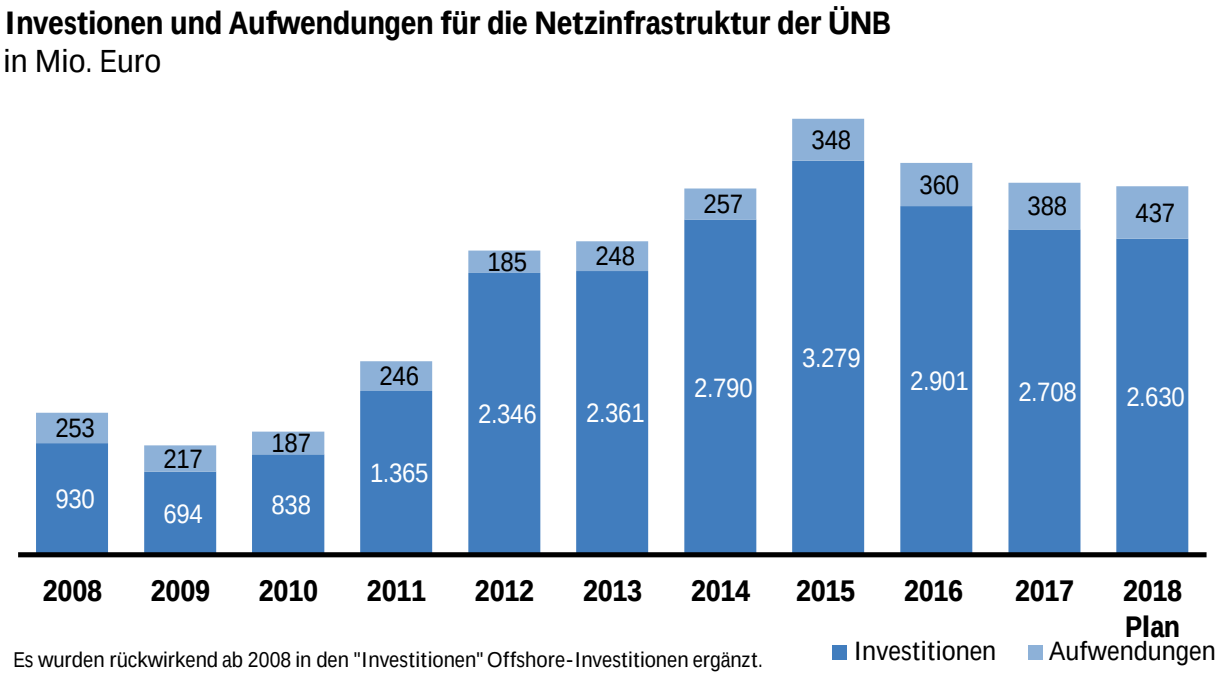


Abbildung 36: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen)

Für das Jahr 2018 sind nach jetzigem Stand Investitionen von ca. 2.630 Mio. Euro und Aufwendungen von 437 Mio. Euro geplant. Der geplante Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 3.067 Mio. Euro liegt in etwa im selben Rahmen wie der im Jahr 2017 realisierte Gesamtbetrag. In Abbildung 36 sind die

Investitionen und Aufwendungen inklusive grenzüberschreitender Verbindungen seit 2008 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2018 dargestellt.

3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom

Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der 815 VNB, die hierzu Angaben im Monitoring gemacht haben, betrugen im Jahr 2017 insgesamt ca. 6.629 Mio. Euro (2016: 7.157 Mio. Euro). Dies entspricht einer Verringerung von ca. 8 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Investitionen und Aufwendungen für Messeinrichtungen betrugen in 2017 ca. 572 Mio. Euro (2016: 506 Mio. Euro). Die VNB planen für das Jahr 2018 Investitionen und Aufwendungen von 6.521 Mio. Euro. In Abbildung 37 werden die Investitionen und Aufwendungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2008 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2018 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.

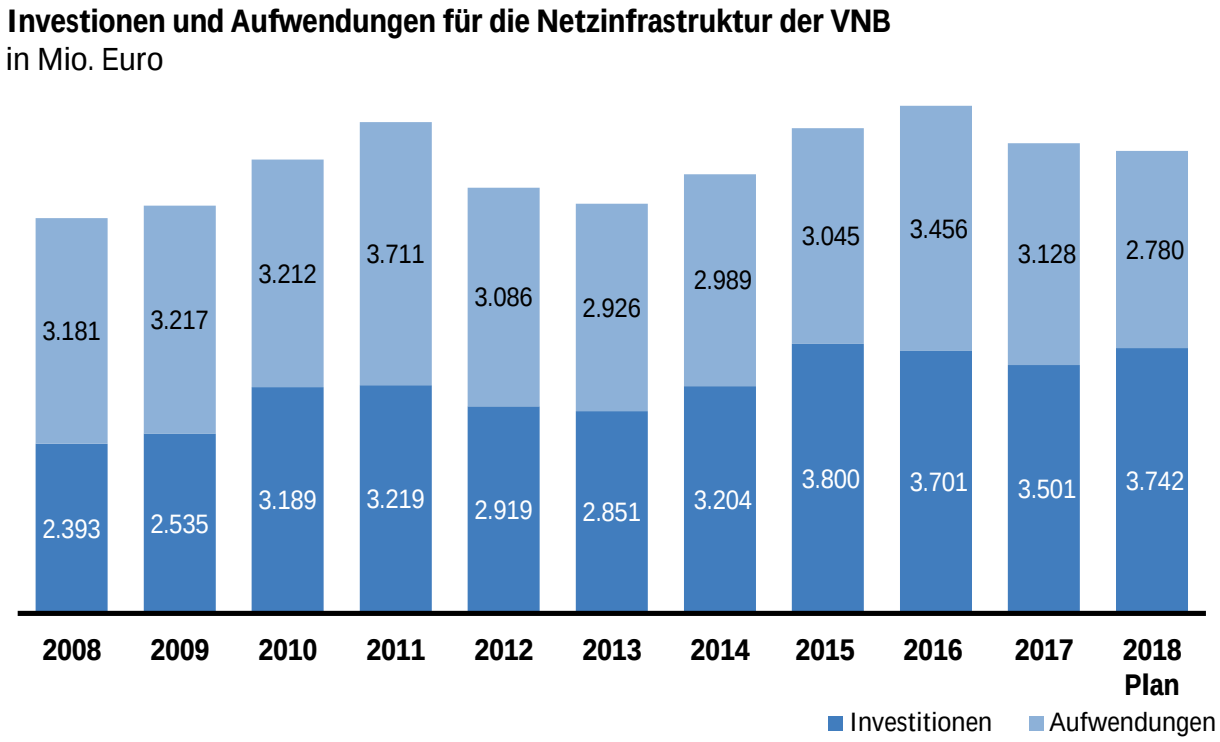


Abbildung 37: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB

Die Höhe der Investitionen der VNB ist abhängig von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte 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 187 (23 Prozent) der VNB zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen ca. 9 Prozent der Unternehmen (70) auf. Auf die 20 investitionsstärksten Netzbetreiber entfallen insgesamt ca. 65 Prozent der investierten Gesamtsumme. In Abbildung 38 werden verschiedene Investitionskategorien prozentual an der Gesamtanzahl der Netzbetreiber dargestellt:

Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in 2017
in Prozent

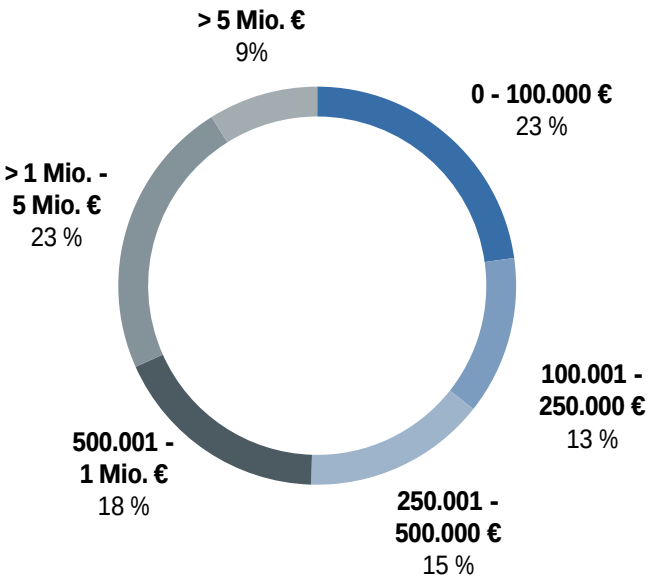


Abbildung 38: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen

Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in 2017
in Prozent

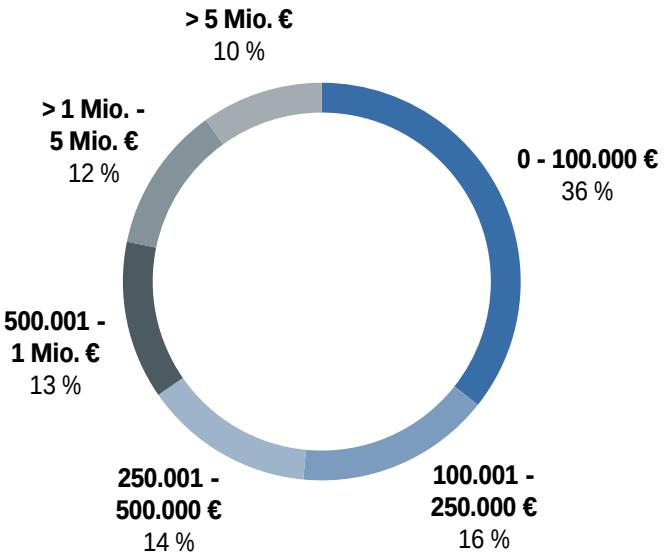


Abbildung 39: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen

Für Aufwendungen liegt der Anteil der Unternehmen, die bis 100.000 Euro an Aufwendungen angeben, bei 36 Prozent (291 Unternehmen). In der Kategorie mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro sind 82 Unternehmen zu

finden und bilden einen Gesamtanteil von 10 Prozent. Wie in Abbildung 39 abzulesen ist, haben in 2017 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. Dafür gibt es seit Neufassung der ARegV vom 17. September 2016 unterschiedliche Verfahren.

3.3.1 Erweiterungsinvestitionen der ÜNB

Für die ÜNB gilt wie auch vor der Novellierung, dass die Bundesnetzagentur auf Grundlage des § 23 ARegV auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte erteilt, sofern 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.

Zum 31. März 2018 sind 34 Neuanträge von ÜNB für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 7,48 Mrd. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2017 haben sich sowohl die Anzahl als auch das beantragte Volumen der von den ÜNB gestellten Anträge reduziert.

3.3.2 Erweiterungsfaktor und Kapitalkostenausgleich 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.

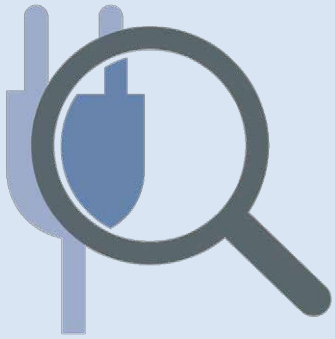
Der Erweiterungsfaktor diente dazu, Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Verteilernetzbetreibers im Laufe einer Regulierungsperiode entstehen, zeitnah bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen.

Die in den Erlösobergrenzen des Jahres 2017 enthaltenen Anpassungsbeträge aus dem Erweiterungsfaktor belaufen sich insgesamt auf 386,6 Mio. Euro. Diese resultieren aus 124 Anträgen zur Erlösobergrenze 2017, von denen 96 zum 30. Juni 2016 und 28 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.

Dadurch können die VNB ab dem1. Januar 2019 alle geplanten Kosten für Investitionen unmittelbar in der Erlösobergrenze geltend machen und somit in die Netzentgelte einpreisen. Eine Prüfung der Regulierungsbehörden über die tatsächlichen Ausgaben findet nachträglich statt. Die für bislang geltende ex-ante Prüfung externer Faktoren, die eine Erweiterungsinvestition begründen, entfällt.

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 2017 beträgt der $SAIDI_{EnWG}$ 15,14 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 – $SAIDI_{EnWG}$[38]) 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 2017 haben 862 Netzbetreiber 166.560 Versorgungsunterbrechungen für 869 Netze zur Bildung des $SAIDI_{EnWG}$ übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung berechnete Jahreswert von 15,14 Minuten liegt unter dem Mittelwert der Jahre 2006 bis 2016 (15,59 Minuten/Jahr). Die Versorgungsqualität hält sich, trotz einer Steigerung, im Kalenderjahr 2017 auf konstant hohem Niveau.

[38] Der hier genannte $SAIDI_{EnWG}$ ist zu unterscheiden von der im rahmen des Qualtitätsmanagements nach Anreizregulierungsverordnung (AregV) ermittelten unternehmensspezifischen Kennzahl $SAIDI_{ARegV}$

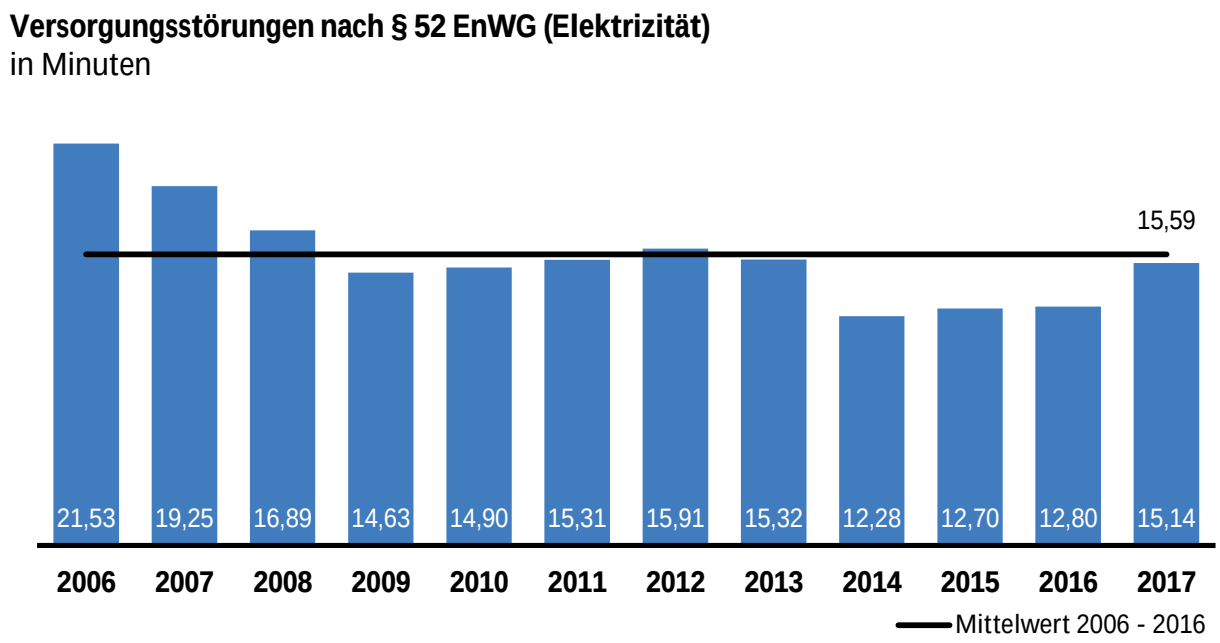


Abbildung 40: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ von 2006 bis 2017

Der leichte Anstieg der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist überwiegend auf die Mittelspannung mit einer Erhöhung in Höhe von 2,22 Minuten auf 12,92 Minuten zurückzuführen. Einen leichten Anstieg um 0,12 Minuten auf 2,22 Minuten verzeichnet der letztjährige $SAIDI_{EnWG}$ in der Niederspannung.

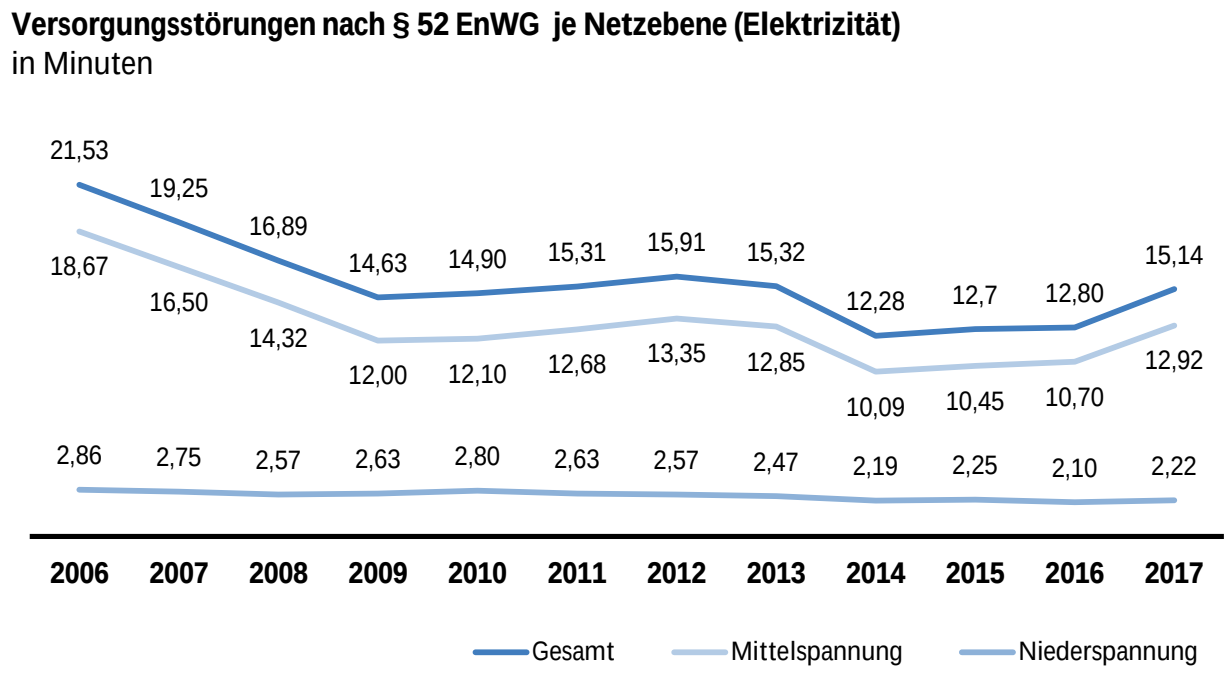


Abbildung 41: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ in der NS und MS von 2006 bis 2017

Einen starken Anstieg im Vergleich zum Vorjahr verzeichnen insbesondere die Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlässen „Atmosphärische Einwirkung“ und „Rückwirkungsstörungen“. Der Ausdruck

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

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.

Ausfallzeiten bedingt durch Extremwetterereignisse nahmen, verglichen mit den Werten aus 2016, für das Berichtsjahr 2017 stark zu. Dabei blieben die Übertragungsnetzte bis auf wenige Ausnahmen von diesen Wetterereignissen verschont.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität ist auch für 2017 nicht zu erkennen.

Während im Jahr 2016 insgesamt 172.522 Versorgungsunterbrechungen gemeldet wurden, beträgt die Anzahl für 2017 lediglich noch 166.560. Somit sank die Anzahl im Jahr 2017 um fast 6.000 Versorgungsunterbrechungen. Tendenziell sinkt damit der Wert an Versorgungsunterbrechungen, während die Dauer der durchschnittlichen Unterbrechung in den letzten drei Jahren wieder leicht gestiegen ist.

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-Strom 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. Der bilanzielle Ausgleich kann aber – wie beim Redispatch – auch durch den Netzbetreiber erfolgen. 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 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 stehen allen Netzbetreibern zur Verfügung und werden an die Bundesnetzagentur gemeldet.

Die folgenden Tabellen fassen die Regelungsinhalte, wesentliche Instrumente und den Umfang der Maßnahmen (Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen) in 2017 zusammen. Gegenüber den bereits veröffentlichten Quartalsberichten zur Netz- und Systemsicherheit für das Gesamtjahr 2017 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 2017 des Quartalsberichts.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2017

	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): **20.439 GWh**	Ausfallarbeit der EEG-vergüteten Anlagen (ÜNB und VNB): **5.518 GWh**	Abgeregelte Menge durch Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): **34,5 GWh**
Kosten-schätzung im Berichts-zeitraum	Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch, Countertrading sowie Einsatz und Vorhaltung Netzreservekraftwerke: **901 Mio. Euro**	Vorläufige geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): **609,9 Mio. Euro**	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Tabelle 35: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im Jahr 2017

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

		2015	2016	2017
Redispatch				
Gesamtmenge[1] Marktkraftwerke	in GWh	15.436	11.475	18.456
Kostenschätzung[2] Redispatch	in Mio. Euro	412	223	392
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	24	12	29
Netzreservekraftwerke				
Menge[3]	in GWh	551	1.209	2.129
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	66	103	184
Leistung[4]	in MW	7.660	8.383	11.430
Jährliche Vorhaltekosten	in Mio. Euro	162	183	296
EinsMan				
Menge Ausfallarbeit[5]	in GWh	4.722	3.743	5.518
Schätzung Entschädigungen	in Mio. Euro	478	373	610
Anpassungen von Stromeinspeisungen				
Menge	in GWh	27	4	35

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

Quelle: Datenmeldungen der Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

Tabelle 36: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017

5.1 Redispatch Gesamtentwicklung im Jahr 2017

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.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB 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.[39] 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 2017 gemeldeten Daten.

Die gesamten Einspeisereduzierungen beliefen sich im Jahr 2017 auf 10.200 GWh, die Einspeiseerhöhungen von Marktkraftwerken auf 8.256 GWh und die Einspeiseerhöhungen durch den Einsatz von Netzreservekraftwerken auf 2.129 GWh[40]. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen von Kraftwerken lag im Jahr 2017 damit bei 2,6 Prozent bezogen auf die in die Netze eingespeiste Erzeugung aus nicht-erneuerbaren Energieträgern. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 20.439 GWh[41] angefordert.

Die für die Marktkraftwerke angefallenen Kosten liegen nach einer Schätzung der ÜNB bei etwa 456,6 Mio. Euro (ohne Countertradingkosten). Im Vergleich zum Jahr 2016 stiegen die geschätzten Kosten um etwa 234 Mio. Euro (2016: 222,6 Mio. Euro).

Die operative Redispatcheinsatzplanung gliedert sich in unterschiedliche Prozessschritte. Dabei wird in diesem Bericht zwischen Einzelüberlastungsmaßnahmen in einer Regelzone und Maßnahmen aus dem 4-ÜNB-Prozess unterschieden. Bei letzteren führen die vier ÜNB gemeinsam eine frühzeitige Einsatzplanung auf Basis von Modellrechnungen durch.

---

[39] Grundsätzlich beziehen sich alle Tabellen oder Texte zum Thema Redispatch auf Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung oder im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses entsprechend § 13 Abs. 1, §13 a Abs. 1 EnWG.

[40] Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

[41] Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten.

Da diese 4-ÜNB-Maßnahmen zunehmend an Bedeutung gewinnen, war das bisherige Meldeverfahren nicht mehr ausreichend. Die Bundesnetzagentur hat daher in Absprache mit den ÜNB ein neues Meldeverfahren etabliert, das die Kraftwerkseinsätze im Redispatch genau abfragt und eine Unterscheidung den Maßnahmenarten ermöglicht.

Im Jahr 2017 wurden rund 71 Prozent der Redispatchmaßnahmen aufgrund von Einzelüberlastungsmaßnahmen in der eigenen Regelzone durchgeführt. Auf die 4-ÜNB-Maßnahmen entfielen die restlichen 29 Prozent der Maßnahmen.

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 2.979 GWh abgeregelt und 3.020 GWh heraufgefahren (in Summe 5.999 GWh). Der Anteil dieser Maßnahmen an der gesamten Redispatch- und Netzreservemenge macht demnach 29 Prozent aus.

Der Großteil der Maßnahmen ist dem strombedingten Redispatch zuzuordnen (98,9 Prozent), nur ein marginaler Teil entfällt auf spannungsbedingte Maßnahmen (1,1 Prozent).[42]

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 wegen Überlastungen in einer ÜNB-Regelzone (bei Kuppelleitungen auch regelzonenübergreifend) ergab im Gesamtjahr 2017 ein Volumen von ca. 7.209 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiseerhöhungen beliefen sich auf ca. 7.205 GWh. Damit betrug die gesamte Menge dieser Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiseerhöhungen) im Gesamtjahr 2017 rund 14.414 GWh.

Für das Gesamtjahr 2017 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen durch Überlastungen in einer Regelzone mit einer Gesamtdauer von rund

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

14.202 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. Insgesamt wurden an 353 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen.

Nachfolgende Tabelle 37 fasst die Angaben zum Redispatch durch Überlastungen in einer Regelzone im Gesamtjahr 2017 zusammen.

Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen im Jahr 2017

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise-reduzierungen in GWh[1]	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und -erhöhungen) in GWh
Regelzone TenneT	9.429	4.371	8.743
Regelzone 50Hertz	1.889	1.623	3.246
Regelzone Transnet BW	1.174	280	556
Regelzone Amprion	1.712	935	1869
Gesamt	14.202	7.209	14.414

[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 37: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im Gesamtjahr 2017

Strombedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

In der Mehrzahl mussten im Gesamtjahr 2017 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden für diese Maßnahmen entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 11.511 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen an Einspeisereduzierungen von 6.640 GWh veranlasst.

Für diese Maßnahmen ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2016 die Dauer deutlich um 1.251 Stunden (2016: 10.260 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierungen durch strombedingten Redispatch um 919 GWh gestiegen (2016: 5.721 GWh).

Tabelle 38 zeigt, dass für Einzelüberlastungsmaßnahmen das am stärksten belastete Netzelement im Gesamtjahr 2017 weiterhin die Leitung Remptendorf-Redwitz war. Dennoch ist die Belastung auf diesem Netzelement im Vergleich zum Vorjahr und insbesondere zum Jahr 2015 deutlich zurückgegangen. Auffällig ist vor allem die deutlich gesunkene Belastung nach der vollständigen Inbetriebnahme der „Thüringer Strombrücke“ am 14. September 2017. Die zeitliche Überlastung der dortigen Leitung „Remptendorf-Redwitz“ sank im 4. Quartal auf nur noch 18 Stunden (Q4 2016: 945 Stunden).

Deutlich zugenommen haben im Jahr 2017die Überlastungen im Gebiet Dörpen. Die dortigen Leitungen von Dörpen nach Hanekenfähr, welche insbesondere Offshore-Strom von Windparks aus der Nordsee transportieren, waren die im Jahr 2017 am zweithäufigsten betroffenen Netzelemente. Unverändert hoch

waren die Belastung des Netzelements Brunsbüttel und die Leitungen von Pleinting und Altheim ins österreichische Sankt Peter.

Die Nummerierung der in Tabelle 38 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 42), welche die kritischen Netzelemente aus Tabelle 38 (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 20) ihrer jeweiligen geographischen Lage zuordnet.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
1	Remptendorf-Redwitz	50Hertz/ TenneT	1.791	2.455	2.455
2	Gebiet Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr (Amprion Regelzone))	TenneT/ Amprion	1.346	556	561
3	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/50Hertz	1.017	600	600
4	Gebiet Pleinting (Pleinting Transformator, Pleinting - Sankt Peter (AT))	TenneT	729	489	489
5	Gebiet Altheim (Altheim-Sittling, Altheim-Simbach-Sankt Peter (AT))	TenneT	550	381	381
6	Ville Ost (Rommerskirchen - Sechtem)	Amprion	393	273	271
7	Lehrte - Godenau	TenneT	359	58	58
8	Borken-Giessen-Karben	TenneT	354	215	215
9	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum, Landesbergen-Sottrum)	TenneT	354	136	136
10	Großkrotzenburg-Dettingen /Amprion-Zone	TenneT/ Amprion	290	148	148
11	Gebiet Altbach (Altbach Trafo, Altbach-Muehlhausen	TransnetBW	228	17	17
12	Gebiet Stalldorf (Kupferzell-Stalldorf, Grafenrheinfeld-Stalldorf)	TransnetBW	222	74	75
13	Dipperz-Großkrotzenburg	TenneT	183	70	70
14	Gebiet Conneforde-Sottrum (Sottrum - Huntorf - Conneforde-Unterweser)	TenneT	145	62	62
15	Goldgrund (Maximiliansau-Daxlanden)	Amprion/ TransnetBW	129	41	41
16	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg Transformator, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	123	51	51
17	Gbt. Mikulowa (PSE-Netz PL, Hagenwerder-Mikulowa, Mikulowa Czarna, Mikulowa-Cieplice)	50Hertz	118	33	33
18	Gbt. Irsching-Zolling (Irsching-Zolling, Zolling Transformator, Irsching Transformator)	TenneT	113	16	16
19	Leitung Kugelberg Ost (Bürstadt-Hoheneck-Weingarten-Daxlanden)	Amprion	103	66	66

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

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2017

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone[1]	Dauer (in Std.)	Menge Einspeise-reduzierungen (in GWh)	Menge Einspeise-erhöhung (in GWh)
20	Leitung Nette Ost (Sechtem-Weissenthurm)	Amprion	85	94	94
21	Gebiet Mehrum-Hallendorf (Mehrum - Gleidingen - Hallendorf, Mehrum - Hallendorf)	TenneT	67	12	12
22	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	65	75	75
23	Gebiet Daxlanden (Daxlanden-Maximiliansau-Goldgrund, Daxlanden-Weingarten)	TransnetBW /Amprion	63	14	14
24	Großkrotzenburg-Urberach/Amprion Regelzone	TenneT/Amprion	62	29	29
25	Helmstedt - Wolmirstedt (TenneT Regelzone)	50Hertz/TenneT	52	36	36
26	Gebiet Bärwalde (Graustein-Bärwalde, Bärwalde-Schmölln)	50Hertz	48	16	16
27	Gebiet Lehrte-Wahle (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Wahle)	TenneT	48	5	5
28	Borken-Waldeck-Twistetal	TenneT	43	16	16
29	Gebiet Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Berchterdissen	TenneT	39	16	16
30	Dollern-Wilster	TenneT	36	13	13
31	Germersheim Süd (Weingarten-Daxlanden)	Amprion/ TransnetBW	35	10	10
32	Donau Ost/West (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen, Vöhringen-Dellmensingen)	Amprion/ TransnetBW	35	10	10
33	Sottrum - Blockland	TenneT	34	5	5
34	Gebiet Helmstedt (Wahle-Helmstedt, Hattorf-Helmstedt)	TenneT	31	19	19
35	Audorf-Hamburg Nord	TenneT	27	13	13
36	Gebiet Mecklar-Dipperz (Borken-Mecklar, Mecklar-Dipperz)	TenneT	24	7	7
37	Brunsbüttel-Büttel	TenneT	24	11	11
38	Conneforde-Maade	TenneT	21	9	9

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

Tabelle 38: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2017

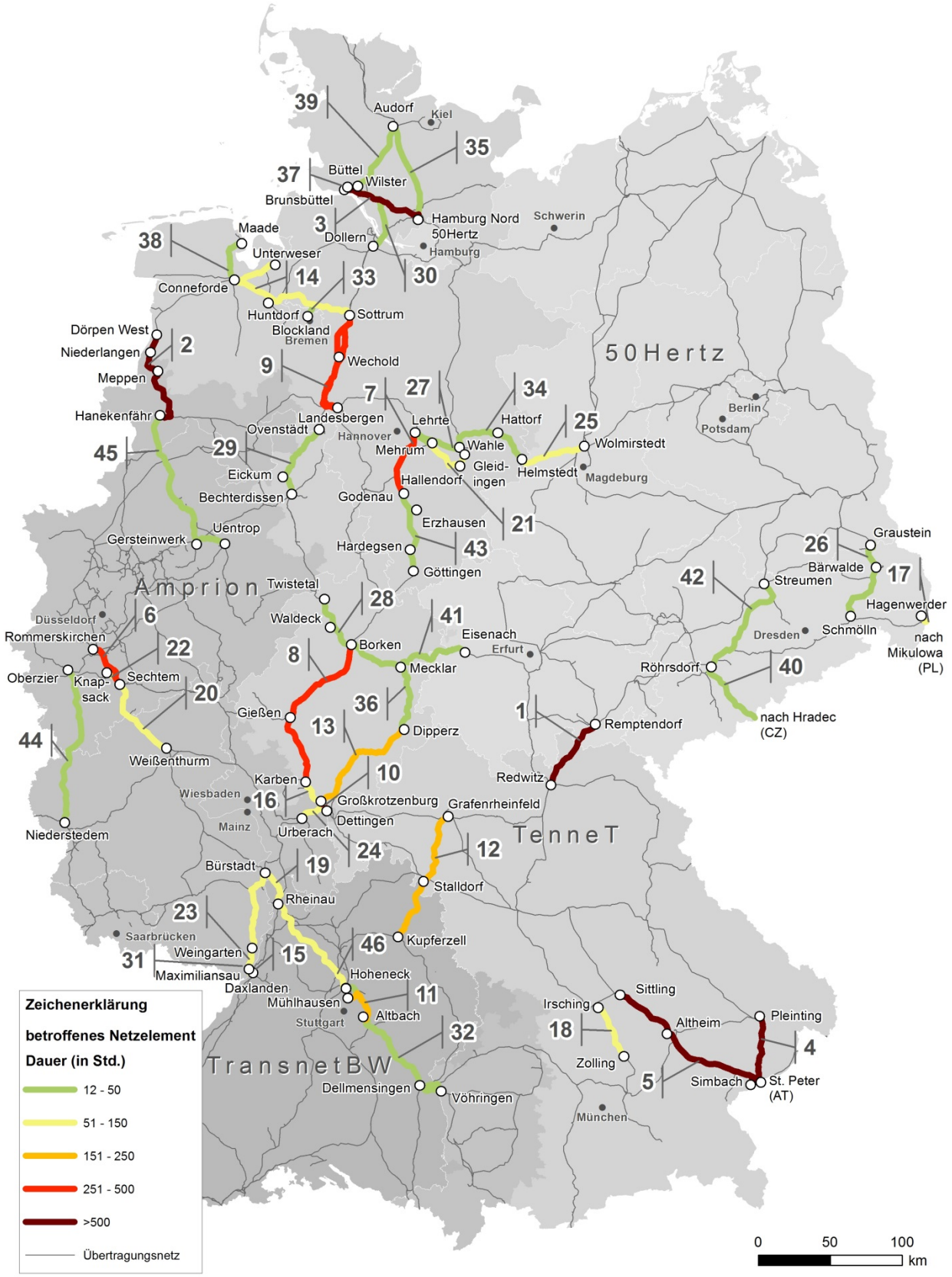


Abbildung 42: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2017 gemäß Meldungen der ÜNB

Spannungsbedingte Einzelüberlastungsmaßnahmen

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Gesamtjahr 2017 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen nach dem Anfordererprinzip von insgesamt etwa 2.691 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 569 GWh. Hinzu kommen Gegengeschäfte in Höhe von ca. 563 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch ist im Vergleich zum Gesamtjahr 2016 auf einem ähnlichen Niveau. Die Dauer ist im Jahr 2017 um 386 Stunden (2016: 3.077 Stunden), die Menge der getätigten Maßnahmen ist um 35 GWh gestiegen (2016: 534 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist Tabelle 39 zu entnehmen.[43]

Laut Aussage der ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt eine niedrigere Last in den Sommermonaten zu einem verstärkten 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.

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

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2017[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	**130**	**25**
davon Netzgebiet Conneforde	130	25
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	**1.870**	**392**
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	801	152
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	1.040	234
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Borken	29	6
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	**170**	**18**
davon Netzgebiet Oberbayern	170	18
Regelzone 50Hertz	**8**	**4**
Regelzone TransnetBW	**513**	**130**
davon Dellmensingen, Kupferzell, Wendlingen	8	1
davon Gebiet Altbach (Altbach-Muehlhausen, Endersbach, Wendlingen, Buenzwangen)	305	73
davon Gebiet Daxlanden (Daxl.-Eichstetten, Daxl.-Philipsburg, Daxl.-Heidelberg)	169	51
davon Gebiet Grossgartach (Grossgartach-Hueffenhardt, Grossgartach-Kupferzell)	23	5
davon Muehlhausen-Pulverdingen	8	1

[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 39: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2017

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 die Engpasssituationen geeignet, in denen aus netztopologischen Gründen keine Aktivierung konkreter Kraftwerke erforderlich ist.

Countertrading-Maßnahmen machten im Jahr 2017 rund 1.799 GWh der Redispatchgesamtmenge aus und sind Bestandteil der Einzelüberlastungsmaßnahmen. Die Kosten für Countertrading lagen bei rund 29,2 Mio. Euro und sind damit im Vergleich zu den Vorjahren angestiegen (2015: 23,5 Mio. Euro; 2016: 12 Mio. Euro).

5.1.4 Einsatz Netzreserve

Netzreservekraftwerke werden in die Einsatzplanung der heraufzufahrenden Kraftwerke im Redispatch mit einbezogen. Dabei berücksichtigen die ÜNB, welche Netzreservekraftwerke am effizientesten sind, um die prognostizierten Engpässe im Netz zu beseitigen. Hierbei zeigte sich, dass ausländische Netzreservekraftwerke bei der Durchführung der Redispatchmaßnahmen oft eine höhere Effizienz im Sinne einer besseren

netztechnischen Wirkung auf Engpässe aufwiesen, als wenn inländische Netzreservekraftwerke zum Einsatz gekommen wären. Die ÜNB benötigen bei der Nutzung der im Ausland stehenden Netzreservekraftwerke eine geringere Leistung zum Hochfahren, als bei Heranziehung der positiven Redispatchleistung der inländischen Netzreservekraftwerke. Auf diese Weise lässt sich das von den ÜNB zur Engpassbeseitigung zu bewegende Redispatchvolumen reduzieren, wodurch das Fehlerrisiko bei der Durchführung von Maßnahmen verringert wird, was wiederum das Niveau der Systemsicherheit verbessert.

Insgesamt wurden im Jahr 2017 an 145 Tagen Netzreserveabrufe mit einer Gesamtarbeit von rund 2.129 GWh getätigt. Netzreservekraftwerke werden sowohl von allen 4-ÜNB als auch als Einzelüberlastungsmaßnahmen angefordert. Nach einer Schätzung der ÜNB lagen die Kosten für den Abruf bei rund 183,9 Mio. Euro. Die Vorhaltekosten beliefen sich auf 296,1 Mio. Euro (inkl. einmaliger Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft). Die Einsatztage bewegten sich damit auf einem höheren Niveau als im Jahr 2016 (2016: 108 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 920 GWh erhöht (2016: 1.209 GWh).

Tabelle 40 enthält eine Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze für das Jahr 2017. Der „Einsatz-Durchschnitt in MW“ zeigt eine durchschnittlich angeforderte Leistung pro Einsatztag. Dieser Durchschnittswert war im Januar 2017 mit 1.436 MW am höchsten. Die maximale Leistungsanforderung der Netzreservekraftwerke lag mit 3.324 MW ebenfalls im Januar 2017.

Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze in 2017

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Maximale Leistungs-anforderung in MW	Summe in MWh
Januar	26	1.436	3.324	877.674
Februar	23	913	2.682	482.668
März	15	555	1.648	143.976
April	10	332	979	47.068
Mai	5	135	464	6.135
Juni				
Juli	5	233	550	9.878
August	9	238	625	39.671
September	4	169	550	6.726
Oktober	20	437	1.516	154.074
November	16	627	2.098	220.742
Dezember	12	519	1.058	139.891
Gesamt	**145**			**2.128.501**

Quelle: Redispatch-Kraftwerkseinsatzmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur

Tabelle 40: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2017

Situation der elektrischen Energieversorgung im Januar 2017

Im Zuge des Sturmtiefs EGON zum Ende der zweiten Kalenderwoche 2017 floss kalte Polarluft nach Europa ein, die zum Wochenende unter den Einfluss eines Hochdruckgebietes gelangte.

In Frankreich waren zu der Zeit bei einer hohen Last gleichzeitig fünf Kernkraftwerke (neben weiteren Nichtverfügbarkeiten) mit einer Leistung von 5,5 GW wegen Wartungs- und Prüfarbeiten nicht im Leistungsbetrieb.

Für den 18. Januar 2017 forderten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber initial die Einspeisung aus Reservekraftwerken in Höhe von 2.465 MW an. Bei Bedarf konnte die Einspeisung aus Reservekraftwerken auf 4.940 MW erhöht werden. Insgesamt standen Netzreservekraftwerke von 8.383 MW zur Verfügung (4.458 MW national, 3.925 MW Ausland). Grund für die Aktivierung der Reserve waren Befunde im deutschen Übertragungsnetz – vornehmlich in den Regelzonen der Amprion und der TransnetBW. Die Leistungsbilanz war in den kritischen Januarwochen in Deutschland immer ausgeglichen und es standen Erzeugungskapazitäten in ausreichendem Maße zur Lastdeckung zur Verfügung. Jedoch führte die geringe Windenergieerzeugung dazu, dass hohe Transportanforderungen an die Übertragungsnetze der Amprion und der TransnetBW gestellt wurden. Die Erzeugung aus Kraftwerken in Nordrhein-Westfalen musste nach Baden-Württemberg transportiert werden. Gesteigert wurden die Transportanforderungen durch die Nichtverfügbarkeiten einiger Kraftwerke in Baden-Württemberg – darunter auch des Kernkraftwerks Philippsburg 2.

5.1.5 Kraftwerkseinsätze Redispatch

Im Jahr 2017 wurde von inländischen Marktkraftwerken und von in- und ausländischen Reservekraftwerken zur Behebung von Netzengpässen eine Gesamtmenge von 14.876 GWh (8.619 GWh Einspeisereduzierungen und 6.258 GWh Einspeiseerhöhungen) erbracht. Die Differenz zwischen Einspeisereduzierung und -erhöhung kommt u. a. dadurch zustande, dass bei grenzüberschreitenden Redispatchmaßnahmen Kraftwerke von ausländischen ÜNB angewiesen werden. Diese Anweisungen werden in den folgenden Auswertungen nicht betrachtet.

Wie Abbildung 43 zeigt, werden zum Redispatch Kraftwerke mit unterschiedlichen Energieträgern herangezogen. Der Energieträger Braunkohle lieferte dabei 60 Prozent der abgesenkten Mengen im Jahr 2017. Bei den Einspeiseerhöhungen spielen Braunkohlekraftwerke keine Rolle. Hier waren die Energieträger Steinkohle und Erdgas mit jeweils über 35 Prozent die Energieträger, die am meisten für Einspeiseerhöhungen herangezogen wurden. Ein Teil der Redispatcharbeit wird auch an der Börse beschafft, diese Mengen können keinem Energieträger zugeordnet werden und fallen daher in die Kategorie „Unbekannt“. 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.

Kernkraftwerke werden im Redispatch nur selten zur Einspeiseerhöhung eingesetzt, da sie in den meisten Fällen bereits unter Volllast betrieben werden. Etwas häufiger werden sie zur Einspeisereduzierung eingesetzt.

Dabei sind Kernkraftwerke grundsätzlich in der Lage Leistungsänderungen mit Geschwindigkeiten vorzunehmen, die denen von Braunkohlekraftwerken entsprechen. Insbesondere im oberen Leistungsbereich bis 80 Prozent Nennleistung ist ein flexibler Betrieb möglich.[44] Komplettes Ab- und wieder Anfahren benötigt allerdings bis zu zwei Tage. Für solche Regelungsvorgänge sind die Kernkraftwerke daher im Rahmen des Redispatch nicht geeignet. Außerdem bleibt festzustellen, dass eine maximale Flexibilität beim Bau der Kernkraftwerke nicht das bestimmende Auslegungskriterium war. Sie wurden vielmehr hinsichtlich anderer Parameter, wie eines maximalen Wirkungsgrads oder einer maximalen Lebensdauer, optimiert. Häufiges Runter- und Hochregeln, insb. in Leistungsbereiche unterhalb von 80 Prozent Nennleistung, würde die Komponenten daher zu sehr beanspruchen. Der Flexibilitätsbereich ist dadurch eingeschränkt.

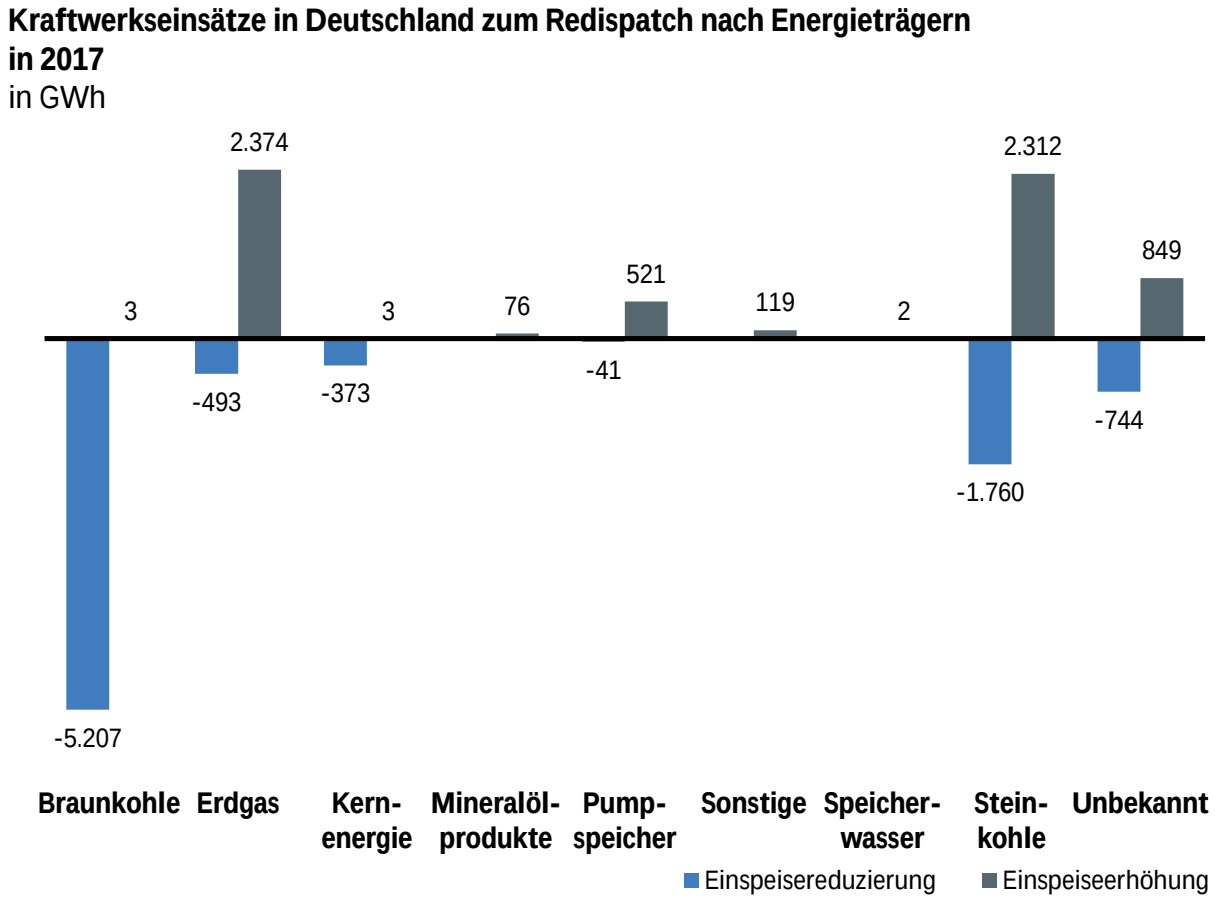


Abbildung 43: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2017

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen verteilen sich der Menge nach unterschiedlich auf die jeweilig anweisenden ÜNB. Der anweisende ÜNB ist der ÜNB, in dessen Regelzone sich das Kraftwerk befindet, das zum Redispatch eingesetzt wird. Bei Netzreservekraftwerken ist derjenige ÜNB der anweisende, der den Vertrag mit dem Kraftwerk abgeschlossen hat. Abbildung 44 zeigt die Verteilung der Kraftwerksanweisung auf die einzelnen ÜNB unabhängig von der Lokalisation der auslösenden Ursache. Diese kann in einer anderen Regelzone liegen. Der Einsatz wird dann von dem dort verantwortlichen ÜNB oder bei 4-ÜNB

[44] Siehe https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Hintergrundpapier-hp021.pdf; abgerufen am 6. September 2018

Vorabmaßnahmen gemeinschaftlich bei dem ÜNB angefordert, in dessen Regelzone das benötigte Kraftwerk liegt. Im Jahr 2017 wurden 51 Prozent der reduzierten Mengen von 50Hertz angewiesen, gefolgt von TenneT (27 Prozent) und Amprion (21 Prozent). Von TransnetBW wurden fast ausschließlich Einspeiseerhöhungen angewiesen. Der Hauptteil der Einspeiseerhöhungen von inländischen Marktkraftwerken und von Reservekraftwerken im In- und Ausland entfiel mit einem Anteil von 55 Prozent auf die TenneT-Regelzone.

Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Jahr 2017 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge

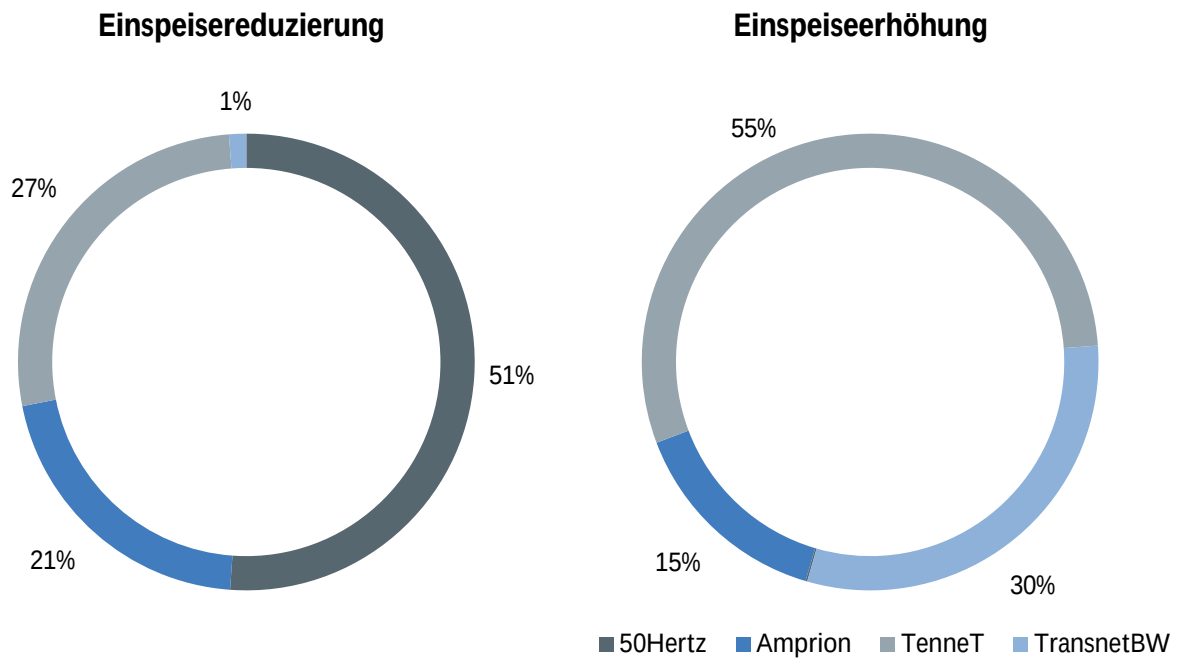


Abbildung 44: Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Jahr 2017 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge.

Die Karten in Abbildung 45 und Abbildung 46 zeigen, wie sich die Kraftwerkseinsätze auf einzelne Bundesländer verteilen. Dabei zeigt sich, dass insbesondere in den südlichen Bundesländern Kraftwerke heraufgefahren wurden, um Netzengpässe zu beheben, während in den weiteren Bundesländern vor allem Leistungsreduzierungen vorgenommen wurden. Dabei werden keine ausländischen Netzreserve- und Marktkraftwerke mit aufgeführt.

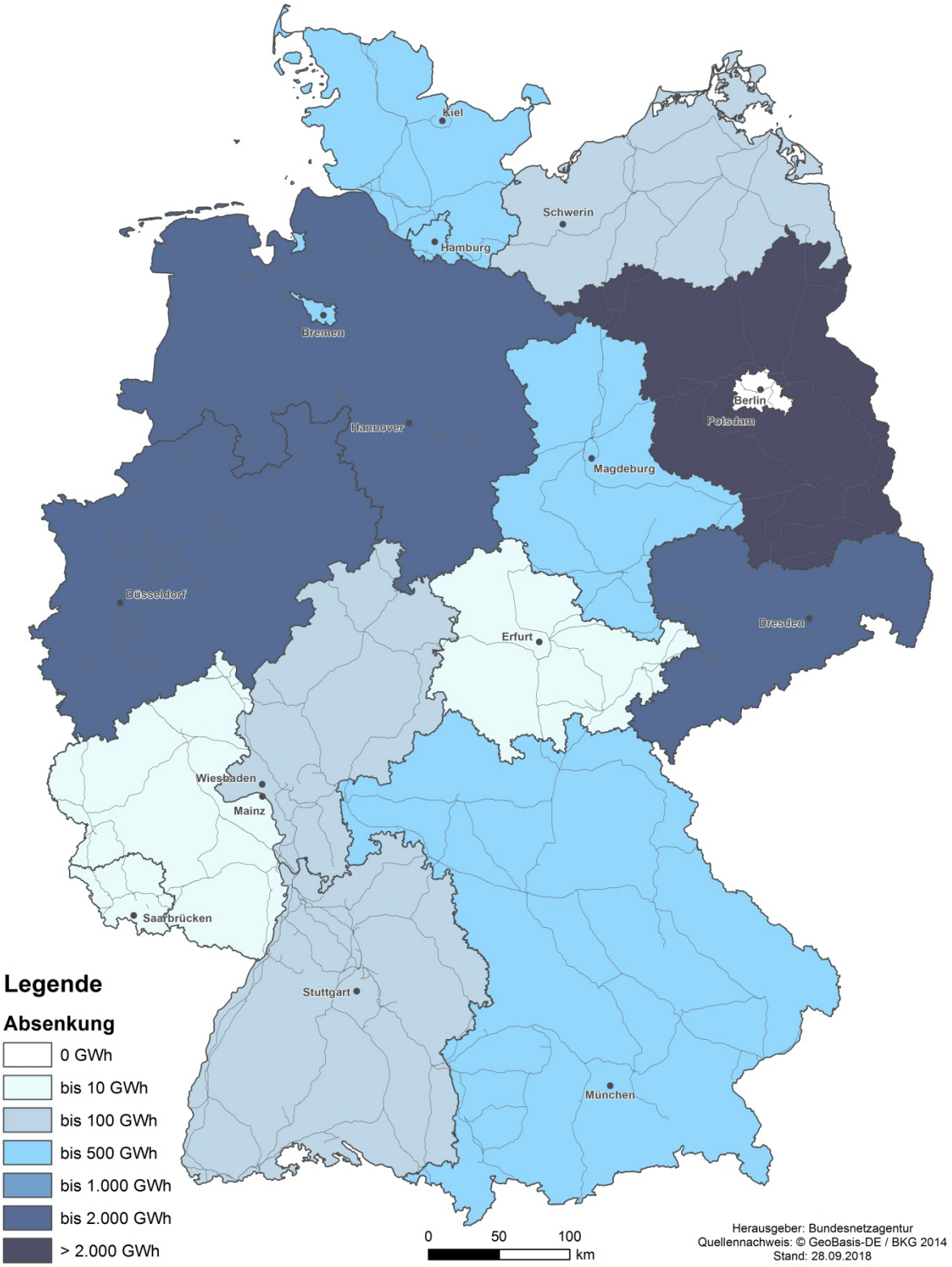


Abbildung 45: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017

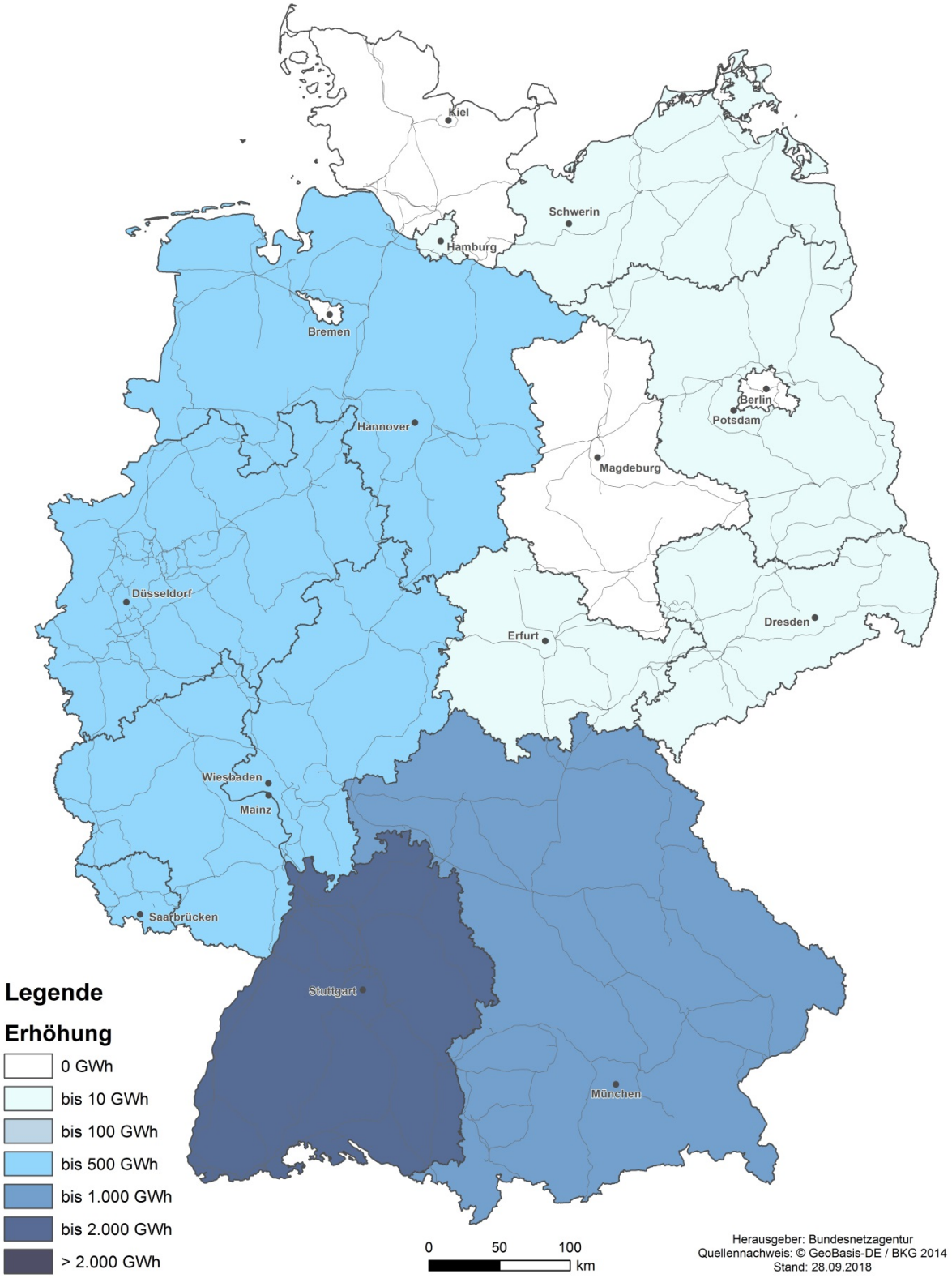


Abbildung 46: Kraftwerkserhöhung auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017

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.

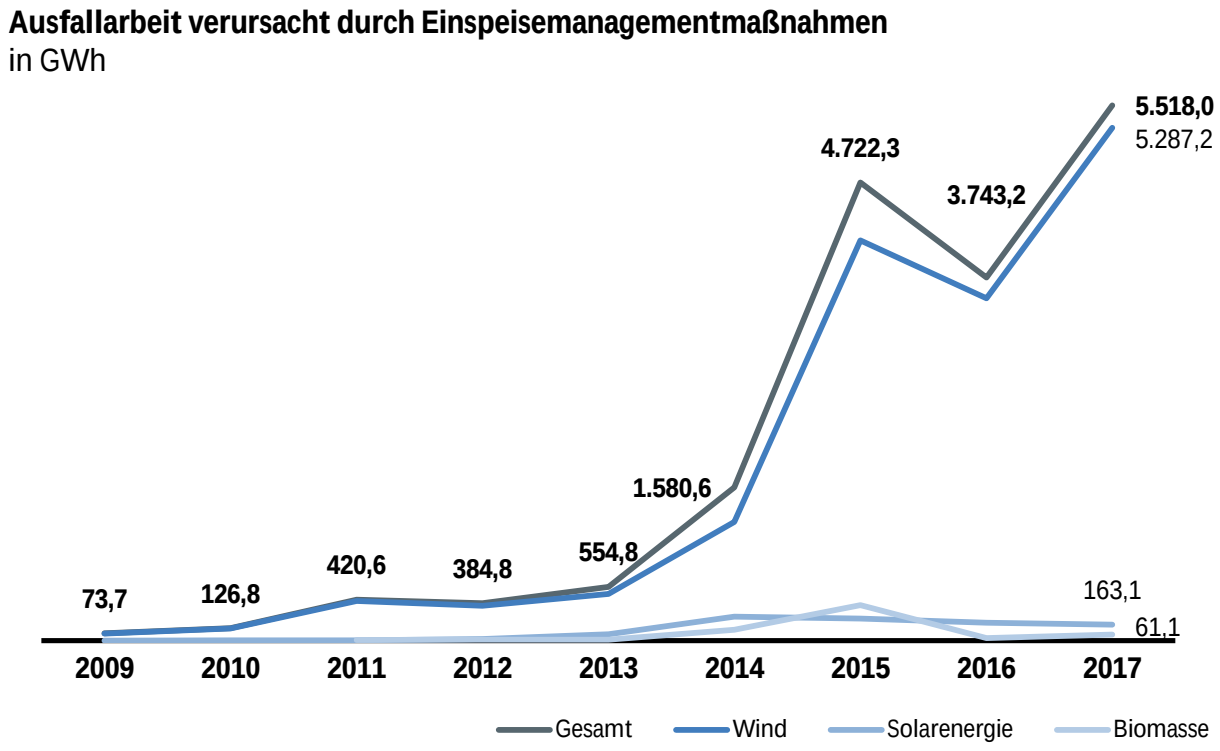


Abbildung 47: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen

Im Vergleich zum Jahr 2016 (3.743 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 5.518 GWh um gut 47 Prozent erhöht. Damit ist im Jahr 2017 die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Strom auf dem bislang höchsten Niveau. Bezogen auf die gesamte eingespeiste

Jahresarbeit[45] aus Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung) belief sich der Anteil der durch EinsMan-Maßnahmen entstandenen Ausfallarbeit im Jahr 2017 auf 2,9 Prozent (2016: 2,3 Prozent).

Der Anstieg der EinsMan-Maßnahmen lässt sich grundsätzlich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Eine Ursache sind die Wetterverhältnisse im jeweiligen Jahr. In 2017 lässt sich der Anstieg neben den Windverhältnissen allgemein vor allem mit der Abregelung von Offshore Windenergieanlagen erklären. Im Vergleich mit dem Jahr 2016 ist für das Jahr 2017 bei der Ausfallarbeit für Windenergieanlagen auf See (offshore) eine deutliche Erhöhung um rund 794 GWh festzustellen. Diese Entwicklung ist mit dem starken Zubau von Offshore Windenergieanlagen in den Jahren 2015 und 2016 zu begründen. 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. Detailliertere und aktuellere Informationen zum Einsatz von Einspeisemanagement werden in den Quartalsberichten zur Netz- und Systemsicherheit der Bundesnetzagentur umfassend dargestellt.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2017 Windenergieanlagen an Land (onshore) mit einem Anteil von 80,8 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2016: 93,5 Prozent). Nachdem im Jahr 2015 auch erstmals Windenergieanlagen auf See (offshore) von Einspeisemanagement betroffen waren, hat sich deren Anteil im Jahr 2017 auf 15 Prozent (rund 826 GWh) der gesamten Ausfallarbeit weiter erhöht (2016: 0,9 Prozent mit rund 32 GWh). Die wärmegekoppelte Stromerzeugung war demgegenüber in deutlich geringerem Umfang von einer Abregelung 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 1,1 Prozent der Ausfallarbeit im Jahr 2017 aus. Ein Praxishemmnis für die Abwicklung des Einspeisemanagements gegenüber wärmegekoppelter Stromerzeugung ist im Laufe des Jahres 2017 mit der Veröffentlichung des Einspeisemanagement-Leitfadens 3.0 am 25. Juni 2017 entfallen. Die aktualisierte Fassung wurde um konkretisierende Erläuterungen, wie abgeregelte KWK-Strommengen und die entsprechenden Entschädigungszahlungen für KWK-Anlagenbetreiber sachgerecht ermittelt werden können, ergänzt.

In der nachfolgenden Tabelle sind die vom Einspeisemanagement betroffenen Energieträger, aufgeteilt nach Menge und prozentualem Anteil an der Gesamtausfallarbeit dargestellt.

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

Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger

Energieträger	Ausfallarbeit in GWh	Verteilung in Prozent
Wind (onshore)	4.461,19	80,8
Wind (offshore)	825,96	15,0
Solar	163,14	3,0
Biomasse einschl. Biogas	61,11	1,1
Laufwasser	2,71	< 0,1
KWK-Strom	2,70	< 0,1
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,77	< 0,1
Energieträger unbekannt	0,38	< 0,1
Gesamt	**5.517,96**	**100**

Tabelle 41: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2017

Laut den Meldungen der Netzbetreiber zu den System- und Netzsicherheitsmaßnahmen wurde von Einspeisemanagement wie folgt Gebrauch gemacht: Im Jahr 2017 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 89 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht, dabei wurden lediglich rund 16 Prozent der Gesamtausfallarbeit direkt an Anlagen abgeregelt und entschädigt, welche an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die restlichen ca. 84 Prozent werden bei Anlagen abgeregelt, die an Verteilernetze angeschlossen sind. Der überwiegende Anteil der abgeregelten Gesamtausfallarbeit – 89 Prozent – waren Unterstützungsmaßnahmen, die vom Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, jedoch von Verteilernetzbetreibern durchgeführt wurden (vgl. Tabelle 42). 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 87 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahmen in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg. Wobei insbesondere Schleswig-Holstein mit rund 59 Prozent betroffen ist (vgl. Abbildung 48).

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen in 2017

	Ausfallarbeit in GWh	Anteil an Gesamtausfallarbeit in Prozent
Durchführung durch den Übertragungsnetzbetreiber (Ursache im Übertragungsnetz)	**892,41**	**16**
Durchführung durch den Verteilernetzbetreiber	**4.625,56**	**84**
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	590,87	11
Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	4.034,69	73
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	**5.517,97**	**100**

Tabelle 42: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2017

Abbildung 48: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2017

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 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 2017 auch Kosten aus den Jahren 2014, 2015 und 2016 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 eine neu strukturierte Abfrage lassen sich nun 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.[46]

Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2017 mit rund 574 Mio. Euro gegenüber 2016 um rund 60 Mio. Euro erhöht (2016[47]: 514 Mio. Euro). Der Großteil von den ausgezahlten Entschädigungen im Jahr 2017 entfällt auf die EEG-Zahlungen, lediglich rund 30 Tsd. 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 2017 zu durchschnittlichen Kosten von etwa 11,37 Euro pro Letztverbraucher (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 49 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 2017 ausgezahlten Entschädigungen nicht die Beträge wieder, die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2017 verursacht wurden. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2017 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

---

[46] 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.

[47] Der Jahreswert für 2016 wurde auf Grund einer Korrektur eines Verteilernetzbetreibers um rund 129 Mio. Euro nach unten angepasst.

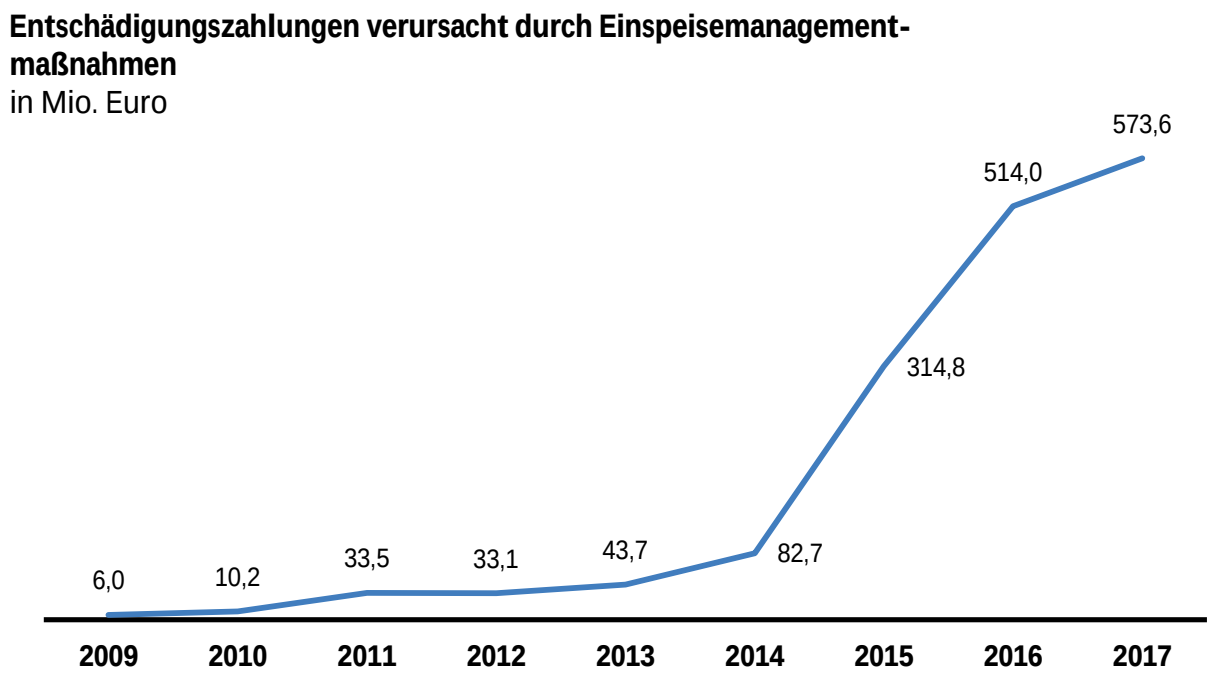


Abbildung 49: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Auf Grundlage der quartalsweisen Schätzungen der Netzbetreiber belaufen sich die geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in 2017 auf rund 610 Mio. Euro und liegen damit rund 237 Mio. Euro deutlich über denen des Jahres 2016.[48]

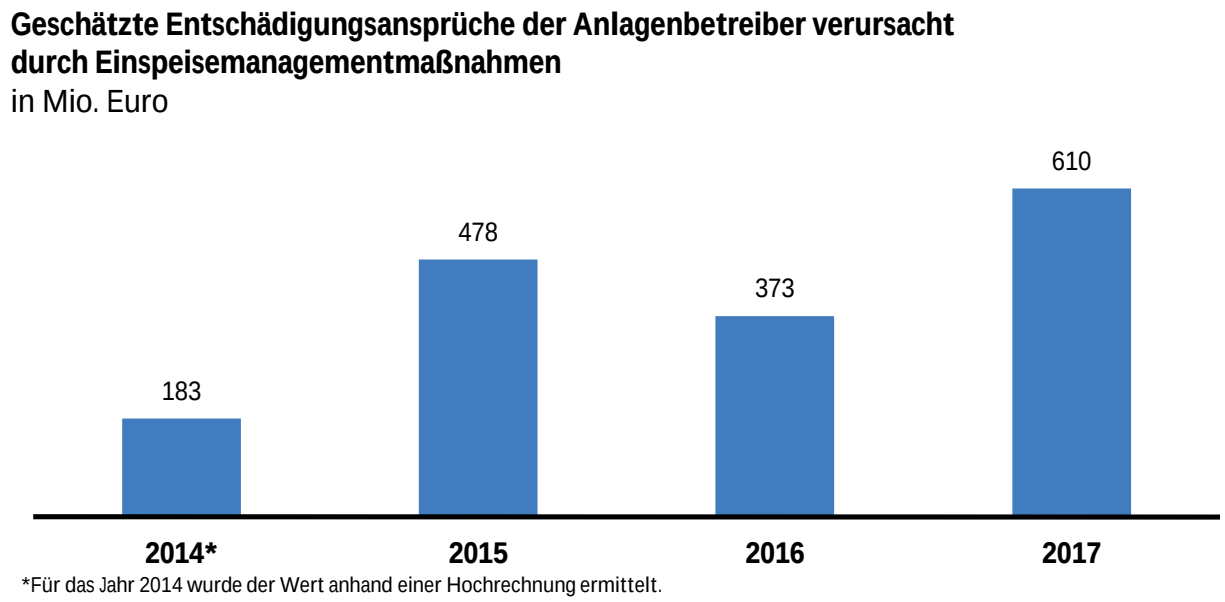


Abbildung 50: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

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

Die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber gezahlten Entschädigungen belaufen sich für das Jahr 2017 auf rund 574 Mio. Euro. Davon sind etwa 313 Mio. Euro für Ausfallarbeit, die tatsächlich im Jahr 2017 entstanden ist. Der Rest von rund 260 Mio. Euro sind Entschädigungszahlungen, die durch Ausfallarbeit in den Vorjahren entstanden sind. Damit sind rund 51 Prozent der im Jahr 2017 von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für die Ausfallarbeit des Jahres 2017 bereits abgerechnet. Rund 49 Prozent (297 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 Tabelle 43 zu finden.

Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2017

	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)	**164**	**27%**	**35**	**6%**	**6**
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber	**446**	**73%**	**539**	**94%**	**254**
Eigene Maßnahmen der VNB (Ursache im Verteilernetz)	50	8%	81	14%	26
Unterstützungsmaßnamen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	396	65%	458	80%	228
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	**610**	**100%**	**574**	**100%**	**260**

Tabelle 43: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2017

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 2017 haben insgesamt drei Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 34,5 GWh. Der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger ist mit rund 68 Prozent der Energieträger Erdgas. Mit rund 82 Prozent wurden die meisten Anpassungsmaßnahmen in Sachsen-Anhalt ergriffen, gefolgt von Brandenburg und Thüringen mit rund 17 bzw. 1 Prozent.

Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2017

Energieträger	Anpassung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Verteilung in Prozent
Erdgas	23,55	68
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	10,95	32
Gesamt	**34,50**	**100**

Tabelle 44: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2017

6. Netzentgelte

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 „I.G.4 Preisniveau“ im Kapitel Einzelhandel). Netzentgelte basieren auf den Kosten, die den Netzbetreibern für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau der Netze

entstehen. Diese regulierten Kosten sind die Grundlage der Preise, 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 betriebsnotwendig anerkannten Netzkosten, die wiederum als Ausgangsbasis zur Bestimmung der Erlösobergrenze (EOG) im 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 Vorbereitung der 3. Regulierungsperiode eine ‘Relative Referenznetzanalyse’ zur Effizienzmessung zur Anwendung.

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

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

- Änderungen sogenannter dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten; dazu zählen bspw. Kosten für die Verteilernetzbetreiber aus vermiedenen Netzentgelten (vgl. Abschnitt I.C.6.4) oder Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen; für alle Netzbetreiber Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gem. Systemstabilitätsverordnung (vgl. Abschnitt I.C.6.5) 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.1.4) werden zum 1. Januar 2019 in eine Umlage überführt.

- Der Verbraucherpreisgesamtindex, der die allgemeine Geldwertentwicklung abbildet;

- Der Erweiterungsfaktor, mit dem außerordentliche Kosten der Erweiterung des Netzes der VNB innerhalb der Regulierungsperiode abgedeckt werden (das Instrument des Erweiterungsfaktors läuft mit Ablauf des Jahres 2018 aus); ab 1. Januar 2019 der sog. Kapitalkostenaufschlag.

- Bei Verteilernetzbetreibern im Regelverfahren: das Qualitätselement;

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

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 EUR/kW (sog. „Briefmarke“) beginnend mit der höchsten betriebenen Netz- oder Umspannebene ermittelt. Diese ergeben sich aus der Division der Gesamtkosten der Ebene und der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Ebene. Mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 16 StromNEV) erfolgt die Überführung der spezifischen Jahreskosten in vier Entgeltpositionen (Leistungs- und Arbeitspreis je für weniger als 2.500 Stunden sowie mehr als 2.500 Stunden). 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. 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“ zueinander stehen, was eine gewisse Spanne erlaubt.

Mit den auf Basis der geplanten Absatzmengen ermittelten Entgelten werden die Kosten der Netz- oder Umspannebene gedeckt. Dabei werden die Entnahmen der nächsten, nachgelagerten Netz- und Umspannebene ebenfalls wie Verbräuche behandelt (sog. Wälzung der Kosten).

Diese Kostenwälzung wird in allen weiteren Ebenen angewandt, wobei die Niederspannung als unterste Netzebene keine Kostenwälzung mehr vornimmt und somit ihre 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 und 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 Netzentgelt-Strukturen führen.

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

6.2 Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte in Deutschland

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[49] ihrer jeweiligen Kunden. Dabei werden folgende Abnahmefälle betrachtet:

- Haushaltskunde: Seit dem Jahr 2016 wird im Monitoring das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh Jahresverbrauch (Band DC gemäß Eurostat) und einer Versorgung in der Niederspannung den Netzentgelten zu Grunde gelegt. Für die Jahre vor 2016 wurde ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr betrachtet.

- Gewerbekunde: Jahresverbrauch von 50 MWh, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in der Niederspannung (0,4 kV).

- Industriekunde: Jahresverbrauch von 24 GWh, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in der Mittelspannung (10 oder 20 kV), Leistungsmessung. Die Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

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

[49] Nettonetzentgelte enthalten keine Umsatzsteuer.

breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht abbildet (zur Streuung siehe auch Kapitel 6.2 in diesem Abschnitt).

Abbildung 51 zeigt die Entwicklung des mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inklusive des Entgelts für den Messstellenbetrieb) in ct/kWh vom Jahr 2006 bis zum Jahr 2018 für Haushaltskunden.

Abbildung 52 zeigt die arithmetisch ermittelten Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für Gewerbe- und Industriekunden von 2006 bis 2018.

In den Jahren bis 2011 schlugen sich die ersten Kostenprüfungen nach Einführung der Regulierung in sinkenden Netzentgelten nieder. Nach einer Stabilisierung in den Jahren 2013 bis 2015 zeichnet sich gegenwärtig nach einer Steigerung in den Jahren 2016 und 2017 eine leichte Absenkung im Bereich der Haushaltskunden ab. Die Netzentgelte sind von 2017 auf 2018 um fast zwei Prozent (-0,14 ct/kWh) auf 7,17 ct/kWh gesunken. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel über dem Niveau des Vorjahres: Im Bereich der Gewerbekunden sind die Netzentgelte um 1,3 Prozent (+0,08 ct/kWh) auf 6,27 ct/kWh gestiegen. Bei Kunden, die einen Energieverbrauch von 24 GWh pro Jahr (Industriekunden) aufweisen, sind die Netzentgelte im arithmetischen Mittel um 4,4 Prozent (+0,1 ct/kWh) auf 2,36 ct/kWh angestiegen.

Seit 2012 beeinflussten verschiedene Faktoren die bis 2017 gestiegenen Netzentgelte: Die Menge der dezentralen Einspeisung stieg 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. Dieser Trend wurde im Jahr 2018 durchbrochen. Erstmals seit Jahren sind die Netzentgelte im mengengewichteten Durchschnitt wieder gesunken, gleichwohl bewegt sich das Entgelt weiter auf hohem Niveau. Dies ist insbesondere auf die Kostendämpfung bei den vermiedenen Netzentgelten infolge des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (s.u. Kapitel I.C.6.4) zurückzuführen.

Ab dem Jahr 2019 wird sich das Nettonetzentgelt voraussichtlich verringern, da die neue Offshore-Umlage erstmals die Kosten für die Offshore-Anschlussleitungen enthalten wird. Die Kostenbelastung für den Netznutzer wird sich in Zukunft aus der Summe aus Netzentgelten und Offshore-Umlage ergeben. Für die bundesregulierten Verteilernetzbetreiber zeigen die Berechnungen für das Jahr 2019, dass dieser Summenwert im Trend für alle drei Abnahmefälle steigen wird.

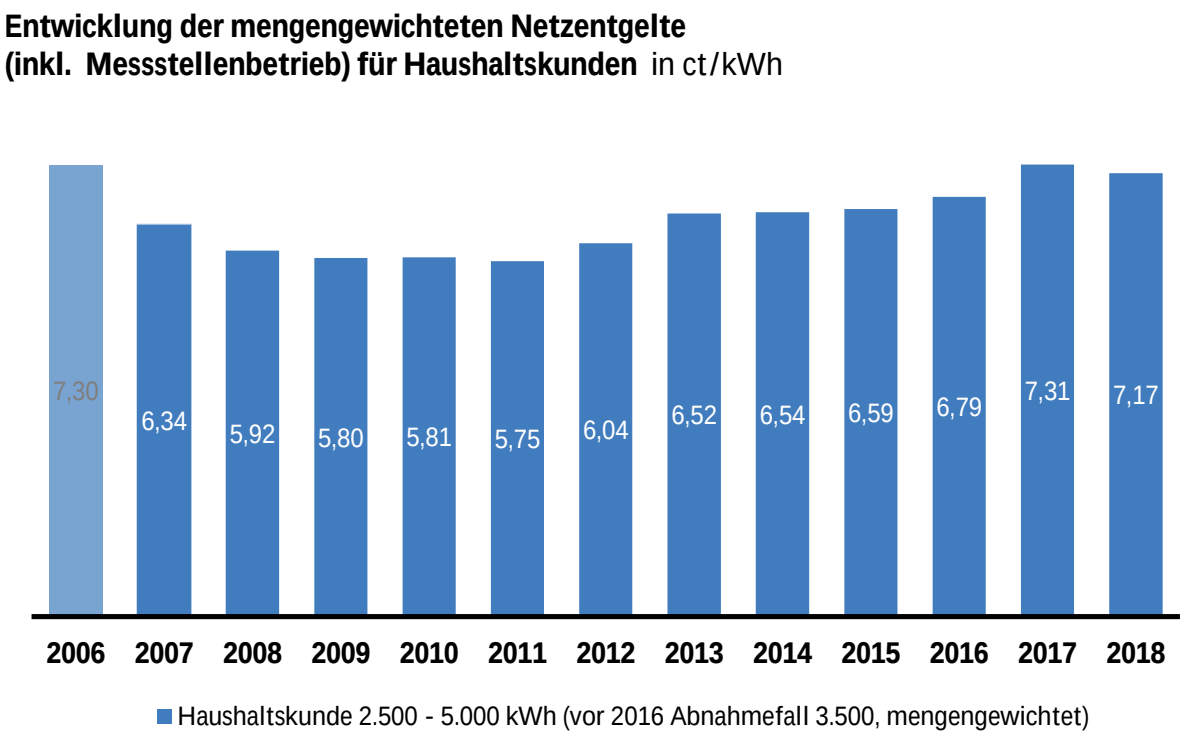


Abbildung 51: Entwicklung der Netzentgelte von 2006[50] bis 2018[51]

[50] 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.

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

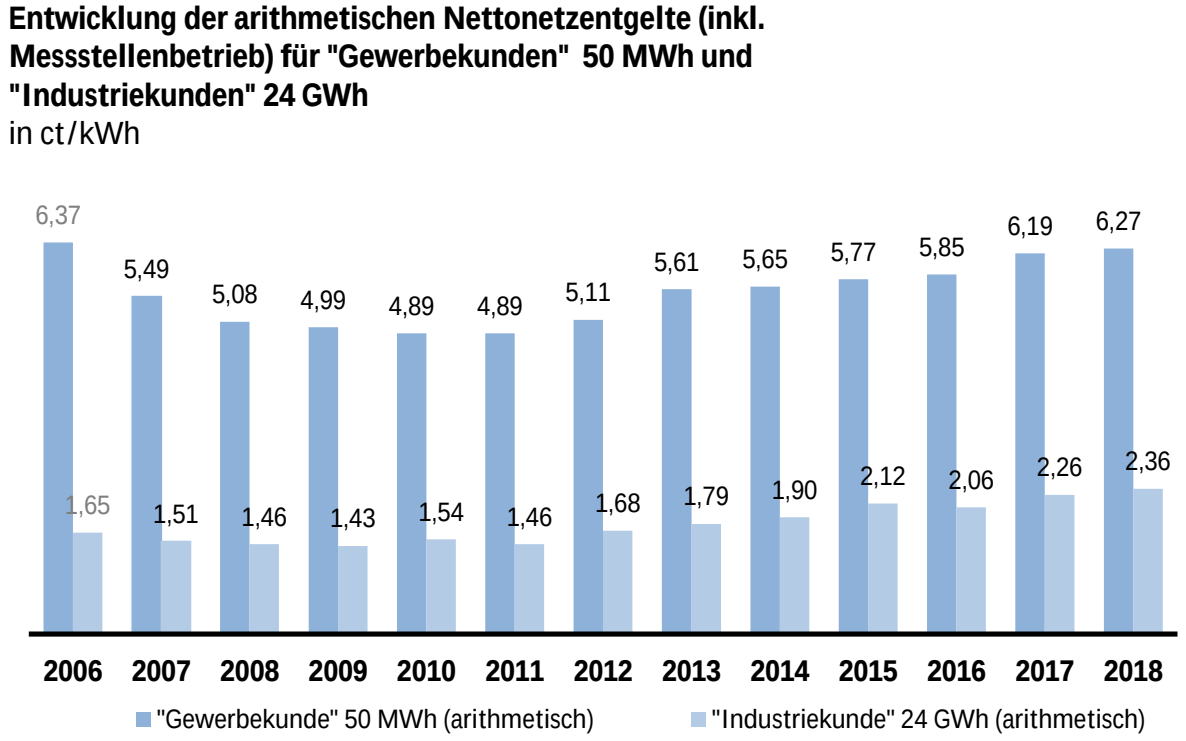
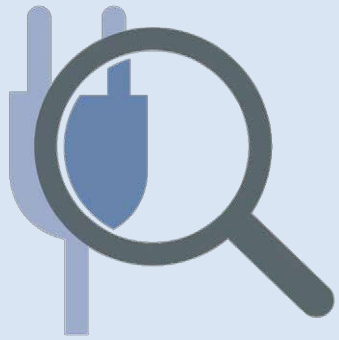


Abbildung 52: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh



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 2018 fast 23 Prozent (siehe auch Kapitel „I.G Einzelhandel“ ab Seite 216). Nach Steigerungen in den Jahren 2016 und 2017 zeichnet sich eine leichte Absenkung ab. Die Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2017 bis 1. April 2018 um fast zwei Prozent auf 7,17 ct/kWh gesunken.

6.3 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 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 im Netzentgelt enthalten. 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 Anzahl der Zählpunkte gewichtet, um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.

Für Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte bei 2,5 ct/kWh und die höchsten bei 25,4 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, dass die Netzentgelte vor allem in Brandenburg, Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt relativ hoch sind. Daneben gibt es Unterschiede zwischen den großen Städten/Ballungszentren und den ländlich geprägten Gebieten. Die untenstehende Karte zeigt, dass die Großstädte (Berlin, Hamburg, 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.

Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2018
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Brandenburg	8,62	4,84	9,28	27
Schleswig-Holstein	8,49	5,40	11,62	42
Sachsen-Anhalt	7,48	5,59	8,63	26
Mecklenburg-Vorpommern	7,09	4,57	10,54	18
Niedersachsen	6,98	4,26	25,38**	69
Sachsen	6,94	4,33	9,47	33
Baden-Württemberg***	6,75	2,52	10,33	120
Thüringen	6,75	5,01	9,75	31
Bayern	6,74	4,23	10,88	219
Saarland	6,67	5,36	13,96	20
Hamburg	6,63	6,63	6,63	1
Hessen	6,59	4,13	8,77	47
Rheinland-Pfalz	6,55	4,53	9,20	51
Nordrhein-Westfalen	6,32	4,37	9,24	97
Berlin	5,64	5,64	5,64	2
Bremen	4,56	4,28	6,60	3

* Als Gewichtungsgrundlage wurde die Anzahl der Zählpunkte 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 45: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2018

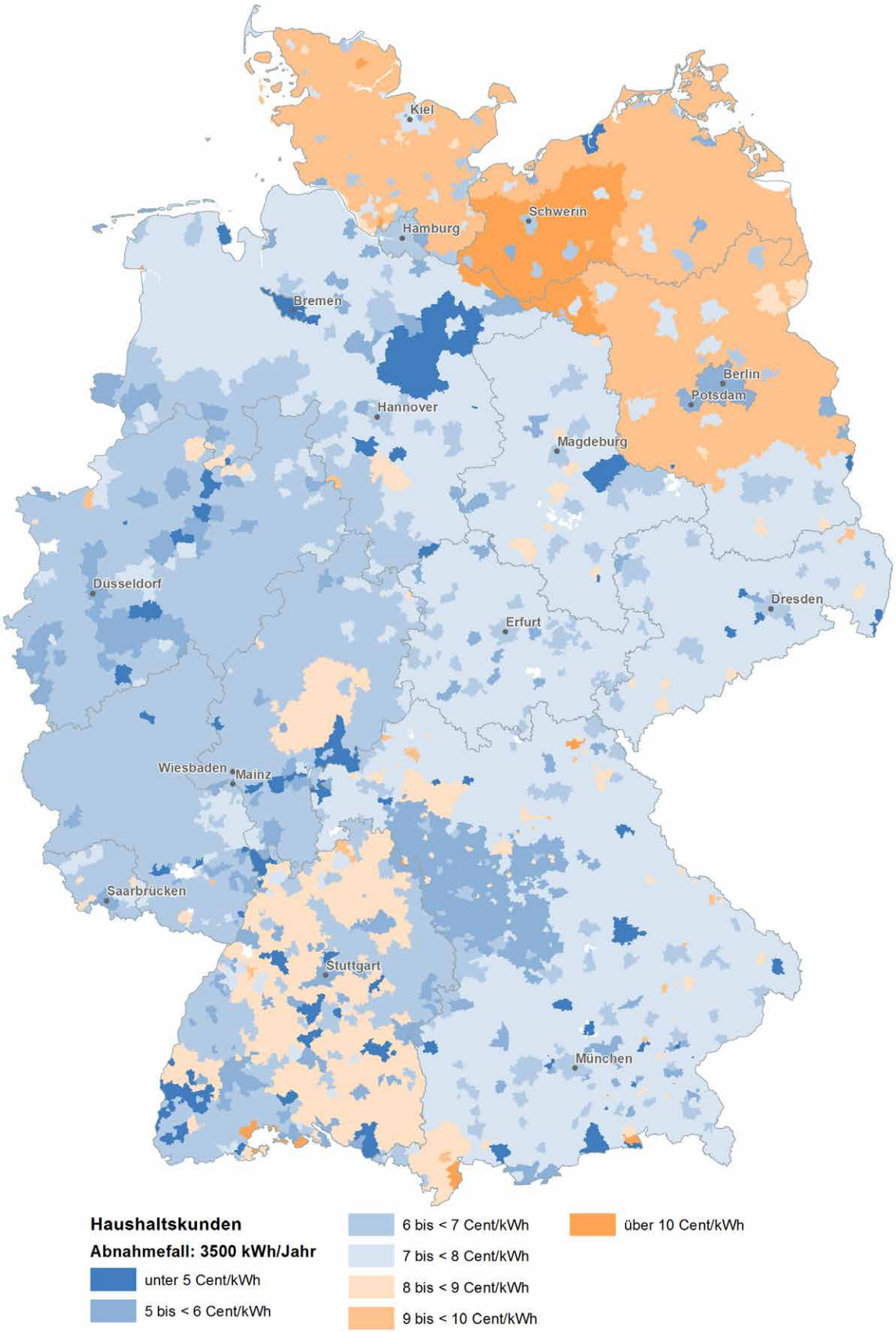


Abbildung 53: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden

Die Verteilung der Netzentgelte des Abnahmefalls 50 MW/Jahr (hier: „Gewerbekunden“) ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,2 ct/kWh und 24,6 ct/kWh. Insgesamt ist das Netzentgeltniveau aber niedriger als das der Haushaltskunden. Im Durchschnitt nach Bundesländern liegen die höchsten Entgelte in Brandenburg und Schleswig-Holstein und die niedrigsten in Bremen.

Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2018
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Schleswig-Holstein	7,27	4,20	10,03	42
Brandenburg	6,46	3,91	7,84	27
Mecklenburg-Vorpommern	6,24	4,04	10,43	19
Sachsen-Anhalt	6,12	4,86	8,35	27
Baden-Württemberg**	5,92	2,17	9,61	120
Sachsen	5,85	3,35	8,48	33
Thüringen	5,75	3,76	8,14	31
Rheinland-Pfalz	5,64	3,30	8,63	51
Saarland	5,51	4,62	13,32	20
Niedersachsen	5,50	3,38	10,27	69
Bayern	5,49	3,50	9,57	219
Hamburg	5,36	5,36	5,36	1
Hessen	5,15	3,47	8,13	47
Nordrhein-Westfalen	4,95	3,18	8,18	96
Berlin	4,76	4,76	5,17	2
Bremen	3,23	2,95	8,14	4

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

Tabelle 46: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MW/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2018

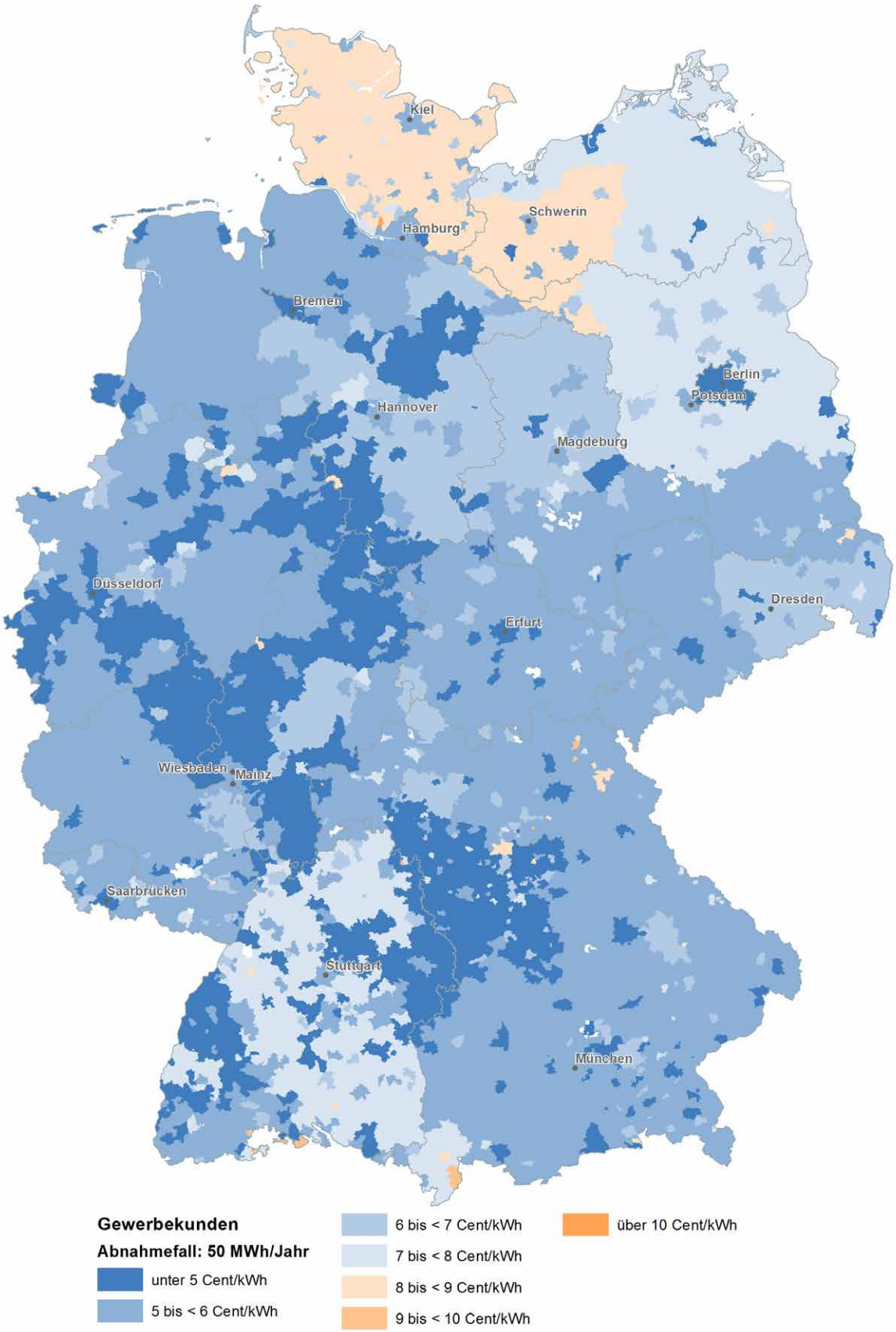


Abbildung 54: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden

Bei den Netzentgelten für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr (hier: „Industriekunden“) fällt die Verteilung anders aus. Hier ist zu beachten, dass die Zählpunktgewichtung im Falle der Industriekunden zu Verzerrungen führt, da die tatsächliche Abnahmemenge der gemeldeten Zählpunkte von Industriekunden in einer großen Spanne um den hier dargestellten Abnahmefall von 24 GWh/Jahr schwanken. Zwar sind die Netzentgelte in der geographischen Betrachtung in der Tendenz insbesondere in Brandenburg, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern höher als im Rest des Landes, allerdings treten höhere Entgelte auch in einzelnen kleineren Netzgebieten auf. In Rheinland-Pfalz fallen im Durchschnitt die niedrigsten Netzentgelte an. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden bewegen sich zwischen etwa 0,6 ct/kWh und 5,8 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.

Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2018
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Brandenburg	3,08	2,09	3,68	28
Mecklenburg-Vorpommern	2,82	1,40	4,19	19
Sachsen-Anhalt	2,75	1,88	3,58	27
Sachsen	2,65	0,64	3,41	33
Schleswig-Holstein	2,55	1,43	4,32	40
Niedersachsen	2,52	0,69	5,52	69
Hessen	2,50	1,31	3,34	49
Thüringen	2,47	1,63	3,10	29
Berlin	2,44	2,44	2,52	2
Saarland	2,42	1,49	4,98	20
Bayern	2,28	1,17	5,76	212
Nordrhein-Westfalen	2,27	1,24	3,68	94
Hamburg	2,25	2,25	2,25	1
Baden-Württemberg	2,20	1,08	3,81	120
Bremen	2,10	2,04	2,73	4
Rheinland-Pfalz	2,09	1,38	5,67	51

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

Tabelle 47: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2018

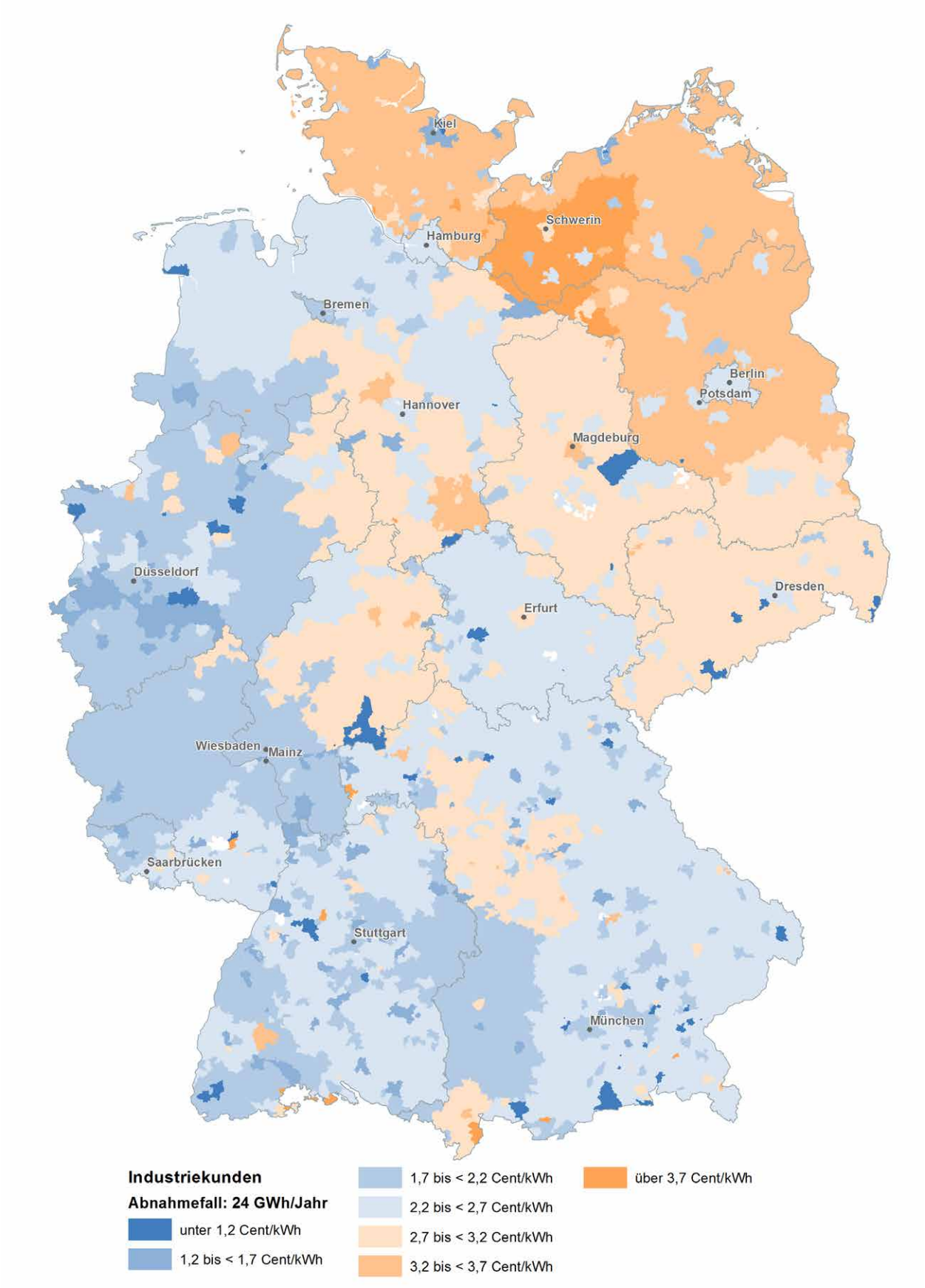
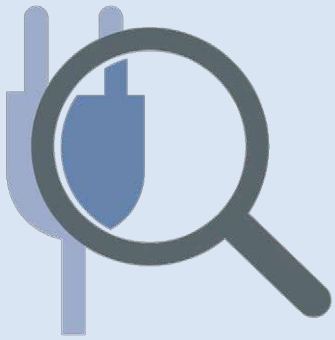


Abbildung 55: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind äußerst vielschichtig[52]. 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. In den letzten Jahren sind auch die Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien einschließlich der Kosten für Einspeisemanagement zu einem Faktor unterschiedlicher Netzentgelthöhen geworden. Erneuerbare-Energien-Anlagen werden vorwiegend in ländlichen Gebieten errichtet, so dass hier die entsprechenden Kosten anfallen. Auch das Alter der Netze spielt eine Rolle. Ältere Netze mit geringeren Restwerten sind für den Netznutzer günstiger als neue Netze. Ebenfalls von Relevanz ist die Qualität der Netze, da diese 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 verstärkte Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen wie Redispatch und der Einsatz 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 sollen die Entgelte auf Übertragungsnetzebene schrittweise vereinheitlicht werden, 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, auf alle Netznutzer verteilt.

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



Die Höhe der Netzentgelte ist je nach Netzbetreiber und Region unterschiedlich. Die Ursachen dafür sind vielschichtig und hängen 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.

• Kosten für die Integration der Erneuerbaren Energien-Anlagen einschließlich der Kosten für Einspeisemanagement.

• Alter der Netze: Ältere Netze mit geringen Restwerten sind für die Netzbetreiber günstiger als neue Netze.

• Qualität der Netze: Diese hat Einfluss auf die Erlösobergrenze.

• Entgeltpolitik der Netzbetreiber, Nutzung von Spielräumen bei der Kostenzuschlüsselung von Kosten zu Netzebenen und Nutzergruppen

6.4 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 i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV sind – 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.

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.

Vermiedene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene
in Mio. Euro

Netz- und Umspannebene	2013 Ist-Werte	2014 Ist-Werte	2015 Ist-Werte	2016 Ist-Werte	2017 Ist-Werte	2018 Plan-Werte
HöS/HS	67	64	2	4	16	21
HS	479	594	640	860	1.321	612
HS/MS	88	84	92	110	140	74
MS	466	550	594	661	798	477
MS/NS	37	37	36	50	45	37
NS	142	160	420	168	206	123
Gesamt	**1.279**	**1.489**	**1.784**	**1.852**	**2.526**	**1.344**

Tabelle 48: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene

Aus der Tabelle wird deutlich, dass die Summe der vermiedenen Netzentgelte insgesamt kontinuierlich bis zum Jahr 2017 angestiegen ist. Der Kostenanstieg ist 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 insbesondere Gegenstand eines Missbrauchsverfahrens bei der Bundesnetzagentur (Az. BK8-17/3764-01-M). In diesem Verfahren ging es um ein Großkraftwerk, das seine Leistung regelmäßig ins Höchstspannungsnetz einspeist. Das Kraftwerk wurde zusätzlich durch Einbau eines Phasenschiebertransformators ertüchtigt, um nennenswerte Leistung ins unterlagerte Hochspannungsnetz abzugeben. Derartige Kraftwerke erfüllen nicht die Voraussetzungen des § 18 StromNEV, da es sich nicht um dezentrale Erzeugungsanlagen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes handelt. Folglich können sie nach Entscheidung der Beschlusskammer 8 keine vermiedenen Netzentgelte erhalten. Gegen diesen Beschluss ist ein Beschwerdeverfahren beim Oberlandesgericht Düsseldorf anhängig. In einem anderen Verfahren, in dem das betreffende Kraftwerk ausschließlich in das Höchstspannungsnetz einspeiste, hat der Bundesgerichtshof vermiedene Netzentgelte für unzulässig erklärt (Bundesgerichtshof, Beschl. v. 27.02.2018, Az. EnVR 1/17).

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 wirkt der Leitungsausbau des vorgelagerten Netzes langfristig erhöhend auf die vermiedenen Netzentgelte.

Die steigenden Offshore-Ausbaukosten auf der Transportnetzebene führen zu steigenden vorgelagerten Netzkosten und damit steigenden Netzentgelten in den Verteilernetzen.

Durch das Netzentgeltmodernisierungsgesetz, das am 30. Juni 2017 vom Bundestag beschlossen wurde, werden die Vergütungen von volatilen Erzeugungsanlagen schrittweise reduziert. 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, dabei:

- Bereinigung des Preisblatts 2016 um Offshore-Anschlusskosten und Erdkabelkosten der Übertragungsnetzkosten ab 2018.

Insofern ist im Planansatz 2018 ein erstes Indiz für die Auswirkungen des Gesetzes zu erkennen. Die vermiedenen Netzentgelte werden in deutlich geringerem Umfang in der Erlösobergrenze des Jahres 2018 berücksichtigt. Teilweise kann es zukünftig zu Kompensationen in der EEG-Umlage kommen, da weniger vermiedene Netzentgelte für volatile Bestandsanlagen die EEG-Umlage entlasten.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur verbleibt auch noch nach Umsetzung des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes Reformbedarf an dem verbliebenen System der vermiedenen Netzentgelte, um Fehlanreize und Windfall-Profits zu minimieren.

6.5 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. 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.

Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen
in Mio. Euro

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

Tabelle 49: 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.

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

6.6 Netzübergänge Strom

Gemäß § 26 Abs. 2-5 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, welcher Anteil der Erlösobergrenze zwischen den beteiligten Netzbetreibern übertragen wird. Ein teilweiser Netzübergang tritt insbesondere dann auf, wenn in einem Verfahren für eine Wegerechtskonzession in einer Kommune ein anderer Netzbetreiber das Recht zum Betrieb der Energieversorgungsnetze übernimmt (§ 46 EnWG). Zuständig in der Bund-Länder-Verteilung ist immer die Regulierungsbehörde des abgebenden Netzbetreibers.

Durch die 2016 in Kraft getretene ARegV-Novelle hat sich das diesbezügliche Verfahren wesentlich verändert. Nach dem seit September 2016 geltenden § 26 Abs. 3-5 ARegV sind bei einem teilweisen Übergang eines Energieversorgungsnetzes die Anteile der Erlösobergrenzen für den übergehenden Netzteil durch die Regulierungsbehörde von Amts wegen festzulegen, wenn die Parteien sich nicht verständigen.

Bis zum 31. Dezember 2017 wurden bei der Bundesnetzagentur für den Strombereich 94 Anträge für Netzübergänge in dem Jahr 2017 gestellt. Die nachstehende Übersicht veranschaulicht die Anträge aus den letzten drei Jahren.

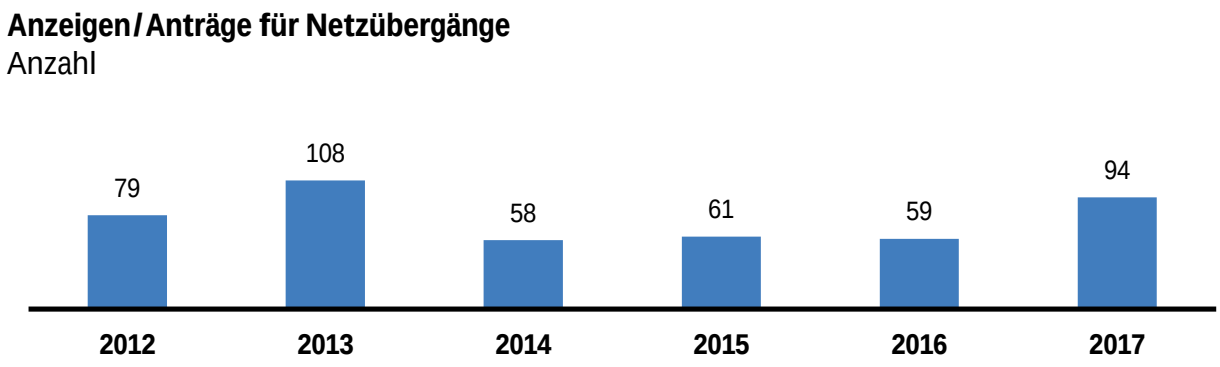


Abbildung 56: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge

Im Jahr 2017 konnten durch die Beschlusskammer 8 über 209 Netzübergänge entschieden werden.

6.7 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 2016 ist die Anzahl der Letztverbraucher mit tatsächlich gewährten individuellen Netzentgelten stetig gewachsen. Im Bereich der atypischen Netznutzung wurden im Jahr 2016 bei der Bundesnetzagentur insgesamt 3.375 Anzeigen mit realisierter Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte registriert (siehe Tabelle 50).

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

	Endbestand in 2014	Endbestand in 2015	Endbestand in 2016	Endbestand in 2017*	Neuzugänge in 2018	Endbestand in 2018*
Abgerechnete individuelle Netzent-geltvereinbarungen	1.500	2.987	3.375	4.124	802	4.926
Jahresarbeit in TWh	8,6	25,3	25,8	29,5	6,0	35,5
Reduzierungs-volumen in Mio. Euro	85,6	292,2	310,8	341,5	26,9	368,4

* Die Angaben für die Jahre 2017 und 2018 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte.

Tabelle 50: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung

Die summarische Reduktion bei den abgerechneten Netzentgelten lag für diese Letztverbrauchergruppe nach der weiterhin vorläufigen Prüfung für das Jahr 2016 bei ca. 310,8 Mio. Euro. Ergebnisse der Ex-post-Prüfung für das Jahr 2017 liegen noch nicht vor.

Im Bereich der stromintensiven Netznutzung lag das gesamte realisierte Entlastungsvolumen im Jahr 2016 mit 388 Mio. Euro deutlich höher (siehe Tabelle 51). Diese Reduktionssumme verteilte sich allerdings auf wesentlich weniger Anzeigen. Im Jahr 2016 waren dies insgesamt 317 Abnahmestellen von Letztverbrauchern wie Großbetriebe oder Industrieunternehmen mit besonders energieintensiven Produktionsprozessen. Die Ex-post-Prüfung der für die Jahre 2015 und 2016 eingereichten Abrechnungsunterlagen ist durch die Bundesnetzagentur nach aktuellem Zeitplan noch nicht vollständig abgeschlossen.

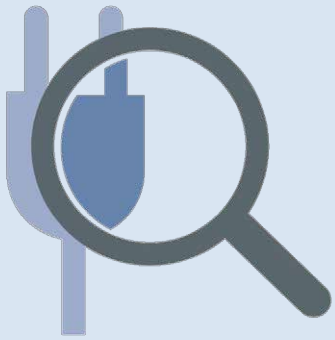
In der Jahresperiode 2018 sind bei der Bundesnetzagentur 802 weitere Anzeigen zum individuellen Netzentgelt eingegangen. Basierend auf einer ersten Einschätzung der vorliegenden Prognosedaten ist im Bereich der atypischen Netznutzung erneut mit einem Anstieg des summarischen Entlastungsvolumens auf etwa. 368 Mio. Euro bei insgesamt 802 angezeigten Abnahmestellen zu rechnen. Im Bereich der stromintensiven Netznutzung wird ebenfalls eine deutliche Zunahme der gewährten Netzentgeltentlastungen auf ca. 535 Mio. Euro erwartet. Die endgültigen Zahlen für das Jahr 2018 können erst nach Abschluss der Anzeigenprüfung sowie nach dem vollständigen Eingang der tatsächlich abgerechneten Daten bei der Berichtspflichterfüllung durch betroffene Letztverbraucher bekanntgegeben werden.

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

	Endbestand in 2014	Endbestand in 2015	Endbestand in 2016	Endbestand in 2017*	Neuzugänge in 2018	Endbestand in 2018*
Abgerechnete individuelle Netzentgeltvereinbarungen	255	275	317	389	60	449
Jahresarbeit in TWh	40,0	42,6	45,2	50,0	8,7	58,7
Reduzierungsvolumen in Mio. Euro	272,4	324,5	388,4	446,0	89,1	535,1

* Die Angaben für die Jahre 2017 und 2018 basieren auf Prognosen aus den eingereichten Anzeigen und gelten somit als geschätzte Werte.

Tabelle 51: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung



Individuelle Netzentgelte können von einzelnen berechtigten Unternehmen mit dem Netzbetreiber vereinbart werden und führen unter Einhaltung der rechtlichen Kriterien zu einer Reduzierung des Netzentgeltes für das jeweilige Unternehmen.

6.8 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.

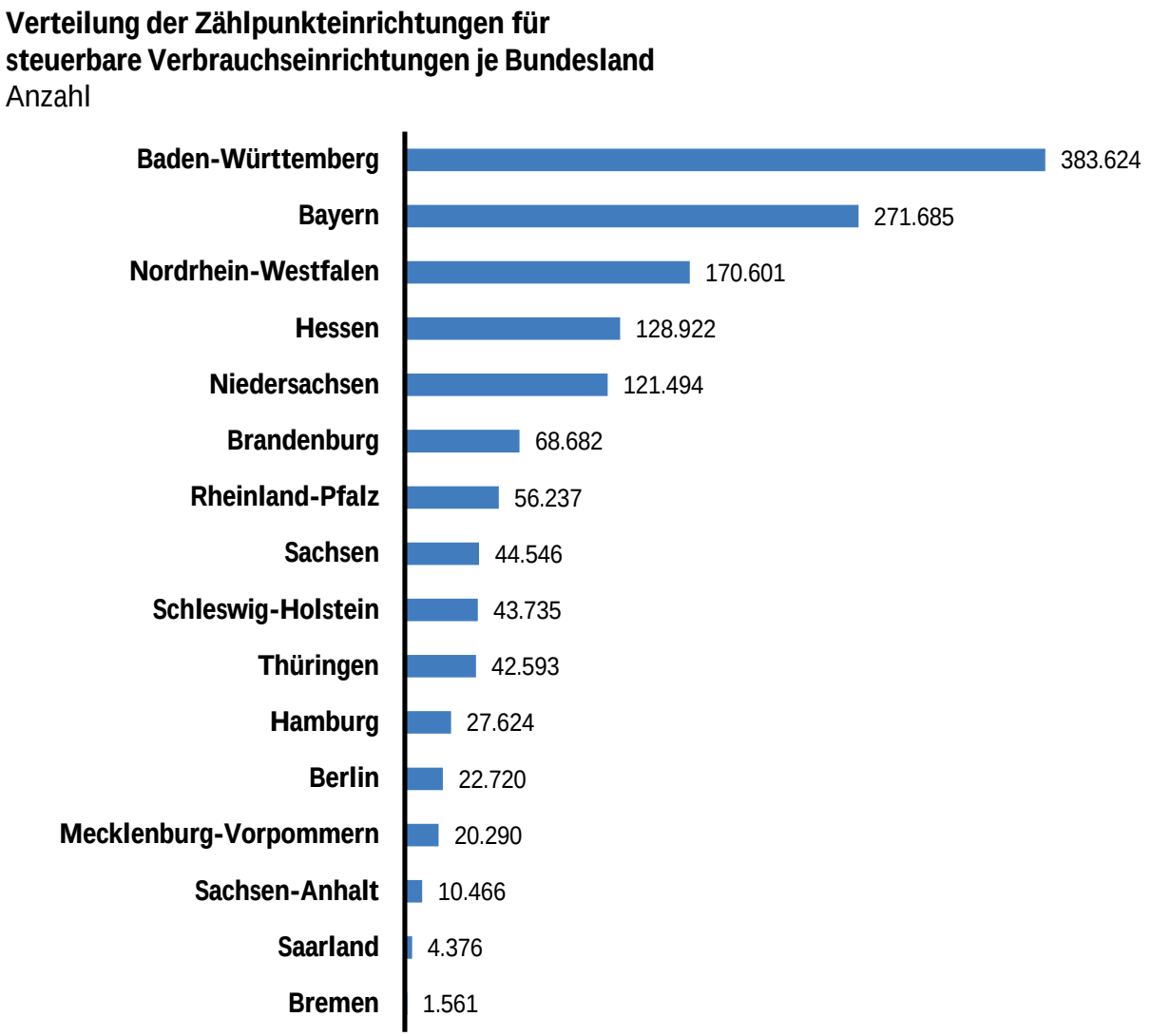


Abbildung 57: Verteilung der Zählpunkteinrichtungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland

Von den befragten 799 Netzbetreibern machen 635 Netzbetreiber von der Regelung Gebrauch und berechnen für 1.419.968 steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ist das eine geringe Erhöhung von etwa 3.000 Verbrauchseinrichtungen. In Abbildung 57 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.

Zählpunktverteilung steuerbarer Verbrauchseinrichtung
in Prozent

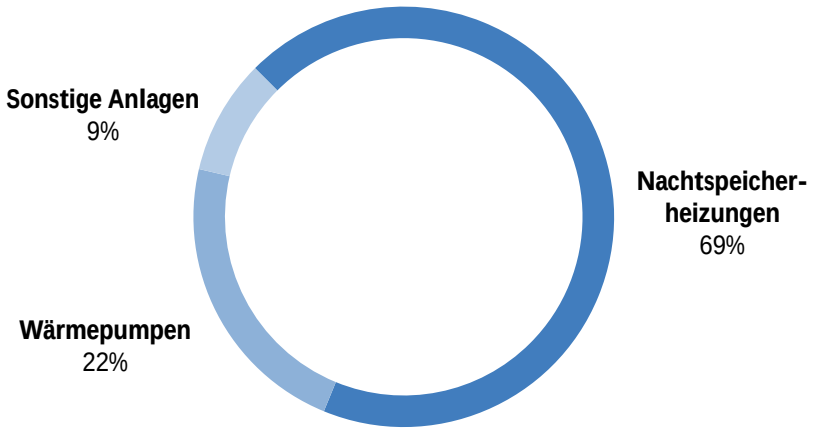


Abbildung 58: Zählpunktverteilung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten

Nach wie vor handelt es sich bei den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nahezu ausschließlich um Einrichtungen zum Heizen (vgl. Abbildung 58). 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 4 Prozentpunkte geringer, wohingegen die Anteile von Wärmepumpen, Direktheizungen sowie Ladeeinrichtungen entsprechend gestiegen sind.

Im Gegenzug für die Steuerbarkeit gewähren die Netzbetreiber eine durchschnittliche Reduzierung des Netznutzungsentgeltes von 57 Prozent, was einem absoluten Nachlass von 3,53 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 83 Prozent des Netznutzungsentgeltes, der niedrigste hingegen nur 11 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 3 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 59 dargestellt.

Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen
in Prozent

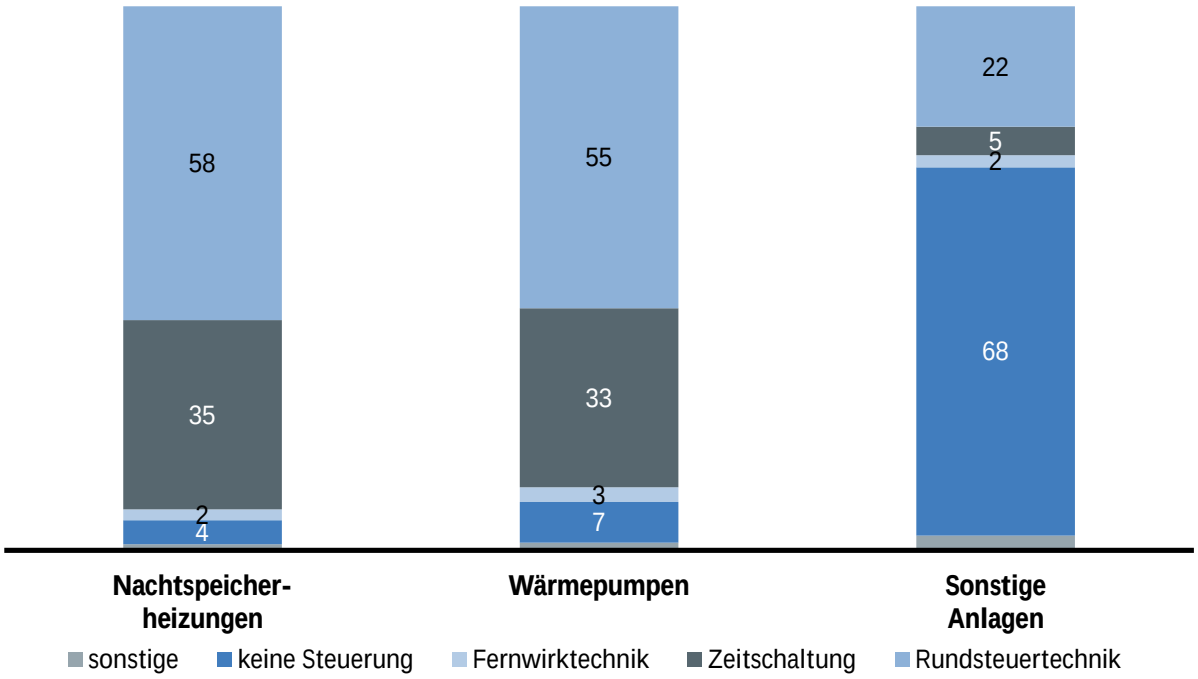
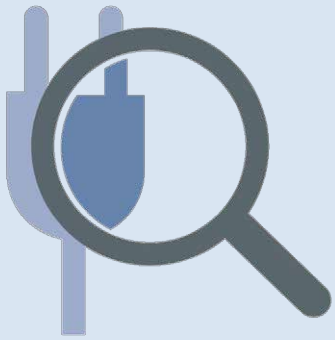


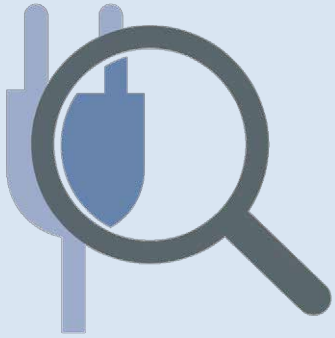
Abbildung 59: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

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.



Verbraucher können von deutlich verringerten Netzentgelten profitieren, wenn sie im Gegenzug ihre Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen durch die Verteilernetzbetreiber steuern lassen.

7. Elektromobilität/Ladesäulen



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.

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. Darüber hinaus können der Bundesnetzagentur freiwillig 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 2. Juli 2018 insgesamt 5.890 Ladeinrichtungen mit 11.740 Ladepunkten angezeigt. Dabei handelt es sich um 10.105 Ladepunkte mit einer Ladeleistung von höchstens 22 kW (Normalladepunkte) und 1.635 Schnellladepunkte.

Laut Veröffentlichung des Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV) beläuft sich im Vergleich dazu die Anzahl der Kraftstofftankstellen in Deutschland im Jahr 2018 auf 14.478 Standorte. Die Anzahl der Deutschen Tankstellen ist leicht rückläufig.[53]

Die gemeldeten Ladepunkte verteilen sich wie folgt auf die Bundesländer:

Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer

Bundesländer	Ladeeinrichtungen	Ladepunkte	davon Schnellladepunkte
Baden-Württemberg	801	1.525	315
Bayern	1.176	2.471	304
Berlin	341	662	38
Brandenburg	68	138	18
Bremen	38	78	8
Hamburg	390	786	50
Hessen	497	988	141
Mecklenburg-Vorpommern	75	141	20
Niedersachsen	550	1.048	184
Nordrhein-Westfalen	997	1.981	165
Rheinland-Pfalz	242	469	148
Sachsen	194	408	55
Sachsen-Anhalt	84	168	45
Schleswig-Holstein	228	457	68
Thüringen	199	397	68
Saarland	10	23	8

Tabelle 52: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2018)

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.

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

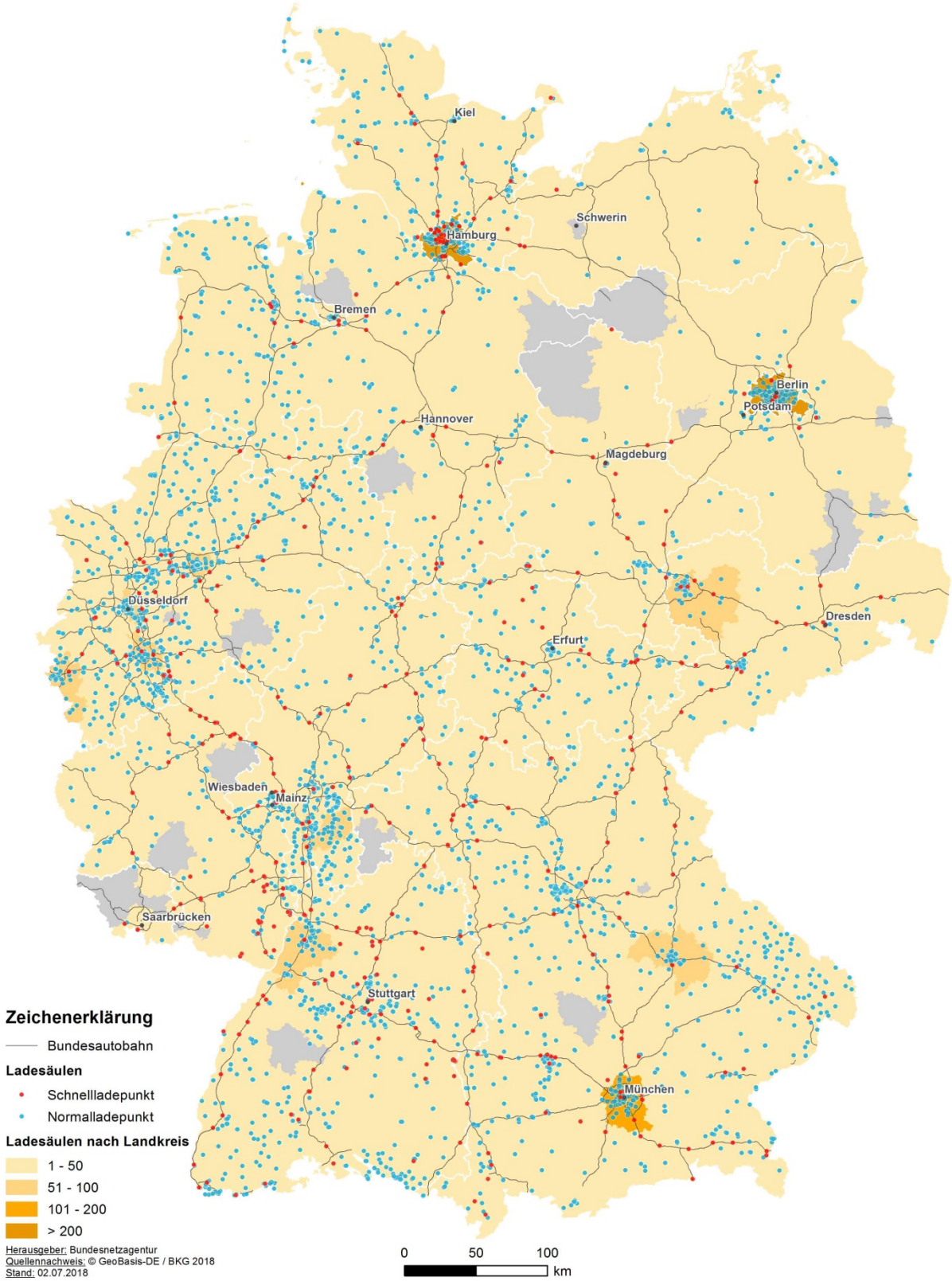


Abbildung 60: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2018

Durch die Veröffentlichung der Ladesäulenkarte ist die Anzahl der Anzeigen von Ladeeinrichtungen durch die Ladesäulenbetreiber gestiegen. Insbesondere wurden nicht meldepflichtige Ladeeinrichtungen vermehrt

angezeigt. So konnte die Anzahl der gemeldeten Ladepunkte in den ersten Monaten nach der Veröffentlichung nahezu verdoppelt werden. Die folgende Grafik zeigt die Entwicklung der Anzahl der pro Monat gemeldeten Ladepunkte seit der Veröffentlichung im April 2017.

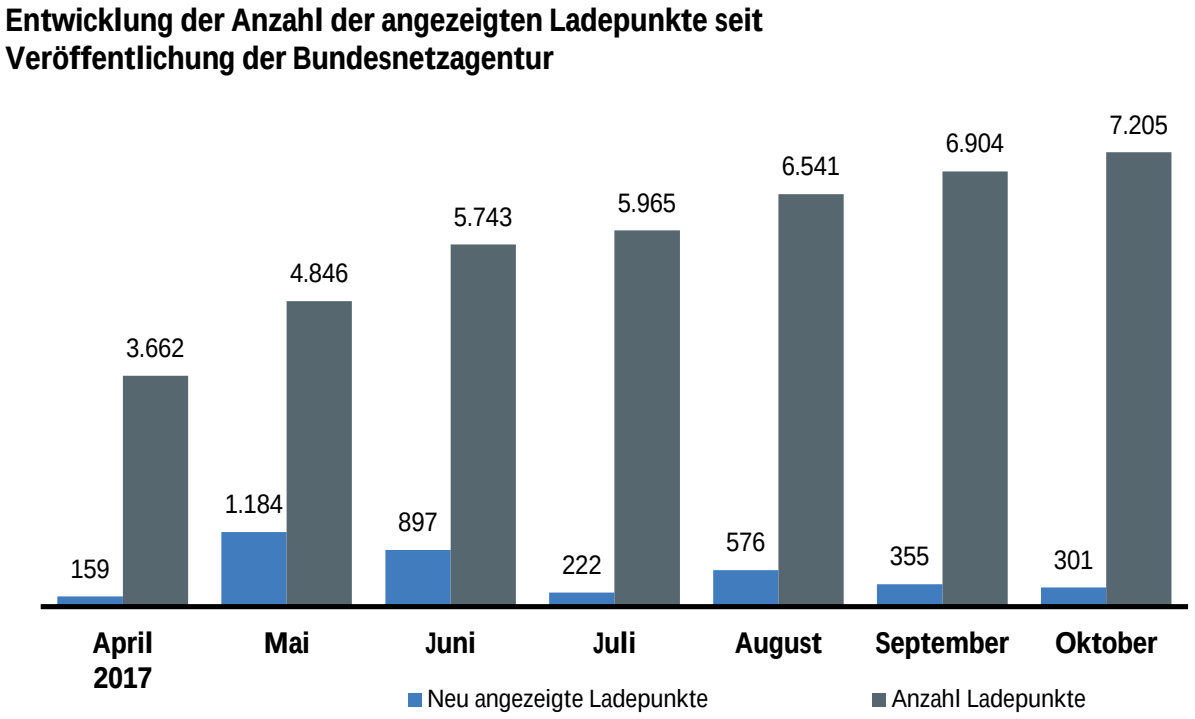


Abbildung 61: Entwicklung der Anzahl der angezeigten Ladepunkte seit Veröffentlichung der Bundesnetzagentur

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. Hier unterscheiden sich die Anforderungen noch zwischen Normal- und Schnellladepunkten. 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 auf alle gemeldeten Ladepunkte. 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 Ladeleistungen der Ladepunkte verteilen sich wie in Abbildung 63 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 (DC Kupplung Combo) und 50 kW (DC CHAdeMO).

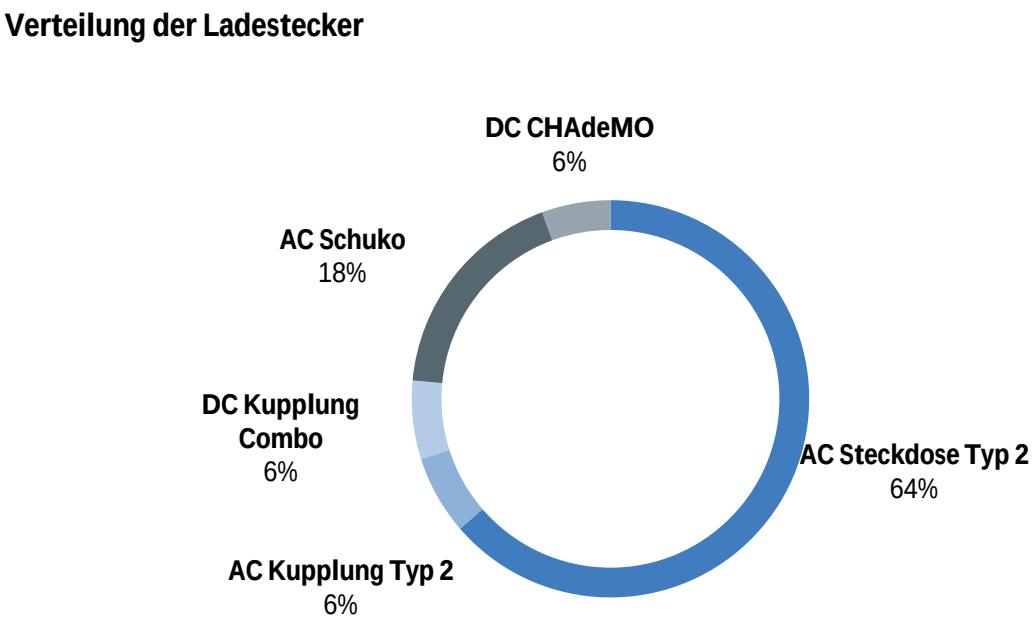


Abbildung 62: Verteilung der Ladestecker

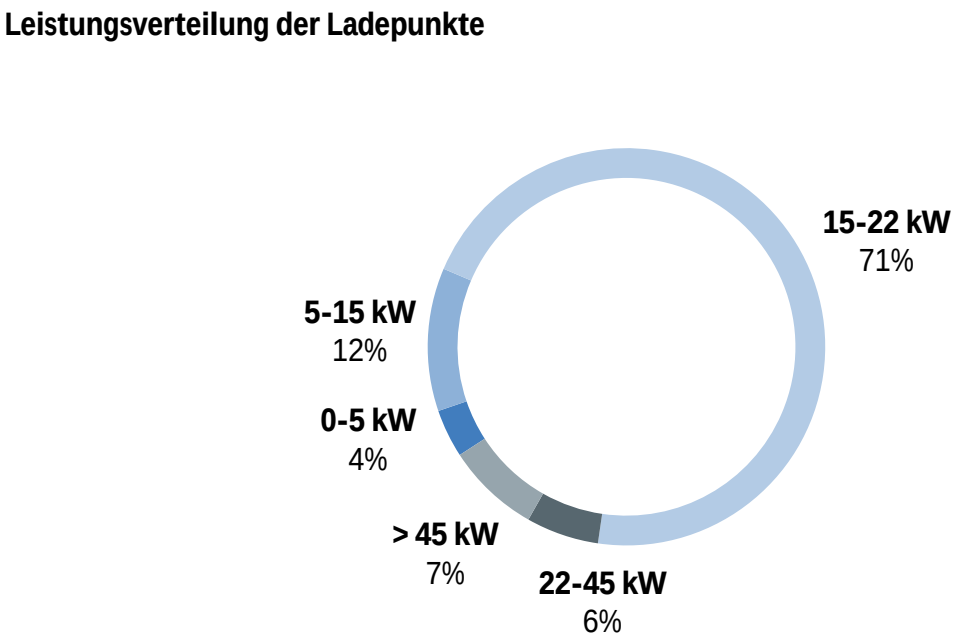


Abbildung 63: Leistungsverteilung der Ladepunkte

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-Frequenzhaltung durch Vorhaltung und Einsatz der drei Regelleistungsarten: 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- sowie Countertradingmaßnahmen[54] sowie Einspeisemanagementmaßnahmen von ÜNB und VNB. Die Vorhaltung und der Einsatz von Netzreservekraftwerkskapazitäten und abschaltbare Lasten nach 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 2017 auf rund 1.983,1 Mio. Euro gestiegen (2016: 1.464,9 Mio. Euro).

Hauptkostenblöcke waren im Jahr 2017 die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 479,9 Mio. Euro (2016: 285,7 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 291,6 Mio. Euro (2016: 222,6 Mio. Euro), die geschätzten Entschädigungsansprüche für Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von 609,9 Mio. Euro (2016: 372,7 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 145,5 Mio. Euro (2016: 198,1 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 280,4 Mio. Euro (2016: 304,8 Mio. Euro). Die saldierten Vorhaltekosten für Regelenergie sanken um 52,6 Mio. Euro. Ein Grund hierfür ist das abermals zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten. Die Kosten für Verlustenergie verringerten sich von 2016 auf 2017 um rund 24,4 Mio. Euro.

Deutlich erhöht haben sich hingegen die Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Die Kosten für Redispatch und Countertrading stiegen jeweils um 169 Mio. Euro bzw. 17,2 Mio. Euro an. Gestiegen sind abermals auch die Kosten für die Netzreservekraftwerke. Die Vorhaltekosten der Netzreservekraftwerke erhöhten sich im Vergleich zu 2016 um 113,3 Mio. Euro. Die Höhe der Vorhaltekosten der Netzreservekraftwerke ist neben der kontrahierten Menge abhängig von den spezifischen Kraftwerkstypen in der Netzreserve. Durch den häufigen Einsatz der Netzreservekraftwerke im Jahr 2017 stiegen deren Einsatzkosten nach vorläufigen Schätzungen um etwa 81 Mio. Euro an.

---

[54] Countertradingmaßnahmen werden von den Übertragungsnetzbetreibern genutzt, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie werden 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.

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

Stark angestiegen sind auch die geschätzten Entschädigungsansprüche für die Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen im Rahmen des EinsMan. Diese beliefen sich auf rund 609,9 Mio. Euro und sind damit im Vergleich zum windarmen Jahr 2016 um 237,2 Mio. Euro gestiegen.

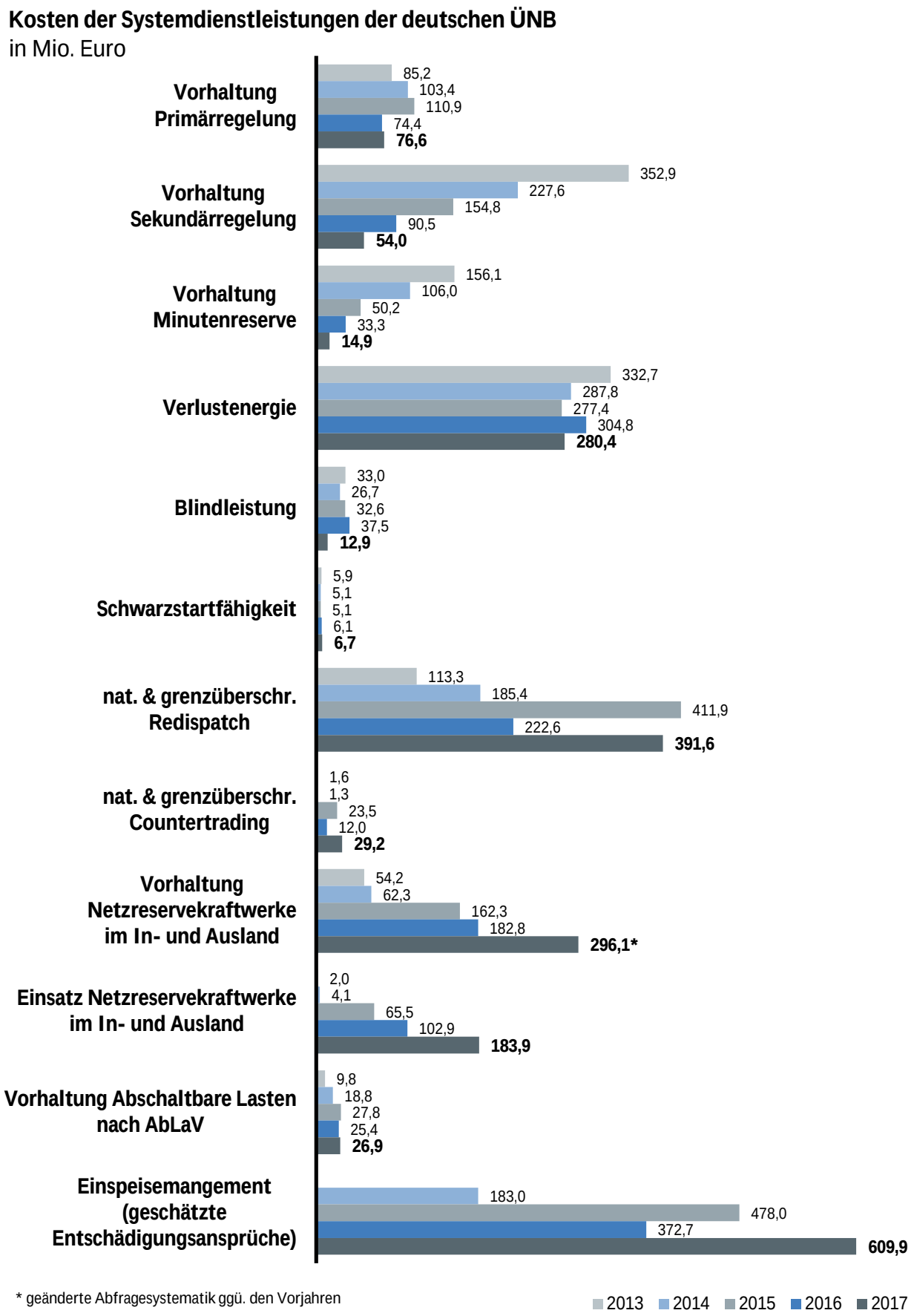


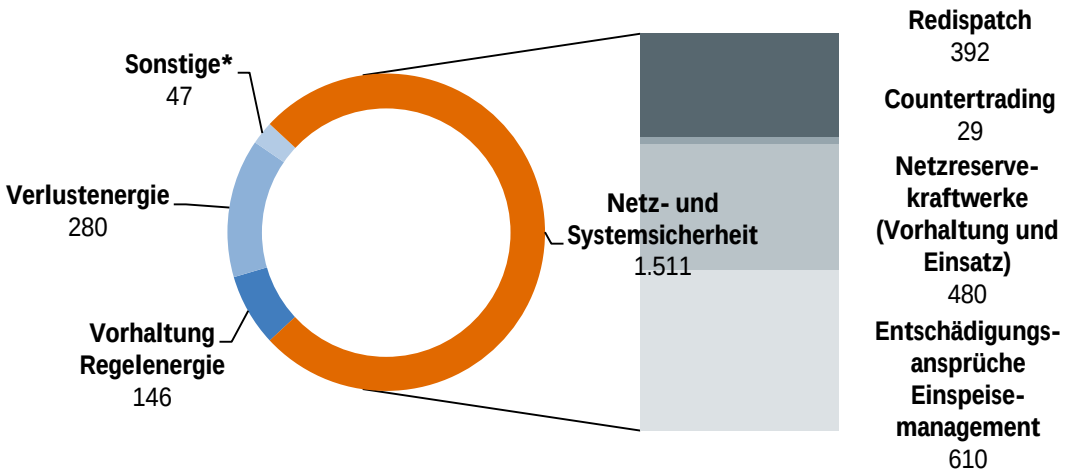
Abbildung 64: Kosten der Systemdienstleistungen im Zeitraum von 2013 bis 2017

Erklären lassen sich die stark gestiegenen Kosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen durch die gestiegene Anzahl der Abregelungen von Offshore Windenergieanlagen, die relativ gesehen eine höhere Entschädigung pro abgeregelter Ausfallarbeit bekommen und mit einer Ausnahmesituation Anfang des Jahres 2017. So hatte im Zeitraum von Anfang Januar bis Anfang Februar 2017 eine Kumulation von Umständen zu einer starken Belastung der Stromnetze geführt. Dazu trugen u.a. eine ungewöhnliche Lastflusssituation in Deutschland mit hohen Flüssen vor allem Richtung Süd-Westen, eine europaweite Kälteperiode und damit verbunden eine generell hohe Last bei gleichzeitig geringer Erzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen bei. Neben ungeplanten Nichtverfügbarkeiten deutscher Kraftwerke und bewussten Abschaltungen deutscher AKW aus Gründen der Vermeidung der Kernbrennstoffsteuer waren vor allem in Frankreich mehrere Kernkraftwerke nicht verfügbar.

Die Entwicklung der Kosten der Systemdienstleistungen von 2013 bis 2017 kann in Abbildung 64 nachvollzogen werden.

Zusammen mit den von den ÜNB und VNB geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber für EinsMan-Maßnahmen bilden die Kostenblöcke Redispatch, Netzreservekraftwerke und Countertrading die wesentlichen Kosten der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit.

Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2017
in Mio. Euro



*Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach AblaV

Abbildung 65: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2017

2. Regelenergie

Um die Leistungsbilanz und die Frequenz des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten, d. h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen Regelarbeit ein. Die Beschaffung der Regelleistung erfolgt seitens der ÜNB nach den Vorgaben der Festlegungen der Bundesnetzagentur BK6-10-097/098/099 aus dem Jahr 2011 in deutschlandweiten Ausschreibungen. Während die Kosten der Regelleistungsvorhaltung in die Netznutzungsentgelte einfließen,

wird die eingesetzte Regelarbeit in Form von Ausgleichsenergie mit den Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen (z.B. Händler, Lieferanten) abgerechnet.

Seit dem Jahr 2010 besteht der Netzregelverbund (NRV) aus den Regelzonen der vier regelzonenverantwortlichen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW). Der modular aufgebaute NRV verhindert die Aktivierung gegenläufiger SRL und dimensioniert den Regelleistungsbedarf gemeinsam für alle Regelzonen. Zudem schafft der NRV einen deutschlandweit einheitlichen, integrierten Marktmechanismus für SRL und MRL und führt zu einem kostenoptimalen Einsatz der Regelleistung für ganz Deutschland. Die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen werden saldiert, so dass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden muss. Dies verhindert das „Gegeneinanderregeln“ nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung. Im Rahmen des internationalen NRVs (IGCC – International Grid Control Cooperation) existiert mittlerweile mit den Ländern Dänemark, Niederlande, Schweiz, Tschechien, Belgien, Österreich und Frankreich eine Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“. Diezunehmende Kooperation spiegelt sich im Rückgang der ausgeschriebenen Leistung und auch der in Anspruch genommenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit wider.

Regelleistung wird gemäß den erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur zur PRL, SRL und MRL beschafft.[56] 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 Regelenergiemärkten 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.[57] 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.

2.1 Ausschreibungen für Regelleistung

Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch die Vergrößerung des Marktgebietes, durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerbspotenzial bei. So betrug die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelenergie bis zum 26. April 2018 38 bei der SRL und 46 Anbieter für die

[56] Die Festlegungen der Beschlusskammer 6 zur Regelleistung (BK6-15-158, BK6-18-019, BK6-15-159, BK6-18-020) können hier eingesehen werden: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6_21_Abgeschlossene_Verfahren/AbgeschlosseneVerfahren-node.html

[57] In einem bis Ende 2017 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.

MRL).[58] Die Anzahl der PRL-Anbieter betrug 24. Die in den vergangenen Jahren stark gewachsene Zahl der Anbieter von Regelenergiedienstleistungen verdeutlicht die Attraktivität dieses Marktes.

Tabelle 53 zeigt die Leistungsspannen der in den Jahren 2012 bis 2017 jeweils ausgeschriebenen Mengen an PRL, SRL sowie MRL. Die Menge der maximal und minimal ausgeschriebenen SRL (positiv und negativ) ist gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. Die Menge der maximal und minimal ausgeschriebenen MRL (positiv und negativ) ist ebenfalls gesunken. Die Spannen zwischen der minimalen und maximalen Ausschreibungsmenge der SRL (pos./ neg.) und der positiven MRL (pos./ neg.) haben sich verringert. Die Spanne der negativen MRL hat sich hingegen vergrößert. Der Bedarf an PRL bewegt sich im Vergleich zum Jahr 2016 mit 603 MW auf einem ähnlichen Niveau und war übers Jahr weitestgehend konstant (2016: 583 MW).

Die im Jahr 2017 durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL lag bei 1.906 MW (2016: 2.009 MW). Im Vergleich zum Vorjahr ging in 2017 auch die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL auf 1.835 MW zurück (2016: 1.945 MW). Auch in der langfristigen Betrachtung ist festzustellen, dass die unterjährigen Schwankungen der ausgeschriebenen SRL seit dem Jahr 2010 moderat ausfallen (vgl. Abbildung 66).

[58] 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.

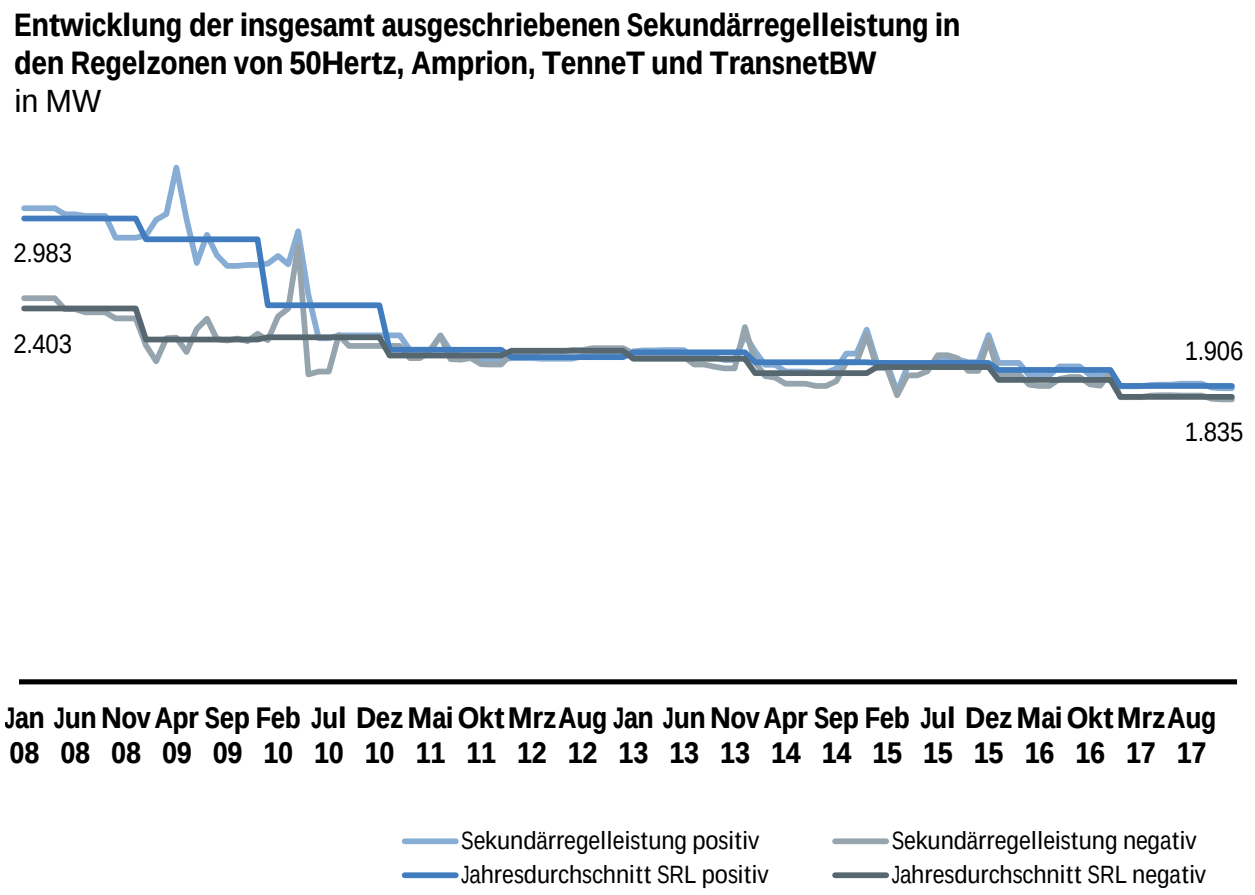


Abbildung 66: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Primärregelleistung	2013	576	593
	2014	568	578
	2015	568	578
	2016	583	583
	2017	603	603
Sekundärregelleistung (positiv)	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
Sekundärregelleistung (negativ)	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
Minutenreserveleistung (positiv)	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
Minutenreserveleistung (negativ)	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

Tabelle 53: Übersicht über die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

Bei der Vorhaltung von MRL ergibt sich in der langfristigen Betrachtung ein uneinheitlicheres Bild. Die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL ging in den Jahren 2010 bis 2012 sukzessive von 2.309 MW auf 1.907 MW zurück, während sie im Jahr 2014 bei durchschnittlich 2.376 MW lag. In 2017 fiel die

ausgeschriebene positive MRL im Vergleich zum Vorjahr deutlich auf durchschnittlich 1.318 MW (2016: 2.059MW). Der Bedarf an positiver MRL schwankte dabei von 1.131 bis 1.850 MW.

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

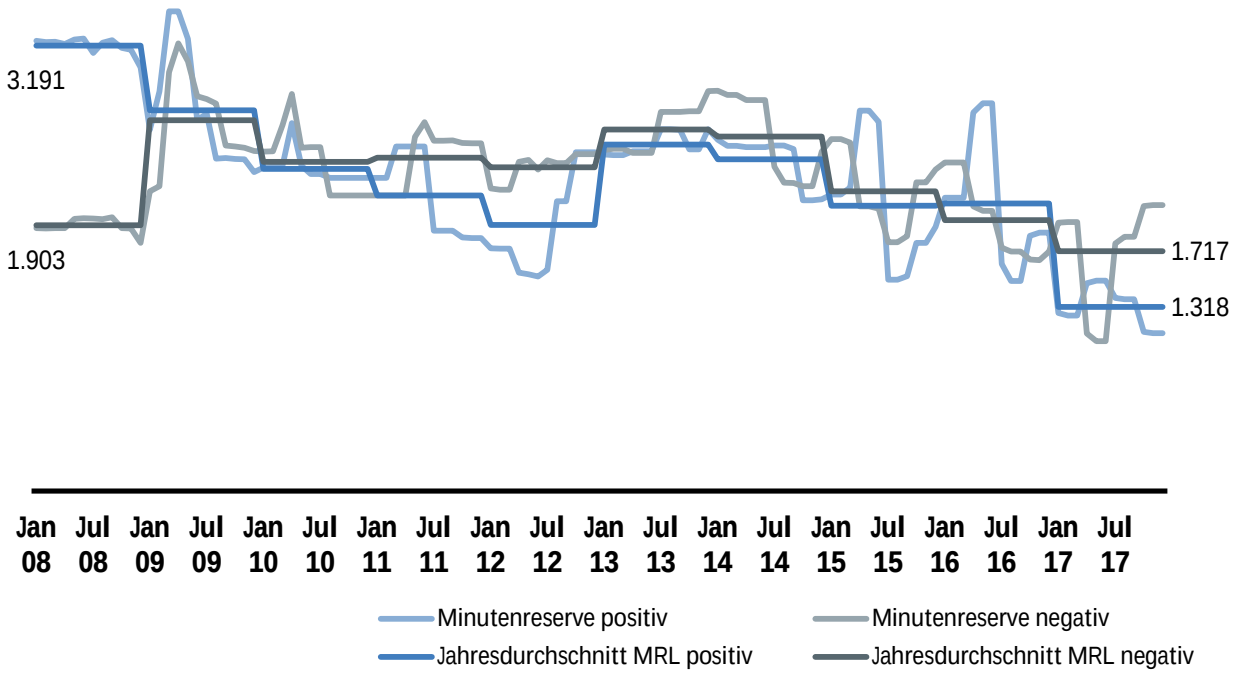


Abbildung 67: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die vorgehaltene negative MRL ist im Vergleich zum Vorjahresdurchschnittswert im Jahresmittel ebenfalls gesunken. 2017 wurden durchschnittlich 1.717 MW an negativer MRL ausgeschrieben (2016: 1.941). Dabei unterlag, wie bei der positiven MRL, die Ausschreibungsmenge der negativen MRL im Jahresverlauf jedoch erheblichen Schwankungen. Im Januar 2017 betrug die Höhe der ausgeschriebenen negativen MRL 1.922 MW, bis zum Juni 2017 reduzierte sich die Menge auf 1.072 MW, einem neuen Tiefstwert der ausgeschriebenen negativen MRL, und stieg im Dezember 2017 auf 2.048 MW an.

Insgesamt ist die unterjährige Veränderung der Ausschreibungsmengen der beiden MRL-Produkte im Vergleich zu den SRL-Produkten deutlich volatiler.

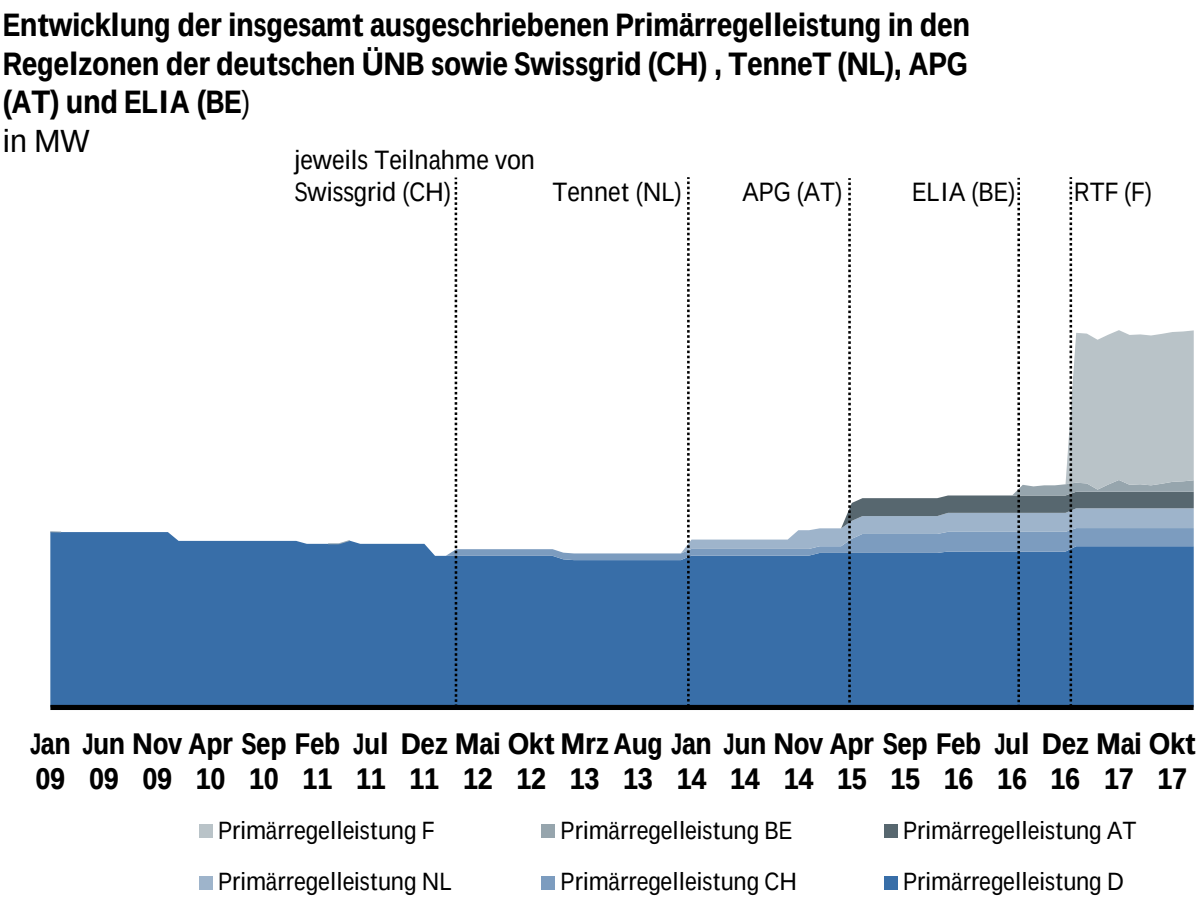


Abbildung 68: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT) und ELIA (BE)

Abbildung 68 zeigt, dass sich die Menge der ausgeschriebenen PRL auch im langfristigen Trend auf einem konstanten Niveau bewegt. Die deutschen ÜNB streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie anderen europäischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für PRL grenzüberschreitend zu harmonisieren. Seit März 2012 nimmt der schweizerische Netzbetreiber Swissgrid an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil und beschafft nach anfangs 25 MW nunmehr 68 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 74 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 2017 durchschnittlich 62 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 2017 durchschnittlich 31 MW beschafft, für Frankreich 561 MW. Auf diese Weise ist der europaweit größte Markt für PRL entstanden. Die gemeinsame Ausschreibung steht allen präqualifizierten Anbietern in den beteiligten Ländern offen und erfolgt unter Berücksichtigung der deutschen Regularien sowie unter Verwendung der bestehenden Ausschreibungssysteme.

2.2 Einsatz von Regelleistung

Anhand der Darstellung der insgesamt ausgeschriebenen SRL in Abbildung 66 ist zu erkennen, dass die vorgehaltene SRL im Zeitraum von 2011 bis 2017 auf einem ähnlichen, vergleichsweise niedrigen Niveau geblieben ist. Der tatsächliche Einsatz von SRL ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr 2016 nur leicht gestiegen.

Bezogen auf 2017 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,2 TWh (2016: 1,4 TWh) für positive SRL und 1,0 TWh (2016: 0,7 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr 2015 ist bei einer auf 2,2 TWh gestiegenen Gesamtarbeitssumme (2016: 2,2 TWh) erneut eine leichte Verschiebung in Richtung der positiven SRL zu beobachten.

Im Jahresmittel wurden 2017 etwa sieben Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und ca. 6,4 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass in insgesamt 22 Viertelstunden des Jahres Leistungen abgerufen wurden, welche mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung entsprechen, so dass sich der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

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.[59]

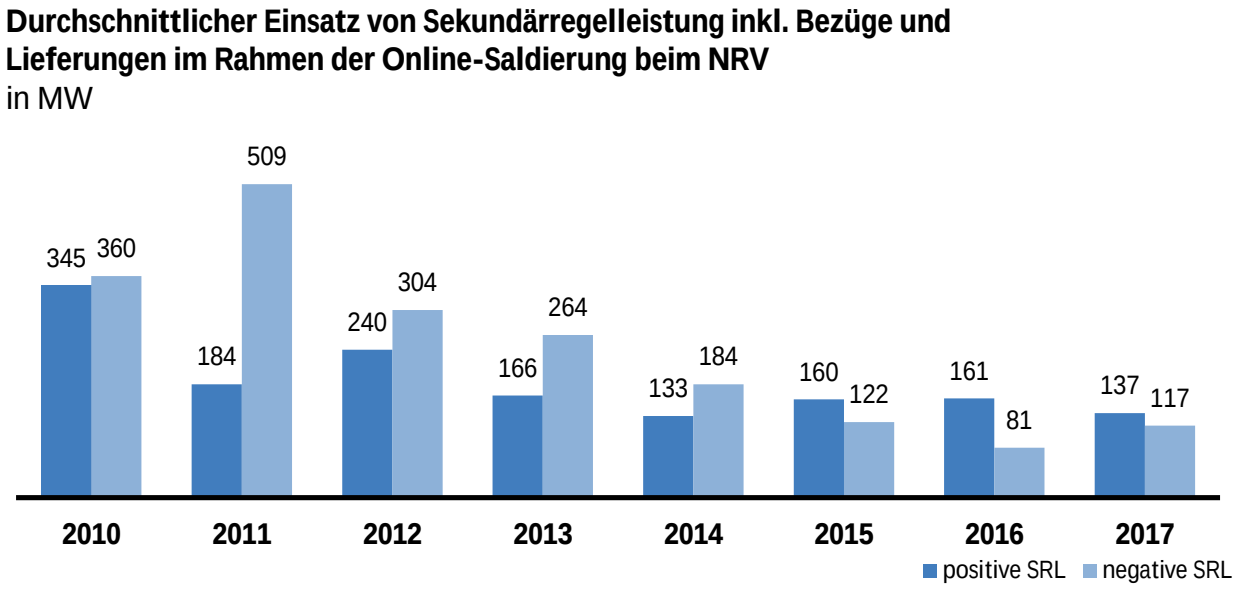


Abbildung 69: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

[59] https://smard.de/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22hour%22,%22from%22:1535148000000,%22to%22:1536097532454,%22moduleIds%22:%5B%5D,%22selectedCategory%22:null,%22activeChart%22:true,%22region%22:%22DE%22%7D

Mit insgesamt 4.998 Abrufen liegt die Einsatzhäufigkeit der MRL neun Prozent unter dem Vorjahreswert. Im Jahr 2017 wurde die negative MRL insgesamt 1.639-mal angefordert (2016: 1.216). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich in 2017 in Summe auf 3.359 Abrufe (2016: 4.108).

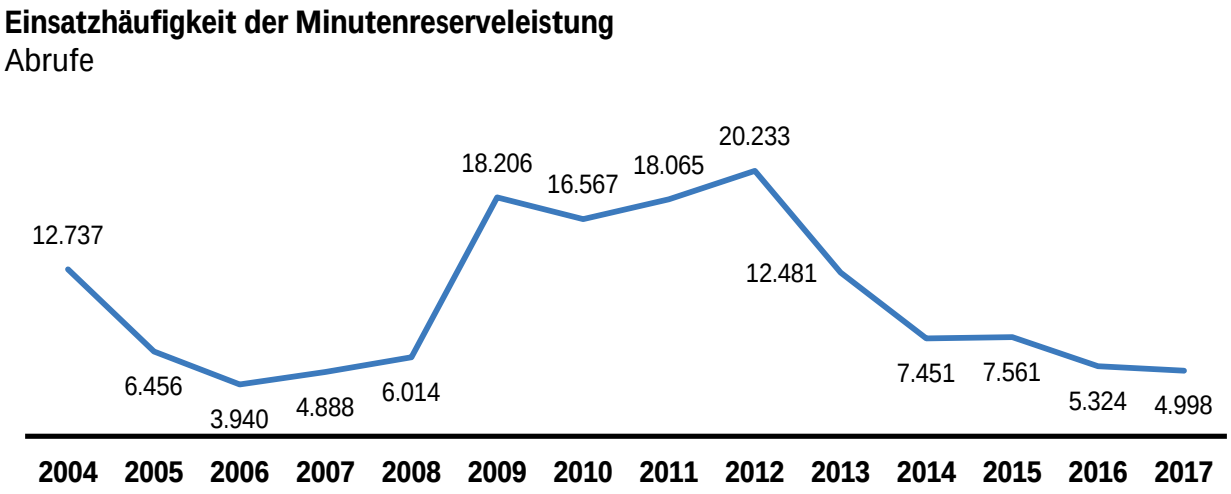


Abbildung 70: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

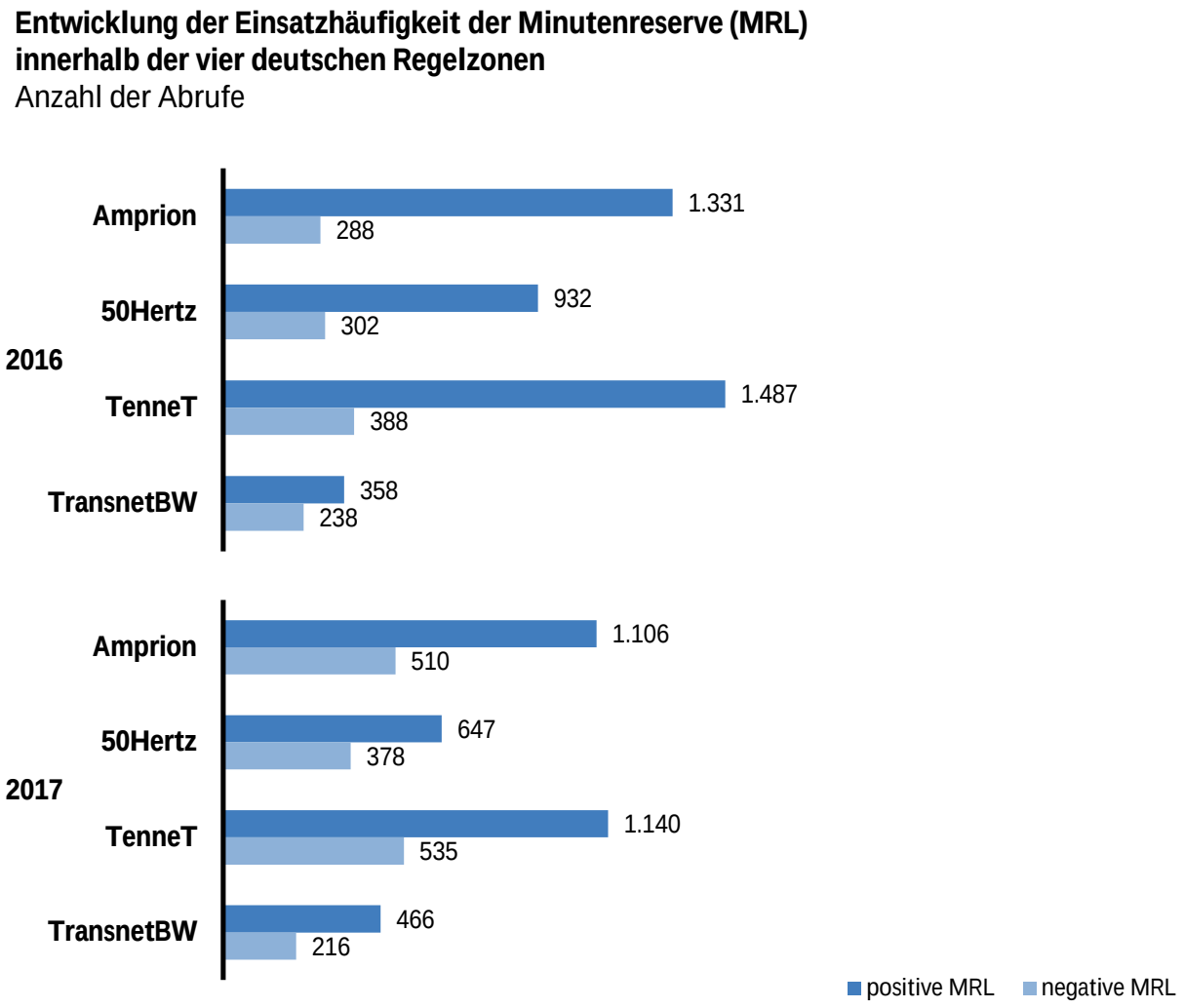


Abbildung 71: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2016 und 2017

Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit 138 MW in 2017 im Mittel etwas niedriger als im Jahr 2016 (149 MW). Mit 155 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2017 sank die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr 2016 (175 MW). Im Jahresmittel wurden 2017 jeweils etwa 10 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und knapp 9 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen MRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings, wie bei der SRL, zu beachten, dass in einigen Viertelstunden die vorgehaltene MRL nahezu vollständig abgerufen wurde. In 30 Fällen mussten mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung abgerufen werden, so dass sich auch hier der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

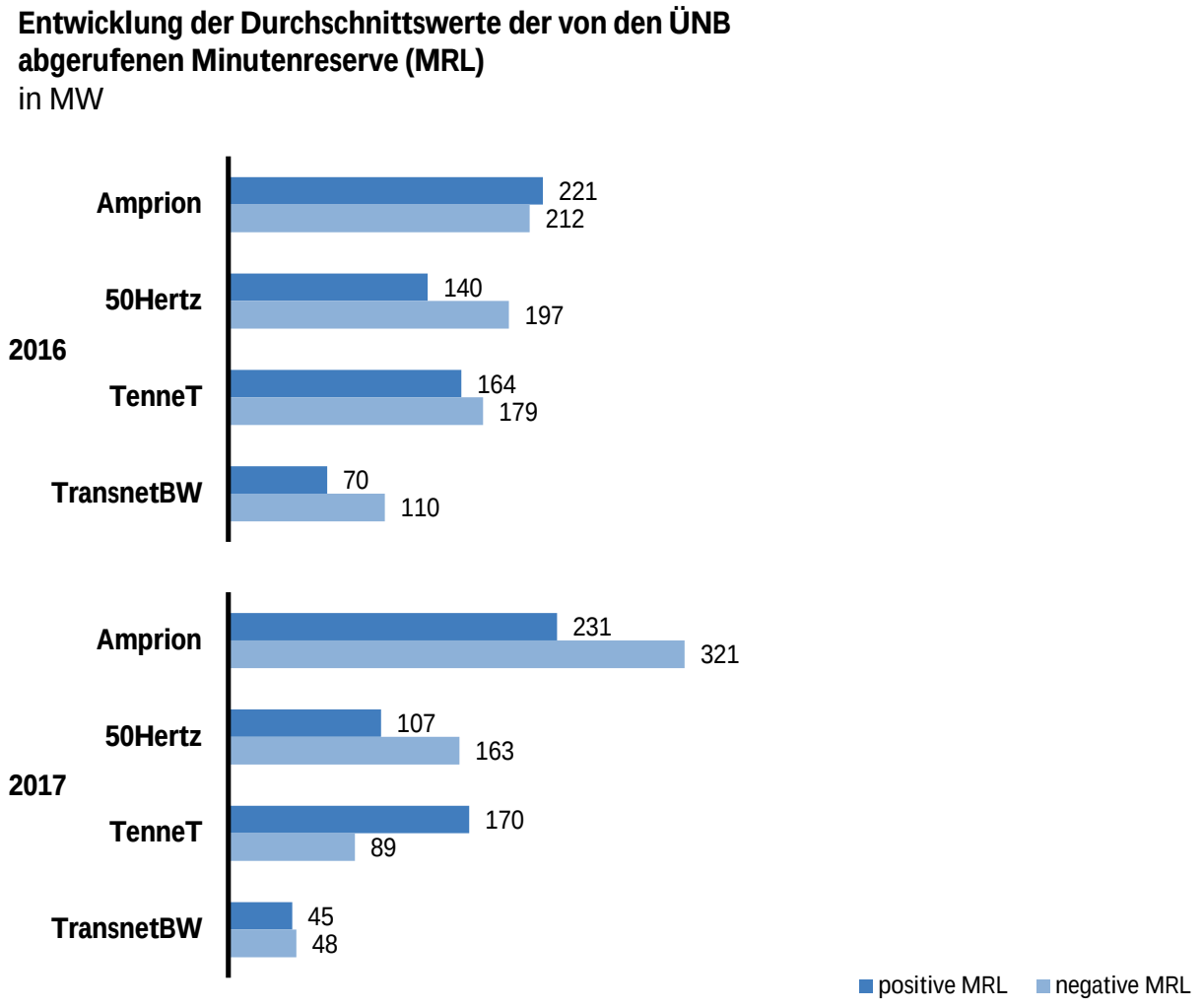


Abbildung 72: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2016 und 2017 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL)

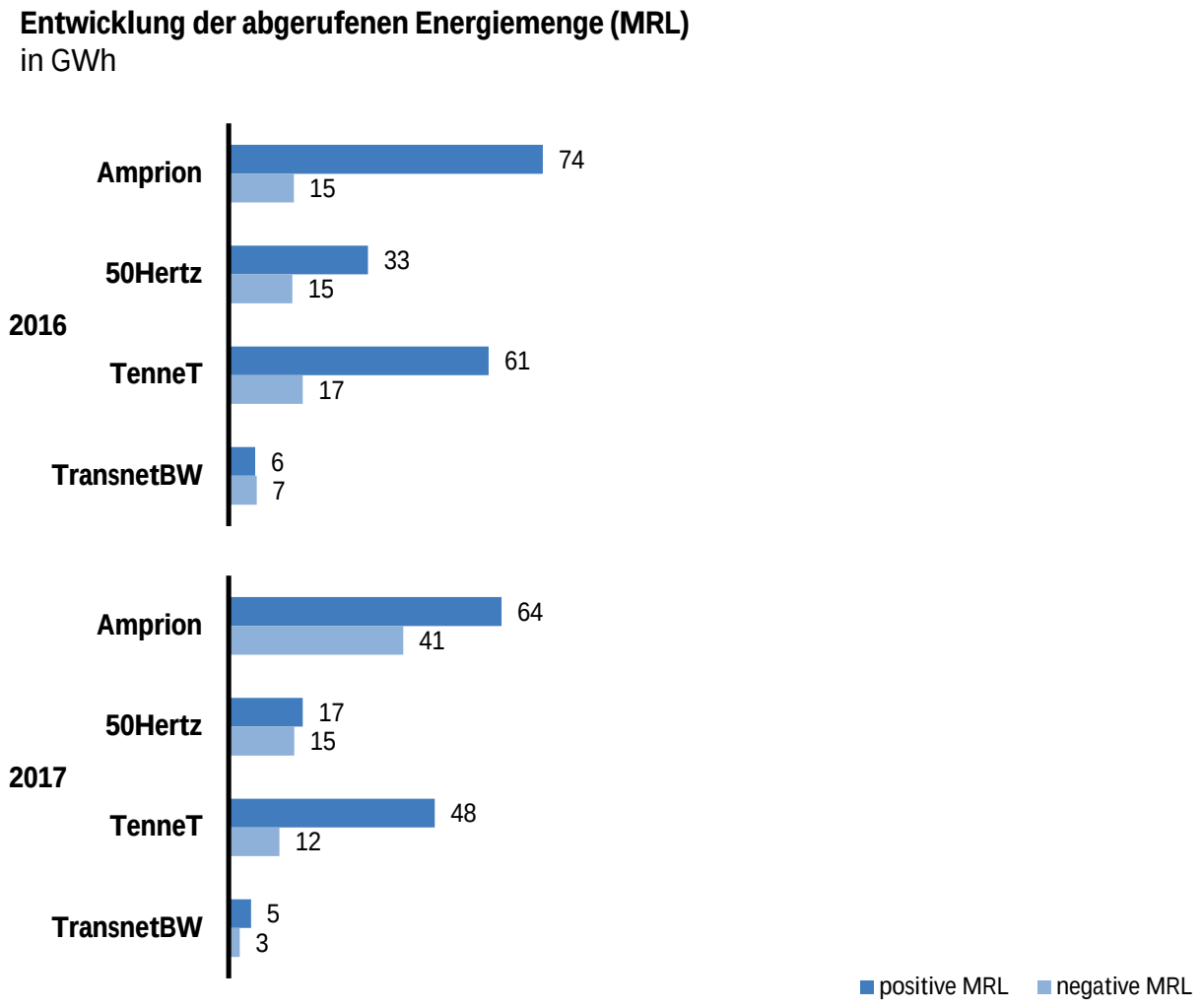


Abbildung 73: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2016 und 2017

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2017 eine Energiemenge in Höhe von etwa 134 GWh (2016: 174 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 71 GWh (2016: 54 GWh) eingesetzt. Damit zeigt sich erneut der Trend einer Verschiebung der Anteile der eingesetzten Minutenreservearbeit von negativ zu positiv.

In Abbildung 74 ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalenderwoche für den Zeitraum von 2009 bis 2017 dargestellt. Verdeutlicht werden die rückläufige Entwicklung der insgesamt durchschnittlich eingesetzten Leistung der SRL und MRL sowie eine Verringerung der Volatilität über den Zeitablauf.

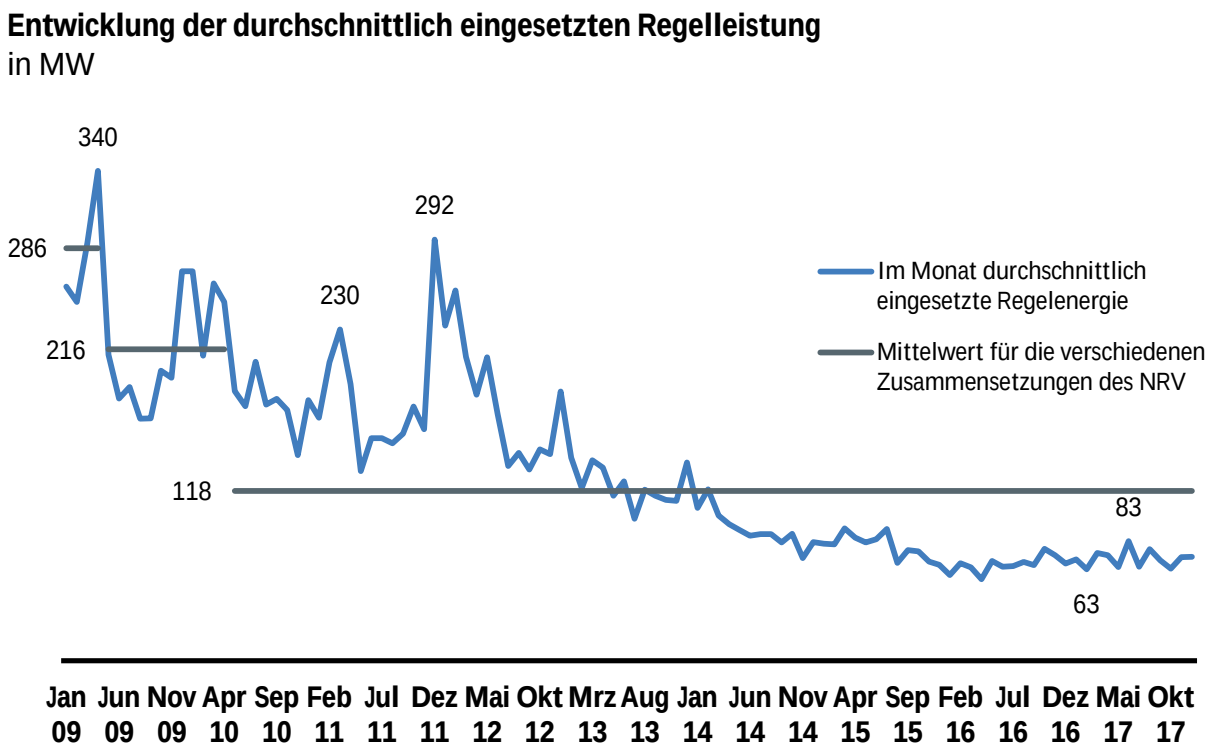


Abbildung 74: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL)

2.3 Ausgleichsenergiepreise

Bilanzkreisverantwortliche (Stromhändler, Lieferanten etc.) sind verpflichtet, ihren 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. Bilanzkreisungleichgewichte werden von den Übertragungsnetzbetreibern durch die Bereitstellung von Ausgleichsenergie egalisiert und zum Ausgleichsenergiepreis abgerechnet. Über den Ausgleichsenergiepreis werden die Kosten für den Abruf von Regelenergie auf die Verursacher, also die unausgeglichenen Bilanzkreise, umgelegt.

Seit Dezember 2012 ist durch Festlegung der Bundesnetzagentur die Reform des Ausgleichsenergiepreissystems wirksam. Ziel der Reform war es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante Bilanzkreisungleichgewichte zu vermeiden.

Der maximale Ausgleichsenergiepreis im NRV betrug 24.455 Euro/MWh in 2017. Auf diesen hohen Ausgleichsenergiepreis wird im Abschnitt „Ausgleichsenergiepreise am 17. Oktober 2017“ ab Seite 196 näher eingegangen. Insgesamt traten in 30 Viertelstunden Maximalwerte von über 500 Euro/MWh in 2017 auf.

Extreme regelzonenübergreifende einheitliche Ausgleichsenergiepreise können durch die angewandte mathematische Berechnungsformel auch bei einem nahezu ausgeglichenen NRV (Mengensaldo der abgerufenen Regelenergie im NRV ist nahe Null) auftreten. Man spricht 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.[60] 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. Weitere Erläuterungen zur Berechnungsmethode finden sich unter https://www.regelleistung.net/ext/static/rebap.

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

Tabelle 54: Maximale Ausgleichsenergiepreise

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Jahr 2017 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung) gegenüber dem Vorjahr deutlich höher bei 63,90 Euro/MWh (+27 Prozent). Im Falle eines negativen Regelzonensaldos (Überspeisung) belief er sich auf -12,89Euro/MWh und liegt unter dem Vorjahreswert (-9 Prozent). Der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis im Fall eines positiven Regelzonensaldos liegt somit etwa 60 Prozent[61] über dem Durchschnittspreis im Intraday-Handel (Peak) des Jahres 2017.

[60] Mitteilung der Bundesnetzagentur zur Anwendung des „Linearisierten Stufenmodells“: https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2012/2012_0001bis0999/2012_001bis099/BK6-12-024/BK6-12-024_Mitteilung_vom_20_04_2016.html?nn=269594

[61] Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intraday-Handels (Peak) von 38,1 Euro/MWh für das Jahr 2017.

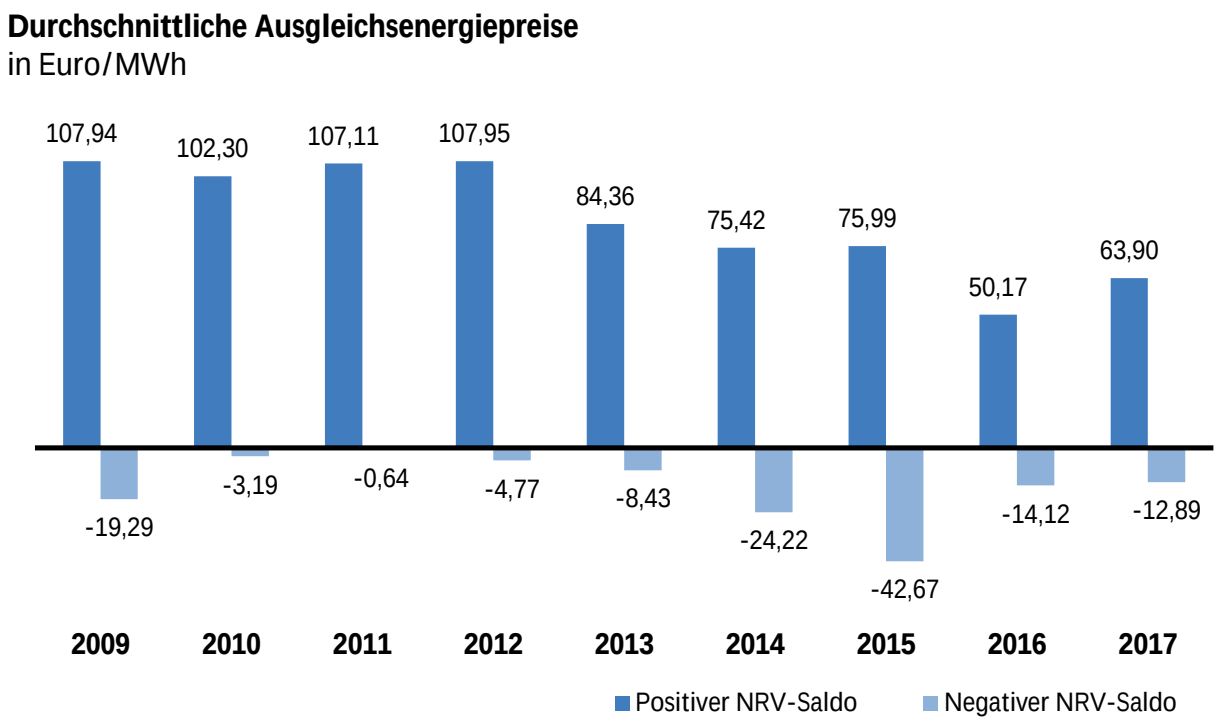


Abbildung 75: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2017

Im Folgenden ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2016 und 2017 im NRV dargestellt. Wie in den Vorjahren ist im Jahr 2017 bei einem negativen Regelzonensaldo eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 Euro/MWh zu erkennen. Darüber hinaus sind im Jahr 2017 bei einem positiven Regelzonensaldo Preise in Höhe von 40 Euro/MWh erneut häufiger aufgetreten.

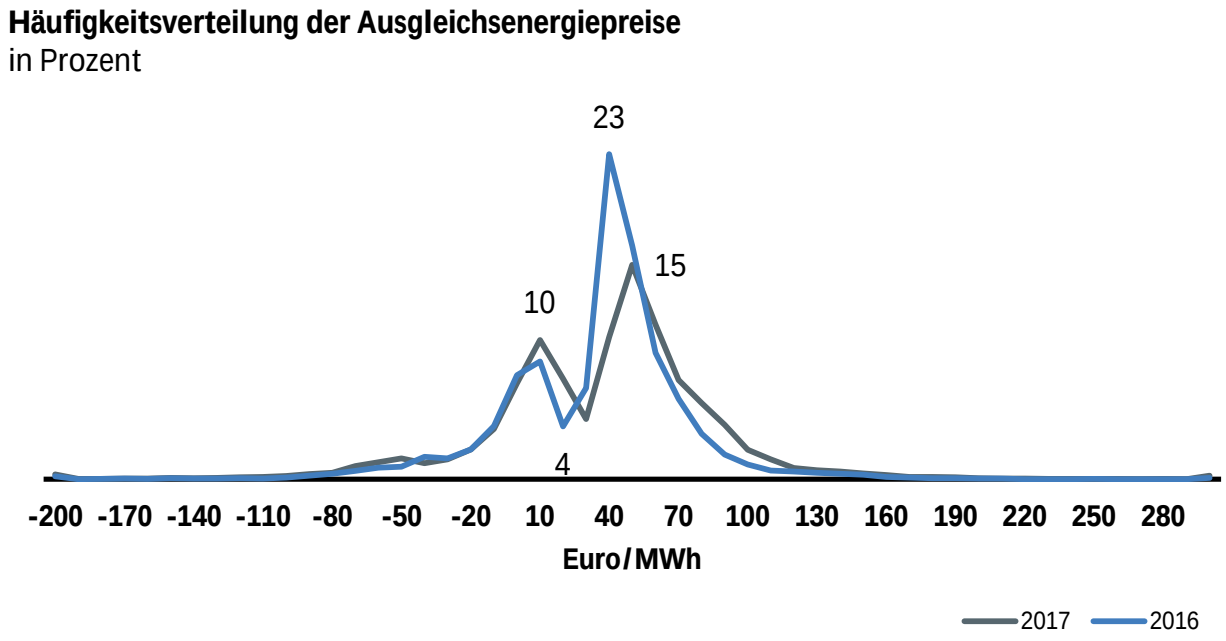


Abbildung 76: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2016 und 2017

Ausgleichsenergiepreise am 17. Oktober 2017

Am 17. Oktober 2017 kam es aufgrund von in der Minutenreserve abgerufener Arbeitspreisgebote von 77.777 Euro/MWh zu den mit Abstand bisher höchsten Ausgleichsenergiepreisen von 20.614,97 Euro/MWh (19:15 Uhr bis 19:30 Uhr) bzw. 24.455,05 Euro/MWh (19:30 Uhr bis 19:45 Uhr). Infolgedessen mussten die Bilanzkreisverantwortlichen, die nach den gesetzlichen Regelungen die für die Regelarbeit entstehenden Kosten zu tragen haben, bereits für geringe zeitliche oder mengenmäßige Bilanzkreisabweichungen mit hohen Summen belastet werden, um die für diese ½ Stunde entstandenen Kosten in Höhe von acht Millionen Euro zu decken. 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 einer Weiterentwicklung bedurfte. Ziel der neuen Regelung (BK6-18-019 und BK6-18-020), die im Mai 2018 festgelegt wurde, ist, bei der Beschaffung von Regelenergie den Wettbewerbsdruck auf die Arbeitspreise zu erhöhen und damit das Beschaffungssystem effizienter zu machen.

Nach der neuen Regelung erfolgt der Zuschlag für ein Gebot für Sekundärregelung oder Minutenreserve künftig auf Basis eines Mischpreisverfahrens. Das bedeutet, dass in Zukunft der Zuschlagswert neben dem Leistungspreis anteilig auch den Arbeitspreis berücksichtigt. Bislang erfolgte der Zuschlag ausschließlich auf Basis des gebotenen Leistungspreises. Nunmehr bestimmt ein Gewichtungsfaktor, wie stark der Arbeitspreis in den Zuschlagswert einfließt. Er entspricht der durchschnittlichen Aktivierungswahrscheinlichkeit von Geboten der jeweiligen Regelenergieart und wird quartalsweise auf Grundlage der vergangenen 12 Monate neu berechnet. Bei Geboten mit gleichem Zuschlagswert entscheidet der niedrigere Leistungspreis über den Zuschlag. Ist auch der Leistungspreis gleich, werden die Gebote in der Reihenfolge des Eingangs berücksichtigt.

Der neue Zuschlagsmechanismus gewährleistet, dass bei der Beschaffung von Regelenergie zukünftig neben den Leistungspreisgeboten auch die Gebote für Regelarbeit wettbewerblich berücksichtigt werden. Durch die Berücksichtigung der Arbeitspreise werden unsachgemäß hohe Ausgleichsenergiepreise verhindert, die andernfalls von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen wären.

Nach der Festlegung waren die neuen Vorgaben ab dem 12. Juli 2018 anzuwenden. Auf Grund eines Beschlusses des Oberlandesgerichts Düsseldorf in einem Verfahren auf Erlass einer einstweiligen Anordnung gelten die neuen Regelungen ab dem 16. Oktober 2018.

Die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas in der Bundesnetzagentur prüft, ob das festgestellte Verhalten der Minutenreserveanbieter gegen die Marktmanipulationsverbote der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) verstößt. Das schließt das Gebotsverhalten ebenso wie etwaige bilanzielle Auffälligkeiten mit ein.

3. Untertägige Fahrplanänderungen

Gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV sind Fahrplananmeldungen bis spätestens 14:30 Uhr möglich. Das bedeutet, dass die Bilanzkreisverantwortlichen den ÜNB die geplanten Elektrizitätsliefergeschäfte und Elektrizitätshandelsgeschäfte für den Zeitraum des folgenden Tages bis zum nächsten Werktag (auf Basis von

viertelstündigen Werten) mitzuteilen haben. Um es den Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen, auf kurzfristige Änderungen der Angebots- und Nachfragesituation zu reagieren, gibt es die Möglichkeit, Fahrpläne auch untertägig anzupassen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertägigen Fahrplanänderungen in 2017.

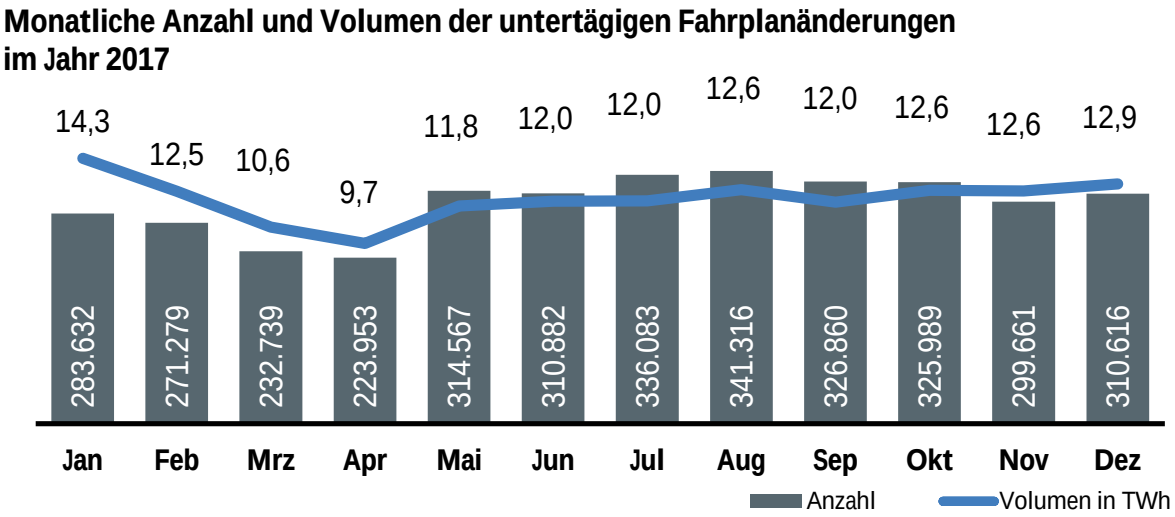


Abbildung 77: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2017

Fahrplanänderungen machten in 2017 ein Gesamtvolumen von etwa 145,6 TWh (2016: 135,9 TWh) bei einer Gesamtanzahl von 3.577.577 Fahrplanänderungen (2016: 3.001.449) aus. Dabei wurden im Durchschnitt rund 298.131 Fahrplanänderungen pro Monat durchgeführt. Der höchste Wert lag bei 341.316 Änderungen im Monat August, der niedrigste bei 223.953 im Monat April 2017. Gegenüber dem Vorjahr sind die Fahrplanänderungen sowohl anzahl- als auch volumenmäßig angestiegen. Das hohe Niveau der Fahrplanänderungen lässt sich unter anderem durch die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erklären. Dadurch wird häufiger ein untertägiger Ausgleich über den Intraday-Handel durchgeführt.

4. Europäische Entwicklungen im Bereich Regelenergie

4.1 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) und Österreich (seit April 2014) eine Kooperation zur Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns“. Zuletzt konnte mit dem Beitritt von Frankreich im Februar 2016 der internationale NRV erheblich ausgeweitet werden. Vier weitere Länder sind als Beitrittskandidaten in Verhandlung mit den bestehenden Vertragspartnern.

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.

Der Wert der saldierten Leistungsungleichgewichte im internationalen NRV beläuft sich auf derzeit rund vier bis sechs Millionen Euro pro Monat. Insgesamt konnten durch die Vermeidung eines „Gegeneinanderregelns" bereits Kosteneinsparungen in Höhe von über 350 Millionen Euro realisiert werden. Auch für Gesamteuropa verspricht das Konzept der physikalischen Saldierung von Leistungsungleichgewichten hohe Wohlfahrtsgewinne. Daher sieht die Leitlinie über den Systemausgleich[62] 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 unter Leitung der Bundesnetzagentur regulatorisch begleitet wird.

4.2 SRL-Kooperation zwischen Deutschland und Österreich

Für den Abruf der SRL haben die deutschen ÜNB ihre Kooperation mit dem österreichischen ÜNB APG vertieft. Seit dem 14. Juli 2016 wird der Einsatz von SRL anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order) durchgeführt. Sofern 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 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 Leitlinie über den Systemausgleich, die für künftig stärker zusammenwachsende Regelenergiemärkte ebenfalls einen grenzüberschreitenden Abruf von Regelarbeit aus einer gemeinsamen Abrufliste vorsieht.

5. Abschaltbare Lasten

5.1 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.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die angebotene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. Über den gesamten zeitlichen Verlauf ist eine nahezu konstante

[62] Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

kontrahierte Abschaltleistung zu erkennen. Auch das Verhältnis der sofort zu den schnell abschaltbaren Lasten ist – bis auf wenige Ausnahmen – nahezu konstant.

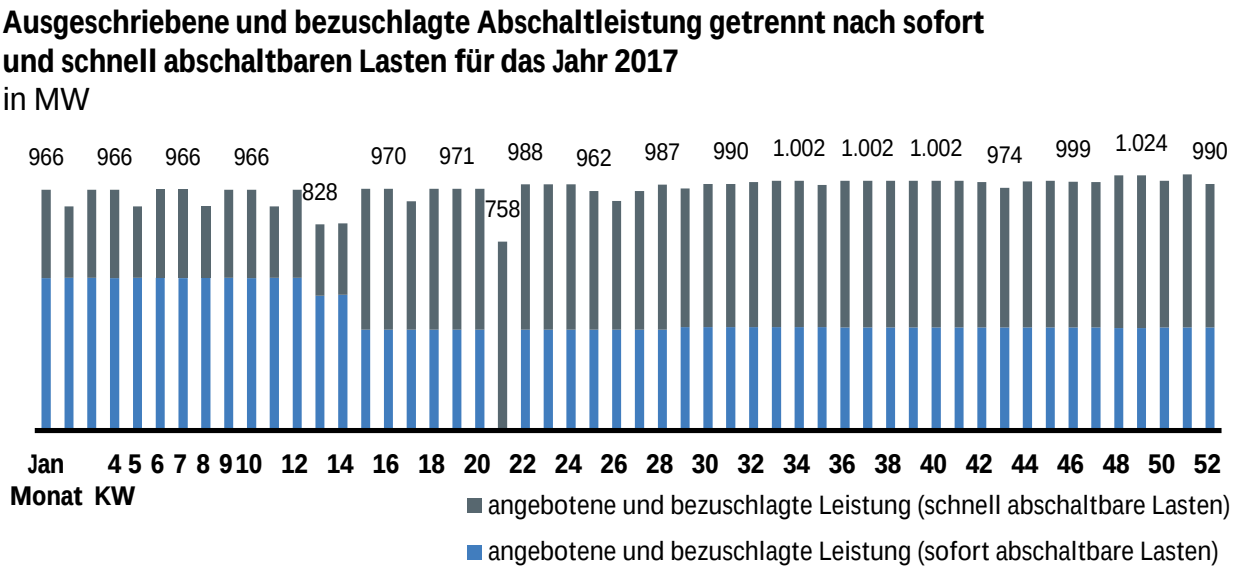


Abbildung 78: Im Zeitraum von Januar 2017 bis Dezember 2017 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten.

5.2 Präqualifizierte Leistung

Bis zum Ende des Jahres 2017 haben 18 Lasten mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 1.093 MW am Vorverfahren zur Präqualifizierung nach § 9 AbLaV als abschaltbare Last teilgenommen. Von diesen 18 Lasten wurden 15 mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 1.050 MW erfolgreich präqualifiziert.

Von den erfolgreich präqualifizierten Lasten sind acht Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 AbLaV als sofort abschaltbare Lasten (SOL) mit einer Gesamtabschaltleistung in Höhe von 881 MW präqualifiziert. Ein Konsortium gem. § 2 Nr. 12 AbLaV wurde ebenfalls als sofort abschaltbare Last präqualifiziert. Des Weiteren sind 13 Verbrauchseinrichtungen gem. § 2 Nr. 11 als schnell abschaltbare Lasten präqualifiziert. Als schnell abschaltbare Last wurden auch zwei Konsortien gem. § 2 Nr. 12 AbLaV präqualifiziert. Die Höhe der präqualifizierten Leistung schnell abschaltbarer Lasten betrug im Jahr 2017 insgesamt 1.050 MW. Die Lasten sind zumeist in der Regelzone der Amprion GmbH angeschlossen. Weitere Lasten befinden sich in den Regelzonen der 50Hertz GmbH und der Tennet TSO GmbH.

5.3 Abrufe abschaltbarer Lasten

Im Jahr 2017 wurden abschaltbare Lasten an zwei Tagen vergleichbar zur Regelleistung eingesetzt. Dabei wurde eine Abschaltleistung von 405 MW und 240 MW jeweils nahezu zeitgleich aktiviert. Die Lasten wurden dabei für einen Zeitraum von 23 Minuten bis zu 30 Minuten abgeschaltet. Der Einsatz der abschaltbaren Lasten erfolgte zumeist parallel zum Abruf von positiver Minutenreserve. Sowohl die positive Minutenreserve als auch die abschaltbaren Lasten mussten nicht vollständig abgerufen werden. Zum Abrufzeitpunkt der abschaltbaren Lasten war zwischen 39 Prozent und 100 Prozent noch nicht abgerufene positive Minutenreserveleistung verfügbar. Der höchste abgerufene Arbeitspreis für positive Minutenreserve zum Abrufzeitpunkt der abschaltbaren Lasten betrug 450 Euro/MWh. Zum Redispatch, aufgrund großer Nord-Süd

Transportmengen, wurden abschaltbare Lasten im Jahr 2017 einmal mit einer Abschaltleistung von 50 MW für 8 Stunden eingesetzt.

Insgesamt haben sich die kontrahierten sofort abschaltbaren Lasten für 1.298 Stunden nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 128.085 MWh Abschaltarbeit durch die sofort abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Schnell abschaltbare Lasten haben sich in 2017 hingegen sogar in 2.280 Stunden nicht verfügbar gemeldet. Damit waren 153.861 MWh Abschaltarbeit durch die schnell abschaltbaren Lasten nicht verfügbar. Lediglich für eine Viertelstunde waren schnell abschaltbare Lasten im Jahr 2017 unzulässig nicht verfügbar. Dies zeigt einerseits – unabhängig von der geringeren Verfügbarkeit – die Zuverlässigkeit der kontrahierten abschaltbaren Lasten. Andererseits werden die Möglichkeiten, die kontrahierte Abschaltleistung am Vortag als nicht verfügbar zu melden durch die abschaltbaren Lasten im nennenswerten Umfang genutzt und stehen damit den Übertragungsnetzbetreibern zum Systembilanzausgleich und zum Redispatch nicht zur Verfügung. Im gesamten Zeitraum haben sich jedoch die kontrahierten Lasten nicht aufgrund einer alternativen Vermarktung am Regelenergiemarkt als nicht verfügbar gemeldet.

5.4 Kosten für Abschaltenergie

Entsprechend der erneut vergleichsweise geringen Nutzung der abschaltbaren Lasten im Jahr 2017 fallen relativ geringe Arbeitskosten für Abschaltenergie in Höhe von 293.935 Euro an. Im Vergleich dazu betragen die Leistungskosten für die Vorhaltung der abschaltbaren Lasten 26.940.103 Euro im Jahr 2017. Durchschnittlich standen 967 MW an abschaltbarer Last im Berichtszeitraum zur Verfügung. Die Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten werden von den Übertragungsnetzbetreibern für 2017 mit 886.532 Euro angegeben. Die Gesamtkosten zu den abschaltbaren Lasten im Jahr 2017 betragen somit 28.120.570 Euro. Diese Gesamtkosten weichen damit in der Höhe von der aktuellen Umlage nach § 18 AbLaV ab, die die Kosten des Jahres 2016 und jahresübergreifende Nachholeffekte beinhaltet. Die durchschnittlichen Kosten zur Leistungsvorhaltung von abschaltbaren Lasten betrugen rund 2.322 Euro pro MW und Monat.[63] Im Vergleich dazu entstanden im Berichtszeitraum für Minutenreserve Kosten in Höhe von rund 1,24 Mio. Euro[64] pro Monat für durchschnittlich 3.035 MW Minutenreserveleistung. Daraus resultieren durchschnittliche Kosten in Höhe von rund 409 Euro pro MW und Monat für Minutenreserve[65].

6. Erkenntnisse aus der Datenerhebung zum Lastmanagement

Die Bundesnetzagentur führte in den Jahren 2016 und 2017 in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Monitoring des Beitrags von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität durch. Im Rahmen dieser nun jährlich stattfindenden Datenerhebung holt die Bundesnetzagentur Informationen von Unternehmen und Vereinigungen von

---

[63] Die Abweichungen zu dem bisher gesetzlich vorgegebenen Leistungspreis von 2.500 Euro pro MW und Monat ergeben sich durch die Novellierung der AbLaV zum 1. Oktober 2016. In der novellierten Fassung der AbLaV ist ein maximaler Leistungspreis von 400 Euro pro MW und Woche vorgesehen.

[64] Die ausgewiesenen Kosten umfassen die Kosten für negative und positive Minutenreserve. Eine separate Auswertung ist auf Basis der vorhandenen Daten nicht möglich.

[65] Die zeitlichen Anforderungen an den Abruf von schnell abschaltbaren Lasten sind vergleichbar mit denen der Minutenreserve, die Aktivierung von sofort abschaltbaren Lasten erfolgt jedoch deutlich schneller. Zudem gibt es weitere qualitative Unterschiede zwischen abschaltbaren Lasten und Regelenergie, beispielsweise im Hinblick auf die Verfügbarkeit.

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 für 2016 knapp 470 Unternehmen mit 1.010 Unternehmensstandorten teil. Dies entspricht, über alle gemeldeten Standorte der Industrieunternehmen betrachtet, einem Gesamtstromverbrauch von 150 TWh. Im Jahr 2017 stieg die Zahl der teilnehmenden Unternehmen auf 490 bzw. 1.112 Unternehmensstandorte. Der Gesamtstromverbrauch der an der Umfrage teilnehmenden Unternehmensstandorte erhöhte sich entsprechend auf 154 TWh.

Stromverbrauch nach Sektoren/Marktabdeckung LMM im Jahr 2016
Angaben in TWh/Prozent

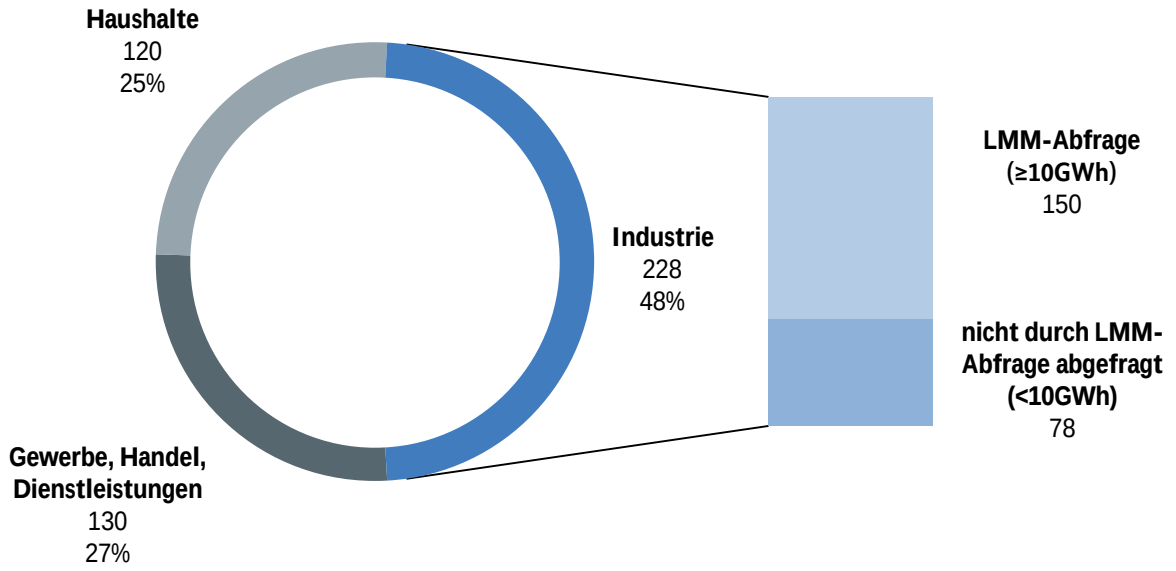


Abbildung 79: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2016

Stromverbrauch nach Sektoren/Marktabdeckung LMM im Jahr 2017
Angaben in TWh/Prozent

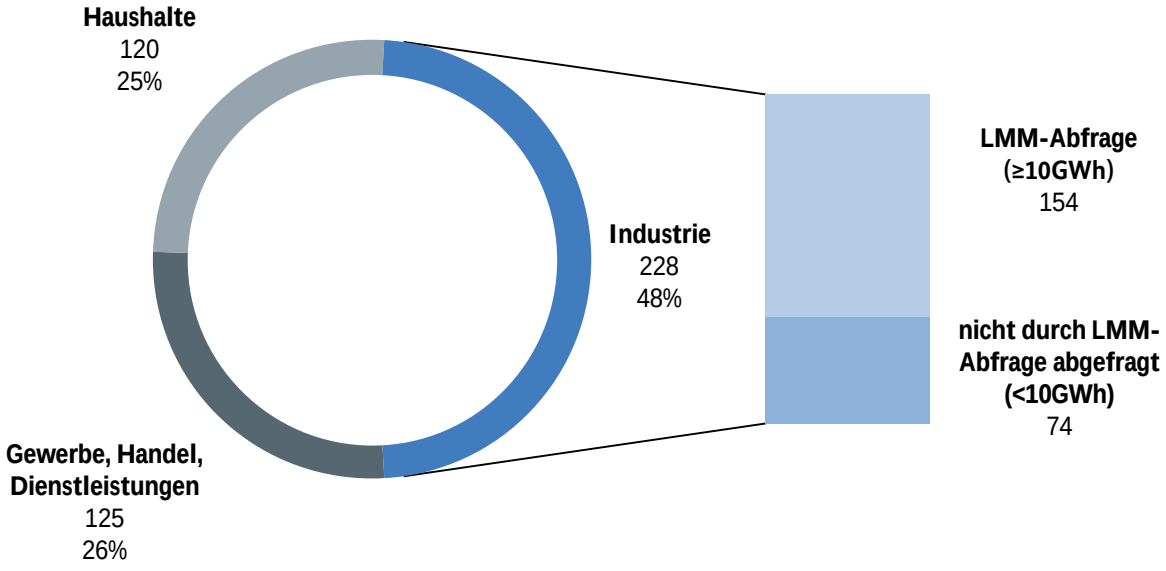


Abbildung 80: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2017

Von den im Jahr 2017 1.112 (2016: 1.010) gemeldeten Unternehmensstandorten gaben 552 (2016: 480) an, bereits 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 aus der Zementbranche, die über alle gemeldeten Standorte die höchsten Anteile an Lastmanagementsystemen aufweisen.

Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem Top 10-Branchen im Jahr 2016 Anzahl der Standorte und Jahresstromverbrauch in TWh (sortiert nach Anzahl der Standorte die ein Lastmanagementsystem haben)

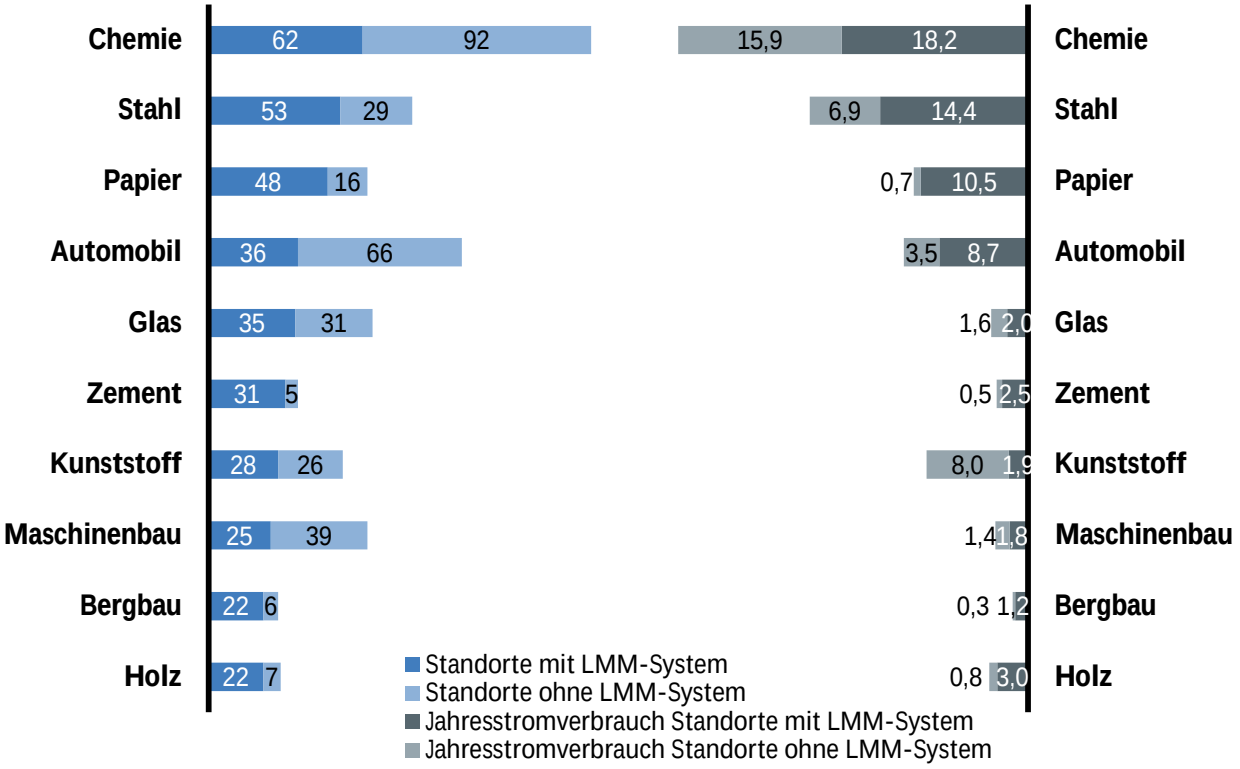


Abbildung 81: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2016

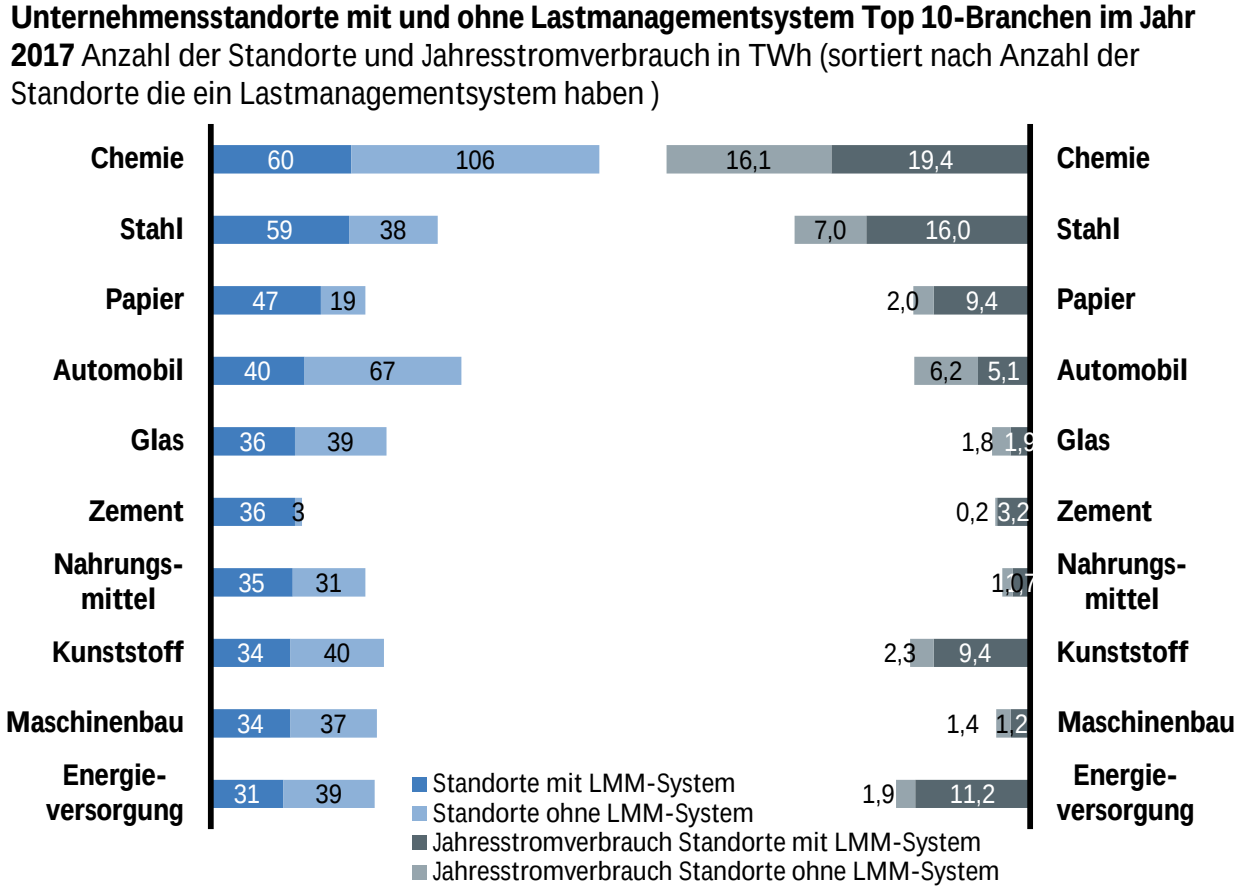


Abbildung 82: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2017

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 Zunahme der Meldungen in 2017, die als Einsatzgrund §17 II StromNEV angaben, lässt sich zum einen durch die größere Anzahl von antwortenden Unternehmen und Unternehmensstandorten sowie die inhaltliche Klarstellungen der Abfrage erklären. Die AbLaV und Redispatch wurden als Gründe hingegen nur vereinzelt angeführt.

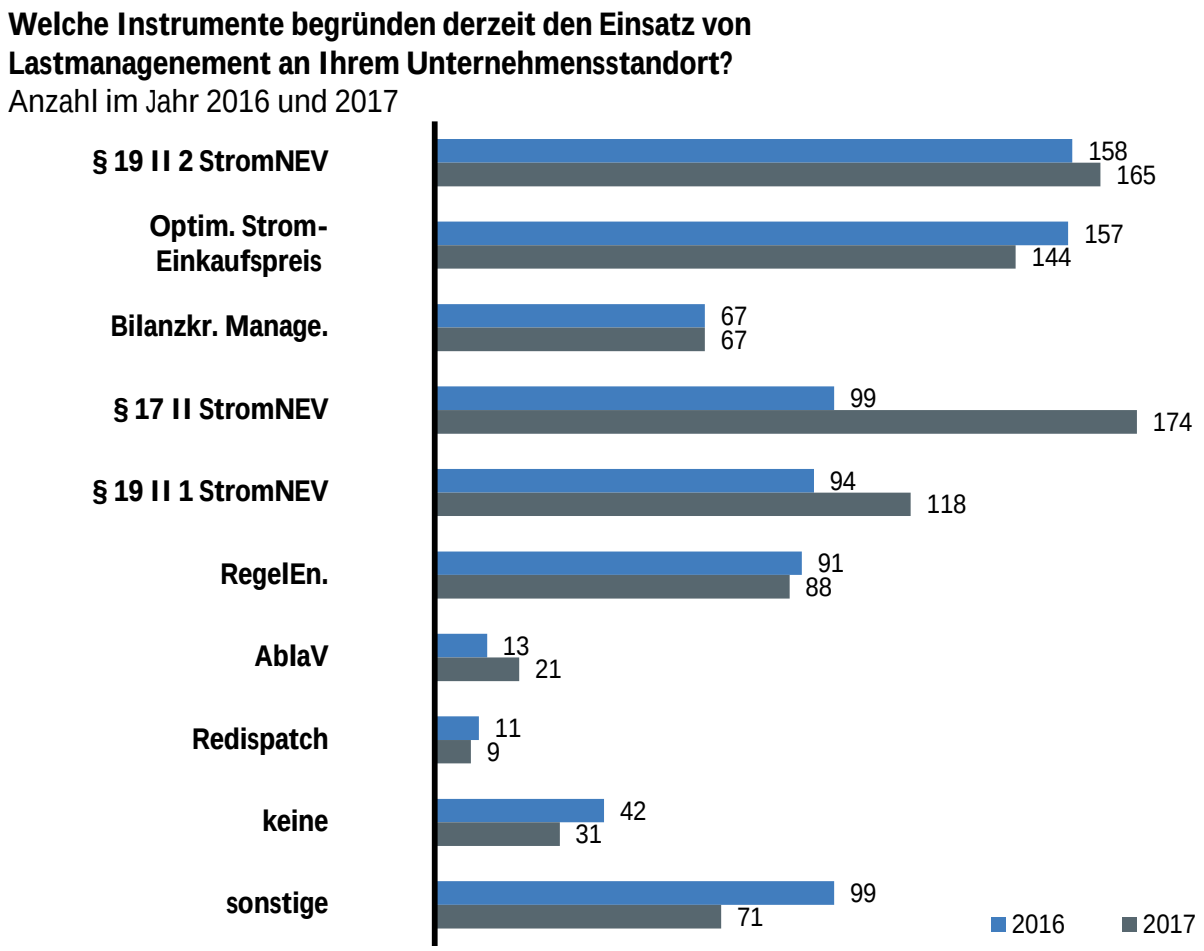


Abbildung 83: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort?

Die Steuerung des Lastmanagementsystems erfolgt überwiegend durch die Unternehmensstandorte selbst. Im Jahr 2016 lag die Zahl der Unternehmensstandorte, die angaben, Lastmanagement in Eigenregie durchzuführen, bei 415. Dies entspricht 87 Prozent der Unternehmensstandorte. Für 2017 stieg die Anzahl dieser Unternehmensstandorte um 69 auf 484, was eine Erhöhung um 1,2 Prozent bedeutet. Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die verschiedenen Steuerungsarten.

Geben Sie an, durch wen die Steuerung des Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort erfolgt? Anzahl

Steuerungsart	2016	2017
Eigene Steuerung	415	484
Unternehmen & Netzbetreiber	18	25
Unternehmen & Stromlieferant	14	16
Unternehmen & Energiedienstleister	14	10
Unternehmen & Dritter	9	7
Netzbetreiber	4	4
Energiedienstleister	3	2
Sonstiger	2	2
Energielieferant	1	2
Summe	480	552

Tabelle 55: Angaben zur Steuerung des Lastmanagement

Bei der Frage, welche Hemmnisse dem grundsätzlichen bzw. verstärkten Einsatz von Lastmanagement entgegenstehen, führten 832 Unternehmensstandorte (2016:794) insbesondere technische Hemmnisse (z.B. aufeinander aufbauende Produktionsprozesse, Maschinenauslastung; Produktivitätsverlust) als Grund an, Lastmanagement nicht zu nutzen.

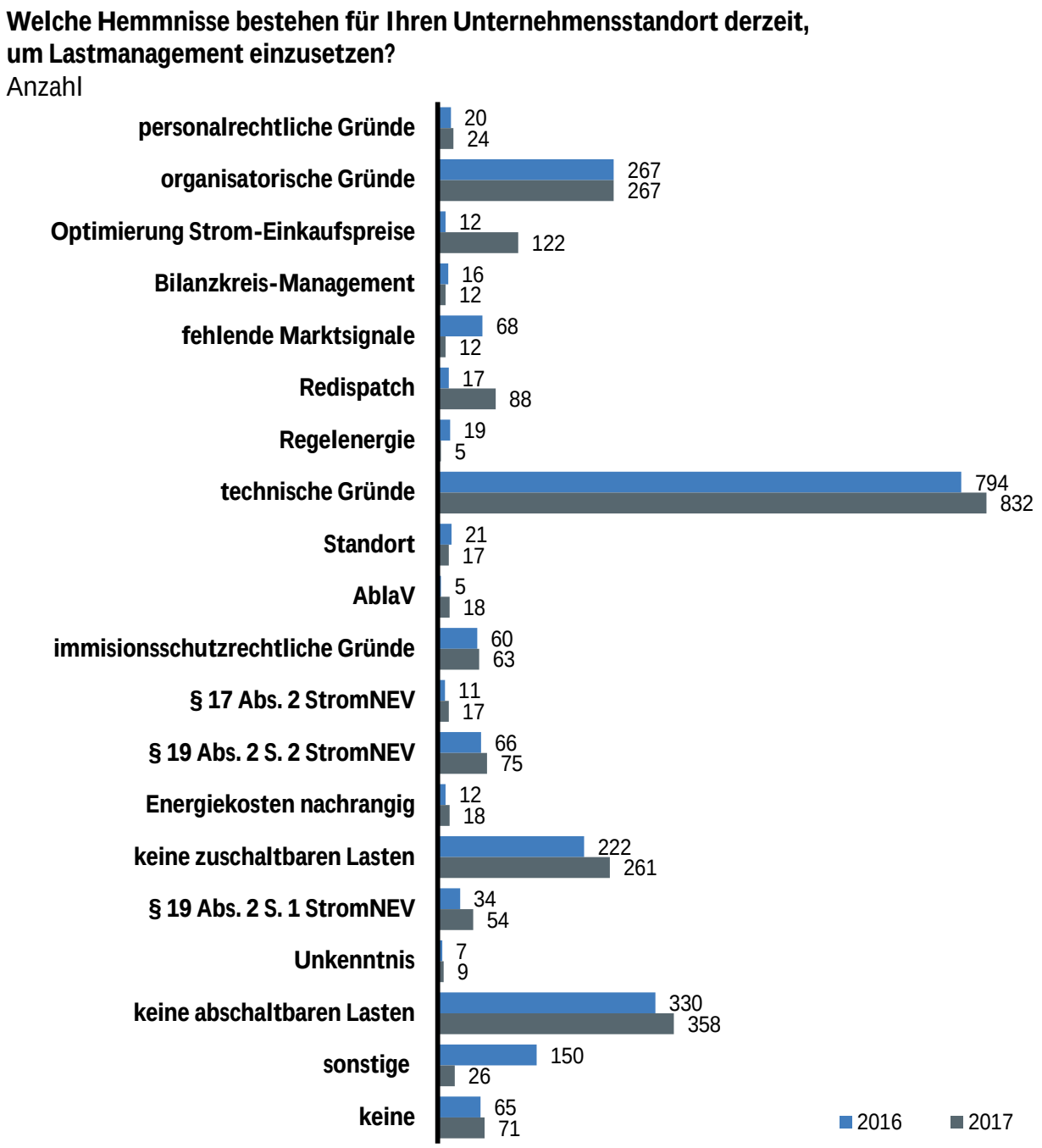


Abbildung 84: Welche Hemmnisse bestehen für Ihr Unternehmen derzeit um Lastmanagement einzusetzen?

Die Mehrheit der gemeldeten Unternehmensstandorte plant keine Maßnahmen, um die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig zu reduzieren oder verstärkt zu reduzieren. Die Verteilung kann nachfolgenden Abbildungen entnommen werden.

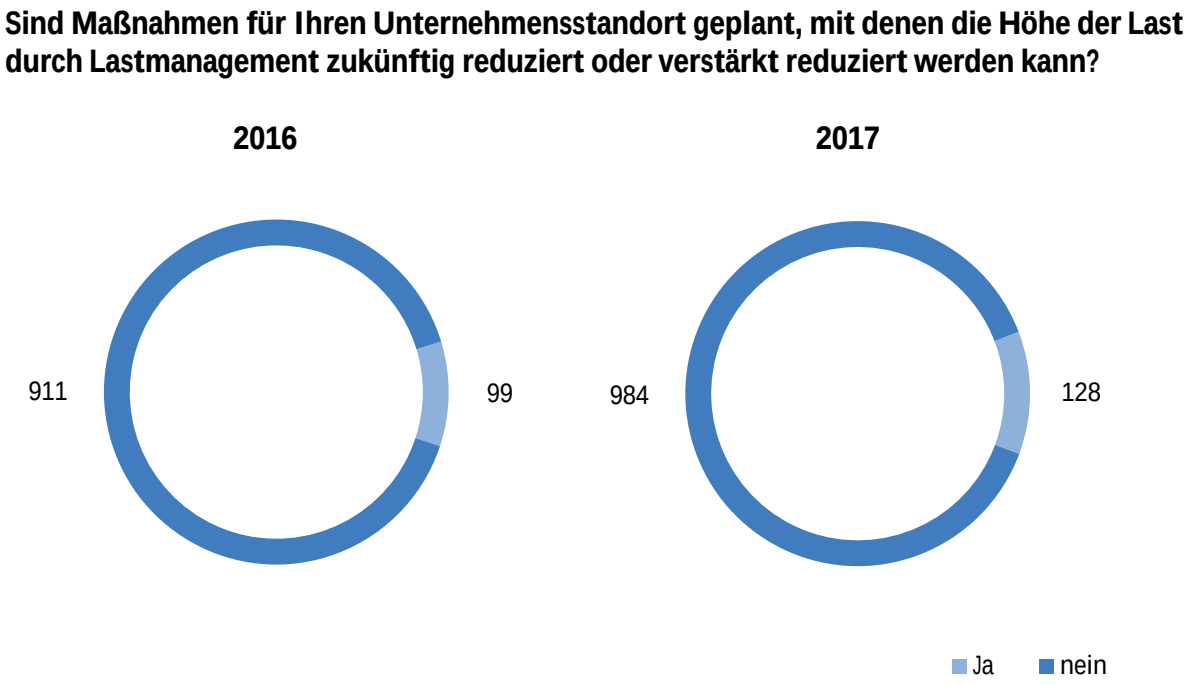


Abbildung 85: Sind Maßnahmen geplant mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann?

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.

Auf dem Weg zum Strombinnenmarkt ist Europa gegenwärtig in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Dieser wird innerhalb der Gebotszone engpassfrei (also ohne Kapazitätsrestriktionen) vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert. Deutschland bildete im Berichtsjahr zusammen mit Österreich und Luxemburg eine gemeinsame Gebots- und damit einheitliche Preiszone. Aufgrund von Preisunterschieden zwischen den Gebotszonen findet auch grenzüberschreitender Stromhandel statt, der aber durch Kapazitätsengpässe beschränkt sein kann.

Das deutsche Stromexportvolumen war im Jahr 2017 wie in den Vorjahren deutlich höher als das Importvolumen. Das im Jahr 2017 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch betrug insgesamt 90,0 TWh. Dies entspricht einer Steigerung um 15,2 Prozent im Vergleich zum Vorjahreswert (2016: 78,1 TWh). Mit einem Exportsaldo von 55,8 TWh gehört Deutschland zu den großen Stromexporteuren in Europa. Der Exportüberschuss entsprach einem Wert von 1.726 Mio. Euro.

1. Mittlere zur Verfügung gestellte Übertragungskapazität

Die Übertragungskapazitäten zwischen Gebotszonen sind ein knappes Gut. Limitierte Kuppelkapazitäten und auch interne Netzengpässe begrenzen die zur Verfügung gestellten Kapazitäten an den Grenzen und somit den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Die den Strommärkten zur Verfügung gestellten Kapazitäten werden in Europa auf zwei Arten ermittelt: einerseits mit Hilfe der Bestimmung der „Net Transfer Capacity (NTC)“ 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.

Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden für diesen Bericht die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen NTC-Werte der deutschen ÜNB herangezogen. Lücken wurden durch NTC-Werte der Transparenzplattform der ENTSO-E ergänzt.

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 mit einbezogen.

Um für diesen Bericht eine Einschätzung zu den Kapazitätsveränderungen zu ermöglichen, wird der maximale bilaterale Austausch betrachtet. Dies ist die Übertragungskapazität in der theoretischen Situation, wenn auf allen anderen betrachteten Grenzen kein Stromhandel stattfindet. Aus diesem stündlichen Wert wurden dann die mittleren Übertragungskapazitäten gebildet. Die FBMC Daten für diesen Bericht wurden vom 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 56 und Tabelle 57 separat aufgeführt.

Importkapazität

Grenze	2015	2016		2017	
			Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent		Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent
NTC					
CH → DE	4.000,00	4.000,00	0	4.000,00	0
CZ → DE	1.233,11	1.295,00	5	1.289,89	< 1
DK → DE	777,95	731,03	-6	1.026,80	40
PL → DE	1.233,11	1.260,41	2	1.301,82	3
SE → DE	275,15	411,41	50	415,26	1
Flow-based					
FR → DE	3.765,66	4.011,40	7	3.763,79	-6
NL → DE	2.799,57	2.225,46	-21	2.345,85	5

Quelle: ÜNB, ENTSO-E, JAO

Tabelle 56: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten

Exportkapazität

Grenze	2015	2016	Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent	2017	Veränderung gegenüber Vorjahr in Prozent
NTC					
DE → CH	1.373,39	1.469,64	7	1.501,23	2
DE → CZ	430,92	139,44	-68	580,21	316
DE → DK	1.432,42	1.830,73	28	1.901,86	4
DE → PL	430,92	140,53	-67	604,14	330
DE → SE	158,83	350,61	121	248,32	-29
Flow-based					
DE → FR	3.147,91	3.179,63	1	3.545,89	12
DE → NL	3.264,45	3.080,11	-6	2.917,94	-5

Quelle: ÜNB, ENTSO-E, JAO

Tabelle 57: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten

An den Grenzen zu Tschechien und Polen ist durch die Inbetriebnahme mehrerer Phasenschiebertransformatoren ein Anstieg der Kapazität zu erkennen. Deutschland ist nur über ein Kabel mit Schweden verbunden. Im Jahr 2017 fiel dieses für einige Zeit aus. Daraus ergibt sich der Rückgang der Kapazitäten. Kapazitäten nach Österreich werden aufgrund der in 2017 bestehenden gemeinsamen Gebotszone nicht ausgewiesen. Zu Belgien besitzt Deutschland keine bewirtschaftete Verbindung.

Gründe für die langfristige Veränderungen der Kapazitäten sind unter anderem der Zubau von Leitungen und anderen Netzelementen (z.B. Phasenschiebern oder Transformatoren). Veränderungen im Jahresvergleich der Kapazität können u.a. auch durch Ausfälle und Wartungsarbeiten begründet sein.

Die Stromhandelskapazitäten an der Grenze Dänemark-West und Deutschland konnten in der zweiten Jahreshälfte des Berichtszeitraums durch die bilaterale Vereinbarung zwischen Deutschland und Dänemark gesteigert werden. Diese sieht Mindesthandelskapazitäten für die Grenze zwischen Dänemark-West und Deutschland sowie eine Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei Countertradingmaßnahmen[66] vor. Auf Basis dieser Vereinbarung, die einen inkrementellen Anstieg auf Mindesthandelskapazitäten auf bis

[66] Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinaus gehen, dass durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Handelsgeschäft entgegen der Flussrichtung organisiert und die physikalische Belastung des Netzes dadurch reduziert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.

zu 1.100 MW bis 2020 vorsieht, wurde die Mindesthandelskapazität planmäßig bis Ende 2017 auf 400 MW[67] angehoben.

In der jüngsten Entwicklung bezüglich der Stromhandelskapazitäten an der Grenze Dänemark-West hat die Europäische Kommission in einem kartellrechtlichen Verfahren die bilaterale Vereinbarung aufgegriffen und verhandelt mit dem deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT über eine Erhöhung der Mindesthandelskapazität ohne Kostenobergrenze auf 1.300 MW und bei Inbetriebnahme des geplanten Interkonnektorzubaus darüber hinaus.[68]

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

Den an den Gebotszonengrenzen gemessenen physikalischen Lastflüssen[69] stehen die so genannten realisierten Verbundaustauschfahrpläne gegenüber. Diese sind als durch Handelsgeschäfte ausgelöste, geplante virtuelle Stromflüsse zu verstehen. In den einzelnen Gebotszonen bildet sich durch Angebot und Nachfrage ein Strompreis. Preisdifferenzen zwischen den einzelnen Zonen führen zu grenzüberschreitenden Handelsgeschäften bis Preisgleichheit herrscht oder die zur Verfügung stehende Handelskapazität erschöpft ist. 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 (siehe Abschnitt I.E.3 ab Seite 217), 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 87). 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 86 und Abbildung 87 stellen die im Jahr 2016 und 2017 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne und physikalischen Lastflüsse bildlich dar, während die Tabellen 58 bis 60 die Werte in komprimierter Form zusammenfassen.

---

[67] Dieser Wert bezieht sich nur auf die Grenzkuppelstelle Dänemark-West und liegt deshalb unter der Kapazität für Gesamt-Dänemark.

[68] Die Verpflichtungserklärung TenneTs gegenüber der Europäischen Kommission sowie eine Übersicht zur Entwicklung des kartellrechtlichen Verfahrens kann über den Internetauftritt der Europäischen Kommission eingesehen werden: https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_40461 (Stand: 25. September 2018)

[69] d.h. die tatsächlich von der Quelle (Kraftwerk) zur Senke (Verbraucher) über die Übertragungsleitung geflossenen Ströme

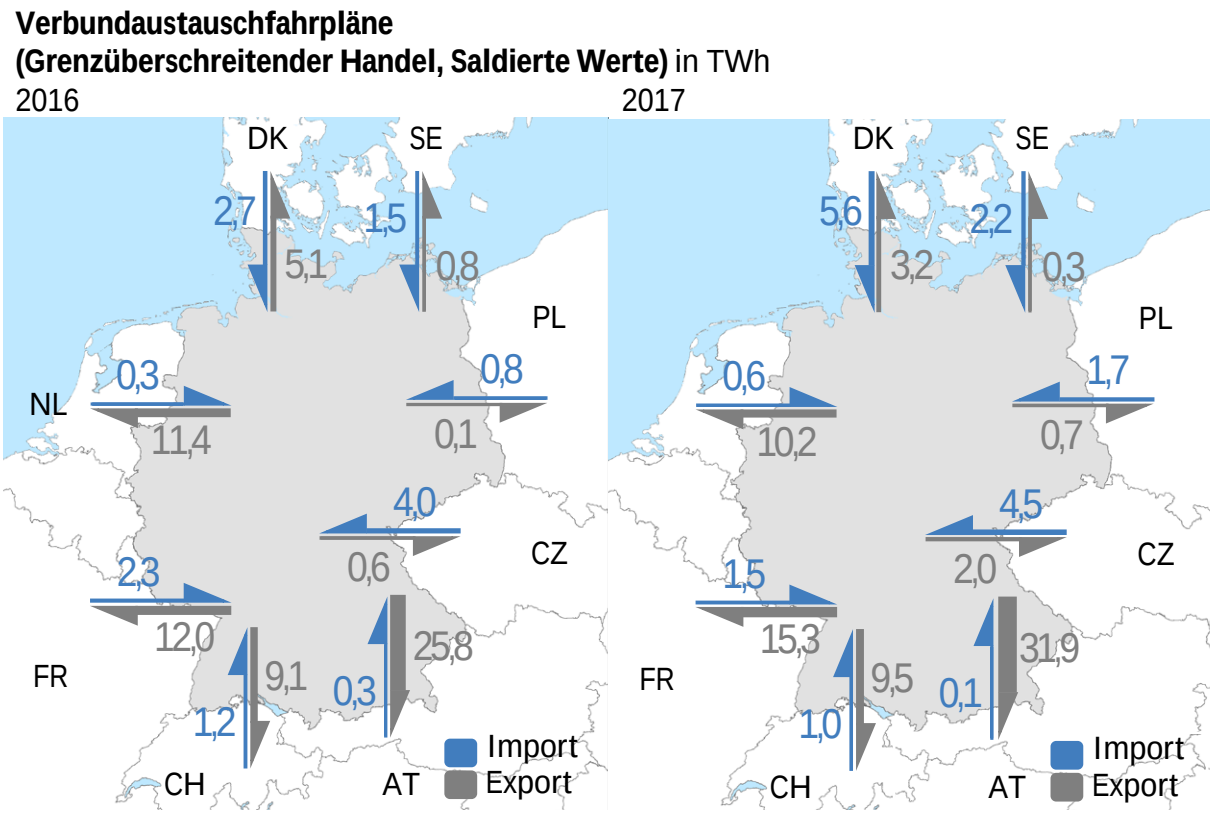


Abbildung 86: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

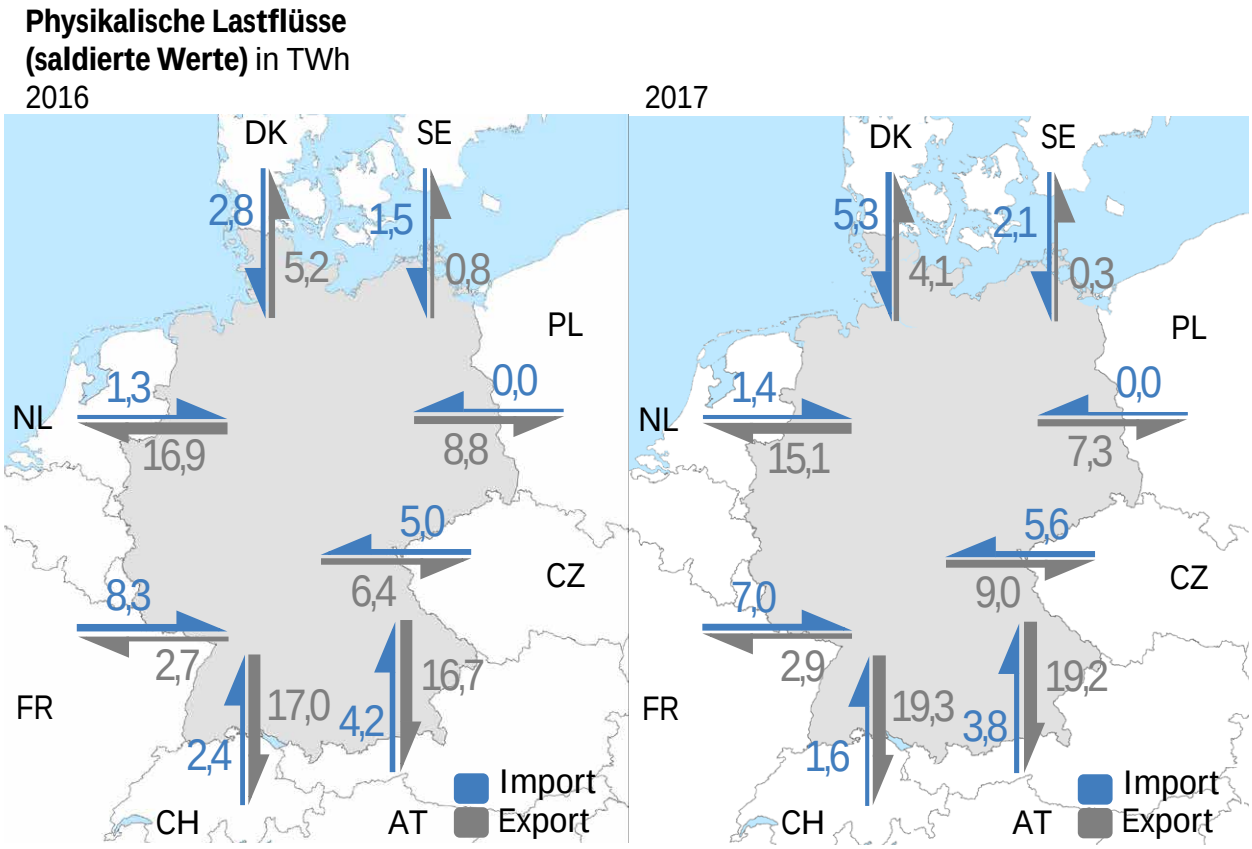


Abbildung 87: Physikalische Lastflüsse

Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2016	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2016	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2017	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2017
Import	25,6	13,1	26,7	17,1
Export	74,5	65,0	77,3	72,9
Saldo	48,9	51,9	50,6	55,8

Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 58: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse

Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2016	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2016	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2017	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2017
AT → DE	4,2	0,3	3,8	0,1
CH → DE	2,4	1,2	1,6	1,0
CZ → DE	5,0	4,0	5,6	4,5
DK→ DE	2,8	2,8	5,3	5,6
FR → DE	8,3	2,3	7,0	1,5
NL → DE	1,3	0,3	1,4	0,6
PL→ DE	0,0	0,8	0,0	1,7
SE → DE	1,5	1,5	2,1	2,2

Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 59: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen
in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2016	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2016	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2017	verbindliche Verbundaustausch-fahrpläne 2017
DE → AT	16,7	25,8	19,2	31,9
DE → CH	17,0	9,1	19,3	9,5
DE → CZ	6,4	0,6	9,0	2,0
DE→ DK	5,2	5,1	4,1	3,2
DE → FR	2,7	12,0	2,9	15,3
DE → NL	16,9	11,4	15,1	10,2
DE→ PL	8,8	0,1	7,3	0,7
DE → SE	0,8	0,8	0,3	0,3

Quelle: ÜNB, ENTSO-E

Tabelle 60: 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.

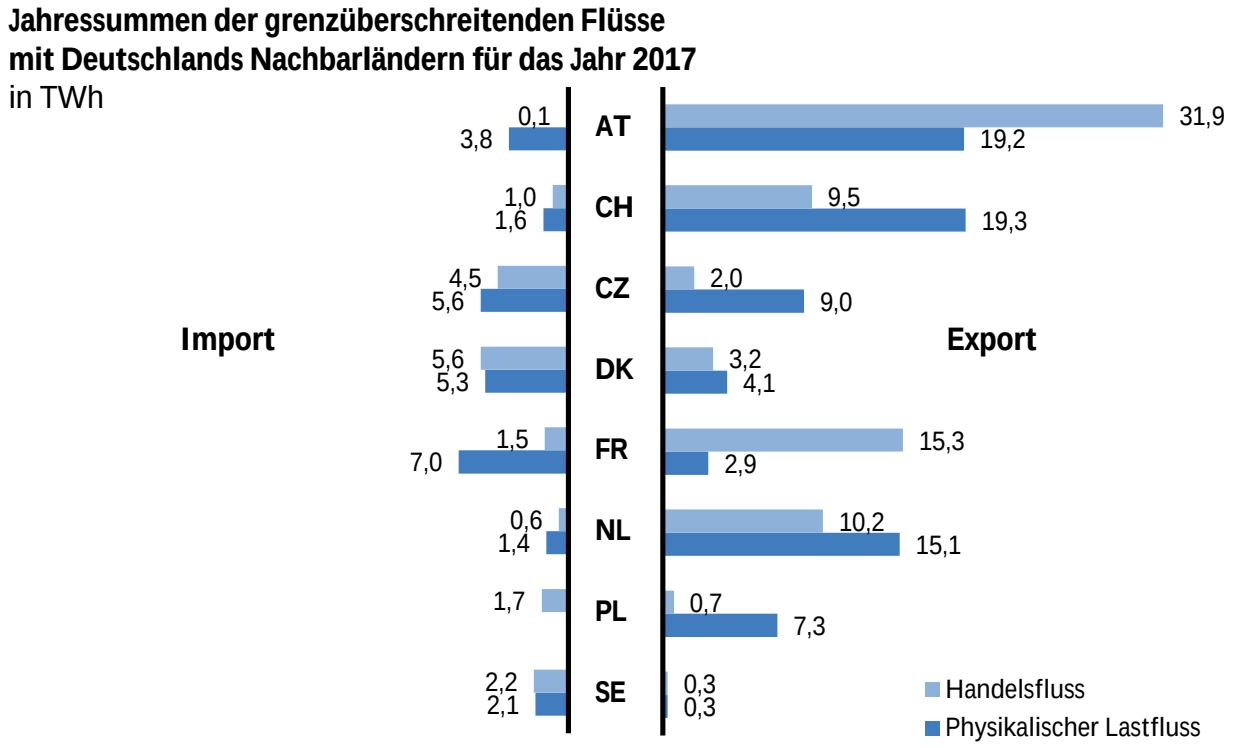


Abbildung 88: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2017

Kennzeichnend für den Stromhandel Deutschlands mit seinen europäischen Nachbarn ist der seit Jahren anhaltende Rückgang der Importe. Im Jahr 2017 stieg er jedoch erstmals seit 2011 wieder an. Der Nettoexport stieg seit 2011 hingegen permanent, wobei er im Jahr 2017 mit 72,9 TWh einen neuen Höchststand erreichte, nachdem er in 2016 leicht gefallen war.

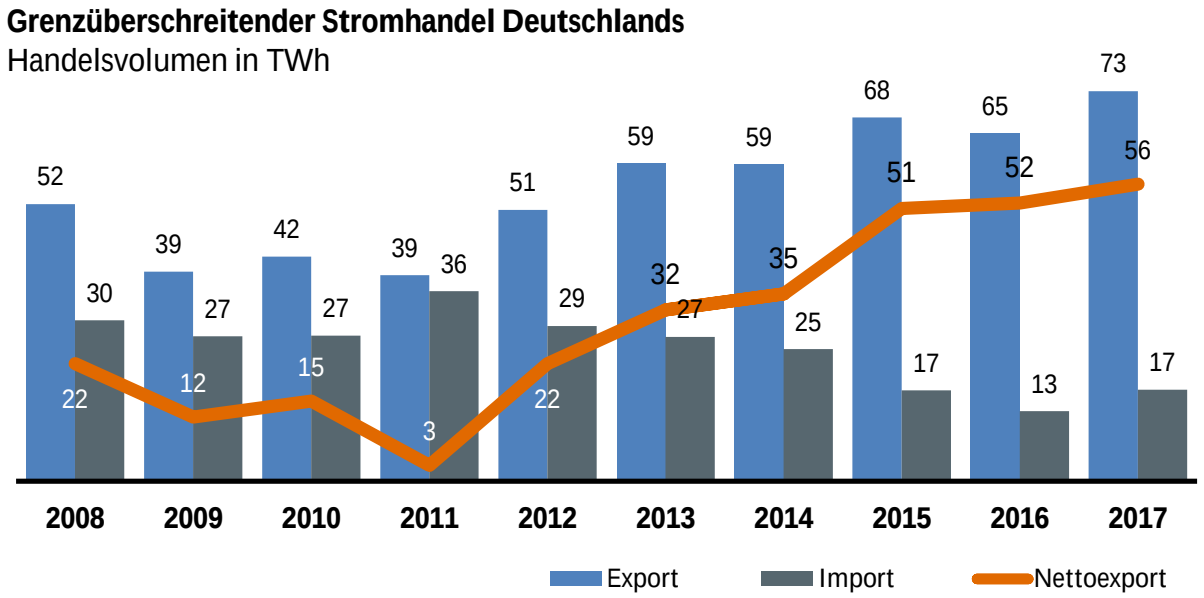


Abbildung 89: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

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.

Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

	2016		2017	
	in TWh	Handel in Euro	in TWh	Handel in Euro
Export	64,98	1.843.064.660	72,95	2.402.981.340
Import	13,11	395.607.565	17,11	677.367.974
Saldo	51,87	1.447.457.095	55,77	1.725.613.366
Erlöse Exporte in Euro/MWh		28,36		32,94
Kosten Importe in Euro/MWh		30,18		39,60

Tabelle 61: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse)

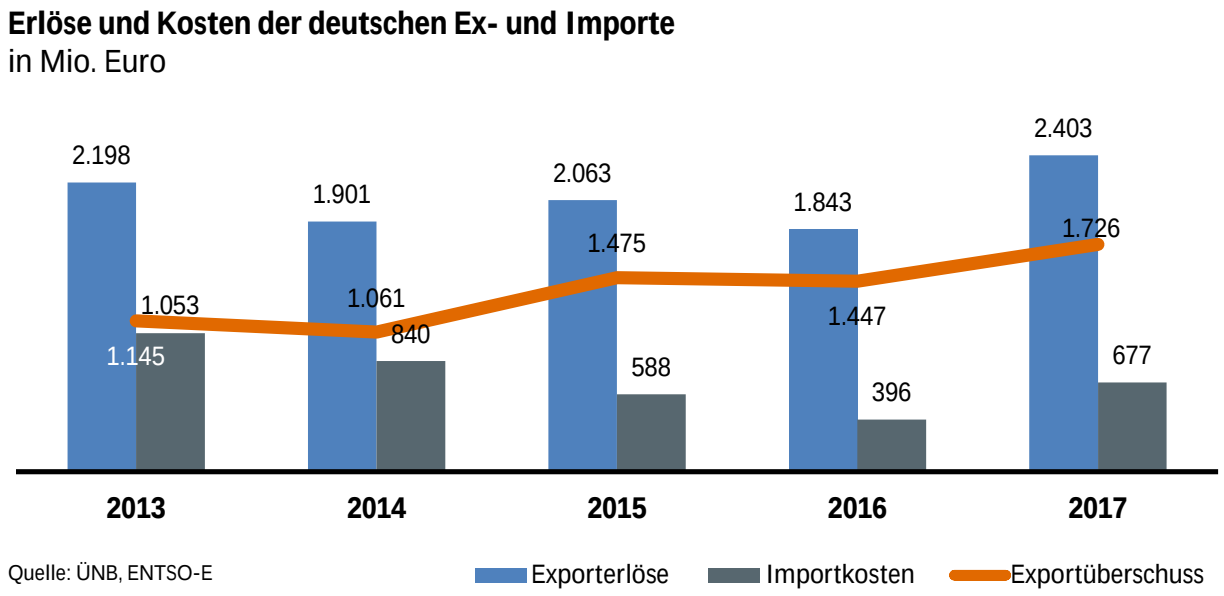


Abbildung 90: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe

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.

3. 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. 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.

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 2017 (Handel) aus den Niederlanden 0,6 TWh und exportierte 10,2 TWh. Daraus ergibt sich ein Exportüberschuss (Handel) von 9,6 TWh. Gleichzeitig flossen physikalisch 1,4 TWh von den Niederlanden nach Deutschland. Von Deutschland hingegen flossen 15,1 TWh in die Niederlande. Daraus ergibt sich ein

Exportüberschuss (physikalisch) von 13,7 TWh. Im Saldo (Handel minus physikalisch) floss 4,1 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.

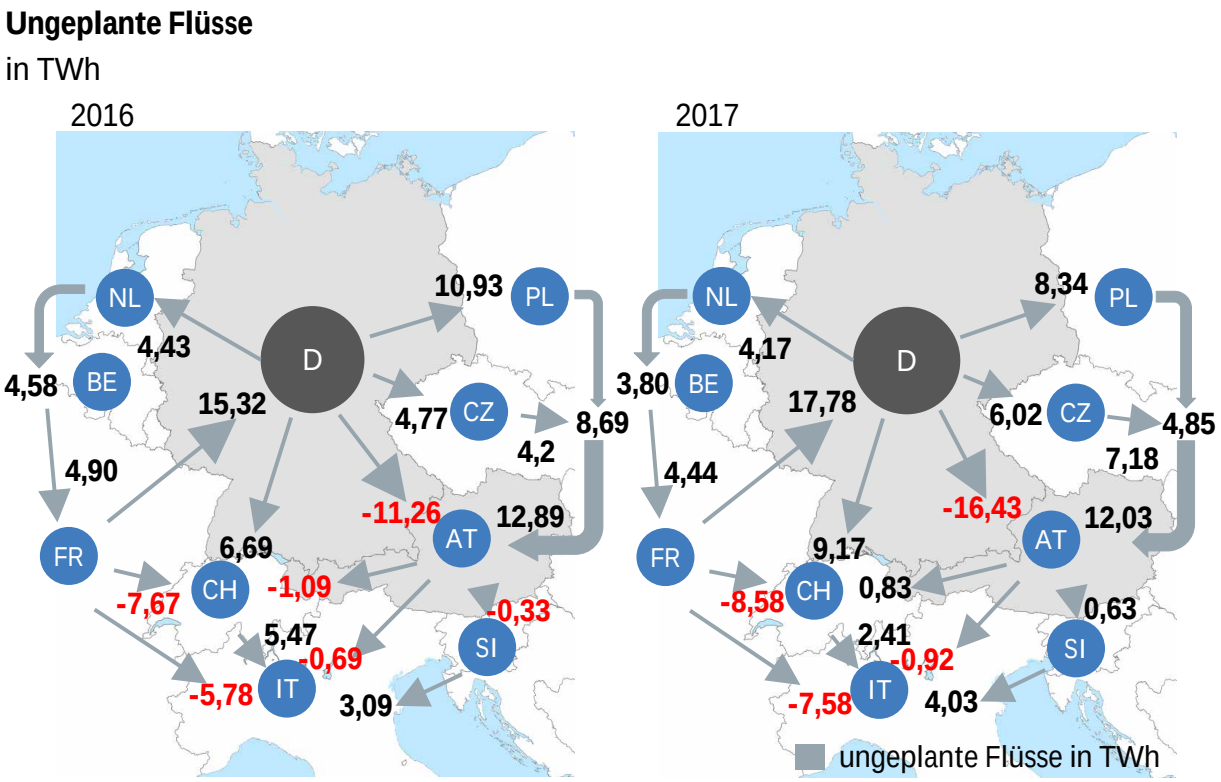


Abbildung 91: Ungeplante Flüsse 2017 gegenüber 2016

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.

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. Damit das Problem der ungeplanten Flüsse nicht zu instabilen Netzen im Ausland oder Einschränkungen im Handel führt, beteiligt sich Deutschland aktiv an verschiedenen Maßnahmen. Zunächst wurde mit dem virtuellen Phasenschieber (vPST) an der deutsch-polnischen Grenze ein grenzüberschreitendes Redispatch-Regime etabliert, mittels dessen ungeplante Flüsse reduziert und die Systemsicherheit in Polen und Deutschland erhöht werden konnte. Der vPST läuft aus, sobald alle geplanten physikalischen Phasenschieber-Transformatoren (PSTs) an den Grenzkuppelleitungen in Betrieb genommen wurden. Durch die teilweise Inbetriebnahme von PSTs und die Abschaltung der Leitung Vierraden-Krajnik konnten die Lastflüsse zwischen Deutschland und Polen bereits erfolgreich auf einen sicheren Bereich beschränkt werden. Zusätzlich wurden an der nördlichen Grenzkuppelleitung zu Tschechien zwei PSTs und auf der tschechischen Seite vier weitere PSTs in Betrieb genommen. Das Engpassmanagementverfahren an der deutsch-österreichischen Grenze mit einer Übertragungsbeschränkung auf 4,9 GW wird die Ringflüsse durch Polen und die Tschechische Republik im Vergleich zum heutigen unbeschränkten Handel erheblich reduzieren.

4. 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[70] 2017 lauten wie folgt: Die vier deutschen ÜNB erhielten für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 2,32 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 4,47 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 2,15 Mio. Euro, den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen an den ITC-Mechanismus entrichten mussten. Damit war Deutschland im ITC-Jahr 2017 das 3. Mal in Folge Nettozahler in den ITC-Fonds. (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 zu den beiden Vorjahren wurde die Nettozahlung jedoch deutlich reduziert.

[70] Ein ITC-Jahr wird von den ÜNB rückwirkend für das jeweilige Kalenderjahr (Leistungszeitraum) abgerechnet. So existiert ein etwa sechsmonatiger Zeitversatz zwischen dem Leistungszeitraum und dem Zeitpunkt, zu dem die Ein- bzw. Auszahlungen tatsächlich erfolgen.

5. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Als Marktkopplung (Market Coupling) wird allgemein das Verfahren zur effizienten Nutzung der nur begrenzt zur Verfügung stehenden Kapazitäten der Übertragungsnetze zwischen verschiedenen Ländern/Gebotszonen bezeichnet. Die Marktkopplung wird von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam mit den Strombörsen organisiert. Dabei werden die Handelsgebote von Marktteilnehmern gesammelt und miteinander abgeglichen und dabei gleichzeitig grenzüberschreitende Kapazität für verschiedene Gebotszonen vergeben. Dies wird als implizite Kapazitätsauktion bezeichnet.

Im sogenannten MRC (Multi-Regional-Coupling) sind mittlerweile 20 europäische Länder (ca. 85 Prozent des europäischen Stromverbrauchs) miteinander verbunden. Zwischen diesen Ländern kann, solange die Übertragungskapazitäten ausreichen, über die Börsen implizit Strom gehandelt werden.

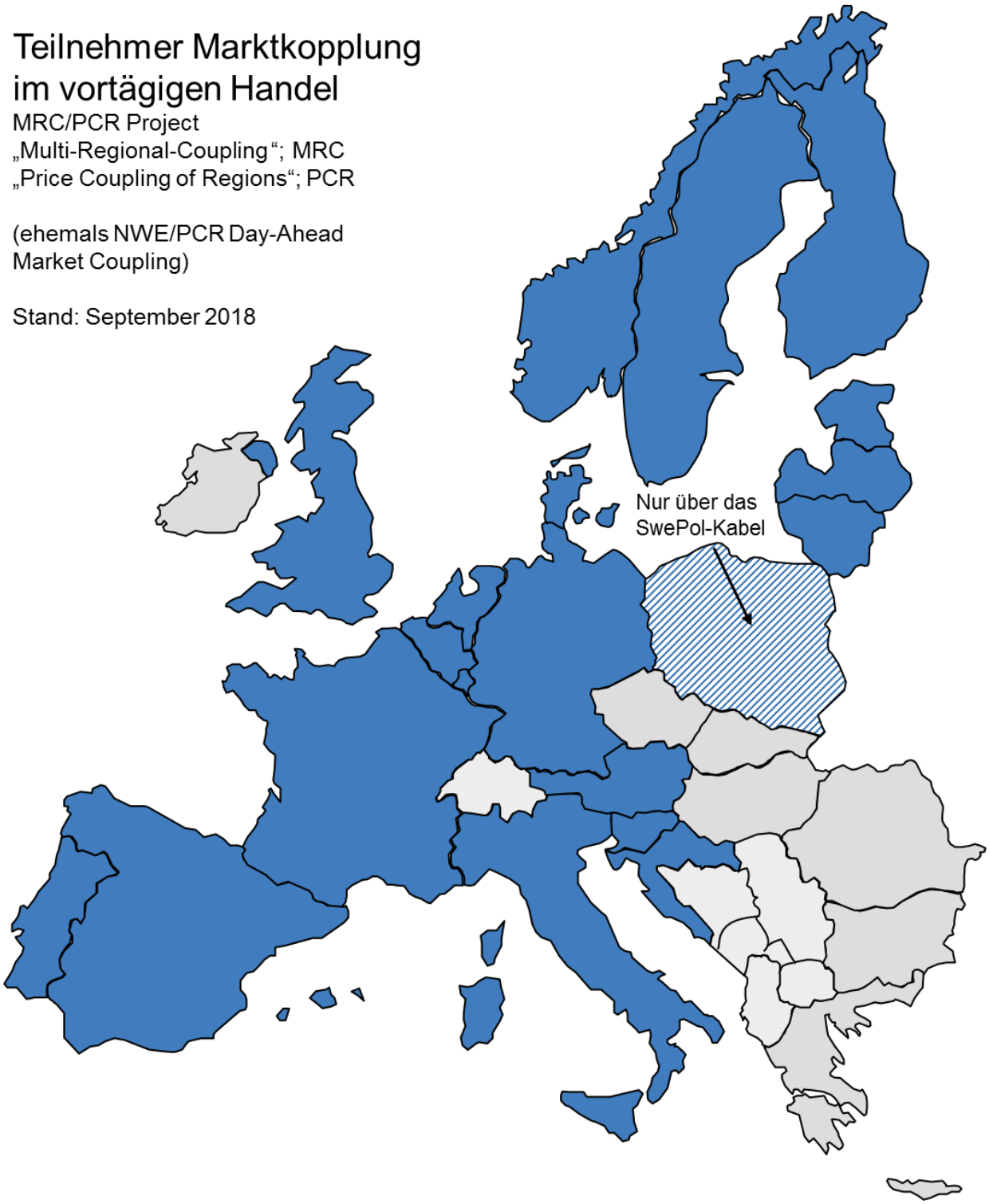


Abbildung 92: Teilnehmerländer im vortägigen Handel im MRC

Ziel der Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der Day-Ahead verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Ländern. Dadurch verringern sich die Wohlfahrtsverluste, die durch die Engpässe zwischen den Ländern entstehen können. Im Ergebnis führt die Methode daher zu einer Preisangleichung auf den beteiligten nationalen Day-Ahead-Märkten. Zu beobachten ist, dass die Preiskonvergenz (als Indikator für eine effiziente Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten) in gekoppelten Regionen deutlich höher ist als in ungekoppelten Regionen.

Auf europäischer Ebene koordiniert die Bundesnetzagentur im Rahmen der Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden bei ACER die Umsetzung der gesamteuropäischen Marktkopplung.

6. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation

Die Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM GL) definiert die lastflussbasierte Marktkopplung (Flowbased Market Coupling) als das Zielmodell in Zentraleuropa. Wesentliche Grundlage dafür bildet die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung. Dabei wird die grenzüberschreitende Handelskapazität in Abhängigkeit des Handels aller anderen Gebotszonengrenzen und der durch den Handelsfluss resultierenden Belastungen von Stromleitungen ermittelt. Dies gewährleistet eine höhere Sicherheit der Übertragungsnetze und verbesserte Ausnutzung der Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern.

Seit dem Start der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung im Jahr 2015 in der Region Zentralwesteuropa (CWE-Region bestehend aus den Grenzen zwischen den Ländern AT, BE, DE, FR, LU, NL) haben die Ergebnisse die in den Tests erwarteten steigenden Übertragungskapazitäten bestätigt. Als direkte Folge davon konnte auch eine höhere Preiskonvergenz auf den Day-Ahead Strommärkten zwischen den teilnehmenden Staaten erreicht werden.

Im September 2016 wurde durch ACER entschieden, die vormaligen Regionen Zentralosteuropa (CEE-Region bestehend aus den Grenzen zwischen den Ländern AT, CR, CZ, DE, HU, PL, RO, SI, SK) und Zentralwesteuropa zu einer gemeinsamen Kapazitätsberechnungsregion „Core“ zusammenzufassen.

Bis zu der im ersten Halbjahr 2020 erwarteten Umstellung der Kapazitätsberechnungsmethode in dieser neuen Core-Region wird die Methode in CWE weiter entwickelt. Dazu zählt beispielsweise die Bestimmung eines Kapazitätsmindestanteils, der auf jeder berücksichtigten Leitung für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung gestellt werden muss. Nach der Engpasseinführung an der deutsch-österreichischen Grenze zum 1. Oktober 2018 wird diese Grenze in die Zentralwesteuropäische Region integriert. Damit wird die Handelskapazität für den Day-Ahead Markt in Abhängigkeit der übrigen Grenzen in dieser Region ermittelt.

Die Arbeit in der Core-Region wird in einer eigenen gemeinsamen Arbeitsgruppe mit Beteiligung aller Regulierungsbehörden und ÜNB koordiniert. Erster Schritt war die Erstellung eines gemeinsamen Vorschlags der ÜNB für die Kapazitätsberechnungsmethode gemäß der CACM GL, der den Regulierungsbehörden Mitte September 2017 vorgelegt wurde. Nach umfassender Bewertung der Regulierungsbehörden wurde im März 2018 ein erstes Änderungsverlangen der eingereichten Methode an die ÜNB gestellt. Die Einreichung einer daraufhin überarbeiteten Fassung seitens der ÜNB erfolgte im Juni 2018. Nach eingehender Beratung der Regulierungsbehörden wurde das Verfahren im August 2018 ACER zur Entscheidung übertragen.

7. Sachstand zu Europäischen Verordnungen im Strombereich

Bei der Entwicklung und Umsetzung der EU-Netzkodizes und -Leitlinien konnten 2017 große Fortschritte im Hinblick auf die Harmonisierung des europäischen Stromhandels und der Vertiefung des europäischen Strombinnenmarktes in den Bereichen Netzanschluss, Markt und Systembetrieb erzielt werden. So sind mit den Leitlinien zu Regelenergie (EB) und Systembetrieb (SO) sowie dem Netzkodex Notzustand und

Netzwiederaufbau (E&R) auch die letzten drei EU-Verordnungen in Kraft getreten, die 2016 noch im Komitologieverfahren verhandelt wurden.

Netzanschluss

Alle drei Netzkodizes über Netzanschlussregeln RfG (Verordnung (EU) 2016/631), DCC (Verordnung (EU) 2016/1388) und HVDC (Verordnung (EU) 2016/1447) traten 2016 in Kraft und schaffen zur Realisierung des europäischen Binnenmarkts für Strom und aus Gründen der Netzstabilität möglichst vereinheitlichte Netzanschlussbedingungen für die Marktteilnehmer.

Die drei Netzanschluss-Kodizes sehen jeweils erhebliche Handlungsspielräume auf nationaler Ebene vor. Diese hat der deutsche Gesetzgeber genutzt und im Rahmen der EEG-Novelle 2017 in § 19 EnWG die Zuständigkeit für die Determinierung der technischen Anschlussvoraussetzungen unter Wahrung der Rahmenbedingungen der Netzkodizes dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) zugewiesen. Die Bundesnetzagentur ist vor allem für die Festlegung der Schwellenwerte, nach denen sich die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen richten, für die Festlegung von den Kriterien für Anträge auf Gewährung von Ausnahmen von den technischen Anschlussanforderungen sowie für Rechtsbehelfsverfahren bei Beschwerden von Anschlusspetenten zuständig.

Markt

Übertragungsnetzbetreiber und nominierte Strommarktbetreiber setzen gemeinsam mit nationalen Regulierungsbehörden und ACER die Vorgaben der 2015 in Kraft getretenen EU-Leitlinie CACM (Verordnung (EU) 2015/1222) zur grenzüberschreitenden Engpassbewirtschaftung, Kapazitätsberechnung und -vergabe im Day-Ahead und Intraday Handel um.

So wurden in 2017 die Methode zur Verteilung der Engpasserlöse, die Methode für die Bereitstellung von Erzeugungs- und Lastdaten sowie der Plan für die gemeinsame Ausführung der Marktkopplungsbetreiberfunktionen fertiggestellt und harmonisierte Höchst-und Mindestclearingpreise auf europäischer Ebene festgelegt.

Ebenfalls in der Umsetzung befindet sich das 2016 in Kraft getretene Regelwerk zur Vergabe langfristiger Kapazität, die Leitlinie FCA (Verordnung (EU) 2016/1719). In 2017 konnten die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit den nationalen Regulierungsbehörden und ACER die Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten (Art. 17 FCA GL), die Methode zur Einrichtung der zentralen Vergabeplattform für langfristige Kapazitätsprodukte (Art. 49 FCA GL) sowie die mit dieser Maßnahme einhergehende Kostenteilung (Art. 59 FCA GL) regeln.

Am 23. November 2017 trat die Leitlinie GL EB (Verordnung (EU) 2017/2195) in Kraft, die Vorgaben zur Integration der noch weitgehend national organisierten Regelenergiemärkte und zum grenzüberschreitenden Austausch von Regelenergie enthält. Die ersten Umsetzungsschritte durch Übertragungsnetzbetreiber, nationale Regulierungsbehörden und ACER sind für Ende 2018 geplant.

Systembetrieb

Die Leitlinie SO zum Systembetrieb (Verordnung (EU) 2017/1485) trat am 14. September 2017 in Kraft. Sie befasst sich mit der Harmonisierung im Bereich des operativen Systembetriebs sowie der Festlegung von Sicherheitslimits. Außerdem wird der Prozess der internen und grenzüberschreitenden Fahrplananmeldung

angepasst sowie die technischen Mindestvorgaben zur Regelenergie und deren Limitierung für den grenzüberschreitenden Austausch geregelt. Verbindliche Vorgaben für die Leistungs-Frequenz-Regelung in Form von technischen Mindestwerten und Abläufen von Prozessen sind ebenfalls Bestandteil der Leitlinie. Mit der Umsetzung wurde Anfang 2018 begonnen.

Ebenfalls den Systembetrieb betrifft der Netzkodex E&R (Verordnung (EU) 2017/2196) mit Vorgaben zum Verhalten im Notfall und beim Netzwiederaufbau, der am 24. November 2017 in Kraft trat und deren Umsetzung 2019 beginnt.

7.1 Early Implementation Cross Border Intraday Project

Das sog. Cross Border Intraday Projekt (kurz: XBID Projekt) soll in Europa die Abwicklung von impliziten Intraday Handelsgeschäften über die Gebotszonengrenzen der teilnehmenden Länder hinaus ermöglichen. Das Projekt umfasst das Gebiet der folgenden Mitgliedstaaten der EU und des EWR: Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Österreich, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland, Norwegen, Spanien, Italien, Portugal, Griechenland, Estland, Lettland, Litauen. Die Schweiz, die zunächst mit Beobachterstatus ebenfalls an dem Projekt teilgenommen hatte, ist ausgeschieden, da das nach Art. 1 Abs. 4 und 5 CACM-Leitlinie erforderliche Abkommen zwischen der Schweiz und der EU zur Zusammenarbeit im Elektrizitätsbereich nicht bis Ende 2016 vorlag.

2017 wurde insbesondere an der Implementierung der sog. XBID-Plattform gearbeitet. Mittels dieser Plattform, die aus einem Kapazitätsmanagementmodul und einem einheitlichen Orderbuch bestehen wird, sollen die lokalen Stromhandelssysteme der Strombörsen sowie die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten der Übertragungsnetzbetreiber jeweils gebündelt und sodann miteinander verknüpft werden. Auf diese Weise wird ermöglicht, Stromhandelsangebote in einer Gebotszone mit Stromhandelsnachfragen in einer anderen Gebotszone der Region kontinuierlich und implizit miteinander abzugleichen, sofern hinreichende grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten für die Abwicklung der Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen. Um die Bündelung der Orderbücher und der Kapazitätskalkulationen bewerkstelligen zu können, wurde seitens der Projektparteien parallel zur Entwicklung der zentralen Plattform an der Entwicklung lokaler Implementierungslösungen (Local Implementation Projects) gearbeitet.

Nach dem Durchlaufen einer umfangreichen Testphase ist XBID am 12. Juni 2018 erfolgreich gestartet. Zukünftig soll die Plattform noch um zusätzliche europäische Länder erweitert werden (Kroatien, Polen, Tschechien, Ungarn, Rumänien, Slowenien).

7.2 Early Implementation Bidding Zone Review

In der europäischen Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign tritt auch die Frage einer Anpassung der derzeit bestehenden Gebotszonen immer stärker in den Vordergrund. Die CACM-Leitlinie sieht insoweit vor, dass in einem Turnus von jeweils drei Jahren beginnend nach Inkrafttreten der 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 als CACM „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 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. Es konnte nur eine qualitative Bewertung der einzelnen Gebotszonenzuschnitte untersucht werden, da die modellbasierten Ergebnisse nicht zu verwerten waren.

Eine abschließende, konkrete Empfehlung konnte aufgrund der Komplexität der gewählten Methodik (Nodal Pricing-Ansatz mit Flowbased-Berechnung) als auch mit der Datenverfügbarkeit (unterschiedliche Betriebs- und Steuerungsarten des 220kV-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.

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 verzeichnete im Jahr 2017 einen deutlichen Rückgang. Ein Grund dafür ist die Abnahme der langfristigen Kontrakte aufgrund der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze seit dem 1. Oktober 2018 und damit faktisch die Trennung des gemeinsamen Marktgebiets von Deutschland und Österreich (sog. Gebotszonentrennung).[71] Die Marktteilnehmer konnten sich früh an der EEX auf diese Entwicklung mit neuen Produkten nur für das deutsche Marktgebiet eindecken – mit sogenannten ausschließlichen Phelix-DE-Kontrakten. Bis zum Ende des Jahre 2017 war zu beobachten, dass sich das Handelsvolumen seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben hat. Der börsliche Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen ebenfalls Volumenrückgänge. Ebenfalls ist das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE/AT-Terminkontrakten an der EEX im Jahr 2017 deutlich zurückgegangen. Auch hier ist der Grund die Einführung des neuen Produktes Phelix-DE. Das OTC-Clearing Volumen von Phelix-DE/AT liegt im Jahr 2017 über dem Volumen des Börsenhandels. Beim Spotmarkt hingegen gibt es unterschiedliche Entwicklungen. Das Volumen des Day-Ahead-Handels ist leicht zurückgegangen, während das Volumen für den Intraday-Handel um rund 15 Prozent angestiegen ist.

Die Stromgroßhandelspreise sind im Jahresdurchschnitt 2017 zum ersten Mal seit 2011 wieder gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Spotmarktpreise um rund 18 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten um rund 22 Prozent höhere Preise.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Jahren, auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg sowie auf die Börsenplätze in Leipzig (European Energy

[71] 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)

Exchange AG - EEX), Paris (EPEX SPOT SE)[72] und Wien (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG – EXAA). Diese Börsen haben sich auch in diesem Jahr an der Datenerhebung im Energie-Monitoring beteiligt.[73] Da für Deutschland, Österreich und Luxemburg im Jahr 2017 eine gemeinsame Gebotszone bestand, werden die einzelnen „Produkte“ mit Lieferzeit in diesem Jahr an allen drei Börsen mit für diese Länder jeweils einheitlichen Börsenpreisen gehandelt im Sinne einer Preiszone. Die EEX bietet Produkte im Terminhandel an, die EPEX SPOT SE und die EXAA hingegen im Spotmarktbereich.

Die Gesamtzahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/Österreich/Luxemburg zugelassenen Teilnehmer verzeichnet seit Jahren Zuwächse, so wurde zum Stichtag 31. Dezember 2017 an dem Börsenplatz der EEX ein neuer Höchstwert erreicht. An der EPEX Spot ist die Anzahl der Teilnehmer minimal auf 203 gesunken und an der EXAA ist die Anzahl der zugelassenen Teilnehmer auf 72 zurückgegangen.

Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, EPEX SPOT und EXAA

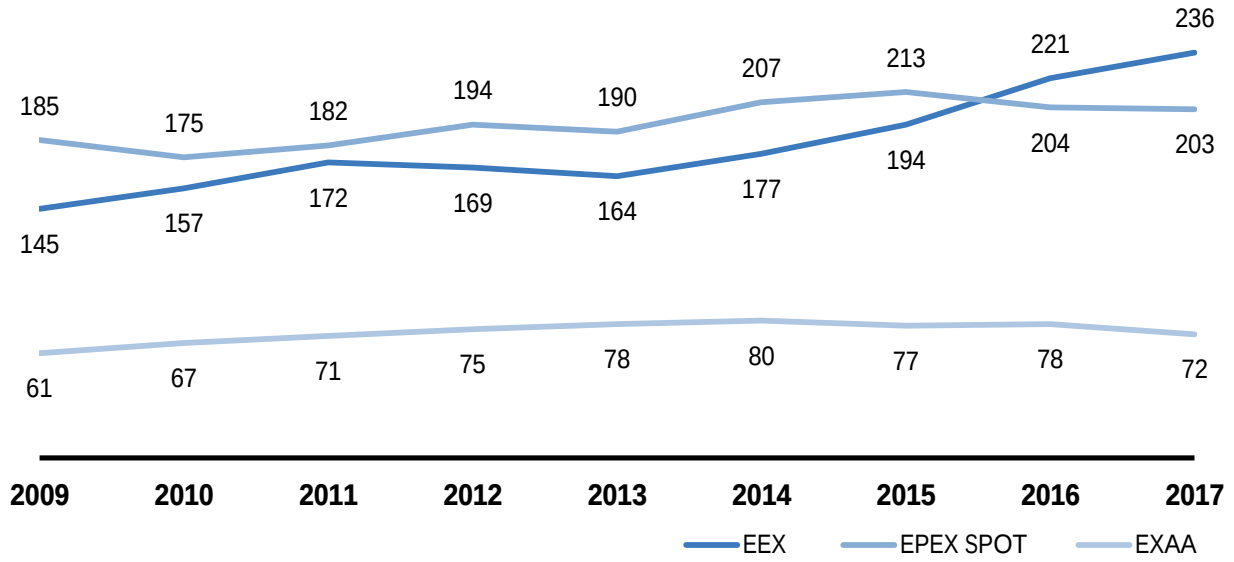


Abbildung 93: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA

Nicht jedes Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, vielmehr kann auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgegriffen werden. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt. In den Kategorien, nach denen die EPEX SPOT bzw. die EEX ihre

[72] Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen, die EEX Group ist indirekte Mehrheitsaktionärin an der EPEX SPOT SE.

[73] Darüber hinaus ermöglicht auch Nord Pool Spot AS den Stromhandel mit Lieferort Deutschland. Sie bietet Intraday-Handel mit Lieferort Deutschland und gewinnt zunehmend an Bedeutung. So lag das Handelsvolumen für 2017 bei rund 2,5 TWh, im Vorjahr waren es noch rund 1,5 TWh. Zudem bietet die Börse den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland an (jeweils von und nach Schweden bzw. Dänemark).

Börsenteilnehmer klassifizieren[74], ergibt sich für das Jahr 2017, dass die meisten Handelsteilnehmer Verbund- und Handelsunternehmen oder Produzenten sind, danach kommen Stadtwerke und Regionalversorger, gefolgt von Finanzdienstleistungsunternehmen und Kreditinstituten. Es gibt nur wenige Teilnehmer, die als kommerzielle Verbraucher agieren. Die Übertragungsnetzbetreiber sind vor allem an der EPEX Spot aktiv.

Klassifizierung der registrierten Stromhandelsteilnehmer an der EEX und EPEX Spot zum Stichtag 31. Dezember 2017

	EPEX SPOT	EEX
Übertragungsnetzbetreiber	4	2
kommerzielle Verbraucher	9	5
Finanzdienstleistungsunternehmen und Kreditinstitute	6	52
Stadtwerke und Regionalversorger	50	75
Verbund- und Handelsunternehmen (EEX) oder Produzenten und Handelsunternehmen (EPEX SPOT)	134	102
Gesamt	**203**	**236**

Tabelle 62: Klassifizierung der registrierten Stromhandelsteilnehmer an der EEX und EPEX Spot zum Stichtag 31. Dezember 2017

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 auf aus dem Terminhandel an der EEX stammende Phelix-Futures-Positionen zur physischen Erfüllung. Im Folgenden werden die börslichen Spotmärkte (Abschnitt I.F.1.1) und Terminmärkte (Abschnitt I.F.1.2) 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 den kontinuierlichen Intraday-Handel an.

[74] Bei der EXAA wird keine Klassifizierung der Börsenteilnehmer vorgenommen.

Die physische Erfüllung der Kontrakte durch Stromlieferung ist an beiden börslichen Spotmärkten in die österreichische Regelzone (APG), 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. 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, und die Ergebnisse liegen ab 15:10 Uhr vor. 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 und innerhalb der österreichischen Regelzone können bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden, in der jeweiligen der vier deutschen Regelzonen sogar bis fünf Minuten vor Lieferbeginn. Seit 2015 umfasst der kontinuierliche Intraday-Handel für 15-Minuten-Perioden auch Österreich (Regelzone APG).

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 2017 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 233 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (235 TWh) leicht gesunken. Demgegenüber ist das Volumen des Intraday-Handels wiederum erheblich gestiegen, und zwar auf 47 TWh, was einem Zuwachs von rund sechs TWh bzw. rund 15 Prozent entspricht.[75] Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist stabil geblieben und liegt erneut bei rund acht TWh. Hiervon entfielen rund 66 Prozent der Menge auf die deutschen Regelzonen.

[75] vgl. Pressemitteilung der EPEX Spot vom 11. Januar 2017

Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA
in TWh

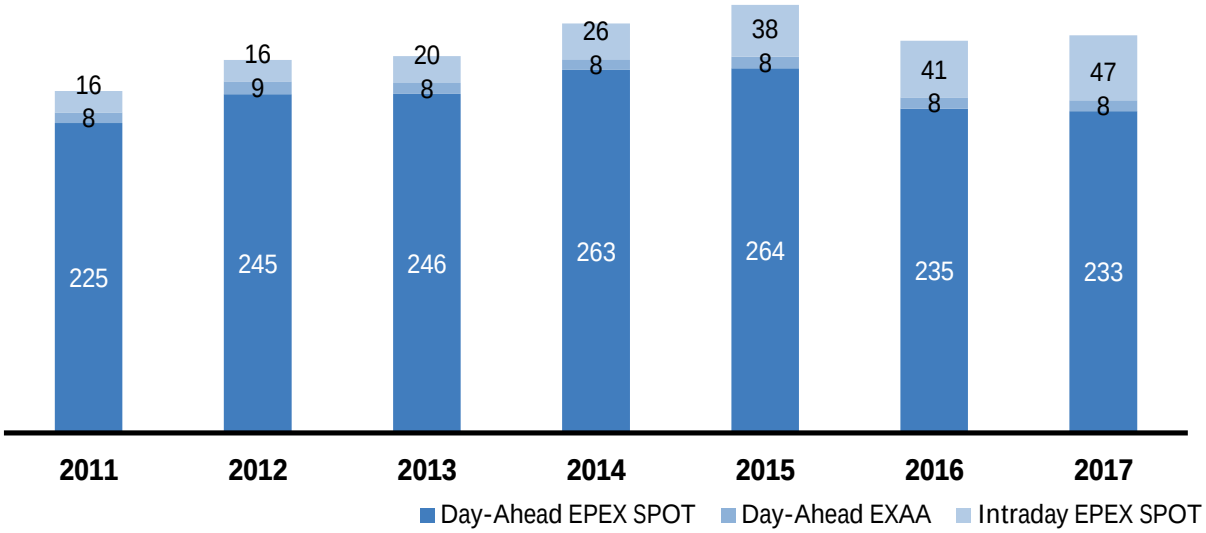


Abbildung 94: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA

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 2017 belief sich die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer auf 124 (gegenüber 122 Käufern in 2016) bzw. Verkäufer auf 112 (gegenüber 117 Verkäufern in 2016). Im Mittel waren 156 Teilnehmer (im Vorjahr ebenfalls 156 Teilnehmer) und damit rund 77 Prozent aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten Kauf) liegt mit 85 Teilnehmern in 2017 leicht über dem Niveau der Vorjahre. Die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten Verkauf) ist nunmehr auf 71 Teilnehmer gesunken.

An der EXAA gilt ein registrierter Teilnehmer als „aktiv“, wenn mindestens ein Kauf- oder Verkaufsgebot ausgeführt worden ist, und zwar bezogen auf jeden Liefertag.[76] Im Jahr 2017 waren rund 40 (Vorjahr: 43) Teilnehmer und damit etwas mehr als die Hälfte aller registrierten Teilnehmer je Liefertag aktiv. Etwa 82 Prozent aller Teilnehmer an der EXAA (in 2016: 74 Prozent) verfügen über Handelskonten in den deutschen Regelzonen. Im Mittel wurden mit 29 (in 2016 ebenfalls 29) Teilnehmern je Liefertag Gebote in die deutschen Regelzonen ausgeführt.

[76] Der unterschiedliche Ansatz – Liefertag statt Handelstag – soll eine gleichgerichtete Betrachtung der Werte beider Spotmarktplätze trotz der verschiedenen Handelsbedingungen (Auktionstage, Auktionszeitpunkt) ermöglichen. Dies ist jedoch aufgrund weiterer Unterschiede zwischen EPEX SPOT und EXAA nur bedingt möglich.

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 relativ hohe Anteil preisunabhängiger Gebote an der EPEX SPOT ist im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. 67 Prozent der ausgeführten Kaufgebote waren preisunabhängig – gegenüber 69 Prozent im Jahr 2016. Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten lag der Anteil preisunabhängiger Gebote bei 60 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Prozentpunkte zurückgegangen.

Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2017

	Ausgeführte Verkaufsgebote		Ausgeführte Kaufgebote	
	Volumen in TWh	Anteil	Volumen in TWh	Anteil
Preisunabhängige Gebote	139,1	62,3%	157	67,3%
davon durch ÜNB	38,6		0,6	
davon physisch erfüllte Phelix Futures	27,1		44,7	
davon sonstige	73,5		111,7	
Preisabhängige Gebote i. w. S.	94,1	37,7%	76,2	23,6%
davon Blöcke	26		11,1	
davon Marktkopplungskontakte	32,3		10	
davon preisabhängige Gebote i.e.S.	35,8		55	
Gesamt	233,2	100%	233,2	100%

Tabelle 63: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2017

Was die EEG-Mengen betrifft, spielt auf Verkäuferseite deren Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle und erfolgte erneut fast vollständig zu 99,8 Prozent preisunabhängig.[77] Allerdings ist nach Angaben der Strombörsen, die von den ÜNB vermarktete Menge mit rund 38,6 TWh weiter gesunken. Im Vorjahr lag diese noch bei 41,6 TWh, im Jahr 2015 sogar noch bei 47,7 TWh.

[77] 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 auf zuletzt 78 Prozent (vgl. Kapitel I.B.2.1.3). Hintergrund ist, dass die installierte Leistung von Anlagen, die Strom unter der Direktvermarktung absetzen, gestiegen ist. Während im Januar 2017 Betreiber von Anlagen mit einer Kapazität von ca. 60 GW die Marktprämie in Anspruch genommen haben, waren es im Dezember 2017 bereits Anlagen mit einer Kapazität von knapp 68 GW. Auch die installierte Leistung von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung ist im gleichen Zeitraum (Januar bis Dezember 2017) von rund 165 MW auf über 176 MW gestiegen.[78]

Auf der Verkäuferseite ist die Menge der Gebote an der EPEX SPOT zur physischen Erfüllung von Phelix-Futures von 28 TWh in 2016 auf 27 TWh in 2017 leicht gesunken. Auf der Käuferseite ist die Menge ebenfalls gefallen von 57 TWh in 2016 auf 45 TWh in 2017.

1.1.4 Preisniveau

Der für das Marktgebiet Deutschland/Österreich 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 neun 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.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2017 zum ersten Mal seit 2011 angestiegen. Der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base stieg von 28,98 Euro/MWh im Jahr 2016 auf 34,20 Euro/MWh, d. h. um rund 18 Prozent an. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 38,06 Euro/MWh nahezu 19 Prozent über dem Vorjahresniveau von 32,01 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak betrug im Jahr 2017 rund 3,86 Euro/MWh und damit lag der Day-Peak rund elf Prozent über dem Day-Base.

[78] Vgl. Informationen der ÜNB zur Direktvermarktung, siehe https://www.netztransparenz.de/portals/1/Direktvermarktung-Uebersicht_Dezember2017.pdf, aufgerufen am 25. Juni 2018.

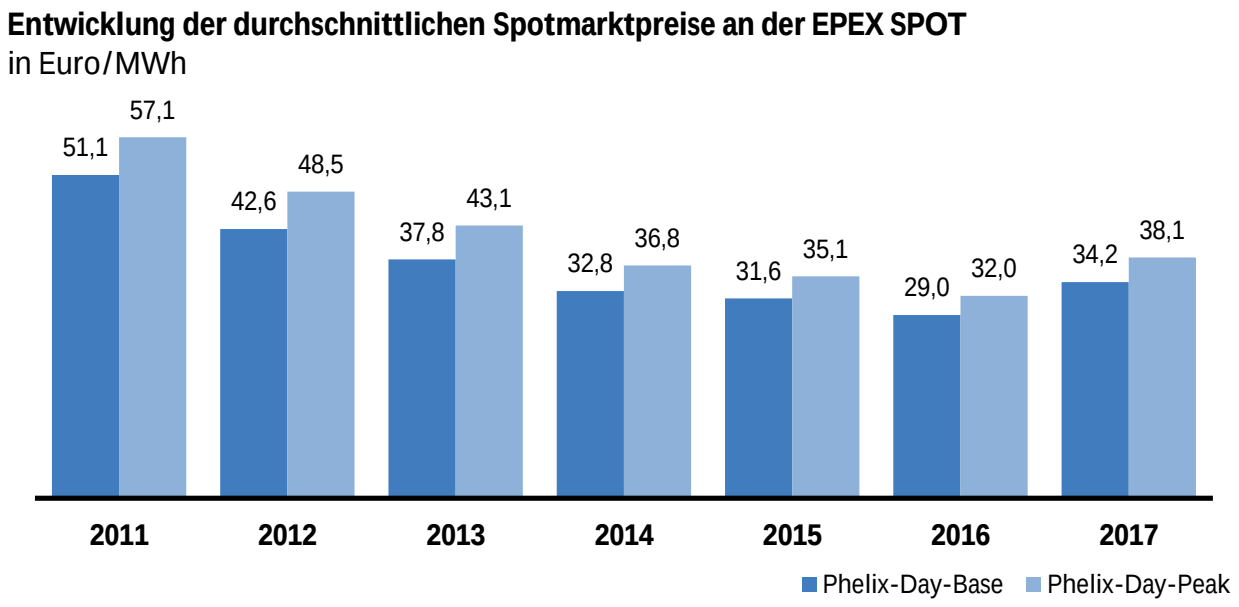


Abbildung 95: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT

Die unterschiedlichen Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2017 dicht beieinander. Ein leichter Anstieg der Differenz, der auch schon im Vorjahr festzustellen war, setzt sich im Jahr 2017 fort.

Weiterhin ergaben sich bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT im Jahresmittel niedrigere Strompreise als an der EXAA – sowohl für die Phelix-Day-Base gegenüber des bEXAbase als auch für den Phelix-Day-Peak gegenüber des bEXApeak. In Zahlen ausgedrückt beträgt die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und bEXAbase rund 0,29 Euro/MWh, im Vorjahr lag sie noch bei 0,16 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Peak und bEXApeak liegt im Jahr 2017 bei rund 0,34 Euro/MWh – im Vorjahr lag diese bei 0,25 Euro/MWh.

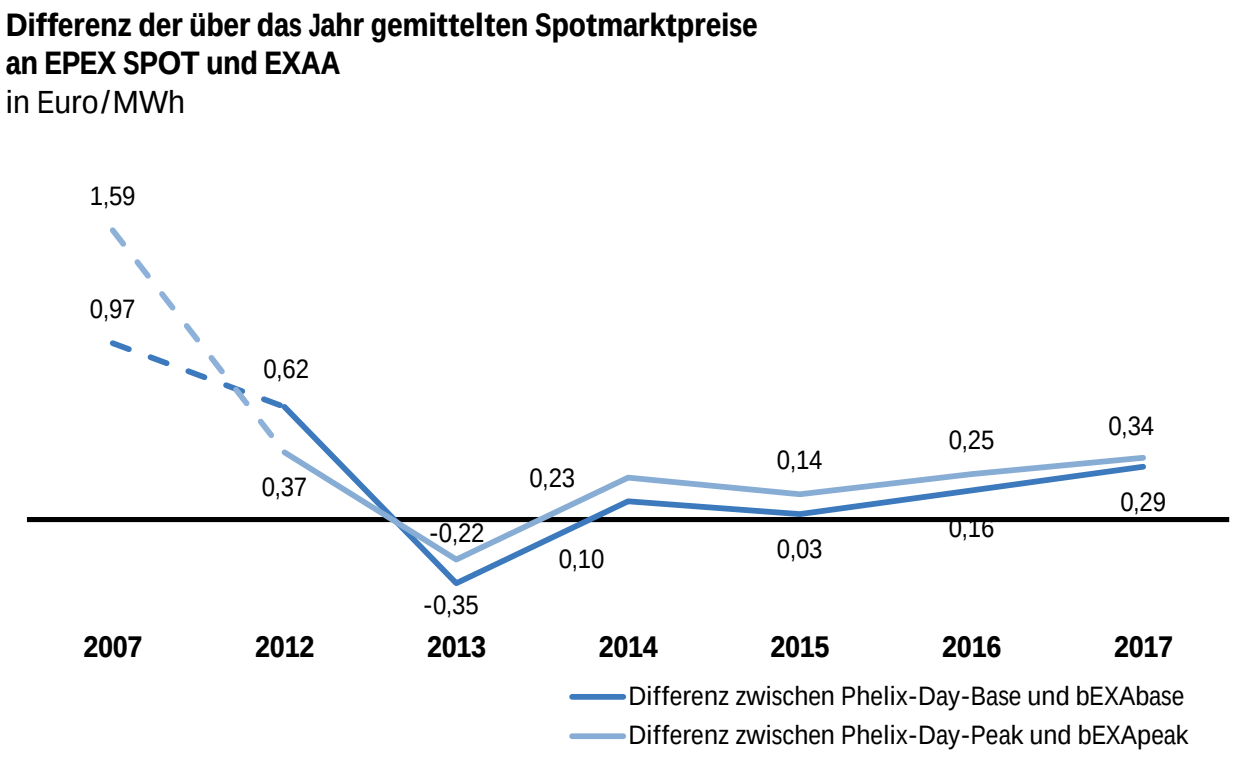


Abbildung 96: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT

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-Day-Base. Die tagesgemittelten Preise haben typischerweise einen Wochenverlauf mit niedrigeren Preisen am Wochenende. Wie im Vorjahr ist es auch im Jahr 2017 über die üblichen Schwankungen hinaus vereinzelt zu erheblichen Ausschlägen gekommen, deren Extremwerte zudem eine deutlich größere Schwankungsbreite aufwiesen.

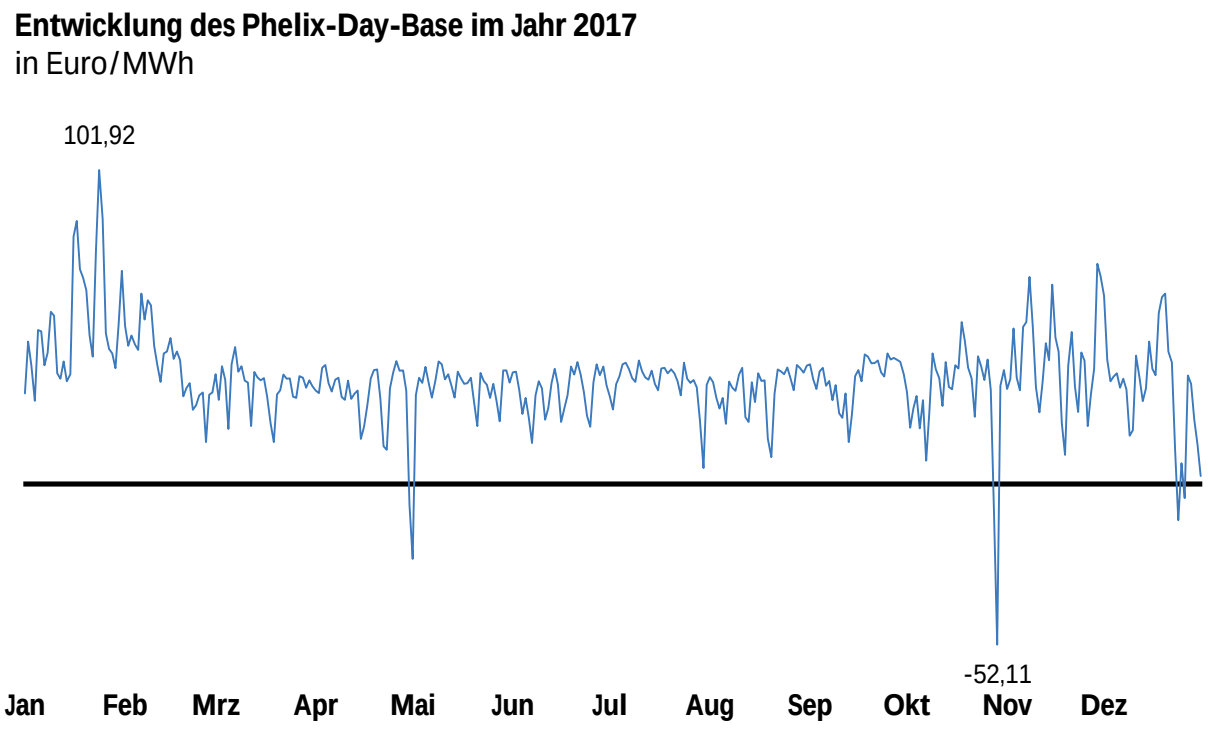


Abbildung 97: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2017

Bei den Base- und Peak-Preisen an der EPEX SPOT waren 2017 erhebliche Ausreißerwerte sowohl positiv als auch negativ festzustellen. Zwar hat sich die Spannweite der mittleren 80 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte für das Jahr 2017 erheblich reduziert. Im Jahr 2016 betrug die Differenz noch 21,81 Euro/MWh – im Jahr 2017 sind es nur noch 12,03 Euro/MWh. Die entsprechende Peak-Spanne der mittleren 80 Prozent ist um ebenfalls von 28,56 Euro/MWh im Jahr 2016 auf nur noch 16,26 Euro/MWh stark gesunken.

Sowohl beim Phelix-Day-Base sowie beim Phelix-Day-Peak kam es in 2017 sechs Mal zu einem negativen Wert.[79] Der höchste negative Preis beim Phelix-Day-Base im Wert von -52,11 Euro/MWh wurde am 29. Oktober 2017 erzielt, am gleichen Tag hatte auch der Phelix-Day-Peak mit -45,27 Euro/MWh seinen niedrigsten Wert. An diesem Tag, einem Sonntag auf den zwei Feiertage folgten, kam es in Folge des Sturmtiefs HERWART zu hohen Erzeugungswerten aus Windenergieanlagen an Land bei gleichzeitig – wie an Wochenenden üblich – geringer Last. Im Vorjahr 2016 lag das Minimum des Day-Base noch bei -12,89 Euro/MWh beziehungsweise des Day Peak bei -36,46 Euro/MWh. Die Steigerung des Day-Base zum Vorjahr beträgt demnach rund 304 Prozent, die des Day-Peak rund 24 Prozent.

Auch die Maxima der beiden Indizes haben sich auch erheblich erhöht. Im aktuellen Jahr 2017 betrug der höchste Wert bei Phelix-Day-Base 101,92 Euro/MWh und somit rund 70 Prozent über dem Wert des

[79] Negative Preise sind Preissignale auf dem Strommarkt, welche auftreten, wenn eine hohe unflexible Stromerzeugung auf eine schwache Nachfrage trifft. Unflexible Stromquellen können nicht kurzfristig und ohne hohen finanziellen Aufwand herunter- und wieder hochgefahren werden.

Vorjahres. Im Vorjahr 2016 betrug der Höchstwert noch 60,06 Euro/MWh. Das Maximum bei Day-Base wurde im ersten Monat des Jahres erzielt – am 24. Januar 2017. Hier sorgten die kalte Wetterlage am Anfang des Jahres sowie die Dunkelflaute für einen Anstieg der Preise.[80] Auch der Höchstwert beim Phelix-Day-Peak hat sich erhöht. Der Wert für 2017 lag hier bei 130,18 Euro/MWh und hat sich im Vergleich zum Vorjahr 2016, wo dieser noch 76,84 Euro/MWh betrug, und ist somit rund 70 Prozent angestiegen.

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 2015	20,30 – 42,38	22,08	-0,80 – 51,27	52,07
Base 2016	18,57 – 40,38	21,81	-12,89 – 60,06	72,95
Base 2017	27,95 – 39,98	12,03	-52,11 – 101,92	154,03
Peak 2015	20,82 – 49,09	28,27	-11,38 – 65,12	76,5
Peak 2016	18,38 – 46,94	28,56	-36,46 – 76,84	113,3
Peak 2017	28,35 – 44,61	16,26	-45,27 – 130,18	175,45

Tabelle 64: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2015 bis 2017

An der EXAA lässt sich Ähnliches beobachten. Sowohl die Spannenober- und -untergrenzen der Extremwerte von bEXAbase und bEXApeak sowie die daraus resultierende Spannweite haben sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich vergrößert. Der höchste Wert des bEXAbase mit 90,69 Euro/MWh sowie des bEXApeak mit 122,39 Euro/MWh wurden ebenfalls am 24. Januar 2017 erzielt. Beim bEXAbase kam es zu vier negativen Werten – der niedrigste Wert mit -15,88 Euro/MWh wurde am 29. Oktober 2017 erzielt. Beim bEXApeak betrug der niedrigste Wert mit -9,17 Euro/MWh und wurde am 31. Dezember 2017 erzielt.

[80] Siehe https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dunkelflaute; aufgerufen am 17. Juli 2018.

Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in Euro/MWh

	Mittlere 80 Prozent	Spanne der mittleren 80 Prozent	Extremwerte	Spanne der Extremwerte
	10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte		Min – Max	
bEXAbase 2015	20,41 – 42,48	22,07	-0,79 – 49,27	50,06
bEXAbase 2016	18,62 – 40,92	22,30	-4,50 – 59,12	63,62
bEXAbase 2017	27,75 – 40,32	12,57	-15,88 – 90,69	106,57
bEXApeak 2015	20,74 – 49,09	28,35	0,40 – 59,10	58,70
bEXApeak 2016	19,43 – 46,89	27,46	-12,60 – 74,90	87,50
bEXApeak 2017	29,28 – 45,06	15,78	-9,17 – 122,39	131,56

Tabelle 65: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2015 bis 2017

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Österreich 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.[81] Ebenfalls wurde seit März 2017 das Produktangebot mit „German-Intraday- Floor-Future“ erweitert, die Floor Futures dienen zur Absicherung gegen niedrige Preise.[82] 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.[83]

Die EEX hat mit Blick auf eine Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone den Handel mit getrennten Stromfutures für Deutschland und für Österreich gestartet. Ab April 2017 können Phelix-DE für die deutsche Gebotszone sowie seit dem 26. Juni separate Phelix-AT für die österreichische Gebotszone gehandelt werden. Zudem gibt es auch noch die Möglichkeit für Optionen auf das Produkt Phelix-DE.[84] Die neuen Phelix-DE und Phelix-AT Futures werden zunächst gegen den existierenden deutsch-österreichischen Day-Ahead-Auktionspreis abgewickelt. Bei der anstehenden Spaltung werden die Phelix-DE Futures gegen

[81] Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 14. September 2015.

[82] 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

[83] 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

[84] Vgl. Pressmitteilung EEX vom 11. April 2017 - https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-power-futures-for-germany/66308; Pressemitteilung EEX vom 16. Mai 2017 https://www.eex.com/en/about/newsroom/news-detail/eex-to-launch-austrian-power-future-and-extend-phelix-de-future-products/67020

einen deutschen Day-Ahead Auktionspreis und die Phelix-AT Futures gegen einen österreichischen Day-Ahead Auktionspreis abgewickelt.[85]

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 von Phelix DE/AT-Futures sind nach den erheblichen Anstiegen der Vorjahre im Jahr 2017 zum ersten Mal deutlich gesunken, und zwar um 46 Prozent von 1.466 TWh auf nur noch 786 TWh. Der Hauptgrund dieses Rückgangs ist in der Einführung des Produktes Phelix-DE zu sehen, der im folgenden Abschnitt näher erläutert wird. Ebenfalls gesunken ist die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt der EEX. Im Jahr 2017 betrug diese im Durchschnitt 64 Teilnehmer je Handelstag gegenüber 75 Teilnehmern im Jahr 2016.

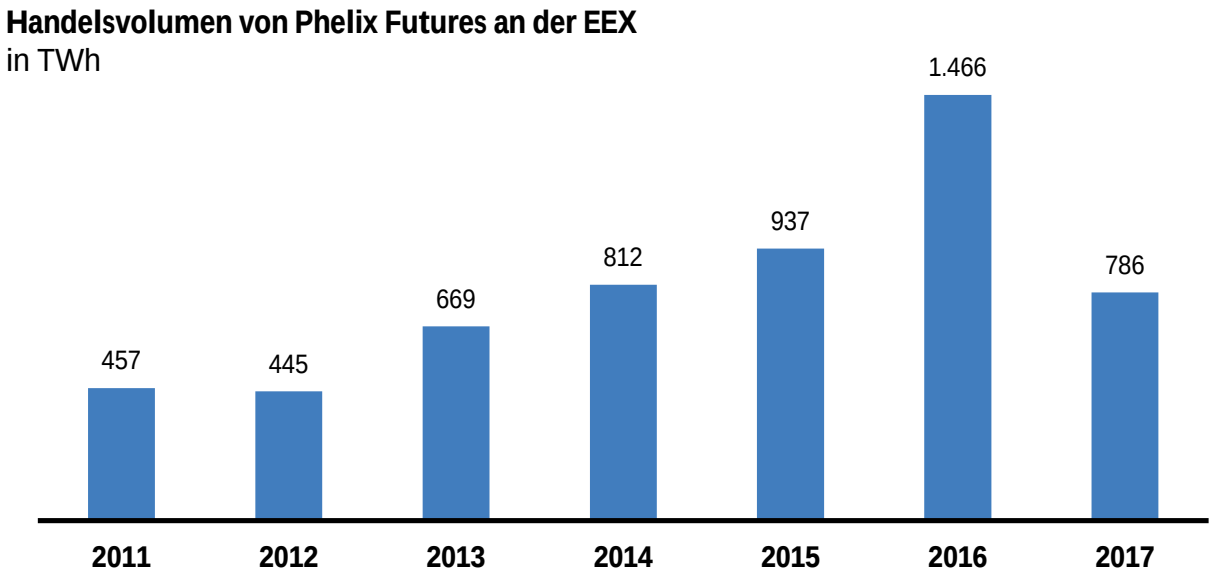


Abbildung 98: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures an der EEX

Der Terminhandel konzentrierte sich im Jahr 2017 vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (in diesem Fall das Jahr 2018) als Erfüllungsjahr haben, mit rund 63 Prozent der gesamten Handelsmenge, d. h. rund 499 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das Jahr 2019 mit rund 24 Prozent bzw. insgesamt 188 TWh dar. War im Vorjahr der Handel für das zweite Folgejahr noch der zweitgrößte Anteil, so hat sich dieser Anteil von 222 TWh im Vorjahr auf nur noch 80 TWh reduziert. Der Handel für 2020 sowie für die weiteren Jahre hat mit 1 TWh einen sehr marginalen Anteil am gesamten Volumen und ist im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

[85] 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

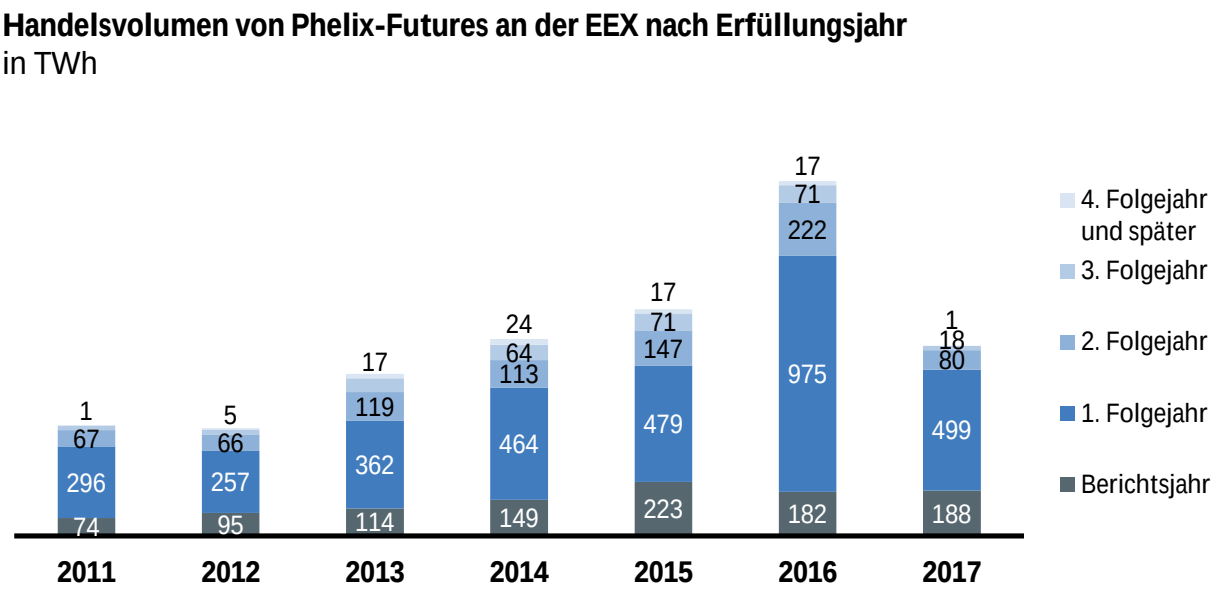


Abbildung 99: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures nach Erfüllungsjahr

1.2.2 Handelsvolumen Phelix-DE

Zum 25. April 2017 hat die EEX das neue Produkt „Phelix-DE“ eingeführt, das für Stromlieferungen ausschließlich für die deutsche Gebotszone gilt. Seit Einführung bis Ende des Jahres 2017 wurden vom Phelix-DE rund 197 TWh gehandelt. Im Vergleich dazu wurde im gleichen Zeitraum das „alte“ Produkt Phelix-DE/AT mit 390 TWh gehandelt.

Vor dem Hintergrund einer geplanten Aufteilung der deutschen-österreichischen Preiszonen hat sich der Phelix-DE als Benchmark-Kontrakt etabliert. Die Liquidität bzw. die Handelsvolumen haben sich seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben. War der Anteil von Phelix-DE in Relation zur gemeinsamen Betrachtung von Phelix-DE und Phelix DE/AT im Juli erst bei 24 Prozent, so überstieg dieser zwischen Oktober und November den Phelix-DE-AT. Im Dezember 2017 machte Phelix-DE schon 62 Prozent der gesamten Kontrakte für Deutschland aus und gewann sehr an Bedeutung.[86]

[86] Ebenfalls wurde das Produkt Phelix-AT eingeführt, dass separate Stromlieferungen nur für Österreich vorsehen. Seit Einführung Mitte des Jahres bis Ende des Jahres 2017 wurden lediglich 0,8 TWh gehandelt.

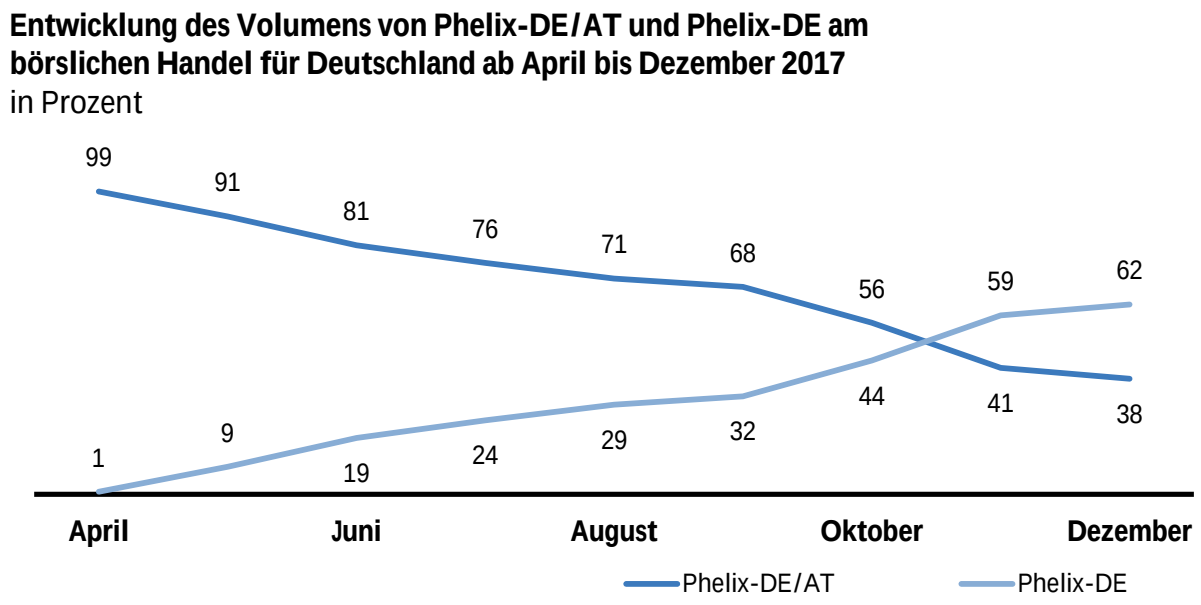


Abbildung 100: Entwicklung des Volumens von Phelix-DE/AT und Phelix-DE am börslichen Handel für Deutschland ab April bis Dezember 2017

Der Terminhandel von Phelix-DE konzentrierte sich im Jahr 2017 vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (in diesem Fall das Jahr 2018) als Erfüllungsjahr haben, mit rund 53 Prozent der gesamten Handelsmenge, d. h. rund 104 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das Jahr 2019 mit rund 28 Prozent bei insgesamt 55 TWh. Einen kleinen Anteil machen die Kontrakte für das aktuelle Jahr 2017 mit rund 12 TWh, d. h. rund sechs Prozent, sowie für die Jahre 2020 und später mit rund 25 TWh, d. h. um die zwölf Prozent, aus.

1.2.3 Preisniveau

Die beiden mengenmäßig wichtigsten an der EEX für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich 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 2017 weiter angestiegen. Eine Ursache war unter anderem die Abschaltung bzw. Herausnahme weiterer Kraftwerke aus dem Markt.

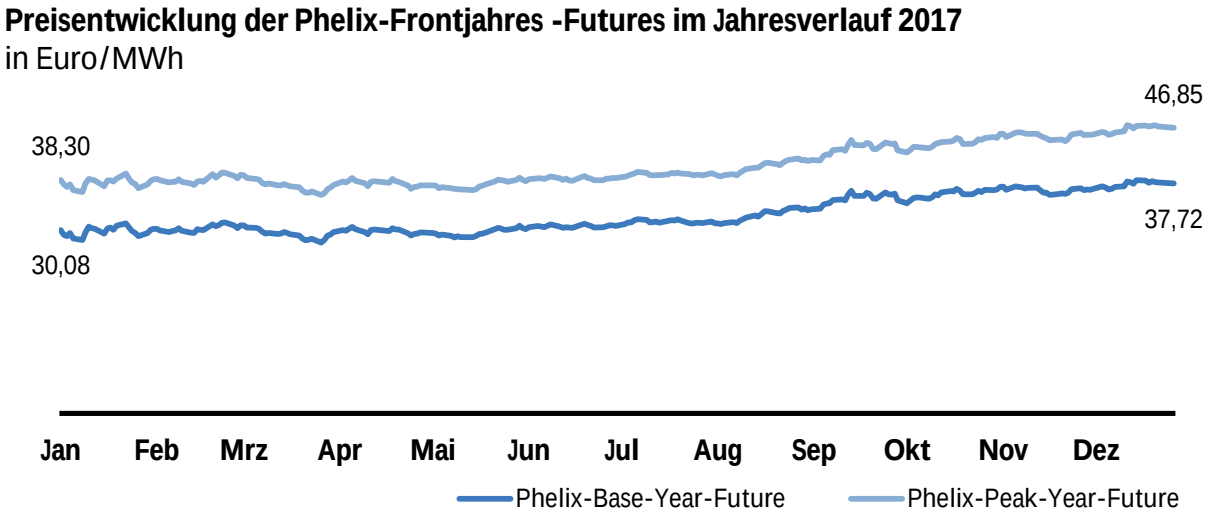


Abbildung 101: Preisentwicklung der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2017

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Phelix-DE/AT-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 hat.

Die Jahresdurchschnittswerte der Phelix-DE/AT-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gestiegen. Mit 32,38 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr mit 26,58 Euro/MWh um 5,81 Euro/MWh und damit um rund 22 Prozent angestiegen. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 40,51 Euro/MWh. Die Steigerung gegenüber dem Wert aus Vorjahr von 33,51 Euro/MWh beträgt genau 7 Euro/MWh und damit rund 21 Prozent. Der Abwärtstrend aus den letzten Jahren ist somit gestoppt. Durch den Atomausstieg und gleichzeitige kontinuierliche Abschalten/Stilllegen von Kohlekraftwerke kommt es zu einem Anstieg der Base- und Peak Preise.

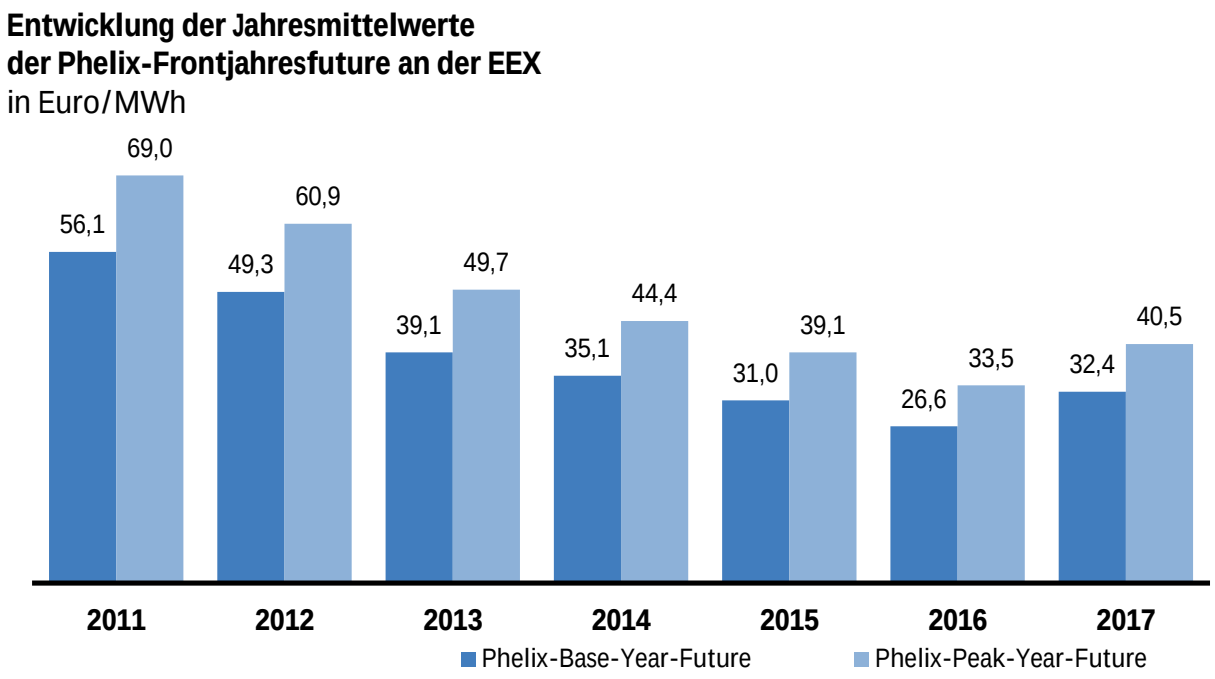


Abbildung 102: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Future-Preise an der EEX

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug 8,13 Euro/MWh, im Vorjahr 2016 betrug die Differenz noch 6,93 Euro/MWh. Der Peak-Preis liegt somit rund 25 Prozent über dem Base-Preis – ähnlich wie im Vorjahr.

1.2.4 Preisniveau Phelix-DE

Seit der Einführung des Produktes Phelix-DE ab dem 25. April 2017 haben sich die Preise sowohl beim Base-Year-Future als auch beim Peak-Year-Future den Werten des „alten“ Phelix-DE/AT angeglichen. Der Durchschnittswert ab dem 25. April bis zum Ende des Jahres 2017 für den Phelix-DE Base-Year-Future beträgt 33,46 Euro/MWh – während der Phelix-DE/AT-Base-Year-Future – gemessen am gleichen Zeitraum – rund 33,51 Euro/MWh beträgt. Auch bei den Phelix-DE Peak-Year-Future beträgt der Wert des Phelix-DE Peak-Year-Future 41,65 Euro/MWh – ebenfalls rund 0,05 Euro /MWh weniger als beim Phelix-DE/AT Peak-Year-Future.

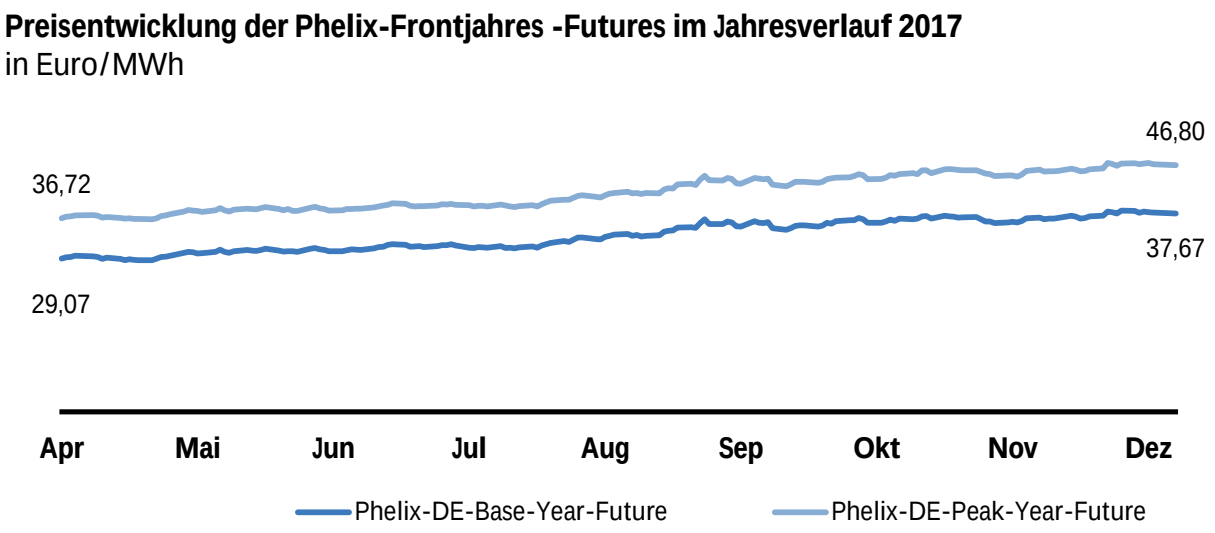


Abbildung 103: Preisentwicklung des Phelix-DE-Base-Frontjahres-Future sowie Phelix-DE Peak-Frontjahres-Future im Jahresverlauf 2017

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 (DE-AT) nur noch drei Unternehmen (im Vorjahr vier) 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 über zwei bzw. drei Quartale. Daher beträgt der Anteil der Market Maker am Kaufvolumen nur 9 Prozent – im Vorjahr lag dieser noch bei 20 Prozent. Auf der Verkaufsseite ist das Volumen ebenfalls auf acht Prozent nach 20 Prozent im Vorjahr gesunken. Der vorgenannte Wert bezieht sich auf die Umsätze, die die Unternehmen in Ausübung ihrer Rolle als Market Maker generiert haben, d. h. er schließt nicht die Volumina ein, die sie ggf. außerhalb ihrer Funktion als Market Maker gehandelt haben.

Der Grund für den oben genannten Rückgang, liegt u. a. im neu eingeführten Produkt für Stromkontrakte Phelix-DE. Im Berichtzeitraum waren für dieses Produkt zwei Market Maker sowohl beim Kauf mit einem Anteil von rund 31 Prozent aktiv, als auch beim Verkauf mit einem Anteil von 31 Prozent aktiv.

Zusätzlich zu 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 2017 sowohl beim Kauf als auch beim Verkauf rund 7 Prozent des Handelsvolumens und damit genau gleich viel wie im Vorjahr.

Am Day-Ahead-Markt der EXAA waren im Berichtszeitraum fünf Market Maker aktiv. In 2017 betrug der kumulierte Anteil von Transaktionen, die die Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker tätigten, am Kaufvolumen der Day-Ahead-Auktion 1,9 Prozent (in 2016 waren es 3,3 Prozent) und am Verkaufsvolumen 5,5 Prozent (in 2016 waren es 9,4 Prozent).

1.3.2 Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt an einer Strombörse zu veräußern. Aus diesem Grund entfällt verkaufsseitig ein hoher, aber wegen der steigenden Bedeutung der Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber stetig abnehmender Anteil des Spotmarktvolumens auf die ÜNB.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT ist seit einigen Jahren rückläufig und liegt im Jahr 2017 – wie im Vorjahr – bei nur mehr rund 17 Prozent. Zum Vergleich: Im Jahr 2012 betrug der Anteil noch 28 Prozent. Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind auch absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag in 2017 bei rund 38,6 TWh; im Jahr 2016 lag es noch bei 41,7 TWh und im Jahr 2012 noch bei rund 69,5 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.[87]

Der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer am Day-Ahead-Handelsvolumen der EPEX SPOT ist von 41 Prozent in Jahr 2016 auf 33 Prozent zurückgegangen. Auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr nicht merklich verändert. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2017 rund 32 Prozent wie im Vorjahr. Die vormals verkaufsseitig höheren Anteile gehen überwiegend auf die zu diesem Zeitpunkt höheren Verkaufsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber zurück.

[87] In aller Regel verfügen Konzerne aber nur über eine Teilnehmerregistrierung.

Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT in Prozent

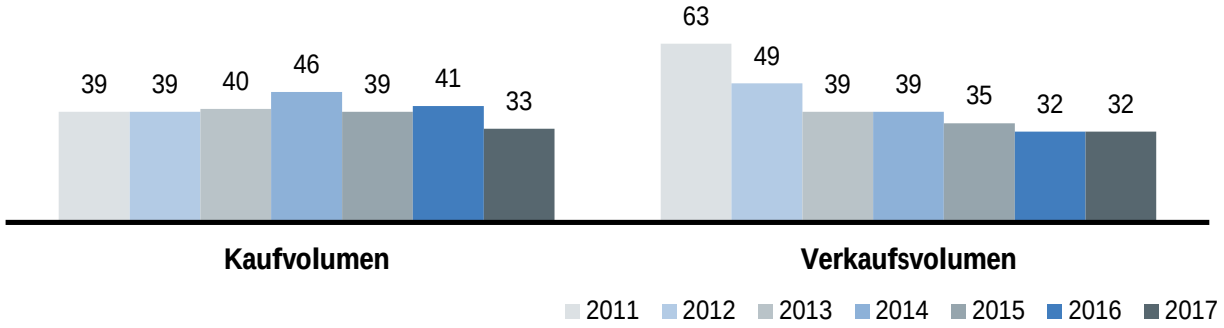


Abbildung 104: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EXAA als weiterem Börsenplatz für Day-Ahead-Auktionen lässt sich eine leichte Zunahme der Konzentration beobachten. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Kauf-Teilnehmer ist von 37 Prozent in 2016 auf 38 Prozent im Jahr 2017 gestiegen. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Vorjahr 2016 rund 35 Prozent und ist im Jahr 2017 auf 37 Prozent angestiegen.

An der EEX ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix-DE/AT Futures (ohne OTC-Clearing) von rund 30 Prozent im Vorjahr auf 29 Prozent im Jahr 2017 gesunken. Auf der anderen Seite ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer von rund 30 Prozent im Vorjahr auf 32 Prozent im Jahr 2017 angestiegen.

Ebenfalls an der EEX beträgt der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von nur Phelix-DE-Futures rund 47 Prozent. Auf der Seite des Verkaufs beträgt dieser Anteil 49 Prozent.

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.

Im bilateralen 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.[88] Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nicht-börslichen Stromgroßhandel dar.

In den nachfolgenden Unterkapiteln wurde für das Jahr 2017 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 2017 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 wie im Vorjahr elf Broker beteiligt, die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2017 insgesamt rund 5.671 TWh gegenüber 5.759 TWh im Jahr 2016 – ein Rückgang von rund zwei Prozent. Auch nach Angaben der London Energy Brokers' Association (LEBA), an der allerdings nicht alle befragten Brokerplattformen beteiligt sind, ist das Volumen für Handelsgeschäfte gesunken. Das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für „German Power“ ist im Jahresvergleich zum Vorjahr von 5.518 TWh auf 5.263 TWh, d. h. um rund fünf Prozent gesunken.[89]

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Folgejahr mit 64 Prozent (im Vorjahr 63 Prozent) weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr mit 19 Prozent (im Vorjahr noch 18 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 nur minimal verschoben.

---

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

[89] Siehe London Energy Brokers‘ Association, OTC Volume Report: https://cdn.evia.org.uk/content/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202017.pdf (aufgerufen am 19. Juni 2018).

Volumen des Stromhandels über elf Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	0	-
Day-Ahead	80	1%
unter 1 Woche	65	1%
über 1 Woche	1.100	19%
1. Folgejahr	3.611	64%
2. Folgejahr	578	10%
3. Folgejahr	220	4%
4. Folgejahr	17	0%
Summe	**5.671**	**100%**

Tabelle 66: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen EEX-Orderbuch-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 2017 bei 905 TWh. Im Jahr 2016 lag das Volumen noch bei 1.367 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. In der Summe sind die Volumina von Börsenterminhandel und OTC-Clearing über längere Zeit relativ konstant geblieben. Ab dem Jahr 2012 ist ein leichter Anstieg der Menge insgesamt zu verzeichnen. Im Vergleich des Jahres 2017 zum

Vorjahr hat sich die Menge deutlich reduziert, und das sowohl im OTC-Handel als auch im Börsenhandel. Sowohl das OTC-Clearing-Volumen, um rund 46 Prozent, als auch der Börsenhandel, um rund 34 Prozent sind gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken Der deutliche Rückgang ist ebenfalls auf die Einführung des neuen Produktes Phelix-DE zurückzuführen, der die Mengen aus dem alten Phelix-DE/AT übernimmt.

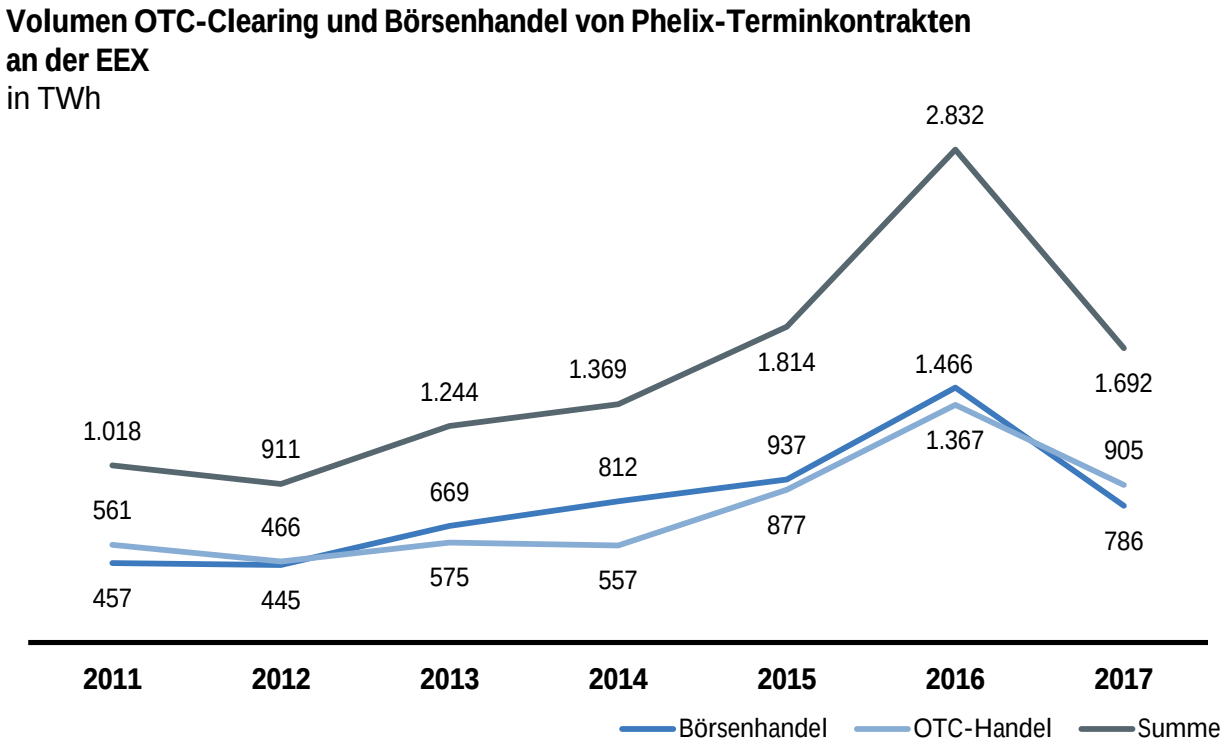


Abbildung 105: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE/AT Terminkontrakten

Nach Angaben der LEBA betrug das zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ im Jahr 2017 rund 859 TWh, was einem Anteil von rund 16 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Demgegenüber betrugen die entsprechenden Clearing-Werte in 2016 rund 1.183 TWh bzw. 22 Prozent, der gesamten Menge.[90]

Phelix-Optionen spielten im Börsenhandel an der EEX keine Rolle, d. h. es kam im Jahr 2017 – wie im Vorjahr – nicht zu solchen Transaktionen. Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung: Im Jahr 2017 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 118 TWh oder 13 Prozent, während die restlichen 787 TWh bzw. 87 Prozent des OTC-Clearings auf Phelix-Futures entfallen. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich gegenüber dem Umfang des Vorjahres deutlich reduziert. Die Verteilung der im Jahr 2017 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume hat sich im Vergleich zum Vorjahr leicht verschoben. Entfielen im Vorjahr mehr als die Hälfte des Volumens (59 Prozent) auf Kontrakte für das nächste Jahr, so ist es im Jahr 2017 bereits 64 Prozent (581 TWh). Nur noch rund 23 Prozent (216 TWh) betrafen das Jahr 2017

[90] Vgl. https:/www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59 (abgerufen am 2. Juni 2017). Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power“ betrug 5.262 TWh für das gesamte Jahr 2016, rund 5.517 TWh.

selbst. Auf das übernächste Jahr (Handel für 2019) entfielen rund 10 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil von zwei Prozent aus.

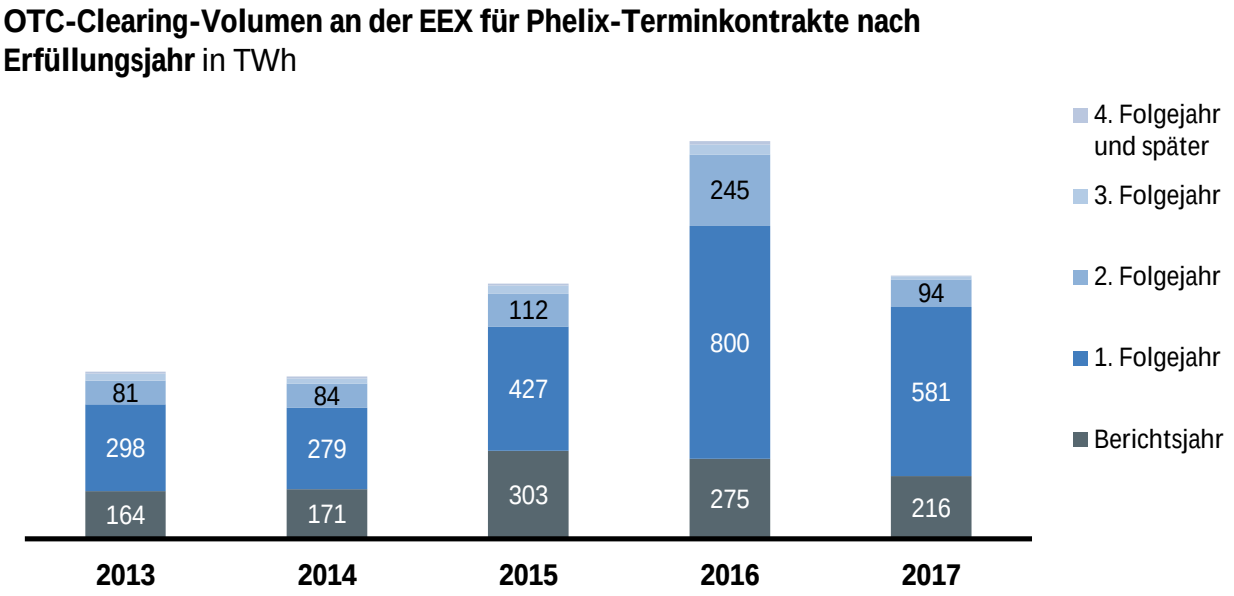


Abbildung 106: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens von Phelix Futures an der EEX entfällt auf einige Brokerplattformen. Auf die fünf Unternehmen, die im Jahr 2017 die höchsten Volumina zum OTC-Clearing anmeldeten, entfielen je rund 55 Prozent aller Käufe und 60 Prozent aller Verkäufe (in 2016 waren es jeweils rund 62 Prozent aller Käufe und 62 Prozent aller Verkäufe). Die EPEX SPOT bietet OTC-Clearing für Intraday-Kontrakte an. Die praktische Bedeutung dieses Angebots ist jedoch weiterhin sehr gering. Das hierauf entfallende Volumen betrug im Jahr 2017 rund 0,05 TWh. Im Vorjahr waren es nur 0,03 TWh.

OTC-Clearing bei Phelix-DE

Auch für das im April 2017 neu eingeführte Produkt Phelix-DE gibt es ein OTC-Clearing. Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-DE-Terminkontrakten an der EEX lag in 2017 bei insgesamt 93 TWh. Da es die erste Abfrage dieser Art war, kann noch kein Vergleich über die Jahre gezogen werden. Jedoch weist das Produkt Phelix-DE/AT im gleichen betrachteten Zeitraum (April bis Dezember 2017) ein OTC-Clearing von 511 TWh auf. Wie im Kapitel Handelsvolumen beschrieben hat sich die Liquidität seit der Einführung deutlich von dem Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben. Betrachtet man jedoch den oben genannten Zeitraum überwiegt der Börsenhandel und das OTC-Clearing des alten Produktes Phelix-DE/AT.

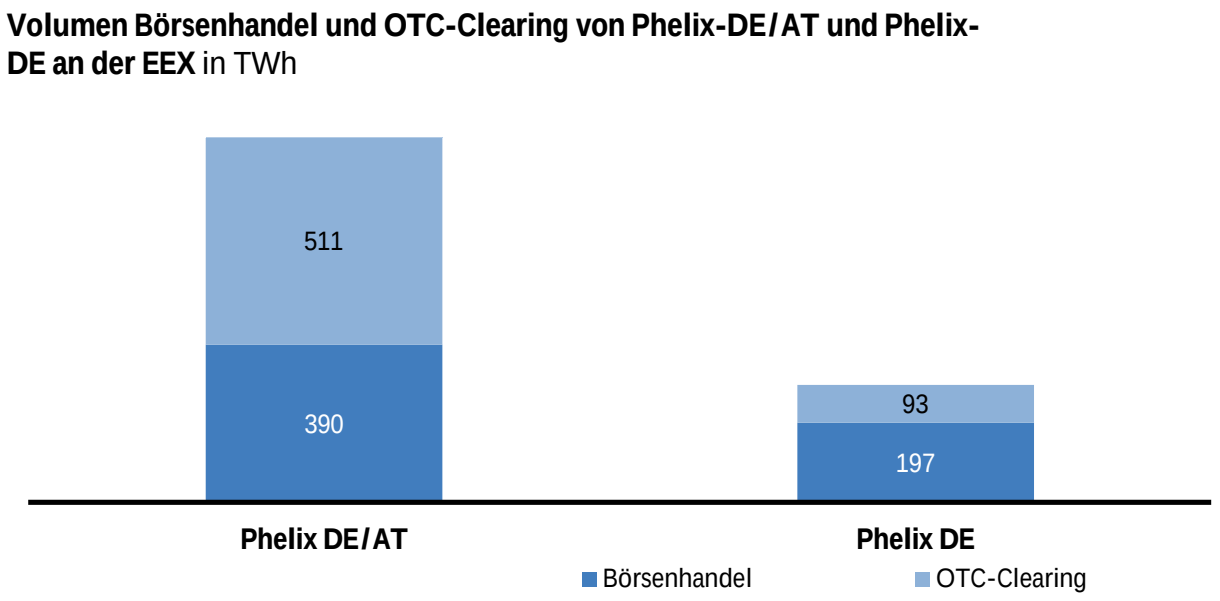


Abbildung 107: Volumen Börsenhandel und OTC-Clearing an der EEX für Phelix DE/AT und Phelix DE

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens im Jahr 2017 von Phelix-DE-Futures an der EEX entfällt auf Kontrakte für das nächste Jahr – rund 50 Prozent. Auf das übernächste Jahr entfallen rund 39 Prozent des Volumens. Demgegenüber werden nur sehr geringe Mengen für das laufende Jahr (rund vier Prozent) und für das dritte Folgejahr – also im Jahr 2020 – rund fünf Prozent „gecleart".

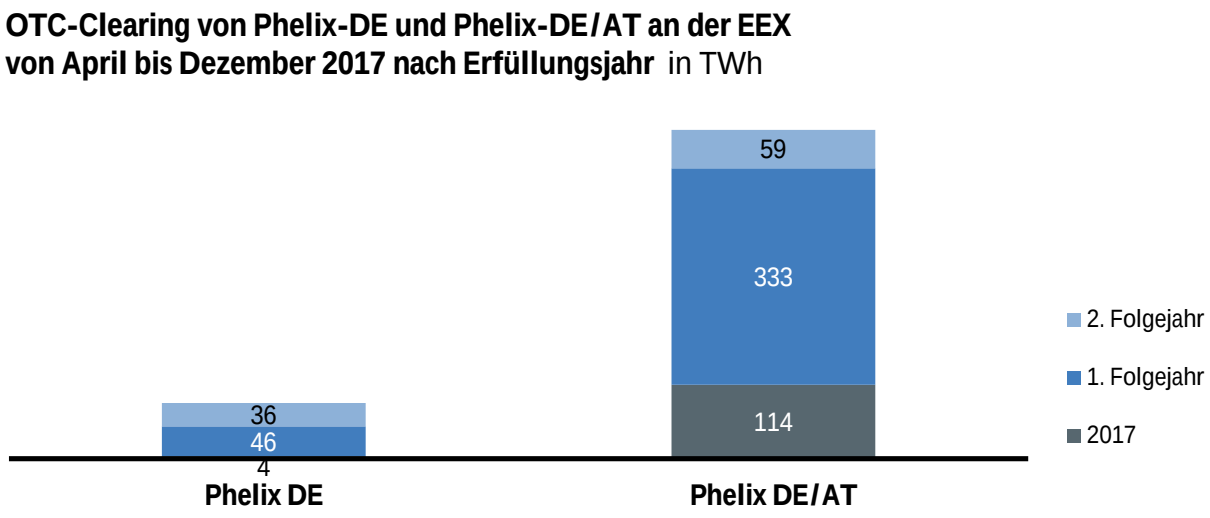
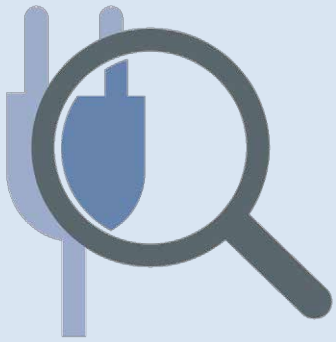


Abbildung 108: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix DE und Phelix-DE/AT von April bis Dezember 2017 nach Erfüllungsjahr

Stellt man für den Zeitraum ab Einführung des Produktes Phelix-DE das „alte" Phelix-DE-AT Produkt gegenüber, so ist eine ähnlich Aufteilung der Kontrakte zu erkennen. Beim Phelix-DE-AT entfallen rund 65 Prozent des Volumens auf Kontrakte für das nächste Jahr, gefolgt von 22 Prozent für das laufende Berichtsjahr, auf das übernächste Jahr rund zwölf Prozent und auf die restlichen Jahre nur sehr geringe Mengen.

G Einzelhandel



Die Anzahl der Lieferanten zeigt die Vielfalt der im Markt aktiven Unternehmen. Nicht jeder Lieferant bietet Verträge in allen Netzgebieten an. Die Zahl der überregional tätigen Unternehmen und damit die Wechselmöglichkeiten für Verbraucher wachsen aber stetig.

Verbrauchern wird empfohlen beim Lieferantenwechsel insbesondere diese Hinweise zu beachten:

• Tarife mit Vorkasse oder Kaution sind zu meiden, da bei einer Insolvenz des Lieferanten die Vorauszahlungen verloren gehen können.

• Bei Bonuszahlungen ist zu beachten, dass diese nur einmalig ausgezahlt werden, nicht jedoch in den Folgejahren.

• Die Vertragslaufzeit des neuen Vertrages sollte ein Jahr nicht überschreiten.

• Es sollte auf eine Preisbindung geachtet werden. Nach Ablauf der Preisbindung ist eine erhebliche Preissteigerung möglich.

• Lange Kündigungsfristen von über drei Monaten sollten vermieden werden.

Ein durchschnittlicher Haushaltskunde in der Grundversorgung konnte bei einer Vertragsumstellung durchschnittlich 68 Euro und bei einem Lieferantenwechsel 85 Euro jährlich sparen.

Weitere Informationen und Hinweise zum Lieferantenwechsel finden Sie unter https://www.bnetza.de/lieferantenwechsel

Für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen können die Verbraucher die lokal verfügbaren Anbieter einfacher vergleichen, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von den Verbraucherzentralen, da sich die Anzahl der Lieferanten für Heizstrom deutlich erhöht hat.

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Der Endkundenmarkt im Elektrizitätsbereich ist weiterhin im Wandel. Dies zeigen die Daten von 1.404 Lieferanten für das Jahr 2017. Die Angaben der Lieferanten werden dabei als Meldungen einzelner juristischer Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet.

Insgesamt wurden von 1.289 Lieferanten rund 50,4 Mio. belieferte Zählpunkte von Letztverbrauchern gemeldet. Wie Abbildung 109 zeigt, beliefern rund 84 Prozent aller am Monitoring beteiligten Lieferanten weniger als 30.000 Zählpunkte. Dies sind insgesamt knapp 7,9 Mio. Zählpunkte (ca. 16 Prozent). Von allen Lieferanten beliefern rund sieben Prozent jeweils über 100.000 Zählpunkte. Dies sind absolut betrachtet rund 36 Mio. Zählpunkte und somit wie im Vorjahr etwa 72 Prozent aller von den Lieferanten gemeldeten Zählpunkte. Demnach sind auf Lieferantenseite mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Zählpunkten zusammensetzt. Rund 88 große Lieferanten (einzelne juristische Personen) beliefern hingegen absolut gesehen die meisten Zählpunkte.

Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

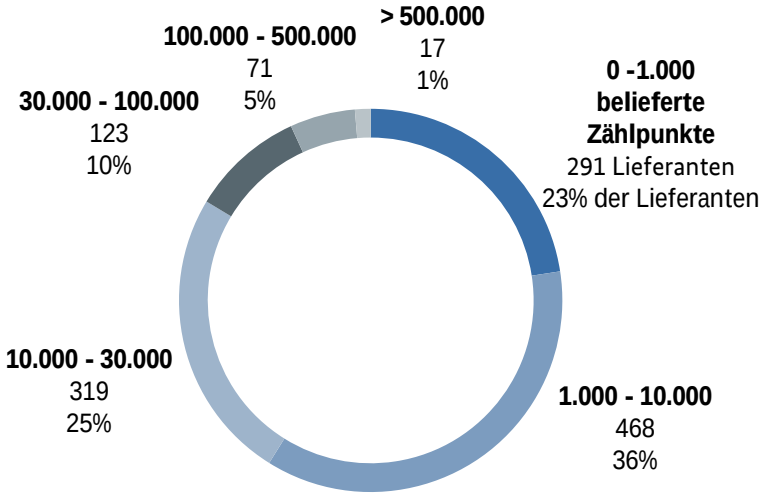


Abbildung 109: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte

Eine große Anzahl von Lieferanten ist nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen. Die Lieferanten wurden deshalb auch zur Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher beliefern. Die Auswertung der Datenmeldung von 1.187 Lieferanten zeigt, dass die Hälfte der Lieferanten nur regional tätig ist. Rund 50 Prozent der Lieferanten beliefern maximal zehn Netzgebiete, 13 Prozent sogar nur ein einziges, wobei dieser Wert kontinuierlich sinkt (2016: 17 Prozent). 23 Prozent der Unternehmen sind in 11 bis 50 Netzgebieten tätig, 14 Prozent in 51 bis 250 Netzgebieten und 4 Prozent in 251 bis 500 Netzgebieten. 88 Lieferanten, d.h. rund sieben Prozent, beliefern Kunden in mehr als 500 Netzgebieten (vgl. Abbildung 110). Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Ein weiteres Datum, das die bundesweite Tätigkeit von Lieferanten beschreibt, ist die Anzahl der belieferten Bundesländer: 182 Lieferanten haben Verträge in allen 16 Bundesländern abgeschlossen.

Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in 92 Netzgebieten (2016: 80 Netzgebiete).

Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

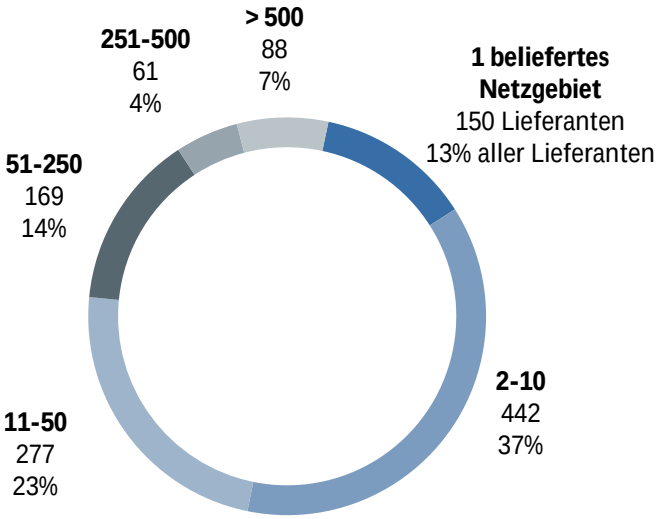


Abbildung 110: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete

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 2016 ein weiteres Mal vergrößert. Dies zeigt die Auswertung der Angaben von 808 Verteilernetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossene Verbraucher beliefern, (vgl. Abbildung 111): In über 89 Prozent aller Netzgebiete (720 Netzgebiete) waren 2017 mehr als 50 Anbieter aktiv. Zehn Jahre zuvor, im Jahr 2007, lag dieser Wert noch bei knapp 25 Prozent (165 Netzgebiete). Inzwischen sind in rund 71 Prozent der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert fünf Jahre zuvor noch bei 33 Prozent (259 Netzgebiete) lag. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher im Jahr 2017 in seinem Netzgebiet zwischen 143 Anbietern wählen (2016: 130), für Haushaltskunden liegt der Wert bei 124 Anbietern (2016: 112).

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

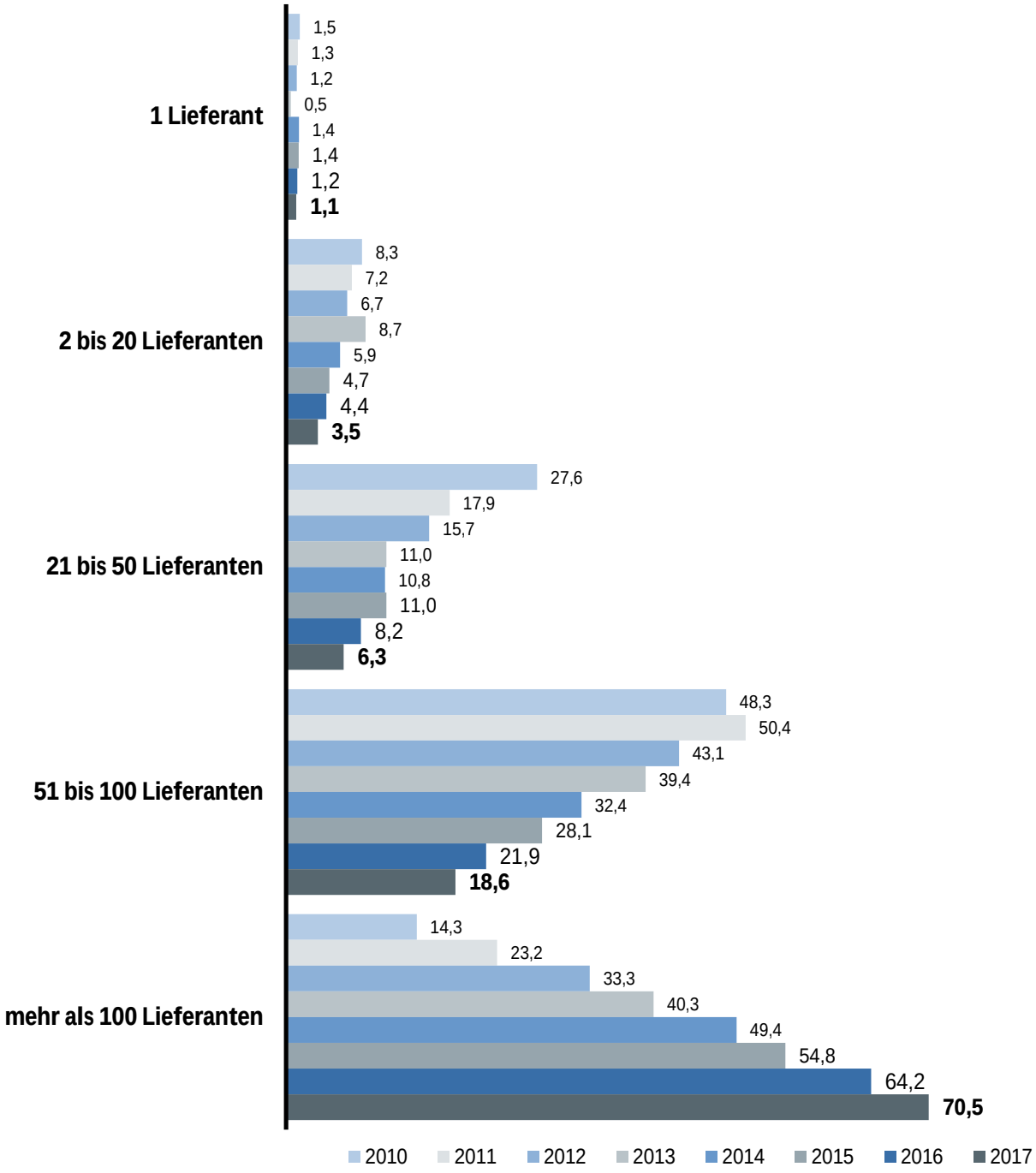


Abbildung 111: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. Die jährlichen Lieferantenwechselquoten im Strom-Einzelhandel waren in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. Im Jahr 2017 zeigt sich eine Stabilisierung des Wertes, die Anzahl der Lieferantenwechsel hat sich nicht mehr nennenswert erhöht. Grund hierfür können die in 2017 gestiegenen

Einzelhandelspreise sein, die den Anreiz den Lieferanten zu wechseln reduzieren. Zusammengefasst liegt die Lieferantenwechselquote bezogen auf Haushaltskunden bei 11,8 Prozent (2016: 11,4 Prozent) und bezogen auf Nicht-Haushaltskunden – mit über 10 MWh Jahresverbrauch – bei 13,0 Prozent (2016: 12,7 Prozent). Die Erhebung der Kennzahlen für den Lieferantenwechsel erfolgt über entsprechende Indikatoren, die das tatsächliche Wechselverhalten möglichst gut abbilden.

Im Monitoring 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[91]. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoringbericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden[92] einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Auch für die Zwecke des Monitorings wird auf eine trennscharfe Abgrenzung dieser beiden Kundengruppen verzichtet.

Die von den Lieferanten erhobenen Stromabgabemengen an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2017 rund 445 TWh. Hiervon entfielen ungefähr 261 TWh auf RLM-Kunden und 163 TWh auf SLP-Kunden (einschließlich 14 TWh Heizstrom für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpe). Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2017 rund 121 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[93]. Die Belieferung außerhalb

---

[91] 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.

[92] 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

[93] 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.

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.[94]

Erneut wurden die Stromlieferanten befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2017 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus machten die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber für verschiedene Kundengruppen Angaben zur Anzahl der „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2017. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, bei dem die Messstelle eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden[95]. Auch bei dieser Auswertung 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 wurde auch die Lieferantenwahl von Haushaltskunden im Falle von Einzügen 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 Stromentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Stromverbrauch[96] aus, d. h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

Zum Berichtsjahr 2017 haben rund 1.200 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 1.150). Unter den 1.200 Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der unabhängig voneinander agierenden Wettbewerber gleichzusetzen ist.

---

[94] 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).

[95] Wenn bei einem Einzug der Lieferant nicht der örtlich zuständige Grundversorger ist, wird dies als ein „Lieferantenwechsel“ gezählt. Übertragungen von Lieferverträgen infolge eines Konzessionswechsels werden nicht als Lieferantenwechsel gewertet.

[96] Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2017 RLM-Kunden an rund 372.100 Zählpunkten mit knapp 261 TWh Strom (2016: 266 TWh an 370.600 Zählpunkten). Die Belieferung erfolgte zu 99,7 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung[97]. 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 0,7 TWh Strom geliefert – dies entspricht 0,3 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 27 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung – verteilt auf rund 42 Prozent aller RLM-Zählpunkte. Rund 72 Prozent der Gesamtabgabemenge entfielen auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger – das entspricht in etwa 57 Prozent aller Zählpunkte. Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 30 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und 70 Prozent auf Verträge mit anderen Lieferanten. Die aktuellen Werte zeigen erneut, dass, bezogen auf die Abgabemenge, die Grundversorgerstellung sowie die Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung, für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich, weiterhin an Bedeutung verlieren. Demgegenüber nehmen die Abgabemengen sowie die Anzahl der Zählpunkte bei Verträgen außerhalb der Grundversorgung stetig zu.

Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2017
Menge und Verteilung

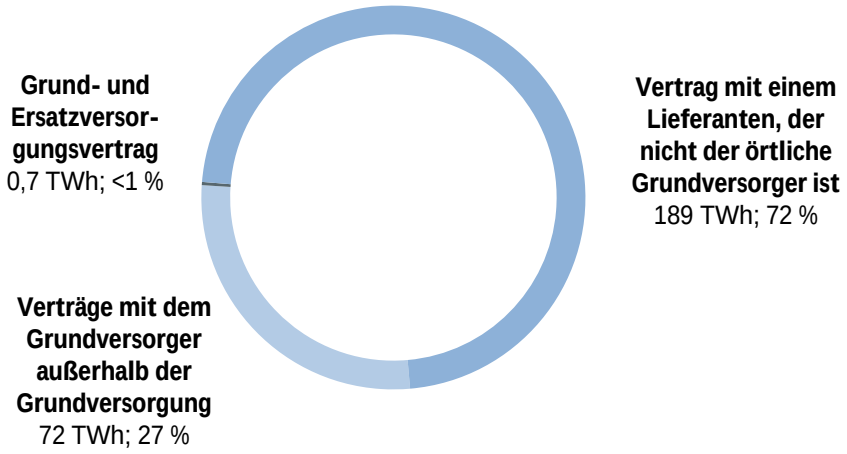


Abbildung 112: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2017

2.1.2 Lieferantenwechsel

Über die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel im Jahr 2017 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nach folgenden Verbrauchskategorien unterschieden. In die Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr fallen typischerweise große Industriekunden, und in die Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden, wie

[97] 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.

Restaurants, Bürogebäude, Krankenhäuser, bis hin zu kleineren Firmen . Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2017

Letztverbraucher-kategorie	Anzahl der Zählpunkte mit Lieferanten-wechseln	Anteil an allen Zählpunkte der Verbrauchs-kategorie	Entnahmemenge an Zählpunkte mit Lieferanten-wechseln in TWh	Anteil an Entnahmemenge der Verbrauchs-kategorie
>10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	223.941	10,4%	17,1	13,7%
> 2 GWh/Jahr	2.865	16,2%	28,7	12,6%
Gesamt Nicht-Haushaltskunden	**226.806**	**10,5%**	**45,8**	**13,0%**

Tabelle 67: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2017

Über die Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2017 bei 13 Prozent. Die Vorjahreswechselquote lag bei 12,7 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.

Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden
Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >10 MWh/Jahr in Prozent

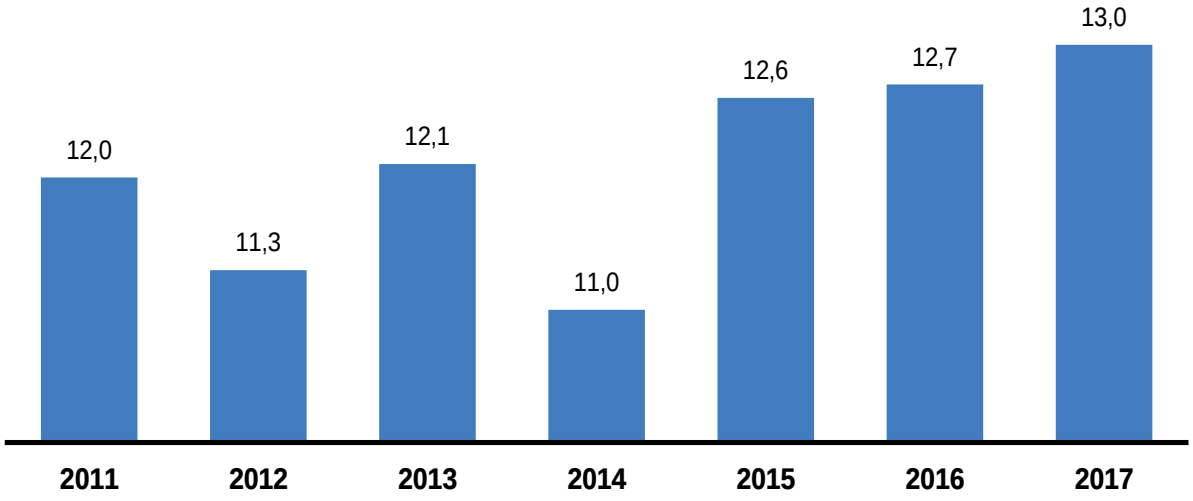


Abbildung 113: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring ergeben, dass im Jahr 2017 eine relative Mehrheit von 41,2 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat (2016: 40,9 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 27,8 Prozent (2016: 30,6 Prozent). Damit ist in diesem Jahr der Anteil der grundversorgten Kunden zurückgegangen. Der Anteil der Kunden, die einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen haben, ist gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Inzwischen werden zudem 31 Prozent aller Haushaltskunden von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert (2016: 28,6 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend abermals gestiegen. Insgesamt 69 Prozent aller Haushalte werden 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 hat damit im Vergleich zum Vorjahr etwas abgenommen.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 2017
Menge und Verteilung

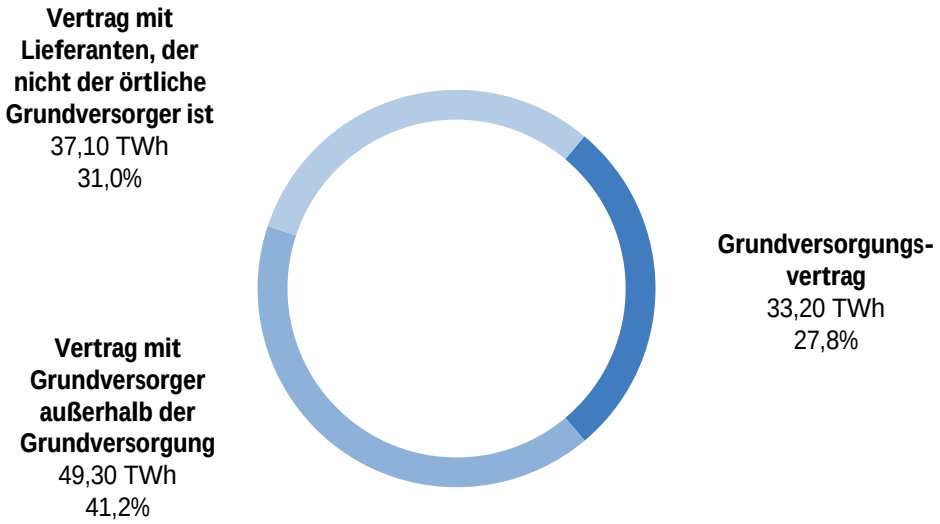


Abbildung 114: Vertragsstruktur von Haushaltskunden

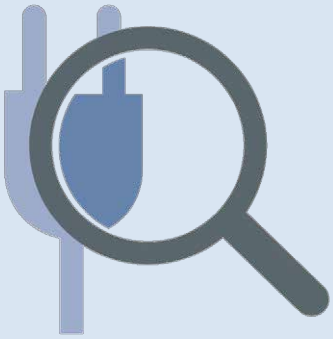
2.2.2 Vertragswechsel

Vertragswechsel von Haushaltskunden im Jahr 2017

Kategorie	Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-entnahmemenge (120,3 TWh) in Prozent	Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden (46,1 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	7,9	6,6	2.632.438	5,7

Tabelle 68: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität)

Zum dritten Mal wurden bei den Lieferanten Daten zu Haushaltkunden erhoben, die den bestehenden Energieliefervertrag innerhalb eines Unternehmens gewechselt haben (Vertragswechsel). Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind. Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 2,6 Mio. und liegt etwas über dem Vorjahreswert (2016: 2,4 Mio. Vertragswechsel). Die entsprechende Wechselmenge belief sich auf ca. 7,9 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 5,7 bzw. 6,6 Prozent.



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 ihr Wechselpotential nutzen.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung etc.) und die aktuellen Preise ihres Versorgers zu informieren und diese mit denen anderer Lieferanten zu vergleichen. Eine Umstellung des Vertrages oder der Wechsel des Lieferanten lohnt sich für viele.

2.2.3 Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden wurden die VNB nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten sowie nach der Wahl des Lieferanten im Rahmen von Umzügen in ihrem Netzbereich befragt. Im Vergleich zu 2016 bewegt die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (inkl. Umzüge) auf dem Vorjahresniveau von 4,7 Mio. Erstmalig gesunken ist die Zahl von Wechseln außerhalb eines Umzuges (-70.078). Einen Zuwachs gab es bei der Lieferantenwahl aufgrund von Einzügen (+87.565), allerdings bewegt sich deren Zahl seit 2013 auf einem ähnlichen Niveau.

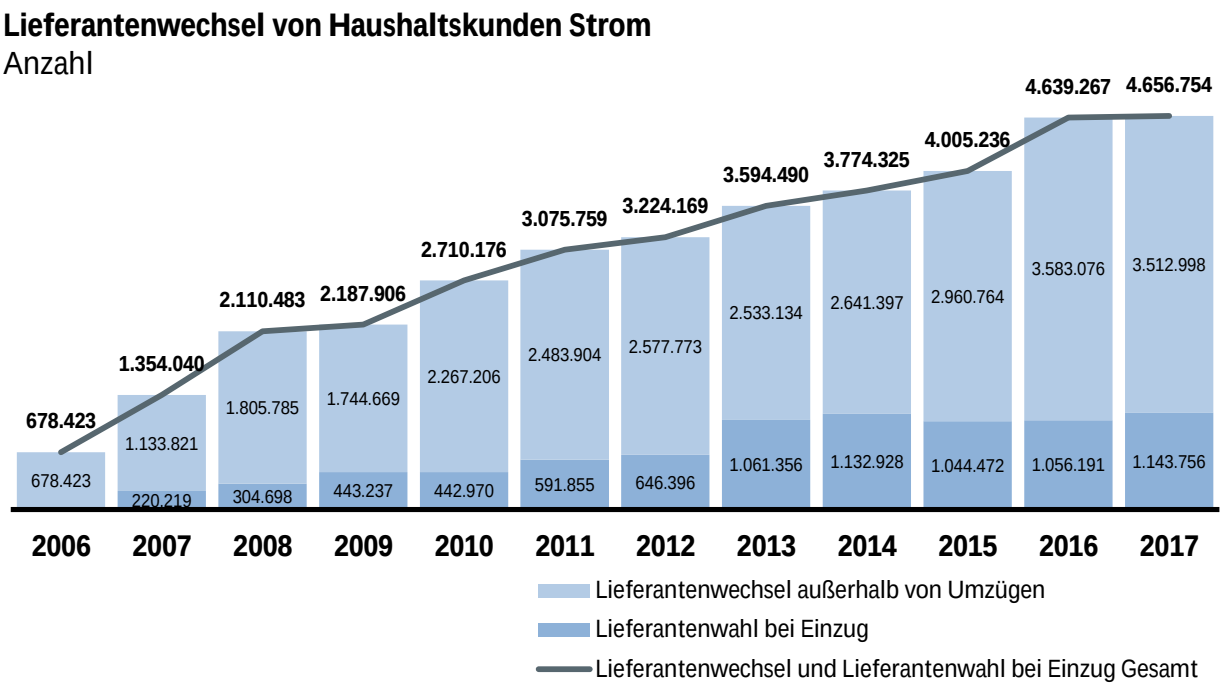


Abbildung 115: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität

Bei der Betrachtung der Entwicklung der Lieferantenwechsel im Zeitablauf von 2006 bis 2017 sind für die Jahre 2011 und 2013 abfragebedingte Sondereffekte im Zuge zweier Insolvenzen großer Discount-Stromlieferanten zu beachten. Die betroffenen Kunden sind zunächst in die Ersatzversorgung und dann, sofern sie keinen erneuten, aktiven Wechsel vorgenommen haben, in die Grundversorgung bei dem örtlich zuständigen Grundversorger überführt worden. Es ist (auch unter Berücksichtigung der aus dem Monitoring vorliegenden Zahlen) von geschätzt jeweils 500.000 betroffenen Kunden auszugehen. Definitionsgemäß ist ein solcher untypischer Vorgang als Wechsel erfasst, obwohl ihm keine aktive Wechselentscheidung des Kunden zugrunde lag. Es ist deshalb sinnvoll, den gut abschätzbaren Anteil der durch die Insolvenz „automatisch erzwungenen Wechsel“ herauszurechnen. Bei einer Bereinigung der Wechselzahlen aus den Jahren 2011 und 2013 um die rund je 500.000 insolvenzbedingten Wechsel wird das Bild der angestiegenen Zahl von Wechselvorgängen außerhalb von Umzügen für diese Jahre entsprechend korrigiert. Dies ist in der obigen Grafik bereits angepasst worden.

Für das Jahr 2017 wurden insgesamt 3.512.998 Wechsel außerhalb von Umzügen berechnet. Dies entspricht einem Anteil von ca. 7,2 Prozent der Haushaltskunden und bedeutet einen Rückgang der Wechselzahlen von rund 70.078 zum Vorjahr. Die auf diese Wechsel bezogene Strommenge liegt bei ca. 11,2 TWh, was etwa dem im Vorjahr ermittelten Wert (2016: 11,1 TWh) entspricht. Die anteilige Wechselquote an der Entnahmemenge von Haushaltskunden (ohne Heizstrom) liegt im Jahr 2017 bei etwa 9,4 Prozent.

Neben der dargestellten Entwicklung der Wechselzahlen von Haushaltskunden außerhalb von Umzügen ist die Anzahl der Haushaltskunden, die im Rahmen eines Einzuges in eine neue Wohnung direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben, um etwa 88.000 auf 1.143.756 gestiegen. Die bei Einzügen gemeldeten Lieferantenwechselmengen liegen mit knapp 3,0 TWh ebenfalls über dem Wert des Vorjahres.

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

Kategorie	2017: Lieferanten-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-entnahmemenge[1] (119,9 TWh) in Prozent	2017: Lieferanten-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	11,2	9,4	3.512.998	7,2
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	3,0	2,5	1.143.756	2,4
Gesamt	14,2	11,8	4.656.754	9,6

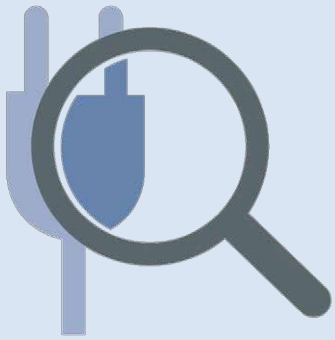
[1] Ohne Heizstrom

Tabelle 69: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

Bei einer gemeinsamen Betrachtung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Wahl bei Einzügen ergeben sich für das Jahr 2017 insgesamt rund 4,7 Mio. Wechsel mit einem Gesamtvolumen von 14,2 TWh. Dies entspricht einer mengen- und anzahlmäßigen Wechselquote von 11,8 Prozent bzw. 9,6 Prozent. Damit liegt die mengenbezogene Quote abermals über der anzahlbezogenen Quote. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass ein hoher Elektrizitätsverbrauch die Wechselbereitschaft eines Haushaltskunden positiv beeinflusst. Die durchschnittliche Verbrauchsmenge von wechselnden Haushaltskunden betrug im Jahr 2016 ca. 3.000 kWh. Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, haben im Gegensatz dazu nur einen Durchschnittsverbrauch von ca. 2.100 kWh.

Über eine gemeinsame Betrachtung der in 2017 vollzogenen Vertrags- und Lieferantenwechsel lässt sich ermitteln, wie viele Haushaltskunden sich um eine Änderung ihres Energieliefervertrages gekümmert haben. Insgesamt wurden rund 7,3 Mio. Wechselvorgänge vollzogen. Die Wechselmenge aus Vertrags- und Lieferantenwechseln betrug dabei 21,2 TWh.

3. Stromsperrungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen



Wenn ein Kunde eine fällige Forderung seines Lieferanten nicht zahlt, erhält er eine kostenpflichtige Mahnung. Zeitgleich mit der Mahnung oder im Anschluss folgt eine sogenannte Sperrandrohung.

Der Beginn der Sperrung muss dem Kunden drei Werktage im Voraus angekündigt werden. Eine Sperrung (Unterbrechung) wird frühestens vier Wochen nach der Sperrandrohung und drei Tage nach der Sperrankündigung durchgeführt.

Die Unterbrechung der Stromversorgung darf erst bei einem Zahlungsverzug von mindestens 100 Euro durchgeführt werden.

Sowohl für Mahnungen, Sperrungen als auch die Wiederherstellung der Versorgung kann der Lieferant Kosten in Rechnung stellen. Diese unterscheiden sich teilweise erheblich. In vielen Fällen haben Kunden einen Anspruch auf einen Nachweis der Berechnungsgrundlage.

Was können Verbraucher tun?

Verbraucher, die z. B. Leistungen vom Jobcenter beziehen, können ihre Abschläge auch direkt vom Sozialleistungsträger an den Energieversorger zahlen lassen, dafür reicht ein formloser Antrag bei der zuständigen Behörde. Verbraucher sollten ihren Energieverbrauch im Blick behalten und ggf. ihre Abschlagszahlung anpassen. Durch einen Tarif- oder Lieferantenwechsel können Verbraucher ihre Energiekosten senken. Energiekostenberatungen werden beispielsweise durch die Verbraucherzentralen angeboten.

3.1 Stromsperrungen und Kündigungen

Für das Jahr 2017 hat die Bundesnetzagentur Netzbetreiber und Stromlieferanten zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Sperrungen sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Für das Monitoring 2011 bis 2014 bezog sich die Abfrage zu den Sperrungen ausschließlich auf die Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung und die Durchführung einer Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers.

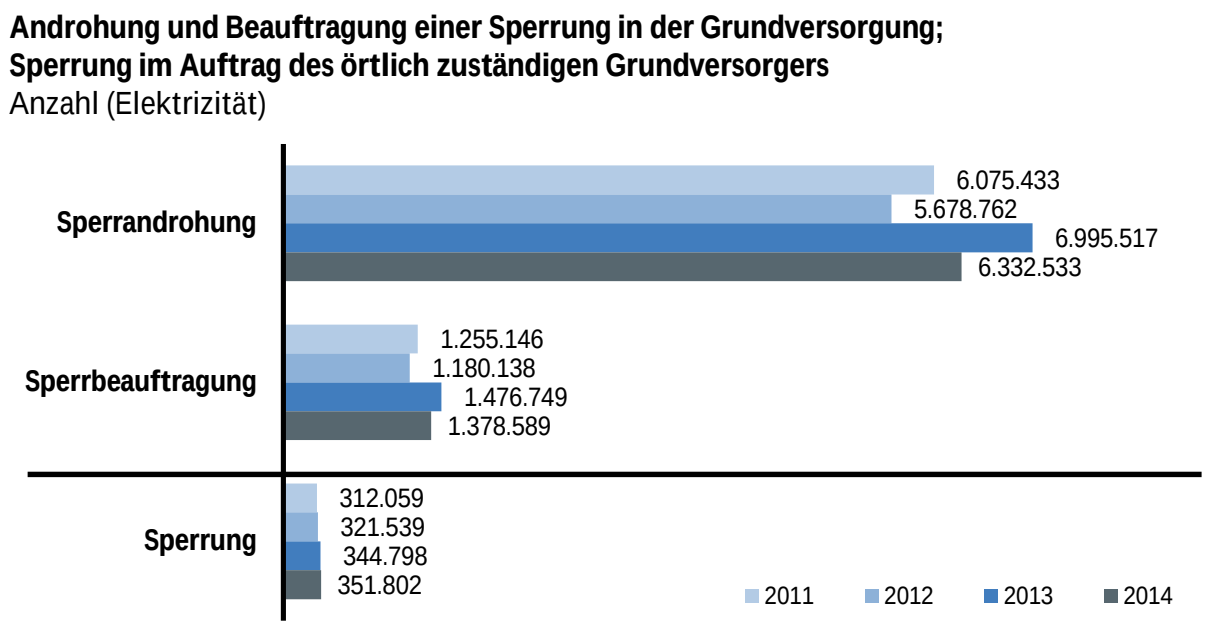


Abbildung 116: Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers

Ab dem Jahr 2015 wurde die Abfrage bei den Stromlieferanten weiter differenziert. Die Abfrage der Androhungen und Beauftragungen von Sperrungen richtet sich nun an alle Lieferanten. Zudem wurden die Lieferanten sowohl zu Sperrungen in der Grundversorgung, als auch zu Sperrungen bei Vertragsverhältnissen außerhalb der Grundversorgung befragt. Im Jahr 2016 wurde die Abfrage auf die Netzbetreiber erweitert. D.h. nun werden auch die vom VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag eines anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger erfasst.

Hintergrund der geänderten Abfrage ist zum einen die Praxis einiger Lieferanten, auch außerhalb der Grundversorgung Sperrungen vertraglich zu regeln und gegenüber dem VNB zu beauftragen. Verteilernetzbetreiber hingegen hatten in ihren Lieferantenrahmenverträgen Sperrungen teilweise gar nicht oder nur für den Grundversorger angeboten. Der Bundesgerichtshof gab im Jahr 2015 der Auffassung der Bundesnetzagentur recht, dass ein Netzbetreiber gegen seine Verpflichtung zur Gewährung diskriminierungsfreien Netzzugangs verstößt, wenn er das Ersuchen eines Stromlieferanten auf Unterbrechung der Stromversorgung schon deshalb ablehnt, weil die Belieferung nicht im Rahmen eines Grundversorgungsverhältnisses erfolgt[98]. Seit 1. Januar 2016 sind die Rechte und Pflichten zwischen Netzbetreiber und Netznutzer nun in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Strom) geregelt, der die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Zum anderen konnten Netzbetreiber bisher auch nicht differenzieren, ob eine vom Grundversorger beauftragte Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsverhältnisses oder im Rahmen eines Vertrages mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung erfolgte. Für die Beauftragung einer Sperrung nach § 24

[98] BGH, EnZR 13/14 vom 14. April 2015.

Abs. 3 NAV hat der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber lediglich glaubhaft zu versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Er muss jedoch nicht die vertraglichen Grundlagen benennen. Auch ist ein Lieferant nicht verpflichtet, eine Änderung seiner Netzanmeldung beim Netzbetreiber vorzunehmen, wenn er die vertraglichen Bedingungen gegenüber dem Kunden ändert. Netzbetreiber haben daher in der Regel keine Kenntnis, ob ein ursprünglich dem Grundversorger in der Grundversorgung zugeordneter Kunde tatsächlich noch grundversorgt wird oder in einen Haushaltskundenvertrag beim Grundversorger gewechselt hat.

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. Die Zahlen der VNB und Lieferanten zeigen insgesamt einen leichten Anstieg der Stromsperren im Jahr 2017.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der an die Bundesnetzagentur gemeldeten Sperrungen, die vom VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführt wurden, auf 330.242 gestiegen. Es wurden hierbei rund 11.773 Sperrungen mehr an Zählpunkten durchgeführt als im Vorjahr. Zudem wurden 13.623 Sperrungen im Auftrag eines Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, gemeldet. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der VNB, die letztendlich die Unterbrechung auf Anweisung des Lieferanten vornehmen.

Erstmals haben die Netzbetreiber die Unterbrechungen auf Bundesländer aufgeschlüsselt. Von den insgesamt 330.242 Sperrungen im Auftrag des örtlichen Grundversorgers konnten 99 Prozent einzelnen Bundesländern zugeordnet werden. Bezogen auf die Gesamtanzahl an Zählpunkten sind 0,66 Prozent der Zählpunkte von Stromsperren betroffen. Über diesem Durchschnitt liegen die Bundesländer Bremen, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Hamburg, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Berlin. In diesen Bundesländern waren jeweils mehr als 0,66 Prozent der Zählpunkte von Stromsperren betroffen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die einzelnen Bundesländer.

Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2017

	Anzahl Sperrungen	Anteil an Zählpunkte von Letztverbrauchern im Bundesland in Prozent
Bremen	4.609	1,04
Hessen	34.351	0,92
Nordrhein-Westfalen	98.177	0,89
Hamburg	9.581	0,83
Sachsen-Anhalt	12.050	0,79
Schleswig-Holstein	12.424	0,72
Berlin	15.806	0,67
Sachsen	17.691	0,63
Mecklenburg-Vorpommern	6.078	0,61
Saarland	3.576	0,58
Niedersachsen	25.680	0,55
Thüringen	7.412	0,53
Rheinland-Pfalz	13.208	0,53
Brandenburg	7.908	0,48
Bayern	35.057	0,46
Baden-Württemberg	22.624	0,36
Gesamt Deutschland	**326.232**	**0,66**

Tabelle 70: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2017

Die VNB haben 2017 bei rund 282.000 von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wiederhergestellt. Im Vorjahr waren dies 293.000 Zählpunkte. Zusätzlich wurde bei ca. 19.500 Zählpunkten im Auftrag eines Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, die Versorgung wiederhergestellt.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber den Stromlieferanten durchschnittliche Kosten in Höhe von 47 Euro (exkl. USt), wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen ca. 13 und 180 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Zählpunktes von Haushaltskunden wurden zwischen 15 und 150 Euro berechnet, durchschnittlich 50 Euro (exkl. USt) in Rechnung gestellt.

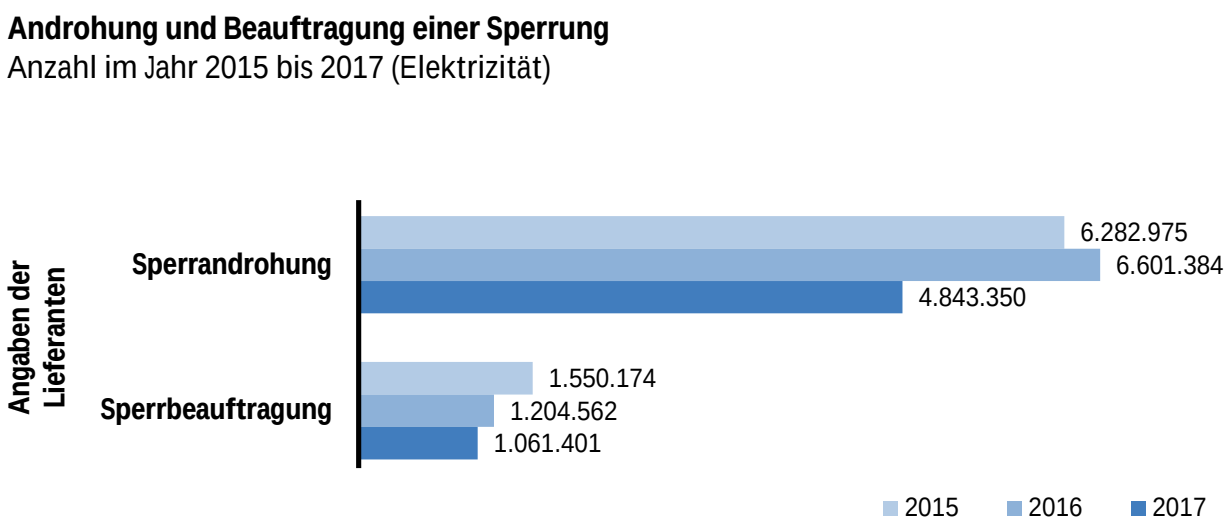
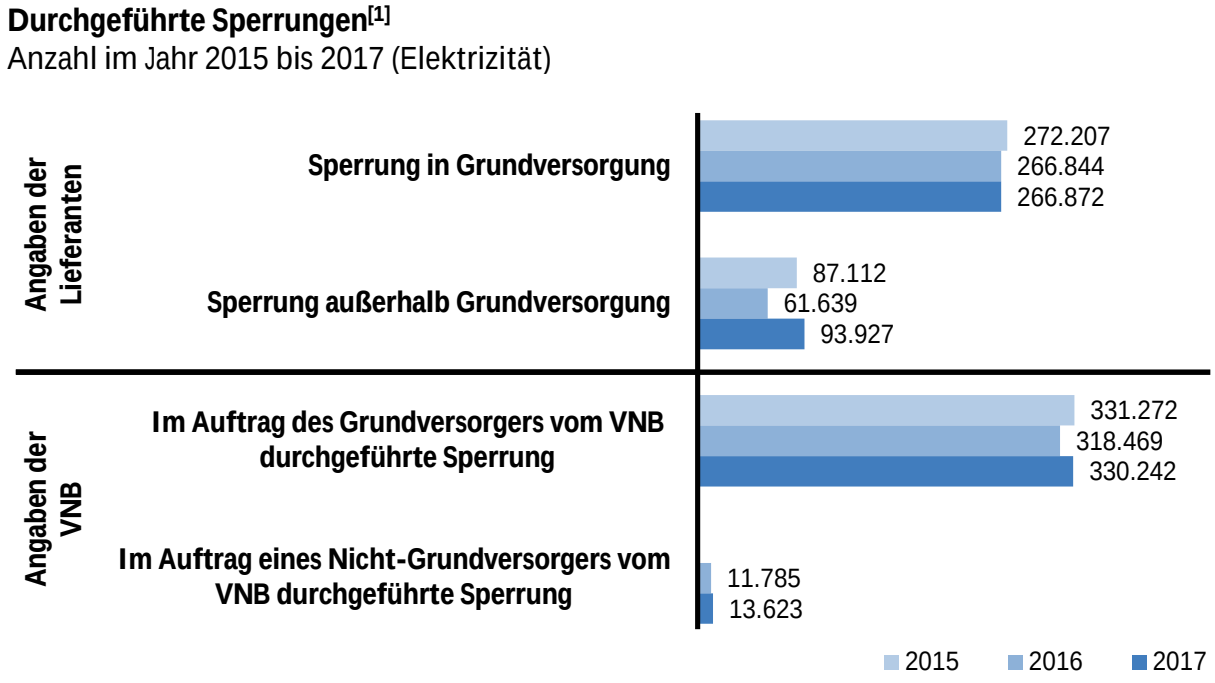


Abbildung 117: Androhung und Beauftragung einer Sperrung gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität



[1] Die in der Abbildung aufgeführte Zahl unter der Trennlinie stammt aus der Befragung der VNB. Für 2015 wurden nur die von den VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag des jeweiligen örtlichen Grundversorgers erfasst. Sperrungen im Auftrag von Nicht-Grundversorgern werden ab 2016 explizit abgefragt. Den VNB liegen keine Informationen zu den jeweiligen Vertragsverhältnissen der Sperrungen vor. Alle Angaben über der Trennlinie stammen aus der Befragung der Lieferanten. Hier werden die durchgeführten Sperrungen differenziert nach Vertragsverhältnissen erfasst (Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung). Daher sind die hier jeweilig ausgewiesenen Sperrzahlen nur mittelbar miteinander vergleichbar.

Abbildung 118: Durchegführte Sperrungen gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität und VNB Elektrizität

Gleichzeitig wurden die Lieferanten befragt, wie häufig sie 2017 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Unternehmen gaben an, insgesamt rund 4,8 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht zu haben. Aus den Unternehmensdaten geht hervor, dass neben den übrigen gesetzlichen Voraussetzungen des § 19 StromGVV im Durchschnitt bei einem Rückstand von rund 117 Euro eine Sperrung

angedroht wurde (2016: 119 Euro). Von den knapp 4,8 Mio. Sperrandrohungen mündeten ca. 1,0 Mio. in eine Beauftragung einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Zudem gaben die Lieferanten an, dass, ähnlich wie im Vorjahr, in rund 267.000 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. Die Quote der durchgeführten Sperrungen in Bezug auf die jeweilige Gesamtkundenanzahl in der Grundversorgung lag im Mittel bei 1,7 Prozent. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in etwa 94.000 Fällen vollzogen (plus 22.000 gegenüber dem Vorjahr). Insgesamt wurden auf diese Weise letztlich rund 361.000 Sperrungen durchgeführt (innerhalb und außerhalb von Grundversorgungsvertragsverhältnissen). Dies sind etwa 22.000 Sperrvorgänge mehr als 2016.

Von den gut 4,8 Mio. Sperrandrohungen der Lieferanten mündeten etwa 21 Prozent in einen Sperrauftrag. Bei knapp 7 Prozent der 4,8 Mio. Sperrandrohungen wurde die Sperrung vom Netzbetreiber tatsächlich durchgeführt. Dies entspricht einer Quote von 0,8 Prozent aller Zählpunkte von Haushaltskunden in Deutschland.

Dieses Verhältnis hat unterschiedliche Ursachen. Es besteht die Vermutung, dass eine Sperrandrohung in vielen Fällen zu einer Zahlung führt. Es gibt Kunden die die mit der Sperrung beauftragten Personen nicht ins Haus lassen. Um eine Sperrung dann gleichwohl durchzuführen, bedarf es einer gerichtlichen Durchsetzung, die wiederum einen zeitlichen und finanziellen Aufwand verursacht.

Nach den Angaben der Lieferanten lag das Verhältnis zwischen den absoluten Unterbrechungen und der Anzahl der davon betroffenen Haushaltskunden (innerhalb und außerhalb von Grundversorgungsvertragsverhältnissen) im Jahr 2017 bei 1 zu 0,87. Das bedeutet, dass schätzungsweise 13 Prozent der Unterbrechungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen sind.

Während einige Lieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers weiterleiten, hat ein Teil der Stromlieferanten für die Durchführung einer Sperrung zusätzlich eigene Kosten berechnet. Die Lieferanten wurden erstmalig befragt, ob sie dabei die pauschale Berechnung nach § 19 Abs. 4 StromGVV anwenden. Unter Anwendung dieser pauschalen Berechnung, haben die Lieferanten ihren Kunden zusätzlich im Durchschnitt ca. 39 Euro (inkl. USt)[99] berechnet, wobei die Spanne zwischen zwei Euro und 199 Euro lag. Interessanterweise ist der durchschnittliche Betrag bei Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, tendenziell niedriger. Lieferanten, die keine pauschale Berechnung durchgeführt haben, haben ihren Kunden im Schnitt 33 Euro (inkl. USt.) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen vier und 140 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Stromlieferanten ihren Kunden unter Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt ca. 41 Euro (inkl. USt), wobei die Spanne von zwei Euro bis 135 Euro reichte und ohne Anwendung der pauschalen Berechnung im Durchschnitt 31 Euro (inkl. USt) mit einer Spanne von ca. drei bis 135 Euro.

Erstmalig hat die Bundesnetzagentur die Lieferanten im Monitoring 2018 befragt, welche Summe sie einem Haushaltskunden für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechnen. Die Kosten für eine solche Mahnung betrugen durchschnittlich 3,70 Euro.

---

[99] Eigene Kosten des Lieferanten ohne die Kosten, die beim beauftragten Netzbetreiber anfallen.

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Die Kündigung eines Grundversorgungsvertrages ist zudem nur unter engen Voraussetzungen möglich. Dafür darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Sperrung müssen wiederholt vorgelegen haben und die Kündigung aufgrund eines Zahlungsverzugs angedroht worden sein. Im Jahr 2016 haben Lieferanten gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 158.461 Kündigungen ausgesprochen (2016: ca. 171.647). Bei durchschnittlich 164 Euro Zahlungsrückstand hätte ein Lieferant in 2017 den Energieliefervertrag gekündigt.

3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoring 2017 wurden erneut Informationen bei Messstellenbetreibern und Lieferanten zu Vorkassesystemen nach § 14 StromGVV wie Bargeld- oder Chipkartenzähler erhoben. Im Verlauf des Jahres 2017 waren rund 19.500 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassesysteme im Auftrag des Grundversorgers installiert Dies entspricht 0,04 Prozent aller Zählpunkte von Haushaltkunden in Deutschland. In knapp 4.000 Fällen wurde im Kalenderjahr 2017 ein Bargeld- oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 3.000 Fällen wurde ein solcher Zähler wieder ausgebaut.

3.3 Tarife und unterjährige Abrechnungen

Lieferanten müssen für Letztverbraucher von Elektrizität, wenn dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anbieten (§ 40 Abs. 5 EnWG). 2017 boten wie im Vorjahr knapp zehn Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Der Anteil an Lieferanten, von denen in 2017 tageszeitabhängige Tarife angeboten wurden, beträgt etwa 64 Prozent (2016: 63 Prozent).

Zum ersten Mal wurden die Lieferanten befragt, ob sie Online-Tarife und Tarife mit dynamischen Preisen anbieten.

Insgesamt bieten lediglich 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 70 Prozent einen Online-Tarif anbieten.

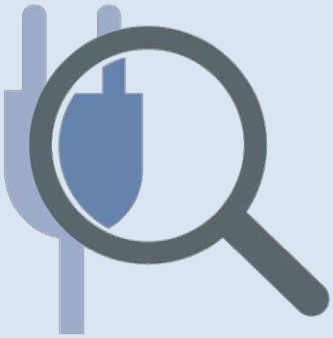
Tarife mit dynamischen Preisen, die den Preis auf dem Spotmarkt, einschließlich Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, wurden Haushaltskunden lediglich von knapp drei Prozent der Lieferanten angeboten.

Rund zwölf Prozent der Lieferanten bieten darüber hinaus noch weitere Tarife an (2016: 11 Prozent).

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten ebenfalls verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Derartige Abrechnungen wurden in 2017 etwas mehr nachgefragt. Mit insgesamt rund 16.700 Kundenanfragen (2016: rund 14.000) bewegt sich die Nachfrage der Letztverbraucher nach unterjährigen Abrechnungen aber weiter auf einem sehr niedrigen Niveau.

Im Jahr 2016 haben zudem 135 Lieferanten angegeben, dass sie bei Haushaltskunden eine abweichende Abrechnung durchführen. In insgesamt etwa 39.900Fällen haben Lieferanten eine monatliche, vierteljährliche

oder halbjährliche Abrechnung durchgeführt (2016: 27.000). Das durchschnittliche Entgelt (inkl. USt) je zusätzlicher Abrechnung betrug bei Selbstablesung ca. acht Euro und ca. elf Euro ohne Selbstablesung.



Lastvariable und tageszeitabhängige Tarife werden zwar heute bereits angeboten, machen jedoch noch keinen hohen Anteil aus.

Dynamische Tarife, die sich zum Beispiel am Börsenstrompreis orientieren, sind noch ein Nischenprodukt.

Sogenannte Online-Tarife scheinen dagegen gerade bei den großen Lieferanten auf dem Vormarsch zu sein, hier handelt sich allerdings um die Abwicklung des Tarifes und nicht um die Vertragsgestaltung.

4. Preisniveau

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, geben im Monitoring die Einzelhandelspreise ihres Unternehmens zum 1. April 2018 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.[100]

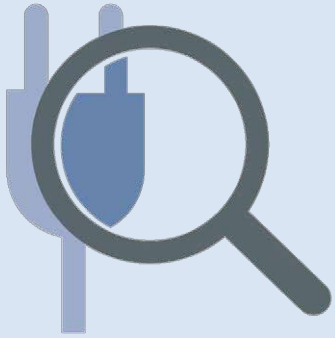
Für die Haushaltskunden wurden für die sechs Verbrauchsbänder die einzelnen Preisbestandteile für die folgenden drei Vertragstypen abgefragt:

– 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 2018 bzw. 1. April 2017 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.



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, verbrauchunabhängigen 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

[100] Ist es einem Unternehmen beispielsweise aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Tarife nicht möglich einen Durchschnitt zu bilden, wird ein repräsentativer Tarif ausgewählt.

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).

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 214 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 212 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:

Preisniveau am 1. April 2018 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	1,55 - 3,27	2,33
Messung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,03	0,03
Konzessionsabgabe	0,11 - 0,11	0,10[1]
EEG-Umlage		6,79
weitere Umlagen[2]		0,29
Stromsteuer		2,05
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,85 - 4,50	3,71
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	**14,01 - 16,49**	**15,30**

[1] Mehr al 90 Prozent der Lieferanten haben eine Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh angegeben. Weniger als 20 Lieferanten haben einen niedrigeren Wert angegeben.
[2] KWKG (0,168 ct/kWh), StromNEV (0,063 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,011 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,049 ct/kWh)

Tabelle 71: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil ist im arithmetischen Mittel von 3,41 ct/kWh im Vorjahr auf 3,71 ct/kWh in 2017 angestiegen. Die Umlagen belaufen sich auf insgesamt 7,08 ct/kWh – davon beträgt die EEG-Umlage 6,79 ct/kWh – welches dem Vorjahreswert entspricht. Das Nettonetzentgelt ist im arithmetischen Mittel im Vergleich zum Vorjahr von 2,23 ct/kWh auf 2,33 ct/kWh ebenfalls leicht angestiegen. Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.[101] Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer und ohne Reduktionsmöglichkeiten in Höhe von 15,30 ct/kWh übersteigt den Mittelwert aus dem Vorjahr um 0,40 ct/kWh. Durch die oben beschriebene Bindung der Industrieendkundenpreise an den Großhandel

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

können die Preissteigerungen schneller an Kunden weiter gegeben 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 11,59 ct/kWh, d. h. rund 76 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.[102]

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 um bis zu 80 Prozent reduziert werden.[103] 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 § 36 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 richtigen“ durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

[102] 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).

[103] 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.

Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr

Gemäß Preisabfrage zum 1. April 2018	In der Preisabfrage angenommener Wert in ct/kWh	Mögliche Reduktion in ct/kWh	verbleibender Betrag in ct/kWh
EEG-Umlage	6,79	-6,46	0,33
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	2,33	-1,86	0,47
weitere Umlagen	0,29	-0,10	0,19
Konzessionsabgabe	0,10	-0,10	0,00
Summe	**11,56**	**-10,57**	**0,99**

Tabelle 72: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2018

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 2018 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 888 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 959). 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:

Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Angaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithemetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	4,33 - 7,73	5,95	28%
Messung, Messstellenbetrieb	0,02 - 0,99	0,32	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,54	3%
EEG-Umlage		6,79	32%
weitere Umlagen[1]		0,76	4%
Stromsteuer		2,05	9%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,32 - 7,32	5,14	24%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	**19,12 - 23,84**	**21,56**	**100%**

[1] KWKG (0,345 ct/kWh), StromNEV (0,370 ct/kWh), Umlage nach § 18 AbLaV (0,011 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,037 ct/kWh)

Tabelle 73: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich zum ersten Mal erhöht. Betrug dieser Wert im April 2017 noch 4,82 ct/kWh, so ist dieser Wert im April 2018 auf 5,14 ct/kWh angestiegen – dies entspricht einer Erhöhung von 0,32 ct/kWh. Im vorherigen Berichtsjahr war hingegen noch eine Reduktion dieses Preisbestandteils vom Jahr 2016 auf das Jahr 2017 von rund 0,33 ct/kWh zu beobachten.

Die EEG-Umlage hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 6,88 ct/kWh auf 6,79 ct/kWh verringert. Die sonstigen Umlagen sind von 0,80 ct/kWh auf 0,76 ct/kWh gefallen. Insgesamt haben sich die EEG- und sonstigen Umlagen um 0,13 ct/kWh verringert. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt ist um 0,04 ct/kWh

angestiegen und beträgt 5,95 ct/kWh. Da die Streuung beim Nettonetzentgelt sehr hoch ist, beschreibt das arithmetische Mittel nicht zwingend die tatsächliche Entwicklung.[104]

Der Mittelwert des Gesamtpreises ohne Umsatzsteuer im April 2018 liegt bei 21,56 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,14 ct/kWh gesunken. Zu dieser Absenkung tragen maßgeblich der Rückgang der EEG-Umlage und der sonstigen Umlagen bei. Das zeigt sich auch an den Anteilen dieser Preisbestände am Gesamtpreis. Die EEG-Umlage beträgt mittlerweile 32 Prozent des Gesamtpreises, das Nettonetzentgelt 28 Prozent. Bei diesem Abnahmefall entfallen somit durchschnittlich rund 76 Prozent (des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Messwesen, Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe). Nur rund 24 Prozent (im Vorjahr 22 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

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[105][106]): Jährlicher Stromverbrauch unterhalb von 1.000 kWh
- Band II (DB): Jährlicher Stromverbrauch zwischen 1.000 und 2.500 kWh
- Band III (DC): Jährlicher Stromverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh
- Band IV: Jährlicher Stromverbrauch zwischen 5.000 und 10.000 kWh
- Band V: Jährlicher Stromverbrauch zwischen 10.000 und 15.000 kWh
- Band VI (DE): jährlicher Stromverbrauch oberhalb von 15.000 kWh

Zunächst wird ein über alle Vertragskategorien mengengewichteter Durchschnittspreis für Haushaltskunden im repräsentativen Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 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 mengengewichteter Gesamtpreis für das Band III dargestellt. Hierzu wird ein einzelner mengengewichteter Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden im Abnahmeband III als Kennzahl dargestellt. Dieser wird berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien (Grundversorgung; Vertrag beim Grundversorger außerhalb der

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

[105] Die Bezeichnungen „DA“, „DB“, „DC“, „DE“ beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT

[106] 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. In diesjährigen Monitoringbericht wurde auf diese Differenzierung noch verzichtet.[Verweis auf BNetzA Abschnitt Messstellenbetrieb]

Grundversorgung; Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist) mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den Stichtag 1. April 2018 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 29,88 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Preis stabil geblieben (2017: 29,86 ct/kWh). Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Durchschnittspreises ist in Tabelle 74 dargestellt. Deren Veränderung zum Vorjahr kann in Tabelle 75 nachvollzogen werden.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien mengengewichtet (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2018 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	6,70	22,4
Nettonetzentgelt	6,88	23,0
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,31	1,0
Konzessionsabgabe	1,61	5,4
Umlage nach EEG	6,79	22,7
Umlage nach KWKG	0,35	1,2
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	1,2
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,0
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,1
Stromsteuer	2,05	6,9
Umsatzsteuer	4,77	16,0
Gesamt	**29,88**	**100,0**

Tabelle 74: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2018

Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2017 zum 1. April 2018 für das Abnahmenband zwischen 2.500 - 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	6,70	0,28	4,2
Nettonetzentgelt	6,88	-0,11	-1,6
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,31	-0,01	-3,2
Konzessionsabgabe	1,61	-0,01	-0,6
Umlage nach EEG	6,79	-0,09	-1,3
Umlage nach KWKG	0,35	-0,09	-25,7
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	-0,02	-5,4
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,00	0,0
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,07	k.A.
Stromsteuer	2,05	0,00	0,0
Umsatzsteuer	4,77	0,00	0,0
Gesamt	**29,88**	**0,02**	**0,1**

Tabelle 75: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2017 zum 1. April 2018 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

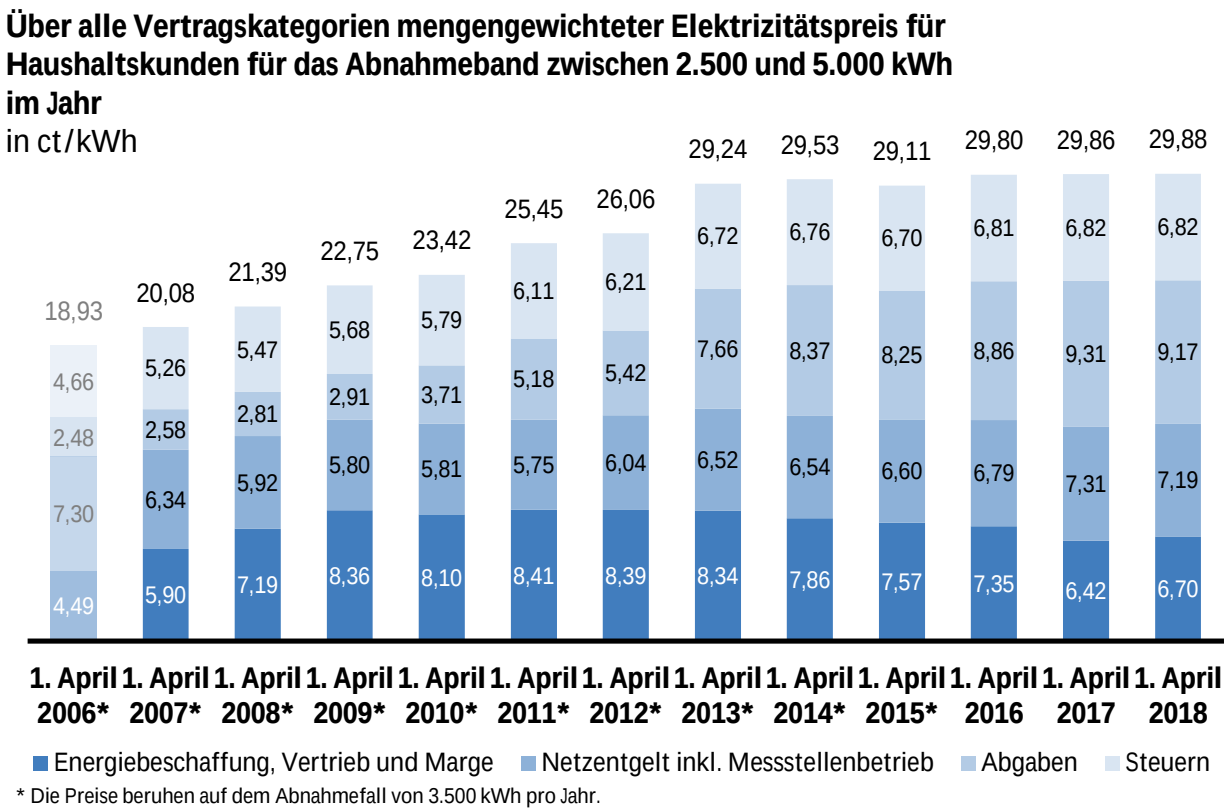


Abbildung 119: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden

Die Entwicklung des durchschnittlichen Preises für Haushaltskunden kann in Abbildung 119 nachvollzogen werden. Hier zeigt sich, dass sich der Gesamtpreis seit dem Jahr 2016 nur geringfügig verändert hat, bei den Preisbestandteilen aber eine Verschiebung stattgefunden hat. Im Folgenden werden die Preisbestandteile deshalb näher betrachtet.

Abbildung 120 zeigt, dass Umlagen, Steuern und Abgaben in Summe etwa 54 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden ausmachen. Das Nettonetzentgelt inkl. Messstellenbetrieb kommt auf einen Anteil von rund 24 Prozent. Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt im Jahr 2018 rund 22,4 Prozent (Vorjahr: 21,5 Prozent). Im Folgenden wird die Entwicklung dieser wesentlichen einzelnen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden dargestellt.

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2018 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert, Band III, Eurostat: DC)
in Prozent

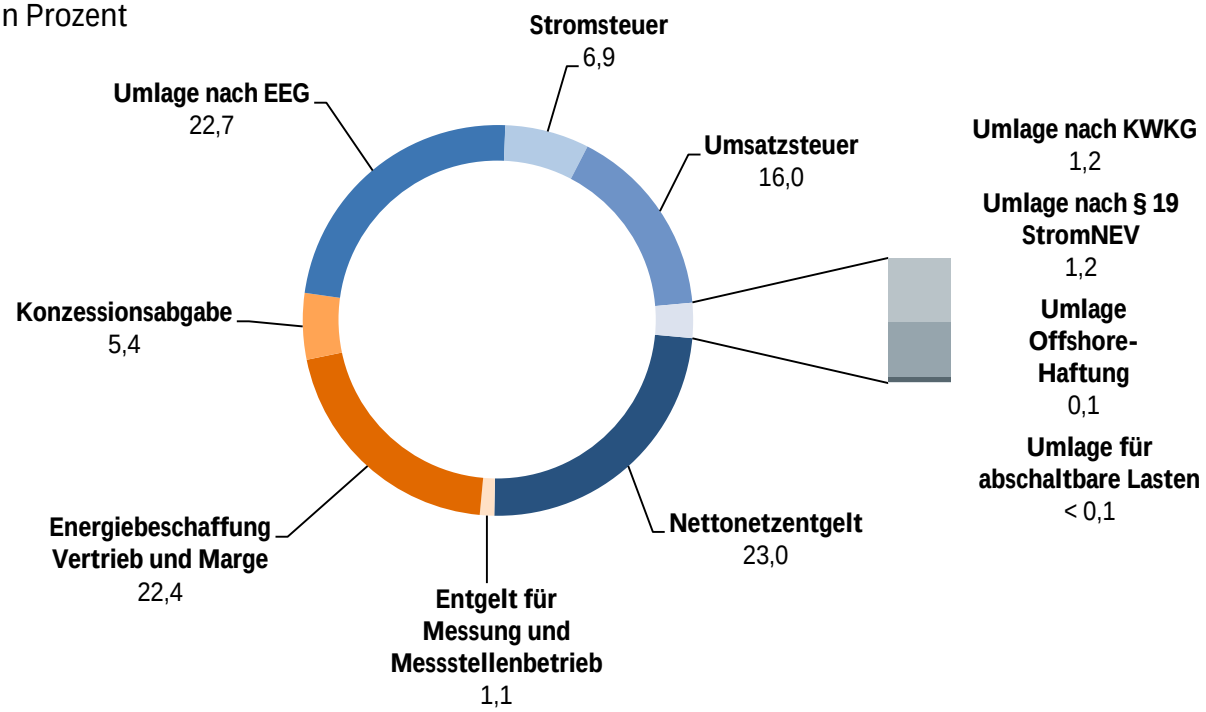


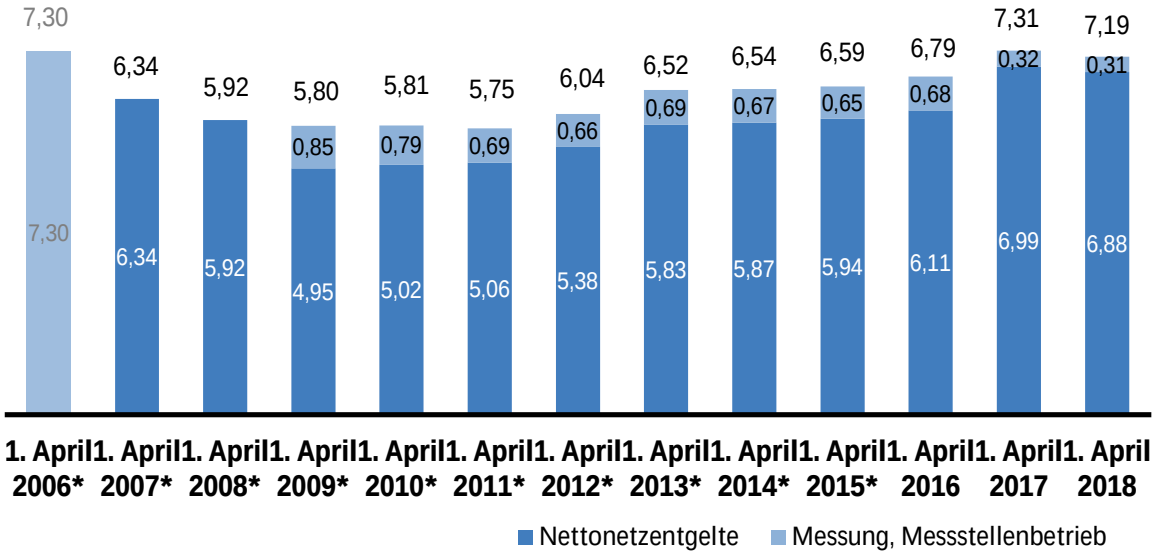
Abbildung 120: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2018 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)[107]

Zunächst erfolgt eine Betrachtung der Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte[108] bis zum Jahr 2017 relativ stark gestiegen. Im Jahr 2018 ist das durchschnittliche Netzentgelt erstmalig seit dem Jahr 2011 wieder gesunken. Die Absenkung beträgt 1,6 Prozent (-0,11 ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr 2017. Damit liegt das Netzentgelt weiterhin auf hohem Niveau, ist aber erstmalig seit acht Jahren gegenüber dem Vorjahr gesunken.

[107] 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.

[108] Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Messstellenbetrieb.

Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr (über alle Vertragskategorien mengengewichtet)
in ct/kWh



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

Abbildung 121: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb

Auch bei den weiteren Abgaben und Steuern sind erstmalig 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 2018 ist die EEG-Umlage auf 6,79 ct/kWh gesunken. Der Anteil am Gesamtelektrizitätspreis liegt damit nun bei rund 23 Prozent. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung der EEG-Umlage wird in Abbildung 122 dargestellt.

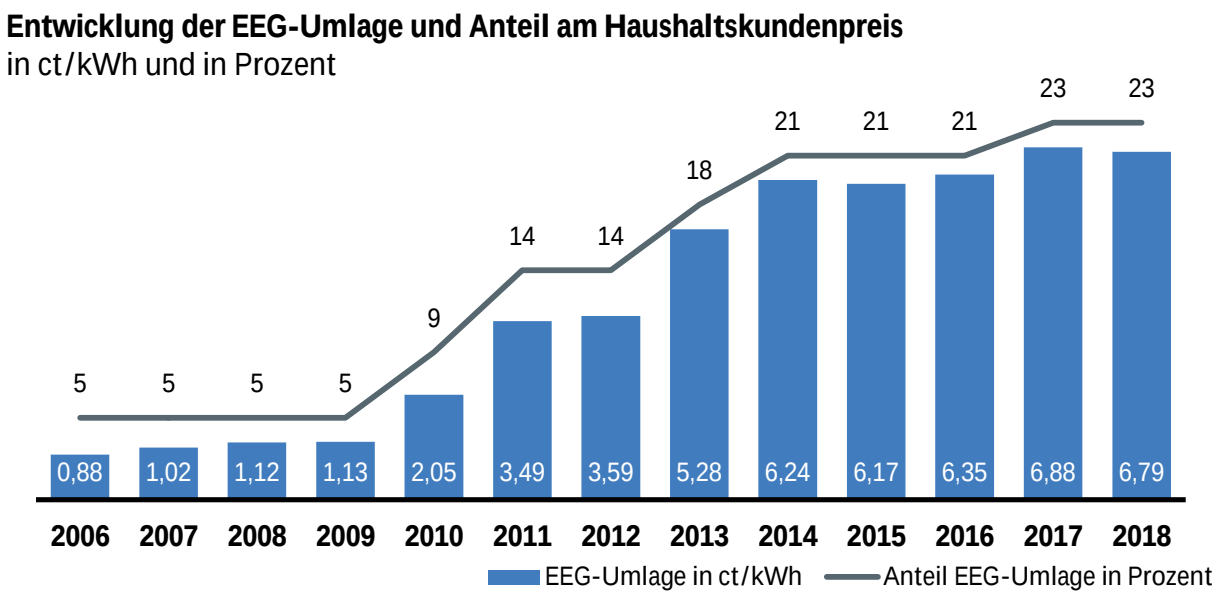
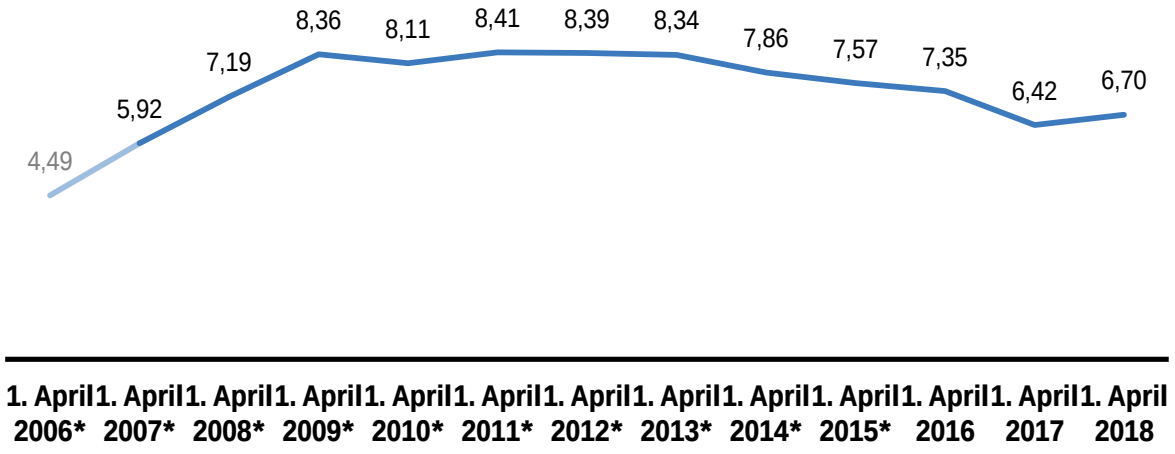


Abbildung 122: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis

Der Preisbestandteil für „Energiebeschaffung, Vertrieb, und Marge“ (vgl. Abbildung 123) ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben. Seit dem Jahr 2011 war dieser vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil kontinuierlich gesunken. Allerdings ist für das Jahr 2018 ein Anstieg um fast 5 Prozent (+0,28 ct/kWh) zu verzeichnen (2017: 6,42 ct/kWh). Dieser Anstieg könnte insbesondere mit den in 2017 gestiegenen Großhandelspreisen zusammenhängen (vgl. auch Kapitel „I.F Großhandel“ ab Seite 226). Diese höheren Preise werden langsam an die Haushaltskunden weitergegeben.

Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge" für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert)
in ct/kWh



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

Abbildung 123: 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 entgegengesetze 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 nichtso 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 2018 und die Abgabemengen des Jahres 2017 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 unterhalb von 1.000 kWh

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb 1.000 kWh im Jahr (Band I; Eurostat:DA) Preisstand: 1. April 2018 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	12,14	9,72	6,73
Nettonetzentgelt	13,95	11,79	10,27
Entgelt für Messstellenbetrieb	1,95	1,72	1,27
Konzessionsabgabe	1,65	1,77	1,79
Umlage nach EEG	6,79	6,79	6,79
Umlage nach KWKG	0,35	0,35	0,35
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	0,37	0,37
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	7,48	6,57	4,97
Gesamt	**46,78**	**41,18**	**34,64**

Tabelle 76: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2018

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 zwischen 1.000 und 2.500 kWh:

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 1.000 kWh und 2.500 kWh im Jahr (Band II; Eurostat:DB) Preisstand: 1. April 2018 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	8,82	7,10	6,08
Nettonetzentgelt	8,17	7,46	8,08
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,64	0,64	0,66
Konzessionsabgabe	1,64	1,73	1,69
Umlage nach EEG	6,79	6,79	6,79
Umlage nach KWKG	0,35	0,35	0,35
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	0,37	0,37
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,49	5,04	4,94
Gesamt	**34,37**	**31,58**	**31,06**

Tabelle 77: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2018

Band III: Jährlicher Stromverbrauch zwischen 2.500 und 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.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2018 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	8,06	6,61	5,69
Nettonetzentgelt	6,79	6,76	7,01
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,32	0,31	0,34
Konzessionsabgabe	1,67	1,61	1,57
Umlage nach EEG	6,79	6,79	6,79
Umlage nach KWKG	0,35	0,35	0,35
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	0,37	0,37
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,02	4,73	4,58
Gesamt	**31,47**	**29,63**	**28,80**

Tabelle 78: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2018

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 zwischen 2.500 und 5.000 kWh nach wie vor die teuerste Versorgungsart darstellt. Gleichwohl ist ein direkter Vergleich nur eingeschränkt möglich. Während Kunden in der Grundversorgung im Jahr 2017 im Mittel rund 2.100 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Vertragskunden beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und denen, die den Lieferanten gewechselt haben mit rund 2.899 kWh um ca. 38 Prozent darüber.

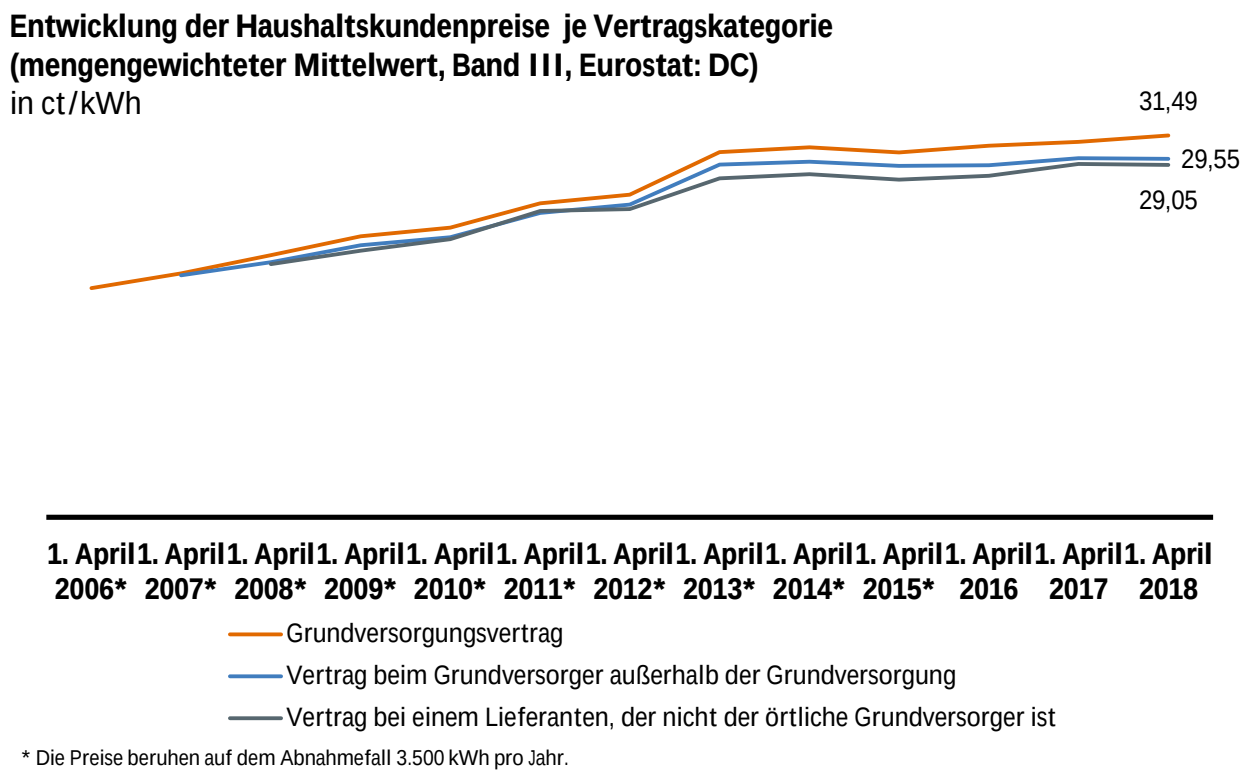


Abbildung 124: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie

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 Kategorie des Vertrags bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, ist im Mittel die günstigste Vertragskategorie. In zehn von elf der betrachteten Jahre liegt der mittlere Preis in der Kategorie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung beim Grundversorger (-1,94 ct/kWh) und – in noch stärkerem Maße – durch einen Lieferantenwechsel (-2,44 ct/kWh)[109] erzielen. Somit ergibt sich bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 68 bzw. rund 85 Euro pro Jahr.

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, zum 1. April 2018 mit 8,03 ct/kWh um fast 38 Prozent über dem Durchschnittswert der Kategorie „Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“, der bei durchschnittlich 5,83 ct/kWh liegt. Im Jahr 2017 betrug die Differenz zwischen den beiden Kategorien nur 29 Prozent. Bei einem „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ werden durchschnittlich 6,57 ct/kWh (2017: 6,34 ct/kWh) als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und

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

Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie ca. 22 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 Abbildung 125 dargestellt.

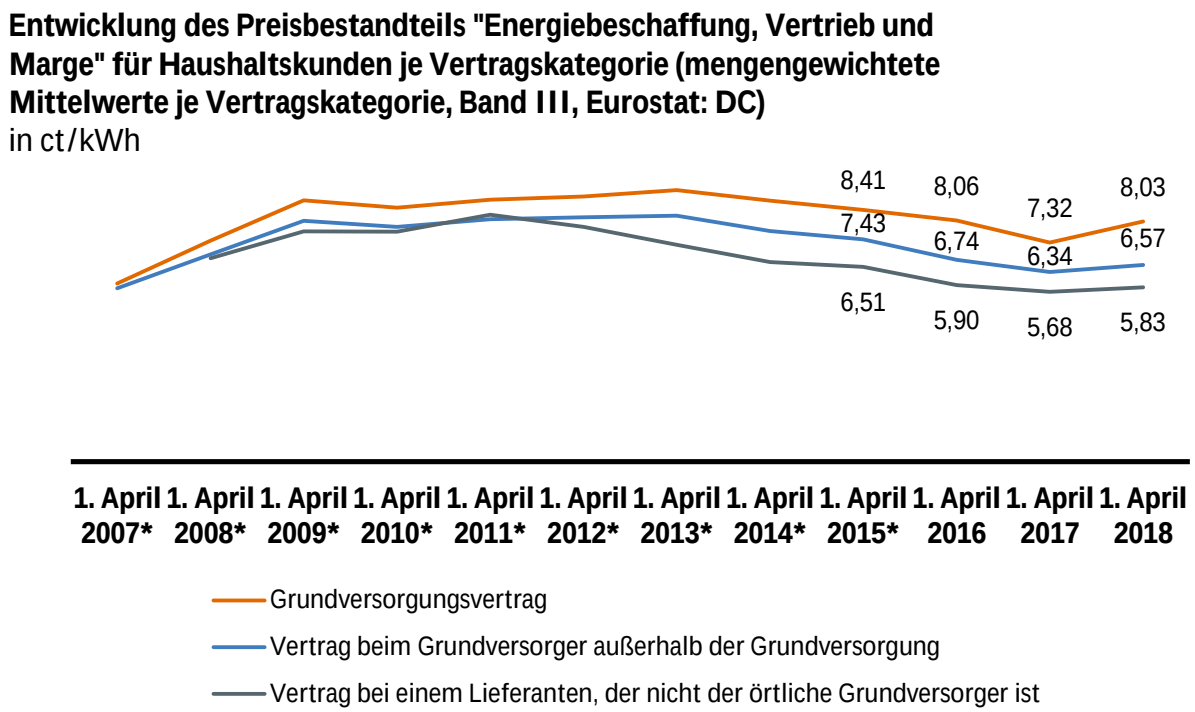


Abbildung 125: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden

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 15 Monate. Eine Preisgarantie die mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vereinbart wird, beträgt im Mittel 15 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 232 Euro. Bei

einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, liegt der Wert bei durchschnittlich 63 Euro bei einer Spanne von ebenfalls 5 bis zu 232 Euro.

Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der unterschiedlichen Sonderbonifikationen und -regelungen, die von Elektrizitätslieferanten angeboten werden:

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Stand 1. April 2018	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	344	11 Monate	430	11 Monate
Preisstabilität	301	15 Monate	380	15 Monate
Vorauskasse	62	10 Monate	48	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	123	55 Euro	211	63 Euro
Frei-kWh	4	267 kWh	6	220 kWh
Kaution	8	-	6	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	105	-	121	-

Tabelle 79: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Band IV: Jährlicher Stromverbrauch zwischen 5.000 und 10.000 kWh

Das Band IV der Monitoringabfrage stellt einen Haushaltskunden mit einer überdurchschnittlichen jährlichen Entnahmemenge zwischen 5.000 und 10.000 kWh im Jahr dar. Die Ergebnisse der Abfrage sind in der folgenden Tabelle zu finden.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 5.000 kWh und 10.000 kWh im Jahr (Band IV) Preisstand: 1. April 2018 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	7,94	6,43	4,87
Nettonetzentgelt	6,39	6,07	6,32
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,18	0,17	0,20
Konzessionsabgabe	1,53	1,58	1,55
Umlage nach EEG	6,79	6,79	6,79
Umlage nach KWKG	0,35	0,35	0,35
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	0,37	0,37
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,87	4,53	4,25
Gesamt	**30,52**	**28,39**	**26,80**

Tabelle 80: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2018

Band V und Band VI: Jährlicher Stromverbrauch zwischen 10.000 und 15.000 kWh bzw. jährlicher Stromverbrauch oberhalb von 15.000 kWh

Die Bänder V und VI wurden erstmalig im Zuge des Monitorings abgefragt. Es handelt sich bei den Bändern V und VI um Haushaltskunden mit einer sehr hohen Abnahmemenge von 10.000 - 15.000 kWh bzw. von über 15.000 kWh. Die Ergebnisse sind der Abfrage sind in den folgenden Tabellen zu finden.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 10.000 kWh und 15.000 kWh im Jahr (Band V) Preisstand: 1. April 2018 in ct/kWh

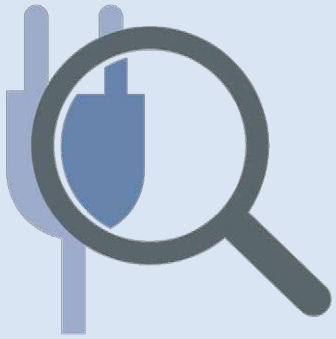
Preisbestandteil	Grundversorgungs-vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	8,32	5,48	4,58
Nettonetzentgelt	5,96	5,59	5,82
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,09	0,10	0,13
Konzessionsabgabe	1,55	1,57	1,47
Umlage nach EEG	6,79	6,79	6,79
Umlage nach KWKG	0,35	0,35	0,35
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	0,37	0,37
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,85	4,24	4,09
Gesamt	**30,38**	**26,59**	**25,70**

Tabelle 81: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2018

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband ≥ 15.000 kWh im Jahr (Band VI) Preisstand: 1. April 2018 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	8,58	4,97	4,57
Nettonetzentgelt	5,92	5,25	5,80
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,05	0,06	0,11
Konzessionsabgabe	1,53	1,70	1,60
Umlage nach EEG	6,79	6,79	6,79
Umlage nach KWKG	0,35	0,35	0,35
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	0,37	0,37
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,01	0,01
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,88	4,10	4,12
Gesamt	**30,57**	**25,69**	**25,81**

Tabelle 82: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2018



Im Abnahmeband III, dem der größte Teil der typischen Haushaltskunden in Deutschland zugeordnet werden kann, ist die Grundversorgung die teuerste Belieferungsart. Dort liegt der durchschnittliche Strompreis bei 31,49 ct/kWh. Wechselt ein Kunde beim Grundversorger in einen günstigeren Tarif (z.B. Onlinetarif), liegt der Strompreis im Durchschnitt bei 29,55 ct/kWh. Bei einem Lieferantenwechsel zu einem anderen Stromlieferanten, der möglicherweise bundesweit tätig ist, liegt der Strompreis bei durchschnittlichen 29,05 ct/kWh. Ein durchschnittlicher Haushaltskunde mit einer Stromabnahmemenge zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr konnte zum Stichtag 1. April 2018 bei einer Vertragsumstellung durchschnittlich 68 Euro und bei einem Lieferantenwechsel 85 Euro jährlich sparen.

4.3 Umlagen

Die Umlagen in der Elektrizitätswirtschaft überlagern aktuell sämtliche weiteren Strompreisbestandteile. 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 nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung zu verlangen (EEG-Umlage).

Mit den Zahlungen der EEG-Umlage wird die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) sowie § 6 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) abgedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Höhe der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr. Eine ausführliche Darstellung in Kapitel I.B.2.2 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage in den vergangenen Jahren.

KWKG-Umlage

Gemäß der §§ 26a und 26b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sind die deutschen 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 nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung der KWKG-Umlage in den vergangenen Jahren.

Umlagevolumen KWKG-Umlage
in Mio. Euro

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
411,5	192,4	256,6	363,7	488,9	456,9	984,4	1.167,6	969,2

Tabelle 83:Volumen der KWKG-Umlage

Offshore-Haftungsumlage für 2018 nach § 17f EnWG

Die Netzbetreiber sind nach § 17f Abs. 5 EnWG berechtigt die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen als Aufschlag auf die Netzentgelte gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Die Ermittlung der Aufschläge auf die Netzentgelte basiert zum einen auf den prognostizierten wälzbaren Kosten aus

Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks für das Jahr 2018. Zum anderen basiert die Ermittlung der Aufschläge auf der Differenz zwischen den tatsächlich wälzbaren Kosten des vorangegangenen Jahres und den prognostizierten wälzbaren Kosten aus Entschädigungszahlungen an Betreiber von Offshore-Windparks für das Folgejahr.

Mit den Einnahmen aus der so zu bezeichnenden Offshore-Haftungsumlage werden die entsprechenden Kosten aus der Entschädigung von Offshore-Windparks aus deren Nichteinspeisung gedeckt.

Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln und veröffentlichen bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die Offshore-Haftungsumlage für das folgende Kalenderjahr. Die nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung der Offshore-Haftungsumlage in den vergangenen Jahren.

Umlagevolumen Offshore-Haftungsumlage
in Mio. Euro

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
				764,5	421,6	162,7	243,6	115,0

Tabelle 84: Volumen der Offshore-Haftungsumlage

§ 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 nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung der § 19 StromNEV-Umlage in den vergangenen Jahren.

Umlagevolumen §-19-StromNEV-Umlage
in Mio. Euro

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
		440,0	805,2	629,8	797,7	897,5	115,9	1.181,8

Tabelle 85: Volumen der §-19-StromNEV-Umlage

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 veröffentlichen bis zum 25. Oktober eines Kalenderjahres die Abschaltbare Lasten-Umlage für das folgende Kalenderjahr. Die nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung der Abschaltbaren Lasten-Umlage in den vergangenen Jahren.

Umlagevolumen Abschaltbare-Lasten-Umlage
in Mio. Euro

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
			11,7	34,7	31,9	18,5	33,9	34,8

Tabelle 86: Volumen der Abschaltbare-Lasten-Umlage

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 erhoben.

Im Jahr 2017 ist der Heizstromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen. Nach den Mengenangaben von rund 1.069 Heizstromlieferanten haben diese Kunden an knapp 2,03 Mio. Zählpunkten mit etwa 14,47 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 7.150 kWh je Zählpunkt. Im Vorjahr waren es knapp 7.000 kWh pro Zählpunkte bei einer Gesamtmenge von 14,48 TWh an 2,07 Mio. Zählpunkten.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 11,74 TWh an 1,59 Mio. Nachtspeicher-Zählpunkten. Das ergibt einen Durchschnitt von rund 7.400 kWh pro Zählpunkt im Jahr 2017. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 2,72 TWh an rund 439.600 Zählpunkten gegenüber; es ergibt sich daraus ein Mittel von etwa 6.200 kWh/Jahr. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen mit rund 81 Prozent der Abgabemenge und 78 Prozent der Zählpunkte. Der Anteil von Wärmepumpen nimmt leicht zu. Im Jahr 2017 macht der Anteil von Wärmepumpen schon 19 Prozent der Abgabemenge sowie 22 Prozent der Zählpunkte aus. Im Vergleich zum Vorjahr, in welchem die jeweiligen Werte für Wärmepumpen noch bei 18 Prozent bzw. 21 Prozent lagen, kam es hier jeweils zu einer Steigerung von einem Prozentpunkt. Fast alle Heizstromanbieter beliefern sowohl Nachtspeicherkunden als auch Wärmepumpenkunden. Einige

Lieferanten haben angegeben, dass sie keine genaue Aufteilung der Mengen und Zählpunkte auf Nachtspeicherheizungen einerseits und Wärmepumpen andererseits vornehmen können und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen. 845 der 1.069 Heizstromlieferanten machten Mengen-/ Zählpunktangaben sowohl für Nachtspeicher als auch für Wärmepumpen.

Die im Rahmen der Befragung der Verteilernetzbetreiber erhobenen Verbrauchsmengen und Zählpunktsummen entsprechen ungefähr den Ergebnissen der Lieferantenbefragung. Nach den Angaben von 811 Verteilernetzbetreibern wurde im Jahr 2017 an knapp 2,06 Mio. Zählpunkten (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 13,86 TWh Heizstrom abgegeben. Dabei wird bei den VNB nicht nach Nachtspeicherstrom und Wärmepumpen 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 (siehe dazu ausführlicher Abschnitt „Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel“). Anders als im 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.[110]

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2017 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, ist im Vergleich zum Vorjahr von 1,28 TWh auf über 1,71 TWh angestiegen – ein Zuwachs von rund 34 Prozent. Etwa 11,9 Prozent der gesamten Abgabe an Heizstrommenge, entfielen im Jahr 2017 auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Ebenfalls hat sich die Anzahl der Heizstrom-Zählpunkte, die nicht vom Grundversorger beliefert wurden, von 8,6 Prozent auf 11,6 Prozent erhöht. Maßgeblicher Anteil für den Anstieg ist, dass die Anzahl der Nachtspeicherheizungen, die nicht vom örtlichen Grundversorger beliefert worden sind, von rund 131.050 Zählpunkten im Vorjahr auf über 164.250 angestiegen ist. Ebenfalls hat sich die Anzahl der Wärmepumpen, die nicht von einem örtlichen Grundversorger beliefert worden sind, von rund 48.100 Zählpunkten auf über 70.550 erhöht. Insgesamt werden 16 Prozent der Wärmepumpen-Zählpunkte von einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger beliefert.

[110] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

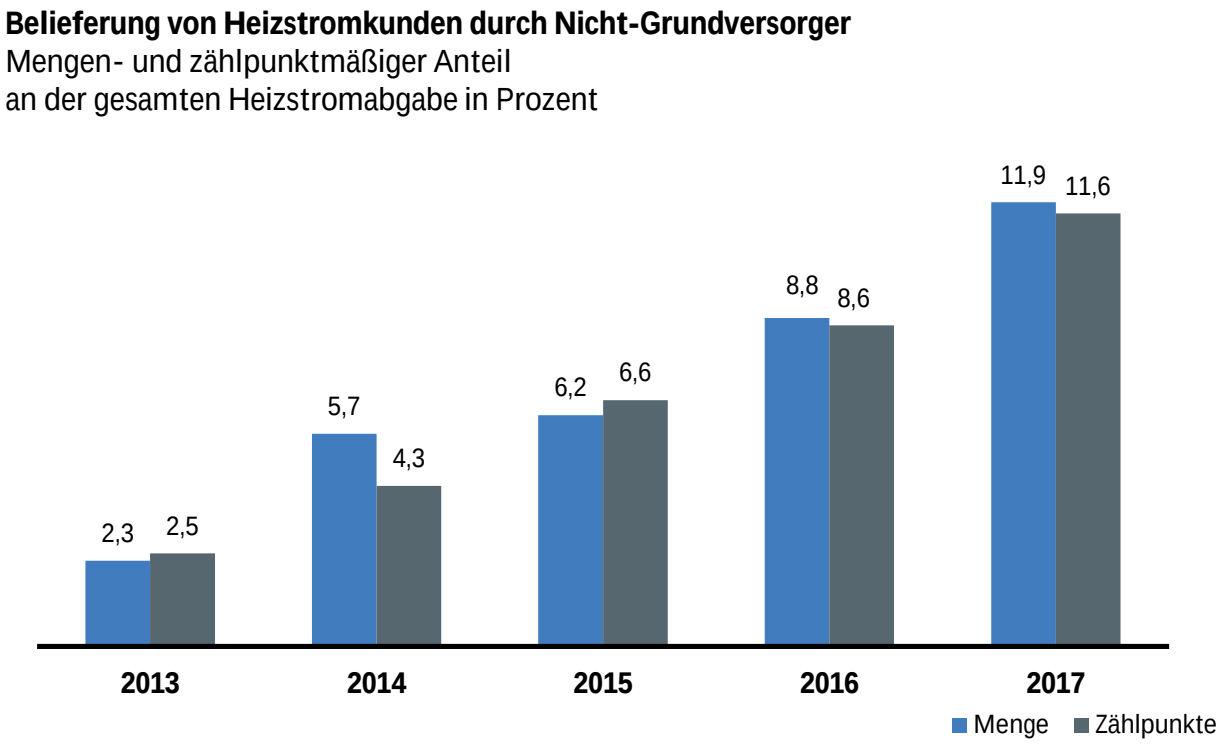


Abbildung 126: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und –zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger beliefert werden

Die Lieferantenwechselzahlen sind im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber konstant geblieben. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 87.550 Heizstromzählpunkten Lieferantenwechsel statt. Auf diese Zählpunkte entfiel in 2017 eine Heizstrommenge von rund 550 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von vier Prozent nach Menge bzw. 4,3 Prozent nach Zählpunkten.

Im Vorjahr waren es noch knapp 91.350 Zählpunkte mit einer Menge von rund 583 GWh, die einen Lieferantenwechsel vollzogen haben. Dies entsprach einer Wechselquote von 4,2 Prozent nach Entnahmemenge bzw. 4,4 Prozent nach Zählpunkten. 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 2017 etwa auf dem gleichen Niveau befinden wie im Vorjahr.

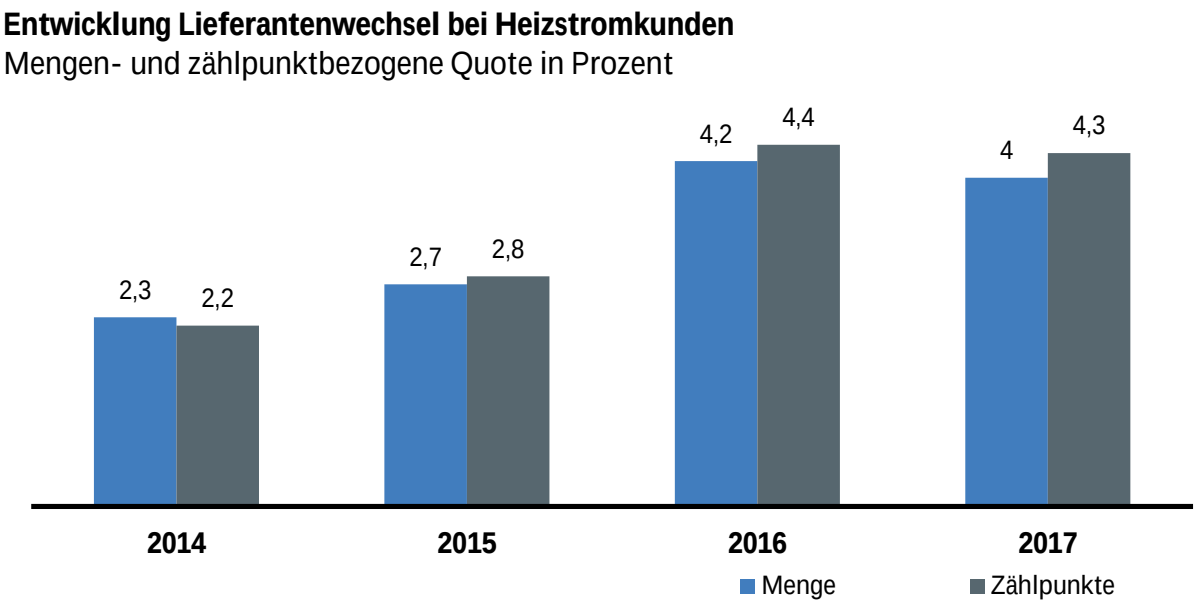


Abbildung 127: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden

Von den 746 Verteilernetzbetreibern, die Heizstrommengen angegeben haben, haben 582 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet[111]. Diese 582 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 98 Prozent der Heizstrommengen und Zählpunkte aller 746 Verteilernetzbetreiber, die Angaben zum Heizstrom gemacht haben. Das bedeutet, dass nur wenige – vor allem kleine – Verteilernetzbetreiber keine Angaben zu der Anzahl an Lieferantenwechsel melden konnten. Gründe dafür sind vor allem fehlende Auswertungsmöglichkeiten oder begrenzte Ressourcen für eine Abfrage. 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 0,8 Prozent und 9,4 Prozent.

Der Anteil der Heizstrommenge und Heizstromzählpunkte, die von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, steigt hingegen an. Dieser Anstieg dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und sich das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert. Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von den Verbraucherzentralen. Gleichwohl liegen die Wechselquoten im Heizstrombereich noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden.

5.2 Preisniveau

Die Preisabfrage bezieht sich, wie schon im Monitoring des Vorjahres, auf Nachtspeichertarife und Wärmepumpentarife und wurde zum Stichtag 1. April 2018 erhoben. Die Lieferanten sollten dabei jeweils auf einen Jahresverbrauch von 7.500 kWh/Jahr abstellen. Die folgende Auswertung stützt sich im Bereich Nachtspeicherheizung auf die Preisangaben von 774 Lieferanten (Vorjahr: 843) und im Bereich Wärmepumpe auf die Angaben von 758 Lieferanten (Vorjahr: 816).

[111] Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern wies darauf hin, dass für sie im Heizstrombereich keine oder nur Einzeldaten auswertbar seien.

Nach den Angaben liegt der Bruttogesamtpreis inklusive Umsatzsteuer für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2018 im arithmetischen Mittel bei 21,08 ct/kWh, was leicht über dem Vorjahresniveau vom 1. April 2017 von 20,94 ct/kWh liegt. Der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,71 ct/kWh, und ist im Vergleich zum Vorjahr von 21,65 ct/kWh ebenfalls leicht angestiegen.

Preisniveau am 1. April 2017 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]	1,50 - 3,92	2,66	13%
Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb)	0,11 - 0,48	0,30	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,17	0,44	2%
EEG-Umlage	6,88	6,88	33%
Weitere Umlagen[2]	0,80	0,80	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	10%
Umsatzsteuer	2,97 - 3,77	3,34	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,79 - 6,37	4,45	21%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	18,58 - 23,62	20,94	100%

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1. Januar 2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.
[2] KWKG (0,438 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,388 ct/kWh), Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV (0,006 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,028 ct/kWh)

Tabelle 87: Preisniveau am 1. April 2018 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 4,73 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 4,45 ct/kWh zum ersten Mal leicht angestiegen. 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 Jahre zeigt, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Heizstrom kontinuierlich gesunken ist. Der zum 1. April 2018 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten und die Marge enthält, ist für Wärmepumpen mit 5,08 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr mit 4,81ct/kWh ebenfalls leicht angestiegen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt beim Abnahmefall Nachtspeicherheizung nur rund 22 Prozent des Gesamtpreises inkl. USt und bei Wärmepumpen rund 23 Prozent des Gesamtpreises inkl. USt. Rund 66 Prozent des Preises für Nachtspeicherheizungen entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Summe der fixen Umlagen, hier die EEG-Umlage sowie die KWKG-Umlage leicht gesunken, dennoch scheinen die Lieferanten die Senkung nicht an ihre Kunden weitergegeben zu haben. Bei der Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.[112] 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. Die erhobenen Durchschnittswerte für Netzentgelte und Messwesen von 2,96 ct/kWh sind für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung im Vergleich zu den Vorjahreswerten von 2,96 ct/kWh gleich geblieben.

[112] Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

Preisniveau am 1. April 2017 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]	1,50 - 4,43	2,85	13%
Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb)	0,11 - 0,50	0,30	1%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,51	2%
EEG-Umlage	6,88	6,88	32%
weitere Umlagen[2]	0,80	0,80	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	9%
Umsatzsteuer	3,08 - 3,90	3,46	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,88 - 6,84	4,81	22%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	19,28 - 24,41	21,65	100%

[1] Aufgrund einer geänderten Rechtslage wird seit dem 1. Januar2017 der Preisbestandteil "Abrechnung" in das Nettonetzentgelt einbezogen und ist seitdem nicht mehr Bestandteil der Kategorie „Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb“. Für den nächsten Monitoringbericht wird daher eine entsprechend angepasste Abfrage der jeweiligen Preisbestandteile erfolgen.
[2] KWKG (0,438 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,388 ct/kWh), Umlage für abschaltbare Lasten nach §18 AbLaV (0,006 ct/kWh), Offshore-Haftung (-0,028 ct/kWh)

Tabelle 88: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

6. Ökostromsegment

Die im Monitoring 2018 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 2017 sowie den Anteil der Ökostromabgabe an der gesamten Stromabgabemenge an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher dargestellt.

Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher im Jahr 2016

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	120,3	29,3	24,4%
	Anzahl Zählpunkte	46.133.521,0	10.949.264,0	23,7%
Weitere Letztverbraucher	TWh	301,8	33,7	11,2%
	Anzahl Zählpunkte	4.245.926,0	475.700,0	11,2%
Gesamt	TWh	422,1	63,0	14,9%
	Anzahl Zählpunkte	50.379.447,0	11.424.964,0	22,7%

Tabelle 89: Ökostromabgabe an Haushaltskunden in 2017

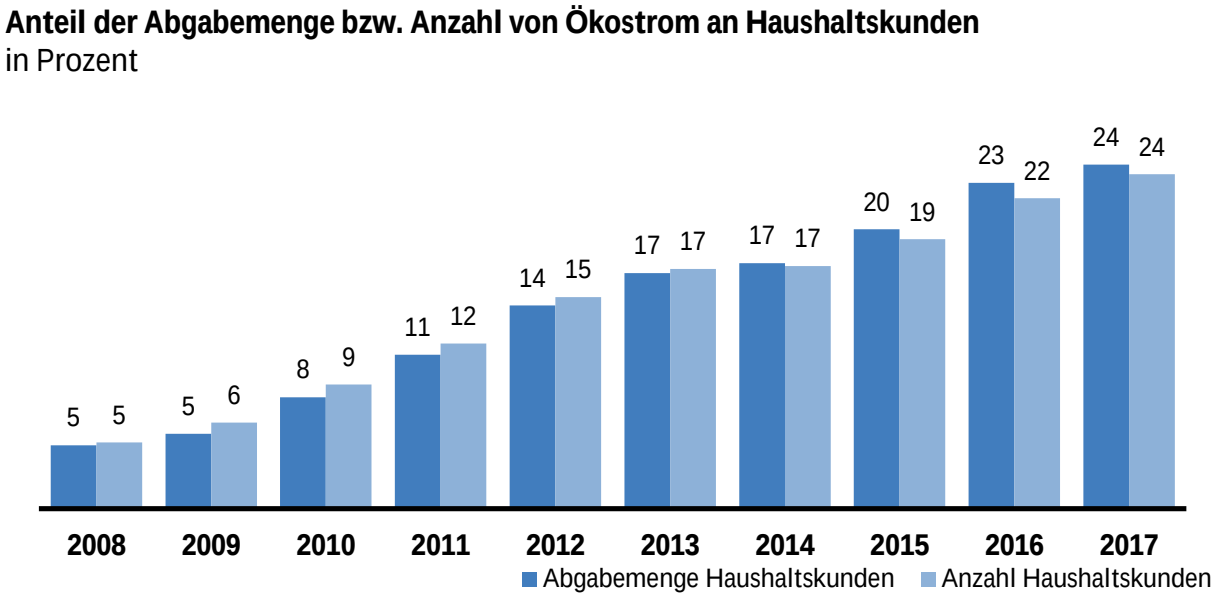


Abbildung 128: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Der Anteil der an Haushaltskunden abgegebenen Ökostrommenge und der Ökostrom beziehenden Anzahl an Haushaltskunden ist 2017 weiter gewachsen. Der Anteil der Abgabemenge erhöhte sich um 1,3 Prozent. Auch die Anzahl der Ökostrom beziehenden Haushaltskunden ist um fast zwei Prozentpunkte gestiegen und liegt nunmehr bei über 10 Mio. Zählpunkten.

In folgender Tabelle sind die durchschnittlichen, mengengewichteten Preise sowie die Einzelpreisbestandteile für den Bezug von Ökostrom bei Haushaltskunden und deren Anteil am Gesamtpreis aufgeführt.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2018 in ct/kWh

Preisbestandteil	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	6,06	20,7
Nettonetzentgelt	6,95	23,8
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,36	1,2
Konzessionsabgabe	1,60	5,5
Umlage nach EEG	6,79	23,2
Umlage nach KWKG	0,35	1,2
Umlage nach § 19 StromNEV	0,37	1,3
Umlage nach § 18 AbLaV	0,01	0,0
Umlage Offshore-Haftung*	0,04	0,1
Stromsteuer	2,05	7,0
Umsatzsteuer	4,66	15,9
Gesamt	**29,24**	**100,0**

Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2018 für Ökostrom

Der durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreis für Haushaltskunden im Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom ist im Jahr 2018, Preisstand 1. April 2018 auf 29,24 ct/kWh leicht gesunken (Vorjahr: 29,42 ct/kWh). Haushaltskunden zahlen damit rund 0,6 Prozent weniger für die Belieferung mit Ökostrom.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für Ökostrom ergibt sich die nachstehende Darstellung:

Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh (DC) im Jahr für Ökostrom, Preisstand 1. April 2018
in Prozent

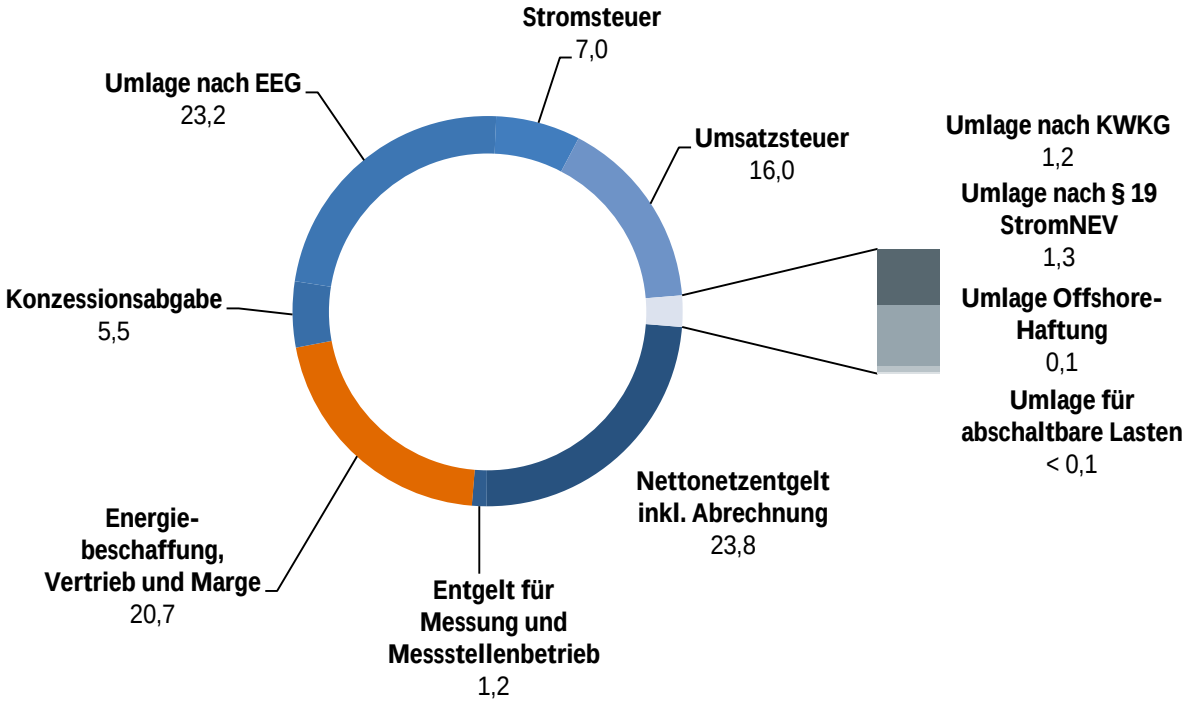


Abbildung 129: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2018 für Ökostrom[113]

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 (unterschiedlich kombinierbarer) preisbildender Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Die einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich für Haushaltskunden beim Ökostrom auf durchschnittlich 58 Euro bei einer Spanne der Bonifikation von 5 bis zu 232 Euro. Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten bei Ökostromtarifen angeboten werden.

[113] 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.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

1. April 2018	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	441	11 Monate
Preisstabilität	375	14 Monate
Vorauskasse	58	10 Monate
einmalige Bonuszahlungen	166	58 Euro
Frei-kWh	6	233 kWh
Kaution	6	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	117	-

Tabelle 91: 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 basierend auf einer Meldung durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft zurück. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.[114] Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den einzelnen Mitgliedstaaten (vgl. RL 2008/92/EG, Anhang I h), so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen.

[114] Siehe hierzu im Einzelnen: https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:298:0009:0019:DE:PDF (abgerufen am 26. Juli 2017).

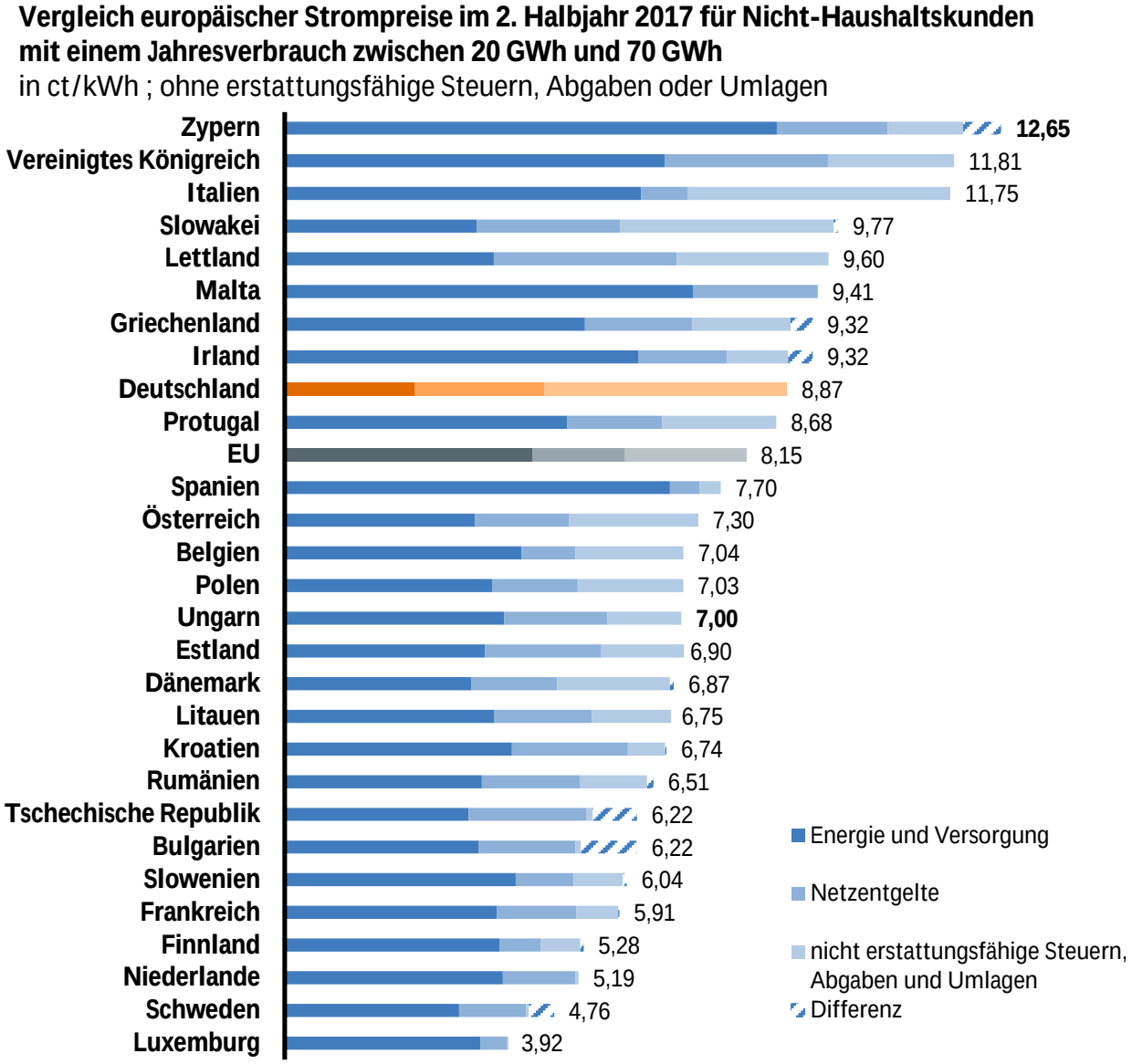
7.1 Nicht-Haushaltskunden

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 europäischen 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 bestehen europaweit erhebliche Strompreisunterschiede für Industriekunden. Zypern weist mit 12,65 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Luxemburg mit 3,92 ct/kWh die niedrigsten. Der europäische Durchschnitt beträgt 8,15 ct/kWh. Hiervon entfallen 2,15 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, und 6,00 ct/kWh auf Netzentgelte und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag („Energie und Versorgung“).Der abgabenbereinigte Netto-Preis liegt für Deutschland mit 4,59ct/kWh knapp 1,4 ct/kWh unter dem europäischen Mittelwert von 6,00 ct/kWh. Der deutsche Netto-Preis setzt sich zusammen aus 2,29ct/kWh Netzentgelte und 2,3 ct/kWh „Energie und Versorgung“. Ob Industriekunden in Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr im europäischen Vergleich überdurchschnittliche oder unterdurchschnittliche Nettopreise bezahlen, hängt entscheidend von der individuellen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben ab. Im betreffenden Verbrauchsband kann deren Höhe zwischen 0,54 ct/kWh und 9,23 ct/kWh variieren (vgl. Abschnitt „Preisniveau“ I.G.4.1). 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.[115] Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben beträgt 4,28 ct/kWh und ist fast doppelt so hoch wie der europäische Durchschnitt von 2,15 ct/kWh.). Dadurch ergibt sich für Deutschland ein Nettopreis von 8,87 ct/kWh, der leicht über dem europäischen Durchschnittswert vom 8,15 ct/kWh liegt.

[115] 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 7. August 2018).



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 130: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2017 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

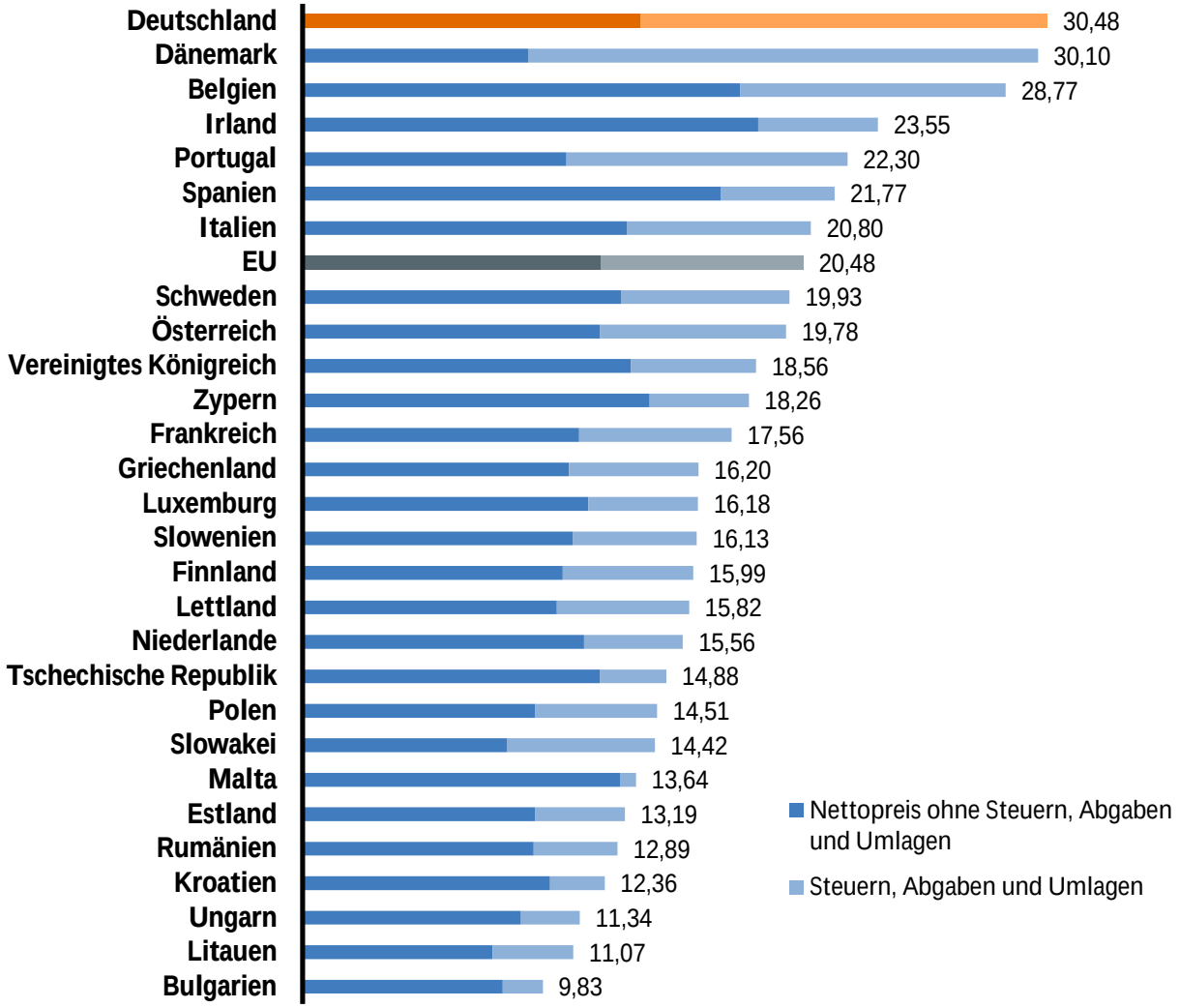
7.2 Haushaltskunden

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 europaweite 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. USt relevant ist.

Europaweit bestehen große Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland weist nach Berechnungsmethode des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft mit 30,48 ct/kWh den höchsten Preis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Die deutschen Preise sind rund 48 Prozent höher als der EU-Durchschnitt von 20,48 ct/kWh.

Der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten hohe Preis in Deutschland geht auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück. Im EU-Durchschnitt entfallen 8,28 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 16,65 ct/kWh mehr als doppelt so hoch ausfällt. Dagegen liegt der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte Netto-Preis mit 13,83ct/kWh leicht über dem europäischen Mittelfeld (EU-Durchschnitt: 12,20 ct/kWh).

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2017 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 131: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2017 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh

H Mess- und Zählwesen

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 Messeinrichtungen 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 bislang kein durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes Smart-Meter-Gateway erhältlich ist. Daher konnte auch noch keine Feststellung der technischen Möglichkeit durch das BSI getroffen werden. Diese erfolgt zu dem Zeitpunkt, wenn drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten. Mit dem Rollout intelligenter Messsysteme ist auch vor Ende 2018 noch nicht zu rechnen.

Bis zum 30. Juni 2017 hatten die grundzuständigen Messstellenbetreiber die Wahrnehmung des Messstellenbetriebs bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Die Anzeigen umfassten in Summe 50,9 Mio. Zählpunkten von 899 Betreibern von Stromnetzen der allgemeinen Versorgung und geschlossenen Elektrizitätsverteilernetzen nach § 110 EnWG. Von diesen Netzbetreibern haben lediglich sieben nicht die Absicht, als grundzuständiger Messstellenbetreiber für intelligente Messtechnik in ihren Netzen tätig zu bleiben. 892 gaben an, im Rahmen ihrer Tätigkeit als grundzuständiger Messstellenbetreiber voraussichtlich 6,5 Mio. Pflichteinbaufälle ausstatten zu wollen. Die folgenden Tabellen zeigen für welche Kundengruppen ab welchem Zeitpunkt ein Rollout vorgesehen ist.

Preisobergrenzen bei Pflichteinbaufällen

Preis-obergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher		Erzeuger	
	Jahresverbrauch in kWh	Einbau ab / bis spätestens	Installierte Leistung in kW	Einbau ab / bis spätestens
100 Euro	> 6.000 ≤ 10.000	2020 / 2028	> 7 ≤ 15	2017 / 2025
100 Euro	steuerbare Verbrauchseinrichtung[1]	2017	-	-
130 Euro	> 10.000 ≤ 20.000	2017 / 2025	> 15 ≤ 30	2017 / 2025
170 Euro	> 20.000 ≤ 50.000	2017 / 2025	-	-
200 Euro	> 50.000 ≤ 100.000	2017 / 2025	> 30 ≤ 100	2017 / 2025
angemessen	> 100.000	2017 / 2032	> 100	2020 / 2028

[1] z.B. Wärmepumpe

Tabelle 92: Preisobergrenzen bei Pflichteinbaufällen

Preisobergrenzen bei optionalen Einbaufällen

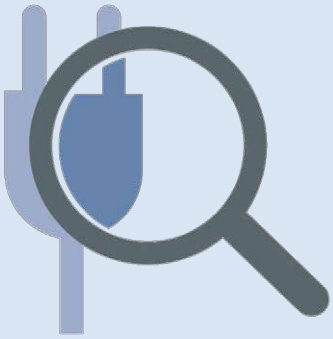
Preis-obergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher		Erzeuger	
	Jahresverbrauch in kWh	Einbau ab	Installierte Leistung in kW	Einbau ab / bis spätestens
23 Euro	≤ 2.000	2020	-	-
30 Euro	> 2.000 ≤ 3.000	2020	-	-
40 Euro	> 3.000 ≤ 4.000	2020	-	-
60 Euro	> 4.000 ≤ 6.000	2020	≤ 7	2018

Tabelle 93: Preisobergrenzen bei optionalen Einbaufällen

Preisobergrenzen bei Einbau und Betrieb moderner Messeinrichtungen

Preis-obergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher		Erzeuger	
	Jahresverbrauch in kWh	Einbau ab	Installierte Leistung in kW	Einbau ab / bis spätestens
20 Euro	verbrauchsunabhängig	sofort	leistungsunabhängig	sofort

Tabelle 94: Preisobergrenzen bei Einbau und Betrieb moderner Messeinrichtungen



Seit September 2016 ist das Messstellenbetriebsgesetz in Kraft, das die Einführung von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen regelt. Intelligente Messeinrichtungen sind in der Lage, die erhobenen Stromverbrauchswerte direkt an diejenigen (Datenumgangsberechtigte i.S.d. MsbG) zu senden, die auf die Daten angewiesen sind. Das Gesetz schreibt genau vor, wer welche Daten erhält. Je nach Höhe des Jahresstromverbrauchs erhält jeder Haushalt bis 2032 entweder ein intelligenten Messsystem oder mindestens eine moderne Messeinrichtung. Der Einbau der digitalen Zähler ist für Verbraucher verpflichtend und kann daher nicht verweigert werden.

2. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2018 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität 893 Unternehmen beteiligt, die insgesamt 51.434.914 Zählpunkte meldeten.

Der Messstellenbetrieb wird überwiegend vom Netzbetreiber als grundzuständigen Messstellenbetreiber durchgeführt. Der grundzuständige Messstellenbetrieb 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 2017 sind zwei Anträge von Unternehmen positiv beschieden worden, die für mehrere Unternehmen den Messstellenbetrieb als gemeinsame Dienstleistung übernehmen möchten. Im Jahr 2018 ist bisher ein Antrag eingegangen.

Die 893 Messstellenbetreiber traten im Jahr 2017 dabei in folgenden Rollen auf (manche Unternehmen sind in mehr als einer Marktrolle aktiv):

Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG im Jahr 2017

	Anzahl	
	Konventioneller Messstellenbetrieb	Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen oder intelligenten Messsystemen
Netzbetreiber als grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des MsbG	852	712
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist und seine (Mess-)Leistung am Markt anbietet	35	22
Lieferant mit Tätigkeit Messstellenbetreiber	57	36
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	53	21

Tabelle 95: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG

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 733 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 105 Netzen zwischen 30 und 50 dritte Messstellenbetreiber aktiv sind, kann hingegen in 28 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:

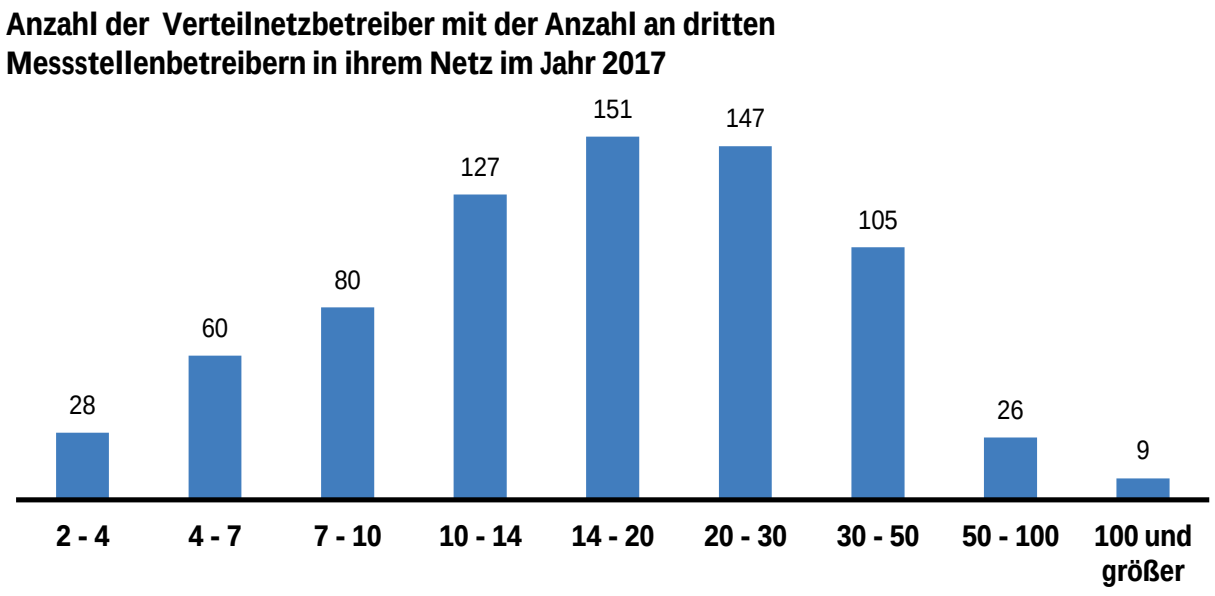


Abbildung 132: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen

Unabhängig von der Netzgröße sind durchschnittlich etwa 15 Messstellenbetreiber in einem Verteilernetzgebiet tätig. Das Maximum liegt bei 267 dritten Messstellenbetreibern in einem Netzgebiet.

In den Verteilernetzen werden an etwa 292.482 Zählpunkten dritte Messstellenbetreiber tätig, was einem Anteil von weniger als einem Prozent an der Gesamtzahl der Zählpunkte in diesen Netzen entspricht. Dieser geringe Anteil wird in Abbildung 133 veranschaulicht. Die Zählpunkte, bei denen dritte Messstellenbetreiber tätig werden, werden ins Verhältnis zu den gesamten Zählpunkten eines Netzgebietes gesetzt. Es gibt also nur sehr wenige Netze (rund sechs Prozent aller Netze), in denen überhaupt mehr als ein Prozent der Zählpunkte durch dritte Messstellenbetreiber versorgt werden.

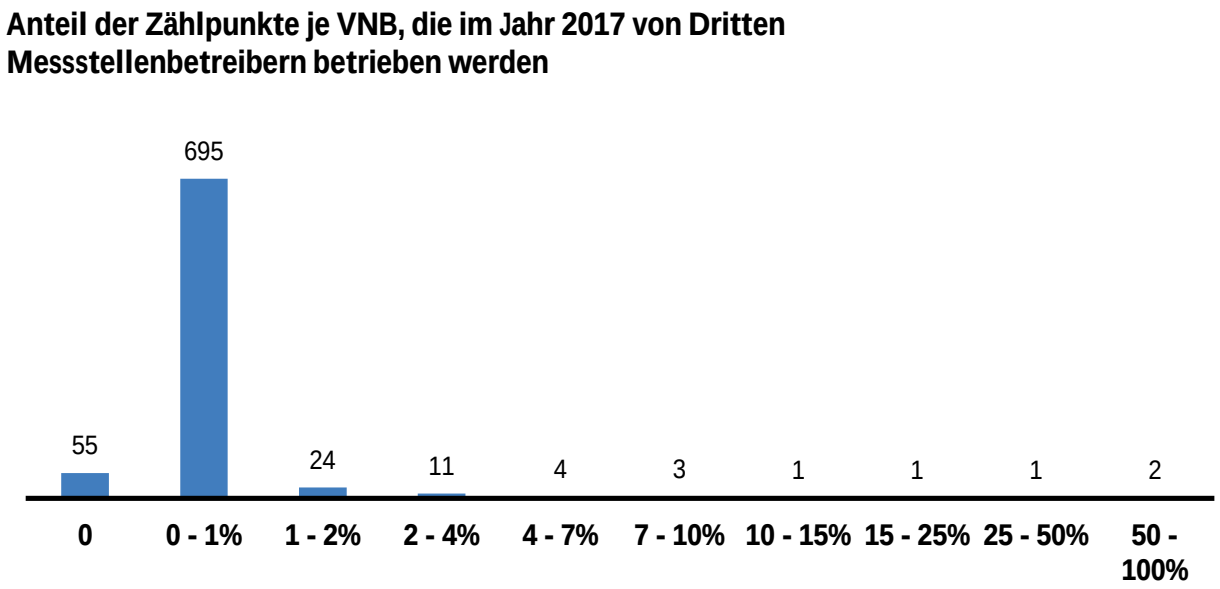


Abbildung 133: Anteil der Zählpunkte je VNB, die von Dritten MsB betrieben werden

Die Gesamtzahl der Zählpunkte teilt sich wie Tabelle 96zeigt wie folgt auf die Bundesländer auf. Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass in Nordrhein-Westfalen mit knapp 10 Mio. die meisten Zählpunkte in Deutschland verbaut sind.

Anzahl der Zählpunkte nach Bundesländern im Jahr 2017

	Zählpunkte - Verbrauch	Zählpunkte - Einspeisung
Baden-Württemberg	6.172.516	199.204
Bayern	7.603.507	381.140
Berlin	2.352.468	9.402
Brandenburg	1.580.147	37.601
Bremen	441.709	3.584
Hamburg	1.149.669	4.632
Hessen	3.572.647	114.854
Mecklenburg-Vorpommern	1.064.241	17.901
Niedersachsen	4.508.513	168.744
Nordrhein-Westfalen	10.414.001	227.151
Rheinland-Pfalz	2.195.379	73.252
Saarland	632.320	147.282
Sachsen	2.839.980	38.182
Sachsen-Anhalt	1.495.811	53.262
Schleswig-Holstein	1.703.679	47.840
Thüringen	1.355.270	35.991

Tabelle 96: Anzahl der Zählpunkte 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. Zählpunkten entfällt dabei auf Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 10.000 kWh. In den folgenden Tabellen ist die Anzahl der Zählpunkte 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. Da bislang noch keine intelligenten Messsysteme am Markt erhältlich sind, 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.

Verpflichtender Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG im Jahr 2017

	Anzahl der Zählpunkte			
	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	2.097.961	263.461	24.136	
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	1.015.859	142.172	9.139	
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	498.631	79.431	3.577	
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	149.376	39.300	834	
> 100.000 kWh	265.322	144.050	1.561	
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	1.060.240	118.961	5.455	
davon Zählpunkte an Ladepunkten für Elektromobile	1.954	335	119	
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 7 kW & ≤ 15 kW	498.721	72.312	4.725	
> 15 kW & ≤ 30 kW	272.427	38.628	1.455	
> 30 kW & ≤ 100 kW	308.818	25.014	684	
> 100 kW	380.382	20.639	1.450	

Tabelle 97: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG

Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 kWh und weniger kann der grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG die Möglichkeit selbst zu entscheiden, ob er „freiwillig“ intelligente Messsysteme installiert (sog. optionaler Einbaufälle) oder nur eine moderne Messeinrichtung einbaut. Für den optionalen Einbau wurden von den Messstellenbetreibern etwa 39 Mio. Letztverbraucher gemeldet. Dabei bilden Letztverbraucher mit einem jährlichen Stromverbrauch unter 2.000 kWh die größte Gruppe.

Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG im Jahr 2017

	Anzahl der Zählpunkte			
	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	20.080.686	2.650.025	237.487	
> 2.000 kWh & ≤ 3.000 kWh	8.410.896	1.035.150	91.557	
> 3.000 kWh & ≤ 4.000 kWh	5.567.234	632.529	57.330	
> 4.000 kWh & ≤ 6.000 kWh	5.226.506	546.820	49.294	
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG				
> 1 kW & ≤ 7 kW	423.076	72.006	5.064	

Tabelle 98: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG

Auf die Frage, ob der grundzuständige Messstellenbetreiber die Zählpunkte bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 6.000 kWh mit einem intelligenten Messsystem auszustatten plant, antworteten im Monitoring 70 Unternehmen mit „Ja“ und 358 mit „Nein“. 392 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. Bislang hat das BSI 26 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 an betreuten Zählpunkten kann man davon ausgehen, dass sich die eigenständige Durchführung der Gateway-Administration lohnt.

Die einzelnen Aufgabenbereiche lassen sich der Abbildung 97 entnehmen.

Abbildung 134: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt ausschließlich den flächendeckenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme 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 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 fünf und acht Prozent der Gesamtanzahl der Unternehmen. Lediglich für die Sparte Gas ist die Zahl mit 119 Anbietern etwas höher (siehe Abbildung 135).

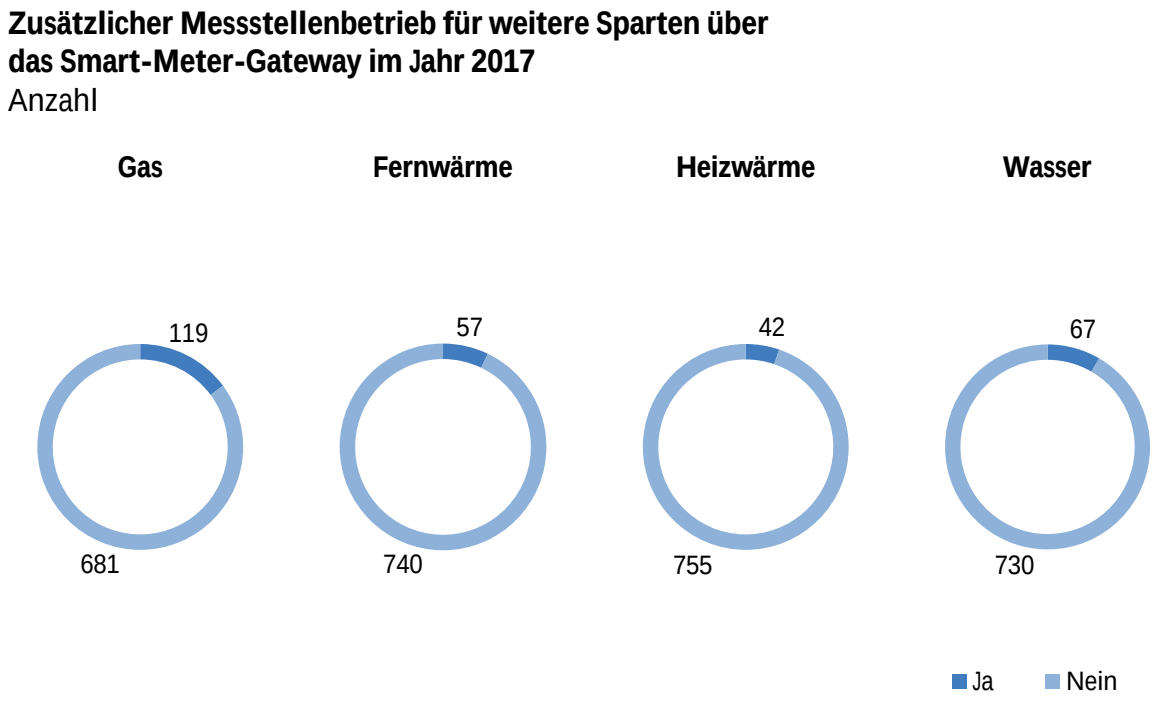


Abbildung 135: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway

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.3.2), 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 ebenfalls hoch. Dies könnte ebenfalls mit den noch fehlenden intelligenten Messsystemen im Zusammenhang stehen. Ohne die Geräte können viele Leistungen auch noch nicht angeboten werden. Die entsprechende Auswertung kann Abbildung 136 entnommen werden.

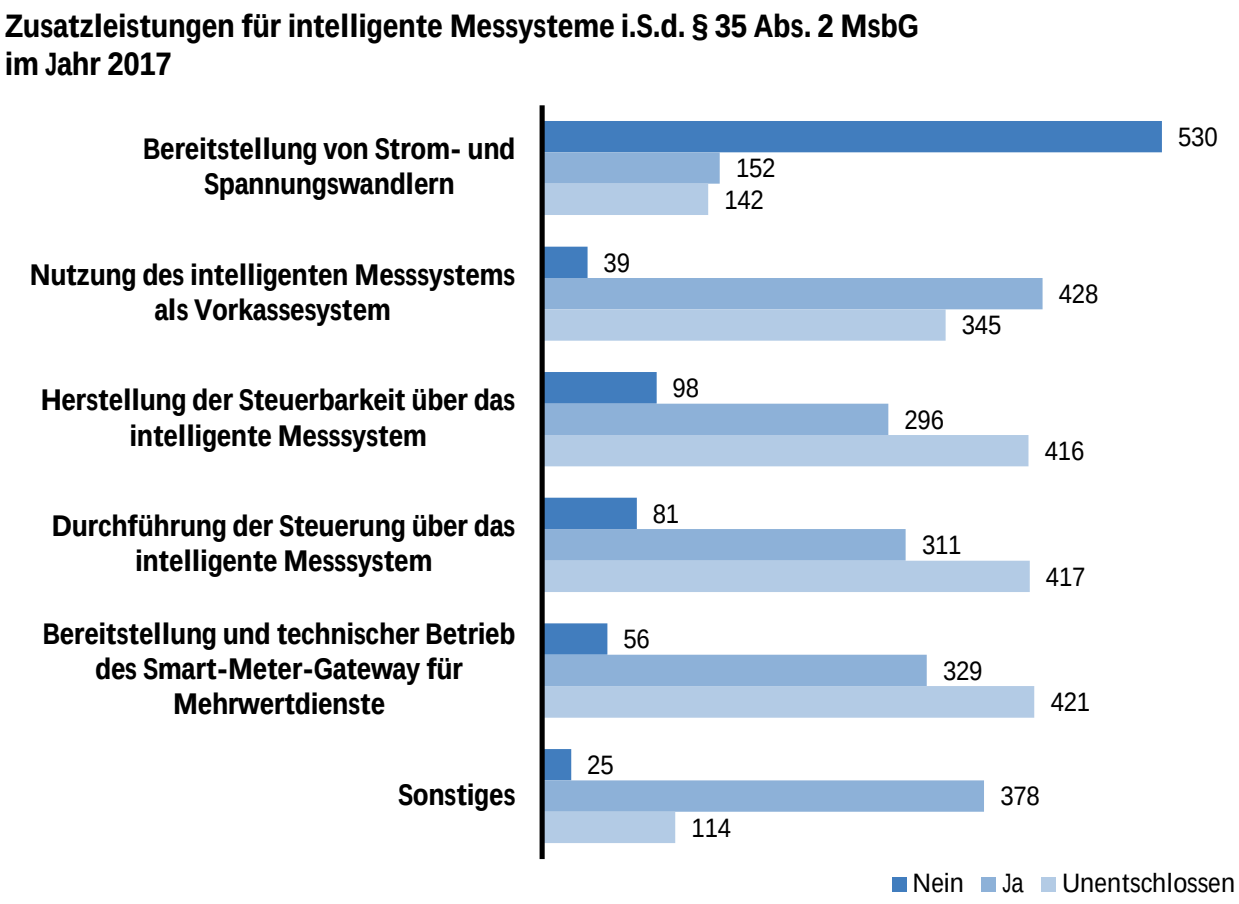


Abbildung 136: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme

Eine deutliche Mehrzahl von 81 Prozent der Messstellenbetreiber vertreibt keine Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb (siehe Abbildung 137).

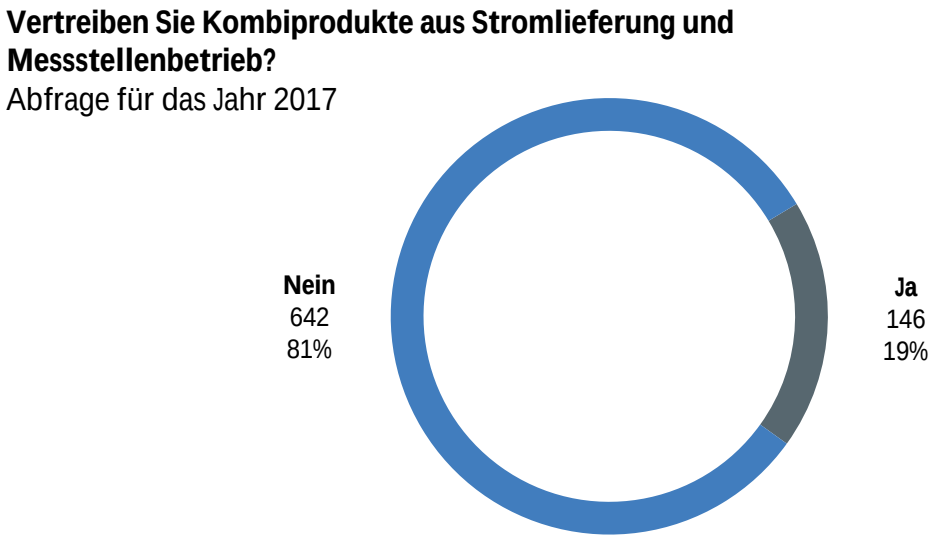


Abbildung 137: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb

Auch wenn die Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer nunmehr nicht mehr verpflichtend durch den Lieferanten durchgeführt werden muss, erfolgt sie weiterhin 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).

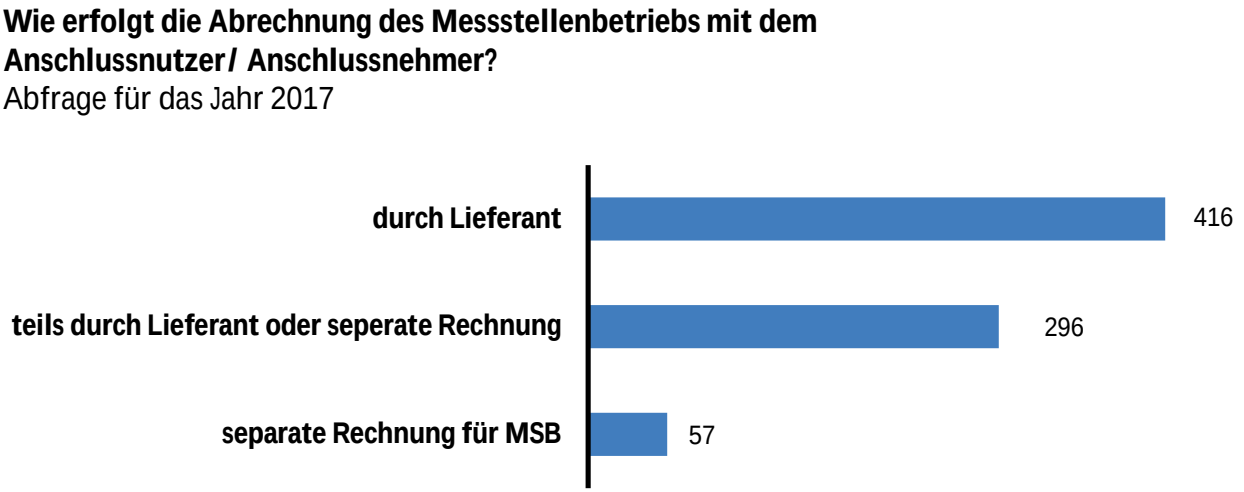
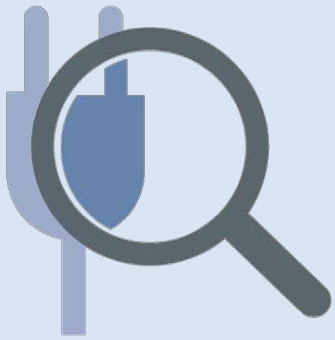


Abbildung 138: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer



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.

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 der derzeitigen Zählpunktlandschaft in Deutschland:

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

Anforderung	Zählpunkte 2016	Zählpunkte 2017
elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	43.413.117	41.225.392
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	2.794.792	2.624.019
elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	6.945.610	6.967.445
moderne Messeinrichtung (die nicht in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist) gem. § 2 Nr. 15 MsbG	50.251	558.574
Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme gemäß § 2 Nr. 7 MsbG sind (z. B. EDL40)	453.797	462.026
intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG		

Tabelle 99: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Im Bereich der SLP-Kunden, zu denen auch alle Haushaltskunden gehören, hat es im Jahr 2017 erneut eine deutliche Entwicklung weg von den elektromechanischen Zählern gegeben. Dies ist auf die Verfügbarkeit modernen Messeinrichtungen seit Anfang 2017 zurückzuführen. Ist davon auszugehen, dass im Jahr 2016 im Rahmen des Einbaus von ca. 50.000 Zählern lediglich kleine Projekte mit den Geräten ausgestattet wurden. Dementsprechend hat sich die Zahl der modernen Messeinrichtungen, die dem § 2 Nr. 15 MsbG entsprechen und nicht an ein Kommunikationsnetz angebunden sind, im Jahr 2017 stark erhöht. Moderne Messeinrichtungen werden mittlerweile an ca. 560.000 Zählpunkten eingesetzt. Insgesamt ist die Anzahl elektromechanischer Messsysteme um etwa 2,2 Mio. Zählpunkte zurückgegangen. Die Anzahl der elektronischen Zähler ist gegenüber dem Vorjahr jedoch nur leicht angestiegen, sodass zurzeit etwa 7 Mio. Zählpunkten diese Zählertypen eingesetzt werden. Die Anzahl der Verwendung von Zwei- und Mehrtarifzählern ist erneut leicht gesunken und beträgt ca. 2,6 Mio. Messsysteme gem. § 2 Nr. 13 MsbG, die nicht intelligente Messsysteme sind, sind an fast einer halben Mio. Zählpunkten von SLP-Kunden verbaut.

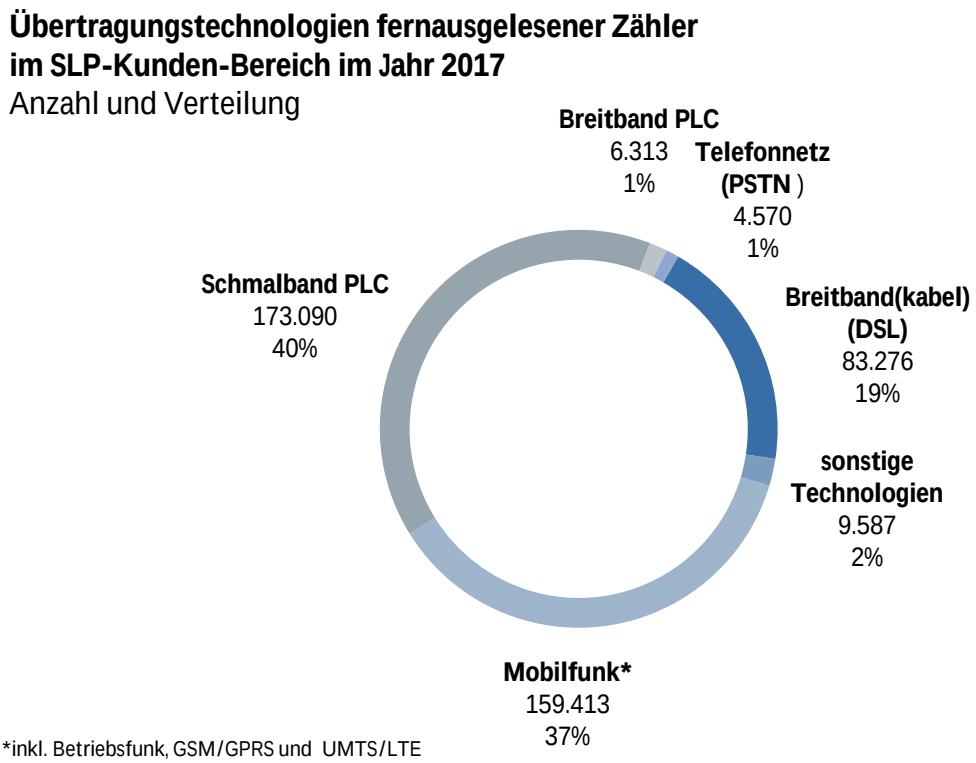
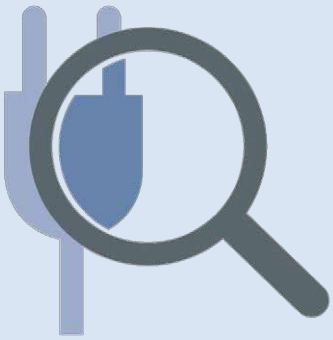


Abbildung 139: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Lediglich ca. 436.000 der insgesamt knapp 49,2 Mio. Zählpunkte 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 rund 8.000 Zählpunkte gesunken. Dies ist Resultat des starken Rückgangs der Breitband-PLC-Technologie. Die Schmalband PLC-Technologie gewinnt hingegen an Bedeutung. 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 41 Prozent genutzt, während der Mobilfunk schon in 37 Prozent der Fälle genutzt wird. Die Anzahl von Anbindungen über Telefonleitungen (PSTN) sowie über Breitband (DSL) sind weiterhin leicht rückläufig.



Das Messstellenbetriebsgesetz sieht sog. Pflichteinbaufälle vor. Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh erhalten in jedem Fall ein intelligentes Messsystems. Bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen erfolgt die Aufbereitung der Messwerte und die Datenübermittlung über ein Smart-Meter-Gateway direkt an die berechtigten Stellen.

Bei weniger als 6.000 kWh Jahresstromverbrauch kann der grundzuständige Messstellenbetreiber ebenfalls ein intelligentes Messsystem einbauen, muss es aber nicht. Entscheidet er sich dagegen, muss er jedoch zumindest eine moderne Messeinrichtung einbauen. Diese kann nicht automatisch nach außen kommunizieren, sondern wird – so wie die konventionellen Zähler auch – vor Ort abgelesen.

6. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

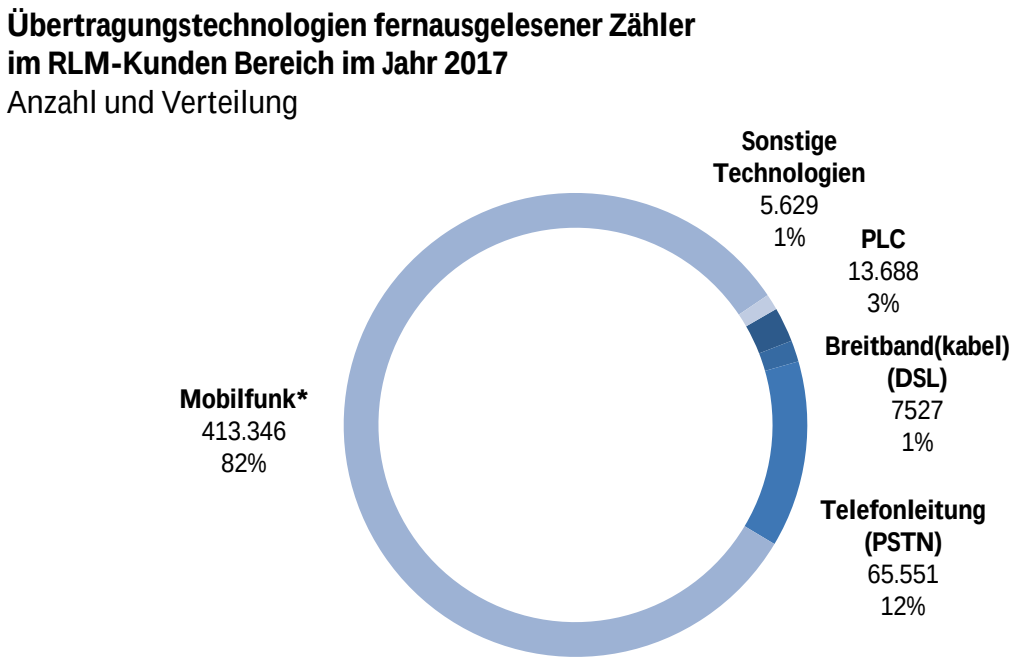
Nach Angaben der Messstellenbetreiber beläuft sich die Zahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher auf etwa 450.000 Zählpunkte. In den Bereich der RLM-Kunden fallen ausschließlich Nicht-Haushaltskunden aus dem Industrie- und Gewerbekundensektor.

Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Zählpunkte 2017
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich	451.085
Messsystem, das §§ 21d, 21e EnWG entspricht	242.537
Sonstige	78.775

Tabelle 100: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

In der folgenden Abbildung ist die Nutzung der einzelnen Übertragungstechnologien sowie deren Anzahl und Verteilung ersichtlich.



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

Abbildung 140: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Im RLM-Bereich gibt es moderate Änderungen bei der Übertragungstechnologie von Zählern zum Vorjahr 2016: Nennenswert gestiegen sind Fernauslesungen via Mobilfunk mit einem Zuwachs von ca. sieben Prozentpunkten. Anbindungen über die Telefonleitungen sind dagegen um rund sechs Prozentpunkte gesunken. Ähnlich wie im Vorjahr 2016 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[116] im Messwesen sind im Jahr 2017 um insgesamt etwa 66 Mio. Euro auf ca. 575 Mio. Euro gestiegen. Dabei hat sich die Aufteilung des Investitionsvolumens erneut verschoben. Während sich die Investitionen in Erhalt und Erneuerung sowie die Aufwendungen gegenüber dem Jahr 2016 leicht erhöht haben, sind die Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung zurückgegangen.

Die im Jahr 2017 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 51 Prozent unter den für 2017 prognostizierten Werten. Bei den Investitionen in Erhalt und Erneuerung liegen die in

[116] Eine begriffliche Abgrenzung findet sich im Abschnitt „I.C.3 Investitionen“ des Kapitels Netze (ab Seite 116).

2017 getätigten Werte rund 23 Prozent unter den Planwerten des letzten Jahres. Die realisierten Beträge für Aufwendungen liegen hingegen lediglich etwa zwei Prozent unter den Prognosewerten. Die Planwerte für 2018 gehen von deutlichen Steigerungen bei den Investitionen aus, während die Aufwendungen auf gleichem Niveau bleiben.

Vom gesamten Investitionsvolumen von etwa 575 Mio. Euro im Jahr 2017 entfielen etwa 52 Mio. Euro auf intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen. Für das Jahr 2018 sehen die Planwerte eine deutliche Steigerung dieses Anteils auf etwa 206 Mio. Euro vor.

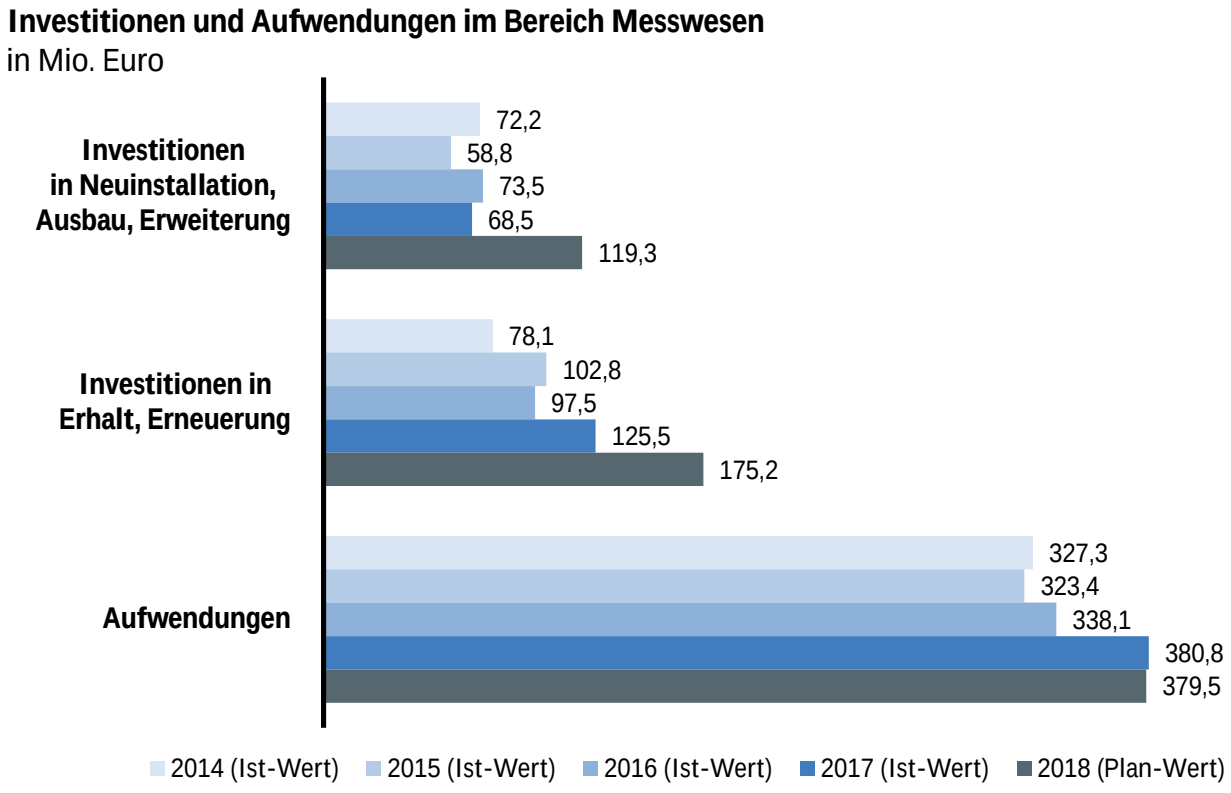


Abbildung 141: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

8. Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen

Zum zweiten Mal wurden die Messstellenbetreiber im Monitoring auch zur Höhe der Endverbraucherpreise für Messeinrichtungen befragt. In Tabelle 101 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 90,36 und 446,61 Euro pro Jahr. Die Preise für den optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG sind ebenfalls in Tabelle 101dargestellt. Diese liegen im Durchschnitt – je nach Letztverbrauchergruppe – zwischen 21,72 und 51,88 Euro pro Jahr. Tabelle 102 zeigt, dass für moderne Messeinrichtungen i.S.d. § 29 i.V.m. 32 MsbG den Endverbrauchern im Durchschnitt 19,74 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.

Durchschnittliche Preise für die Standardleistungen* zur Durchführung des Messstellenbetriebs im Jahr 2017 in Euro/Jahr

	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch		
≤ 2.000 kWh**	21,72	23,00
> 2.000 kWh & ≤ 3.000**	27,53	30,00
> 3.000 kWh & ≤ 4.000**	35,66	40,00
> 4.000 kWh & ≤ 6.000**	51,76	60,00
> 6.000 kWh & ≤ 10.000	90,36	100,00
> 10.000 kWh & ≤ 20.000 kWh	118,63	130,00
> 20.000 kWh & ≤ 50.000 kWh	155,11	170,00
> 50.000 kWh & ≤ 100.000 kWh	183,78	200,00
> 100.000 kWh	446,61	
Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG	94,92	100,00
Installierte Leistung bei Anlagenbetreibern gemäß § 2 Nr. 1 MsbG		
> 1 kW & ≤ 7 kW**	51,88	60,00
> 7 kW & ≤ 15 kW	93,73	100,00
> 15 kW & ≤ 30 kW	121,96	130,00
> 30 kW & ≤ 100 kW	186,83	200,00
> 100 kW	434,63	

* nach § 35 Abs. 1 MsbG

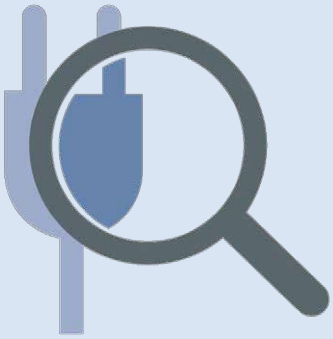
** optionaler Einbau nach § 29 i.V.m. § 31 MsbG

Tabelle 101: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs

Preise für optionalen Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. § 32 MsbG im Jahr 2017
in Euro/Jahr

	Durchschnittlicher Preis	Preisobergrenze
Moderne Messeinrichtung im Sinne des MsbG	19,74	20,00

Tabelle 102: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG



Mit dem Einbau moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme kommen auf den Verbraucher in der Regel höhere Kosten zu. Um die Preise zu deckeln, wurde im Gesetz eine Preisobergrenze für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen festgelegt. Die Höhe der Kosten ist vom jeweiligen Jahresstromverbrauch des Verbrauchers abhängig. Verbraucht ein Haushalt lediglich 2.500 kWh, muss er höchstens 30 Euro jährlich zahlen. Liegt der Verbrauch allerdings bei 5.000 kWh darf der Rechnungsbetrag 60 Euro pro Jahr nicht übersteigen.

II Gasmarkt

A Entwicklung auf den Gasmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher

Die Erdgasproduktion ging im Jahr 2017 in Deutschland um 0,6 Mrd. m³ auf nunmehr 7,2 Mrd. m³ produzierten Reingases zurück. Das entspricht einem Rückgang von 8,1 Prozent gegenüber dem Jahr 2016. 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 8,0 Jahre mit Stand 1. Januar 2018 (2017: 8,1 Jahre).

2017 betrug die Erdgas-Importmenge nach Deutschland 1.676 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.641 TWh stiegen die Importe nach Deutschland damit um 35 TWh, was einer Erhöhung um gut zwei Prozent entspricht. Um gut neun Prozent gingen die Importe aus Norwegen zurück, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 16,6 Prozent gestiegen sind.

Im Jahr 2017 exportierte Deutschland eine Erdgasmenge von 743,5 TWh. Im Vergleich zum Vorjahreswert von 770,4 TWh sanken die Exporte aus Deutschland also um 27 TWh, was einem Rückgang von 3,5 Prozent entspricht. Rund 50 Prozent (Vorjahr: 46 Prozent) des exportierten Erdgases wird nach Tschechien transportiert, im Vergleich zum Vorjahr stieg dieser Export um 5,4 Prozent. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung Belgien (+93,1 Prozent) und Polen (+23,1 Prozent) während Exporte nach Luxemburg (-36,2 Prozent), in die Niederlande (-27,5 Prozent) und nach Österreich (-20,5 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

Das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen betrug zum 31. Dezember 2017 insgesamt 280,1 TWh. Davon entfielen 132,22 TWh auf Kavernenspeicher-, 125,86 TWh auf Porenspeicheranlagen und 22,01 TWh auf sonstige Speicheranlagen.

Im kurzfristigen Bereich (bis zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2017/2018 am 1. Oktober 2017) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder leicht zurückgegangen, die noch buchbaren Kapazitäten für 2019 sind dagegen angestiegen. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2020 ebenfalls angestiegen. Das langfristig buchbare Arbeitsgasvolumen für 5 Jahre im Voraus ist im Vergleich zum Vorjahr leicht zurückgegangen. Insgesamt tendiert das Verhalten der Speicherkunden zu kurzfristigeren Buchungen im Speichermarkt.

Am 1. Oktober 2018 zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2018/2019 betrug der Gesamtfüllstand der deutschen Gasspeicher rund 80 Prozent (2017: 85 Prozent). Zum Stichtag 1. November 2018 lag der Füllstand der Gasspeicher bei über 87 Prozent.

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 2017 rund 68,2 Prozent und ist damit im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben. Der im Jahr 2016 zu verzeichnende deutliche

Rückgang war im Wesentlichen auf die im Speicherbereich dekonzentrative Wirkung der Übernahme der VNG AG durch die EnBW AG zurückzuführen.

1.2 Netze

1.2.1 Netzausbau

Am 1. April 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) der Bundesnetzagentur den Entwurf des NEP Gas 2018-2028 vorgelegt. Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2016-2026 durch die Ergebnisse des NEP Gas 2018-2028 bestätigt. Darüber hinaus schlagen die FNB in der Betrachtung bis 2028 zusätzliche 41 Ausbaumaßnahmen vor. Der Vorschlag der FNB enthält einen Ausbau von Ferngasleitungen mit einer Länge von ca. 1390 km und den Ausbau von Verdichterstationen mit ca. 499 MW Leistung. Gegenüber dem vorherigen Ausbauvorschlag im NEP Gas 2016-2026 haben sich die Investitionskosten deutlich von 4,5 Mrd. Euro auf 7,0 Mrd. Euro erhöht.

An der Kostensteigerung hat die geplante Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) einen maßgeblichen Anteil. Sie soll Gasmengen aus der geplanten Importpipeline Nord Stream 2 aufnehmen und innerhalb Deutschlands und in die Tschechische Republik weiterleiten. Der geplante Leitungsverlauf führt über 480 km von Lubmin an der Ostseeküste nach Deutschneudorf an der deutsch-tschechischen Grenze. Die Leitung EUGAL selbst hat ein Investitionsvolumen von ca. 2,3 Mrd. Euro. Inklusive aller weiteren Ausbaumaßnahmen, die im direkten Zusammenhang mit der Leitung stehen – z.B. Verbindungsmaßnahmen zum bestehenden Netz – ergibt sich ein Investitionsvolumen von ca. 2,7 Mrd. Euro. Daraus ergeben sich in den kommenden Jahren voraussichtlich jährliche Kapitalkosten von etwa 175 Mio. Euro, die bei den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern Gascade, Fluxys D, Gasunie Deutschland und Ontras anfallen. Für die durch die EUGAL sowie durch weitere Netzausbaumaßnahmen zum Abtransport von Gasmengen aus Nord Stream 2 neu zu schaffenden Kapazitäten liegen bereits langfristige Buchungen von Transportkunden vor. Diese werden nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber maßgeblich zur Refinanzierung der Investitionen beitragen. So beträgt das Gesamtvolumen der bereits vorliegenden Buchungen für neu zu schaffende Kapazitäten im Zusammenhang mit Nord Stream 2 in den nächsten Jahren ca. 200 Mio. Euro pro Jahr. Etwaige Veränderungen der Netzentgelte sowie Buchungen weiterer verfügbarer Kapazitäten sind darin noch nicht berücksichtigt.

Daneben resultieren einige neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Anschluss von zwei geplanten Kraftwerken. Zum ersten Mal ist im NEP Gas auch ein Terminal für verflüssigtes Erdgas (LNG) an der deutschen Küste am Standort Brunsbüttel enthalten, das nach Angaben der Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls einen Bedarf für Netzausbau hervorruft.

1.2.2 Investitionen

Im Jahr 2017 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 970 Mio. Euro (2016: 469,9 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte)[117] in die Netzinfrastruktur aufgebracht.

---

[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. 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

Für das Jahr 2018 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,49 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg in Höhe von 53 Prozent gegenüber 2017. Die vergleichsweise hohen Schwankungen sind durch die Investitionen in einzelne Großprojekte bedingt.

Die Investitionen der VNB Gas betrugen 1.031 Mio. Euro im Jahr 2016 (2015: 2.315 Mio. Euro). Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas 1.084 Mio. Euro im Jahr 2017.

Im Monitoring 2018 haben rund 645 VNB Gas für das Jahr 2017 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.031 Mio. Euro für Neubau, Ausbau und Erweiterung (623 Mio. Euro) sowie Erhalt und Erneuerung (408 Mio. Euro) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2018 wird mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.244 Mio. Euro gerechnet.

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 0,99 min/Jahr im Jahr 2017 (2016: 1,03 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 mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden in der Grundversorgung im Abnahmefall Band II betrug 1,51 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2018 und befand sich damit knapp über dem Vorjahresniveau.

1.2.5 Netzbilanz

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland sank leicht im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr um 5,6 TWh auf 935,7 TWh (2016: 941,3 TWh), was einem Rückgang von gut einem halben Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut ein Prozent auf 278,8 TWh (2016: 275,6 TWh). Leicht gestiegen ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW. Diese lag im Jahr 2017 bei 98 TWh und war damit um gut vier Prozent höher als im Jahr 2016 (94 TWh).

Die Menge, 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 80,7 TWh, dies entspricht einem Anteil von gut 44 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen

---

lassen sich aus den Auswertungen auch mittel -bis langfristige Trends ableiten. Die Einführung des indikatorbasierten Investitionsmonitoring nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur u.a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

Lieferanten beschafften Gases bei 38 TWh (2016: 45,4 TWh), was einem Anteil von gut fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

1.2.6 Marktraumumstelltung

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.

Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden bis 2023 im Bereich der RLM-Kunden 2.982 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden etwa 1.695.250 Umstellungen.

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 vielfältiger die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, desto weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen einzigen Lieferanten zu binden. Das Bundeskartellamt geht mittlerweile von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt keine auf das jeweilige Netzgebiet bezogenen Märkte mehr ab.

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2017 erneut gestiegen und betrug rund 309 TWh (Vorjahr: rund 295 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2017 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 115,8 TWh, Vorjahr: 128,5 TWh; GASPOOL: 69,3 TWh, Vorjahr: 51,1 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 130 TWh im Jahr 2016 auf rund 86 TWh im Berichtsjahr gesunken, was einer Abnahme von ca. 34 Prozent entspricht. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass das Jahr 2016 gegenüber dem Jahr 2015 eine außerordentliche Zunahme von seinerzeit rund 97 TWh auf dann rund 130 TWh verzeichnet hatte.

Die von den befragten Brokerplattformen im Jahr 2017 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.672 TWh (Vorjahr 3.120 TWh), wovon 1.120 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2017 entfielen (Erfüllungszeitraum ab einer Woche).

Im Gegensatz zum Jahr 2016 war das Jahr 2017 von zum Teil deutlich gestiegenen Gasgroßhandelspreisen geprägt.[118] So betrug der Tagesreferenzpreis der EEX im Jahr 2017 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 17,51 Euro/MWh und für GASPOOL 17,28 Euro/MWh, was einer Steigerung um

[118] Einflussgrößen sind u. a. die Weltmarktpreise für Öl und LNG, Wetter und Temperaturen, Neuverhandlung von langfristigen Lieferverträgen auf dem europäischen Gasmarkt, zunehmender Handel an europäischen Gashandelspunkten sowie Gas-Speicherkapazitäten.

rund 24 Prozent (NCG) bzw. 22 Prozent (GASPOOL) gleichkommt. Der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen BAFA Grenzübergangspreise belief sich im Jahr 2017 auf 16,98 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2016 noch bei 15,23 Euro/MWh gelegen hatte (plus 12 Prozent).

1.4 Einzelhandel

1.4.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2017 zeigt sich, dass die Mehrheit der Haushaltskunden (51 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 126,4 TWh beliefert wird (Vorjahr 53 Prozent bzw. 128,3 TWh). 19 Prozent der Haushaltskunden werden in der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 47,3 TWh beliefert (Vorjahr 22 Prozent bzw. 52,8 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist, beliefert werden, ist zum wiederholten Male gestiegen und beträgt nun 30 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 75,5 TWh (Vorjahr 25,6 Prozent bzw. 62,4 TWh). Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

Die Abgabemengen an Nicht-Haushaltskunden entfallen überwiegend auf Abnehmer mit registrierender Leistungsmessung (RLM). Von der Gesamtabgabemenge bei diesen Kunden entfielen ca. 27 Prozent (Vorjahr: 29 Prozent) auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 73 Prozent (Vorjahr: 71 Prozent) auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Die Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Belieferung von RLM-Kunden im Gasbereich weiter rückläufig und nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel von Haushaltskunden rund 891.000, die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 9,5 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 7,2 bzw. 3,8 Prozent.

Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist im Vergleich zum Vorjahr um rund vier Prozent (minus 45.759 Wechselfälle) auf 1.212.553 (2016: 1.258.312) Fälle gesunken. Stabil geblieben ist die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben (2017: 264.111; 2016: 264.954).

Unter Beachtung der von den VNB Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,5 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 11,8 Prozent (Vorjahr 12,3 Prozent).

Das gesamte Lieferantenwechselvolumen (inkl. der Wechselvorgänge bei Einzug) sank in 2017 um 3,2 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 (2016: 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 24.500 kWh und damit über dem bundesweiten Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

In den Jahren 2006 bis 2010 sind die Wechselquoten im Bereich der Nicht-Haushaltskunden stark angestiegen. Für die Jahre 2010 bis 2016 waren in etwa konstante Wechselquoten von zwischen 11 Prozent und 13 Prozent festzustellen, während die Wechselquote im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr deutlich von 11,1 Prozent auf 8,9 Prozent zurückgegangen ist. Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge betrug im Jahr 2017 in allen Abnahmekategorien zusammen 88 TWh (Vorjahr: zusammen 103 TWh). Sie ist im Vergleich zum Vorjahr damit um 15 TWh bzw. 15 Prozent gesunken.

Wie bereits im Monitoringbericht 2017 wurde auch im vorliegenden Bericht die Marktkonzentration (CR) der vier (bis 2016: drei) absatzstärksten Unternehmen im Gasendkundenmarkt betrachtet. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2017 ca. 87 TWh, wovon rund 74 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 138 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR4) beträgt für das Jahr 2017 somit rund 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr: 25 Prozent) und rund 30 Prozent bei RLM- Kunden (Vorjahr: 28 Prozent). Trotz Anstiegs bei den RLM-Kunden liegen beide aggregierten Marktanteile weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Bei den RLM-Kunden ist zudem zu berücksichtigen, dass wie bereits im Vorjahr auf die vier – statt bis einschließlich 2016: drei – absatzstärksten Unternehmen abgestellt wird, wodurch sich der aktuelle CR4-Wert auf der Zeitachse relativiert.

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 2017 fort. In 93 Prozent der Netzgebiete waren 2017 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 56 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 rund 87 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In 40 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 116 Gaslieferanten wählen, im gesonderten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 98 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

1.4.2 Gassperren

In 2017 ist im Vergleich zum Vorjahr die Zahl der von VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 37.992 (2016: 38.576) zurückgegangen, was einen Rückgang um rund 600 Gassperren bzw. gut 1,5 Prozent bedeutet. Zudem wurden 2.056 (2016: 1.260) Gassperren im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, vorgenommen.

Die VNB Gas haben im Jahr 2017 bei rund 29.029 (2016: 30.633) von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wieder hergestellt. Dies sind im Vergleich zum Vorjahr rund 1.600 Zählpunkte weniger. Der Rückgang der wiederhergestellten Zählpunkte ist weitgehend auf den generellen Rückgang der Gassperren zurückzuführen. Zusätzlich wurde bei rund 1.946 (2016: 1.486) Zählpunkten im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, die Versorgung wieder hergestellt.

Die Anzahl der Sperrandrohungen aller Gaslieferanten ist mit 1.124.435 (2016: 1.286.050) Fällen gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken (minus 12,5 Prozent). Die Anzahl der Sperrbeauftragungen ist im Vergleich zum Jahr 2016 um 14,8 Prozent auf 231.875 (2016: 272.135) Fälle gesunken.

Nach Angaben der Gaslieferanten führten 37.750 (2016: 39.004) Sperrbeauftragungen (basierend auf einem Grundvertragsverhältnis bzw. einem Vertragsverhältnis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung) zu einer tatsächlichen Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um 1.254 Gassperren. Bei der Gegenüberstellung der Sperrandrohungen und der durchgeführten Gassperren wird deutlich, dass gut drei Prozent der Sperrandrohungen in einer tatsächlichen Sperrung des Gasanschlusses durch den VNB Gas mündeten. Zusätzlich gaben die Gaslieferanten an, dass sie in 25.382 (2016: 26.707) Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt haben. Dabei lag die Quote der Sperrungen bezogen auf die jeweilige Gesamtkundenzahl in der Grundversorgung im Mittel bei unter einem Prozent (0,8). Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in 12.368 (2016: 12.297) Fällen vollzogen. Dabei lag die Sperrquote in diesem Bereich bei 0,2 Prozent.

1.4.3 Preisniveau

Für den betrachteten Zeitpunkt (1. April 2018) sind die Endkundenpreise für Gas im Vergleich zum Vorjahr (1. April 2017) erneut leicht gesunken.

Der durchschnittliche Preis für Haushaltskunden ist bei Betrachtung eines synthetischen Preises, der sich über die drei möglichen Vertragsarten hinweg erstreckt (d. h. Grundversorgungsvertrag, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung oder Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist), um 1,3 Prozent gesunken und liegt bei 6,07 ct/kWh (inkl. USt) zum 1. April 2018 (1. April 2017: 6,15 ct/kWh).

Der Gaspreis in der Grundversorgung sank um 1,3 Prozent und liegt zum Stichtag 1. April 2018 bei 6,64 ct/kWh (inkl. USt). Der Gaspreis bei einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sank nur leicht um 0,2 Prozent und liegt zum Stichtag 1. April 2018 bei 6,06 ct/kWh (inkl. USt). Ebenfalls sank der Gaspreis bei einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, um 1,2 Prozent auf 5,71 ct/kWh (inkl. USt) zum Stichtag 1. April 2018. Damit erreicht der Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Versorger ist, das historisch niedrigste Niveau seit der ersten Erhebung zum Stichtag 1. April 2008.

Bei der Betrachtung des Hauptbestandteils des Gaspreises und gleichzeitig des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ im Bereich der Haushaltskunden im Band II fällt auf, dass dieser Preisbestandteil im Jahr 2018 für Kunden die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist mit 2,66 ct/kWh das historisch niedrigste Niveau seit dem Beginn der Erhebung erreicht hat. Darüber hinaus sank der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2018 auf 3,29 ct/kWh. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, blieb der Preisbestandteil zum Stichtag 1. April 2018 stabil bei 3,01 ct/kWh.

Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für den 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 2018 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 135 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 216 Euro.

Auch durch von Gaslieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u.a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich auf durchschnittlich 70 Euro.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie- und Gewerbekunden) haben sich im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr unterschiedlich entwickelt. Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) in Höhe von 2,82 ct/kWh ist um 0,13 ct/kWh gestiegen und liegt damit um 5 Prozent über dem Vorjahreswert von 2,69 ct/kWh. Die vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Anteile des Gesamtpreises (insb. Netzentgelte und Abgaben) sind im Vergleich zum Vorjahr um knapp 1 Prozent gesunken.

Im Gegensatz dazu liegt der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“) in Höhe von 4,40 ct/kWh um 0,1 ct/kWh – also rund 2 Prozent – unter dem Vorjahreswert. Die absolute Höhe der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile (insb. Netzentgelte und Abgaben) ist im Vergleich zum Vorjahr mit 1,84 ct/kWh gleich geblieben. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist hingegen um 0,12 ct/kWh (von 2,67 ct/kWh in 2016 auf 2,55 ct/kWh in 2017) - also um rund 4 Prozent - gesunken.

Im europäischen Vergleich zahlen Haushaltskunden in Deutschland leicht überdurchschnittliche und Nicht-Haushaltskunden in Deutschland deutlich überdurchschnittliche Gaspreise. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr („Industriekunde“) liegt in Deutschland mit 2,64 ct/kWh im oberen Bereich. Der EU-Durchschnitt beträgt 2,40 ct/kWh. Im europäischen Schnitt wird der Nettopreis mit rund 10 Prozent (0,24 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. Anders als im Bereich der Industriekunden bestehen europaweit große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland liegt mit 6,42 ct/kWh aber nur leicht über dem EU-Durchschnitt (6,36 ct/kWh).

Bei den Industriekunden (Abnahmefall 116 GWh/Jahr) fallen die Preisunterschiede im europäischen Vergleich wesentlich geringer aus als bei den Haushaltskunden. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr liegt für deutsche Kunden mit 2,55 ct/kWh im oberen Bereich. Der EU-Durchschnitt beträgt 2,31 ct/kWh. Im europäischen Schnitt wird der Nettopreis mit rund 10 Prozent (0,21 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 18 Prozent (0,40 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf.

2. Netzübersicht

An der Datenerhebung zum Monitoring 2018 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug 38.798 Kilometer und wies 3.489 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 2017 auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 545. Dabei wurden 183 TWh Gas aus dem Netz der FNB an Letztverbraucher ausgespeist. Damit blieb die ausgespeiste Gasmenge aus dem Netz der FNB auf dem Niveau des Vorjahres.

Mit Stichtag 7. November 2018 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 718 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 691, also gut 96 Prozent zum Stichtag 31. Juli 2018 an der Datenerhebung zum Monitoring 2018 teilgenommen haben. Die Gasnetzlänge im Verteilernetz betrug 498.081 Kilometer und wies 10,8 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum 31. Dezember 2017 auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der am Monitoring teilgenommenen VNB Gas betrug 14,3 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2017. Davon können 12,5 Mio. Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug 752,4 TWh im Jahr 2017 und lag damit um rund sechs TWh oder etwa einen Prozent unter der Menge des Vorjahres. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen rund 278,8 TWh, was einem Zuwachs von gut 3 TWh oder gut einem Prozent in diesem Bereich entspricht.

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2017 ergibt sich das folgende Bild: Zu beachten ist dabei, dass hier Gasflüsse betrachtet wurden und dementsprechend der Eigenverbrauch sowie statistische Differenzen nicht berücksichtigt wurden. Die in Deutschland eingespeiste gesamte Gasmenge betrug im Jahr 2017 in der Summe rund 1.760 TWh. Dabei stammten rund 4 Prozent aus der inländischen Förderung (70 TWh), 1.676 TWh Erdgas wurden aus dem Ausland importiert. Der Speichersaldo in 2017 betrug 4 TWh, es wurde also mehr Gas aus den Gasspeichern ausgespeist, als eingespeist. Zudem wurden 9,3 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in 2017 in das deutsche Erdgasnetz eingespeist.

Rund 42 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden durch Deutschland durchgeleitet und an die europäischen Nachbarländer übergeben (743,5 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 935,7 TWh Gas verbraucht.

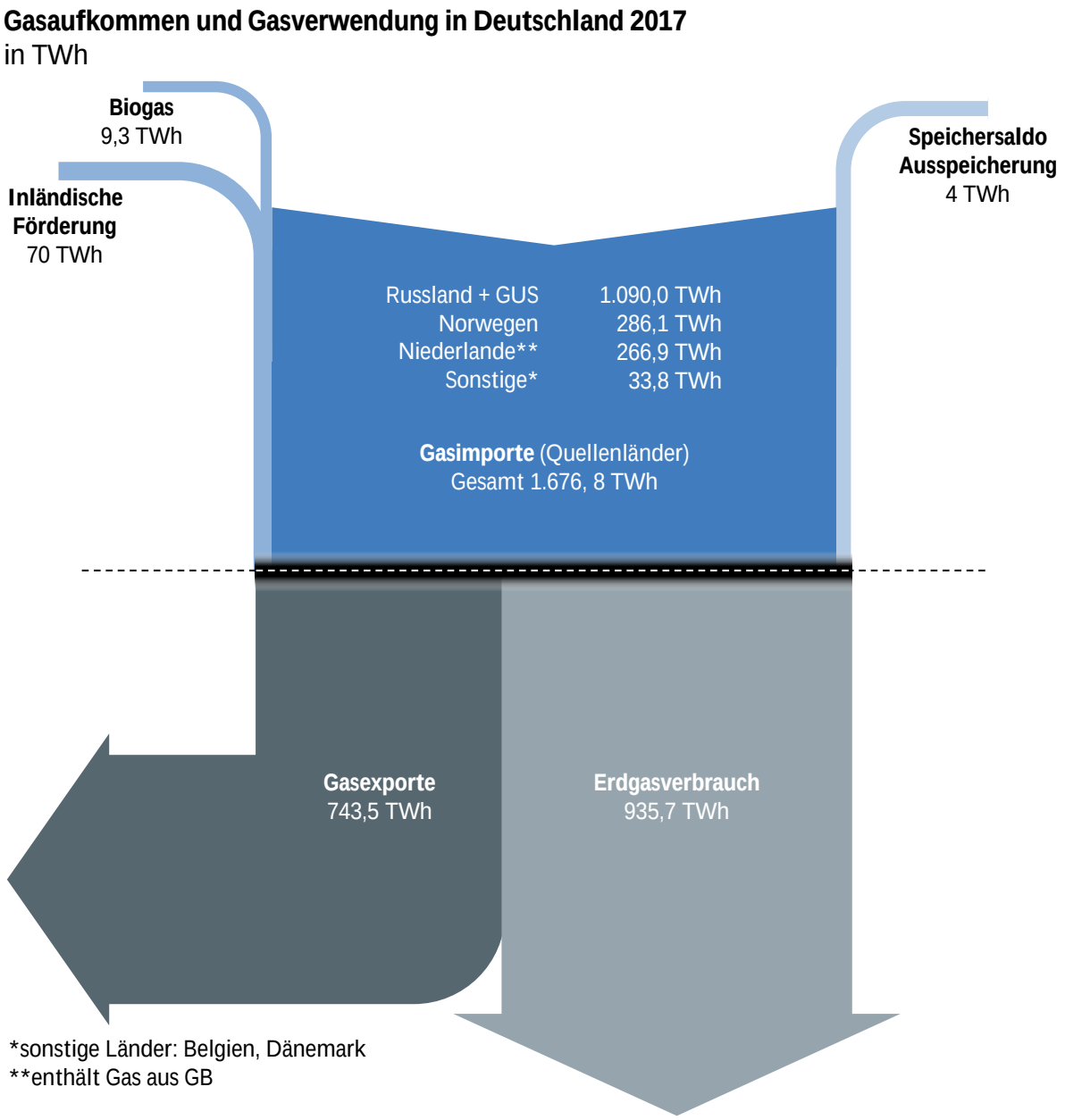


Abbildung 142: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2017

Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Fernleitungs-netzbetreiber	18	14	17	17	17	17	16	16	16
Verteiler-netzbetreiber	712	711	739	724	714	714	715	717	718
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	671	678	683	686	689	689	690	692	693

Tabelle 103: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 1. November 2018

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 (605 Unternehmen) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 78 VNB besitzen Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern. Die prozentuale Verteilung der VNB nach unterschiedlichen Gasnetzlängen kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge
Anzahl und Verteilung

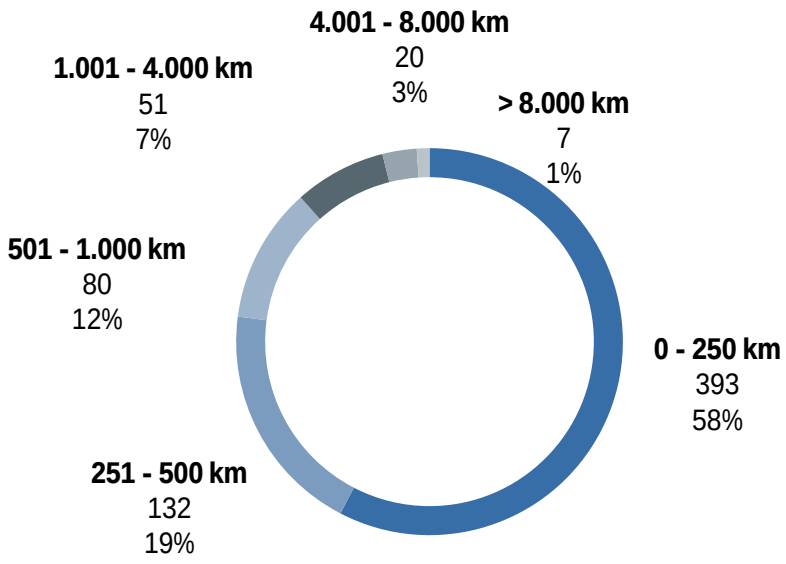


Abbildung 143: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017

Netzstrukturdaten 2017

	FNB	VNB	Gesamtsumme FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	696	712
Netzlänge (in km)	38.798	498.081	536.879
davon ≤ 0,1 bar	0	171.257	171.257
davon > 0,1 – 1 bar	1	243.357	243.358
davon > 1 bar	38.797	83.467	122.264
Ausspeisepunkte Gesamt	3.489	10.834.078	10.837.567
davon ≤ 0,1 bar	1	6.130.546	6.130.547
davon > 0,1 – 1 bar	13	4.450.234	4.450.247
davon > 1 bar	3.475	253.298	256.773
Letztverbraucher (Zählpunkte)	545	14.240.012	14.240.557
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	497	1.772.134	1.772.631
davon Haushaltskunden	0	12.467.713	12.467.713
davon Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nettonennleistung von mindestens 10 MW	48	165	213

Tabelle 104: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31.12.2017

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 2017 ergeben.

Ausspeisemengen Gas in 2017 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%	337,2	44,8%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	0,6	0,3%	129,3	17,2%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	5,9	3,2%	104,1	13,8%
> 100.000 MWh/Jahr	127,9	69,8%	132,6	17,6%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	48,9	26,7%	49,2	6,5%
Gesamtsumme	183,3	100%	752,4	100,0%

Tabelle 105: Ausspeisemengen Gas in 2017 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 2017. Wiederholt wurden bei der Datenerhebung 2017 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 80,7 TWh (2016: 87,5 TWh), dies entspricht einem Anteil von gut 44 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB an Letztverbraucher. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 38 TWh (2016: 45,4 TWh)[119], was einem Anteil von etwa fünf Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Differenz zwischen der Ausspeisemenge der Netzbetreiber (935,7 TWh) und der Abgabemenge der Gaslieferanten (830,1 TWh) entspricht in etwa der ermittelten Gasmenge die am Markt selbst beschafft wird, ohne einen Lieferanten damit zu beauftragen (118,7 TWh).[120]

[119] Der im Monitoringbericht 2017 ausgewiesene Wert für 2016 in Höhe von 58,1 TWh, musste nachträglich auf 45,4 TWh korrigiert werden.

[120] Aufgrund der Unterschiede in der Datenqualität liegt die auftretende Differenz leicht unter dem ermittelten Wert für die am Markt selbst beschaffte Gasmenge.

Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas 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	337,2	36,0%	324,1	39,0%
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	129,9	13,9%	119,1	14,3%
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	110,0	11,8%	102,3	12,3%
> 100.000 MWh/Jahr	260,5	27,8%	210,9	25,4%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	98,1	10,5%	73,7	8,9%
Gesamtsumme	935,7	100,0%	830,1	100,0%

Tabelle 106: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2017 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 2017 gegenüber dem Vorjahr um 5,6 TWh auf 935,7 TWh, was einem Rückgang um knapp ein Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut ein Prozent auf 278,8 TWh (2016: 275,6 TWh). Die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW ist zum wiederholten Male gestiegen. Diese lag im Jahr 2017 bei 98,1 TWh und war damit um gut 4,4 Prozent höher als im Jahr 2016 (94 TWh).

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt 5.752. Hiervon dienen 216 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Bei Betrachtung der Anzahl der durch die Verteilernetzbetreiber versorgten Zählpunkte wird deutlich, dass nur 25 VNB Gas die Grenze von 100.000 Zählpunkten überschreiten. Von den insgesamt durch die VNB Gas belieferten 14,3 Mio. Zählpunkten in Deutschland, werden etwa 43 Prozent der Zählpunkte (6,2 Mio. Zählpunkte) mit gut 44 Prozent (328,9 TWh) der gesamten Gasausspeisemenge von den VNB Gas beliefert, die die Grenze von 100.000 Kunden überschritten haben. Ein Großteil (58 Prozent) der in Deutschland tätigen VNB Gas versorgt zwischen 1.000 und 10.000 Gaskunden.

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte
Anzahl und Verteilung

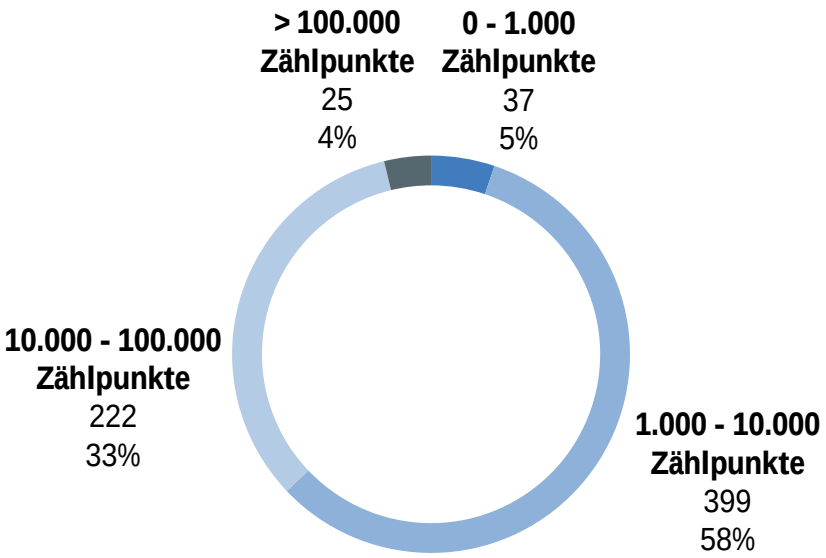


Abbildung 144: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017

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.[121] Zur komprimierten 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 absatzstärksten Anbieter verwendet werden. Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Ein wesentlicher Parameter für den Grad der Marktkonzentration ist das Arbeitsgasvolumen an Untertageerdgasspeichern.

3.1 Erdgasspeicher

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst. In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt diesen Markt zuletzt bundesweit abgegrenzt und hierbei erwogen, ggf. die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen.[122] Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar

[121] Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25.

[122] 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.

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.[123] Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung 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. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen).[124]

In der diesjährigen Erhebung mit dem Fragebogen Untertageerdgasspeicherbetreiber wurde wieder für alle Speicher u.a. das Arbeitsgasvolumen zum Stichtag 31. Dezember 2017 abgefragt. Bei den Speicherbetreibern handelt es sich um insgesamt 24 juristische Personen. Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt I.A.3 „Marktkonzentration“ des Teils Elektrizität auf Seite 38).

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist stark konzentriert. Die Konzentration ist im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen und im Monitoring betrachteten Untertageerdgasspeichern verfügten zum 31. Dezember 2017 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 299 TWh (im Vorjahr: 300,4 TWh).

Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2017 rund 204,7 TWh (im Vorjahr: 226 TWh). Der CR3-Wert beträgt rund 68,2 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben.

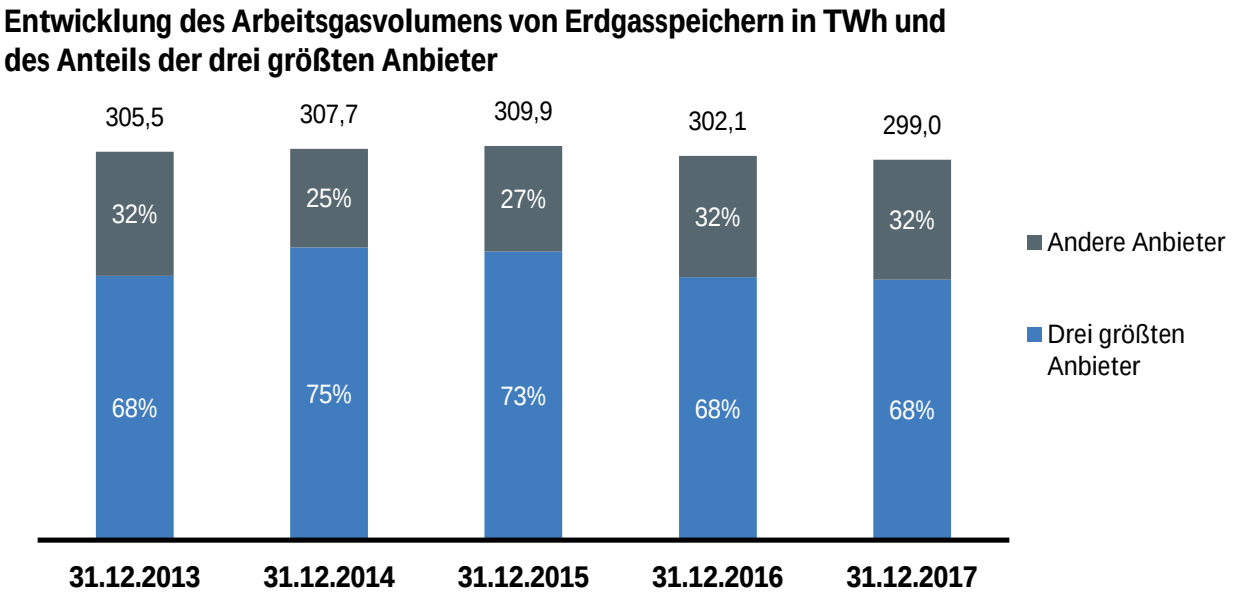


Abbildung 145: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

[123] Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

[124] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

3.2 Gasendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermärkten sachlich zwischen RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i.d.R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher sowie um Gaskraftwerke. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Gasabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i.d.R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Gasverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen. Das Bundeskartellamt grenzt den Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie den Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen bundesweit ab (siehe hierzu die Ausführungen im Kapitel „Marktkonzentration" für Stromendkundenmärkte ab Seite 45). Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der weiterhin nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wird.[125]

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. 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 rund 966 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (Vorjahr: 995). Im Berichtsjahr 2017 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt rund 378 TWh Gas an SLP-Kunden (Vorjahr: 371 TWh) und rund 454 TWh an RLM-Kunden ab (Vorjahr: 453 TWh). Entsprechend der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes beinhaltet der Absatz an RLM-Kunden auch den Absatz an Gaskraftwerke. Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen rund 321 TWh auf Sonderverträge (Vorjahr: 309 TWh) und 58 TWh auf Grundversorgungsverträge (Vorjahr: 62 TWh).

Die Zurechnung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte erneut anhand der Dominanzmethode, die für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse liefert (vgl. hierzu die methodischen Hinweise im Abschnitt „Marktkonzentration" des Teils Elektrizität auf Seite 40).

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 2017 ca. 87 TWh, wovon rund 74 TWh auf Sonderverträge entfielen. Der kumulierte Absatz im Bereich der RLM-Kunden betrug rund 138 TWh. Der aggregierte Marktanteil der nunmehr vier absatzstärksten Unternehmen beträgt für das Jahr 2017 somit rund 23 Prozent bei SLP-Vertragskunden (Vorjahr CR3: 25 Prozent) und rund 30 Prozent bei RLM- Kunden (Vorjahr CR3: 28 Prozent). Beide Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 6 GWB). Die Marktkonzentration der vier absatzstärksten Unternehmen für die SLP-Vertragskunden hat sich leicht reduziert, für die RLM-Kunden ist sie hingegen um zwei Prozentpunkte angestiegen. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass sich die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten aufgrund gestiegener Teilnehmerzahlen erneut verbessert hat, aber keine ganz vollständige Marktabdeckung erreicht. Die Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

---

[125] Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

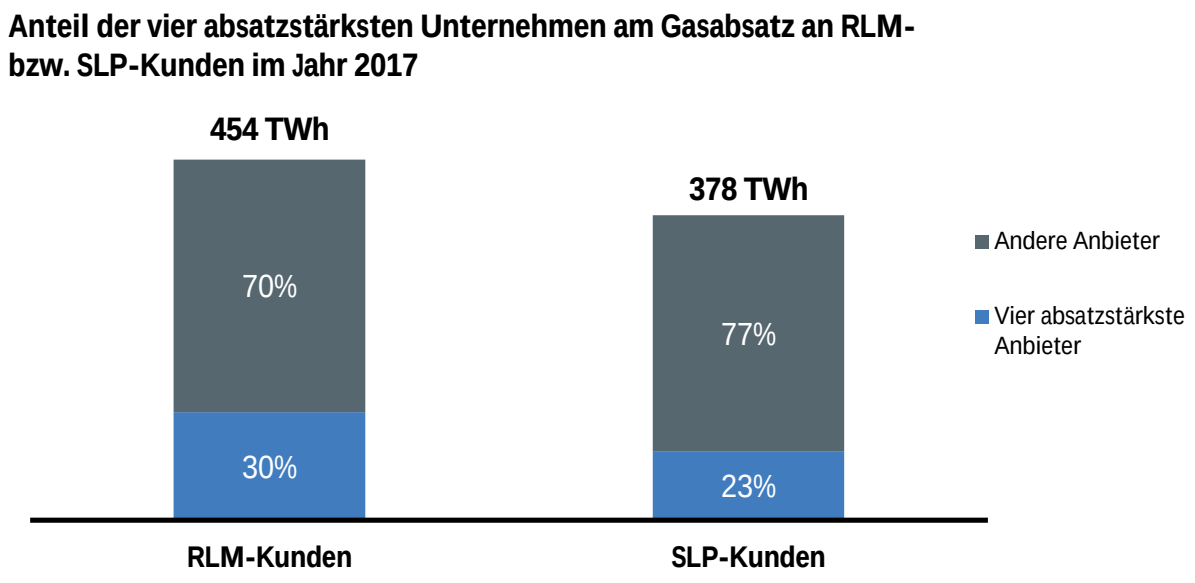


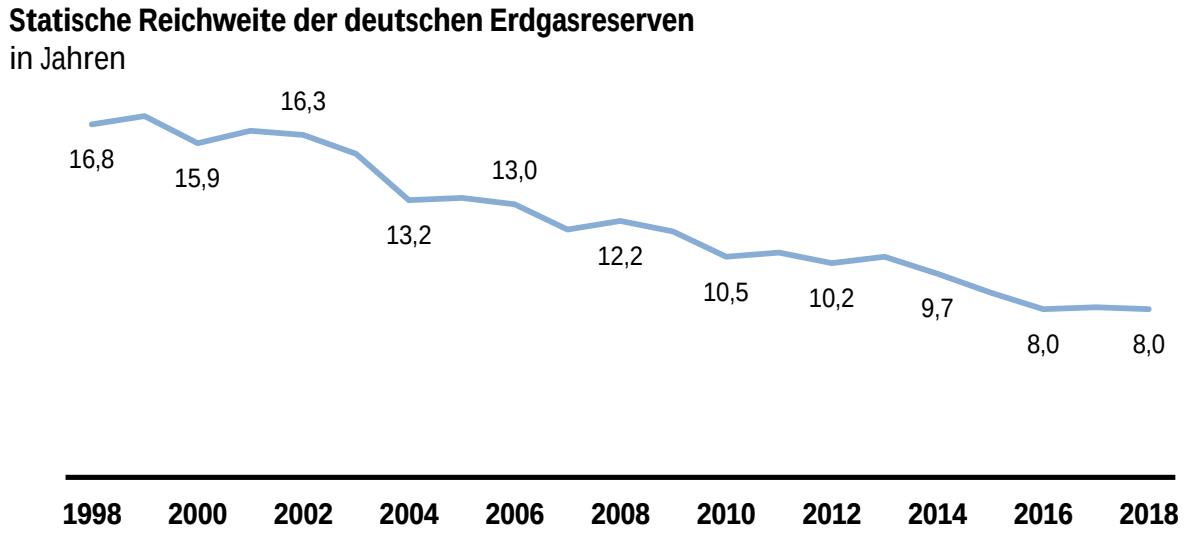
Abbildung 146: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2017

B Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2017 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,6 Mrd. m³ auf nunmehr 7,2 Mrd. m³ produzierten Reingases[126] zurück. Das entspricht einem Rückgang von 8,1 Prozent gegenüber dem Jahr 2016. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.[127] Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde. Damit konnte Deutschland seinen Gasverbrauch im Jahr 2017 nur noch zu rund sieben Prozent aus heimischer Produktion decken (AGEB 2017).

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 8,0 Jahre mit Stand 1. Januar 2018 (Vorjahresstand 8,1 Jahre). Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.[128]



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 147: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1998

[126] 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).

[127] Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2018"; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

[128] Ebenso.

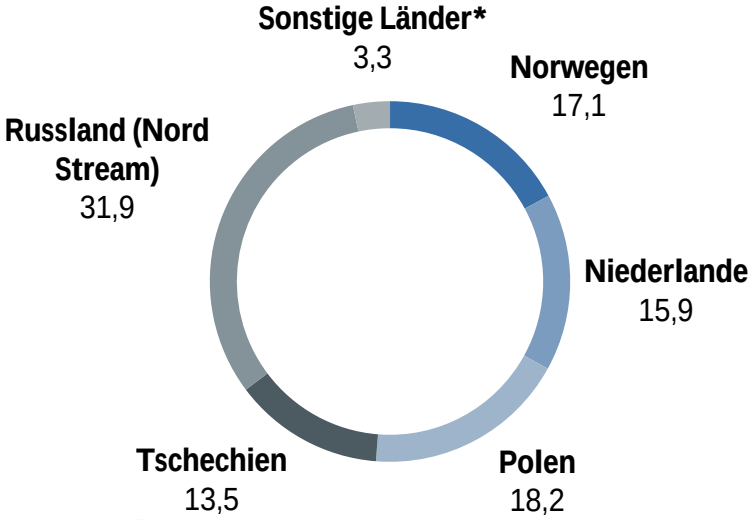
2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

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 2017 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.676 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.641 TWh[129] stiegen die Importe nach Deutschland um 35 TWh, was eine Erhöhung um gut zwei Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Um gut neun Prozent sind die Importe aus Norwegen zurückgegangen, während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um 16,6 Prozent gestiegen sind.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande, 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 sind eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen.

Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2017 - Aufteilung nach Übergabeländern
in Prozent

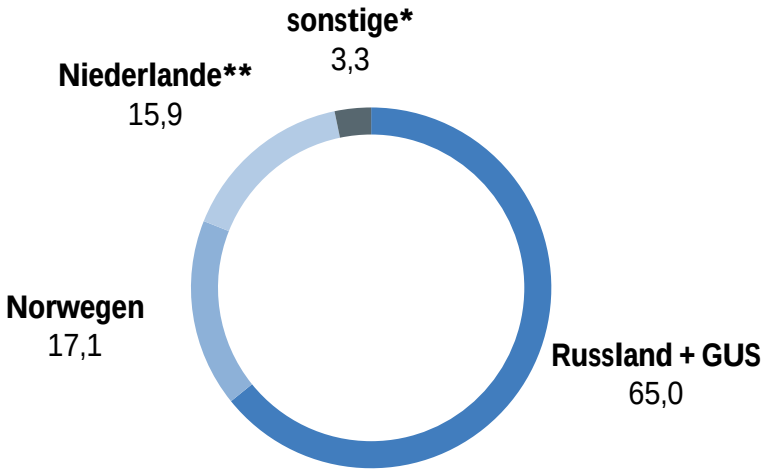


* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Österreich

Abbildung 148: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2017 – Aufteilung nach Übergabeländern

[129] Der im Monitoringbericht 2017 ausgewiesene Wert in Höhe von 1.626 TWh musste rückwirkend aufgrund einer Nachmeldung auf 1.641 TWh korrigiert werden.

Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2017 - Aufteilung nach Quellenländern
in Prozent

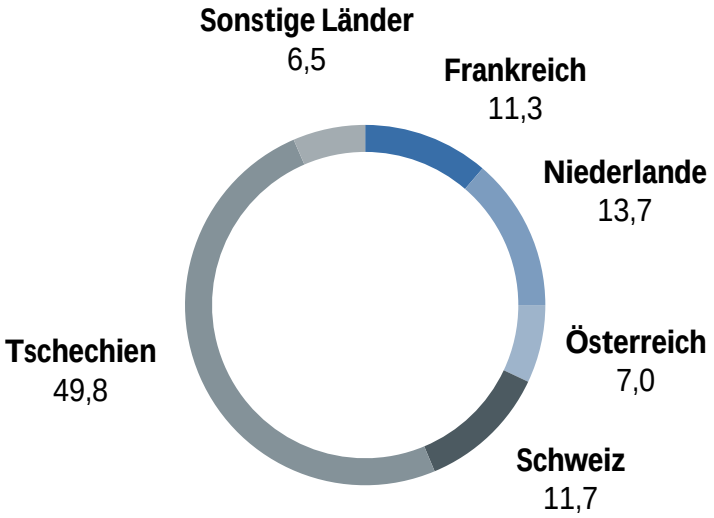


* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark
** enthält Gas aus GB

Abbildung 149: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2017 – Aufteilung nach Quellenländern

Im Jahr 2017 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 743,5 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 770,4 TWh sanken die Exporte aus Deutschland um 27 TWh, was einen Rückgang von 3,5 Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen. Rund 50 Prozent (Vorjahr: 46 Prozent) des aus Deutschland exportierten Erdgases wird nach Tschechien exportiert, wobei die Exporte nach Tschechien im Vergleich zum Vorjahr um 5,4 Prozent gestiegen sind. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung Belgien (+93,1 Prozent) und Polen (+23,1 Prozent) während die Exporte nach Luxemburg (-36,2 Prozent), in die Niederlande (-27,5 Prozent) und nach Österreich (-20,5 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse) in 2017 - Aufteilung nach Übernahmeländern
in Prozent



* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Luxemburg, Polen

Abbildung 150: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2017 – 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 2017 und 2016 darzustellen

Veränderungen der Gasimporte (physikalische Lastflüsse)

Übergabeland	Importe 2017 in TWh	Importe 2016 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Russland (Nord Stream)	535,0	458,9	76,0	16,6
Polen	305,8	312,7	-6,9	-2,2
Norwegen	286,1	314,3	-28,2	-9,0
Niederlande	266,7	281,6	-14,9	-5,3
Tschechien	226,9	245,3	-18,4	-7,5
Belgien	29,6	10,1	19,5	193,5
Österreich	22,3	11,9	10,4	87,8
Dänemark	4,1	6,7	-2,6	-38,8
Summe	1.676,5	1.641,6	35,0	2,1

Tabelle 107: Veränderung der Gasimporte in den Jahren 2017 und 2016[130]

Veränderungen der Gasexporte (physikalische Lastflüsse)

Übernahmeland	Exporte 2017 in TWh	Exporte 2016 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Tschechien	370,6	351,5	19,0	5,4
Niederlande	101,6	140,2	-38,5	-27,5
Schweiz	86,7	95,3	-8,5	-8,9
Frankreich	83,9	87,6	-3,7	-4,2
Österreich	52,1	65,6	-13,5	-20,5
Belgien	39,4	20,4	19,0	93,1
Polen	6,3	5,1	1,2	23,1
Luxemburg	1,7	2,7	-1,0	-36,2
Dänemark	1,1	2,1	-1,0	-48,4
Summe	743,5	770,4	-27,0	-3,5

Tabelle 108: Veränderung der Gasexporte in den Jahren 2017 und 2016

[130] Der im Monitoringbericht 2017 ausgewiesene Wert in Höhe von 1.626 TWh musste rückwirkend aufgrund einer Nachmeldung auf 1.641 TWh korrigiert werden.

Die Befragung der Gaslieferanten und Gasgroßhändler ergab, dass 25 Unternehmen als Gasimporteur 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 2017 0,1339 Euro/kWh/h/a. Aufgrund der wachsenden Anzahl an Umstellungsbereichen stieg die Umlage für das Jahr 2018 auf 0,2587 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2019 steigt die Umlage auf 0,3181 Euro/kWh/h/a. Im Übrigen wirken sie sich nicht auf die individuellen Gasabrechnungen der Verbraucher aus. Wichtig ist, dass Arbeitsstunden oder Material für die technische Anpassung der Geräte nicht 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. Informationen über Fördermöglichkeiten gibt es auf der Homepage der Bundesnetzagentur oder beim Netzbetreiber. Zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt eine stichprobenartige Überprüfung der Umstellungen.

Die Mitarbeiter des Netzbetreibers melden sich immer mit einem Terminvorschlag an. Sie kommen niemals unangekündigt und können sich entsprechend ausweisen.

Die Marktraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) ist ein zentrales Thema der Gasversorgung. Das H-Gas wird überwiegend in Russland sowie Norwegen gewonnen und hat im Vergleich zu L-Gas einen höheren Brennwert. Da die Brennwerte stark variieren, müssen die Gase in separaten Leitungssystemen transportiert werden, damit jedes Heizgerät mit dem dazu passenden Erdgas versorgt werden kann. Auf Grund dessen ist eine Anpassung der Heizgeräte im Zuge der Marktraumumstellung für einen zukünftig sicheren Betrieb unabdingbar.

Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion und die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden. Nach aktuellem Stand 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.

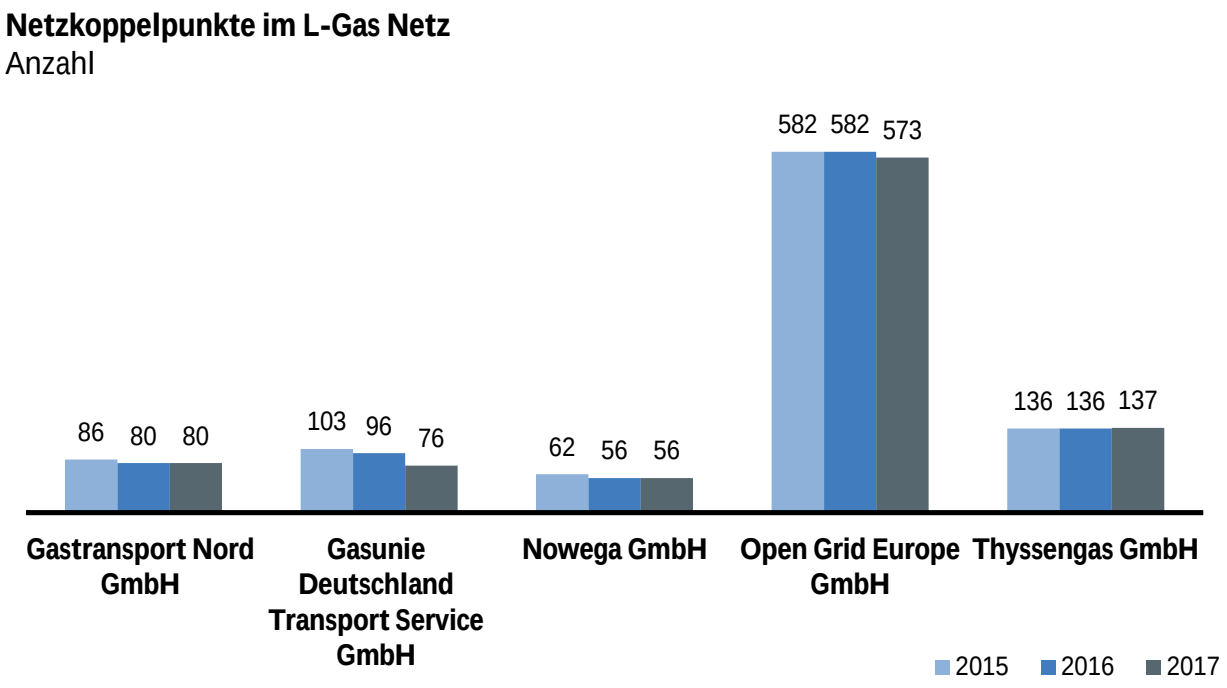


Abbildung 151: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015 bis 2017

Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden bis 2023 im Bereich der RLM-Kunden 2.982 Umstellungen durchgeführt werden und im Bereich der SLP-Kunden etwa 1.695.250 Umstellungen.

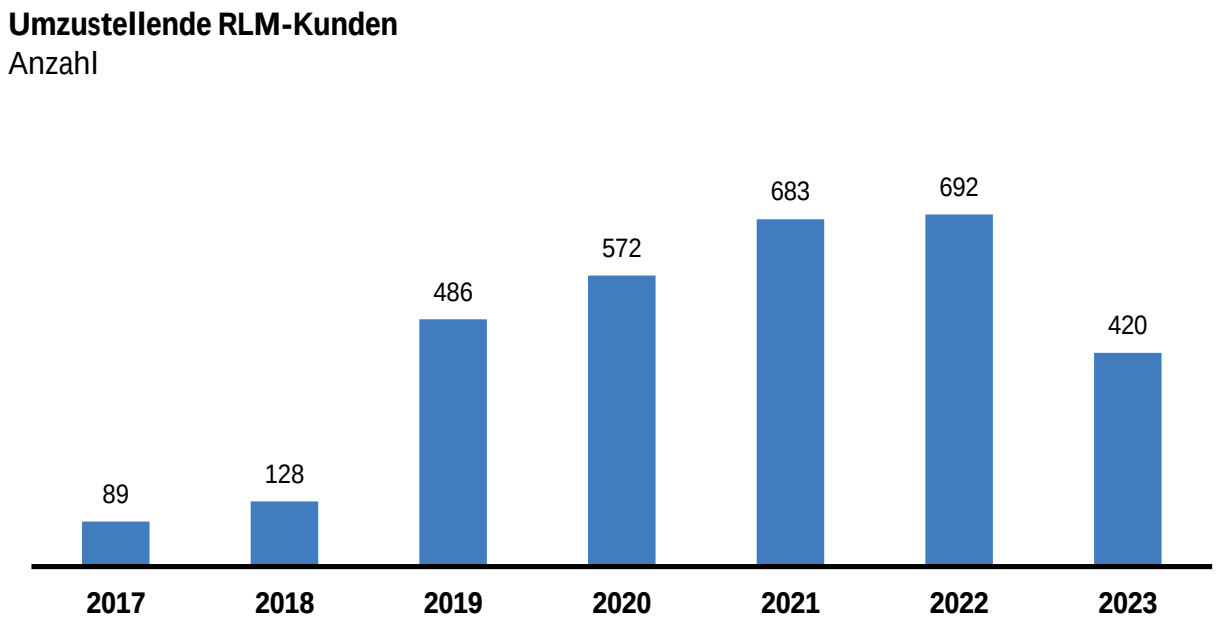


Abbildung 152: Umzustellende RLM-Kunden bis 2023

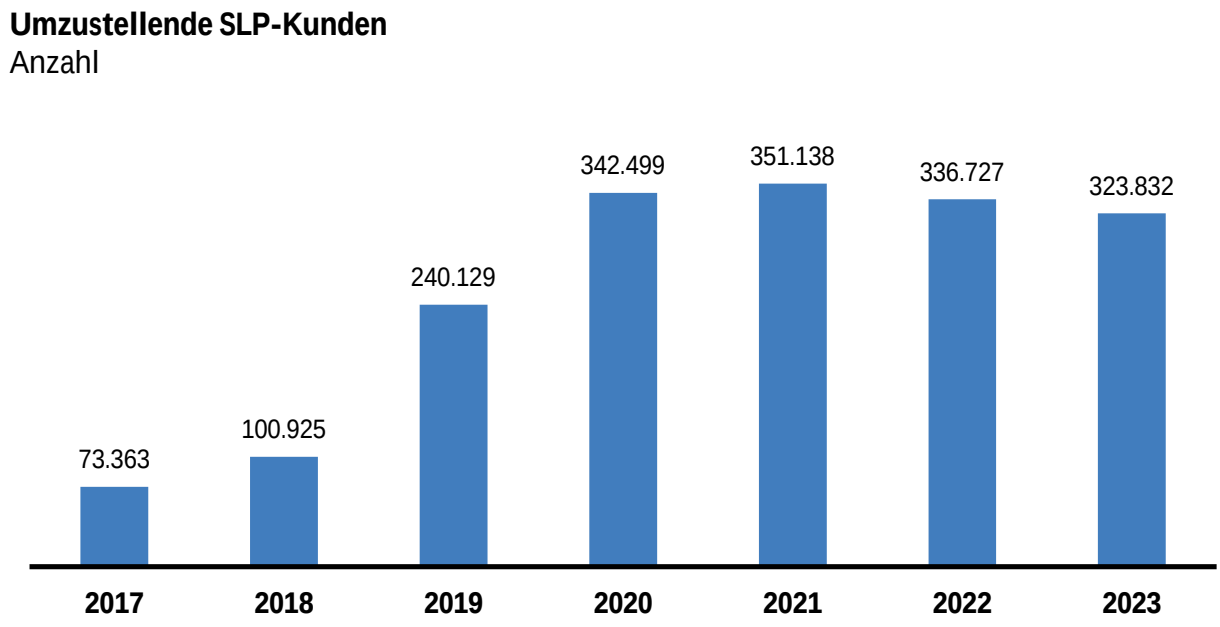


Abbildung 153: Umzustellende SLP-Kunden bis 2023

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 31 Unternehmen beteiligen. Vor einem Jahr waren es noch 28 Unternehmen. Die Resonanz auf die diesbezüglich durchgeführten Ausschreibungen der Netzbetreiber war weiterhin hoch. Anders als bei der letzten Abfrage ergab sich, dass sich insbesondere bei der Erhebung sowie der Umstellung und Anpassung deutlich mehr Unternehmen ein Arbeitspaket teilen. Dies liegt zum einen daran, dass einige Unternehmen noch zu klein sind, um die Lose alleine zu bearbeiten. Zum anderen können auch größere Unternehmen dadurch Flexibilität bei der effizienten Auslastung der Mitarbeiter gewinnen. 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 deutlich mehr Personal vonnöten sein.

Auf das Aufgabenpaket „Geräteerhebung“ haben sich durchschnittlich 7,1 Anbieter beworben, von denen im Schnitt 3,8 den Zuschlag erhielten. Beim Aufgabenpaket „Kontrolle der Geräteerhebung“ erhielten im Schnitt bei 5,2 Bewerbern 1,2 Unternehmen den Zuschlag. Unter durchschnittlich 7 Bewerbern konnten die Netzbetreiber beim Paket „Umstellung und Anpassung“ wählen und vergaben die Aufträge an 3,7 Unternehmen. Auf im Schnitt 5,2 Bewerber kam das Aufgabenpaket „Kontrolle der Umstellung und Anpassung“, wobei 1,5 Unternehmen den Zuschlag erhielten. Für das wichtige Projektmanagement bekundeten durchschnittlich 4,2 Unternehmen Interesse, wobei der Zuschlag im Schnitt an 1,1 Unternehmen ging.

Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen			Zuschläge		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Erhebungsarbeiten	5,7	5,8	7,1	2,5	2,1	3,8
Kontrolle Erhebungsarbeiten	3,7	4,7	5,2	1,3	1,2	1,2
Umstellung und Anpassung	5,4	5,7	7,0	2,4	2,2	3,7
Kontrolle Umstellung und Anpassung	3,8	4,5	5,2	1,3	1,1	1,5
Projektmanagement	4,4	4,0	4,2	1,3	1,1	1,1

Tabelle 109: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung im Vergleich 2015 bis 2017

Bei den im vergangenen Jahr erhobenen 250.110 Geräten handelte es sich um 82.338 Brennwertgeräte (32,9 Prozent) und 19.593 selbstadaptierende Geräte (7,8 Prozent). Angepasst wurden im Berichtszeitraum 91.160 Geräte von SLP-Kunden und 89 RLM-Kunden sowie jeweils ein Kraftwerk und eine Biogaseinspeiseanlage. Technisch nicht anpassbar waren insgesamt 2.723 Geräte. Das entspricht einer Quote von 3 Prozent. 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 457-mal in Anspruch genommen. Den Kostenerstattungsanspruch der GasGKErstV nahmen lediglich zwei Kunden in Anspruch.

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 2018 bereits zum dritten Mal eine Informations- und Diskussionsveranstaltung (Forum Marktraumumstellung) mit den wesentlich betroffenen Stakeholdern abgehalten. Schwerpunkte der Veranstaltung waren die Themen Erdbeben in Groningen und Verbraucherschutz. Das BMWi berichtete über die Konsequenzen, die die Niederlande aus dem Erdbeben vom 8. Januar 2018 gezogen haben, das zu Unruhe in der Branche geführt hatte. Im Ergebnis wird es allerdings zu keiner direkten Auswirkung auf die deutsche Gasversorgung kommen. Somit bestand auch für die Fernleitungsnetzbetreiber keine Notwendigkeit, die Marktraumumstellungsplanung wesentlich zu verändern. Die Verbraucherzentrale Niedersachsen berichtete über die häufigsten Anlässe für Beschwerden und betonte, dass es den Kunden schwer vermittelbar sei, warum bestimmte Geräte nicht anpassbar seien. In einer Diskussionsrunde kamen noch die knappe Personalsituation der Dienstleister und die Verfügbarkeit von Umrüstsets für die Geräte zur Sprache. Informationen zu den Veranstaltungen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden.[131]

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 2019 (inklusive der Plankosten für das Jahr 2019) bisher insgesamt 327.057.765,06 Euro in die Umlage gemäß § 19a EnWG eingeflossen. Die Höhe der bundesweiten Umlage betrug 0,1339 Euro/kWh/h/a im Jahr 2017. Aufgrund der wachsenden Anzahl an Umstellungsbereichen stieg die Umlage für das Jahr 2018 auf 0,2587 Euro/kWh/h/a. Im Jahr 2019 steigt die Umlage auf 0,3181 Euro/kWh/h/a. Insbesondere in den nächsten Jahren ist mit einem weiteren Anstieg der Marktraumumstellungsumlage aufgrund der steigenden Anzahl an umzustellenden Geräten zu rechnen.

[131] Veranstaltungen vom 27. April 2016, 26. April 2017 und 18. April 2018

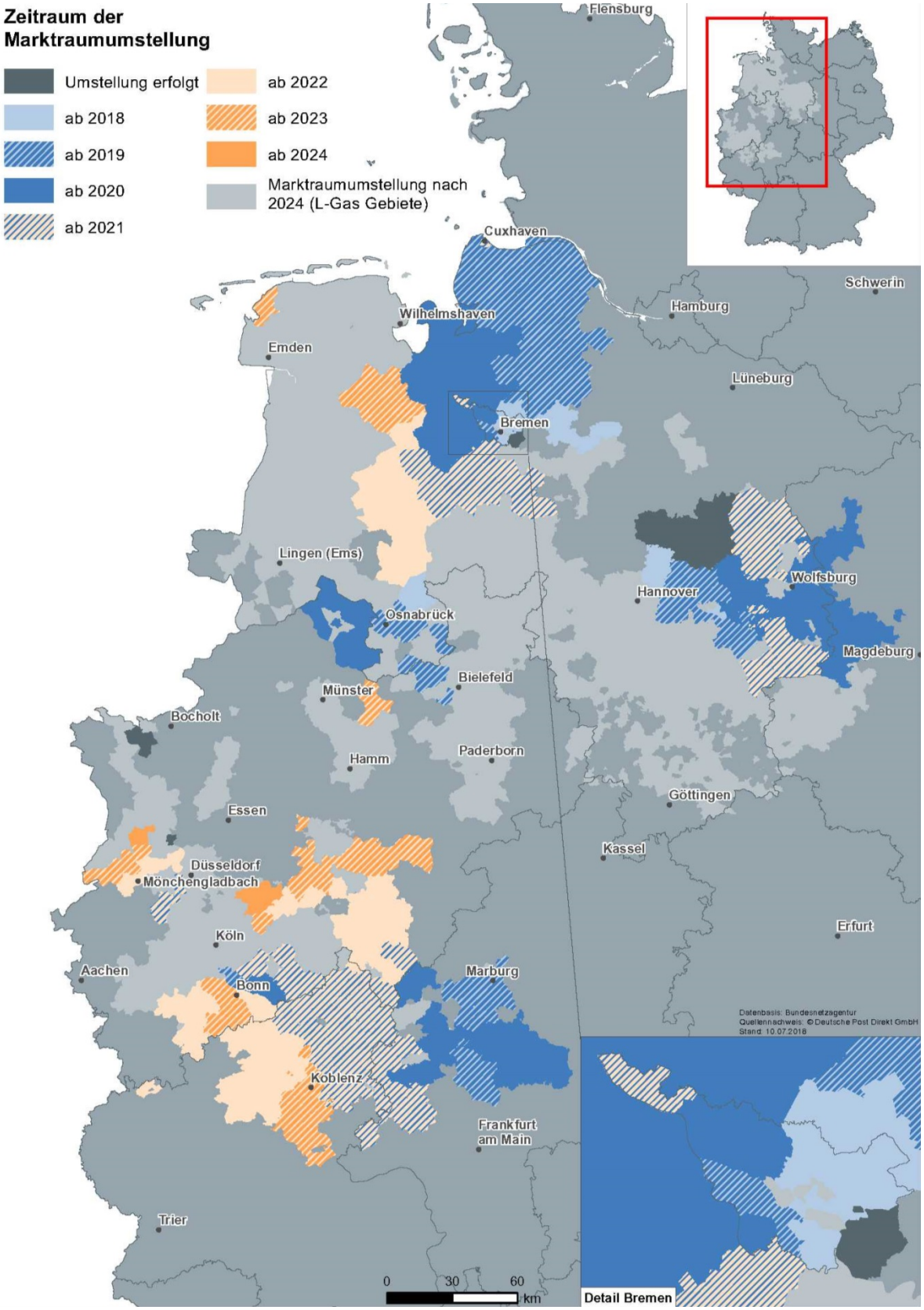


Abbildung 154: Marktraumumstellung der kommenden Jahre pro Netzgebiet

4. Biogas (einschließlich Synthesegas)

Per 31. Dezember 2017 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas i. S. v. § 3 Nr. 10c EnWG[132] folgende Kennzahlen:

Kennzahlen Biogaseinspeisung

	Einheit	2013	2014	2015	2016	2017
Anzahl der einspeisenden Anlagen		144	185	190	198	190
davon Wasserstoffeinspeisung						5
davon Synthesegaseinspeisung						6
Eingespeiste Biogasmenge		520	688	774	856	853
davon Wasserstoffeinspeisung	Mio. Nm³					<1
davon Synthesegaseinspeisung						22
Eingespeiste Biogasmenge		5.471	7.489	8.364	9.222	9.220
davon Wasserstoffeinspeisung	Mio. kWh					2
davon Synthesegaseinspeisung						257
Wälzungskosten der Gasnetz-betreiber auf alle Netznutzer	Mio. Euro	131	154	178	172	184
Wälzungskosten pro eingespeister kWh Biogas	ct/kWh	2,394	2,056	2,124	1,865	1,865

Tabelle 110: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2013 - 2017

[132] Gemäß § 3 Nr. 10c EnWG bedeutet Biogas 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.

5. Gasspeicher

5.1 Zugang zu Untertagespeicheranlagen

Am Monitoring 2018 nahmen 23 Betreiber von Untergrundspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 34 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Zum Stichtag 31. Dezember 2017 beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 280,10 TWh[133]. Davon entfallen 132,22 TWh auf Kavernenspeicher-, 125,86 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 (259,86 TWh; 20,24 TWh für L-Gas).

Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2017
in TWh

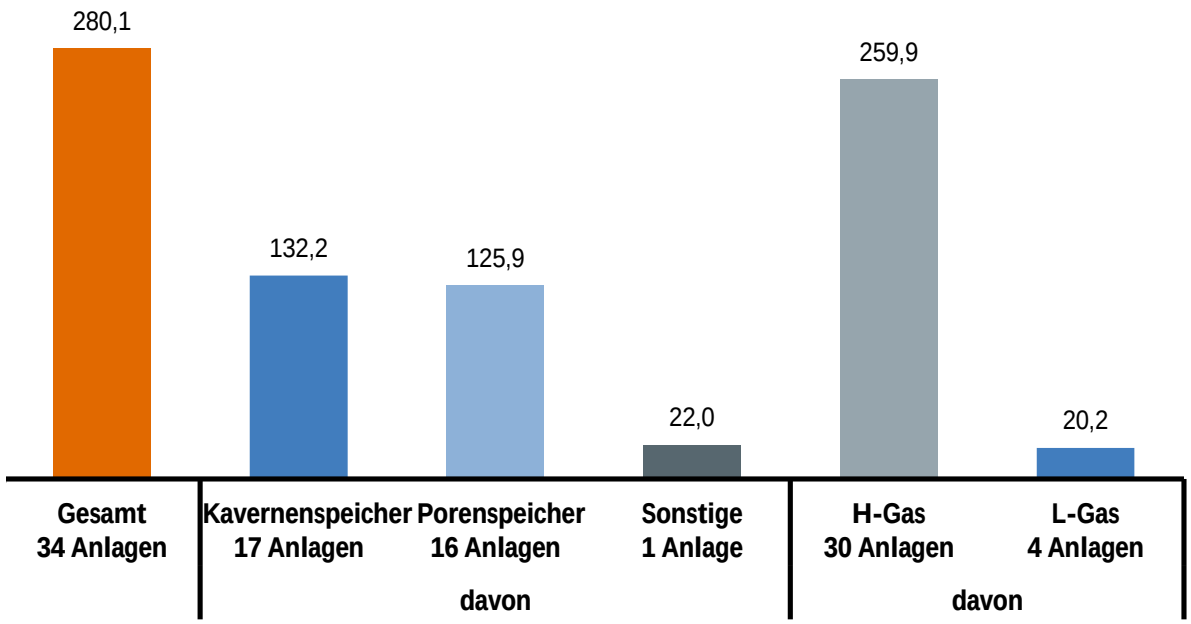


Abbildung 155: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2017

[133] 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.

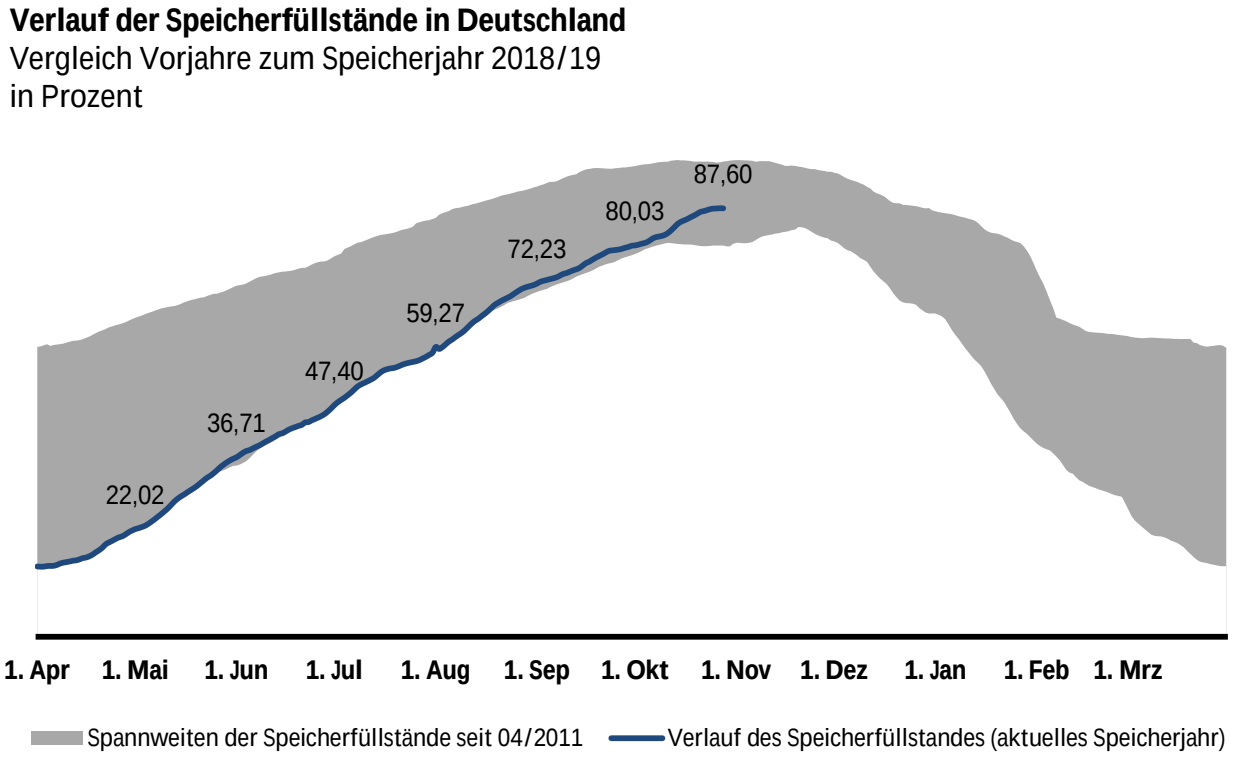


Abbildung 156: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 1. November 2018)

Zu Beginn des Speicherjahres 2018/19 waren die deutschen Erdgasspeicher noch stärker entleert als in den vergangen Jahren. Ende Februar/ Anfang März traf auf den europäischen Gasmärkten hohe Nachfrage sowohl auf Grund von niedrigen Temperaturen als auch aus dem Kraftwerksbereich auf ein aus verschiedenen Gründen leicht eingeschränktes Gasangebot. Dies führte zu kurzfristigen Preisspitzen auf den Gasmärkten (in Deutschland stieg der Tagespreis einmalig auf knapp 70 Euro/MWh) und zu einer Entleerung der Speicheranlagen insgesamt auf knapp über 14 Prozent. Aktuell (Stand: 1. November 18) wurden die Speicher insgesamt wieder zu über 87 Prozent befüllt.

5.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit

Gewinnungstätigkeit ist die Nutzung von Speichern durch Unternehmen, die in Deutschland Gas fördern. Im Jahr 2017 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 2017 nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 278,68 TWh (2016: 279,88 TWh), sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 149,40 GWh/h und eine Ausspeicherleistung von 285,19 GWh/h.

5.3 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten von 23 Unternehmen hatten diese in 2017 im Mittel 5,9 Speicherkunden (2013: 5,3 Kunden, 2014: 6,1 Kunden, 2015: 6,1 Kunden, 2016: 5,8). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber lässt sich in der folgenden Tabelle ablesen.

Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber
Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	10	12	7	8	8	7	9	8	10	11	9
2	3	3	3	2	2	3	3	4	2	2	2
3 - 9	6	6	6	7	6	7	7	5	4	6	6
10 - 15	1	2	2	2	1	2	2	3	3	1	3
16 - 20	0	0	1	1	1	1	2	1	1	2	3
> 20	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	0

Tabelle 111: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Die Anzahl der Speicherkunden ist im Vergleich zum Vorjahr wieder leicht gefallen. Allerdings ist auch die Zahl der Speicherbetreiber mit nur einem Kunden leicht zurückgegangen.

5.4 Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2017 noch buchbaren freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahresstichtagen dargestellt.

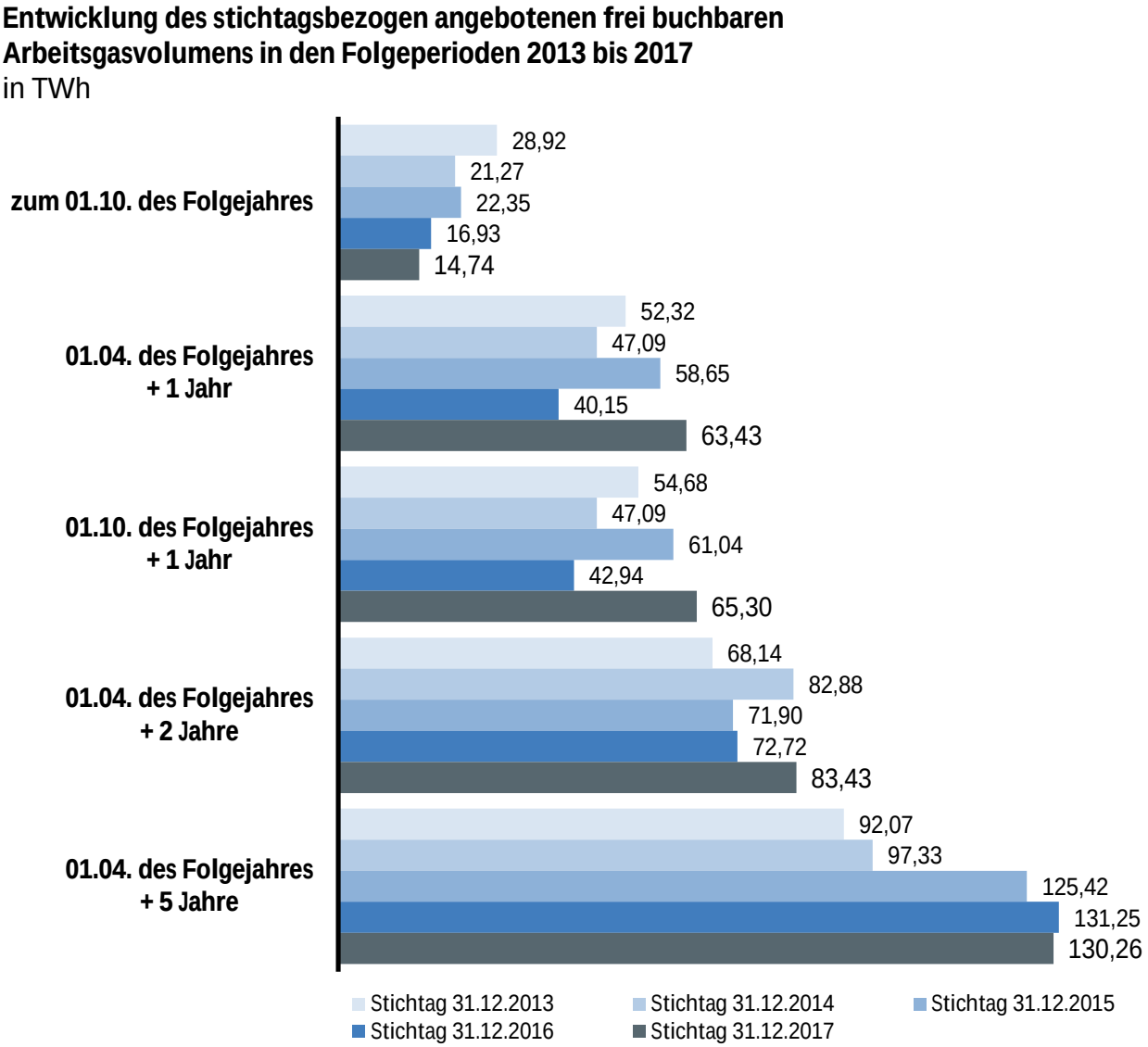


Abbildung 157: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2013 bis 2017

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2017) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder leicht zurückgegangen, die noch buchbaren Kapazitäten für 2019 dagegen angestiegen. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2020 ebenfalls angestiegen. Das langfristig buchbare Arbeitsgasvolumen fünf Jahre im Voraus ist im Vergleich zum Vorjahr leicht zurückgegangen. Insgesamt tendiert das Verhalten der Speicherkunden zu kurzfristigeren Buchungen im Speichermarkt.

C Netze

1. Netzausbau

1.1 Netzentwicklungsplan Gas

Der Netzentwicklungsplan Gas (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. Es ist gesetzlich vorgeschrieben, dass der NEP Gas bis 2016 jährlich und nunmehr alle zwei Jahre erstellt wird. Der inhaltliche Fokus des NEP Gas liegt auf Ausbaufragen, die sich durch den Anschluss von Gaskraftwerken – hier besteht eine Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt –, Gasspeichern und Industriekunden stellen. Des Weiteren betrachtet er Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit denen der europäischen Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen. Schließlich ist die Umstellung zahlreicher Netzgebiete von niederkalorischem (L-Gas) auf hochkalorisches Gas (H-Gas) ein wichtiger Bestandteil des NEP Gas.

Am 1. April 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) der Bundesnetzagentur den Entwurf des NEP Gas 2018-2028 vorgelegt.[134] Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2016-2026 durch die Ergebnisse des NEP Gas 2018-2028 bestätigt. Darüber hinaus schlagen die FNB in der Betrachtung bis 2028 zusätzliche 41 Ausbaumaßnahmen vor. Der Vorschlag der FNB enthält einen Ausbau von Ferngasleitungen mit einer Länge von ca. 1.390 km und den Ausbau von Verdichterstationen mit ca. 499 MW Leistung. Gegenüber dem vorherigen Ausbauvorschlag im NEP Gas 2016-2026 haben sich die Investitionskosten deutlich von 4,5 Mrd. Euro auf 7,0 Mrd. Euro erhöht.

An der Kostensteigerung hat die geplante Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) einen maßgeblichen Anteil. Sie soll Gasmengen aus der geplanten Importpipeline Nord Stream 2 aufnehmen und innerhalb Deutschlands und in die Tschechische Republik weiterleiten. Der geplante Leitungsverlauf führt über 480 km von Lubmin an der Ostseeküste nach Deutschneudorf an der deutsch-tschechischen Grenze. Die Leitung EUGAL selbst hat ein Investitionsvolumen von ca. 2,3 Mrd. Euro. Inklusive aller weiteren Ausbaumaßnahmen, die im direkten Zusammenhang mit der Leitung stehen – z.B. Verbindungsmaßnahmen zum bestehenden Netz – ergibt sich ein Investitionsvolumen von ca. 2,7 Mrd. Euro. Daraus ergeben sich in den kommenden Jahren voraussichtlich jährliche Kapitalkosten von etwa 175 Mio. Euro, die bei den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern Gascade, Fluxys D, Gasunie Deutschland und Ontras anfallen. Für die durch die EUGAL sowie durch weitere Netzausbaumaßnahmen zum Abtransport von Gasmengen aus Nord Stream 2 neu zu schaffenden Kapazitäten liegen bereits langfristige Buchungen von Transportkunden vor. Diese werden nach Aussage der Fernleitungsnetzbetreiber maßgeblich zur Refinanzierung der Investitionen beitragen. So beträgt das Gesamtvolumen der bereits vorliegenden Buchungen für neu zu schaffende Kapazitäten im Zusammenhang mit Nord Stream 2 in den nächsten Jahren ca. 200 Mio. Euro pro Jahr. Etwaige

[134] Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2018-2028 ist im Internet abrufbar unter: https://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2018/nep-2018.html

Veränderungen der Netzentgelte sowie Buchungen weiterer verfügbarer Kapazitäten sind darin noch nicht berücksichtigt.

Daneben resultieren einige neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Anschluss von zwei geplanten Kraftwerken in Wolfsburg und Griesheim. Zum ersten Mal ist im NEP Gas auch ein Terminal für verflüssigtes Erdgas (LNG) an der deutschen Küste am Standort Brunsbüttel enthalten, das ebenfalls nach Angabe der Fernleitungsnetzbetreiber einen Bedarf für Netzausbau hervorruft.

Des Weiteren dienen mehrere Maßnahmen der Umstellung von Netzgebieten von niederkalorischem (L-) auf hochkalorisches (H-)Gas. Nach dem starken Erdbeben in der Region Groningen am 8. Januar 2018 prüfen die FNB derzeit, mit welchen Netzausbaumaßnahmen auf eine mögliche Reduktion der Fördermengen des Groningen-Feldes reagiert werden könnte. So schlagen die FNB im NEP-Entwurf die Errichtung einer H-L-Gas-Mischanlage vor. In dieser Anlage soll dem aus den Niederlanden antransportierten L-Gas – das selbst für L-Gas einen verhältnismäßig niedrigen Brennwert hat – H-Gas beigemischt werden. Das Gemisch kann dann weiterhin als L-Gas – mit höherem Brennwert – in die deutschen L-Gas-Netze eingespeist werden. Hierdurch können laut NEP jährlich bis zu 8 TWh Gas aus dem Groningen-Feld substituiert werden. Die FNB kündigen zudem an, im weiteren Verfahrensablauf ggf. noch weitere Ausbaumaßnahmen in den NEP 2018-2028 einzubringen, mit denen ggf. niedrigere Importe aus dem Groningen-Feld kompensiert werden könnten.

Vor dem Hintergrund länger andauernder Untersuchungen und Wartungsmaßnahmen auf einem Strang der TENP Pipeline (Trans Europa Naturgas Pipeline) haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine zusätzliche Modellierungsvariante in den NEP Gas 2018-2028 eingebracht. In dieser haben sie den theoretisch denkbaren Fall untersucht, dass die gegenwärtige Transportsituation auf der TENP I über den 30. September 2020 hinaus andauern würde. Dabei liegt der Fokus auf der Versorgung von Baden-Württemberg sowie dem für die Versorgungssicherheit der Nachbarländer erforderlichen Transit in die Schweiz und nach Italien.

Die TENP verläuft von Bocholtz an der deutsch-niederländischen Grenze nach Wallbach an der deutsch-schweizerischen Grenze und wurde in den 1970er Jahren in Betrieb genommen. Im Jahr 2017 wurden bei Untersuchungen an einem der beiden Leitungsstränge Korrosionsschäden festgestellt. Die betroffenen Leitungsabschnitte wurden daraufhin temporär außer Betrieb gesetzt. Somit steht die Transportkapazität des TENP-Leitungssystems momentan nur eingeschränkt zur Verfügung; am Grenzübergangspunkt Wallbach ist die Kapazität etwa um die Hälfte reduziert. Die Untersuchungen und Wartungsmaßnahmen an der TENP I dauern nach dem aktuellen Stand der Dinge noch bis zum 30. September 2020 an.

Am 1. August 2018 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Entwurf der TENP-Versorgungssicherheitsvariante der Bundesnetzagentur die Ergebnisse ihrer Berechnungen zur Prüfung vorgelegt. Sie schlagen vor, parallel zu der bestehenden Leitungstrasse der TENP zwei Leitungsabschnitte mit insgesamt 54 km Länge neu zu bauen. Zudem sollen Querverbindungen zwischen den Leitungssträngen der TENP I und TENP II errichtet werden, um die intakten Leitungsabschnitte der TENP I weiterhin nutzen zu können. Die Kosten des Ausbauvorschlags belaufen sich auf 171 Mio. Euro.

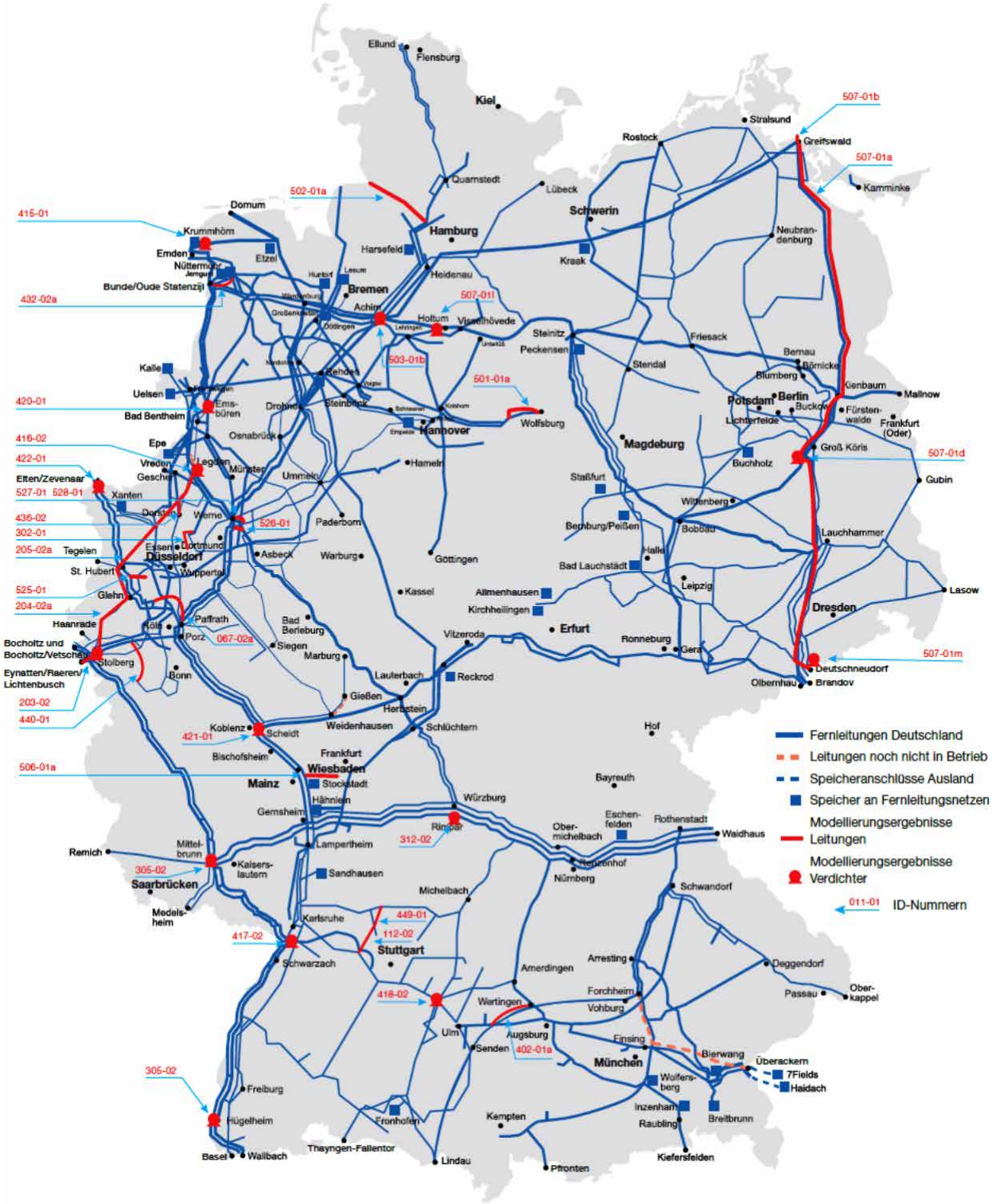


Abbildung 158: Ausbaumaßnahmen im Entwurf des NEP Gas 2018-2028 bis zum Jahr 2028 (Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber)

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.

Diese beinhaltet Regelungen für ein neues Verfahren zur marktbasierten Ermittlung des Bedarfs und Schaffung von zusätzlichen 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 Nachfrage nach zusätzlichen Kapazitäten an Grenzübergangspunkten festgestellt wird – eine strukturierte Planungs- und schließlich eine Buchungs- und Realisierungsphase.

a) Bedarfsanalyse

Das Verfahren zur Analyse der Marktnachfrage durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurde am 27. Juli 2017 beendet. Hierzu wurden die bis zum 1. Juni 2017 eigegangenen Nachfragen an allen Entry- bzw. Exit-Grenzen zu und innerhalb Deutschlands von den Fernleitungsnetzbetreibern ausgewertet. Im Ergebnis wurden Bedarfe an zusätzlicher Gaskapazität an vier Außengrenzen nach/von Deutschland (Russland, Polen, Österreich und Niederlande) und ein Bedarf an der innerdeutschen Marktraumgrenze Gaspool nach NCG angemeldet.

b) Planungsphase und Wirtschaftlichkeitstest

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 zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten durch, d.h. sie ermittelten, welcher Ausbau an Leitungen und Verdichtern notwendig ist, um die Bedarfe nach zusätzlicher Kapazität decken zu können. Das Incremental-Verfahren sieht überdies vor, dass jede Investitionsentscheidung, die nach der Analyse der marktseitigen Kapazitätsnachfrage getroffen wird, einer Wirtschaftlichkeitsprüfung durch die Fernleitungsnetzbetreiber und der Regulierungsbehörde unterzogen wird. Dies soll sicherstellen, dass die mit der Zurverfügungstellung von zusätzlichen Kapazitäten verbundenen Kosten (insb. Netzausbaukosten) zu einem angemessenen Anteil von denjenigen Netznutzern getragen werden, die durch ihre Nachfrage die Investitionsentscheidung bedingt haben.

Den Abschluss dieser zweiten Phase bildet die Erstellung der Projektvorschläge und die Festlegung der Parameter für den Wirtschaftlichkeitstest für die erwähnten Projekte für zusätzliche Kapazität, die von den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden zur abgestimmten Genehmigung vorgelegt werden. Die Vorlage der Projektvorschläge wird – je nach Projekt unterschiedlich – bis spätestens zum Herbst 2018 erwartet. Die anschließende und zwischen den angrenzenden Regulierungsbehörden abgestimmte Genehmigung sollte planmäßig spätestens bis zum April 2019 abgeschlossen sein.

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.

c) Buchungsphase und Markttest

Nach der erfolgten Genehmigung werden die neuen Gastransportkapazitäten den Marktteilnehmern zur verbindlichen Buchung zusammen mit gegebenenfalls vorhandenen Bestandskapazitäten angeboten.

Die Kapazitätszuweisung für zusätzliche Kapazitäten an Grenzübergangspunkten erfolgt in der Regel im Wege von Auktionsverfahren. Wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung bestanden wird – also ausreichend verbindliche Kapazitäten gebucht werden, um den vorgegebenen Anteil an Investitionskosten abzudecken – sind die Gastransportkapazitäten von den betroffenen FNB zu schaffen. Das Projekt wird dann im vom Markt bestätigten Umfang in den Netzentwicklungsplan aufgenommen.

Die 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 eine Realisierung des Projektes durchzuführen. Da der zusätzliche Bedarf jedoch weiterhin bestehen dürfte, werden die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber eine Optimierung bestimmter Bereiche des Projektes prüfen, um bei der nächsten Jahresauktion die Kapazität erneut in optimierter Form anbieten zu können.

Die Bundesnetzagentur begleitet diese Verfahren seit Anfang des Jahres 2017 aktiv. Die Bundesnetzagentur hat zur Erhöhung der Transparenz ein Kalkulationstool zur Wirtschaftlichkeitsprüfung nach Art 22 NC CAM entwickelt, welches Netznutzern und Fernleitungsnetzbetreibern auf der Internetseite der Bundesnetzagentur auf Deutsch und Englisch zum Download zur Verfügung steht.

Diese und weitere Unterlagen und links zu den laufenden und abgeschlossenen Verfahren nach Incremental Capacities finden Sie auf der Seite der Bundesnetzagentur.[135]

2. Investitionen

Als Investitionen im Sinne des Monitoring gelten die in 2017 aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der in 2017 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. 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 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.

---

[135] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/IncrementalCapacity/IncrementalCap_node.html

2.1 Investitionen und Aufwendungen Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2017 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 970 Mio. Euro (2016: 469,9 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 847,9 Mio. Euro (2016: 422,4 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung und 122,1 Mio. Euro (2015: 47,5) auf Erhalt/Erneuerung der Netzinfrastruktur. Von den Gesamtinvestitionen im Jahr 2017 waren 31 Prozent den Fernleitungsnetzen des Marktgebiets GASPOOL zuzurechnen, 69 Prozent denen des Marktgebiets NCG (2016: 22 Prozent GASPOOL, 78 Prozent NCG). Für das Jahr 2018 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 1,49 Mrd. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg in Höhe von 53 Prozent gegenüber 2017. Die vergleichsweise hohen Schwankungen sind durch die Investitionen in einzelne Großprojekte bedingt.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betrugen im Jahr 2017 über alle FNB 306,4 Mio. Euro (2015: 283,3 Mio. Euro). Hiervon entfielen 55 Prozent auf das Marktgebiet NCG und 45 Prozent auf das Marktgebiet GASPOOL (2016: 52 Prozent NCG, 48 Prozent GASPOOL). Somit ergibt sich über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 1,276 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 2018 abgebildet.

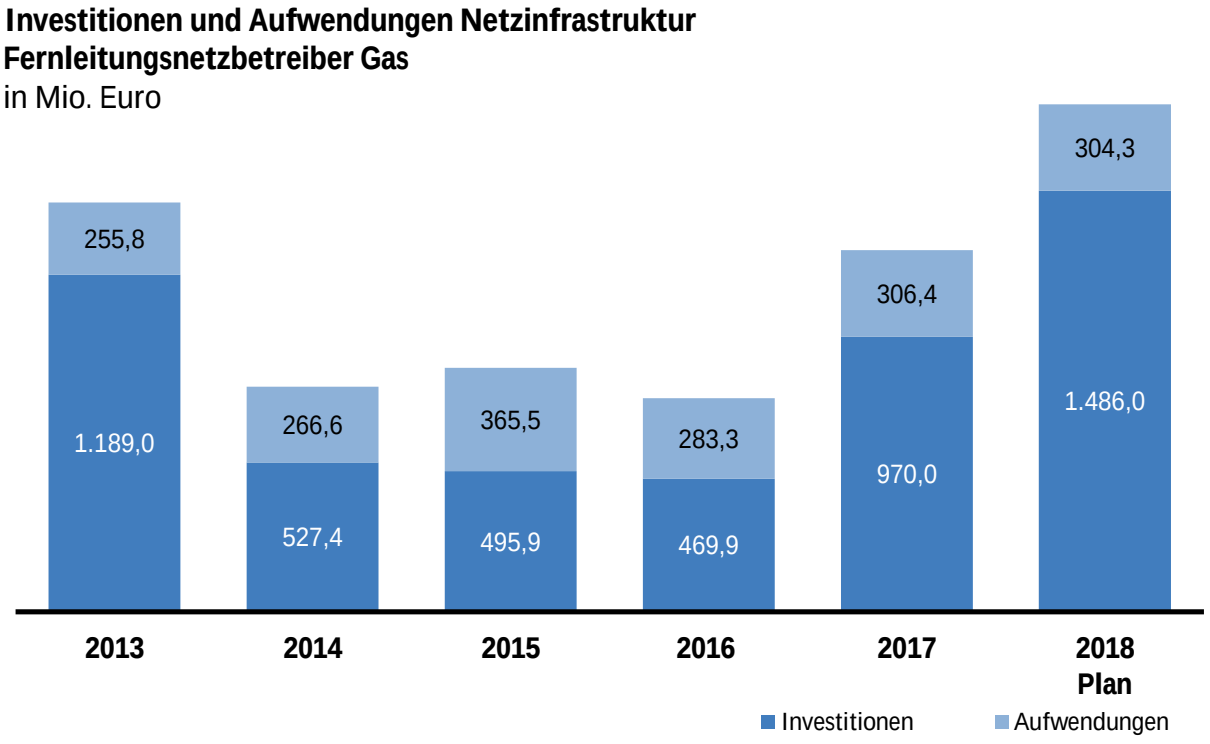


Abbildung 159: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

2.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilernetzbetreiber Gas

In der Datenerhebung zum Monitoring 2018 haben 633 VNB Gas für das Jahr 2017 ein gesamtes Investitionsvolumen von 1.031 Mio. Euro für Neubau, Ausbau und Erweiterung (623 Mio. Euro) sowie Erhalt und Erneuerung (408 Mio. Euro) der Netzinfrastruktur gemeldet. Für das Jahr 2018 wird mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 1.244 Mio. Euro gerechnet.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB Gas 1.084 Mio. Euro im Jahr 2017. Für das Jahr 2018 wird mit einem Volumen der Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung in Höhe von 1.074 Mio. Euro gerechnet.

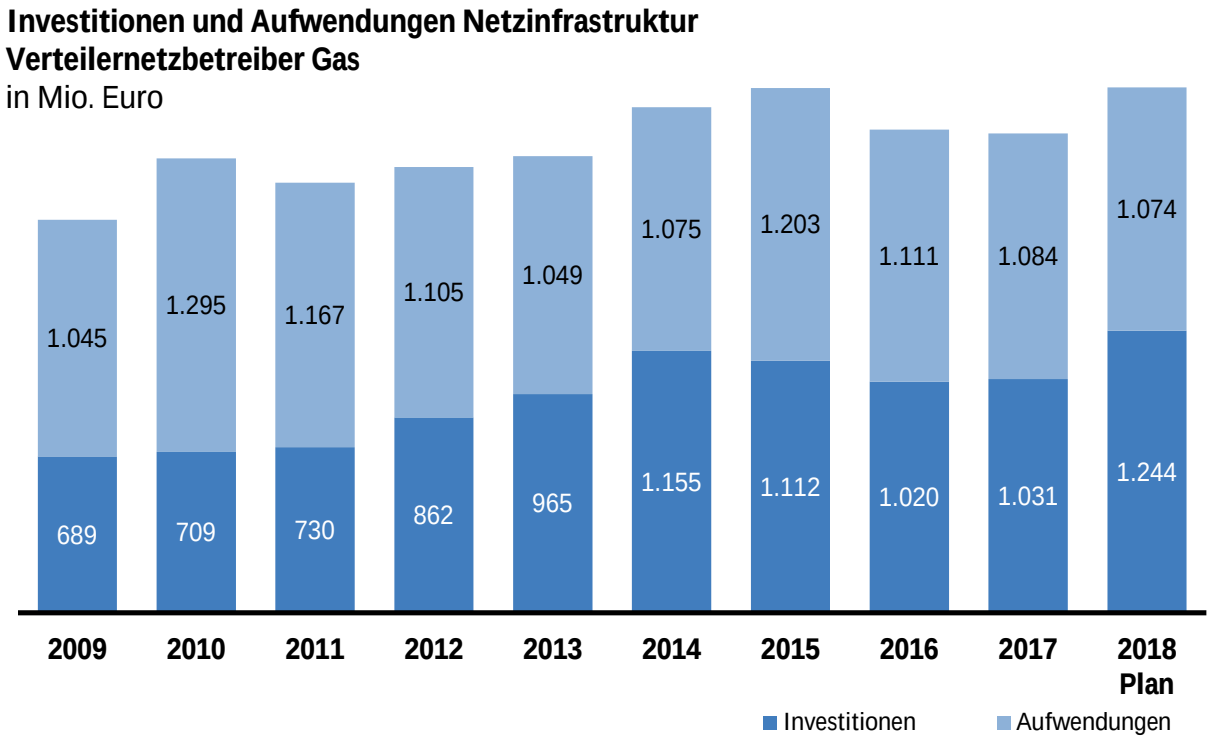


Abbildung 160: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte und anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten abhängig. 148 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen 100.001 und 250.000 Euro. Nur 43 VNB Gas tätigten Investitionen mit einem Volumen von mehr als 5 Mio. Euro.[136]

[136] Dieser Auswertung liegen Angaben von 633 VNB Gas zu Grunde.

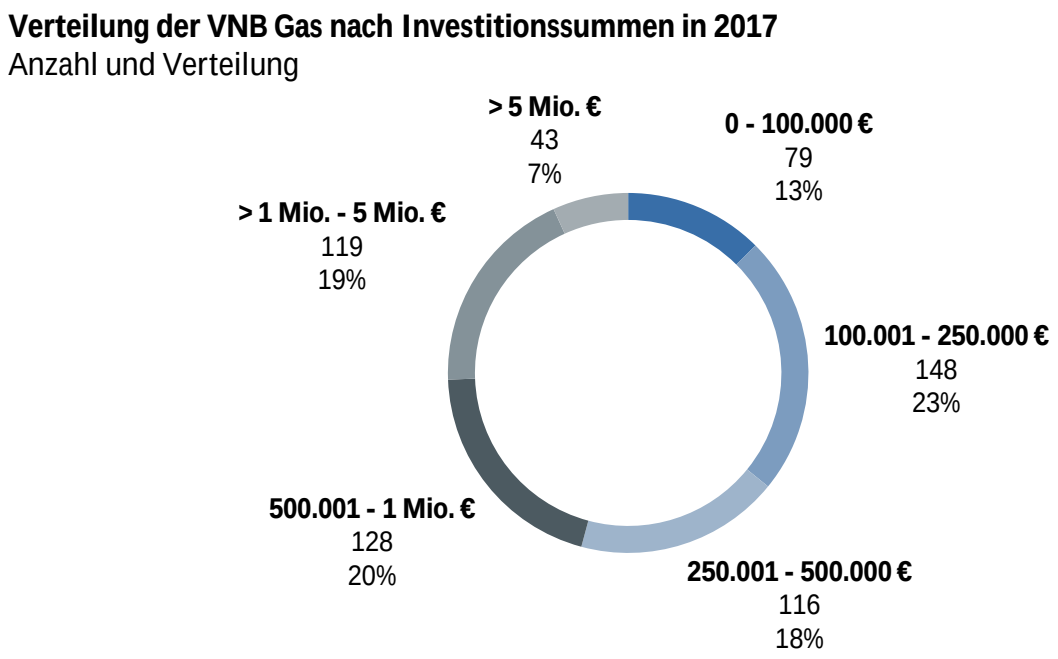


Abbildung 161: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2017

Für 157 der befragten VNB Gas bewegte sich die Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 250.000 Euro. Nur 52 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als 5 Mio. Euro auf.[137]

[137] Dieser Auswertung liegen Angaben von 616 VNB Gas zu Grunde.

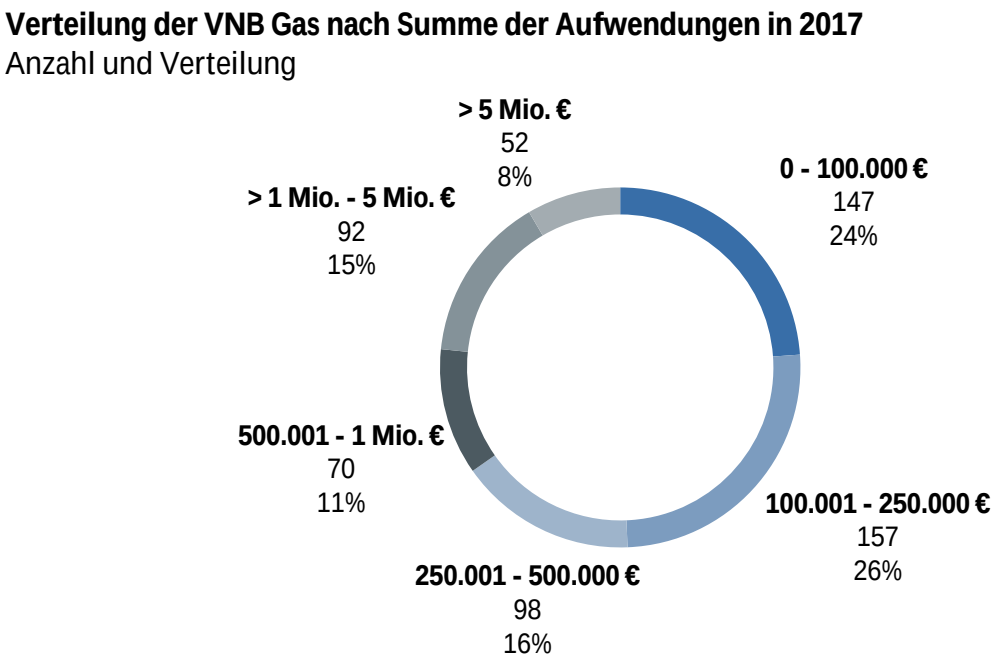


Abbildung 162: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2017

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.

Seit der Änderung des § 23 ARegV im Frühjahr 2012 ist für Investitionsmaßnahmen eine Genehmigung des Projekts dem Grunde nach vorgesehen. Nach erteilter Genehmigung kann der Netzbetreiber 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.

Zum 31. März 2018 sind 17 Neuanträge für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer von Gasfernleitungsnetzbetreibern mit einem Volumen in Höhe von ca.180 Mio. Euro gestellt worden. Während die Anzahl gegenüber dem Jahr 2017 gleich geblieben ist, hat sich das beantragte Volumen um ca. die Hälfte reduziert.

2.4 Kapitalkostenaufschlag nach § 10a Anreizregulierungsverordnung

Mit der Novelle der Anreizregulierung (ARegV 2016) entfiel zur dritten Regulierungsperiode das Instrument des Erweiterungsfaktors. Dieses Instrument wurde durch den Kapitalkostenabgleich ersetzt, den die Gasnetzbetreiber erstmals zum 30. Juni 2017 beantragen konnten. Hierbei wird den Netzbetreibern ein Aufschlag auf die Erlösobergrenze für Kapitalkosten gewährt. Die Kapitalkosten entstehen durch nach dem Basisjahr getätigte Investitionen. Diese müssen bereits erfolgt bzw. im Genehmigungsjahr zu erwarten sein. In 2017 wurden 153 Anträge auf Kapitalkostenaufschlag gestellt. Davon wurden 60 Anträge von Netzbetreibern in Bundeszuständigkeit und 93 Anträge von Netzbetreibern in Organleihe gestellt. Alle Anträge wurden

bereits beschieden. Hierbei wurden insgesamt auf Plankostenbasis knapp 172 Mio Euro genehmigt. In 2018 sind mit 153 gleich viele Anträge auf Kapitalkostenaufschlag gestellt worden.

3. Kapazitätsangebot und Vermarktung

3.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Wie in den Vorjahren wurden auch für das Jahr 2017 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 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 486 GWh/h. Gegenüber dem Vorjahreswert bedeutet dies einen leichten Anstieg von rund 6 GWh/h. Das Angebot der festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) macht mit einem Wert von 147,8 GWh/h rund 56,6 Prozent der gesamten im Marktgebiet GASPOOL angebotenen Einspeisekapazität aus. Demgegenüber steht das Angebot der FZK Produkte im Marktgebiet NetConnect Germany. Mit einem Wert von 93,3 GWh/h sank das Einspeiseangebot dieses Kapazitätsprodukts im Vergleich zum Jahr 2016 um etwas über 4 Prozent. Insgesamt macht die Summe der im Marktgebiet NetConnect Germany angebotenen Kapazitätsprodukte rund 46,3 Prozent der gesamten in Deutschland angebotenen Einspeisekapazität aus. Der restliche und damit mehrheitliche Anteil in Höhe von 53,7 Prozent entfällt auf das Marktgebiet GASPOOL.

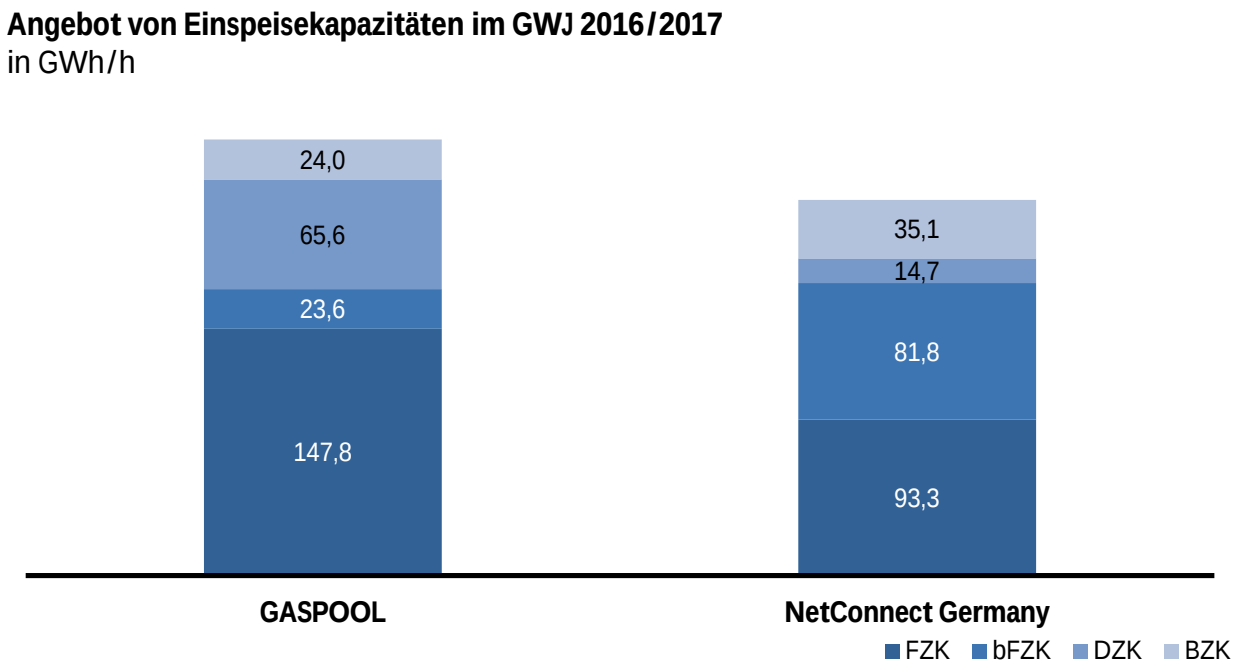


Abbildung 163: Angebot von Einspeisekapazitäten

Bei Betrachtung der Ausspeisekapazitäten lässt sich im Vergleich zum Vorjahr ein Anstieg des gesamten Angebots der Kapazitätsprodukte um 23,3 GWh/h auf 354 GWh/h verzeichnen. Hierbei ist zu beachten, dass nicht jeder FNB alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregierten beschriebenen Entwicklungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen FNB projizieren.

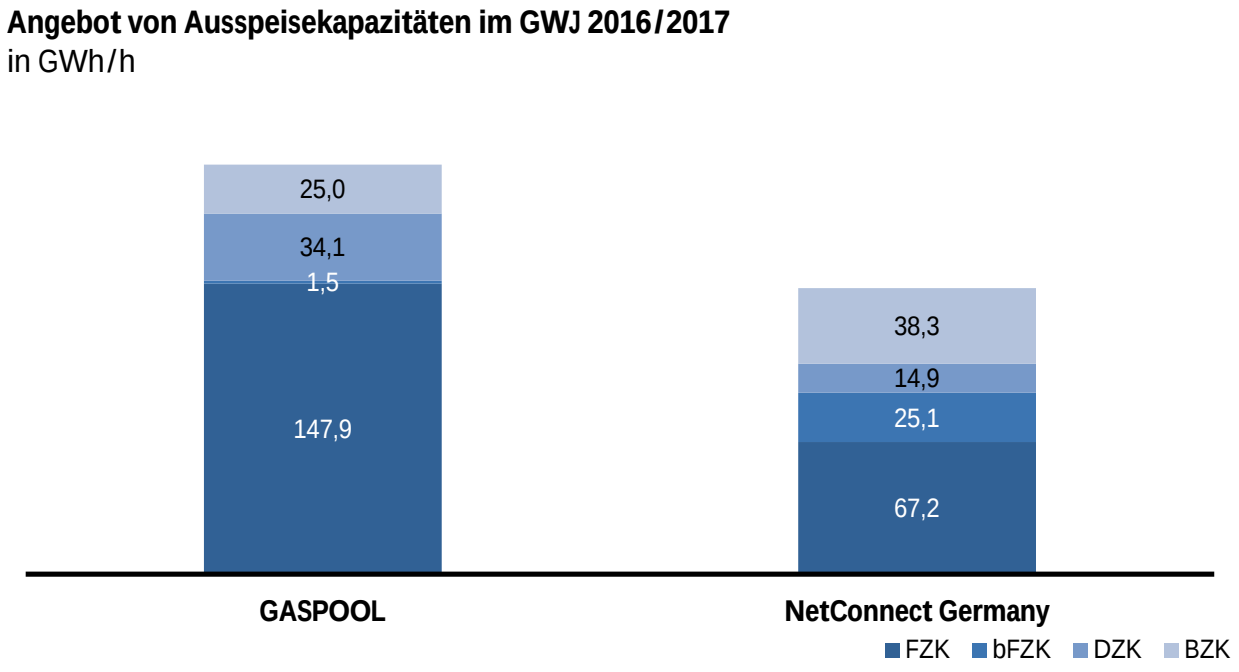


Abbildung 164: Angebot von Ausspeisekapazitäten

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 260,7 GWh/h im Kalenderjahr 2017 bei ca. 74 Prozent der hier betrachteten angebotenen buchbaren Kapazitäten im Gaswirtschaftsjahr 2016/17. 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 anzubieten. Erneut konnten durch dieses Instrument zusätzliche Kapazitäten angeboten werden. Im Kalenderjahr 2017 betrug das Angebot von Einspeisekapazitäten durch die Renominierungsbeschränkungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NCG 1,8 Mio. kWh/h, was einer Verminderung von 25 Prozent im Vergleich zum Kalenderjahr 2016 entspricht. Das Angebot entsprechender Ausspeisekapazitäten verminderte sich ebenfalls um 21,2 Prozent auf 2,6 Mio. kWh/h. Besonders bemerkenswert ist die Angebotsveränderung der aus der Renominierungsbeschränkung entstehenden Ein- und Ausspeisekapazitäten im Marktgebiet GASPOOL im Vergleich zum Vorjahr. Verglichen mit dem Kalenderjahr 2016, stieg das Angebot der Ein- und Ausspeisekapazitäten um über 300 Prozent auf 8,9 bzw. 11,1 Mio. kWh/h an.

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. Bei keiner oder einer zu geringen Nachfrage vermarkten die Fernleitungsnetzbetreiber die entsprechende 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.

Buchung der Einspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und Marktgebiet im GWJ 2016/2017 in GWh/h

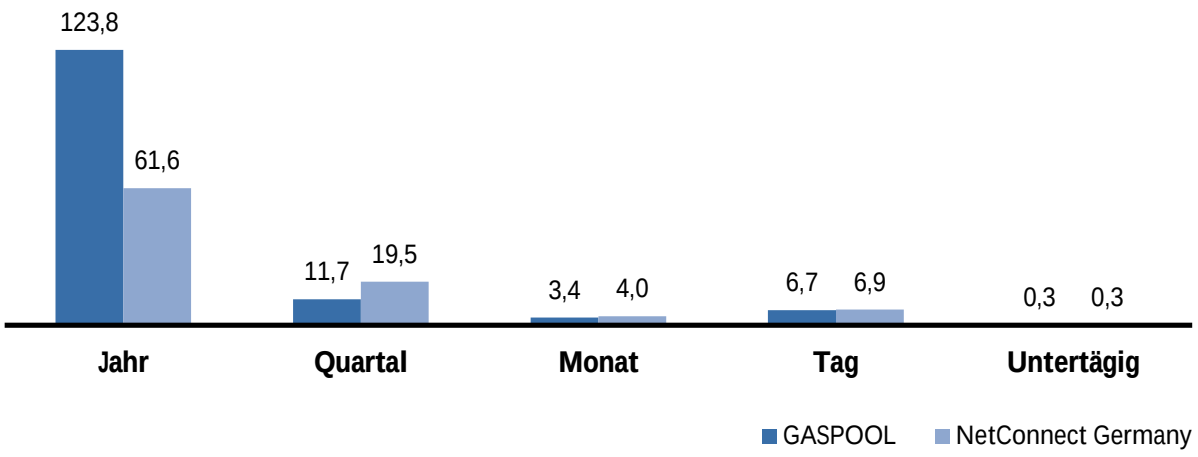


Abbildung 165: Buchung der Einspeisekapazität nach Kapazitätsprodukten

Die Visualisierung der Ein- und Ausspeisebuchungen verdeutlicht, dass für den Betrachtungszeitraum vornehmlich Kapazitätsprodukte mit längerfristigen Laufzeiten gebucht wurden. Mit insgesamt vermarkteten 205,5 GWh/h an Jahres- und 21,4 GWh/h an Quartalskapazität liegt das im Marktgebiet GASPOOL gebuchte Kapazitätsvolumen auf langfristiger Basis deutlich über den gebuchten langfristigen Kapazitäten im Marktgebiet NetConnect Germany. In diesem Marktgebiet wurden 109,4 GWh/h an Jahres- und 38,5 GWh/h an Quartalskapazitäten vermarktet. Trotz der zunehmenden Kurzfristigkeit bei der Kapazitätsbuchung, entfallen in beiden Marktgebieten bislang nur geringe Anteile der gebuchten Kapazität auf Monats-, Tages-, oder untertägiges Kapazitätsprodukte.

Buchung der Ausspeisekapazität nach Produktlaufzeiten und Marktgebiet im GWJ 2016/2017 in GWh/h

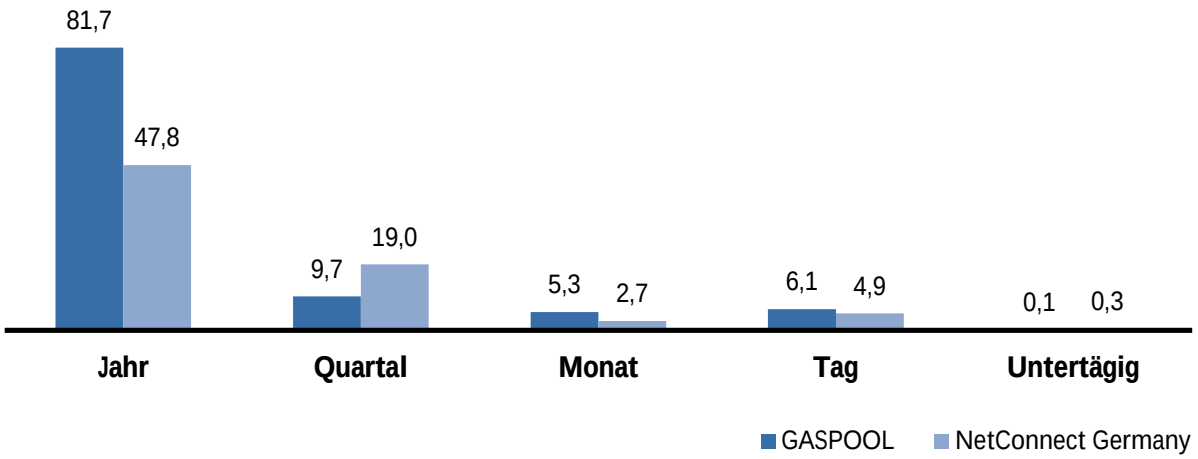


Abbildung 166: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Kapazitätsprodukten

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 2017 insgesamt

wesentlich mehr Einspeise- als Ausspeisekapazität gebucht wurde. Mit einem gesamten Volumen von 238,2 GWh/h überwiegt die Buchung von Einspeisekapazität die der Ausspeisekapazität, welche sich auf einen Wert von insgesamt 177,6 GWh/h beläuft. Sowohl bei der Buchung von Ein- als auch bei der Buchung von Ausspeisekapazitäten existiert eine Differenz zwischen der gesamten, im Marktgebiet GASPOOL gebuchten Kapazität und dem Buchungsvolumen im Marktgebiet NetConnect Germany. Hauptsächlich vermarkteten die Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebiets GASPOOL Einspeisekapazität in Form von Jahresprodukten mit einem Volumen von 123,8 GWh/h und Quartalsprodukten mit einem Volumen von 11,7 GWh/h. Auch im Marktgebiet NetConnect Germany wurden Einspeisekapazitäten vornehmlich als Jahres- und Quartalsprodukten mit einem Volumen von respektive 61,6 GWh/h und 19,5 GWh/h gebucht. Der Vermarktung von Kapazitäten mit Monats-, Tages-, und untertägigen Laufzeiten durch die beiden Marktgebiete kann, wie auch bei der Ausspeisung, ein geringerer Stellenwert beigemessen werden.

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 dann fristlos gekündigt werden, sobald der Transportkunde wiederholt gegen wesentliche vertragliche Bestimmungen trotz Abmahnung schwerwiegend verstößt. Auch der Transportkunde ist unter verschiedenen Voraussetzungen dazu berechtigt, den Vertrag zu kündigen. Hierbei sind die nach Kündigungsgründen unterschiedlich im Vertrag festgelegten Fristen und Kündigungsbedingungen von dem Transportkunden zu beachten.

Insgesamt wurden 126 langfristige Kapazitätsverträge in 2017 gekündigt. Damit sank die absolute Anzahl um 51 Kündigungen im Vergleich zum Vorjahr. Die Gründe für Kündigungen von Kapazitätszusagen sind vielschichtig und könnten in der Auflösung weiterer vertraglicher Engpässe und in der gesicherten kurzfristigen Kapazitätsbeschaffung begründet liegen. Grundsätzlich lässt sich bei der vorliegenden Thematik zwischen Kapazitätskündigungen nach Produktarten und nach Netzkopplungspunkten differenzieren.

Kapazitätskündigungen je Netzkopplungspunkt im GWJ 2016/2017
Anzahl

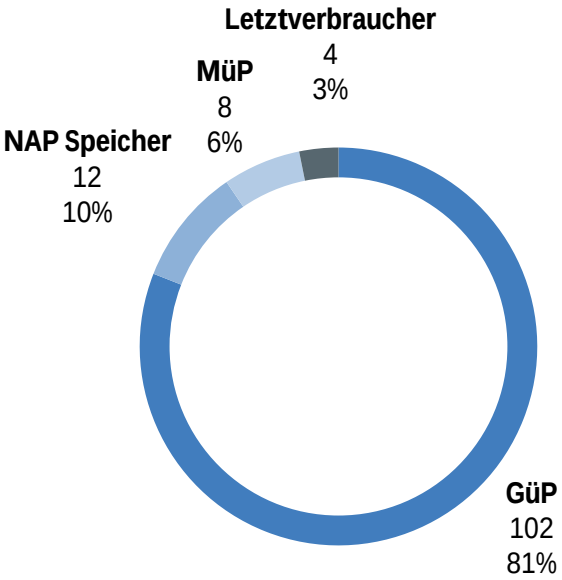


Abbildung 167: Kapazitätskündigungen nach Netzkopplungspunkten

Von den insgesamt 126 gekündigten Kapazitätsverträgen entfällt mit einem Wert von 102 die Mehrheit auf Kündigungen an Grenzübergangspunkten. Weitere 12 Kapazitätsverträge wurden an Netzanschlusspunkten zu Speichern gekündigt. Die verbleibenden 12 Kapazitätskündigungen wurden bei Marktgebietsübergangspunkten (8) und bei Letztverbrauchern (4) verzeichnet. Allgemein lässt sich eine starke Verteilungsveränderung im Vergleich zum Vorjahr beobachten. Dabei stieg insbesondere die Kündigung von Kapazitäten an Grenzübergangspunkten um fast 240 Prozent an. Machte die Kapazitätskündigung an Netzanschlusspunkten zu Speichern im Jahr 2016 noch die Mehrheit mit gut 77 Prozent am Gesamtwert aus, beschränkt sich diese Kategorie im aktuellen Berichtszeitraum auf lediglich ein Zehntel des aktuellen Gesamtwerts. Kapazitätskündigungen an Marktgebietsübergangspunkten und beim Letztverbraucher nehmen mit 6 Prozent beziehungsweise 3 Prozent einen eher marginalen Teil des Gesamtwerts ein.

Kapazitätskündigungen je Produktart im GWJ 2016/2017
Anzahl

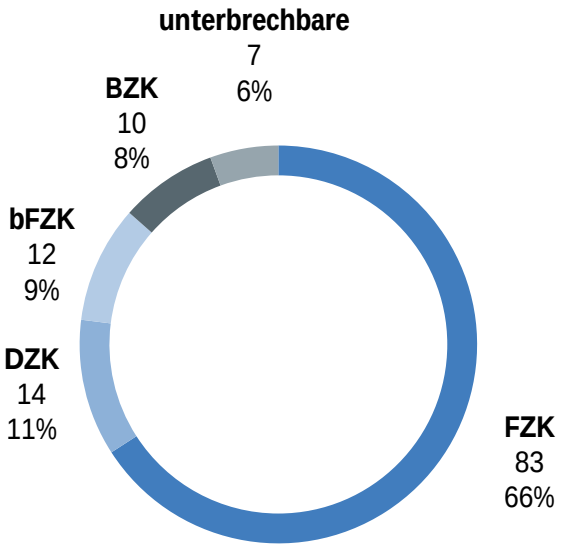


Abbildung 168: Kapazitätskündigungen nach Produktarten

Wird nach Produktarten differenziert, so fällt auf, dass in 2017 die Mehrheit der gekündigten Kapazitäten mit einem Wert von 83 auf FZK Produkte entfällt. Weitere 14 Kündigungen lassen sich bei den festen, dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) und 12 bei den bedingt festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (bFZK) verzeichnen. Den geringsten Anteil an der Gesamtzahl gekündigter Kapazitätsverträge machen feste, beschränkt zuordenbare Kapazitäten (BZK) (10) und unterbrechbare Produkte (7) aus. Der Vergleich zum Vorjahr zeigt, dass in 2017 neben den FZK, DZK und unterbrachbaren Produkten auch vertraglich vereinbarte bFZK und BZK Produkte gekündigt wurden.

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 zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten („BEATE“) definiert.

Elf Lieferanten bzw. Großhändler gaben an, dass ihre gebuchten unterbrechbaren Kapazitäten tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 unterbrochen wurden. Dies bedeutet einen Rückgang von zwei Lieferanten bzw. Großhändlern gegenüber dem Gaswirtschaftsjahr 2015/2016. Wie auch schon im Vorjahr gab es eine sehr unterschiedliche Verteilung der Unterbrechungsdauern und der Anzahl der Unterbrechungen über die Händler. Im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 steht dem Maximalwert der Unterbrechungsdauern von 2.571 Stunden und einer Anzahl von 124 Unterbrechungen einem Minimalwert der Unterbrechungsdauern von einer Stunde und lediglich einer Unterbrechung gegenüber. Die Händler wurden aufgrund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen anonymisiert.

Die Gesamtwerte des Gaswirtschaftsjahres 2016/2017 belaufen sich auf eine aggregierte Unterbrechungsdauer von 5.440 Stunden und einer aggregierten Anzahl von 327 Unterbrechungen. Damit erhöht sich die

Unterbrechungsdauer um über 17 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Auch die Anzahl der Unterbrechungen stieg um über 33 Prozent gegenüber dem Gaswirtschaftsjahr 2015/2016. Die gesamte Unterbrechungsdauer des Gaswirtschaftsjahres 2016/2017 ist die zweithöchste innerhalb der letzten sechs Gaswirtschaftsjahre (GWJ 2015/2016: 4.625 h; GWJ 2014/2015: 1.515 h; GWJ 2013/2014: 946 h; GWJ 2012/2013: 1.975 h; GWJ 2011/2012: 6.753 h).

Aggregierte Unterbrechungsdauer und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant im GWJ 2016/2017
Unterbrechungsdauer in h

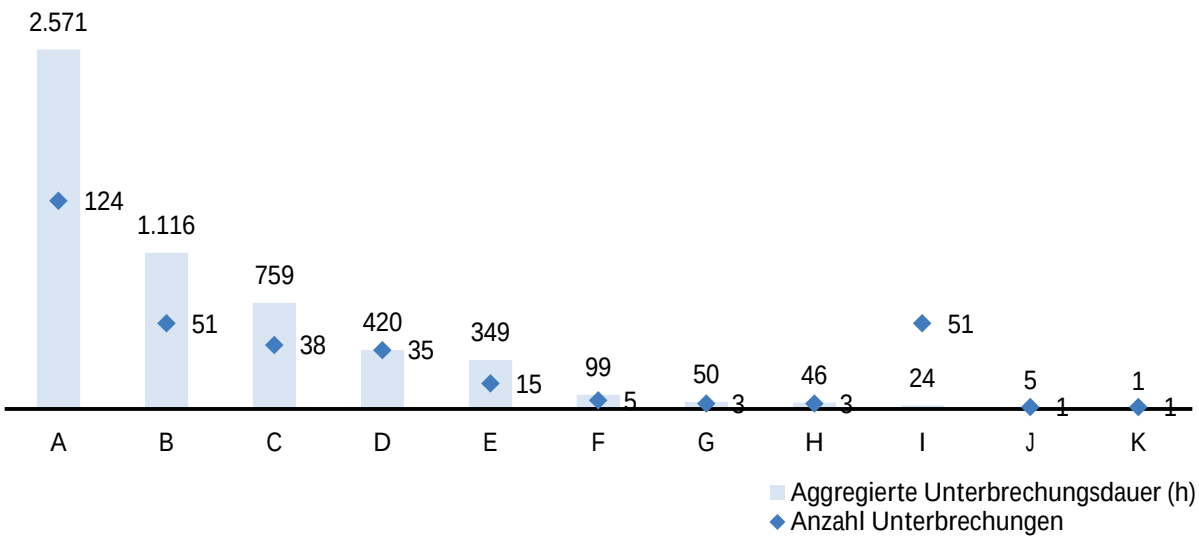


Abbildung 169: Aggregierte Unterbrechungsdauer in Stunden und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant in Fernleitungsnetzen

Neben den Transportkunden 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 2017 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte in das oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich (re-)nominierte Gasmenge von 3,95 Mrd. kWh (2016: 2,8 Mrd. kWh) nicht transportiert. Dabei bildet die unterbrechbare Kapazität mit 99,99 Prozent den größten Anteil, wohingegen die festen Kapazitäten, welche unterbrochen wurden, nur einen marginalen Teil an der Gesamtmenge ausmachen. Eine Verteilung der Unterbrechungen auf die verschiedenen Netzkopplungspunkte weist gegenüber dem Vorjahr keine signifikante Veränderung auf. Der größte Teil der Unterbrechungsmenge wurde mit 55,2 Prozent (2016: 54,3 Prozent) durch Unterbrechungen am Netzanschlusspunkt zu Speichern verursacht. Auf Grenzübergangspunkte fallen 44,6 Prozent (2016: 44,2 Prozent) der gesamten Unterbrechungsmenge zurück. Den geringsten Anteil mit 0,2 Prozent macht weiterhin die Unterbrechungsmenge bei marktgebietsübergreifenden Transporten aus.

Die Unterbrechungsmengen der festen Kapazitätsverträge (hierzu zählen FZK, bFZK, DZK und BZK) entfielen komplett auf die Netzkopplungspunktkategorien Grenzübergangspunkt.

Unterbrechungen im Kalenderjahr 2017
Unterbrechungsmenge in GWh

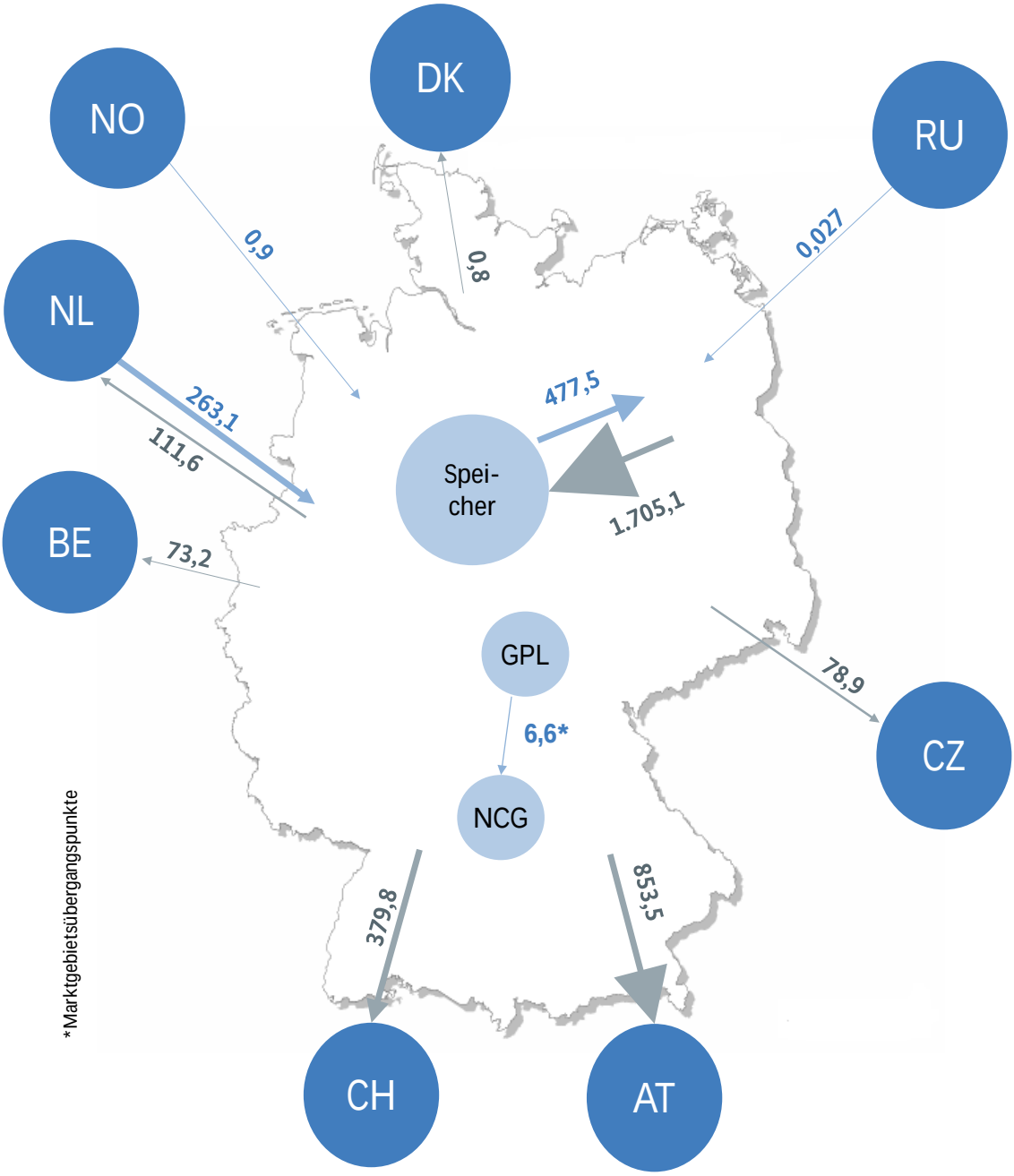


Abbildung 170: Unterbrechungsmengen nach Regionen

Die obige Grafik zeigt die geografische Verteilung der Unterbrechungsmengen an nominierungspflichtigen Ein- und Ausspeisepunkten. So wurde im Kalenderjahr 2017 eine von Deutschland in die Niederlande ausgespeiste Menge von 111,6 GWh und eine von den Niederlanden nach Deutschland eingespeiste Menge von 263,1 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 2017 nach den zwei Marktgebieten NetConnect Germany und GASPOOL differenziert.

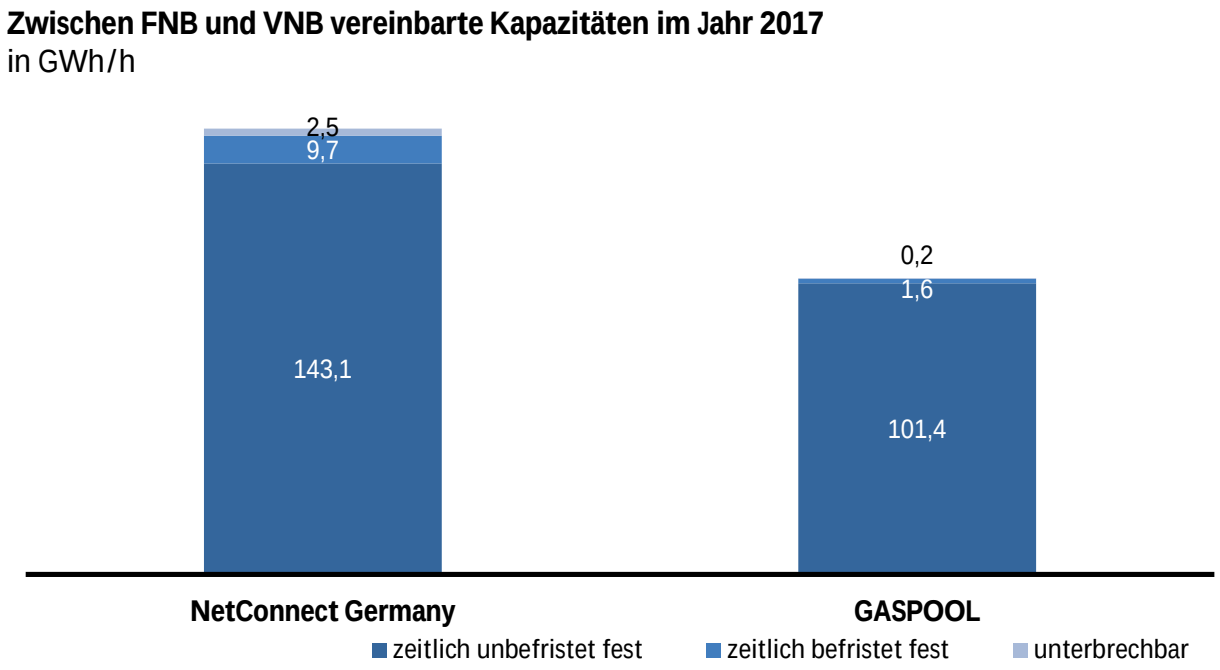


Abbildung 171: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten

Im Vergleich zum Vorjahr steigt der Wert der abgegebenen internen Bestellungen in beiden Marktgebieten von insgesamt 255,2 GWh/h auf 260,7 GWh/h im Kalenderjahr 2017 an. Von diesem Gesamtwert wurden interne Bestellungen mit einem Volumen von insgesamt 258,4GWh/h zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbart. Der Großteil dieser vereinbarten internen Bestellungen entfällt mit einem Wert von 155,3 GWh/h auf das Marktgebiet NetConnect Germany. Die restlichen internen Bestellungen mit einem Volumen von 103,1 GWh/h wurden im Marktgebiet GASPOOL vereinbart. Von der gesamten, in beiden Marktgebieten vereinbarten internen Bestellung entfallen rund 40 Prozent auf das Marktgebiet GASPOOL. Die verbleibenden 60 Prozent verteilen sich entsprechend auf die Fernleitungsnetzbetreiber des Marktgebiets NetConnect Germany. Damit gibt es keine nennenswerte Verteilungsänderung im Vergleich zum Vorjahr 2016.

4. Versorgungsstörungen Gas

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Gemäß § 52 EnWG sind alle Gasnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines Jahres alle Versorgungsunterbrechungen des Vorjahres zu melden. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen einen Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index). Diese Kenngröße bestimmt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Beim SAIDI-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Die Vollerhebung der Versorgungsunterbrechungen aller in der Bundesrepublik Deutschland existierenden und in der Energiedatenbank der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzen (724) hat folgendes Erhebungsergebnis für das Jahr 2017 ergeben:

SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2017

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	0,97 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,02 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,60 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber
druckstufenunabhängig	0,99 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 112: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2017

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitablauf ergibt sich folgende Reihe:

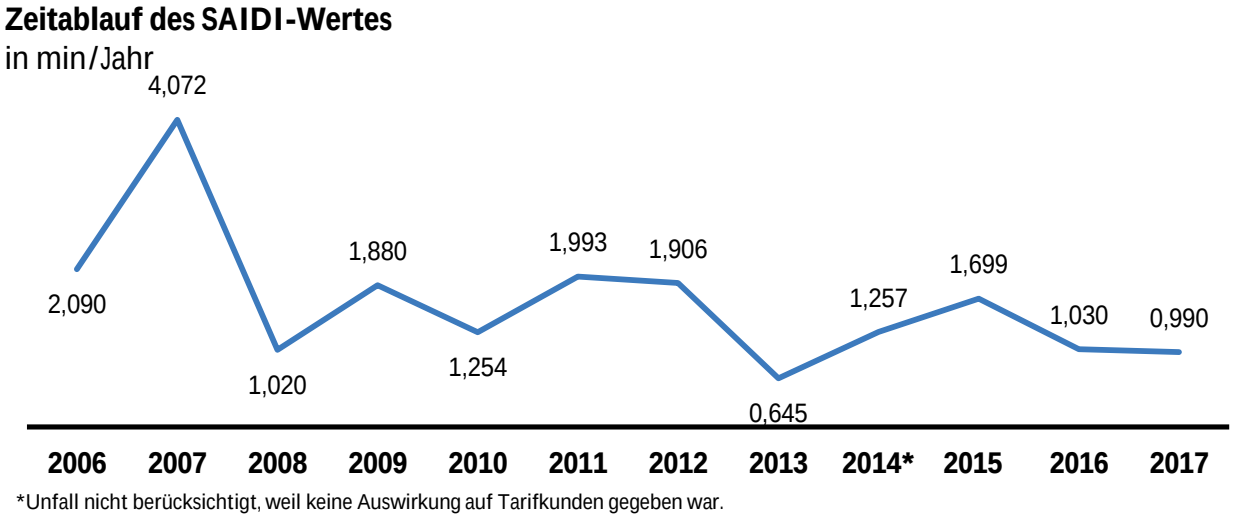


Abbildung 172: Zeitablauf des SAIDI-Wertes

Die Bundesnetzagentur untersucht jährlich die Dauer und das Ausmaß von Gasversorgungsunterbrechungen in Deutschland. Der Durchschnittswert, der mit dem englischen Kürzel SAIDI bezeichnet wird, gibt an, wie viele Minuten die Gasversorgung eines Letztverbrauchers innerhalb eines Jahres durchschnittlich unterbrochen war.

Seit dem Jahr 2006 lag dieser Wert im unteren einstelligen Bereich. Dies ist ein klares Zeichen dafür, dass die deutschen Gasnetze sehr zuverlässig sind.

5. Netzentgelte

Das Netzentgelt ist als **eine Gebühr** zu verstehen, die **jeder Netznutzer**, der Gas durch das Versorgungsnetz leitet, **an den Netzbetreiber** zahlen muss. Bei Haushaltskunden ist der jeweilige Gaslieferant der **Netznutzer**. Er sammelt die Netzentgelte von den Verbrauchern ein und leitet sie an den Netzbetreiber weiter.

Die Netzentgelte im Gasbereich unterliegen in den letzten Jahren kaum Schwankungen und betragen derzeit für Haushaltskunden im Durchschnitt etwa 1,49 ct/kWh, was einen Anteil von etwa 22 Prozent am Gasgesamtpreis ausmacht.

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 Ermittlung der Netzentgelte basiert auf einer in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) festgelegten und für alle Netzbetreiber verbindlichen Systematik. 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.

Grundsätzlich sieht der Abschnitt 3 der GasNEV im Rahmen der Kostenträgerrechnung zwei unterschiedliche Entgeltsysteme vor. Der systematische Regelfall sind Ein- und Ausspeise-Kapazitätsentgelte nach § 13 GasNEV. Diese ergeben sich aus dem Entry-Exit-Zugangsmodell. In Abweichung dazu sieht § 18 GasNEV für örtliche Verteilnetze ausspeiseseitig die Bildung von Arbeits- und Leistungspreisen bzw. Arbeits- und Grundpreisen vor. Einspeiseentgelte werden in diesem Fall nicht erhoben. Einige wenige regionale Verteilernetze verwenden das Entry-Exit Tarifsystem. Damit unterscheidet sich das Netzentgeltsystem für die Gasnetze deutlich von dem für die Stromnetze, das derzeit weder Einspeiseentgelte noch Kapazitätsentgelte kennt.

Die Ausspeiseentgelte von allen übrigen Verteilernetzbetreibern bestehen aus zwei Komponenten, einem Leistungs- und einem Arbeitspreis. Um diese zu bilden, wird sehr oft das sogenannte

Netzpartizipationsmodell verwendet. Dabei wird das Verteilnetz mit seinen zugehörigen Kosten in einen Ortstransportnetzanteil und einen Ortsverteilnetzanteil aufgeteilt. Über eine mathematische Funktion wird der Anteil, den ein Kunde mit gegebenem Verbrauch hat, am Ortsverteilnetz bestimmt. Kunden mit geringerem Verbrauch benötigen einen größeren Teil des Ortsverteilnetzes, Kunden mit größerem Verbrauch dagegen sind mit höherer Wahrscheinlichkeit an einer Ortstransportleistung 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 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 2018. 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 1,51 ct/kWh (2017: 1,50 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2018 und ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen. Bei den Gewerbekunden lag das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2018 bei 1,25 ct/kWh (2017: 1,25 ct/kWh) und damit unverändert zum Vorjahresniveau. Bei den Industriekunden stieg das arithmetische Mittel beim Netzentgelt inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb zum Stichtag 1. April 2018 auf 0,33 ct/kWh (2017: 0,28 ct/kWh) und war damit rund 18 Prozent höher als zum Stichtag 1. April 2017, wenn auch wie bislang auf einem niedrigen Niveau.

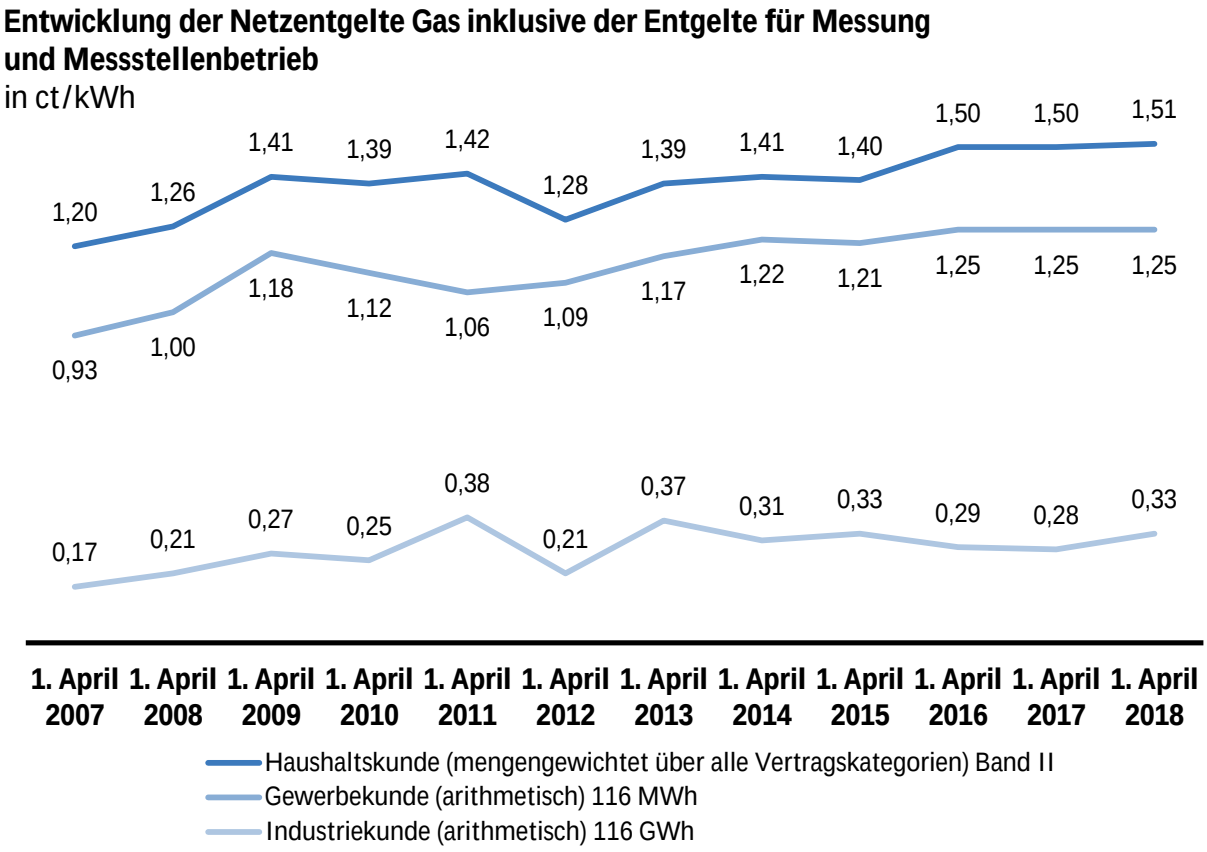


Abbildung 173: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

Gegenüber dem Jahr 2018 ist für die zugrunde gelegten Abnahmefälle im Bereich der Verteilernetzbetreiber für das Jahr 2019 im Mittel jeweils ein Anstieg im niedrigen einstelligen Prozentbereich zu erwarten. Die endgültigen Entgelte der Gasverteilernetzbetreiber werden erst zum 1. Januar 2019 veröffentlicht. Die verbindlichen Entgelte auf der Fernleiterebene wurden bereits am 30. Juni 2018 veröffentlicht. Von 2018 auf 2019 weist die überwiegende Anzahl der Fernleitungsnetzbetreiber Entgeltänderungen von unter ±10 Prozent aus.

5.3 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.[138] Für die Ermittlung des Netzentgeltniveaus im Bereich der Haushalts- und Gewerbekunden wurden 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 Anzahl der Zählpunkte gewichtet, um Aussagen über das durchschnittliche Netzentgeltniveau je Bundesland abzuleiten.

Für den Bereich der Haushaltskunden liegen deutschlandweit die niedrigsten Netzentgelte bei 0,64 ct/kWh, die höchsten Netzentgelte bei 3,62 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 1,58 ct/kWh liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,36 ct/kWh. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Haushaltskunden auf das Saarland und Sachsen-Anhalt, die niedrigsten auf Berlin und Hamburg.

[138] In den jeweiligen Kartendarstellungen wurden nur Regionen mit einem bestehenden Gasverteilnetz farblich hinterlegt. Regionen ohne ein bestehendes Gasverteilnetz erscheinen in den Kartendarstellungen dementsprechend in der Farbe Weiß.

Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2018
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	1,82	1,28	2,31	19
Sachsen-Anhalt	1,70	1,02	2,99	27
Baden-Württemberg	1,59	0,93	2,89	100
Mecklenburg-Vorpommern	1,58	0,97	2,55	18
Sachsen	1,57	0,93	2,39	37
Thüringen	1,56	1,05	2,21	29
Brandenburg	1,47	0,95	3,62	28
Nordrhein-Westfalen	1,46	0,67	3,09	122
Rheinland-Pfalz	1,41	0,84	2,28	35
Hessen	1,37	1,00	1,74	44
Schleswig-Holstein	1,30	0,93	2,45	40
Niedersachsen	1,29	0,64	3,52	61
Bremen	1,21	1,17	1,45	2
Bayern	1,21	0,84	3,11	105
Berlin	1,15	1,15	1,15	1
Hamburg	1,13	1,13	1,13	1

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

Tabelle 113: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018

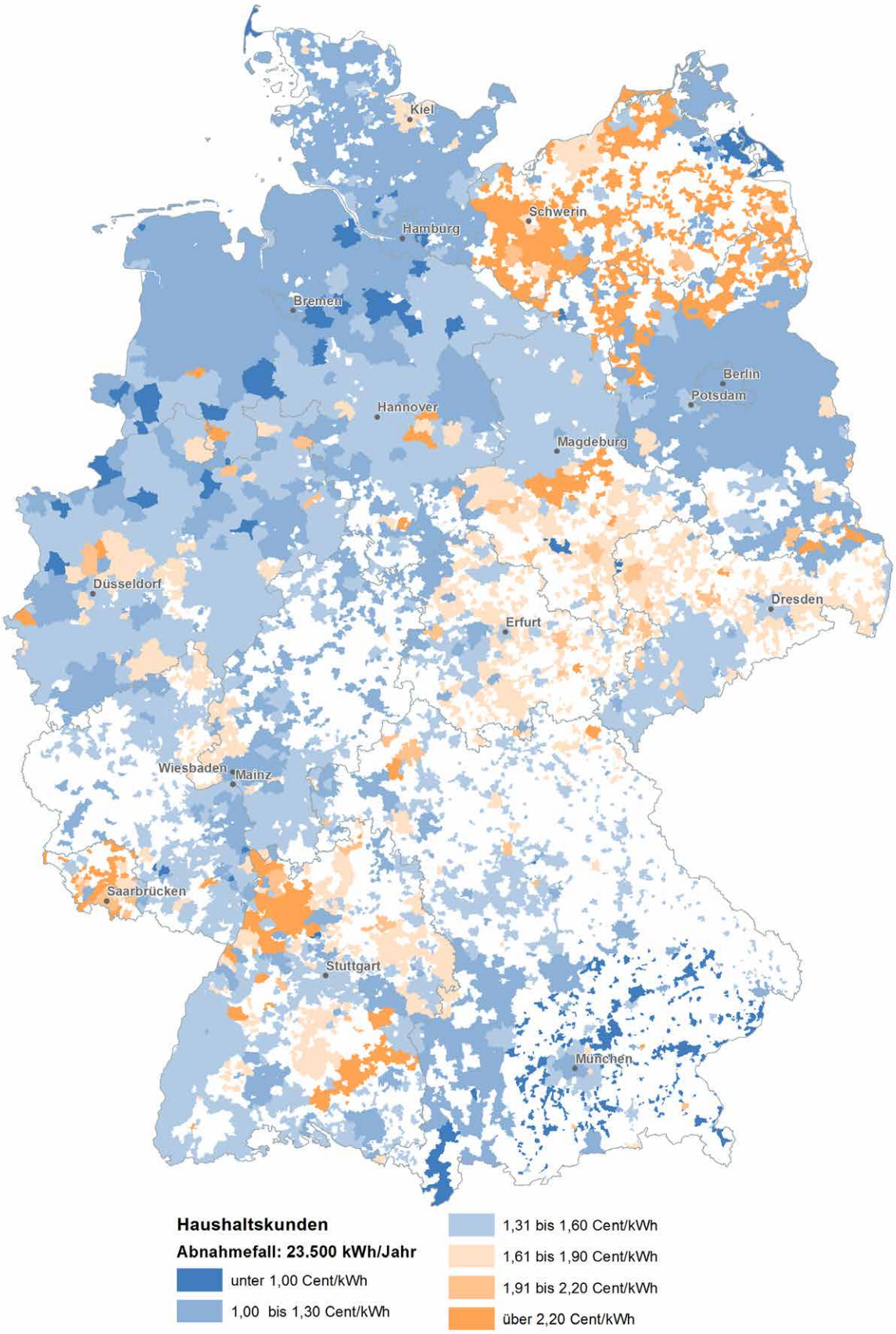


Abbildung 174: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden – Stand 1. Januar 2018

Die Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden ähnelt denen der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,37 ct/kWh und 3,51 ct/kWh. Bei der Verteilung der Netzentgelte besteht im Vergleich zu den Netzentgelten für Haushaltskunden ebenfalls ein Ost-West Gefälle. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Gewerbekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 1,34 ct/kWh liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 1,11 ct/kWh. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Gewerbekunden auf Sachsen-Anhalt und das Saarland, die niedrigsten auf Bremen und Hamburg.

Nettonetzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland für das Jahr 2018
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Sachsen-Anhalt	1,52	0,96	2,40	27
Saarland	1,42	0,95	2,09	19
Mecklenburg-Vorpommern	1,39	0,83	2,10	18
Sachsen	1,34	0,55	1,98	37
Baden-Württemberg	1,30	0,80	2,60	100
Brandenburg	1,25	0,79	3,51	28
Nordrhein-Westfalen	1,21	0,37	2,82	122
Thüringen	1,19	0,68	1,84	29
Bayern	1,16	0,68	2,62	105
Hessen	1,13	0,81	1,59	44
Rheinland-Pfalz	1,10	0,62	2,01	35
Schleswig-Holstein	1,07	0,75	2,03	40
Berlin	0,98	0,98	0,98	1
Niedersachsen	0,98	0,48	1,67	61
Hamburg	0,95	0,95	0,95	1
Bremen	0,92	0,87	1,04	2

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

Tabelle 114: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018

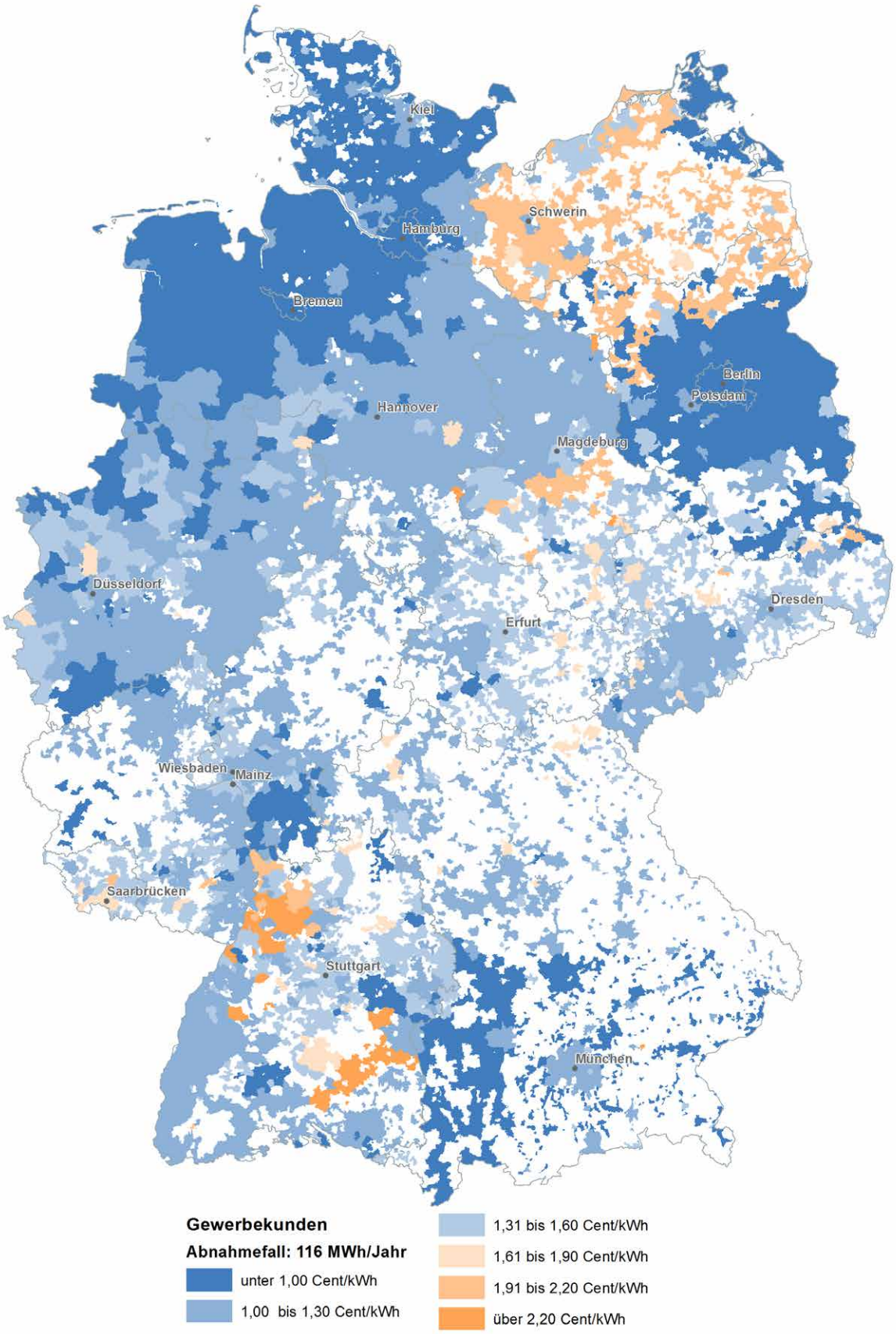


Abbildung 175: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018

Für die Ermittlung der Durchschnittsentgelte im Bereich der Industriekunden wurden nur Gasnetze berücksichtigt, die mindestens einen Netzkunden mit einer Abnahmegröße von 116 GWh aufweisen. Somit sind in die Analyse der Netzentgelte der Industriekunden Angaben von 132 Netzbetreibern eingeflossen. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Netzentgelte bewegt sich deutschlandweit zwischen 0,11 ct/kWh und 0,99 ct/kWh. Während der Durchschnittswert der Netzentgelte für Industriekunden in den neuen Bundesländern (ohne Berlin) bei 0,35 ct/kWh liegt, liegt dieser Wert in den alten Bundesländern (inkl. Berlin) bei 0,30 ct/kWh. Bei einer Durchschnittsbetrachtung nach Bundesländern entfallen die höchsten Netzentgelte im Bereich der Industriekunden auf das Saarland und Sachsen-Anhalt, die niedrigsten auf Hamburg und Bremen.

Nettonetzentgelte für Industriekunden in Deutschland für das Jahr 2018
in ct/kWh

Bundesland	Gewichteter Mittelwert*	Minimum	Maximum	Anzahl berücksichtigter Verteilernetze
Saarland	0,50	0,40	0,87	4
Sachsen-Anhalt	0,39	0,21	0,99	9
Thüringen	0,39	0,19	0,54	7
Niedersachsen	0,38	0,23	0,48	8
Sachsen	0,34	0,11	0,41	7
Mecklenburg-Vorpommern	0,32	0,31	0,33	2
Rheinland-Pfalz	0,31	0,24	0,73	7
Brandenburg	0,31	0,28	0,47	3
Baden-Württemberg	0,30	0,19	0,46	20
Nordrhein-Westfalen	0,30	0,17	0,54	22
Berlin	0,30	0,30	0,30	1
Hessen	0,29	0,16	0,37	14
Bayern	0,28	0,12	0,53	20
Schleswig-Holstein	0,28	0,24	0,36	5
Hamburg	0,21	0,21	0,21	1
Bremen	0,18	0,16	0,24	2

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

Tabelle 115: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018

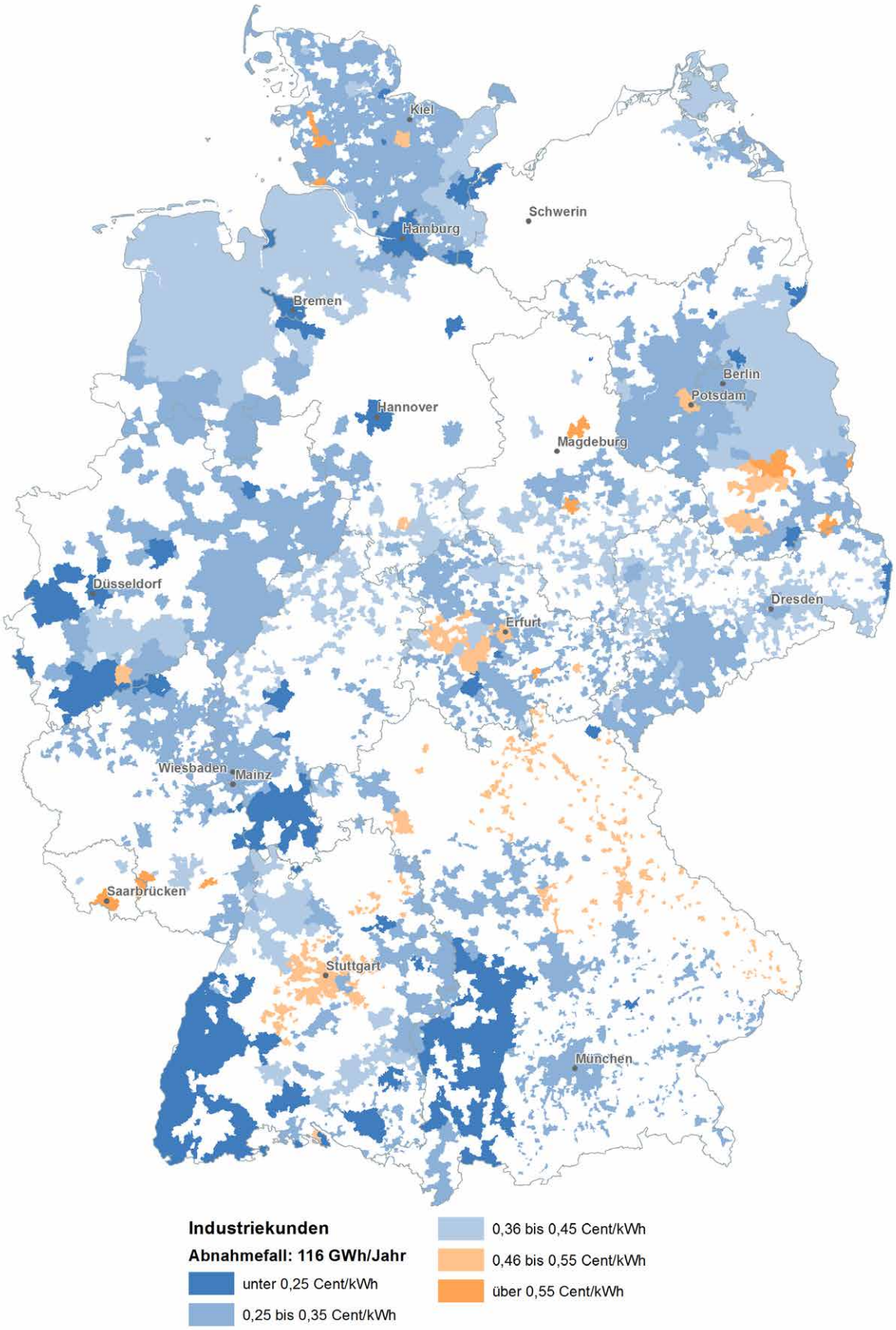


Abbildung 176: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018

Die Ursachen für die regional unterschiedlichen Netzentgelte sind vielschichtig. Hauptfaktoren sind eine verminderte Auslastung und das jeweilige durchschnittliche Alter der Netze. Während der Modernisierung nach der Wiedervereinigung wurden die Netze in den neuen Bundesländern aus heutiger Sicht häufig zu groß dimensioniert. Diese Netze sind nun teilweise nicht genügend ausgelastet, dennoch fallen die Netzkosten entsprechend der Dimensionierung an. Ein weiterer Kostentreiber ist die Besiedlungsdichte: In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf wenige Netznutzer verteilt werden. In dicht besiedelten Gebieten ist es hingegen umgekehrt. Des Weiteren wirkt sich auch die jeweilige Altersstruktur der Netze auf die Entgelte aus. Jüngere Netze führen aufgrund der höheren Restwerte zu spezifisch höheren Kapitalkosten und damit zu höheren Entgelten. Bei älteren Netzen fallen aufgrund der schon fortgeschrittenen Abschreibung niedrigere Restwerte und damit niedrigere Kapitalkosten an. In der Folge ergeben sich dann auch niedrigere Entgelte. Allerdings ergibt sich aus dem Umstand, dass mit fortschreitendem Alter der Netze höhere Wartungs- und Instandsetzungskosten anfallen, ein korrigierender Ausgleichseffekt auf die Entgelte.

5.4 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung

Im Rahmen der Novellierung der Anreizregulierungsverordnung stellen die Netzbetreiber gemäß § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1a i.V.m. § 5 Abs. 3 und 4 ARegV Anträge auf Anpassung der Erlösobergrenzen für die dritte Regulierungsperiode. Die Netzbetreiber beantragen hierbei einen Regulierungskontosaldo, der sich aus den verzinsten Mehr- oder Mindererlösen der entsprechenden Kalenderjahre ergibt. Der Antrag der Netzbetreiber sieht des Weiteren vor, dass dieser verzinste Regulierungskontosaldo annuitätisch über die drei dem Jahr der Ermittlung folgenden Kalenderjahre durch Zu- bzw. Abschläge auf die Erlösobergrenze verteilt wird. Die Beschlusskammer prüft die vom Netzbetreiber beantragten Regulierungskontosalden sowie die sich daraus ermittelten Anpassungsbeträge auf die Erlösobergrenzen und bescheidet diese.

Gemäß der Übergangsregelung in § 34 Abs. 4 ARegV konnten die Netzbetreiber erstmals zum 30. Juni 2017 Anträge auf Anpassung der Erlösobergrenze stellen. Diese Anträge betreffen die Differenzen der noch offenen Kalenderjahre (2012 bis 2016) und den sich daraus zum 31. Dezember 2016 ergebenden Regulierungskontosaldo. Abweichend von § 5 Abs. 3 Satz 1 ARegV wird der ermittelte Saldo annuitätisch bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode und somit über 5 Jahre verteilt.

Momentan werden die Beschlussentwürfe hierzu angehört. Eine zeitnahe Bescheidung wird angestrebt.

5.5 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2-5 Anreizregulierungsverordnung

Gemäß § 26 ARegV legt die Regulierungsbehörde bei einem teilweisen Übergang eines Ernergieversorgungsnetzes auf einen anderen Netzbetreiber fest, welcher Anteil der Erlösobergrenze zwischen den beteiligten Netzbetreibern übertragen wird. Dies setzt einen übereinstimmenden Antrag der beiden beteiligten Netzbetreiber voraus.

Erfolgt innerhalb von sechs Monaten nach Aufnahme des Netzbetriebs kein übereinstimmender Antrag, so legt die Regulierungsbehörde den Anteil der Erlösobergrenze von Amts wegen fest (§26 ARegV Abs. 3-5). Der Anteil der Erlösobergrenze berechnet sich aus den Kapitalkosten des übergehenden Netzteils nach Absatz 4 zuzüglich eines Pauschalbetrages für die übrigen Kosten des übergehenden Netzteils. Wenn die beteiligten Netzbetreiber einen übereinstimmenden Antrag stellen, erfolgt eine erneute Festlegung des übergehenden Erlösobergrenzenanteils gemäß § 26 Abs. 6 ARegV. Momentan befinden sich mehrere „strittige“ Netzübergänge im Anhörungsverfahren und werden in Kürze beschieden.

Im letzten Jahr wurden 16 Anträge auf Teilnetzübergänge gestellt. Diese konnten bereits größtenteils beschieden werden. Im letzten Jahr wurden zusammen mit den Anträgen aus früheren Jahren insgesamt 30 Anträge auf Netzübergänge beschieden.

5.6 Kostenprüfung nach § 6 und Effizienzvergleiche für VNB und FNB nach §§ 12 ff., § 22 Anreizregulierungsverordnung

Am 1. Januar 2018 hat die dritte Regulierungsperiode Gas für die VNB und die FNB begonnen, die bis zum Jahr 2022 andauern wird. Hierfür ermittelte die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 zunächst das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen Gas für die dritte Regulierungsperiode durch eine Kostenprüfung gemäß den Vorschriften der GasNEV.

Es befinden sich 81 Netzbetreiber im regulären und 90 Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Im Rahmen der Kostenprüfung wurden die betriebsnotwendigen Kosten der Gasnetzbetreiber ermittelt. Im Verlauf des Jahres 2017 stellte die Bundesnetzagentur das Ausgangsniveau für die Erlösobergrenzen der Gasnetzbetreiber im Rahmen der regulären Verfahren sowie der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren fest.

Für die Netzbetreiber im regulären Verfahren – sowohl diejenigen in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als auch diejenigen in Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden – wurden anschließend Effizienzvergleiche durchgeführt. Diese wurden getrennt für die VNB und die FNB durchgeführt. Im Rahmen der Effizienzvergleiche wurden die vielschichtigen und komplexen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber und der dafür jeweils benötigte Mitteleinsatz gegenübergestellt. Dabei wurde die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber durch verschiedene Strukturparameter abgebildet. Damit sollte die Frage beantwortet werden, wer die gleiche Versorgungsaufgabe mit den geringsten Kosten erfüllt.

Für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren wurde auf Basis der Effizienzwerte der zweiten Regulierungsperiode ein pauschaler Effizienzwert von 93,46 Prozent ermittelt.

Die Festlegungen der Erlösobergrenzen der Verteilernetzbetreiber im regulären Verfahren sind bislang nicht erfolgt. Aufgrund dreier Entscheidungen des Bundesgerichtshofs vom 12. Juni 2018 (EnVR 43/16, EnVR 53/16 und EnVR 54/17), deren Entscheidungsgründe seit dem 16. Juli 2018 vorliegen, ist eine Neubewertung der Vorgehensweise beim Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode erforderlich. Die Bundesnetzagentur bewertet zurzeit – unterstützt durch das Gutachterkonsortium für den Effizienzvergleich – die erforderlichen Anpassungen. Im Zuge der Neubewertung werden darüber hinaus von Gasverteilernetzbetreibern eingeräumte Fehlmeldungen von Strukturparametern sowie Anpassungen der Aufwandsparameter aufgrund der Entscheidungen des BGH im Verfahren EnVR 23/16 zu Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten berücksichtigt. Auch hieraus können sich gegebenenfalls Änderungen bei der Kostentreiberanalyse und der Auswahl der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich und schließlich auch Änderungen der Effizienzwerte ergeben.

Die Festlegungen der Erlösobergrenzen der Fernleitungsnetzbetreiber sowie der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sind bereits weitestgehend erfolgt.

5.7 Netzkodex zu Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR)

Die Bundesnetzagentur hat mit der Umsetzung der am 6. April 2017 in Kraft getretenen Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen begonnen.

In Deutschland wird diese Verordnung über mehrere Festlegungen (INKA, REGENT, MARGIT, BEATE 2.0 und AMELIE) umgesetzt und löst damit in weiten Teilen die bisherigen, nationalen Vorgaben zur Entgeltbildung ab. Während INKA im Wesentlichen die Aufgabenaufteilung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur abgrenzt und der Datenerhebung dient, regeln die anderen Festlegungen verschiedene Aspekte der marktgebietsweiten Entgeltbildung, beginnend mit den Grundprinzipien der Entgeltbildung (REGENT) über Rabattierungs- und Aufschlagsregelungen (MARGIT und BEATE 2.0) bis hin zu den daraus resultierenden Ausgleichszahlungen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (AMELIE).

Um Branchenvertreter und die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber frühzeitig einbeziehen zu können, hat die Beschlusskammer zu mehreren Umsetzungsworkshops eingeladen und erste Entwürfe der Festlegungen vorab konsultiert. Die Beschlusskammer wird im weiteren Verlauf der Verfahren die eingegangenen Stellungnahmen auswerten, veröffentlichen und die finalen Konsultationen starten. Es ist beabsichtigt, die Verfahren im 1. Quartal 2019 abzuschließen.

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 1-4 (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).

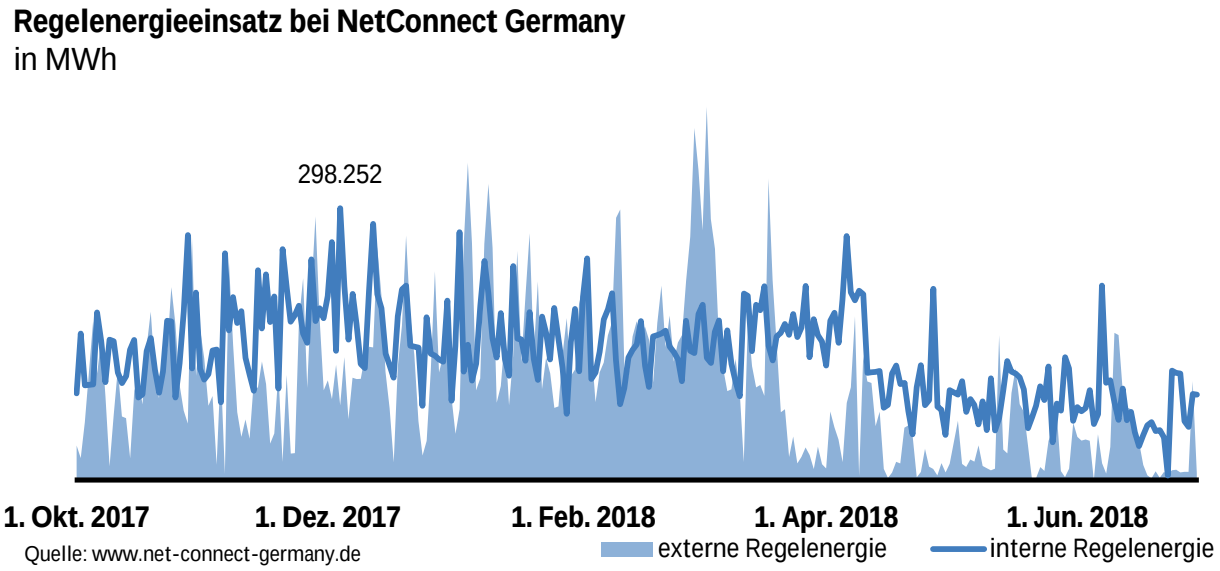


Abbildung 177: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2017 bei NetConnect Germany, Stand Juli 2018

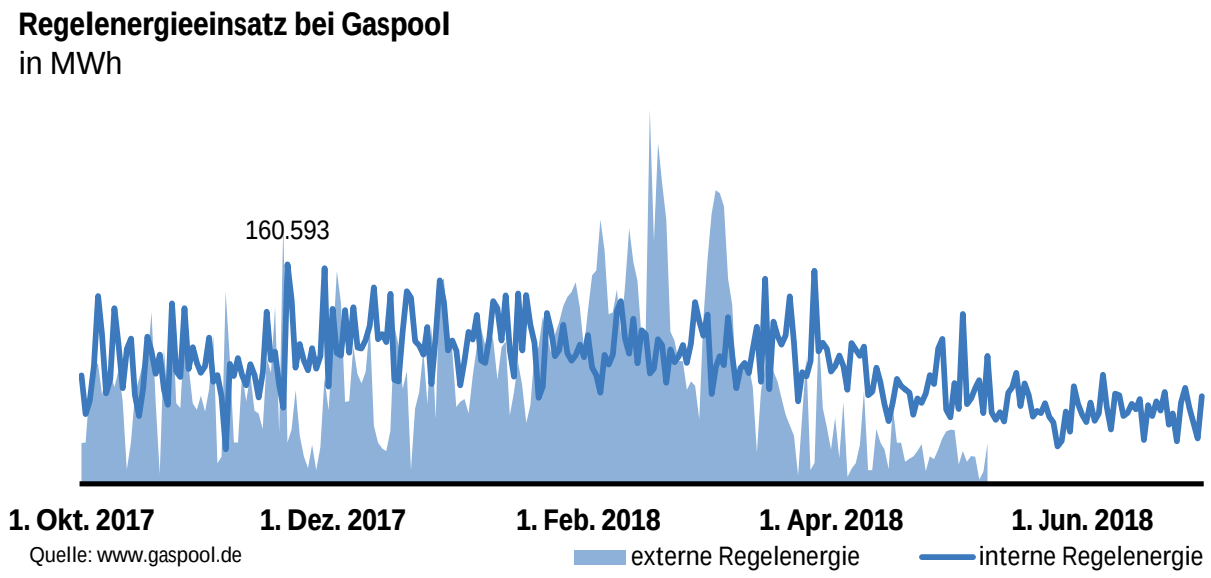


Abbildung 178: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2017 bei Gaspool, Stand Juli 2018

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. Insbesondere im Marktgebiet NetConnect Germany ist jedoch auch der Anteil der globalen qualitätsunabhängigen Regelenergie (MOL 1) im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegen.

Das Regelenergieprodukt MOL 3 wurde im Betrachtungszeitraum weder bei Gaspool noch bei NetConnect Germany gekauft und mit Geltungszeitraum ab 1. Januar 2018 die Beschaffung eingestellt. MOL 4 Produkte wurden nur zwischen dem Beginn des GWJ 2017/2018 am 1. Oktober und dem 3. Oktober 2017 beschafft.

Die Beschaffungspreise für externe Regelenergie sind durch die überwiegende börsliche Beschaffung im Niveau der allgemeinen Marktpreise einzuordnen. Eine besondere Marktsituation ergab sich in den Tagen vom 27. Februar bis zum 2. März 2018. Die durch eine europaweite Kältewelle in Verbindung mit einigen infrastrukturbedingten Liefereinschränkungen hervorgerufenen extremen Preisspitzen spiegelten sich in beiden Marktgebieten auch in den Beschaffungspreisen für Regelenergie wider. Diese lagen in einzelnen Abrufen bei über 100 Euro/MWh und somit bei einem Vielfachen der im üblichen Marktgeschehen erzielten Preise.

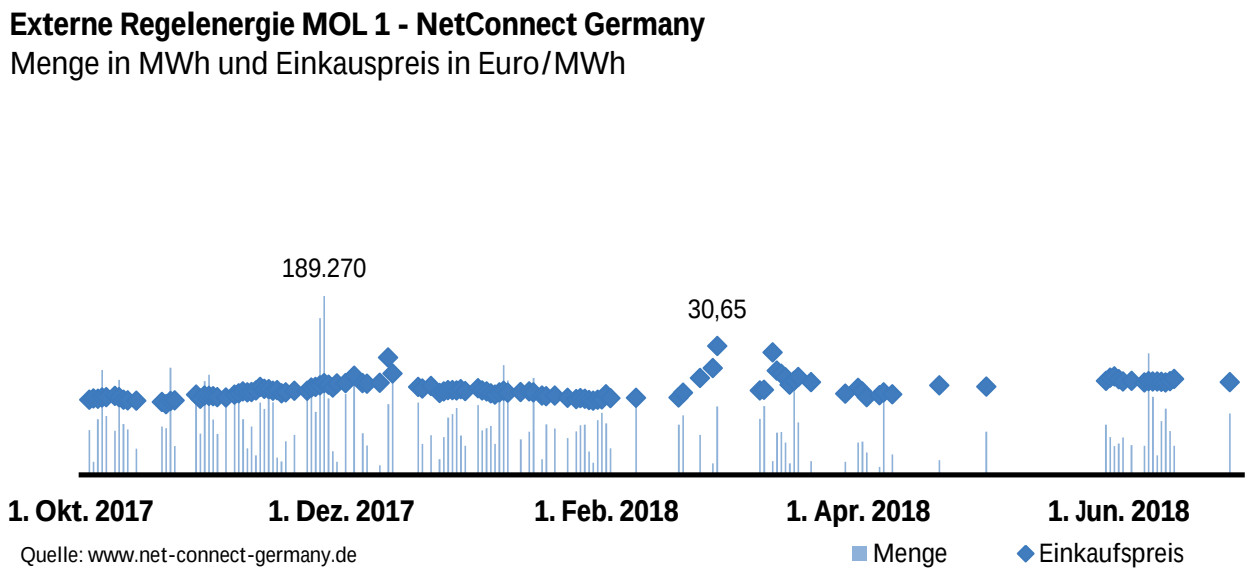


Abbildung 179: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2018

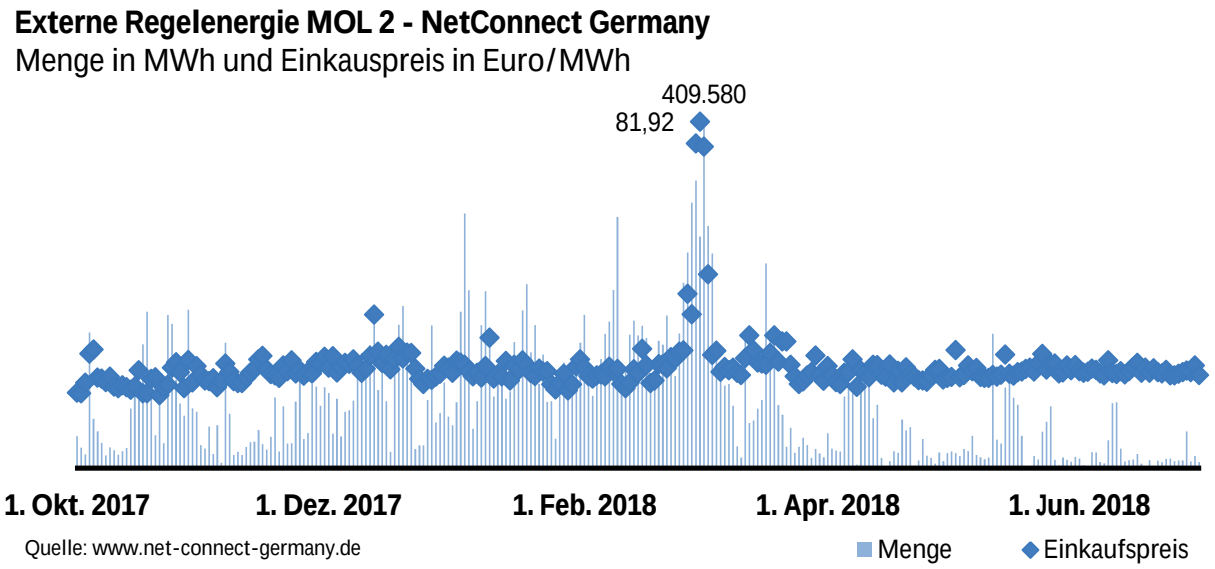


Abbildung 180: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2018

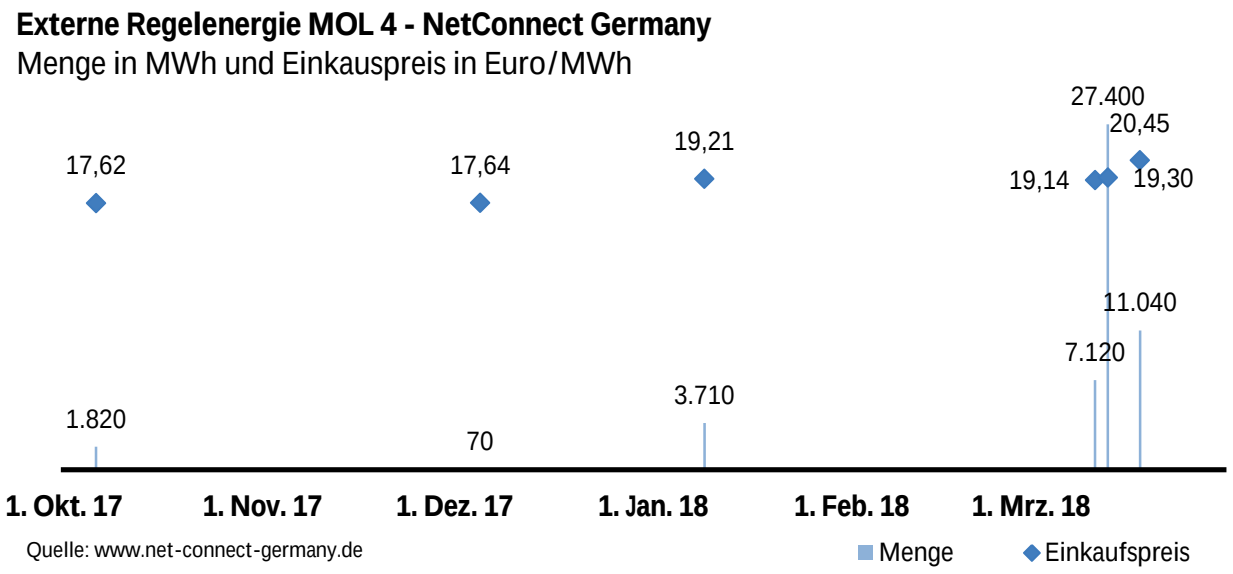


Abbildung 181: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2018

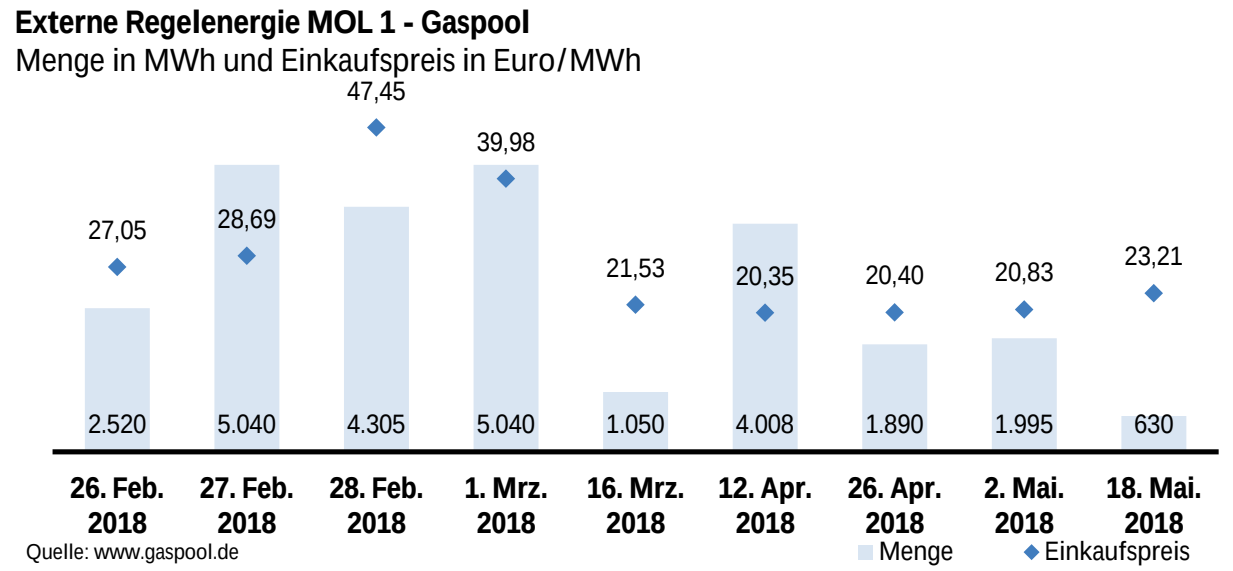


Abbildung 182: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 1 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juli 2018

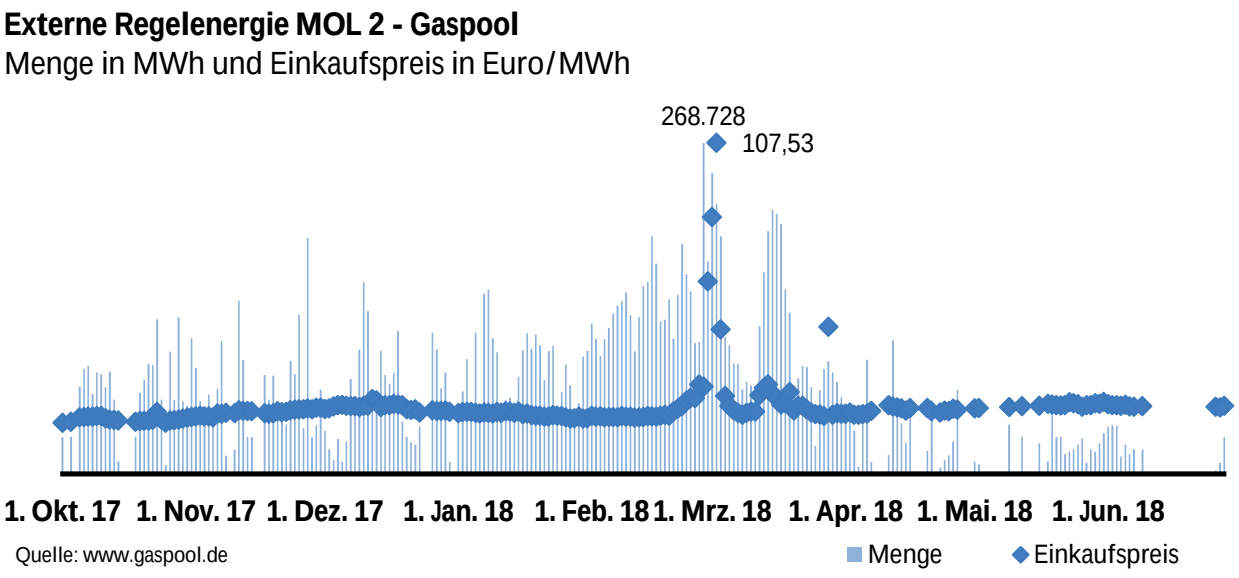


Abbildung 183: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 2 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juli 2018

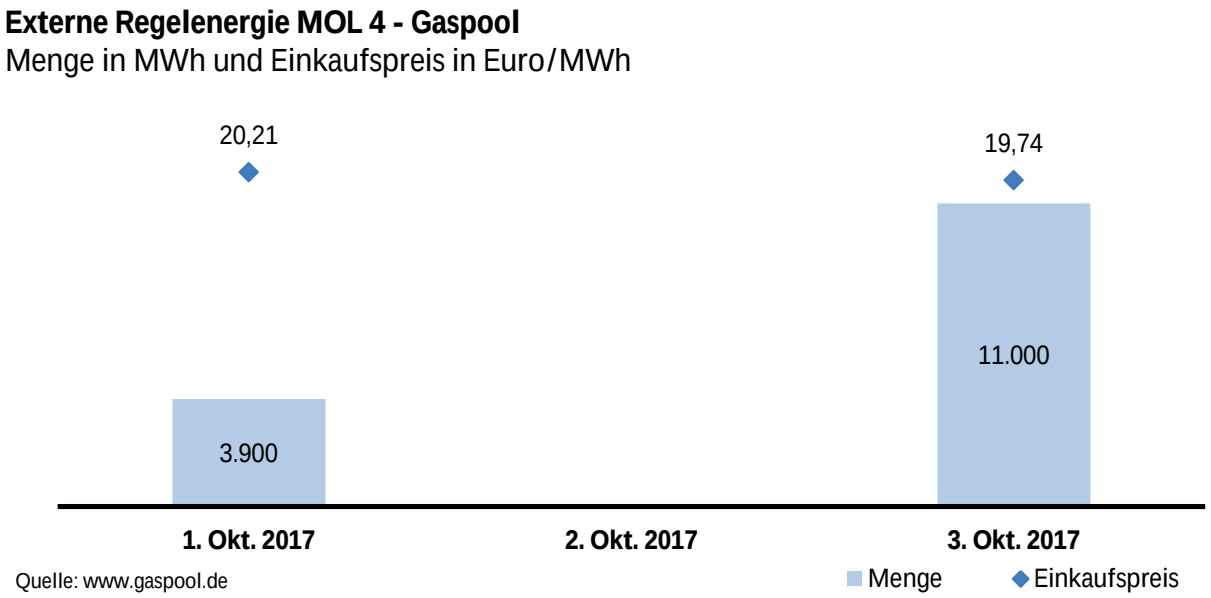


Abbildung 184: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 4 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juli 2018

1.2 Ausgleichsenergie

Unter Ausgleichsenergie versteht man die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines Bilanzkreises am Ende der Bilanzierungsperiode. Sie entsteht durch Abweichungen der tatsächlich verbrauchten Gasmenge von der prognostizierten Verbrauchsmenge. Auf diese Menge wird für Unterdeckungen ein positiver und für Überdeckungen ein negativer Ausgleichsenergiepreis (pAE und nAE) berechnet, der dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt wird.

Mit Einführung der GaBi Gas 2.0 zum 1. Oktober 2015 hat sich die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise grundlegend geändert. Im Gegensatz zum bisherigen Berechnungsmodell, nach dem die Ausgleichsenergiepreise über einen Preiskorb verschiedener Börsen gebildet wurde, werden nun die Regelenergiepreise (MOL 1 und MOL 2 exklusive lokale 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 nach der neuen Berechnungsmethode seit dem 1. Oktober 2015 dargestellt.

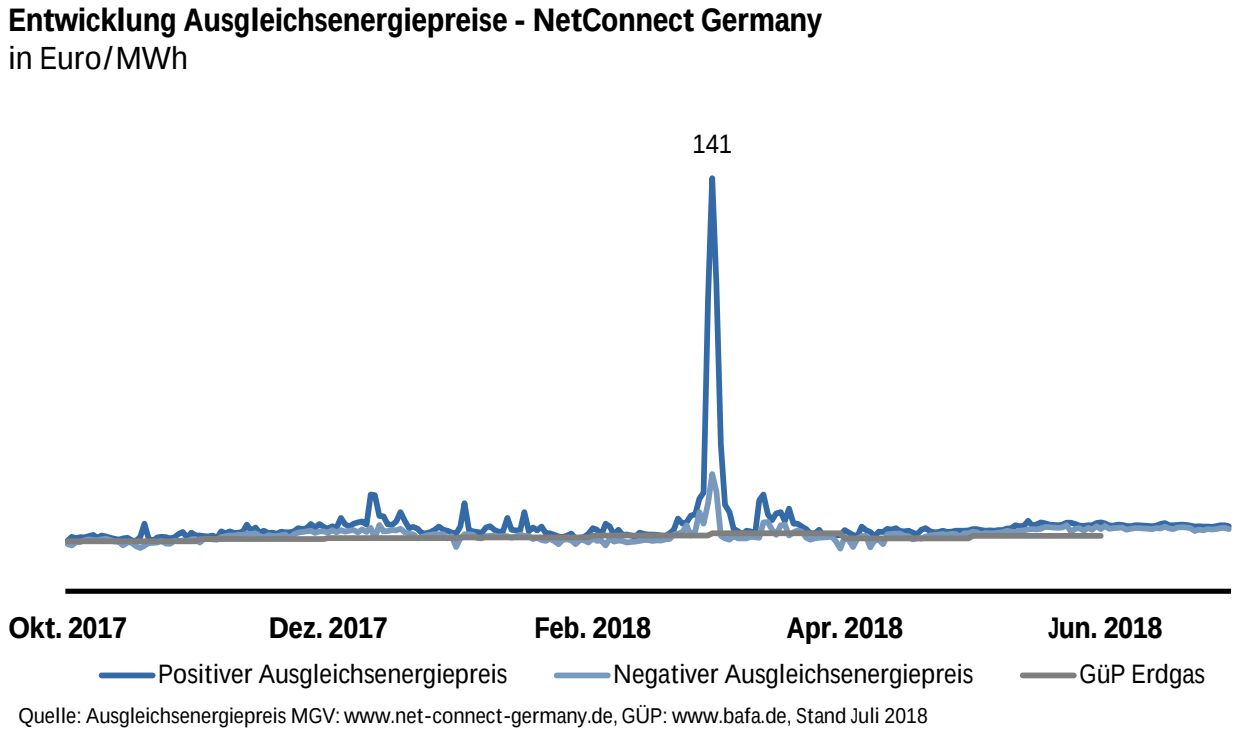


Abbildung 185: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab1. Oktober 2017, Stand Juli 2018

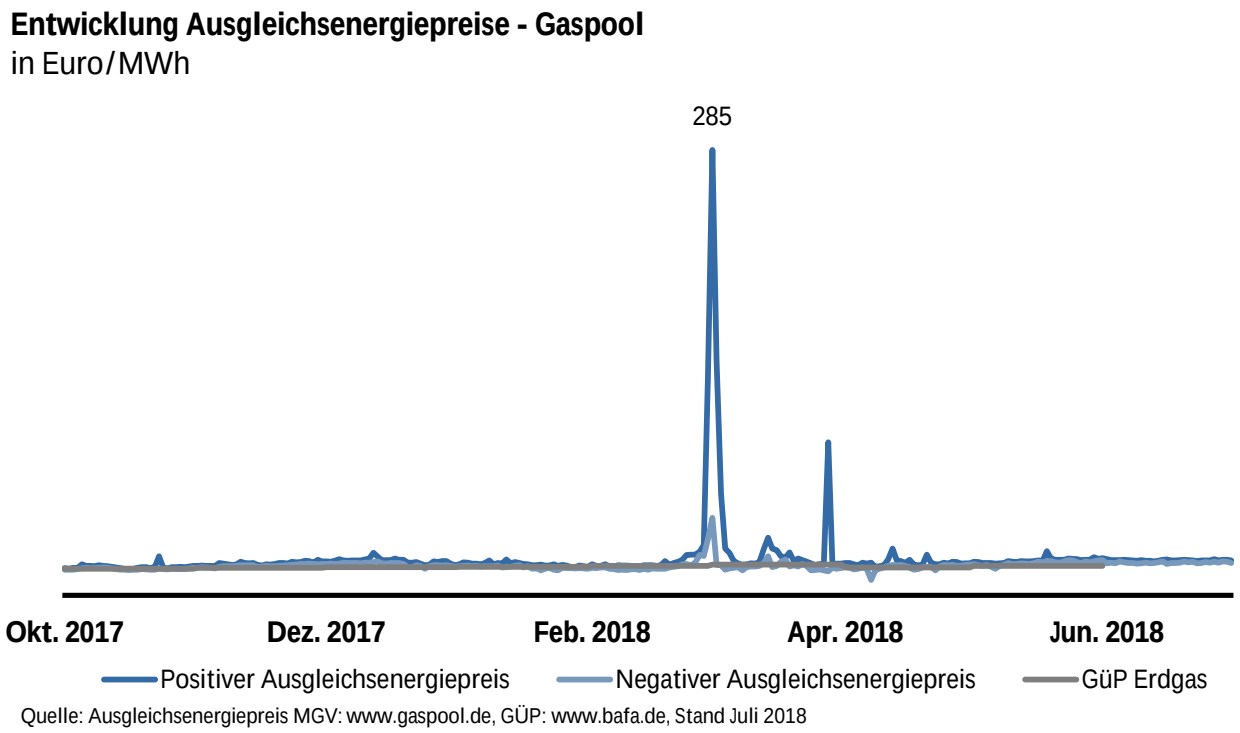


Abbildung 186: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Gaspool ab 1. Oktober 2017, Stand Juli 2018

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 für sein Umlagekonto. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage, früher Regel- und Ausgleichsenergieumlage (RE- und AE-Umlage) genannt.

Unter anderem die zunehmende Beschaffung von Regelenergie über die Börse sowie ein gut funktionierendes Bilanzierungssystem haben dazu beigetragen, dass beide MGV die RE- und AE-Umlage zwischenzeitlich für mehrere Perioden auf 0 Euro/MWh absenken konnten.

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 2017 wird im Markgebiet NCG keine Bilanzierungsumlage für SLP und RLM erhoben. Für den gleichen Geltungszeitraum wird im Marktgebiet Gaspool eine Bilanzierungsumlage von 0,20 Euro/MWh für SLP und von 0,08 Euro/MWh für RLM erhoben.

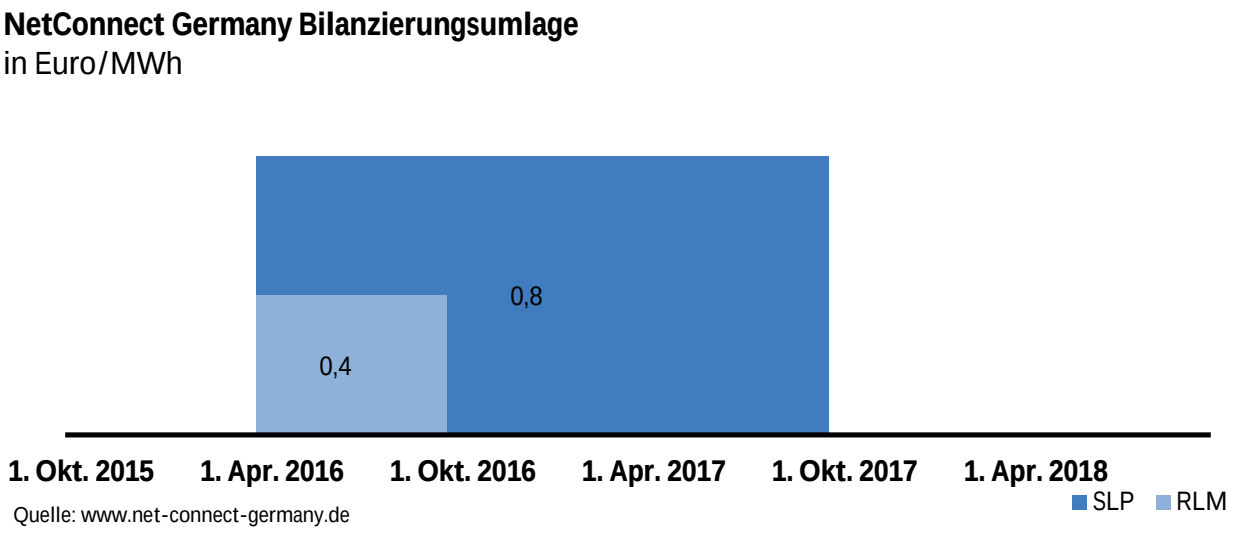


Abbildung 187: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juli 2018 (Quelle: www.net-connect-germany.de)

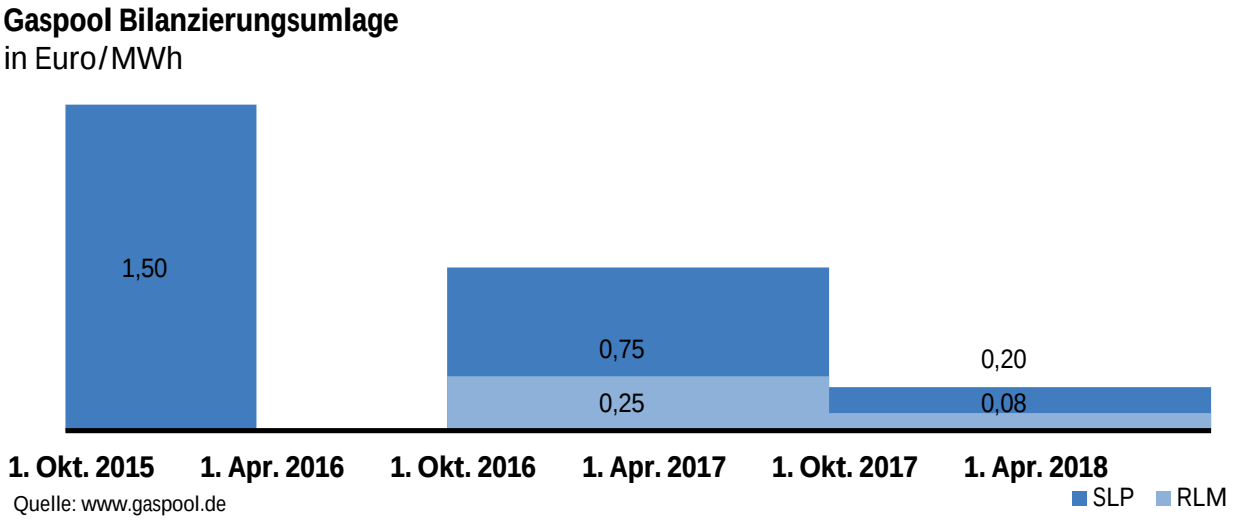


Abbildung 188: Bilanzierungsumlage bei Gaspool, Stand Juli 2018 (Quelle: www.gaspool.de)

3. Standardlastprofile

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 2017 von 81,2 Prozent der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,1 Prozent. Im Jahr 2016 waren es 14,5 Prozent.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass fast alle Ausspeisenetzbetreiber (98,3 Prozent) auf sie zurückgegriffen haben, also Haushalts- oder Kleingewerbekunden beliefern. Mit einer Marktabdeckung von 94,5 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 (ebenfalls 94,5 Prozent) unverändert hoch.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen an. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 46,5 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2016 waren es 45,3 Prozent. Wie im Vorjahr wurden im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei bis drei Profile genutzt, während im Gewerbekundenbereich durchschnittlich acht Profile Anwendung fanden.

Standardlastprofile sind als Prognosen naturgemäß von Ungenauigkeiten geprägt. Die Höhe der durchschnittlichen prozentualen Abweichung zwischen Allokation und der tatsächlichen Entnahme auf Tagesbasis liegt bei 5,4 Prozent. Die durchschnittliche Maximalabweichung an einem Tag wird mit 54 Prozent angegeben. Inwieweit diese Ausschläge den Einsatz externer Regelenergie generieren, kann allerdings erst im Zusammenwirken aller Abweichungen von Standardlastprofilausspeisungen in einem Marktgebiet beurteilt werden. Zu bedenken ist ferner, dass diese Zahlen möglicherweise nicht repräsentativ sind, da lediglich 62 Prozent der Netzbetreiber überhaupt Abweichungswerte geliefert haben, wobei man vermuten könnte, dass tendenziell die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Prognosegüte geantwortet haben. Auch im Vorjahr machten nur 64,2 Prozent der Netzbetreiber entsprechende Angaben.

Konkrete Anpassungen der Lastprofile aufgrund der Abweichungen wurden von 7,6 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2016: 9,2 Prozent).

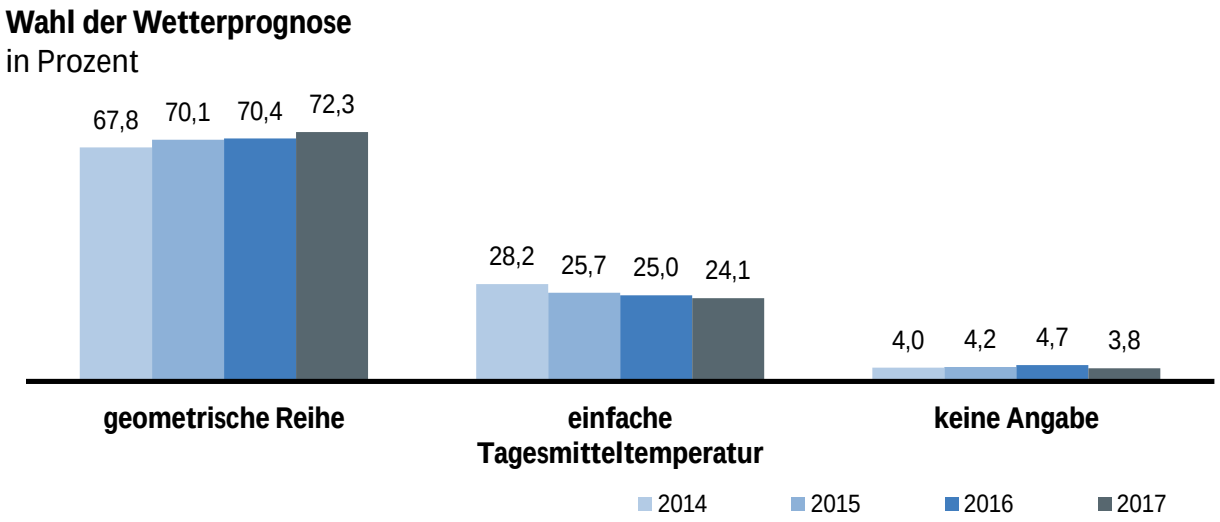


Abbildung 189: Wahl der Wetterprognose

Infolge der starken Temperaturabhängigkeit der Standardlastprofile ist ein anhaltend hoher Trend 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.

E Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Je vielfältiger die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, desto weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen einzigen Lieferanten zu binden. Die Optionen der Marktteilnehmer, aus einer Vielzahl von Handelspartnern auszuwählen und ein diversifiziertes Portfolio an kurz- und langfristigen Handelskontrakten zu halten, werden erweitert. 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 2017 hat sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel insgesamt reduziert. Im brokervermittelten, bilateralen Großhandel ist 2017 eine Volumenabnahme um rund 14 Prozent zu verzeichnen. Das Volumen des börslichen Gashandels ist um rund 7 Prozent gesunken.

Im Jahr 2017 war ein deutlicher Anstieg der Gasgroßhandelspreise zu verzeichnen. Die verschiedenen Preisindizes zeigen eine Steigerung von rund 12 Prozent (BAFA-Grenzübergangspreise) bis 24 Prozent (EEX Tagesreferenzpreis) im Vergleich zum Vorjahr.[139]

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-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) möglich, und zwar kontinuierlich (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. Der Terminmarkt dient primär der Absicherung gegen Preisrisiken bzw. der Portfoliooptimierung und nur sekundär der langfristigen 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

[139] Im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Tagesreferenzpreise NCG um rund 24 Prozent und GASPOOL um rund 22 Prozent. Das arithmetische Mittel des European Gas Index Deutschland (EGIX) stieg um rund 21 Prozent.

Bundeskartellamt hat die EEX zum 1. Januar 2015 die Mehrheit der Anteile an der Powernext SA übernommen, so dass diese nun zur EEX-Gruppe gehört. Seit November 2017 ist sie 100 prozentige Anteilseignerin an der Powernext SA.[140]

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, Frankreich, Niederlande, Belgien, Großbritannien und Italien gehandelt werden. Die Terminkontrakte sind für Monate, Quartale, Jahreszeiten (Sommer/Winter, sog. seasons) und Jahre (sog. calendars) handelbar.

Nachdem das Angebot auf PEGAS bereits im Jahr 2016 um die Produkte des österreichischen Central European Gas Hub (CEGH) sowie der dänischen Gaspoint Nordic erweitert wurde, erfolgte im Berichtsjahr eine weitere geografische Ausweitung der PEGAS-Produktpalette. Die Spot- und Terminprodukte der tschechischen Energiebörse PXE (Power Exchange Central Europe) wurden auf Powernext übertragen. Weiterhin wurde in der zweiten Jahreshälfte 2017 ein neuer europäischer Spotmarktindex „European Gas Spot Index“ (EGSI) eingeführt, der es den Marktteilnehmern ermöglicht, kurzfristige Preisentwicklungen besser in ihren Kontrakten abzubilden. Der Preisindex umfasst die Gasmärkte Deutschland (Gaspool und NCG), Niederlande (TTF), Frankreich (PEG Nord und TRS), Österreich (CEGH VTP), Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP). Ab Januar 2018 wird der EGSI den Tagesreferenzpreis vollständig ablösen.

An den gesamten Gasmärkten der EEX-Gruppe wurden im Jahr 2017 insgesamt 1.982 TWh gehandelt. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr (2016: 1.744 TWh[141]). Auf den Spotmarkt entfielen dabei 828 TWh (2016: 653 TWh[142]); am Terminmarkt wurde insgesamt ein Volumen von 1.154 TWh umgesetzt (2016: 1.091 TWh).[143]

Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen inklusive „geclearter“ Volumen an der PEGAS belief sich im Jahr 2017 auf rund 396 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 425 TWh einem Rückgang von rund 29 TWh bzw. sieben Prozent entspricht. Das Handelsvolumen für das Marktgebiet GASPOOL nahm um 19 TWh bzw. rund 16 Prozent zu, während das Volumen für das Marktgebiet NCG um 48 TWh bzw. rund 16 Prozent abgenommen hat. Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2017 erneut gestiegen und betrug rund 309 TWh (Vorjahr: rund 295 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2017 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 115,8 TWh, Vorjahr: 128,5 TWh; GASPOOL: 69,3 TWh, Vorjahr: 51,1 TWh). Das Handelsvolumen der Terminkontrakte ist von rund 130 TWh im Jahr 2016 auf rund 86 TWh im Berichtsjahr gesunken, was einer Abnahme von 34 Prozent entspricht.

---

[140] Siehe https://www.eex.com/de/about/newsroom/news-detail/eex-wird-100--iger-anteilseigner-von-powernext/75780, aufgerufen am 13. September 2018

[141] Der entsprechende Wert aus dem Monitoring-Bericht 2017 (1756,2 TWh) wurde korrigiert.

[142] Der entsprechende Wert aus dem Monitoring-Bericht 2017 (665,5 TWh) wurde korrigiert.

[143] EEX Group Geschäftsbericht 2017, Seite 54

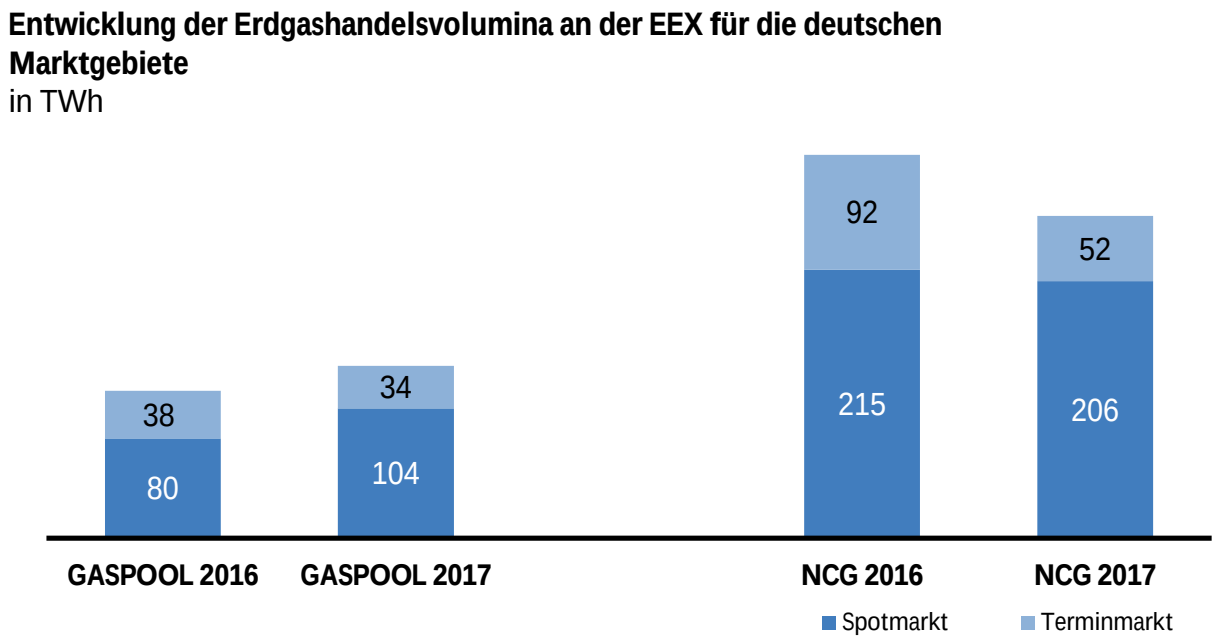


Abbildung 190: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven[144] Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel durchschnittlich 84 Teilnehmer (Vorjahr durchschnittlich 79 Teilnehmer) und für GASPOOL-Kontrakte etwa 71 (Vorjahr etwa 68). Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Zahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag für das Markgebiet NCG rund 8,9 Teilnehmer (im Vorjahr 11,2 Teilnehmer) bzw. für das Marktgebiet GASPOOL rund 6,4 Teilnehmer (im Vorjahr 7,1 Teilnehmer). Dies entspricht den Teilnehmerzahlen aus dem Vorjahr. Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Menge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich. Im Hinblick auf die geringeren Steigerungsraten im Terminmarkt spielt 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.

Zur Sicherstellung der Liquidität bzw. eines kontinuierlichen Handels sind auf dem Gasterminmarkt der PEGAS Market Maker[145] aktiv. Der Umsatzanteil der Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker an allen über PEGAS abgeschlossenen Gasterminkontrakten betrug im Jahr 2017 verkaufsseitig rund 21 Prozent und kaufseitig rund 31 Prozent. Zusätzlich zu Vereinbarungen mit den Unternehmen als Market Maker unterhält die PEGAS Verträge mit Handelsteilnehmern, die sich in einem individuell vereinbarten Umfang

[144] Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

[145] 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.

zur Liquiditätsstärkung verpflichten (Liquidity Provider). Auf diese Unternehmen entfielen im Jahr 2017 beim Verkauf 35 Prozent und beim Kauf rund 23 Prozent des Handelsvolumens.[146]

2. Bilateraler Großhandel

Der ganz 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 einen begrenzten Kanon von Kontrakten. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

2.1 Brokerplattformen

Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Nachfrage und Angebot von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Suchkosten reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig ermöglicht sie grundsätzlich eine breitere Risikostreuung. Schließlich bieten Broker als Dienstleistung an, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen, so dass das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) der Parteien abgesichert wird. 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 neun (im Vorjahr zehn[147]) Brokerplattformen beteiligt.

Die von diesen Brokerplattformen im Jahr 2017 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.672 TWh (Vorjahr 3.120 TWh), wovon 1.120 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2017 entfielen mit dem Erfüllungszeitraum ab einer Woche.

Die Volumenabnahme wird durch die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel für die Marktgebiete NCG und GASPOOL bestätigt.[148] In der LEBA sind sieben der neun Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auf diese Brokerplattformen entfielen im Jahr 2017 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.483 TWh. Dies entspricht gegenüber der Vorjahresmenge von 2.775 TWh einem Rückgang von elf Prozent.

---

[146] Die in dem Abschnitt genannten Zahlen stellen die jeweiligen Anteile von Market Makern und Liquidity Providern am gehandelten Volumen dar. Jedoch wird nicht jede von diesen Unternehmen angebotene Megawattstunde von den Unternehmen in ihrer Eigenschaft als Market Maker / Liquidity Provider gehandelt. Diese Unternehmen handeln auch unabhängig von ihren Verträgen als Market Maker / Liquidity Provider an der Börse.

[147] Im Monitoringbericht 2017 wurden für den Bereich Gas elf Brokerplattformen ausgewiesen, eine von diesen Plattformen war tatsächlich nur im Strombereich tätig.

[148] Siehe London Energy Borkers' Association, OTC Energy Volume Report, https://cdn.evia.org.uk/content/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202017.pdf (abgerufen am 13. April 2018)

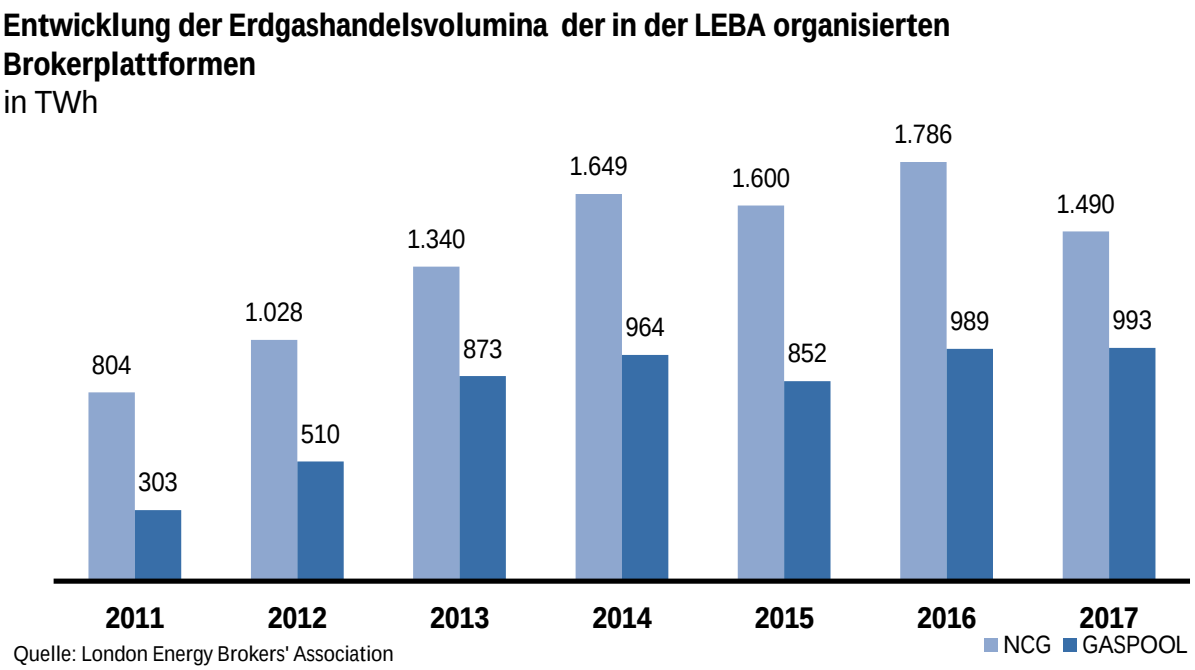


Abbildung 191: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete

Auf dem Spotmarkt machen kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche rund 18 Prozent des von den neun Brokerplattformen vermittelten Handels aus, wohingegen 82 Prozent den Terminmarkt betreffen.

Die Geschäfte für das laufende Jahr stellen den klaren Schwerpunkt der Broker für den Erdgashandel dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in und für 2017 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 60 Prozent des Gesamtvolumens darstellt und für das Folgejahr 2018 immer noch 30 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2019 und später ein Anteil von zehn Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis mit einer leichten Reduzierung der Quote für Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2019 und später (minus drei Prozent).

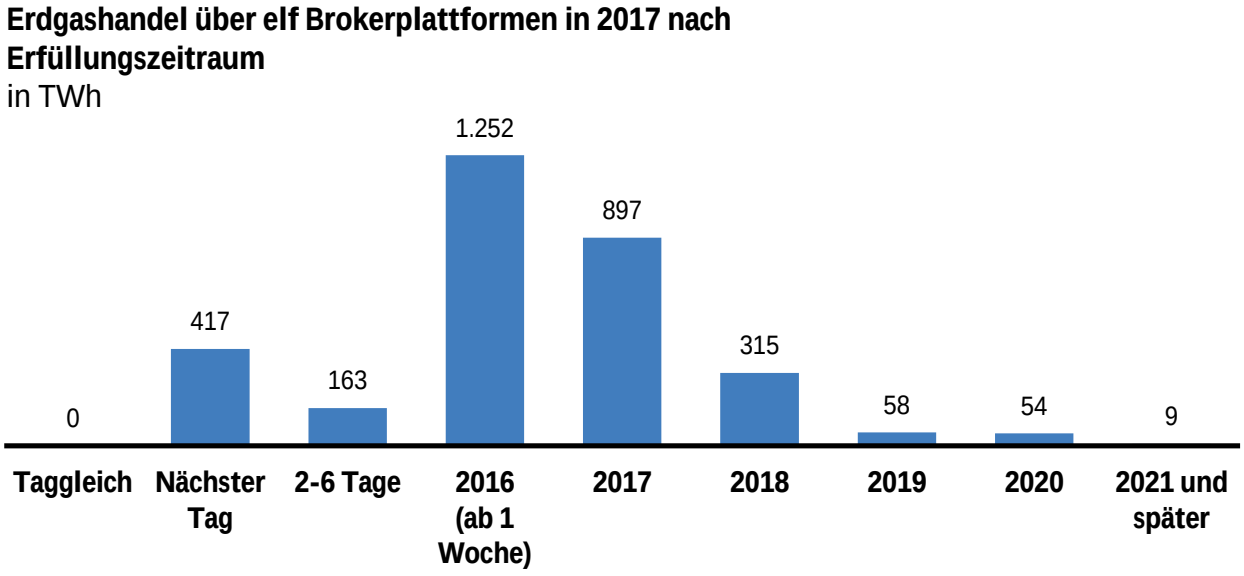


Abbildung 192: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum

2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind auch die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten (VHP) der 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 das 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.

Nach der Konsolidierung der deutschen Marktgebiete im Oktober 2011war eine Steigerung der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten zu verzeichnen. Dieser Trend setzte sich im Berichtsjahr erstmals nicht fort.

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 3.650 TWh im Vorjahr auf 3.620 TWh leicht gesunken, was einer Verringerung um rund ein Prozent entspricht. Auf den VHP GASPOOL entfiel rund 43 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 57 Prozent. Fast 89 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas, die restlichen elf Prozent auf L-Gas.

Bei H-Gas ist im Vergleich zum Vorjahr eine geringe Zunahme der Nominierungsmengen am VHP der GASPOOL zu verzeichnen (rund fünf Prozent). Am VHP der NCG liegt eine Minderung um minus 3,5 Prozent

vor. Bei L-Gas beträgt die Abnahme, allerdings auf Basis deutlich niedrigerer Handelsvolumina, rund vier Prozent am VHP der GASPOOL und rund neun Prozent am VHP der NCG.

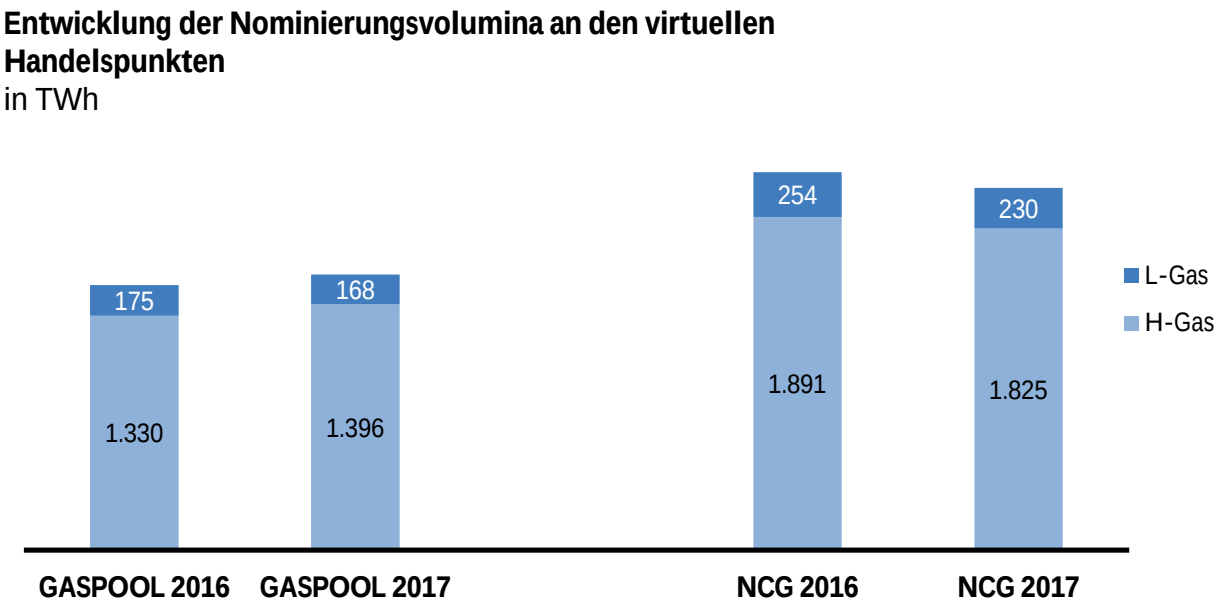


Abbildung 193 : Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Mai bis August 2017 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 251 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit 226 TWh im Juni 2017, der Jahreshöchststand wurde im Januar 2017 mit rund 439 TWh erreicht.

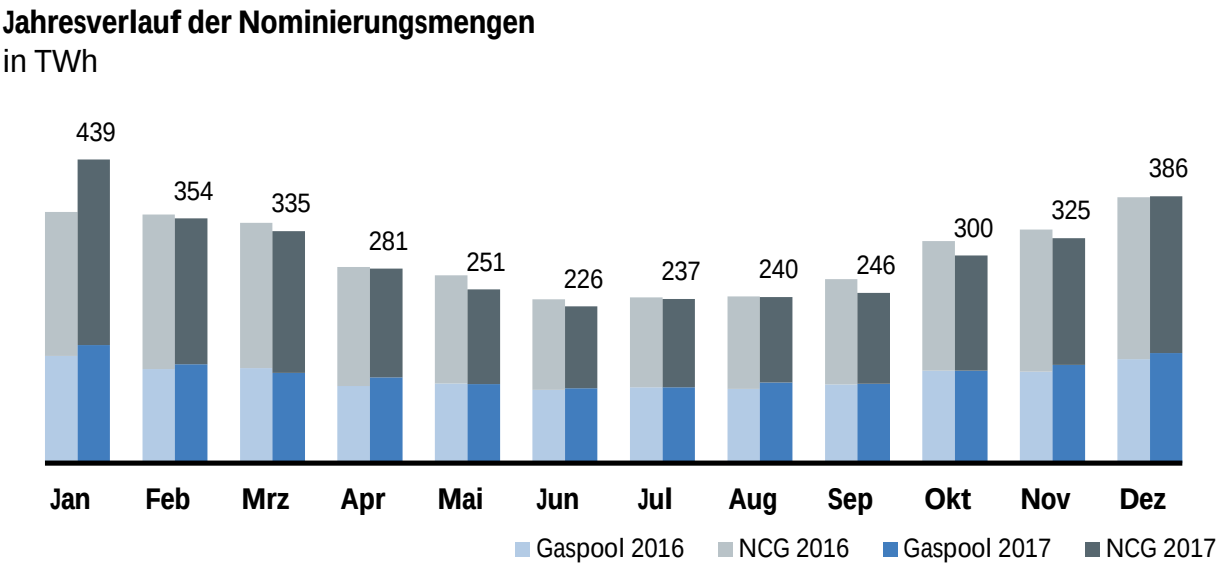


Abbildung 194: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2016 und 2017

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d.h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2017 erneut verändert. Im Marktgebiet NCG stieg die

Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 319 auf 328 und für L-Gas von 167 auf 175 (beide um rund drei Prozent). Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 288 auf 298, also um rund drei Prozent erhöht. Bei dem Bezug von L-Gas im Marktgebiet von GASPOOL hat sich die Handelsteilnehmerzahl von 197 auf 154 (um rund 22 Prozent) reduziert.

3. Großhandelspreise

Der von der EEX veröffentlichte Tagesreferenzpreis 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 ermittelt die EEX 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.[149] Die Tagesreferenzpreise werden von der EEX um 10:00 Uhr MEZ des jeweiligen Liefertages veröffentlicht und sind ein Indikator für das Preisniveau der Spotmarkt-Handelsgeschäfte.

Der Tagesreferenzpreis betrug 2017 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 17,51 Euro/MWh und für GASPOOL 17,28 Euro/MWh. Im Vorjahr betrug der NCG-Wert 14,14 Euro/MWh und der von GASPOOL 14,12 Euro/MWh, d. h. die Tagesreferenzpreise sind im Jahresmittel um rund 24 Prozent (NCG) und 22 Prozent (GASPOOL) gestiegen. Über das Jahr 2017 schwankten die Tagesreferenzpreise zwischen 14,82 Euro/MWh (am 25. Juni 2017) und 23,06 Euro/MWh (am 6. Februar 2017).

[149] Zur Berechnungsmethodik im Einzelnen siehe https://www.eex.com/blob/9276/b906c6cf0b59cd53d7bfe33d15080b75/2013-11-28-beschreibung-tagesreferenzpreis-pdf-data.pdf (abgerufen am 13. April 2018).

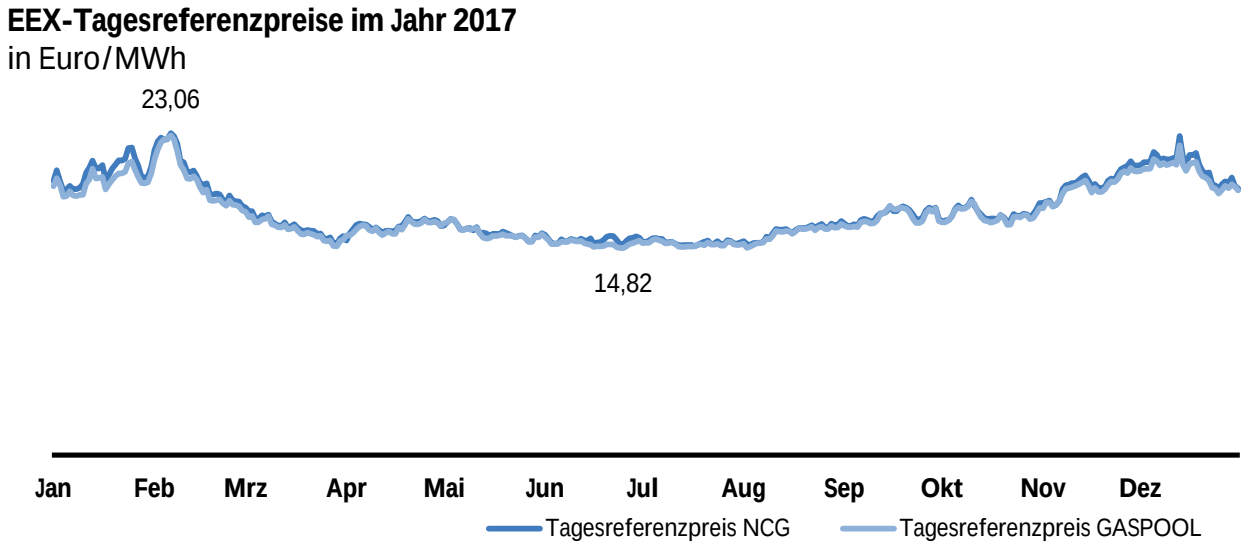


Abbildung 195: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2017

Die Abweichungen zwischen den Tagesreferenzpreisen NCG und GASPOOL waren im Jahr 2017 erneut gering. An 359 von 365 Tagen betrug die Differenz maximal zwei Prozent. Nur an sechs Tagen ergab sich ein Preisunterschied von über drei Prozent.

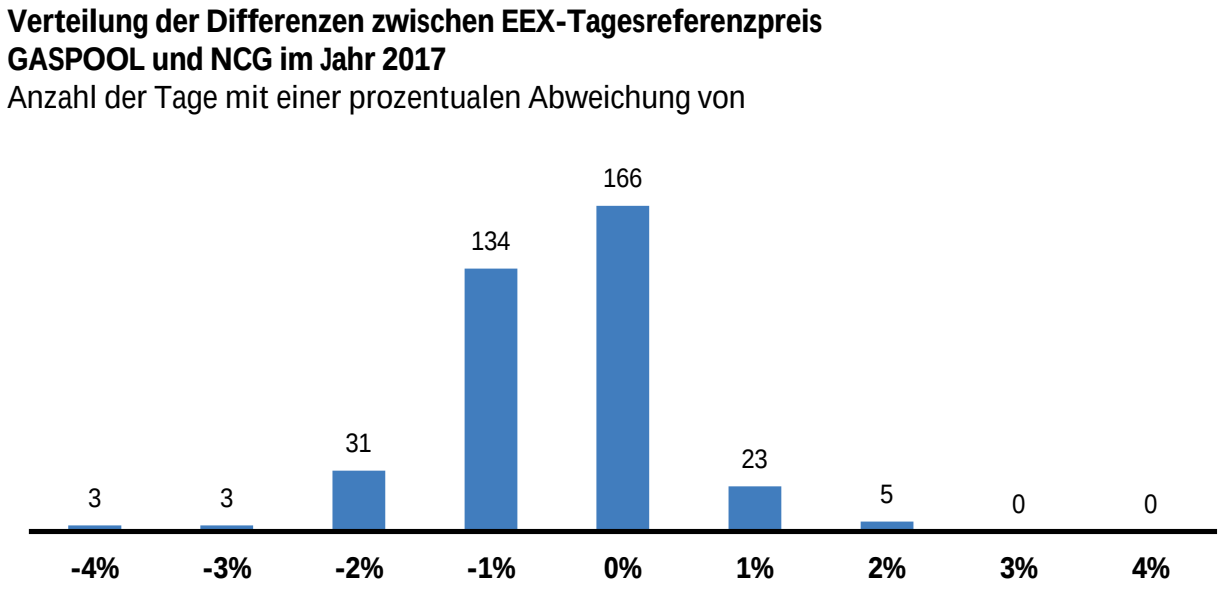


Abbildung 196: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2017

Der EGIX Deutschland ist ein Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG

und GASPOOL abgeschlossen werden[150]. Der EGIX Deutschland betrug 2017 zwischen 15,12 Euro/MWh (August) und 19,60 Euro/MWh (März). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 17,11 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (14,15 Euro/MWh) einer Erhöhung von rund 21 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[151], dagegen fließen Spotmengen und -preise hier kaum ein.

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich zwischen 2015 und 2017 zwischen 13,01 Euro/MWh und 23,04 Euro/MWh. Für 2017 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 16,98 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2016 noch bei 15,23 Euro/MWh gelegen hatte (plus 12 Prozent).

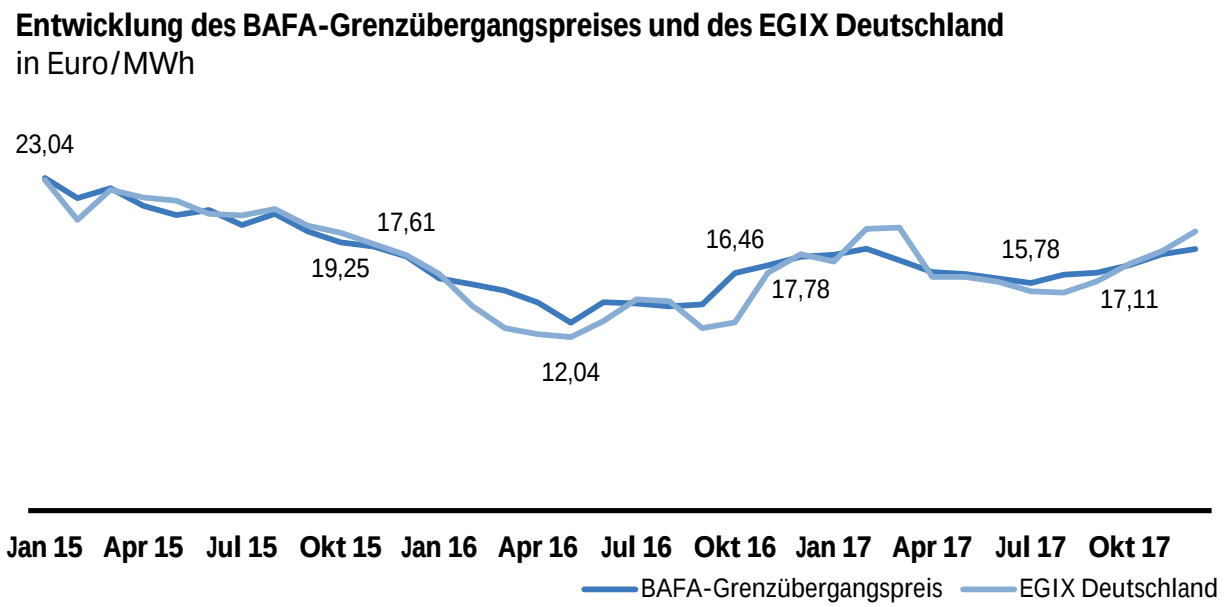


Abbildung 197: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2015 bis 2017

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-Tagesreferenzpreis bzw. der EGIX – ermöglichen eine Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2017 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen.

[150] Zur Ermittlung der Werte im Detail https://www.powernext.com/sites/default/files/download_center_files/20180201_PEGAS_Reference_Price_EGIX.pdf (abgerufen am 13. April 2018).

[151] Siehe https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html (abgerufen am 13. April 2018).

F Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung im Monitoring 2018 haben insgesamt 1.039 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 (513 Unternehmen bzw. 52 Prozent) jeweils zwischen 1.001 und 10.000 Zählpunkte beliefert.[152] Diese 513 Gaslieferanten beliefern 15,9 Prozent bzw. 2,2 Mio. Zählpunkte aller Letztverbraucher.[153] Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 140,4 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die erfasste gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 830 TWh, entspricht das einem Anteil von 17 Prozent.

Die kleinste Gruppe der Gaslieferanten (24 Unternehmen bzw. gut drei Prozent), die jeweils mehr als 100.000 Zählpunkte von Letztverbrauchern beliefern, versorgt hingegen 41 Prozent bzw. 5,6 Mio. Zählpunkte aller Letztverbraucher. Bei der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 200 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 830 TWh, entspricht das einem Anteil von 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 Zählpunkte beliefern.

---

[152] In die Auswertung sind Angaben von 986 Gaslieferanten eingeflossen.

[153] Die durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern in Höhe von 14,0 Mio. weicht geringfügig von der durch die Netzbetreiber mitgeteilten Anzahl der Zählpunkte der Letztverbraucher in Höhe von 14,1 Mio. ab. Begründet ist dies durch die höhere Marktabdeckung im Bereich der FNB und VNB Gas.

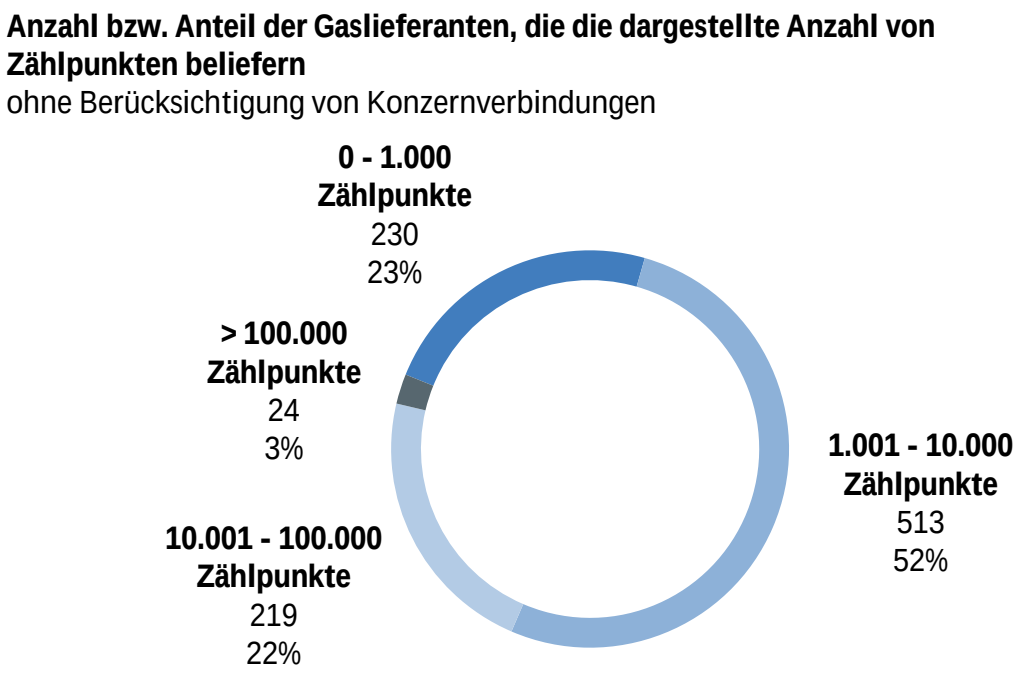


Abbildung 198: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern – Stand 31.12.2017

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2018 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 2017 fort.

In 93 Prozent der Netzgebiete waren 2017 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 56 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 87 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In 40 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 116 Gaslieferanten wählen, im gesondert betrachteten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 98 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist
(alle Letztverbraucher (links) und Haushaltskunden (rechts))
in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

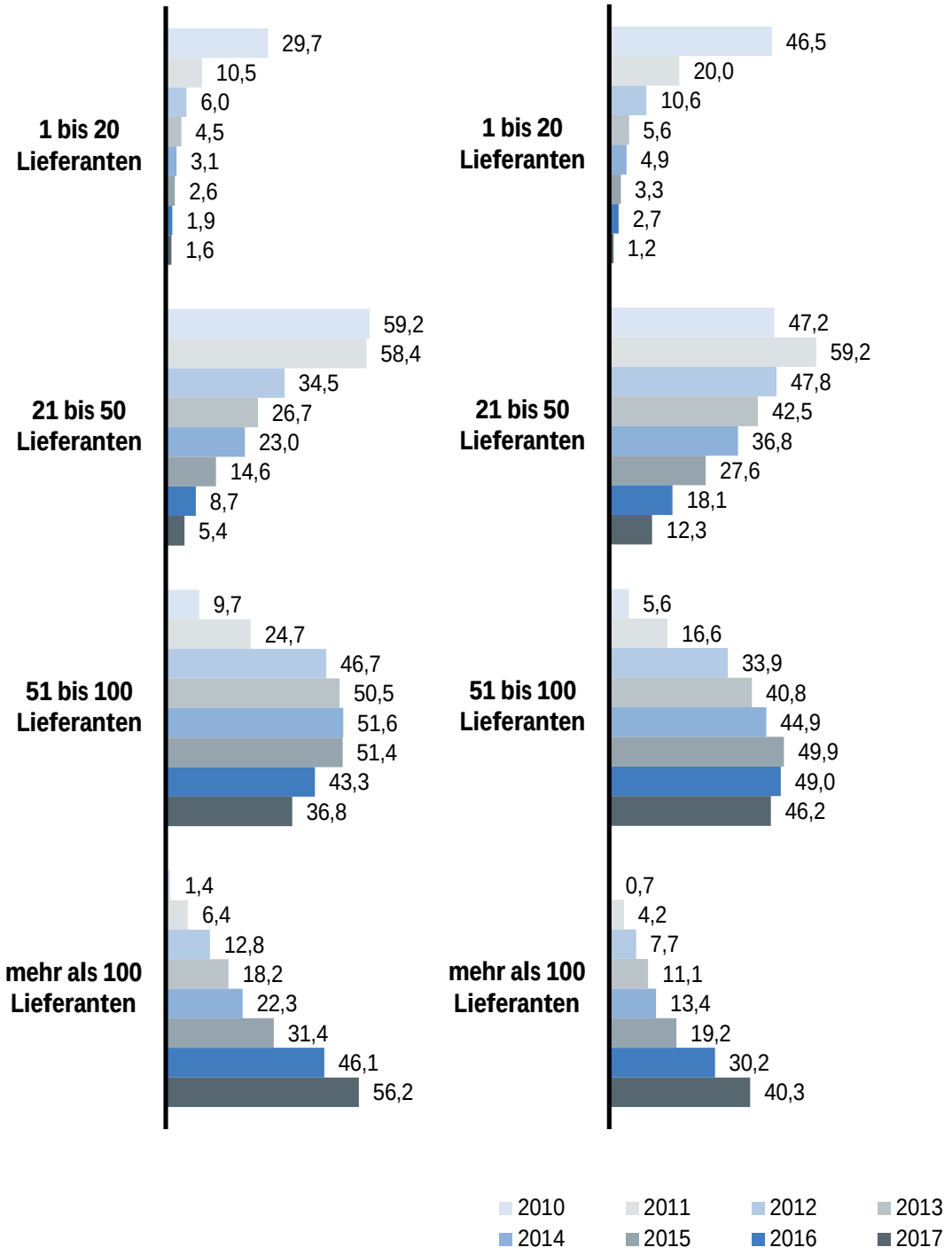


Abbildung 199: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Nur 13 Prozent der Gaslieferanten sind in einem angestammten Netzgebiet tätig. Der Großteil der Gaslieferanten (37 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 46 Gaslieferanten (fünf Prozent) erfüllen dieses Kriterium und gelten als bundesweit tätig. Im bundesweiten Durchschnitt beliefern Gaslieferanten rund 75 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.

Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

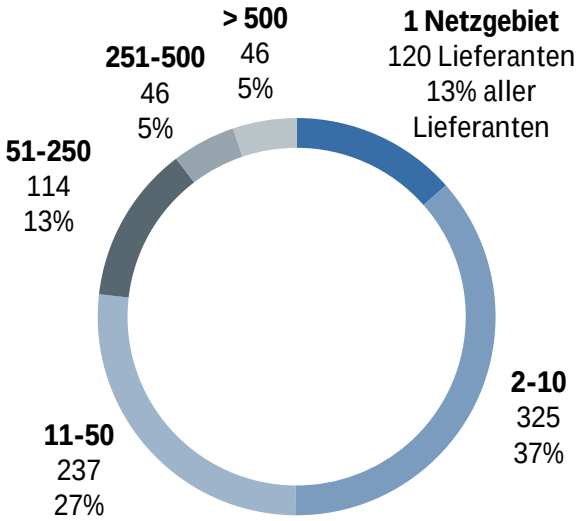


Abbildung 200: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31.12.2017

Der deutsche Gasmarkt ist sehr heterogen. Das bedeutet, dass es sehr viele kleinere Gaslieferanten gibt und nur rund zwei Dutzend sehr große Gaslieferanten mit entsprechend großer Kundenzahl existieren.

Fast allen Haushaltskunden stehen mindestens 50 Gaslieferanten für ihren Wohnort zur Auswahl. Fast die Hälfte der Haushaltskunden kann sogar aus 100 Gaslieferanten den passenden Vertrag und Tarif auswählen.

Die Anzahl der dem einzelnen Haushaltskunden zur Verfügung stehenden Gaslieferanten wächst von Jahr zu Jahr deutlich.

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

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.[154] Bei allen übrigen Kunden handelt es sich somit um Nicht-Haushaltskunden. Zu diesen zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die bei den Händlern und Lieferanten erhobenen Gasabgabemengen an alle Letztverbraucher betrugen 832 TWh im Jahr 2017 (Vorjahr: 827,7 TWh). Basierend auf den gemeldeten Abgabemengen an SLP- und RLM-Kunden entfielen rund 454 TWh (Vorjahr: 453 TWh) auf RLM-Kunden und rund 378 TWh (Vorjahr: 371 TWh) auf SLP-Kunden[155]. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der reinen Haushaltskunden wurden im Jahr 2017 rund 238,5 TWh (Vorjahr: 243,5 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,

[154] 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.

[155] Die Abweichung zur Mengenangabe von 825 TWh (Summe aus RLM und SLP-Mengen) zur Gesamtabgabemenge in Tabelle 106 mit 830,1 TWh resultiert aus unvollständigen Angaben der befragten Lieferanten.

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) und Zweifelsfälle ein.[156] 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.[157]

Wiederholt wurden die Gaslieferanten zudem befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2017 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2017 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel im Sinne des Monitorings wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, der die Messstelle 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 Einzügen betrachtet.

---

[156] 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.

[157] Weitere Unschärfe kann z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

Gaskunden werden in Haushaltskunden und Nicht-Haushaltskunden unterteilt. Haushaltskunden werden über sogenannte Standardlastprofile erfasst. Ein Standardlastprofil ist ein prognostizierter Verbrauch für einen typischen Haushaltskunden, der z.B. Gas zum Heizen nutzt.

Der gesamte Gasverbrauch von Haushaltskunden ist 2017 leicht gesunken, was hauptsächlich an der warmen Witterung lag.

Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für den Gaskunden durch eine Vertragsumstellung oder einen Lieferantenwechsel realisieren. Bei einem durchschnittlichen Haushaltskunden mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh im Jahr ergab sich zum Stichtag 1. April 2018 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 135 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 216 Euro.

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 erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/oder einen hohen Leistungsbedarf aus.[158] Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Zum Berichtsjahr 2017 haben rund 804 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 800). Unter den 804 Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der voneinander unabhängigen Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2017 RLM-Kunden an insgesamt über 39.115 Zählpunkten mit gut 454 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung[159] (130 TWh) sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger (323 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 0,32 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,07 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

---

[158] 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.

[159] 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“.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen ca. 29 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und ca. 71 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger. Dies entspricht der gleichen Verteilung wie im Vorjahr. Die Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von untergeordneter Bedeutung ist.

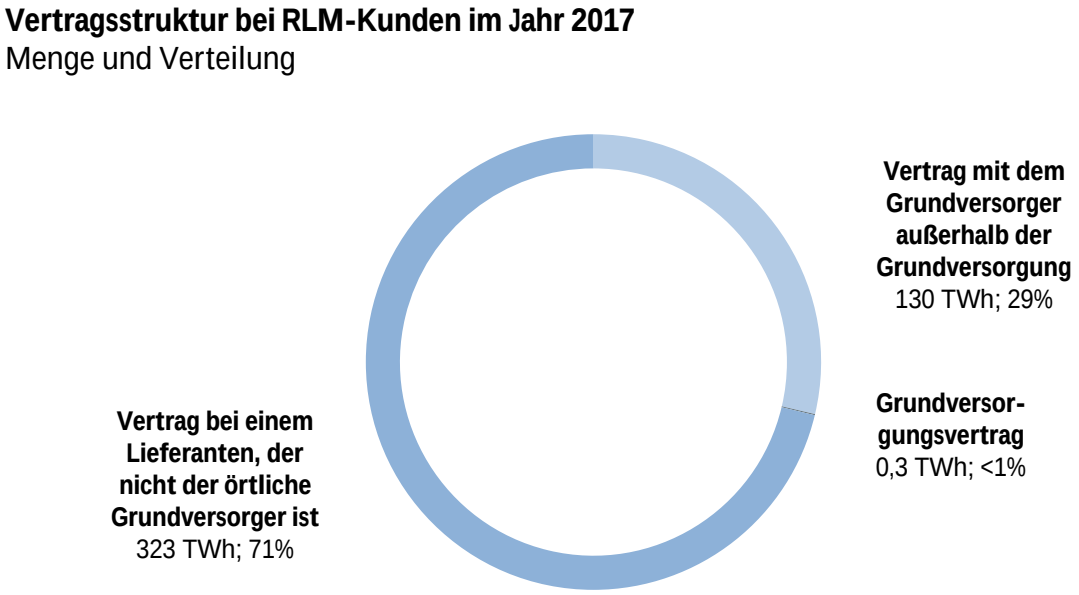


Abbildung 201: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2017

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 2017 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 differenziert abgefragt, nämlich bezogen auf fünf verschiedene Verbrauchskategorien. In die Berechnung der Wechselquote bei den Nicht-Haushaltskunden werden nur vier Abnahmekategorien mit einem Letztverbrauch von über 0,3 GWh/Jahr inkl. Gaskraftwerken einbezogen. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2017

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	1.396.721	9,9%	35,1 TWh	10,4%
≥ 0,3 GWh/Jahr < 10 GWh/Jahr	15.541	11,2%	14,3 TWh	11,0%
≥ 10 GWh/Jahr < 100 GWh/Jahr	654	7,6%	11,2 TWh	10,1%
≥ 100 GWh/Jahr	285	48,1%	24,8 TWh	9,7%
Gaskraftwerke	2	0,9%	2,6 TWh	2,6%
Gesamt	**1.413.203**		**88,0 TWh**	

Tabelle 116: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2017

Die Gesamtzahl der Zählpunkte mit Lieferantenwechsel ist im Vergleich zum Vorjahr um 99.025 (-6,8 Prozent) gesunken. Dieser Rückgang ist insbesondere auf den Bereich der Kunden mit einem Verbrauch von weniger als 0,3 GWh/Jahr, welcher auch Haushaltskunden umfasst, zurückzuführen. Hier hat sich die Anzahl der vom Lieferantenwechsel betroffenen Zählerpunkte um 97.108 reduziert. Dies entspricht einer Reduktion in Höhe von 6,5 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Die von Lieferantenwechseln betroffene Gasentnahmemenge betrug in allen fünf Kategorien im Jahr 2017 zusammen 88 TWh. Sie ist im Vergleich zum Vorjahr um 15 TWh bzw. 15 Prozent gesunken. 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 2017 bei 8,9 Prozent. Im Vorjahr lag dieser Wert mit rund 11,1 Prozent auf einem deutlich höheren Niveau.[160]

[160] Dieser deutliche Rückgang lässt sich möglicherweise zum Teil darauf zurückführen, dass der Rücklauf der Meldungen über Lieferantenwechsel in diesem Jahr signifikant unter jenem des Vorjahres lag. Aber auch ohne diesen Effekt war die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2017 gegenüber dem Jahr 2016 rückläufig, wenn auch in geringerem Maße.

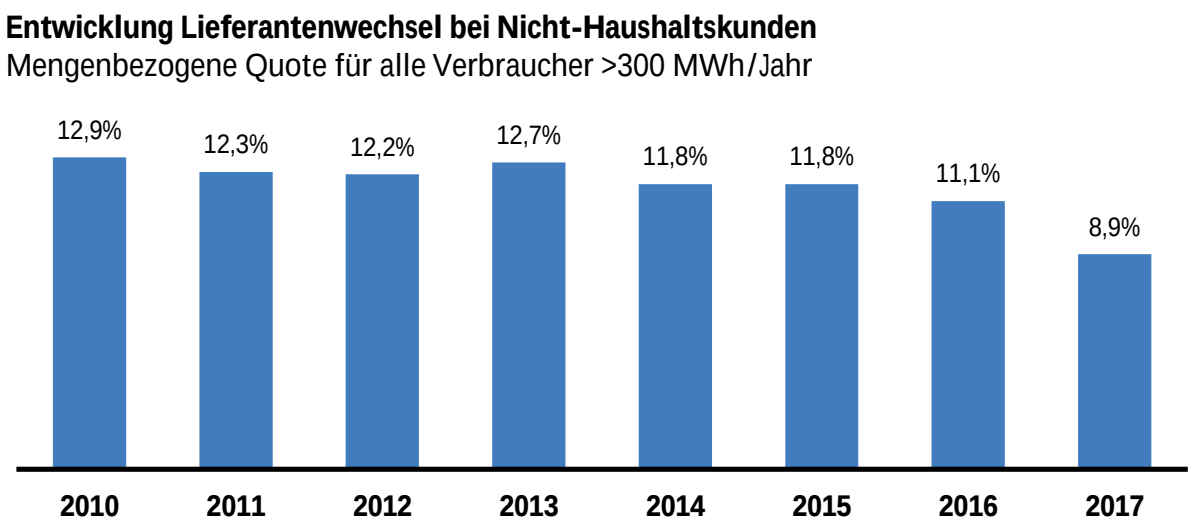


Abbildung 202: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2018 wurde die Abfrage der Gasabgabemengen der Gaslieferanten an die Haushaltskunden in drei unterschiedliche Verbrauchsbänder unterteilt:

- Band I (D1): jährlicher Gasverbrauch unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh)
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh)
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh).

Bei der Gesamtbetrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2017 zeigt sich, dass knapp über die Hälfte der Haushaltskunden (51 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 126,4 TWh beliefert wurde (2016: 53 Prozent/ 128,3 TWh).

Nur 19 Prozent der Haushaltskunden wurden 2017 noch in der Grundversorgung mit einer Gasmenge von 47,3 TWh beliefert (2016: 22 Prozent/ 52,8 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger ist, ist erneut gestiegen und beträgt nun 30 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 75,5 TWh (2016: 25,6 Prozent/ 62,4 TWh).[161] Damit ist die Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen eines Grundversorgungstarifs die unpopulärste Belieferungsart.

[161] Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Gasabgabemenge an Haushaltskunden in Höhe von 249,2 TWh weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 278,8 TWh ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

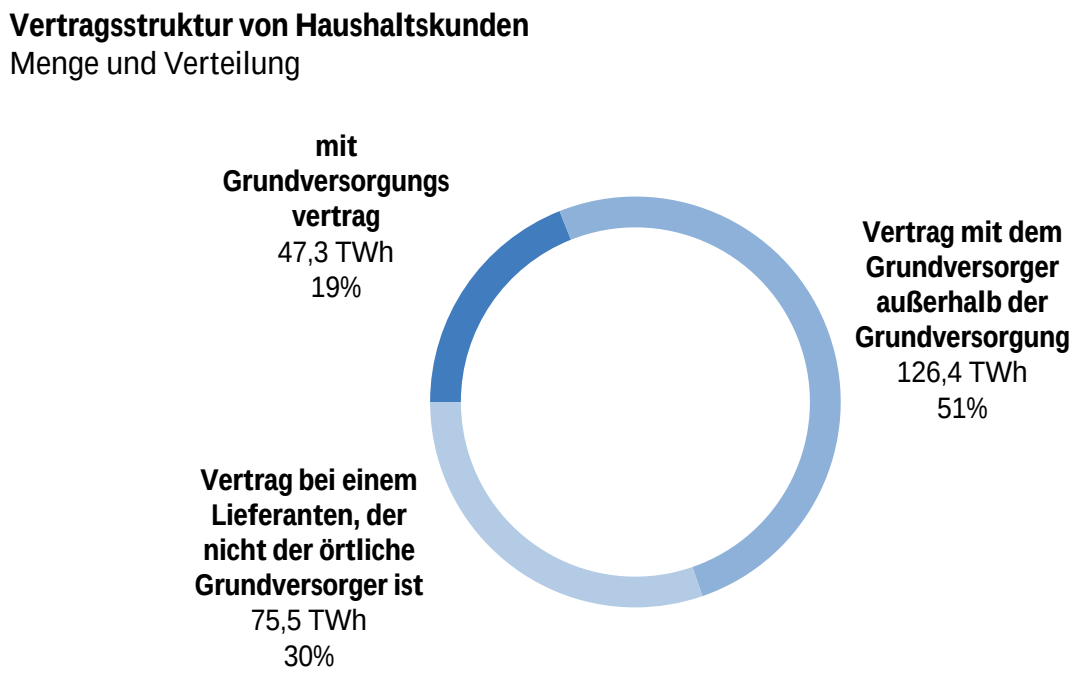


Abbildung 203: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2017

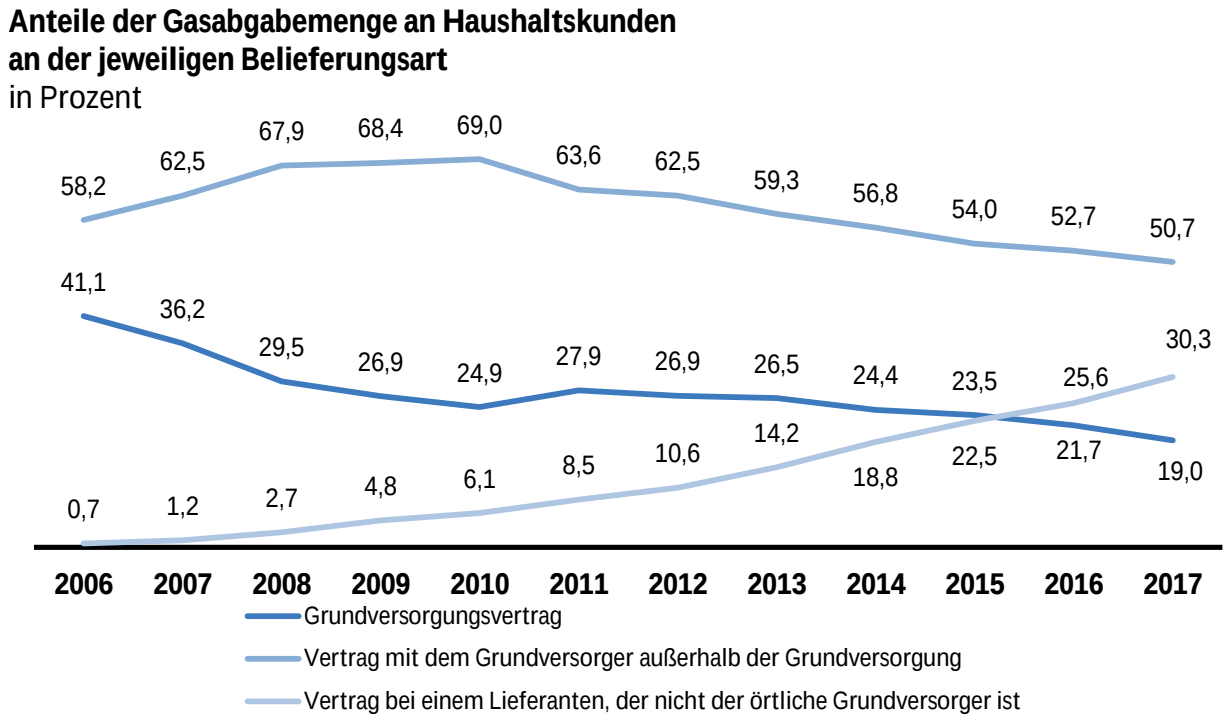


Abbildung 204: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten

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 43,9 Prozent über einen Grundversorgungsvertrag beliefert wird (2016: 47,8 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.[162]

Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge und Verteilung) differenziert nach Verbrauchsband D1, D2 und D3

Vertragsart	Band I mit einem Verbrauch von < 5.556 kWh (20 GJ)		Band II mit einem Verbrauch von ≥ 5.556 kWh (20 GJ) und < 55.556 kWh (200 GJ)		Band III mit einem Verbrauch von ≥ 55.556 kWh (200 GJ)	
	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent	Menge in TWh	Verteilung in Prozent
Grundversorgungsvertrag	2,4	44	32,7	20	6,5	12
Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	1,8	33	85,1	51	27,5	52
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	1,3	23	48,8	29	18,8	36
Gesamtsumme	5,5	100	166,6	100	52,8	100

Tabelle 117: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2017

Bei der Betrachtung der Anzahl der belieferten Haushaltskunden im Jahr 2017 wird deutlich, dass die relative Mehrheit von 43,7 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat. Insgesamt werden gut 71 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.[163] Die Abweichungen der Anteile zwischen der Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrags und einer Belieferung zum

[162] Die Analyse beruht auf einer erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden von 224,9 TWh. Die Differenz zu der gesamten erfassten Gasabgabemenge an Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 249,2 TWh, ist durch fehlende Angaben einiger Gaslieferanten begründet.

[163] Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,3 Mio. weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12,5 Mio. ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (19 Prozent gegenüber 27 Prozent und 51 Prozent gegenüber 44 Prozent) ergeben sich , da tendenziell die verbrauchsstarken Haushaltskunden in den preislich günstigeren Vertrag außerhalb der Grundversorgung wechseln.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden
Anzahl und Verteilung

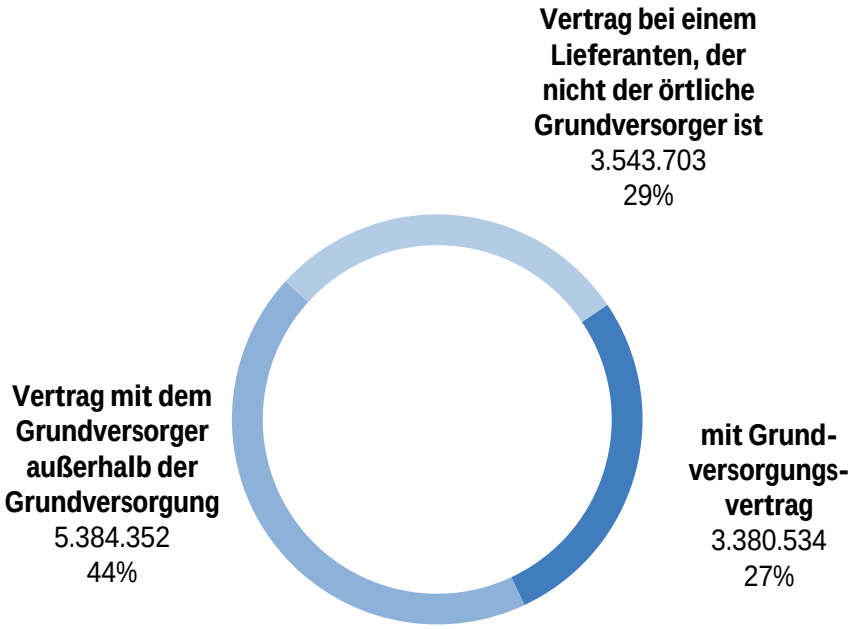


Abbildung 205: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2017

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.[164]

[164] Die Analyse beruht auf einer erfassten Gesamtanzahl der Haushaltskunden in Höhe von 11,4 Mio. Die Differenz zu der gesamten erfassten Anzahl der Haushaltskunden aller Gaslieferanten in Höhe von 12,3 Mio., ist durch fehlende Angaben einiger Gaslieferanten begründet.

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	49	0,3	50
Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	0,4	19	2,6	29	0,2	33
Gesamtsumme	2,1	100	8,8	100	0,6	100

Tabelle 118: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2017

Knapp über die Hälfte der Gas-Haushaltskunden wird durch den lokalen Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert. Diese Kunden haben also bereits zu einem günstigeren Tarif bei ihrem örtlichen Gaslieferanten gewechselt.

Die Zahl der Haushaltskunden in den teuren Grundversorgungsverträgen sinkt seit Jahren: Nur noch knapp ein Fünftel befindet sich in diesem Tarif.

Ein Drittel der Haushaltskunden wird von einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist, beliefert. Das bedeutet, dass sich diese Kunden aktiv für einen anderen Gaslieferanten entschieden haben.

Verbrauchern wird empfohlen, sich über den Vertragsstatus (Grundversorgung etc.) und die aktuellen Preise des Versorgers zu informieren und diese mit denen anderer Lieferanten zu vergleichen. Eine Umstellung des Vertrages oder der Wechsel des Lieferanten kann sich lohnen.

2.2.2 Vertragswechsel

Die Gaslieferanten wurden nach den im Jahr 2017 durchgeführten Vertragswechseln von Haushaltskunden befragt. Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.[165] Insgesamt betrug die im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegene Anzahl der Vertragswechsel 891.219 (2016: 780.000), die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 9,5 TWh. Daraus ergibt sich eine Vertragswechselquote von 7,2 Prozent.

Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2017 Vertrags-wechsel in TWh	Anteil an Gesamtabgabemenge (249,2 TWh) in Prozent	2017 Vertrags-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden (12,3 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	9,5	3,8	891.219	7,2

Tabelle 119: Vertragswechsel von Haushaltskunden in 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten

Durch einen Vertragswechsel haben Letztverbraucher die Möglichkeit, einen günstigeren Gasvertrag abzuschließen und so Energiekosten zu sparen. Sie bleiben bei ihrem Gaslieferanten und schließen einen für sie günstigeren Vertrag ab. Sehr lohnend ist der Vertragswechsel für Gaskunden, die bisher im Grundversorgungstarif beliefert werden.

Im Jahr 2017 nutzen rund 890.000 Gaskunden diese einfache Möglichkeit der Kosteneinsparung.

2.2.3 Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden wurden die VNB Gas nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten 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 um rund vier Prozent (minus 45.759 Wechselfälle) auf 1.212.553 (Vorjahr: 1.258.312) Fälle gesunken. Stabil

[165] Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

geblieben ist die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entschieden haben (2017: 264.111; 2016: 264.954).

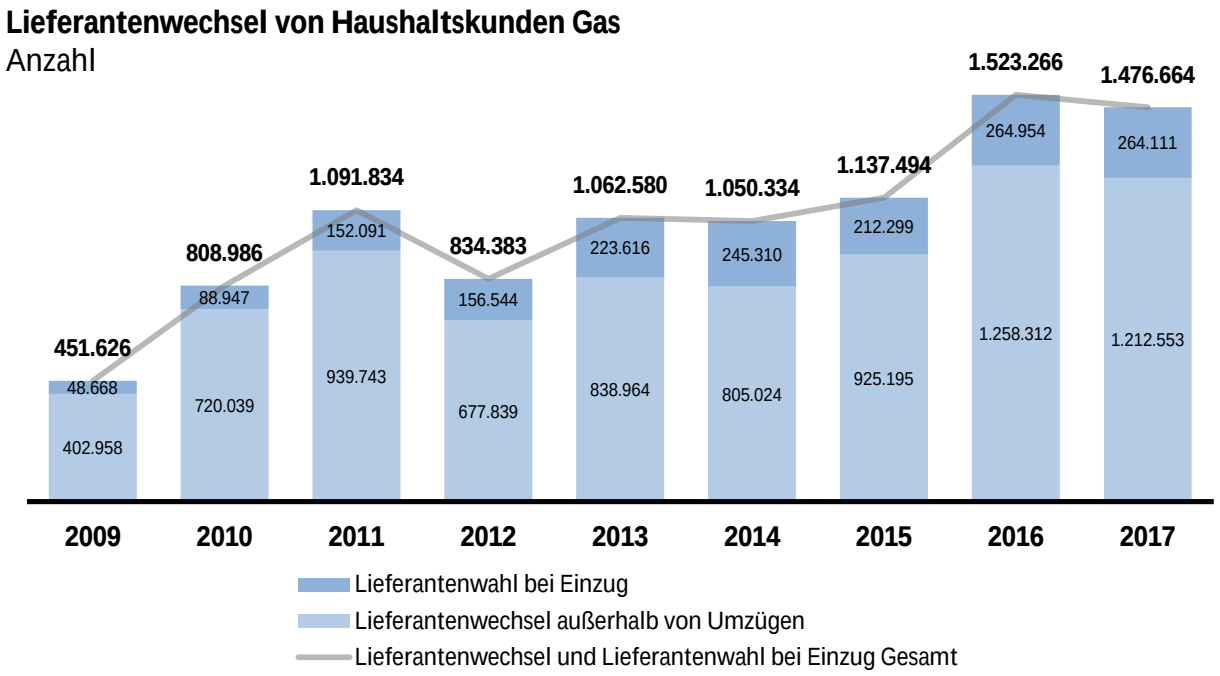


Abbildung 206: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Für das Jahr 2017 ist zu beobachten, dass die Lieferantenwechsel der Haushaltskunden zahlenmäßig leicht zurückgegangen sind. Unter Beachtung der von den VNB Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,5 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 11,8 Prozent (Vorjahr 12,3 Prozent).

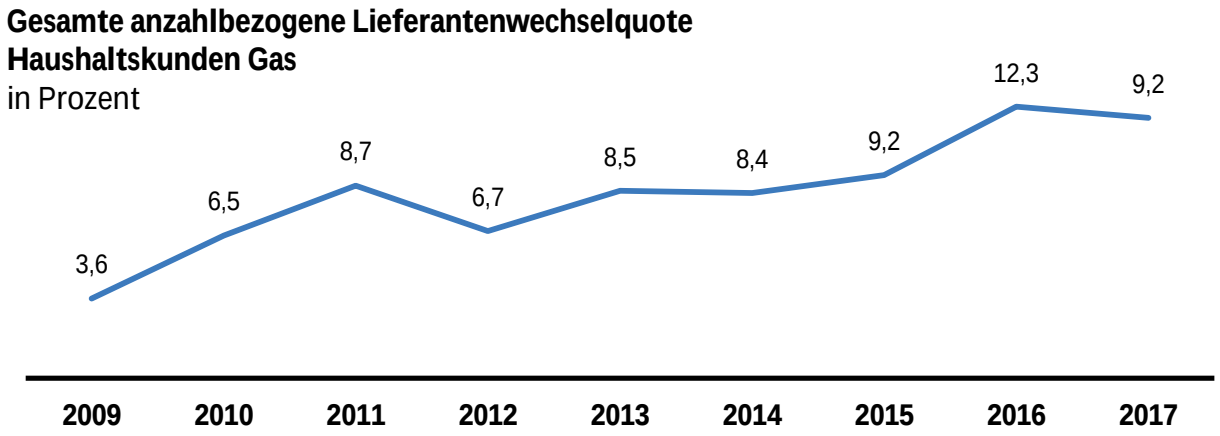


Abbildung 207: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

Zusätzlich wurden die VNB Gas nach dem Ausspeisevolumen der Zählpunkte 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.

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug

Kategorie	2017: Lieferanten-wechsel in TWh	Anteil an Gesamt-ausspeisemenge (278,8 TWh) in Prozent	2017: Lieferanten-wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden (12,5 Mio.) in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	28,7	10,3	1.212.553	9,7
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	5,3	1,9	264.111	2,1
Gesamt	34,0	12,2	1.476.664	11,8

Tabelle 120: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden in 2017 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas

Der Lieferantenwechsel ist für den Haushaltskunden eine einfache Möglichkeit, Energiekosten zu sparen. Bei einem Lieferantenwechsel wird ein neuer Gasliefervertrag bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger geschlossen.

Von dieser einfachen und risikolosen Einsparmöglichkeit haben im Jahr 2017 über 1,2 Mio. Haushaltskunden Gebrauch gemacht.

3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung

3.1 Gassperrungen und Kündigungen

Die Verteilernetzbetreiber und Gaslieferanten wurden zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Gassperrungen sowie nach den damit verbundenen Kosten befragt.

Für die Jahre 2011 bis 2014 bezog sich die Abfrage zu den Sperrungen ausschließlich auf die Androhung bzw. Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung und die Durchführung einer Sperrung im Auftrag des örtlichen Grundversorgers.

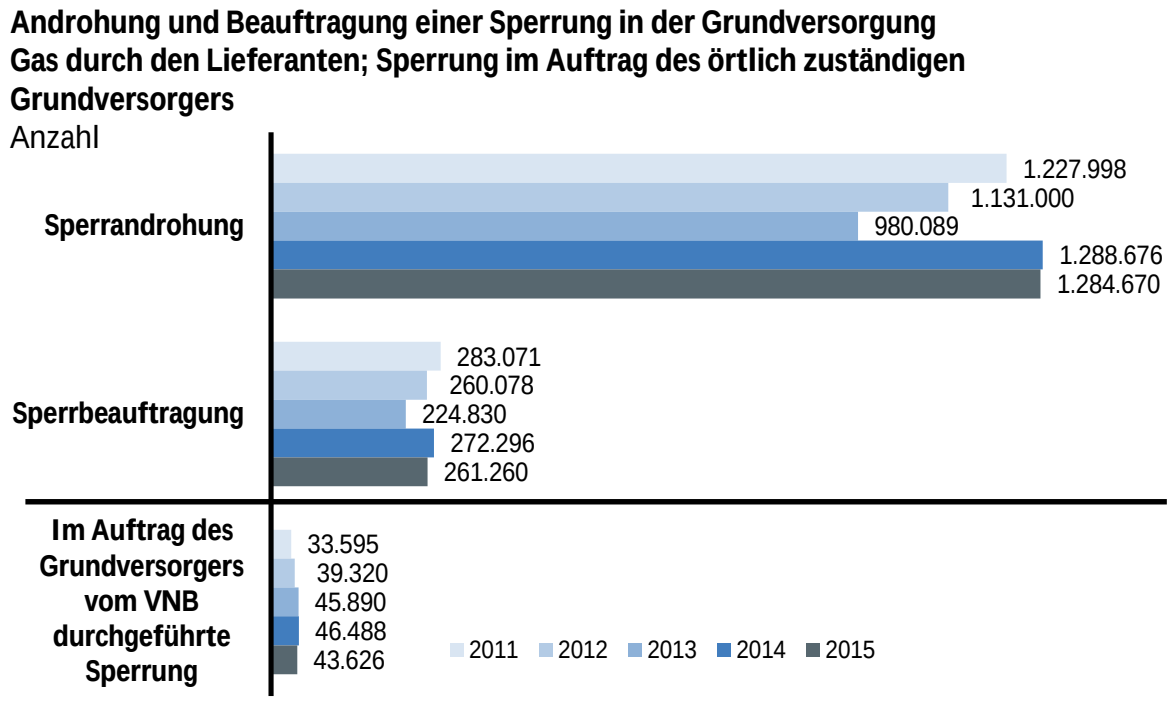


Abbildung 208: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Gas) 2011 bis 2015

Die Abfrage der Androhungen und Beauftragungen von Sperrungen richtet sich seitdem an alle Lieferanten und nicht mehr ausschließlich an Grundversorger. Lieferanten wurden sowohl zu Sperrungen in der Grundversorgung als auch zu Sperrungen bei Vertragsverhältnissen von Haushaltkunden außerhalb der Grundversorgung befragt. Zusätzlich wurden auch die vom VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag eines anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger erfasst.

In die Auswertung für das Jahr 2017 sind Angaben von 464 VNB und 445 Gaslieferanten eingeflossen. Die Zahlen der VNB und Gaslieferanten zeigen insgesamt einen Rückgang der Gassperren im Jahr 2017.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der von VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 37.992 (2016: 38.576) gesunken, was einen Rückgang um 584 Gassperren bzw. gut 1,5 Prozent bedeutet. Zudem wurden 2.056 (2016: 1.260) Gassperren im Auftrag eines Gaslieferanten vorgenommen, der nicht der örtliche Grundversorger ist. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der VNB Gas, die letztendlich die

Sperrung auf Anweisung des Gaslieferanten (Grundversorger bzw. Lieferant, der nicht örtlicher Grundversorger ist) vornehmen.

Die VNB Gas haben im Jahr 2017 bei rund 29.029 (2016: 30.633) von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wieder hergestellt. Dies sind im Vergleich zum Vorjahr rund 1.600 Zählpunkte weniger. Der Rückgang der wiederhergestellten Zählpunkte ist weitgehend auf den generellen Rückgang der Gassperren zurückzuführen. Zusätzlich wurde bei 1.946 (2016: 1.486) Zählpunkten im Auftrag eines Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, die Versorgung wieder hergestellt.

Für eine Sperrung haben die VNB Gas den Gaslieferanten durchschnittlich ca. 56 Euro (exkl. USt) in Rechnung gestellt, wobei die Spanne der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 12 und 216 Euro (exkl. USt) lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses wurden durch die VNB Gas den Gaslieferanten durchschnittlich ca. 65 Euro (exkl. USt) berechnet, wobei die Spanne zwischen 14 und 263 Euro (exkl. USt) lag.

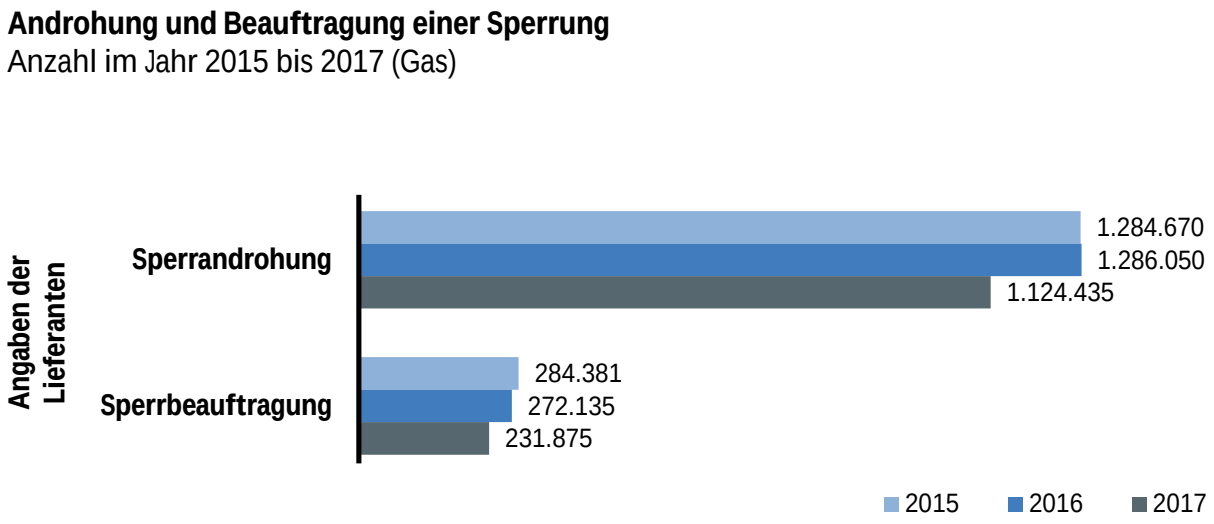
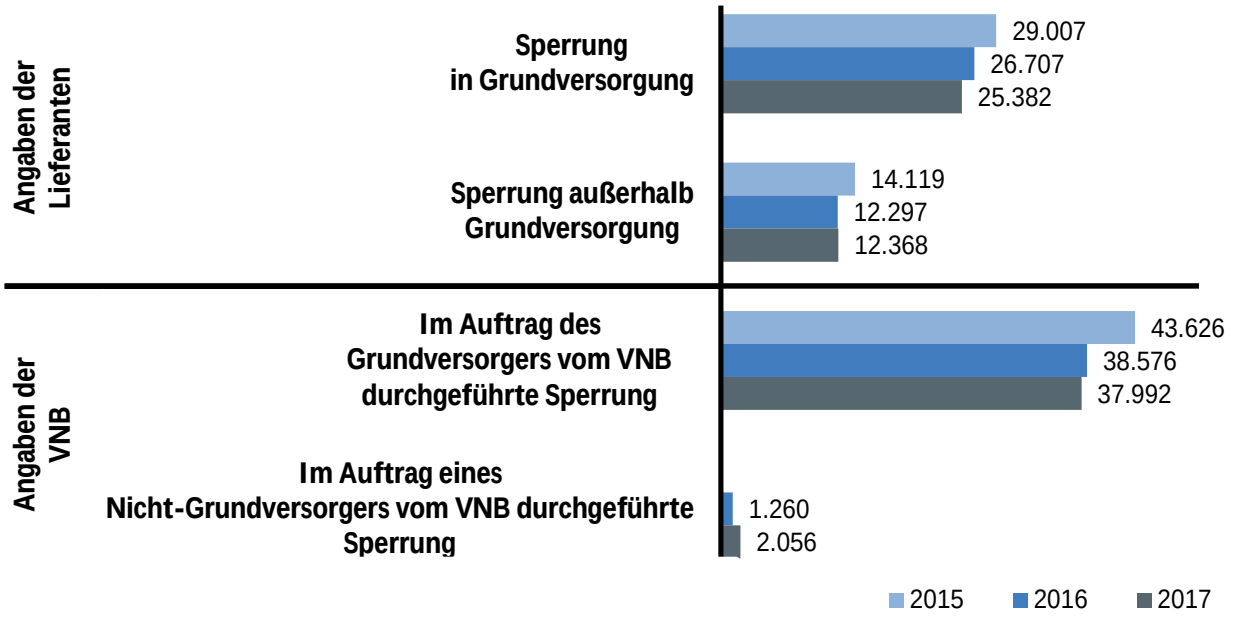


Abbildung 209: Androhung und Beauftragung einer Sperrung gemäß Anfrage Lieferanten Gas

Durchgeführte Sperrungen[1]
Anzahl im Jahr 2015 bis 2017 (Gas)



[1] Die in der Abbildung aufgeführte Zahl unter der Trennlinie stammt aus der Befragung der VNB. Für 2015 wurden nur die von den VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag des jeweiligen örtlichen Grundversorgers erfasst. Sperrungen im Auftrag von Nicht-Grundversorgern werden ab 2016 explizit abgefragt. Den VNB liegen keine Informationen zu den jeweiligen Vertragsverhältnissen der Sperrungen vor. Alle Angaben über der Trennlinie stammen aus der Befragung der Lieferanten. Hier werden die durchgeführten Sperrungen differenziert nach Vertragsverhältnissen erfasst (Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung). Daher sind die hier jeweilig ausgewiesenen Sperrzahlen nur mittelbar miteinander vergleichbar.

Abbildung 210: Durchgeführte Sperrungen gemäß Abfrage Lieferanten Gas und Abfrage VNB Gas

Die Gaslieferanten wurden befragt, wie häufig sie im Jahr 2017 eine Sperrung der Gasversorgung wegen der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Zahl der Sperrandrohungen ist mit 1.124.435 Fällen (2016: 1.286.050) gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken (minus 12,5 Prozent). Die Anzahl der Sperrbeauftragungen ist im Vergleich zum Vorjahr um 14,8 Prozent auf 231.875 Fälle (2016: 272.135) ebenfalls zurückgegangen. Die in den Monitoringberichten 2016 und 2017 ausgewiesenen Werte für Sperrandrohungen und Sperrbeauftragungen mussten nachträglich, aufgrund von Datenkorrekturen der Unternehmen angepasst werden.

Nach Angaben der Gaslieferanten führten 37.750 (2016: 39.004) Sperrbeauftragungen (basierend auf einem Grundvertragsverhältnis bzw. einem Vertragsverhältnis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung) zu einer tatsächlichen Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um 1.254 Gassperren. Bei der Gegenüberstellung der Sperrandrohungen und der durchgeführten Gassperren wird deutlich, dass gut drei Prozent der Sperrandrohungen in einer tatsächlichen Sperrung des Gasanschlusses durch den VNB Gas mündeten. Zusätzlich gaben die Gaslieferanten an, dass sie in 25.382 Fällen (2016: 26.707) eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt haben. Dabei lag die Quote der Sperrungen bezogen auf die jeweilige Gesamtkundenzahl in der Grundversorgung im Mittel bei unter einem Prozent (0,8 Prozent). Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in 12.368 Fällen (2016: 12.297) vollzogen. Dabei lag die Sperrquote in diesem Bereich bei 0,2 Prozent.

Dieser niedrige Anteil hat unterschiedliche Ursachen. Es ist zu vermuten, dass eine Sperrandrohung in vielen Fällen zu einer Zahlung führt. Andere Kunden lassen die mit der Sperrung beauftragten Personen nicht ins Haus. Um eine Sperrung dann trotzdem durchführen zu können, bedarf es einer gerichtlichen Durchsetzung, die wiederum einen zeitlichen und finanziellen Aufwand erfordert.

Die Gaslieferanten geben an, dass bei den Sperrungen in 68 Prozent der Fälle Haushaltskunden betroffen sind, die über einen Grundversorgungsvertrag beliefert werden. 32 Prozent der gesperrten Kunden wurden außerhalb der Grundversorgung beliefert. Bei der Betrachtung der Anzahl der Sperrungen und den von der Sperrung betroffenen Haushaltskunden wird deutlich, dass rund fünf Prozent der Haushaltskunden im Rahmen der Grundversorgung mehrfach gesperrt wurden. Bei Haushaltskunden, die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, liegt die Zahl der mehrfach gesperrten Kunden sogar bei 20 Prozent. Bei Zahlungsrückständen sieht die GasGVV keinen bestimmten Mindestbetrag vor, ab dem eine Sperrung angedroht werden darf. Im Durchschnitt waren säumige Kunden mit ca. 120 Euro im Zahlungsrückstand. Ein weiteres häufiges Kriterium für eine Sperrung des Anschlusses war die Anzahl der Tage, die ein Kunde mit der Begleichung eines Abschlags oder einer Rechnung in Verzug war.

Erstmals wurde in 2017 ermittelt, welchen Betrag die Gaslieferanten für eine Mahnung bei Zahlungsverzug berechnen. Im Durchschnitt werden den Gaskunden rund 3,60 Euro Mahngebühren in Rechnung gestellt, wobei die Spanne zwischen 0,50 Euro und 30 Euro liegt. Während einige Lieferanten lediglich die Kosten des mit der Sperrung bzw. mit der Wiederherstellung beauftragten Netzbetreibers weiterleiten, haben ca. 22 Prozent der Gaslieferanten ihren Kunden für die Durchführung einer Sperrung zusätzlich im Durchschnitt ca. 46 Euro (inkl. USt) eigene Kosten berechnet, wobei die Spanne zwischen zwei Euro und 210 Euro (inkl. USt) lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 56 Euro (inkl. USt), wobei die Spanne ebenfalls von 2 Euro bis 210 Euro (inkl. USt) reichte.

Trotz Unterbrechungsandrohung und Sperrbeauftragung trennen sich nur wenige Lieferanten 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 2017 haben die Gaslieferanten bei insgesamt 41.988 Gaskunden (2016: 47.957) 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.

Rund 38.000 Gaskunden waren 2017 von der Sperrung ihres Anschlusses betroffen. Das waren rund drei Prozent weniger als im Vorjahreszeitraum. Der häufigste Grund für eine Sperrung war, dass die angefallen Energiekosten nicht beglichen wurden. Auch die Zahl der Sperrandrohungen ist stark zurückgegangen.

Bei rund 30.000 Gaskunden wurde der Anschluss wieder hergestellt. Die durchschnittlichen, vom Kunden zu tragenden Kosten für eine Gassperre lagen bei rund 56 Euro.

3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Bei der Datenerhebung wurden von den Messstellenbetreibern Gas und den Gaslieferanten Fragen zu Vorkassesystemen nach § 14 GasGVV – wie Bargeld- und Chipkartenzählern – beantwortet. Nach Angaben der Messstellenbetreiber Gas waren im Jahr 2017 insgesamt 1.125 (2016: 1.059) Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassesysteme von 41 Messstellenbetreibern Gas im Rahmen der Grundversorgung eingerichtet. Es wurden 285 Vorkassesysteme (2016: 229) im Berichtsjahr neu eingebaut und 188 vorhandene Vorkassesysteme (2016: 215) wieder ausgebaut. Die Kosten für den Messstellenbetrieb und die Kosten für die Messung lagen pro Jahr und Zähler durchschnittlich bei 28 Euro bzw. 6,25 Euro. Der den Gaskunden in Rechnung gestellte jährliche Grundpreis betrug im Durchschnitt 120 Euro (2016: 129 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 10,1 ct/kWh.

Der Bargeld- oder Chipkartenzähler ist eine mögliche Lösung bei finanziellen Engpässen und damit oft eine Alternative zur drohenden Gassperre. Der Gaskunde kann selbst bestimmen, wie viel Gas er verbrauchen möchte. Darüber hinaus sind die Gaskosten auf den jeweils hinterlegten Geldbetrag begrenzt. Zu Bedenken ist, dass diese Zähler in der Regel teurer sind.

In Deutschland sind ca. 1.100 Gaskunden mit einem Vorkassesystem ausgerüstet.

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.

Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2017

	Anzahl Anfragen	Anzahl Durch-führungen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	5.057	6.136	14,40 Euro (2 Euro - 50 Euro)	18 Euro (2 Euro - 65 Euro)
davon monatlich	433	588		
davon vierteljährlich	83	116		
davon halbjährlich	1.244	1.305		
fehlende Angaben zum Zeitraum (Rest)	3.297	4.127		

Tabelle 121: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2017 gemäß Abfrage Gaslieferanten

Lieferanten müssen Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anbieten. Allerdings nutzt nur ein Bruchteil der Gaskunden diese Möglichkeit der zusätzlichen Rechnungslegung. Der Lieferant darf für die unterjährige Rechnung beim Kunden Kosten geltend machen.

Üblich ist eine jährliche Abrechnung des Verbrauchs, in der die monatlichen Abschlagszahlungen eines Jahres mit den tatsächlich angefallenen Gaskosten verrechnet werden.

4. Preisniveau

Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, wurden zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2018 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 unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh), die höchste Kategorie einen jährlichen Gasverbrauch oberhalb von 200GJ (55.556 kWh). Der Standardfall für Haushaltskunden liegt in dem Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 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[166], 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 2018 bzw. 1. April 2017 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 ausfüllen, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls haben (dies traf auf 99 bzw. 775 Lieferanten zu).

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde")

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von rund 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i.d.R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zu Grunde, 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. Im Falle der größten Verbraucher sind die

[166] Der Preisbestandteil „Entgelt für Abrechnung" ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Netzentgelte und wird nicht mehr gesondert ausgewiesen.

Übergänge vom Einzelhandel zum Gasgroßhandel naturgemäß fließend. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. Es gibt auch Vertragsmodelle, bei denen die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber dem Kunden selbst obliegt. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit 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 Jahresbenutzungsdauer 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 haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale handelt es sich grundsätzlich um einen kleinen Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 99 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 99 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 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	**Mittelwert** (arithmetischer) in ct/kWh	**Anteil am Gesamtpreis**
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,16 -0,45	0,33	12,0%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,013	0,003	0%
Konzessionsabgabe[1]	0,00	0,00	0%
Gassteuer	0,55	0,55	20,0%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,60 - 2,26	1,93	68%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	2,37 - 3,20	2,82	

[1] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessions-abgaben 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 122: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Gesamtpreis besteht beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) im Mittel zu 12 Prozent aus den Komponenten Netzentgelt, Messung, Messstellenbetrieb und Konzessionsabgabe. Dieser Anteil ist wesentlich niedriger als im Bereich der Haushaltskunden bzw. verbrauchsschwächeren Nicht-Haushaltskunden (s.u.).

Entsprechend ist der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten und Marge) mit 68 Prozent deutlich höher als bei Haushaltskunden.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 2,82 ct/kWh ist um 0,13 ct/kWh gestiegen und liegt damit um fast fünf Prozent über dem Vorjahreswert von 2,69 ct/kWh. Die vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Anteile des Gesamtpreises (insb. Netzentgelte und Abgaben) sind im Vergleich zum Vorjahr um knapp einen Prozentpunkt gesunken.

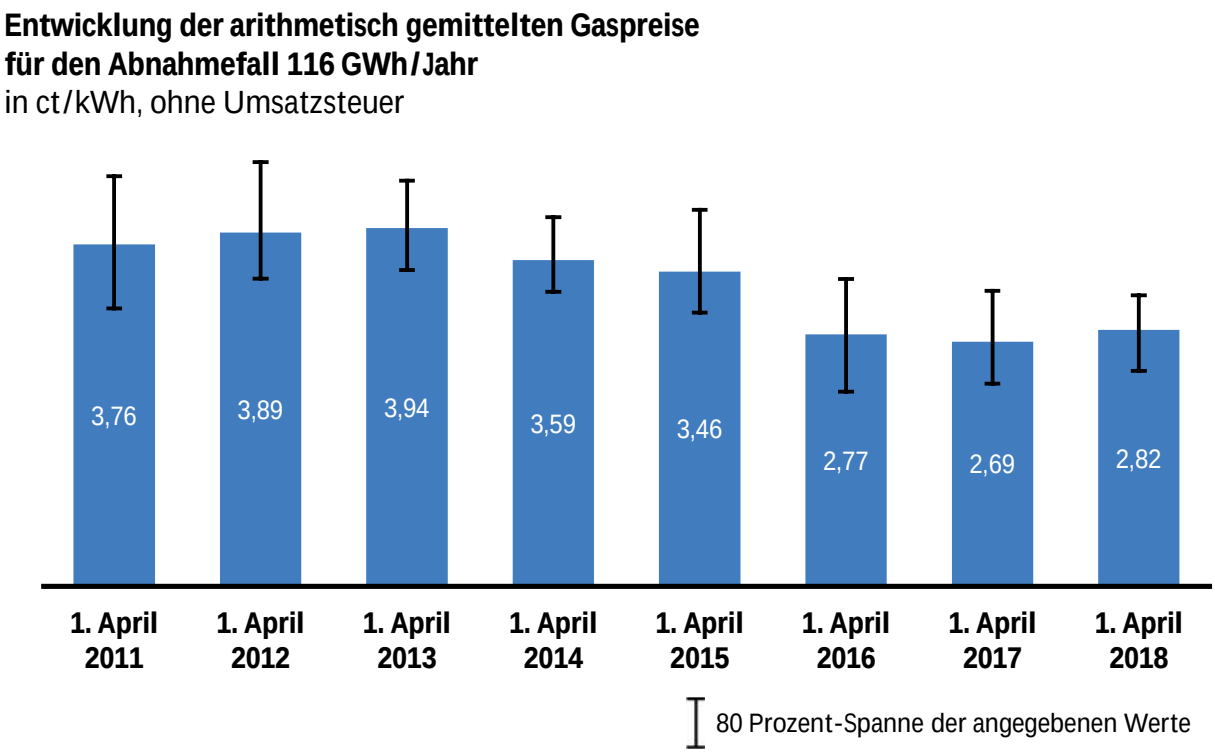


Abbildung 211: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall eines Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh entspricht z. B. einem eher verbrauchsschwachen Gewerbekunden. 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 hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere 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 vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall in aller Regel eine Verbrauchserfassung über ein Standardlastprofil erfolgt. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2018 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 786 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 775 Lieferanten). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die 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 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung führte zu folgenden Ergebnissen:

Preisniveau am 1. April 2018 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 - 1,57	1,20	27%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,01 - 0,06	0,05	1%
Konzessionsabgabe[1]	0,03 - 0,03	0,04	1%
Gassteuer	0,55	0,55	13%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,02 - 3,17	2,55	58%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	3,77 - 5,09	4,40	

[1] 40 der 702 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 123: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

In diesem Jahr entfallen beim Abnahmefall „Gewerbekunde“ (116 MWh) durchschnittlich 42 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgabe). 58 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 4,40 ct/kWh liegt um 0,1 ct/kWh, also rund 2 Prozent unter dem Vorjahreswert. Die absolute Höhe der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr mit 1,84 ct/kWh gleich geblieben. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist hingegen um 0,12 ct/kWh (von 2,67 ct/kWh zum 1. April 2017 auf 2,55 ct/kWh zum 1. April 2018), also um rund Prozent gesunken.

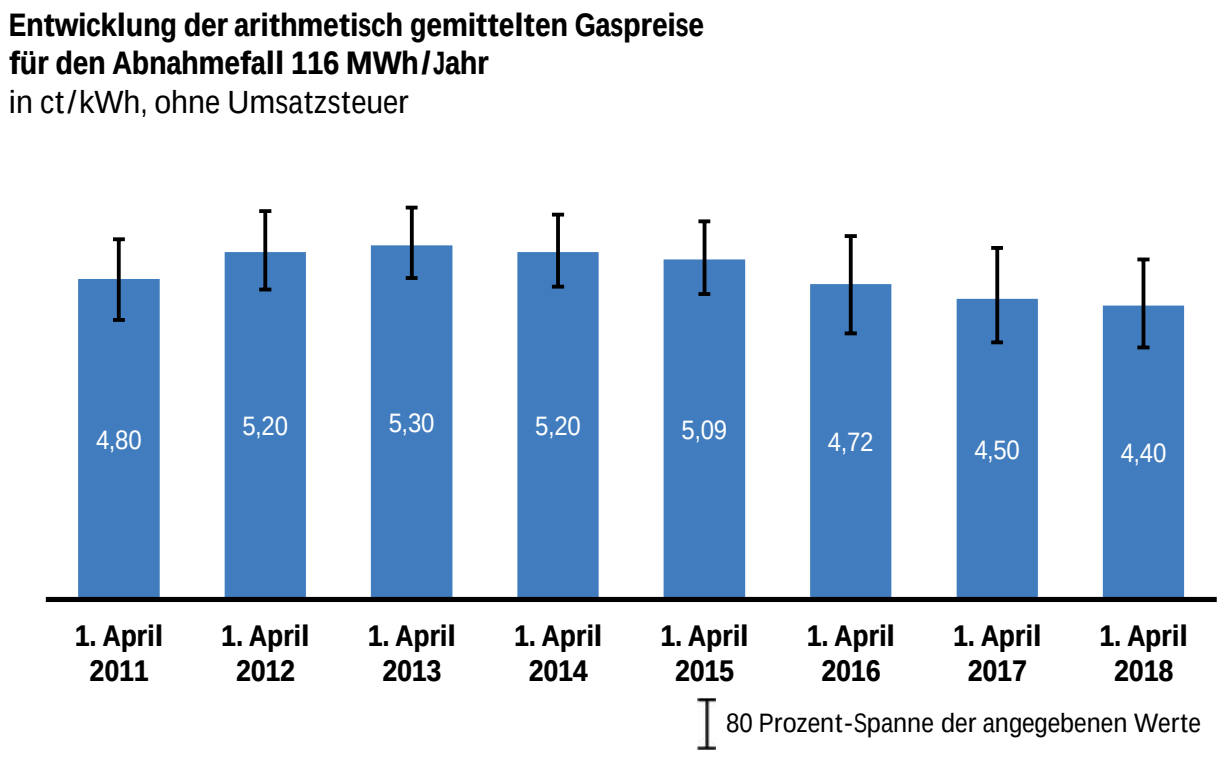


Abbildung 212: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

4.2 Haushaltskunden

Für die Abfrage der Haushaltskundenpreise wurden diese in drei unterschiedliche Bänder unterteilt:

- Band I (D1[167]): jährlicher Gasverbrauch unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh)
- Band II (D2): jährlicher Gasverbrauch zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh)
- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch oberhalb von 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 aus dem Vorjahr 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.

[167] 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 2018 wurde das Band II gewählt, da es den Verbrauchsbereich zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) umfasst und somit den deutschen Durchschnittsverbrauch der Haushaltskunden von 20.000 kWh am besten abbildet.

Der durchschnittlich errechnete Gaspreis, der sich über alle Belieferungsarten erstreckt, lag zum Stichtag 1. April 2018 bei 6,07 ct/kWh und damit rund 1,3 Prozent niedriger als im Vorjahr. Insgesamt sind die Gaspreise in den letzten Jahren stabil geblieben.

Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2018 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge	2,96	48,8%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,42	23,4%
Entgelt für Messung	0,02	0,3%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,07	1,2%
Konzessionsabgabe	0,08	1,3%
Derzeitige Gassteuer	0,55	9,1%
Umsatzsteuer	0,97	16,0%
Gesamt	6,07	100,0%

Tabelle 124: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Band II
Preisstand 1. April 2018, in Prozent

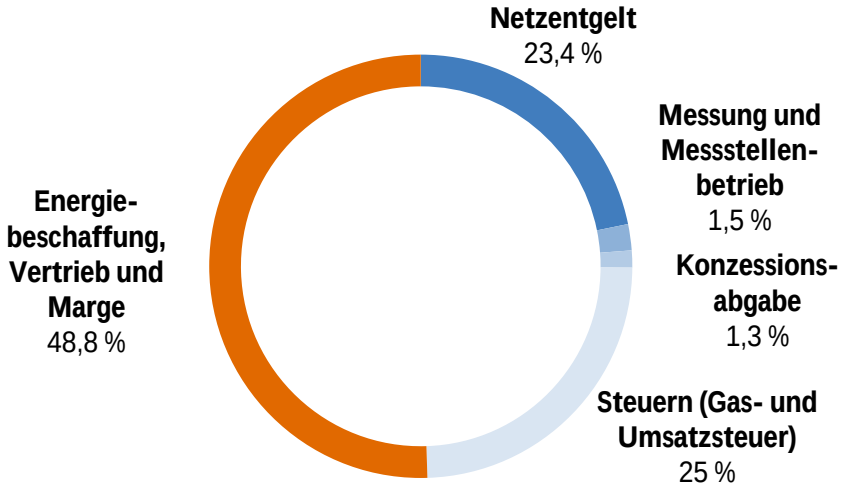


Abbildung 213: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Veränderungen des über alle Vetragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden. Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh), (Band II; Eurostat: D2)

Preisbestandteil	1. April 2017 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	1. April 2018 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
			in ct/kWh	in Prozent
Preisbestandteil für Energie-beschaffung, Vertrieb und Marge	3,02	2,96	-0,06	-2,0%
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,44	1,42	-0,02	-1,4%
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,00	0,0%
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,07	0,01	16,7%
Konzessionsabgabe	0,08	0,08	0,00	0,0%
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,00	0,0%
Umsatzsteuer	0,98	0,97	-0,01	-1,0%
Gesamt	6,15	6,07	-0,08	-1,3%

Tabelle 125: 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 2017 und 1. April 2018 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.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh) im Jahr (Band I; Eurostat: D1) Preisstand 1. April 2018 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	4,33	4,08	3,43
Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,44	2,31	2,28
Entgelt für Messung	0,23	0,12	0,13
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,48	0,41	0,40
Konzessionsabgabe	0,52	0,06	0,04
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,62	1,43	1,30
Gesamt	10,17	8,96	8,13

Tabelle 126: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band II; Eurostat: D2) Preisstand 1. April 2018 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	3,29	3,01	2,66
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,41	1,42	1,43
Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,03
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,06	0,09
Konzessionsabgabe	0,25	0,03	0,04
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	1,06	0,97	0,91
Gesamt	6,64	6,06	5,71

Tabelle 127: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band III; Eurostat: D3) Preisstand 1. April 2018 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	3,05	2,66	2,28
Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,20	1,25	1,20
Entgelt für Messung	0,01	0,01	0,01
Entgelt für Messstellenbetrieb	0,02	0,02	0,03
Konzessionsabgabe	0,25	0,04	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Umsatzsteuer	0,96	0,86	0,78
Gesamt	6,04	5,39	4,88

Tabelle 128: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Grundversorgung wurden Angaben von 516 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2018 liegt der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 6,64 ct/kWh (2017: 6,73 ct/kWh), was einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 1,3 Prozent bedeutet.

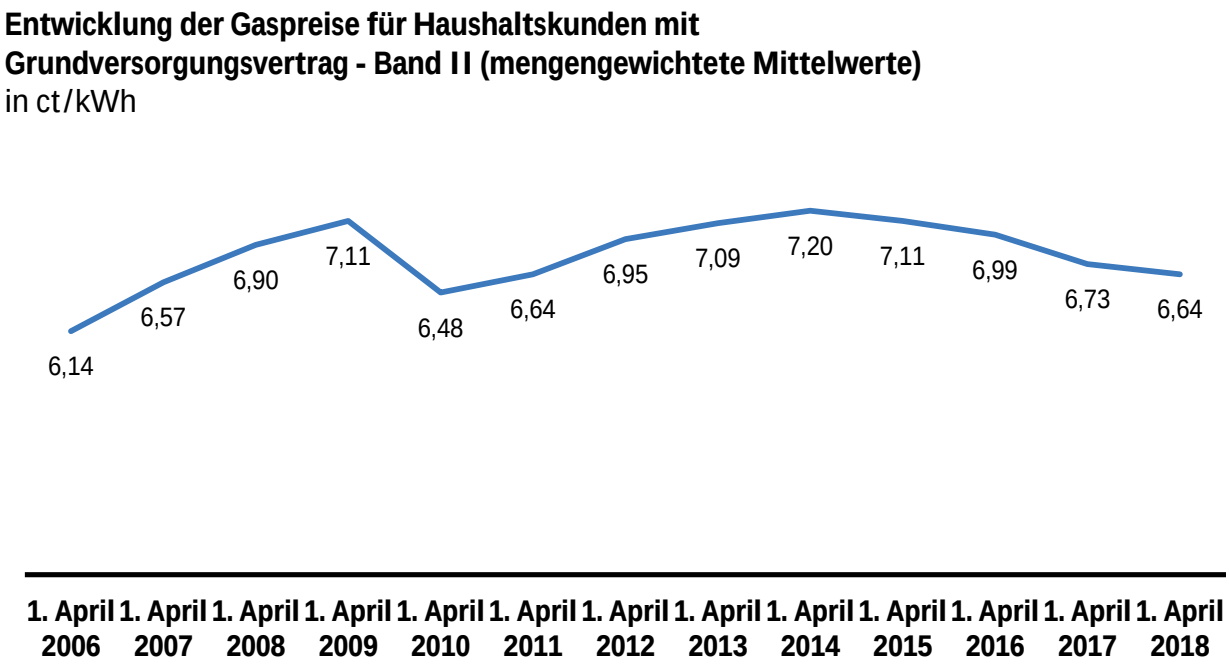


Abbildung 214: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

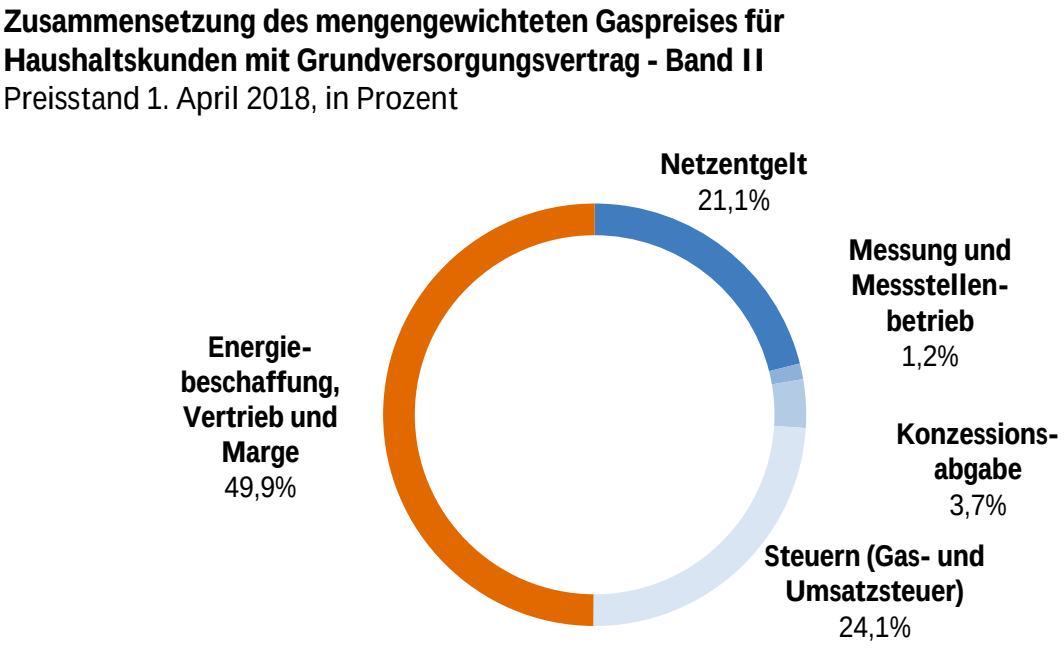


Abbildung 215: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2018 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung wurden Angaben von 505 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2018 liegt der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger

mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung im Band II bei 6,06 ct/kWh (2017: 6,07 ct/kWh), was einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 0,2 Prozent bedeutet.

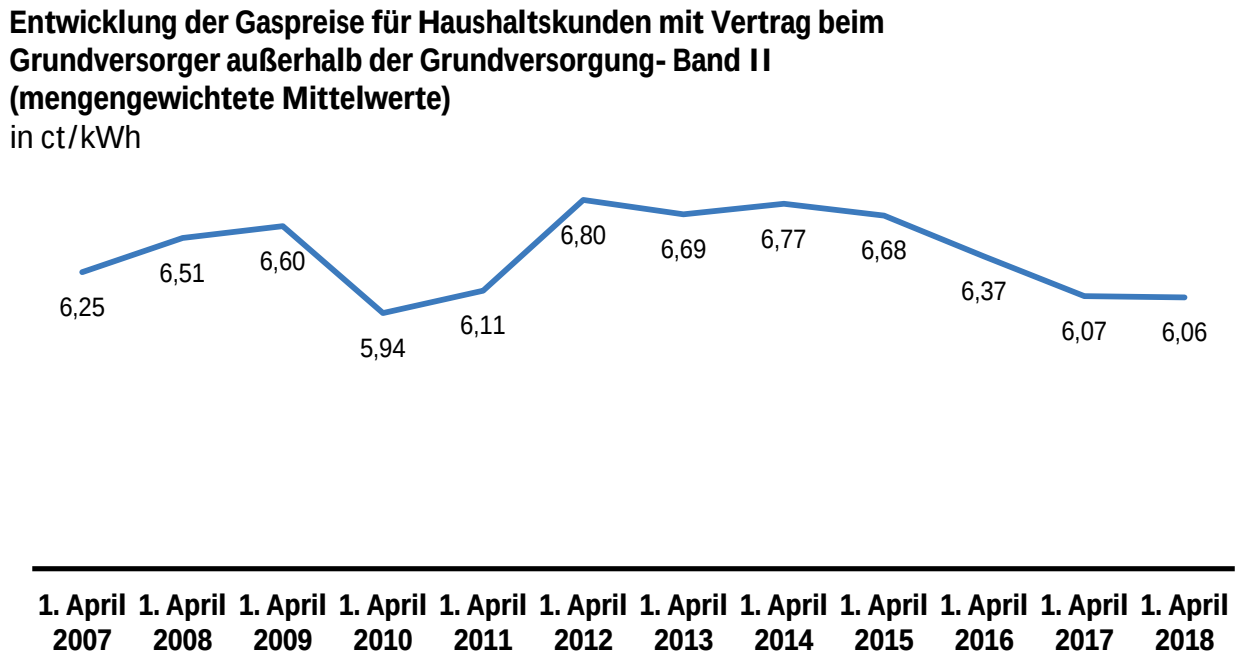


Abbildung 216: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

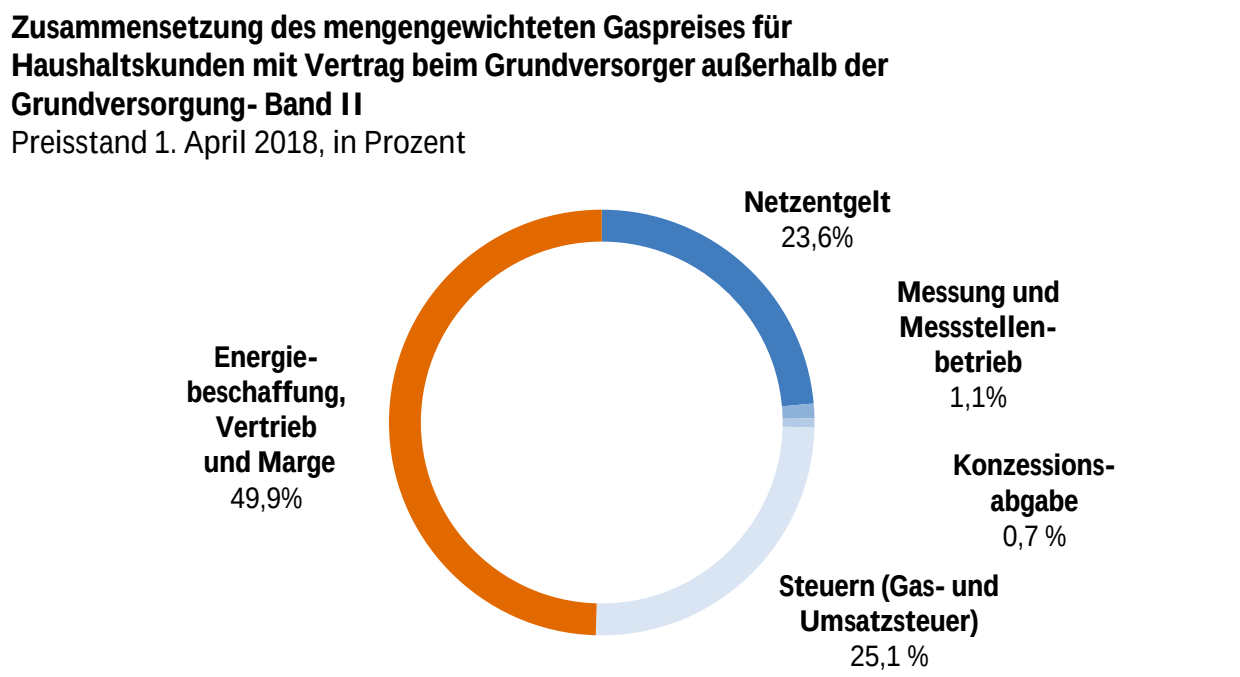


Abbildung 217: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2018 – Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, wurden Angaben von 568 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2018 liegt der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist im Band II bei 5,71 ct/kWh (2017: 5,78 ct/kWh), was einem Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 1,2 Prozent entspricht. Damit erreicht der Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Versorger ist, im Jahr 2018 das historisch niedrigste Niveau seit der ersten Erhebung zum Stichtag 1. April 2008.

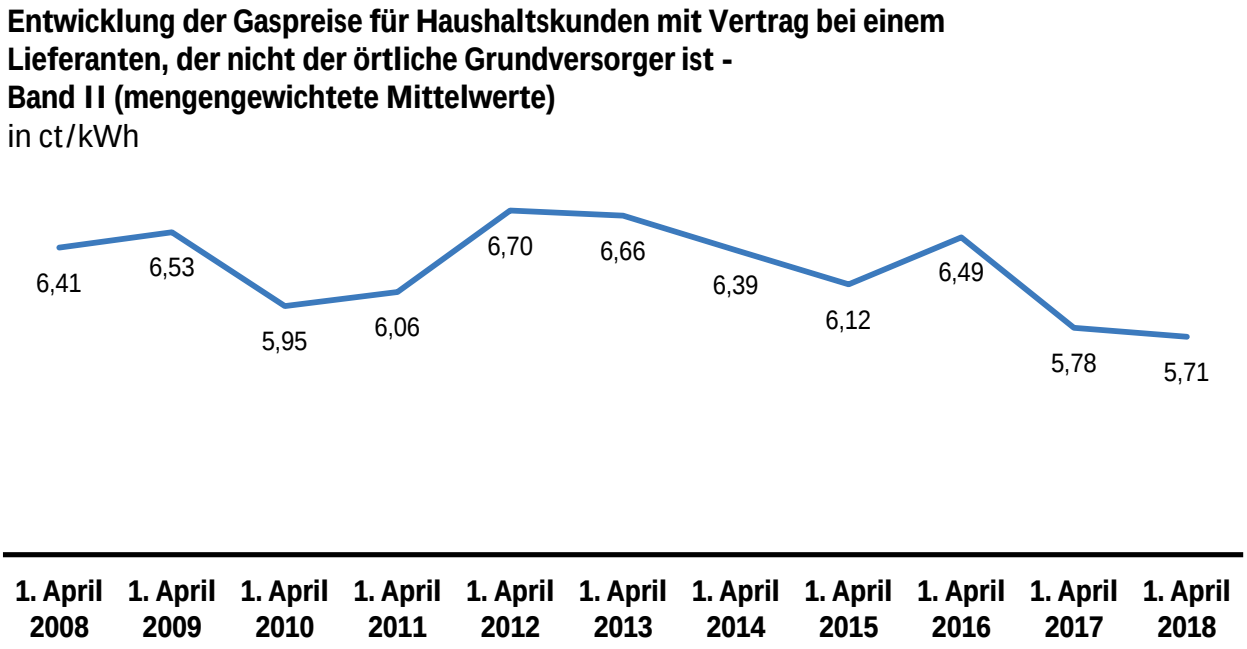


Abbildung 218: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist - Band II
Preisstand 1. April 2018, in Prozent

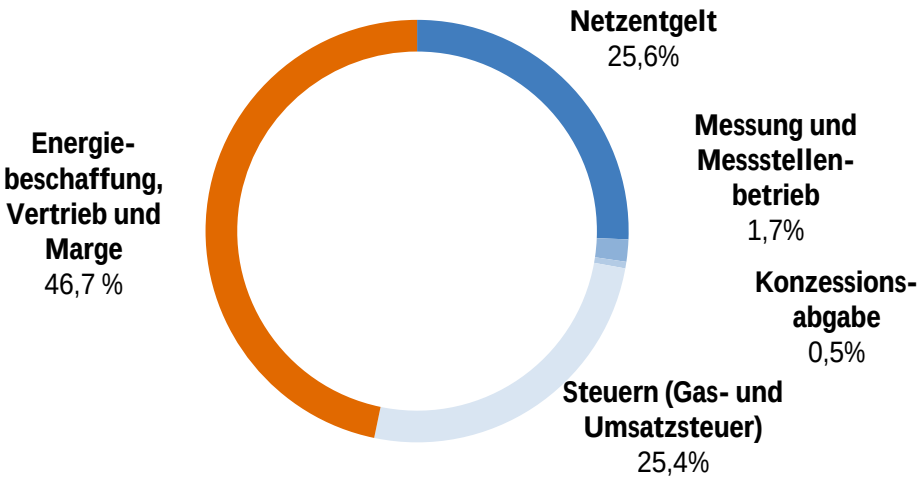


Abbildung 219: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2018 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

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 2018 bei einer Vertragsumstellung eine durchschnittliche jährliche Ersparnis in Höhe von 135 Euro. Bei einem Lieferantenwechsel betrug das jährliche durchschnittliche Einsparpotenzial 216 Euro.

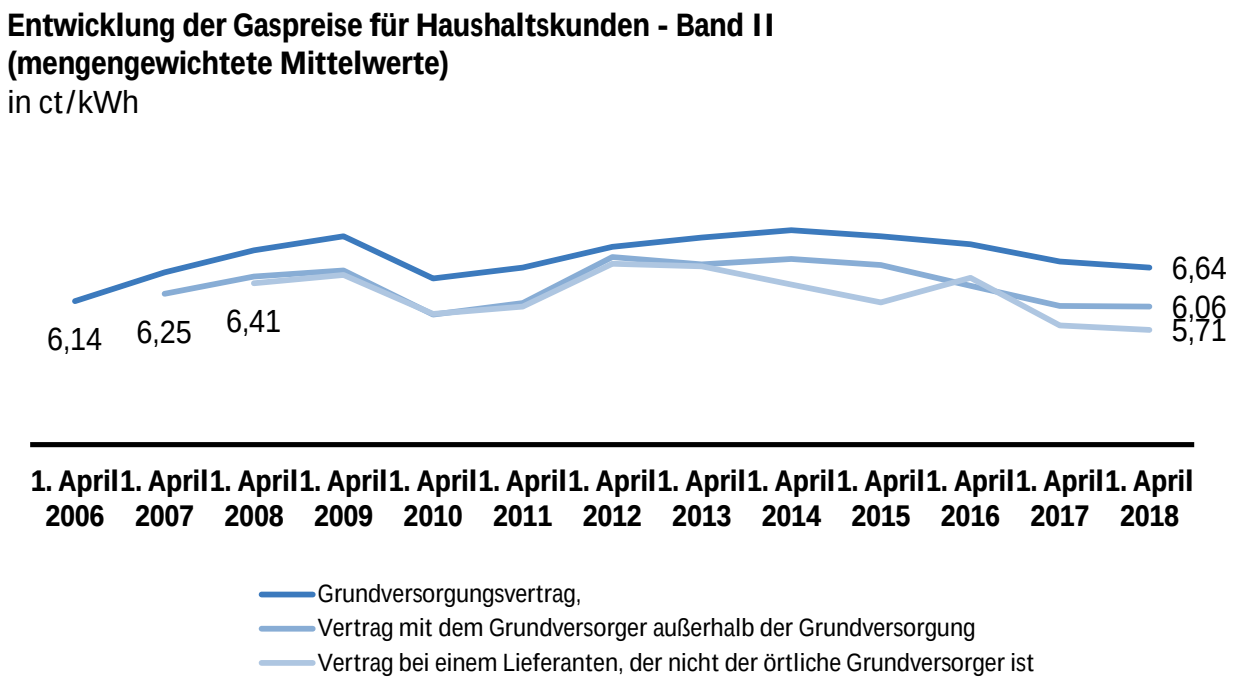


Abbildung 220: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Bei der Betrachtung des Hauptbestandteils des Gaspreises und gleichzeitig des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ im Bereich der Haushaltskunden im Band II fällt auf, dass dieser Preisbestandteil im Jahr 2018 für Kunden, die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist, mit 2,66 Ct/kWh (2017: 2,7 ct/kWh) den historisch niedrigsten Wert seit Beginn der Erhebung erreicht hat.

Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ beim Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung betrug 3,29 ct/kW (2017: 3,35 ct/kWh) zum Stichtag 1. April 2018. Beim Gaspreis für Kunden, die von ihrem Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, blieb der Preisbestandteil stabil bei 3,01 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2018.

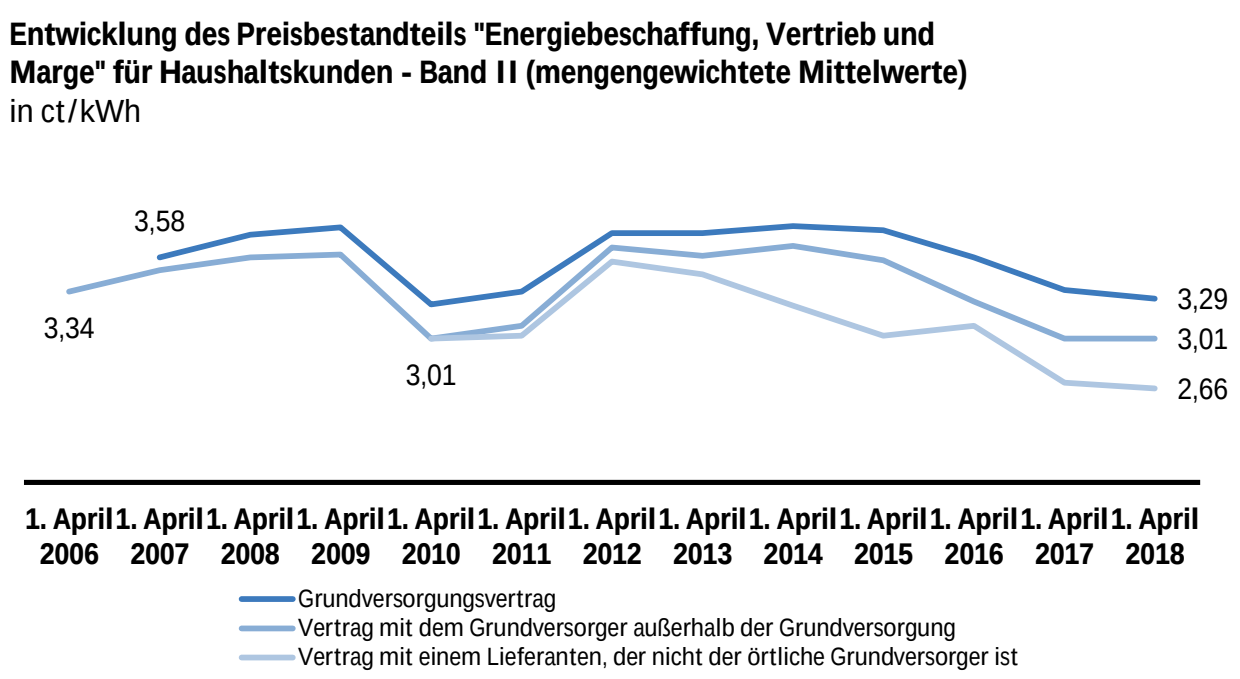


Abbildung 221: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten

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 310 Euro. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich auf durchschnittlich 75 bis 80 Euro.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

Stand 1. April 2018	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	49	10 Monate	37	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	124	75 Euro	184	80 Euro
Freikontingent an kWh	12	1.400 kWh	8	550 kWh
Kaution	14	-	7	-
andere Sonderbonifikationen	72	-	61	-
andere Sonderregelungen	35	-	33	-

Tabelle 129: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

In der teuersten Belieferungsart, der Grundversorgung, liegt der durchschnittliche Gaspreis bei 6,64 ct/kWh. Wechselt ein Kunde beim Grundversorger in einen günstigeren Tarif (z.B. Onlinetarif), liegt der Gaspreis im Durchschnitt bei 6,06 ct/kWh. Bei einem Lieferantenwechsel zu einem anderen Gaslieferanten, der möglicherweise bundesweit tätig ist, liegt der Gaspreis bei durchschnittlichen 5,71 ct/kWh. Ein durchschnittlicher Haushaltskunde mit einer Gasabnahmemenge von 23.250 kWh pro Jahr konnte zum Stichtag 1. April 2018 bei einer Vertragsumstellung durchschnittlich 135 und bei einem Lieferantenwechsel 216 Euro jährlich sparen.

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 USt), sowie (iii) einen Preis ohne Steuern und Abgaben. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen

bzw. bisher auf eine Datenlieferung durch das Statistische Bundesamt basierend auf einer Meldung durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft zurück. Die Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, eine europaweite Vergleichbarkeit herzustellen. Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den einzelnen Mitgliedsstaaten (vgl. RL 2008/92/EG, Anhang I h), sodass insoweit nationale Unterschiede bestehen.

5.1 Nicht-Haushaltskunden

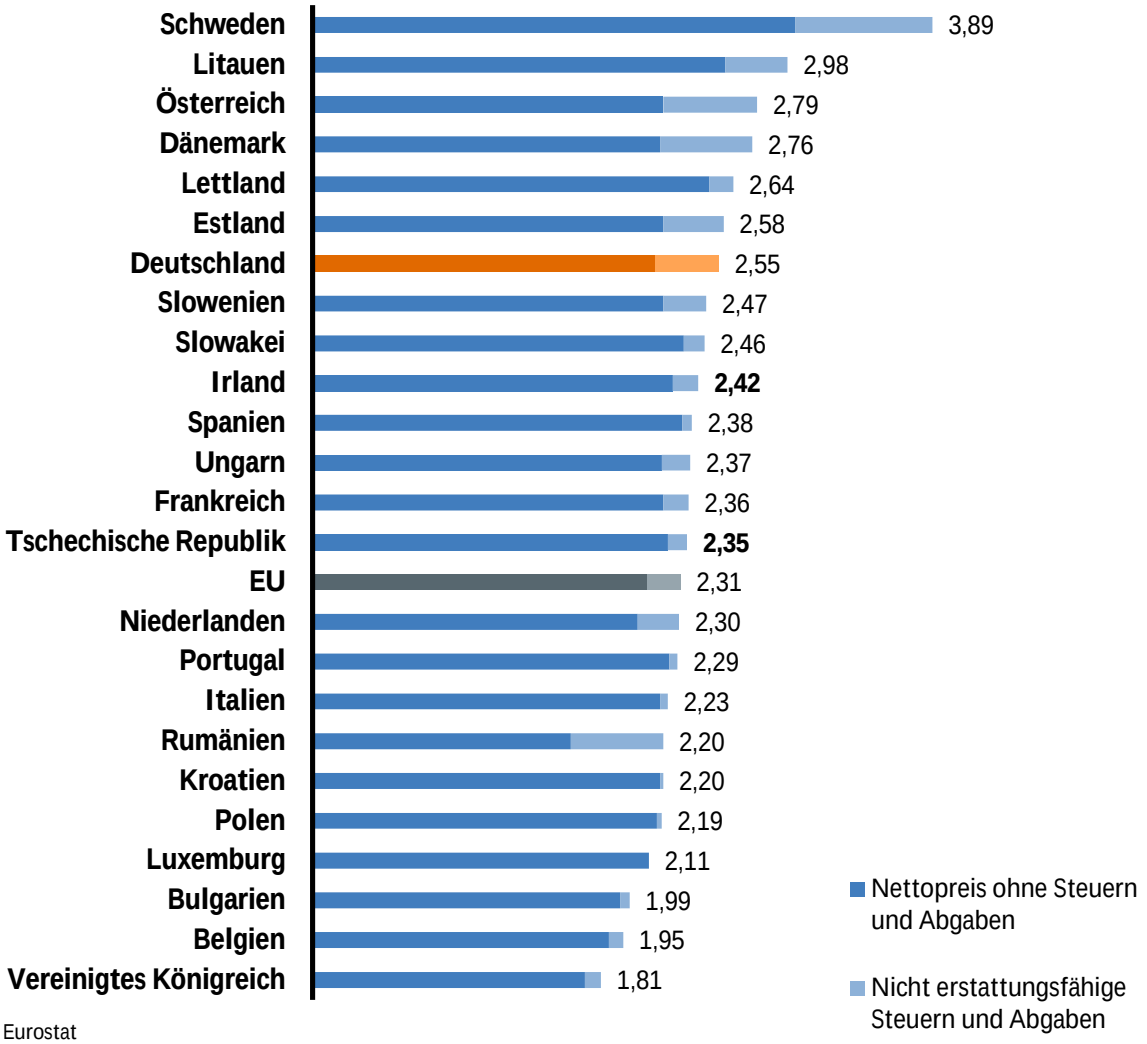
Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sechs verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden („Verbrauchsbänder“). Von diesen Verbrauchsbändern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie mit einem Jahresverbrauch „zwischen 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.[168] Daneben fallen in den meisten Mitgliedstaaten noch weitere, nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben an (in Deutschland: Gassteuer und Konzessionsabgabe).

Die europaweiten Preisunterschiede fallen bei den Industriekunden wesentlich geringer aus als bei den Haushaltskunden. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr liegt für Nicht-Haushaltskunden in Deutschland im 2. Halbjahr 2017 mit 2,55 ct/kWh im oberen Bereich. Der EU-Durchschnitt beträgt 2,31 ct/kWh. Im europäischen Schnitt wird der Nettopreis mit rund 10 Prozent (0,21 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 18 Prozent (0,40 ct/kWh) einen überdurchschnittlichen Wert auf.

[168] 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 7. August 2018).

Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2017 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh
in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben



Quelle: Eurostat

Abbildung 222: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2017 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 (i) einen Jahresverbrauch von 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 europaweite Vergleich für das mittlere Band dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Steuern und Abgaben erstatten lassen, sodass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. Umsatzsteuer relevant ist.

[169] Die Werte für Finnland und Griechenland fehlen in der Darstellung von Eurostat.

Anders als im Bereich der Industriekunden bestehen europaweit große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Sie zahlen in Schweden für Erdgas mehr als das Doppelte als in Belgien und im Vereinigten Königreich. Im Vergleich zu Bulgarien, Rumänien, Estland, Ungarn und Kroatien zahlen sie sogar mehr als das Dreifache. Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland liegt im 2. Halbjahr 2017 mit 6,09 ct/kWh etwas unter dem EU-Durchschnitt (6,33 ct/kWh).

Auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis ist EU-weit stark unterschiedlich. Während der Anteil im Vereinigten Königreich lediglich rund 9 Prozent beträgt, entfallen in Dänemark etwa 56 Prozent auf Steuern und Abgaben. Deutschland liegt mit einem Anteil von rund 26 Prozent auch in dieser Hinsicht im europäischen Mittelfeld. Vom deutschen Gesamtpreis entfallen ca. 1,56 ct/kWh auf Steuern und Abgaben; der EU-Durchschnitt beträgt 1,69ct/kWh (rund 27 Prozent).

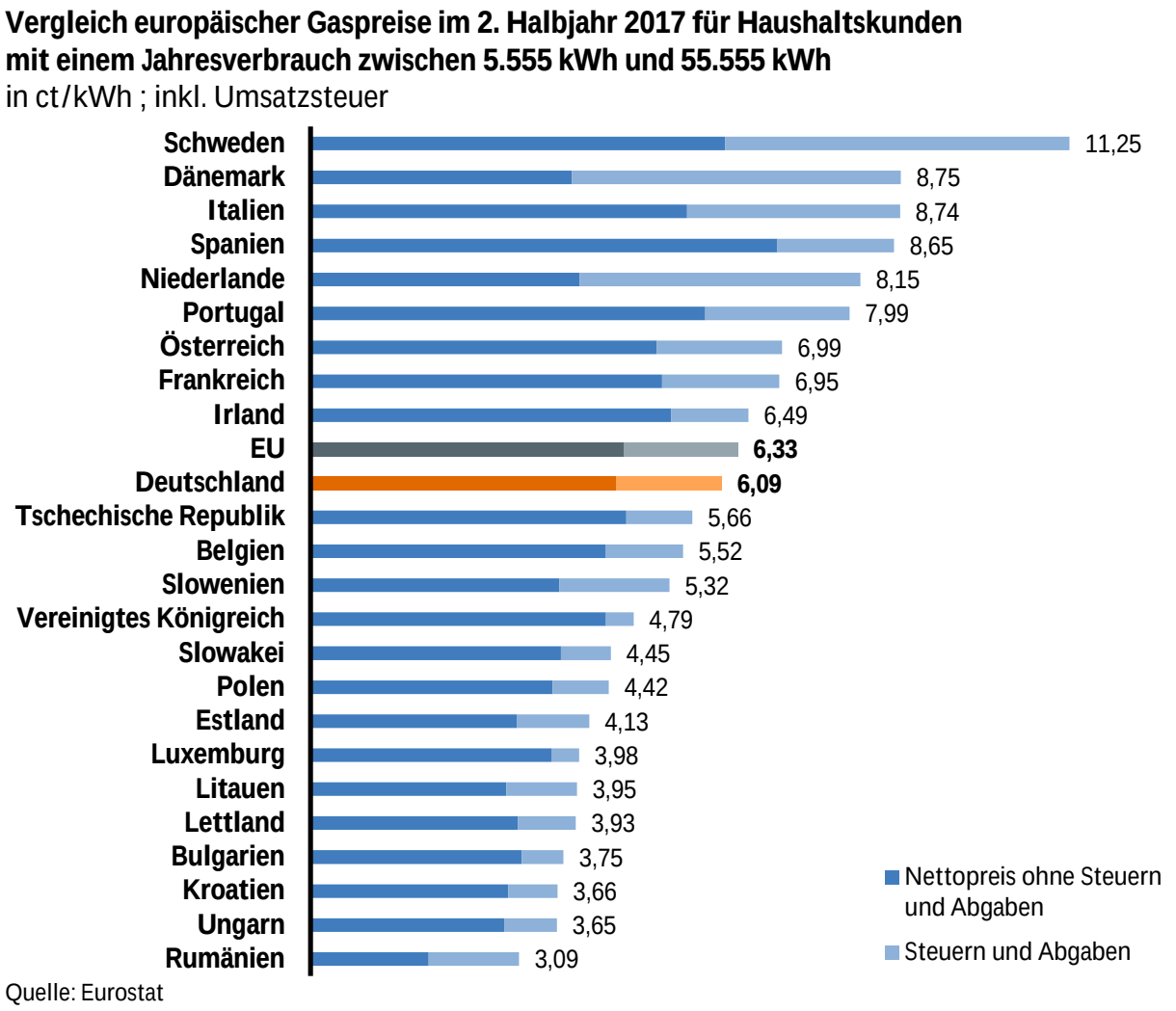


Abbildung 223: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2017 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh[170]

[170] Die Werte für Finnland und Griechenland fehlen in der Darstellung von Eurostat.

G Mess- und Zählwesen

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Mit dem Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG), das wesentlicher Bestandteil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ist, wurde das Mess- und Zählwesen in Deutschland umfassend neu geregelt. Mit Inkrafttreten am 2. September 2016 wurden die §§ 21 b ff. EnWG und die Messzugangsverordnung (MessZV) ersetzt.

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. Während die Grundzuständigkeit für konventionelle Messtechnik auf Dauer beim örtlichen Netzbetreiber verbleibt, kann die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme seit dem 1. Oktober 2017 auf ein anderes Unternehmen übertragen werden.

Trotz der vollständigen Liberalisierung des Messwesens sind zurzeit überwiegend grundzuständige Netzbetreiber für den Messstellenbetrieb (in ihren Netzen) tätig.

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse berücksichtigen die Antworten von 685 Unternehmen. Für die Marktrollenverteilung ergibt sich für das Jahr 2017 das folgende Bild.

Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	2017
Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.d. §2 Nr. 4 MsbG (bis 2016: Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i.S.d. § 21b Abs. 1 EnWG)	671
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	10
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	7

Tabelle 130: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2017

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Im Bereich der SLP-Kunden können mit Stichtag 31. Dezember 2017 rund 4,8 Mio. Zähler so umgerüstet werden, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i.S.d. § 3 Nr. 19 MsbG verbunden werden können. Rund 155.000 Zähler sind bereits jetzt so umgerüstet, dass sie mit einem Smart-Meter Gateway i. S. d. § 2 Nr. 19 MsbG verbunden werden können.

Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden im Jahr 2017

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	7.352.732	244.967	28.755
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	6.003.394	194.153	21.359
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk und herstellerspezifischem Ausgang (z.B.: Cyble, Absolut-ENCODER)	369.786	9.162	1.547
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	9.475	332	1.105
Ultraschall Gaszähler	5.622	-	214
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	74	189	2.948
andere mechanische Gaszähler	9.724	3.335	23.912
andere elektronische Gaszähler	4.012	186	790
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	4.643.395	147.035	26.776
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	147.902	4.833	1.717

Tabelle 131: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2017

Bei der verwendeten Kommunikationstechnologie am Zählwerk kommt nur in Ausnahmefällen nicht der Impulsgeber zum Einsatz (92 Prozent). Lediglich bei rund acht Prozent der Zähler werden Cyble-Sensor, Absolut-Encoder, elektronisches Zählwerk oder Sonstiges verwendet.

Kommunikationstechnologie am Zählwerk der SLP-Kunden im Jahr 2017
Anzahl und Verteilung

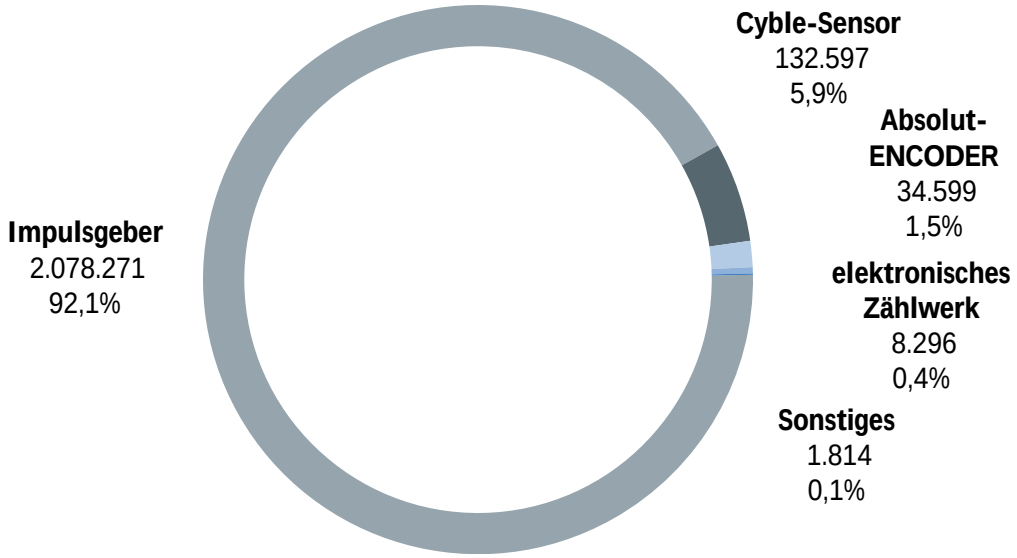


Abbildung 224: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31.12.2017

Bei der dabei verwendeten Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden dominiert mit rund 63 Prozent die Telekommunikationstechnologie wie die klassische Telefonleitung, DSL oder Mobilfunk.

Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden im Jahr 2017
Anzahl und Verteilung

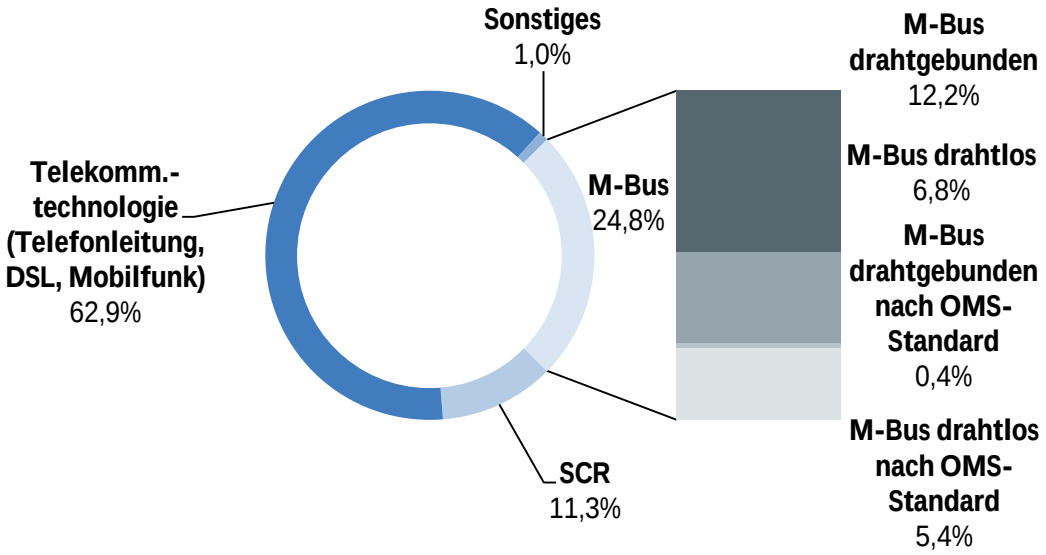


Abbildung 225: Verwendete Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden – Stand 31.12.2017

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Im Bereich der RLM-Kunden stellt sich die verwendete Zähl- und Messeinrichtungstechnik im Jahr 2017 wie folgt dar.

Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2017

Funktion	Anzahl Zählpunkte
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	15.886
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	13.210
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Brennwert-Mengenumwerter	303
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	15.948
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Temperaturmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	552
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Smart-Meter Gateway	13
Sonstige	87

Tabelle 132: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2017

Die Messtechnik der RLM-Kunden überträgt die Daten dabei fast ausschließlich über Telekommunikationssysteme (94,7 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 ca. 4,3 Prozent.

Kommunikative Fernanbindung der RLM-Kunden im Jahr 2017
Anzahl und Verteilung

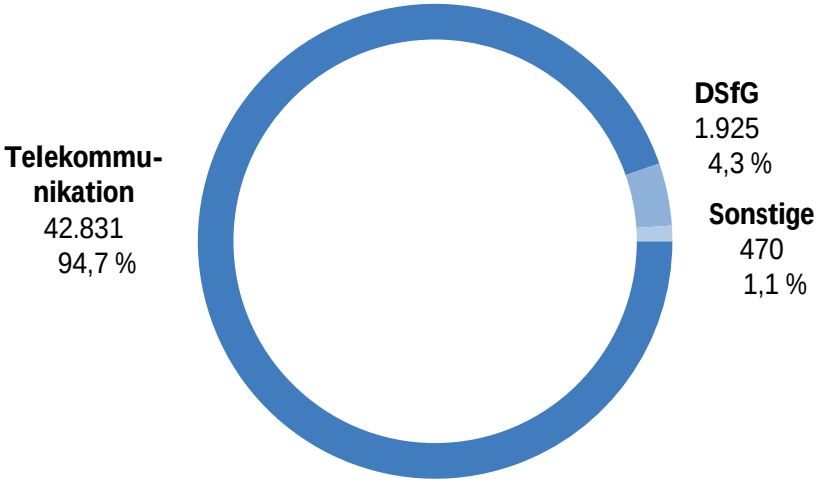


Abbildung 226: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31.12.2017

4. Anbindbarkeit von Messeinrichtungen für Gas i. S. d. § 20 Abs. 1 Messstellenbetriebsgesetz

Die Messstellenbetreiber wurden nach der Anzahl der Zählpunkte gefragt, die sie 2017 mit Messeinrichtungen (i. S. d. § 20 Abs. 1 MsbG) ausgestattet haben und die mit einem Smart-Meter-Gateway (i. S. d. § 2 Nr. 7 MsbG) verbunden werden können. 231 Messstellenbetreiber gaben für den Bezugszeitraum 2017 (Stichtag 31. Dezember 2017) eine Gesamtzahl von 4.437.142 Zählpunkten an. Im Vergleichszeitraum 2016 wurden 771.833 Zählpunkte mit anbindungsfähigen Messeinrichtungen ausgestattet (Angaben von 189 Messstellenbetreibern).

Erstmalig wurden hier die Zählpunkte erfasst, die mit Messeinrichtungen ausgestattet sind und bereits mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden sind. 16 Messstellenbetreiber gaben an, dass dies bei 660 Zählpunkten schon der Fall ist. Zusätzlich wurden die Zählpunkte erfasst, die mit einer in ein Kommunikationsnetz eingebundener Messeinrichtung ausgestattet sind, die nicht mit einem intelligenten Messsystem gemäß § 2 Nr. 7 MsbG verbunden sind. Insgesamt meldeten dazu 112 Messstellenbetreiber 106.062 Zählpunkte. Zusätzlich wurden die Messstellenbetreiber nach der Anzahl der Zählpunkte befragt, die sie mit einer in ein Kommunikationsnetz eingebundenen Messeinrichtung (Smart Meter) auszustatten planen, die jedoch nicht mit einem intelligenten Messsystem gemäß § 2 Nr. 7 MsbG verbunden wird. Dabei haben insgesamt 15 Messstellenbetreiber eine Anzahl von 5.425 Zählpunkten gemeldet.

5. 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 540 Messstellenbetreibern Gas.

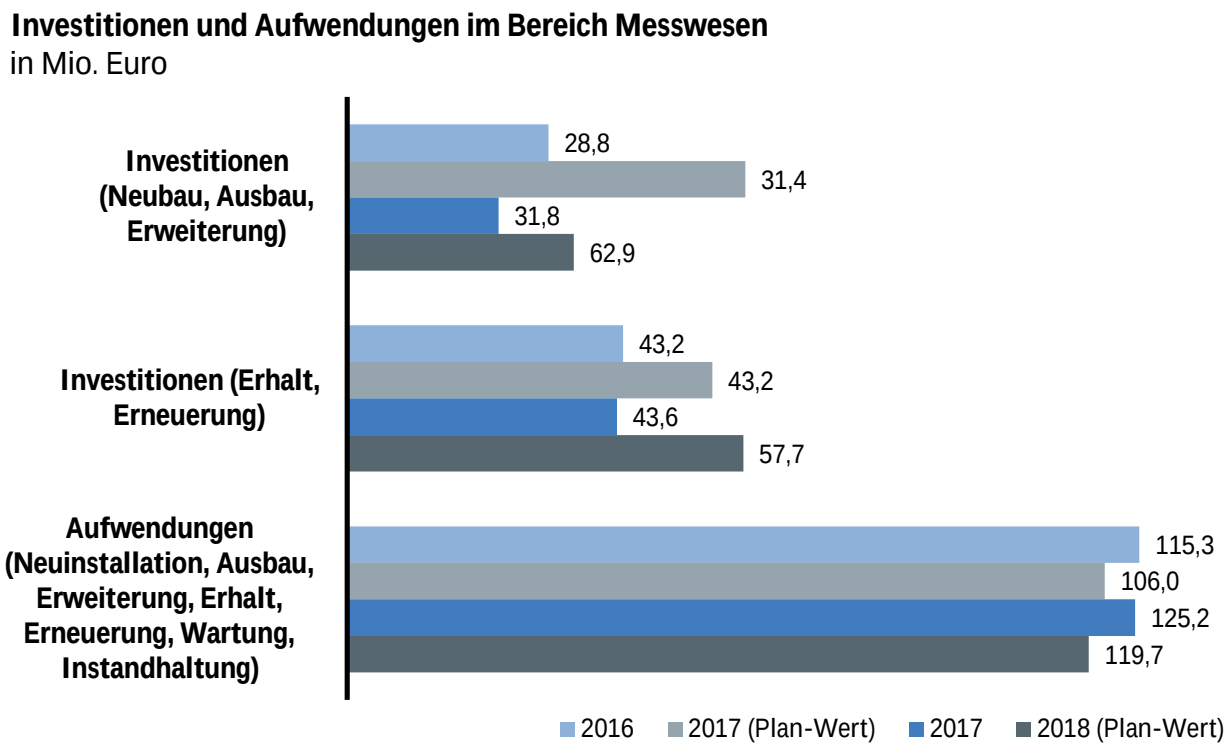


Abbildung 227: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

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. Zur Marktüberwachung erhält die Markttransparenzstelle Transaktions- und Fundamentaldaten, die auf der Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 (REMIT) i.V.m. der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 an ACER übermittelt werden. Diese werden für ca. 4.300 in Deutschland registrierte Marktteilnehmer gemeldet. Europaweit sind ca. 13.500 Marktteilnehmer registriert.[171]

Für den Zeitraum vom 1. Oktober 2017 bis 31. August 2018 erhielt die Markttransparenzstelle Transaktionsdaten von ACER. Für die Kategorie der Standardverträge wurden täglich im Durchschnitt 1,280 Mio. Datensätze[172] für den deutschen Energiemarkt gem. Artikel 6 der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 übermittelt. Im Vergleich dazu erhält ACER für den gesamten europäischen Energiemarkt insgesamt über 2 Mio. Transaktionsmeldungen pro Tag. Transaktionsmeldungen teilen sich auf in abgeschlossene Handelsgeschäfte und Handelsaufträge. In dem genannten Zeitraum wurde folgender Datenumfang übermittelt:

Anzahl Datenmeldungen zu Transaktionen

Gesamte Anzahl Meldungen zu Handelsgeschäften	**44.141.410**
davon Meldungen zu kaufseitigen Handelsgeschäften	21.491.436
davon Meldungen zu verkaufsseitigen Handelsgeschäften	22.649.962
Gesamte Anzahl Meldungen zu Handelsaufträgen (Gebote)	**383.231.854**
davon Meldungen zu Kaufgeboten	192.904.126
davon Meldungen zu Verkaufsgeboten	185.769.857
davon Meldungen zu Kauf- und Verkaufsgeboten[1]	4.557.871
Gesamte Transaktionsmeldungen	**427.373.264**

[1]Für einige Auktionsmärkte kann ein Handelsauftrag sowohl aus einem Kauf als auch aus einem Verkauf bestehen.

Tabelle 133: Anzahl Datenmeldungen

[171] Stand: 31. August 2018

[172] Datensätze/-meldungen umfassen ebenfalls Aktualisierungen zu vormals gemeldeten Daten und sind nicht zwingend als jeweils einzelnes Handelsgeschäft oder Handelsauftrag zu interpretieren.

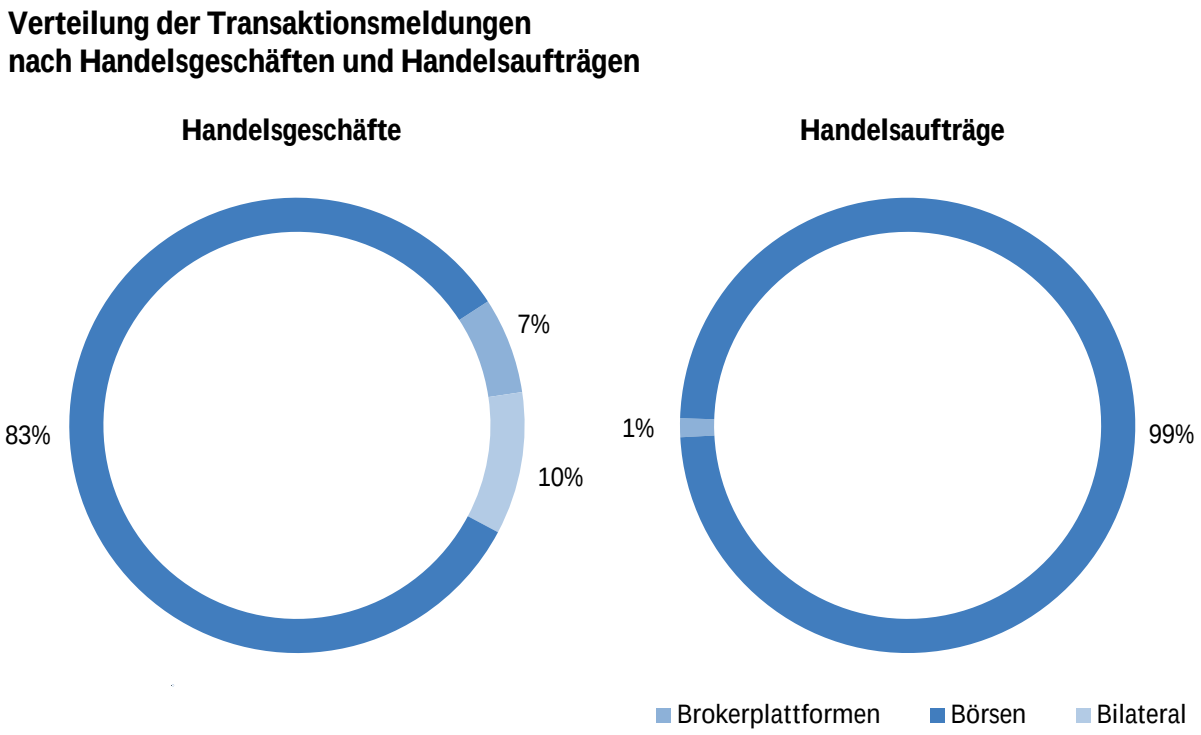


Abbildung 228: Verteilung der Transaktionsmeldungen nach Handelsgeschäften und Handelsaufträgen

Zudem erhielt die Markttransparenzstelle Fundamentaldaten, insbesondere solche, die auf den Transparenzplattformen von ENTSO-E[173] und ENTSO-G[173] veröffentlicht wurden.

[173] https://transparency.entsoe.eu/

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Aufgaben nach REMIT

Die Bundesnetzagentur überwacht den Energiegroßhandelsmarkt entsprechend den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT). Im Hinblick auf die Verbote von Insiderhandel und Marktmanipulation erhält sie Hinweise auf verdächtiges Verhalten der Marktteilnehmer u. a. von organisierten Marktplätzen. Diese und andere Personen, die beruflich Transaktionen arrangieren, müssen die Bundesnetzagentur bei begründetem Verdacht eines Verstoßes gegen Insiderhandel und Marktmanipulation informieren. Sie verwenden hierfür die europäische Notification Platform von ACER[174]. Den Verdachtsanzeigen geht die Bundesnetzagentur durch eigene Datenanalysen nach.

Die Anzahl der jährlich angezeigten Verdachtsfälle ist seit Beginn der Überwachungstätigkeit angestiegen.

In den Jahren 2012 bis 2018 sind bisher insgesamt 51 Verdachtsanzeigen eingegangen. Solche Verdachtsanzeigen befinden sich zunächst in einer Vorermittlungsphase durch die Bundesnetzagentur (u.a. Prüfen des angezeigten Sachverhalts, Sachverhaltsaufklärung etc.). Wenn sich der angezeigte Sachverhalt im Laufe ihrer Ermittlungen als ein möglicher Verstoß gegen die REMIT herausstellt, kann die Bundesnetzagentur ein Ordnungswidrigkeitenverfahren einleiten. Dies hat sie bisher erst in einem Fall getan. Das Verfahren dauert noch an. Finden sich in der Vorermittlungsphase nicht genügend Anhaltspunkte für einen Verstoß wird der Fall eingestellt. Von den 51 Verdachtsanzeigen wurden bisher 24 Fälle eingestellt. Eine grenzüberschreitende Bearbeitung erfolgt derzeit in 11 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.

Während in den Jahren 2012 bis 2015 nur Marktmanipulationsfälle angezeigt wurden, werden seit dem Jahr 2016 auch möglicher Insiderhandel angezeigt. In einigen Fällen von Insiderhandel bezieht sich der Verdacht auf Transaktionen, die vor der Veröffentlichung von Kraftwerksausfällen getätigt wurden. Unter dem Vorwurf der Marktmanipulation werden u. a. Handlungen geprüft, in denen Handelsaufträge ohne Ausführungsabsicht erteilt wurden oder durch gezieltes Handelsverhalten andere Marktteilnehmer vom Markt ausgeschlossen wurden. Auf mögliche Verstöße gegen das Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation überprüft die Bundesnetzagentur auch das Verhalten von Marktteilnehmern, das am 17. Oktober 2017 zu Höchstpreisen beim Minutenreserveabruf führte.

Die folgende Grafik zeigt die Anzahl der in den Jahren 2012 bis 2018 eingegangenen Verdachtsfälle unterteilt nach Marktmanipulation und Insiderhandel:

---

[174] https://www.acer-remit.eu/portal/notification-platform

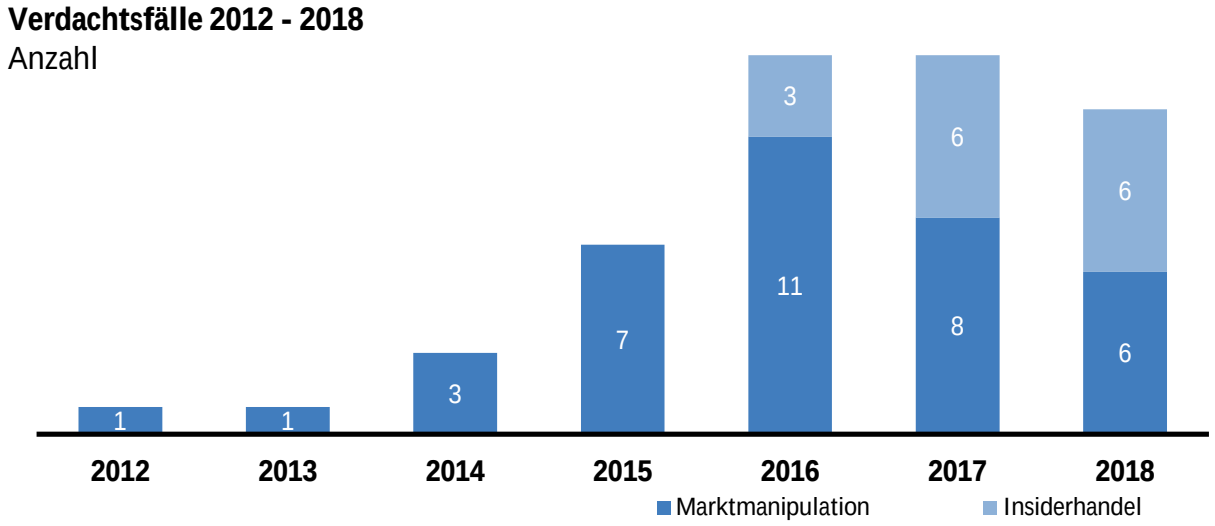


Abbildung 229: Der Bundesnetzagentur vorliegende Verdachtsfälle 2012 - 2018[175]

[175] Stand: 24. Juli 2018

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

1. Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung

Das Bundeskartellamt hat einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung erarbeitet.

Im Laufe der Debatten zum Strommarktgesetz waren 2015 und 2016 immer wieder Befürchtungen geäußert worden, das Missbrauchsverbot wirke wie eine implizite Preisobergrenze und verhindere knappheitsbedingte Preisspitzen (vgl. Monitoringbericht 2016, Seite 387 f.). Das Bundeskartellamt teilt diese Befürchtungen nicht. Anders als bisweilen vorgetragen, führt das kartellrechtliche Missbrauchsverbot nicht zu einem grundsätzlichen Verbot, Kapazitäten mit einem Aufschlag auf die Grenzkosten („Mark-up“) anzubieten. Das Missbrauchsverbot richtet sich ausschließlich an marktbeherrschende Unternehmen. Diese dürfen ihre Marktmacht u.a. nicht dazu nutzen, Preise künstlich und in erheblichen Umfang in die Höhe zu treiben. Kommen Preisspitzen dagegen durch tatsächliche, marktmachtunabhängige Knappheiten zustande, sind sie kartellrechtlich nicht zu beanstanden.

Um die Bedenken auszuräumen, hatte das Bundeskartellamt angeregt, einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung zu veröffentlichen. Diesen Vorschlag hat das 2015 veröffentlichte Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aufgegriffen und als eine von 20 Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes aufgeführt. Der Leitfaden soll die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung und die Reichweite der kartellrechtli¬chen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabsatzmarkt verdeutlichen. Im Rahmen der Erstellung des Leitfadens hatte das Bundeskartellamt 2016 eine erste Konsultation durchge¬führt (die insgesamt acht eingegangenen Stellungnahmen sind abrufbar auf der Internetseite des Bundeskartellamtes).

Beim Entwurf des Leitfadens erwies sich als besondere Herausforderung, die anstehenden Fragen in einer Form abzuarbeiten, so dass die Ausführung auch mit Blick auf die aktuell laufenden, die absehbar bevorstehenden und die jedenfalls mögliche erscheinenden Veränderungen im Bereich der Stromerzeugung und -vermarktung tragfähig bleiben.

Der gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur soll neben Ausführungen zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabsatzmarkt auch Auslegungsfragen der REMIT-Verordnung umfassen.

Der Leitfaden befindet sich nunmehr in der Endabstimmung zwischen Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur und soll anschließend in die öffentliche Konsultation gehen.

2. Fusionskontrollverfahren im Energiebereich: EnBW AG / MVV Energie AG

Das Bundeskartellamt hat die Aufstockung einer Beteiligung der EnBW AG („EnBW“) an der MVV Energie AG („MVV“) auf 28,76 Prozent mit Beschluss vom 13. Dezember 2017 freigegeben (Az. B8 – 73 / 17, B4-80/17). Die Ermittlungen haben gezeigt, dass der Zusammenschluss trotz des erstmaligen Erwerbs einer aktienrechtlichen Sperrminorität der EnBW an MVV auf den betroffenen Märkten der Abfallverwertung und der Energieversorgung nicht zu einer erheblichen Behinderung wirksamen Wettbewerbs führt.

EnBW zählt zu den fünf größten Stromproduzenten Deutschlands und ist über beteiligte Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette in der Strom- und Gasversorgung tätig. MVV ist ein ebenfalls bundesweit tätiges Energieversorgungsunternehmen mit Geschäftsaktivitäten in der Energie-, Fernwärme- und Wasserversorgung sowie dem Energiehandel. Im Energiebereich betrafen die Ermittlungen insbesondere den Erstabsatzmarkt für Strom, die Bereitstellung von Regelenergie sowie erstmals auch den Bereich des Redispatch.

In seiner ständigen Entscheidungspraxis nimmt das Bundeskartellamt einen Markt für die Erzeugung und den Erstabsatz von nicht nach EEG vergütetem Strom an, der räumlich die gesamte Stromgebotszone, bestehend aus Deutschland, Österreich und Luxemburg, umfasst. Der Zusammenschluss führte nicht zu kritischen Marktanteilen. Dabei war die Trennung der Gebotszone an der Grenze zu Österreich nicht in die Betrachtung einzubeziehen, weil sie noch nicht förmlich entschieden war. Die im Rahmen der Fusionskontrolle erforderliche Prognoseentscheidung setzt aber grundsätzlich voraus, dass die geltende Rechtslage Ausgangspunkt und Grundlage der Untersuchung ist. Die Berücksichtigung einer möglichen Gebotszonentrennung hätte die materielle Bewertung zudem nicht verändert, weil auch in einer rein auf Deutschland bezogenen Betrachtung keine erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs feststellbar war und insbesondere die Schwellen für die Entstehung oder Verstärkung einer marktbeherrschenden Stellung deutlich unterschritten wurden.

Im Bereich der Regelenergie, welche zur Vermeidung unvorhergesehener Schwankungen von Angebot und Nachfrage in Stromübertragungsnetzen benötigt wird, hat das Bundeskartellamt festgestellt, dass bei der denkbar engsten Abgrenzung fünf sachliche Regelenergie-Märkte, nämlich Primärregelleistung, positive und negative Sekundärregelleistung sowie positive und negative Minutenreserveleistung anzunehmen wären, die jeweils mindestens bundesweit zu fassen wären. Die Abgrenzung relevanter Märkte konnte allerdings offen bleiben, weil eine erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs für jeden möglichen Fall ausgeschlossen werden konnte. Die Ermittlungen haben insbesondere ergeben, dass es die Vorhaltung eines regelzoneninternen Kernanteils nicht mehr gibt und auch keine Notwendigkeit mehr dafür gesehen wird.

Im Bereich Redispatch konnte die Frage nach einer Markteigenschaft für die Zwecke des Kartellrechts ebenso offen bleiben wie die Frage einer konkreten sachlichen und räumlichen Abgrenzung. Denn der Zusammenschluss hätte bei jeder möglichen Abgrenzung die Untersagungsvoraussetzungen nicht erfüllt. Redispatch betrifft das Management von Kapazitätsengpässen im Übertragungsnetz durch Eingriffe in die konkrete Fahrweise von Kraftwerken.

Betreiber von Kraftwerken in Deutschland müssen ab einer Nennleistung von 10 MW auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber Redispatch leisten. Die Höhe des Anspruchs auf eine angemessene Vergütung ist in § 13a Energiewirtschaftsgesetz verbindlich geregelt. Betreiber von Anlagen im Ausland unterliegen diesen

Regelungen hingegen nicht und können unter anderem über die Höhe der Redispatch-Vergütung verhandeln. Ihnen fallen somit wettbewerbliche Handlungsspielräume zu. EnBW verfügt mit ihrem Strombezugsrecht an den in Österreich gelegenen Vorarlberger Illwerken über entsprechende Anlagen.

Die Ermittlungen haben gezeigt, dass Strommengen aus Kraftwerken im Ausland in die Redispatch-Betrachtung einzubeziehen sind. Im betrachteten Zeitraum erreichten sie ein erhebliches Ausmaß. Zudem wäre für Redispatch die Annahme einer Südzone bestehend aus den süddeutschen Bundesländern und den entsprechenden Strommengen aus ausländischen Kraftwerken denkbar.

Der Beschluss ist noch nicht rechtskräftig. Eine Beschwerde gegen die Freigabeentscheidung beim Oberlandesgericht Düsseldorf ist anhängig.

3. Sektoruntersuchung: Vergleichsportale im Verbraucherschutz

Im Oktober 2017 hat die beim Bundeskartellamt im Sommer 2017 neu eingerichtete Beschlussabteilung für Verbraucherschutz eine Sektoruntersuchung im Bereich „Vergleichsportale“ eingeleitet. Thema der Sektoruntersuchung sind eine Reihe möglicher Verstöße gegen Verbraucherschutzvorschriften durch Vergleichsportale in verschiedenen Branchen. Von der Sektoruntersuchung betroffen sind u. a. Vergleichsportale im Bereich Energie, die Haushaltskunden den Vergleich und die Vermittlung von Strom- und Gastarifen anbieten. Diese Portale haben mittlerweile als Vertriebsweg im Energiebereich eine hohe Bedeutung. Fast jeder vierte Energieversorgungsvertrag von Haushaltskunden wird inzwischen über ein Vergleichsportal abgeschlossen.

Zu den verschiedenen Themen, die Gegenstand der Sektoruntersuchung sind, gehören Kooperationen und Verflechtungen zwischen Portalen, die Marktabdeckung der Portale, die hervorgehobene Positionierung von Ergebnissen vor dem Ranking, das Ranking der in den Vergleich einbezogenen Angebote und das Zustandekommen von Bewertungen.

In einem ersten Schritt hat das Bundeskartellamt dazu Ende 2017 deutlich über 100 Portale befragt, darunter etwa 30, die (auch) im Energiebereich tätig sind. Ziel der Befragung war es, die relevanten Marktteilnehmer zu identifizieren und zu ermitteln, welche Beziehungen zwischen Portalen bestehen, z. B. durch White-Label-Lösungen oder durch Kooperationen über Affiliate-Netzwerke.

Aus diesen Portalen wurden für den Energiebereich sechs ausgewählt, darunter Check24 und Verivox. Diese erhielten im Mai 2018 einen weiteren, ausführlichen Fragebogen zu den verschiedenen Themenbereichen der Sektoruntersuchung. Außerdem hat das Bundeskartellamt eine Reihe von Unterlagen wie z. B. Verträge zwischen Anbietern und Vergleichsportalen angefordert. Diese werden derzeit ausgewertet.

Ein Konsultationspapier, zu dem die betroffenen Unternehmen Stellung nehmen können, soll Ende des Jahres vorgestellt werden. Die Veröffentlichung des Abschlussberichts der Sektoruntersuchung ist für 2019 vorgesehen.

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (I.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (II.F.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.F.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (III.A)

(Textblöcke in diesen vier Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

B Erzeugung

C Netze

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen

4.2 Preisniveau Haushaltskunden

6. Ökostromsegment

H Mess- und Zählwesen

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

B Aufkommen von Gas

C Netze

D 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

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

3. Marktkonzentration

F Großhandel

G Einzelhandel

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Heizstrom

7. Europäischer Strompreisvergleich

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)

3 Marktkonzentration

E Großhandel

F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Europäischer Gaspreisvergleich

III Übergreifende Themen

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz, 2017 33

Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom 37

Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom 38

Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt 43

Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2017 47

Abbildung 6: Anzahl der Verbraucheranfragen 48

Abbildung 7: Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2017 49

Abbildung 8: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: November 2018) 50

Abbildung 9: Entwicklung der elektrisch installierten Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) zum 31. Dezember 2017. 53

Abbildung 10: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2018; EEG Stand 31. Dezember 2017) 55

Abbildung 11: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland – Stand Oktober 2018 58

Abbildung 12: Anzahl der am Markt befindlichen KWK-Anlagen je Bundesland im Jahr 2017 60

Abbildung 13: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen ab 10 MW 61

Abbildung 14: Erzeugte elektrische und thermische Erzeugungsmengen aus KWK-Anlagen ab 10 MW 62

Abbildung 15: Zubau nach Inbetriebnahmemonaten 65

Abbildung 16: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2018) 70

Abbildung 17: Im Probebetrieb oder im Bau befindliche Kraftwerke 2018 bis 2021, bezogen auf das Inbetriebnahmejahr (Bundesweite Plandaten 2018 bis 2021 für Netto-Nennleistungen, Stand: Oktober 2018) 71

Abbildung 18: Standorte mit erwartetem Zubau und Stilllegungen von Kraftwerksblöcken bis 2021 – Stand Oktober 2018 73

Abbildung 19: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG bis 2017 76

Abbildung 20: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG 79

Abbildung 21: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands 80

Abbildung 22: Maximale Einspeisung 81

Abbildung 23: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2017 81

Abbildung 24: Entwicklung der Jahresarbeit der Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Einspeisevergütung oder Marktprämie 82

Abbildung 25: Aufteilung der Jahresarbeit von Anlagen mit Marktprämie auf die Energieträger 83

Abbildung 26: Entwicklung der Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern 86

Abbildung 27: Entwicklung der durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG 86

Abbildung 28: Entwicklung der EEG-Umlage 87

Abbildung 29: Regionale Verteilung der Zuschlagsmenge bei Solarausschreibungen 95

Abbildung 30: Stand der Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG); Stand: 3. Quartal 2018 106

Abbildung 31: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG); Stand: 3. Quartal 2018108

Abbildung 32: Maßnahmen der VNB zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes 112

Abbildung 33: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung 113

Abbildung 34: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber (alle Spannungsebenen) 114

Abbildung 35: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) 116

Abbildung 36: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitenden Verbindungen) 117

Abbildung 37: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB 118

Abbildung 38: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen 119

Abbildung 39: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen 119

Abbildung 40: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ von 2006 bis 2017 122

Abbildung 41: Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ in der NS und MS von 2006 bis 2017 122

Abbildung 42: Dauer von strombedingten Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Gesamtjahr 2017 gemäß Meldungen der ÜNB 132

Abbildung 43: Verteilung der Kraftwerkseinsätze im Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2017 137

Abbildung 44: Einspeisereduzierungen und -erhöhungen nach Regelzone im Jahr 2017 als Anteil an der gesamten reduzierten bzw. erhöhten Redispatchmenge. 138

Abbildung 45: Kraftwerksreduzierungen auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017 139

Abbildung 46: Kraftwerkserhöhung auf Anforderung der deutschen ÜNB im Jahr 2017 140

Abbildung 47: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen 141

Abbildung 48: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2017 144

Abbildung 49: Entschädigungszahlungen verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen 146

Abbildung 50: Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen 146

Abbildung 51: Entwicklung der Netzentgelte von 2006 bis 2018 153

Abbildung 52: Entwicklung der arithmetischen Nettonetzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) für „Gewerbekunden“ 50 MWh und „Industriekunden“ 24 GWh 154

Abbildung 53: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden 157

Abbildung 54: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden 159

Abbildung 55: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden 161

Abbildung 56: Anzeigen/Anträge für Netzübergänge 167

Abbildung 57: Verteilung der Zählpunkteinrichtungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen je Bundesland170

Abbildung 58: Zählpunktverteilung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit reduziertem Netzentgelten .. 171

Abbildung 59: Steuerungstechniken der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen 172

Abbildung 60: Gemeldete Ladesäulen nach Ladesäulenverordnung (LSV) in Deutschland, Stand Juli 2018 175

Abbildung 61: Entwicklung der Anzahl der angezeigten Ladepunkte seit Veröffentlichung der Bundesnetzagentur 176

Abbildung 62: Verteilung der Ladestecker 177

Abbildung 63: Leistungsverteilung der Ladepunkte 177

Abbildung 64: Kosten der Systemdienstleistungen im Zeitraum von 2013 bis 2017 180

Abbildung 65: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2017 181

Abbildung 66: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 184

Abbildung 67: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW 186

Abbildung 68: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB, Swissgrid (CH), TenneT (NL), APG (AT) und ELIA (BE) 187

Abbildung 69: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV 188

Abbildung 70: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung 189

Abbildung 71: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2016 und 2017 190

Abbildung 72: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2016 und 2017 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL) 191

Abbildung 73: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2016 und 2017 192

Abbildung 74: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung (SRL und MRL) 193

Abbildung 75: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2017 195

Abbildung 76: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2016 und 2017 195

Abbildung 77: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2017 197

Abbildung 78: Im Zeitraum von Januar 2017 bis Dezember 2017 ausgeschriebene und bezuschlagte Abschaltleistung getrennt nach sofort und schnell abschaltbaren Lasten. 199

Abbildung 79: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2016 201

Abbildung 80: Stromverbrauch nach Sektoren/ Marktabdeckung Lastmanagement 2017 202

Abbildung 81: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2016 203

Abbildung 82: Unternehmensstandorte mit und ohne Lastmanagementsystem – Top 10 in 2017 204

Abbildung 83: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort? 205

Abbildung 84: Welche Hemmnisse bestehen für Ihr Unternehmen derzeit um Lastmanagement einzusetzen?207

Abbildung 85: Sind Maßnahmen geplant mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder verstärkt reduziert werden kann? 208

Abbildung 86: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel) 213

Abbildung 87: Physikalische Lastflüsse 213

Abbildung 88: Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2017215

Abbildung 89: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands 216

Abbildung 90: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe 217

Abbildung 91: Ungeplante Flüsse 2017 gegenüber 2016 218

Abbildung 92: Teilnehmerländer im vortägigen Handel im MRC 221

Abbildung 93: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA 227

Abbildung 94: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA 230

Abbildung 95: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT 233

Abbildung 96: Differenz der Base- und Peak-Preise zwischen EXAA zur EPEX SPOT 234

Abbildung 97: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2017 235

Abbildung 98: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures an der EEX 238

Abbildung 99: Handelsvolumen von Phelix-DE/AT-Futures nach Erfüllungsjahr 239

Abbildung 100: Entwicklung des Volumens von Phelix-DE/AT und Phelix-DE am börslichen Handel für Deutschland ab April bis Dezember 2017 240

Abbildung 101: Preisentwicklung der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2017 241

Abbildung 102: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-DE/AT-Frontjahres-Future-Preise an der EEX242

Abbildung 103: Preisentwicklung des Phelix-DE-Base-Frontjahres-Future sowie Phelix-DE Peak-Frontjahres-Future im Jahresverlauf 2017 243

Abbildung 104: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT 245

Abbildung 105: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-DE/AT Terminkontrakten 248

Abbildung 106: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr 249

Abbildung 107: Volumen Börsenhandel und OTC-Clearing an der EEX für Phelix DE/AT und Phelix DE 250

Abbildung 108: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix DE und Phelix-DE/AT von April bis Dezember 2017 nach Erfüllungsjahr 250

Abbildung 109: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte 252

Abbildung 110: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete 253

Abbildung 111: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist 254

Abbildung 112: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2017 257

Abbildung 113: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden 258

Abbildung 114: Vertragsstruktur von Haushaltskunden 259

Abbildung 115: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Elektrizität 261

Abbildung 116: Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers 264

Abbildung 117: Androhung und Beauftragung einer Sperrung gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität 267

Abbildung 118: Durchegführte Sperrungen gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität und VNB Elektrizität 267

Abbildung 119: Entwicklung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 280

Abbildung 120: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2018 (über alle Vertragskategorien mengengewichteter Mittelwert) 281

Abbildung 121: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb 282

Abbildung 122: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 283

Abbildung 123: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden 284

Abbildung 124: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie 288

Abbildung 125: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden 289

Abbildung 126: Entwicklung des Anteils der Heizstrommenge und –zählpunkte, die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversoger beliefert werden ... 298

Abbildung 127: Entwicklung der Lieferantenwechselquote bei Heizstromkunden ... 299

Abbildung 128: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden ... 303

Abbildung 129: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2018 für Ökostrom ... 305

Abbildung 130: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2017 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh ... 308

Abbildung 131: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2017 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh ... 309

Abbildung 132: Anzahl der Verteilernetzbetreiber mit der Anzahl an dritten Messstellenbetreibern in ihrem Netz in Klassen ... 314

Abbildung 133: Anteil der Zählpunkte je VNB, die von Dritten MsB betrieben werden ... 314

Abbildung 134: Art der Ausführung der Funktionen des Messstellenbetriebs ... 318

Abbildung 135: Zusätzlicher Messstellenbetrieb für weitere Sparten über das Smart-Meter-Gateway ... 319

Abbildung 136: Zusatzleistungen für intelligente Messsysteme ... 320

Abbildung 137: Kombiprodukte aus Stromlieferung und Messstellenbetrieb ... 320

Abbildung 138: Abrechnung des Messstellenbetriebs mit dem Anschlussnutzer/Anschlussnehmer ... 321

Abbildung 139: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich ... 323

Abbildung 140: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich ... 325

Abbildung 141: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen ... 326

Abbildung 142: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2017 ... 339

Abbildung 143: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017 ... 340

Abbildung 144: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017 ... 344

Abbildung 145: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern in TWh und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten ... 345

Abbildung 146: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2017 ... 347

Abbildung 147: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1998 ... 348

Abbildung 148: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2017 – Aufteilung nach Übergabeländern ... 349

Abbildung 149: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2017 – Aufteilung nach Quellenländern ... 350

Abbildung 150: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2017 – Aufteilung nach Übernahmeländern ... 351

Abbildung 151: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015 bis 2017 ... 354

Abbildung 152: Umzustellende RLM-Kunden bis 2023 ... 355

Abbildung 153: Umzustellende SLP-Kunden bis 2023 ... 355

Abbildung 154: Marktraumumstellung der kommenden Jahre pro Netzgebiet ... 358

Abbildung 155: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2017 ... 360

Abbildung 156: Verlauf der Gasspeicherfüllstände in Deutschland – Stand: 1. November 2018) ... 361

Abbildung 157: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2013 bis 2017 ... 363

Abbildung 158: Ausbaumaßnahmen im Entwurf des NEP Gas 2018-2028 bis zum Jahr 2028 (Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber) ... 366

Abbildung 159: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber . 369

Abbildung 160: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas ... 370

Abbildung 161: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2017 ... 371

Abbildung 162: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2017 ... 372

Abbildung 163: Angebot von Einspeisekapazitäten ... 374

Abbildung 164: Angebot von Ausspeisekapazitäten ... 374

Abbildung 165: Buchung der Einspeisekapazität nach Kapazitätsprodukten ... 376

Abbildung 166: Buchung der Ausspeisekapazitäten nach Kapazitätsprodukten ... 376

Abbildung 167: Kapazitätskündigungen nach Netzkopplungspunkten ... 378

Abbildung 168: Kapazitätskündigungen nach Produktarten ... 379

Abbildung 169: Aggregierte Unterbrechungsdauer in Stunden und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant in Fernleitungsnetzen ... 380

Abbildung 170: Unterbrechungsmengen nach Regionen ... 381

Abbildung 171: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten ... 382

Abbildung 172: Zeitablauf des SAIDI-Wertes ... 384

Abbildung 173: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas ... 387

Abbildung 174: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden – Stand 1. Januar 2018 ... 390

Abbildung 175: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018 ... 392

Abbildung 176: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018 ... 394

Abbildung 177: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2017 bei NetConnect Germany, Stand Juli 2018 ... 398

Abbildung 178: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2017 bei Gaspool, Stand Juli 2018 ... 399

Abbildung 179: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 1 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2018 400

Abbildung 180: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 2 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2018 400

Abbildung 181: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 4 im Marktgebiet NetConnect Germany, Stand Juli 2018 401

Abbildung 182: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 1 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juli 2018 401

Abbildung 183: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 2 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juli 2018 402

Abbildung 184: Externe Regelenergiekaufpreise und –mengen ab 1. Oktober 2017 für MOL 4 im Marktgebiet Gaspool, Stand Juli 2018 402

Abbildung 185: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise NetConnect Germany ab1. Oktober 2017, Stand Juli 2018403

Abbildung 186: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise Gaspool ab 1. Oktober 2017, Stand Juli 2018 404

Abbildung 187: Bilanzierungsumlage bei NetConnect Germany, Stand Juli 2018 (Quelle: www.net-connect-germany.de) 405

Abbildung 188: Bilanzierungsumlage bei Gaspool, Stand Juli 2018 (Quelle: www.gaspool.de) 405

Abbildung 189: Wahl der Wetterprognose 406

Abbildung 190: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete 409

Abbildung 191: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete 411

Abbildung 192: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über neun Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum 412

Abbildung 193 : Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten 413

Abbildung 194: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2016 und 2017 413

Abbildung 195: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2017 415

Abbildung 196: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2017 415

Abbildung 197: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2015 bis 2017 416

Abbildung 198: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern – Stand 31.12.2017 418

Abbildung 199: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist gemäß Abfrage VNB Gas – Stand 31.12.2017 419

Abbildung 200: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern gemäß Abfrage der Gaslieferanten – Stand 31.12.2017 420

Abbildung 201: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2017 ... 424

Abbildung 202: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden ... 426

Abbildung 203: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand 31. Dezember 2017 ... 427

Abbildung 204: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 427

Abbildung 205: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten – Stand: 31. Dezember 2017 ... 429

Abbildung 206: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas ... 432

Abbildung 207: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas ... 432

Abbildung 208: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Gas) 2011 bis 2015 ... 434

Abbildung 209: Androhung und Beauftragung einer Sperrung gemäß Anfrage Lieferanten Gas ... 435

Abbildung 210: Durchgeführte Sperrungen gemäß Abfrage Lieferanten Gas und Abfrage VNB Gas ... 436

Abbildung 211: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ... 443

Abbildung 212: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ... 445

Abbildung 213: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 448

Abbildung 214: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 453

Abbildung 215: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2018 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 453

Abbildung 216: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 454

Abbildung 217: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2018 – Band II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 454

Abbildung 218: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 455

Abbildung 219: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2018 – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten ... 456

Abbildung 220: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 457

Abbildung 221: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“ für Haushaltskunden – Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten 458

Abbildung 222: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2017 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh 461

Abbildung 223: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2017 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh 462

Abbildung 224: Verwendete Kommunikationstechnologie am Zählwerk im Bereich der SLP-Kunden – Stand 31.12.2017 465

Abbildung 225: Verwendete Schnittstellentechnologie an Zählern der SLP-Kunden – Stand 31.12.2017 465

Abbildung 226: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden – Stand 31.12.2017 467

Abbildung 227: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen 468

Abbildung 228: Verteilung der Transaktionsmeldungen nach Handelsgeschäften und Handelsaufträgen 471

Abbildung 229: Der Bundesnetzagentur vorliegende Verdachtsfälle 2012 - 2018 473

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2017 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber 32

Tabelle 2: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom 35

Tabelle 3: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom 36

Tabelle 4: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2009 bis 2018 36

Tabelle 5: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch) 42

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes 44

Tabelle 7: Entwicklung der Nettostromerzeugung (Stand: November 2018) 51

Tabelle 8: CO_2-Emissionen der Stromerzeugung 2017 (Stand: Oktober 2018) 52

Tabelle 9: Entwicklung der installierten elektrischen Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) 54

Tabelle 10: Entwicklung der stillgelegten Kraftwerksleistung (Stand: Oktober 2018) 56

Tabelle 11: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland 59

Tabelle 12: Installierte elektrische und thermische Leistung von KWK-Anlagen je Energieträger ab 10 MW 62

Tabelle 13: Erzeugte elektrische und thermische KWK-Erzeugungsmengen je Energieträger ab 10 MW 63

Tabelle 14: Inbetriebnahmen KWK-Anlagen 64

Tabelle 15: Inbetriebnahmen nach Bundesländern 66

Tabelle 16: Genehmigungen nach Bundesländern 67

Tabelle 17: KWK Ausschreibungen 68

Tabelle 18: Installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträger (jeweils zum 31. Dezember) 77

Tabelle 19: Entwicklung der Anzahl installierter Anlagen mit einem Zahlungsanspruch nach dem EEG 77

Tabelle 20: Steigerungsraten der installierten Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) 78

Tabelle 21: Eingespeiste Jahresarbeit aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EGG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) 79

Tabelle 22: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen mit Einspeisevergütung und Marktprämie 83

Tabelle 23: Zahlungen nach dem EEG nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember) 85

Tabelle 24: Absenkung der anzulegenden Werte 89

Tabelle 25: Durchgeführte Ausschreibungen seit 2017 91

Tabelle 26: Realisierungsraten bei Solarausschreibungen 93

Tabelle 27: Ausschreibungen für Solaranlagen 2017-2018 94

Tabelle 28: Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land 2017/2018 96

Tabelle 29: Verteilung der Gebote und Zuschläge auf die Bundesländer 98

Tabelle 30: Ausschreibungen Windenergie auf See 100

Tabelle 31: Ausschreibungen Biomasse 2017/2018 101

Tabelle 32: Gemeinsame Ausschreibungen Solar und Windenergie an Land 2018 102

Tabelle 33: Bestätigte Anbindungsleitungen und OWP-Ausschreibungsergebnisse 110

Tabelle 34: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB 117

Tabelle 35: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG im Jahr 2017 124

Tabelle 36: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017 125

Tabelle 37: Redispatch Einzelüberlastungsmaßnahmen nach ÜNB Regelzonen im Gesamtjahr 2017 128

Tabelle 38: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2017 131

Tabelle 39: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Gesamtjahr 2017 134

Tabelle 40: Zusammenfassung der Netzreserveeinsätze im Gesamtjahr 2017 135

Tabelle 41: Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger im Jahr 2017 143

Tabelle 42: Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2017144

Tabelle 43: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach Durchführung und Auszahlung sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2017 147

Tabelle 44: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2017 148

Tabelle 45: Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland für das Jahr 2018 156

Tabelle 46: Nettonetzentgelte für „Gewerbekunden“ (Abnahmefall 50 MW/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2018 158

Tabelle 47: Nettonetzentgelte für „Industriekunden“ (Abnahmefall 24 GWh/Jahr) in Deutschland für das Jahr 2018 160

Tabelle 48: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene 164

Tabelle 49: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen 166

Tabelle 50: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für atypische Netznutzung 168

Tabelle 51: Anzeigenbestand des individuellen Netzentgeltes für stromintensive Netznutzung 169

Tabelle 52: Verteilung der gemeldeten Ladeinfrastruktur auf die Bundesländer (Stand: Juli 2018) 174

Tabelle 53: Übersicht über die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen) 185

Tabelle 54: Maximale Ausgleichsenergiepreise 194

Tabelle 55: Angaben zur Steuerung des Lastmanagement 206

Tabelle 56: Übersicht über die Entwicklung der Importkapazitäten 210

Tabelle 57: Übersicht über die Entwicklung der Exportkapazitäten 211

Tabelle 58: Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse 214

Tabelle 59: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen 214

Tabelle 60: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen 215

Tabelle 61: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels (Handelsflüsse) 216

Tabelle 62: Klassifizierung der registrierten Stromhandelsteilnehmer an der EEX und EPEX Spot zum Stichtag 31. Dezember 2017 228

Tabelle 63: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2017231

Tabelle 64: Preisspannen des Phelix-Day-Base und Day-Peak in den Jahren 2015 bis 2017 236

Tabelle 65: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2015 bis 2017 237

Tabelle 66: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2017 nach Erfüllungszeitraum. 247

Tabelle 67: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2017 258

Tabelle 68: Vertragswechsel von Haushaltskunden (gemäß Abfrage Lieferanten Elektrizität) 260

Tabelle 69: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen 262

Tabelle 70: Anzahl der Sperrungen pro Bundesland im Jahr 2017 266

Tabelle 71: Preisniveau am 1. April 2017 für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr ohne Vergünstigungen 273

Tabelle 72: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh pro Jahr zum 1. April 2018 275

Tabelle 73: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 50 MWh pro Jahr 276

Tabelle 74: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2018 278

Tabelle 75: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2017 zum 1. April 2018 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden 279

Tabelle 76: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2018 285

Tabelle 77: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2018 286

Tabelle 78: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2018 ... 287

Tabelle 79: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden ... 290

Tabelle 80: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2018 ... 291

Tabelle 81: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband V zum 1. April 2018 ... 292

Tabelle 82: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband VI zum 1. April 2018 ... 293

Tabelle 83:Volumen der KWKG-Umlage ... 294

Tabelle 84: Volumen der Offshore-Haftungsumlage ... 295

Tabelle 85: Volumen der §-19-StromNEV-Umlage ... 295

Tabelle 86: Volumen der Abschaltbare-Lasten-Umlage ... 296

Tabelle 87: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh ... 300

Tabelle 88: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr ... 302

Tabelle 89: Ökostromabgabe an Haushaltskunden in 2017 ... 303

Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2018 für Ökostrom ... 304

Tabelle 91: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) ... 306

Tabelle 92: Preisobergrenzen bei Pflichteinbaufällen ... 311

Tabelle 93: Preisobergrenzen bei optionalen Einbaufällen ... 311

Tabelle 94: Preisobergrenzen bei Einbau und Betrieb moderner Messeinrichtungen ... 312

Tabelle 95: Rolle des Messstellenbetreibers im Sinne des MsbG ... 313

Tabelle 96: Anzahl der Zählpunkte nach Bundesländern ... 315

Tabelle 97: Pflichteinbaufälle i.S.d. § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG ... 316

Tabelle 98: Optionaler Einbau i.S.d. § 29 i.V.m. 31 MsbG ... 317

Tabelle 99: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich ... 322

Tabelle 100: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich ... 324

Tabelle 101: Preise für Standardleistungen nach §35 Abs.1 MsbG zur Durchführung des Messstellenbetriebs 327

Tabelle 102: Preise für optionalen Einbau moderner Messeinrichtung im Sinne des MsbG ... 328

Tabelle 103: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland – Stand 1. November 2018 ... 340

Tabelle 104: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas – Stand 31.12.2017 341

Tabelle 105: Ausspeisemengen Gas in 2017 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas 342

Tabelle 106: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2017 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten 343

Tabelle 107: Veränderung der Gasimporte in den Jahren 2017 und 2016 352

Tabelle 108: Veränderung der Gasexporte in den Jahren 2017 und 2016 352

Tabelle 109: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung im Vergleich 2015 bis 2017 356

Tabelle 110: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2013 - 2017 359

Tabelle 111: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 362

Tabelle 112: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2017 383

Tabelle 113: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018 389

Tabelle 114: Verteilung der Netzentgelte für Gewerbekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018 391

Tabelle 115: Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden in Deutschland – Stand 1. Januar 2018 393

Tabelle 116: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2017 425

Tabelle 117: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Menge) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2017 428

Tabelle 118: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (Anzahl) differenziert nach den Verbrauchsbändern – Stand: 31. Dezember 2017 430

Tabelle 119: Vertragswechsel von Haushaltskunden in 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten 431

Tabelle 120: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden in 2017 einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas 433

Tabelle 121: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2017 gemäß Abfrage Gaslieferanten 439

Tabelle 122: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr 442

Tabelle 123: Preisniveau am 1. April 2018 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr 444

Tabelle 124: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 447

Tabelle 125: 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 2017 und 1. April 2018 gemäß Abfrage Gaslieferanten 449

Tabelle 126: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten 450

Tabelle 127: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten 451

Tabelle 128: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten 452

Tabelle 129: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas 459

Tabelle 130: Marktrollenverteilung des Netzbetreibers gemäß Angaben der Messstellenbetreiber Gas – Stand 31. Dezember 2017 463

Tabelle 131: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen für SLP-Kunden – Stand 31. Dezember 2017 464

Tabelle 132: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden – Stand 31. Dezember 2017 466

Tabelle 133: Anzahl Datenmeldungen 470

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CR	Concentration Ratio
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GABi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
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
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
m^3/h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km^2	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany

NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm^3	Normkubikmeter
Nm^3/h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen
REMIT	EU-Verordnung über Transparenz und Integrität des Energiemarktes
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* 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. *Gas* 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. Für Wasserkraft misst man im Turbinenbetrieb an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung. 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).
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 Mindesthandelskapazität über das Maß hinaus gehen, 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 hinzu gerechnet. 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. 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 Allocation (FBA)	Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe. Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt.
Grundversorger	Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas oder Strom durchführt.
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG).
Heizstrom	Als Heizstrom gilt Strom, der zum Betrieb 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.
Investitionen	Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen 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.
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. *Kraftwerke in der Netzreserve*: Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden. *Sonderfälle*: Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind. *Saisonale Konservierung*: 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. 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. Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz. Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.
Mindesterzeugung	Mindesterzeugung ist die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung. 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. 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. Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn: - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern,

	- Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012).
Netto-Leistung	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).
Netto-Netzentgelte	*Elektrizität* Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG. *Gas* Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017inklusive 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* 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). *Gas* 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)
	Niederspannung (NS) ≤ 1 kV Mittelspannung (MS) > 1 kV und ≤ 72,5 kV Hochspannung (HS) > 72,5 kV und ≤ 125 kV 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 abzügl. 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).
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/ zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch.

	Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungs-einspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Volllast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blind-leistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungs-bedingtem 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 Frequenz-änderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofil-kunde)	*Elektrizität* 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) *Gas* 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 Lastgangsmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)
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 Verbrauchs-einrichtungen, 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 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel 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 Verbundaustauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Energieversorger von dem er zuvor beliefert wurde.
Weiterverteiler	Regionale und lokale Gasverteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. §2 Abs. 28 MSbG). Bei der Datenabfrage 2019 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

21. November 2018

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

istock.com: yorkfoto, MARHARYTA MARKO

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Telefon: +49 228 14-0
Telefax: +49 228 14-8872
E-Mail: info@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich-Straße 16
53113 Bonn
Telefon: +49 228 9499-0
Telefax: +49 228 9499-400
E-Mail: info@bundeskartellamt.bund.de
www.bundeskartellamt.de