



Bericht

Monitoringbericht 2016



Monitoringbericht 2016

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

Stand: 30. November 2016

**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

(3) Das Bundeskartellamt erstellt einen Bericht über seine Monitoringtätigkeit nach § 48 Absatz 3 im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, und leitet ihn der Bundesnetzagentur zu.

Vorwort

Die Gestaltung der Energiewende ist weiterhin der bestimmende Faktor für den Energiemarkt in Deutschland. Sie führte wie in der Vergangenheit zu einem deutlichen Rückgang von konventionell erzeugtem Strom zugunsten von Strom aus Erneuerbaren Energien. Der Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien am inländischen Bruttostromverbrauch 2015 betrug bereits über 31 Prozent.

Im Zuge der diesjährigen Datenerhebung und bei der Erstellung des Berichts haben das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur ihre enge Zusammenarbeit fortgesetzt. Der Fokus des Bundeskartellamtes ist dabei auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas gerichtet. Die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur liegen in den Netzbereichen, der Versorgungssicherheit und der Belieferung von Haushaltskunden.

Marktabdeckung und Validität der erhobenen Daten konnten dank des Engagements der beteiligten Unternehmen nochmals gesteigert werden. Die Abfragen erreichen einen Abdeckungsgrad von durchweg über 90 Prozent, in vielen Bereichen nahe 100 Prozent. Mit der Auswertung dieser Daten werden die Marktentwicklungen umfassend, verständlich und detailreich aufbereitet.

Der inländische Stromverbrauch ist trotz wachsender Wirtschaftskraft leicht zurückgegangen. Eine mögliche Erklärung dafür sind Effizienzsteigerungen bei den Verbrauchern.

Die inländische Stromerzeugung hat durch die verstärkte Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien erneut zugenommen. Obwohl die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken in den letzten Jahren abnahm, ist noch eine Zunahme der konventionellen Kraftwerkskapazitäten zu beobachten. Dies ist insbesondere mit der Langfristigkeit der Realisierung von Kraftwerksprojekten zu begründen, die vor der Energiewende entschieden wurden. Zukünftig ist ein Abbau von bestehenden Überkapazitäten konventioneller Kraftwerke zu erwarten.

Die Wettbewerbssituation in der Stromerzeugung hat sich im Berichtszeitraum im Saldo noch positiv weiterentwickelt. Zwar sind im Bereich der konventionellen Erzeugung die kumulierten Marktanteile der größten Stromerzeugungsunternehmen im letzten Jahr wieder leicht angestiegen, doch sind die wettbewerblichen Verhaltensspielräume der Unternehmen weiterhin begrenzt. Eine der Ursachen hierfür liegt darin, dass ein gestiegener Anteil der Nachfrage durch Strom aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird.

Die Stromgroßhandelsmärkte wiesen eine hohe Liquidität auf und erleichtern dadurch Markteintritte.

Auf den beiden größten, bundesweiten Stromeinzelhandelsmärkten ist kein Anbieter mehr marktbeherrschend. Gleichzeitig ist die Auswahl und Vielfalt zwischen verschiedenen Anbietern für die Verbraucher so hoch wie nie. Immer mehr Haushaltskunden machen von der Möglichkeit Gebrauch, ihren Stromliefervertrag oder Lieferanten zu wechseln, wodurch sich Kosten sparen lassen. Im Heizstrombereich haben die Wechselaktivitäten von Heizstromkunden erneut zugenommen, nachdem es über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gegeben hatte.

Die für den Stichtag 1. April 2016 erhobenen Strompreise haben sich für Haushaltskunden im Vergleich zum Vorjahr leicht erhöht und für Industrie- und Gewerbekunden leicht verringert.

Im Jahr 2015 konnten gesunkene Gasgroßhandelspreise beobachtet werden. Aufgrund dieser Entwicklung sind auch die Gasendkundenpreise zum 1. April 2016 im Vergleich zum Vorjahr im Durchschnitt gesunken, wovon aber im Wesentlichen Nicht-Haushaltskunden profitiert haben. Mittlerweile besteht ein liquider bundesweiter Erdgasgroßhandelsmarkt. Auf den größten Endkundenmärkten stehen die Anbieter in bundesweitem Wettbewerb.

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



Jochen Homann

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



Andreas Mundt

Präsident des
Bundeskartellamtes

Kernaussagen

Erzeugung und Versorgungssicherheit Strom

Insgesamt stieg die Nettostromerzeugung mit 594,7 TWh im Jahr 2015 gegenüber dem Jahr 2014 mit 583,6 TWh um 11,1 TWh. Die Stromerzeugung war 2015 durch einen Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern geprägt. Die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern ging wie schon in den letzten Jahren weiter zurück.

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Im Jahr 2015 betrug der kumulierte Marktanteil der vier größten Stromerzeuger auf dem Stromer Absatzmarkt 69,2 Prozent, was zwar eine Steigerung gegenüber dem Vorjahreswert um 2,2 Prozentpunkte bedeutet, aber immer noch unter dem Wert des Jahres 2010 (72,8 Prozent) liegt.

Im Jahr 2015 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 12,70 Minuten und somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2015: 15,87 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2015 auf konstant hohem Niveau.

Entwicklung Erneuerbarer Energien

Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2015 31,4 Prozent. Die Nettostromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 26 TWh auf 181,1 TWh. Am meisten zugenommen hat dabei die Stromerzeugung aus Windenergie, die in 2015 auf eine Erzeugungsmenge von insgesamt 79,1 TWh kam.

Redispatch und Einspeisemanagement

Die Redispatchgesamtmenge hat sich gegenüber dem Jahr 2014 mehr als verdreifacht und beträgt im Jahr 2015 rund 16.000 GWh. Die veranschlagten Kosten für Redispatch 2015 wurden von den ÜNB mit rund 412 Mio. Euro angegeben.

Beim Einspeisemanagement hat sich die Menge der Ausfallarbeit von 1.581 GWh im Jahr 2014 auf 4.722 GWh fast verdreifacht. Die Summe der im Jahr 2015 ausgezahlten Entschädigungen beträgt rund 315 Mio. Euro. Die geschätzten Entschädigungsansprüche für das Jahr 2015 belaufen sich auf 478 Mio. Euro.

Netzentgelte Strom

Die Netzentgelte für Haushaltskunden sind leicht gestiegen. Das durchschnittliche Entgelt für einen Haushaltskunden in der Grundversorgung beträgt 6,71 ct/kWh und liegt somit 0,2 ct/kWh über dem Vorjahreswert. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr ("Gewerbekunde") sind die Netzentgelte inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb um rund 0,08 ct/kWh angestiegen; für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ("Industriekunde") ist der Wert um 0,06 ct/kWh gesunken.

Stromgroßhandel

Die Stromgroßhandelsmärkte wiesen im Jahr 2015 erneut ein hohes Liquiditätsniveau auf. Während es sowohl im börslichen Spothandel als auch im börslichen Terminhandel zu weiteren erheblichen

Volumenzuwächsen kam, sind bei den über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina keine vergleichbaren Zuwächse zu beobachten.

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2015 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise (Base) um drei Prozent auf 31,63 Euro/MWh. Die Terminkontrakte (Base) für das Folgejahr notierten mit 30,97 Euro/MWh im Mittel um zwölf Prozent niedriger.

Einzelhandel Strom

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden 31 Prozent und auf dem Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden (insb. Haushaltskunden) mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung 36 Prozent.

Im Jahr 2015 lag die mengenbezogene Wechselquote im Bereich der Nicht-Haushaltskunden bei 12,6 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr um 1,6 Prozentpunkte angestiegen. Die Häufigkeit, mit der Haushaltskunden ihren Lieferanten wechseln, hat weiter zugenommen. Vier Millionen Haushaltskunden haben im Jahr 2015 ihren Stromlieferanten gewechselt. Dies entspricht einer Steigerung von rund 231.000 Wechselvorgängen gegenüber dem Vorjahr.

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2016 sind im Vergleich zum Vorjahr wieder leicht gesunken. Dies geht wiederum in erster Linie auf eine Verringerung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils zurück, während die Umlagen gestiegen sind. Die Strompreise für Haushaltskunden zum 1. April 2016 sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen. Gegenüber dem Jahr 2015 mit Stichtag 1. April 2016 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh um zwei Prozent auf 29,80 ct/kWh (inkl. USt) gestiegen. Dabei beträgt die Belastung durch Steuern, Abgaben, Netzentgelte und Umlagen in Deutschland rund 75 Prozent des Gesamtpreises. Im europäischen Vergleich zahlen laut Eurostat deutsche Haushaltskunden weiterhin die zweithöchsten Strompreise in Europa. Dabei liegt die Belastung allein mit Steuern, Abgaben und Umlagen in Deutschland bei über 50 Prozent, während diese im europäischen Durchschnitt mit rund 33 Prozent deutlich geringer ausfällt.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist seit 2014 eine spürbare Zunahme der Wechselaktivitäten zu verzeichnen. Der Anteil der Heizstromkunden, die einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, betrug 2015 rund 6,6 Prozent und ist somit im Vergleich zum Vorjahr (2014: 4,3 Prozent) gestiegen. In den letzten Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter hat sich verbreitert. Die dadurch ermöglichten Wechselaktivitäten führen zu einer Belebung des Wettbewerbs im Heizstrombereich.

Im- und Export Strom

Das deutsche Stromexportvolumen war in 2015 wie auch in den Vorjahren deutlich höher als das Importvolumen. Die Exporte nahmen mit 68,0 TWh im Vergleich zu 59,2 TWh (2014) nochmals zu. Im Ergebnis war ein Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 34,5 TWh in 2014 auf 51,0 TWh in 2015 zu beobachten. Insbesondere wurde Strom nach Österreich und in die Niederlande exportiert. Im Gesamtsaldo spiegelt sich auch ein Rückgang der Importe von 24,7 TWh auf 17,0 TWh wider.

Im- und Export Gas

Die Import- und Exportmengen von Gas sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.542 TWh auf 1.534 TWh um rund 8,4 TWh gesunken. Auch der Export von Gas ist gesunken. Betrug er 810,1 TWh in 2014, so wurden 746,3 TWh im Jahr 2015 exportiert.

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

Versorgungsunterbrechungen Gas

Im Jahr 2015 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 1,7 Minuten pro Jahr. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung liegt weiterhin bei 99,999 Prozent.

Gasspeicher

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist relativ stark konzentriert. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum Ende des Jahres 2015 rund 73,3 Prozent und ist damit geringfügig gesunken. Der Füllstand der deutschen Erdgasspeicher ist derzeit im Vergleich zu den vergangenen Jahren hoch. Am 1. Oktober 2016 zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2016/2017 betrug der Gesamtfüllstand der deutschen Gasspeicher rund 95 Prozent.

Erdgasgroßhandel

Im Jahr 2015 hat sich die Liquidität der Großhandelsmärkte unterschiedlich entwickelt. Während das Volumen des bilateralen Großhandels im Verhältnis zum Vorjahr sank, hat sich das Volumen des börslichen Gashandels, welches sich im Vorjahr sogar mehr als verdoppelt hatte, um 38 Prozent erhöht.

Das Berichtsjahr 2015 war wiederum von niedrigeren Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die verschiedenen Preisindizes zeigen einen Rückgang von sechs bis 13 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

Einzelhandel Gas

Die Marktkonzentration auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten liegt deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung. Der kumulierte Marktanteil der drei absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Gaskunden 29 Prozent und auf dem Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Gaskunden (insb. Haushaltskunden) mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung 22 Prozent.

Die Anzahl der vorgenommenen Lieferantenwechsel ist im Jahr 2015 erneut gestiegen. Über 1,1 Mio. Haushaltskunden wechselten im Jahr 2015 ihren Gaslieferanten. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden betrug die mengenbezogene Wechselquote 2015 wieder rund zwölf Prozent und im Bereich der Haushaltskunden rund zehn Prozent.

Der Trend zu spürbar sinkenden Gasletzterverbraucherpreisen setzt sich fort. Die Preise für einen typischen Industriekunden sind besonders ausgeprägt zurückgegangen. So liegt der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ("Industriekunde") mit 2,77 ct/kWh (ohne USt) zum 1. April 2016 (1. April 2015: 3,5 ct/kWh) auf dem mit Abstand niedrigsten Niveau seit Beginn der Gaspreiserhebungen im Energie-Monitoring. Die Preise für einen typischen Gewerbekunden sind deutlich 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 ca. 2,1 Prozent gesunken und liegt bei 6,54 ct/kWh (inkl. USt) zum 1. April 2016 (1. April 2015: 6,68 ct/kWh). Dabei sind die Preise beim Grundversorgungsvertrag bei einem Durchschnittsverbrauch um ca. 0,6 ct/kWh teurer als Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung bzw. um ca. 0,5 ct/kWh teurer als Verträge bei einem Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist.

Inhaltsverzeichnis

Kernaussagen	7
I ELEKTRIZITÄTSMARKT	18
A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten	20
1. Zusammenfassung	20
1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit	20
1.2 Grenzüberschreitender Handel	21
1.3 Netze	21
1.3.1 Netzausbau	21
1.3.2 Investitionen	22
1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität	22
1.3.4 Netzentgelte	23
1.4 Systemdienstleistungen	23
1.5 Großhandel	24
1.6 Einzelhandel	25
2. Netzübersicht	27
3. Marktkonzentration	33
3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz	35
3.2 Stromendkundenmärkte	39
B Erzeugung	41
1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches	41
1.1 Kraftwerksbestand in Deutschland	41
1.2 Kraftwerksbestand je Bundesland	43
1.3 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	46
1.4 Nettostromerzeugung 2015	49
1.5 CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung 2015	50
1.6 Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten	51
1.6.1 Kraftwerkszubau	51
1.6.2 Kraftwerksstilllegungen	52
2. Entwicklung Erneuerbare Energien	55
2.1 Abgrenzung förderberechtigter und nicht förderberechtigter erneuerbarer Energien	55
2.2 Entwicklung förderberechtigter erneuerbarer Energien	55
2.2.1 Anlagenregister/ Marktstammdatenregister	56
2.2.2 Installierte Leistung	57
2.2.3 Eingespeiste Jahresarbeit	60
2.2.4 Finanzielle Förderung	67
2.2.5 Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen	71
C Netze	74
1. Aktueller Stand Netzausbau	74
1.1 Monitoring Energieleitungsausbaugesetz	74
1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan	75
1.3 Netzentwicklungsplanung 2025 und 2017 bis 2030	77
1.4 Stand Offshore-Netzentwicklungsplan 2025	77
1.5 Netzanbindung von Offshore-Windparks	77
1.6 Netzentwicklungsplanung 2017 bis 2030	78

2.	Ausbau im Verteilernetz inkl. Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz	81
2.1	Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz	81
2.2	Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber.....	84
2.3	Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen).....	84
2.4	Ausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene.....	87
3.	Investitionen	89
3.1	Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen).....	89
3.2	Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom	91
3.3	Investitionsmaßnahmen und Anreizregulierung.....	93
4.	Versorgungsstörungen Strom.....	93
5.	Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen.....	96
5.1	Redispatchentwicklung.....	97
5.1.1	Kalenderjahr 2015	98
5.1.2	Entwicklung vom Kalenderjahr 2014 zum Kalenderjahr 2015.....	103
5.2	Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen	104
5.2.1	Entwicklung der Ausfallarbeit.....	104
5.2.2	Entwicklung der Entschädigungsansprüchen und -zahlungen.....	108
5.3	Anpassungsmaßnahmen	111
6.	Netzreserve.....	112
6.1	Einsatz der Reservekraftwerke	112
6.2	Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke.....	114
7.	Netzentgelte.....	114
7.1	Entwicklung der Netzentgelte.....	115
7.2	Erweiterungsfaktor Strom.....	117
7.3	Netzübergänge Strom.....	117
7.4	Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gem. Systemstabilitätsverordnung.....	118
7.5	Vermiedene Netzentgelte	118
D	Systemdienstleistungen.....	121
1.	Regelenergie	124
2.	Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung.....	130
3.	Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung.....	131
4.	Ausgleichsenergie.....	135
5.	Untertägiger Handel	138
6.	Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes	138
E	Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration	140
1.	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität	140
2.	Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne	144
3.	Ungeplante Flüsse	152
4.	Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse.....	155
5.	Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte	156
6.	Lastflussbasierte Kapazitätsallokation	156
7.	Sachstand zu Europäischen Verordnungen im Strombereich	157
7.1	Early Implementation Cross Border Intraday Project	159
7.2	Early Implementation Bidding Zone Review.....	159
F	Großhandel.....	161

1.	Börslicher Großhandel.....	161
1.1	Spotmärkte.....	164
1.1.1	Handelsvolumina.....	165
1.1.2	Anzahl der aktiven Teilnehmer.....	165
1.1.3	Preisabhängigkeit der Gebote.....	166
1.1.4	Preisniveau.....	168
1.1.5	Preisstreuung.....	169
1.2	Terminmärkte.....	172
1.2.1	Handelsvolumen.....	172
1.2.2	Preisniveau.....	174
1.3	Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen.....	175
1.3.1	Anteil der Market Maker.....	175
1.3.2	Anteil der Übertragungsnetzbetreiber.....	176
1.3.3	Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer.....	176
1.3.4	Verteilung des Handelsvolumens nach börslicher Teilnehmerklassifizierung.....	178
2.	Bilateraler Großhandel.....	179
2.1	Brokerplattformen.....	179
2.2	OTC-Clearing.....	180
G	Einzelhandel.....	183
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	183
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel.....	186
2.1	Nicht-Haushaltskunden.....	188
2.1.1	Vertragsstruktur.....	188
2.1.2	Lieferantenwechsel.....	189
2.2	Haushaltskunden.....	191
2.2.1	Vertragsstruktur.....	191
2.2.2	Vertragswechsel.....	192
2.2.3	Lieferantenwechsel.....	193
3.	Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen.....	195
3.1	Stromsperrungen.....	195
3.2	Bargeld- und Chipkartenzähler.....	198
3.3	Tarife, Abrechnungen und Kündigungen.....	198
4.	Preisniveau.....	198
4.1	Nicht-Haushaltskunden.....	200
4.2	Haushaltskunden.....	205
5.	Heizstrom.....	224
5.1	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel.....	225
5.2	Preisniveau.....	227
6.	Ökostromsegment.....	230
7.	Europäischer Strompreisvergleich.....	235
7.1	Nicht-Haushaltskunden.....	236
7.2	Haushaltskunden.....	238
H	Mess- und Zählwesen.....	240
1.	Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber.....	240
2.	Anforderungen gem. § 21 b ff. EnWG.....	241
3.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden.....	242
4.	Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung.....	244
5.	Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen.....	247

II	GASMARKT	251
A	Entwicklungen auf den Gasmärkten	253
	1. Zusammenfassung.....	253
	1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher.....	253
	1.2 Netze.....	254
	1.3 Großhandel.....	255
	1.4 Einzelhandel.....	256
	2. Netzübersicht.....	258
	3. Marktkonzentration.....	264
	3.1 Erdgasspeicher.....	264
	3.2 Gasendkundenmärkte.....	266
B	Aufkommen von Gas	268
	1. Förderung von Erdgas in Deutschland.....	268
	2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas.....	269
	3. Biogas.....	272
C	Netze	273
	1. Netzausbau und Investitionen.....	273
	1.1 Netzentwicklungsplan Gas.....	273
	1.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur.....	276
	1.3 Investitionsmaßnahmen und Anreizregulierung.....	279
	2. Kapazitätsangebot und Vermarktung.....	279
	2.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten.....	279
	2.2 Kapazitätskündigungen.....	281
	2.3 Unterbrechbare Kapazitäten.....	282
	2.4 Interne Bestellung.....	285
	3. Versorgungsstörungen Gas.....	286
	4. Netzentgelte.....	287
	4.1 Entwicklung der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2016.....	288
	4.2 Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung.....	290
	4.3 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung.....	290
	4.4 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 Anreizregulierungsverordnung.....	290
	4.5 Horizontale Kostenwälzung.....	290
D	Regelenergie und Bilanzierung	292
	1. Regel- und Ausgleichsenergie.....	292
	2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen (ab dem 1. Oktober 2015).....	296
	3. Standardlastprofile.....	298
	4. Registrierende Leistungsmessung und Fallgruppenwechsel.....	300
E	Marktraumumstellung	303
F	Großhandel	309
	1. Börslicher Großhandel.....	309
	2. Bilateraler Großhandel.....	311
	2.1 Brokerplattformen.....	311
	2.2 Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten.....	313

3.	Großhandelspreise.....	315
G	Einzelhandel.....	319
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	319
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	322
2.1	Nicht-Haushaltskunden.....	324
2.1.1	Vertragsstruktur.....	324
2.1.2	Lieferantenwechsel.....	325
2.2	Haushaltskunden	327
2.2.1	Vertragsstruktur.....	327
2.2.2	Vertragswechsel	330
2.2.3	Lieferantenwechsel.....	330
3.	Gasperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung	332
3.1	Gasperrungen und Kündigungen.....	332
3.2	Bargeld- oder Chipkartenzähler	335
3.3	Abweichende Abrechnung.....	336
4.	Preisniveau	336
4.1	Nicht-Haushaltskunden.....	337
4.2	Haushaltskunden	341
5.	Europäischer Gaspreisvergleich.....	361
5.1	Nicht-Haushaltskunden.....	361
5.2	Haushaltskunden	363
H	Speicher.....	365
1.	Zugang zu Untertagespeichieranlagen.....	365
2.	Nutzung der Untertagespeichieranlagen für Gewinnungstätigkeit.....	366
3.	Nutzung der Untertagespeichieranlagen Kundenentwicklung	367
4.	Kapazitätsentwicklung.....	367
I	Mess- und Zählwesen	369
1.	Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber.....	369
2.	Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden.....	369
3.	Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung.....	371
4.	Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	372
III	VERBRAUCHER	375
1.	Verbraucherservice Energie.....	376
2.	Energiethemen	377
2.1	Erneuerbare Energien.....	377
2.2	Marktraumumstellung.....	377
2.3	Energielieferanten.....	377
2.4	Beteiligung und Dialog zum Netzausbau.....	378
2.5	Infoveranstaltungen zur Konsultation der Netzentwicklungspläne 2024 und zum Umweltbericht	378
3.	Neue Lieferanten	378
4.	Abrechnungsentgelte.....	380
5.	Aufsichtsverfahren	380

IV	ÜBERGREIFENDE THEMEN	382
A	Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas.....	383
B	Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur.....	385
	1. Aufgaben nach REMIT	385
	1.1 Registrierung der Marktteilnehmer	385
	1.2 Verfolgung von Verstößen.....	385
C	Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes.....	387
	1. Verbot wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen.....	387
	2. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen: Vergabe von Stromnetzkonzessionen.....	388
	3. Sektoruntersuchung: Ablesedienste von Heiz- und Wasserkosten	389
	4. Competition Advocacy	389
	VERZEICHNISSE	393
	Verzeichnis Autorenschaft	395
	Gemeinsame Textteile.....	395
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen).....	395
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)	396
	Abbildungsverzeichnis.....	399
	Tabellenverzeichnis	407
	Abkürzungsverzeichnis	412
	Glossar	417
	Impressum	435

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung lag im Jahr 2015 bei 594,7 TWh (583,6 TWh im Jahr 2014). Die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern nahm gegenüber dem Vorjahr um 15 TWh ab (-3,5 Prozent). Am stärksten ging dabei die Stromerzeugung aus Kernkraft- und Steinkohlekraftwerken zurück. Die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld führte zu einer Reduktion der Stromerzeugung durch Kernkraftwerke um 6,7 TWh bzw. -7,3 Prozent. In 2015 erzeugten Steinkohlekraftwerke 5,5 TWh weniger Strom als im Jahr 2014 (-4,9 Prozent). Braunkohlekraftwerke erzeugten 2 TWh weniger als im Vorjahr (-1,4 Prozent).

Der Erzeugungsbereich war im Jahr 2015 durch einen weiteren Kapazitätswachstum der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 7,6 GW. Im Jahr 2014 betrug der Zuwachs 6,8 GW. Am stärksten nahmen die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Wind (an Land) (3,6 GW) und Wind (auf See) (2,4 GW) zu. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit zum 31. Dezember 2015 auf 204,6 GW an. Hiervon sind 106,7 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 97,9 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen hatte in den Jahren nach 2010 deutlich abgenommen. Der Stromerstabsatzmarkt (ohne EEG-Strom) ist mit einem kumulierten Marktanteil der vier größten Stromerzeuger von 69,2 Prozent bezogen auf das Marktgebiet Deutschland/ Österreich aber weiterhin stark konzentriert. Im Vergleich zum Vorjahreswert (67,0 Prozent) ergab sich zwar eine Steigerung um 2,2 Prozentpunkte, die im Wesentlichen auf einem Zuwachs bei Vattenfall beruht. Im Vergleich zum Jahr 2010 liegen die vier größten Anbieter aber immer noch um etwa 3,5 Prozentpunkte unter dem damaligen Marktanteil. Hinzu kommt, dass zukünftig die Stilllegung der noch betriebenen Atomkraftwerke bis 2022 zu Veränderungen in der Marktstruktur führen wird.

Eine Begrenzung der Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt ist u. a. dadurch gewährleistet, dass deutschlandweit bzw. europaweit seit dem Jahr 2009 mehr Stromerzeugungskapazitäten bestehen, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage wird mit der Einspeisung durch Erneuerbare Energien gedeckt. Verbesserte Stromimportmöglichkeiten in Folge der fortschreitenden Marktkopplung können ebenfalls dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt zu begrenzen; eine Verringerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten hätte indes den gegenteiligen Effekt.

Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2015 31,4 Prozent. Die Nettostromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 26,0 TWh von 155,1 TWh (2014) auf 181,1 TWh (2015). Dies entspricht einem Anstieg gegenüber dem Jahr 2014 von 16,8 Prozent. Absolut gesehen hat die Stromerzeugung aus Windenergie mit einer Erzeugungsmenge von nunmehr 79,1 TWh am meisten zugenommen. Hier lag der Anstieg bei 21,7 TWh. Dabei nahm die Erzeugung aus Windenergie (an Land) gegenüber 2014 um 15 TWh und die Erzeugung aus Windenergie (auf See) um

6,7 TWh zu. Aus Solarenergie wurden 35,2 TWh erzeugt, was einem Anstieg gegenüber dem Vorjahr um 2,2 TWh entspricht.

Die gesamte installierte Leistung der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) förderberechtigten Anlagen in Deutschland betrug 93,0 GW am 31. Dezember 2015 (31. Dezember 2014: 85,4 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um rund 7,6 GW (8,9 Prozent) in 2015. Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2015 insgesamt 161,8 TWh Strom aus EE-Anlagen gefördert. Dies bedeutet einen Zuwachs um 25,8 TWh bzw. 19 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Dafür wurden insgesamt 24,2 Mrd. Euro an finanzieller Förderung von den Anschlussnetzbetreibern an die EE-Anlagenbetreiber ausgezahlt. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einer Steigerung um 13,4 Prozent. Wie in den letzten Jahren fällt auch in 2015 etwa die Hälfte der Vergütungszahlungen mit rund 52 Prozent auf die Anlagen mit fester Einspeisevergütung. Der Anteil der Vergütungszahlungen für die Direktvermarktung ist im Vergleich zum Vorjahr um 8 Prozentpunkte gestiegen.

Im Jahr 2015 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 12,70 Minuten und somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2015: 15,87 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2015 auf konstant hohem Niveau.

1.2 Grenzüberschreitender Handel

Das Jahr 2015 ist gekennzeichnet durch neue Höchststände im Stromexport. Deutschland als zentrale Drehscheibe des europäischen Stromhandels ist, wie die Jahre zuvor, ein wichtiger Akteur im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den angrenzenden Ländern hat sich im Jahr 2015 verändert. Gegenüber 2014 ist die Kapazität um rund sieben Prozent auf rund 19,7 GW gesunken (Import- und Exportkapazitäten). Im Jahr 2014 war sie gegenüber 2013 noch um rund 0,3 Prozent gestiegen.

Der Handelssaldo ist trotzdem weiter angestiegen, da der Export im Vergleich zum Import zugelegt hat und die gesunkenen Übertragungskapazitäten häufiger ausgenutzt wurden. Das im Jahr 2015 insgesamt über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 83,9 TWh (2014) auf 85,0 TWh gestiegen. Dies entspricht einer Erhöhung um 1,3 Prozent. In dieser Summe spiegelt sich einerseits ein massiver Rückgang der Importe von 24,7 TWh (2014) auf 17,0 TWh (-31,3 Prozent) wider, während die Exporte von 59,2 TWh (2014) auf 68,0 TWh (+14,9 Prozent) stiegen. Insbesondere wurde Strom nach Österreich (Exportsaldo von 28,7 TWh) und die Niederlande (Exportsaldo von 16,2 TWh) exportiert. Im Ergebnis war ein starker Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 34,5 TWh in 2014 auf 51,0 TWh in 2015 zu beobachten, dies entspricht einem Plus von 47,8 Prozent.

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Von den insgesamt erforderlichen rund 1.800 Leitungskilometern nach EnLAG sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2016 – bislang rund 650 Kilometer realisiert (dies entspricht rund 35 Prozent) und rund 900 Kilometer genehmigt. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 45 Prozent der im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) enthaltenen Leitungskilometer bis zum Jahre 2017. Bisher ist noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel in Betrieb. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion bereitet aktuell den Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld vor.

Den Szenariorahmen 2017 bis 2030 hat die Bundesnetzagentur am 30. Juni 2016 genehmigt. Er bildet die Grundlage für den kommenden Netzentwicklungsplan 2017 bis 2030. Auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens sollen die ÜNB gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens bis zum 10. Dezember 2016 einen Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2017 bis 2030 veröffentlichen.

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 BBPlG ergeben, liegt derzeit bei rund 6.100 km. Hiervon sind zum dritten Quartal 2016 rund 400 km genehmigt und rund 80 km realisiert. Acht der 43 Vorhaben sind als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernung (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 Pilotvorhaben für Hochtemperaturleiterseile gekennzeichnet und zwei werden als Seekabel ausgeführt.

1.3.2 Investitionen

In 2015 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt 2.361 Mio. Euro (2014: 1.796 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Dabei sind die Investitionen für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung von 1.248 Mio. (2014) auf 1.673 Mio. Euro im Jahr 2015 angestiegen. Die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) sind von 6.193 Mio. Euro (2014) auf 6.845 Mio. Euro (2015) gestiegen. Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchführen, hat sich zum Stichtag 1. April 2016 erhöht.

1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität

Die Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber dienen dem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit. Sie beliefen sich im Jahr 2015 auf 15.811 Stunden (2014: 8.453 Stunden) und sind somit deutlich gestiegen. Insgesamt nahmen die Netzbetreiber an 331 Tagen des Jahres 2015 Redispatcheingriffe vor. Die Menge der Maßnahmen umfasste ein Gesamtvolumen von 16.000 GWh (2014: 5.197 GWh). Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen belief sich auf 1,9 Prozent (Vorjahr: 0,6 Prozent); bezogen auf die Gesamterzeugung von Nicht-EE-Anlagen. Die im Rahmen der Systemdienstleistungen veranschlagten Kosten für Redispatch im Jahr 2015 wurden von den ÜNB mit rund 412 Mio. Euro angegeben. Wie in den vergangenen Jahren waren im Wesentlichen die Regelzonen von TenneT und 50Hertz betroffen. Dabei wiesen die Leitung Remptendorf-Redwitz, das Gebiet Brunsbüttel (Hamburg Nord) sowie die Leitung Vierraden nach Krajnik in Polen die größten Belastungen auf.

In 2015 haben insgesamt sechs VNB und ein ÜNB entschädigungslose Anpassungsmaßnahmen konventioneller Energieträger durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen und -abnahmen in Höhe von rund 26,5 GWh.

Die Menge der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen ist im Jahr 2015 deutlich auf 4.722 GWh gestiegen und ist somit fast drei Mal so hoch wie im Vorjahr (2014: 1.581 GWh). Damit beläuft sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge von EE-Anlagen auf 2,6 Prozent (2014: ein Prozent). Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich dabei mit 315 Mio. Euro (2014: 83 Mio. Euro) ebenfalls stark erhöht. Insgesamt entstanden im Jahr 2015 geschätzte Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern in Höhe von 478 Mio. Euro.

Wie in den Vorjahren waren auch 2015 in der Mehrzahl Windkraftanlagen mit einem Anteil von 87,3 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen (2014: 77,3 Prozent). Erstmals waren im Jahr 2015 auch Windenergieanlagen auf See vom Einspeisemanagement betroffen. Ihr Anteil beträgt 0,3 Prozent (rund 16 GWh) an der Gesamtausfallarbeit. Der Energieträger Biomasse verdrängte im Jahr 2015 mit einem Anteil von fast acht Prozent den Energieträger Solar als zweithäufigsten abgeregelten Energieträger.

In Summe belaufen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheit¹ im Jahr 2015 auf rund 1.133 Mio. Euro. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Gesamtkosten der Netz- und Systemsicherheit damit deutlich um insgesamt rund 696 Mio. Euro angestiegen (2014: 436 Mio. Euro). Dies ist in erster Linie auf die starke Zunahme der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2015 zurückzuführen.

Zur Sicherung der Netzstabilität im Winter 2015/ 2016 hatten die Übertragungsnetzbetreiber eine Reservekraftwerksleistung in Höhe von 7.515 MW vorzuhalten. Die Netzreserveleistung verteilte sich auf knapp 3.000 MW aus inländischen und rund 4.500 MW aus ausländischen Kraftwerken.

Verglichen mit den Vorjahren sind die Reservekraftwerke während des Winterhalbjahres 2015/ 2016 sehr häufig von den Übertragungsnetzbetreibern angefordert worden. Insgesamt kamen sie an 93 Tagen zum Einsatz. Ursache hierfür ist, dass im Rahmen der Einsatzentscheidung seit November 2015 zusätzlich berücksichtigt wird, welche Reservekraftwerke am effizientesten sind, um die prognostizierten Engpässe im Netz zu beseitigen.

1.3.4 Netzentgelte

Die Netzentgelte sind für Haushaltskunden leicht gestiegen. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2016 ermittelt:

- Haushaltskunde (Grundversorgung), Jahresverbrauch 2.500 bis 5.000 kWh: 6,71 ct/kWh
- "Gewerbekunde", Jahresverbrauch 50 MWh: 5,85 ct/kWh
- "Industriekunde", Jahresverbrauch 24 GWh, ohne Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV: 2,06 ct/kWh

1.4 Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen stiegen in 2015 um 284 Mio. Euro von 1.029 Mio. Euro (2014) auf 1.313 Mio. Euro (2015). Als Hauptkostenblöcke tragen der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 412 Mio. Euro (2014: 185 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für Primär- und Sekundärregelung sowie die Minutenreserve mit insgesamt fast 316 Mio. Euro (2014: 437 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 277 Mio. Euro (2014: 288 Mio. Euro) zu den Gesamtkosten bei. Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2015 gegenüber 2014 erheblich verändert. Die saldierten Gesamtkosten

¹ Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit setzen die Netzbetreiber Einspeisemanagement, Redispatch, Reservekraftwerke und Countertrading ein.

für Regenergie sanken wiederholt um nun 121 Mio. Euro, insbesondere aufgrund weiter gesunkener Kosten für die Sekundärregelung (73 Mio. Euro) und die Minutenreserve (56 Mio. Euro). Demgegenüber stiegen die Kosten für die Primärregelung leicht an (+8 Mio. Euro). Die Kosten für Verlustenergie reduzierten sich von 2014 auf 2015 um rund zehn 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"-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.

Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. So waren die Stromgroßhandelsmärkte im Jahr 2015 erneut von hoher Liquidität gekennzeichnet, welche im Vergleich zum Vorjahr sowohl im börslichen Spothandel als auch im börslichen Terminhandel noch weiter gestiegen ist. Das Volumen des vortäglichen Handels (day-ahead-Auktionen) von EPEX SPOT und EXAA stieg leicht und das Volumen im Bereich des taggleichen Handels (Intraday) der EPEX SPOT wuchs um 45 Prozent. Das an der EEX gehandelte Volumen von Stromterminkontrakten ist von 812 TWh auf 937 TWh gestiegen (+15 Prozent). Ein solches Wachstum ist zwar nicht bei den über Brokerplattformen vermittelten Termingeschäften zu verzeichnen, jedoch hat das OTC-Clearing von Phelix Terminkontrakten bei der EEX im Vergleich zum Vorjahr um mehr als die Hälfte zugenommen (von 557 TWh in 2014 auf 877 TWh in 2015, d. h. ein Zuwachs von rund 57 Prozent).

Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2015 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr gingen die durchschnittlichen Spotmarktpreise zurück (Phelix-Day-Base um 3 Prozent, Phelix-Day-Peak um 5 Prozent). Obwohl sich die Höchstwerte der Preise verringert haben, wiesen die tagesgemittelten Preise insgesamt gesehen im Jahresvergleich eine höhere Streuung bzw. Spannweite auf. Auch die Preise für Stromterminlieferungen sind im Jahr 2015 weiter zurückgegangen. Mit 30,97 Euro/MWh im Jahresmittel 2015 ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr (2014: 35,09 Euro/MWh) um 4,12 Euro/MWh und damit um rund zwölf Prozent gesunken. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel 2015 auf 39,06 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Vorjahr (2014: 44,40 Euro/MWh) beträgt 5,34 Euro/MWh und damit ebenfalls rund zwölf Prozent. Im Vergleich zum historischen Höchststand im Jahr 2008 setzt sich der Abwärtstrend bei den Frontjahres-Base und Frontjahres-Peak-Preisen fort. Zu den Neuerungen seit Ende 2014 (separate Auktion für Viertelstundenkontrakte, sog. "IntradayAuktion"; Verkürzung der Mindestvorlaufzeit im Intraday-Handel bei EPEX SPOT, sowie seit Juli 2015 Möglichkeit des Handels mit Stromkontrakten für deutsche/ österreichische Regelzonen bis 30 Minuten vor Lieferbeginn) ist eine weitere Neuerung hinzugekommen, nämlich der seit September 2015 mögliche Handel mit Cap-Futures (für Wochenkontrakte), die im Hinblick auf den wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind.

Die Verkaufsvolumina der ÜNB, die die Börse maßgeblich zur Vermarktung von EEG-Elektrizitätsmengen nutzen, haben gegenüber dem Vorjahr erneut abgenommen. Der verkaufsseitige Anteil der ÜNB an der EPEX SPOT ist von 38 Prozent im Jahr 2011 auf 18 Prozent im Jahr 2015 gesunken. Dies ist eine Folge der verstärkten Direktvermarktung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen.

1.6 Einzelhandel

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten zum wiederholten Mal erhöht. Letztverbraucher konnten im Jahr 2015 im Durchschnitt zwischen 115 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 99 Anbieter.

Der Lieferantenwechsel hat bei Haushaltskunden seit 2006 erheblich zugenommen. Für das Jahr 2015 wurden rund 4 Mio. Lieferantenwechsel gemeldet. Zusätzlich haben fast 1,7 Mio. Haushaltskunden ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt. Eine relative Mehrheit von 43,1 Prozent der Haushaltskunden hat im Jahr 2015 einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (2014: 43,2 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 32,1 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen (2014: 32,8 Prozent). 24,9 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, beliefert (2014: 24 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend abermals gestiegen. Insgesamt rund 75 Prozent aller Haushalte werden durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrages außerhalb der Grundversorgung). Die nach wie vor starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit im Berichtsjahr ein weiteres Mal abgenommen.

Dagegen kommt der Grundversorgerstellung bei Nicht-Haushaltskunden nur noch eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2015 rund 68 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger und lediglich ca. 32 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger. Weniger als ein Prozent der RLM-Kunden befinden sich in der Grundversorgung. Die Lieferantenwechselquote lag bei Nicht-Haushaltskunden im Jahr 2015 bei rund 13 Prozent. Dieser Wert ist der höchste seit Beginn des Monitorings im Jahre 2006. Die Entwicklung der Wechselquote zeigt, dass seit dem Beginn des Monitoring jährlich zwischen etwa 10,5 Prozent und 12,5 Prozent und damit ein beachtlicher Teil der Nicht-Haushaltskunden den Lieferanten wechselt.

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden 31 Prozent – und damit zwei Prozentpunkte weniger als im Jahr 2014 – und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromvertragskunden (insb. Haushaltskunden, ohne Heizstrom) mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung wie im Vorjahr 36 Prozent. Diese Werte liegen deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung.

Die Zahl der von Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen von Haushaltskunden im Auftrag des örtlichen Grundversorgers hat sich im Jahr 2015 um 20.000 auf 331.273 reduziert. Zugleich wurde die Abfrage der Sperrungen bei den Stromlieferanten weiter differenziert. Nun werden auch Sperrungen von Haushaltskunden bei Vertragsverhältnissen außerhalb der Grundversorgung erfasst. Insgesamt wurden für alle Vertragsarten von den Lieferanten rund 359.000 Sperrungen für das Jahr 2015 gemeldet. Zudem wurden etwa 6,3 Mio. Sperrandrohungen von den Lieferanten gegenüber Haushaltskunden ausgesprochen, von denen ca. 1,6 Mio. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten. Datengrundlage sind die

Angaben von 768 VNB und 998 Lieferanten. Erneut erhoben wurden Daten zum Einsatz von Vorkassensystemen wie Bargeld- oder Chipkartenzähler im Auftrag des Grundversorgers. Im Jahr 2015 waren insgesamt etwa 19.400 solcher Systeme installiert.

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2016 sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Dies dürfte auf die gesunkenen Stromgroßhandelspreise zurückzuführen sein. Bei Industriekunden hängt der individuelle Preis stark von speziellen gesetzlichen Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile ab. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Bei einem Kunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, der keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann, betrug der Strompreis zum 1. April 2016 im Mittel rund 14,21 ct/kWh (ohne USt), wovon 10,72 ct/kWh auf Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben entfielen. Im europäischen Vergleich wäre dies ein überdurchschnittlicher Wert. Soweit industrielle Stromverbraucher die Voraussetzungen der gesetzlich vorgesehenen Vergünstigungsmöglichkeiten erfüllen, können die staatlich determinierten Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben im Einzelfall von 10,72 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken. In diesem Fall ergeben sich für Industriekunden im europäischen Vergleich unterdurchschnittliche Strompreise. Bei einem Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh beträgt der durchschnittliche Strompreis zum 1. April 2016 rund 21,20 ct/kWh (ohne USt).

Im Monitoringverfahren 2016 wurden die Preise für Haushaltskunden erstmalig in vier verschiedenen Verbrauchsbändern erhoben. Nach einem leichten Rückgang der Preise im vergangenen Jahr sind sie im Berichtszeitraum wieder leicht angestiegen. Gegenüber dem Jahr 2015 ist mit Stichtag 1. April 2016 der mit dem Vorjahreswert vergleichbare Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh (Vorjahr: Jahresverbrauch von 3.500 kWh) um 1,8 Prozent auf 30,63 ct/kWh (inkl. USt) gestiegen. Geringere Preissteigerungen sind auch in den beiden anderen Abnahmegruppen – Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist – zu beobachten. Der Strompreis für einen Vertrag mit dem Grundversorger beträgt bei einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh durchschnittlich 29,01 ct/kWh und im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger 28,17 ct/kWh. Als über alle drei Tarife mengengewichteter Mittelwert bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh ergibt sich ein Betrag von 29,80 ct/kWh (inkl. USt). Im europäischen Vergleich werden die deutschen Strompreise für Haushaltskunden nur von Dänemark übertroffen. Ursächlich für diese Spitzenstellung ist die hohe Belastung der deutschen Strompreise mit Umlagen, Steuern und Abgaben. Die staatlich determinierten Preisbestandteile der Umlagen gemäß EEG, KWKG, § 19 StromNEV und die Offshore-Haftungsumlage haben sich weiter erhöht. Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich zwischen den, bei den ÜNB anfallenden EEG-Kosten und den Erlösen der EEG-Vermarktung am Spotmarkt und beträgt allein schon über 21 Prozent. Die Netzentgelte stiegen ebenfalls an. Die Preisbestandteile, die nicht vom Lieferanten beeinflussbar sind (Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte), betragen in Summe etwa 75 Prozent. Der Preisbestandteil "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge", welcher den wettbewerblichen Bereich des Strompreises kennzeichnet, liegt bei rund 25 Prozent des gemittelten Gesamtpreises.

Zum Stichtag 1. April 2016 konnte ein abermaliger Rückgang des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" um rund drei Prozent festgestellt werden, wodurch sich eine gesamtpreisdämpfende Wirkung entfaltete. Erneut hat sich bei allen Tarifkategorien von Haushaltskunden dieser Preisbestandteil verringert. Der Rückgang könnte insbesondere mit den gesunkenen Großhandelspreisen zusammenhängen.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung und - in noch stärkerem Maße - durch einen Lieferantenwechsel erzielen. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist seit 2014 eine spürbare Zunahme der Wechselaktivitäten zu verzeichnen. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht, und das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter hat sich verbreitert. Der Anteil der Heizstromkunden (Zählpunkte), die einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, betrug 2015 mehr als 6 Prozent und hat sich somit im Vergleich zum Vorjahr um ca. zwei Prozentpunkte erhöht. Die Heizstrompreise befinden sich in etwa auf dem Vorjahresniveau. Für Nachtspeicherheizungskunden mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh beträgt der Strompreis zum 1. April 2016 im Mittel 20,59 ct/kWh und für Wärmepumpenkunden 21,33 ct/kWh.

2. Netzübersicht

Netzstrukturdaten 2015

	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	817	821
Stromkreislänge (in km)	36.001	1.780.856	1.816.857
davon Höchstspannung	35.610	360	35.970
davon Hochspannung	391	96.267	96.658
davon Mittelspannung	0	511.164	511.164
davon Niederspannung	0	1.173.065	1.173.065
Zählpunkte von Letztverbrauchern	535	50.298.514	50.299.049
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden		3.015.426	3.015.426
davon Haushaltskunden		47.283.088	47.283.088

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2015

Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge Anzahl und Verteilung

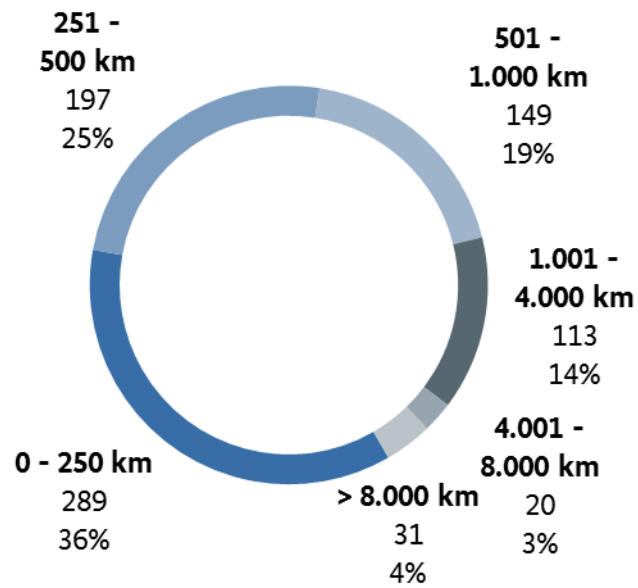


Abbildung 1: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge

Netzbilanz 2015

	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2015			204,6
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			106,7
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			97,9
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			93,0
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge) 2015			594,7
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			413,6
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			181,1
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			161,8
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto- Erzeugungsmenge (in TWh) 2015 ^[1]			34,9
Netzverluste (in TWh)	8,1	17,7	25,8
davon Höchstspannung	6,4	0,0	6,4
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,7	3,2	4,9
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0,0	5,8	5,8
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0,0	8,7	8,7
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)			111,2
davon Importe			32,1
davon Exporte			79,1
Entnahmemengen (in TWh) ^[2]	38,3	449,7	488,0
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	27,4	327,8	355,2
davon Haushaltskunden	0,0	120,7	120,7
davon Pumpspeicher	10,9	1,2	12,1

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

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

Tabelle 2: Netzbilanz von 2015

Die Netzbilanz 2015 ermöglicht einen Überblick zur Aufkommens- und Verwendungsseite im deutschen Stromnetz für 2015. Die Aufkommensseite (626,8 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 594,7 TWh (davon 10,1 TWh Pumpspeicher) sowie den Importen durch physikalische Lastflüsse in Höhe von 32,1 TWh. Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 488 TWh durch Letztverbraucher (475,9 TWh) und Pumpspeicher (12,1 TWh) entnommen. Die

Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt in der Regel aufgrund des Kraftwerkseigenverbrauchs oberhalb der erzeugten Menge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 34,9 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Die Netzverluste auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 25,8 TWh und die Exporte durch physikalische Lastflüsse betragen 79,1 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von 627,8 TWh. Die statistische Erhebungsdifferenz zur Aufkommenseite von 626,8 TWh beträgt 1 TWh bzw. 0,16 Prozent.

**Aufkommen und Verwendung
in den deutschen Versorgungsnetzen 2015**
in TWh

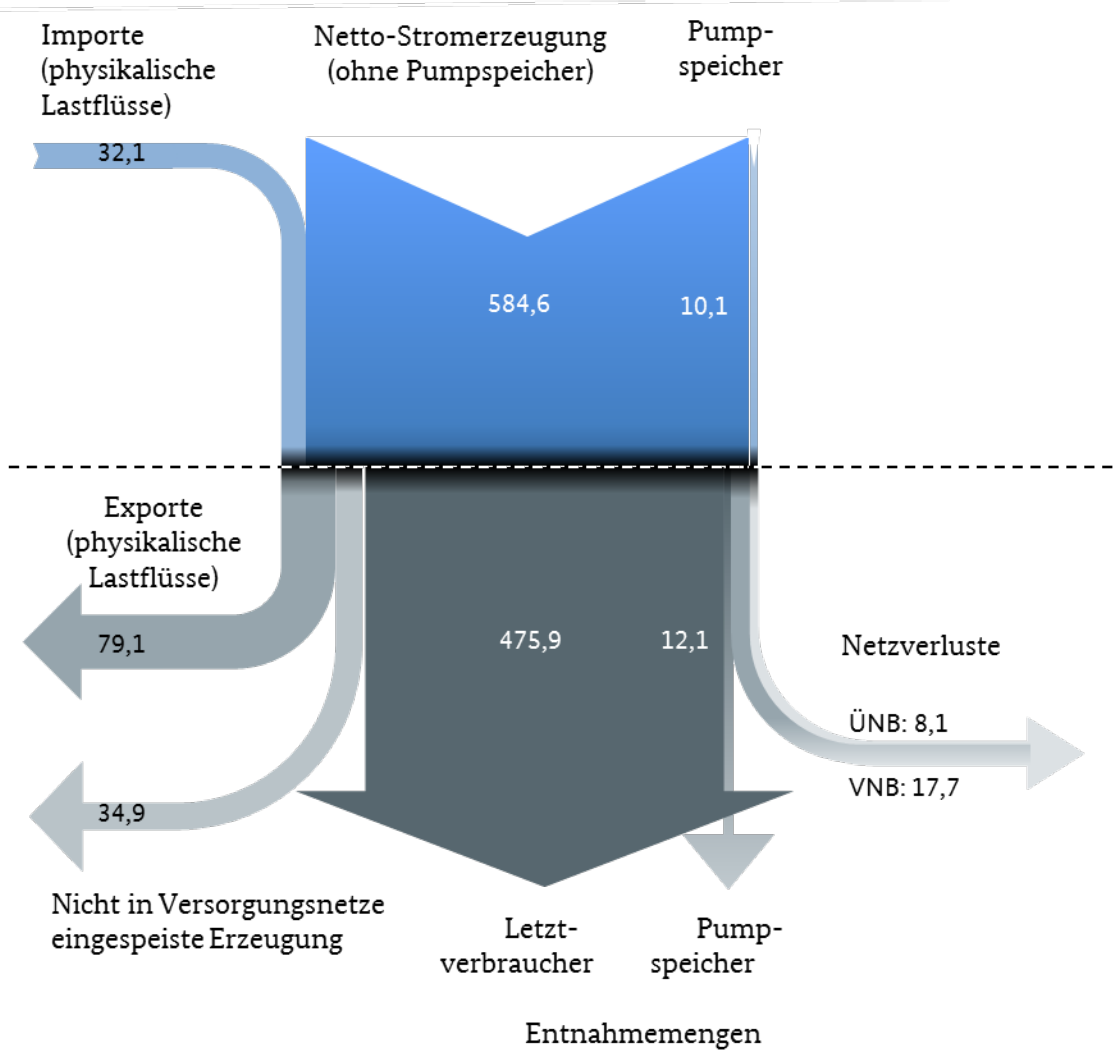


Abbildung 2: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2015²

² Abweichend gegenüber der Darstellung im Monitoringbericht 2015 werden aus methodischen Gründen hier die physikalischen Lastflüsse der Exporte und Importe anstelle der Verbund austauschfahrpläne verwendet.

Am Monitoringverfahren 2016 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber beteiligt. Wie in Tabelle 1 auf Seite 27 ersichtlich, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) des Übertragungsnetzes zum 31. Dezember 2015 insgesamt 36.001 km. Damit hat sich die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene gegenüber dem Vorjahr 2014 um 1.389 km erhöht. Die Anzahl der Zählpunkte in den Netzgebieten der vier ÜNB belief sich auf insgesamt 535. Dabei wiesen alle Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassten mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert. Die gesamte Entnahmemenge der 153 an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher (Stand: 31. Dezember 2015) betrug 27,4 TWh und damit rund ein TWh weniger als im Vorjahr.

Zum Stichtag 17. August 2016 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 879 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst, wovon 817 am Monitoring 2016 der Bundesnetzagentur teilgenommen haben. Nach den Angaben der 817 VNB wurden im Jahr 2015 von den 48.597.340 Letztverbrauchern auf der VNB-Ebene 448,5 TWh entnommen. Gegenüber dem Vorjahr ist dies ein Rückgang um etwa 10 TWh.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) zum 31. Dezember 2015 insgesamt 1.780.856 Kilometer. Die Zahl der belieferten Zählpunkte in den Netzgebieten der VNB belief sich auf 50.298.514, wovon 368.794 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung aufwiesen und insgesamt 47.283.088 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen sind.

Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	855	862	866	869	883	883	884	880	875
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	779	787	790	793	807	812	812	803	798

Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2008 bis 2016

Die Mehrzahl der VNB Strom (627 oder 79 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. Auf diese Netzbetreiber entfallen 7,2 Mio. bzw. 14 Prozent aller Zählpunkte in Deutschland. 171 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Diese Netzbetreiber versorgen mit 43 Mio. Zählpunkten etwa 85 Prozent der Gesamtzählpunkte. Die prozentuale Verteilung der VNB nach verschiedenen Gruppierungen von Stromkreislängen kann Abbildung 1 auf Seite 28 entnommen werden.

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten Werte für das Berichtsjahr 2015 ergeben.

Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	0	120,7	120,7	25,4
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	123,7	123,8	26,0
> 2 GWh/Jahr	27,3	204,1	231,4	48,7
Gesamt	27,4	448,5	475,9	100,0

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB³

Insgesamt hat sich damit der Elektrizitätsverbrauch von Letztverbrauchern in Deutschland, gemessen an der Entnahmemenge an Zählpunkten der Netze der Allgemeinen Versorgung, zum Vorjahr um rund 11,6 TWh reduziert. Dies entspricht einem Rückgang von 2,4 Prozent.

Obwohl die Anzahl der Nicht-Haushaltskunden mit Jahresverbrauchsmengen von mehr als 2 GWh verhältnismäßig klein ist, wurde von dieser Kundenkategorie fast die Hälfte der Gesamtelektrizität in Deutschland entnommen. Die Entnahmemenge dieser Großverbraucher sank dabei im Vergleich zum Vorjahr um fast fünf Prozent. Kleinere Nicht-Haushaltskunden (Jahresverbrauchsmengen zwischen 10 MWh und 2 GWh) hatten im Jahr 2015 einen Anteil von 26 Prozent an der Gesamtentnahmemenge. Zum Vorjahr hat sich der Elektrizitätsverbrauch dieser Kundengruppe um knapp ein Prozent reduziert. Die anzahlmäßig größte Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Jahresverbrauchsmengen bis 10 MWh dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden. Sie entnahmen 2015 etwa 25,4 Prozent der Gesamtelektrizitätsmenge. Im Vergleich zum Jahr 2014 ist der Elektrizitätsverbrauch dieser Kategorie somit im Jahr 2015 nahezu unverändert.

Die Struktur der Verteilernetzbetreiber hat sich kaum verändert. Nach wie vor dominiert die überwiegend regionale Struktur. 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 diese ca. 77 Prozent (38,6 Mio. Zählpunkte) aller Zählpunkte. Die Verteilung der VNB nach der Anzahl der versorgten Zählpunkte kann in folgender Abbildung nachvollzogen werden.

³ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählerpunkte

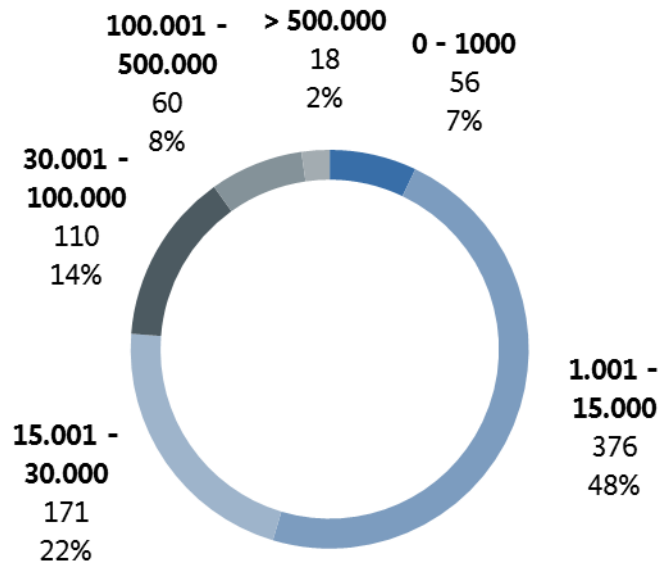


Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählerpunkte

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.⁴ Im Rahmen des Monitorings wird aber bislang⁵ keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für den Bereich der Stromerzeugung insbesondere die sog. Pivotalanalyse einschließt.⁶

Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sog. "concentration ratios", CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Aufgrund der tatsächlichen, historisch begründeten Struktur der Strommärkte wird im Folgenden durchweg auf die Marktanteile der vier absatzstärksten Anbieter (CR 4) abgestellt.

⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

⁵ Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) wurde im Juli 2016 beschlossen. Danach erstellt das Bundeskartellamt künftig nach § 53 alle zwei Jahre einen Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung. Dieser Bericht kann unabhängig vom Monitoringbericht veröffentlicht werden.

⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, 2011, S. 96 ff.

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.

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 sog. "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 Kasten).

3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabsatzmarkt). Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt:⁷

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 optionalen Direktvermarktung vergütete Strom wurde zuletzt zwar in der Pivotalanalyse einbezogen, nicht aber bei der Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.⁸ 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 sog. 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.⁹ 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 grenzt das Bundeskartellamt den Markt für Deutschland und Österreich einheitlich ab. Ausschlaggebend hierfür ist, dass an den Grenzkuppelstellen zwischen den beiden Ländern derzeit keine Netzengpässe vorliegen und eine gemeinsame Preiszone für den deutsch-österreichischen Stromgroßhandel besteht. Diese Voraussetzungen liegen für andere Nachbarländer nicht vor.¹⁰

Wie im Vorjahr wurden im diesjährigen Monitoring bei den vier absatzstärksten Unternehmen (E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall) ergänzend Stromerzeugungsmengen und –kapazitäten gemäß diesen 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 sind in folgender Tabelle dargestellt, in der zum Vergleich die nach gleichem Muster erhobenen Vorjahresdaten mit abgebildet sind:

⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

⁸ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 73 f.

⁹ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 93 f.

¹⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 81 ff.

Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom)

	Deutschland + Österreich 2014		Deutschland + Österreich 2015		Deutschland 2014		Deutschland 2015	
	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil
RWE	135,5	30,0%	127,5	29,6%	131,9	32,0%	125,1	32,2%
Vattenfall	74,1	16,0%	83,1	19,3%	74,1	18,0%	83,1	21,4%
EnBW ^[1]	49,8	11,0%	49,0	11,4%	49,8	12,0%	49,0	12,6%
E.ON	43,9	10,0%	38,9	9,0%	43,6	11,0%	38,6	9,9%
CR 4		67,0%		69,2%		73,0%		76,2%
Andere Unternehmen		33,0%		30,8%		27,0%		23,8%
Nettostrom- erzeugung insgesamt	452,7	100%	431,1	100%	408,4	100%	388,2	100%

[1] Angaben von EnBW enthalten direktvermarkteten EEG-Strom.

Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch)

Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) auf dem Stromerstattungsabsatzmarkt betrug im Jahr 2015 69,2 Prozent bezogen auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Dies entspricht einer Steigerung von 2,2 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahreswert und ist zu einem wesentlichen Teil auf das Marktanteilswachstum von Vattenfall¹¹ zurückzuführen. Bei insgesamt sinkendem Marktvolumen (die Nettostromerzeugung auf dem Stromerstattungsabsatzmarkt sank 2015 um ca. 24 TWh), sind die Marktanteile von E.ON signifikant und von RWE leicht gesunken sowie die von EnBW nur geringfügig gestiegen. Im Vergleich zum Jahr 2010 liegen die summierten Anteile der größten vier Anbieter (CR 4) trotz der Zunahme im Berichtsjahr immer noch um etwa 3,5 Prozentpunkte unter dem damaligen Wert. Die langfristige Abnahme der Marktkonzentration geht schwerpunktmäßig auf gesunkene Marktanteile der E.ON und der RWE zurück; von den vier anteilsstärksten Unternehmen konnte im Vergleich zum Jahr 2010 allein Vattenfall Marktanteilszuwächse – im Berichtsjahr gegenüber 2014 sogar um knapp drei Prozentpunkte – verzeichnen.

¹¹ Inbetriebnahme des Kraftwerks Moorburg im Laufe des Jahres 2015.

Der deutsch-österreichische Stromverbrauch und die Stromerzeugungsmengen insgesamt (einschließlich EEG-Strom) haben sich in den letzten zehn Jahren nicht wesentlich verändert. Da die EEG-Einspeisemengen zugleich stetig stiegen, nahm die übrige Stromerzeugung (und damit das Volumen des Stromer Absatzmarktes laut obiger Definition) entsprechend ab. Im Jahr 2015 ist das Volumen des so definierten Stromer Absatzmarktes im Vergleich zum Vorjahr deutlich - um 4,8 Prozent - gesunken (von 452,7 TWh auf 431,1 TWh). Ursache hierfür ist neben einem weiteren Anstieg der EE-Einspeisung auch ein Rückgang des Stromverbrauchs im Jahr 2015 (vgl. Abschnitt I.A.2 ab Seite 27). Die Erzeugungsmengen der vier größten Anbieter auf dem Stromer Absatzmarkt sind demgegenüber insgesamt nur um rund 0,3 Prozent gesunken, d. h. in erheblich geringerem Ausmaß als das Marktvolumen.

Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt

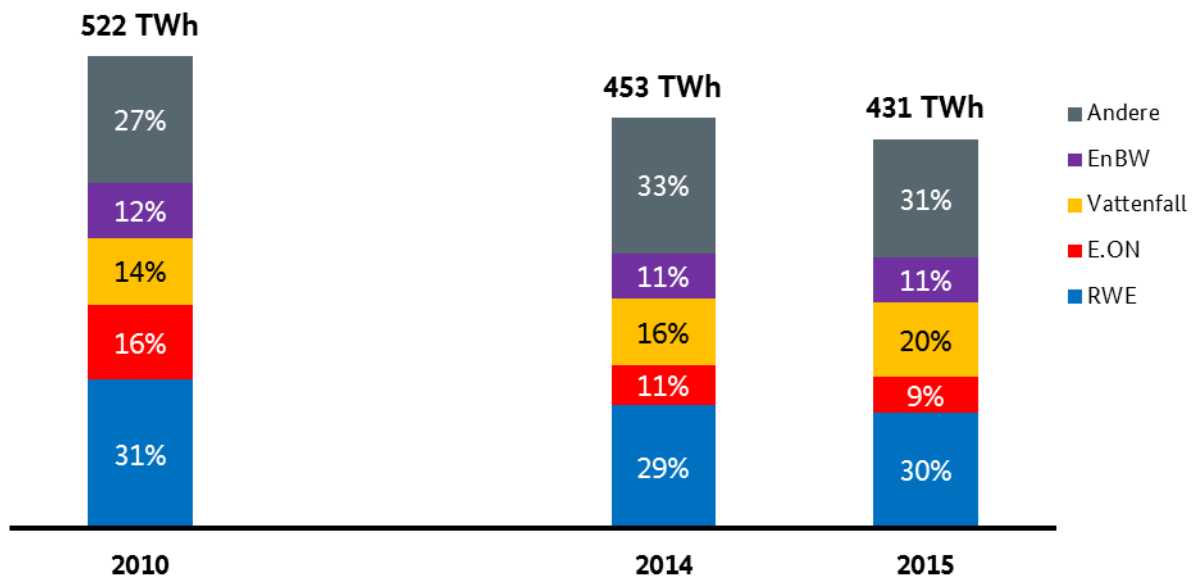


Abbildung 4: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt

Der Anteil der vier Unternehmen an den deutschlandweiten Kapazitäten, die für einen Einsatz am Stromer Absatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen (d. h. ohne EEG-Kapazitäten, Bahnstromkapazitäten, stillgelegte Anlagen sowie nicht in das Allgemeine Netz der Versorgung einspeisende Anlagen), liegt mit 58,2 Prozent unter dem Vorjahresniveau (61,6 Prozent). Die insgesamt in Deutschland und Österreich zur Verfügung stehende Kapazitätssumme hat sich im Jahresvergleich um 2 GW verringert. Die auf RWE und E.ON entfallenden Kapazitäten sind dabei um 2,3 GW bzw. um 2,4 GW zurückgegangen, die auf Vattenfall entfallenden Kapazitäten hingegen um 0,8 GW gestiegen. Im Vergleich zum Jahr 2010 sind die Kapazitätsanteile der vier größten Stromerzeuger gesunken. Analog zu den Erzeugungsmengen geht die Verringerung der Anteile schwerpunktmäßig auf gesunkene Kapazitäten von E.ON und RWE zurück.

Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (ohne EEG-Strom, Bahnstrom)

	Deutschland + Österreich 31. Dezember 2014		Deutschland + Österreich 31. Dezember 2015		Deutschland 31. Dezember 2014		Deutschland 31. Dezember 2015	
	GW	Anteil	GW	Anteil	GW	Anteil	GW	Anteil
RWE	29,5	25,7%	27,2	24,2%	28,3	29,2%	26,0	27,4%
Vattenfall	15,9	13,9%	16,7	14,8%	15,9	16,4%	16,7	17,5%
EnBW ^[1]	12,4	10,8%	11,9	10,6%	12,4	12,8%	11,9	12,6%
E.ON	12,1	10,6%	9,7	8,6%	12,0	12,4%	9,6	10,1%
CR 4		61,6%		58,2%		70,8%		67,6%
Andere Unternehmen		38,4%		41,8%		29,2%		32,4%
Kapazitäten insgesamt	114,7	100%	112,7	100%	97,0	100%	95,1	100%

Datenangaben gerundet. [1] Die Angaben von EnBW enthalten EEG-Kapazitäten.

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (ohne EEG-Strom, Bahnstrom)

Der Stromer Absatzmarkt ist mit einem CR 4 von 69,2 Prozent (Erzeugungsmengenanteil) somit weiterhin stark konzentriert. Im Vergleich zum Jahr 2010 hat die Konzentration aber abgenommen. Über den Rückgang der Marktkonzentration hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmachtendenzen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen seit dem Jahr 2009 grundsätzlich mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Zudem wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch erneuerbare Energien gedeckt. Die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung kann dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromer Absatzmarkt zu begrenzen, während eine Verringerung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten den gegenteiligen Effekt hätte. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wieder, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachtanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse – Berücksichtigung. Im Hinblick auf die Zukunft ist auch zu bedenken, dass die bis spätestens 2022 zu erfolgende Stilllegung der bisher noch betriebenen deutschen Atomkraftwerke zu Veränderungen in der Marktstruktur führen wird.

3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromletztverbrauchermärkten sachlich zunächst 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. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Stromabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i. d. R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) 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).¹²

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 1.150 Stromlieferanten (juristische Personen) zu Grunde (Vorjahr: 1.100). Im letztjährigen Monitoring wurde die Abfrage zu den Absatzmengen verbessert, um eine Marktanteilsauswertung spiegelbildlich zur Marktabgrenzung des Bundeskartellamtes auch für den bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen ohne Heizstrom zu ermöglichen. Diese Form der Abfrage wurde im aktuellen Monitoring fortgeführt.

Im Berichtsjahr 2015 setzten die rund 1.150 Unternehmen bundesweit insgesamt rund 266 TWh Strom an RLM-Kunden ab (Vorjahr: 268 TWh) und rund 161 TWh Strom an SLP-Kunden (Vorjahr: 160 TWh). Vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen 14 TWh auf Heizstrom, 106 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden und 41 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden.

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 Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2015 insgesamt ca. 82 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf dem bundesweiten RLM-Kunden-Markt somit rund 31 Prozent (Vorjahreswert: 33 Prozent). Dieser Wert liegt deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18

¹² Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff.

Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Sondervertragskunden (ohne Heizstrom) betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2015 ca. 38 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf diesem Markt somit – wie im Vorjahr rund 36 Prozent. Dieser Wert liegt ebenfalls 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 bundesweiten Markt für die Belieferung von Nicht-Heizstrom-SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, d. h. unter Einbeziehung von Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen aber nicht der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes. Sie stellen lediglich dar, wie hoch die Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden sind. Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 66 TWh, was einem aggregierten Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) von rund 41 Prozent entspricht (Vorjahr: ebenfalls 41 Prozent). Der Anteil bzgl. aller SLP-Kunden ist somit höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden (ohne Heizstrom). Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen in den Bereichen Heizstrom und Grundversorgung tendenziell höhere Anteile an den bundesweiten Absatzmengen auf sich vereinigen als im Bereich der SLP-Sonderverträge ohne Heizstrom.

Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2015

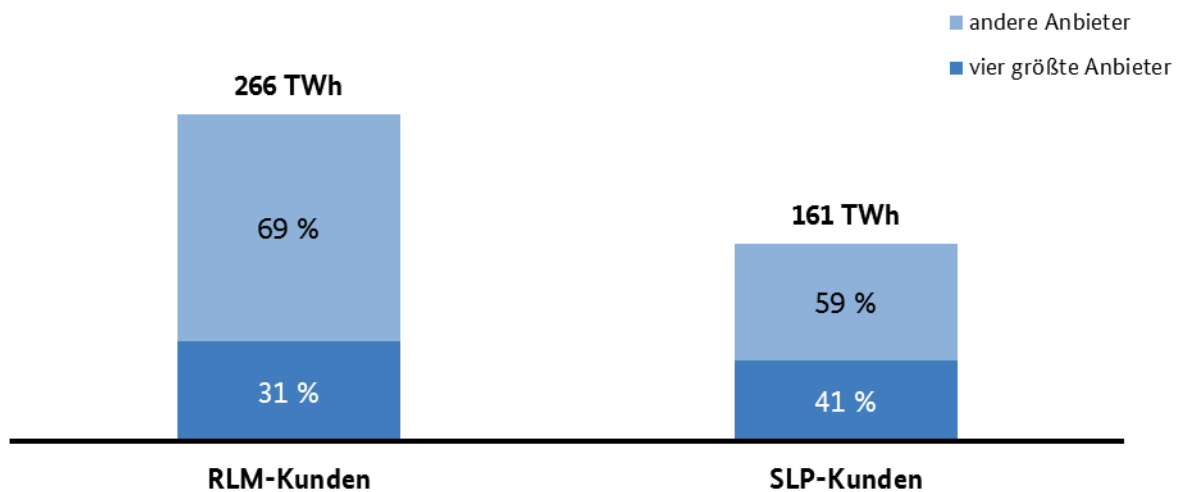


Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2015

B Erzeugung

1. Bestand und Entwicklung des Erzeugungsbereiches

1.1 Kraftwerksbestand in Deutschland

Der Erzeugungsbereich war, wie schon in den vergangenen Jahren, auch 2015 durch einen Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug dieser auf Basis von erneuerbaren Energieträgern 7,6 GW. Im Jahr 2014 hatte der Zuwachs bei 6,8 GW gelegen. Der Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger an der gesamten installierten Erzeugungsleistung betrug Ende 2015 etwa 47,8 Prozent (Abbildung 6). Eine detaillierte Betrachtung der installierten Leistung der einzelnen nach dem EEG förderberechtigten erneuerbaren Energieträger sowie deren Entwicklung findet sich in Kapitel I.B.2.2 ab Seite 55.

Installierte elektrische Erzeugungsleistung 2015
in MW

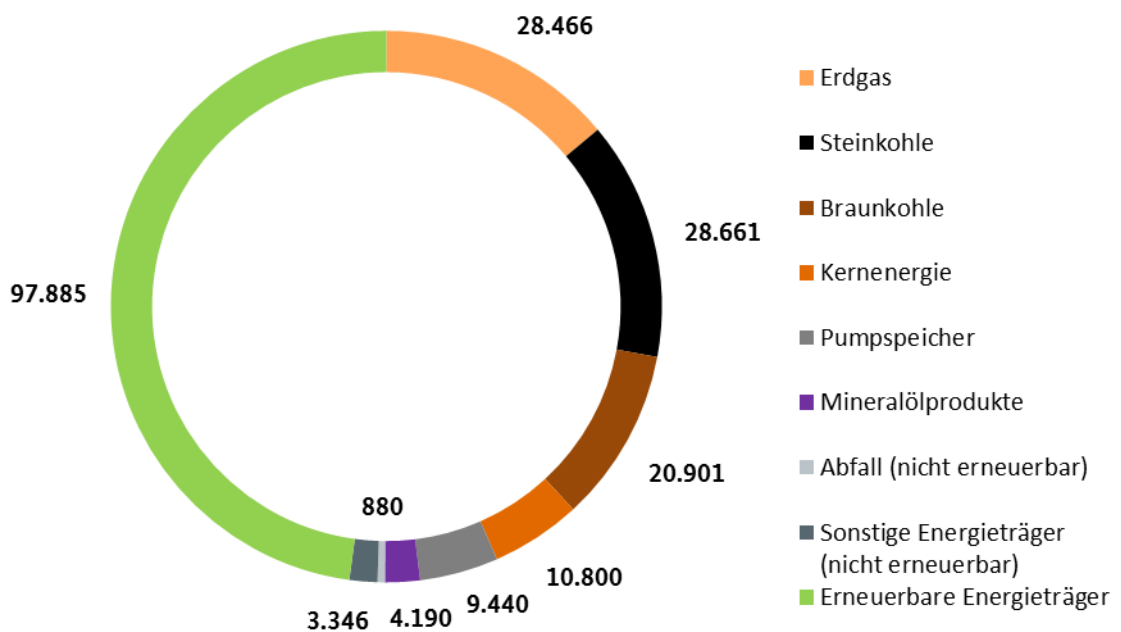


Abbildung 6: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) zum 31. Dezember 2015

Die im Monitoring erfassten nicht erneuerbaren Energieträger nahmen gemäß Abbildung 7 im Jahr 2015 um 0,6 GW zu. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit um 8,3 GW von 196,3 GW (31. Dezember 2014) auf 204,6 GW zum 31. Dezember 2015 an.¹³ Hiervon sind 106,7 GW den nicht

¹³ 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.

erneuerbaren Energieträgern und 97,9 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen. Der Großteil des Leistungszuwachses bei den nicht erneuerbaren Energieträgern ist auf den Energieträger Steinkohle zurückzuführen (u. a. Inbetriebnahmen der Kraftwerke Moorbург A und B, des GKM in Mannheim und des Kraftwerks Wilhelmshaven). Dieser verzeichnete eine Steigerung von 2,5 GW. Der Leistungsrückgang im Bereich Kernenergie begründet sich mit der gesetzlichen Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld.

Installierte elektrische Erzeugungsleistung nicht erneuerbarer Energieträger 2014 und 2015

in MW

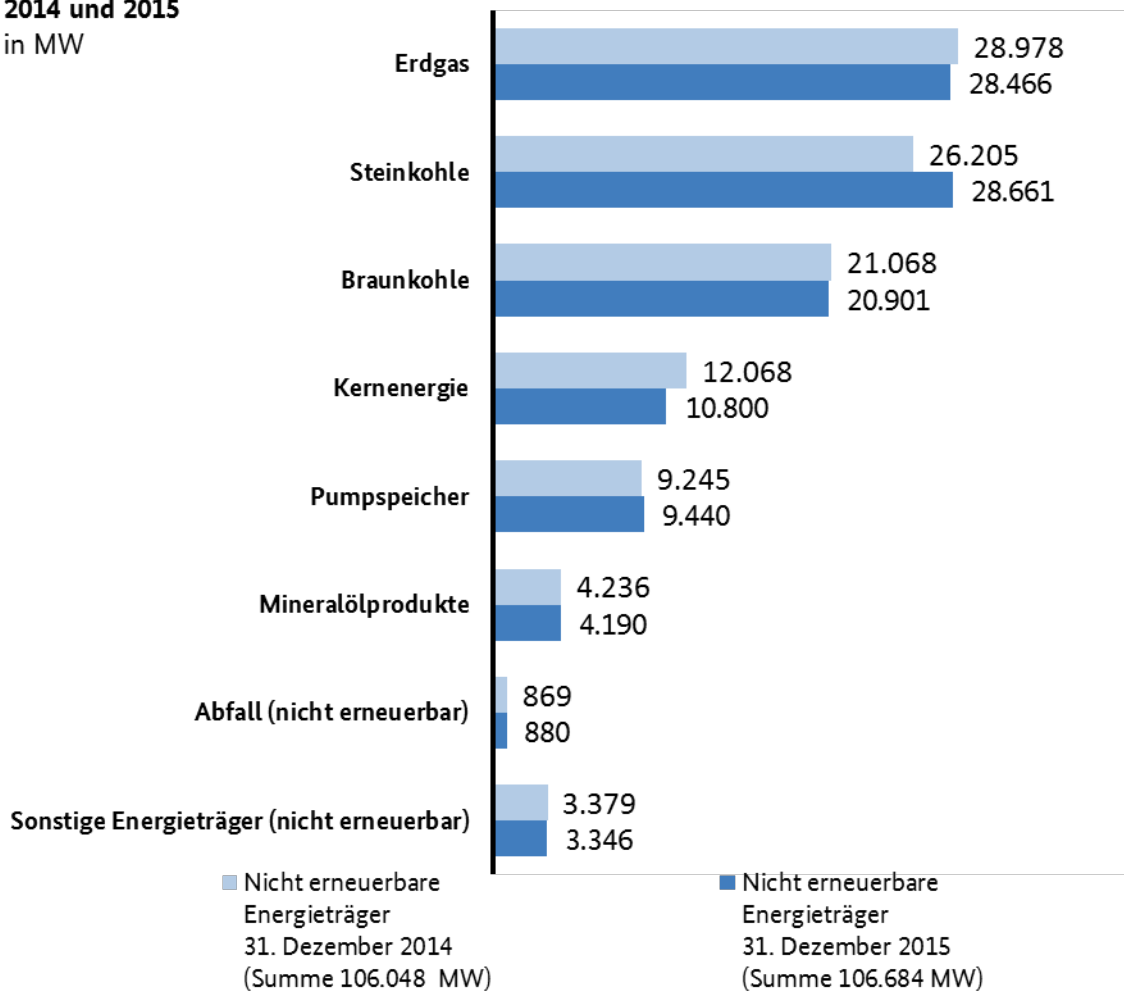


Abbildung 7: Installierte elektrische Erzeugungsleistung nicht erneuerbarer Energieträger 2014 und 2015

Seit Anfang des Jahres hat sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger aufgrund eines leichten Rückgangs der nicht erneuerbaren Energieträger (-0,5 GW) weiter erhöht, wie in Abbildung 8 auf Seite 43 deutlich wird. Im Bereich der erneuerbaren Energien liegen keine aktuelleren unterjährigen Daten vor. Auch und gerade in diesem Bereich ist seit Anfang des Jahres von einem weiteren Zuwachs auszugehen. Insgesamt sind aktuell 106,2 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen und 97,9 GW den erneuerbaren Energieträgern (Stand November 2016, EEG 31. Dezember 2015). Im Detail wird auf die Entwicklung der einzelnen erneuerbaren Energieträger im Kapitel I.B.2.2 eingegangen.

Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung in MW

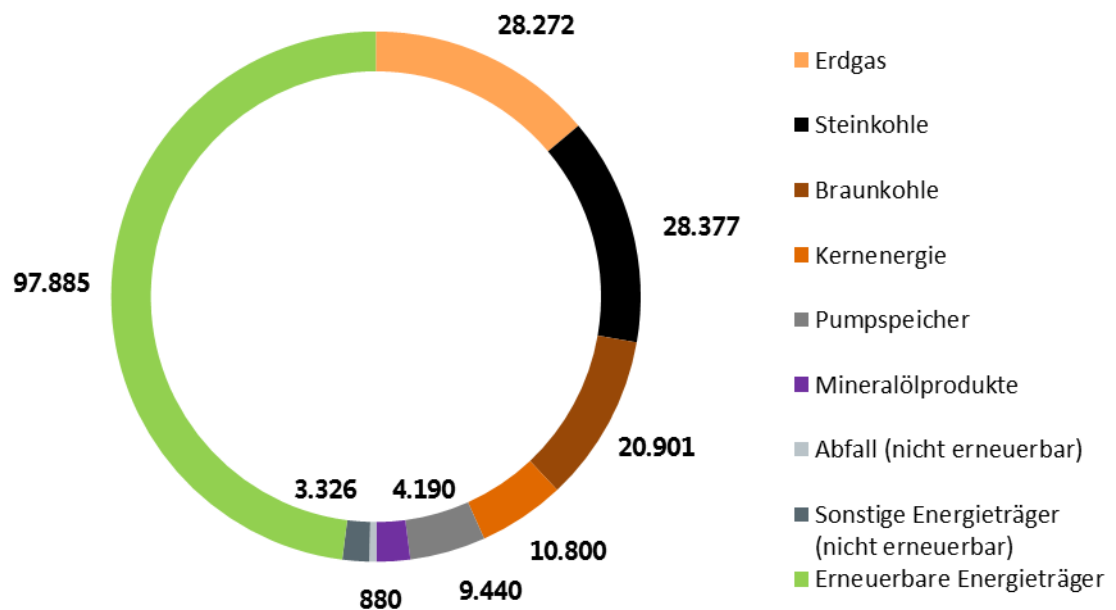


Abbildung 8: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand November 2016, EEG 31. Dezember 2015)

1.2 Kraftwerksbestand je Bundesland

Die folgende Abbildung 9 zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen mit einer Unterscheidung nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energieträgern gemäß den Standorten in den einzelnen Bundesländern. 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 liegen der Bundesnetzagentur nur in aggregierter Form je Energieträger vor und können daher nicht ihrem jeweiligen Standort zugeordnet werden (insgesamt 4,3 GW).

Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland

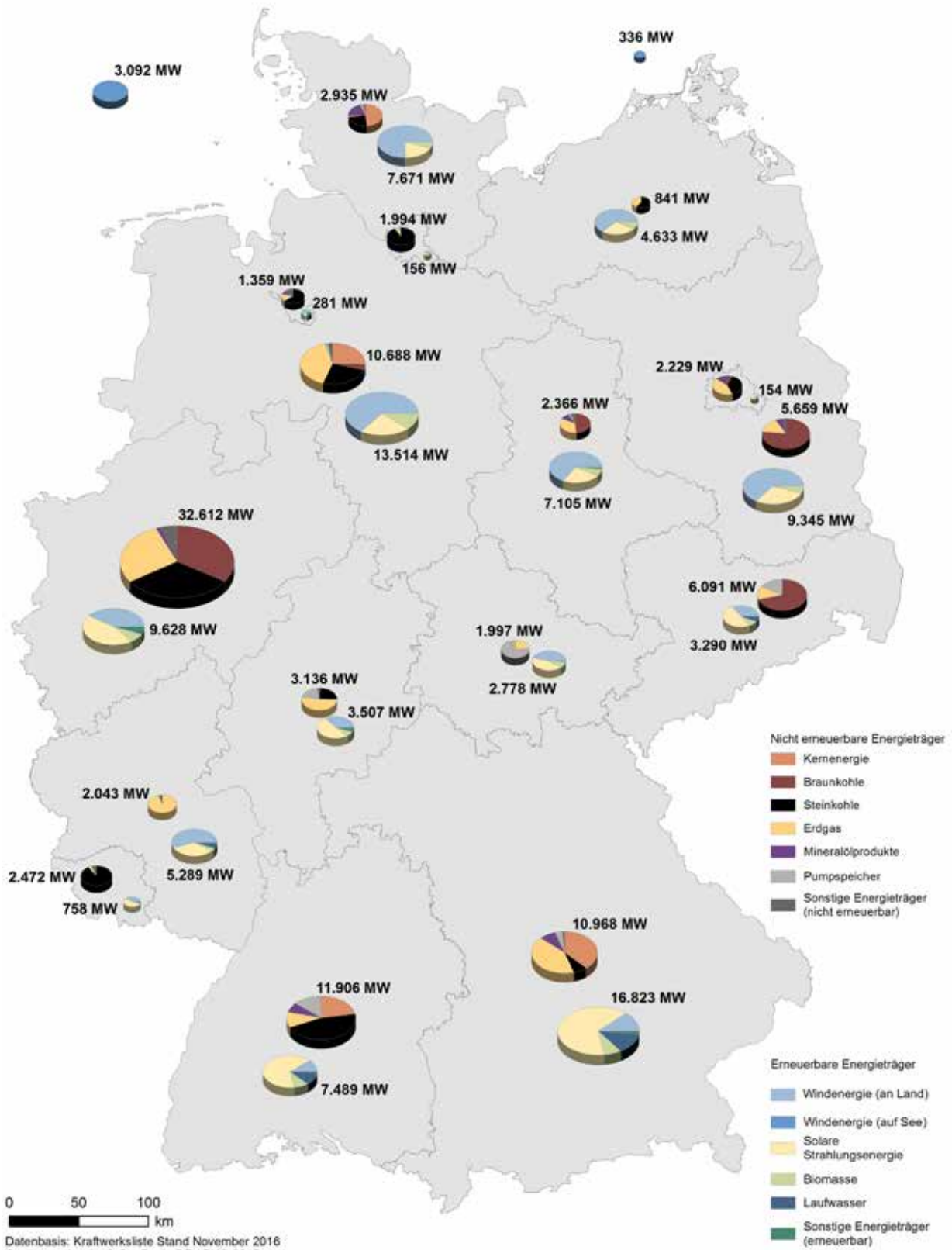


Abbildung 9: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand November 2016, EEG 31. Dezember 2015)

**Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland
in MW**

Bundes- land	Nicht erneuerbare Energieträger							Erneuerbare Energieträger						Summe
	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kernenergie	Pump- speicher	Mineralöl- produkte	Sonstige	Biomasse	Laufwasser	Wind- Offshore	Wind- Onshore	Solare Strahlungs- energie	Sonstige	
BW	0	5.526	1.045	2.712	1.873	700	49	778	780	0	735	5.117	79	19.394
BY	0	847	4.491	3.982	543	969	136	1.439	1.922	0	1.821	11.309	332	27.791
BE	164	777	943	0	0	327	18	43	0	0	9	84	18	2.383
BB	4.409	0	733	0	0	334	183	437	5	0	5.831	2.982	91	15.004
HB	0	896	170	0	0	88	206	7	10	0	174	41	48	1.640
HH	0	1.794	150	0	0	38	12	44	0	0	63	37	12	2.150
HE	34	753	1.620	0	623	25	82	243	63	0	1.280	1.811	110	6.643
MV	0	514	318	0	0	0	9	353	3	0	2.843	1.414	20	5.474
NI	352	2.933	4.102	2.696	220	59	326	1.355	59	0	8.457	3.580	62	24.201
NW	10.442	11.371	7.972	0	303	504	2.021	742	146	0	4.046	4.364	330	42.241
RP	0	13	1.922	0	0	0	107	168	223	0	2.908	1.920	69	7.331
SL	0	2.206	114	0	0	0	154	19	11	0	298	416	14	3.231
SN	4.325	0	657	0	1.085	17	8	291	211	0	1.161	1.608	19	9.381
ST	1.148	0	772	0	80	231	135	418	26	0	4.590	1.963	109	9.472
SH	0	730	31	1.410	119	575	70	411	5	0	5.728	1.498	30	10.606
TH	0	0	482	0	1.509	0	6	250	32	0	1.297	1.187	12	4.774
Nordsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.092	0	0	0	3.092
Ostsee	0	0	0	0	0	0	0	0	0	336	0	0	0	336
Summe	20.873	28.360	25.521	10.800	6.355	3.866	3.522	6.999	3.495	3.428	41.241	39.332	1.354	195.145

Nicht-EEG-Anlagen mit einer Leistung kleiner als 10 MW liegen nicht anlagenscharf vor und sind daher in obiger Tabelle nicht enthalten (4.297 MW)

Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand November 2016, EEG 31. Dezember 2015)

1.3 Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Die insgesamt 106,2 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand November 2016) lassen sich in Kraftwerke unterteilen, die am Strommarkt teilnehmen (97,8 GW) und Kraftwerke, die außerhalb des Strommarktes agieren (8,4 GW). Innerhalb dieser beiden Kategorien lassen sich mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen klassifizieren:

Am Strommarkt befindliche Kraftwerke:

- 96,4 GW: Kraftwerksleistung in Betrieb
- 1,4 GW: Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind

Außerhalb des Strommarktes agierende Kraftwerke:

- 4,8 GW: Kraftwerke in der Netzreserve (systemrelevante Kraftwerke gemäß §§ 13b Abs. 4, 13b Abs. 5 EnWG, die schon heute nur auf Anforderung der ÜNB betrieben werden)
- 0,4 GW: Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft
- 3,2 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke

Bei den obigen Kraftwerken in der Netzreserve handelt es sich um solche Kraftwerke, die aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht stillgelegt werden durften (für nähere Erläuterungen s. Kapitel I.C.6 ab Seite 112), obwohl eine vorläufige oder endgültige Stilllegung angezeigt wurde. Bei den oben genannten Kraftwerken handelt es sich gegenwärtig um Erdgaskraftwerke (3,1GW), mit Mineralölprodukten befeuerte Anlagen (1,2 GW) und Steinkohlekraftwerke (0,5 GW).

Gemäß § 13g EnWG werden die Braunkohlekraftwerke Buschhaus, Neurath C, Niederaußem E und F, Frimmersdorf P und Q sowie Jänschwalde E und F ab dem 1. Oktober 2016 schrittweise in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft überführt (Überführung des Braunkohlekraftwerks Buschhaus Block D bis zum 1. Oktober 2016, 352 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 die Strommärkte ist nicht zulässig.

Bei den vorläufig stillgelegten Kraftwerken handelt es sich um Erdgaskraftwerke (2,6 GW), Braunkohlekraftwerke (0,3 GW), Mineralölkraftwerke (0,2 GW) und Steinkohlekraftwerke (0,1 GW).

Zudem waren 0,4 GW Kraftwerksleistung während des Sommerhalbjahres 2015 saisonal konserviert. Dies sind Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorübergehend stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden. Der Großteil der saisonal konservierten Kraftwerke entfällt auf den Energieträger Steinkohle (0,3 GW).

Die räumliche Verteilung der außerhalb des Strommarktes agierenden Kraftwerke zeigt die nachstehende Abbildung. Neben angezeigten endgültigen Stilllegungen, deren Stilllegung aus Gründen der Versorgungssicherheit untersagt wurde, sind in der Grafik in der Kategorie "Kraftwerke in der Netzreserve" auch angezeigte vorläufige Stilllegungen enthalten, die aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht stilllegen dürfen. Solche Kraftwerke können anders als endgültig stillgelegte Anlagen innerhalb eines Jahres wieder betriebsbereit gemacht werden.

Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

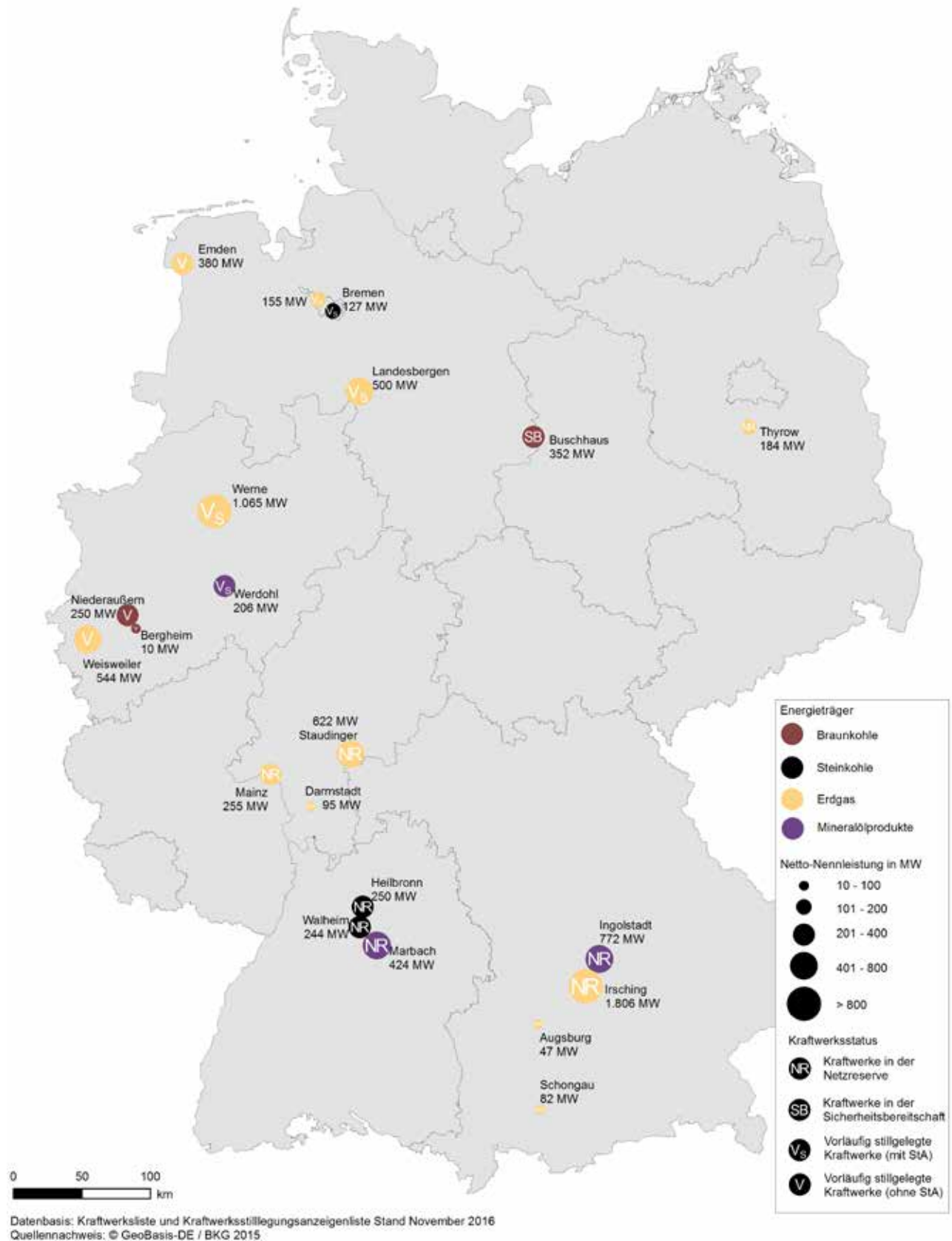


Abbildung 10: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes (Netto-Nennleistung, Stand November 2016)

1.4 Nettostromerzeugung 2015

Die Stromerzeugung war in 2015 durch einen starken Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern geprägt. Gleichzeitig ging die Erzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern weiter zurück. Wie schon in den letzten Jahren begründet sich die gesteigerte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern mit dem fortschreitenden Ausbau der noch verhältnismäßig neuen Technologien. Insgesamt ist die Nettostromerzeugung mit 594,7 TWh im Jahr 2015 gegenüber dem Jahr 2014 mit 583,6 TWh um 11,1 TWh bzw. 1,9 Prozent gestiegen. Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 26 TWh (16,8 Prozent) von 155,1 TWh im Jahr 2014 auf 181,1 TWh im Jahr 2015. Damit betrug der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an der gesamten Nettostromerzeugung im Jahr 2015 30,4 Prozent. Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2015 31,4 Prozent. Eine detaillierte Betrachtung der Erzeugungsmengen aus nach dem EEG förderberechtigten Anlagen sowie deren Entwicklung findet sich in Abschnitt I.B.2.2.3.

Nettostromerzeugung 2015
in TWh

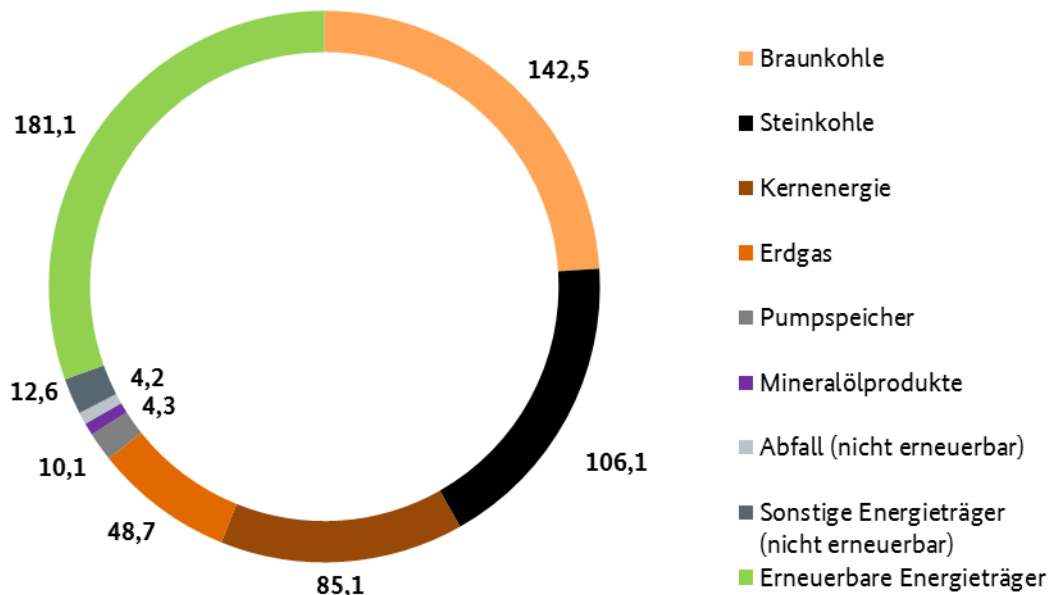


Abbildung 11: Nettostromerzeugung 2015

Im Bereich der nicht erneuerbaren Energieträger ging die Stromerzeugung im Jahr 2015 insgesamt um 15 TWh (-3,5 Prozent) auf 413,6 TWh zurück (vgl. Abbildung 12). Am stärksten waren Kernkraft- und Steinkohlekraftwerke vom Rückgang betroffen. Bedingt durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld ging die Erzeugung aus Kernkraftwerken um 6,7 TWh bzw. 7,3 Prozent zurück. Die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken nahm um 5,5 TWh ab und lag bei 106,1 TWh (-4,9 Prozent). Wie schon im letzten Jahr war die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken im Jahr 2015 erneut leicht rückläufig. Die Erzeugungsmengen sanken hier um 2 TWh bzw. -1,4 Prozent auf 142,5 TWh. Der Rückgang, insbesondere der Einspeisung aus Steinkohlekraftwerken, begründet sich im Wesentlichen mit der Zunahme der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien. Die verstärkte Einspeisung aus erneuerbaren Energien führt, wie schon in den vergangenen Jahren, über die Absenkung des Großhandelspreises zu einer Verdrängung von Kraftwerken mit relativ hohen

Einsatzkosten. Gleichzeitig muss wegfallende Kraftwerksleistung aus dem Bereich der Grundlast (insbesondere Kernkraftwerke) zumindest zeitweise von anderen inländischen oder ausländischen Kraftwerken substituiert werden.

Nettostromerzeugung nicht erneuerbarer Energien 2014 und 2015 in TWh

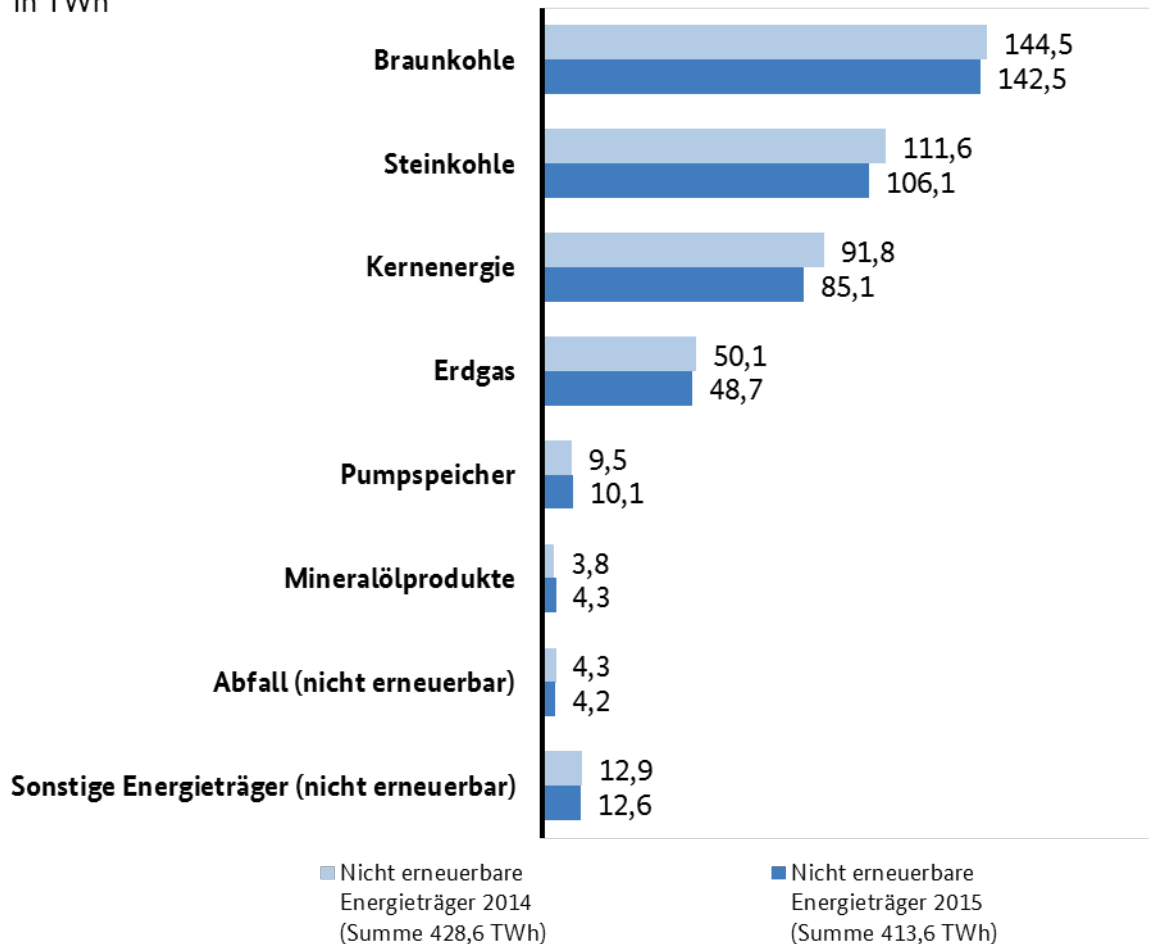


Abbildung 12: Nettostromerzeugung nicht erneuerbarer Energien 2014 und 2015

1.5 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2015

Erstmals hat die Bundesnetzagentur für das Jahr 2015 bei den Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Nettonennleistung von mindestens 10 MW den mit der Stromerzeugung einhergehenden CO₂-Ausstoß abgefragt. Bei KWK-Anlagen war nur der Anteil der CO₂-Emissionen anzugeben, der der Stromerzeugung zuzuordnen ist. Aufgrund der erstmaligen Erhebung lässt sich das Ergebnis der Abfrage nicht anhand von historischen Werten verifizieren. Zur Einordnung der Ergebnisse wird im Folgenden daher die Veröffentlichung des Umweltbundesamts "Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015" herangezogen. Das Umweltbundesamt ermittelt darin die Kohlendioxidemissionen durch Multiplikation der Brennstoffeinsätze mit den brennstoffbezogenen Kohlendioxidemissionsfaktoren. Datengrundlage zu Brennstoffeinsätzen bildet die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland des Statistischen Bundesamtes. Die direkten Kohlendioxidemissionen aus der Stromerzeugung für das Jahr 2015 werden in der Veröffentlichung des Umweltbundesamts als geschätzte Daten ausgewiesen.

Zur Einordnung der Ergebnisse der neuen Abfrage der Bundesnetzagentur wird in der Tabelle 8 das Ergebnis der Abfrage zum CO₂-Ausstoß der Bundesnetzagentur den Erkenntnissen des Umweltbundesamtes gegenüber gestellt.

CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2015

	Meldungen an die Bundesnetzagentur in Mio. t	Schätzungen des Umwelt Bundesamtes in Mio. t	Delta in Mio. t
Braunkohle	163	159	4
Steinkohle	97	95	2
Erdgas	18	20	-2
Mineralölprodukte	2	5	-3
Abfall	7	13	-6
Sonstige Energieträger ^[1]	14	19	-5
Gesamt	301	312	-11

[1] Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar), Grubengas

Tabelle 8: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2015

Nach den Meldungen der Kraftwerksbetreiber emittierten Braunkohlekraftwerke im Jahr 2015 mit 163 Mio. t CO₂ über die Hälfte aller CO₂-Emissionen der Stromerzeugung (54,9 Prozent). Steinkohlekraftwerke stießen 97 Mio. t CO₂ aus, während Erdgaskraftwerke 18 Mio. t emittierten. Die restlichen 23 Mio. t CO₂ verteilen sich auf Mineralölkraftwerke (2 Mio. t), Abfallkraftwerke (7 Mio. t) und sonstige Energieträger (14 Mio. t).

Die Gegenüberstellung der Abfrageergebnisse der Bundesnetzagentur mit den Werten des Umweltbundesamtes zeigt, dass sich die Werte aller Energieträger in derselben Größenordnung befinden. Gründe für kleinere Abweichungen können die unterschiedlichen Systematiken der Erhebung bzw. der Schätzung sein, sowie unterschiedliche untere Leistungsgrenzen der Betrachtungen. So ist bei den Meldungen der Kraftwerksbetreiber nicht der CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung enthalten, der in Erzeugungsanlagen unter 10 MW Nettonennleistung ausgestoßen wurde. Beim Energieträger Abfall war ein verhältnismäßig heterogenes Meldeverhalten festzustellen, das u. a. auf Schwierigkeiten bei der Zuordnung der CO₂-Emissionen zum nicht-biogenen Anteil der Erzeugung zurückgeführt werden kann.

1.6 Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten

1.6.1 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 Kapitel I.B.1.6.2 Kraftwerksstilllegungen in die Betrachtung der zukünftigen Entwicklung des Kraftwerksparks einbezogen. Die Betrachtung des zukünftigen Kraftwerksparks beschränkt sich auf die nicht erneuerbaren Energieträger. Bei der Betrachtung des Zubaus werden nur die derzeit im Probetrieb oder im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit einer Netto-

Nennleistung ab 10 MW berücksichtigt. In diesem Fall ist die Umsetzungswahrscheinlichkeit der Kraftwerksprojekte hinreichend groß.

Derzeit befinden sich 3.469 MW Erzeugungskapazitäten im Probetrieb oder im Bau, die voraussichtlich bis 2019 fertig gestellt werden (Abbildung 13). Bei den sich in Deutschland befindlichen Kraftwerksprojekten handelt es sich um die Energieträger Erdgas (1.922 MW), Steinkohle (1.055 MW) und sonstige Energieträger (120 MW). Die 1.055 MW Steinkohle entfallen auf das Steinkohlekraftwerk Datteln (Block 4), dessen Fertigstellungsjahr noch ungewiss ist. Bei den sonstigen Energieträgern handelt es sich überwiegend um Batteriespeicher (insgesamt 100 MW). Zudem werden gegenwärtig Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 372 MW in Österreich zugebaut, die von dort ins deutsche Netz einspeisen werden. Innerhalb Deutschlands befinden sich im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke gegenwärtig keine Kraftwerksprojekte in der Probetrieb- oder Bauphase.

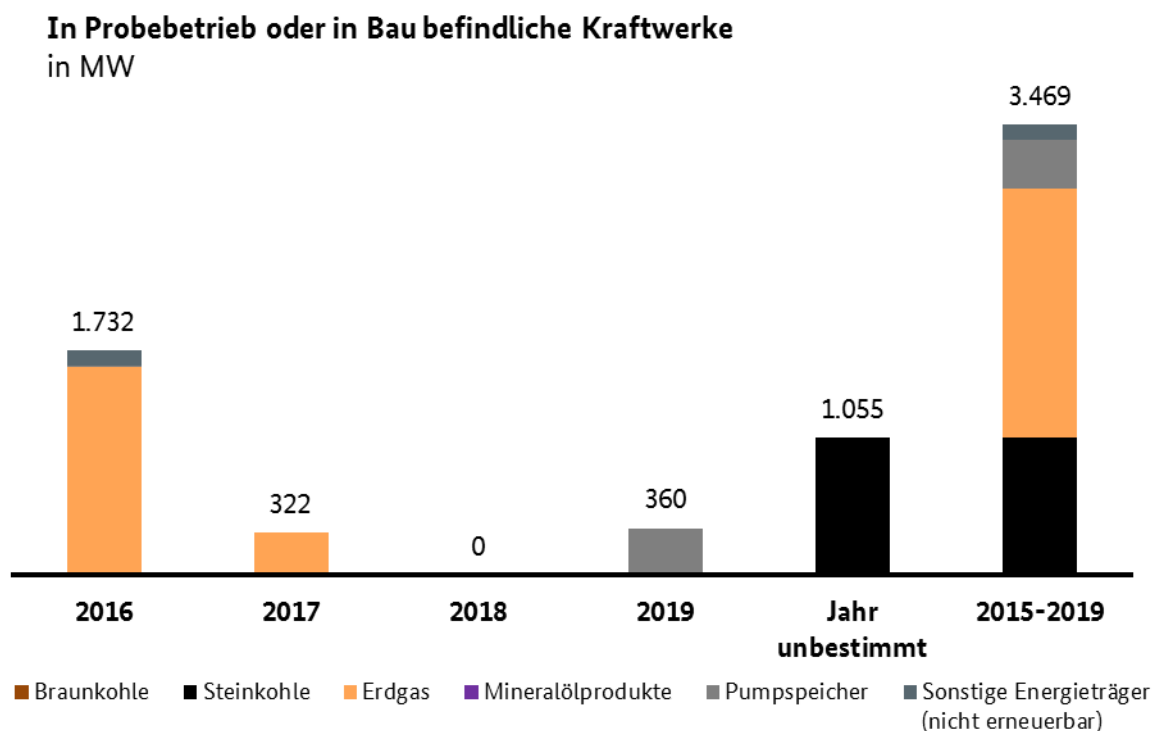


Abbildung 13: In Probetrieb oder in Bau befindliche Kraftwerke 2016 bis 2019 (Bundesweite Plandaten 2016 bis 2019 für Netto-Nennleistungen, Stand: November 2016)

1.6.2 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 Stilllegung angezeigt haben sowie die gesetzlich verankerten Stilllegungen der Kernkraftwerke. Der Abbildung 14 sind die Standorte des erwarteten Zubaus und der erwarteten Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mit einer Leistung von mindestens 10 MW bis zum Jahr 2019 zu entnehmen. Systemrelevante Kraftwerke sind in der Summe der angezeigten endgültigen Stilllegungen nicht enthalten, da jenen Kraftwerken die Stilllegung untersagt wurde. Nicht enthalten sind zudem die nach 2019 stillzulegenden Kernkraftwerke Brokdorf,

Gundremmingen Block C, Grohnde, Neckarwestheim 2, Lingen und Isar 2 mit einer Gesamtleistung in Höhe von 8.107 MW. Darüber hinaus sind in der Abbildung keine Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft enthalten, da diese erst nach vier Jahren in der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt werden, also frühestens 2020. Zuletzt sind geplante vorläufige Stilllegungen nicht enthalten, da solche anders als endgültig stillgelegte Anlagen zum Erhalt der Versorgungssicherheit innerhalb eines Jahres wieder betriebsbereit gemacht werden können.

Bundesweit übersteigen die geplanten Stilllegungen bestehend aus angezeigten endgültigen Stilllegungen und den gesetzlich stillzulegenden Kernkraftwerken bis zum Jahr 2019 (6.255 MW) den Zubau von Kraftwerksblöcken (3.469 MW) um 2.786 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 478 MW Kraftwerksleistung in Bau. Demgegenüber stehen bis zum Jahr 2019 in Süddeutschland endgültige Stilllegungen mit einer Leistung von 2.742 MW. Davon entfallen allein 2.686 MW auf die Kernkraftwerke in Gundremmingen B (Stilllegung 2017) und Philippsburg 2 (Stilllegung 2019). Damit beträgt der Saldo in Süddeutschland bis zum Jahr 2019 -2.264 MW. Auch nördlich der Mainlinie übersteigen die geplanten Stilllegungen den Zubau von Kraftwerken. Den geplanten Stilllegungen von Kraftwerken mit einer Leistung von 3.513 MW stehen in Probetrieb oder in Bau befindliche Kraftwerksblöcke (inklusive Datteln 4) mit einer Leistung in Höhe von 2.991 MW gegenüber. Dies entspricht bis 2019 einem Saldo von -522 MW. Durch die beschriebene Entwicklung des Kraftwerksparks im nicht erneuerbaren Bereich wird das bestehende Nord-Süd-Gefälle bis zum Jahr 2019 verstärkt.

Standorte mit erwartetem Zubau und Stilllegungen von Kraftwerksblöcken bis 2019

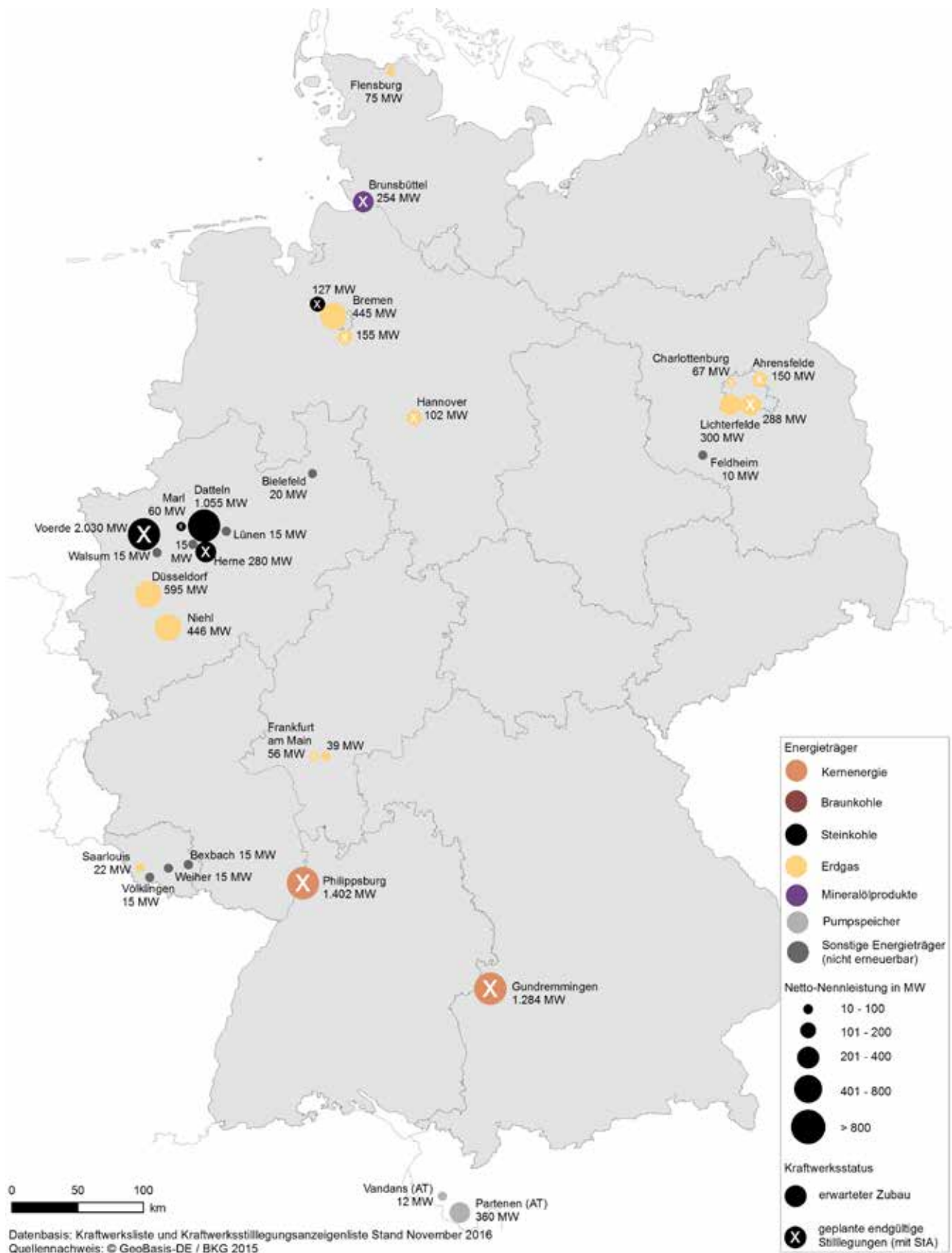


Abbildung 14: Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken (Stand November 2016)

Über die in obigen Betrachtungen enthaltenen formellen Anzeigen einer geplanten endgültigen Kraftwerksstilllegung hinaus wurden der Bundesnetzagentur im Monitoring weitere geplante endgültige Stilllegungen von Kraftwerksblöcken mitgeteilt. Bis zum Jahr 2019 werden demnach voraussichtlich insgesamt weitere 330 MW Kraftwerksleistung endgültig stillgelegt.¹⁴ Es handelt sich um Steinkohlekraftwerke mit einer Leistung von 238 MW, sonstige Energieträger mit einer Leistung von 34 MW, Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 34 MW sowie Braunkohlekraftwerke mit einer Leistung von 24 MW. Der überwiegende Teil dieser Kraftwerke (306 MW) befindet sich nördlich der Mainlinie.

Insgesamt betragen die geplanten endgültigen Stilllegungen von Kraftwerken bis zum Jahr 2019 somit 6.585 MW. Davon befinden sich 2.766 MW in Süddeutschland. Der gesamte bundesweite Saldo bis zum Jahr 2019 inklusive der in Luxemburg und Österreich in Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke beträgt somit -3.116 MW. Dieser Saldo aus dem Zubau von Kraftwerken und aus Kraftwerksstilllegungen ergibt sich aus in Probetrieb 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 -2.288 MW.

2. Entwicklung Erneuerbare Energien

2.1 Abgrenzung förderberechtigter und nicht förderberechtigter erneuerbarer Energien

Nicht alle Erzeugungsanlagen innerhalb der erneuerbaren Energieträger sind auch nach dem EEG förderberechtigt. Es ist zwischen solchen Erneuerbaren Energien mit und ohne Förderberechtigung zu unterscheiden. Der Großteil der installierten erneuerbaren Energien fällt unter das Förderregime nach dem EEG. Von den 97,9 GW Ende 2015 sind 93,0 GW förderberechtigt. Daher wird auf die förderberechtigten Erneuerbaren Energien im Kapitel I.B.2.2 näher eingegangen.

Die insgesamt 4,9 GW im Bereich der nicht nach dem EEG förderberechtigten Erneuerbaren Energien verteilen sich im Wesentlichen auf die Energieträger Laufwasser (2,5 GW), Speicherwasser (1,5 GW) und Abfall (0,9 GW). Beim Energieträger Abfall wird nur der biogene Anteil des Abfalls den nicht förderberechtigten Erneuerbaren Energien zugeordnet. Die anderen 0,9 GW Erzeugungsleistung des Energieträgers Abfall werden den konventionellen Energien zugeschrieben. Insgesamt erzeugten die nicht nach dem EEG förderberechtigten Erneuerbaren Energien im Jahr 2015 18,3 TWh. Der Großteil wurde dabei in Lauf- und Speicherwasserkraftwerke (insgesamt 14,1 TWh) sowie in mit Abfällen befeuerten Anlagen (3,9 TWh) erzeugt.

2.2 Entwicklung förderberechtigter erneuerbarer Energien

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.

¹⁴ Darin nicht enthalten ist ein Ersatzneubau am Kraftwerksstandort Kiel. Bei dem Ersatzneubau soll gemäß Planung ein Steinkohlekraftwerk mit einer Leistung in Höhe von 323 MW durch ein gegenwärtig noch in Planung befindliches Erdgaskraftwerk mit einer Leistung in Höhe von 190 MW ersetzt werden.

In der Veröffentlichung "EEG in Zahlen 2015" 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.

2.2.1 Anlagenregister/ Marktstammdatenregister

Mit dem EEG 2014 wurden Ausbaupfade für die vier wichtigsten erneuerbaren Energieträger eingeführt. So soll sich der Ausbau für Windenergie an Land, Windenergie auf See, Solare Strahlungsenergie und Biomasse in gesetzlich festgelegten Zielkorridoren bewegen. Zur Überwachung des Zubaus, zur Berechnung der zubauabhängigen Fördersätze sowie zur Bereitstellung von Daten, die einer besseren Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Elektrizitätsversorgungssystem dienen, wurde ein neues Register geschaffen: das Anlagenregister.

Sämtliche Anlagen, die seit August 2014 neu in Betrieb genommen wurden, müssen dem Register gemeldet werden. Anlagen, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden, müssen gemeldet werden, sofern bei ihnen ein meldepflichtiges Ereignis eintritt – hierunter sind vor allem Leistungsänderungen und Stilllegungen zu verstehen. Außerdem besteht eine Meldepflicht für ab diesem Zeitpunkt neu erteilte Genehmigungen der Anlagen. Die Daten registrierter Anlagen sollen von den Anlagenbetreibern aktuell gehalten werden. Auf diese Weise wäre es möglich, den gesamten Lebenszyklus einer Anlage zu erfassen. Beginnend mit der Errichtungsgenehmigung über die Meldung der Inbetriebnahme und anderer Änderungen endet die Meldepflicht mit der endgültigen Stilllegung der Anlage. Im Jahr 2015 wurden 7.448 Meldungen registriert.

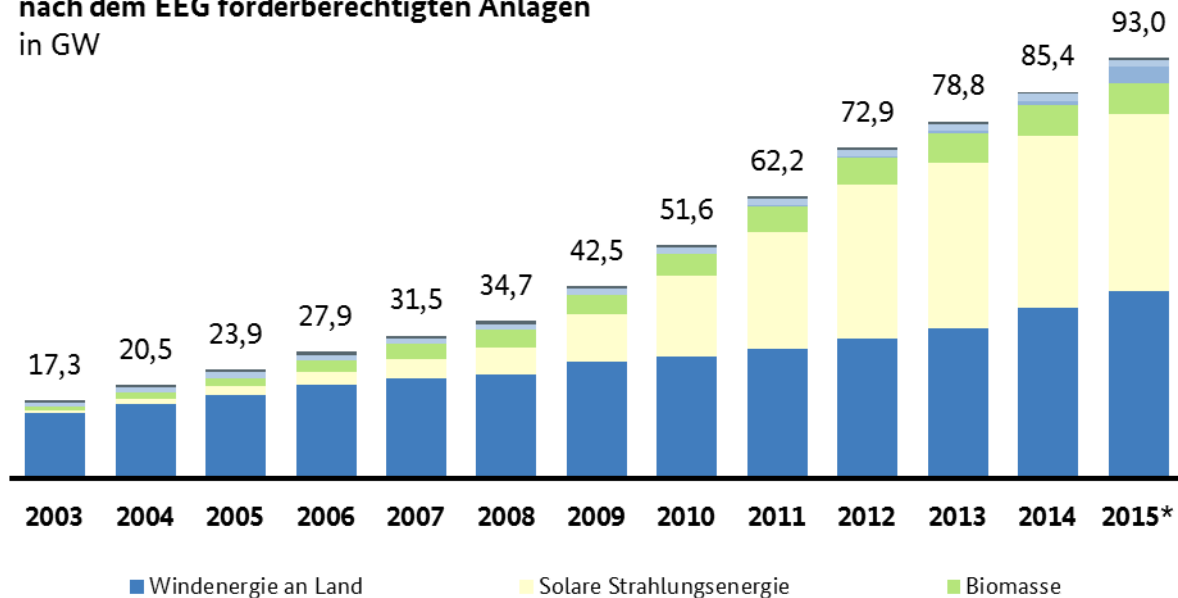
Die im Anlagenregister erfassten Daten werden umfassend im Internet unter <https://www.bnetza.de/anlagenregister> veröffentlicht, so dass sich jeder Interessierte ein Bild der erneuerbaren Erzeugungslandschaft machen kann. Die Transparenz trägt zu einer höheren Akzeptanz der Energiewende bei.

Um nicht nur den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erfassen, sondern auch einen Überblick über die gesamte Erzeugungslandschaft in Deutschland zu erhalten, ist eine Erweiterung des Registers auf sämtliche Erzeugungsanlagen – erneuerbar und konventionell, Neuanlagen und Bestandsanlagen, Strom und Gas – angedacht. Aus diesem Grund ist im Rahmen des Strommarktgesetzes eine Ermächtigungsgrundlage für das sogenannte Marktstammdatenregister in das EnWG aufgenommen worden. Das Marktstammdatenregister soll von der Bundesnetzagentur geführt werden. Dort sollen nicht nur alle Stromerzeugungsanlagen, sondern auch Stammdaten zu Stromverbrauchsanlagen, Speichern, Gasverbrauchs- und Erzeugungsanlagen und die Stammdaten sämtlicher Marktakteure mit energiewirtschaftlicher Bedeutung registriert werden. Für viele energiewirtschaftliche Prozesse wird der Rückgriff auf die Stammdaten des Marktstammdatenregisters eine deutliche Verbesserung der Datenqualität und eine Vereinfachung darstellen. Viele behördliche Meldepflichten können zukünftig durch die zentrale Registrierung vereinheitlicht, vereinfacht oder ganz abgeschafft werden. So wird das Anlagenregister perspektivisch durch das Marktstammdatenregister abgelöst werden. Die Rechtsverordnung auf Grundlage der Ermächtigung im EnWG, die die rechtliche Grundlage für die Errichtung und den Betrieb des Marktstammdatenregisters bildet, wird derzeit erarbeitet. Zur Umsetzung sind noch gesetzgeberische Arbeiten notwendig, da das Bundeswirtschaftsministerium hierfür eine gesonderte Verordnung erlassen muss.

2.2.2 Installierte Leistung

Zum 31. Dezember 2015 belief sich die gesamte installierte Leistung der nach EEG förderberechtigten Anlagen auf ca. 93,0 GW (31. Dezember 2014: ca. 85,4 GW). Insgesamt wurden somit in 2015 ca. 7,6 GW zusätzliche Leistung von nach EEG förderberechtigten Anlagen installiert. Dies entspricht einem Zuwachs von rund 8,9 Prozent.

Entwicklung der installierten Leistung der nach dem EEG förderberechtigten Anlagen in GW



*vorläufige Zahlen

Abbildung 15: Entwicklung der installierten Leistung der nach dem EEG förderberechtigten Anlagen bis 2015

Installierte Leistung von nach dem EEG förderberechtigte Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2014	Gesamt 31. Dezember 2015*	Zubau/ Rückbau in 2015	Zuwachs/ Rückgang im Vergleich zu 2014
	in MW	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.541	1.549	8	0,5
Gase ^[1]	515	510	-5	-1,0
Biomasse	6.799	6.900	101	1,5
Geothermie	33	33	0	0,0
Wind an Land	37.620	41.242	3.621	9,6
Wind auf See	994	3.428	2.434	245,0
Solar	37.900	39.332	1.433	3,8
Gesamt	85.402	92.995	7.593	8,9

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

* vorläufige Zahlen

Tabelle 9: Installierte Leistung von nach dem EEG förderberechtigten Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Berichtsjahr 2015 ist insbesondere ein starker Zubau von Windenergieanlagen auf See zu verzeichnen. Es wurden Anlagen mit einer Leistung von ca. 2,4 GW neu installiert (2014: ca. 0,4 GW), was einem Zubau von 245 Prozent entspricht. Bei Windenergieanlagen an Land ist mit 3,6 GW im Vergleich zu den anderen Energieträgern weiterhin ein starker Zubau zu verzeichnen, der jedoch im Vergleich zum Vorjahr rückläufig ist (2014: 4,3 GW). Auch bei den Solaranlagen war ein Zubau zu verzeichnen, der mit 1,4 GW im Vergleich zu den durchschnittlichen Zubauraten der letzten zehn Jahre (3,7 GW) unterdurchschnittlich ausfiel. Eine Verlangsamung ist auch beim Zubau von Biomasseanlagen zu verzeichnen (2015: 0,1 GW; 2014: 0,31 GW).

Für Windenergie an Land sowie für solare Strahlungsenergie ist ein jährlicher Ausbaukorridor von 2,4 bis 2,6 GW vorgesehen. Bei Windenergie an Land wurde der geplante Ausbaukorridor mit einem Gesamtzubau von 3,6 GW (brutto) deutlich überschritten, während er für solare Strahlungsenergie mit einem Zubau von 1,4 GW (netto) deutlich unterschritten wurde. Für Biomasse ist eine Steigerung der installierten Leistung der Anlagen um 0,1 GW (brutto) geplant – diese Steigerung bezieht sich jedoch nur auf Neuinbetriebnahmen und nicht auf Anlagenerweiterungen. Insgesamt gab es im Bereich Biomasse zwar einen Zubau von 0,1 GW, der Zubau durch Neuinbetriebnahmen betrug jedoch nur 0,36 GW¹⁵. 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 2015 wurden Anlagen mit

¹⁵ Quelle: Veröffentlichung zum Biomassezubau im Anlagenregister der Bundesnetzagentur

einer Gesamtleistung von 2,4 GW errichtet, so dass zum 31. Dezember 2015 insgesamt 3,4 GW installiert waren und somit über die Hälfte des Ausbauziels für 2020 bereits erreicht ist.

Anzahl der installierten Anlagen

Im Jahr 2015 wurden 49.201 neue Anlagen installiert. Dies liegt weit unter dem Mittelwert der letzten fünf Jahre von jährlich 178.032 neuen Anlagen. Die neu installierten Anlagen waren zu 97 Prozent Solaranlagen, zu 1,6 Prozent Windenergieanlagen an Land und zu 0,9 Prozent Biomasseanlagen.

Entwicklung der Anzahl installierter, förderberechtigter EEG-Anlagen

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Wasserkraft	6.324	6.571	6.825	6.974	7.095	7.130	7.169
Gase ^[1]	668	672	680	684	689	683	686
Biomasse	8.347	9.943	12.697	13.371	13.997	14.366	14.482
Geothermie	4	4	4	6	9	10	10
Wind an Land	18.503	19.264	20.204	21.339	22.569	23.846	25.118
Wind auf See	7	16	49	65	143	241	811
Solar	636.756	894.756	1.154.968	1.328.293	1.448.641	1.514.493	1.561.694
Gesamt	670.609	931.226	1.195.427	1.370.732	1.493.143	1.560.769	1.609.970

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 10: Entwicklung der Anzahl installierter, förderberechtigter EEG-Anlagen

Betrachtet man die Entwicklung der einzelnen Energieträger gegenüber 2014 ist der umfangreiche Zubau an neuen Windenergieanlagen auf See mit 236,5 Prozent hervorzuheben.

Steigerungsraten der installierten Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2014	Gesamt 31. Dezember 2015*	Zubau/ Rückbau in 2015	Zuwachs/ Rückgang im Vergleich zu 2014
	Anzahl	Anzahl	Anzahl	in Prozent
Wasserkraft	7.130	7.169	39	0,5
Gase ^[1]	683	686	3	0,4
Biomasse	14.366	14.482	116	0,8
Geothermie	10	10	0	0,0
Wind an Land	23.846	25.118	1.272	5,3
Wind auf See	241	811	570	236,5
Solar	1.514.493	1.561.694	47.201	3,1
Gesamt	1.560.769	1.609.970	49.201	3,2

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

*vorläufige Zahlen

Tabelle 11: Steigerungsraten der installierten, förderberechtigten EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

2.2.3 Eingespeiste Jahresarbeit

Eingespeiste Jahresarbeit nach Energieträgern

Die im Berichtsjahr 2015 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit aus förderberechtigten EEG-Anlagen betrug 161,8 TWh. Das bedeutet eine Steigerung um 25,8 TWh bzw. 19 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus förderberechtigten EEG-Anlagen in TWh

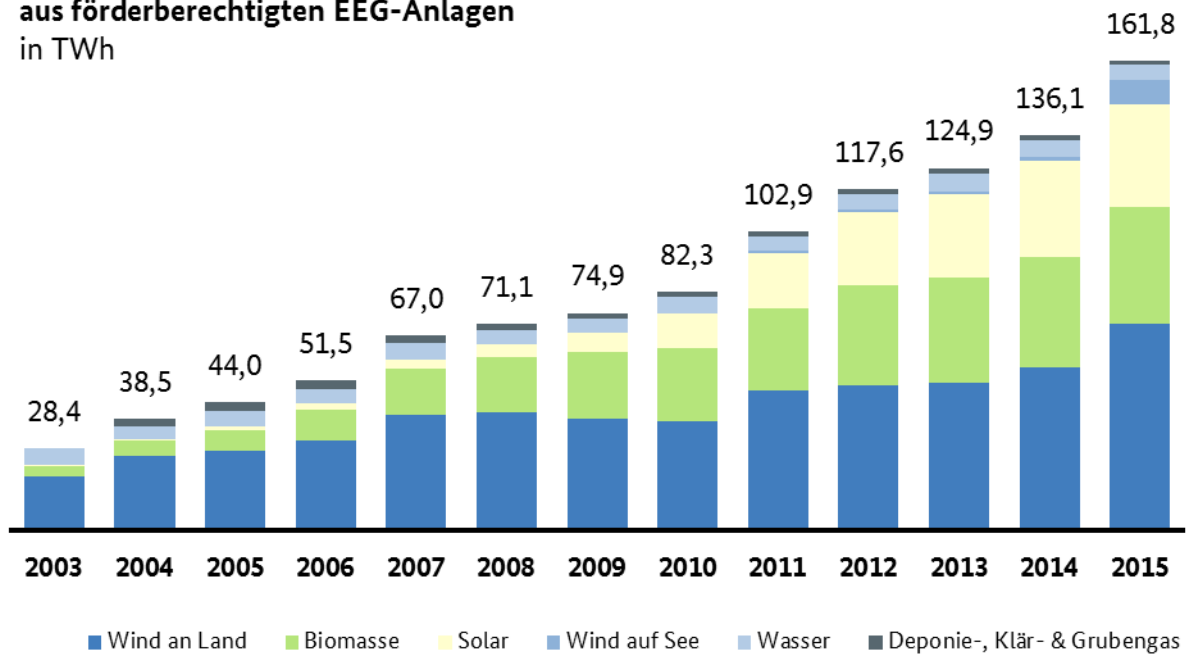


Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen

Der größte Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von 70,9 TWh (44 Prozent) wird von Windenergieanlagen an Land erzeugt, gefolgt von Biomasseanlagen mit 40,6 TWh (25 Prozent) und Solaranlagen mit 35,2 TWh (22 Prozent).

Eingespeiste Jahresarbeit aus förderberechtigten EEG-Anlagen nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2014	Gesamt 31. Dezember 2015	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2014
	in GWh	in GWh	in Prozent
Wasserkraft	5.646	5.347	-5,3%
Gase ^[1]	1.646	1.438	-12,7%
Biomasse	38.313	40.628	6,0%
Geothermie	98	133	35,7%
Wind an Land	55.908	70.922	26,9%
Wind auf See	1.449	8.162	463,1%
Solar	33.002	35.212	6,7%
Gesamt	136.063	161.842	18,9%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 12: Eingespeiste Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Ähnlich wie im Vorjahr, war im Jahr 2015 ein Rückgang der eingespeisten Jahresarbeit bei den Energieträgern Wasserkraft und Deponie-, Klär- und Grubengasen zu verzeichnen, während die eingespeiste Jahresarbeit aus Windenergieanlagen auf See weiter anstieg. Diese Zunahme der eingespeisten Jahresarbeit bei Windenergieanlagen auf See ist mit dem vergleichbar hohen Zubau an installierter Leistung zu erklären.

Auch bei der Windenergie an Land ist im Jahr 2015 ein starker Anstieg der Jahresarbeit um 27 Prozent zu verzeichnen, der insbesondere auf ein ertragreiches Windjahr zurückzuführen ist.

Im Vergleich zu den letzten Jahren waren in Gesamtdeutschland und insbesondere im nördlichen Deutschland, wo ein Großteil der Windenergieanlagen an Land installiert ist, im Jahresmittel hohe Windgeschwindigkeiten zu verzeichnen.

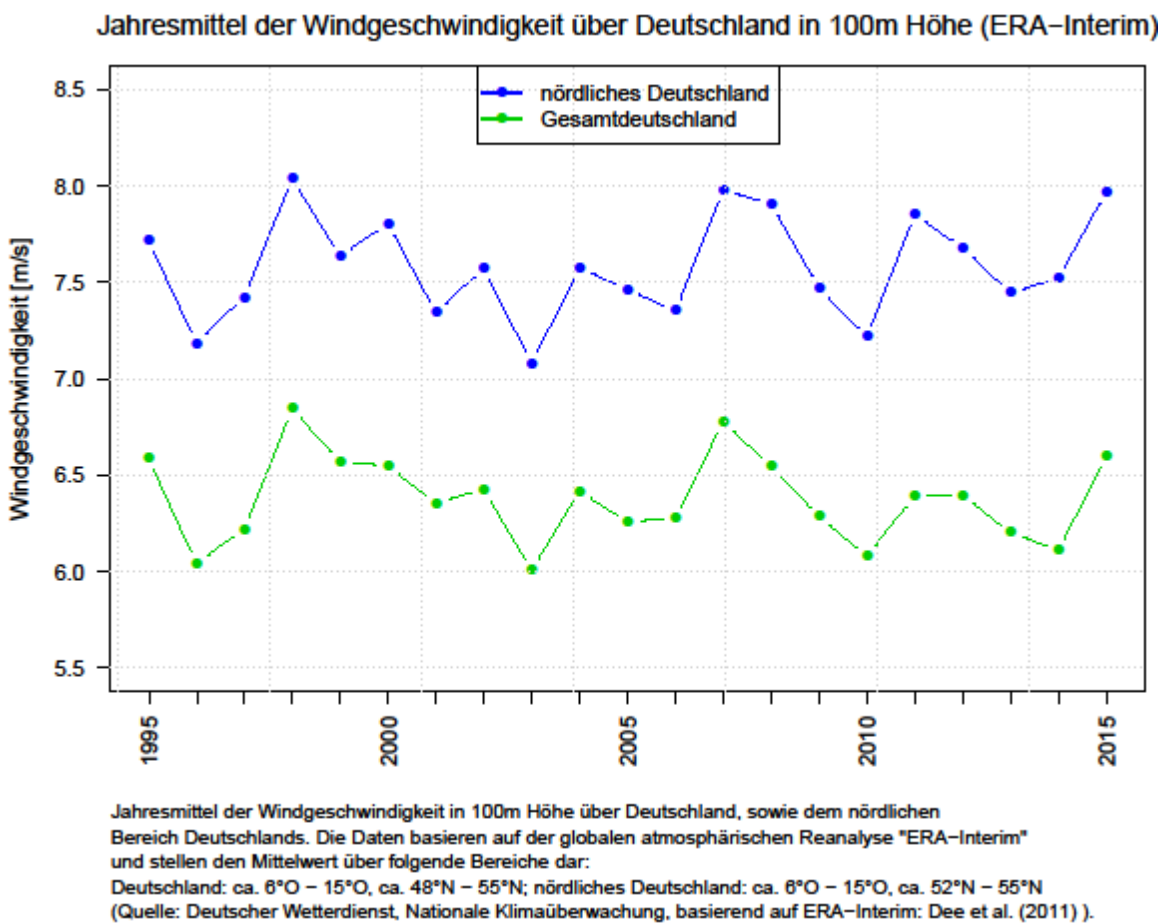


Abbildung 17: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands

Maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen

Die maximale Einspeisung aus Windenergie- und Solaranlagen ist im Vergleich zu den Vorjahren stark angestiegen. Im Jahr 2015 trat die maximale Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen mit 47,6 GW am 30. März 2015 auf. Diese Einspeisespitze ist neben dem Zubau von Wind- und Solaranlagen insbesondere auf die besondere Wetterlage an diesem Tag zurückzuführen. Am 30. März gaben die Windenergieanlagen auf Grund des Frühjahrssturms NIKLAS bis zu 34,7 GW Leistung an das Netz ab. Hinzu kam eine mit 13,0 GW vergleichsweise

hohe Leistung aus den Solaranlagen. NIKLAS zählte zu den heftigsten Märzstürmen des Referenzzeitraumes 1981 bis 2010. Lokal, insbesondere in Norddeutschland, übertrafen die maximalen Windgeschwindigkeiten im 10-Minuten-Mittel die Werte des Orkantiefs KYRILL.¹⁶

Maximale Einspeisung in GW

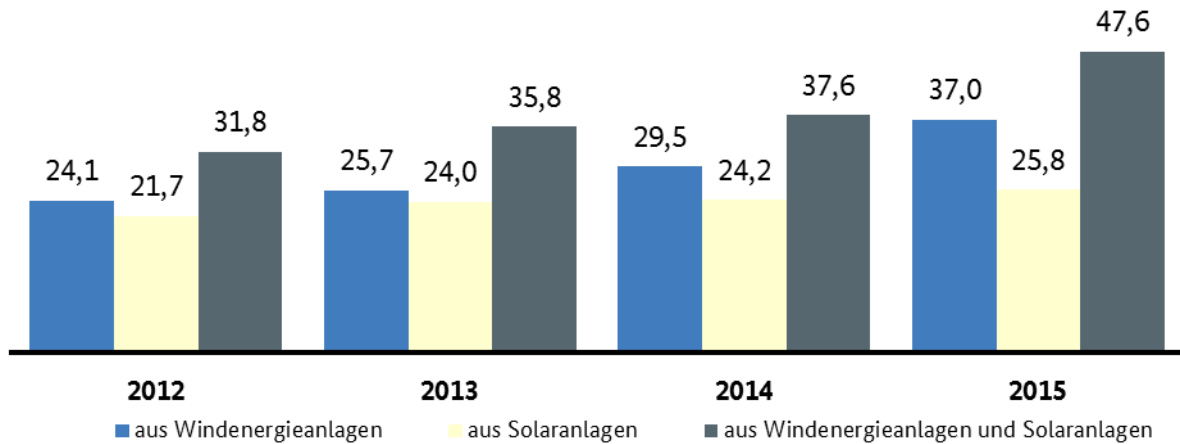


Abbildung 18: Maximale Einspeisung

Die maximale Einspeisung aus Solaranlagen im Jahr 2015 lag bei 25,8 GW (21. April 2015). Im Dezember 2015 erreichten die Windenergieanlagen (an Land und auf See) die mit Abstand höchsten Einspeisewerte des Jahres. Der Höchstwert, der insbesondere dem Orkantief BILLIE zuzuschreiben ist, wurde am 18. November 2015 erzielt und lag bei 37,0 GW. Auch in der ersten Hälfte des Jahres konnten mehrere Einspeisespitzen aufgrund verschiedener Sturmtiefs beobachtet werden.

¹⁶ Deutscher Wetterdienst: Hintergrundpapier Orkantief NIKLAS, S. 4

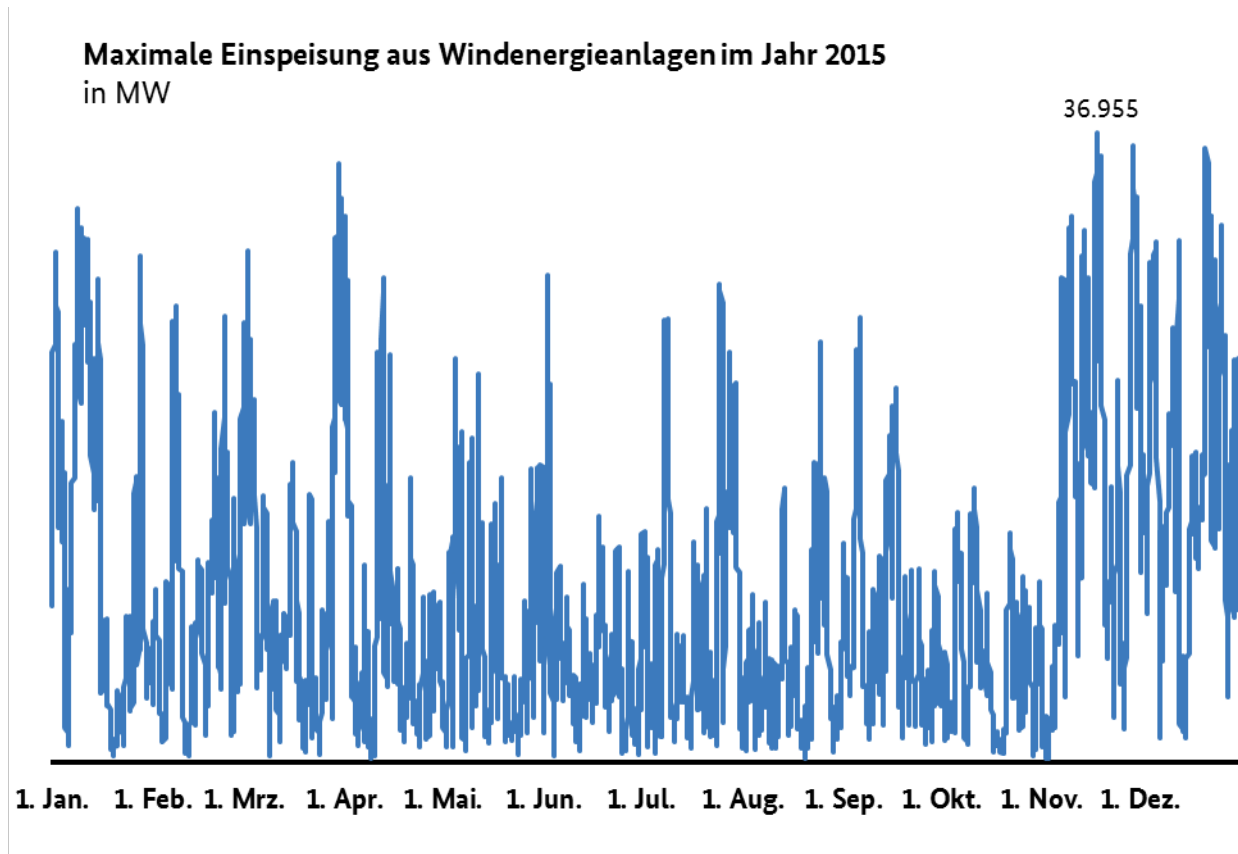


Abbildung 19: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2015

Aufteilung nach fester Einspeisevergütung und Direktvermarktung

Nach dem EEG 2012 standen den Anlagenbetreibern als Alternative zur festen Einspeisevergütung drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG (2012) zur Wahl: die Inanspruchnahme der Marktprämie, die Verringerung der EEG-Umlage durch EVU (Grünstromprivileg) oder die sonstige Direktvermarktung. Nach dem EEG 2014 ist die Direktvermarktung nun als Standard-Vermarktungsform vorgesehen. Nur Bestandsanlagen oder neue Anlagen bis zu einer Leistungsgröße von 500 bzw. 100 kW¹⁷ können nach wie vor die feste Einspeisevergütung erhalten. Die sonstige Direktvermarktung, also die Vermarktung ohne die Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung, bleibt ebenfalls möglich.

Trotz der schon länger bestehenden Möglichkeit, den EE-Strom direkt zu vermarkten, wählten im Jahr 2009 nur wenige Anlagenbetreiber die Direktvermarktung. Seit der EEG-Novelle 2012 zeichnet sich eine klare Tendenz in Richtung dieser Vermarktungsform ab. Ab 2013 wurde mehr als die Hälfte der Jahresarbeit direkt vermarktet, 2014 befanden sich sogar insgesamt 62,8 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit in der Direktvermarktung. Mit Einführung der Direktvermarktung als Standard für neue Anlagen wird nunmehr im Jahr 2015 nur noch für 30,6 Prozent der Jahresarbeit eine feste Einspeisevergütung gezahlt.

¹⁷ Vorrübergehend lag die Grenze bis zum 31. Dezember 2015 noch bei 500 kW. Ab 1 Januar sind alle Neuanlagen größer 100 kW zur Direktvermarktung verpflichtet.

Entwicklung der Jahresarbeit nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung in Prozent

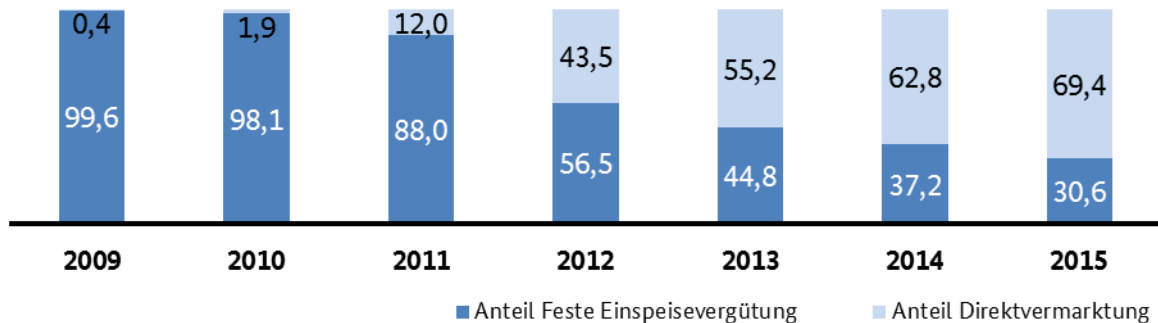


Abbildung 20: Entwicklung der Jahresarbeit aus förderberechtigten EEG-Anlagen nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung

Die folgende Tabelle 13 zeigt, dass sich bei den meisten Energieträgern schon weit über die Hälfte der eingespeisten Jahresarbeit in der Direktvermarktung befindet. Bei Windenergieanlagen auf See werden sogar fast 100 Prozent (2014: 90 Prozent) der eingespeisten Jahresarbeit direktvermarktet, auch bei Windenergie an Land liegt der Anteil der direktvermarkteten Jahresarbeit schon über 90 Prozent. Der Anteil der eingespeisten Jahresarbeit von Solaranlagen in der Direktvermarktung ist mit 18,6 Prozent (2014: 16,5 Prozent) weiterhin vergleichsweise gering.

Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung und Anlagen in Direktvermarktung

	alle Anlagen in GWh	Anlagen mit Einspeisevergütung in GWh	Anlagen in Direktvermarktung in GWh	Anteil der Anlagen in Direktvermarktung an der gesamten Jahreseinspeisung in Prozent
Wasserkraft	5.347	2.445	2.903	54,3%
Gase ^[1]	1.438	532	906	63,0%
Biomasse	40.628	11.154	29.475	72,5%
Geothermie	133	80	53	39,9%
Wind an Land	70.922	6.680	64.242	90,6%
Wind auf See	8.162	22	8.140	99,7%
Solar	35.212	28.652	6.560	18,6%
Gesamt	161.842	49.564	112.278	69,4%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 13: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung und Anlagen in Direktvermarktung

Dominierender Energieträger bei der Direktvermarktung war im Jahr 2015 die Windenergie an Land mit einem Anteil von 57,2 Prozent (2014: 57,3 Prozent). Darüber hinaus entfiel ein stark steigender Anteil von 7,3 Prozent auf die eingespeiste Jahresarbeit aus Windenergieanlagen auf See (2014: 1,5 Prozent).

Aufteilung der direktvermarkteten Jahresarbeit auf die Energieträger in Prozent

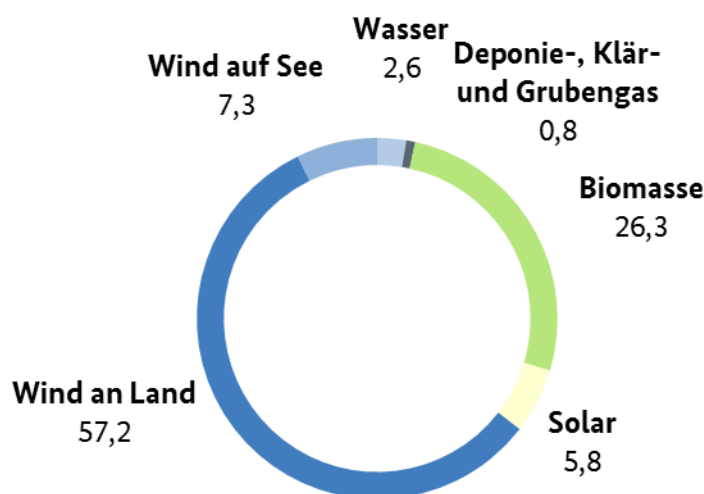


Abbildung 21: Aufteilung der direktvermarkteten Jahresarbeit auf die Energieträger

2.2.4 Finanzielle Förderung

Die finanzielle Förderung, der in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeisten EEG-Mengen, erfolgt durch die Anschlussnetzbetreiber nach den im EEG festgelegten technologiespezifischen Fördersätzen (anzulegender Wert). Die finanziellen Förderungen werden für das laufende Jahr der Inbetriebnahme und im Anschluss für die Dauer von 20 Jahren gewährt.

Im Jahr 2015 wurden insgesamt 24,2 Mrd. Euro von den Anschlussnetzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Darin enthalten sind einerseits die Vergütungszahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten lassen (Feste Einspeisevergütung). Andererseits beinhaltet dieser Betrag auch die Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber, die ihren Strom selbst vermarkten ("Marktprämie"). Im Gegensatz zu den vorherigen Jahren entfällt im Jahr 2015 nicht mehr der überwiegende Anteil der finanziellen Förderung auf die Anlagen in der festen Einspeisevergütung, sondern die finanziellen Förderungen werden zu ungefähr gleichen Teilen auf die Anlagen in fester Einspeisevergütung und in der Direktvermarktung aufgeteilt (Feste Einspeisevergütung: 52 Prozent, Direktvermarktung 48 Prozent).

Die wesentlichen Anteile der finanziellen Förderungen entfielen auf Solaranlagen (10,6 Mrd. Euro), Biomasseanlagen (6,8 Mrd. Euro) und Windenergieanlagen an Land (5,1 Mrd. Euro).

Finanzielle Förderung nach Energieträgern

	Gesamt 31. Dezember 2014 in Mio. Euro	Gesamt 31. Dezember 2015 in Mio. Euro	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2014 in Prozent
Wasserkraft	401	407	1,5%
Gase ^[1]	83	73	-11,8%
Biomasse ^[2]	6.379	6.754	5,9%
Geothermie	23	29	26,9%
Wind an Land	4.046	5.083	25,6%
Wind auf See	213	1.262	492,7%
Solar	10.230	10.640	4,0%
Gesamt	21.374	24.248	13,4%

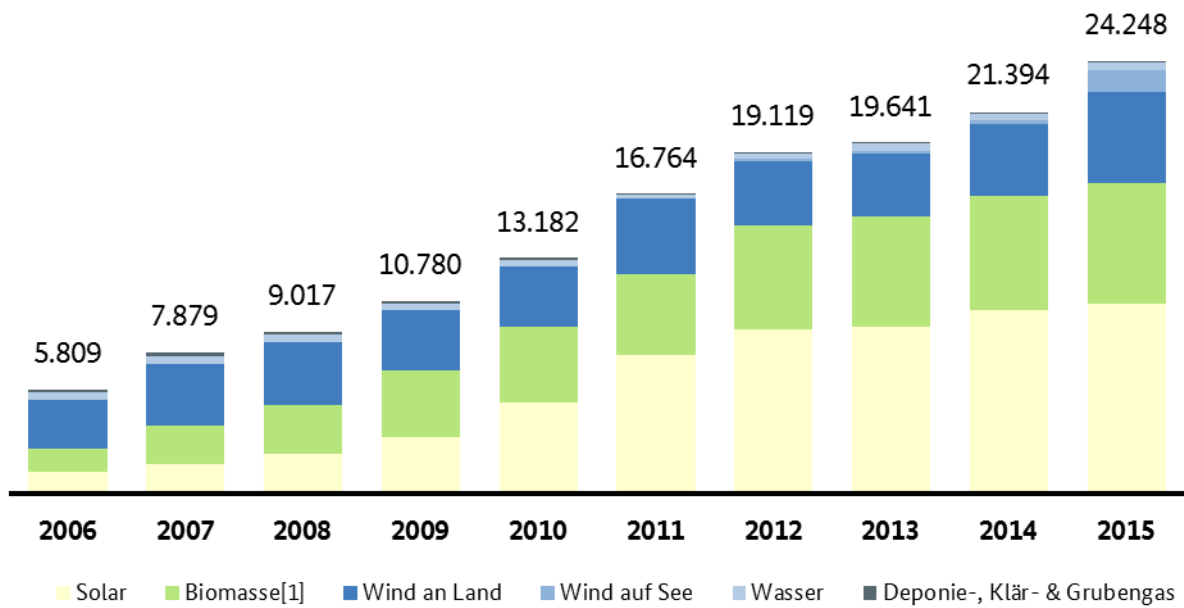
[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] inklusive der Förderung der Flexibilität

Tabelle 14: Finanzielle Förderung nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)

Tabelle 14 zeigt, dass die finanzielle Förderung im Jahr 2015 im Vergleich den vorherigen Jahren stärker angestiegen ist, besonders im Bereich der Windenergieanlagen auf See und an Land. Dieser Anstieg ist auf zwei Effekte zurückzuführen: erstens auf den starken Anstieg der eingespeisten und vergüteten Jahresarbeit aus diesen Anlagen, vgl. I.B.2.2.3, und zweitens auf die gesunkenen Stromgroßhandelspreise, die die Markterlöse geschmälert und somit die Prämienzahlungen erhöht haben.

Entwicklung der finanziellen Förderung in Mio. Euro



[1] inklusive der Förderung der Flexibilität

Abbildung 22: Entwicklung der finanziellen Förderung nach Energieträgern

Die finanzielle Förderung für EEG-Anlagen wird weit überwiegend über die Erhebung der EEG-Umlage refinanziert. Mit dem Anstieg der Förderungen steigt demnach die EEG-Umlage im Zeitverlauf an. Ein Teil dieses Anstiegs begründet sich mit den gesunkenen Stromgroßhandelspreisen und Markterlösen für erneuerbaren Strom. Abbildung 23 zeigt diese Entwicklung.

Entwicklung der EEG-Umlage in ct/kWh

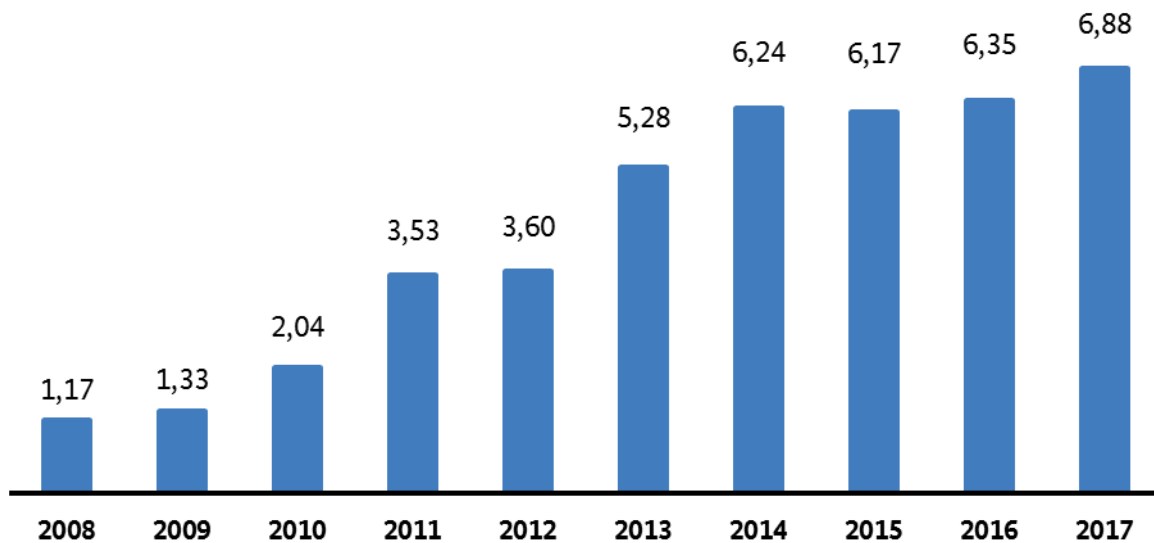


Abbildung 23: Entwicklung der EEG-Umlage

Absenkung der Fördersätze

Im EEG 2014 wurden die Fördersätze für die einzelnen Technologien neu festgelegt. Dabei wurden verschiedenen Boni gestrichen und damit das Fördersystem grundsätzlich vereinfacht. Um den mit der Weiterentwicklung der Technologien verbundenen sinkenden Kosten Rechnung zu tragen, wurden automatische Absenkungsmechanismen eingeführt, um diesen Entwicklungen begegnen zu können. So sinken die Fördersätze für solare Strahlungsenergie seit September 2014 monatlich um einen bestimmten Prozentwert. Bei Windenergie an Land und bei Biomasse sinken die Fördersätze seit Januar 2016 grundsätzlich quartalsweise. Eine weitere Anpassung (Absenkung oder Erhöhung) der Fördersätze erfolgt in Abhängigkeit des tatsächlichen Zubaus in einem vorab definierten Bezugszeitraum. Bei Überschreitung des vorgesehenen Ausbaupfads wird der Degressionssatz zur Berechnung der Förderung automatisch erhöht und somit die Förderung gesenkt. Bleibt der Ausbau hingegen hinter den gesetzgeberischen Erwartungen zurück, stagnieren die Fördersätze oder steigen sogar. Grundlage für die Berechnungen bilden die im Anlagenregister und im PV-Portal gemeldeten Anlagen.

Da der tatsächliche Zubau an Solaranlagen im jeweiligen Bezugszeitraum¹⁸ bis zu 900 MW unter dem Zielkorridor (2,4 bis 2,6 GW brutto pro Jahr) lag, galt für die ersten drei Quartale des Jahres 2015 eine monatliche Absenkung der Fördersätze um 0,25 Prozent (anstatt der vorgesehenen 0,5 Prozent bei Einhaltung des Korridors). Im vierten Quartal des Jahres 2015, sowie in den ersten drei Quartalen des Jahres 2016 lag der Zubau im relevanten

¹⁸ Der relevante Bezugszeitraum erstreckt sich über 12 Monate in der Vergangenheit beginnend 14 Monaten vor der Anpassung des Fördersatzes. Beispielsweise wird der tatsächliche Zubau an Solaranlagen in den Monaten Juni 2015 bis Mai 2015 für die Berechnung der Anpassung in den Kalendermonaten Juli 2016 bis September 2016 berücksichtigt.

Bezugszeitraum zur Berechnung der Absenkung mehr als 900 MW unter dem Zielkorridor, so dass die Fördersätze in diesen Quartalen nicht weiter abgesenkt wurden.

Die Fördersätze für Windenergie an Land wurden zu Beginn aller vier Quartale des Jahres 2016 jeweils um 1,2 Prozent abgesenkt (anstatt der vorgesehenen 0,4 Prozent bei Einhaltung des Korridors), 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 800 MW überschritt.

Die Fördersätze für Biomasse wurde zu Beginn aller vier Quartale des Jahres 2016 jeweils um 0,5 Prozent abgesenkt. Dies ist die Standardabsenkung gemäß § 28 Abs. 2 EEG, da der Zielkorridor von 100 MW Brutto-Zubau nicht überschritten wurde.

Absenkung der Fördersätze

Energie-träger	Relevanter Bezugszeitraum zur Berechnung der tatsächlichen Absenkung	Zubau-korridor in MW	Tatsächlicher Zubau im Bezugs-zeitraum in MW	Angewandte Absenkung in Prozent	Absenkungs- turnus	Geltungs- zeitraum für Absenkung
Solare Strahlungs- energie	Sep. 13 - Aug. 14	2.400 - 2.600 (brutto)	2.398	0,25	monatlich	Q3 2014
	Dez. 13 - Nov. 14		1.953	0,25		Q1 2015
	Mrz. 14 - Feb. 15		1.811	0,25		Q2 2015
	Jun. 14 - Mai 15		1.581	0,25		Q3 2015
	Sep. 14 - Aug. 15		1.437	0		Q4 2015
	Dez. 14 - Nov. 15		1.419	0		Q1 2016
	Mrz. 15 - Feb. 16		1.367	0		Q2 2016
	Jun. 15 - Mai 16		1.336	0		Q3 2016
Wind an Land	Aug. 14 - Jul. 15	2.400 - 2.600 (netto)	3.666	1,2	quartalsweise	Q1 2016
	Nov. 14 - Okt. 15		3.712	1,2		Q2 2016
	Feb. 15 - Jan. 16		3.564	1,2		Q3 2016
	Mai 15 - Apr. 16		3.941	1,2		Q4 2016
Biomasse	Aug. 14 - Jul. 15	< 100 (brutto)	71	0,5	quartalsweise	Q1 2016
	Nov. 14 - Okt. 15		67	0,5		Q2 2016
	Feb. 15 - Jan. r 16		25	0,5		Q3 2016
	Mai 15 - Apr. 16		25	0,5		Q4 2016

Tabelle 15: Absenkung der Fördersätze

2.2.5 Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Die Förderung für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen wurde im Jahr 2015 auf Ausschreibungen umgestellt. Die Betreiber von neuen PV-Freiflächenanlagen, die ab September 2015 in Betrieb gegangen sind, erhalten nur dann noch eine finanzielle Förderung, wenn sie vorher im Rahmen einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben. Die rechtliche Grundlage für diese Ausschreibungen bildet die am 12. Februar 2015 in Kraft getretene Verordnung zur Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen (Freiflächenausschreibungsverordnung - FFAV).

Die Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen stellen sog. Pilotausschreibungen dar, in denen das neue Instrument der Ausschreibungen im Bereich der Erneuerbaren Energien erstmals getestet worden sind. Die Bundesnetzagentur wurde für die Pilotausschreibungen als ausschreibende Stelle bestimmt und führt jährlich drei Ausschreibungen jeweils am 1. April, 1. August und 1. Dezember durch. In den Jahren 2015 (500 MW) und 2016 (400 MW) werden insgesamt 900 MW geförderte Leistung ausgeschrieben. Ab 2017 wird dann nicht nur die Förderung von PV-Freiflächenanlagen ausgeschrieben, sondern das Instrument der Ausschreibung wird auf die Förderung für alle großen Solaranlagen (Dach- und Freiflächenanlagen) mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW ausgeweitet; jährlich werden dann 600 MW ausgeschrieben. Kleine und mittlere PV-Anlagen unterhalb von 750 kW können weiterhin eine Förderung nach gesetzlich festgelegten Fördersätzen erhalten.

In den bisherigen Ausschreibungsverfahren wird die Förderhöhe für Freiflächenanlagen auf Basis von Geboten bestimmt. Die Gebote beziehen sich auf einen bestimmten anzulegenden Wert in Cent je Kilowattstunde (Gebotswert) für den in den Anlagen erzeugten Strom sowie auf eine in Kilowatt anzugebende Anlagenleistung (Gebotsmenge); die Gebote mit den niedrigsten Gebotswerten erhalten einen Zuschlag, bis das Volumen des jeweiligen Gebotstermins erreicht ist.

Im Rahmen der fünf Ausschreibungsrunden wurden zwei verschiedene Preisermittlungsverfahren angewandt: das Einheitspreisverfahren ("uniform pricing") und das Gebotspreisverfahren ("pay as bid"). Im Einheitspreisverfahren erhalten alle Gebote den anzulegenden Gebotswert des letzten bezuschlagten Gebots. Dagegen erhalten im Gebotspreisverfahren die erfolgreichen Gebote den Zuschlag zu dem im jeweiligen Gebot angegebenen anzulegenden Gebotswert. Bisher konnte eine von Runde zu Runde sinkende durchschnittliche Förderhöhe beobachtet werden (vgl. Tabelle 16).

Nachdem der erfolgreiche Bieter eine Freiflächenanlage errichtet und in Betrieb genommen hat, kann er bei der Bundesnetzagentur die Ausstellung einer Förderberechtigung beantragen. Er erhält für seine Anlage eine Förderberechtigung, wenn sich die Anlage auf einer förderungswürdigen Fläche befindet und nicht größer als 10 Megawatt ist. Bislang (Stand September 2016) wurden 21 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 121 MW realisiert.

Erteilte Zuschläge erlöschen zwei Jahre nach der Bekanntgabe der Zuschlagserteilung, wenn für sie bis dahin kein Antrag auf Ausstellung einer Förderberechtigung gestellt wurde. In diesem Fall hat der Bieter eine Strafzahlung zu entrichten.

Die finanzielle Förderung der Anlagen erfolgt grundsätzlich wie die des EEG, also mittels der geförderten Direktvermarktung. Die Zuschläge werden von den Bietern realisierten Anlagen zugeordnet, dabei können verschiedene Zuschläge einer Anlage zugeordnet werden, außerdem bedarf es nicht zwingend einer Übereinstimmung zwischen dem im Gebot angegebenen Standort und dem tatsächlichen Standort. Die

Bundesnetzagentur errechnet einen anzulegenden Wert für die einzelne Anlage. Die Förderdauer beträgt 20 Jahre ab der Inbetriebnahme (anstelle der sonst im EEG geltenden 20 Jahre inklusive des Inbetriebnahmejahres).

Die bisherigen Ausschreibungsrunden sind erfolgreich verlaufen: Die meisten Gebote haben den Formvorgaben entsprochen. Leider führen jedoch noch immer vermeidbare individuelle Fehler zu Gebotsausschlüssen; hier ist allerdings eine sinkende Tendenz zu beobachten.

Es hat ein erheblicher Wettbewerb stattgefunden: Sämtliche Runden waren mehrfach überzeichnet. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die fünf bisher durchgeführten Ausschreibungsrunden.

Ergebnisse der fünf Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen

	April 2015	August 2015	Dezember 2015	April 2016	August 2016
Ausgeschriebene Menge	150 MW	150 MW	200 MW	125 MW	125 MW
Eingereichte Gebote	170 (715 MW)	136 (558 MW)	127 (562 MW)	108 (539 MW)	62 (311 MW)
Zuschläge	25 (157 MW)	33 (159 MW)	43 (204 MW)	21 (128MW)	22 (118MW)
Gebots-ausschlüsse	37 (144 MW)	15 (33 MW)	13 (33 MW)	16 (57 MW)	9 (46 MW)
durchschnittliche Förderhöhe	9,17 ct/kWh	8,49 ct/kWh	8,00 ct/kWh	7,41 ct/kwh	7,25 ct/kwh
Höchstwert	11,29 ct/kWh	11,18 ct/kWh	11,09 ct/kWh	11,09 ct/kWh	11,09 ct/kWh
Geltende Förderhöhe ^[1]	9,02 ct/kWh	8,93 ct/kWh	Nach EEG nicht mehr möglich	Nach EEG nicht mehr möglich	Nach EEG nicht mehr möglich
Preis-mechanismus	Pay-as-bid	Uniform pricing	Uniform pricing	Pay-as-bid	Pay-as-bid

[1] zum Zeitpunkt der Ausschreibung

Tabelle 16: Ergebnisse der fünf Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen

Bis auf die Stadtstaaten gab es in den bisherigen Ausschreibungsrunden Zuschläge in allen Bundesländern. Eine Konzentration der Zuschläge liegt in den östlichen Bundesländern und Bayern. Die bezuschlagten Projekte müssen allerdings nicht zwingend an den angegebenen Standorten realisiert werden.

Zuschläge der ersten fünf Ausschreibungsrunden

Anzahl und in MW

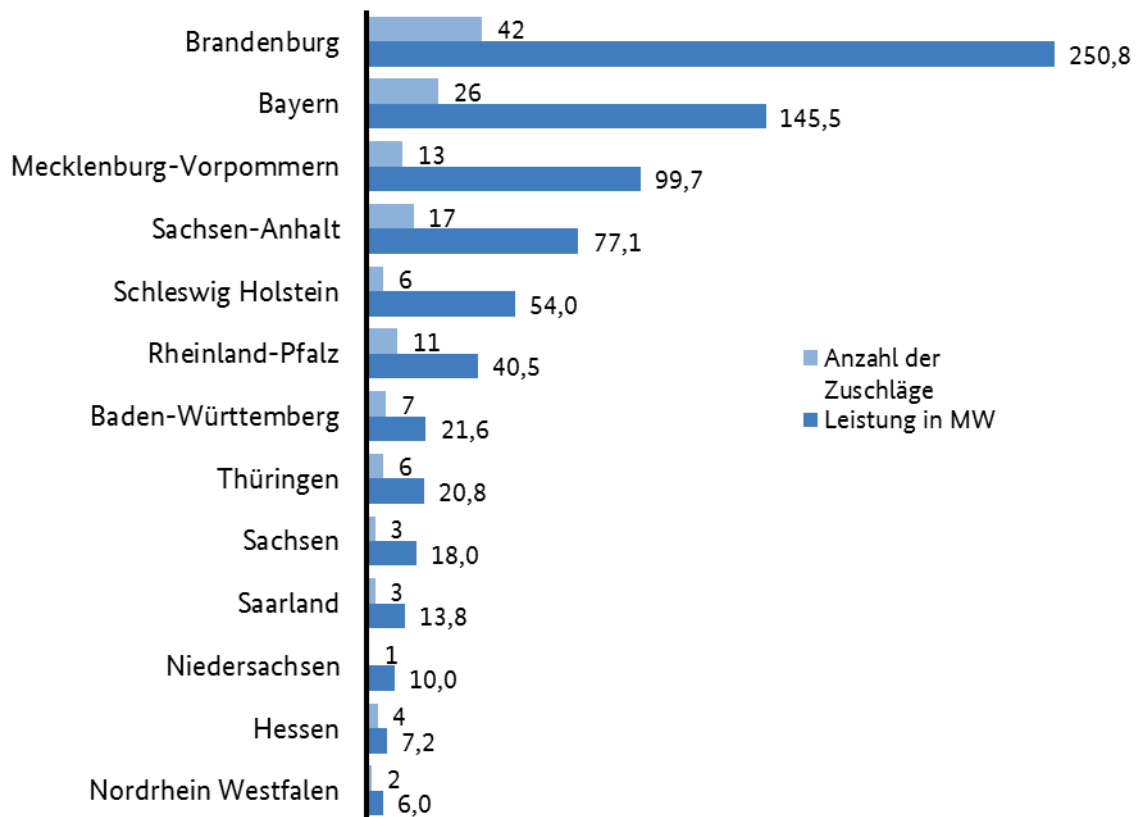


Abbildung 24: Zuschläge der ersten fünf Ausschreibungsrunden

Ausblick

Im EEG 2017 sind auch Ausschreibungen für Wind an Land, Wind auf See und Biomasse vorgesehen. Auch hier wird die Bundesnetzagentur die ausschreibende Stelle sein.

C Netze

1. Aktueller Stand Netzausbau

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 zur 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.

Verantwortlich für Planung, Errichtung und Betrieb der Vorhaben sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW. Für die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren der insgesamt rund 1.800 neu zu errichtenden Trassenkilometer sind die jeweiligen Landesbehörden zuständig. Die Bundesnetzagentur dokumentiert kontinuierlich den aktuellen Stand der Genehmigungsverfahren der einzelnen Projekte auf ihrer Internetseite unter <http://www.netzausbau.de>. Grundlage hierfür sind Quartalsberichte der vier Übertragungsnetzbetreiber zu aktuellen Bau- und Planungsfortschritten.

Aktueller Sachstand

Von den insgesamt erforderlichen rund 1.800 Leitungskilometern sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2016 - bislang ca. 650 Kilometer realisiert (dies entspricht rund 35 Prozent) und rund 900 Kilometer genehmigt. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 45 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2017. Bislang ist noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel in Betrieb. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion bereitet aktuell den Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld vor.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der EnLAG-Verfahren zum 3. Quartal 2016 wieder:

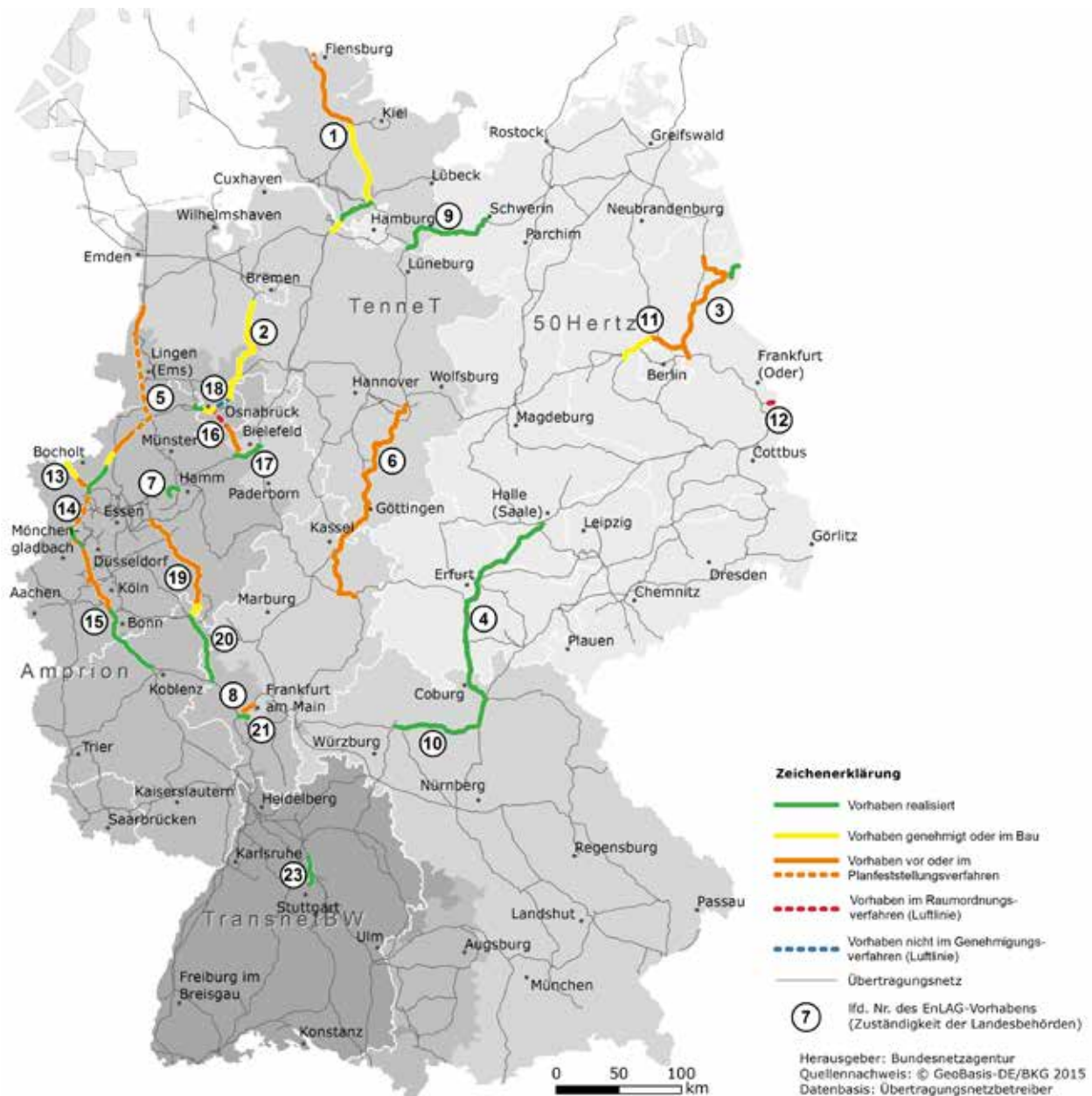


Abbildung 25: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2016

1.2 Monitoring Bundesbedarfsplan

Parallel zum Monitoring der EnLAG-Vorhaben, veröffentlicht die Bundesnetzagentur quartalsmäßig den Stand 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. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem BBPlG ergeben, liegt derzeit bei rund 6.100 km. Die Gesamtlänge der Leitungen wird stark vom Verlauf der neuen Gleichstrom-Vorhaben von Nord- nach

Süddeutschland abhängen und sich im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Von den aktuell rund 6.100 km sind zum dritten Quartal 2016 ca. 400 km genehmigt und 80 km realisiert.

Acht der 43 Vorhaben sind als Pilotprojekte für verlustarme Übertragung über große Entfernung (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 Pilotvorhaben für Hochtemperaturleiterseile gekennzeichnet und zwei Pilotvorhaben werden als Seekabel ausgeführt.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der BBPIG-Verfahren zum 3. Quartal 2016 wieder:

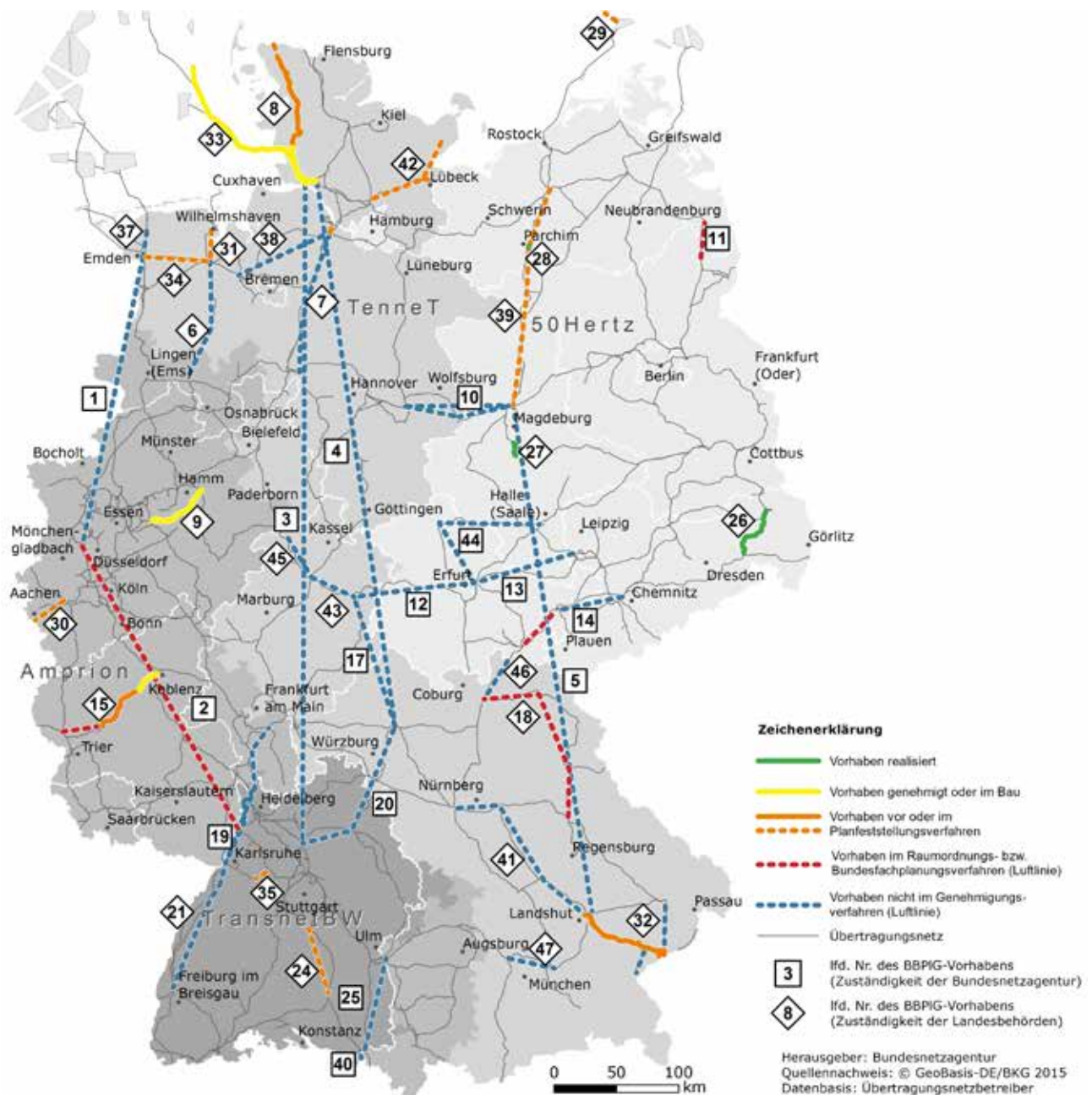


Abbildung 26: Stand der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfplangesetz (BBPIG) zum dritten Quartal 2016

1.3 Netzentwicklungsplanung 2025 und 2017 bis 2030

Das Verfahren zum NEP 2025 wurde gemäß § 118 Abs. 16 Satz 2 EnWG nicht mehr fortgesetzt. Das bereits weit fortgeschrittene Verfahren hätte die im Sommer beschlossene Novelle des EEG nicht mehr adäquat und ohne Verzögerungen berücksichtigen können. Denn diese Novelle führt zu Entwicklungen, die von den im Szenariorahmen 2025 getroffenen Prognosen abweichen. Unter anderem ergeben sich Änderungen bei den Ausbaupfaden und der räumlichen Verteilung der erneuerbaren Energien. Dies betrifft vor allem die Windenergie an Land und die Biomasse.

Der NEP 2025 hätte dementsprechend angepasst werden müssen. Dadurch hätte sich dieses Verfahren mit dem Verfahren zum nächsten NEP (für das Zieljahr 2030) überschritten. Dann wären zum Ende des Jahres 2016 zwei Netzentwicklungspläne mit unterschiedlichen Zieljahren gleichzeitig diskutiert und konsultiert worden, nämlich der zweite Entwurf des NEP 2025 durch die Bundesnetzagentur und gleichzeitig der erste Entwurf des NEP 2017 bis 2030 durch die Übertragungsnetzbetreiber. Eine solche Situation wäre kontraproduktiv für eine transparente Öffentlichkeitsbeteiligung und Diskussion gewesen.

Bei der Genehmigung des Szenariorahmens 2017 bis 2030 als Grundlage für den aktuellen NEP 2017 bis 2030 hat die Bundesnetzagentur die maßgeblichen Änderungen aus der Novelle des EEG berücksichtigt.

1.4 Stand Offshore-Netzentwicklungsplan 2025

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 29. Februar 2016 den überarbeiteten Entwurf zum O-NEP 2025 veröffentlicht. Die Einführung eines Übergangs- und Ausschreibungssystems für bestehende Offshore-Windparks ab dem Jahr 2021 konnte erst im Laufe des Verfahrens berücksichtigt werden. Ihre vorläufigen Prüfungsergebnisse zum O-NEP 2025 hat die Bundesnetzagentur am 14. Juni 2016 veröffentlicht und bis zum 9. August 2016 die Öffentlichkeit hierzu konsultiert. Die Bestätigung des O-NEP 2025 stand zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses dieses Monitoringberichts noch aus.

Der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) legt den Bedarf an Anbindungsleitungen fest. Dabei handelt es sich um die Netzanbindungssysteme für die Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee. Bei den Anbindungsleitungen wird im Offshore-Netzentwicklungsplan zwischen Startnetz sowie Zubaunetz unterschieden. Das Startnetz beinhaltet alle beauftragten, geplanten und in Betrieb befindlichen Netzanbindungssysteme für die Windparks, für die vor Aufstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans eine Netzanbindungszusage bestand oder die aufgrund eines bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplans beauftragt wurden. Das Zubaunetz umfasst Leitungen, welche im jeweils aktuellen Offshore-Netzentwicklungsplan bestätigt wurden.

1.5 Netzanbindung von Offshore-Windparks

Am 24. November 2015 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur das zweite Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See mit der Zuweisung der Anschlusskapazitäten an die Antragsteller abgeschlossen. Die Versteigerung fand am 3. November 2015. Die Gebote der Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co.KG (50 MW), British Wind Energy GmbH (42 MW), EnBW Hohe See GmbH (50 MW) und ESG Edelstahl und Umwelttechnik Stralsund GmbH (2,3 MW) wurden in vollem Umfang bezuschlagt, das Angebot der EnBW Albatros GmbH wurde mit 66,8 MW als Grenzangebot teilweise bezuschlagt. Insgesamt wurden Netzanbindungskapazitäten von 211,1 MW zugewiesen.

Auf Antrag der Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co.KG wurde am 13. Juni 2016 die Kapazitätszuweisung von 50 MW gegenüber dem Windpark Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG widerrufen.

Am 28. Januar 2016 hat die Beschlusskammer zwei Verwaltungsverfahren zur Kapazitätsverlagerung nach §17d Abs. 5 EnWG abgeschlossen. Beide Kapazitätsverlagerungen dienen einer geordneten und effizienten Nutzung und Auslastung von Anbindungsleitungen.

Das erste Verfahren betraf die wechselseitige Verlagerung von Anschlusskapazität der in Cluster 8 der Nordsee gelegenen Offshore-Windparks Hohe See und Testfeld Albatros I. Mit diesem Beschluss wurde die Anschlusskapazität des Offshore-Windparks Hohe See in Höhe von 50 MW von der Anbindungsleitung NOR-6-2 auf die Anbindungsleitung NOR-8-1 verlagert. Zugleich wurde die Anschlusskapazität des Offshore-Windparks Testfeld Albatros I in Höhe von 50 MW von der Anbindungsleitung NOR-8-1 auf die Anbindungsleitung NOR-6-2 verlagert. Im anderen Verfahren hat die Beschlusskammer entschieden, die Anschlusskapazität der in Cluster 2 der Nordsee gelegenen Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 1, Merkur Offshore und Trianel Windpark Borkum so zu verlagern, dass jeder dieser Windparks nur an jeweils einer der Anbindungsleitungen NOR-2-2 bzw. NOR-2-3 angeschlossen ist.

Mit der Verabschiedung des Wind-auf-See-Gesetzes am 8. Juli 2016 wird sich das Förderregime für Offshore-Windparks zum 1. Januar 2017 grundlegend ändern. Die Höhe der Vergütung ist nicht mehr gesetzlich festgesetzt, sondern ergibt sich im Wettbewerb. Windenergieanlagen auf See, die in den Jahren 2021 bis 2025 in Betrieb gehen, können in zwei Gebotsterminen an der Ausschreibung von insgesamt 3.100 MW teilnehmen. Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungen in der sog. Übergangsphase ist, dass es sich um bestehende Projekte mit einem bestimmten Planungsstand handelt. Projekte in der ausschließlichen Wirtschaftszone müssen zusätzlich in bestimmten Clustern liegen.

Für Offshore-Windenergieanlagen, die in den Jahren 2026 bis 2030 in Betrieb gehen, erfolgt die Ausschreibung flächenbezogen. Im sogenannten zentralen Modell wird zum 1. September eines jeden Jahres jeweils ein Ausschreibungsvolumen von 700 bis 900 MW entsprechend den Festlegungen des Flächenentwicklungsplans ausgeschrieben. Der Flächenentwicklungsplan legt u.a. die Flächen fest, auf denen künftig Offshore-Windenergieanlagen errichtet werden sollen.

Bis zum 1. August 2016 wurden bei der Bundesnetzagentur insgesamt 31 Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für die Netzanbindung von Offshore-Windparks mit einem Volumen von 21,6 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 26 Anträge mit einem Volumen von 19,3 Mrd. Euro bereits genehmigt.

1.6 Netzentwicklungsplanung 2017 bis 2030

Als erster Schritt liegt der Netzentwicklungsplanung nach § 12a EnWG ein von den ÜNB zu erarbeitender Szenariorahmen zugrunde, der von der Bundesnetzagentur konsultiert und genehmigt wird. Der Szenariorahmen 2017 bis 2030 ist der erste Szenariorahmen im neuen zweijährigen Turnus. Als Zieljahr das Jahr 2030 zu betrachten, wurde mit einer Flexibilisierung des gesetzlich vorgesehenen Betrachtungszeitraums möglich.

Den Szenariorahmen 2017 bis 2030 hat die Bundesnetzagentur am 30. Juni 2016 genehmigt. Er bildet die Grundlage für den kommenden NEP 2017 bis 2030.

Installierte Erzeugungsleistung im Szenariorahmen 2030 in GW

Energieträger	Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	13,0	11,9
sonstige konv. Erzeugung	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Summe konv. Erzeugung	106,9¹	80,6	79,0	79,3	74,5
Wind Onshore	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind Offshore	3,4	14,3	15,0	19,0	15,0
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	7,0	5,5	6,2	6,0	7,0
Wasserkraft	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	97,8	138,8	152,9	168,8	168,4
Summe Erzeugung	204,7	219,4	231,9	248,1	242,9

[1] Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsdifferenzen

Tabelle 17: Installierte Erzeugungsleistung im Szenariorahmen 2030

Szenariorahmen 2030

Nettostromverbrauch in TWh	Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Nettostromverbrauch ²	532,0	517,0	547,0	547,0	577,0
Treiber Sektorkopplung					
Anzahl in Mio.					
Wärmepumpen	0,6	1,1	2,6	2,9	4,1
Elektrofahrzeuge	0,0	1,0	3,0	4,5	6,0
Jahreshöchstlast					
in GW					
Jahreshöchstlast ³	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher					
in GW					
Power-to-Gas		1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batteriespeicher		3,0	4,5	5,0	6,0
DSM (Industrie und GHD)		2,0	4,0	5,0	6,0
Marktmodellierung					
Vorgaben zur Marktmodellierung			Einhaltung einer max. CO₂-Emission von		
			165 Mio. t	137 Mio. t	165 Mio. t

[2] Inklusiv der Summe der Netzverluste im Verteilernetz.

[3] Inklusiv der Summe der Verlustleistung im Verteilernetz.

Tabelle 18: Weitere Kennzahlen des Szenariorahmens 2030

Auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens sollen die ÜNB gemäß § 12b Abs. 3 S. 3 EnWG spätestens bis zum 10. Dezember 2016 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2017 bis 2030 veröffentlichen. Die Genehmigung des Szenariorahmens enthält dazu einige Vorgaben:

- In den Szenarien B 2030 und C 2030 ist zu beachten, dass der deutsche Kraftwerkspark im Jahr 2030 maximal 165 Mio. t CO₂ emittiert. Für das Szenario B 2035 sind es maximal 137 Mio. t CO₂.
- Um den Netzausbaubedarf zu reduzieren, ist in allen Szenarien eine um bis zu drei Prozent reduzierte Einspeisung aller Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen (Bestands- und Neuanlagen) zu Grunde zu legen. Für die an Verteilernetzen angeschlossenen EE-Anlagen soll eine für die Verteilernetze kostenoptimale Reduzierung der Einspeisung erfolgen.
- In allen Szenarien ist die wahrscheinlich erzeugte Strommenge aus KWK aufgeschlüsselt nach Energieträgern zu ermitteln. Das soll es ermöglichen zu prüfen, ob das gesetzliche Ziel eingehalten wird, die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen auf 120 TWh bis zum Jahr 2030 zu erhöhen.

- In allen Szenarien ist zu untersuchen, ob die Ziele des EEG hinsichtlich der Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 bzw. bis 2035 erfüllt werden.
- In allen Szenarien ist zu untersuchen, welchen Beitrag der Stromsektor zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und zur Senkung des Primärenergieverbrauchs leistet.

2. Ausbau im Verteilernetz inkl. Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz

2.1 Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz

Die 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 werden die Netzbetreiber diesen Herausforderungen vor allem dadurch gerecht, dass sie ihre Netze zunehmend intelligent steuern und somit 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 hin zu einem effizienten Netzbetrieb in der zukünftigen Energieversorgung beschreiten. Hierbei ist es förderlich, dass viele Netze ohnehin modernisiert werden müssen. Der Umbau der Netze kann daher häufig aus Rückflüssen der bestehenden Anlagen erfolgen (intelligente Restrukturierung), ohne dass es dafür zu Steigerungen der Netzkosten kommt.

Insgesamt 817 VNB haben (Vorjahreserhebung: 807) darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben. Im Vergleich zum Vorjahr hat dabei die Anzahl der Unternehmen bei allen Maßnahmen zugenommen. Der stärkste Zuwachs ist im Bereich der Netzoptimierung zu verzeichnen. Insgesamt gaben 34 Unternehmen an, dass sie Maßnahmen zur Netzoptimierung vollzogen haben. Dies entspricht einer Steigerung der Anzahl an Unternehmen um fast sieben Prozent in diesem Bereich. In folgender Abbildung finden sich die Entwicklungen der Maßnahmen seit dem Jahr 2009.

Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes

Anzahl Verteilernetzbetreiber

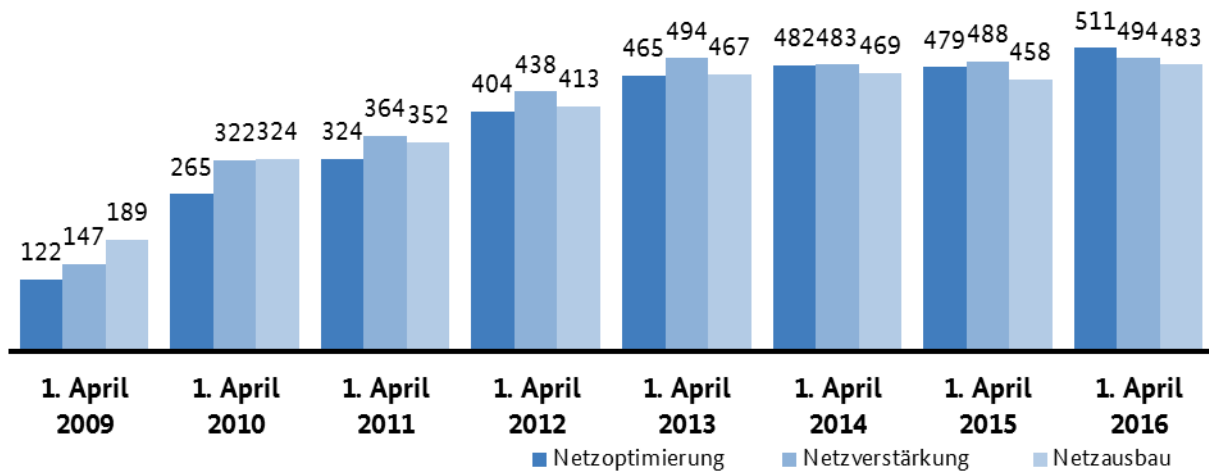


Abbildung 27: Maßnahmen der VNB zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes

Folgende Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung wurden von den VNB angewandt.

Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

Anzahl Verteilernetzbetreiber

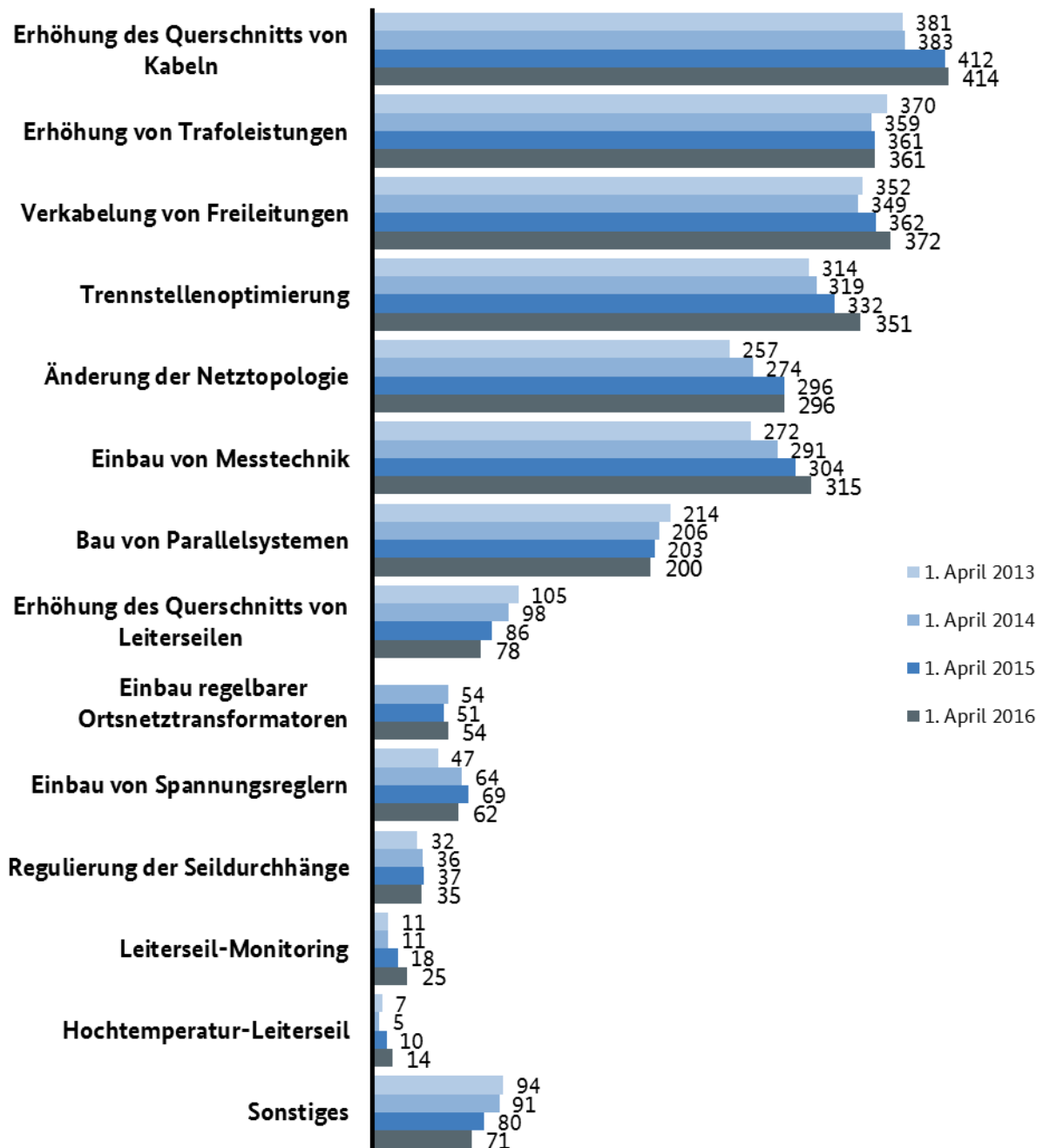


Abbildung 28: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung

Anstiege gegenüber dem Vorjahr sind insbesondere bei Maßnahmen zur Trennstellenoptimierung sowie beim Einbau von Messtechnik und der Verkabelung von Freileitungen zu verzeichnen. Einen leichten Rückgang gab es bei Maßnahmen zur Erhöhung des Querschnitts von Leiterseilen, dem Einbau von Spannungsreglern sowie bei den sonstigen Maßnahmen.

2.2 Netzausbaubedarf der Hochspannungsnetzbetreiber

Betreiber von Hochspannungsnetzen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt haben gemäß § 14 Abs. 1b EnWG jährlich den Netzzustand ihres Netzes und die Auswirkungen des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen - insbesondere zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien - auf ihr Netz in den folgenden zehn Jahren in einem Bericht darzustellen.

Auch im diesjährigen Monitoring wurde der Netzausbaubedarf aus Sicht der Hochspannungsnetzbetreiber ermittelt. Ausgenommen von der Abfrage wurden Verteilernetzbetreiber, deren 110-kV-Netz nur aus kurzen Stickleitungen mit einer geringen Gesamtleitungslänge besteht, sowie auch Verteilernetzbetreiber, die als reine Versorger eines Industrie- oder Chemieparks o.ä. fungieren. Die Abfrage richtete sich für das Jahr 2015 an insgesamt 57 Verteilernetzbetreiber.

Zudem hat die Bundesnetzagentur von diesen 57 Verteilernetzbetreibern für die zusätzlich betriebenen niedrigeren Spannungsebenen einen Netzzustands- und Netzausbauplanungsbericht gemäß § 14 Abs. 1a EnWG angefordert.

Die Berichte der abgefragten Verteilernetzbetreiber decken in der Hochspannungsebene 98 Prozent der Stromkreislänge ab, in der Mittelspannungsebene 74 Prozent und in der Niederspannungsebene 71 Prozent.

2.3 Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

Insgesamt wurde der Bundesnetzagentur zum Stichtag 31. Dezember 2015 ein Ausbaubedarf in Höhe von 9,3 Mrd. Euro für die nächsten zehn Jahre (2016 bis 2026) vorgetragen. Die Prognosen der großen VNB sind damit im Vergleich zu den Vorjahren (Stichtag 31. Dezember 2014: 6,6 Mrd. Euro/ 56 Verteilernetzbetreiber; Stichtag 31. Dezember 2013: 6 Mrd. Euro/ 53 Verteilernetzbetreiber) drastisch angestiegen. Eine Begründung für den plötzlichen Anstieg wurde seitens der VNB nicht gegeben. Eine inhaltliche Begründung ist nach der jüngsten Änderung der Anreizregulierungsverordnung nicht mehr erforderlich. Eine Kontrolle der Angemessenheit des Netzausbaus findet auf VNB-Ebene insoweit nicht mehr statt.

Die folgende Grafik zeigt den von den Verteilernetzbetreibern prognostizierten Netzausbaubedarf auf allen Spannungsebenen.

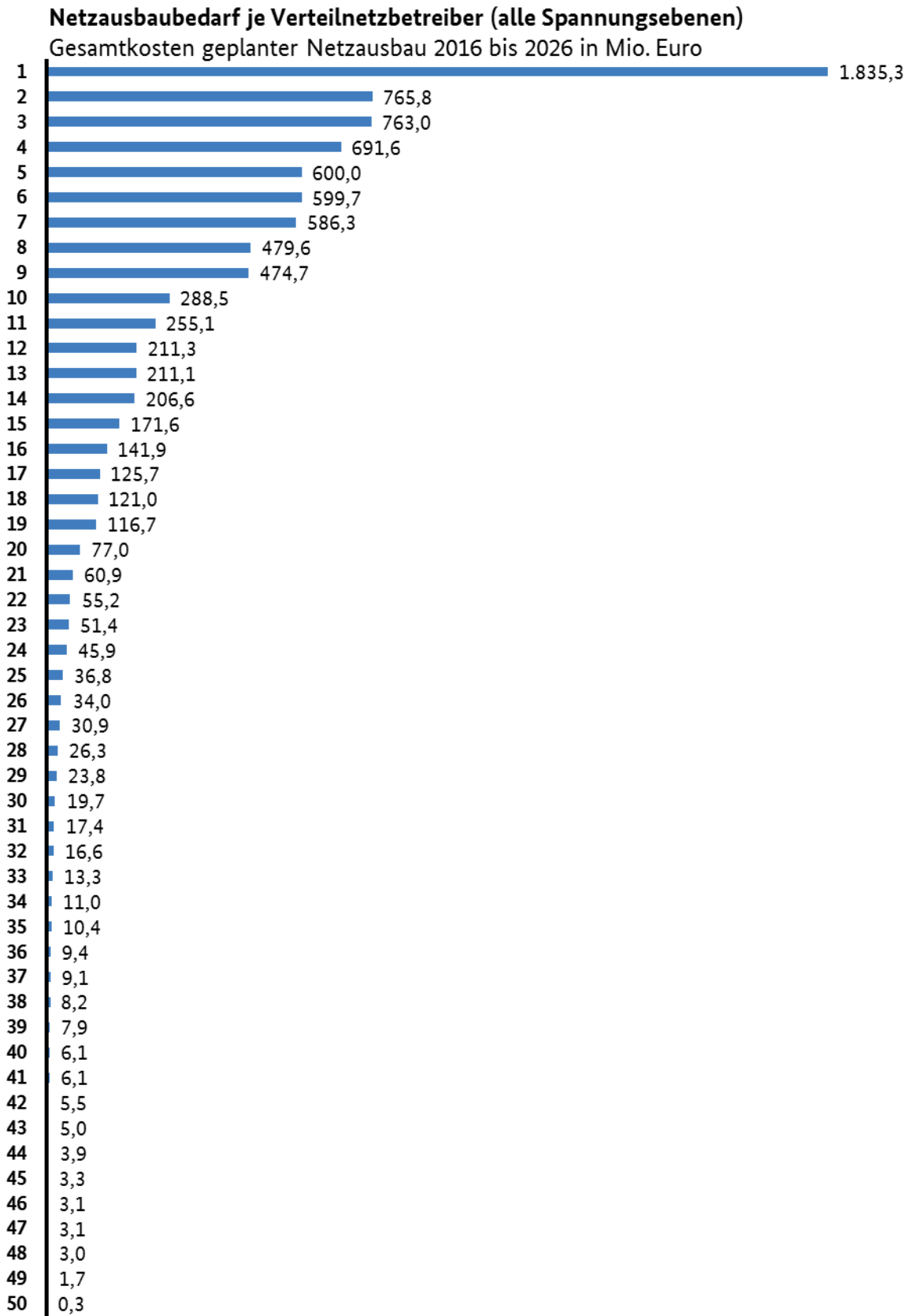


Abbildung 29: Netzausbaubedarf je Verteilnetzbetreiber (alle Spannungsebenen)

Dabei ergibt sich eine sehr heterogene Verteilung des Netzausbaubedarfs:

22 Verteilernetzbetreiber prognostizieren einen Netzausbaubedarf von null bis maximal zehn Mio. Euro für die nächsten zehn Jahre(davon haben 7 VNB keine Investitionsvorhaben benannt), weitere 16 Verteilernetzbetreiber bleiben unter der Grenze von 100 Mio. Euro, weitere 19 Verteilernetzbetreiber haben einen prognostizierten Netzausbaubedarf von mehr als 100 Mio. Euro. Die 17 Verteilernetzbetreiber mit dem höchsten Netzausbaubedarf haben dabei einen Anteil von mehr als 90 Prozent am Gesamtbedarf.

Der prognostizierte Netzausbaubedarf ergibt sich nicht nur aufgrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugungsanlagen, sondern zu einem wesentlichen Teil auch aufgrund von Umstrukturierungsinvestitionen- und – zum Teil altersbedingten – Ersatzinvestitionen.

Auch zeigen die Auswertungen, dass viele Verteilernetzbetreiber nach wie vor Schwierigkeiten bei der Netzausbauplanung über einen Zeitraum von zehn Jahren haben. So kommen nicht nur jedes Jahr neue Maßnahmen dazu, sondern es fallen auch immer wieder nicht realisierte Maßnahmen weg.

Planungsunsicherheiten resultieren dabei insbesondere aus dem auf einen langen Zeitraum schwer prognostizierbaren konkreten Standort von Erneuerbaren Energien Anlagen, der im Verteilernetz eine noch wesentlichere Rolle als in den Übertragungsnetzen spielt. 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.

Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 1984 Maßnahmen (Stichtag 31. Dezember 2014: 1.318; Stichtag 31. Dezember 2013: 1.263) für den Zeitraum bis 2026 vorgelegt. Davon befanden sich zum Zeitpunkt der Abfrage 55 Prozent noch im Planungsstadium, 25 Prozent der Maßnahmen befanden sich im Bau und 20 Prozent wurden bereits zu Beginn des Jahres 2016 abgeschlossen. Im Vergleich zum Vorjahr sind 666 neue Ausbaumaßnahmen hinzugekommen, jedoch nur 366 Maßnahmen abgeschlossen worden. Damit steigt die absolute Anzahl insbesondere der geplanten Netzausbaumaßnahmen deutlich an.

Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen) Anzahl und Verteilung

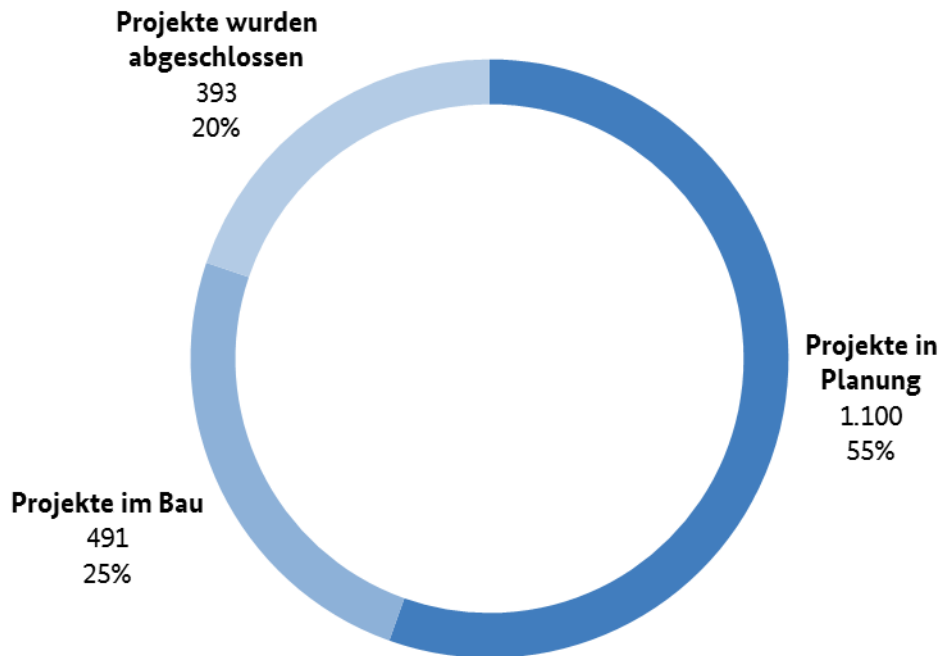


Abbildung 30: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen)

2.4 Ausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene

Betrachtet man die gemäß § 14 Abs. 1b EnWG vorgetragenen Maßnahmen für die Hochspannungsebene gesondert, so ergibt sich aus Sicht der Netzbetreiber ein Ausbaubedarf in Höhe von 2,6 Mrd. Euro für die nächsten zehn Jahre (2016 bis 2026). Hierfür haben 24 der 57 abgefragten Verteilernetzbetreiber Maßnahmen vorgelegt. Für die Ermittlung der Maßnahmen wurde grundsätzlich jeder Ausbau von Einspeiseanlagen – also nicht nur Erneuerbare Energien – zugrunde gelegt. In größeren Städten wurden beispielsweise auch GuD-Kraftwerksbauten als Ausbaugrund angegeben.

Die folgende Grafik zeigt den von den Verteilernetzbetreibern prognostizierten Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene auf.

Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene
 Kosten geplanter Netzausbau 2016 bis 2026 in der Hochspannungsebene
 in Mio. Euro

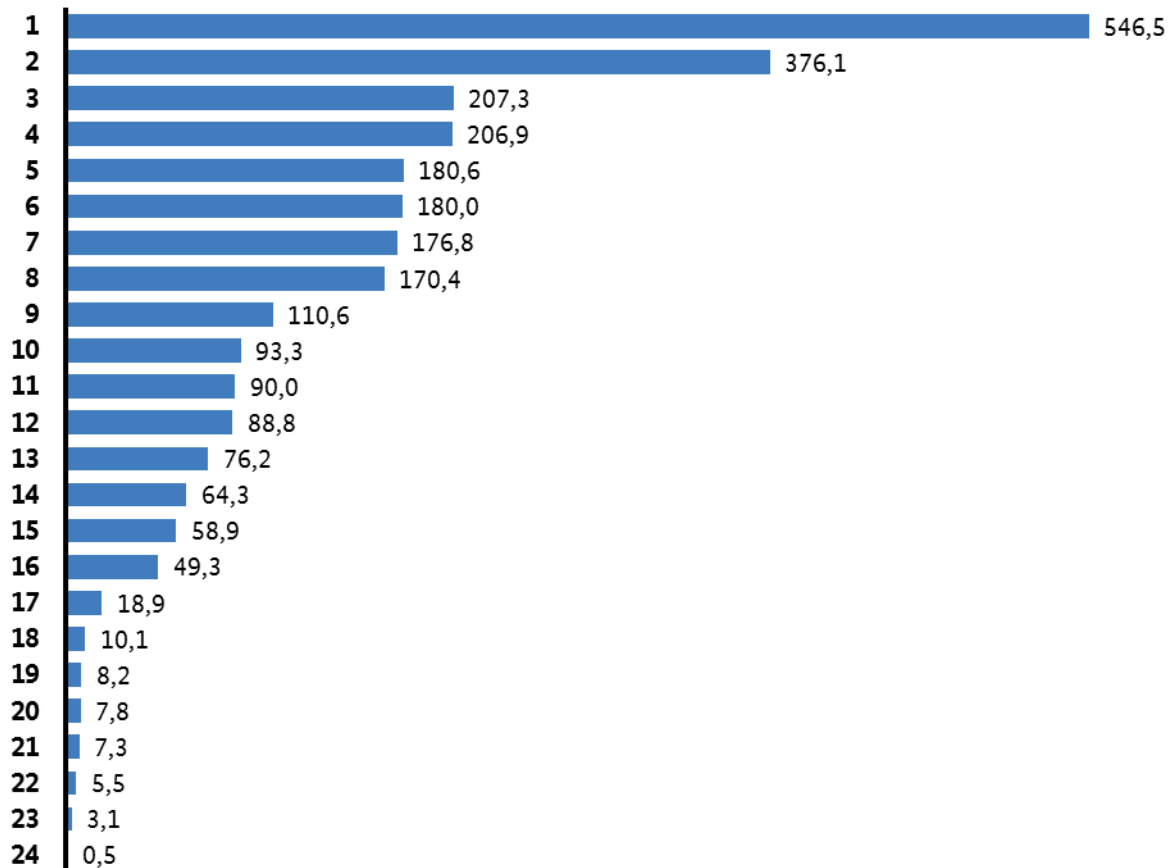


Abbildung 31: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene

Auch hier zeigt sich eine sehr heterogene Verteilung, welche neben den unterschiedlichen Netzstrukturen insbesondere von der Höhe der bereits installierten Leistungen bzw. dem prognostizierten Leistungszuwachs von Erneuerbaren-Energien-Anlagen abhängig ist.

Der Bundesnetzagentur wurden insgesamt 348 Maßnahmen für den Zeitraum bis 2026 vorgelegt. Davon befanden sich zum Zeitpunkt der Abfrage 65 Prozent noch im Planungsstadium, 25 Prozent der Maßnahmen befanden sich im Bau und zehn Prozent wurden bereits zu Beginn des Jahres 2016 abgeschlossen.

Projektstatus Netzausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene

Anzahl und Verteilung

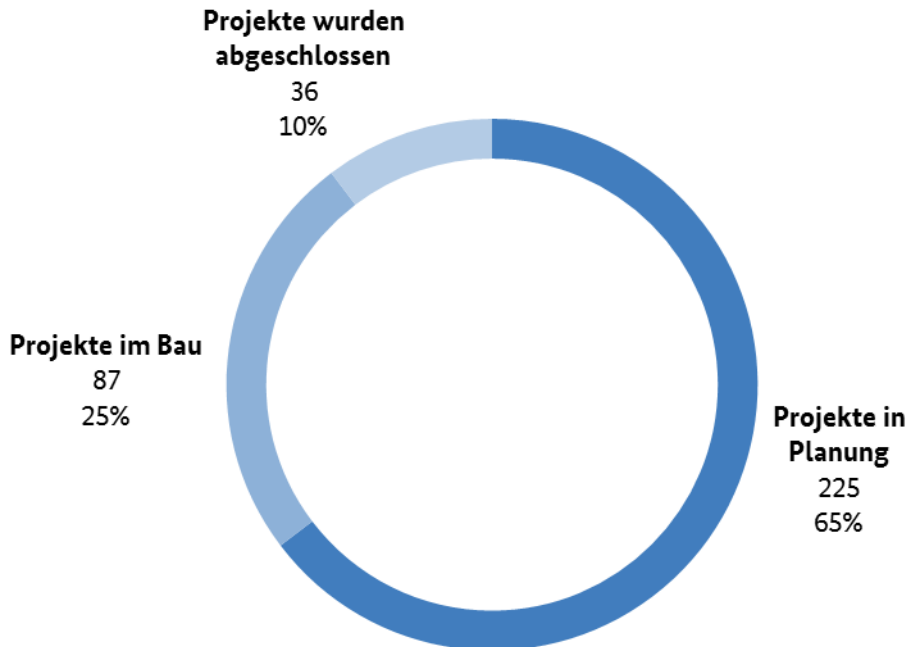


Abbildung 32: Projektstatus Netzausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene

Festzustellen und positiv zu bewerten ist zudem, dass alle Hochspannungsnetzbetreiber, welche der Bundesnetzagentur Einspeisemanagementmaßnahmen aufgrund von Netzengpässen im eigenen Verteilernetz gemeldet haben, auch einen Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene aufgrund der bestehenden Netzengpässe sowie des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen insbesondere zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien vorgelegt haben.

3. Investitionen

Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr 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 Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber. Eine Verknüpfung zu den kalkulatorischen Werten in der Erlösobergrenze kann hieraus nicht abgeleitet werden.

3.1 Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Im Jahr 2015 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 2.361 Mio. Euro (2014: 1.769 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Darin enthalten sind Investitionen und

Aufwendungen für Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. drei Mio. Euro. Enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 174 Mio. Euro (2014: 74 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur und den im Jahr 2014 gemeldeten Planwerten (Planwert für 2015: ca. 2.644 Mio. Euro) beträgt 283 Mio. Euro. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre geplanten Investitions- und Aufwendungskosten zu 89 Prozent realisiert. Die Investitionen für Neubau, Ausbau und Erweiterung ohne grenzüberschreitende Verbindungen unterschritten die geplanten Ausgaben mit 1.673 Mio. Euro um ca. zwölf Prozent (geplant: 1.890 Mio. Euro). Auch die Investitionen in Erhalt und Erneuerung ohne grenzüberschreitende Verbindungen und die Aufwendungen ohne grenzüberschreitende Verbindungen blieben mit 217 Mio. Euro bzw. 297 Mio. Euro ca. neun Prozent bzw. ca. sechs Prozent leicht unter den geplanten Werten (geplant 238 Mio. Euro bzw. 315 Mio. Euro). Die Investitionen, welche speziell für grenzüberschreitende Verbindungen geplant waren, haben sich für Neubau, Ausbau und Erweiterung mit 172 Mio. Euro erneut stark erhöht (Vorjahr: 71 Mio. Euro), liegen aber ca. 13 Prozent unter dem geplanten Wert für das Jahr 2015 (geplant: 199 Mio. Euro). Die Aufwendungen bei den grenzüberschreitenden Verbindungen wurden mit ca. zwei Mio. Euro zu 86 Prozent erreicht. Für das Jahr 2016 sind Gesamtinvestitionen von rund 2.355 Mio. Euro und Gesamtaufwendungen von 347 Mio. Euro geplant. Dies ergibt einen geplanten Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 2.701 Mio. Euro für das Jahr 2016, was einer geplanten Steigerung um ca. 14 Prozent entspricht. In der folgenden Grafik werden die Investitionen und Aufwendungen inklusive grenzüberschreitender Verbindungen einzeln und als Gesamtwert seit dem Jahr 2008 sowie die geplanten Werte für das Jahr 2016 abgebildet.

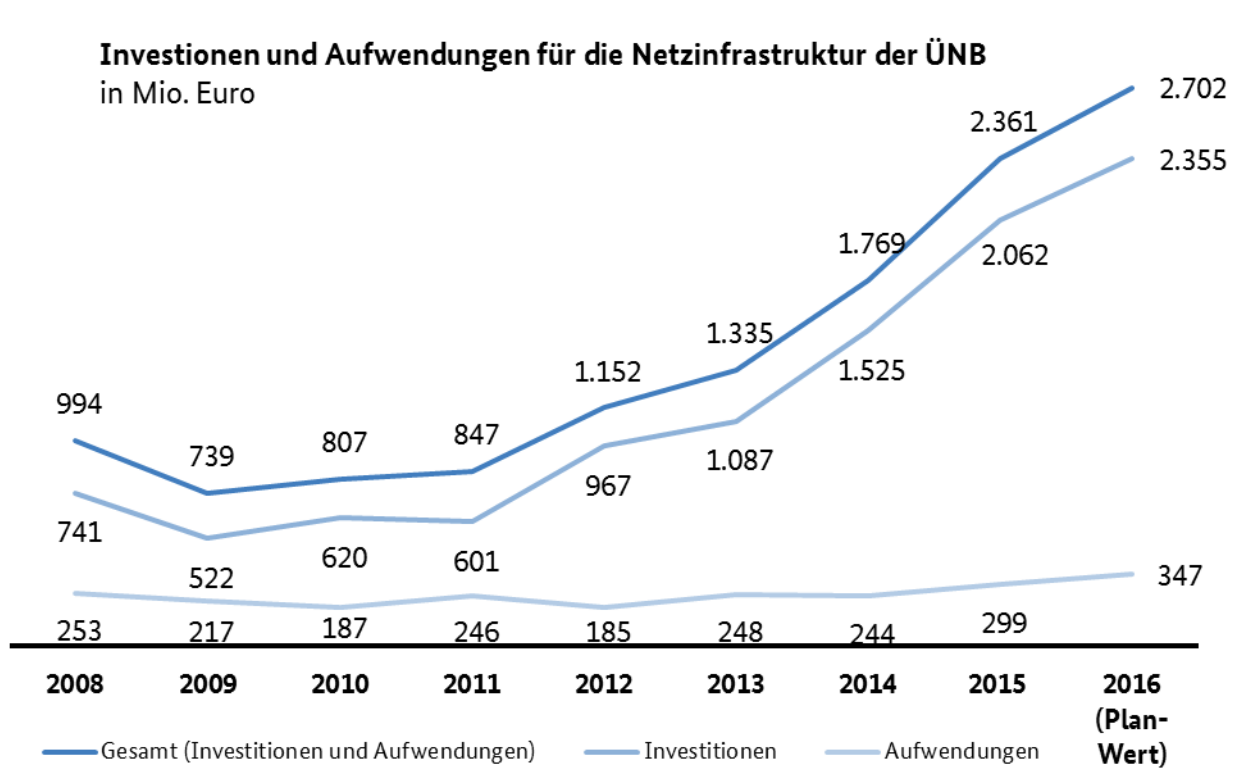


Abbildung 33: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

3.2 Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber Strom

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur von 817 VNB, die im Monitoring 2016 Angaben zu Investitionen machten, betragen im Jahr 2015 insgesamt ca. 6.845 Mio. Euro (2014: 6.193 Mio. Euro). Darin enthalten sind Investitionen und Aufwendungen für Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 482 Mio. Euro (2014: 478 Mio. Euro). Das von den VNB für das Jahr 2015 geplante Investitionsvolumen in die Verteilernetze von 3.646 Mio. Euro wurde mit einem Ist-Volumen von 5.401 Mio. Euro um 1.755 Mio. Euro deutlich überschritten. Die Aufwendungen im Jahr 2015 sind mit 3.045 Mio. Euro um 43 Mio. Euro leicht oberhalb des geplanten Volumens von 3.002 Mio. Euro für das Jahr 2015. Insgesamt liegen die Ausgaben der VNB für die Netzinfrastruktur mit einem Delta von 197 Mio. Euro über den geplanten 6.648 Mio. Euro für 2015. Die VNB planen für das kommende Jahr 2016 ein etwas geringeres Investitionsvolumen in die Verteilernetze für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen auf 3.571 Mio. Euro sowie steigende Kosten für Aufwendungen auf dann 3.307 Mio. Euro.

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der VNB in Mio. Euro

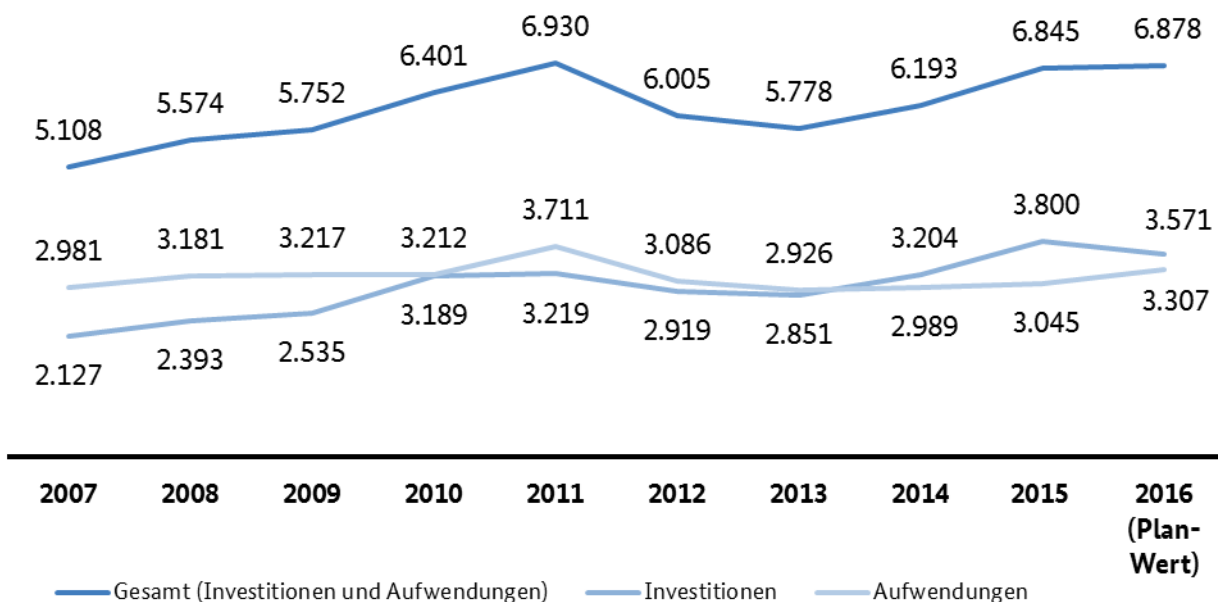


Abbildung 34: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB

Die Höhe der Investitionen von VNB ist von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Stromkreislängen auch hohe Investitionen. In der Investitionskategorie 0 bis 100.000 Euro ist fast ein Viertel der VNB (198) zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen ca. zehn Prozent der Unternehmen (83) auf. In der folgenden Abbildung werden verschiedene Investitionskategorien prozentual an der Gesamtanzahl der Netzbetreiber dargestellt:

**Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen
in Prozent**

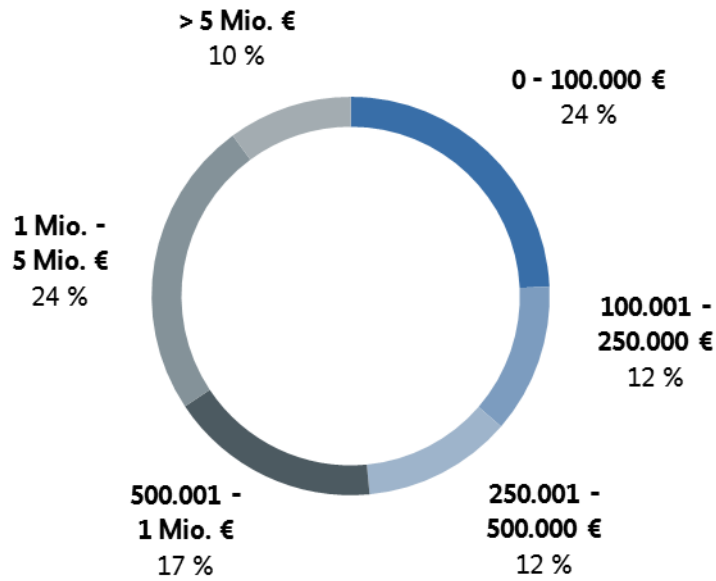


Abbildung 35: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen

Bei der Verteilung der Aufwendungen der durch die Verteilernetzbetreiber im Monitoring gemeldeten Daten, liegt der Anteil der Unternehmen die bis 100.000 Euro an Aufwendungen angeben, bei 29 Prozent (204 Unternehmen). In der Kategorie mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro sind 67 Unternehmen zu finden und bilden einen Gesamtanteil von neun Prozent. Somit haben in 2015 mehr als die Hälfte der Verteilernetzbetreiber (54 Prozent) über 250.000 Euro an Aufwendungen für ihr Netz verbucht:

Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in Prozent

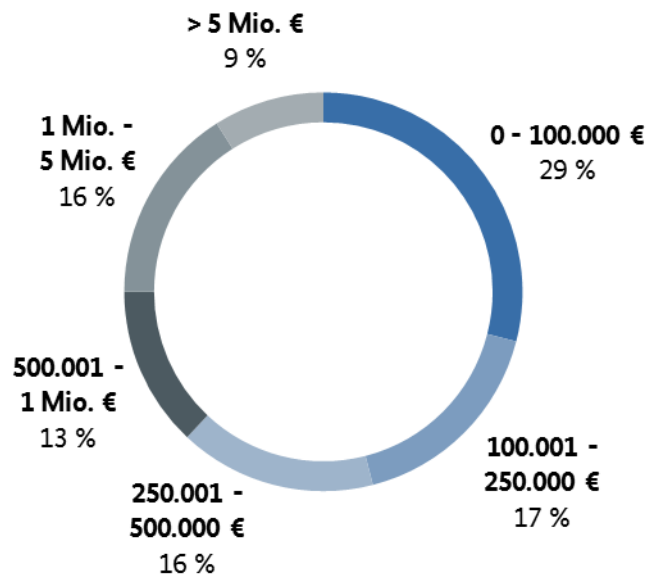


Abbildung 36: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen

3.3 Investitionsmaßnahmen 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, sofern 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 2016 sind 158 Neuanträge für Investitionsmaßnahmen im Bereich Elektrizität und Gas bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind spartenübergreifend Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 8,87 Mrd. Euro verbunden. Den Bereich Elektrizität betrafen 97 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 4,19 Mrd. Euro. Hiervon entfallen auf die Übertragungsnetzbetreiber 47 Anträge mit einem Volumen von ca. 3,79 Mrd. Euro und auf die Verteilernetzbetreiber 50 Anträge mit einem Volumen von ca. 0,4 Mrd. Euro.

4. Versorgungsstörungen Strom

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 3 Minuten dauert. Zudem sind die Maßnahmen zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen durch den Netzbetreiber zu benennen.

Für das Berichtsjahr 2015 haben 850 Netzbetreiber 177.751 Versorgungsunterbrechungen für 860 Netze zur Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit (SAIDI) für Letztverbraucher übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung ermittelte Wert von 12,70 Minuten liegt unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2015: 15,87 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2015 auf konstant hohem Niveau.

Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität) in Minuten

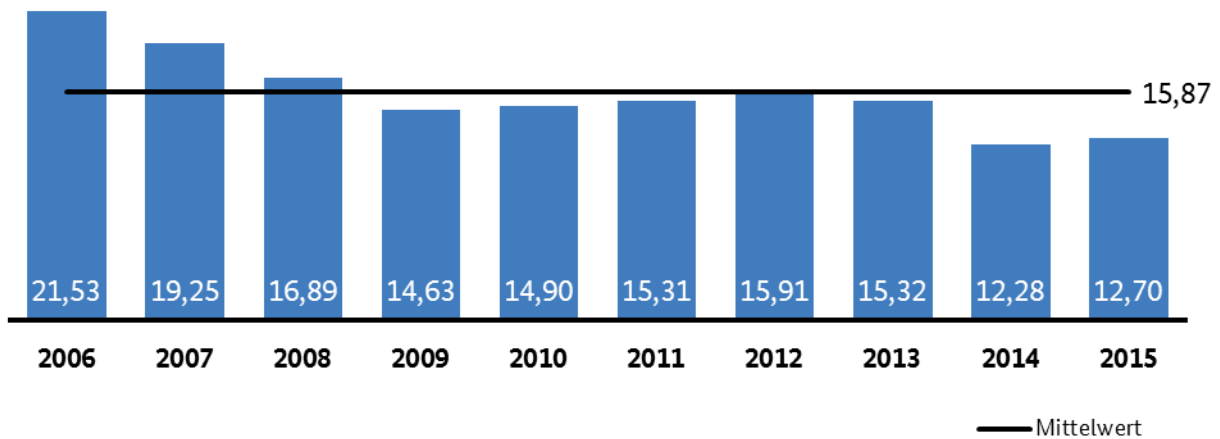


Abbildung 37: Entwicklung des SAIDI von 2006 bis 2015

Der leichte Anstieg der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist überwiegend auf die Mittelspannung mit einer Erhöhung in Höhe von 0,36 Minuten auf 10,45 Minuten zurückzuführen. Aber auch in der Niederspannung erhöht sich die durchschnittliche Unterbrechungsdauer geringfügig um 0,06 Minuten auf 2,25 Minuten.

Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene (Elektrizität) in Minuten

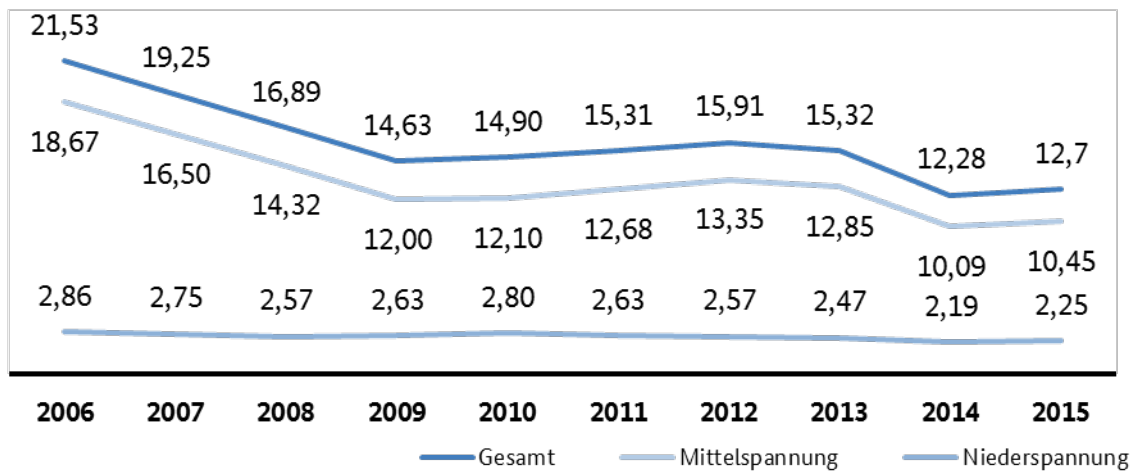


Abbildung 38: Entwicklung des SAIDI in der NS und MS von 2006 bis 2015

Insbesondere die Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass "Atmosphärische Einwirkungen" haben im Vergleich zum Vorjahr zugenommen. Hierunter fallen Versorgungsunterbrechungen, die z. B. durch Gewitter, Sturm, Eis, Eisregen, Schnee, Raureif, Nebel, Betauung (auch in Verbindung mit Fremdschicht), eingedrungene Feuchtigkeit bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser, Kälte, Hitze und Seiltanzen verursacht werden. Der Anstieg derartiger Störungen kann darauf zurückgeführt werden, dass das Jahr 2015 einige auffällige Wettersituationen vorwies. Neben verschiedenen Stürmen waren dies vor allem die Hitzewellen im Sommer 2015. Die hohen Temperaturen lösten dabei z.B. Kurzschlüsse oder Überschlüsse in Trafostationen aus und führen so zu Versorgungsunterbrechungen.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und die damit einhergehenden steigende dezentrale Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität ist auch für 2015 nicht zu erkennen.

Im Jahr 2015 ist auch ein Anstieg in der Anzahl der Versorgungsunterbrechungen zu beobachten. Während im Jahr 2014 die Anzahl an Versorgungsunterbrechungen bei 173.825 lag, wurden 177.751 Versorgungsunterbrechungen für das Jahr 2015 gemeldet.

Unterbrechungen je Netzebene (Elektrizität) Anzahl in Tsd.

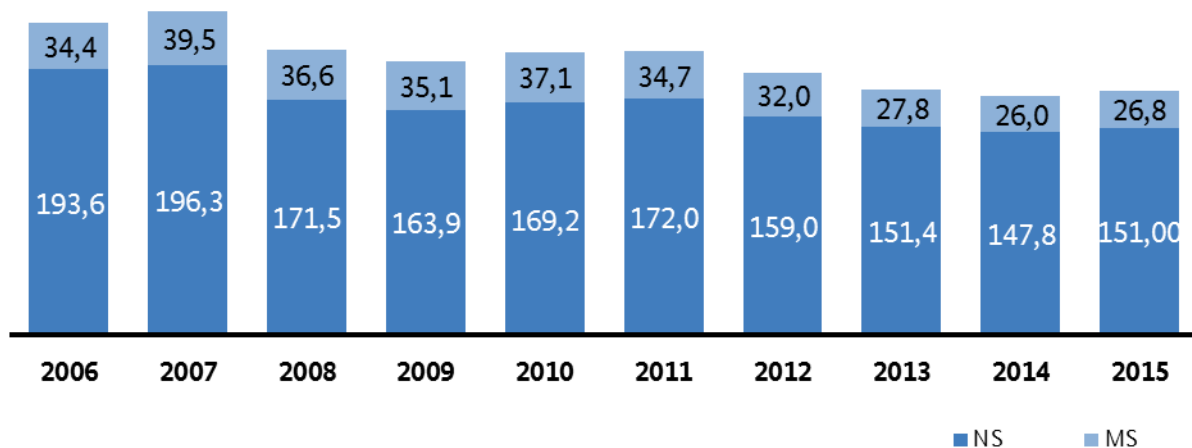


Abbildung 39: Anzahl der Versorgungsunterbrechungen in der NS und in der MS von 2006 bis 2015

Beim SAIDI (System Average Interruption Duration Index) 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, auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

5. Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Dabei werden drei verschiedene Maßnahmenkategorien unterschieden:

- Redispatchmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG,
- Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 EEG sowie
- Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG.

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Maßnahmen in 2015 zusammen:

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2015

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, 1a EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie z.B. Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	§ 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG: Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge (ÜNB): 16.000 GWh	Ausfallarbeit (ÜNB und VNB): 4.722 GWh	Anpassungsmaßnahmen (ÜNB und VNB): 26,5 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Redispatch (ÜNB) ¹ : 411,9 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche ² von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): 478 Mio. Euro Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber nach §15 EEG: 314,8 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Alle Angaben zu Redispatch ohne Reservekraftwerke.

¹ Saldierte Kosten Redispatch (siehe Kapitel D Systemdienstleistungen).

² Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Tabelle 19: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG

Die detaillierte Entwicklung der einzelnen Kategorien von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen ist in den folgenden Abschnitten dargestellt.

5.1 Redispatchentwicklung

Die ÜNB sind 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 auch diese gesetzlich zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Bei den marktbezogenen Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen des Engpassmanagements relevant. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading.

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen.

Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke (in den Ausgleichsgebieten oder anderen auszugleichenden Gebieten) bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.

Countertrading dient ebenfalls dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zu Redispatch handelt es sich bei Countertrading aber um Handelsgeschäfte, für die auf Seiten der Kraftwerksbetreiber kein Kontrahierungszwang besteht. Im Vergleich zu Redispatch ist die praktische Bedeutung von Countertrading sehr gering.

Der Bundesnetzagentur werden von den deutschen ÜNB auf monatlicher Basis detaillierte Daten zu den durchgeführten Redispatchmaßnahmen gemeldet. Die folgende Auswertung basiert auf den im Laufe des Jahres 2015 gemeldeten Daten.

5.1.1 Kalenderjahr 2015

Das Jahr 2015 war von einem sehr hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet. Dazu tragen die vorzeitige Abschaltung des AKW Grafenrheinfeld, ein hoher Windzubau, ein relativ windreiches Wetter, verspätete Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen nach EnLAG und nach dem Bundesbedarfsplangesetz und die vorübergehende Außerbetriebnahme von Netzelementen, um Baumaßnahmen zur Netzerweiterung durchführen zu können sowie hohe Stromexporte insbesondere nach Österreich bei. Der Bundesnetzagentur wurden strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 15.811 Stunden gemeldet (2014: 8.453 Stunden). Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Insgesamt wurden an 331 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde beinahe täglich Redispatch durchgeführt. Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 7.994 GWh (2014: 2.600 GWh). Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf insgesamt 8.006 GWh (2014: 2.597 GWh). Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im Jahr 2015 rund 16.000 GWh (2014: 5.197 GWh). Gegenüber dem Jahr 2014 hat sich die Redispatchgesamtmenge im Jahr 2015 damit mehr als verdreifacht. Der Anteil der Absenkung von Einspeiseleistung durch Redispatchmaßnahmen betrug im Jahr 2015 1,9 Prozent (2014: 0,6 Prozent) in Bezug auf die Gesamterzeugung von Nicht-EE-Anlagen. Der redispatchbedingte Gesamtanteil aus Erhöhung und

Absenkung belief sich auf etwa 3,9 Prozent (2014: 1,2 Prozent) der Erzeugungsmenge von Nicht-EE-Anlagen. Die veranschlagten saldierten Kosten für Redispatch¹⁹ (ohne Countertrading) im Jahr 2015 wurden mit 411,9 Mio. Euro angegeben (siehe auch Abschnitt I.D ab Seite 121). Im Jahr 2014 betrug die Kosten noch rund 185,4 Mio. Euro. Redispatchmaßnahmen wurden in allen Regelzonen, insbesondere aber von TenneT und 50Hertz, ergriffen. Eine genaue Aufteilung ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (getätigte Maßnahmen zzgl. Gegenschäft zum bilanziellen Ausgleich) in GWh	Saldierete Kosten ² für Redispatch in Mio. Euro
Regelzone TenneT	9.095	4.030	8.072	411,9
Regelzone 50Hertz	6.512	3.930	7.862	
Regelzone Transnet BW	126	16	31	
Regelzone Amprion	78	18	35	

¹Erfolgt 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.

²Siehe Kapitel D Systemdienstleistungen.

Tabelle 20: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015

Die hier angegebenen saldierten Kosten für Redispatch in 2015 spiegeln den Erkenntnisstand der ÜNB aus dem April 2016 wider. Im Rahmen der Kostenprüfung der Bundesnetzagentur werden weitere Aktualisierungen auch ggf. für die Vorjahre berücksichtigt.

In der überwiegenden Mehrzahl mussten im Jahr 2015 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 13.660 Stunden und einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 7.553 GWh veranlasst. Die Einspeiserhöhung entspricht mehrheitlich dem Wert der Reduzierung. Davon entfielen 13.459 Stunden (99 Prozent) auf folgende Netzelemente.

¹⁹ Beim Redispatch können auch Erlöse entstehen, z.B. durch eingesparte Brennstoffkosten von heruntergefahrenen Kraftwerken. Bei den im Monitoringbericht betrachteten Kosten zum Redispatch werden saldierte Werte ausgewiesen (aufwandsgleiche Kosten minus kostenmindernde Erlöse). Etwaige Erlöse sind somit in den Gesamtkosten bereits berücksichtigt.

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh	Menge Gegen-geschäft in GWh
1	Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	4.115	3.704	3.704
2	Gebiet Vierraden - Krajnik (PL) (Vierraden, Krajnik, Pasewalk, Neuenhagen)	50Hertz	2.833	1.498	1.498
3	Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord)	TenneT/ 50Hertz	2.039	763	768
4	Gebiet Hamburg (Hamburg Nord, 50Hertz-Zone)	TenneT/ 50Hertz	898	221	221
5	Gebiet Conneforde (UW Conneforde)	TenneT	875	313	313
6	Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen)	TenneT	654	132	132
7	Gebiet St. Peter (Altheim-Simbach-St. Peter, Pirach-St. Peter, Pleitning-St. Peter (AT))	TenneT	334	177	177
8	Gebiet Borken-Gießen (Borken-Gießen-Bergshausen-Karben)	TenneT	270	75	75
9	Gebiet Mecklar (Mecklar, Borken)	TenneT	268	210	210
10	Dollern-Wilster	TenneT	259	70	70
11	Gebiet Mecklar-Dipperz (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz, Dipperz-Aschaffenburg)	TenneT	231	94	94
12	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg, Großkrotzenburg-Dipperz, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	174	81	81
13	Röhrsdorf - Hradec (CZ)	50Hertz	141	86	86
14	Altbach	TransnetBW	118	12	12
15	Ovenstädt-Eickum	TenneT	86	30	30
16	Gebiet Hamburg-Flensburg - Kassö (Hamburg, Flensburg, Audorf, Kassö (DK))	TenneT	49	9	13
17	Landesbergen - Wechold - Sottrum	Tennet	38	9	10
18	Gebiet Donau West/Ost (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen)	Amprion	34	7	7
19	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	23	5	5
20	Grohnde-Vörden-Bergshausen	TenneT	20	6	6

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

Tabelle 21: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

Besonders betroffen waren demnach die Leitung Remptendorf-Redwitz, das Gebiet Brunsbüttel (Hamburg Nord) sowie die Leitung Vierraden nach Krajnik in Polen. Auf diese drei Netzelemente entfielen 30 sowie 21 und 15 Prozent aller strombedingten Redispatchmaßnahmen. Ob mit der Vollendung der Thüringer Strombrücke ein wesentlicher Netzengpass beseitigt wird, kann bisher noch nicht abschließend beurteilt werden. Als Teil der Südwestkuppelleitung ist sie ein Vorhaben zur Schließung der historisch bedingten Lücke zwischen den Netzen der alten und der neuen Bundesländer. Aktuell befinden sich von den fünf Abschnitten der Thüringer Strombrücke drei in Betrieb. Die anderen zwei Abschnitte, von Altenfeld zur Landesgrenze Thüringen/ Bayern und von dort nach Redwitz, befinden sich erst im Testbetrieb.

Ebenfalls stärkeren Belastungen unterlagen jeweils die Verbindung zwischen der 50 Hertz-Regelzone und Hamburg Nord und das Gebiet Conneforde. In Summe ist auch die Region Mittelhessen mit den Gebieten Borken, Borken-Gießen, Mecklar, Mecklar-Dipperz und Großkrotzenburg stark von strombedingten Redispatchmaßnahmen betroffen. In der obigen Tabelle nicht erfasst wurden Maßnahmen von insgesamt 201 Stunden bei anderen Netzelementen, deren Umfang je einzelne Leitung weniger als 12 Stunden im Jahr 2015 betrug.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung mehr als 12) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu.

Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015

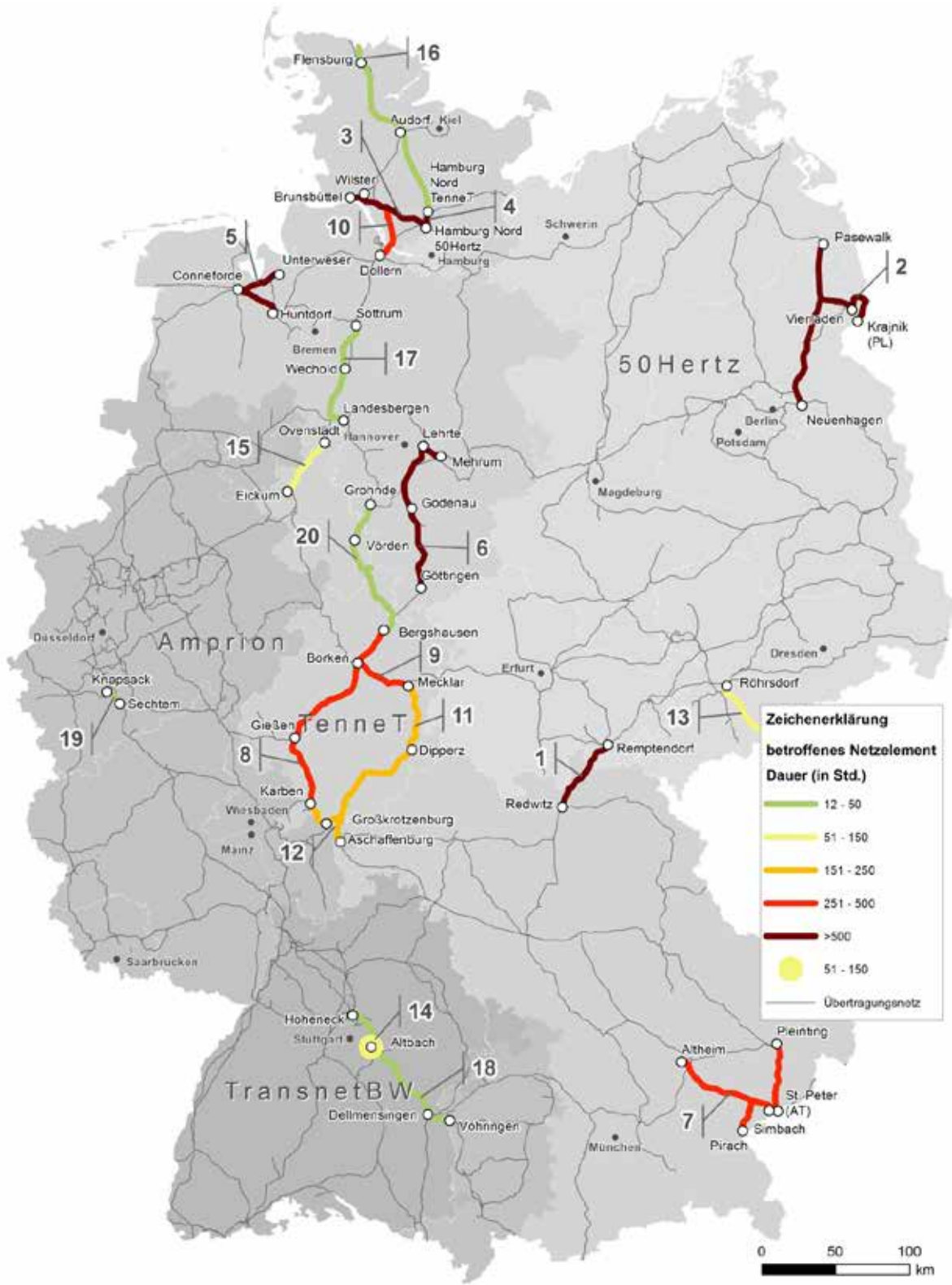


Abbildung 40: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Jahr 2015 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 2.151 Stunden gemeldet. Das Gesamtvolumen der Eingriffe belief sich dabei auf 440 GWh. Der Großteil der Maßnahmen wurde von TenneT mit 2.146 Stunden gemeldet. Besonders betroffen waren das Netzgebiet zwischen Ovenstädt, Bechterdissen und Borken sowie das Netzgebiet um das Umspannwerk Conneforde. Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015^[1]

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	422	108
davon Netzgebiet Oberbayern	190	57
davon Netzgebiet Nordostbayern	221	49
davon Netzgebiet Unterfranken	11	2
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	1.165	225
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	689	136
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	41	6
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	435	83
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	559	105
davon Netzgebiet Conneforde	549	103
davon Netzgebiet Landesbergen	2	< 0,1
davon Netzgebiet Schleswig-Holstein und Hamburg	8	2
Regelzone Amprion	5	2

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

Tabelle 22: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB

5.1.2 Entwicklung vom Kalenderjahr 2014 zum Kalenderjahr 2015

Da das Jahr 2015 insgesamt von einem hohen Redispatchbedarf gekennzeichnet war, gab es auch auf vielen vormals belasteten Netzelementen einen Anstieg der Redispatcheingriffe. Einen deutlichen Rückgang der Maßnahmen im Vergleich zum Vorjahr gab es vor allem auf dem Netzelement Bärwalde-Schmölln, welches im Jahr 2015 weniger als 12 Stunden belastet war, sowie auf der Leitung von Hamburg nach Kassö in Dänemark, wobei die Anzahl der Redispatchmaßnahmen um das Gebiet Hamburg Nord insgesamt weiter stark angestiegen sind. Während das Gebiet Lehrte 2015 ebenfalls deutlich weniger belastet war, zeigt sich jedoch eine Verlagerung der Maßnahmen auf die weiter südlich davon gelegenen Netzelementen der Region Mittelhessen mit den Gebieten Borken, Borken-Gießen, Mecklar, Mecklar-Dipperz und Großkrotzenburg.

Die spannungsbedingten Redispatchmaßnahmen sind hinsichtlich der Dauer und des Umfangs im Kalenderjahr 2015 angestiegen. Insgesamt erhöhte sich die Gesamtdauer der Maßnahmen um 687 Stunden. In 2014 entfiel der Großteil der Maßnahmen noch auf das nördliche Netzgebiet von TenneT. Am stärksten betroffen war im Kalenderjahr 2015 das Netzgebiet Mitte von TenneT, auf das über 54 Prozent der Stunden entfielen.

Die Darstellung verdeutlicht, dass im Kalenderjahr 2015 weiterhin überwiegend die Regelzonen von 50Hertz und TenneT zeitweise starken Belastungen ausgesetzt waren. Trotzdem waren die deutschen ÜNB jederzeit in der Lage, die Situation mit den vorhandenen Instrumenten zu beherrschen. Es kann in näherer Zukunft nach Einschätzung der ÜNB und der Bundesnetzagentur nicht davon ausgegangen werden, dass der Redispatchbedarf abnimmt.

Vor dem Hintergrund der Aufhebungsentscheidung des OLG Düsseldorf vom 28. April 2015 zu den Beschlüssen der Bundesnetzagentur zu Redispatcheinsätzen (BK6-11-098 und BK8-12-019) und der damit einhergehenden Begründung, dass nicht nur ein Aufwandsersatz, sondern auch weitere entstehende Kosten und entgangene Gewinnmöglichkeiten bei Redispatchmaßnahmen erstattungsfähig seien, können sich die in den letzten Jahren angefallenen Redispatchkosten noch nachträglich verändern.

5.2 Einspeisemanagementmaßnahmen und Entschädigungen

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen. Der klimafreundlich erzeugte 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 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 Einspeisemanagementmaßnahme (EinsMan-Maßnahme) liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Anlagenbetreiber die Entschädigung auszuzahlen. 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.

Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen in GWh

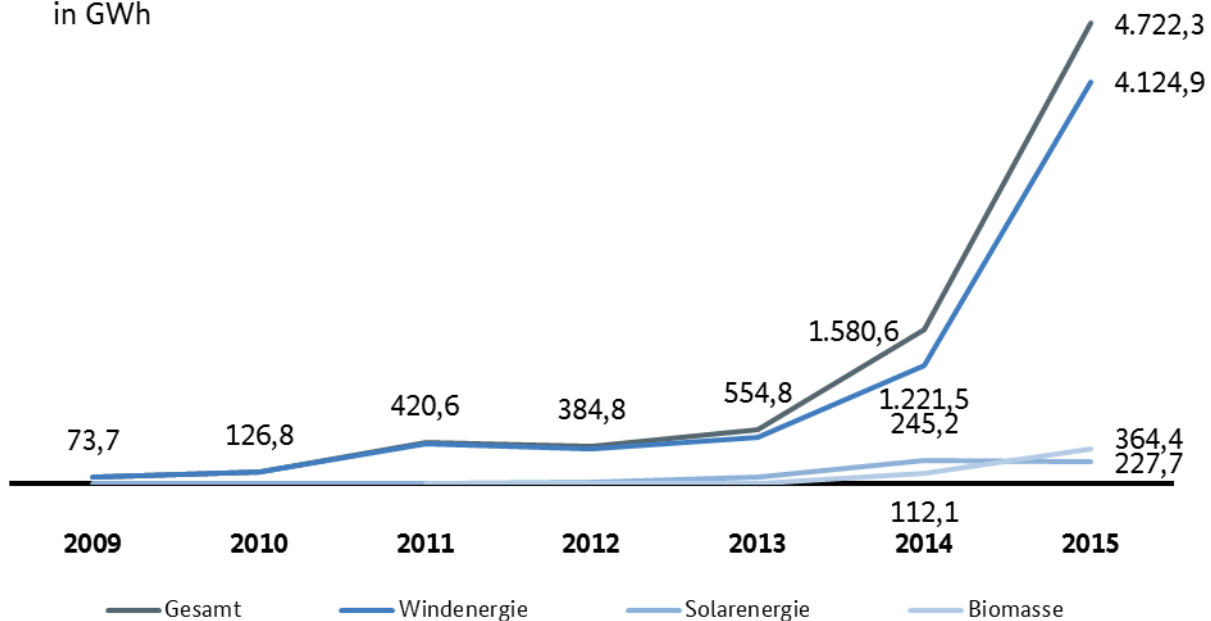


Abbildung 41: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen

Im Vergleich zum Jahr 2014 (1.580 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen mit 4.722 GWh fast verdreifacht. Bezogen auf die gesamte eingespeiste Jahresarbeit aus förderberechtigten EEG-Anlagen (auch Direktvermarktung) beläuft sich der Anteil der durch EinsMan-Maßnahmen entstandenen Ausfallarbeit im Jahr 2015 auf 2,8 Prozent (2014: 1,35 Prozent).

Der Anstieg der EinsMan-Maßnahmen lässt sich grundsätzlich auf verschiedene Ursachen zurückführen. Zum einen auf den weiterhin stetigen Zubau an Erneuerbaren Energien, zum anderem auf notwendige, noch umzusetzende Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Netze. Insbesondere stellen noch nicht verfügbare Umspannwerke, über die der EEG-Strom in das vorgelagerte Höchstspannungsnetz rückgespeist werden kann, eine Ursache dar. In geringem Umfang können auch Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber während ihrer Bauphase zu einer vorübergehenden Ausweitung der Netzengpässe und somit zu einer Erhöhung der EinsMan-Maßnahmen führen. Hierbei werden z.B. Teilstücke von Netzen außer Betrieb genommen oder sind nur mit eingeschränkter Leistung zu betreiben. Eine weitere Ursache für EinsMan-Maßnahmen sind die Witterungsverhältnisse im jeweiligen Jahr. Im Berichtsjahr 2015 waren besonders starke Einspeisungen aus Windenergieanlagen zu verzeichnen (siehe hierzu I.B.2.2.3 auf Seite 60).

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2015 Windenergieanlagen mit einem Anteil von 87,3 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EinsMan-Maßnahmen betroffen (2014: 77,3 Prozent). Erstmals waren im Jahr 2015 auch Windenergieanlagen auf See (offshore) von Einspeisemanagement betroffen. Ihr Anteil beträgt 0,3 Prozent (rund 16 GWh) an der Gesamtausfallarbeit. Der Energieträger Biomasse verdrängt im Jahr 2015 mit einem Anteil von fast acht Prozent den Energieträger Solar als zweithäufigsten abgeregelten Energieträger. Die Ausfallarbeit der PV-Anlagen sank im Vergleich zum Vorjahr auf rund 228 GWh (2014: rund 245 GWh) und bildet damit einen Anteil von rund fünf Prozent der Gesamtausfallarbeit (2014: rund 16 Prozent). Die restliche Ausfallarbeit (rund 0,1 Prozent) verteilt sich wie in nachfolgender Tabelle dargestellt auf vier weitere Energieträger.

Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemangementmaßnahmen auf die Energieträger

Energieträger	Ausfallarbeit (inkl. Wärme) in kWh	Anteil in Prozent
Windenergie	4.124.872.607	87,3
Biomasse einschl. Biogas	364.371.926	7,7
Solarenergie	227.648.202	4,8
Laufwasser	3.013.468	0,1
Anlagen nach KWKG	1.499.546	< 0,1
Deponie- Klär- und Grubengas	888.088	< 0,1
Speicherwasser (ohne Pumpspeicher)	2.191	< 0,1
Gesamt	4.722.296.028	100,0

Tabelle 23: Verteilung der Ausfallarbeit durch EinsMan-Maßnahmen auf die Energieträger

Laut den Meldungen der Netzbetreiber zu den System- und Netzsicherheitsmaßnahmen wurde von Einspeisemanagement im Jahr 2015 wie folgt Gebrauch gemacht.

Ausfallarbeit nach § 14 EEG im Jahr 2015

	Ausfallarbeit nach § 14 EEG in kWh	Prozentualer Anteil an Gesamtausfallarbeit
Durchführung durch den Übertragungsnetzbetreiber	341.383.641	7%
Durchführung durch den Verteilernetzbetreiber	4.380.912.359	93%
Eigene Maßnahmen der VNB	526.648.626	11%
Unterstützungsmaßnahmen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	3.854.263.733	82%
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	4.722.296.000	100%

Tabelle 24: Ausfallarbeit nach § 14 EEG im Jahr 2015

Im Jahr 2015 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 sieben Prozent der Ausfallarbeit direkt durch die Übertragungsnetzbetreiber abgeregelt und entschädigt. Der überwiegende Anteil - 82 Prozent - waren Unterstützungsmaßnahmen, die vom Übertragungsnetzbetreiber angewiesen, jedoch von Verteilernetzbetreibern durchgeführt wurden (vgl. Tabelle 24). Die für Unterstützungsmaßnahmen durch die Verteilernetzbetreiber getätigten Entschädigungszahlungen müssen von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet werden.

Auch wenn die Ursachen für die Eins-Maßnahmen hauptsächlich in den Übertragungsnetzen liegen, wird nur sieben Prozent der Ausfallarbeit bei Anlagen, die an Übertragungsnetze angeschlossen sind, abgeregelt. Die restlichen 93 Prozent werden bei Anlagen, die an Verteilernetze angeschlossen sind, abgeregelt.

Im Folgenden ist die Menge der Ausfallarbeit nach Quartalen unterteilt grafisch dargestellt. In den windstarken Wintermonaten musste insgesamt mehr Ausfallarbeit aus Windenergieanlagen abgeregelt werden, als in den Sommermonaten. In den Sommermonaten stieg der Anteil der in Solaranlagen abgeregelten Ausfallarbeit jedoch nur minimal an. Insbesondere ist auffällig, dass im vierten Quartal 2015, das stark von Stürmen betroffen war (siehe hierzu I.B.2.2.3 auf Seite 60), große Mengen an Energie aus Windenergie abgeregelt werden mussten.

Entwicklung der Ausfallarbeit (inkl. Ausfallwärme) im Jahr 2015 nach § 14 EEG in GWh

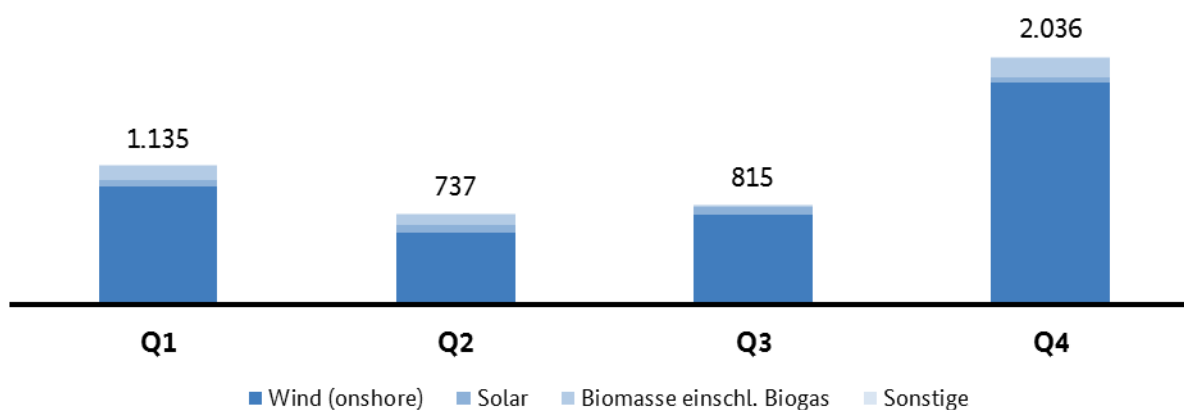


Abbildung 42: Entwicklung der Ausfallarbeit (inkl. Ausfallwärme) nach § 14 EEG

Alle Regionen von Deutschland sind mittlerweile von EinsMan-Maßnahmen betroffen. 97 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EinsMan-Maßnahmen in den nördlichen Bundesländern, dabei ist insbesondere Schleswig-Holstein betroffen.

Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2015 in GWh

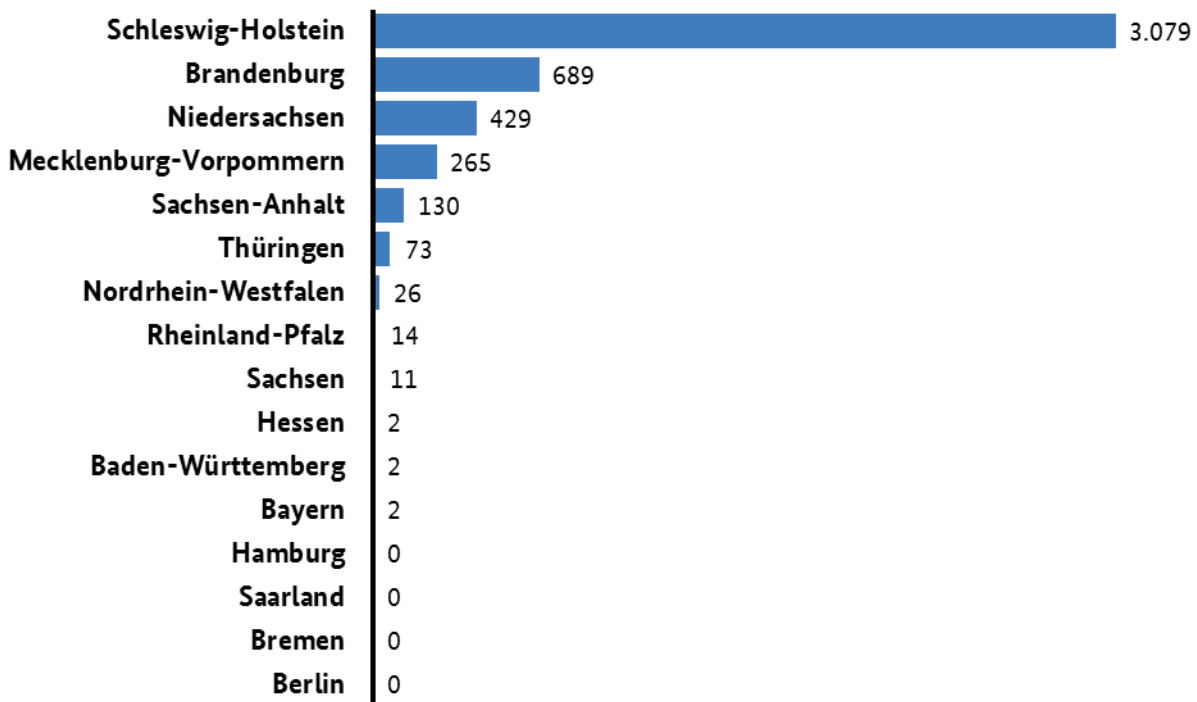


Abbildung 43: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2015

5.2.2 Entwicklung der Entschädigungsansprüchen 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 tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind auch Kosten aus den Vorjahren enthalten, welche drei Jahre geltend gemacht werden können. Dies bedeutet, dass z.B. für das Jahr 2015 auch Kosten aus den Jahren 2012, 2013 und 2014 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.²⁰

Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich im Jahr 2015 mit rund 315 Mio. Euro fast vervierfacht. Die ausgezahlten Entschädigungen der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führten im Jahr 2015 zu durchschnittlichen Kosten von etwa 6,26 Euro pro Letztverbraucher (Vorjahr: 1,65 Euro). Diese Kosten fallen bei den Letztverbrauchern, in Regionen die besonders von Einspeisemanagement betroffen sind, höher aus. Zugleich werden die Letztverbraucher in ähnlichem Umfang durch eine geringere EEG-Umlage entlastet, da die EEG- bzw. KWK-Förderung für die abgeregelten Strommengen eingespart wird. In der nächsten Abbildung ist die Entwicklung der im jeweiligen Jahr ausbezahlten Entschädigungen, verursacht durch EinsMan-Maßnahmen, ab dem Jahr 2009 dargestellt.

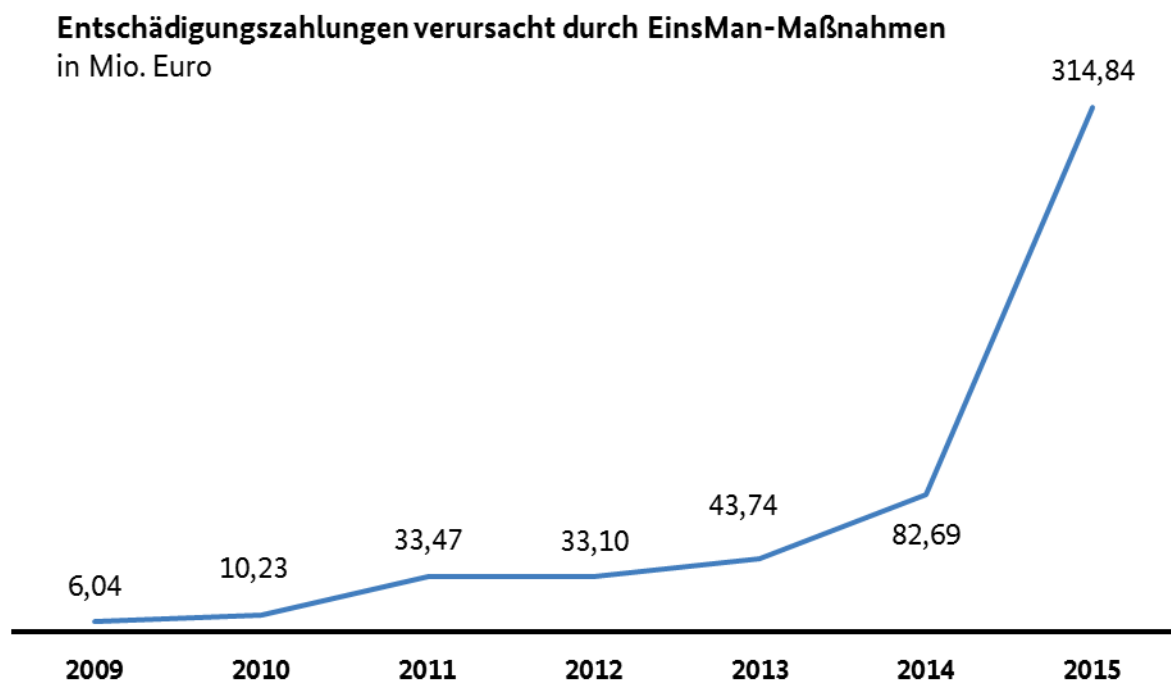


Abbildung 44: Entschädigungszahlungen verursacht durch EinsMan-Maßnahmen

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 2015 geleisteten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge wieder, die durch die Ausfallarbeit im Jahr 2015 verursacht wurden. Auch sind in den Entschädigungszahlungen für 2015 Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

²⁰ Bei EinsMan-Maßnahmen verbleiben deutlich eingeschränkte Restrisiken, wie z.B. durch den Selbstbehalt nach § 15 EEG, für die EE- und KWK-Anlagenbetreiber. Abgeregelte Kraftwerke erhalten im Rahmen des Redispatch gleichwertige Strommengen vom Netzbetreiber, wodurch sie von Vermarktungsrisiken durch Netzengpässe freigestellt sind.

Auf Grundlage der quartalsweisen Schätzungen der Netzbetreiber belaufen sich die Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in 2015 auf rund 478 Mio. Euro.²¹ Die von den Netzbetreibern an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Entschädigungen belaufen sich für das Jahr 2015 auf rund 315 Mio. Euro. Davon sind etwa 222 Mio. Euro für Ausfallarbeit, die auch im Jahr 2015 entstanden ist. Der Rest von rund 93 Mio. Euro sind Entschädigungszahlungen, die durch Ausfallarbeit in den Vorjahren entstanden sind. Damit sind rund 46 Prozent der im Jahr 2015 von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für die Ausfallarbeit des Jahres 2015 bereits abgerechnet. Rund 54 Prozent (256 Mio. Euro) der geschätzten Entschädigungsansprüche sind zum Stand der Monitoringerhebung noch nicht ausgezahlt worden und werden somit wiederum in den nächsten Jahren Einfluss auf die Höhe der ausgezahlten Entschädigungen haben. Die detaillierten Werte für die von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche und die tatsächlich ausgezahlten Entschädigungen sind in der nächsten Tabelle zu finden.

Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG im Jahr 2015

	Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro		Ausgezahlte Entschädigungen nach § 15 EEG in Euro		Davon Entschädigungszahlungen aus Vorjahren in Euro
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber	35.727.836	7%	27.494.822	9%	4.314.329
Durchführung und Auszahlung der Entschädigung durch den Verteilernetzbetreiber	442.295.075	93%	287.342.093	91%	88.844.734
Eigene Maßnahmen der VNB	52.234.395	11%	51.696.341	16%	29.260.918
Unterstützungsmaßnahmen der VNB (Ursache im Übertragungsnetz)	390.060.680	82%	235.645.752	75%	59.583.816
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	478.022.911	100%	314.836.916	100%	93.159.063

Tabelle 25: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach 15 EEG im Jahr 2015

²¹ Vgl. Quartalsberichte der Bundesnetzagentur unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Netz_Systemsicherheit/Berichte/Berichte_node.html

Unabhängig von den durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber wurde im vergangenen Monitoringbericht durch die Bundesnetzagentur einmalig eine Hochrechnung der Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber für das Jahr 2014 vorgenommen. Diese lag bei etwa 183 Mio. Euro und hat sich nach den nun vorliegenden Erkenntnissen in etwa bestätigt: Dies ergibt sich aus der Summe des letztjährigen Wertes der ausgezahlten Entschädigungen von ca. 83 Mio. Euro und des in diesem Jahr ausgewiesenen Wertes für die in den Vorjahren ausgezahlten Entschädigungen von ca. 93 Mio. Euro.

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 erforderlichen Netzausbaumaßnahmen.

In 2015 haben insgesamt sechs VNB und ein ÜNB Anpassungsmaßnahmen durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen und -abnahmen in Höhe von rund 26,5 GWh. Der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger ist mit 90,9 Prozent der Energieträger Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil) gefolgt von den Energieträgern Erdgas (3,3 Prozent) und Steinkohle (3,1 Prozent). In geringem Maße wurden auch die Energieträger Braunkohle und Mineralölprodukte abgeregelt (0,5 bzw. 0,1 Prozent).

In 2015 hat ein Übertragungsnetzbetreiber vier Anpassungsmaßnahmen an drei Tagen über insgesamt sechs Stunden Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von 826 MWh vorgenommen. An einem Tag wurde einem Pumpspeicher die Stromabnahme für etwas über zwei Stunden untersagt. Dabei wurde eine Entnahmemenge von 551 MWh aus dem Netz vermieden. Bei den anderen Maßnahmen handelte es sich um eine Reduzierung der Einspeisung.

Weiterhin haben sechs Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen über 2.128 Stunden ergriffen. Dabei wurden konventionelle Anlagen um eine Arbeit von 15.702 MWh reduziert.

Auf Veranlassung eines Übertragungsnetzbetreibers haben zwei Verteilernetzbetreiber an 629 Stunden Unterstützungsmaßnahmen zur Reduktion von Stromeinspeisungen um 9.436 MWh bei konventionellen Anlagen ergriffen.

Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2015

Energieträger	Anpassung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	24,11	90,9%
Erdgas	0,88	3,3%
Steinkohle	0,82	3,1%
Pumpspeicher	0,55	2,1%
Braunkohle	0,13	0,5%
Mineralölprodukte	0,02	0,1%
Gesamt	26,52	100,0%

Tabelle 26: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2015

6. Netzreserve

6.1 Einsatz der Reservekraftwerke

Zur Sicherung der Netzstabilität im Winter 2015/ 2016 hatten die Übertragungsnetzbetreiber eine Reservekraftwerksleistung in Höhe von 7.515 MW vorzuhalten. Die Netzreserveleistung verteilte sich auf knapp 3.000 MW aus inländischen und rund 4.500 MW aus ausländischen Kraftwerken.

Verglichen mit den Vorjahren sind die Reservekraftwerke während des Winterhalbjahrs 2015/ 2016 sehr häufig von den Übertragungsnetzbetreibern angefordert worden. Insgesamt kamen sie an 93 Tagen zum Einsatz gegenüber nur sieben Tagen im Winterhalbjahr 2014/ 2015. Ursache hierfür ist, dass im Rahmen der Einsatzentscheidung seit November 2015 zusätzlich berücksichtigt wird, welche Reservekraftwerke am effizientesten sind, um die prognostizierten Engpässe im Netz zu beseitigen. Hierbei zeigte sich, dass ausländische Reservekraftwerke bei der Durchführung der Redispatchmaßnahmen regelmäßig eine höhere Effizienz im Sinne einer besseren netztechnischen Wirkung auf den Engpass aufwiesen, als wenn inländische Reserve- und Marktkraftwerke zum Einsatz gekommen wären.²² D.h., dass die Übertragungsnetzbetreiber bei der Nutzung der im Ausland stehenden Reservekraftwerke eine geringere Leistung zum Hochfahren benötigten, als bei Heranziehung der positiven Redispatchleistung der inländischen Reserve- und Marktkraftwerke. Auf diese Weise lässt sich das von den Übertragungsnetzbetreibern zu bewegendende Redispatchvolumen zur Engpassbeseitigung reduzieren, wodurch wiederum das Risiko verringert wird, dass bei der Durchführung von

²² Vgl. Bericht "Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/ 2017 sowie das Jahr 2018/ 2019" der Bundesnetzagentur unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_1617_1819.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Redispatchmaßnahmen Fehler gemacht werden. Dieser Umstand führt schließlich dazu, dass sich durch die vorrangige Nutzung von effizienter auf den jeweiligen Engpass einwirkenden ausländischen Kraftwerken zum Redispatch das Niveau der Systemsicherheit verbessert.

Während des Winters 2015/ 2016 lag der Anteil der ausländischen Kraftwerke zur Bereitstellung der Netzreserve bei durchschnittlich 80 Prozent. Es hat sich gezeigt, dass insbesondere österreichische Kraftwerke aufgrund ihrer Lage die beste entlastende Wirkung auf die kritischen Netzengpässe in den Übertragungsnetzen insbesondere Polens und Tschechiens haben, die im Wesentlichen durch die hohen Exporte von norddeutschem Windstrom nach Österreich verursacht werden.

Im November 2015 wurde die Netzreserve an insgesamt 15 Tagen eingesetzt, im Durchschnitt mit einer Leistung von 1.131 MW (Höchstwert 2.210 MW). Während dieses Monats traten in Norddeutschland vier Tiefdruckgebiete mit hohem Windaufkommen auf, die mit den Zeitpunkten der höchsten Reserveabrufe ungefähr zusammenfielen.

Im Monat Dezember 2015 kam die Netzreserve an 16 Tagen zum Einsatz. Der durchschnittliche Abruf lag lediglich bei 850 MW. Gleichzeitig erfolgte am 4. Dezember anlässlich des Sturmtiefs PHILIPP der höchste Reservekraftwerksabruf im vergangenen Winter mit einer Leistung von 3.499 MW.

An 14 Tagen wurden die Reservekraftwerke im Januar 2016 eingesetzt, im Durchschnitt mit einer Leistung in Höhe von 1.079 MW. Der Tag mit dem höchsten Abruf war der 29. Januar 2016 mit einer Leistung von 2.727 MW während einer sehr windigen Wetterlage in Norddeutschland.

Im Februar 2016 wurden die Reservekraftwerke an 16 Tagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 1.045 MW eingesetzt. Im März 2016 erfolgte an 17 Tagen ein Einsatz, mit einer Anforderung von nur noch 584 MW im Durchschnitt. Hierbei kamen bis auf einen Einsatztag, an dem ein Kraftwerk aus Italien von den Übertragungsnetzbetreibern angefordert worden ist, ausschließlich Kraftwerke aus Österreich zum Einsatz.

Mitte April 2016 haben die Übertragungsnetzbetreiber nach Genehmigung durch die Bundesnetzagentur einen Teil der Netzreserveverträge mit ausländischen Kraftwerksbetreibern, die am 15. April ausliefen, bis zum 22. April 2016 verlängert. Grund hierfür waren netztechnische Restriktionen und die sehr geringe Wirksamkeit der ganzjährig verfügbaren deutschen Reservekraftwerke auf die Engpässe im Netz.

Netzreserveabrufe im Überblick

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	Summe in MWh
Oktober	3	190	4.295
November	15	1.130	154.718
Dezember	16	850	243.673
Januar	14	1.079	265.213
Februar	16	1.045	266.573
März	17	560	163.702
April	12	719	122.038
Summe	93	796	1.220.212

Quelle: ÜNB Statusmeldungen mit initialer Anforderung

Tabelle 27: Netzreserveabrufe im Überblick

Für den Winter 2016/ 2017 hat die Bundesnetzagentur nach Überprüfung der zuvor von Übertragungsnetzbetreibern eingereichten Systemanalyse einen Netzreservebedarf in Höhe von 5.400 MW festgestellt. Dieser Reserveleistungsbedarf kann bereits durch den aktuellen Bestand an Reservekraftwerken gedeckt werden. Hierzu zählen neben den Reservekraftwerken aus Deutschland die Kraftwerke im Ausland, die bereits im vergangenen Jahr unter Vertrag genommen wurden. Die Beschaffung zusätzlicher Reservekraftwerksleistung im Rahmen eines Interessenbekundungsverfahrens ist somit nicht erforderlich.

6.2 Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke

Durch die bis Mitte November 2015 anhaltend trockene Witterung waren flächendeckend die Pegelstände der Flüsse gesunken. Auf dem Rhein, der einen wichtigen Transportweg für Steinkohle aus den niederländischen Überseehäfen darstellt, kam es zu erheblichen Einschränkungen des Schiffsverkehrs und damit auch zu Einschränkungen des Kohletransports zu süddeutschen Kraftwerken. Die Kohleversorgung der Steinkohlekraftwerke mit Bahnlieferungen wurde im Zuge der gesunkenen Flusspegel so weit wie möglich erhöht. Ein Kraftwerksbetreiber meldete kurzzeitig die Nichtverfügbarkeit zum Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG. Der von möglichen Nichtverfügbarkeiten von Kohlekraftwerken betroffene Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW hat während der Niedrigwassersituation im November 2015 in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur von den betroffenen Kraftwerksbetreibern für einen begrenzten Zeitraum verlangt, dass diese einen Kohlevorrat für die Einspeisung von 160 Volllaststunden zu Redispatchzwecken beschaffen.

7. Netzentgelte

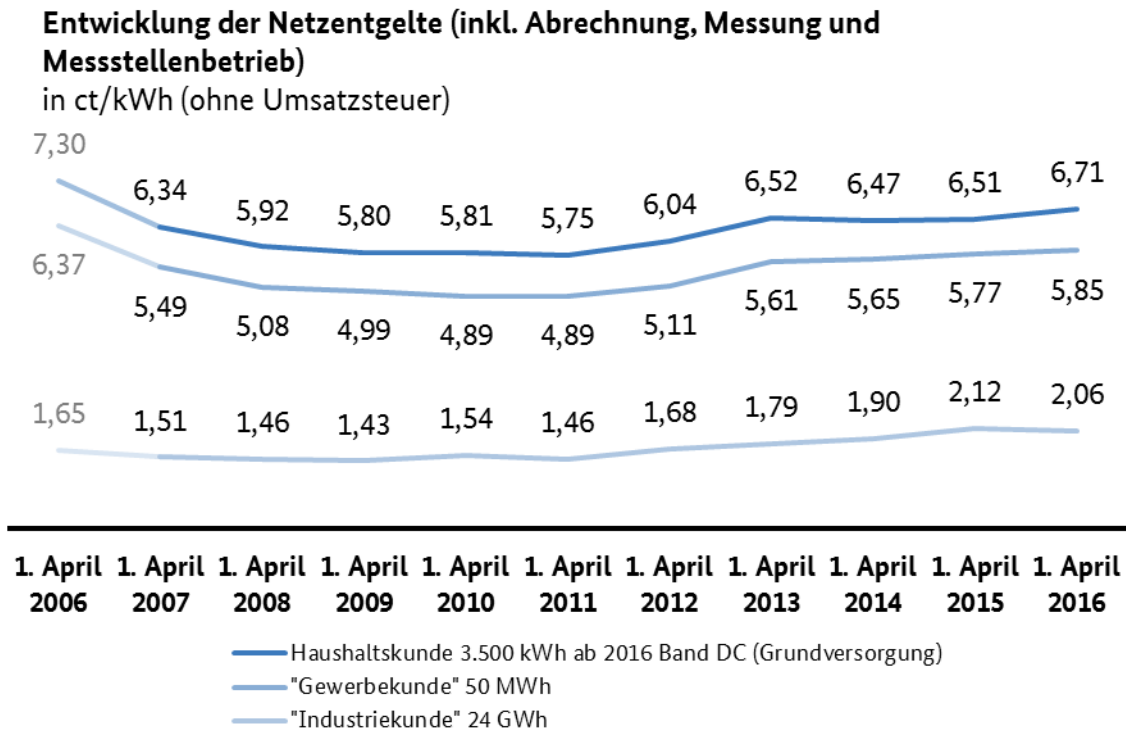
Mit Hilfe des Netzentgeltes werden u.a. die Nutzung der Netzinfrastruktur, Leistungen zur Gewährleistung eines zuverlässigen und sicheren Netzbetriebes und die bei der Stromverteilung auftretenden Verluste vergütet. Netzentgelte sind von den Netzbetreibern zu kalkulieren und basieren auf den zulässigen Erlösobergrenzen. Die zulässigen Erlösobergrenzen ergeben sich aus den von den Regulierungsbehörden geprüften Kosten für Betrieb, Unterhaltung und Ausbau des Netzes zuzüglich des regulatorischen Gewinns (der sogenannten Eigenkapitalverzinsung) sowie den jährlichen Anpassungen.

7.1 Entwicklung der Netzentgelte

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten²³ Netzentgelte für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2006 bis zum 1. April 2016, wobei das Jahr 2006 durch Sondereffekte bei der Einführung der Regulierung geprägt war. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind in den dargestellten Werten enthalten. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Stromlieferanten zu Grunde, die eine breite Streuung aufweisen. Ferner wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach verändert. Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen.

- Haushaltskunde in der Grundversorgung: Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung ohne Leistungsmessung. Für das Jahr 2016 und zukünftig wird im Monitoring das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh Jahresverbrauch (Band DC gemäß Eurostat) den Netzentgelten zu Grunde gelegt.
- "Gewerbekunde": Jahresverbrauch von 50 MWh, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV), Leistungsmessung (sofern keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben).
- "Industriekunde": Jahresverbrauch von 24 GWh, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV), Leistungsmessung. Die Umlagen und Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

²³ Für die Jahre ab 2014 wurde bei den Werten für Nicht-Haushaltskunden ("Industrie- und Gewerbekunden") das Netzentgelt arithmetisch ermittelt.

Abbildung 45: Entwicklung der Netzentgelte von 2006²⁴ bis 2016²⁵

Nach einer Stabilisierung in den letzten drei Jahren zeichnet sich gegenwärtig eine leichte Steigerung im Bereich der Haushaltskunden sowie der Gewerbekunden ab. Bei Industriekunden zeigt sich erstmals seit vier Jahren wieder eine leichte Absenkung der Netznutzungsentgelte um rund drei Prozent. Die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2015 bis 1. April 2016 bei Haushaltskunden (Niederspannung) um 0,2 ct/kWh gestiegen. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte in etwa auf dem Niveau des Vorjahres: Im Bereich der Gewerbekunden sind die Netzentgelte leicht angestiegen (+0,08 ct/kWh). Bei Kunden, die einen Energieverbrauch von 24 GWh pro Jahr (Industriekunden) aufweisen, sind die Netzentgelte hingegen um 0,06 ct/kWh gesunken.

Unterschiedliche neue Sachverhalte haben die Netzentgelte seit dem Jahr 2006 zusätzlich beeinflusst. Mit der "Energiewende" folgte ein deutlicher Anstieg der dezentralen Einspeisung. Die steigende Stromeinspeisung führte zu einem stärkeren Netzausbau sowie einem erhöhten Bedarf an Systemdienstleistungen bei den Netzbetreibern. Des Weiteren sind in den letzten Jahren unterschiedliche Kostenpositionen, wie beispielsweise die Entschädigung für Einspeisemanagementmaßnahmen oder für Maßnahmen der

²⁴ 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.

²⁵ Seit dem Jahr 2014 werden die Werte für Industrie- und Gewerbekunden arithmetisch ermittelt.

Systemstabilitätsverordnung, in die Kalkulation der Netzentgelte integriert worden. Diese Punkte sowie die Inflation haben einen kostensteigernden Einfluss.

Während die vorgenannten Punkte Einfluss auf das Kostenniveau nehmen, hat die steigende Eigenerzeugung von Strom Auswirkungen auf die Stromentnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung.

Die unterschiedliche Entwicklung der Netzentgelte in den verschiedenen Abnahmefällen begründet sich durch die unterschiedliche Wirkung der beschriebenen Sachverhalte in den einzelnen Netz- bzw. Umspannebenen. So ist beispielsweise der Anstieg der Eigenerzeugung vermehrt in der Niederspannung zu finden.

7.2 Erweiterungsfaktor Strom

Der Erweiterungsfaktor soll sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Verteilernetzbetreibers im Laufe einer Regulierungsperiode entstehen, zeitnah bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Kosten für Ersatzinvestitionen werden durch den Erweiterungsfaktor nicht abgedeckt. Erweiterungsinvestitionen, die in der Hochspannungsebene getätigt werden, können nur im Rahmen von Investitionsmaßnahmen geltend gemacht werden.

Die Verteilernetzbetreiber können eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors gemäß § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10 ARegV (Anreizregulierungsverordnung) jährlich zum 30. Juni eines Kalenderjahres beantragen. Die daraus resultierende Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt dann zum 1. Januar des Folgejahres. Die Erlösobergrenzenanpassungen werden jeweils bis zum Ende der laufenden Regulierungsperiode gewährt. In der Novellierung der ARegV ist eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors letztmalig zum 30. Juni 2017 vorgesehen.

Die in den Erlösobergrenzen des Berichtsjahres 2015 enthaltenen Anpassungsbeträge aus dem Erweiterungsfaktor belaufen sich insgesamt auf 255,2 Mio. Euro. Diese resultieren aus 117 Anträgen.

7.3 Netzübergänge Strom

Aktuell liegen der Bundesnetzagentur für den Strombereich ca. 300 Anzeigen/ Anträge für Netzübergänge in den Jahren 2012 bis 2016 vor. Die nachstehende Übersicht veranschaulicht die Verteilung auf die einzelnen Jahre.

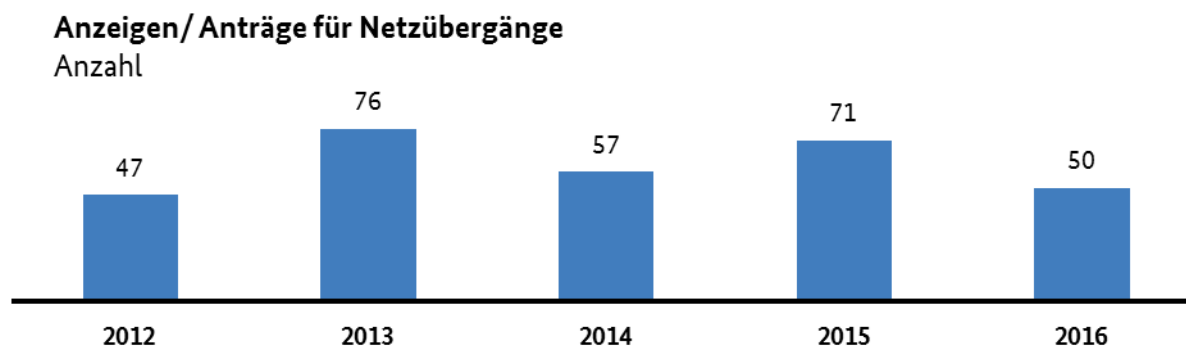


Abbildung 46: Anzeigen/ Anträge für Netzübergänge

7.4 Kosten der Nachrüstung von EEG-Anlagen gem. 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) betrifft, trat am 26. Juni 2012 die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) in Kraft. Diese verpflichtet zur Nachrüstung der Wechselrichter von PV-Anlagen. Für die daraus entstehenden Kosten sieht § 10 SysStabV i. V. m. § 57 Abs. 2 EEG eine Kostenteilung zwischen den Netzentgelten und der EEG-Umlage vor.

In der Ergänzung der SysStabV 2015 wurden die Nachrüstplichten auch auf Betreiber weiterer EEG-Anlagen, also KWK-, 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 und 2014 von den Netzbetreibern vorgenommen worden und hat zu entsprechenden Erhöhungen der Erlösobergrenzen durch den Ansatz prognostizierter Kosten geführt. Die tatsächlich entstandenen Kosten liegen jedoch deutlich unter den Planzahlen. Eine Verrechnung der daraus resultierenden Differenzen findet über die Regulierungskonten der Netzbetreiber statt. Nachrüstungen von KWK-, Wind- und Wasserkraftanlagen finden seit 2015 statt und führen ab 2016 auch zu Erhöhungen der Erlösobergrenzen. In 2015 sind für die Nachrüstung der PV-Anlagen deutlich geringere Kosten als in den Vorjahren entstanden. Ursächlich hierfür könnte unter anderem sein, dass lediglich Nachrüstungen einzelner Anlagen abgerechnet wurden.

Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen in Mio. Euro

	2013	2014	2015	2016
Plan	48,5	73,1	4,9	22,6 (22,4)
Ist	12,2	35,3	6,8 (1,3)	

Werte in Klammern gemäß § 22 SysStabV

Tabelle 28: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen

Die Nachrüstungen haben demnach bereits unmittelbar zu Belastungen in den Netzentgelten in Höhe von 149 Mio. Euro geführt (Plankosten). Durch die deutlich niedrigeren Ist-Kosten in den Jahren 2013 und 2014 wird über den Plan-Ist-Abgleich ein erheblicher Teil dem Netznutzer wieder erstattet werden. Dies wird allerdings erst im Rahmen der Abwicklung des Regulierungskontosaldos in der dritten Regulierungsperiode wirksam.

7.5 Vermiedene Netzentgelte

Nach § 18 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen. Dieses muss dem Netzentgelt entsprechen, das durch die Einspeisung in der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene vermieden wurde. 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+; also zu Zeiten, in denen noch voll integrierte Versorgungsunternehmen üblich waren und keine entflochtenen Netzbetreiber existierten. Nachgelagert angeschlossene Kraftwerke waren in der Regel kleiner dimensioniert und erzeugten somit laut den Behauptungen insbesondere der Stadtwerke den Strom zu höheren Kosten als Großkraftwerke in der Höchstspannung. Die Kraftwerke konkurrieren an der Strombörse anhand des Strompreises. Ein angeblicher Systemvorteil durch lastnahe Erzeugung gegenüber Großkraftwerken sei hierbei nicht berücksichtigt. Mit Hilfe der Zahlung der vermiedenen Netzentgelte an das nachgelagerte Kraftwerk sollte lastnahe Erzeugung honoriert werden und nachgelagerte Kraftwerke sollten konkurrenzfähig gemacht werden.²⁶

Die vermiedenen Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV haben sich – insbesondere durch den Umbau der Erzeugungsstruktur – in den letzten Jahren sehr dynamisch entwickelt.

Die Vermutung, dass der Anschluss von Kraftwerken an nachgelagerte Netzebenen den Ausbau des Netzes mindern würde, hat sich nicht bewahrheitet. Darüber hinaus führt die Bemessung an Hand des verringerten Energiebezugs aus der vorgelagerten Netzebene zu sich selbst verstärkenden Effekten, die das Instrument für die betroffenen Netze immer teurer machen. Vermiedene Netzentgelte führen zu teilweise fragwürdigen Netzanschlussbegehren. Sie stehen in Verdacht einer der Treiber für das Phänomen zu sein, dass trotz negativer Strompreise konventionelle Erzeugung am Netz bleibt.

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.²⁷

²⁶ Vgl. VKU(2015):<http://www.vku.de/energie/netzzugang-netzanschluss-elektrizitaet/vermiedene-netznutzungsentgelte/historie.html> (Abruf März 2015).

²⁷ Ab 2014 übernimmt das Land Niedersachsen die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit aus der Organleihe der Bundesnetzagentur. Die Angaben zu den vermiedenen Netzentgelten für das Jahr 2013 (Datenabgabe 2014) stehen der Bundesnetzagentur nicht zur Verfügung. In den Angaben zu den vermiedenen Netzentgelten für das Jahr 2016 sind die Werte der Netzbetreiber aus der Organleihe Mecklenburg-Vorpommern aufgrund der Beendigung der Organleihe ab Jahr 2015 nicht mehr enthalten.

Vermiedene Netzentgelte je Netz- und Umspannebene in Mio. Euro

Netz- und Umspannebene	2011 Ist-Werte	2012 Ist-Werte	2013 Ist-Werte	2014 Ist-Werte	2015 Plan-Werte	2016 Plan-Werte
HöS/HS	79	65	67	64	11	23
HS	464	484	478	594	659	753
HS/MS	65	77	88	84	107	119
MS	345	494	463	550	554	619
MS/NS	16	30	36	37	42	33
NS	94	144	142	160	185	186
Gesamt	1.063	1.294	1.274	1.489	1.558	1.733

Tabelle 29: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene in Mio. Euro

Aus der Tabelle wird deutlich, dass die Summe der vermiedenen Netzentgelte insgesamt kontinuierlich 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.

Durch die für den Leitungsausbau erforderlichen Investitionen und damit verbundenen betrieblichen Kosten werden die Infrastrukturkosten des vorgelagerten Netzes weiter zunehmen. Aufgrund der Nutzungsdauer dieser Investitionen wirkt der Leitungsausbau des vorgelagerten Netzes – insbesondere bedingt durch EE-Anlagen – 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. Es gibt also Reformbedarf für das System der vermiedenen Netzentgelte, um den Kostenanstieg zu dämpfen.

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Systemdienstleistungen umfassen die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelleistungsarten:

- Primärregelung,
- Sekundärregelung sowie
- Minutenreserve.

Hinzu kommen die Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit sowie nationales und grenzüberschreitendes Redispatch und Countertrading. Die Vorhaltung und der Einsatz von Reservekraftwerkskapazitäten sowie die abschaltbaren Lasten nach AbLaV²⁸ lassen sich ebenfalls diesem Aufgabenspektrum zuordnen.

²⁸ Für die Kosten der abschaltbaren Lasten nach AbLaV werden die Leistungspreise herangezogen.

Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB
in Mio. Euro

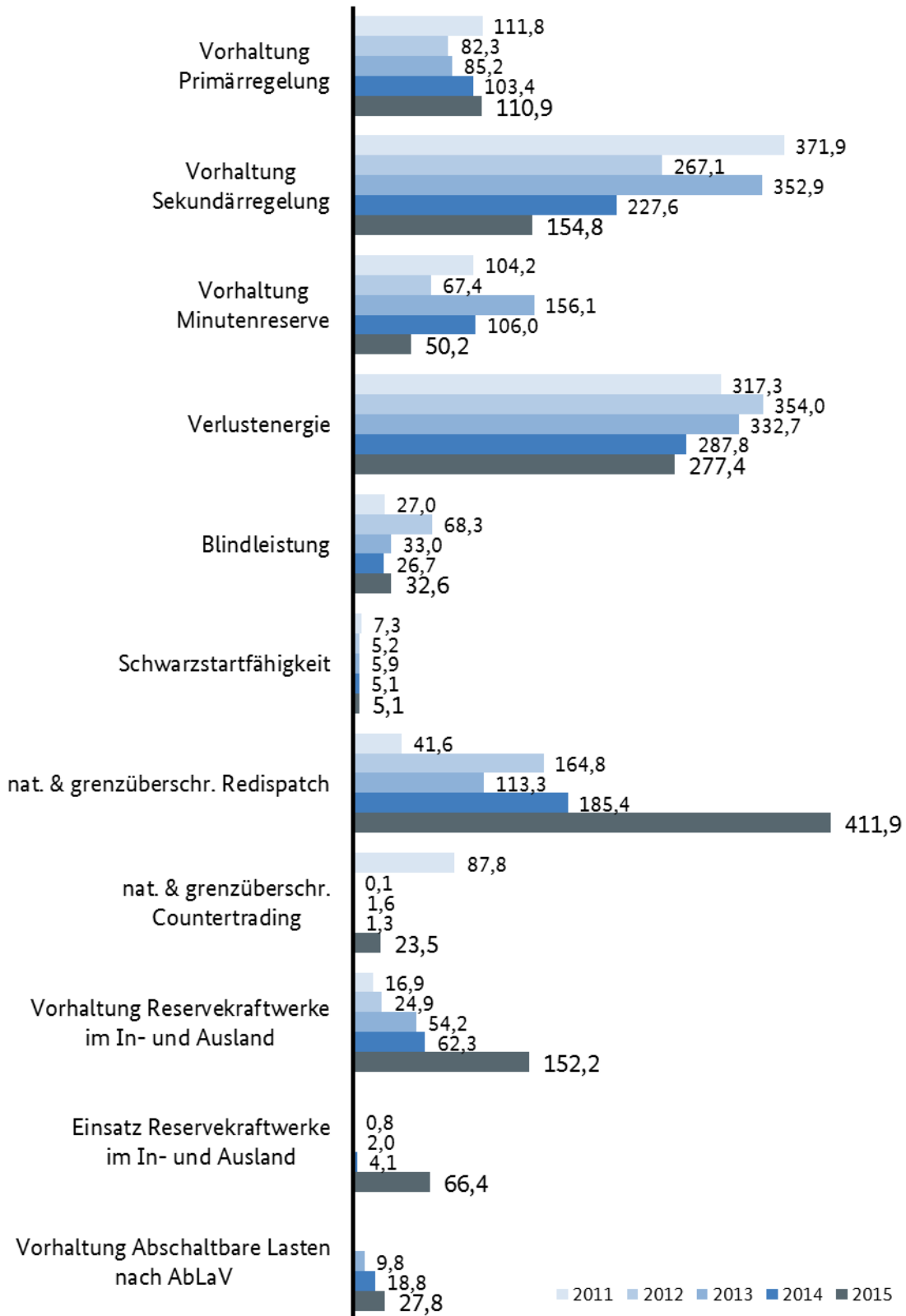


Abbildung 47: Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2011 bis 2015

Die Gesamtkosten der Systemdienstleistungen, die über die Netzentgelte gewälzt werden, sind im Jahr 2015 deutlich auf 1.453 Mio. Euro gestiegen (2014: 1.088 Mio. Euro). Die Kosten mindernden Erlöse betragen insgesamt 140 Mio. Euro (2014: 59 Mio. Euro). Hierdurch stiegen die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen²⁹ auf insgesamt 1.313 Mio. Euro (2014: 1.029 Mio. Euro). Als Hauptkostenblöcke tragen der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 412 Mio. Euro (2014: 185 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve mit insgesamt fast 316 Mio. Euro (2014: 437 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit etwa 277 Mio. Euro (2014: 288 Mio. Euro) zu den Gesamtkosten bei.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2015 gegenüber 2014 erheblich verändert. Die saldierten Gesamtkosten für Regelernergie sanken wiederholt um nun 121 Mio. Euro, insbesondere aufgrund weiter gesunkener Kosten für Sekundärregelung (-73 Mio. Euro) und Minutenreserve (-56 Mio. Euro). Ein Grund hierfür ist auch das abermals leicht zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der beiden Regelernergiearten (siehe folgender Berichtsabschnitt). Demgegenüber stiegen die Kosten für Primärregelung leicht an (+8 Mio. Euro). Die Kosten für Verlustenergie reduzierten sich von 2014 auf 2015 um rund 10 Mio. Euro.

Stark angestiegen sind hingegen die Kosten für Redispatch, Countertrading und die Reservekraftwerke. Beim Redispatch waren sowohl gesteigerte Kosten für nationalen Redispatch (ca. +130 Mio. Euro) als auch für grenzüberschreitenden Redispatch (ca. +97 Mio. Euro) zu verzeichnen. Die Kosten für die Vorhaltung der Reservekraftwerke erhöhten sich im Vergleich zu 2014 um 90 Mio. Euro. Durch den vermehrten Einsatz der Reservekraftwerke im Jahr 2015 stiegen deren Einsatzkosten nach vorläufigen Schätzungen um etwa 62 Mio. Euro an. Ebenfalls erhöht haben sich die Kosten für Countertrading (+22 Mio. Euro).

Zusammen mit den von den ÜNB und VNB geschätzten Kosten der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern für Einspeisemanagementmaßnahmen bilden die Kostenblöcke, Reservekraftwerke und Countertrading die wesentlichen Kosten der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit ab. In Summe belaufen sich diese Kosten im Jahr 2015 auf rund 1.133 Mio. Euro. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Gesamtkostenblock der Netz- und Systemsicherheit damit deutlich um insgesamt rund 696 Mio. Euro angestiegen (2014: 436 Mio. Euro). Dies ist im Wesentlichen auf die starke Zunahme der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2015 zurückzuführen.³⁰

²⁹ Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) sowie Kosten für Reservekraftwerke und abschaltbare Lasten nach AbLaV.

³⁰ Querverweis: Netz- und Systemsicherheit

Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen sowie Kosten der Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2015 in Mio. Euro

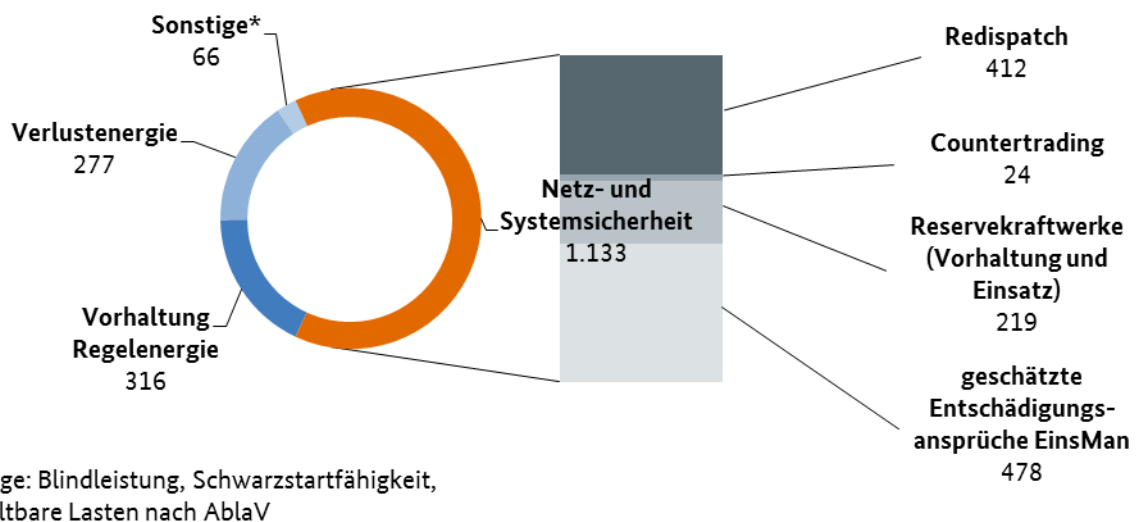


Abbildung 48: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten³¹ für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2015

1. Regelennergie

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 Regelennergie erfolgt seitens der ÜNB gemäß 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 (Händler, Lieferanten) abgerechnet.

Seit der im Jahr 2010 durch die Bundesnetzagentur angeordneten und seitens der ÜNB im selben Jahr abgeschlossenen Integration von Amprion besteht der Netzregelverbund (NRV) aus den Regelzonen aller vier deutschen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW). Der modular aufgebaute NRV verhindert die Aktivierung gegenläufiger Sekundärregelleistung (SRL) und dimensioniert den Regelleistungsbedarf gemeinsam für alle Regelzonen. Zudem schafft der NRV einen deutschlandweit einheitlichen, integrierten Marktmechanismus für SRL und Minutenreserveleistung (MRL) und führt zu einem kostenoptimalen Einsatz der

³¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen können die hier abgebildeten Werte von den Einzelpositionen in Abbildung 47 abweichen.

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. Dies spiegelt sich im Rückgang der ausgeschriebenen Leistung und auch der in Anspruch genommenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit wider.

Im Jahr 2011 hat die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang Festlegungen zu

- Reduktion der Mindestangebotsgrößen,
- Verkürzung von Ausschreibungszeiträumen,
- Pooling sowie
- Besicherung von Anlagen am Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreservemarkt

getroffen.

Sie haben unter anderem zum Ziel, Marktzutritte neuer Anbieter zu fördern und die Regelenergiemärkte für weitere Technologien, z. B. für zu- und abschaltbare Verbraucher, für Stromspeicher etc. weiter zu öffnen.

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

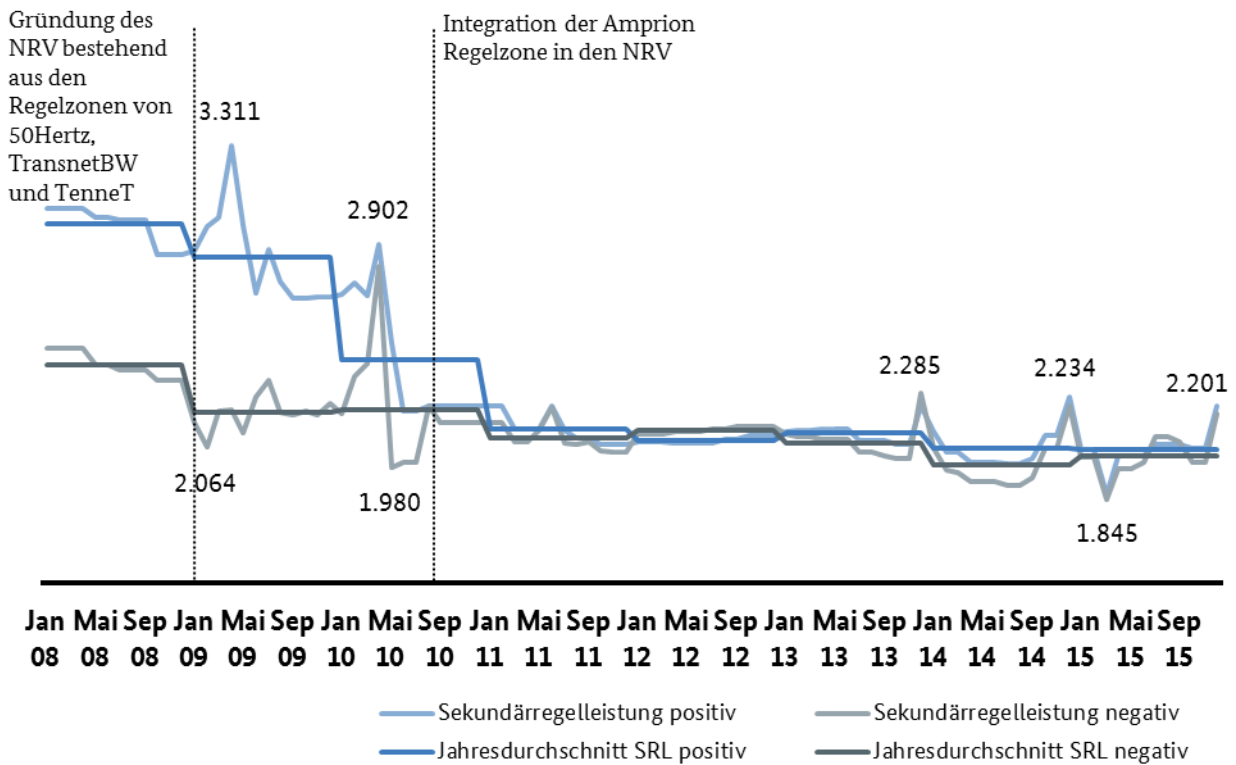


Abbildung 49: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die im Jahr 2015 durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL lag gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert bei 2.053 MW (2014: 2.058 MW). Im Vergleich zum Vorjahr stieg im Berichtsjahr 2015 die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL auf 2.027 MW an (2014: 1.987 MW). Insgesamt fallen die unterjährigen Schwankungen der ausgeschriebenen SRL moderat aus.

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

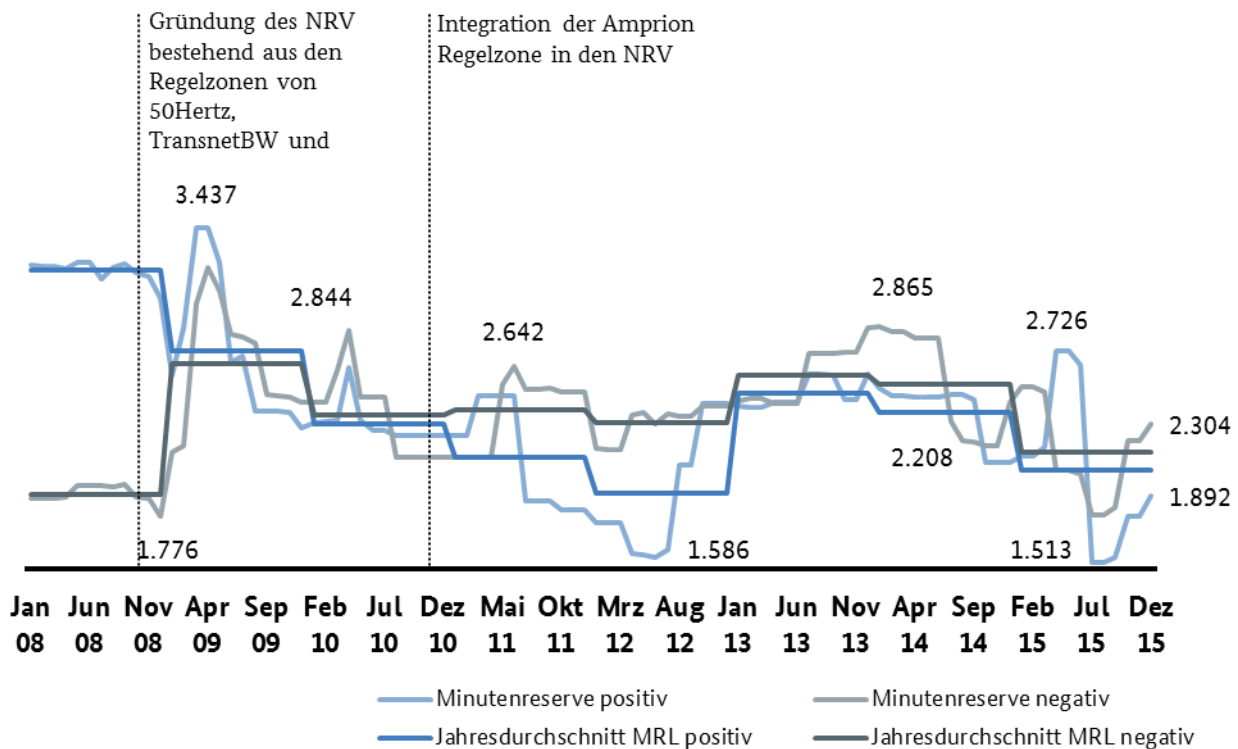


Abbildung 50: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Ein uneinheitlicheres Bild ergibt sich bei der Vorhaltung von Minutenreserveleistung. 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. Im Berichtsjahr 2015 reduzierte sich die ausgeschriebene positive MRL auf durchschnittlich 2.044 MW. Nach einem Anstieg des Bedarfs an positiver MRL von 2.123 MW im Januar 2015 auf 2.726 MW im Mai 2015, reduzierte sich die ausgeschriebene positive MRL im Juli 2015 deutlich auf 1.513 MW. Damit wurde ein neuer Tiefstwert der ausgeschriebenen positiven MRL erreicht. Zum Ende des Jahres 2015 erhöhte sich der Bedarf an positiver MRL dann wieder auf 1.892 MW.

Der Anteil der vorgehaltenen negativen Minutenreserve ist im Vergleich zum Vorjahresdurchschnittswert im Jahresmittel gesunken. 2015 wurden durchschnittlich 2.146 MW an negativer MRL ausgeschrieben. Dabei unterlag, wie bei der positiven MRL, die Ausschreibungsmenge der negativen MRL im Jahresverlauf jedoch erheblichen Schwankungen. Im Januar 2015 betrug die Höhe der ausgeschriebenen negativen MRL 2.522 MW, bis zum August 2015 reduzierte sich die Menge auf 1.782 MW, bevor sie im Dezember 2015 auf 2.304 MW anstieg.

Insgesamt ist die unterjährige Veränderung der Ausschreibungsmengen der beiden MRL-Produkte im Vergleich zu den SRL-Produkten also deutlich volatil. Dies begründet sich zum Teil mit der veränderten Erzeugungsstruktur und dem stetig wachsenden Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland.

Die Leistungsspannen der in den Jahren 2012 bis 2015 jeweils ausgeschriebenen Mengen an Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Die von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

	Jahr	Ausgeschriebene Leistung in MW	
		von	bis
Primärregelleistung	2012	567	592
	2013	576	593
	2014	568	578
	2015	568	578
Sekundärregelleistung (positiv)	2012	2.081	2.109
	2013	2.073	2.473
	2014	1.992	2.500
	2015	1.868	2.234
Sekundärregelleistung (negativ)	2012	2.114	2.149
	2013	2.118	2.418
	2014	1.906	2.500
	2015	1.845	2.201
Minutenreserveleistung (positiv)	2012	1.536	2.149
	2013	2.406	2.947
	2014	2.083	2.947
	2015	1.513	2.726
Minutenreserveleistung (negativ)	2012	2.158	2.413
	2013	2.413	3.220
	2014	2.184	3.220
	2015	1.782	2.522

Tabelle 30: Übersicht über die von 2012 bis 2015 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

Die Mengen der maximal ausgeschriebenen Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung (jeweils pos./neg.) sind gegenüber dem Vorjahr gesunken. Zugleich haben sich die Werte der minimal ausgeschriebenen SRL und MRL reduziert. Die Spannen zwischen der minimalen und maximalen Ausschreibungsmenge der SRL (pos./neg.) und der negativen MRL haben sich verringert. Die Spanne der positiven MRL hat sich hingegen vergrößert. Bei der Primärregelleistung (PRL) ist im Vergleich zum Jahr 2013 ein leichter Anstieg des Bedarfs auf 578 MW

(2014: 568 MW) zu verzeichnen. Damit bewegt sich die ausgeschriebene Menge der PRL ungefähr auf dem Niveau des Jahres 2012. Seit dem Jahr 2009 ist die Ausschreibungsmenge für Deutschland insgesamt leicht gesunken.

Die deutschen ÜNB streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie anderen europäischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für Primärregelleistung grenzüberschreitend zu harmonisieren. Seit März 2012 nimmt der schweizerische Netzbetreiber Swissgrid an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil und beschafft auf diese Weise 25 MW des Schweizer PRL-Bedarfs. Im Januar 2014 hat sich auch der niederländische ÜNB TenneT TSO BV der gemeinsamen PRL-Ausschreibung angeschlossen. Nach zunächst 35 MW werden aktuell 71 MW und somit gut 70 Prozent des niederländischen PRL-Bedarfs im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Am 7. April 2015 wurde die bestehende PRL-Kooperation zwischen Deutschland, den Niederlanden und der Schweiz schließlich mit der österreichisch-schweizerischen PRL-Ausschreibung gekoppelt. Auf diese Weise ist der europaweit größte Markt für PRL mit einem Gesamtbedarf von aktuell 793 MW geschaffen worden. 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. Als nächster Schritt ist für August 2016 der Beitritt des belgischen Netzbetreibers ELIA zur gemeinsamen PRL-Ausschreibung vorgesehen. Der französische ÜNB RTE hat zudem bereits sein Interesse bekundet, voraussichtlich ab dem Jahr 2017 ebenfalls der gemeinsamen PRL-Ausschreibung beitreten zu wollen.

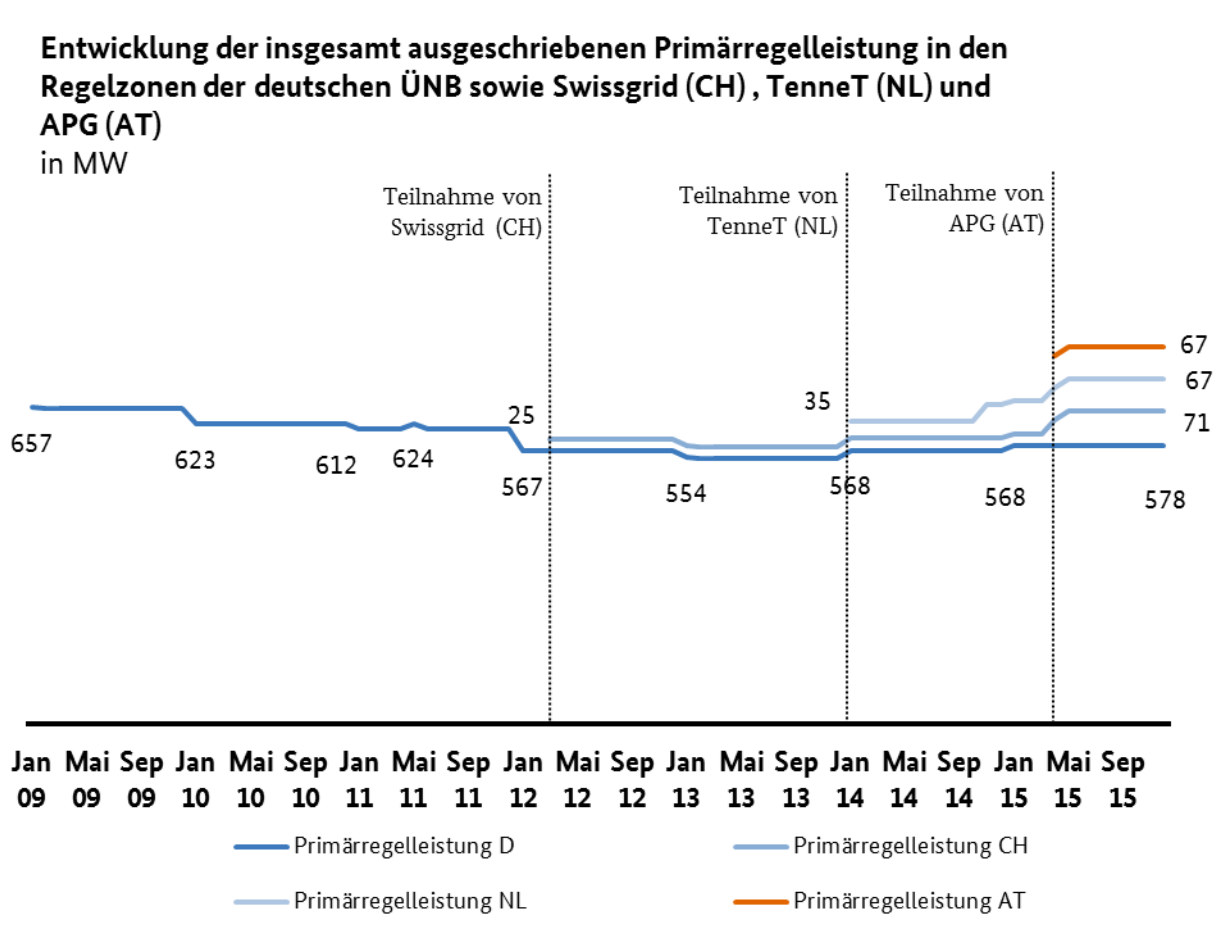


Abbildung 51: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB sowie Swissgrid (CH) und TenneT (NL)

Darüber hinaus haben die deutschen ÜNB ihre Kooperation mit dem österreichischen ÜNB APG bei der Sekundärregelleistung vertieft. Seit dem 14. Juli 2016 wird der Einsatz von SRL anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit Order) durchgeführt. Auf diese Weise kommt immer das aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Angebot für SRL in beiden Ländern zum Einsatz. Dadurch können die Kosten für Regelarbeit gesenkt werden. Diese Zusammenarbeit der ÜNB ist richtungsweisend im Hinblick auf die europäische Leitlinie Regelenenergie (Guideline on Electricity Balancing), die für künftig stärker zusammenwachsende Regelenenergiemärkte ebenfalls einen grenzüberschreitenden Abruf von Regelenenergie aus einer gemeinsamen Abrufliste vorsieht.

Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch die Vergrößerung des Marktgebietes, durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für die SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerbspotenzial bei. So stieg die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelenenergie bis zum 28. Oktober 2016 auf 35 bei der Sekundärregelleistung (2010: 15, 2013: 20) und auf 47 Anbieter für die Minutenreserve (2010: 35, 2013: 36). Die Anzahl der Primärregelleistungsanbieter betrug 23 Anbieter (2013: 14 Anbieter). Insbesondere die Möglichkeit des Zusammenschlusses von mehreren kleinen Anlagen zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk ("Pooling") trug zu einer Erhöhung der Anbieterzahl bei. Die in den vergangenen Jahren stark gewachsene Zahl der Anbieter von Regelenenergieleistungen verdeutlicht die Attraktivität dieses Marktes.

2. Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung

Anhand der Darstellung der insgesamt ausgeschriebenen SRL in Abbildung 21 ist zu erkennen, dass die vorgehaltene SRL im Zeitraum von 2011 bis 2015 auf einem ähnlichen, vergleichsweise niedrigen Niveau geblieben ist. Der tatsächliche Einsatz von SRL ist im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr 2014 leicht zurückgegangen.

Bezogen auf das Berichtsjahr 2015 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,4 TWh (2014: 1,2 TWh) für positive SRL und 1,1 TWh (2014: 1,6 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr 2014 ist bei einer auf 2,5 TWh zurückgegangenen Gesamtarbeitssumme (2014: 2,8 TWh) erneut eine leichte Verschiebung in Richtung der positiven SRL zu beobachten. Im Jahresmittel wurden 2015 damit etwa 7,8 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven SRL und ca. sechs Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen negativen SRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass in insgesamt 24 Viertelstunden des Jahres Leistungen abgerufen wurden, welche mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung entsprechen, so dass sich der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

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

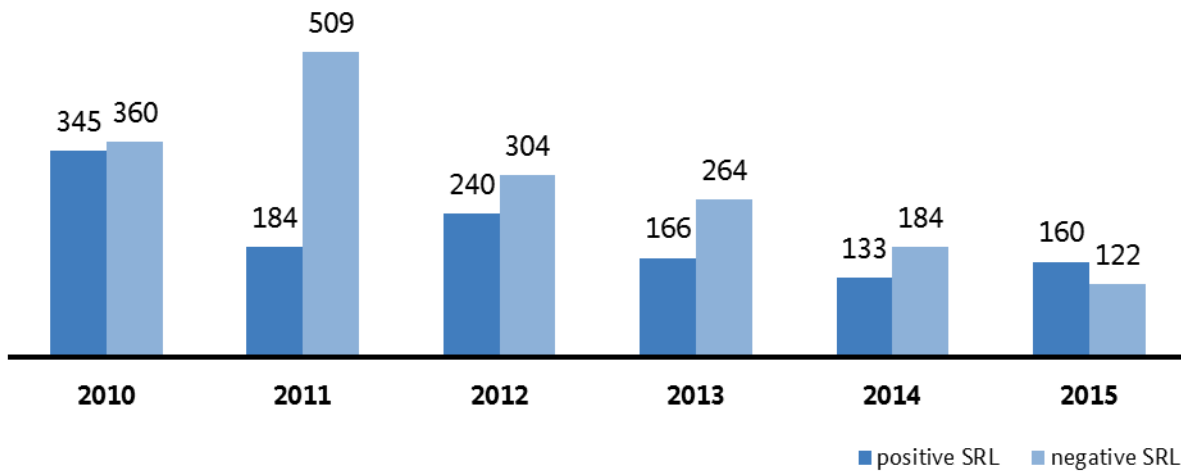


Abbildung 52: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

3. Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung

Nachdem die Einsatzhäufigkeit der MRL im Vorjahr 2014 um gut 40 Prozent zurückgegangen war, bewegt sie sich im Jahr 2015 auf einem ähnlichen Niveau. Mit insgesamt 7.561 Abrufen liegt der Wert nur 1,5 Prozent über dem Vorjahreswert. Im Jahr 2015 wurde die negative MRL insgesamt 2.788-mal angefordert (2014: 3.769). Die Einsatzhäufigkeit der positiven MRL belief sich im Berichtsjahr 2015 in Summe auf 4.773 Abrufe (2014: 3.682).

Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung
Abrufe

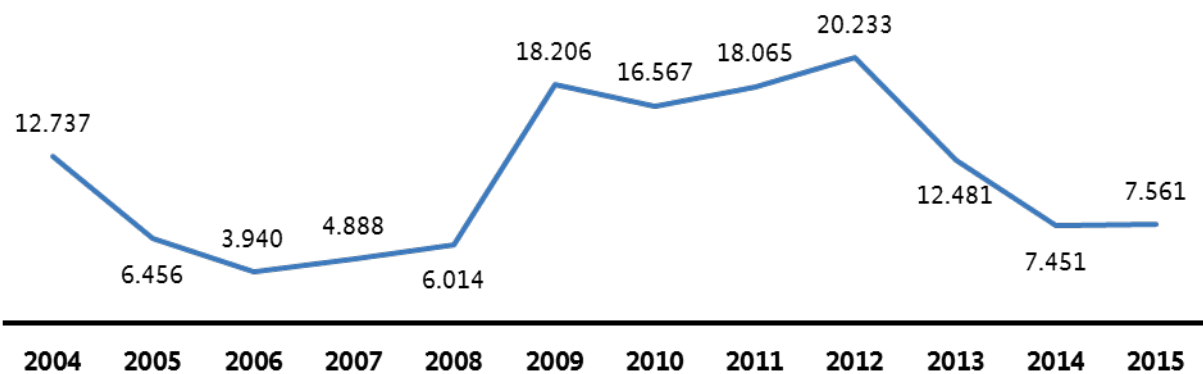


Abbildung 53: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen

Anzahl der Abrufe

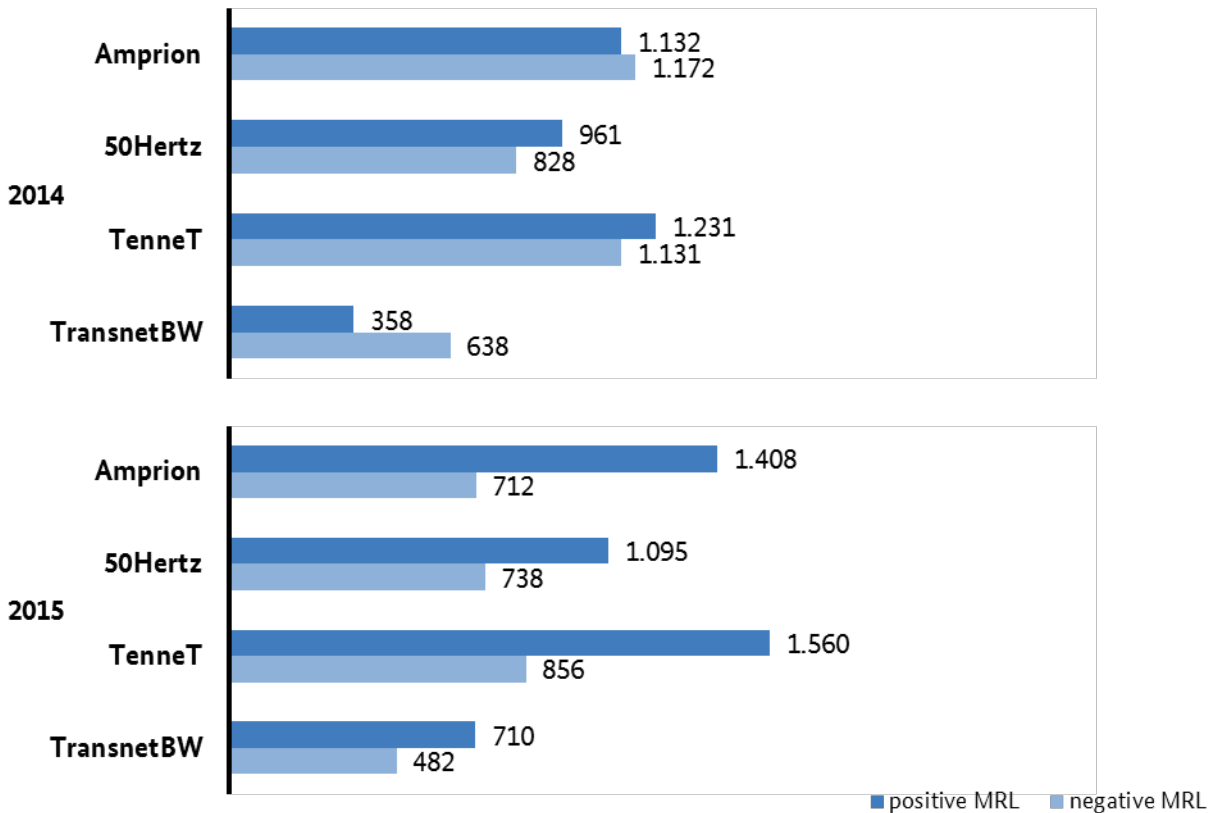


Abbildung 54: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2014 und 2015

Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit 172 MW im Berichtsjahr 2015 im Mittel nur unwesentlich niedriger als im Jahr 2014 (176 MW). Mit rund 167 MW eingesetzter negativer MRL im Jahr 2015 sank die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr 2014 (184 MW) ebenfalls. Im Jahresmittel wurden 2015 jeweils etwa 8 Prozent der durchschnittlich ausgeschriebenen positiven und negativen MRL eingesetzt. Hierbei ist allerdings, wie bei der SRL, zu beachten, dass in einigen Viertelstunden die vorgehaltene MRL nahezu vollständig abgerufen wurde. In 16 Fällen mussten mindestens 80 Prozent der durchschnittlichen Vorhaltung abgerufen werden, so dass sich auch hier der ausgeschriebene Bedarf insgesamt bestätigt.

Entwicklung der Durchschnittswerte der von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL)

in MW

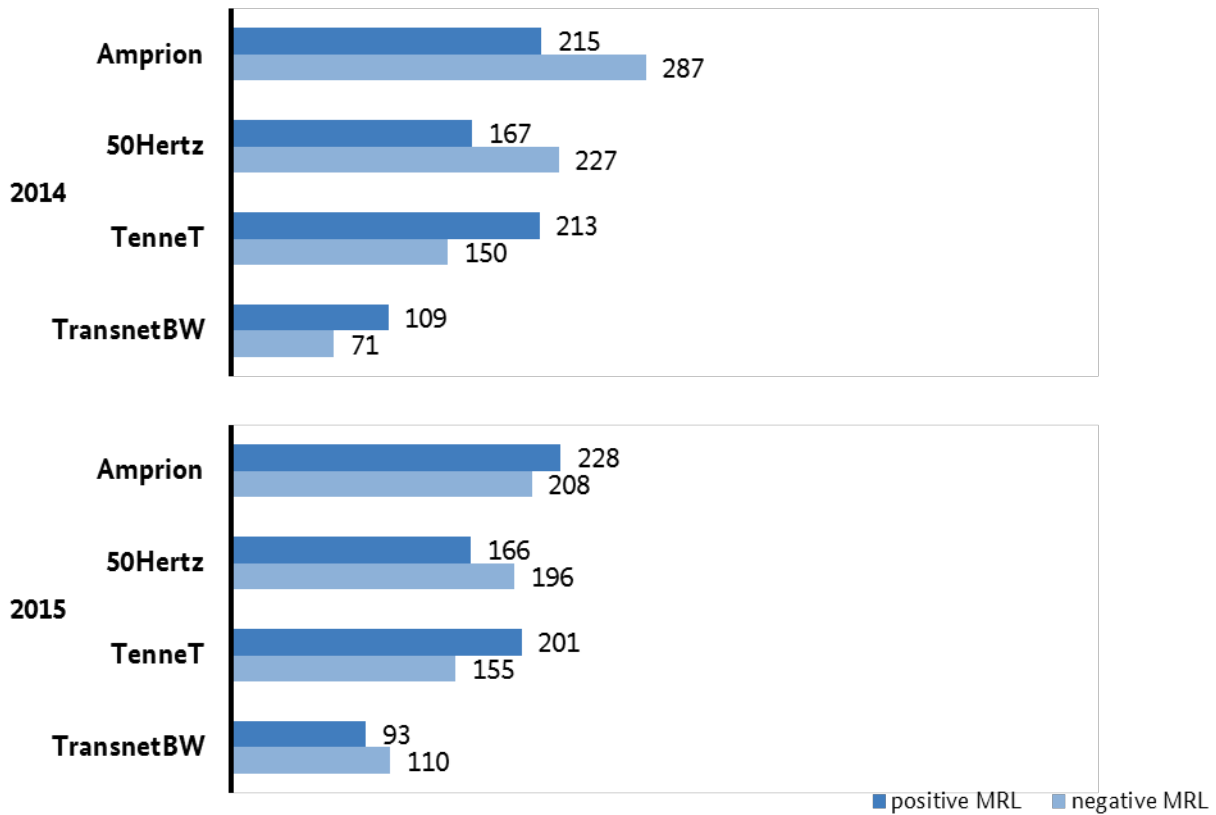


Abbildung 55: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2014 und 2015 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL)

Entwicklung der abgerufenen Energiemenge in GWh

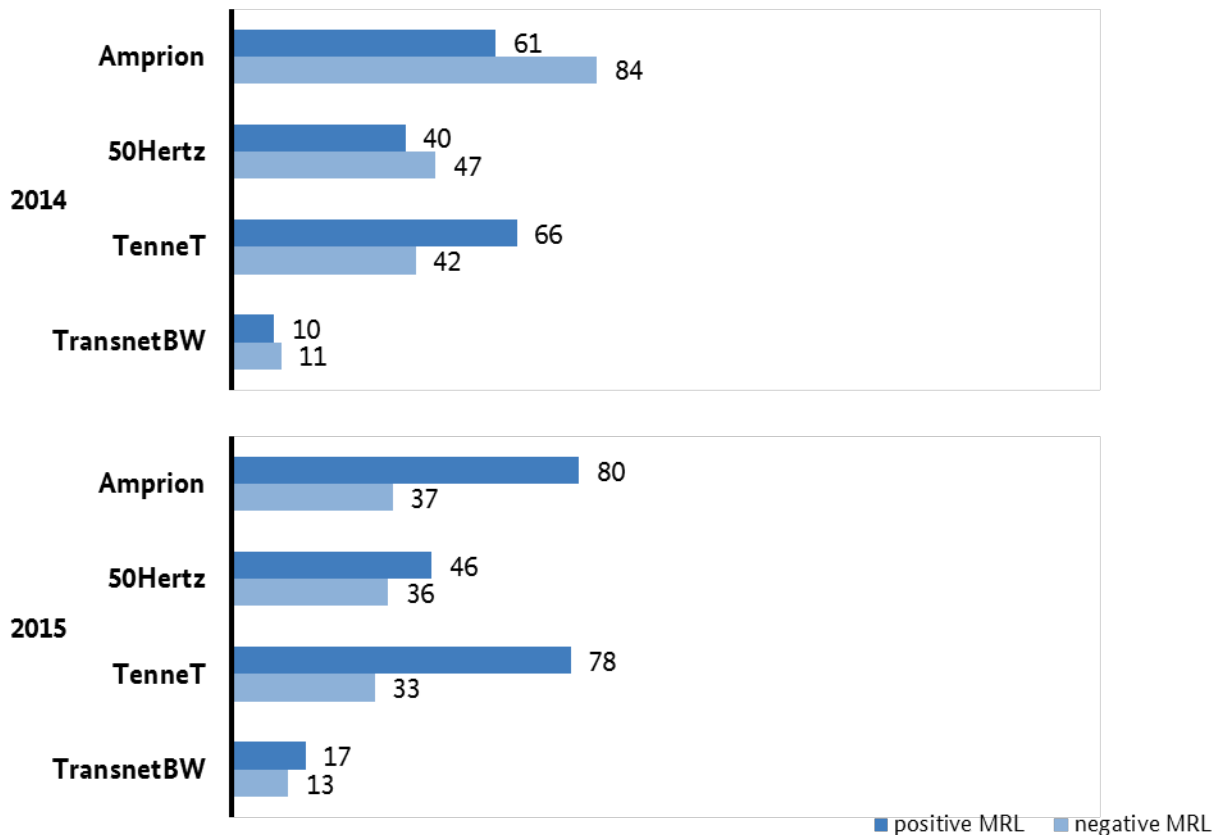
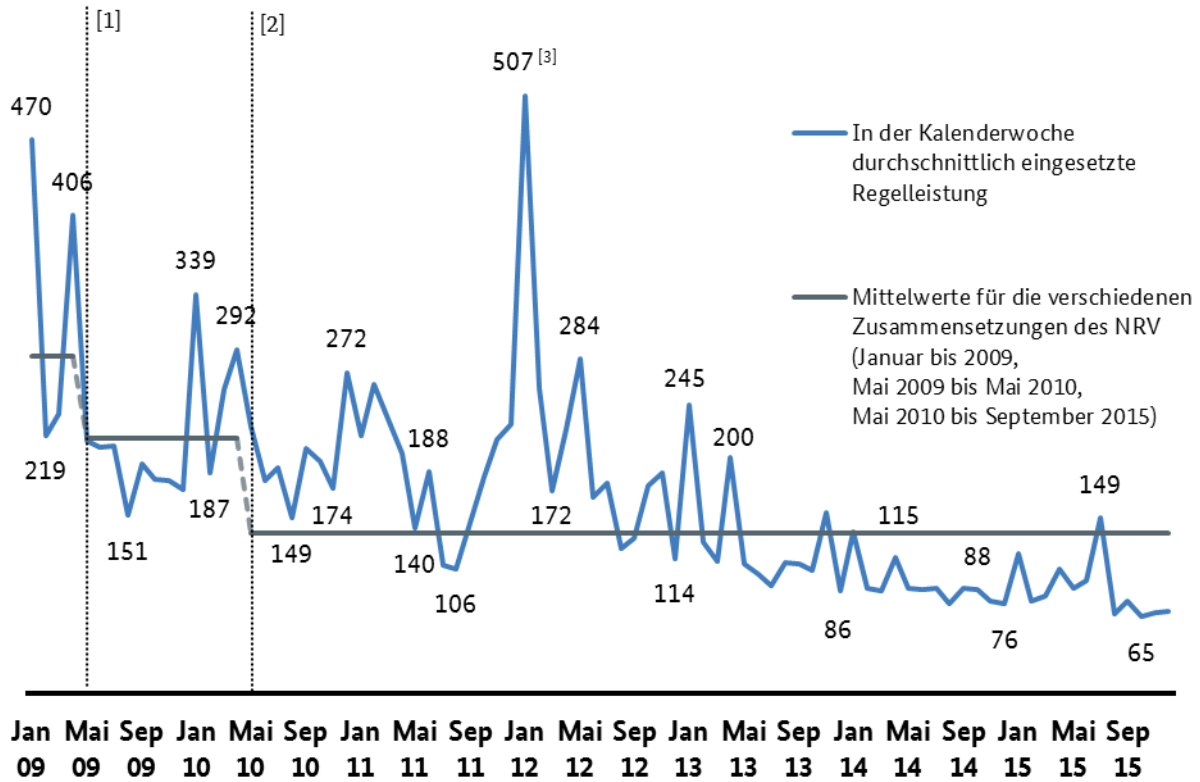


Abbildung 56: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2014 und 2015

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2015 eine Energiemenge in Höhe von 221 GWh (2014: 176 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 119 GWh (2014: 185 GWh) eingesetzt. Damit zeigt sich das erste Mal seit 2013 wieder der Trend einer Verschiebung der eingesetzten Minutenreservearbeit von negativ zu positiv. Im Jahr 2014 hatten sich die eingesetzten Energiemengen der MRL noch einander angenähert.

In der folgenden Abbildung ist der durchschnittliche Einsatz der SRL und MRL je Kalendermonat für den Zeitraum von 2009 bis 2016 dargestellt. Zusätzlich wurde ein Periodenmittelwert ermittelt. Eine Periode beginnt jeweils mit einer Veränderung des NRV (Gründung sowie Beitritt von Amprion). Anhand der Abbildung lässt sich das seit Januar 2011 erzielte Sparpotenzial des NRV in Bezug auf Regularbeit erkennen. Verdeutlicht werden auch die rückläufige Entwicklung der insgesamt durchschnittlich eingesetzten Leistung der SRL und MRL sowie eine Verringerung der Volatilität über den Zeitablauf.

Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in MW



[1] Gründung des NRV bestehend aus den Regelzonen von 50Hertz, TrasnetBW und TenneT

[2] Integration der Amprion Regelzone in den NRV

[3] Dieser Wert spiegelt die kritische Netzsituation im Februar 2012 wider, in der die verfügbare Regelleistung vollständig abgerufen werden musste.

Abbildung 57: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung

4. Ausgleichsenergie

Zum 1. Dezember 2012 wurde durch Festlegung der Bundesnetzagentur die Reform des Ausgleichsenergiepreissystems wirksam. Ziel ist es, die Anreize zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu erhöhen, um systemrelevante Bilanzkreisungleichgewichte zu vermeiden. Solche waren beispielsweise im Februar 2012 aufgetreten.

Der maximale Ausgleichsenergiepreis im NRV stieg im Berichtsjahr 2015 erneut auf nunmehr 6.343,59 Euro/MWh an. Insgesamt traten 2015 achtzehnmal Maximalwerte von über 2.000 Euro/MWh auf.

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

Tabelle 31: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2015

Extreme regelzonenübergreifende einheitliche Ausgleichsenergiepreise können durch die angewandte mathematische Berechnungsformel 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 Ausgleichsenergiepreis in diesen Fällen auf den höchsten Arbeitspreis eines in dieser Viertelstunde aktivierten Regularbeitsangebots 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 Ausgleichsenergiepreises zur Anwendung.³² Der Ausgleichsenergiepreis der jeweiligen Viertelstunde wird durch einen neuen Berechnungsschritt bei einem NRV-Saldo zwischen -500 MW und +500 MW zusätzlich zu der bereits bestehenden Kappung begrenzt.

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Jahr 2015 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung) gegenüber dem Vorjahr nahezu unverändert bei rund 75,99 Euro/MWh. Im Falle eines negativen Regelzonensaldos (Überspeisung) verringerte sich der Preis mit rund -42,66 Euro/MWh ein weiteres Mal deutlich im Vergleich zum Jahr 2014. Der durchschnittliche Ausgleichsenergiepreis liegt somit etwa 95 Prozent³³ über dem Durchschnittspreis im Intraday-Handel (Peak) des Jahres 2015.

³² Mitteilung der Bundesnetzagentur zur Anwendung des "Linearisierten Stufenmodells":

http://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

³³ Gemessen am durchschnittlichen Preis des EPEX Spot Intraday-Handels (Peak) von 39,03 Euro/MWh für das Jahr 2015.

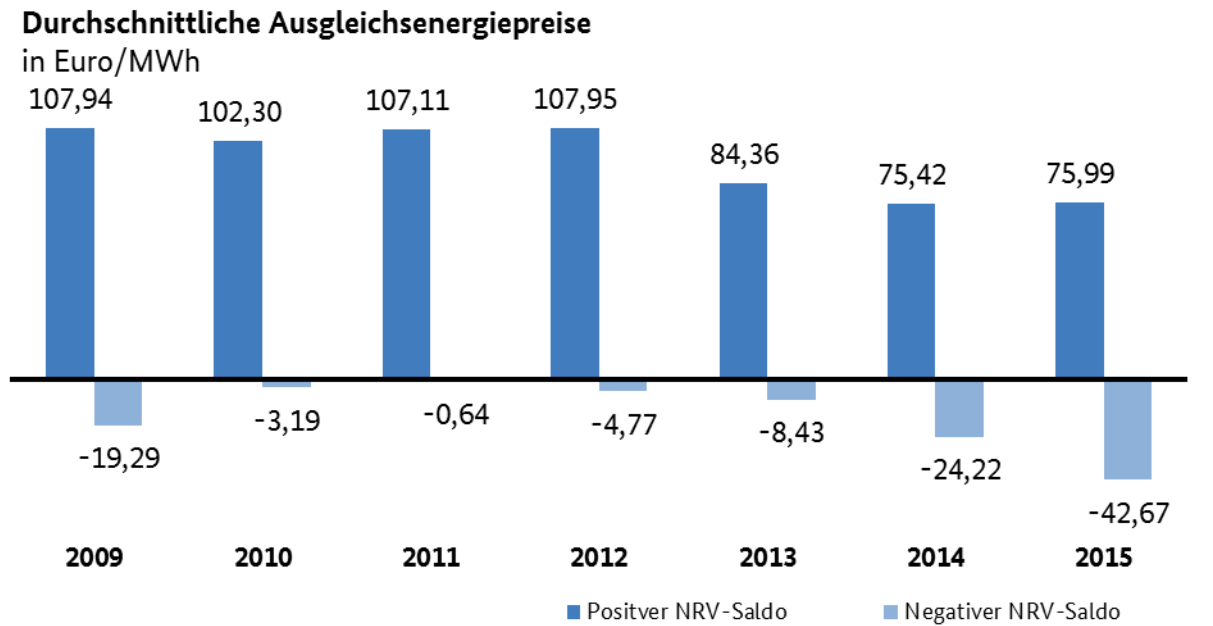


Abbildung 58: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2015

Im Folgenden ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2014 und 2015 im NRV dargestellt. Wie in den Vorjahren ist im Jahr 2015 bei einem negativen Regelzonensaldo eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 Euro/MWh zu erkennen. Darüber hinaus sind im Jahr 2015 bei einem positiven Regelzonensaldo Preise zwischen 40 und 90 Euro/MWh erneut häufiger aufgetreten.

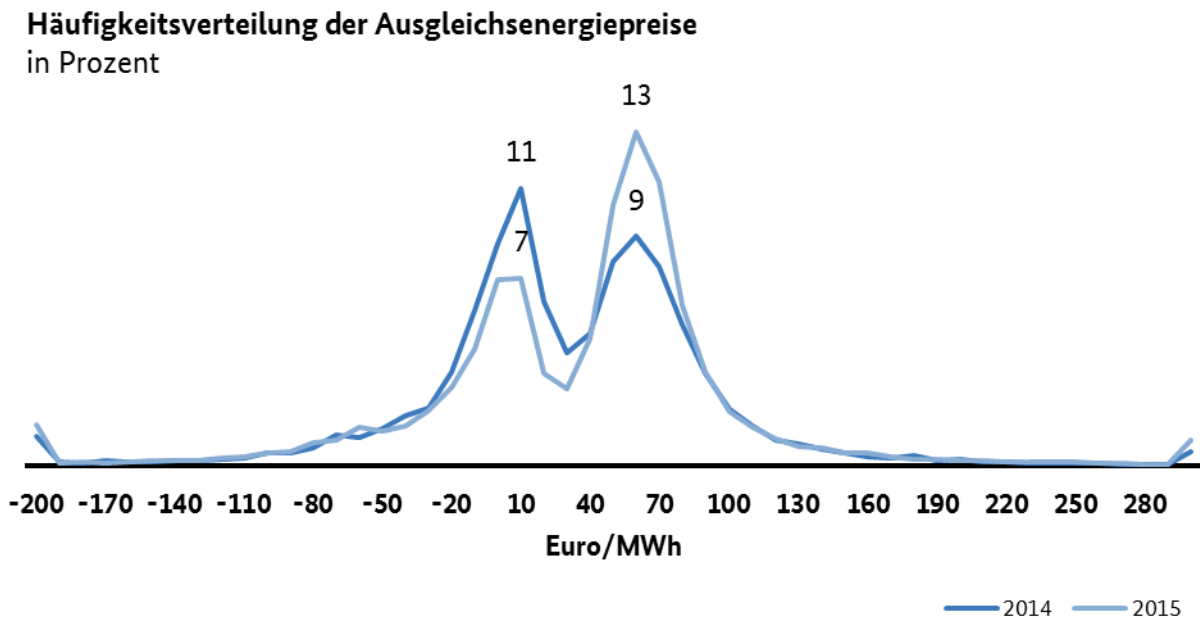


Abbildung 59: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2014 und 2015

5. Untertägiger Handel

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 im Berichtsjahr 2015.

Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen

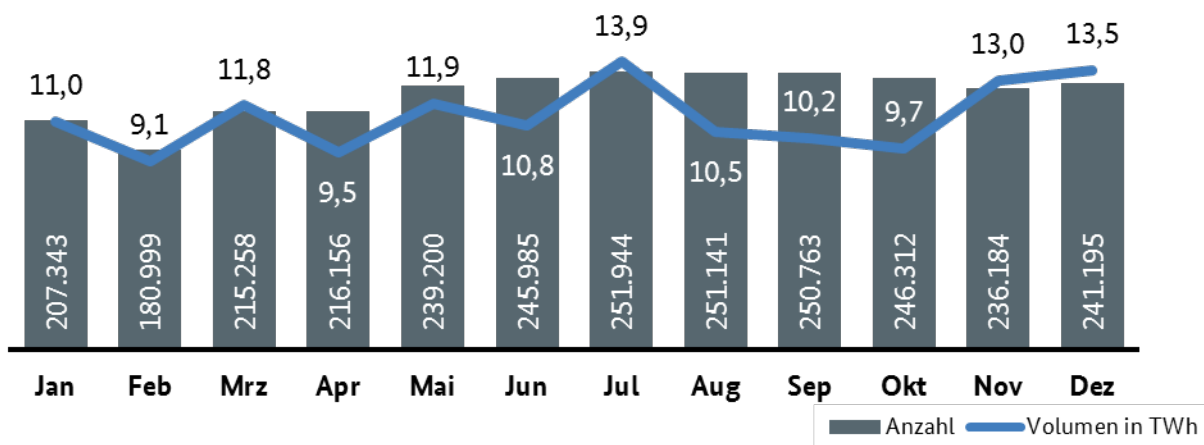


Abbildung 60: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2015

Fahrplanänderungen machten im Berichtsjahr 2015 ein Gesamtvolumen von 134,9 TWh (2014: 96,5 TWh) bei einer Gesamtanzahl von 2.782.480 Fahrplanänderungen (2014: 2.106.419) aus. Dabei wurden im Durchschnitt fast 232.000 Fahrplanänderungen pro Monat durchgeführt. Der höchste Wert lag bei 251.944 Änderungen im Monat Juli 2015, der niedrigste bei 180.999 im Monat Februar 2015. Die gegenüber dem Vorjahr (sowohl anzahl- als auch volumenmäßig) abermals starke Zunahme der untertägigen Fahrplanänderungen lässt sich unter anderem durch die zunehmende intermittierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erklären, die häufig einen untertägigen Ausgleich über den Intraday-Handel erforderlich macht.

6. Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes

In den vergangenen Jahren ist die Ausweitung von "Modul 1" des deutschen Netzregelverbundes (NRVs), welches einen gegenläufigen Abruf von Sekundärregelleistung in verschiedenen Regelzonen vermeidet, durch die deutschen ÜNB kontinuierlich vorangetrieben worden. Im internationalen NRV (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.

Im internationalen NRV 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 240 Millionen Euro realisiert werden. Auch für Gesamteuropa verspricht das Konzept der physikalischen Saldierung von Leistungsungleichgewichten hohe Wohlfahrtsgewinne. Daher sieht die Leitlinie Regelenergie (Guideline on Electricity Balancing) 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 von ENTSO-E zu einem europäischen Pilotprojekt erklärt, das unter Leitung der Bundesnetzagentur regulatorisch begleitet wird.

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

Das Jahr 2015 ist gekennzeichnet durch neue Höchststände im Stromexport. Deutschland als zentrale Drehscheibe des europäischen Stromhandels ist, wie die Jahre zuvor, ein wichtiger Akteur im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den angrenzenden Ländern hat sich im Jahr 2015 verändert. Gegenüber 2014 ist die Kapazität um 7,3 Prozent auf 19.652 MW gesunken (Import- und Exportkapazitäten). Im Jahr 2014 war sie gegenüber 2013 noch um 0,3 Prozent gestiegen.

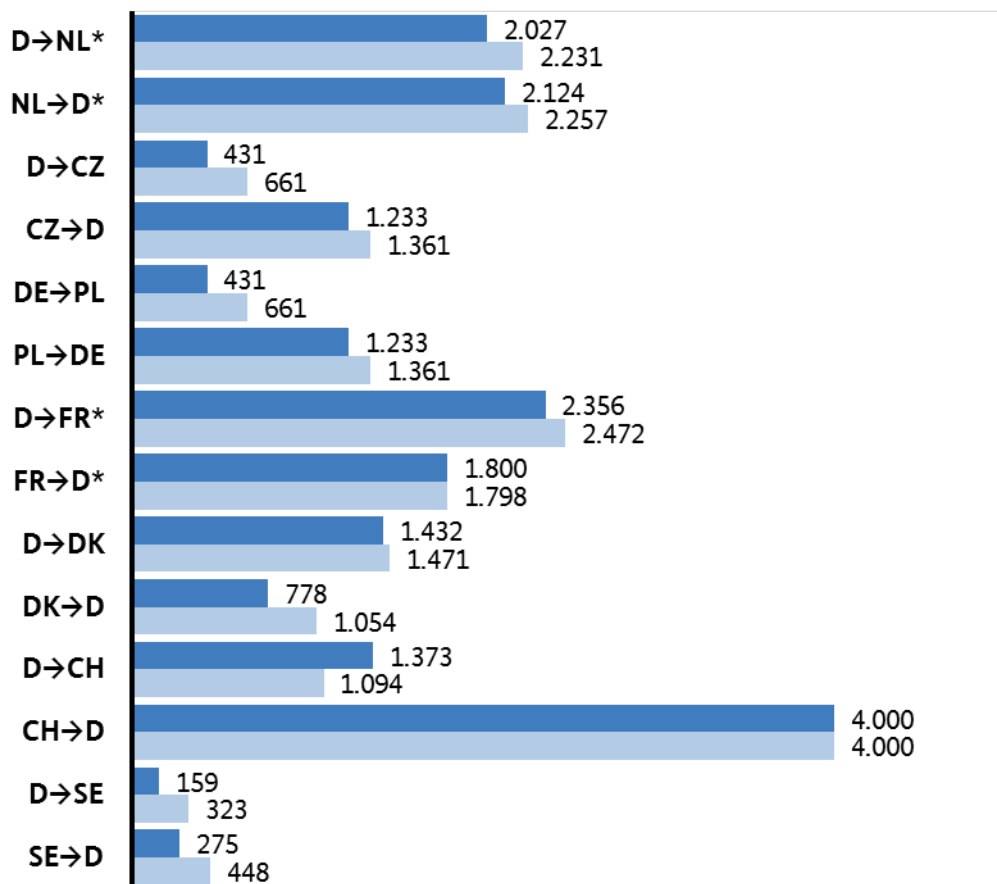
Das im Jahr 2015 insgesamt über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 83,8 TWh (2014) auf 84,9 TWh gestiegen. Dies entspricht einer Erhöhung um 1,3 Prozent. In dieser Summe spiegelt sich einerseits ein massiver Rückgang der Importe von 24,7 TWh (2014) auf 17 TWh (-31,3 Prozent) wider, während die Exporte von 59,2 TWh (2014) auf 68 TWh (+14,8 Prozent) stiegen. Im Ergebnis war ein starker Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 34,5 TWh in 2014 auf 51 TWh in 2015 zu beobachten, dies entspricht einem Plus von 47,8 Prozent.

1. Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Eine große Rolle für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt spielt die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Mitgliedstaaten. Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden, soweit verfügbar, die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen Net Transfer Capacity (NTC) -Werte der ÜNB herangezogen. Lücken wurden durch durchschnittliche NTC-Werte gemäß Berechnungsformeln von ENTSO-E ergänzt.³⁴

³⁴ Bei der Angabe der Werte für eine Grenze wurde darauf geachtet, dass die Daten aus derselben Quelle stammen. Ein Vergleich der jeweiligen Länderkapazitäten ist jedoch nur beschränkt möglich, da die von den ÜNB stündlich übermittelten NTC-Werte aufgrund unterschiedlicher Berechnungsmethoden von den berechneten Durchschnittswerten gemäß ENTSO-E abweichen können. Details zu den Berechnungsgrundlagen für die NTC-Werte gemäß ENTSO-E bzw. der deutschen ÜNB sind unter <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/Pages/default.aspx> erhältlich.

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2014/2015 in MW



* Für 2015 sind die Werte bis zum 20. Mai vorhanden, danach sind wegen Flow-Based Market Coupling keine Daten mehr verfügbar.

Quelle: ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

■ Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2015

■ Mittlere verfügbare Übertragungskapazität 2014

Abbildung 61: Entwicklung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität

Die Importkapazitäten haben sich zum Teil deutlich verändert. Ausnahmen bilden die schweizerische und die französische Grenze. Besonders verringerte sich die Importkapazität an der schwedischen Grenze mit 38,5 Prozent und an der dänischen Grenze mit 26,2 Prozent. Eine Zunahme ist nur an der französischen Grenze mit 0,1 Prozent zu verzeichnen.

Veränderungen wiesen auch die Exportkapazitäten auf. Bis auf die schweizerische Grenze fielen alle anderen zum Teil überdurchschnittlich. Den größten Einschnitt verzeichnete die schwedische Grenze, dort fielen die Kapazitäten um 50,9 Prozent. Große Einbußen gab es auch bei der polnischen und der tschechischen Grenze, dort fielen die Exportkapazitäten um jeweils 34,8 Prozent. Eine Ausnahme bildet die Kapazität an der schweizerischen Grenze, welche um 25,5 Prozent anstieg.

Gründe für die Veränderungen der Kapazitäten sind unter anderem technische Ausfälle und Wartungsarbeiten der Übertragungsnetzleitungen sowie der Zubau von Verbindungen. Hervorzuheben ist hierbei der Raum Hamburg. Eine Vielzahl von Übertragungsleitungen verlaufen in und um Hamburg. Ein im Jahr 2015 begonnener

Ersatzneubau der Elbüberquerung nordwestlich von Hamburg verschärfte zusätzlich die angespannte Netzsituation im Norden. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, musste während der Bauphase nördlich der Trasse ein weitestgehend parallel verlaufendes Provisorium errichtet werden. Dieses Provisorium weist eine geringere Kapazität auf als die vorherige Leitung. Bis zur Fertigstellung der neuen Leitung wird die Netzsituation im Norden angespannt bleiben. Dies bekommen auch die deutschen Nachbarländer vermehrt zu spüren. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind gehalten, die Wartung und Reparatur von Leitungen so schnell und effektiv wie möglich zu bewerkstelligen, um einen reibungslosen Stromaustausch mit dem Ausland zu gewährleisten.

Der Ausbau der Windenergie an den Küsten führte in den letzten Jahren in Deutschland zu vermehrten Netzengpässen. Zusätzlich zum deutschen Windstrom kam durch den europäischen Energiehandel billiger Strom aus Dänemark hinzu und erhöhte die Engpässe zusätzlich. Aus Gründen der Systemsicherheit wurden die Kapazitäten an der Grenze DK1 nach Deutschland den aktuellen Bedingungen angepasst. Die folgende Grafik zeigt, in wie vielen Stunden des jeweiligen Jahres Kapazitäten an der Grenze DK1 nach Deutschland zur Verfügung standen.

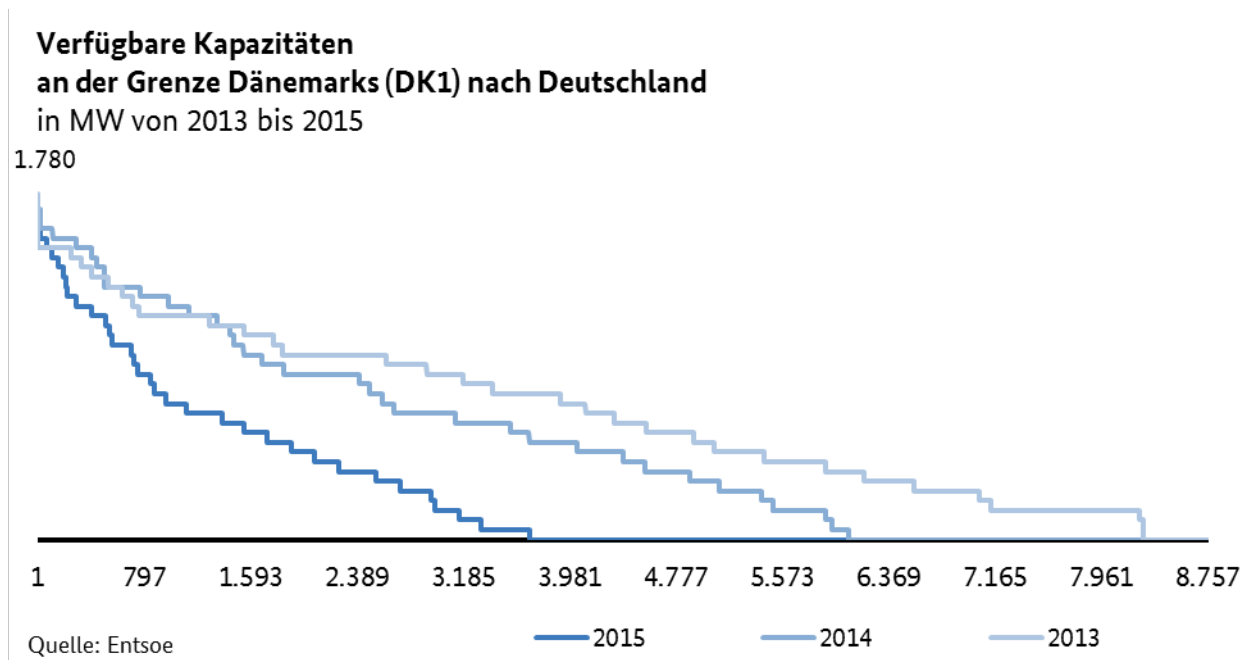


Abbildung 62: Verfügbare Kapazitäten an der Grenze Dänemarks (DK1) nach Deutschland

Die Einschränkung der Handelskapazität begründet sich zwar in dem europarechtlich vorgeschriebenen Vorrang für Erneuerbare Energie. Sie führte dennoch in der Vergangenheit auf Seiten der dänischen Marktteilnehmer verstärkt zu Unmut, da günstiger dänischer Strom nicht ins höherpreisige deutsche Marktgebiet verkauft werden konnte. Derzeit werden Lösungsvorschläge erarbeitet, mittels derer auch schon vor Vollendung des Netzausbaus eine stärkere Teilhabe skandinavischer Marktteilnehmer am deutschen Markt ermöglicht werden soll.

Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg ist von insgesamt 21.193 MW im Jahr 2014 um 7,3 Prozent auf 19.652 MW (Import- und Exportkapazitäten) im Jahr 2015 gesunken.

In der folgenden Abbildung sind sämtliche Werte tabellarisch zusammengefasst.³⁵

Entwicklung der Importkapazität

	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2014 in MW	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2015 in MW	Veränderung in Prozent
NL → D	2.257,2	2.123,8	-5,9
PL → D	1.361,2	1.233,1	-9,4
CZ → D	1.361,2	1.233,1	-9,4
FR → D	1.798,5	1.800,0	0,1
DK → D	1.054,2	778,0	-26,2
CH → D	4.000,0	4.000,0	0,0
SE → D	447,6	275,2	-38,5
Gesamt	12.279,7	11.443,1	-6,8

Tabelle 32: Entwicklung der Importkapazität von 2014 zu 2015

³⁵ Die verwendeten Daten stammen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die Plausibilisierung erfolgte durch die Bundesnetzagentur.

Entwicklung der Exportkapazität

	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2014 in MW	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2015 in MW	Veränderung in Prozent
D → NL	2.231,2	2.026,6	-9,2
D → PL	660,6	430,9	-34,8
D → CZ	660,6	430,9	-34,8
D → FR	2.472,2	2.356,3	-4,7
D → DK	1.471,5	1.432,4	-2,7
D → CH	1.094,2	1.373,4	25,5
D → SE	323,3	158,8	-50,9
Gesamt	8.913,5	8.209,3	-7,9

Tabelle 33: Entwicklung der Exportkapazität von 2014 zu 2015

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

Die realisierten Verbundaustauschfahrpläne sind für die Betrachtung der Nettostrombilanz (Handelsbilanz) an den einzelnen Außengrenzen und an der Gesamtheit der deutschen Grenzen entscheidend.

Diese bilden Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab und folgen damit den Regeln des Marktes³⁶.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die im Jahr 2014 und 2015 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne und physikalischen Lastflüsse.

³⁶ Der Elektrizitätshandel sollte vom günstigen ins teurere Land durch die Nutzung der Grenzkuppelstellen erfolgen.

**Verbundaustauschfahrpläne
(Grenzüberschreitender Handel, saldierte Werte)
in TWh**

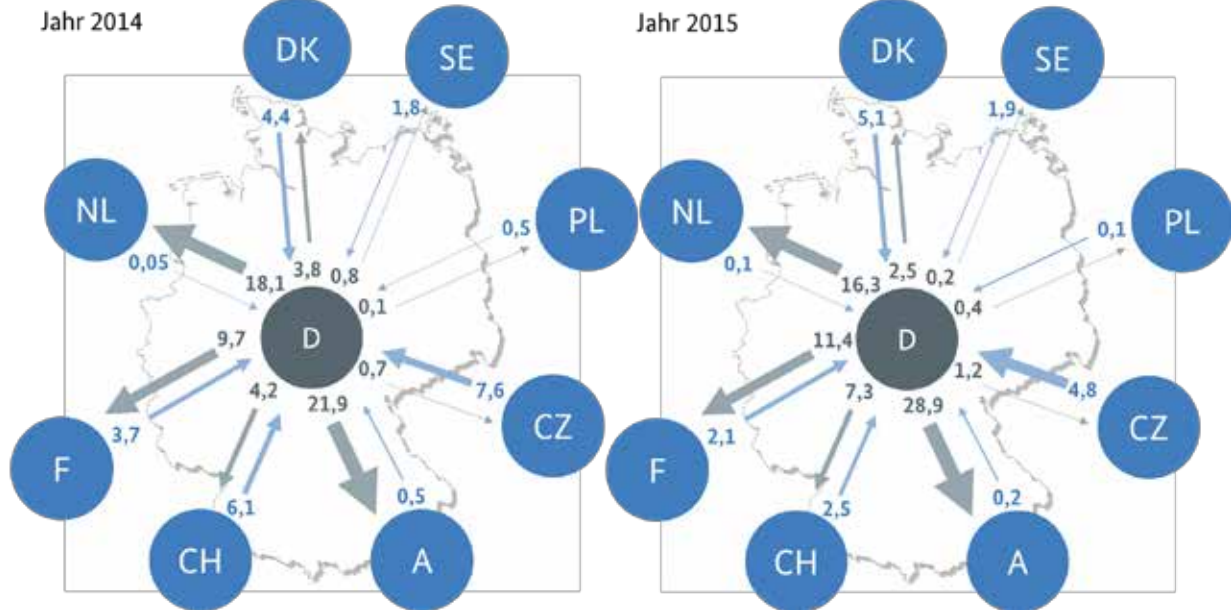


Abbildung 63: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

**Physikalische Flüsse
(saldierte Werte)
in TWh**

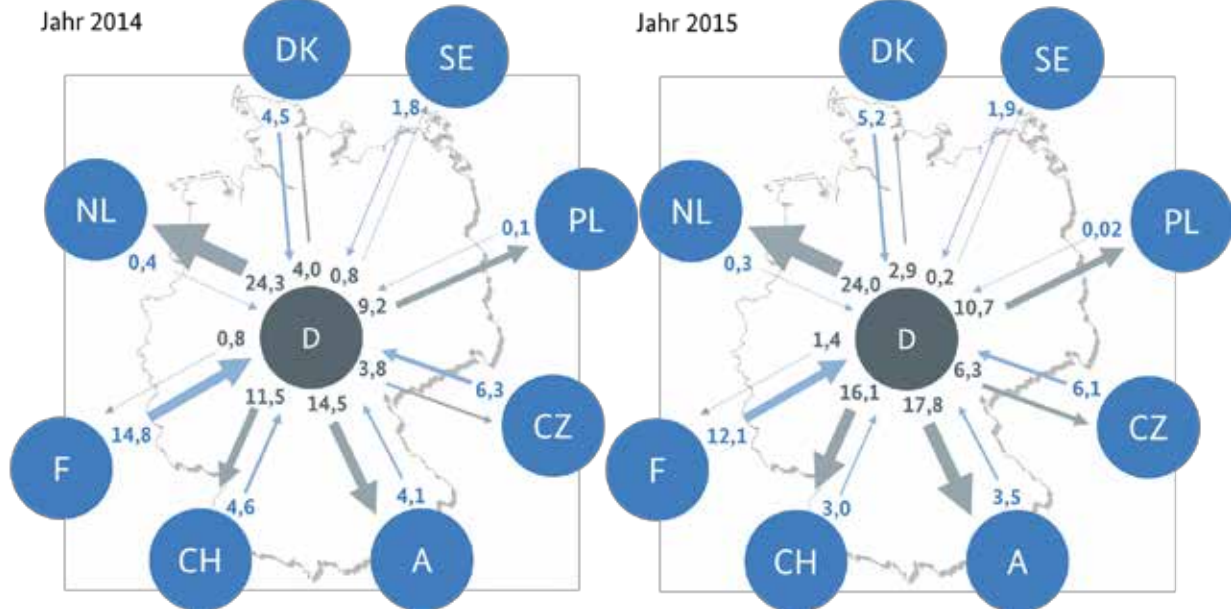
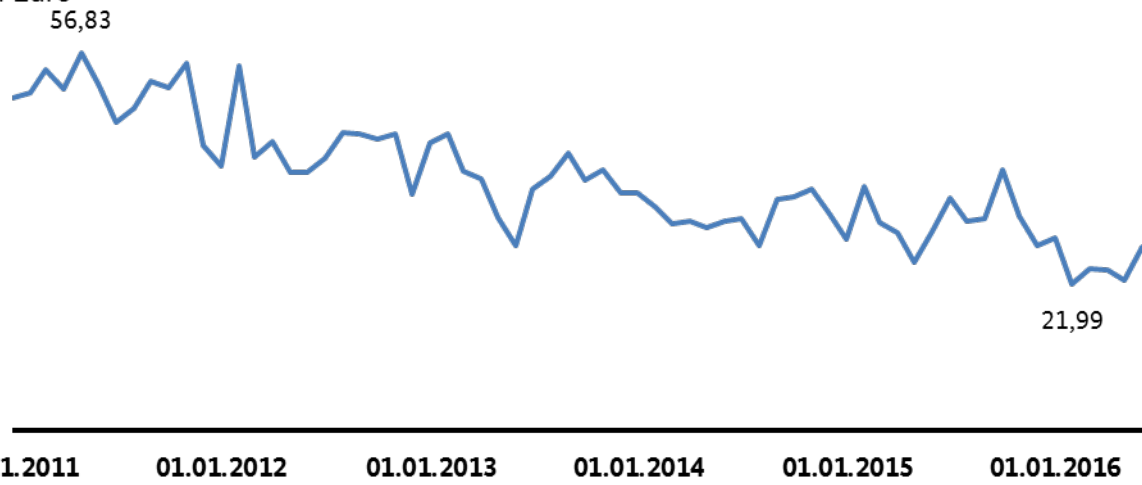


Abbildung 64: Physikalische Lastflüsse

Die Zunahme der Exporte im Jahr 2015 geht einher mit sinkenden Preisen an der deutschen Strombörse. Der durchschnittliche EPEX Day Ahead Spotpreis verringerte sich nochmals um 1,1 Prozent von 32,76 Euro im Jahr 2014 auf 31,63 Euro für die Megawattstunde im Jahr 2015. Die Entwicklung der Day Ahead Spotpreise in den letzten Jahren ist in der folgenden Abbildung zu sehen.

Day Ahead Spotpreis im Mittel

in Euro



Quelle: EEX

Abbildung 65: Day Ahead Spotpreise 2011 bis 2016 im Mittel

In den folgenden Tabellen sind sämtliche Werte nochmals tabellarisch zusammengefasst.³⁷

³⁷ Die verwendeten Daten stammen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die Plausibilisierung erfolgte durch die Bundesnetzagentur.

Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2014	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2014	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2015
NL → D	0,4	0,1	0,3	0,1
PL → D	0,1	0,5	0,0	0,4
CZ → D	6,3	7,6	6,1	4,8
FR → D	14,8	3,7	12,1	2,1
DK → D	4,5	4,4	5,2	5,1
CH → D	4,6	6,1	3,0	2,5
AT → D	4,1	0,5	3,5	0,2
SE → D	1,8	1,8	1,9	1,9

Tabelle 34: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2014	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2014	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2015
D → NL	24,3	18,1	24,0	16,3
D → PL	9,2	0,1	10,7	0,1
D → CZ	3,8	0,7	6,3	1,2
D → FR	0,8	9,7	1,4	11,5
D → DK	4,0	3,8	2,9	2,5
D → CH	11,5	4,2	16,1	7,3
D → AT	14,5	21,9	17,8	28,9
D → SE	0,8	0,8	0,2	0,2

Tabelle 35: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen

Vergleich des Saldos der grenzüberschreitenden Stromflüsse in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2014	verbindliche Verbundaustausch- fahrpläne 2014	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015	verbindliche Verbundaustausch- fahrpläne 2015
Import	36,4	24,7	32,1	17,0
Export	68,9	59,2	79,1	68,0
Saldo	32,5	34,5	47,0	51,0

Tabelle 36: Vergleich der Salden der grenzüberschreitenden Stromflüsse³⁸

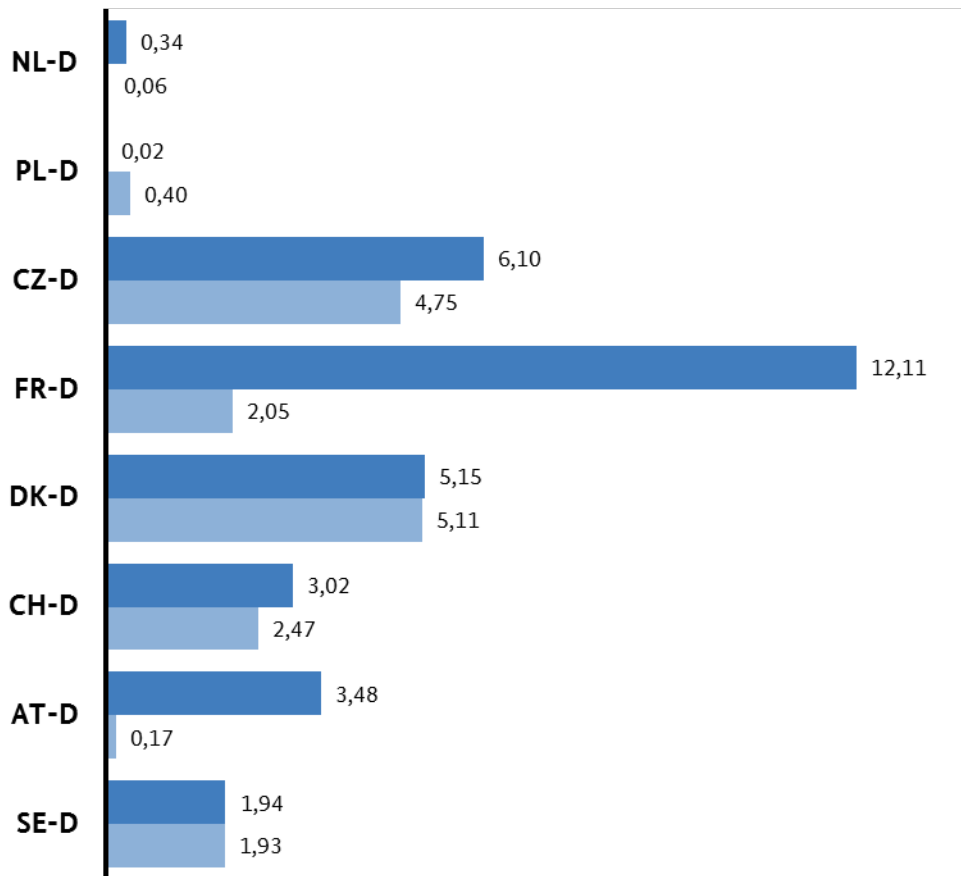
Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten tatsächlichen physikalischen Lastflüsse³⁹ weichen von den Fahrplänen an den Grenzen ab.⁴⁰

³⁸ Die Salden der physikalischen Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne (Handelsflüsse) müssen der Theorie nach identisch sein. Abweichungen entstehen dadurch, dass grenzüberschreitender Redispatch potenziell die physikalischen Lastflüsse mindert. Im Jahr 2015 lag der grenzüberschreitende Redispatch bei 3,2 TWh. Die fehlenden 0,8 TWh sind vermutlich auf Messfehler zurückzuführen.

³⁹ Als physikalischen Fluss bezeichnet man die tatsächliche Fließrichtung des Stromes durch die einzelnen Stromnetze.

⁴⁰ Die Nettoexportbilanz ist bei realisierten Verbundfahrplänen und tatsächlichen physikalischen Flüssen - abgesehen von Transportverlusten - in der Summe aller deutschen Grenzkuppelstellen identisch. An den einzelnen Grenzen weichen die Werte jedoch i. d. R. ab, da der tatsächliche physikalische Fluss der rein physikalischen Gesetzmäßigkeit des geringsten Widerstands folgt und aufgrund der Vermaschung der Netze auch abweichend von den realisierten Verbundfahrplänen indirekt von Regionen hoher Erzeugung über Drittländer stattfinden (z. B. von Frankreich über Deutschland/ Schweiz nach Italien) kann.

Jahressummen der grenzüberschreitenden Importlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2015
in TWh

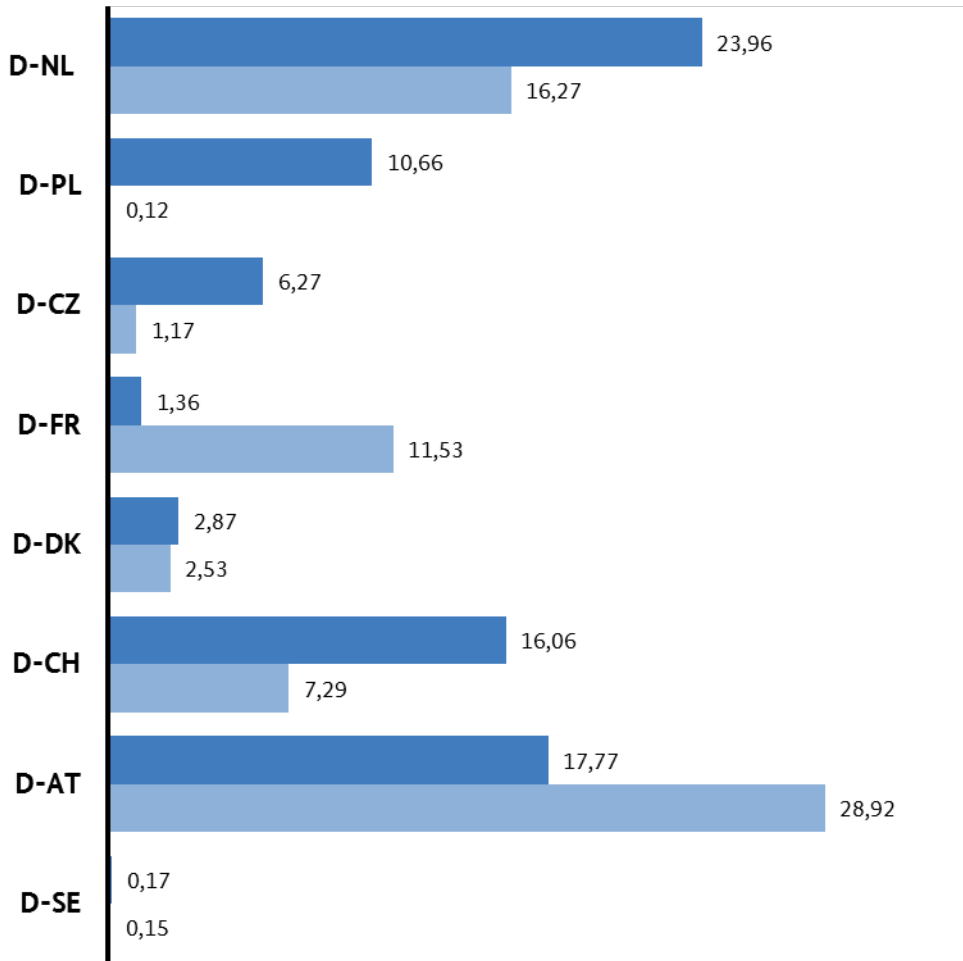


Quelle: ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

■ Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015
■ Handelsfluss 2015

Abbildung 66: Jahressummen der grenzüberschreitenden Importlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne

Jahressummen der grenzüberschreitenden Exportlastflüsse und der Verbund austauschfahrpläne 2015
in TWh



Quelle: ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

■ Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2015
■ Handelsfluss 2015

Abbildung 67: Jahressummen der grenzüberschreitenden Exportlastflüsse und der Verbund austauschfahrpläne

Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands 2008 - 2015

Handelsvolumen in TWh

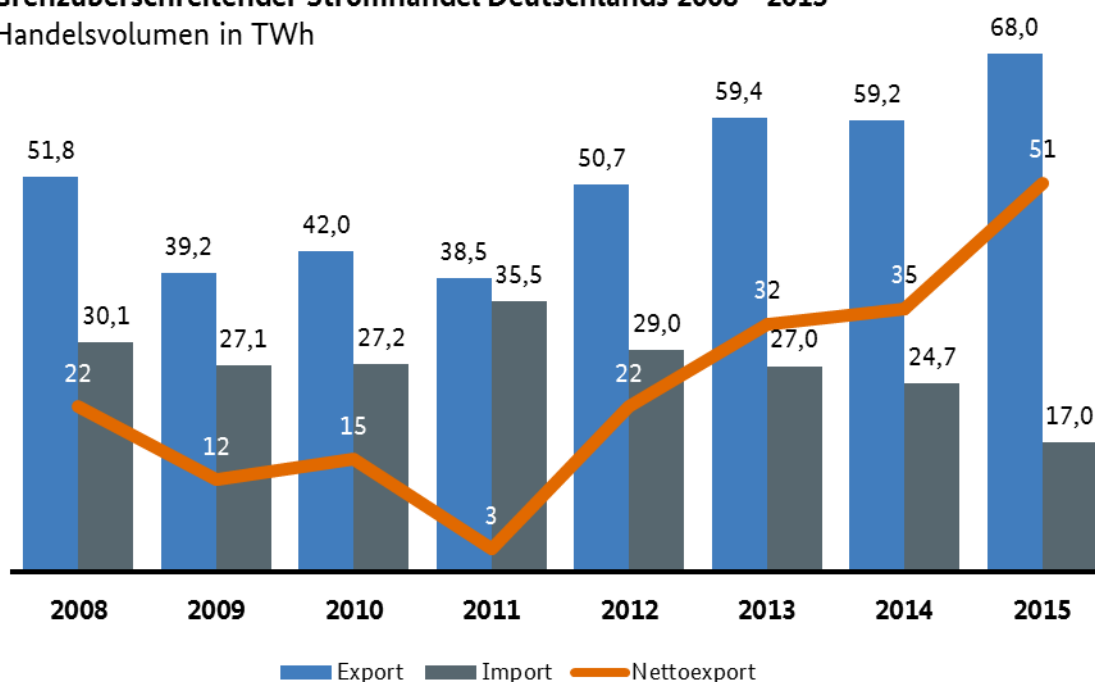


Abbildung 68: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands

Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

	2014		2015	
	in TWh	Handel in Euro	in TWh	Handel in Euro
Export	59,17	1.900.557.809,92	67,96	2.062.614.362,74
Import	24,66	839.647.858,29	16,95	588.323.933,24
Saldo	34,52	1.060.909.951,63	51,01	1.474.290.429,50
Erlöse Exporte in Euro/MWh		32,12		30,35
Kosten Importe in Euro/MWh		34,05		34,71

Tabelle 37: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels⁴¹

⁴¹ Die Bundesnetzagentur legt für die Bewertung der Exporte und Importe die in jeder Stunde geltenden Day Ahead-Spotmarktpreise an der Strombörse EPEX Spot zu Grunde. Die stündlichen Spotmarktpreise werden mit den stündlichen Importen und Exporten der einzelnen Länder multipliziert, um die monetäre Entwicklung aufzuzeigen. Wir gehen davon aus, dass Strom nur dann importiert wird, wenn die deutschen Preise höher als im Ausland sind und Strom nur dann exportiert wird, wenn der Strom billiger als im Ausland ist. Wir unterstellen insoweit marktrationales Verhalten dahingehend, dass auch längerfristige Kontrakte nur dann durch tatsächliche Exporte oder Importe erfüllt werden, wenn das aktuelle Preisniveau einen entsprechenden Anlass gibt.

Erlöse und Kosten der deutschen Ex- und Importe 2011-2015 in Mio. Euro

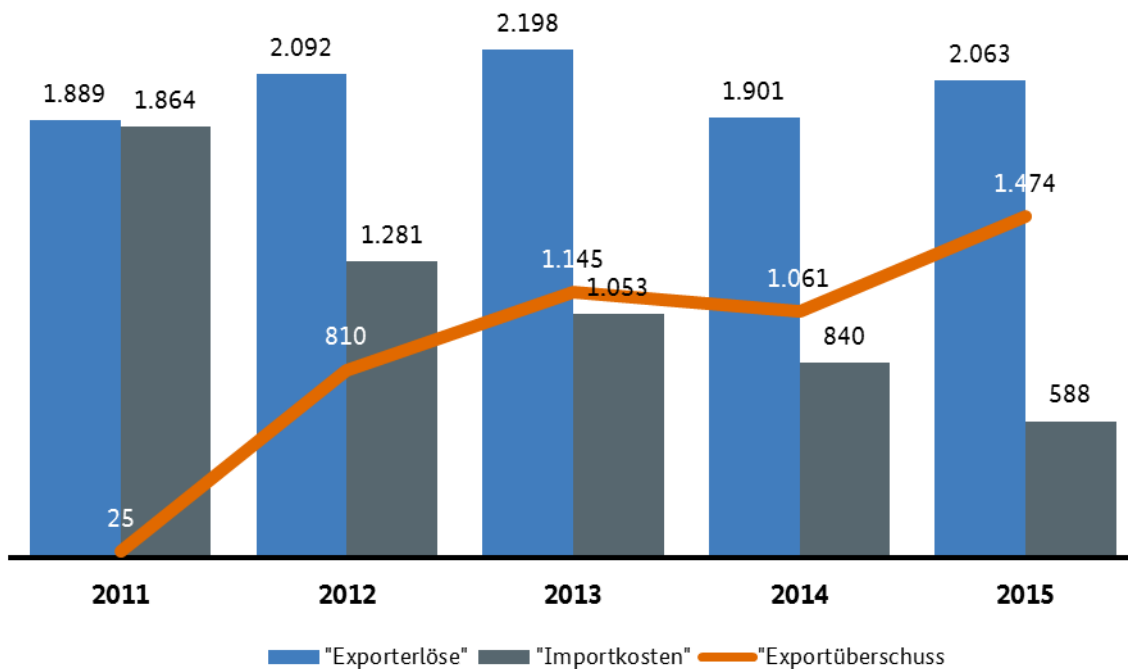


Abbildung 69: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe

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 bildet ebenso Veränderungen von Angebot und Nachfrage in dem jeweiligen Nachbarland ab.

3. Ungeplante Flüsse

Grundsätzlich sollte die Betrachtung der Importe und Exporte alleine die zwischen den Ländern gehandelten Strommengen betreffen. Hiervon zu unterscheiden ist die Betrachtung, über welche Leitungen die gehandelten Strommengen tatsächlich (physikalisch) geflossen sind und ob dabei Flüsse als Ringflüsse oder Transite ggf. über Drittstaaten verlaufen.⁴² Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die ungeplanten Flüsse von Deutschland zu seinen Nachbarländern und wieder zurück.

⁴² Die Bundesnetzagentur verwendet für die Ermittlung der Werte ausschließlich die Verbundaustauschfahrpläne der ÜNB (Handelsflüsse). Für die öffentlich diskutierten Fragestellungen sind die Fahrpläne die sinnvollere Größe, da sie die Handelsaktivitäten widerspiegeln. Die physikalischen Flüsse beruhen dagegen auf einer Vielzahl von Faktoren, beispielsweise auch auf Ringflüssen von deutsch-deutschen Handelsgeschäften, die physikalisch über ausländische Netze transportiert werden.

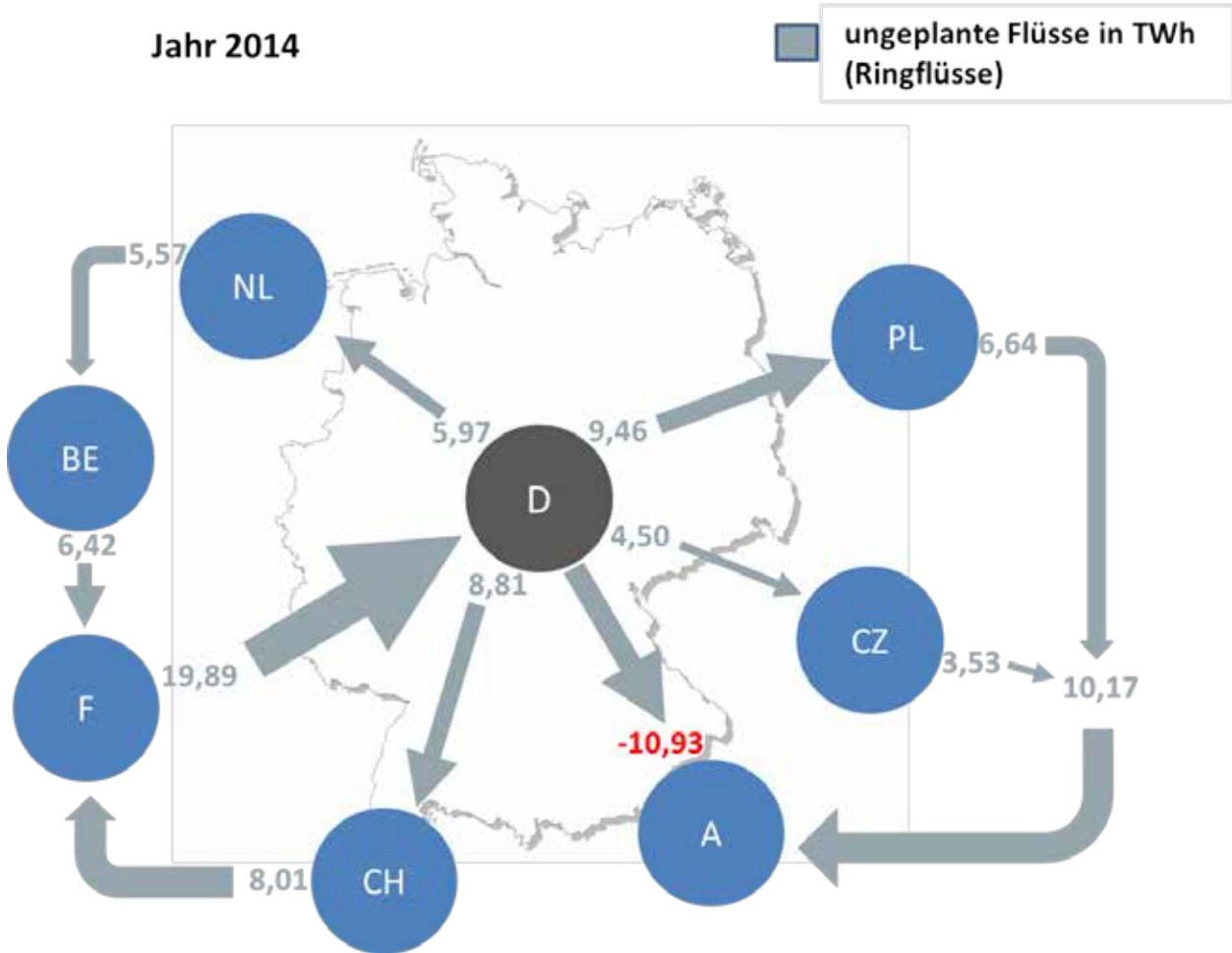


Abbildung 70: Ungeplante Flüsse 2014

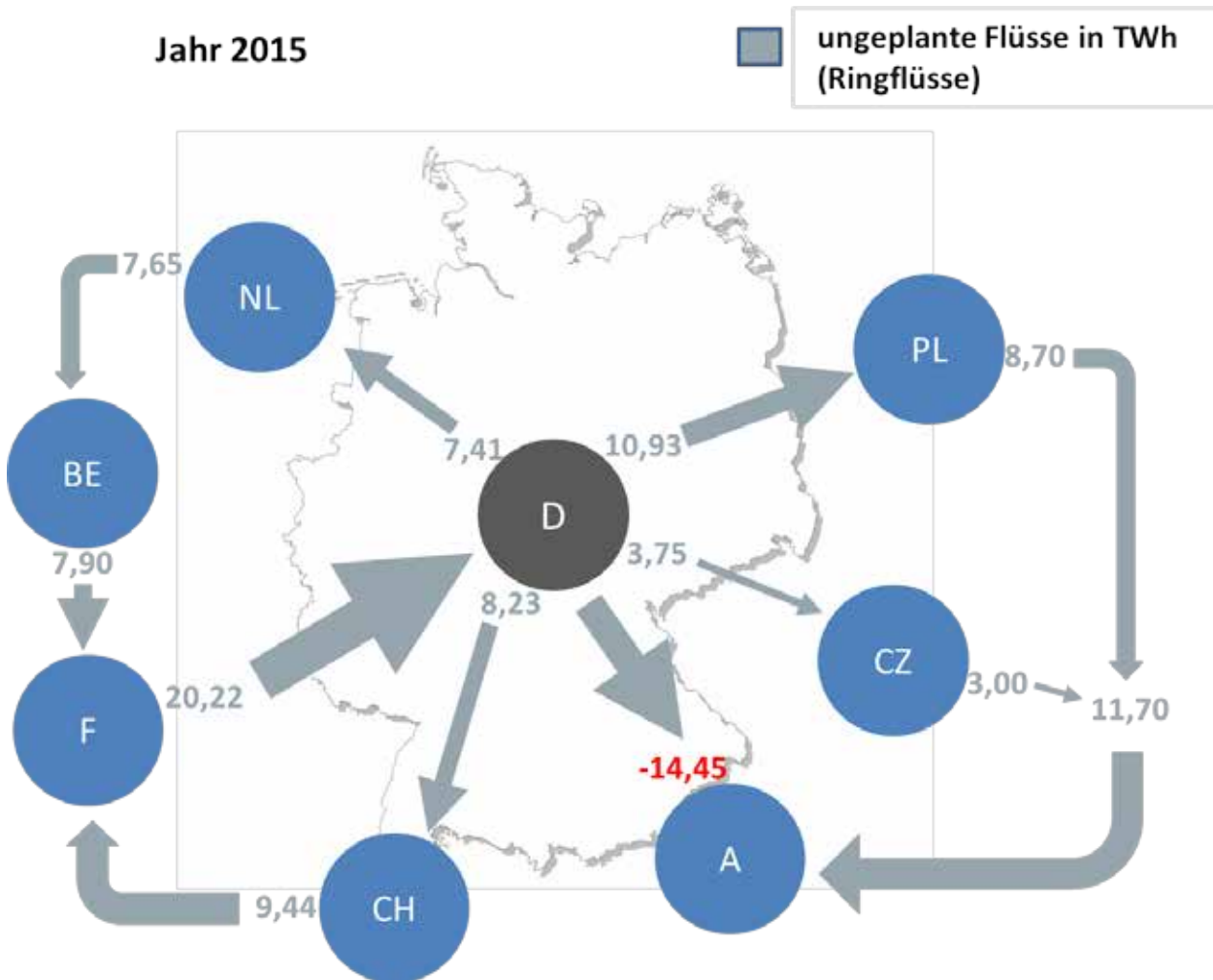


Abbildung 71: Ungeplante Flüsse 2015

Strom nimmt, wie in den Darstellungen veranschaulicht wird, aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten stets den Weg des geringsten Widerstandes. Die Notwendigkeit eines zügigen Netzausbaus wird umso deutlicher bei der Betrachtung der deutschen Westgrenze und der deutschen Ostgrenze. Aufgrund fehlender Transportkapazitäten innerhalb Deutschlands fließt der Strom an der deutschen Westgrenze, von den Niederlanden über Belgien und Frankreich, zurück nach Deutschland. Auch im Osten nimmt der Strom einen Umweg über Polen und Tschechien nach Österreich. Im Gegensatz zum Westen fließt dieser Strom aber nicht zurück nach Deutschland, stattdessen wird der Strom in Österreich verbraucht oder weiter geleitet, dies wird mit -14,45 TWh in 2015 verdeutlicht. Es handelt sich um ein physikalisches "Defizit". Nur so ist die Darstellung mit den anderen Grenzen konsistent, wo es jeweils einen physikalischen Überschuss gibt.

Die fehlende physikalische Leitungskapazität zwischen Deutschland und Österreich wird hierdurch offenkundig.⁴³

Ungeachtet aller Ausbaumaßnahmen führt der Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten unausweichlich zu ungeplanten Flüssen. Durch das hohe Transportaufkommen bei derzeit noch vergleichsweise geringen Fortschritten beim Netzausbau werden die Nachbarländer Deutschlands im besonderen Maße von der deutschen Energiewende beeinflusst. Damit das Problem der ungeplanten Flüsse nicht zu instabilen Netzen im Ausland führt, beteiligt sich Deutschland aktiv an verschiedenen Maßnahmen. So 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 wurde mittlerweile durch die Inbetriebnahme physikalischer Phasenschieber-Transformatoren (PSTs) an der Grenze zu Polen abgelöst. In einem nächsten Schritt werden zudem auch an der Grenze zu Tschechien PSTs in Betrieb genommen.

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-Jahr⁴⁴ 2015 lauten wie folgt: Die vier deutschen ÜNB erhielten für Verlustenergie und die Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen in Höhe von 3,65 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge in Höhe von 9,75 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 6,1 Mio. Euro, den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen an den ITC-Mechanismus entrichten mussten. Damit war Deutschland im ITC-Jahr 2015 erstmals Nettozahler in den ITC-Fonds, nachdem es in den letzten Jahren seit Einführung des Mechanismus stets Nettoempfänger gewesen war. (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 veränderten grenzüberschreitenden Flüsse zurückzuführen. Die Transite durch Deutschland

⁴³ Der Saldo der ungeplanten Flüsse beträgt 4,4 TWh. Der Theorie nach müssen der Handelsfluss und der tatsächliche Stromfluss identisch sein. Die Abweichung von 4,4 TWh lässt sich dadurch erklären, dass im Jahr 2015 vermehrt grenzüberschreitender Redispatch getätigt wurde. Dieser wirkt sich potenziell mindernd auf die physikalischen Lastflüsse aus. Im Jahr 2015 lag der grenzüberschreitende Redispatch bei 3,2 TWh. Die fehlenden 1,2 TWh sind vermutlich auf Messfehler zurückzuführen.

⁴⁴ 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.

gingen um 6,7 Prozent zurück und gleichzeitig sanken die spezifischen Netzverlustkosten in Deutschland stärker als im EU-Ausland. Beides hat einen dämpfenden Effekt auf die Kompensationsauszahlungen an die ÜNB. Die Stromexporte stiegen nochmal deutlich um fast ein Drittel, was zu höheren Einzahlungen der deutschen ÜNB in den ITC-Mechanismus führte. Das Zusammenwirken dieser Effekte brachte im Ergebnis erstmals die Nettozahlerposition der deutschen ÜNB.

Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus für die dt. ÜNB (netto) in Mio. Euro

2011	2012	2013	2014	2015
21,0	26,8	13,2	7,7	-6,1

Tabelle 38: Kompensationszahlungen ITC

5. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts ist erklärtes Ziel der europäischen Union. Nach Punkt 3.2. aus dem Anhang der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 soll dies schrittweise in einzelnen Regionen Europas erfolgen.

Im Februar 2014 wurden die Day-Ahead-Märkte der jeweils gekoppelten Regionen Zentralwesteuropa (AT, BE, DE, FR, LU, NL) und Nordwesteuropa (DK, FI, NO, FI) sowie EE, LT, LV, UK und PL über das SwePol-Kabel miteinander verbunden. Im Mai 2014 folgten ES und PT. Damit sind bereits drei Viertel des europäischen Strommarktes erfolgreich gekoppelt. Der nächste bedeutende Schritt für die Schaffung des europäischen Strombinnenmarktes wurde mit der Ankopplung der italienischen Grenzen zu AT, FR und SI im Februar 2015 erreicht. Und im Juli 2016 wurde zusätzlich auch die gemeinsame Grenze von AT und SI angekoppelt.

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 in den beteiligten nationalen Day-Ahead-Märkten. Zu beobachten ist, dass die Preiskonvergenz in gekoppelten Regionen deutlich höher ist als in ungekoppelten Regionen. Diese dient als Indikator für eine effiziente Nutzung von Grenzkuppelkapazitäten.

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

6. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation

Die Verordnung der Europäischen Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell für das kurzfristige Engpassmanagement in Zentraleuropa. Wesentliche Grundlage dafür bildet die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung. Dabei werden die durch die konkreten Handelsgeschäfte zu erwartenden physikalischen Flüsse bereits bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt und nach Effizienz Gesichtspunkten und

Netzsicherheitsaspekten die noch verfügbaren Übertragungskapazitäten ermittelt. Dies gewährleistet eine zunehmende Sicherheit der Übertragungsnetze und verbesserte Ausnutzung der Übertragungskapazitäten.

Nach der erfolgreichen Einführung der Marktkopplung in Zentralwesteuropa (CWE-Region) im Herbst 2010 wurde die Implementierung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode begonnen. 2014 wurden die Arbeiten durch die Projektpartner fortgesetzt. Am 20. Mai 2015 konnte dann die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung in der CWE-Region erfolgreich starten. Die Ergebnisse bestätigen die in den Tests erwarteten steigenden Übertragungskapazitäten und als eine Folge davon eine höhere Preiskonvergenz zwischen den teilnehmenden Staaten.

Anfang 2016 unterzeichneten die ÜNB der Regionen Zentralosteuropa (CEE-Region) und Zentralwesteuropa eine Absichtserklärung, um die lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode gemeinsam einzuführen. Hier wird nach aktueller Planung mit dem Start voraussichtlich Anfang 2019 gerechnet. Beide Regionen werden damit direkt verbunden und die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel mit derselben Methode berechnet.

Die Arbeit in den beiden Regionen wird nun in einer eigenen gemeinsamen Arbeitsgruppe mit Beteiligung aller Regulierungsbehörden und ÜNB koordiniert. Erster Schritt ist die Erstellung eines gemeinsamen Vorschlags der ÜNB für die Kapazitätsberechnungsmethode gemäß der CACM GL zur Vorlage bei den Regulierungsbehörden.

7. Sachstand zu Europäischen Verordnungen im Strombereich

In Art. 8 der Verordnung (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel ist vorgesehen, in welchen Bereichen Netzkodizes bzw. Leitlinien zur Harmonisierung des europäischen Stromhandels und zur Schaffung des europäischen Strombinnenmarktes zu entwickeln sind. In diesem Zusammenhang sind im Jahr 2015 große Fortschritte erzielt worden.

Die Leitlinie CACM, in der Vorgaben für die Ausgestaltung der Engpassbewirtschaftungsmethoden für die Kapazitätsvergabe im Day-ahead und Intraday Handel getroffen werden, ist als erstes verbindliches Regelungsinstrument auf der Grundlage der Stromhandelsverordnung am 14. August 2015 in Kraft getreten.

Die Übertragungsnetzbetreiber und die mittlerweile nominierten Strommarktbetreiber ("NEMO", von: nominated electricity market operator) sowie die nationalen Regulierungsbehörden und ACER sind seit Inkrafttreten der Verordnung damit befasst, die in der Verordnung CACM enthaltenen Vorgaben umzusetzen. So befinden sich zurzeit u.a. der Vorschlag der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zur Etablierung der Kapazitätsberechnungsregionen und der Vorschlag der benannten NEMOs, wie die Marktkopplungsbetreiberfunktionen umgesetzt werden sollen, in der Diskussion unter den nationalen Regulierungsbehörden bzw. ACER mit dem Ziel der Genehmigung.

Die Netzkodizes über Netzanschlussregeln schaffen für die Realisierung des europäischen Binnenmarkts für Strom und aus Gründen der Netzstabilität möglichst vereinheitlichte Netzanschlussbedingungen für jene Marktteilnehmer, die ihre Anlagen an das Stromnetz anschließen. Zu diesen Marktakteuren gehören Betreiber von Erzeugungsanlagen ebenso wie Betreiber von HGÜ-Leitungen, Betreiber von großen Strom verbrauchenden Einheiten (etwa energieintensive Industrieunternehmen) und Anbieter von Lastmanagement ebenso wie Verteilernetzbetreiber. Mit der Verabschiedung der dieses Sachgebiet regelnden drei EU-Verordnungen werden insoweit einheitlich geltende Rahmenbedingungen geschaffen. So sehen die drei Netzkodizes einheitliche Anforderungen an die Frequenzhaltung, an die Fähigkeit zum Durchfahren eines Fehlers ("Fault-Ride-Through"-

Fähigkeit), Anforderungen an die Netzwiederherstellung, Blindleistungsanforderungen und Maßgaben für die Nachfragesteuerung ("Demand Side Response") vor, um nur einige Beispiele zu nennen.

Im Jahr 2015 wurden vor diesem Hintergrund die drei Grid Connection Codes im Rahmen des Komitologieverfahrens seitens der Mitgliedstaaten der Europäischen Union einstimmig angenommen. Dabei konnten eine Reihe von Zweifeln hinsichtlich der regulatorischen Vorschriften für alle Netzanschlusskodizes ausgeräumt werden. Dies mündete schließlich darin, dass am 26. Juni 2015 die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger verabschiedet werden konnte. Nach Durchlaufen des Kontrollverfahrens vor dem Europäischen Parlament und dem Rat der Europäischen Union trat dieser Netzkodex am 17. Mai 2015 in Kraft. Am 11. September 2015 wurde die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für HGÜ-Systeme und für an das Gleichstromnetz angebundene Windkraftanlagen verabschiedet. Am 16. Oktober 2015 schließlich durchlief auch der Entwurf der Kommission zu der Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Verbrauchseinheiten das Komitologieverfahren und wurde dort von den Mitgliedstaaten angenommen.

Die drei Netzanschluss-Kodizes sehen jeweils erhebliche Handlungsspielräume auf nationaler Ebene vor. Diese hat der deutsche Gesetzgeber genutzt, indem er im Rahmen der EEG-Novelle 2017 in § 19 EnWG die Zuständigkeit für die Determinierung der technischen Anschlussvoraussetzungen unter Wahrung der Rahmenbedingungen der drei Netzkodizes dem Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) zugewiesen hat. 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.

Die Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität regelt die Zuteilung grenzüberschreitender Langfriskapazitäten auf den Interkonnektoren und wurde am 30. Oktober 2015 im Komitologieverfahren von den Mitgliedstaaten angenommen.

Die Leitlinie Regenergie, in der Vorgaben zur Integration der heute noch weitgehend national organisierten europäischen Regenergiemärkte enthalten sind, befindet sich zurzeit im Komitologieverfahren und wird zwischen den Mitgliedstaaten diskutiert. Die europäische Kommission strebt eine Verabschiedung der Leitlinie bis Ende 2016 an, sodass sie ab voraussichtlich Mitte des Jahres 2017 als europäische Verordnung mit allgemeiner Gültigkeit unmittelbare Wirksamkeit in den Mitgliedstaaten entfalten wird.

In der Leitlinie zum Systembetrieb wurden drei Netzkodizes zusammengefasst und am 4. Mai 2016 im Komitologieverfahren angenommen. Es werden Harmonisierungen beim operativen Systembetrieb und Festlegung der Sicherheitslimits angestrebt. Außerdem wird der Prozess der internen und grenzüberschreitenden Fahrplananmeldung harmonisiert sowie die technischen Mindestvorgaben zur Regenergie 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.

Der Netzkodex Notfall und Wiederherstellung soll bis Ende dieses Jahres im Komitologieverfahren angenommen werden. Inhaltlich gibt es Vorgaben zum Verhalten im Notfall und wie aus dem Blackout-Fall das Netz wiederaufgebaut werden soll. In Notfallsituationen kann auch sämtliches Marktgeschehen ausgesetzt werden,

wenn die Systemsicherheit andernfalls gefährdet wird. Hierzu gibt es ebenfalls harmonisierte Vorgaben, wann der Prozess des Marktaussetzens eingeleitet werden kann.

7.1 Early Implementation Cross Border Intraday Project

Das sog. Cross Border Intraday Projekt (kurz: XBID Projekt) wurde bereits im Februar 2007 begonnen. Damals war es noch ein Projekt der Region Zentralwesteuropa. Mittlerweile beschränkt sich das Projekt nicht mehr nur auf diese Region, sondern umfasst als Region "Nordwesteuropa Plus" das Gebiet der folgenden Mitgliedstaaten der EU und des EWR: Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Luxemburg, Österreich, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Schweden, Finnland, Norwegen, Spanien und Italien. Die Schweiz nimmt mit Beobachterstatus ebenfalls an dem Projekt teil. Ihre aktive Beteiligung hängt nach der CACM-Leitlinie allerdings davon ab, dass sie zum einen die wichtigsten Teile des stromwirtschaftsrechtlichen *acquis unionaire* der Europäischen Union übernimmt und zum anderen einen völkerrechtlichen Vertrag mit dieser abschließt. In diesem soll die Zusammenarbeit zwischen ihr und der EU im Strombereich, also insbesondere die institutionellen Fragen, geklärt werden.

Im Jahr 2015 hat das Projekt beträchtliche Fortschritte gemacht. So haben sich die Projektparteien, zu denen neben den Übertragungsnetzbetreibern aus den besagten Mitgliedstaaten auch die Strombörsen APX/ BelPex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot und OMIE gehören, auf den Abschluss des Vertrages mit dem IT-Provider Deutsche Börse AG (DBAG) geeinigt. Der DBAG obliegt damit das Design und die Entwicklung der sog. XBID-Plattform. 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, wird seitens der Projektparteien parallel zur Entwicklung der zentralen XBID-Plattform an der Entwicklung lokaler Implementierungslösungen (Local Implementation Projects) gearbeitet. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen ihrer Mitarbeit in den zuständigen Arbeitsgruppen und Entscheidungsgremien von ACER daran mitgewirkt, dass die Projektparteien sich insoweit einigen und die vertraglichen Grundlagen für das Projekt finalisieren. Die finale Inbetriebnahme nach dem Durchlaufen der Testphase wird seitens der Projektparteien für das Jahr 2017 erwartet.

7.2 Early Implementation Bidding Zone Review

Die Leitlinie CACM sieht ein Verfahren zur Evaluierung der aktuellen Gebotszonengestaltung auf europäischer Ebene vor. Dieses Verfahren, welches bereits im Wege einer vorgezogenen Implementierung der Leitlinie CACM auf freiwilliger Basis unter den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern und nationalen Regulierungsbehörden begonnen worden ist, tritt auch vor dem Hintergrund der europäischen Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign immer mehr in den Vordergrund.

In einem Turnus von jeweils drei Jahren werden zunächst – nach Aufforderung von ACER – ein Bericht über die Situation der Übertragungsnetze sowie ein Bericht über die Verteilung der Marktmacht und –liquidität verfasst. Ergebnisse aus einem dieser Berichte Ineffizienzen, wird die Evaluierung der Gebotszonengestaltung angestoßen, in der von den ÜNB mögliche alternative Neu-Konfigurationen der Gebotszonengestaltung

untersucht werden. Die Evaluierung bezieht sich dabei vorrangig auf die Kriterien Netzsicherheit, Markteffizienz und Stabilität der Gebotszonen.

Das Ergebnis der Evaluierung soll innerhalb von 15 Monaten nach der Entscheidung zur Durchführung des Prozesses vorliegen und kann sowohl in der Beibehaltung der bestehenden Gebotszonen als auch in einer Neukonfiguration bestehen. Die Mitgliedstaaten bzw. die nationalen Regulierungsbehörden sollen innerhalb von sechs Monaten auf der Grundlage des Ergebnisses der Evaluierung eine Einigung hinsichtlich des Vorschlags zur Neukonfiguration bzw. zur Beibehaltung der bestehenden Gebotszonengestaltung erzielen.

Seit der zweiten Jahreshälfte 2015 sind die beteiligten europäischen Übertragungsnetzbetreiber damit befasst, die bei der Berechnung der einzelnen alternativen Gebotszonenkonfigurationen anzuwendende Methodik sowie die zu berücksichtigenden Eingangsparameter mit den beteiligten Regulierungsbehörden abzustimmen. Erste Ergebnisse der Berechnungen werden zu Beginn des Jahres 2017 erwartet. Die Bundesnetzagentur erwartet, dass auch die europäische Überprüfung des Gebotszonenzuschnitts die eigenen Analysen im Hinblick auf die deutsch-österreichische Grenze bestätigt.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Prozess insoweit zu begrüßen, als die viel diskutierte Frage zur Gebotszonenänderung gerade im Hinblick auf die deutsch-österreichische Gebotszone erstmals durch ein strukturiertes Verfahren auf europäischer Ebene untersucht wird.

F Großhandel

Funktionierenden Großhandelsmärkten kommt eine entscheidende Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich zu. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte bzw. nicht benötigte Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken 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.

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte ist im Jahr 2015 auf hohem Niveau insgesamt stabil geblieben. Während es im börslichen Terminhandel erneut zu erheblichen Volumenzuwächsen kam, waren die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina eher rückläufig. Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2015 weiter gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise um rund 3 Prozent, und die Terminkontrakte für das Folgejahr notierten im Durchschnitt um rund 12 Prozent niedriger.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Berichtsjahren, auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich sowie auf die Börsenplätze in Leipzig (European Energy Exchange AG - EEX), Paris (EPEX SPOT SE)⁴⁵ und Wien (Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG - EXAA). Diese Börsen haben sich an der Datenerhebung im Energie-Monitoring in diesem Jahr erneut beteiligt⁴⁶. Da für Deutschland und Österreich ein gemeinsames Liefergebiet besteht, werden die einzelnen Stromkontraktarten ("Produkte") an allen drei Börsen mit für die beiden Länder jeweils einheitlichen Börsenpreisen gehandelt ("eine Preiszone"). Die EEX bietet Stromprodukte im Terminhandel an, die EPEX SPOT SE und die EXAA Stromprodukte im Spotmarktbereich.

Die Börsen haben sich als wichtige Handelsplätze etabliert. Die Zahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland/Österreich insgesamt zugelassenen Teilnehmer verzeichnet seit Jahren Zuwächse, so wurden zum Stichtag 31. Dezember 2015 an den Börsenplätzen der EEX und der EPEX SPOT neue Höchstwerte erreicht, nur die EXAA verzeichnet einen minimalen Rückgang an Teilnehmern:

⁴⁵ Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen, die EEX Group ist indirekte Mehrheitsaktionärin an der EPEX SPOT SE.

⁴⁶ Darüber hinaus ermöglicht auch die nicht an der Erhebung beteiligte Nord Pool Spot AS den Stromhandel mit Lieferort Deutschland. Sie bietet Intraday-Handel mit Lieferort Deutschland (Handelsvolumen 2015: rund 1 TWh) sowie den Handel von Market-Coupling-Produkten für Deutschland an (jeweils von und nach Schweden bzw. Dänemark).

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

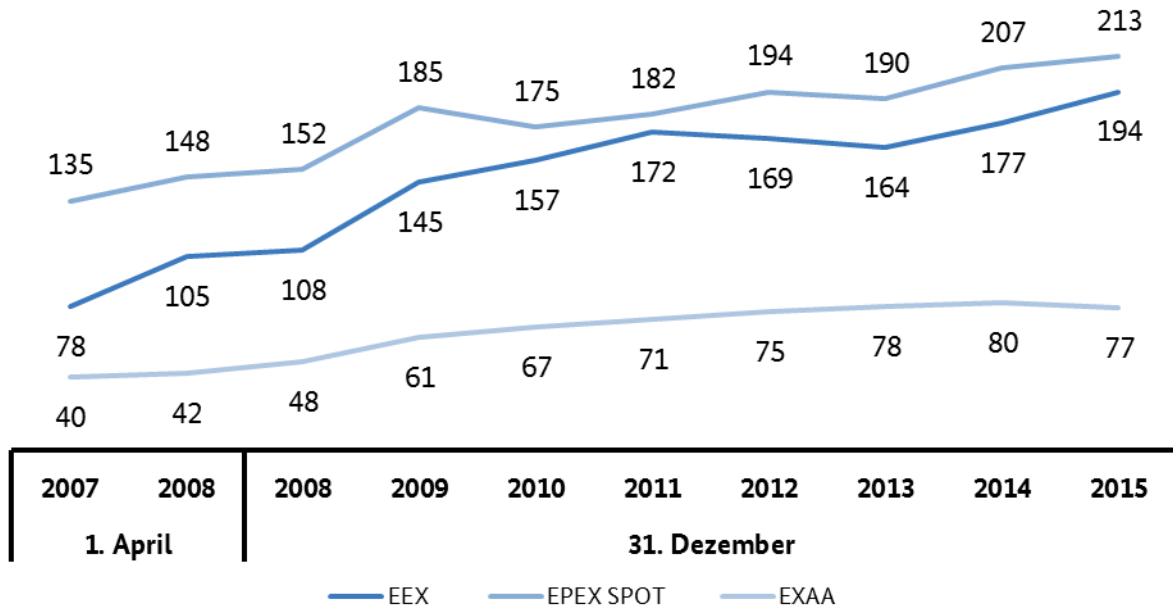


Abbildung 72: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA

Nicht jedes im Großhandel tätige Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, um deren Möglichkeiten zu nutzen. 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. Nach den Kategorien, nach denen die EPEX SPOT bzw. die EEX ihre Börsenteilnehmer klassifizieren⁴⁷, ergibt sich für das Berichtsjahr 2015 folgendes Teilnehmerspektrum:

⁴⁷ Bei der EXAA wird keine Klassifizierung der Börsenteilnehmer vorgenommen.

Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2015

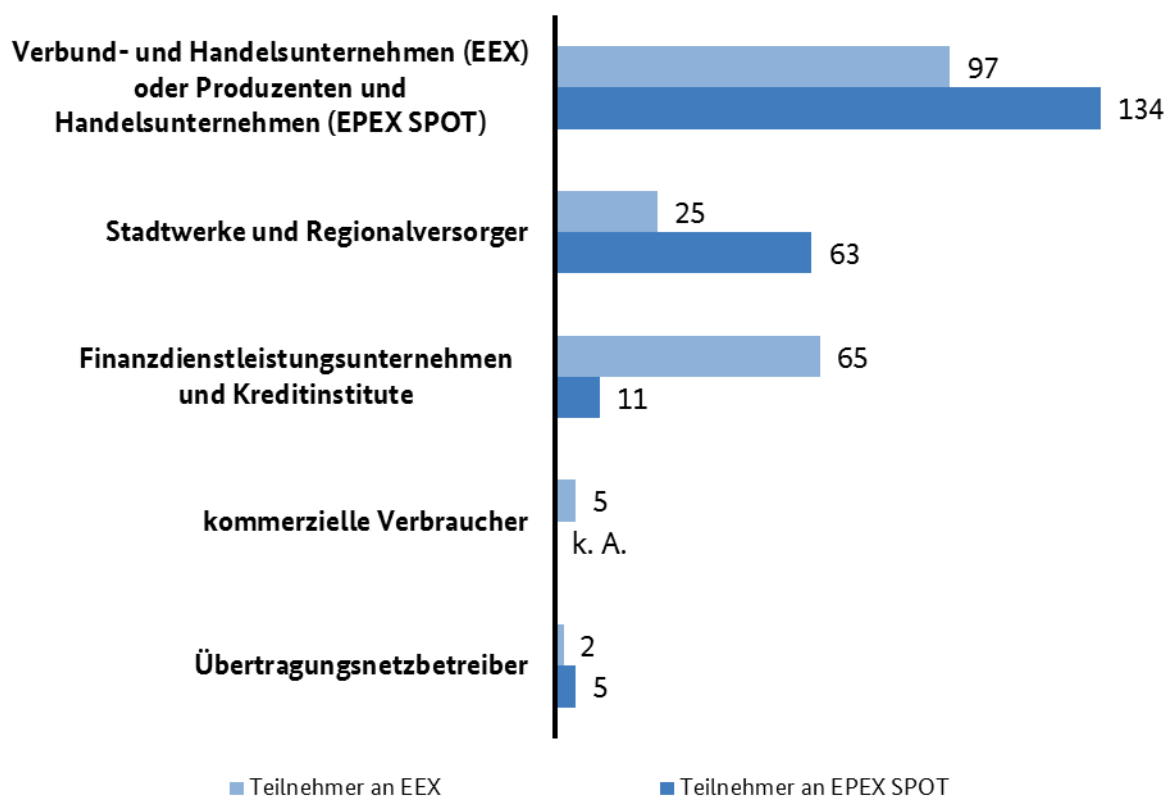


Abbildung 73: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2015⁴⁸

Terminhandel und Spothandel erfüllen unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen. Während am Spotmarkt die physische Erfüllung des Stromlieferungsvertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden Terminkontrakte überwiegend finanziell erfüllt. Finanzielle Erfüllung bedeutet, dass zwischen den Vertragspartnern zum vereinbarten Erfüllungstermin letztlich keine Stromlieferung, sondern ein Barausgleich in Höhe der Differenz des vorab vereinbarten Terminpreises und des Spotmarktpreises erfolgt. Ein Bindeglied sind die an der EPEX SPOT möglichen Gebote 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 (I.F.1.2) getrennt dargestellt.

⁴⁸ Die aktuellen Teilnehmer bei der EPEX Spot können nur in ihrer Gesamtheit mit den Teilnehmern aus dem Jahr 2014 verglichen werden, da es im Jahr 2015 zu einer Neuordnung der Kategorien kam. Die Kategorie "kommerzielle Verbraucher" wurde der Kategorie "Stadtwerke und Regionalversorger" hinzugerechnet. Hinzu kommt, dass sich die Börsenmitglieder nunmehr selbst einer Kategorie zurechnen sollten, wodurch weitere Verschiebungen möglich sind.

1.1 Spotmärkte

An börslichen Spotmärkten wird Strom am Vortag (Day-Ahead) und mit kürzeren Vorlaufzeiten (Intraday) gehandelt. Von den hier betrachteten Spotmärkten EPEX SPOT und EXAA bieten beide vortäglichen Handel und darüber hinaus auch den kontinuierlichen Intraday-Handel an. Die physische Erfüllung der Kontrakte (Stromlieferung) ist an beiden börslichen Spotmärkten in die österreichische Regelzone (APG) und in die deutschen Regelzonen (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) möglich.

Die Day-Ahead-Auktion an der EPEX SPOT findet täglich um 12 Uhr statt (Veröffentlichung des finalen Ergebnisses ab 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 10:20 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 Viertelstundenkontrakte 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 (Ergebnis: ab 15:10 Uhr). 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 Lieferungen am Folgetag und um 16:00 Uhr für die 15-Minuten-Perioden. Die EPEX SPOT hat die Mindestvorlaufzeit im Intraday-Handel verkürzt. Seit Juli 2015 können die Stromkontrakte für die deutschen Regelzonen und innerhalb der österreichischen Regelzone bis 30 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden.⁴⁹ Am 1. Oktober 2015 ist der kontinuierliche Intraday-Handel für 15-Minuten-Perioden auf Österreich (Regelzone APG) ausgeweitet worden.⁵⁰

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.⁵¹

⁴⁹ Vgl. Pressemitteilung der EPEX SPOT vom 16. Juli 2015.

⁵⁰ Vgl. Pressemitteilung der EPEX SPOT vom 2. Oktober 2015.

⁵¹ Das Handelsvolumen des Produkts "GreenPower" ist gegenüber 24 GWh in 2014 im Berichtsjahr 2015 auf rund 32 GWh angestiegen.

1.1.1 Handelsvolumina

Im Berichtsjahr 2015 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 264 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (263 TWh) leicht gestiegen. Das Volumen des Intraday-Handels ist erneut erheblich gestiegen, und zwar auf 38 TWh, was einem Zuwachs von rund 12 TWh bzw. rund 45 Prozent entspricht. Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist im Berichtsjahr 2015 leicht angestiegen auf 8,3 TWh (wovon rund 65 Prozent auf die deutschen Regelzonen entfielen).

Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA in TWh

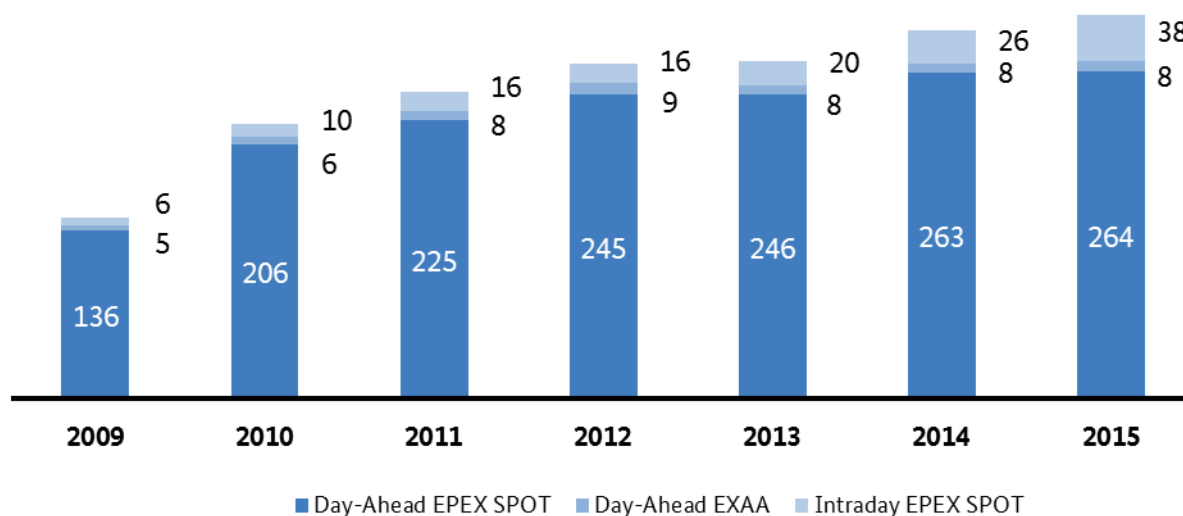


Abbildung 74: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA

1.1.2 Anzahl der aktiven Teilnehmer

Bei der Anzahl der an den beiden Börsenplätzen aktiven Teilnehmer sind keine erheblichen 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 Berichtsjahr belief sich die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer auf 127 (125 in 2014) bzw. Verkäufer auf 123 (121 in 2014) und ist damit erneut leicht gestiegen. Im Mittel waren erneut wie im Vorjahr 163 Teilnehmer (gegenüber 162 in 2014) und damit rund 77 Prozent (gegenüber 79 Prozent in 2014) aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv.⁵² Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten "Kauf") liegt mit 84 Teilnehmern in 2015 etwa auf dem Niveau der Vorjahre (83 in 2014; 81 in 2013). Die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten "Verkauf") ist – nach dem Anstieg der letzten Jahre (zuletzt von 75 in 2013 auf 80 in 2014) auf nunmehr 79 minimal gesunken.

⁵² Trotz der gleichen Anzahl an aktiven Teilnehmern wie im Vorjahr reduziert sich die Quote durch den Anstieg der gesamten Anzahl an Handelsteilnehmer an der EEX.

An der EXAA gilt ein registrierter Teilnehmer als "aktiv", wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) ausgeführt worden ist, und zwar bezogen auf jeden Liefertag.⁵³ Im Berichtsjahr waren rund 45 (Vorjahr: 40) Teilnehmer und damit etwas mehr als die Hälfte aller registrierten Teilnehmer je Liefertag aktiv. Etwa 73 Prozent aller Teilnehmer an der EXAA (in 2014: 71 Prozent) verfügen über Handelskonten in den deutschen Regelzonen. Im Mittel wurden mit 31 (in 2014: 25) Teilnehmern je Liefertag Gebote in die deutschen Regelzonen ausgeführt.

1.1.3 Preisabhängigkeit der Gebote

Bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT und EXAA 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. Preisunabhängigkeit bedeutet, dass die Menge unabhängig vom Preis beschafft bzw. veräußert werden soll.

Der relativ hohe Anteil preisunabhängiger Gebote an der EPEX SPOT ist im Berichtsjahr gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. Im Jahr 2015 waren 76 Prozent der ausgeführten Kaufgebote preisunabhängig (gegenüber 77 in 2014). Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten lag der Anteil preisunabhängiger Gebote bei 69 Prozent und ist im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen (73 Prozent in 2014).

⁵³ 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.

Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT

	Ausgeführte Verkaufsgebote 2015		Ausgeführte Kaufgebote 2015	
	Volumen in TWh	Anteil	Volumen in TWh	Anteil
Preisunabhängige Gebote	181,0	68,5%	200,2	75,8%
davon durch ÜNB	47,7		0,4	
davon physisch erfüllte Phelix Futures	46,0		73,0	
davon sonstige	87,3		126,8	
Preisabhängige Gebote i. w. S.	83,1	31,5%	63,9	24,2%
davon Blöcke	13,3		6,3	
davon Marktkopplungskontakte	25,6		9,2	
davon preisabhängige Gebote i. e. S.	44,3		48,4	
Gesamt	264,1	100%	264,1	100%

Tabelle 39: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2015

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.⁵⁴ Allerdings ist die von den ÜNB vermarktete Menge mit rund 48 TWh weiter gesunken (2014: 51 TWh, 2013: 55 TWh). Auf der Verkäuferseite ist die Menge der Gebote an der EPEX SPOT zur physischen Erfüllung von Phelix-Futures von 48 TWh in 2014 auf 46 TWh in 2015 gesunken. Auf der Käuferseite ist die Menge von 70 TWh in 2014 auf 73 TWh in 2015 gestiegen.

An der EXAA verteilen sich die ausgeführten Gebote nach Preisabhängigkeit wie folgt: An der EXAA werden beim Kauf 69 Prozent (5,7 TWh) und beim Verkauf 73 Prozent (6,1 TWh) der Gebote an preisliche Bedingungen

⁵⁴ Die ÜNB sind nach § 1 Abs. 1 AusglMechAV 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.

geknüpft. Die EXAA führt den im Vergleich zu EPEX SPOT höheren Anteil preislimitierter Gebote auf den um rund zwei Stunden früheren Auktionspunkt zurück.⁵⁵

1.1.4 Preisniveau

Der für das Marktgebiet Deutschland/Österreich gebräuchlichste Preisindex für den Spotmarkt ist der von der EEX/EPEX SPOT veröffentlichte Phelix ("Physical Electricity Index"). Der Phelix-Day-Base ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise eines Tages, während der Phelix-Day-Peak das arithmetische Mittel der Stunden 9 bis 20 (d. h. von 8:00 bis 20:00 Uhr) bildet. Die EXAA veröffentlicht analog den bEXAbase und den bEXApeak, die sich auf die entsprechenden Einzelstunden (für das gleiche Marktgebiet) beziehen.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2015 erneut gesunken. Der Durchschnittswert für Phelix-Day-Base fiel von 32,76 Euro/MWh im Jahr 2014 auf 31,63 Euro/MWh, d. h. um rund drei Prozent, und damit auf das niedrigste Niveau seit 2007. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 35,06 Euro/MWh nahezu fünf Prozent unter dem Vorjahresniveau von 36,80 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak ist seit 2008 stetig gesunken und betrug im Jahr 2015 3,43 Euro/MWh. Somit lag der Phelix-Day-Peak in 2015 im Mittel nur noch elf Prozent über dem Phelix-Day-Base (zum Vergleich: 21 Prozent in 2008).

Durchschnittliche Spotmarktpreise an der EPEX SPOT in Euro/MWh

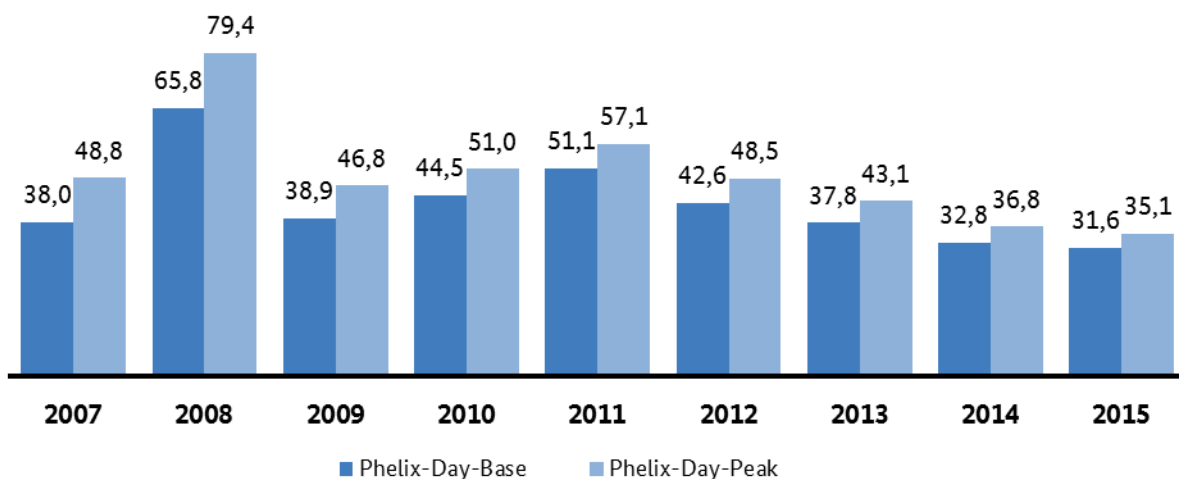


Abbildung 75: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT

Die Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2015 – wie in den Vorjahren – dicht beieinander. Im Berichtsjahr 2015 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.

⁵⁵ Dies sei zugleich Ursache für eine höhere Korrelation der EXAA-Preisergebnisse mit OTC-Preisen. Vgl. EXAA Geschäftsbericht 2014, S. 23.

**Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise an EPEX SPOT
und EXAA**
in Euro/MWh

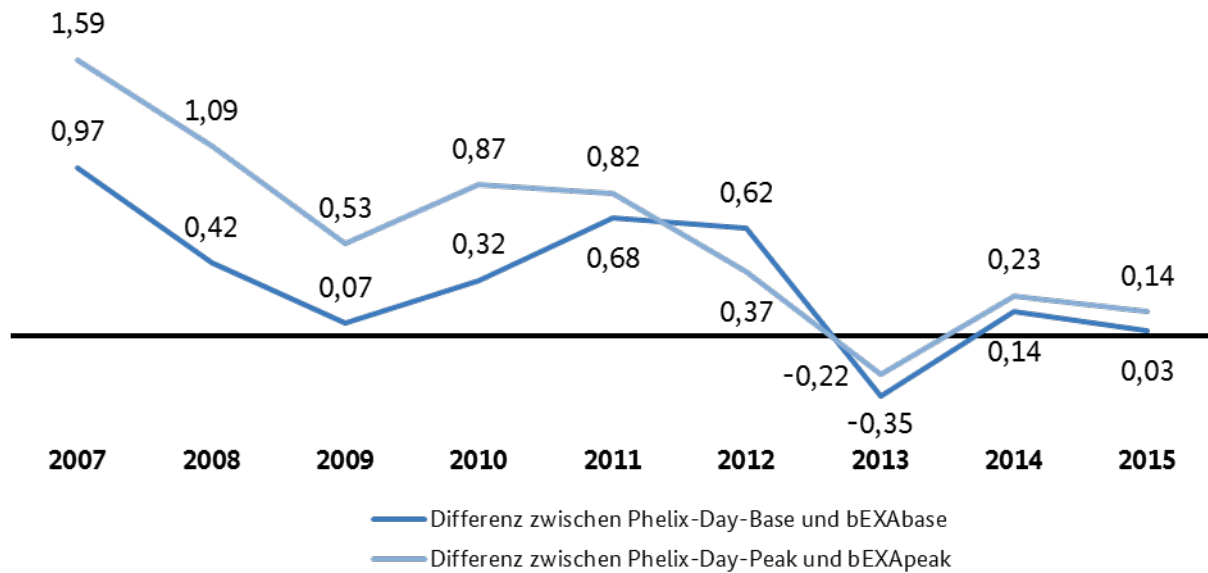


Abbildung 76: Differenz der base und peak- Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA in Euro/MWh

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. Der in der Abbildung nicht dargestellte bEXAbase folgt dem gleichen Muster. Insgesamt zeigt sich, dass die Spotmarktpreise im Vergleich zum Vorjahr noch viel volatil geworden sind und es vermehrt zu niedrigeren Preisen kommt.

Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2015 in Euro/MWh

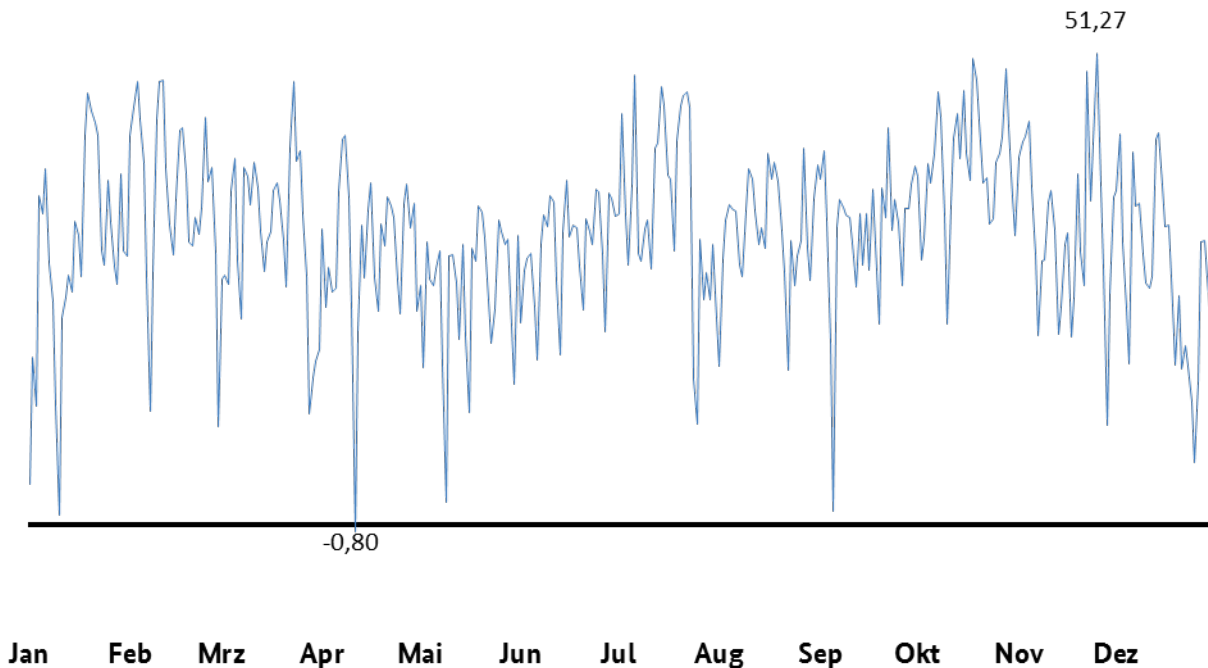


Abbildung 77: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2015 in Euro/MWh

Bei den base- und peak-Preisen an der EPEX SPOT war 2015 ein leichter Anstieg der Streuung zu beobachten. Die Spannweite der mittleren 50 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte betrug 2015 10,42 Euro/MWh und ist im Vergleich zu 2014 um acht Prozent gestiegen.⁵⁶ Die entsprechende peak-Spanne der mittleren 50 Prozent ist um 14 Prozent gestiegen. Die Spannen der mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte haben sich um 8 Prozent (base) erhöht bzw. um 2 Prozent (peak) verringert. Beim Phelix-Day-Base ist es in 2015 einmal zu einem negativen Wert⁵⁷ gekommen (am 12. April) und beim Phelix-Day-Peak zweimal (ebenfalls am 12. April sowie am 6. September).

Insgesamt ist festzustellen, dass sich die tagesgemittelten Spotmarktpreise 2015 auf durchschnittlich niedrigeren Niveaus als im Vorjahr bewegten. Die jeweiligen untersten der angegebenen Quantile haben einen niedrigeren Wert, jedoch hat sich die Spanne der angegebenen Quantile insgesamt erhöht. Die Extremwerte haben sich

⁵⁶ 2015: Obergrenze 37,29 Euro/MWh – Untergrenze 26,87 Euro/MWh = Spannweite 10,42 Euro/MWh

2014: Obergrenze 38,00 Euro/MWh – Untergrenze 28,31 Euro/MWh = Spannweite 9,70 Euro/MWh.

2013: Obergrenze 46,88 Euro/MWh – Untergrenze 31,23 Euro/MWh = Spannweite 15,65 Euro/MWh.

⁵⁷ Negative Preis 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. Erneuerbare Energien zählen dazu, denn ihre Erzeugung ist von externen Faktoren abhängig (zum Beispiel Wind und Sonne).

hingegen verringert. Der höchste Wert bei Phelix-Day-Base betrug 51,27 Euro/MWh (im Jahr 2014: 55,48 Euro/MWh) und somit 13 Prozent unter dem Wert des Vorjahres. Auch der Höchstwert bei Phelix-Day-Peak betrug im Berichtsjahr 65,12 Euro/MWh (im Jahr 2014: 69,39 Euro/MWh) und ist damit um zwölf Prozent gesunken.

Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak

	Mittlere 50 Prozent Spanne der 25 bis 75 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Mittlere 80 Prozent Spanne der 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Extremwerte Niedrigster und höchster Wert in Euro/MWh
Phelix Day Base 2013	31,23 – 46,88	23,66 – 52,81	-6,28 – 62,89
Phelix Day Base 2014	28,31 – 38,00	22,29 – 42,71	-4,13 – 55,48
Phelix Day Base 2015	26,87 – 37,29	20,30 – 42,38	-0,80 – 51,27
Phelix Day Peak 2013	34,44 – 54,42	24,76 – 62,28	-18,99 – 80,50
Phelix Day Peak 2014	30,98 – 42,51	22,82 – 51,69	-17,59 – 69,39
Phelix Day Peak 2015	28,66 – 41,83	20,82 – 49,09	-11,38 – 65,12

Tabelle 40: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2013 bis 2015

An der EXAA lässt sich Ähnliches beobachten. Die Spannenober- und -untergrenzen von bEXAbase und bEXApeak sind im Vergleich zum Vorjahr überwiegend gestiegen und die Spannweiten haben sich leicht vergrößert. Die prozentualen Veränderungen der Spannweiten entsprechen in der Tendenz (mit Ausnahme der nur um zwei Prozent gestiegenen Spannweite bei den mittleren 80 Prozent) denen beim Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak.

Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren

	Mittlere 50 Prozent Spanne der 25 bis 75 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Mittlere 80 Prozent Spanne der 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Extremwerte Niedrigster und höchster Wert in Euro/MWh
bEXAbase 2013	30,75 – 46,56	23,80 – 51,33	1,10 – 60,62
bEXAbase 2014	28,52 – 37,92	23,27 – 42,56	4,15 – 55,86
bEXAbase 2015	26,62 – 37,34	20,41 – 42,48	-0,79 – 49,27
bEXApeak 2013	34,25 – 54,51	23,14 – 61,73	4,80 – 76,40
bEXApeak 2014	30,61 – 42,76	23,69 – 51,51	-1,75 – 69,17
bEXApeak 2015	28,61 – 42,11	20,74 – 49,09	0,40 – 59,10

Tabelle 41: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2013 bis 2015 in Euro/MWh

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland/Österreich Terminkontrakte (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. Eine Neuerung im Terminmarkt ist der seit September 2015 mögliche Handel mit Cap-Futures (für Wochenkontrakte), die im Hinblick auf den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Markt zur Absicherung von Preisspitzen gedacht sind.⁵⁸

Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina ohne OTC-Clearing abgestellt (zum OTC-Clearing siehe Kapitel I.F.2.2).

1.2.1 Handelsvolumen

Die börslichen Handelsmengen von Phelix-Futures sind nach den erheblichen Anstiegen der Vorjahre (um 50 Prozent von 2012 auf 2013 und um 21 Prozent von 2013 auf 2014) im Berichtsjahr 2015 erneut gestiegen, und zwar um 15 Prozent auf 937 TWh. Die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) betrug im Jahr 2015 im Durchschnitt 65 je Handelstag (gegenüber 53 in 2014).

⁵⁸ Vgl. Pressemitteilung der EEX vom 14. September 2015.

**Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX
in TWh**

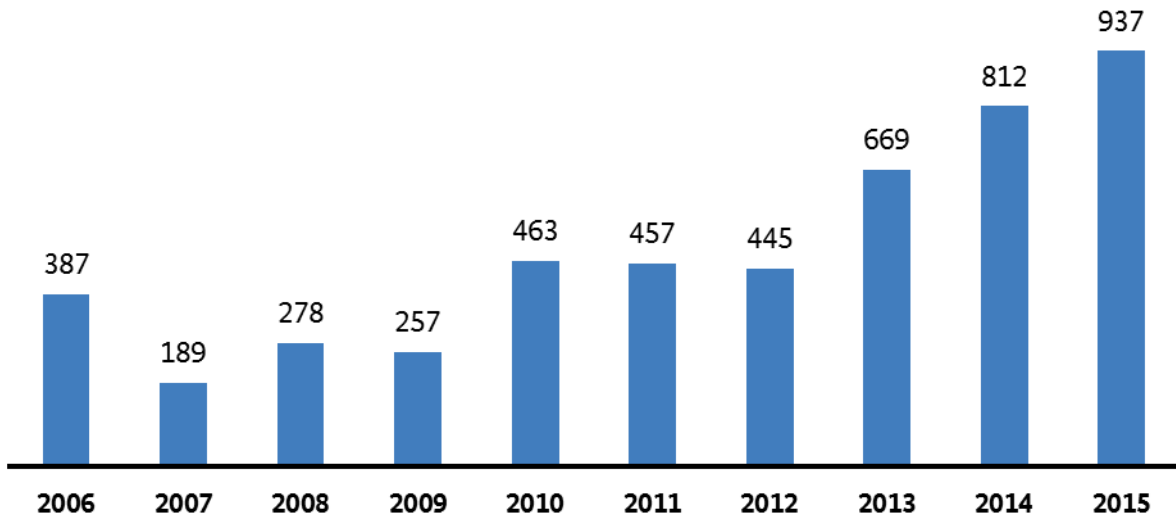


Abbildung 78: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX in TWh

Der Terminhandel konzentrierte sich im Jahr 2015 erneut vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (2016) als Erfüllungsjahr haben, mit rund 51 Prozent der gesamten Handelsmenge, d. h. rund 479 TWh. Den zweitgrößten Anteil stellte der Handel für das laufende Berichtsjahr (2015) mit ca. 24 Prozent. Hier kommt es im Vergleich zum Vorjahr zu einer Steigerung der Menge von 149 TWh in 2014 auf 223 TWh im Berichtsjahr, d. h. um rund 50 Prozent. Der Handel für das 2. Folgejahr (2017) machte rund 16 Prozent des Kontraktvolumens aus. Der Handel für 2018 (8 Prozent) sowie für die weiteren Jahre (2 Prozent) tritt demgegenüber zurück.

**Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr
in TWh**

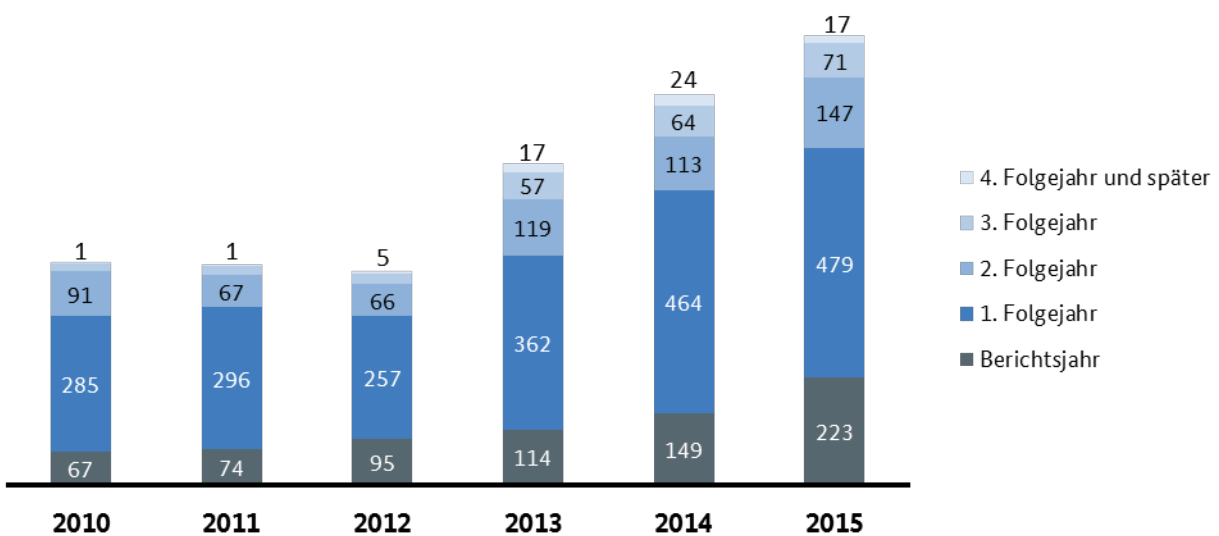


Abbildung 79: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr in TWh

1.2.2 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 Baseload-Future auf eine konstante und durchgehende Lieferrate (alle Stunden, alle Tage) bezieht, umfasst der Peakload-Future die Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr für die Tage Montag bis Freitag.

Die Preise der Jahresfutures sind im Verlauf des Berichtsjahres 2015 weiter gesunken. Sowohl für den Baseload-Future als auch für den Peakload-Future lagen die Werte stets unter den Preisen der entsprechenden Handelstage des Vorjahres. Der Peak-Preis nahm hierbei stärker ab als der Base-Preis.

Dementsprechend sank der Preisunterschied zwischen Phelix-Base-Year-Future-2015 und Phelix-Peak-Year-Future-2015 im Jahresverlauf von 9,05 Euro/MWh auf 6,73 Euro/MWh.

Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2015 in Euro/MWh

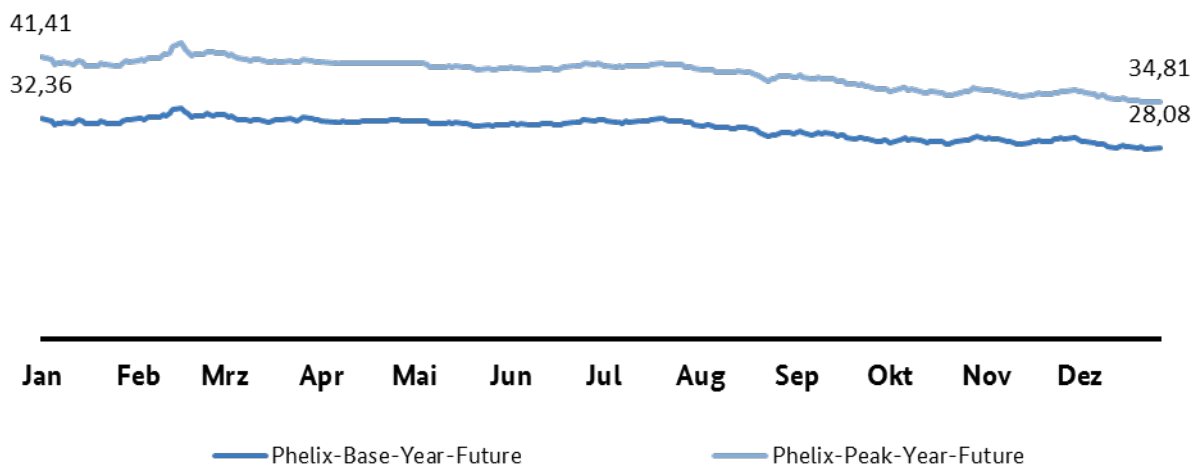


Abbildung 80: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2015 in Euro/MWh

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Phelix-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).

Die Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahres-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gefallen. Mit 30,97 Euro/MWh im Jahresmittel 2015 ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr (2014: 35,09 Euro/MWh) um 4,12 Euro/MWh und damit um rund 12 Prozent gesunken. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 39,06 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Vorjahr (2014: 44,40 Euro/MWh) beträgt 5,34 Euro/MWh und damit rund zwölf Prozent. Im Vergleich zum historischen Höchststand im Jahr 2008 setzt sich der Abwärtstrend bei den Frontjahres-Base und Frontjahres-Peak-Preisen fort.

Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture-Preise an der EEX in Euro/MWh

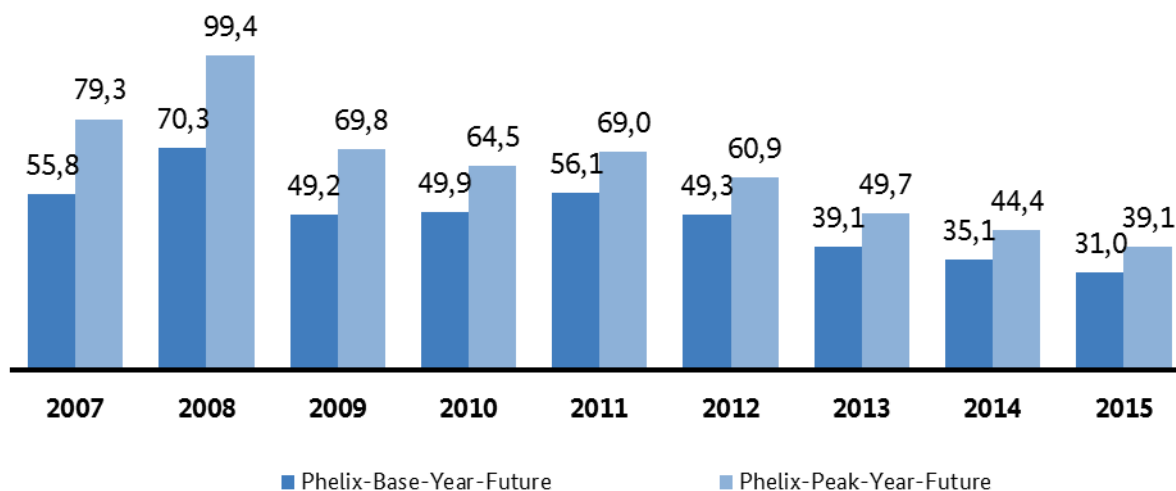


Abbildung 81: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahres-Future-Preise an der EEX in Euro/MWh

Die jahresgemittelte Preisdifferenz zwischen Base- und Peak-Produkt betrug rund 26 Prozent (im Jahr 2014: 27 Prozent). Während der Peak-Preis im Zeitraum 2007 bis 2009 mehr als 40 Prozent über dem Base-Preis lag, betrug dieser Unterschied seit dem Jahr 2010 nur noch zwischen 23 und 29 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahr ist die absolute Preisdifferenz von 9,31 Euro/MWh (2014) auf 8,09 Euro/MWh (2015) gefallen.

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 die gleichen vier Unternehmen als Market Maker aktiv wie in den Vorjahren: E.ON SE (bzw. heute Uniper Global Commodities SE)⁵⁹, EDF Trading Limited, RWE Supply & Trading GmbH⁶⁰ und Vattenfall Energy Trading GmbH. Der Anteil der Market Maker

⁵⁹ Die Uniper Global Commodities SE ist seit der operativen Trennung zum 1. Januar 2016 die nachfolgende Gesellschaft von E.ON SE und zuständig für den Energiehandel. Vgl. Pressemitteilung von E.ON vom 4. Januar 2016.

⁶⁰ Die RWE Supply & Trading GmbH soll weiterhin als Energiehandelshaus des RWE-Konzerns tätig sein. Vgl. Pressemitteilung von RWE AG vom 2. Mai 2016.

sowohl am Kauf- als auch am Verkaufsvolumen von Phelix-Futures betrug jeweils rund 33 Prozent. Dies entspricht dem Vorjahresniveau. 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 die vier Unternehmen ggf. außerhalb ihrer Funktion als Market Maker gehandelt haben.

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 2015 beim Kauf rund 8 Prozent bzw. beim Verkauf rund neun Prozent des Handelsvolumens.

Am Day-Ahead-Markt der EXAA waren im Berichtszeitraum drei Market Maker aktiv (seit 1. Dezember 2015 fünf Market Maker). In 2015 betrug der kumulierte Anteil von Transaktionen, die die Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker tätigten, am Kaufvolumen der Day-Ahead-Auktion 2,4 Prozent (2014: 1,8 Prozent) und am Verkaufsvolumen 7,6 Prozent (2014: 7,8 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 einer Strombörse zu veräußern. Aus diesem Grund entfällt verkaufsseitig ein hoher, aber stetig abnehmender Anteil des Spotmarktvolumens auf die ÜNB.

Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT ist weiter rückläufig. Er betrug im Berichtsjahr 2015 nur 18 Prozent gegenüber 19 Prozent im Vorjahr 2014 ⁶¹ (2013: 23 Prozent; 2012: 28 Prozent). Die Vermarktungsmengen der ÜNB sind auch absolut betrachtet zurückgegangen. Das börsliche Day-Ahead-Verkaufsvolumen der ÜNB lag in 2015 bei rund 47,8 TWh, im Jahr 2014 bei 50,6 TWh und im Jahr 2013 bei 69,3 TWh.

Dieser Rückgang liegt daran, dass sich eine zunehmende Zahl von EEG-Anlagen-Betreibern für die Direktvermarktung entschieden hat, so dass sich das von den ÜNB zu vermarktende Volumen entsprechend verringert hat. ⁶² Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen auf die ÜNB. Auch auf den Terminmärkten tätigen die ÜNB nur wenige Transaktionen.

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 (z. B. fünf) 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

⁶¹ Die ursprünglich im Monitoringbericht 2015 veröffentlichte Zahl des Anteils der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen für das Jahr 2014 wurde nachträglich von 21 Prozent auf 19 Prozent korrigiert.

⁶² Siehe hierzu im Einzelnen Abschnitt I.B.2.4

vorgenommen, d. h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt.⁶³

Der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer am Day-Ahead-Handelsvolumen der EPEX SPOT ist von 46 Prozent in 2014 auf 40 Prozent im Berichtsjahr deutlich gesunken. Auch auf der Verkäuferseite hat sich der entsprechende Anteil im Vergleich zum Vorjahr verringert. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Jahr 2015 rund 35 Prozent (in 2014: 39 Prozent). Die vormals verkaufsseitig höheren Anteile gehen überwiegend auf die zu diesem Zeitpunkt höheren Verkaufsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber zurück.

Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

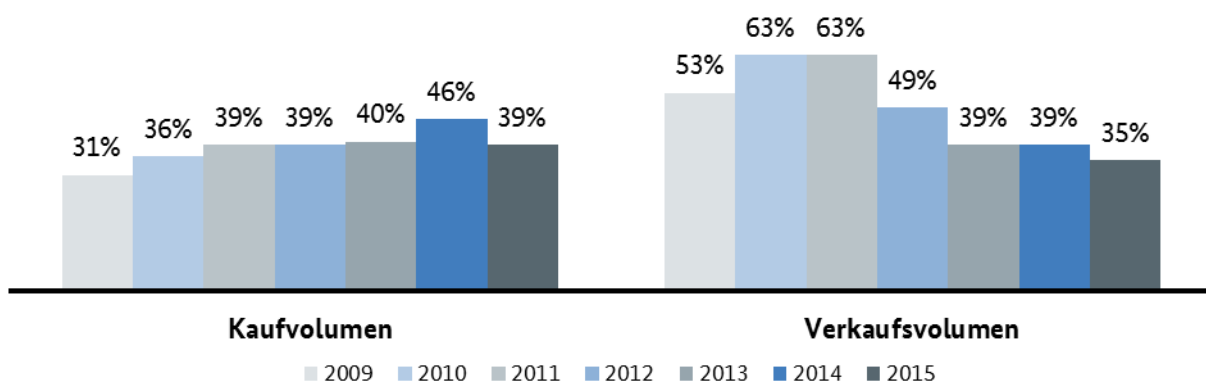


Abbildung 82: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT

An der EXAA als weiterem Börsenplatz für Day-Ahead-Auktionen lässt sich eine ähnliche Tendenz beobachten. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Kauf-Teilnehmer ist von 38 Prozent in 2014 auf 33 Prozent im Berichtsjahr gesunken. Der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer betrug im Berichtsjahr 28 Prozent (2014: 31 Prozent)⁶⁴.

An der EEX beträgt der Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix Futures (ohne OTC-Clearing) rund 41 Prozent; der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer rund 43 Prozent. Dies entspricht einer leichten Verringerung von drei Prozentpunkten auf der Kaufseite und einem Prozentpunkt auf der Verkaufsseite gegenüber dem Vorjahr 2014.

⁶³ In aller Regel verfügen Konzerne nur über eine Teilnehmerregistrierung.

⁶⁴ Im aktuellen Berichtsjahr sind die jeweiligen Kauf- und Verkaufsanteile separat betrachtet worden, im Gegensatz zum Monitoringbericht 2015, in dem der Durchschnitt aus Kauf- und Verkaufsanteilen angegeben wurde.

Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX

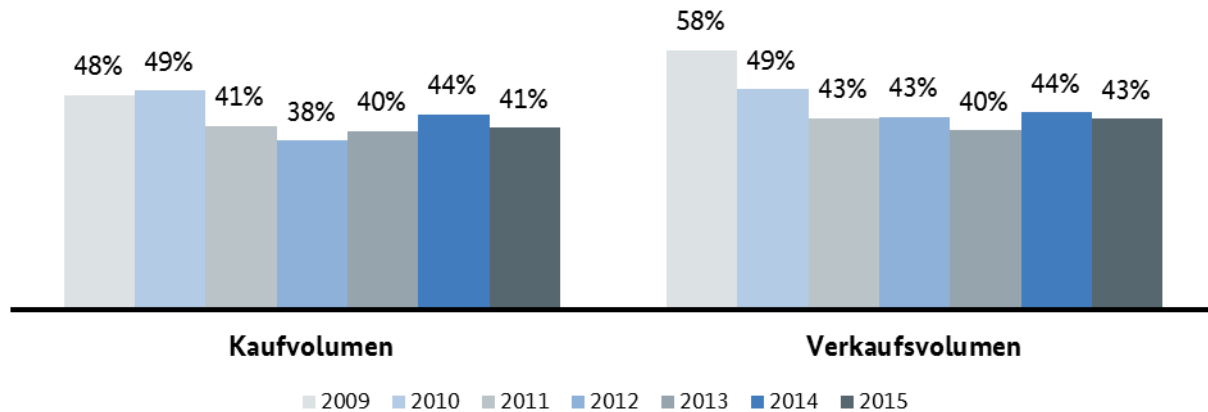


Abbildung 83: Anteil der jeweils fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX

1.3.4 Verteilung des Handelsvolumens nach börslicher Teilnehmerklassifizierung

Die Strombörsen ordnen die bei ihnen registrierten Teilnehmer jeweils einer Teilnehmergruppe zu. Das auf diese Teilnehmergruppen entfallende Transaktionsvolumen wird im Folgenden nicht nach Kauf und Verkauf getrennt dargestellt, sondern nur die jeweils für Kauf und Verkauf gemittelten Anteile. Die Darstellung der Anteile am Spotmarktvolumen bezieht sich auf das um Marktkopplungskontrakte (Importe und Exporte) reduzierte Transaktionsvolumen.

Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2015

	EPEX SPOT	EEX
Verbund- und Handelsunternehmen (EEX) bzw. Produzenten und Handelsunternehmen (EPEX SPOT)	74%	60%
Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute	5%	36%
Übertragungsnetzbetreiber	10%	< 1%
Stadtwerke und Regionalversorger	10%	3%
kommerzielle Verbraucher	-	1%

Tabelle 42: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2015

2. Bilateraler Großhandel

Kennzeichnend für den bilateralen Großhandel (sog. OTC-Handel, "over-the-counter") ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind (bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden) und dass 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 (sog. Broker) 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.⁶⁵ Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nichtbörslichen Stromgroßhandel dar.

Im Berichtsjahr wurde für den Bereich des bilateralen Großhandels erneut eine Erhebung bei verschiedenen Brokerplattformen (vgl. Kapitel I.F.2.1) durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt (vgl. Kapitel I.F.2.2). Auf Grundlage dieser Erhebungen kann für das Berichtsjahr 2015 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 insgesamt elf Broker beteiligt (Vorjahr: zwölf), die Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2015 insgesamt rund 4.847 TWh gegenüber 4.946 TWh im Jahr 2014. Allerdings sind die Zahlen nicht unmittelbar vergleichbar – und der sich aus ihnen ergebende Rückgang damit nicht aussagekräftig – da sich im Berichtsjahr 2015 zwei Brokerplattformen des Vorjahres nicht mehr beteiligt haben (deren Volumen im Vorjahr circa 100 TWh ausmachte) und eine neue Brokerplattform sich erstmalig beteiligt hat (dessen Volumen ca. zehn TWh ausmacht). Nach Angaben der London Energy Brokers' Association (LEBA), an der allerdings nicht alle Brokerplattformen beteiligt sind, ist das von ihren Mitgliedern vermittelte Handelsvolumen für "German Power" im Jahresvergleich um rund drei Prozent gestiegen.⁶⁶ Die Zahlen deuten somit darauf hin, dass das über Brokerplattformen gehandelte Volumen – nach einem deutlichen Rückgang im Vorjahr – stabil geblieben ist.

⁶⁵ Die EEX bezeichnet diese Dienstleistung inzwischen nicht mehr als "OTC-Clearing", sondern als "Trade Registration".

⁶⁶ Siehe: https://www.leba.org.uk/assets/monthly_vol_reports/LEBA%20Energy%20Volume%20Report%20December%202015.pdf (aufgerufen am 18. April 2016).

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Folgejahr mit 52 Prozent weiterhin den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr mit 26 Prozent. Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina. Diese Verteilung der Erfüllungszeiträume entspricht der des Vorjahres.

Volumen des Stromhandels über Brokerplattformen im Jahr 2015 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil
Intraday	0	0%
Day-Ahead	109	2%
2-6 Tage	83	2%
2015, mind. 7 Tage	1.280	26%
1. Folgejahr	2.528	52%
2. Folgejahr	620	13%
3. Folgejahr	204	4%
4. Folgejahr und später	22	0%
Summe	4.847	100%

Tabelle 43: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2015 nach Erfüllungszeitraum

2.2 OTC-Clearing

Neben dem börslichen EEX-Orderbuch-Handel hat das sogenannte OTC-Clearing an der Börse eine spezielle Funktion für den bilateralen Großhandel. Beim börslichen Handel wird die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, so dass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) trägt. Das Ausfallrisiko kann im bilateralen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden. Hinzu kommt, dass die OTC-Geschäfte bei der Sicherheitenstellung für den Börsenhandel, etwa mit Futures, einbezogen werden 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 nichtbörslichen 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 an der EEX auch für den Börsenhandel zugelassen sind.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX lag in 2015 mit 877 TWh (in 2014 mit 557 TWh) um 57 Prozent höher als im Vorjahr. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist es sinnvoll, die Entwicklung des OTC-Clearing-

Volumens auch im Kontext des börslichen Terminmarktvolumens zu betrachten. In der Summe sind die Volumina von Börsenterminhandel und OTC-Clearing über längere Zeit (von 2006 bis 2011) relativ konstant geblieben. Ab dem Jahr 2012 ist ein Anstieg der Menge zu verzeichnen – seit 2012 hat sich die Gesamtmenge nahezu verdoppelt. Wie schon im Vorjahr ist im Berichtsjahr 2015, ein neuer Höchstwert des Gesamtvolumens zu verzeichnen. Sowohl das OTC-Clearing-Volumen – um 57 Prozent – als auch der Börsenhandel – um 15 Prozent – sind gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Das OTC-Clearing verzeichnet den stärksten Zuwachs, jedoch erreicht er nicht den Höchstwert von 2007.

Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX in TWh

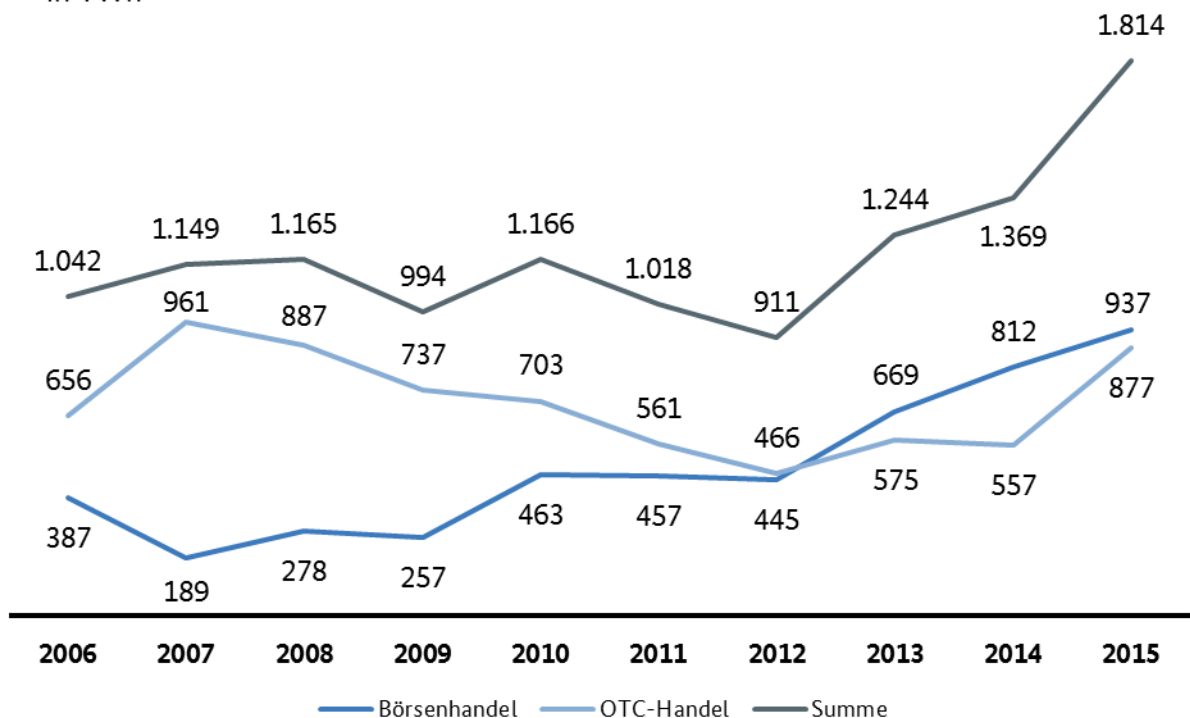


Abbildung 84: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX

Nach Angaben der London Energy Brokers' Association (LEBA gibt es einen stetigen Anstieg der Anteile der geclearten Verträge im Zeitverlauf. Das von den LEBA-Mitgliedern (nicht nur an der EEX) zum Clearing registrierte Volumen für "German Power" betrug nach LEBA Angaben im Jahr 2015 rund 802 TWh, was einem Anteil von rund 18 Prozent an den von den LEBA-Mitgliedern insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Demgegenüber betragen die entsprechenden Werte in 2014 ca. 13 Prozent (557 TWh); in 2013 ca. zehn Prozent (534 TWh) und in 2012 ca. sieben Prozent (377 TWh).⁶⁷

⁶⁷ Vgl. http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59 (abgerufen am 11. November 2016). Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von "German Power" betrug 5.395 TWh (2012), 5.302 TWh (2013), 4.367 TWh (2014) und 4.518 TWh (2015).

Phelix-Optionen spielten im Börsenhandel an der EEX keine Rolle, d. h. es kam im Berichtsjahr - wie im Vorjahr - nicht zu solchen Transaktionen. Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung: Im Berichtsjahr 2015 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 67 TWh oder acht Prozent, während 810 TWh oder 92 Prozent des OTC-Clearings auf Phelix-Futures entfallen. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen hat sich gegenüber dem Umfang des Vorjahres (2014: 33 TWh oder sechs Prozent) verdoppelt.

Die Verteilung der im Jahr 2015 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume weist eine ähnliche Struktur auf wie in den Vorjahren. Etwa die Hälfte des Volumens (49 Prozent) entfiel auf Kontrakte für das nächste Jahr (2016). Rund 35 Prozent betrafen das Berichtsjahr 2015 selbst. Auf das übernächste Jahr (Handel für 2017) entfielen rund 13 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil von vier Prozent aus.

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

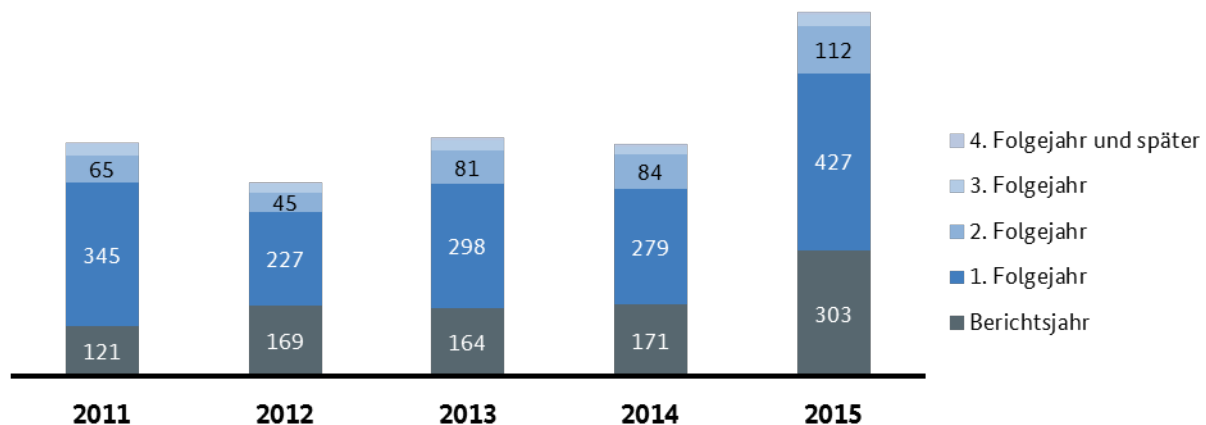


Abbildung 85: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr in TWh

Der größte Teil des OTC-Clearing-Volumens von Phelix Futures an der EEX entfällt auf einige wenige Brokerplattformen. Auf die fünf Unternehmen, die im Jahr 2015 die höchsten Volumina zum OTC-Clearing anmeldeten, entfielen je rund 66 Prozent aller Käufe und 67 Prozent aller Verkäufe (in 2014 waren es jeweils 72 Prozent aller Käufe und 70 Prozent aller Verkäufe). Sowohl im Kauf als auch im Verkauf handelte es sich um Brokerplattformen.

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 2015 erneut nur 0,02 TWh (in 2014; 0,02 TWh).

G Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Bei der Betrachtung des Endkundenmarktes im Elektrizitätsbereich ist es von Interesse, wie der Markt der Lieferanten grundlegend strukturiert ist und wie viele Anbieter am Markt aktiv sind. Die Auswertung umfasst Datenmeldungen von 1.238 Lieferanten zu den von ihnen versorgten Zählpunkten. Sie verdeutlicht, dass in absoluten Zahlen die meisten Lieferanten recht wenige Zählpunkte beliefern. Für die Analyse wurden dabei die Angaben der Lieferanten als Meldungen einzelner juristischer Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet. Rund 83 Prozent aller am Monitoring beteiligten Lieferanten fällt in die Gruppe, die jeweils unter 30.000 Zählpunkte beliefern. Dies sind mit knapp 7,2 Mio. Zählpunkten nur etwa 14 Prozent aller gemeldeten Zählpunkte.⁶⁸ Von allen Lieferanten versorgen rund sieben Prozent jeweils über 100.000 Zählpunkte. Diese Gruppe umfasst rund 36,6 Mio. Zählpunkte und somit etwa 73 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 86 große Lieferanten (einzelne juristische Personen) beliefern hingegen absolut gesehen die meisten Zählpunkte.

⁶⁸ Insgesamt wurden von den Lieferanten 50,1 Mio. versorgte Zählpunkte von Letztverbrauchern gemeldet.

Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

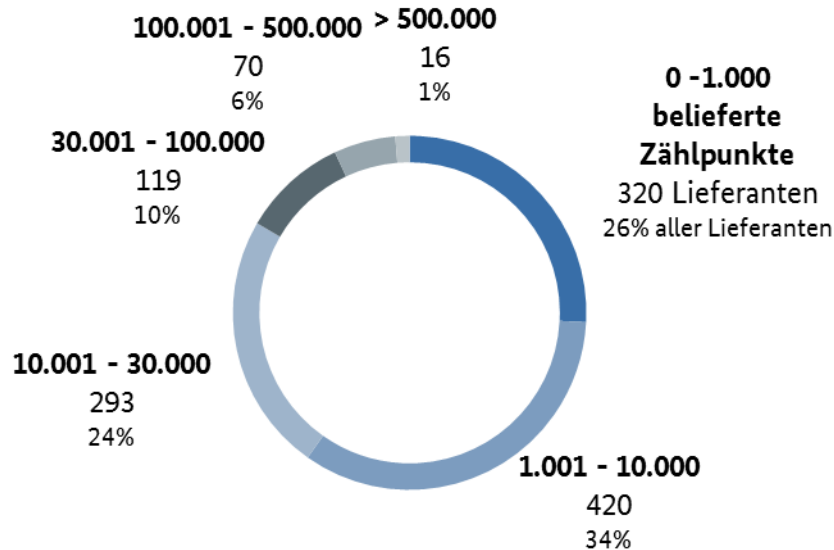


Abbildung 86: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte⁶⁹

Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten wählen zu können, haben sich im Vergleich zum Vorjahr 2014 erneut vergrößert. Eine Auswertung der Angaben von 801 Verteilernetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossenen Verbraucher beliefern, kommt zu folgenden Ergebnissen: In fast 83 Prozent aller Netzgebiete (664 Netzgebiete) waren 2015 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2007 lag dieser Wert noch bei knapp 25 Prozent (165 Netzgebiete). Inzwischen sind in deutlich über der Hälfte der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert drei Jahre zuvor noch bei 33 Prozent (259 Netzgebiete) lag. Im bundesweiten Durchschnitt konnte ein Letztverbraucher in 2015 in seinem Netzgebiet zwischen 115 Anbietern wählen (2014: 106), für Haushaltskunden liegt der Wert bei 99 Anbietern (2014: 91). Eine große Anzahl von Lieferanten ist jedoch nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen. Viele Lieferanten bieten Tarife in mehreren Netzgebieten an, ohne dabei eine nennenswerte Anzahl an Kunden außerhalb des eigenen Grundversorgungsgebiets zu akquirieren.

⁶⁹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

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

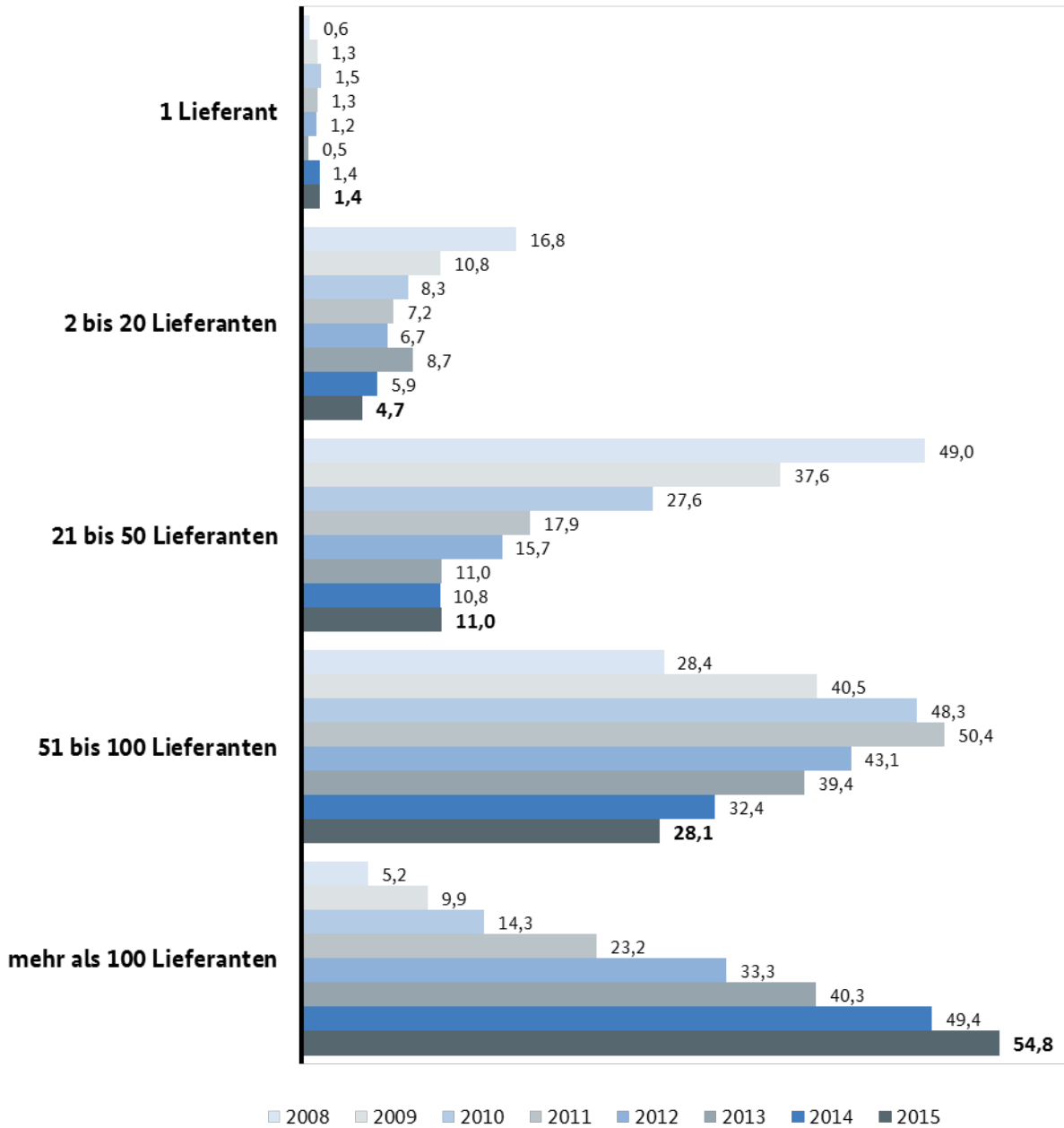


Abbildung 87: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

Die Lieferanten wurden zudem zur Anzahl der Netzgebiete, in denen sie Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern, befragt. Die Auswertung der Datenmeldung von 1.099 Lieferanten zeigt, dass die absolute Mehrheit nur regional tätig ist. 55 Prozent der Lieferanten beliefern maximal zehn Netzgebiete, 16 Prozent sogar nur ein einziges. 22 Prozent der Unternehmen sind in 11 bis 50 Netzgebieten tätig, zwölf Prozent in 51 bis 250 Netzgebieten und 5 Prozent in 251 bis 500 Netzgebieten. 63 Lieferanten, d.h. rund sechs Prozent, beliefern

Kunden in mehr als 500 Netzgebieten. Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Im bundesweiten Durchschnitt beliefert ein Lieferant Kunden in 79 Netzgebieten (2014: 75).

Anzahl bzw. Anteil der Lieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

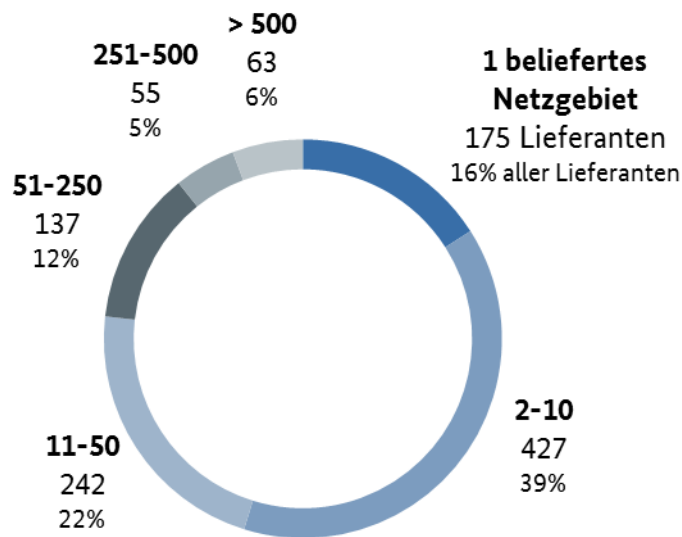


Abbildung 88: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete⁷⁰

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die Intensität des Wettbewerbs. Die jährlichen Wechselquoten im Strom-Einzelhandel liegen weiterhin auf hohem Niveau. Zusammengefasst liegt die Lieferantenwechselquote bezogen auf Haushaltskunden bei 10,4 Prozent und bezogen auf Nicht-Haushaltskunden (mehr als 10 MWh Jahresverbrauch) bei 12,6 Prozent (Vorjahr: 11,0 Prozent). Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, sodass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahe kommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Netzbetreiberfragebögen (Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber) sowie Lieferantenfragebogen differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben.

⁷⁰ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

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 definiert⁷¹. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoringbericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden⁷² 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 im Lieferantenfragebogen erhobenen Stromabgabemengen an alle Letztverbraucher betragen im Jahr 2015 rund 427 TWh. Hiervon entfielen ungefähr 266 TWh auf RLM-Kunden und 161 TWh auf SLP-Kunden (einschließlich 14 TWh Heizstrom). Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2015 rund 121 TWh inklusive Heizstrom abgegeben.

Im Monitoring wird erhoben, wie sich 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,

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein⁷³. Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert ("Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung" bzw. "Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist"). Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse darauf zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als "kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung" zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, so dass

⁷¹ 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.

⁷² In die Kategorie "Gewerbekunden" werden i. d. R. auch Kunden aus den Bereichen freie Berufe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung einbezogen.

⁷³ Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie "Grundversorgung" auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

ein Vertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie "Vertrag mit einem anderen Lieferanten" zählt.⁷⁴

Erstmals wurden die Stromlieferanten befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2015 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

Darüber hinaus wurde im Rahmen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele "Lieferantenwechsel" im Jahr 2015 stattgefunden haben. 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 werden⁷⁵. 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 ("unfreiwillige" Lieferantenwechsel). Daher kann das tatsächliche Ausmaß der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten abweichen. Neben den Lieferantenwechseln wurde auch die Lieferantwahl 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 Stromverbrauch⁷⁶ aus, d. h. es handelt sich zumeist um Industriekunden oder andere verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden.

Zum Berichtsjahr 2015 haben rund 1.050 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden (mit Abnahmeort in Deutschland) getätigt (Vorjahr: 985). Unter den 1.050 Stromlieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, so dass diese Zahl nicht mit der Anzahl der Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2015 RLM-Kunden an rund 361.000 Zählpunkten mit knapp 266 TWh Strom (Vorjahr: 268 TWh an 359.000 Zählpunkten). Die Belieferung erfolgte zu 99,7 Prozent durch Verträge außerhalb der Grundversorgung. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen.

An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden 0,8 TWh Strom geliefert. Dies entspricht 0,3 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden (verteilt auf 1,9 Prozent aller Zählpunkte). Von der

⁷⁴ 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).

⁷⁵ 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.

⁷⁶ Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen 31,6 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger (verteilt auf 46,6 Prozent aller Zählpunkte) und 68,1 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger (verteilt auf 51,5 Prozent aller Zählpunkte). Im Vorjahr entfielen, bezogen auf die Abgabemenge, 34,0 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger und 66,5 Prozent auf Sonderverträge mit anderen Lieferanten. Die Werte zeigen erneut, dass, bezogen auf die Abgabemenge, die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Strombereich von nachrangiger Bedeutung ist.

Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2015

Menge und Verteilung

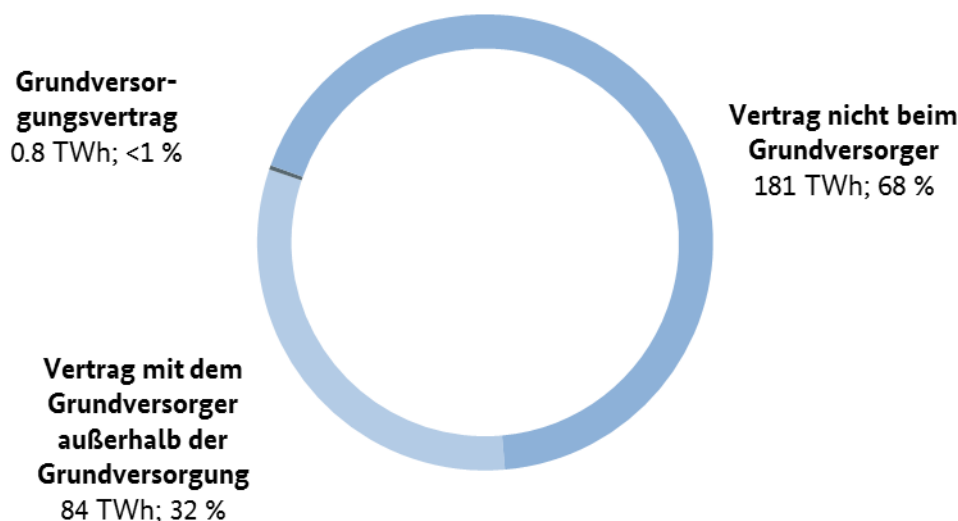


Abbildung 89: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2015

2.1.2 Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiberfragebögen wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s.o.) im Jahr 2015 stattgefunden haben und welche Verbrauchsmengen auf diese Kunden entfielen. Bei der Abfrage wurde nach drei Verbrauchskategorien unterschieden. In die Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr fallen typischerweise Industriekunden, und in die Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr verschiedenste Nicht-Haushaltskunden, während es sich in der Verbrauchskategorie bis 10 MWh/Jahr um Haushaltskunden i.S.v. § 3 Nr. 22 EnWG handelt. Die Erhebung erbrachte folgende Ergebnisse:

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2015

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 Gesamtentnahme menge der Verbrauchs- kategorie
<10 MWh/Jahr	3.100.746	6,6%	8,9 TWh	7,5%
10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	205.653	10,3%	15,5 TWh	12,8%
> 2 GWh/Jahr	2.878	15,4%	28,5 TWh	12,5%

Tabelle 44: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2015

Im Verbrauchsband von über 10 MWh/Jahr befinden sich fast ausschließlich Nicht-Haushaltskunden.⁷⁷ Über die beiden Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet, lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2015 bei 12,6 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahreswert entspricht dies einer Steigerung um 1,6 Prozentpunkte. Diese Veränderung liegt im Bereich der Schwankungen der Vorjahre. Seit 2006 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. Die Wechselquoten der Nicht-Haushaltskunden liegen weiterhin über den Wechselquoten der Haushaltskunden.

⁷⁷ Bei überwiegendem Eigenverbrauch im Haushalt gilt ein Letztverbraucher auch dann als Haushaltskunde, wenn der Verbrauch 10 MWh im Jahr übersteigt; § 3 Nr. 22 EnWG. Dies kommt vor allem bei Heizstromkunden in Betracht.

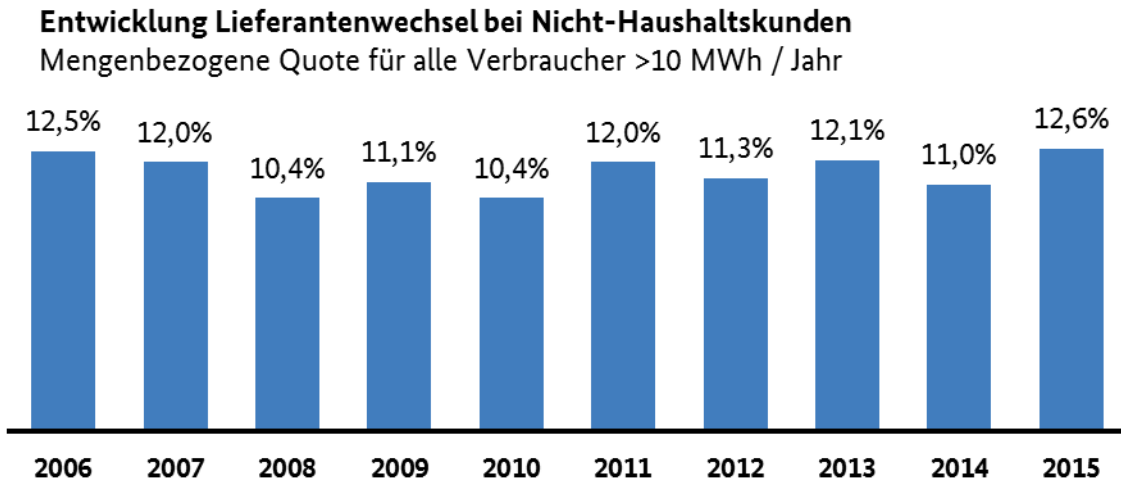


Abbildung 90: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring ergeben, dass im Jahr 2015 eine relative Mehrheit von 43,1 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat (2014: 43,2 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 32,1 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden gegenüber dem Vorjahr nur wenig zurückgegangen (2014: 32,8 Prozent). Rund 25 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert (2014: 24 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend abermals, wenn auch nur leicht, gestiegen; insgesamt ca. 75 Prozent aller Haushalte werden nach wie vor durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrag außerhalb der Grundversorgung). Die starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit nur wenig abgenommen.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 2015

Menge und Verteilung

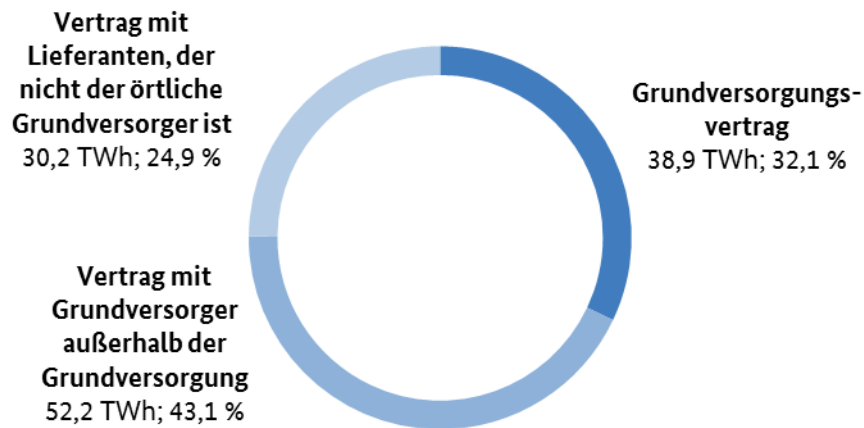


Abbildung 91: Vertragsstruktur von Haushaltskunden

2.2.2 Vertragswechsel

Erstmalig wurden im Monitoringverfahren bei den Lieferanten Daten zu Haushaltskunden erhoben, die den bestehenden Energieliefervertrag innerhalb eines Unternehmens gewechselt haben (Vertragswechsel). Dabei waren nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.⁷⁸ Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel rund 1,7 Mio., die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 4,6 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 3,7 Prozent bzw. 3,8 Prozent.

Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2015: Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamt- entnahmemenge (121,2 TWh) in Prozent	2015: Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem Lieferanten den bestehenden Energieliefervertrag gewechselt haben	4,6	3,8	1.681.610	3,7

Tabelle 45: Vertragswechsel von Haushaltskunden

⁷⁸ Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

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 2014 ist die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (inkl. Umzüge) von 3,8 Mio. auf rund vier Mio. angestiegen. Diese Entwicklung ist in erster Linie das Ergebnis einer deutlich gestiegenen Zahl von Wechseln außerhalb eines Umzuges (+319.367). Einen Rückgang gab es erstmals bei den Wechseln aufgrund von Einzügen (-88.456).

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Anzahl

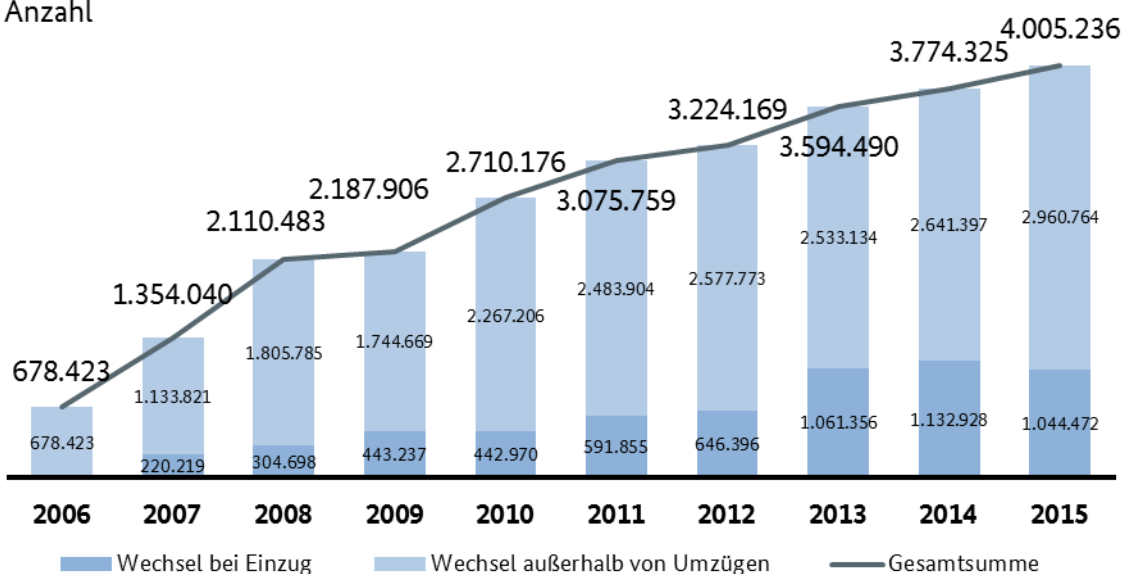


Abbildung 92: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Bei der Betrachtung der Entwicklung der Lieferantenwechsel im Zeitablauf von 2006 bis 2015 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 darauffolgend, 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 Kundenentscheidung zum Wechsel des Versorgers zugrunde liegt. Es ist deshalb sachgerecht, den gut abschätzbaren Anteil an durch die Insolvenz "automatisch erzwungenen Wechseln" 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 2015 wurden insgesamt 2.960.764 Wechsel außerhalb von Umzügen berechnet. Dies entspricht einem Anteil von ca. 6,4 Prozent der Haushaltskunden und bedeutet einen Anstieg der Wechselzahlen von rund 320.000 zum Vorjahr. Die auf diese Wechsel bezogene Strommenge liegt bei knapp 9,5 TWh, was einen Anstieg gegenüber den im Vorjahr ermittelten Wert von 8,2 TWh ausmacht. Die anteilige Wechselquote an der Entnahmemenge von Haushaltskunden (ohne Heizstrom) liegt im Jahr 2015 bei etwa 8,4 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 90.000 auf 1.044.472 gesunken. Die bei Einzügen gemeldeten Lieferantenwechsellmengen liegen mit 2,3 TWh ebenfalls knapp unter dem Wert des Vorjahres.

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

Kategorie	2015: Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Gesamt- entnahmemenge ¹ (112,7 TWh) in Prozent	2015: Lieferanten- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	9,5	8,4	2.960.764	6,4
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	2,3	2	1.044.472	2,3
Gesamt	11,7	10,4	4.005.236	8,7

¹ Ohne Heizstrom, daher nicht unmittelbar vergleichbar mit den in den früheren Berichten ausgewiesenen Anteilen der Wechsellmenge an der Gesamtentnahmemenge.

Tabelle 46: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

Bei einer gemeinsamen Betrachtung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Wechsel bei Einzügen, ergeben sich für das Jahr 2015 insgesamt rund 4,0 Mio. Wechsel mit einem Gesamtvolumen von 11,7 TWh. Dies entspricht einer mengen- und anzahlmäßigen Wechselquote von 10,4 Prozent bzw. 8,7 Prozent. Damit liegt die mengenbezogene Quote abermals über der anzahlbezogenen Quote. Dies dürfte damit zusammenhängen, dass ein hoher Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltskunden dessen Wechselbereitschaft positiv beeinflusst. Die durchschnittliche Verbrauchsmenge von wechselnden Haushaltskunden beträgt im Jahr 2015 ca. 2.900 kWh. Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, weisen im Gegensatz dazu einen Durchschnittsverbrauch von nur ca. 2.200 kWh auf.

Über eine gemeinsame Betrachtung der im Berichtsjahr 2015 vollzogenen Vertrags- und Lieferantenwechsel lässt sich ermitteln, wie viele Haushaltskunden sich im Berichtsjahr 2015 um eine Änderung ihres Energieliefervertrages gekümmert haben. Insgesamt wurden fast 5,7 Mio. Wechselvorgänge vollzogen. Die Wechsellmenge aus Vertrags- und Lieferantenwechseln betrug dabei 13,4 TWh.

3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen

3.1 Stromsperrungen

Für Jahr 2015 hat die Bundesnetzagentur abermals Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie 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 sowie die Durchführung einer Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers.

**Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung;
Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers**
Anzahl (Elektrizität)

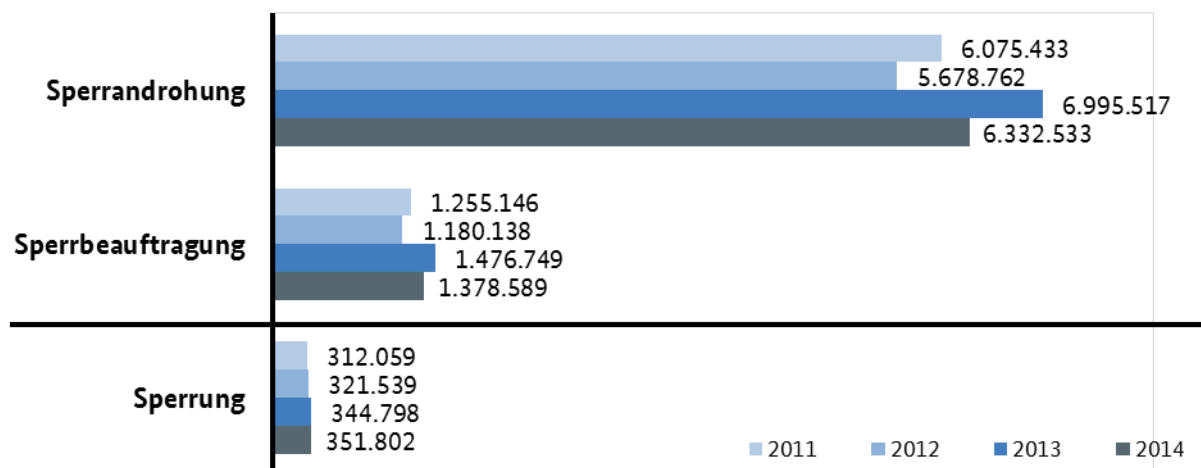


Abbildung 93: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Elektrizität); 2011 bis 2014⁷⁹

Für das Jahr 2015 wurde die Abfrage bei den Stromlieferanten weiter differenziert. Die Abfrage der Androhungen und Beauftragungen von Sperrungen richtet sich nun an alle Lieferanten und nicht mehr nur an Grundversorger. Zudem wurden die Lieferanten sowohl zu Sperrungen in der Grundversorgung als auch zu Sperrungen bei Vertragsverhältnissen von Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung befragt.

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

⁷⁹ Bei den für das Jahr 2011 erhobenen Daten ist zu beachten, dass einige Lieferanten zu den Unterbrechungsandrohungen und den Unterbrechungsbeauftragungen nur Schätzwerte angeben konnten.

nur für den Grundversorger angeboten. Der Bundesgerichtshof stellte daher im Jahr 2015 klar, 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 erfolgt⁸⁰. Seit 1. Januar 2016 sind die Rechte und Pflichten zwischen Netzbetreiber und Netznutzer nun in dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Netznutzungsvertrag/ Lieferantenrahmenvertrag (Strom) geregelt, welcher die Möglichkeit der Sperrung auf Anweisung eines (jeden) Lieferanten regelt.

Zum anderen konnten Netzbetreiber schon bisher 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 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 die Grundversorgung zugeordneter Kunde tatsächlich noch grundversorgt wird oder in einen Haushaltskundenvertrag beim Grundversorger gewechselt hat.

In die Auswertung für das Jahr 2015 sind die Angaben von 768 VNB und 998 Lieferanten eingeflossen. Gemäß StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der vom VNB im Auftrag des örtlichen Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 331.272 zurückgegangen. Insgesamt wurden hierbei rund 20.000 Sperrungen an Zählpunkten weniger durchgeführt als im Vorjahr. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der Verteilernetzbetreiber, die letztendlich die Unterbrechung auf Anweisung des Lieferanten vornehmen. Gemessen an der Gesamtzahl aller im Monitoring erfassten Zählpunkte auf Verteilernetzbetreiberebene in Deutschland beträgt die Marktabdeckungsquote 99,2 Prozent.

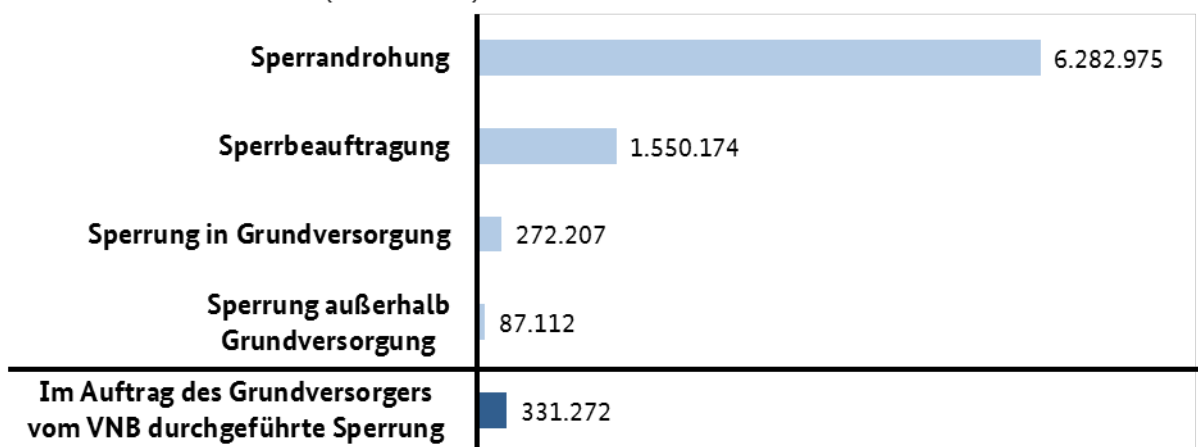
Die VNB haben 2015 bei rund 300.000 von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wiederhergestellt. Im Vorjahr waren es 318.000 Zählpunkte.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber ihren Kunden durchschnittlich Kosten in Höhe von 49 Euro, wobei die Spannweite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 8 und 210 Euro lag. Für eine Wiederherstellung der Versorgung eines Zählpunktes von Haushaltskunden wurden bei einer Spannweite von 7 bis 154 Euro durchschnittlich 52 Euro in Rechnung gestellt.

⁸⁰ BGH, EnZR 13/14 vom 14. April 2015.

Androhungen und Beauftragung einer Sperrung; durchgeführte Sperrungen^[1]

Anzahl im Jahr 2015 (Elektrizität)



[1] Die in der Abbildung aufgeführte Zahl unter der Trennlinie stammt aus der Befragung der VNB. Hier werden nur die von den VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag des jeweiligen örtlichen Grundversorgers erfasst. Sperrungen im Auftrag von Nicht-Grundversorgern wurden nicht explizit abgefragt. 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 nicht unmittelbar miteinander vergleichbar.

Abbildung 94: Androhung und Beauftragung einer Sperrung, durchgeführte Sperrungen

Gleichzeitig wurden die Lieferanten befragt, wie häufig sie 2015 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Abfrage richtet sich nunmehr an alle Lieferanten, nicht mehr nur an Grundversorger. Die Unternehmen gaben an, insgesamt knapp 6,3 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 119 Euro eine Sperrung angedroht wurde (2014: 121 Euro). Von den knapp 6,3 Mio. Sperrandrohungen mündeten ca. 1,6 Mio. in eine Beauftragung einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Zudem gaben die Lieferanten an, dass sie in rund 272.000 Fällen eine Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages durchgeführt wurde. Dabei lag die Quote der durchgeführten Sperrungen in Bezug auf die jeweilige Gesamtkundenanzahl in der Grundversorgung im Mittel bei 2,1 Prozent. Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in etwa 87.000 Fällen vollzogen. Insgesamt wurden auf diese Weise letztlich rund 359.000 Sperrungen durchgeführt (innerhalb und außerhalb von Grundversorgungsvertragsverhältnissen). Von den gut 6,3 Mio. Sperrandrohungen der Lieferanten mündeten etwa 25 Prozent in einen Sperrauftrag. Bei knapp sechs Prozent der 6,3 Mio. Sperrandrohungen wurde die Sperrung vom Netzbetreiber tatsächlich durchgeführt. Dies entspricht einer Quote von 0,8 Prozent aller Zählpunkte von Haushaltskunden in Deutschland.

Gemäß Angaben der Lieferanten lag das Verhältnis zwischen den absoluten Unterbrechungen und der Anzahl der davon betroffenen Haushaltskunden (innerhalb und außerhalb von Grundversorgungsvertragsverhältnissen) im Jahr 2015 bei 1 zu 0,9. Dies bedeutet, dass schätzungsweise 10 Prozent der Unterbrechungen auf Mehrfachsperrungen derselben Kunden zurückzuführen sind.

3.2 Bargeld- und Chipkartenzähler

Im Monitoring 2016 wurden zum zweiten Mal Informationen bei Verteilernetzbetreibern und Lieferanten zu Vorkassensystemen nach § 14 StromGKV wie Bargeld- oder Chipkartenzähler erhoben. Im Verlauf des Jahres 2015 waren in 362 Netzgebieten bei rund 19.400 Entnahmestellen von Haushaltskunden entsprechende Vorkassensysteme im Auftrag des Grundversorgers installiert (2014: rund 17.300). Dies entspricht 0,04 Prozent aller Zählpunkte von Haushaltskunden in Deutschland. In knapp 4.700 Fällen (2014 rund 4.800) wurde im Kalenderjahr 2015 ein Bargeld- oder Chipkartenzähler neu eingebaut, in rund 3.000 Fällen wurde ein solcher Zähler wieder ausgebaut. Dies entspricht dem Vorjahreswert.

3.3 Tarife, Abrechnungen und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 5 EnWG haben Lieferanten für Letztverbraucher von Elektrizität, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten. Im Berichtsjahr 2015 boten knapp 12 Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an, dies ist eine leichte Steigerung zum Vorjahr 2014, in dem ca. 10 Prozent der Lieferanten solche Tarife anboten. Der Anteil an Lieferanten, von denen im Berichtsjahr 2015 tageszeitabhängige Tarife⁸¹ angeboten wurden, beträgt etwa 70 Prozent (2014: 74 Prozent). Wie in 2014 bieten rund 13 Prozent der Lieferanten noch weitere Tarife an.

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten ebenfalls verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Derartige Abrechnungen wurden im Berichtsjahr 2015 deutlich häufiger nachgefragt. Mit insgesamt rund 23.000 Kundenanfragen (2014: rund 14.000) bewegt sich die Nachfrage der Letztverbraucher nach unterjährigen Abrechnungen jedoch weiter auf einem niedrigen Niveau.

Im Jahr 2015 haben zudem 140 Lieferanten angegeben, dass sie bei Haushaltskunden eine abweichende Abrechnung durchführen. In insgesamt etwa 31.000 Fällen haben Lieferanten eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung durchgeführt. Das durchschnittliche Entgelt (inkl. USt) je zusätzlicher Abrechnung betrug bei Selbstablesung ca. 9 Euro und ca. 11 Euro ohne Selbstablesung.

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 2015 haben Lieferanten gegenüber ihren Kunden insgesamt knapp 154.000 Kündigungen ausgesprochen (2014: ca. 150.000). Bei durchschnittlich 175 Euro Zahlungsrückstand hätte ein Lieferant in 2015 den Energieliefervertrag gekündigt.

4. Preisniveau

Im Monitoring sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2016 für verschiedene Abnahmefälle befragt worden. Der Abnahmefall der Haushaltskunden wurde erstmals nach folgenden Abnahmebändern unterteilt:

⁸¹ Darunter fallen insbesondere Tarife für Heizstrom und Wärmepumpenstrom.

- Band I (DA⁸²): 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

Darüber hinaus wurden wie in den Vorjahren zwei Abnahmefälle von Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh und 24 GWh betrachtet.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Den Endpreis sollten die Lieferanten in seine einzelnen Teile aufschlüsseln. Dazu zählen Bestandteile, die zwar vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, sich aber zwischen den Netzgebieten unterscheiden können, wie Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Schließlich waren für den Gesamtpreis die bundeseinheitlichen Umlagen und Steuern zu berücksichtigen, d.h. die Umsatzsteuer, die 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, sonstige Kosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten für die vier Abnahmefälle der Haushaltskunden jeweils ihren "durchschnittlichen" Preis für die drei Vertragstypen angeben. Einige der befragten Unternehmen haben erneut darauf hingewiesen, dass sie aufgrund ihrer überörtlichen Tätigkeit bzw. einer kundenindividuellen Preisgestaltung nicht in der Lage seien, entsprechende Durchschnittswerte anzugeben. Einzelne Unternehmen haben gesondert kenntlich gemacht, dass sie wegen der Vielzahl der Tarife und/ oder der Vielzahl betroffener Netze einen bestimmten Tarif als für das Unternehmen repräsentativ ausgewählt haben.

Für die Haushaltskunden wurden für vier Verbrauchsbänder die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen (siehe auch Seite 205) 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 Vertragstyp bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um Entwicklungstendenzen aufzeigen zu können, werden die Ergebnisse jeweils mit den

⁸² Die Bezeichnungen "DA", "DB", "DC" beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT.

Vorjahreswerten – soweit sie dem Abnahmefall entsprechen - verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2016 bzw. 1. April 2015 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise innerhalb der Fehlertoleranz liegen.

Befragte Unternehmen waren wie im Vorjahr (jedoch abweichend früheren Preiserhebungen im Monitoring) auch Nicht-Grundversorger. Die Fragen für die Abnahmefälle 50 MWh/Jahr und 24 GWh/Jahr bezogen sich das dritte Jahr in Folge nur auf die Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Strombedarf im Bereich des betreffenden Abnahmefalls hatten.

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 24 GWh/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/Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle 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. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. In manchen Fällen obliegt die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber dem Kunden selbst. 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/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, § 9 Abs. 7 Satz 3 KWKG, §§ 17 f. 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 212 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: ebenfalls 212 Lieferanten). Mehr als die Hälfte dieser 212 Lieferanten hat weniger als zehn Kunden mit einem Jahresverbrauch von über 24 GWh/Jahr.

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 2016 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	1,32 – 2,81	2,03
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,00 – 0,02	0,03 ^[1]
Konzessionsabgabe	0,11 – 0,11	0,11 ^[2]
EEG-Umlage	6,35	6,35
weitere Umlagen ^[3]	0,15	0,15
Stromsteuer	2,05	2,05
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,46 - 4,51	3,48
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	12,91 - 15,69	14,21

[1] Rund 90 Prozent der Lieferanten haben zum Messwesen einen Wert von 0,024 ct/kWh oder weniger angegeben. Da einige wenige Lieferanten einen deutlich höheren Wert angegeben haben, beträgt das arithmetische Mittel mehr als 0,024 ct/kWh.

[2] Über 90 Prozent der Lieferanten haben eine Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh angegeben. Weniger als 20 Lieferanten haben einen niedrigeren Wert angegeben und weniger als fünf Lieferanten haben einen höheren Wert angegeben.

[3] KWKG (0,06 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,06 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,03 ct/kWh)

Tabelle 47: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil hat sich im arithmetischen Mittel erneut verringert, und zwar von 4,19 ct/kWh auf 3,48 ct/kWh, d. h. um 0,71 ct/kWh (Vorjahresveränderung: Absinken um 0,42 ct/kWh).⁸³ Gestiegen sind hingegen die Umlagen. Sie betragen insgesamt 6,50 ct/kWh (davon EEG-Umlage 6,35 ct/kWh) und somit 0,17 ct/kWh mehr als im Vorjahr. Das mittlere Nettonetzentgelt ist mit 2,03 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (2015 2,06 ct/kWh) gesunken. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt und ohne Reduktionsmöglichkeiten) in Höhe von 14,21 ct/kWh liegt um 0,59 ct/kWh unter dem arithmetischen Mittel der im Vorjahr erhobenen Werte.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 10,72 ct/kWh, d. h. rund 75 Prozent, auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Regelungen erfüllen, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, der Konzessionsabgabe, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und § 17f EnWG. Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionsmöglichkeiten könnte der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 10 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh sinken.⁸⁴

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 S. 1 StromNEV um bis zu 80 Prozent reduziert werden.⁸⁵ 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 S. 1 KAV sowie die Umlagen nach § 9 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" durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

⁸³ Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

⁸⁴ 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).

⁸⁵ Die noch höheren Reduktionsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 S. 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 zum 1. April 2016

	In der Preisabfrage angenommener bzw. erhobener Wert in ct/kWh	Mögliche mögliche Reduktion um: in ct/kWh	Dann verbleibender Betrag: in ct/kWh
EEG-Umlage	6,35	-6,04	0,31
Stromsteuer	2,05	-2,05	0,00
Nettonetzentgelt	2,03	1,63	0,41
weitere Umlagen	0,15	-0,06	0,09
Konzessionsabgabe	0,11	-0,11	0,00
Summe	10,69	-9,88	0,81

Tabelle 48: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2016

Abnahmefall 50 MWh/ 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 14fache des Abnahmefalls 3.500 kWh ("Haushaltskunde") und zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh/Jahr. Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall 24 GWh/Jahr. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2016 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 871 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 827). 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 2016 für den Abnahmefall 50 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	4,02 - 7,18	5,50	26%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,03 - 1,31	0,35	2%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,59	0,93	4%
EEG-Umlage	6,35	6,35	30%
Weitere Umlagen ^[1]	0,86	0,86	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	10%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,03 - 7,28	5,15	24%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	18,45 - 23,45	21,2	

[1] KWKG (0,44 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,38 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,04 ct/kWh)

Tabelle 49: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag hat sich erneut verringert, und zwar von 6,08 ct/kWh im Mittel auf 5,15 ct/kWh, also um 0,93 ct/kWh (Vorjahr: Rückgang um 0,31 ct/kWh).⁸⁶ Allein die sonstigen Umlagen (ohne EEG-Umlage) sind insgesamt um 0,41 ct/kWh auf 0,86 ct/kWh gestiegen und die EEG-Umlage um 0,17 ct/kWh auf 6,35 ct/kWh. Das Nettonetzentgelt ist ebenfalls um 0,06 ct/kWh auf 5,50 ct/kWh angestiegen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 21,20 ct/kWh liegt dagegen um 0,26 ct/kWh unter dem arithmetischen Mittel des im Vorjahr erhobenen Wertes (21,47 ct/kWh). Bei diesem Abnahmefall entfallen somit durchschnittlich rund 76 Prozent (im Vorjahr 72 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Messwesen, Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe).

⁸⁶ Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

Nur rund 24 Prozent (im Vorjahr 28 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

4.2 Haushaltskunden

Im Folgenden werden die Endkundenpreise und Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden als mengengewichtete Mittelwerte für vier Abnahmebänder für die relevanten Vertragsverhältnisse betrachtet und in tabellarischer Form dargestellt. Die Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, machten zu folgenden Abnahmebändern in der Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) Angaben:

- Band I (DA⁸⁷): 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

Daraus ergeben sich Auswertungen für den Durchschnittspreis in der Grundversorgung, für einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) und für einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger (nach dem Lieferantenwechsel). Darüber hinaus wird ein über alle Tarifkategorien mengengewichteter Gesamtpreis für das Band III ermittelt, um eine Vergleichbarkeit der in den Vorjahren ermittelten mengengewichteten Gesamtpreise und eine Fortführung der Zeitreihe zu gewährleisten. 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.

Zusätzlich werden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und die Streuung der Angaben in Form von Spannen dargestellt. Diese werden jeweils folgend auf die mengengewichtete Auswertung in tabellarischer Form abgebildet. Die Angaben zu den arithmetischen Mittelwerten sowie der Streuung beziehen sich auf den Bereich zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben.

Die Umstellung der Abfrage auf die Bänder geht auf eine Änderung der Preisabfragen durch die europäische Statistikbehörde Eurostat zurück.

Die Auswertung der Daten für Band I ergab folgende Ergebnisse:

⁸⁷ Die Bezeichnungen "DA", "DB", "DC" beziehen sich auf die identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb 1.000 kWh im Jahr (Band I; Eurostat:DA) Preisstand: 1. April 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	11,74	6,34	7,89
Nettonetzentgelt	9,52	8,42	10,68
Entgelt für Abrechnung	2,16	1,83	1,70
Entgelte für Messung	0,60	0,61	0,51
Entgelte für Messstellenbetrieb	1,71	1,48	1,38
Konzessionsabgabe	1,78	1,77	1,52
Umlage nach EEG	6,35	6,35	6,35
Umlage nach KWKG	0,45	0,45	0,45
Umlage nach § 19 StromNEV	0,38	0,38	0,38
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	6,98	10,06	6,26
Gesamt	43,73	39,77	39,21

Tabelle 50: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2016

Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb 1.000 kWh im Jahr (Band I; Eurostat: DA)

Haushaltskunden (Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben) 1. April 2016 in ct/kWh	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Mittelwert (arithmetisch)	39,23	36,11	35,09
Streuung	29,09 - 50,38	27,31 - 44,82	25,85 - 44,43

Tabelle 51: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2016

Bei den Bändern mit einer relativ geringen Abnahmemenge ist zu beachten, dass in der Preiserhebung zum Monitoring auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in die Angaben mit einzurechnen sind. Durch geringere Abnahmemengen und gleichbleibende fixe Preisbestandteile, wie etwa dem Grundpreis, erhöht sich daher in dieser Darstellung der Preis pro Kilowattstunde entsprechend.

In die Herleitung der mengengewichteten Preise gingen die Preisstände mit Stichtag 1. April 2016 und die Abgabemengen des Jahres 2015 ein.

In den nächsten Tabellen sind die Ergebnisse der Abfrage für das Band II dargestellt.

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 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	8,60	7,17	6,35
Nettonetzentgelt	6,62	6,24	7,31
Entgelt für Abrechnung	0,67	0,61	0,56
Entgelte für Messung	0,19	0,20	0,16
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,54	0,50	0,46
Konzessionsabgabe	1,78	1,76	1,55
Umlage nach EEG	6,35	6,35	6,35
Umlage nach KWKG	0,45	0,45	0,45
Umlage nach § 19 StromNEV	0,38	0,38	0,38
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	5,25	4,89	4,88
Gesamt	32,91	30,62	30,52

Tabelle 52: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2016

Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 1.000 kWh und 2.500 kWh im Jahr (Band II; Eurostat: DB)

Haushaltskunden (Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben) 1. April 2016 in ct/kWh	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Mittelwert (arithmetisch)	31,71	30,03	29,06
Streuung	27,36 - 34,87	26,05 - 32,86	24,12 - 32,74

Tabelle 53: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2016

Durch die veränderte Abfrage in der Datenerhebung des Haushaltskunden-Abnahmefalls von ehemals 3.500 kWh hin zu Abnahmebändern wird die Vergleichbarkeit der ermittelten Werte mit den Vorjahreswerten erschwert. Das Band III in der diesjährigen Monitoringabfrage ist in etwa mit dem in dem Abnahmefall der Vorjahre von 3.500 kWh/Jahr vergleichbar. In folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Abfrage für das Band III dargestellt.

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 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	8,06	6,74	5,90
Nettonetzentgelt	6,00	6,13	6,40
Entgelt für Abrechnung	0,35	0,31	0,31
Entgelte für Messung	0,09	0,08	0,08
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,27	0,24	0,22
Konzessionsabgabe	1,72	1,62	1,49
Umlage nach EEG	6,35	6,35	6,35
Umlage nach KWKG	0,45	0,45	0,45
Umlage nach § 19 StromNEV	0,38	0,38	0,38
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,89	4,63	4,50
Gesamt	30,63	29,01	28,17

Tabelle 54: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2016

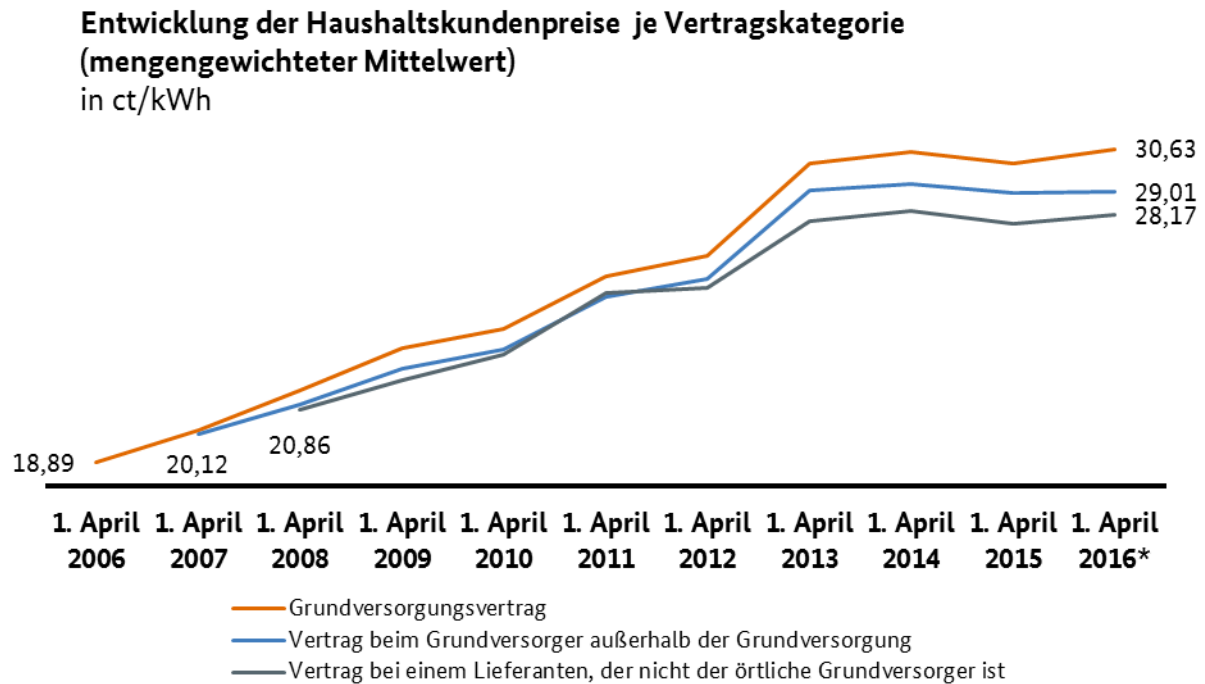
Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr (Band III; Eurostat: DC)

Haushaltskunden (Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben) 1. April 2016 in ct/kWh	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Mittelwert (arithmetisch)	29,85	28,16	27,78
Streuung	26,99 - 32,46	25,87 - 30,30	24,24 - 30,31

Tabelle 55: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2016

Ein direkter Vergleich der drei Tarifkategorien, Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach einem Vertragswechsel) und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (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 2015 im Mittel rund 2.202 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Vertragskunden beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und denen, die den Lieferanten gewechselt haben mit rund 3.089 kWh um ca. 40 Prozent darüber.

Niedrigere Preise können Haushaltskunden weiterhin durch eine Vertragsumstellung oder einen Lieferantenwechsel erzielen, wobei der Lieferantenwechsel i. d. R. die günstigste Alternative darstellt. 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 (nach einem Vertragswechsel) ist über die betrachtete Zeit in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Kategorie des Vertrags bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger (nach einem Lieferantenwechsel) ist, ist im Mittel die günstigste Vertragskategorie. In acht von neun der betrachteten Jahre liegt der mittlere Preis in der Kategorie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach einem Lieferantenwechsel) – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach einem Vertragswechsel).

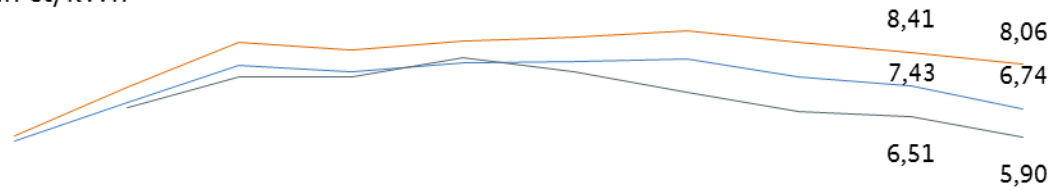


* Die Preise beruhen auf dem Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr.

Abbildung 95: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, zum 1. April 2016 mit 8,06 ct/kWh um fast 37 Prozent über dem Durchschnittswert Kategorie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach einem Lieferantenwechsel), für aus den Datenmeldungen mengengewichtet durchschnittlich 5,90 ct/kWh errechnet wurden. Im Jahr 2015 betrug die Differenz zwischen den beiden Kategorien noch 30 Prozent. Bei einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach einem Vertragswechsel) werden durchschnittlich 6,74 ct/kWh (Vorjahr: 7,43 ct/kWh) als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie ca. 16 Prozent unter dem der Grundversorgung. Bei einem direkten Vergleich dieser Werte sind – über die unterschiedlichen Verbrauchswerte hinaus – weitere Unterschiede zwischen den drei Kundengruppen zu bedenken. So weisen Grundversorgungsverträge kürzere Kündigungsfristen und ein im Durchschnitt höheres Zahlungsausfallrisiko auf. Auch solche Risikokosten sind in dem vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil enthalten. Schließlich ist die mit der Erhebungs- und Auswertungssystematik verbundene Unschärfe zu berücksichtigen. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie)
in ct/kWh



1. April 2007 1. April 2008 1. April 2009 1. April 2010 1. April 2011 1. April 2012 1. April 2013 1. April 2014 1. April 2015 1. April 2016*

— Grundversorgungsvertrag

— Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung

— Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist

* Die Preise beruhen auf dem Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr.

Abbildung 96: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh von 2007 bis 2016 (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie)

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 den folgenden Tabellen 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 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	7,52	5,78	5,55
Nettonetzentgelt	5,58	5,43	6,02
Entgelt für Abrechnung	0,17	0,17	0,16
Entgelte für Messung	0,05	0,06	0,05
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,15	0,16	0,13
Konzessionsabgabe	1,75	1,72	1,49
Umlage nach EEG	6,35	6,35	6,35
Umlage nach KWKG	0,45	0,45	0,45
Umlage nach § 19 StromNEV	0,38	0,38	0,38
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,04	0,04
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,65	4,29	4,30
Gesamt	29,12	26,87	26,96

Tabelle 56: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2016

Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 5.000 kWh und 10.000 kWh im Jahr (Band IV)

Haushaltskunden (Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben) 1. April 2016 in ct/kWh	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Mittelwert (arithmetisch)	28,63	26,89	26,58
Streuung	25,73 - 30,99	24,44 - 28,93	23,61 - 29,04

Tabelle 57: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2016

Das Band IV weist mit seinen hohen Abnahmemengen zwischen 5.000 und 10.000 kWh in allen drei Vertragskategorien die geringsten Preise aller Bänder für eine kWh auf. Auffällig ist hier, dass im Mittel der günstigste Preis nicht bei der Kategorie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach einem Lieferantenwechsel) erzielt werden kann. Der geringste Preis wird in diesem Band beim Abschluss eines Vertrags mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach einem Vertragswechsel) erreicht.

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

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Dabei sind Mindestvertragslaufzeit oder Preisstabilitätsgarantie besonders häufig vertreten. Die Bindungsfristen betragen bei Sonderverträgen im Durchschnitt zehn Monate. Eine Preisstabilität wird bei Sonderverträgen im Mittel über 14 Monate angeboten.

Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten angeboten werden:

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Stand 1. April 2016	Haushaltskunden			
	Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	357	10 Monate	403	10 Monate
Preisstabilität	304	14 Monate	375	14 Monate
Vorauskasse	59	11 Monate	38	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	94	58 Euro	161	61 Euro
Frei-kWh	4	250 kWh	9	189 kWh
Kaution	7	-	3	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	93	-	105	-

Tabelle 58: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Die Anzahl (unterschiedlich kombinierbarer) preisbildender Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Im Folgenden wird ein einzelner Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden im Abnahmeband III als Kennzahl dargestellt. Dafür wird ein über alle Tarifkategorien mengengewichteter Mittelwert berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den Stichtag 1. April 2016 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 29,80 ct/kWh. Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile stellt sich wie folgt dar.

Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien (Band III; Eurostat:DC) Preisstand: 1. April 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	7,35	24,7
Nettonetzentgelt	6,11	20,5
Entgelt für Abrechnung	0,34	1,1
Entgelte für Messung	0,09	0,3
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,25	0,8
Konzessionsabgabe	1,65	5,5
Umlage nach EEG	6,35	21,3
Umlage nach KWKG	0,45	1,5
Umlage nach § 19 StromNEV	0,38	1,3
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,1
Stromsteuer	2,05	6,9
Umsatzsteuer	4,76	16,0
Gesamt	29,80	100

Tabelle 59: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2016

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich die nachstehende Darstellung.

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr zum 1. April 2016 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) in Prozent

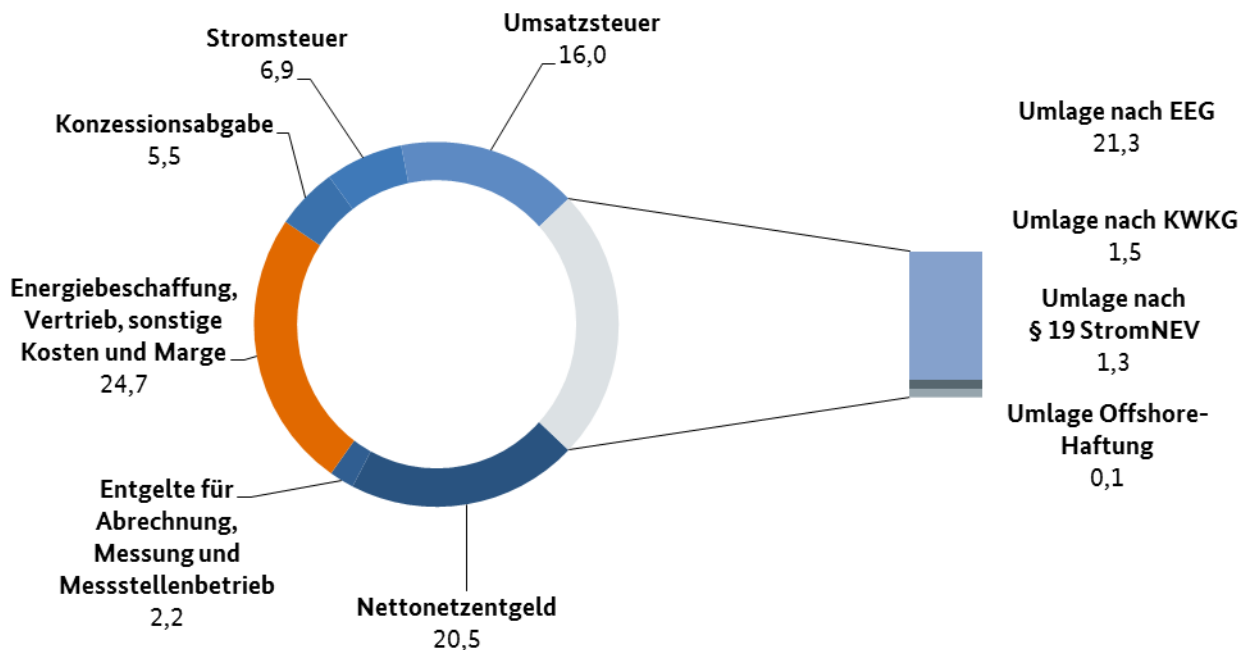


Abbildung 97: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)

Das Nettonetzentgelt kommt auf einen Anteil von 20,5 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb betragen rund 2,2 Prozent des Gesamtpreises. Auf die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb entfallen 24,7 Prozent. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 22,9 Prozent, die Summe aller Umlagen und Abgaben (Umlagen nach EEG, KWKG, Offshore-Haftung und § 19 StromNEV sowie Konzessionsabgabe) auf ca. 30 Prozent. Die EEG-Umlage hat hieran mit 21,3 Prozent den weitaus größten Anteil. Umlagen, Steuern und Abgaben betragen in Summe über 52 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.

Nachfolgend ist die Veränderung des über alle Tarife mengengewichteten Strompreises vom 1. April 2015 auf den 1. April 2016 dargestellt. Der Strompreis steigt im Jahr 2016 leicht um etwa zwei Prozent (+0,69 ct/kWh). Eine Besonderheit bildet in der diesjährigen Preisabfrage die entfallene Umlage nach § 18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Bislang sah § 19 S. 2 AbLaV vor, dass die Verordnung zum 1. Januar 2016 außer Kraft treten sollte. Da zum Zeitpunkt der Umlagenveröffentlichung für das Jahr 2016 (am 15. Oktober 2015) keine Verlängerung der bestehenden Verordnung beabsichtigt und ebenfalls keine neue Verordnung mit Inkrafttreten zum 1. Januar 2016 absehbar war, wurde von den ÜNB für das Jahr 2016 keine

AbLaV-Umlage veröffentlicht. Somit erfolgt bis auf weiteres keine Erhebung einer Umlage für abschaltbare Lasten.

Hieran ändert auch die nunmehr am 17. Dezember 2015 durch den Bundestag beschlossene Verlängerung der (noch) bestehenden AbLaV bis zum 30. Juni 2016 zunächst nichts; ggf. müssen jedoch die nach AbLaV entstandenen Kosten in eine spätere Umlage eingepreist werden.

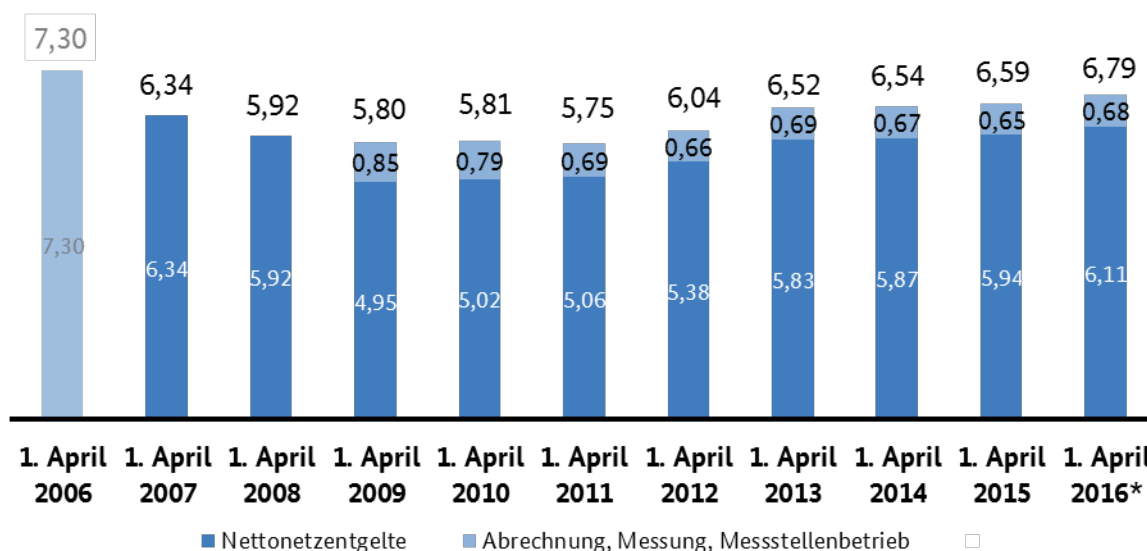
Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2015 (Abnahmefall 3.500 kWh pro Jahr) zum 1. April 2016 (Abnahmenband zwischen 2.500 - 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	7,35	-0,22	-3
Nettonetzentgelt	6,11	0,17	3
Entgelt für Abrechnung	0,34	0,01	2
Entgelte für Messung	0,09	0,00	0
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,25	0,02	9
Konzessionsabgabe	1,65	0,02	1
Umlage nach EEG	6,35	0,18	3
Umlage nach KWKG	0,45	0,20	44
Umlage nach § 19 StromNEV	0,38	0,14	37
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,09	225
Umlage für abschaltbare Lasten	0,00	-0,01	-100
Stromsteuer	2,05	0,00	0
Umsatzsteuer	4,76	0,11	2
Gesamt	29,80	0,69	2

Tabelle 60: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2015 (Abnahmefall 3.500 kWh pro Jahr) zum 1. April 2016 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden

Im Anschluss wird die Entwicklung der wesentlichen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden dargestellt. Zunächst erfolgt eine Betrachtung der Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte⁸⁸ für das Jahr 2016 abermals gestiegen. Der Anstieg beträgt gut drei Prozent (+0,20 ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr 2015. In einer Betrachtung über acht Berichtsjahre ist die Höhe der Netzentgelte um 0,99 ct/kWh bzw. ca. 17 Prozent gestiegen. Damit liegen die Netzentgelte seit dem Jahr 2013 wieder über denen des Referenzjahres 2007 und steigen seitdem kontinuierlich an. Diese Betrachtung umfasst die Netzentgelte ohne Umlage nach § 19 StromNEV in Höhe von 0,38 ct/kWh⁸⁹.

Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (über alle Vertragskategorien mengengewichtet) in ct/kWh



* Die Preise beruhen auf dem Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr.

Abbildung 98: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb

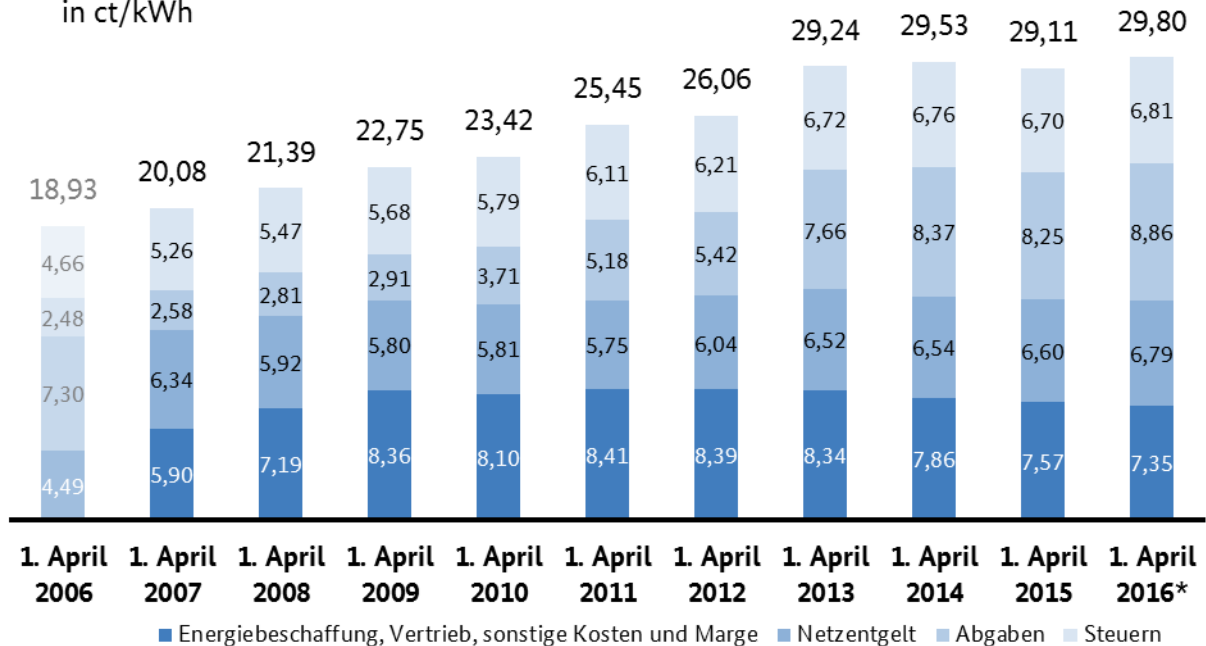
Im Anschluss folgt eine Übersicht über die Entwicklung der übrigen Preisbestandteile des über alle Tarifkategorien mengengewichteten Haushaltskundenpreises. Der Netzentgeltanteil (inkl. Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) am Elektrizitätspreis ist seit dem Jahr 2011 stetig angestiegen. Bei den Abgaben und Steuern sind insbesondere in den vergangenen vier Jahren deutliche Steigerungen zu erkennen. Der Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben, während von 2007 bis 2009 ein Anstieg zu verzeichnen war. Im Jahr 2016 sanken die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile erneut. Zwischen dem 1. April 2015 und dem 1. April 2016

⁸⁸ Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.

⁸⁹ Die Umlage nach § 19 Strom NEV war im Jahr 2011 noch in den Netzentgelten berücksichtigt und wird seit dem Jahr 2012 separat ausgewiesen.

konnte ein Rückgang um fast drei Prozent (-0,22 ct/kWh) festgestellt werden. Dieser Rückgang könnte insbesondere mit den weiterhin sinkenden Großhandelspreisen zusammenhängen (vgl. Abschnitt I.F ab Seite 161). Diese niedrigen Preise werden dem Anschein nach langsam an die Haushaltskunden in allen drei Vertragsverhältnissen weitergegeben.

**Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für
Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr
in ct/kWh**



* Die Preise beruhen auf dem Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr.

Abbildung 99: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden

Unter den Steigerungen im Bereich der Abgaben fällt insbesondere die EEG-Umlage ins Gewicht. Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich zwischen den beiden ÜNB anfallenden EEG-Kosten (insbesondere den Vergütungszahlungen für Anlagenbetreiber) und den Erlösen der EEG-Vermarktung durch die ÜNB 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 2016 ist die EEG-Umlage auf 6,35 ct/kWh gestiegen.⁹⁰ Durch den gestiegenen Gesamtpreis bleibt ihr Anteil am Elektrizitätspreis jedoch unverändert. Der Anteil am Gesamtelektrizitätspreis liegt weiterhin bei rund 21 Prozent. Im Jahr 2010 betrug die Höhe der EEG-Umlage noch 2,05 ct/kWh und ihr Anteil am Gesamtpreis rund neun Prozent. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung kann der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

⁹⁰ Für das Jahr 2017 beträgt die EEG-Umlage 6,88 ct/kWh.

Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis in ct/kWh und in Prozent

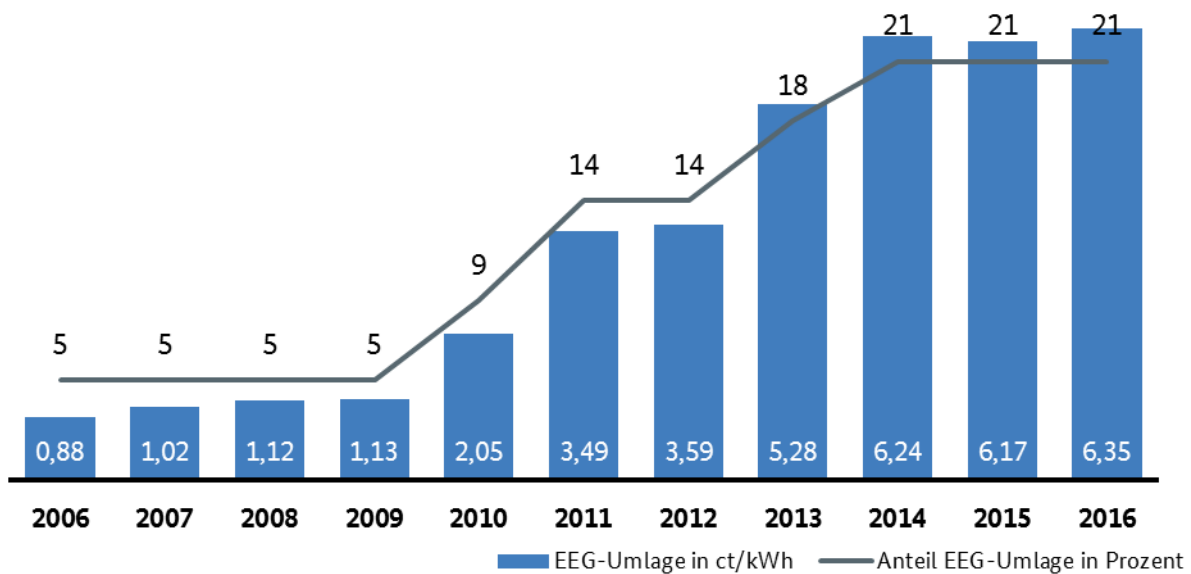
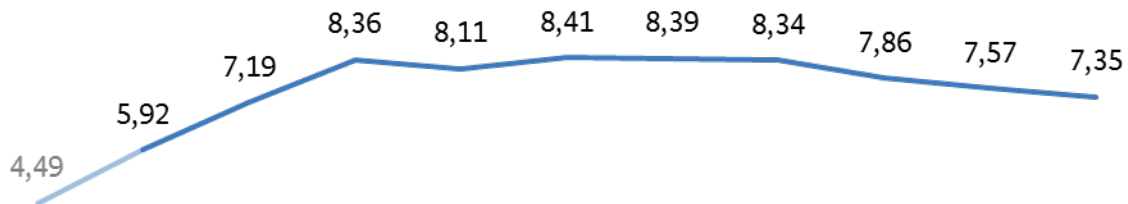


Abbildung 100: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis

Im Folgenden wird die Entwicklung des Preisbestandteils Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge für die Jahre 2006 bis 2016 dargestellt⁹¹. Betrag im Vorjahr der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil noch 7,57 ct/kWh und somit 26 Prozent des mengengewichteten Gesamtpreises, ist er in diesem Jahr um 0,22 ct/kWh auf 7,35 ct/kWh gesunken und bildet damit einen Anteil von fast 25 Prozent des über alle Tarife mengengewichteten Gesamtelektrizitätspreises. Der Anteil des Gesamtpreises, der unternehmerischen Entscheidungen des Lieferanten zugänglich ist, ist damit erneut gefallen. In der folgenden Abbildung sind die Preisbestandteile für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge für die Jahre 2006 bis 2016 einzeln zu betrachten.

⁹¹ Durch eine Änderung der Abfrage bei den Lieferanten erfolgt seit dem Jahr 2014 keine getrennte Ausweisung der Einzelpreisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb mehr.

Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)
in ct/kWh



1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014	1. April 2015	1. April 2016*
---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	----------------

* Die Preise beruhen auf dem Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr.

Abbildung 101: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung und Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden

5. Heizstrom

Im diesjährigen Monitoring wurden erneut Daten zur Vertragsstruktur, zum Lieferantenwechsel und zum Preisniveau im Bereich des Heizstroms (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen) sowohl bei Lieferanten als auch bei Verteilernetzbetreibern erhoben.

Im Berichtsjahr 2015 ist der Heizstromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr leicht angestiegen. Nach den Mengenangaben von insgesamt 876 Heizstromlieferanten haben diese im Berichtsjahr Kunden an knapp 2,1 Mio. Zählpunkten mit etwa 14,4 TWh Heizstrom beliefert. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 7.050 kWh je Zählpunkt im Jahr 2015. Im Vorjahr ergab sich hingegen noch ein Wert von gut 6.600 kWh je Zählpunkt (13,6 TWh an 2,1 Mio. Zählpunkten). Diese Zahlen sind vor dem Hintergrund der besonders milden Witterung im vorigen Berichtsjahr 2014 zu bewerten.

Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel nach den Angaben der Lieferanten eine Elektrizitätsmenge von knapp 12,1 TWh. Im Mittel sind an den 1,6 Mio. Nachtspeicher-Zählpunkten rund 7.200 kWh/Jahr abgegeben worden. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von gut 2,3 TWh an rund 377.000 Zählpunkten gegenüber; es ergibt sich daraus ein Mittel von rund 6.200 kWh/Jahr. Der überwiegende Verbrauchsanteil entfällt auf Nachtspeicherheizungen (84Prozent der Abgabemenge und 82 Prozent der Zählpunkte). Der Anteil von Wärmepumpen spielt weiterhin eine untergeordnete Rolle (16 Prozent der Abgabemenge und 18 Prozent der Zählpunkte). 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 können⁹² und haben dementsprechend die Aufteilung geschätzt oder den Gesamtwert nur in eine der beiden Kategorien eingetragen. 758 der 876 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 724 Verteilernetzbetreibern wurde im Jahr 2015 an knapp 2,1 Mio. Zählpunkten (Nachtspeicher und Wärmepumpen) insgesamt 13,5 TWh Heizstrom abgegeben.

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 I.G.2). Anders als im Abschnitt I.G.2 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 handelt.⁹³

Der Anteil der Heizstrommenge, die im Jahr 2015 von einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger geliefert wurde, befindet sich auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr. Etwa 885 GWh, d. h. 6,2 Prozent der gesamten Heizstromabgabe, entfielen im Jahr 2015 auf andere Lieferanten als den Grundversorger. Allerdings hat sich die Anzahl der Heizstrom-Zählpunkte, die nicht vom Grundversorger beliefert werden, deutlich erhöht. Im Jahr 2015 wurden rund 6,6 Prozent der Heizstrom-Zählpunkte (104.000 Nachtspeicherheizungen und 30.000 Wärmepumpen) nicht (mehr) durch den örtlichen Grundversorger beliefert. Im Vorjahr lagen diese Anteile noch bei rund 4,3 Prozent (Zählpunkte) bzw. 5,7 Prozent (Mengen).

⁹² Als Grund hierfür wurde u. a. genannt, dass vertriebsseitig keine (preisliche) Differenzierung zwischen Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen erfolge.

⁹³ Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

Belieferung von Heizstromkunden durch Nicht-Grundversorger Menge- und Zählpunktmäßiger Anteil an der gesamter Heizstromabgabe

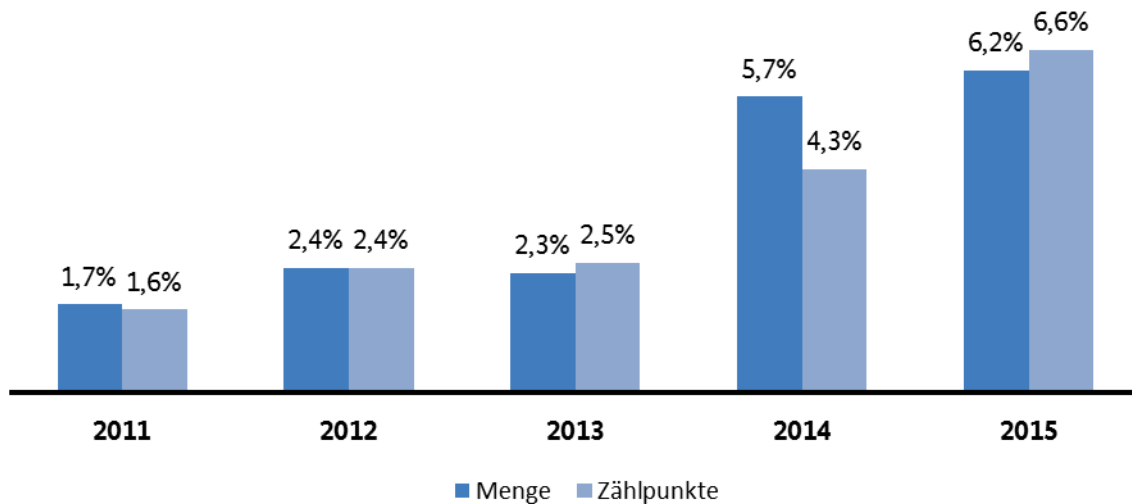


Abbildung 102: Anteil der Heizstrommenge und -zählpunkte die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden

Die Lieferantenwechselzahlen sind im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber kontinuierlich gestiegen. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 58.000 Heizstromzählpunkten Lieferantenwechsel statt (Vorjahr: knapp 43.000); auf diese Zählpunkte entfiel in 2015 eine Heizstrommenge von rund 364 GWh. Dies entspricht einer Wechselquote von 2,7 Prozent nach Entnahmemenge bzw. 2,8 Prozent nach Zählpunkten. Die Tendenz über die Jahre zeigt, dass im Bereich des Heizstroms die Wechselquoten geringfügig ansteigen. Im Jahr 2014 lag die Wechselquote nach Zählpunkten bei 2,2 Prozent, im Jahr 2013 bei 1,5 Prozent und im Jahr 2009 bei 0,5 Prozent. Aus der Befragung der Verteilernetzbetreiber ist ersichtlich, dass die Wechselquoten je nach Netzgebiet differieren. Von den 724 Verteilernetzbetreibern (von insgesamt 778), die Heizstrommengen angegeben haben, haben 452 auch Lieferantenwechselzahlen gemeldet⁹⁴. Diese 452 Verteilernetzbetreiber repräsentieren rund 96 Prozent der Heizstrommengen und -zählpunkte aller 724 Verteilernetzbetreiber, die Angaben zum Heizstrom gemacht haben (13 TWh bzw. 2 Mio. Zählpunkte).

Die Wechselquoten differieren je nach Netzgebiet. Bei der mengenbezogenen Wechselquote pro Verteilernetzbetreiber liegen die mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte zwischen 0,3 Prozent und 6,3 Prozent (Auswertung bezieht sich auf die Gruppe der 452 Lieferantenwechselzahlen meldenden VNB).

⁹⁴ Eine Reihe von Verteilernetzbetreibern wies auch darauf hin, dass für sie im Heizstrombereich keine oder nur Einzeldaten auswertbar seien.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine kontinuierliche Zunahme der Wechselaktivitäten auf niedrigem Niveau zu verzeichnen. Dies 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 2016 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 773 Lieferanten (Vorjahr: 751) und im Bereich Wärmepumpe auf die Angaben von 750 Lieferanten (Vorjahr: 719).

Nach den Angaben liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2016 im arithmetischen Mittel bei 20,59ct/kWh (inkl. USt), was ungefähr dem Vorjahresniveau entspricht (20,42 ct/kWh). Der Gesamtpreis für den Abnahmefall Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,33 ct/kWh (inkl. USt), d. h. knapp 0,9 ct/kWh höher als bei Nachtspeichern und damit auf dem Vorjahresniveau.

Preisniveau am 1. April 2016 Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben (in ct/kWh)	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,50 - 3,65	2,49	12%
Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb)	0,24 - 0,64	0,43	2%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,02	0,43	2%
EEG-Umlage	6,35	6,35	31%
Weitere Umlagen ^[1]	0,86	0,86	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	10%
Umsatzsteuer	2,89 - 3,72	3,29	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,84 - 6,64	4,68	23%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	18,11 - 23,31	20,59	100%

[1] KWKG (0,45 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,38 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,04 ct/kWh)

Tabelle 61: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge enthält, ist bei Nachtspeicherheizungen mit 4,68 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (5,19 ct/kWh) gesunken. Zum 1. April 2012 bzw. 1. April 2013 hatte der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Mittel noch 5,72 ct/kWh bzw. 5,8 ct/kWh betragen. Die Tendenz über die Jahre zeigt, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im Heizstrom kontinuierlich gesunken ist. Der zum 1. April 2016 vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der Beschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge enthält, ist für Wärmepumpen mit 5,04 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (5,63 ct/kWh) ebenfalls erheblich gesunken. Der durchschnittliche Restbetrag ist im Berichtsjahr für Wärmepumpen geringfügig höher als bei Nachtspeicherheizungen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil beträgt beim Abnahmefall Nachtspeicherheizung nur rund 23 Prozent des Gesamtpreises inkl. USt (im Vorjahr noch 25 Prozent) und bei

Wärmepumpen rund 24 Prozent des Gesamtpreises inkl. USt (im Vorjahr noch 26 Prozent). Rund 63 Prozent des Preises für Nachtspeicherheizungen) entfallen auf Steuern, Umlagen und Konzessionsabgabe. Im Vergleich zum letzten Jahr ist die Summe der fixen Umlagen um 0,6 ct/kWh angestiegen. Bei der Konzessionsabgabe gilt nach Auffassung des Bundeskartellamtes grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh, da es sich bei Heizstromlieferungen um Sonderverträge handelt.⁹⁵ 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 2,92 ct/kWh entsprechen für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung ungefähr den Vorjahreswerten (im Vorjahr 2,87 ct/kWh).

⁹⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Heizstrom – Überblick und Verfahren, September 2010, S. 9-10.

Preisniveau am 1. April 2016 Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben (in ct/kWh)	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	1,50 - 4,42	2,68	13%
Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb)	0,23 - 0,64	0,43	2%
Konzessionsabgabe	0,11 - 1,32	0,51	2%
EEG-Umlage	6,35	6,35	30%
weitere Umlagen ^[1]	0,86	0,86	4%
Stromsteuer	2,05	2,05	10%
Umsatzsteuer	2,98 - 3,84	3,41	16%
vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,86 - 7,05	5,04	24%
Gesamtpreis (inkl. Umsatzsteuer)	18,69 - 24,03	21,33	100%

[1] KWKG (0,45 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,38 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,04 ct/kWh)

Tabelle 62: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr

6. Ökostromsegment

Die im Monitoring 2016 befragten Lieferanten haben über die Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Bedingt durch einen Fehler in der Datenerhebung für das Jahr 2014 sind in diesem Jahr die Angaben zum Anteil an der Gesamtabgabemenge an Kunden sowie den Abgabemengen von Ökostrom an Haushaltskunden sowohl für das Jahr 2014 als auch für das Jahr 2015 in den folgenden Darstellungen abgebildet.

Ökostromabgabe an Haushaltskunden in den Jahren 2014 und 2015

Kategorie		Gesamte Ökostromabgabe 2014	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent 2014	Gesamte Ökostromabgabe 2015	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent 2015
Haushaltskunden	TWh	21,5	17,4%	24,0	19,8%
	Anzahl Zählpunkte	7.790.382	17,2%	8.617.808	19,1%
Weitere Letztverbraucher	TWh	25	8,4%	25,8	8,7%
	Anzahl Zählpunkte	711.837	18,2%	913.473	17,9%
Gesamt	TWh	46,5	11,0%	49,8	11,9%
	Anzahl Zählpunkte	8.502.219	17,3%	9.531.281	19,0%

Tabelle 63: Ökostromabgabe an Haushaltskunden in den Jahren 2014 und 2015

Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden in Prozent

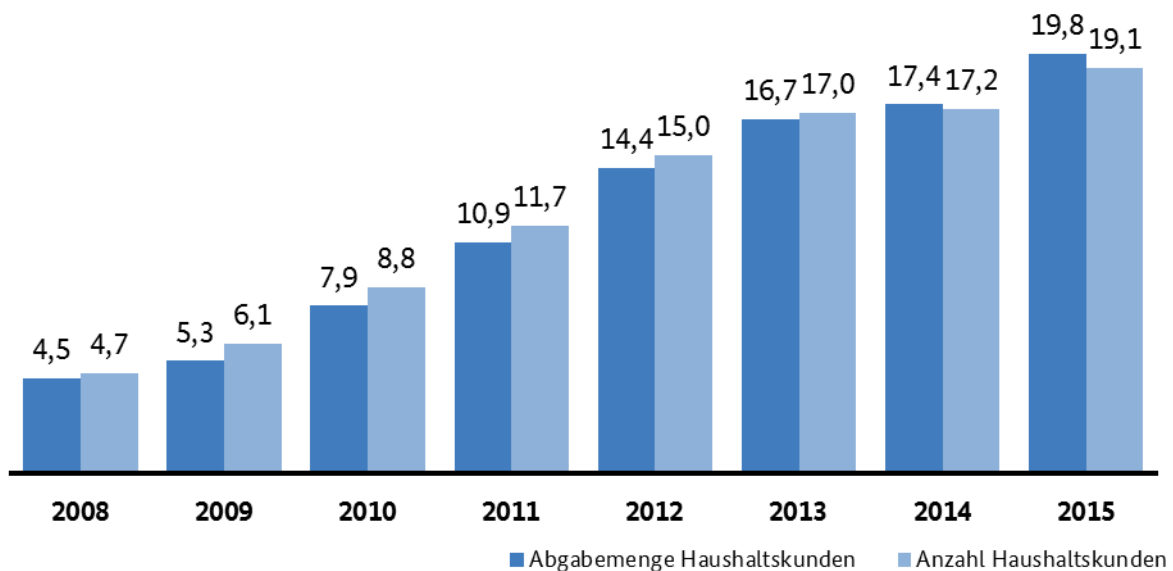


Abbildung 103: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Der Anteil der an Haushaltskunden abgegebenen Menge Ökostrom und der Ökostrom beziehenden Anzahl an Haushaltskunden ist in den Jahren 2014 und 2015 weiter gewachsen. Besonders im Jahr 2015 hat sich der Anteil

der Abgabemenge um 2,4 Prozent erhöht. Auch die Anzahl der Haushaltskunden, die Ökostrom beziehen ist um fast zwei Prozentpunkte gestiegen.

**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 2016 in ct/kWh**

Preisbestandteil	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	5,80	20,5
Nettonetzentgelt	6,34	22,4
Entgelt für Abrechnung	0,38	1,4
Entgelte für Messung	0,13	0,5
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,29	1,0
Konzessionsabgabe	1,60	5,7
Umlage nach EEG	6,35	22,4
Umlage nach KWKG	0,45	1,6
Umlage nach § 19 StromNEV	0,38	1,3
Umlage Offshore-Haftung	0,04	0,1
Stromsteuer	2,05	7,2
Umsatzsteuer	4,53	16,0
Gesamt	28,35	100

Tabelle 64: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 für Ökostrom

**Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom
(Band III; Eurostat: DC)**

Haushaltskunden (Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben) 1. April 2016 in ct/kWh	Gesamtpreis
Mittelwert (arithmetisch)	28,65
Streuung	25,42 - 31,14

Tabelle 65: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 für Ökostrom

Der durchschnittliche mengengewichtete Einzelhandelspreis für Haushaltskunden im Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh im Jahr für Ökostrom ist im Jahr 2016, Preisstand 1. April 2016 leicht auf 28,35 ct/kWh gestiegen. Die nachträgliche Mengengewichtung ergab für das Jahr 2015, Preisstand 1. April 2015, einen Gesamtpreis für den Ökostrombezug von 27,75 ct/kWh.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für Ökostrom ergibt sich die nachstehende Darstellung:

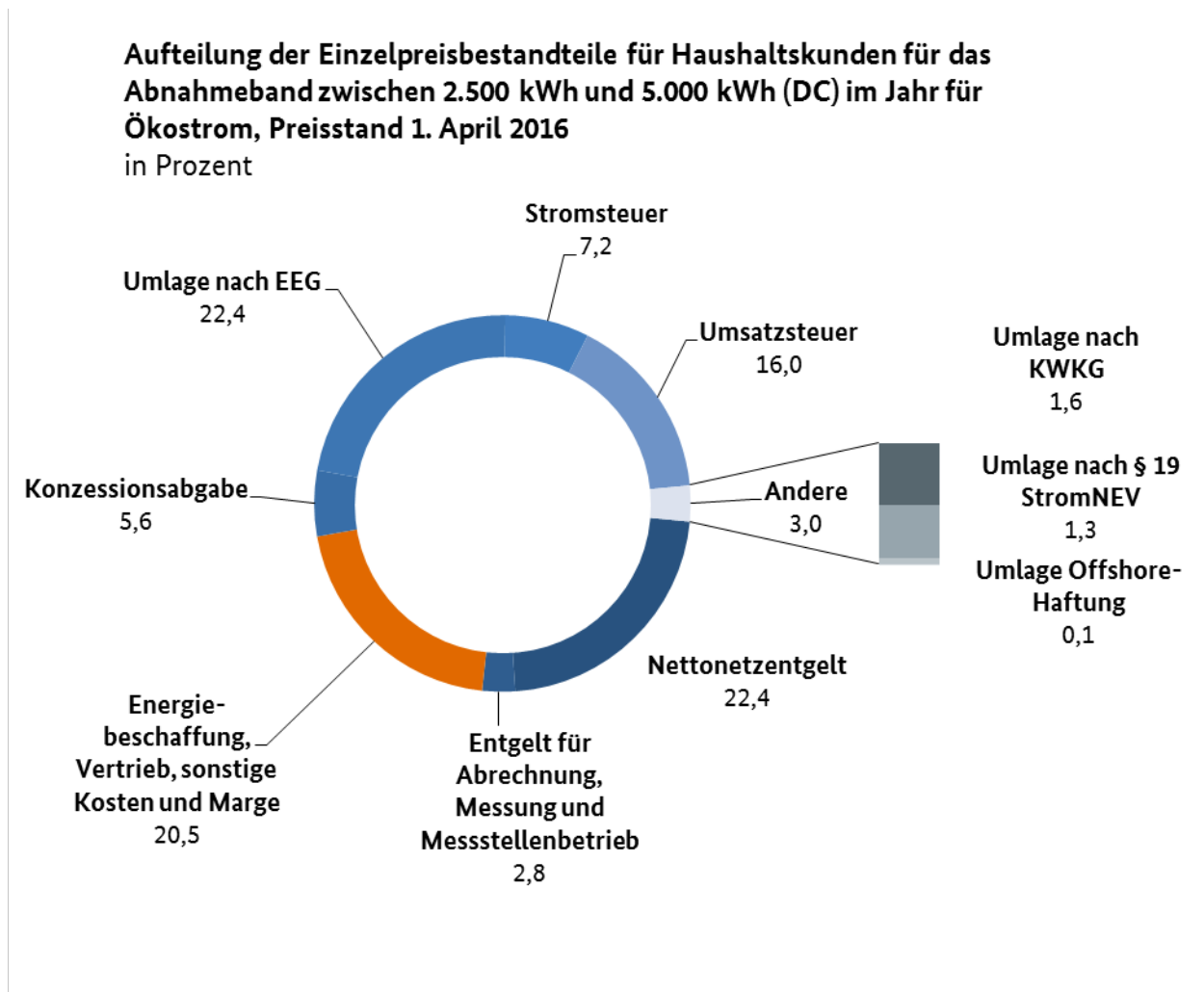


Abbildung 104: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 für Ökostrom (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)

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 nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten bei Ökostromtarifen angeboten werden.

Sonderbonifikationen und –regelungen 1. April 2016

	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	411	10 Monate
Preisstabilität	342	14 Monate
Vorauskasse	44	11 Monate
einmalige Bonuszahlungen	118	60 Euro
Frei-kWh	8	194 kWh
Kaution	4	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	97	-

Tabelle 66: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)

7. Europäischer Strompreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Stromletzverbraucherpreise, 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, sonstige Kosten und die Marge enthält. Eurostat erhebt die Daten nicht selbst, sondern greift auf Datenzulieferungen von nationalen Stellen zurück. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.⁹⁶ Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den einzelnen Mitgliedstaaten (vgl. RL 2008/92/EG, Anhang I h), so dass insoweit nationale Unterschiede bestehen.

⁹⁶ Siehe hierzu im Einzelnen: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:298:0009:0019:DE:PDF> (abgerufen am 11. November 2016).

7.1 Nicht-Haushaltskunden

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen, die sich nach der Höhe des Jahresverbrauchs unterscheiden ("Verbrauchsblätter"). Von diesen Verbrauchsblättern wird im Folgenden beispielhaft die Kategorie Jahresverbrauch "zwischen 20 GWh und 70 GWh" dargestellt. Der Abnahmefall 24 GWh/Jahr ("Industriekunde"), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Kapitel I.G.4.1), liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei Kunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh/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 nach der Eurostat-Systematik – wie die Umsatzsteuer – ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden. Gerade für deutsche Industriekunden sind solche Reduktionsmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung für den individuell anfallenden Netto-Strompreis (siehe im Einzelnen Kapitel I.G.4.1).

Nach den Eurostat-Daten bestehen europaweit erhebliche Strompreisunterschiede für Industriekunden. Das Vereinigte Königreich weist mit 13,59 ct/kWh die höchsten Netto-Preise aus, Schweden mit 4,46 ct/kWh die niedrigsten. Der europäische Durchschnitt beträgt 9,30 ct/kWh. Hiervon entfallen 2,81 ct/kWh auf nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen, und 6,49 ct/kWh auf Netzentgelte und den vom Lieferanten beeinflussbaren Restbetrag ("Energie und Versorgung").

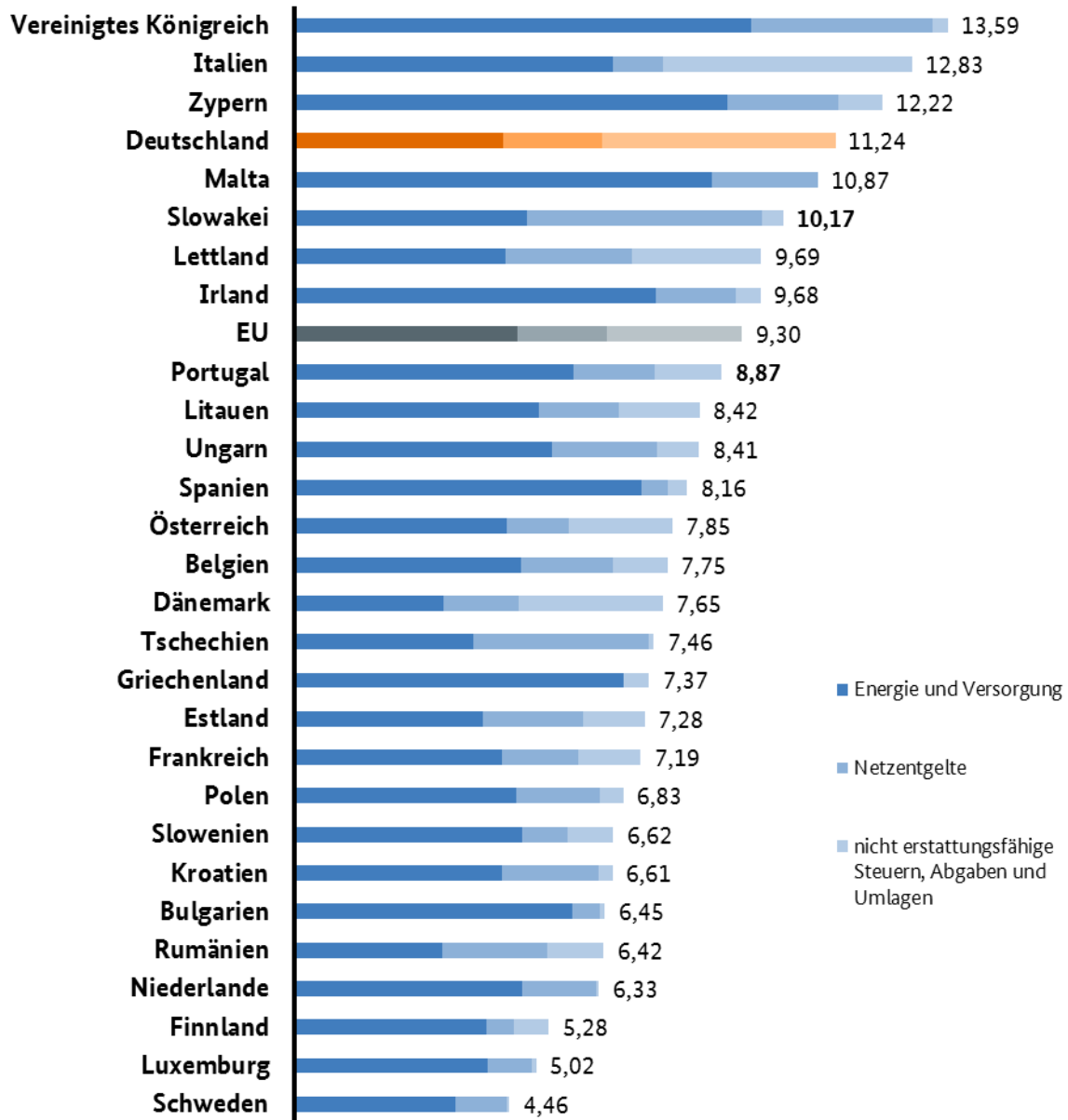
Der abgabenbereinigte Netto-Preis liegt für Deutschland mit 6,39 ct/kWh knapp 1 ct/kWh unter dem europäischen Mittelwert von 7,12 ct/kWh. Der abgabenbereinigte Netto-Preis für Großbritannien beträgt mit 13,26 ct/kWh fast das Doppelte des deutschen Preises. Der deutsche Wert von 6,39 ct/kWh setzt sich zusammen aus 2,05 ct/kWh Netzentgelte und 4,34 ct/kWh "Energie und Versorgung". Die Preiskomponente "Energie und Versorgung" entspricht fast genau dem im Monitoring für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2015 erhobenen Wert von 4,19 ct/kWh (vgl. Monitoringbericht 2015, S.196).

Ob deutsche Industriekunden 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 0,40 ct/kWh und 8,66 ct/kWh variieren (vgl. Monitoringbericht 2015, S. 198). 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.⁹⁷ Der für Deutschland im Verbrauchsband 20 bis 70 GWh/Jahr angegebene Wert der durchschnittlichen Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben beträgt 4,85 ct/kWh und ist somit mehr als doppelt so hoch wie der europäische Durchschnitt von 2,18 ct/kWh.). Dadurch ergibt sich für

⁹⁷ Vgl. Eurostat, Electricity Prices – Price Systems 2014, 2015 Edition: <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42201/Electricity-prices-Price-systems-2014.pdf/7291df5a-dff1-40fb-bd49-544117dd1c10> (abgerufen am 11. November 2016).

Deutschland ein Nettopreis von 11,24 ct/kWh, der über dem europäischen Durchschnittswert vom 9,30 ct/kWh liegt.

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2015 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh
in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen



Quelle: Eurostat

Anmerkung: Für Griechenland liegen keine Differenzierung von Netzentgelte und Energie und Versorgung vor.

Abbildung 105: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2015 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh

7.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden fünf verschiedene Verbrauchsbänder. Die Verbrauchsmengen deutscher Haushaltskunden entfallen überwiegend auf die mittlere Kategorie mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh. Auch der Abnahmefall 3.500 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Kapitel I.G.4.2), liegt in diesem Verbrauchsband. Zusätzlich wurde in diesem Jahr der konkrete Abnahmefall in die Kategorie der genannten Verbrauchsbänder eingeordnet (hier erfasst als "Band III", vgl. Kapitel I.G.4.2).

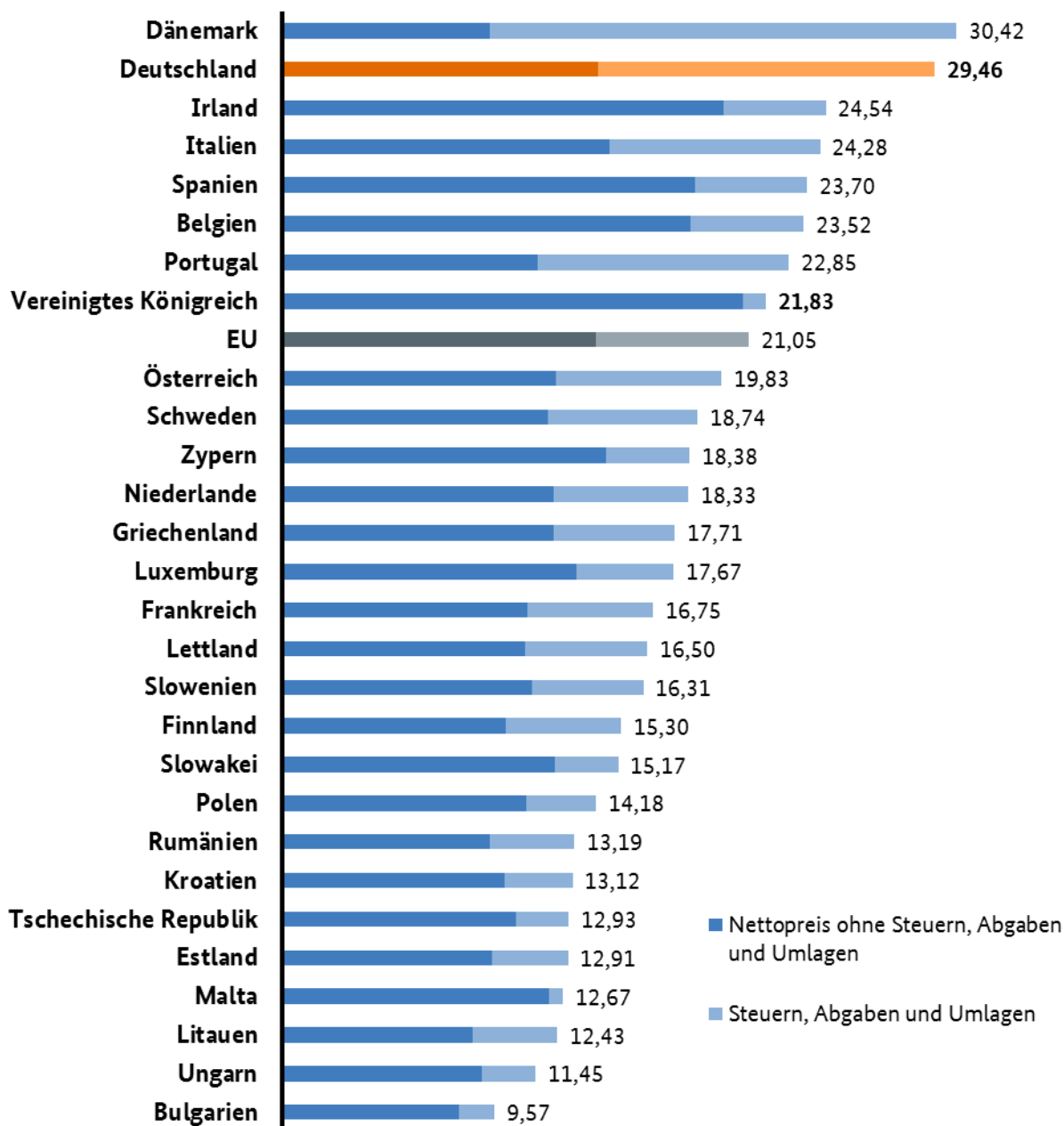
Dementsprechend wird im Folgenden der europaweite Vergleich für das mittlere Verbrauchsband dargestellt. Haushaltskunden können sich in aller Regel keine der anfallenden Umlagen, Steuern und Abgaben erstatten lassen, so dass für diese Kunden der Gesamtpreis inkl. USt relevant ist.

Europaweit bestehen hohe Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland weist mit 29,46 ct/kWh den zweithöchsten Preis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Die deutschen Preise sind rund 40 Prozent höher als im EU-Durchschnitt von 21,05 ct/kWh. Nur in Dänemark sind die Haushaltskundenpreise noch höher als in Deutschland. Der für Deutschland angegebene Wert entspricht ungefähr dem im Monitoring zum 1. April 2015 ermittelten mengengewichteten Durchschnittspreis über alle Vertragskategorien von 29,11ct/kWh (vgl. Monitoringbericht 2015, S. 209).

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 6,86 ct/kWh auf Umlagen, Steuern und Abgaben, während dieser Anteil in Deutschland mit 15,19 ct/kWh mehr als doppelt so hoch ausfällt. Dagegen liegt der um alle Steuern, Umlagen und Abgaben bereinigte Netto-Preis mit 14,27ct/kWh im europäischen Mittelfeld (EU-Durchschnitt: 14,19 ct/kWh).

Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2015 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh

in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer



Quelle: Eurostat

Abbildung 106: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2015 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh

H Mess- und Zählwesen

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

An der Monitoringabfrage im Jahr 2016 haben sich im Mess- und Zählwesen für den Bereich Elektrizität für 50.856.171 Zählpunkte 811 Unternehmen beteiligt. Diese traten 2015 in folgenden Rollen auf:

Rolle des Messstellenbetreibers

	Anzahl	
	2014	2015
grundzuständige Netzbetreiber	680	775
nicht grundzuständige Netzbetreiber	34	23
davon ausschließlich nicht grundzuständig	10	5
Lieferanten	40	19
davon Lieferanten, die auch als dritter unabhängiger Messstellenbetreiber auftreten	4	6
von Netzbetreibern und Lieferanten unabhängig agierende Messstellenbetreiber	14	13

Tabelle 67: Rolle des Messstellenbetreibers

Mit dem "Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb" sowie der "Messzugangsverordnung" kann ein Anschlussnutzer das für Einbau, Betrieb, Wartung von Messgeräten und -systemen sowie Messung zuständige Unternehmen selbst wählen. Statt des Netzbetreibers können dies auch Dritte sein. In den Netzgebieten von 784 Verteilernetzbetreibern übernehmen auch Dritte die Tätigkeit des Messstellenbetriebes. Dabei ergibt sich unabhängig von der Netzgröße folgende Verteilung:

Verteilung der Verteilernetze nach Anzahl der dritten Messstellenbetreiber

	Anzahl der dritten Messstellenbetreiber					
	bis 5	bis 10	bis 20	bis 30	bis 40	über 40
Anzahl der Netze	291	227	190	54	13	9
Verteilung in Prozent	37	29	24	7	2	1

Tabelle 68: Verteilung der Verteilernetze nach Anzahl der dritten Messstellenbetreiber

Unabhängig von der Netzgröße werden im Durchschnitt im Verteilernetz etwa zehn dritte Messstellenbetreiber in einem Verteilernetzgebiet tätig. Das Maximum liegt bei 132 dritten Messstellenbetreibern.

In den Verteilernetzen werden an etwa 220.000 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 der folgenden Darstellung veranschaulicht. Die Zählpunkte, bei denen dritte Messstellenbetreiber tätig werden, werden ins Verhältnis zu den gesamten Zählpunkten eines Netzgebietes gesetzt. Es gibt nur sehr wenige Netze (rund drei Prozent aller Netze), in denen überhaupt mehr als ein Prozent der Zählpunkte durch dritte Messstellenbetreiber versorgt werden.

Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilernetzgebieten

	Anteil der Zählpunkte mit Messstellenbetrieb durch Dritte zu allen Zählpunkten im Netzgebiet					
	bis 1 Prozent	bis 5 Prozent	bis 10 Prozent	bis 15 Prozent	bis 20 Prozent	über 20 Prozent
Anzahl der Netze	766	21	4	1	0	1
Verteilung in Prozent	97	3	<1	<1	0	<1

Tabelle 69: Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilernetzgebieten

2. Anforderungen gem. § 21 b ff. EnWG

Im EnWG ist der verpflichtende Einbau von intelligenten Messsystemen beschrieben, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind und die technische Möglichkeit gegeben ist. Bei Gebäuden, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen wurden, ist die Anzahl der Zählpunkte gegenüber dem Vorjahr um 73.000 gestiegen. Die Zählpunkte von Letztverbrauchern mit mehr als 6.000 kWh Jahresverbrauch liegen um 175.000 über den Vorjahresangaben. Die Zählpunkte von Anlagenbetreibern nach dem EEG oder dem KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als sieben Kilowatt sind im Vergleich zum Vorjahr um ca.

240.000 Zählpunkte angestiegen. In der folgenden Tabelle sind die Zählpunkte dargestellt, die jeweils die Anforderungen erfüllen:

Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG

Anforderung	Zählpunkte
a) Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung unterzogen werden	458.465
b) Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh	4.330.915
c) Anlagenbetreiber nach dem EEG oder KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als sieben kW	408.174

Tabelle 70: Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG

3. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich

Anforderung	Zählpunkte 2014	Zählpunkte 2015
a) elektromechanische Zähler (Wechsel- und Drehstromzähler nach Ferraris-Prinzip)	45.064.524	44.030.251
davon Zwei- bzw. Mehrtarifzähler (Ferraris-Prinzip)	2.986.830	2.944.190
b) elektronische Messeinrichtung (Basiszähler, der nicht kommunikativ angebunden ist)	4.219.719	5.029.241
c) elektronisches Messsystem (bei dem der Basiszähler fernkommunizieren kann, was jedoch nicht den Kriterien des § 21i ff. EnWG entspricht)	507.349	1.041.867
d) Messsystem, das §§ 21d, 21e EnWG entspricht	79.206	90.244

Tabelle 71: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich⁹⁸

Im Haushaltskundensegment (SLP-Kunden), hat es in 2015 eine deutliche Entwicklung hin zu elektronischen Messsystemen gegeben. Insgesamt sind die elektronischen Messsysteme um etwa 1,3 Mio. Zählpunkte angestiegen. Auch wenn die Anzahl der Ferraris-Zähler gegenüber dem Vorjahr um ca. 1 Mio. Zählpunkte

⁹⁸ Der Wert für 2014 für Messsysteme, die §§ 21d, 21e EnWG entsprechen wurde nachträglich korrigiert.

zurückgegangen ist, werden aber nach wie vor ca. 44 Mio. Zählpunkte dieser Zähler eingesetzt. Die Anzahl der Verwendung von Zwei- und Mehrtarifzählern ist dabei nahezu unverändert und beträgt wie schon im Vorjahr ca. 3 Mio. Die technische Voraussetzung für kommunikative Fernanbindung, so dass eine Fernauslesung stattfinden kann, ist mittlerweile an über 1 Mio. Zählpunkten mit elektronischen Messsystemen, die nicht den Kriterien des § 21 i ff. EnWG entsprechen und an ca. 90.000 Zählpunkten, bei denen die Messsysteme den §§ 21d, 21d EnWG entsprechen, gegeben. Für knapp 400.000 Zählpunkte, die fernausgelesen werden, sind in der folgenden Abbildung Anzahl und Verteilung der genutzten Übertragungstechnologien wiedergegeben.

Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich Anzahl und Verteilung

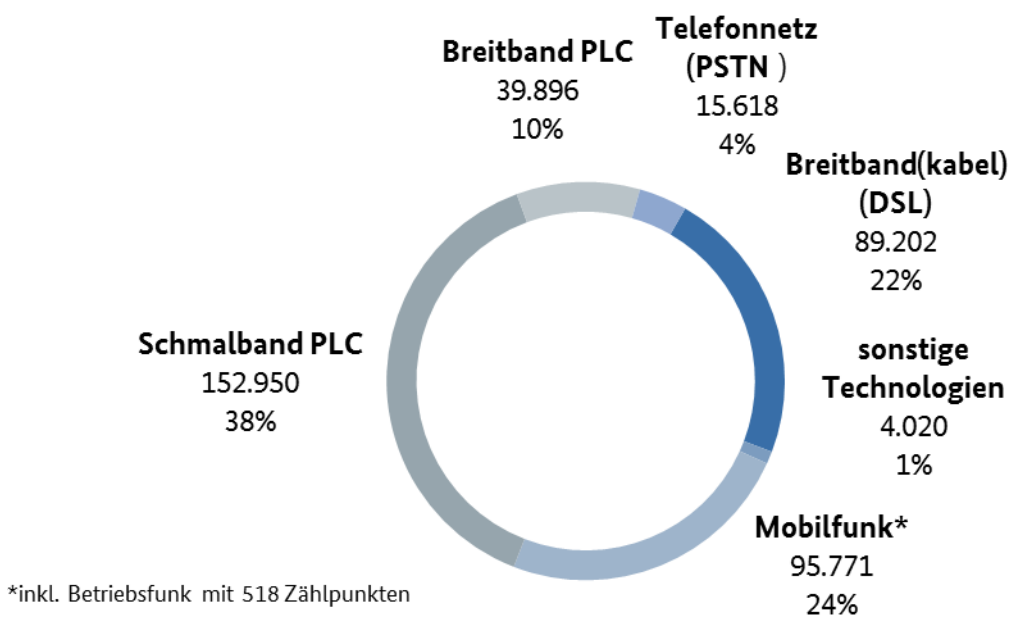


Abbildung 107: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Der Anteil der Übertragung über das Stromnetz (PLC) ist zum Vorjahr um ca. sechs Prozentpunkte gesunken. Hierfür ist hauptsächlich der starke Anstieg der Übertragung durch Mobilfunk und DSL- bzw. Breitbandverbindungen ursächlich, denn die Anzahl der Anschlüsse für Schmal- und Breitband-PLC ist relativ konstant. Dadurch wird die PLC-Übertragungstechnologie nur noch in knapp einem von zwei Fällen genutzt. Die Anzahl von Anbindungen über Telefonleitungen (PSTN) ist ziemlich genau auf Vorjahresniveau, wodurch der Anteil (4 Prozent) ebenfalls leicht gesunken ist. Um fast 50.000 Zählpunkte ist die DSL- bzw. Breitbandübertragung gestiegen und auch die Übertragung via Funk (GSM, GPRS, UMTS, LTE) wird an insgesamt rund 33.000 Zählpunkten mehr als im Vorjahr eingesetzt.

Veranschaulicht wird dies in der folgenden Grafik.

**Veränderung des Anteils der jeweiligen Übertragungstechnologie bei
fernausgelesenen Messsystemen im SLP-Kunden-Bereich**
in Prozentpunkten

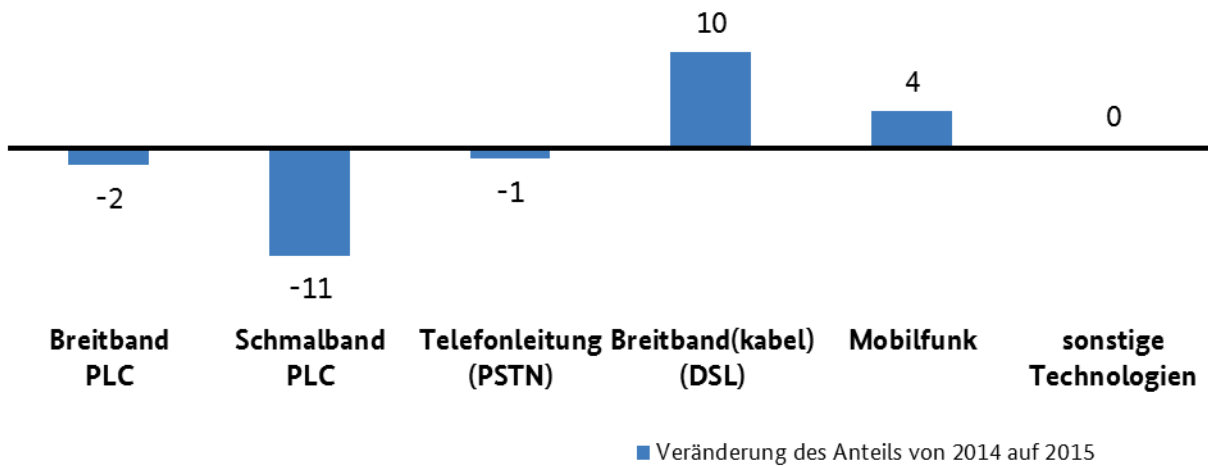


Abbildung 108: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im SLP-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr

Der Anteil, den PLC- und PSTN-Technik bei der Übertragung ausmachen, sinkt, während DSL- und Funkverbindung vermehrt genutzt werden, um SLP-Zähler auszulesen.

4. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Die Anzahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher beläuft sich auf etwa 408.000 Zählpunkten im Industrie- und Gewerbe kundensektor und liegt damit im Wesentlichen auf Vorjahresniveau.

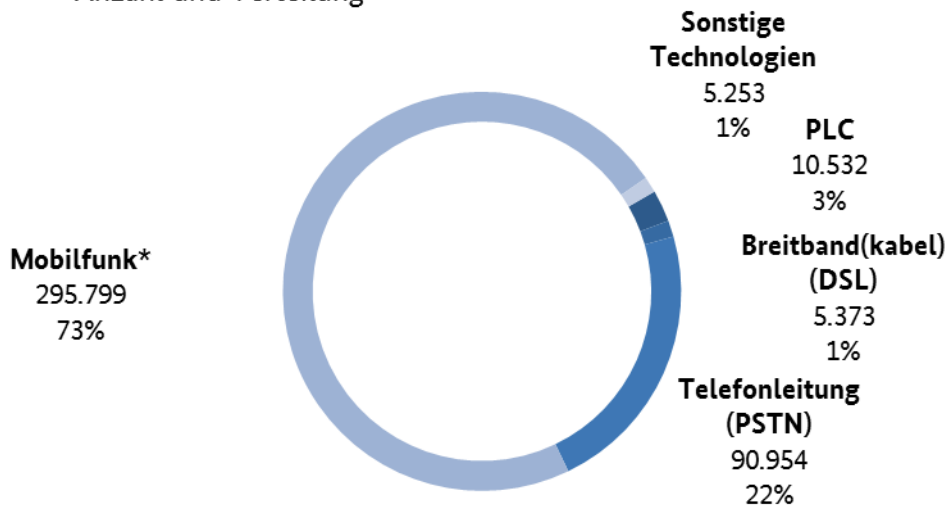
Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

Anforderung	Zählpunkte 2015
Zähl- und Messeinrichtungen im RLM-Bereich	408.325
Messsystem, das §§ 21d, 21e EnWG entspricht	60.792
Sonstige	36.556

Tabelle 72: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich

In der folgenden Abbildung ist die Nutzung der einzelnen Übertragungstechnologien sowie deren Anzahl und Verteilung ersichtlich.

Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im RLM-Kunden-Bereich Anzahl und Verteilung



*inkl. Betriebsfunk mit 309 Zählpunkten

Abbildung 109: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Im RLM-Bereich fallen nur wenige Änderungen an den Zählpunkten zum Vorjahr auf. Nennenswert gestiegen sind die Fernauslesungen via Mobilfunk mit ca. 15.000 Zählpunkten mehr als im Vorjahr. Um rund 5.000 Zählpunkte sind dagegen die Anbindungen über die Telefonleitungen gesunken. Ähnlich wie im Vorjahr 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.

**Veränderung des Anteils der jeweiligen Übertragungstechnologie bei
fernausgelesenen Messsystemen im RLM-Kunden-Bereich**
in Prozent

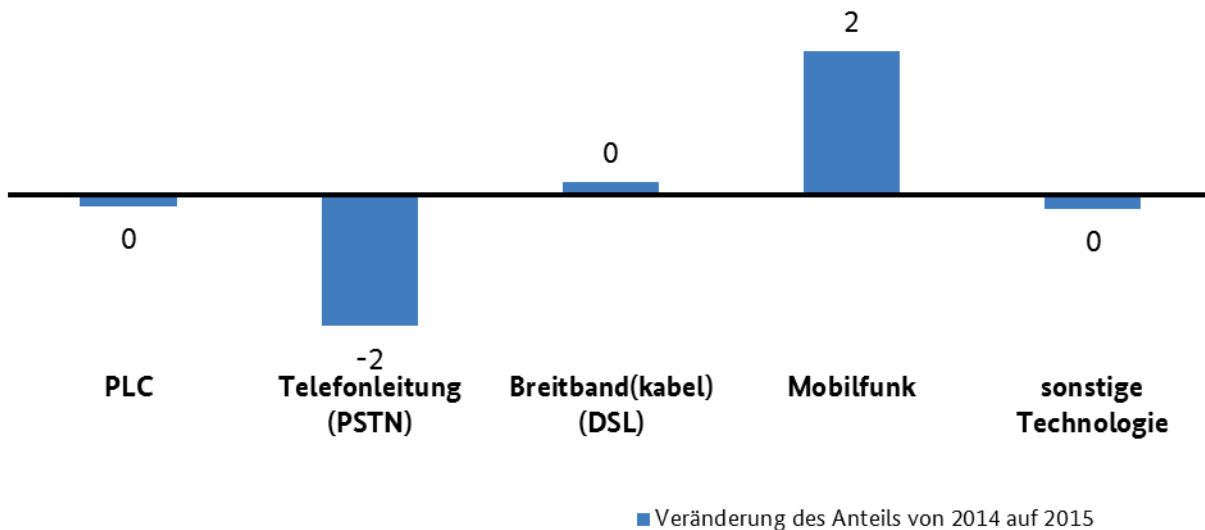


Abbildung 110: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im RLM-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr

Anders als im SLP-Bereich zeigt die Entwicklung im RLM-Bereich den Schwerpunkt der Übertragung via (Mobil-) Funk. Während der Anteil der Telefonleitungsübertragung sinkt, steigt in einem ähnlichen Verhältnis die Übertragung der Zählerdaten über das Funknetz. Fast drei Viertel der fernausgelesenen Zähler kommunizieren mittlerweile auf diesem Weg.

Der Unterschied dürfte in erster Linie an der typischen Spannungsebene, in der der Zähler an das Netz angeschlossen ist, liegen. Während dies im SLP-Bereich normalerweise die Niederspannungsebene ist, sind Gewerbe- und Industriekunden im RLM-Bereich üblicherweise an die Mittelspannung oder höher angeschlossen. In der Niederspannung ist eine Datenübertragung jedoch mit geringerem Aufwand verbunden als in den höheren Spannungsebenen. Zudem ist die Datenübertragung ohne Repeater nur gering, so dass ein dichtes Netz mit vielen Zählern (die ebenfalls als Repeater arbeiten können) Voraussetzung für eine Nutzung von PLC ist. Dieses ist im Netzbereich der Haushaltskunden eher gegeben als bei Industrie- oder Gewerbekunden.

Ein zweiter Grund für den Unterschied zwischen SLP- und RLM-Bereich ist der Kostenaspekt. Die Datenübertragung über Stromkabel ist mit weitaus geringeren Kosten verbunden als die Datenübertragung via Funk. Dies kann eine Barriere für die Nutzung im Haushaltskundenbereich sein.

5. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Im Bereich der Investitionen⁹⁹ im Messwesen fällt auf, dass im Jahr 2015 zum einen insgesamt weniger investiert wurde als 2014 (-11 Mio. Euro) und zum anderen die Aufteilung des Investitionsvolumens eine deutliche Veränderung ergab. Wobei in 2014 noch etwa die Hälfte in Neuinstallationen, Ausbau und Erweiterung auf der einen Seite und Erhalt bzw. Erneuerung auf der anderen Seite investiert wurde, wurden in 2015 nur noch etwa ein Drittel in Neuinstallationen, Ausbau und Erweiterung und zwei Drittel in Erhalt und Erneuerung investiert.

Die in 2015 realisierten Investitionen in Neuinstallation, Ausbau und Erweiterung liegen etwa 35 Prozent hinter den für 2015 prognostizierten Werten zurück. Dem gegenüber wurden etwa zehn Prozent mehr Investitionen in Erhalt und Erneuerung getätigt als ursprünglich geplant.

Das Aufwendungsvolumen ist dagegen als eher konstant zu beschreiben. Gegenüber 2014 ist das Volumen etwas gesunken, bleibt aber auf Niveau des Vorjahres und auch im Bereich der Planwerte aus dem Vorjahr.

Die Prognose für 2016 geht von einer Steigerung von unter zehn Prozent aus, womit sich für die Aufwendungen insgesamt ein deutlich gleichmäßigeres Bild zeichnet als bei den Investitionen.

Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen in Mio. Euro

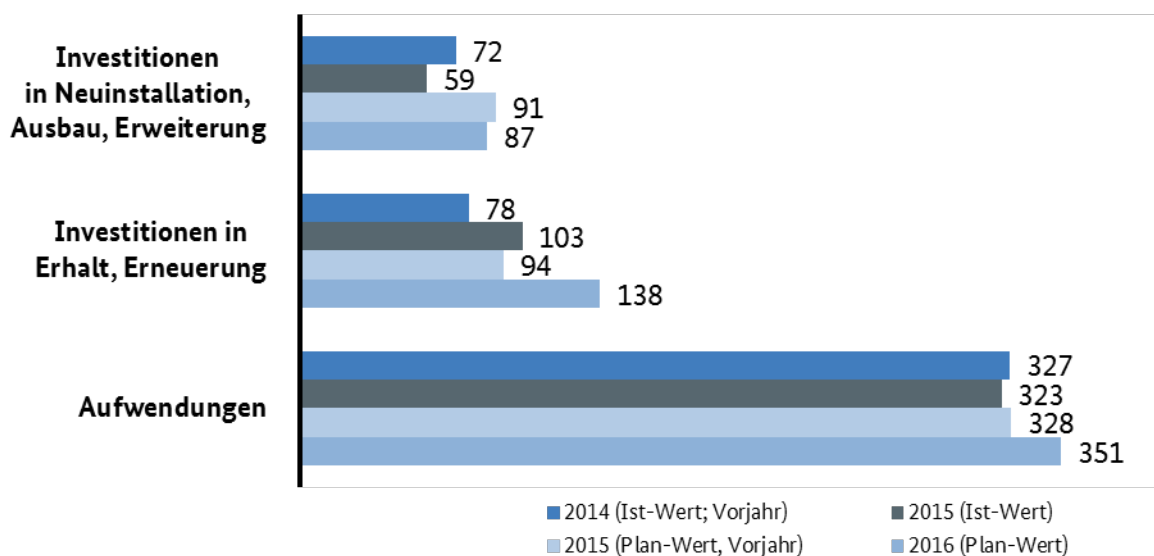


Abbildung 111: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Im Vergleich zum gesamten Investitionsvolumen der VNB bildet sich im Bereich Messwesen ein gegenteiliges Verhalten ab. Hier bleiben die tatsächlich getätigten Investitionen in 2015 hinter den Planwerten von 2015 zurück, während die gesamten geplanten VNB-Investitionen in Netzinfrastrukturen für 2015 deutlich übererfüllt

⁹⁹ Eine begriffliche Abgrenzung findet sich im Investitionskapitel I.C auf Seite 71.

wurden. Bei den Aufwendungen gibt es dagegen keinen merklichen Unterschied zwischen den Aufwendungen im Bereich Messwesen und den gesamten Aufwendungen der VNB.

Auch beim Vergleich der Plandatenentwicklung gibt es sowohl bei Investitionen als auch bei Aufwendungen Gemeinsamkeiten und Unterschiede. Während die VNB insgesamt für 2016 weniger Investitionsvolumen einplanen, geht man im Bereich Messwesen von deutlich mehr Volumen aus als im Jahr 2015. Dagegen planen die Messstellenbetreiber für 2016 ähnlich steigende Aufwandskosten wie die Verteilernetzbetreiber ein.

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Förderung, Im- & Export sowie Speicher

Im Jahr 2015 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,6 Mrd. m³ auf nunmehr 8,5 Mrd. m³ produziertes Reingas¹⁰⁰ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 6,9 Prozent gegenüber dem Jahr 2014. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug acht Jahre mit Stand 1. Januar 2016 (Vorjahresstand 8,8 Jahre).

Im Jahr 2015 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.534 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 1.542 TWh sanken die Importe nach Deutschland geringfügig um 8,4 TWh, was einen Rückgang von 0,5 Prozent bedeutet. Deutlich zurückgegangen sind die Importe aus den Niederlanden (-10,6 Prozent), während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um elf Prozent zugenommen haben.

Im Jahr 2015 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 746,3 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 810,1 TWh sanken die Exporte aus Deutschland deutlich um 63,8 TWh, was einen Rückgang von knapp acht Prozent bedeutet. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung Niederlande (+27,5 Prozent), während die Exporte nach Österreich (-36,7 Prozent) und in die Schweiz (-19,4 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

Insgesamt beträgt das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 27,6 Mrd. Nm³ zum 31. Dezember 2015.¹⁰¹ Davon entfallen jeweils ungefähr die Hälfte auf Kavernenspeicher- und auf Porenspeicheranlagen. Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2017) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen erneut gesunken, auch die buchbaren Kapazitäten ab 2016/ 2017 haben leicht abgenommen. Im längerfristigen Bereich hat das buchbare Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu den Vorjahren nochmals zugenommen.

Der Füllstand der deutschen Erdgasspeicher ist derzeit, im Vergleich zu den vergangenen Jahren hoch. Am 1. Oktober 2016 zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2016/ 2017 betrug der Gesamtfüllstand der deutschen Gasspeicher rund 95 Prozent.

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist weiterhin stark konzentriert. Die Konzentration ist – im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Der aggregierte Marktanteil der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2015 rund 73 Prozent und ist im Vergleich zum 31. Dezember 2014 um knapp zwei Prozentpunkte gesunken.

¹⁰⁰ 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).

¹⁰¹ In dem hier angegebenen Arbeitsgasvolumen sind die in Österreich befindlichen Speicher 7Fields und Haidach vollständig enthalten.

1.2 Netze

Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 wurde der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgemäß am 1. April 2015 vorgelegt. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur daraufhin umfassend konsultiert. Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 1. September 2015 ein Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert.

Die Notwendigkeit der insgesamt 37 im Netzentwicklungsplan Gas 2015 neu enthaltenen Maßnahmen ergibt sich insbesondere aus der Marktraumumstellung von L-Gas zu H-Gas und damit einhergehend aus der Berücksichtigung eines erhöhten Leistungsbedarfs für H-Gas. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit spielt dieses Thema im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 eine wichtige Rolle. Ergebnis ist ein konkreter Vorschlag für die schrittweise Umstellung der Bereiche, die über 2025 hinaus den Zeitraum bis zum Jahr 2030 erfasst.

Am 1. April 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur einen Entwurf des NEP Gas 2016 bis 2026 vorgelegt. Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2015 durch die Ergebnisse des NEP Gas 2016 bis 2026 bestätigt. Darüber hinaus schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber in der Betrachtung bis 2026 zusätzliche 39 Ausbaumaßnahmen vor, die maßgeblich aus dem Marktraumumstellungsbedarf aufgrund der sinkenden L-Gas-Importe aus den Niederlanden in den nächsten Jahren, der Berücksichtigung eines erhöhten H-Gas-Bedarfs und einem erhöhten Kapazitätsbedarf für geplante Reserve-Gaskraftwerke resultieren. Ferner sind einzelne Maßnahmen auf den erhöhten Kapazitätsbedarf im Verteilernetz, insbesondere im süddeutschen Raum, zurückzuführen.

Im Jahr 2015 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 495,9 Mio. Euro (2014: 527,4 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 340,7 Mio. Euro (2014: 383,6 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau/ Ausbau/ Erweiterung und 155,2 Mio. Euro (2014: 143,8) auf Erhalt/ Erneuerung der Netzinfrastruktur. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2015 über alle FNB 365,5 Mio. Euro (2014: 266,6 Mio. Euro).

Das Investitionsvolumen für Neubau, Ausbau und Erweiterung (681,5 Mio. Euro) sowie Erhalt und Erneuerung (430,5 Mio. Euro) der Netzinfrastruktur betrug nach Angaben der VNB Gas 1.112 Mio. Euro. Im Vergleich zum Vorjahr (1.155 Mio. Euro) sank es um 3,7 Prozent. Das von den VNB Gas ursprünglich für das Jahr 2015 geplante Investitionsvolumen in die Verteilernetze von 1.079 Mio. Euro wurde damit um 33 Mio. Euro überschritten.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betragen nach Angaben der VNB Gas im Jahr 2015 1.203 Mio. Euro, was im Vergleich zum Vorjahreswert (1.075 Mio. Euro) einen Anstieg um knapp 12 Prozent bedeutet. Das von den VNB Gas ursprünglich für das Jahr 2015 geplante Volumen von Aufwendungen in die Verteilernetze von 1.158 Mio. Euro wurde damit um 45 Mio. Euro überschritten.

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), welcher die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist beschreibt, betrug im Jahr 2015 1,699 min/Jahr (2014: 1,257 min/Jahr).

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb für Gashaushaltskunden in der Grundversorgung im Abnahmefall Band II betrug 1,50 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2016 und war damit um 0,1 ct/kWh bzw. 7,1 Prozent höher als zum Stichtag 1. April 2015.

Die gesamte Gasauspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr um 64,3 TWh auf 865,7 TWh, was einem Anstieg von acht Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasauspeisemenge um gut 13,5 Prozent auf 254,5 TWh. Weiterhin rückläufig ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW. Diese lag im Jahr 2015 bei 38,8 TWh und war damit über zehn Prozent niedriger als im Jahr 2014.

Die Menge der durch große Letztverbraucher (Industriekunden und Gaskraftwerke) am Markt selbst beschafften Gasmenge liegt im Bereich der Fernleitungsnetze bei 57,2 TWh, dies entspricht einem Anteil von knapp 36 Prozent an der gesamten Auspeisemenge der FNB. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt diese Menge des ohne einen klassischen Lieferantenvertrag beschafften Gases bei 31,4 TWh, was einem Anteil von etwa 4,5 Prozent an der gesamten Auspeisemenge der VNB Gas entspricht.

Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung ist im Jahr 2015 gestartet. Insgesamt werden von der Umstellung, die voraussichtlich im Jahre 2030 abgeschlossen sein soll, über vier Millionen Gaskunden mit ca. 4,9 Millionen Gasverbrauchsgeräten betroffen sein.

1.3 Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern Markteintritte und fördern den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Im Jahr 2015 hat sich die Liquidität der deutschen Erdgasgroßhandelsmärkte unterschiedlich entwickelt. Zwar umfassten die von Brokerplattformen im Jahr 2015 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland ein Gesamtvolumen von rund 2.652 TWh, was einem Rückgang um rund 11 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Das Volumen des börslichen Gashandels ist aber weiter um 38 Prozent gestiegen, nachdem es sich bereits im Vorjahr mehr als verdoppelt hatte. Das Bundeskartellamt geht mittlerweile von einem bundesweiten Erdgasgroßhandelsmarkt aus und grenzt keine auf das jeweilige Netzgebiet bezogenen Märkte mehr ab.

Das Berichtsjahr 2015 war wie das Vorjahr von sinkenden Gasgroßhandelspreisen geprägt.¹⁰² Die Tagesreferenzpreise der EEX sind im Jahresmittel um rund 6 Prozent (2014: 22 Prozent) gesunken, während der BAFA-Grenzübergangspreis im Durchschnitt um 13 Prozent (2014: 15 Prozent) nachgab. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2015 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen.

¹⁰² 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.

1.4 Einzelhandel

Die Mehrheit der Haushaltskunden (54 Prozent) werden durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 122,4 TWh beliefert (Vorjahr 57 Prozent bzw. 116 TWh). Knapp ein Viertel der Haushaltskunden (23,5 Prozent) wird im Rahmen der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 53,3 TWh beliefert (Vorjahr 24 Prozent bzw. 49,8 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist beliefert werden, ist zum wiederholten Male gestiegen und beträgt nun 22,4 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 50,8 TWh (Vorjahr 19 Prozent bzw. 38,3 TWh). Bei Nicht-Haushaltskunden kommt der Grundversorgerstellung nur noch eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2015 rund 71 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger.

Die mengenbezogene Lieferantenwechselquote lag bei Nicht-Haushaltskunden im Jahr 2015 weiterhin bei rund 12 Prozent. In den Jahren 2006 bis 2010 sind die Wechselquoten im Bereich der Nicht-Haushaltskunden stark angestiegen. Seit dem Jahr 2010 sind in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist um rund 15 Prozent (+120.171 Wechselfälle) auf 925.195 Lieferantenwechselfälle gestiegen. Um 13,5 Prozent gesunken ist hingegen die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entscheiden (-33.011 Haushaltskunden). Zusätzlich haben fast eine halbe Million Haushaltskunden ihren bestehenden Gasliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt.

Das gesamte Lieferantenwechselvolumen der Haushaltskunden (inkl. der Wechselvorgänge bei Einzug) erhöhte sich in 2015 um drei TWh bzw. 13,3 Prozent und lag bei 25,6 TWh. Unter Beachtung der im Jahr 2015 deutlich erhöhten Gasauspeisemenge der Netzbetreiber an Haushaltskunden blieb die mengenbezogene Lieferantenwechselquote stabil bei 10,1 Prozent.

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Gaseinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der drei absatzstärksten Anbieter beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Gaskunden 29 Prozent und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Gaskunden (insb. Haushaltskunden) mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung 22 Prozent. Diese Werte liegen deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung.

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. In fast 83 Prozent der Netzgebiete waren 2015 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 31 Prozent der Netzgebiete standen den Letztverbraucher mehr als 100 Gaslieferanten zur Auswahl. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 90 Gaslieferanten wählen, im gesonderten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 75 Gaslieferanten (alle Werte ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen).

Für den betrachteten Zeitpunkt (1. April 2016) sind die Endkundenpreise für Gas im Vergleich zum Vorjahr (1. April 2015) erneut gesunken.

Die Gaspreise für Nicht-Haushaltskunden (Industrie, Gewerbe) sind erheblich zurückgegangen. Da Abgaben/Steuern und Netzentgelte gleich geblieben sind, ist der Preisrückgang allein auf eine weitere Absenkung des vom Lieferanten beeinflussten Preisbestandteils (Beschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge) zurückzuführen. Der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr ("Industriekunde") liegt mit 2,77 ct/kWh (ohne USt) zum 1. April 2016 (1. April 2015: 3,5 ct/kWh) auf dem mit Abstand niedrigsten Niveau seit Beginn der Gaspreiserhebungen im Energie-Monitoring.

In deutlich geringerem Umfang sind auch die Gaspreise für Haushaltskunden zurückgegangen, was ebenfalls auf eine weitere Absenkung des vom Lieferanten beeinflussten Preisbestandteils (Beschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge) zurückgeht. 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 ca. 2,1 Prozent gesunken und liegt bei 6,54 ct/kWh (inkl. USt) zum 1. April 2016 (1. April 2015: 6,68 ct/kWh). Zum Stichtag 1. April 2016 lag der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 6,99 ct/kWh, was einen leichten Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 1,7 Prozent bedeutet. Bei einer Belieferung mit einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung im Band II lag der Gaspreis bei 6,37 ct/kWh, was einen deutlichen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 4,6 Prozent bedeutet. Bei einer Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, lag der Gaspreis im Band II bei 6,49 ct/kWh, was einen deutlichen Anstieg gegenüber dem Vorjahr um sechs Prozent bedeutet.

Bei der Betrachtung der Haushaltskundenpreise über die letzten zehn Jahre hinweg (2006 bis 2016) ist festzustellen, dass die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages die teuerste Belieferungsart darstellt. Insgesamt ist der Gaspreis für Kunden in der Grundversorgung im Laufe der letzten zehn Jahre um knapp 14 Prozent gestiegen. Gaskunden die im Rahmen eines Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden sowie Gaskunden, die von einem Lieferanten beliefert wurden, der nicht der örtliche Grundversorger war, konnten auf sehr stabile Gaspreise vertrauen. Hier lag der Preisanstieg in den letzten acht Jahren unter zwei Prozent.

Die Zahl der von Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen von Haushaltskunden im Auftrag des örtlichen Grundversorgers hat sich im Jahr 2015 um knapp 3.000 auf 43.626 reduziert. Zugleich wurde die Abfrage der Sperrungen bei den Gaslieferanten weiter differenziert. Nun werden auch Sperrungen von Haushaltskunden bei Vertragsverhältnissen außerhalb der Grundversorgung erfasst. Insgesamt wurden für alle Vertragsarten von den Lieferanten rund 43.126 Sperrungen für das Jahr 2015 gemeldet.

Die Anzahl der Sperrandrohungen ist mit 1.284.670 Fällen gegenüber dem Vorjahr fast konstant geblieben (-0,3 Prozent). Die Anzahl der Sperrbeauftragungen ist im Vergleich zum Jahr 2014 um 4,1 Prozent auf 261.260 Fälle gesunken. Bei der Gegenüberstellung der Sperrandrohungen und der tatsächlichen Gassperren wird deutlich, dass ca. 3,4 Prozent der Sperrandrohungen in einer tatsächlichen Sperrung des Gasanschlusses mündeten.

Erneut erhoben wurden Daten zum Einsatz von Vorkassensystemen wie Bargeld- oder Chipkartenzähler im Auftrag des Grundversorgers. Im Berichtsjahr 2015 waren insgesamt 1.178 solcher Systeme installiert.

Im europäischen Vergleich zahlen deutsche Haushaltskunden leicht unterdurchschnittliche und deutsche Nicht-Haushaltskunden leicht überdurchschnittliche Gaspreise.

2. Netzübersicht

An der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2016 haben sich alle 16 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) beteiligt. Die Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes betrug 37.809 Kilometer zum 31. Dezember 2015 und wies 3.495 Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Fernleitungsnetz betrug 567. Dabei wurden 159,4 TWh Gas aus dem Netz der FNB an Letztverbraucher ausgespeist. Dies sind rund 5,7 TWh oder 3,4 Prozent weniger als im Vorjahr.

Mit Stichtag 4. Juli 2016 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 715 Verteilernetzbetreiber Gas (VNB Gas) registriert, von denen 669 an der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2016 teilgenommen haben. Die Gasnetzlänge im Verteilernetz betrug 489.585 Kilometer und wies 10,7 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 2015 auf. Die Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern im Gasverteilernetz der am Monitoring teilgenommenen VNB betrug 14,1 Mio. zum Stichtag 31. Dezember 2015. Davon können 12,4 Mio. Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zugeordnet werden. Die Ausspeisemenge aus dem Netz der VNB Gas betrug 706,3 TWh im Jahr 2015 und lag damit um rund 70 TWh oder etwa 11 Prozent über der Menge des Vorjahres. Auf den Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG entfielen rund 254,5 TWh, was einem Zuwachs von 30 TWh oder 13,5 Prozent in diesem Bereich entspricht.

Bei der vereinfachten Gegenüberstellung des Aufkommens und der Verwendung von Erdgas in Deutschland im Jahr 2015 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 Gasmenge betrug im Jahr 2015 1.617,6 TWh. Dabei stammten rund fünf Prozent aus der inländischen Förderung (83,6 TWh), der verbliebene Teil (1.534 TWh) wurde aus dem Ausland importiert. Rund 46 Prozent der verfügbaren Gasmenge wurden durch Deutschland durchgeleitet und an die europäischen Nachbarländer übergeben (746,3 TWh). Durch Letztverbraucher wurden im Inland 865,7 TWh Gas verbraucht. Das Speichersaldo lag im Jahr 2015 im positiven Bereich und betrug 6,7 TWh. Dies bedeutet, dass mehr Gas in die Gasspeicher eingespeist, als ausgespeist wurde.

Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2015

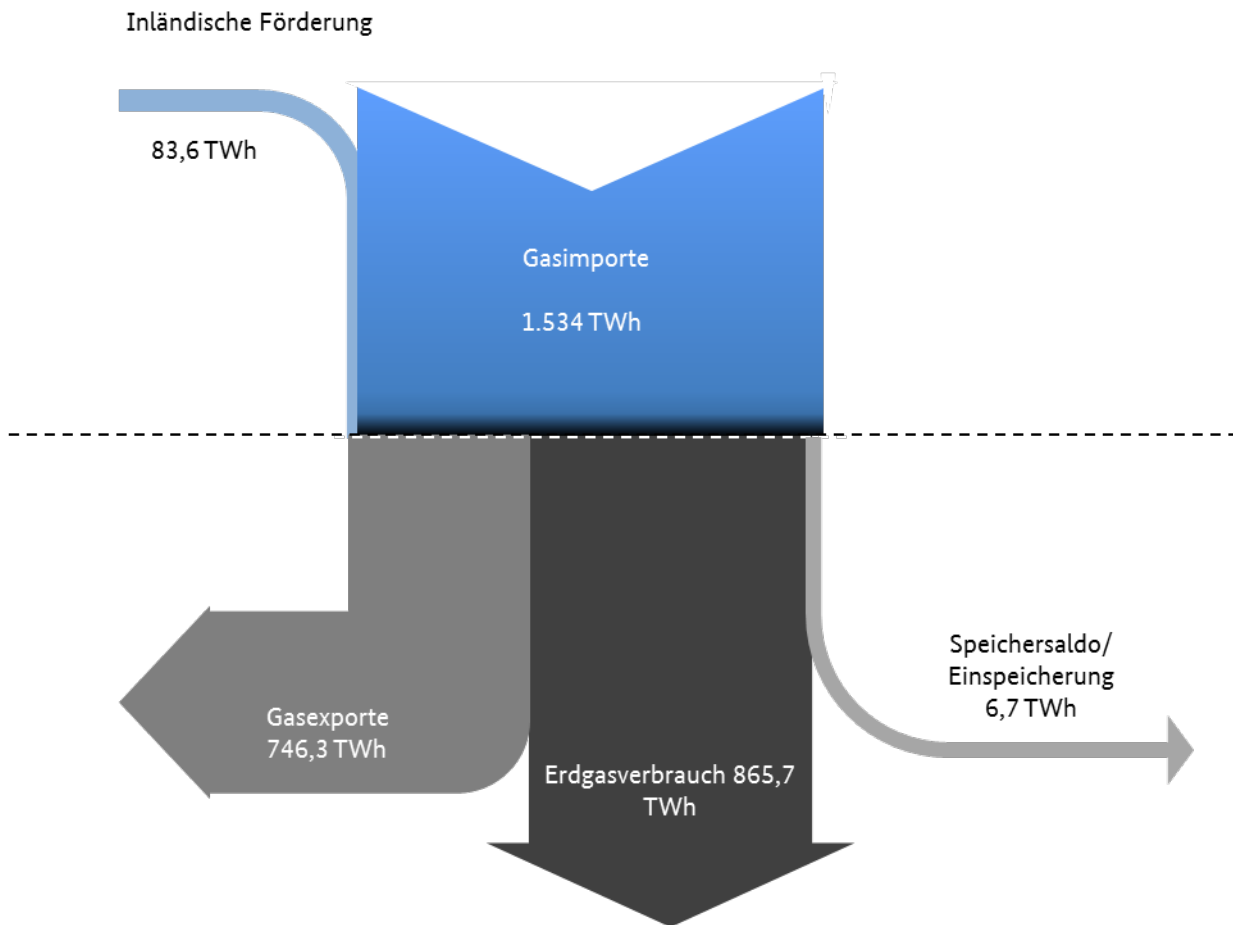


Abbildung 112: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2015

Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Fernleitungsnetzbetreiber	18	18	18	14	17	17	17	17	16
Verteilernetzbetreiber	686	712	712	711	739	724	714	714	715
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	659	667	671	678	683	686	689	689	690

Tabelle 73: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland

Die VNB Gas wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Prüfnennndruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich folgendes Bild der antwortenden Unternehmen.

Netzstrukturdaten 2015

	FNB	VNB	davon VNB > 100.000 Kunden	davon VNB < 100.000 Kunden	Gesamt- summe FNB und VNB
Netzbetreiber (Anzahl)	16	669	25	644	685
Druckbereich (in km)	37.809	481.103	168.107	312.996	518.912
davon ≤ 0,1 bar	0	157.287	51.488	105.799	157.287
davon > 0,1 – 1 bar	1	231.602	86.588	145.014	231.603
davon > 1 bar	37.808	92.214	30.030	62.184	130.022
Ausspeisepunkte Gesamt	3.495	10.731.120	3.584.674	7.146.446	10.734.615
davon ≤ 0,1 bar	0	5.793.596	1.709.008	4.084.588	5.793.596
davon > 0,1 – 1 bar	7	4.350.224	1.747.848	2.602.376	4.350.231
davon > 1 bar	3.488	587.300	127.818	459.482	590.788
Letztverbraucher (Zählpunkte)	567	14.123.577	6.195.762	7.927.815	14.124.144
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht- Haushaltskunden	500	1.736.107	13.174	1.722.933	1.736.607
davon Haushaltskunden	0	12.387.301	5.564.176	6.823.125	12.387.301
davon Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nettonennleistung von mindestens 10 MW	67	169	39	130	236

Tabelle 74: Netzstrukturdaten 2015 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Die Mehrzahl der VNB Gas (586 Unternehmen) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 Kilometer aufweisen. 77 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

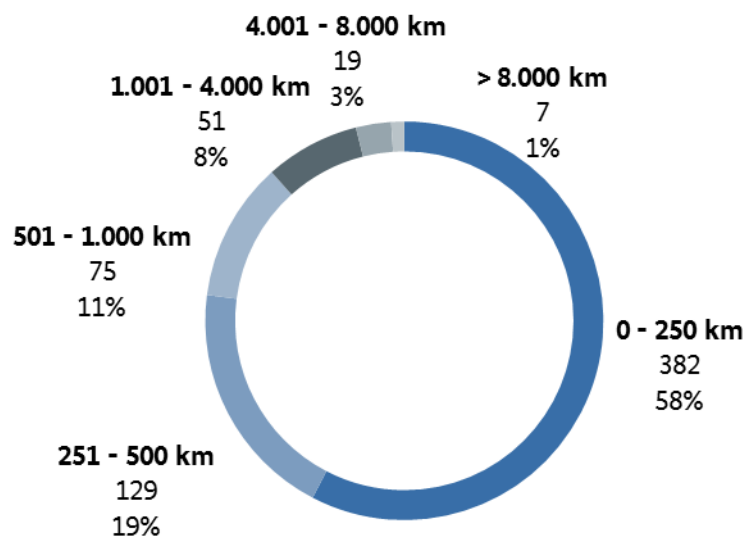


Abbildung 113: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas

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 2015 ergeben.

Ausspeisemengen Gas in 2015 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
≤ 278 MWh/Jahr	0,002	0,001%	311,6	44,1%
> 278 MWh/Jahr ≤ 2.780 MWh/Jahr	0,1	0,1%	81,9	11,6%
> 2.780 MWh/Jahr ≤ 27.800 MWh/Jahr	1,7	1,1%	86,6	12,3%
> 27.800 MWh/Jahr ≤ 278.000 MWh/Jahr	15,9	10,0%	104,3	14,8%
> 278.000 MWh/Jahr ≤ 1.112.000 MWh/Jahr	30,3	19,0%	60,3	8,5%
> 1.112.000 MWh/Jahr	82,9	52,0%	22,9	3,2%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	28,5	17,9%	38,7	5,5%
Gesamtsumme	159,4	100%	706,3	100,0%

Tabelle 75: Ausspeisemengen Gas in 2015 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. Erstmals wurden bei der Datenerhebung 2016 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 57,2 TWh, dies entspricht einem Anteil von knapp 36 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der FNB. Im Bereich der Gasverteilernetze liegt die Menge des außerhalb der klassischen Belieferung über einen Lieferanten beschafften Gases bei 31,4 TWh, was einem Anteil von etwa 4,5 Prozent an der gesamten Ausspeisemenge der VNB Gas entspricht. Die Gesamtsumme des direkt beschafften Gases in Höhe von knapp 89 TWh reduziert die Abweichung zwischen der erhobenen Gasausspeisemenge und der erhobenen Gasabgabemenge beträchtlich. Die Restdifferenz ist auf eine nicht vollständige Beantwortung der einzelnen Fragen bei der Erstabfrage zurückzuführen.

Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2015 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
≤ 278 MWh/Jahr	311,6	36,0%	296,5	39,4%
> 278 MWh/Jahr ≤ 2.780 MWh/Jahr	82,0	9,5%	74,5	9,9%
> 2.780 MWh/Jahr ≤ 27.800 MWh/Jahr	88,3	10,2%	77,5	10,3%
> 27.800 MWh/Jahr ≤ 278.000 MWh/Jahr	120,2	13,9%	100,6	13,4%
> 278.000 MWh/Jahr ≤ 1.112.000 MWh/Jahr	90,6	10,5%	73,9	9,8%
> 1.112.000 MWh/Jahr	105,8	12,2%	87,9	11,7%
Gaskraftwerke ≥ 10 MW Nettonennleistung	67,2	7,8%	42,5	5,6%
Gesamtsumme	865,7	100,0%	753,4	100,0%

Tabelle 76: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2015 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die gesamte Gasausspeisemenge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung in Deutschland stieg im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr um 64,3 TWh auf 865,7 TWh, was einem Anstieg von acht Prozent entspricht. Im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG stieg die Gasausspeisemenge um gut 13,5 Prozent auf 254,5 TWh. Weiterhin rückläufig ist die ausgespeiste Gasmenge an Gaskraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW. Diese lag im Jahr 2015 bei 38,8 TWh und war damit über zehn Prozent niedriger als im Jahr 2014.

Die Struktur des Gasendkundenmarktes ist im Wesentlichen unverändert. Die Summe aller Einspeisepunkte in den Verteilernetzen beträgt 5.625, hiervon dienen 212 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 14,1 Mio. Zählpunkten in Deutschland, werden etwa 44 Prozent der Zählpunkte (6,2 Mio. Zählpunkte) mit ca. 43 Prozent (300 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

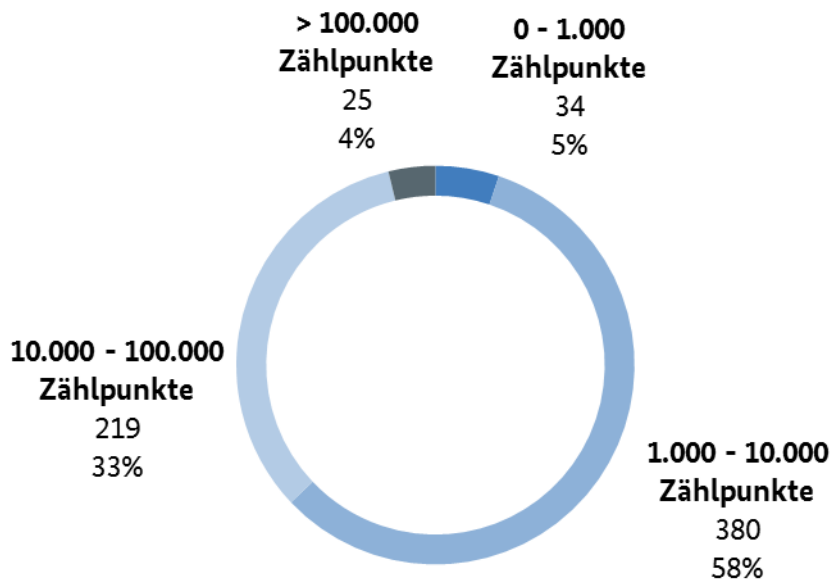


Abbildung 114: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.¹⁰³ Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d.h. der Marktkonzentration – sollen hier CR3-Werte (sog. "concentration ratio", d. h., die Anteilssumme der drei absatzstärksten Anbieter) verwendet werden. Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

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.¹⁰⁴ Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Auch die Europäische Kommission hat zuletzt diese

¹⁰³ Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

¹⁰⁴ 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.

Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen - in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen.¹⁰⁵ 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).¹⁰⁶

In der diesjährigen Erhebung mit dem Fragebogen Untertageerdgasspeicherbetreiber wurde wieder für alle Speicher u.a. das Arbeitsgasvolumen zum Stichtag 31. Dezember 2015 abgefragt. Bei den Speicherbetreibern handelt es sich um insgesamt 25 juristische Personen. Die Konzernzurechnung erfolgte anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise in Abschnitt I.A.3 ab Seite 33).

Der Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist stark konzentriert. Die Konzentration ist aber im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen. Die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen Untertageerdgasspeicher (d.h. inkl. Haidach und 7Fields) verfügten zum 31. Dezember 2015 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 27,6 Mrd. Nm³ (Vorjahr: 27,4 Mrd. Nm³). Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2015 rund 20,2 Mrd. Nm³ (Vorjahr: 20,5 Mrd. Nm³). Der CR3-Wert ist somit von ca. 74,9 Prozent auf ca. 73,3 Prozent gesunken.

Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Anteils der drei größten Anbieter

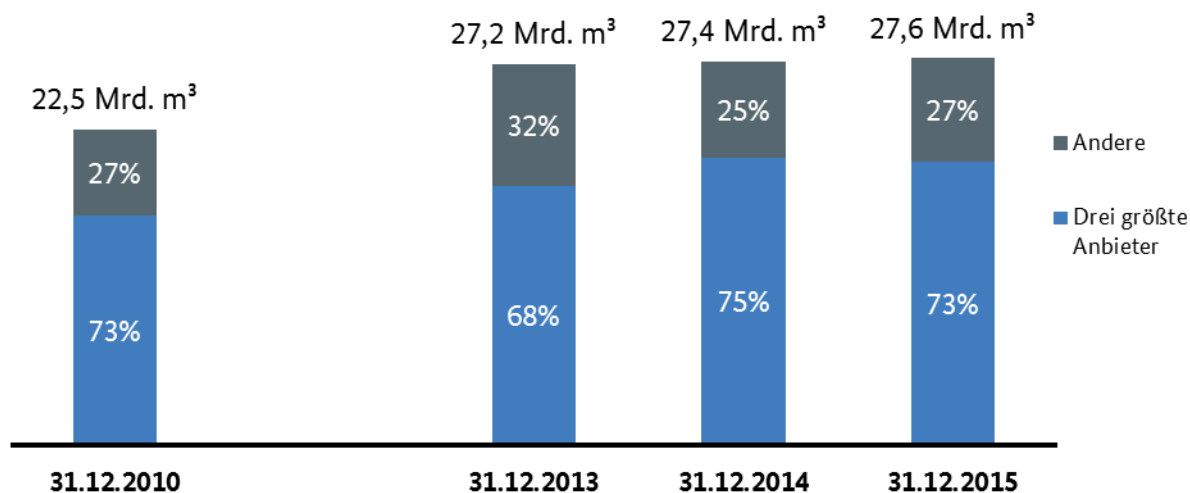


Abbildung 115: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

¹⁰⁵ Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

¹⁰⁶ 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. 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.¹⁰⁷

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 930 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde (Vorjahr: 800). Im Berichtsjahr 2015 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt rund 348 TWh Gas an SLP-Kunden (Vorjahr: 321 TWh) und rund 411 TWh an RLM-Kunden ab (Vorjahr: 391 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 284 TWh auf Sonderverträge (Vorjahr: 261 TWh) und 64 TWh auf Grundversorgungsverträge (Vorjahr: 60 TWh). Die Absatzsteigerung wird allgemein auf die im Vergleich zum Vorjahr weniger milde Witterung zurückgeführt.

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 in Abschnitt I.A.3 S. 33).

Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der drei absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2015 ca. 76 TWh, wovon rund 64 TWh auf Sonderverträge entfielen, und im Bereich der RLM-Kunden gut 120 TWh. Der aggregierte Marktanteil der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) beträgt für das Jahr 2015 somit rund 22 Prozent bei SLP-Sondervertragskunden (Vorjahr: 23 Prozent) und rund 29 Prozent bei RLM-Kunden (Vorjahr: 32 Prozent). Diese Marktanteile liegen weiterhin deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 GWB). Im Vergleich zum Vorjahr ist auf keinem der beiden Märkte eine Veränderung der Marktkonzentration festzustellen. Für den SLP-Bereich wurde zusätzlich auch der CR3-Wert für die bundesweite Gasabgabe an alle SLP-Kunden (d.h. inkl. grundversorgter SLP-Kunden) berechnet. Wie im vergangenen Jahr ergibt sich hierbei ein CR3-Wert von rund 22 Prozent.

Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten im Vergleich zum Vorjahr deutlich besser ist, aber keine ganz vollständige Marktabdeckung erreicht. Die Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

¹⁰⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Dezember 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214.

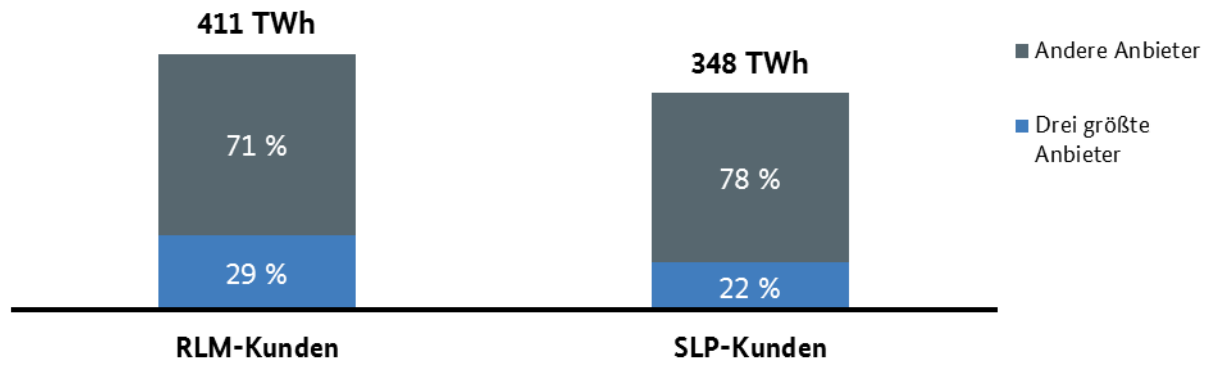
Anteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2015

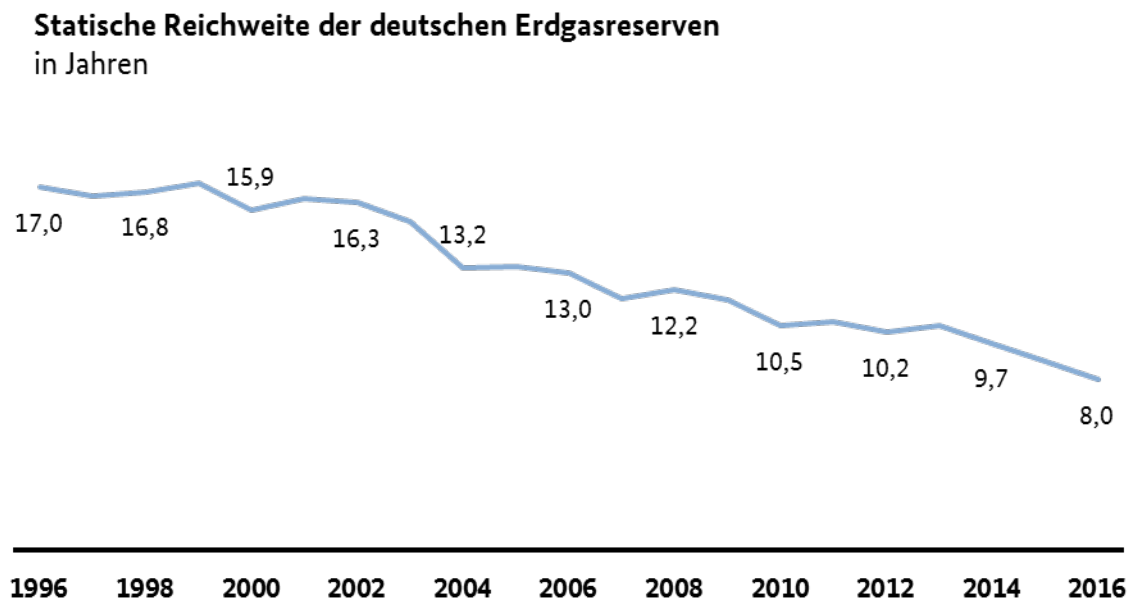
Abbildung 116: Anteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2015

B Aufkommen von Gas

1. Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2015 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,6 Mrd. m³ auf nunmehr 8,5 Mrd. m³ produziertes Reingas¹⁰⁸ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 6,9 Prozent gegenüber dem Jahr 2014. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen¹⁰⁹. Damit konnte Deutschland seinen Gasverbrauch im Jahr 2015 nur noch zu 9,7 Prozent aus heimischer Produktion decken (AGEB 2016).

Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug acht Jahre mit Stand 1. Januar 2016 (Vorjahresstand 8,8 Jahre). Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße, anzusehen¹⁰⁹.



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 117: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1996

¹⁰⁸ 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).

¹⁰⁹ Die Ergebnisse der Konsultation sind auf der Seite der Bundesnetzagentur veröffentlicht:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP2012-2015/NEP_Gas2015/Netzentwicklungsplan_Gas_2015_node.html.

2. Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Für den Monitoringbericht 2016 wurde die Analyse der Im- und Exportmengen auf eine neue Datenbasis gestellt. Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden nun 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 2015 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.534 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.542 TWh sanken die Importe nach Deutschland geringfügig um 8,4 TWh, was einen Rückgang von 0,5 Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt bilden. Deutlich zurückgegangen sind die Importe aus den Niederlanden (-10,6 Prozent), während die Importe aus Russland über die Nord Stream Pipeline um elf Prozent zugenommen haben.

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 in 2015 - Aufteilung nach Übergabeländern in Prozent

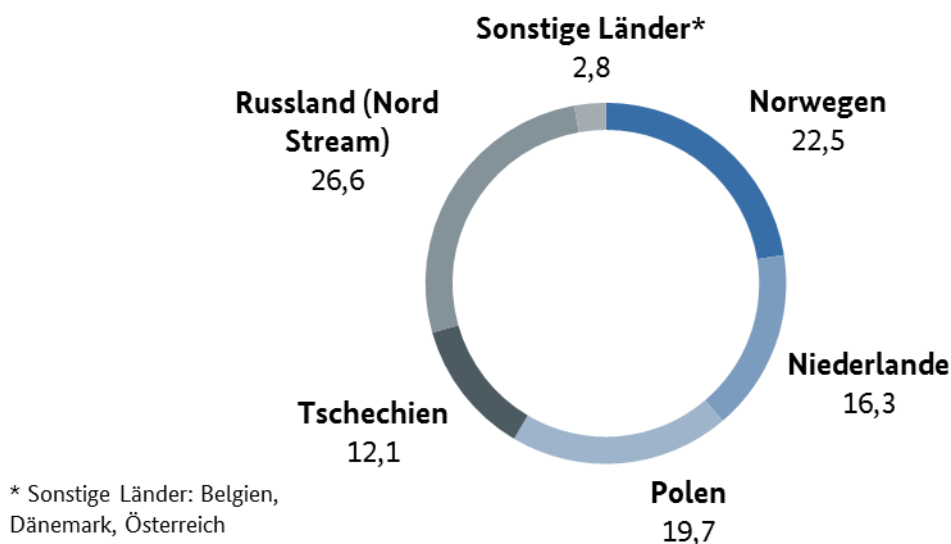


Abbildung 118: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2015 - Aufteilung nach Übergabeländern

Im Jahr 2015 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 746,3 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 810,1 TWh sanken die Exporte aus Deutschland deutlich um 63,8 TWh, was einen Rückgang von knapp acht Prozent bedeutet. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland

am jeweiligen Grenzübergangspunkt bilden. Gut die Hälfte des aus Deutschland exportierten Erdgases wird nach Tschechien übergeben. Deutlich zugenommen haben die Exporte Richtung Niederlande (+27,5 Prozent), während die Exporte nach Österreich (-36,7 Prozent) und die Schweiz (-19,4 Prozent) deutlich zurückgegangen sind.

**Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2015 -
Aufteilung nach Übernahmeländern
in Prozent**

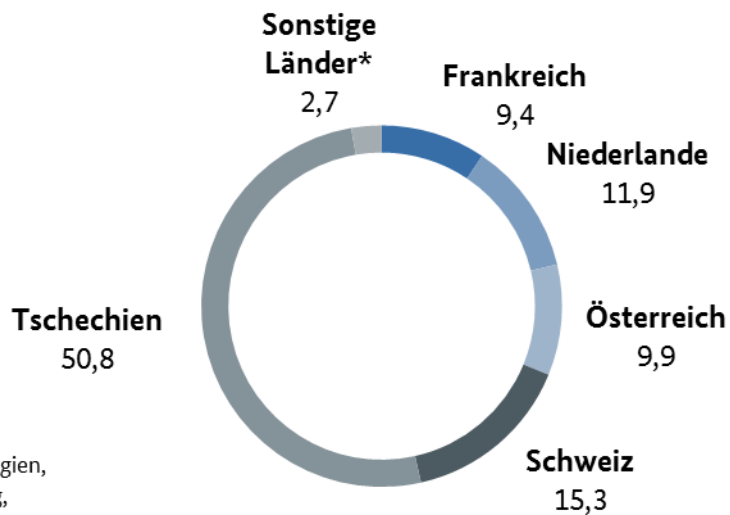


Abbildung 119: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2015 - Aufteilung nach Übernahmeländern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten eine konsolidierte Betrachtung der Import- und Exportmengen unterteilt nach den Übernahme- bzw. Übergabeländern, um die Veränderungen zwischen den Kalenderjahren 2014 und 2015 darzustellen.

Veränderungen der Gasimporte

Übergabeland	Importe 2014 in TWh	Importe 2015 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Belgien	21,3	20,7	-0,6	-2,8
Dänemark	7,2	6,6	-0,6	-8,3
Niederlande	280,1	250,5	-29,6	-10,6
Norwegen	337,3	345,1	7,8	2,3
Österreich	13,3	14,9	1,6	12,0
Polen	304,9	302,6	-2,3	-0,8
Russland (Nord Stream)	367,6	408,1	40,5	11,0
Tschechien	210,7	185,5	-25,2	-12,0
Summe	1.542,4	1.534,0	-8,4	-0,5

Tabelle 77: Veränderung der Gasimporte in den Jahren 2014 und 2015

Veränderungen der Gasexporte

Übernahmeland	Exporte 2014 in TWh	Exporte 2015 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Belgien	8,4	6,4	-2,0	-23,8
Dänemark	1,6	1,2	-0,4	-25,0
Frankreich	75,6	70,2	-5,4	-7,1
Luxemburg	5,6	3,7	-1,9	-33,9
Niederlande	69,5	88,6	19,1	27,5
Österreich	116,3	73,6	-42,7	-36,7
Polen	12,3	8,1	-4,2	-34,1
Schweiz	142,1	114,6	-27,5	-19,4
Tschechien	378,7	379,9	1,2	0,3
Summe	810,1	746,3	-63,8	-7,9

Tabelle 78: Veränderung der Gasexporte in den Jahren 2014 und 2015

Die Befragung der Gaslieferanten und Gasgroßhändler ergab, dass 24 Unternehmen als Gasimporteure in Deutschland tätig sind.

3. Biogas

Per 31. Dezember 2015 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas folgende Kennzahlen:

Kennzahlen Biogaseinspeisung

	Einheit	2011	2012	2013	2014	2015
Anzahl der einspeisenden Anlagen (inkl. Wasserstoffeinspeisung)		77	108	144	185	190
Eingespeiste Biogasmenge	Mio. Nm ³	275	413	520	688	774
Eingespeiste Biogasmenge	Mio. kWh	2.674	4.393	5.471	7.489	8.364
Wälzungskosten der Gasnetz- betreiber auf alle Netznutzer	Mio. Euro	78	107	131	154	178
Wälzungskosten pro eingespeister kWh Biogas	ct/kWh	2,917	2,436	2,394	2,056	2,124

Tabelle 79: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2011 bis 2015

C Netze

1. Netzausbau und Investitionen

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 er bis 2016 jährlich und nunmehr alle zwei Jahre erstellt wird. Inhaltlicher Fokus des Netzentwicklungsplans Gas sind 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 den Fernleitungsnetzen europäischer 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 Netzentwicklungsplans Gas.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 wurde der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgemäß am 1. April 2015 vorgelegt. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur daraufhin umfassend konsultiert.¹¹⁰ Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 1. September 2015 ein Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert.

Die Notwendigkeit der insgesamt 37 im Netzentwicklungsplan Gas 2015 neu enthaltenen Maßnahmen ergibt sich insbesondere aus der Marktraumumstellung von L-Gas zu H-Gas und damit einhergehend aus der Berücksichtigung eines erhöhten Leistungsbedarfs für H-Gas. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit spielt dieses Thema im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 eine wichtige Rolle. Ergebnis ist ein konkreter Vorschlag für die schrittweise Umstellung der Bereiche, die über 2025 hinaus den Zeitraum bis zum Jahr 2030 erfasst.

In ihrem Änderungsverlangen hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern aufgegeben, zwei der 56 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 herauszunehmen, da sie noch nicht den zur Genehmigung erforderlichen Präzisierungsgrad aufwiesen. Bei einer weiteren Maßnahme hat die Bundesnetzagentur den Fernleitungsnetzbetreibern Änderungen aufgegeben. Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 ist mit Bekanntgabe des Änderungsverlangens gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich geworden. Inzwischen haben die Fernleitungsnetzbetreiber das Änderungsverlangen umgesetzt und den abgeänderten Netzentwicklungsplan Gas 2015 veröffentlicht.¹¹¹

¹¹⁰ Die Ergebnisse der Konsultation sind auf der Seite der Bundesnetzagentur veröffentlicht:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP2012-2015/NEP_Gas2015/Netzentwicklungsplan_Gas_2015_node.html.

¹¹¹ <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015/nep-2015.html>.

Am 1. April 2016 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur einen Entwurf des NEP Gas 2016 bis 2026 vorgelegt.¹¹² Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2015 durch die Ergebnisse des NEP Gas 2016 bis 2026 bestätigt. Darüber hinaus schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber in der Betrachtung bis 2026 zusätzliche 39 Ausbaumaßnahmen vor, die maßgeblich aus dem Marktraumumstellungsbedarf aufgrund der sinkenden L-Gas-Importe aus den Niederlanden in den nächsten Jahren, der Berücksichtigung eines erhöhten H-Gas-Bedarfs und einem erhöhten Kapazitätsbedarf für geplante Reserve-Gaskraftwerke resultieren. Ferner sind einzelne Maßnahmen auf den erhöhten Kapazitätsbedarf im Verteilernetz, insbesondere im süddeutschen Raum, zurückzuführen.

Der Entwurf des NEP Gas 2016 bis 2026 enthält zwei unterschiedliche Modellierungsvarianten, die unterschiedliche Quellenverteilungen für die Herkunft des in Deutschland benötigten zusätzlichen H-Gases abbilden. Eine dieser Modellierungsvarianten nimmt an, dass die Erweiterung der Nord Stream-Pipeline realisiert wird. Die Varianten unterscheiden sich in ihren Netzausbaumaßnahmen und Ausbaurkosten deutlich: in der Variante ohne Nord Stream-Erweiterung ergibt sich ein Investitionsvolumen von 3,9 Milliarden Euro bis 2026, in der Variante mit Nord Stream-Erweiterung ergeben sich sechs zusätzliche Maßnahmen mit einem zusätzlichen Investitionsvolumen von ca. 500 Millionen Euro.

Der aus diesen Varianten ausgewählte NEP-Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt die Nord Stream-Erweiterung. Er beläuft sich insgesamt auf einen Leitungsbau von 802 Kilometern, einen Verdichterbau von 526 MW und ein Investitionsvolumen von ca. 4,4 Milliarden Euro für den Zeitraum bis 2026.

¹¹² Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 ist im Internet abrufbar unter: <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2016/nep-2016.html>.

Netzausbaumaßnahmen NEP Gas 2014 und NEP Gas 2015

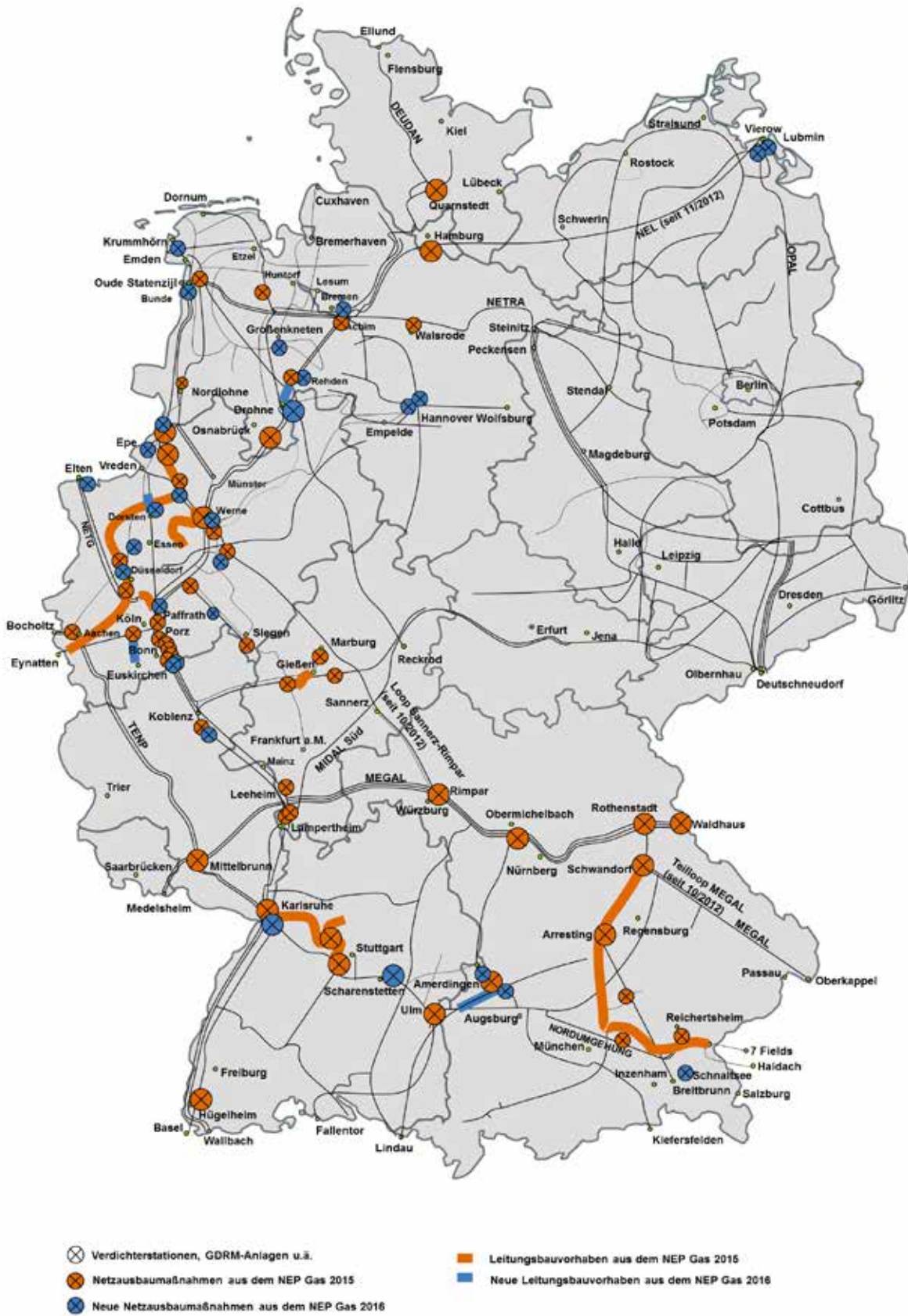


Abbildung 120: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas

1.2 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur

Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr 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. Eine Verknüpfung zu den kalkulatorischen Werten in der Erlösobergrenze kann hieraus nicht abgeleitet werden.

Im Jahr 2015 wurden von den 16 deutschen FNB insgesamt 495,9 Mio. Euro (2014: 527,4 Mio. Euro) für Investitionen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Hiervon entfielen 340,7 Mio. Euro (2014: 383,6 Mio. Euro) auf Investitionen in Neubau/ Ausbau/ Erweiterung und 155,2 Mio. Euro (2014: 143,8) auf Erhalt/ Erneuerung der Netzinfrastruktur. Von den Gesamtinvestitionen im Jahr 2015 sind 48 Prozent den Fernleitungsnetzen des Marktgebiets GASPOOL zuzurechnen, 52 Prozent denen des Marktgebiets NCG (2014: 58,6 Prozent GASPOOL, 41,4 Prozent NCG). Für das Jahr 2016 sind Gesamtinvestitionen in Höhe von 644,4 Mio. Euro geplant, dies entspräche einem Anstieg gegenüber 2015 in Höhe von 30 Prozent. Die vergleichsweise hohen Schwankungen sind durch die Investitionen in einzelne Großprojekte bedingt.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur betragen im Jahr 2015 über alle FNB 365,5 Mio. Euro (2014: 266,6 Mio. Euro). Hiervon entfielen 51,8 Prozent auf das Marktgebiet GASPOOL, 48,2 Prozent auf das Marktgebiet NCG (2014: 48,1 Prozent GASPOOL, 51,9 Prozent NCG). Somit ergibt sich über alle FNB ein Gesamtbetrag für Investitionen und Aufwendungen von ca. 861,4 Mio. 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 2016 abgebildet.

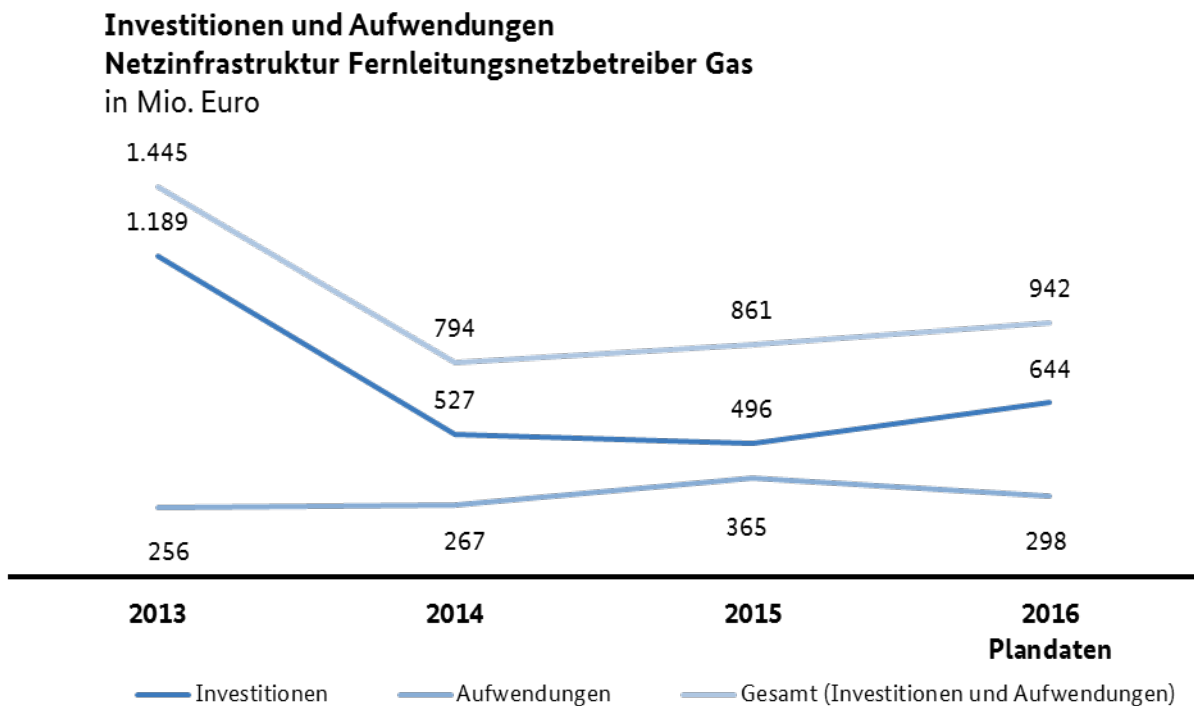


Abbildung 121: Investitionen in und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber

Im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2016 haben rund 600 VNB für das Jahr 2015 ein gesamtes Investitionsvolumen für Neubau, Ausbau und Erweiterung (681,5 Mio. Euro) sowie Erhalt und Erneuerung (430,5 Mio. Euro) der Netzinfrastruktur von 1.112 Mio. Euro gemeldet, welches sich im Vergleich zum Vorjahr (1.155 Mio. Euro) auf einem geringfügig niedrigeren Niveau befindet (-3,7 Prozent). Das von den VNB ursprünglich für das Jahr 2015 geplante Investitionsvolumen in die Verteilernetze von 1.079 Mio. Euro wurde damit um 33 Mio. Euro überschritten.

Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung betrugen nach Angaben der VNB im Jahr 2015 1.203 Mio. Euro, was im Vergleich zum Vorjahreswert (1.075 Mio. Euro) einen Anstieg um knapp zwölf Prozent bedeutet. Das von den VNB ursprünglich für das Jahr 2015 geplante Volumen von Aufwendungen in die Verteilernetze von 1.158 Mio. Euro wurde damit um 45 Mio. Euro überschritten.

Für das Jahr 2016 planen die VNB mit einem sinkenden Investitionsvolumen von rund 1.007 Mio. Euro und geplanten sinkenden Aufwendungen in die Netzinfrastruktur in Höhe von 1.042 Euro.

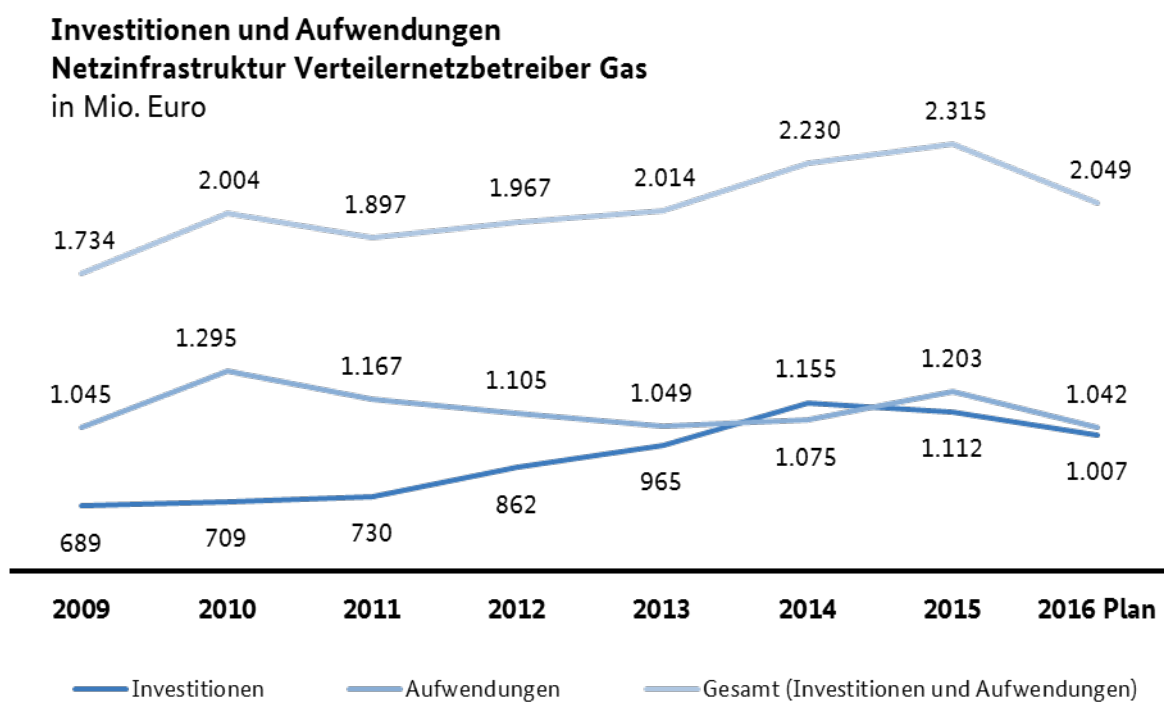


Abbildung 122: Investitionen in und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas

Die Höhe der Investitionen der VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Gasnetzlängen auch hohe Investitionen. 133 der befragten VNB Gas bewegten sich in einem Investitionsrahmen zwischen 500.001 und 1 Mio. Euro. Nur 49 VNB Gas tätigen Investitionen mit einem Volumen von mehr als 5 Mio. Euro.

Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2015

Anzahl und Verteilung

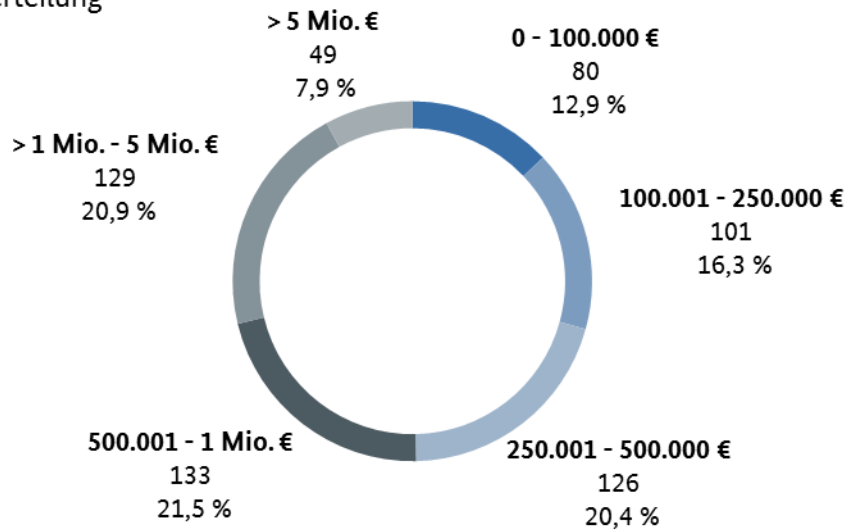


Abbildung 123: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2015

129 der befragten VNB Gas bewegten sich bei der Summe der Aufwendungen in einem Rahmen zwischen 100.001 und 250.000 Euro. Nur 55 VNB Gas wiesen bei der Summe der Aufwendungen ein Volumen von mehr als 5 Mio. Euro auf.

Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2015

Anzahl und Verteilung

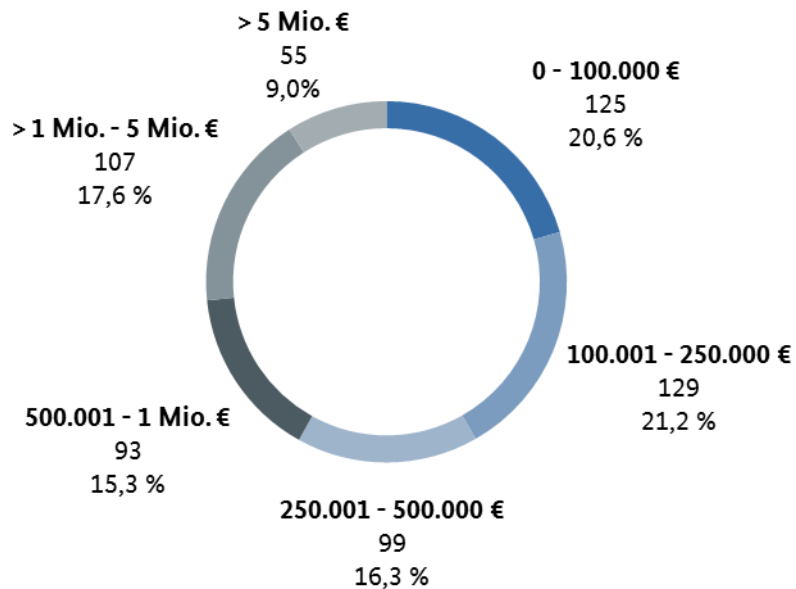


Abbildung 124: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2015

1.3 Investitionsmaßnahmen 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, sofern 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 2016 sind 158 Neuanträge für Investitionsmaßnahmen im Bereich Elektrizität und Gas bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind spartenübergreifend Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 8,87 Mrd. Euro verbunden. Gegenüber dem Jahr 2015 ist die spartenübergreifende Anzahl der Anträge leicht gesunken (2015: 164 Anträge), das gesamte Volumen der Anträge hat sich dagegen deutlich erhöht (2015: 5,53 Mrd. Euro). Gasnetzbetreiber stellten insgesamt 61 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 4,68 Mrd. Euro.

2. Kapazitätsangebot und Vermarktung

2.1 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Auch 2015 wurden Fragen zur Buchung, Nutzung, Verfügbarkeit und Präferenz von Transportkapazitäten gestellt. Dabei wurde wieder zwischen den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden. Es wurde nach dem mittleren Angebot von festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, sowie an Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern gefragt. 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. (siehe hierzu Kapitel II.C.2.4)

Über alle festen Kapazitätsprodukte ist die Summe der Einspeisekapazität aller Fernleitungsnetzbetreiber insgesamt um 22,1 Mio. kWh/Stunde auf 512 Mio. kWh/Stunde angestiegen. Auffällig ist der Rückgang der festen, frei zuordenbaren Kapazität (FZK). Zwar stellt dieses Kapazitätsprodukt in beiden Marktgebieten nach wie vor den Großteil der angebotenen festen Produkte dar, in Summe ist hier jedoch ein Rückgang von 3,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu beobachten. Der Anstieg der festen Einspeisekapazitäten ist insbesondere in einem Mehrangebot der bedingt festen, frei zuordenbaren Kapazitäten (bFZK) sowie den dynamisch zuordenbaren Kapazitäten (DZK) zu begründen. Da keine punktgenaue Abfrage des Kapazitätsangebotes vorgenommen wurde, kann nicht auf Substitutionen von FZK-Angeboten durch Produkte mit Zuordnungsaufgaben geschlossen werden.

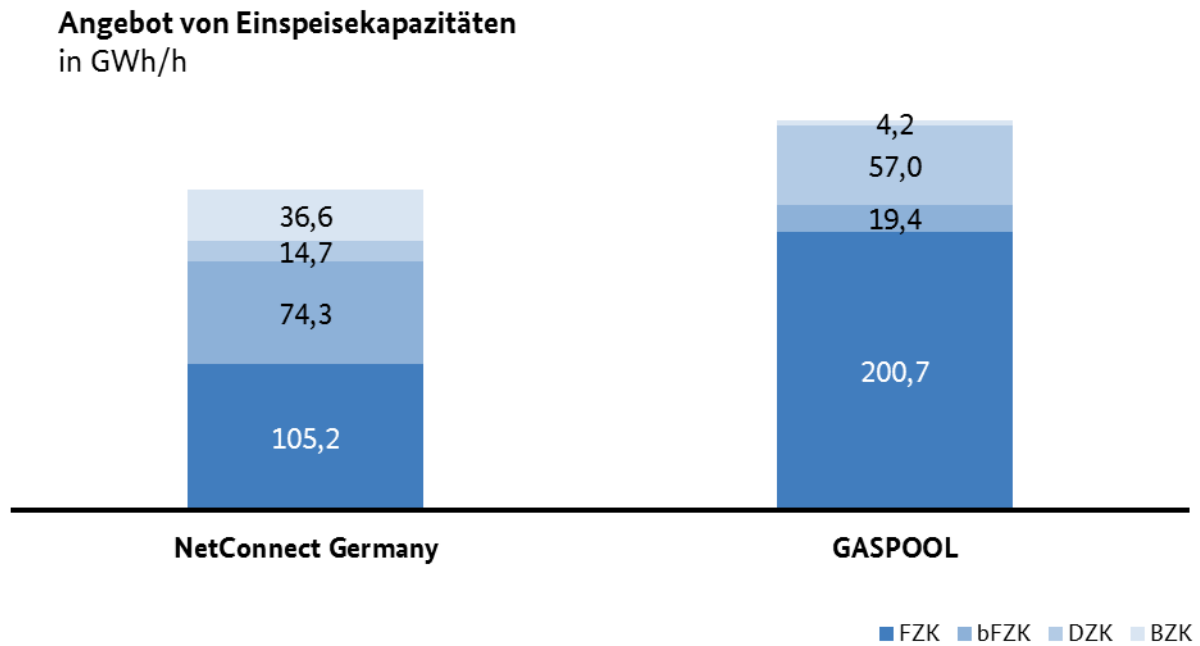


Abbildung 125: Angebot von Einspeisekapazitäten

Demgegenüber ist bei der Ausspeisekapazität ein Rückgang von 7,2 Mio. kWh/Stunde gegenüber dem Vorjahr auf 310,9 Mio. kWh/Stunde zu verzeichnen. Ein Grund für diese Entwicklung ist u.a. die Verlagerung von nicht gebuchten Kapazitäten an den vermarktaren Punkten, um einen höheren Grad der internen Bestellungen verfestigen bzw. entfristen zu können. Auch hier ist vor allem das Angebot an FZK-Kapazitäten zurückgegangen. Zu beachten ist, dass nicht jeder FNB alle Kapazitätsprodukte anbietet. Die aggregiert beschriebenen Entwicklungen lassen sich somit nicht auf jeden einzelnen FNB projizieren.

Das insgesamt höhere Angebot von Ein- gegenüber Ausspeisekapazitäten ist insbesondere mit der Eigenschaft Deutschlands als Importland zu erklären. Aufgrund der daran ausgerichteten Netzplanung, werden an Grenzübergangspunkten mehr Ein- als Ausspeisekapazitäten vermarktet. 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.

Angebot von Ausspeisekapazitäten in GWh/h

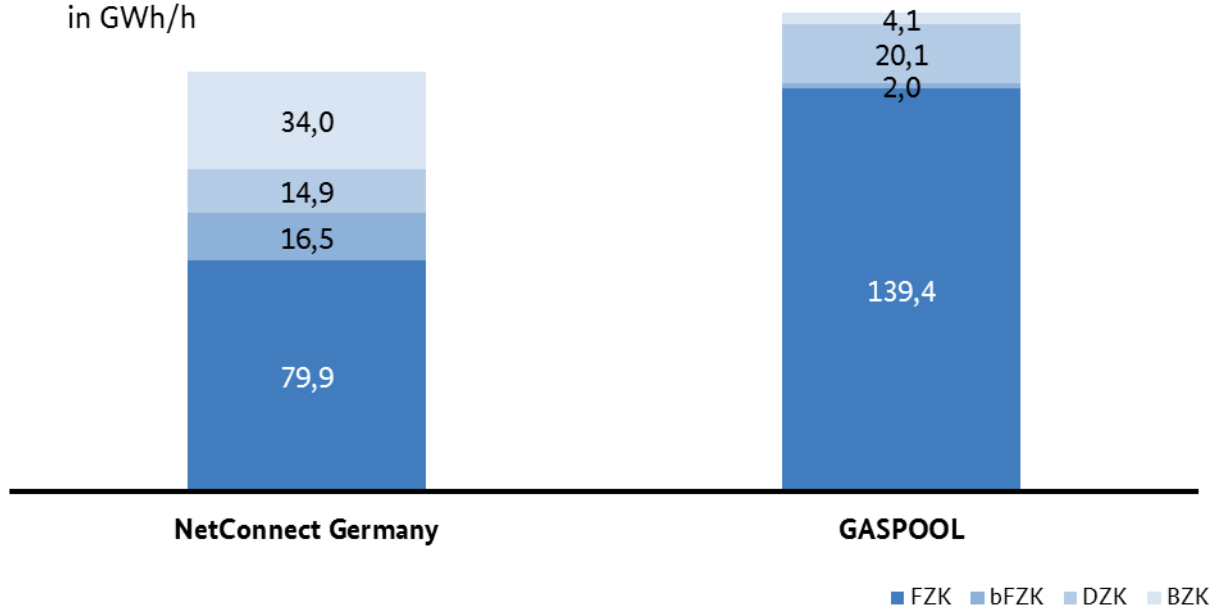


Abbildung 126: Angebot von Ausspeisekapazitäten

Gemäß § 12 Ziff. 3 KoV VIII Anlage 1 unterliegen Renominierungen an Marktgebiets- und Grenzübergangspunkten 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 mindestens 80 Prozent der gebuchten (festen) Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei initialen Nominierungen von höchstens 20 Prozent der gebuchten (festen) Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. Eine Renominierung über die Beschränkung hinaus ist weiterhin möglich, wird jedoch wie die Nominierung unterbrechbarer Kapazität behandelt. Durch die Begrenzungen ist es den Fernleitungsnetzbetreibern möglich, verglichen mit einem Basisfall ohne Renominierungsbeschränkung, zusätzliche Kapazitäten anzubieten. Erneut konnte durch dieses Instrument ein hoher Umfang zusätzlicher Kapazitäten angeboten werden. Im Kalenderjahr 2015 betrug das Angebot von Einspeisekapazitäten durch die Renominierungsbeschränkungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet NCG 2 Mio. kWh/Stunde, was einer Steigerung von 38,2 Prozent im Vergleich zum Kalenderjahr 2014 entspricht. Das Angebot entsprechender Ausspeisekapazitäten erhöhte sich um 83 Prozent auf 2,7 Mio. kWh/Stunde. Die Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL konnten im Jahr 2015 das Angebot von Einspeisekapazitäten aufgrund von Renominierungsbeschränkungen um 55,2 Prozent auf 2,2 Mio. kWh/Stunde steigern. Die angebotenen Ausspeisekapazitäten erhöhten sich in 2015 im Vergleich zu 2014 um 169,1 Prozent auf 3,5 Mio. kWh/Stunde.

2.2 Kapazitätskündigungen

Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 81 langfristige Kapazitätsverträge gekündigt, davon 68 an Grenzübergangspunkten, neun an Netzanschlusspunkten zu Speichern und fünf an Marktgebietsübergangspunkten. Folgende Kapazitätsarten waren betroffen: 61-mal FZK, 10-mal unterbrechbar, 9-mal DZK und 1-mal BZK. Die gekündigten Verträge wiesen im Durchschnitt eine Laufzeit von 3,6 Jahren auf und umfassten Kapazitätsrechte von durchschnittlich 1,9 Mio. kWh/Stunde. Die Ursachen der

Kapazitätskündigungen sind vielschichtig und könnten in der Auflösung weiterer vertraglicher Engpässe und in der gesicherten kurzfristigen Kapazitätsbeschaffung begründet liegen.

Die sich ändernde Buchungssituation bietet sowohl Chancen als auch Risiken für die Fernleitungsnetzbetreiber. Auf der einen Seite erhalten sie durch die stärker am tatsächlichen Transportbedarf ausgerichteten Kapazitätsbuchungen der Transportkunden die Möglichkeit, die Ausweisung von Kapazitäten marktgerechter vorzunehmen. Es können Kapazitäten von Punkten mit geringem Nachfragebedarf zu Punkten mit hohem Nachfragebedarf verlagert werden, soweit dies netzhydraulisch möglich ist. Auf der anderen Seite stehen die Liquiditätsplanung und die Netzentgeltkalkulation der Fernleitungsnetzbetreiber. Ein weniger gut vorhersehbares Buchungsgeschehen macht die Bildung von spezifischen Entgelten und die Prognose von Erlösströmen anspruchsvoller.

2.3 Unterbrechbare Kapazitäten

Grundsätzlich sind unterbrechbare Kapazitäten kostengünstiger als feste Kapazitäten. Sie beinhalten allerdings das Risiko, dass ggf. der gewünschte Gastransport nicht durchgeführt werden kann. Eckpunkte zur Ermittlung von Entgelten für unterbrechbare Kapazitäten wurden in der Festlegung zur Bepreisung von Ein- und Ausspeisekapazitäten ("BEATE") definiert (s. Kapitel II.C.3).

Insgesamt 16 der Großhändler und Lieferanten, die unterbrechbare Kapazitätsverträge abgeschlossen haben, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2014/ 15 unterbrochen worden zu sein. Wie in den letzten Berichtsjahren sind zudem sowohl die Anzahl der Unterbrechungen als auch die Unterbrechungsdauer über die einzelnen Großhändler und Lieferanten sehr unterschiedlich verteilt. Neben der Unterbrechungsdauer in Stunden gibt die nachfolgende Grafik auch die absolute Anzahl der Unterbrechungen der jeweiligen Großhändler und Lieferanten im entsprechenden Gaswirtschaftsjahr an. Im Vergleich zum Vorjahr sind sowohl die Anzahl der Unterbrechungen als auch die durchschnittliche Unterbrechungszeit gestiegen. Im Durchschnitt wurden 14,3 Stunden gegenüber 13,7 Stunden des Vorjahres unterbrochen. In Summe ist die Unterbrechungszeit über alle betroffenen Unternehmen im Verhältnis zum Vorjahr wieder gestiegen (GWJ 2014/ 15: 1.515 h; GWJ 2013/ 14: 946 h; GWJ 2012/ 13: 1.975 h; GWJ 2011/ 12: 6.753 h). Auch die absolute Anzahl der Großhändler und Lieferanten, deren Verträge mindestens einmal unterbrochen wurden ist im Vergleich zu den Vorjahren leicht gestiegen (GWJ 2014/ 15: 16; GWJ 2013/ 14: 10; GWJ 2012/ 13: 11; GWJ 2011/ 12: 14).

Gesamte Unterbrechungsdauer und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant

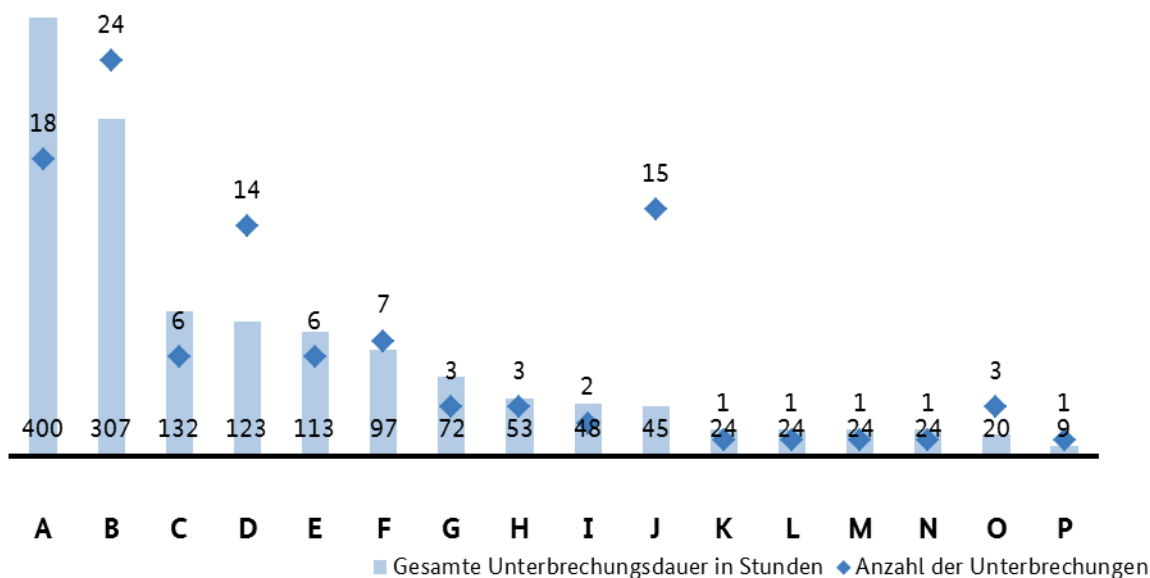


Abbildung 127: Gesamte Unterbrechungsdauer in Stunden und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant

Für das nähere Verständnis der Abbildung eine kurze beispielhafte Erläuterung: Aufgeführt sind die 16 Großhändler und Lieferanten, die im Betrachtungszeitraum mindestens eine Unterbrechung erfahren und diese im Monitoring gemeldet haben, mit dem jeweiligen Wertepaar aus Unterbrechungsdauer und -häufigkeit. Das Unternehmen mit der höchsten Unterbrechungsdauer (1. Säule) wurde insgesamt 18-mal für insgesamt 400 Stunden unterbrochen.

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 2015 wurde über alle Ein- und Ausspeisepunkte ins oder aus dem Marktgebiet zusammen eine ursprünglich (re-)nominierte Gasmenge von 2,6 Mrd. kWh (2014: 6,6 Mrd. kWh) nicht transportiert. Dabei bildet die Unterbrechung unterbrechbarer Transporte mit 92,1 Prozent den größeren Anteil. Durch die Unterbrechung unterbrechbarer Transporte wurden insgesamt 2,4 Mrd. kWh der nominierten Mengen nicht transportiert. Der Großteil dieser Unterbrechungsmengen wurde mit 65,3 Prozent durch Unterbrechungen an Grenzübergangspunkten verursacht. Der Anteil der Unterbrechungsmengen an Netzanschlusspunkten zu Speichern betrug 33,8 Prozent, der Rest der Unterbrechungsmengen ist marktgebietsüberschreitenden Transporten zuzuordnen.

Die Unterbrechungsmengen der festen Kapazitätsverträge (hierzu zählen FZK, bFZK, DZK und BZK) entfielen mit 88,3 Prozent der Unterbrechungsmengen überwiegend auf die Netzkopplungspunktkategorie Grenzübergangspunkt, 11,7 Prozent auf Netzanschlusspunkte zu Speichern. Zudem wurden in zwei Fällen

Unterbrechungen zu Letztverbraucher-Anschlusspunkten gemeldet. An diesen Anschlusspunkten bestand keine Nominierungspflicht, folglich liegen hier auch keine Unterbrechungsmengen nach obiger Definition vor.

Die nachfolgende Grafik stellt die regionale Verteilung der Unterbrechungen dar. Die dargestellten Unterbrechungsmengen beziehen sich jeweils auf den Anteil der Nominierung, der aufgrund einer durch den Fernleitungsnetzbetreiber ausgesprochenen Unterbrechung nicht transportiert wurde. Bezogen auf die insgesamt entgegengenommene Nominierung, wurden an Einspeisepunkten 0,05 Prozent der von Transportkunden nominierten Mengen und an Ausspeisepunkten 0,14 Prozent der Nominierungen unterbrochen. Wie oben bereits beschrieben, entfällt hiervon jedoch ein Großteil auf Mengen aus unterbrechbaren Transportverträgen.

Die Pfeilrichtung zeigt an, in welche Richtung unterbrochen wurde. Bei der Grafik gilt zu beachten, dass die Pfeildicke den Anteil der an der jeweiligen Grenze unterbrochenen Menge an der unterbrochenen Gesamtmenge darstellt.

Unterbrechungen im Kalenderjahr 2015

Unterbrechungsmenge

in GWh

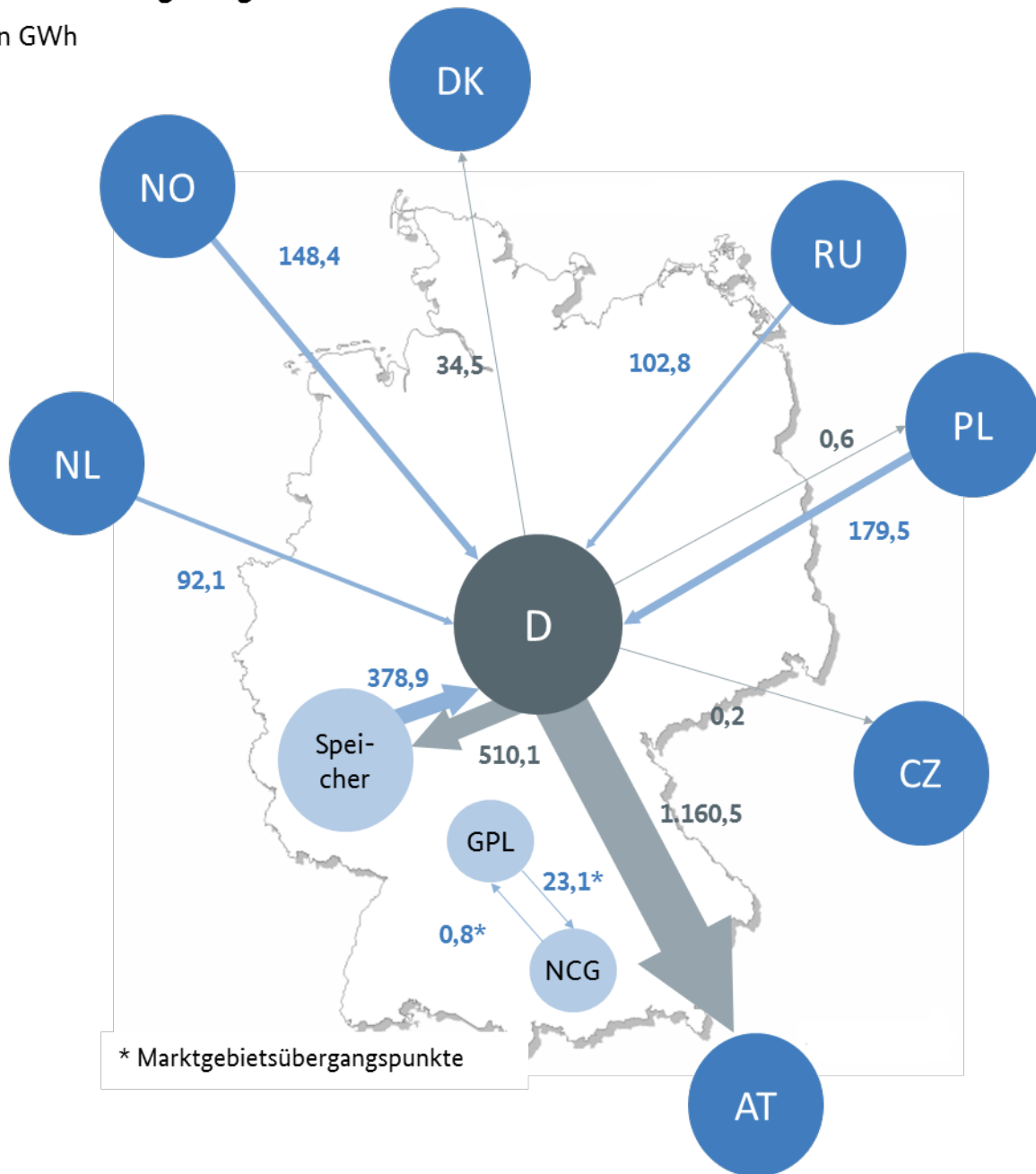


Abbildung 128: Unterbrechungsmengen nach Regionen

2.4 Interne Bestellung

Ein grundlegendes Element des Kapazitätsmodells der Fernleitungsnetzbetreiber ist die mit den nachgelagerten Netzbetreibern vereinbarte feste Ausspeisekapazität (interne Bestellung). Diese Vorhalteleistungen werden nicht von den Transportkunden gebucht, haben jedoch gleichwohl einen großen Einfluss auf die Höhe der an vermarktbareren Entry- und Exit-Punkten angebotenen festen Kapazität. Die für das Kalenderjahr 2015 von den nachgelagerten Netzbetreibern abgegebene interne Bestellung belief sich im Marktgebiet NetConnect Germany auf eine Summe von 157,4 GWh/Stunde. Insgesamt konnten seitens der FNB hiervon 99,8 Prozent befristet oder unbefristet fest zugesagt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde eine Vorhalteleistung von insgesamt 101,7 GWh/Stunde bestellt. Der Anteil der befristet oder unbefristet festen Zusagen beläuft sich auf 99,5 Prozent.

Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten in GWh/h

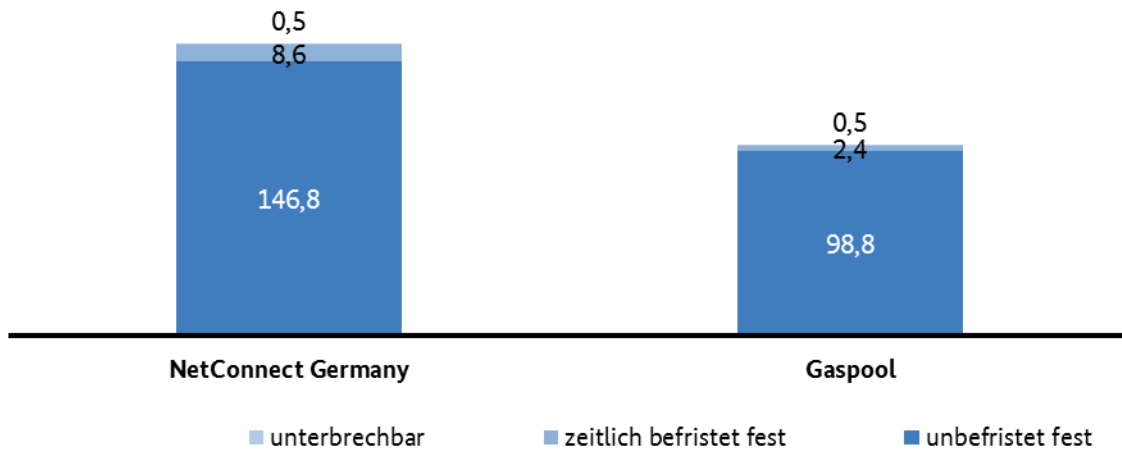


Abbildung 129: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten in GWh/Stunde

3. 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 Gasnetze (ca. 730) hat folgendes Erhebungsergebnis für das Jahr 2015 ergeben:

SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2015

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	0,94 min/Jahr	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,76 min/Jahr	Großverbraucher, Gaskraftwerke
> 100mbar	0,03 min/Jahr	nachgelagerte Netzbetreiber
druckstufenunabhängig	1,70 min/Jahr	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 80: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2015

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitablauf ergibt sich folgende Reihe¹¹³:

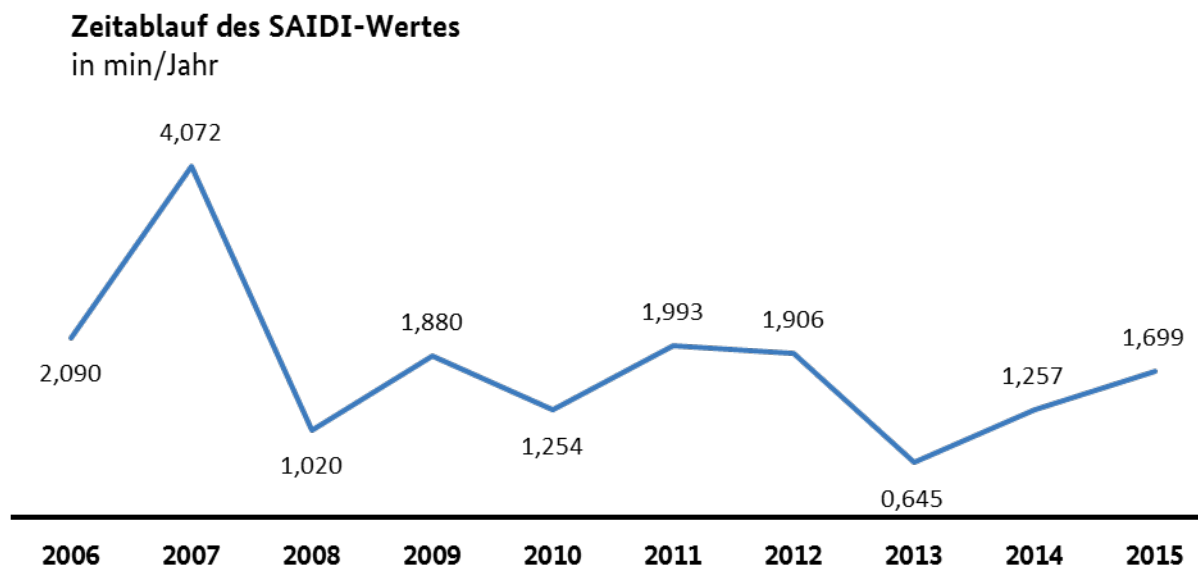


Abbildung 130: Zeitablauf des SAIDI-Wertes

4. Netzentgelte

Das Netzentgelt ist eine Gebühr, die jeder Netznutzer, der das Netz in Anspruch nimmt, an den Netzbetreiber zu zahlen hat. Sie ist in der Regel ein Teil des Gasentgeltes, das der Gaskunde an seinen Gasversorger entrichtet. Die Höhe des Netzentgeltes kann im freien Wettbewerb nicht gebildet werden, da die Gasnetze natürliche Monopole sind. Deshalb wird das Netzentgelt durch die Regulierungsbehörden reguliert. Dabei wird das Netzentgelt im Rahmen der Anreizregulierung auf Basis einer effizienzbasierten, individuellen Erlösobergrenze des

¹¹³ Der Wert für 2014 wurde ohne den ERM-Unfall ausgewiesen. Mit Berücksichtigung des Unfalls auf der ERM beträgt der SAIDI-Wert für 2014 etwa 16,8 Minuten.

Netzbetreibers bestimmt. Die Erlösobergrenze selbst wird durch die Regulierungsbehörden für die Dauer von fünf Jahren für eine Regulierungsperiode festgelegt. Dem liegt eine Kostenprüfung für die jeweilige Regulierungsperiode zugrunde. Das Netzentgelt setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen. Zumeist ist eine Grundgebühr oder ein Leistungspreis für die Leistungserbringung zu entrichten sowie ein Arbeitspreis für die gelieferte Gasmenge. Daneben fallen noch Mess- und Abrechnungsentgelte an. Die Netzbetreiber sind verpflichtet ihre Netzentgelte im Internet zu veröffentlichen.

4.1 Entwicklung der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2016

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 2016. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind in den dargestellten Netzentgelten enthalten. 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 in der Grundversorgung: 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).

Das durchschnittliche mengengewichtete Netzentgelt inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb für den Haushaltskunden in der Grundversorgung im Abnahmefall Band II betrug zum Stichtag 1. April 2016 1,50 ct/kWh und war damit um 0,1 ct/kWh bzw. 7,1 Prozent höher als zum Stichtag 1. April 2015.

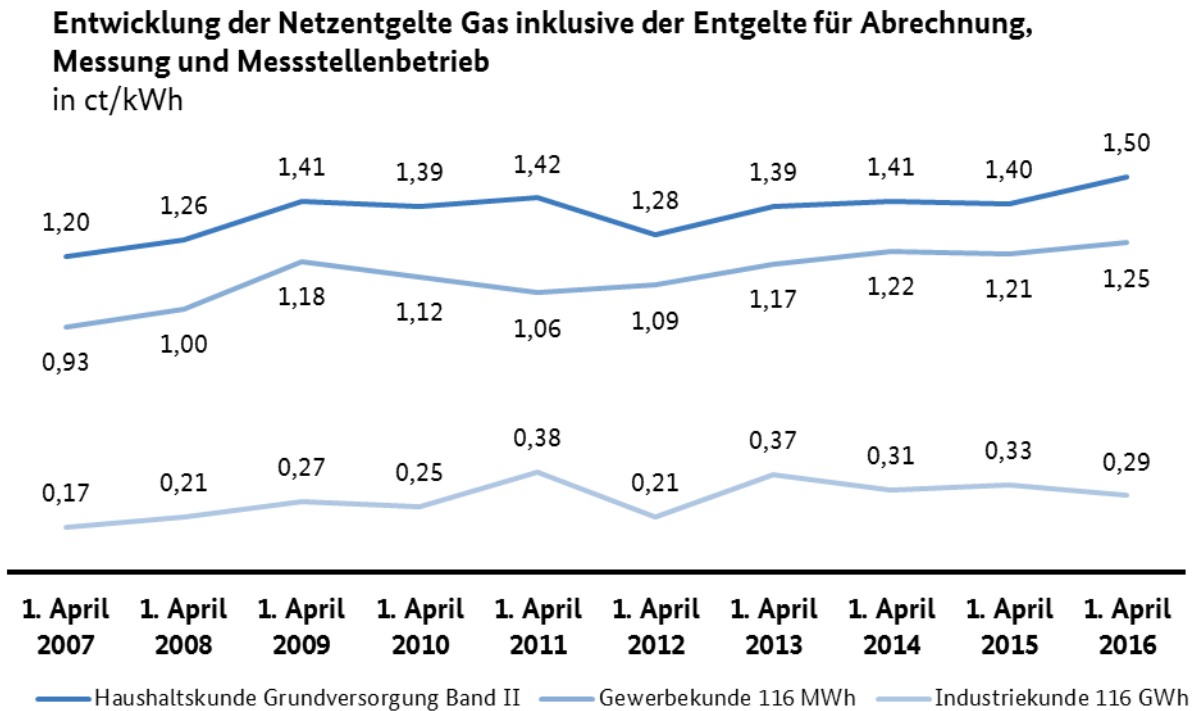


Abbildung 131: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

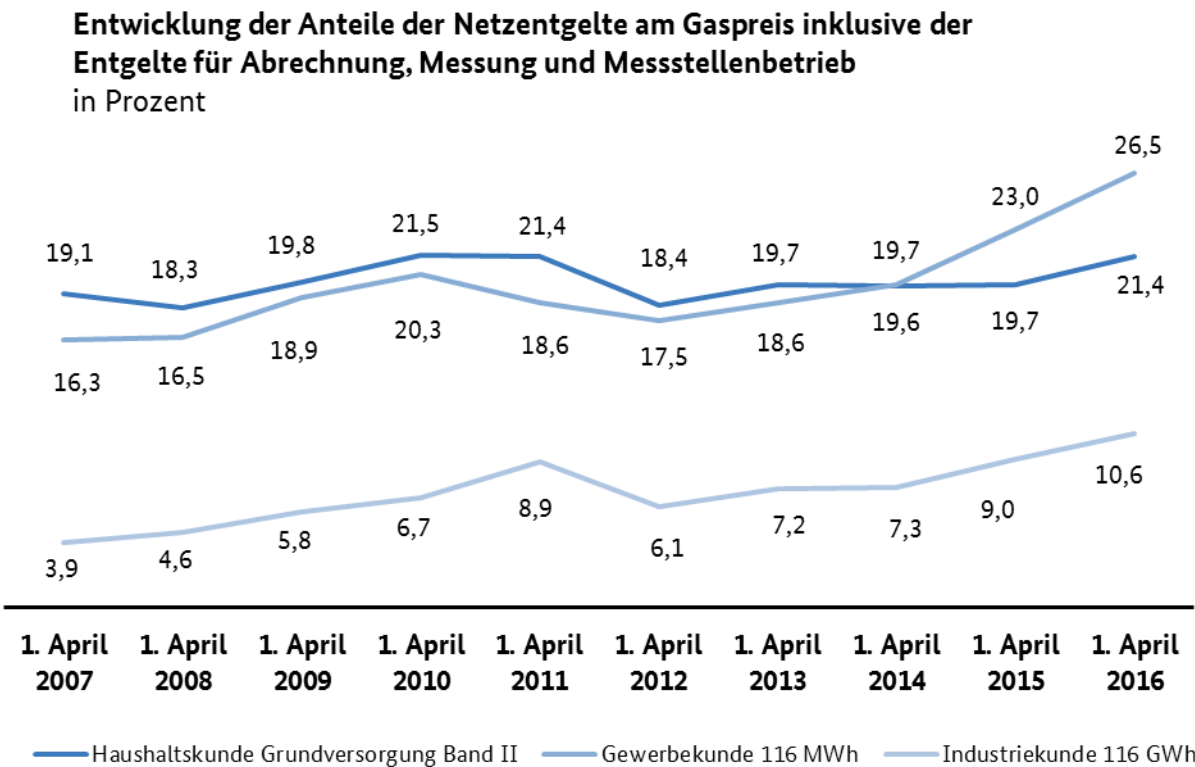


Abbildung 132: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas

4.2 Erweiterungsfaktor nach § 10 Anreizregulierungsverordnung

Die Verteilernetzbetreiber konnten auch in diesem Jahr bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen. Dieser bewirkt, dass Kosten infolge einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode, auch bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Im Berichtsjahr 2015 wurden 85 Anträge auf Genehmigung eines Erweiterungsfaktors gestellt.

4.3 Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung

Die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird jährlich auf einem Regulierungskonto verbucht. Gemäß § 28 Ziffer 2 ARegV sind für die Führung dieses Regulierungskontos nach § 5 ARegV die notwendigen Daten jeweils zum 30. Juni des darauf folgenden Kalenderjahres der Regulierungsbehörde vorzulegen. Auf dieser Datengrundlage ermitteln die Regulierungsbehörden Differenzbeträge, die im Regulierungskonto verbucht werden. Im letzten Jahr der Regulierungsperiode wird dann gemäß § 5 Abs. 4 ARegV der Saldo des Regulierungskontos für die vorangegangenen Kalenderjahre ermittelt. Der Ausgleich des Saldos erfolgt durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge, die gemäß Absatz 2 Satz 3 zu verzinsen sind.

4.4 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 Anreizregulierungsverordnung

Es wurden bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich im Berichtsjahr 2015 insgesamt 35 Anträge auf Neufestlegung von Erlösobergrenzen nach Netzübergängen gemäß § 26 Abs. 2 ARegV gestellt. Im Antrag haben die Netzbetreiber anzugeben und zu begründen, welcher Erlösanteil dem übergehenden und dem verbleibenden Netzteil zuzurechnen ist. Eine Bearbeitung der Verfahren ist in vielen Fällen erst mit einigem Zeitverzug möglich, da es insbesondere bei Konzessionswechseln zu Verzögerungen aufgrund von unterschiedlichen Auffassungen zwischen den beiden beteiligten Netzbetreibern bezüglich des Kaufpreises, des übergehenden Sachanlagevermögens und/ oder der übergehenden Erlösobergrenze kommt. Die Bundesnetzagentur und die gegebenenfalls beteiligten Landesregulierungsbehörden haben sicherzustellen, dass die Summe beider Erlösanteile die insgesamt bereits festgelegten Erlösobergrenzen nicht überschreitet.

4.5 Horizontale Kostenwälzung

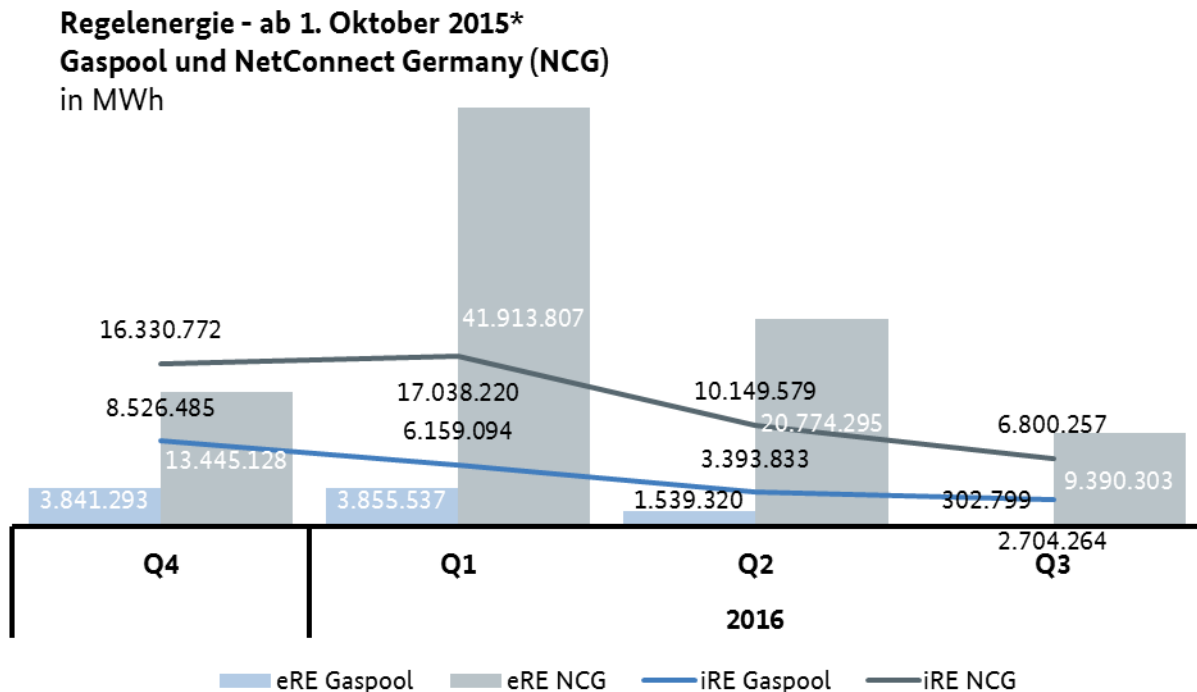
Die Beschlusskammer hat im Juni 2016 eine Festlegung hinsichtlich Vorgaben zur Durchführung einer sachgerechten horizontalen Kostenwälzung zwischen Fernleitungsnetzbetreibern sowie einer sachgerechten Aufteilung von Kosten auf Ein- und Ausspeiseentgelte getroffen, die mit bindender Wirkung zum 1. Januar 2018 in Kraft tritt. Die nun festgelegte Methodik gibt einen kapazitätsgewichteten Entry-Exit Split vor, von dem auch im Rahmen der Verprobung nicht abgewichen werden darf. Sodann sind die der Einspeiseseite zugeordneten Kosten auf alle Einspeisepunkte des jeweiligen Marktgebietes zu wälzen. Hieraus resultiert im Ergebnis ein einheitliches spezifisches Einspeiseentgelt für eine feste, frei zuordenbare Jahreskapazität in einem Marktgebiet. Bei der Entscheidung für diese Kostenwälzungsmethodik hat die Beschlusskammer darauf geachtet, dass die Methodik die in § 20 Abs. 1b EnWG normierten Grundsätze abbildet, eine diskriminierungsfreie Entgeltbildung fördert und dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit bei der Entgeltgestaltung Rechnung trägt. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Beschlusskammer festgestellt hat, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in den letzten Jahren immer mehr Kosten auf die gefangenen Kunden auf der Ausspeiseseite verlagert haben, was

dem Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit ab einem gewissen Maße widerspricht. Durch den nun festgelegten Entry-Exit Split und den sich anschließenden Kostenwälzungsprozess werden die Kunden sowohl auf der Ein- als auch auf der Ausspeiseseite sachgerecht und in einem angemessenen Verhältnis mit den Kosten für Transporte, die über Netze mehrerer Fernleitungsnetzbetreiber abgewickelt werden, belastet.

D Regelenenergie und Bilanzierung

1. Regel- und Ausgleichsenergie

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. 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).

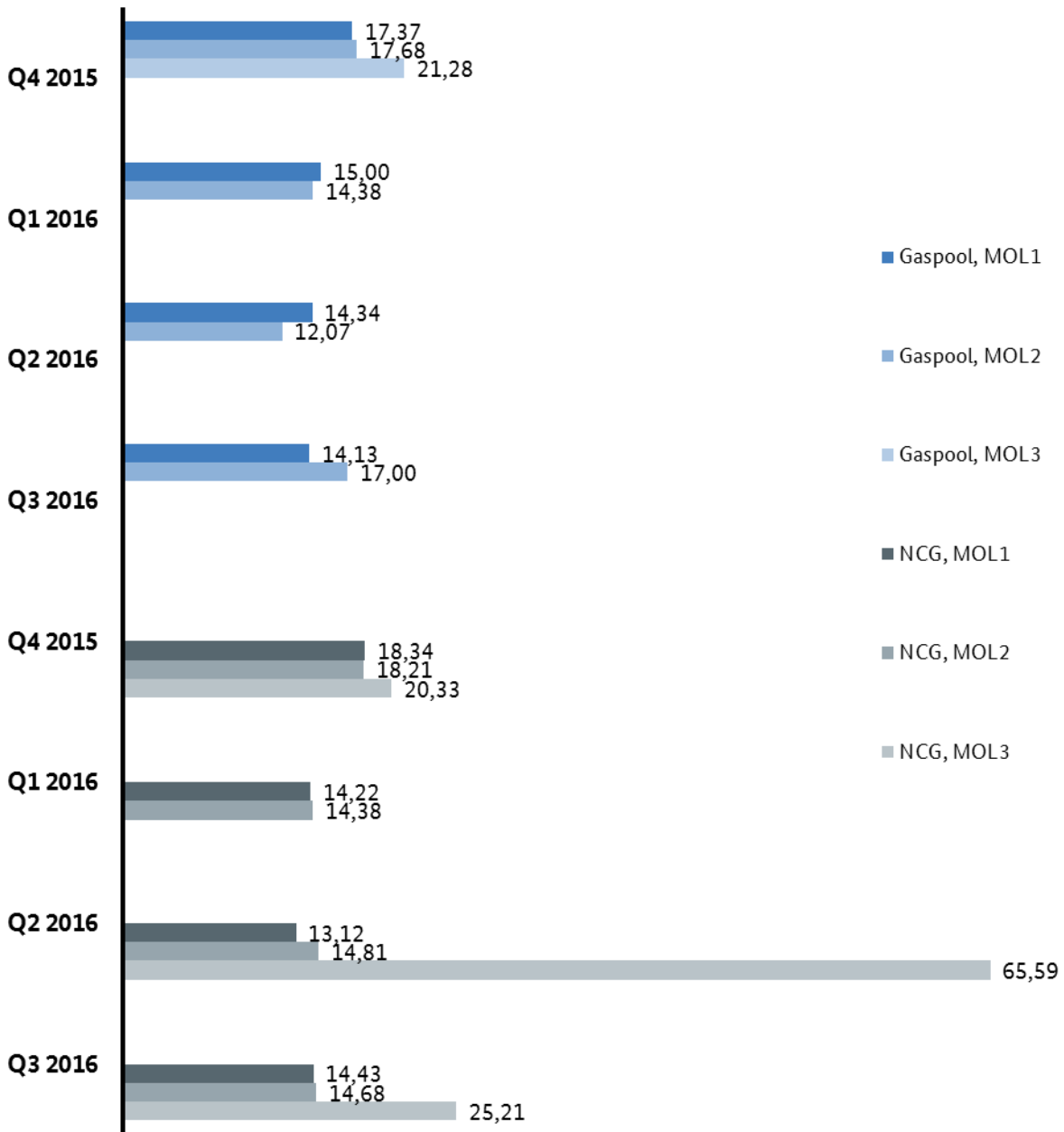


* Einführung der GaBi Gas 2.0
 Quelle: MGV, www.netconnect-germany.de, www.gaspool.de, Stand Sep. 2016

Abbildung 133: Regelenenergieeinsatz ab 1. Oktober 2015, Stand Sep. 2016

Der dargestellte Regelenenergieeinkaufspreis wird als mengengewichteter Mittelwert der täglichen Regelenenergieeinkaufspreise der MOL1 bis MOL3 je MWh gebildet und ermöglicht somit den Vergleich zwischen den Marktgebieten.

**Mengengewichteter durchschnittlicher Regelenergie-Einkaufspreis
der MOL1 bis MOL3 pro Quartal
in Euro/MWh**

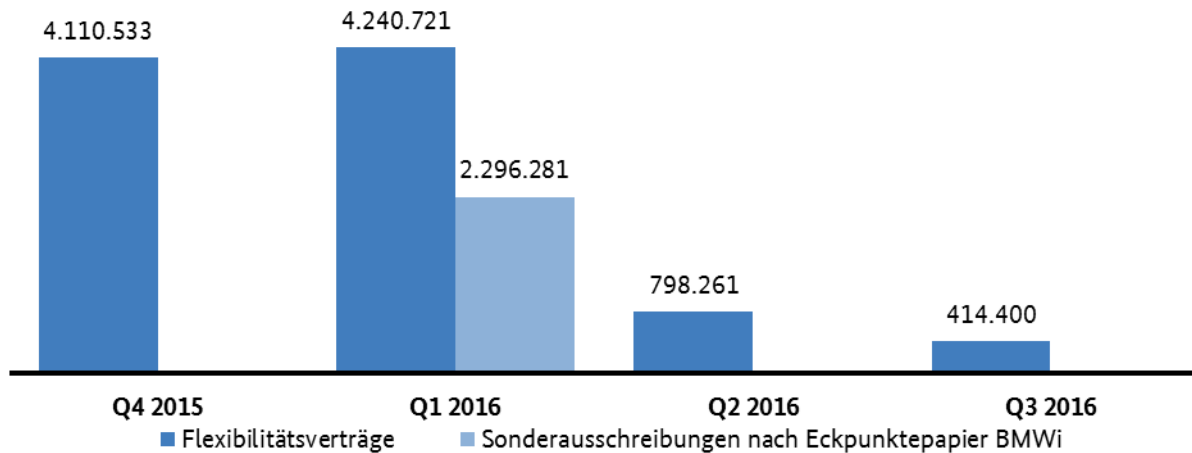


Quelle: MGV, www.net-connect-germany.de und www.gaspool.de, Stand Sep. 2016

Abbildung 134: Regelenergiekaufpreis ab Q4 2015, Stand Sep. 2016

In der Beschaffung der Langfristigen Produkte sind die unterschiedlichen Produktarten der beiden Marktgebiete zu berücksichtigen. Im Falle von Gaspool wurden für die folgende Abbildung – Übersicht der Kosten der MOL4 für das Marktgebiet Gaspool- lediglich die Verträge auf Basis von Leistungspreisen, nicht aber die Verträge auf Arbeitspreisbasis berücksichtigt.

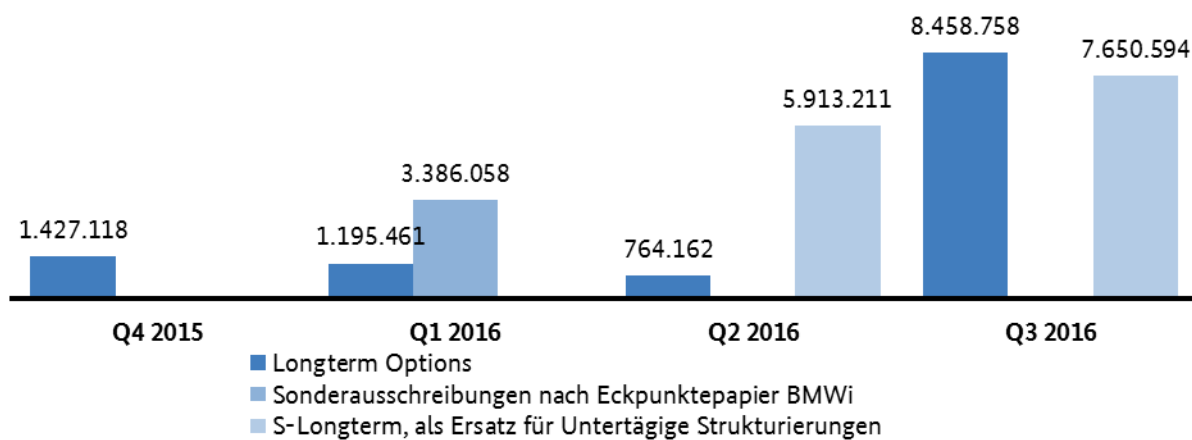
Übersicht der Kosten der MOL 4 für das Marktgebiet Gaspool in Euro



Quelle: www.gaspool.de, Stand Aug. 2016

Abbildung 135: Übersicht Kosten der MOL 4 für das Marktgebiet Gaspool, Stand Aug. 2016

Übersicht der Kosten der MOL 4 für das Marktgebiet NCG in Euro



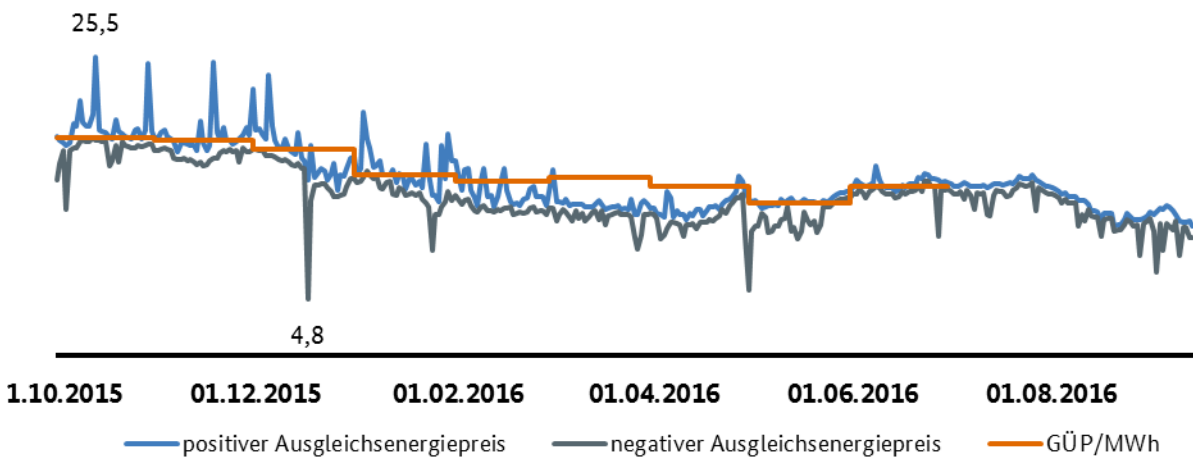
Quelle: www.net-connect-germany.de, Stand Aug. 2016

Abbildung 136: Übersicht Kosten der MOL 4 für das Marktgebiet NCG, Stand Aug. 2016

Unter Ausgleichsenergie versteht man die Differenz zwischen Ein- und Auspeisungen 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 und sich an den Preisen verschiedener Handelsplätze orientiert. Durch Zu- und Abschläge werden Anreize für den Bilanzkreisverantwortlichen gesetzt, seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten.

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 und der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis inkl. eines Zu- und Abschlags von 2 Prozent für die Bildung des positiven und negativen Ausgleichsenergiepreises herangezogen. Dies führt dazu, dass in den beiden Marktgebieten unterschiedliche Ausgleichsenergiepreise vorliegen. In der folgenden Abbildung wird die Entwicklung des Ausgleichsenergiepreises nach der neuen Berechnungsmethode seit dem 1. Oktober 2015 dargestellt.

Entwicklung Ausgleichsenergiepreis - Gaspool in Euro/MWh



Quelle: Ausgleichsenergiepreis MGV: www.gaspool.de, GÜP: www.bafa.de, Stand Sep. 2016

Abbildung 137: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis Gaspool ab 1. Oktober 2015, Stand Sep. 2016

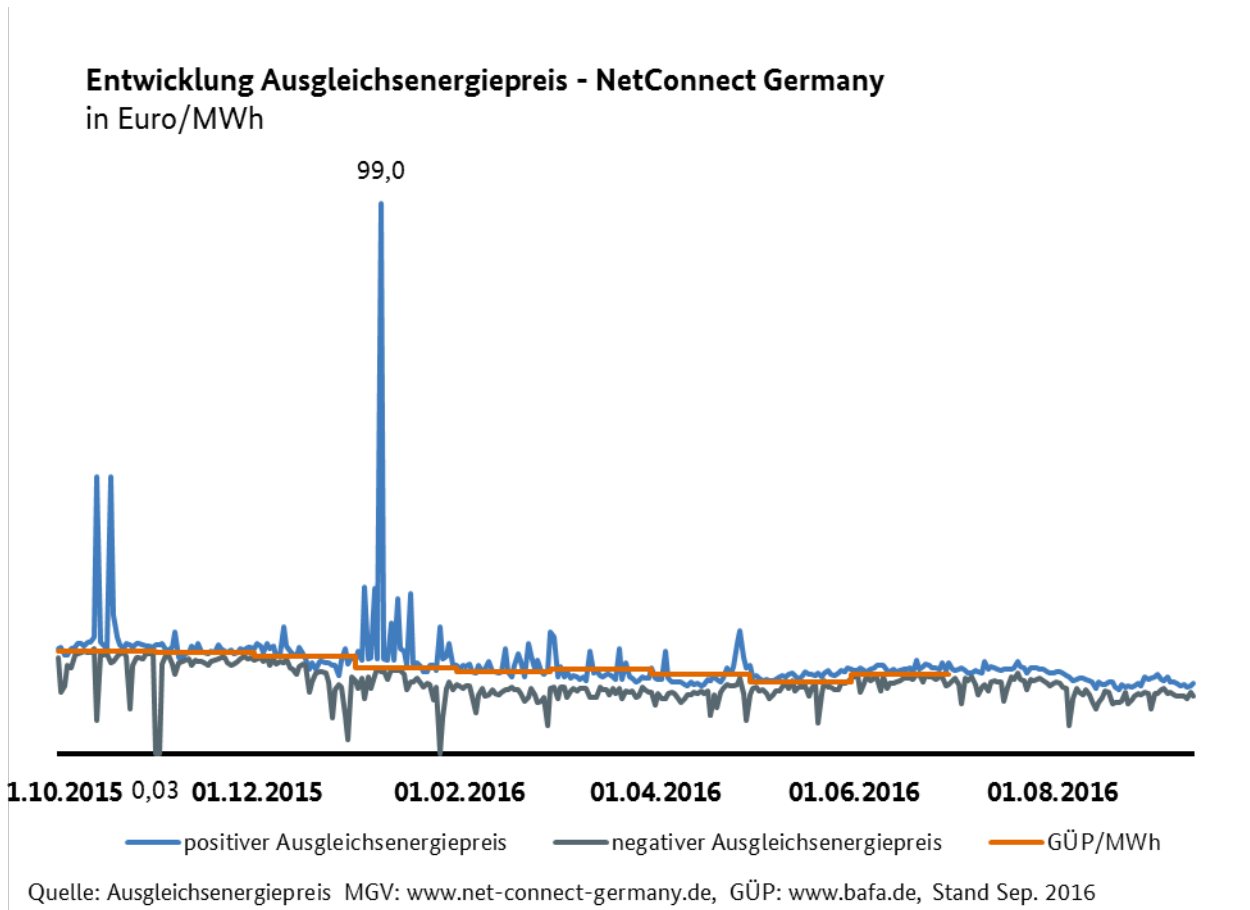


Abbildung 138: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis NetConnect Germany ab 1. Oktober 2015, Stand Sep. 2016

2. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage, Bilanzierungsumlagen (ab dem 1. Oktober 2015)

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 Regel- und Ausgleichsenergieumlage (RE- und AE-Umlage).

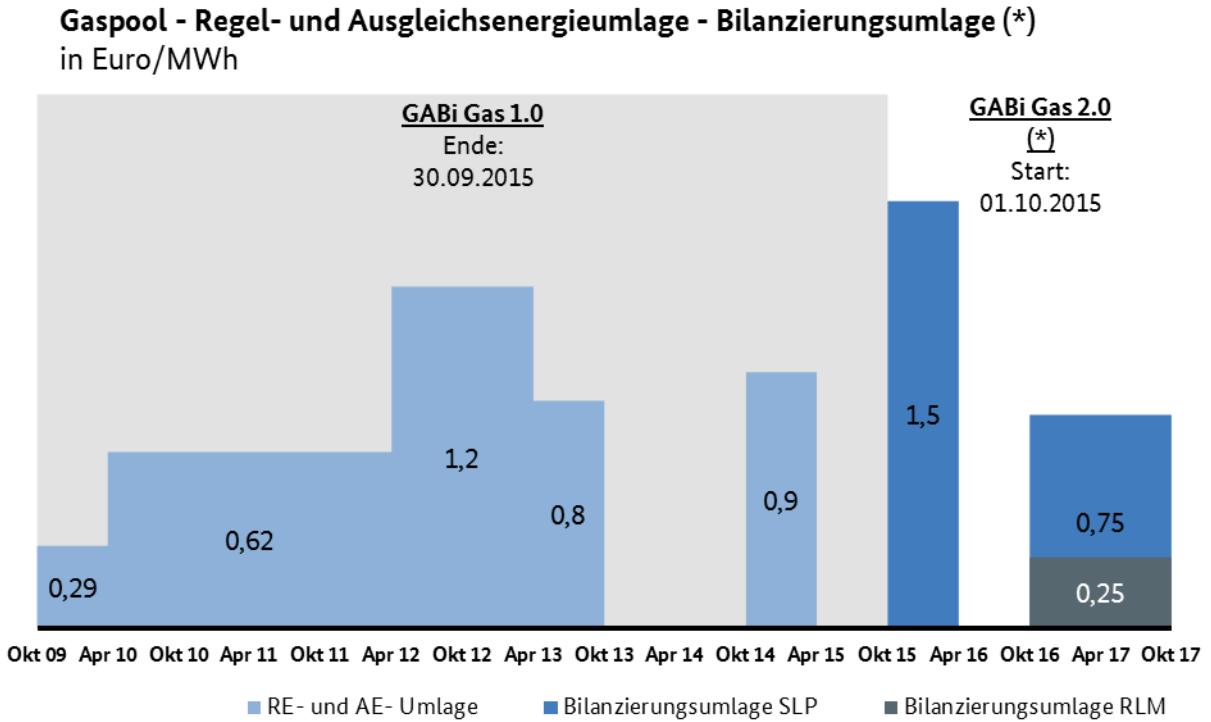
Unter anderem die zunehmende Beschaffung von Regelenergie über die Börse sowie ein gut funktionierendes Bilanzierungssystem haben dazu beigetragen, dass beide MGV die RE- und AE-Umlage zwischenzeitlich für mehrere Perioden auf 0 Euro/MWh absenken konnten.

Der prognostizierte Bedarf an Regelenergie und die damit verbundenen Kosten haben dazu geführt, dass GASPOOL und NCG inzwischen wieder eine RE- und AE-Umlage eingeführt haben.

Mit Einführung der GaBi Gas 2.0 zum 1. Oktober 2015 sind die Marktgebietsverantwortlichen verpflichtet, zwei getrennte Bilanzierungsumlagekonten für SLP-Entnahmestellen einerseits und RLM-Entnahmestellen andererseits einzurichten. Sofern die Kosten die Einnahmen voraussichtlich übersteigen, erhebt der MGV von den betroffenen

Bilanzkreisverantwortlichen eine Bilanzierungsumlage. Ab dem 1. Oktober 2016 gelten die Bilanzierungsumlagen (SLP und RLM) jeweils für ein Jahr.

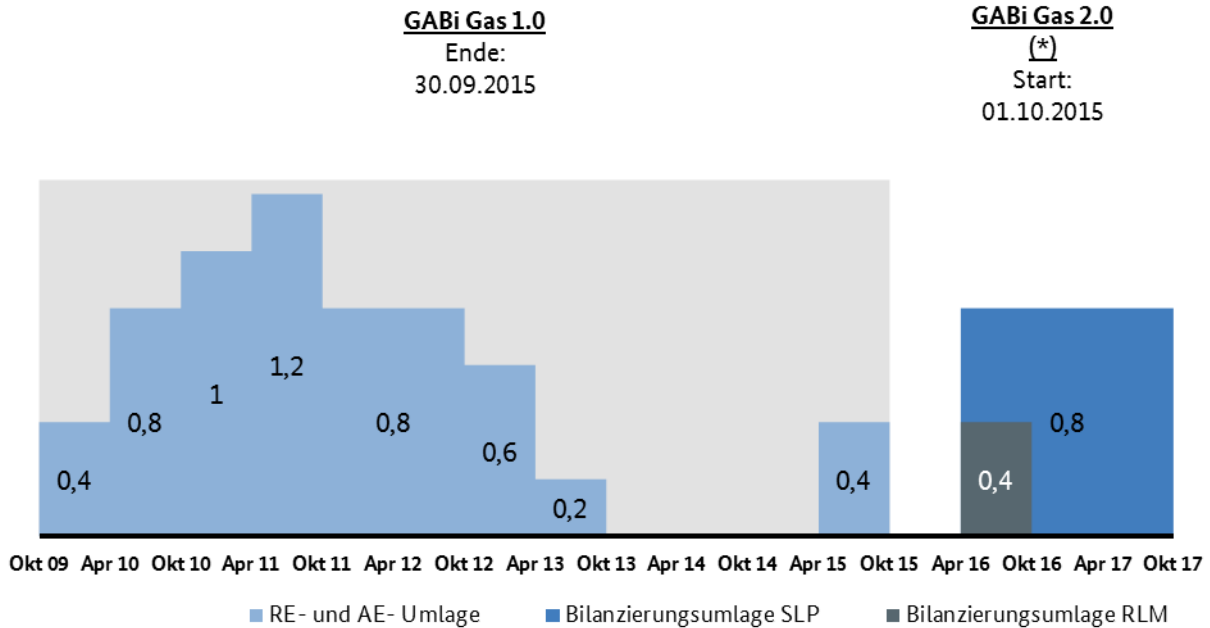
Für den Geltungszeitraum ab dem 1. Oktober 2016 wird im Marktgebiet NCG ausschließlich eine Bilanzierungsumlage für SLP von 0,80 Euro/MWh erhoben. Für den gleichen Geltungszeitraum wird im Marktgebiet Gaspool eine Bilanzierungsumlage von 0,75 Euro/MWh für SLP und von 0,25 Euro/MWh für RLM erhoben.



(*) nach GABi 2.0 getrennte Bilanzierungsumlage, Quelle: MGV, www.gaspool.de, Stand Aug. 2016

Abbildung 139: Regel- und Ausgleichsenergieumlage - Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand: Aug. 2016

NCG - Regel- und Ausgleichsenergieumlage - Bilanzierungsumlage (*) in Euro/MWh



(*) nach GABi 2.0 getrennte Bilanzierungsumlage, Quelle: MGW, www.gaspool.de, Stand Aug. 2016

Abbildung 140: Regel- und Ausgleichsenergieumlage - Bilanzierungsumlage bei NCG, Stand: Aug. 2016

3. Standardlastprofile

Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen (SLP) nutzen. Analytische, basieren allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags. Synthetische, gehen von statistisch ermittelten Werten aus. Die synthetischen SLP wurden 2015 von 81,6 Prozent der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 14,8 Prozent. Im Jahr 2014 waren es 14,2 Prozent.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass fast alle Ausspeisenetzbetreiber (97,3 Prozent) auf sie zurückgegriffen haben, also Haushalts- oder Kleingewerbekunden beliefern. Mit einer Marktabdeckung von 95,8 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 (95,6 Prozent) nahezu 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 45,7 Prozent der Netzbetreiber mit "Ja". Im Jahr 2014 waren es noch 48,9 Prozent. Wie im Vorjahr wurden im Haushaltskundenbereich durchschnittlich 2,5 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 4,9 Prozent und somit über dem Niveau von 2014 (3,8 Prozent). Die durchschnittliche Maximalabweichung an einem Tag ist mit 58 Prozent gegenüber dem Vorjahresniveau (56,1 Prozent) noch leicht gestiegen. Diese extremen Ausschläge sind bedenklich, da sie jeweils ein Aufkommen an Regelenergie generieren

können. Zu Bedenken ist allerdings, dass diese Zahlen möglicherweise nicht repräsentativ sind, da lediglich 62,6 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 62,6 Prozent der Netzbetreiber entsprechende Angaben.

Konkrete Anpassungen der Lastprofile aufgrund der Abweichungen wurden von 9,1 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen (2014: 14,6 Prozent).

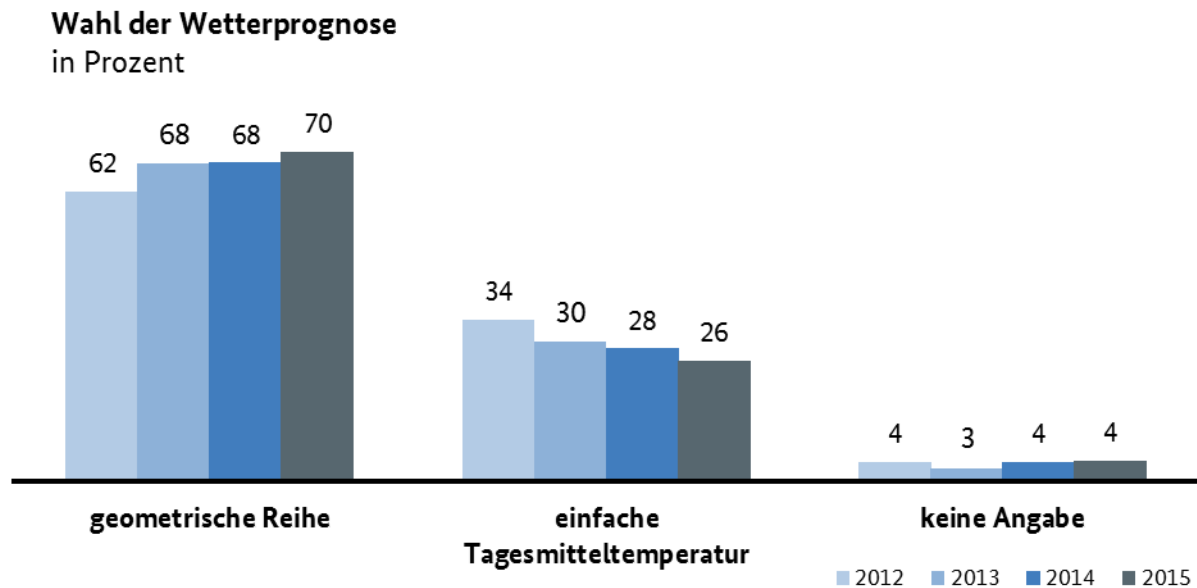


Abbildung 141: Wahl der Wetterprognose

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.

Den Netzbetreibern stehen für die Durchführung der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung verschiedene Verfahren zur Verfügung. Hierbei ist, wie in Abbildung 142 zu sehen, ein auch schon in den Vorjahren beobachtbarer Trend hin zum Stichtagsverfahren zu erkennen.

Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung in Prozent

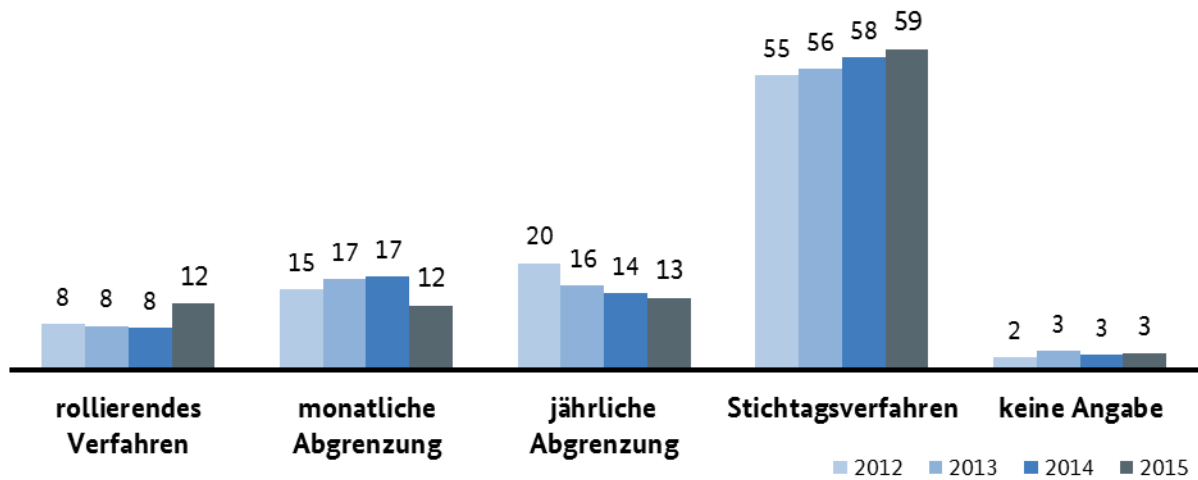


Abbildung 142: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung

4. Registrierende Leistungsmessung und Fallgruppenwechsel

Das deutsche Bilanzierungsregime im Gassektor unterscheidet Letztverbraucher in Abhängigkeit vom Abnahmeverhalten und der Vorhalteleistung und teilt diese in verschiedene Fallgruppen ein. Dazu zählen zum einen die Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden), die vor allem aus Haushaltskunden und kleineren Gewerbebetrieben bestehen. Zum anderen gibt es die Gruppe der industriellen Großverbraucher mit registrierender Leistungsmessung, zu der Letztverbraucher mit einer stündlichen Ausspeiseleistung von mindestens 500 kW oder einer jährlichen Entnahme von mindestens 1,5 GWh gezählt werden. Diese werden wiederum in Großverbraucher mit und ohne Tagesband (RLMmT und RLMoT) eingeteilt. Der Bilanzkreisverantwortliche hat auf Veranlassung des Transportkunden grundsätzlich die Möglichkeit, sich für eine Fallgruppe zu entscheiden, solange der Marktgebietsverantwortliche keine unzumutbare Beeinträchtigung der Systemstabilität erkennt und dem Begehren widerspricht. Der Vorteil der RLMmT-Gruppe liegt neben der ex-post Allokation der Ausspeisemengen zu einem Tagesband auch in der größeren Toleranz von 15 Prozent auf die stündliche Bilanzkreisabweichung (im Vergleich zwei Prozent Toleranz für RLMoT).

Die Fragen zur Fallgruppenzugehörigkeit ihrer RLM Kunden für den Befragungszeitraum GWJ 2014/ 15 wurden von 288 Händlern und Lieferanten beantwortet.

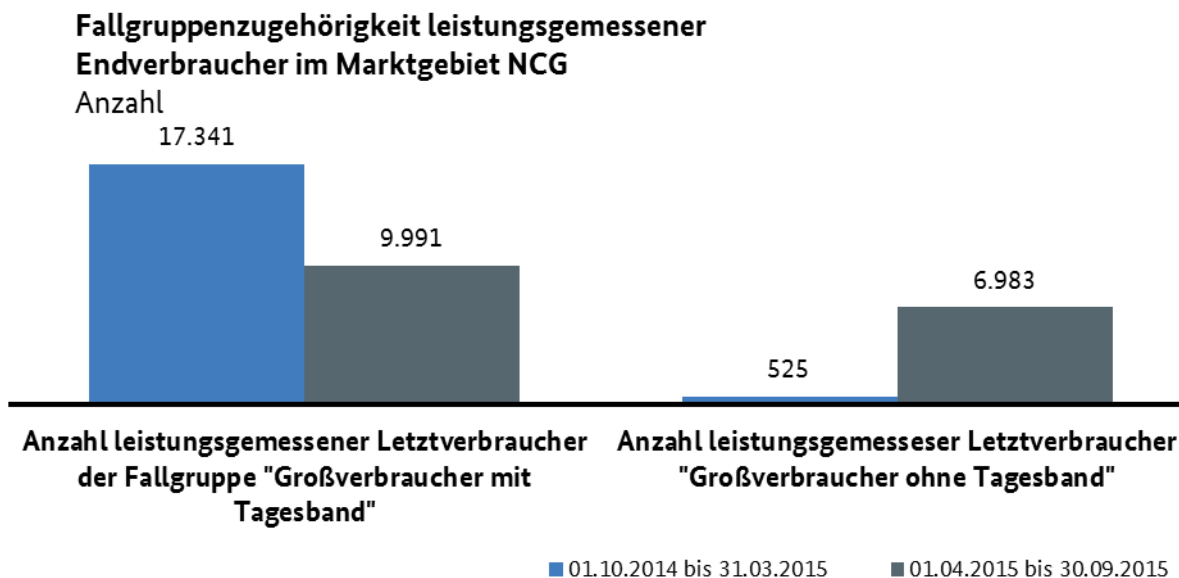


Abbildung 143: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet NCG

Im Marktgebiet NCG wurde im Winterhalbjahr des betrachteten Gaswirtschaftsjahres nahezu die gesamte Anzahl der RLM-Kunden in die Fallgruppe RLMmT eingeordnet. Mit der Erhöhung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage zum 1. April 2015 auf 0,04 Cent/kWh erhöhte sich die von den antwortenden Händlern und Lieferanten angegebene Zahl der leistungsgemessenen Großverbraucher ohne Tagesband von 525 auf 6.983.

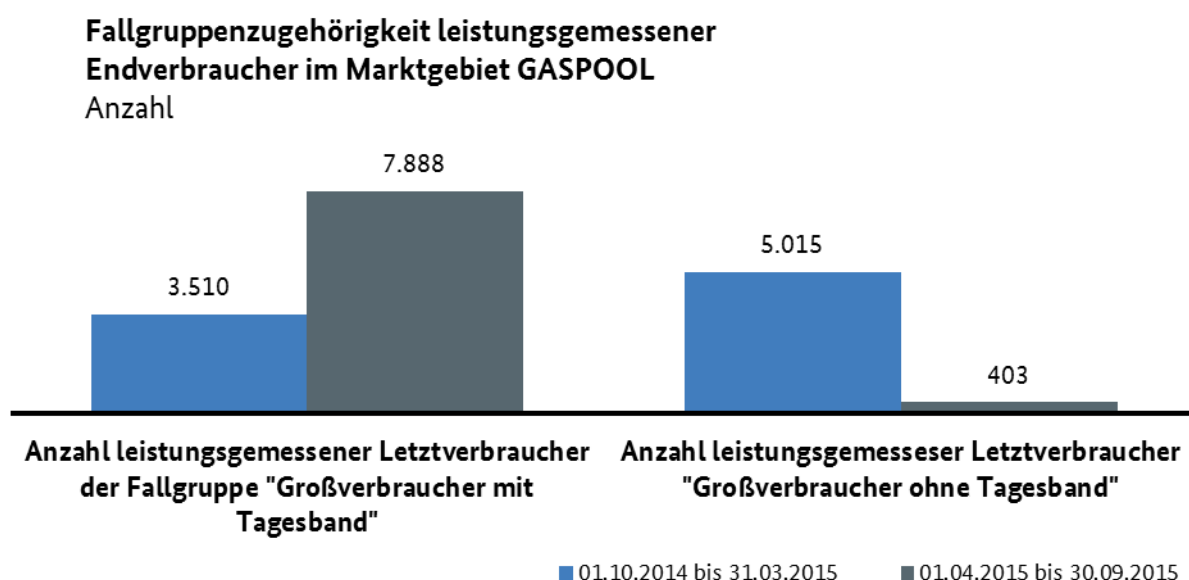


Abbildung 144: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet GASPOOL

Im Marktgebiet GASPOOL verhält es sich umgekehrt. Hier wurde nur im Winterhalbjahr des Gaswirtschaftsjahres 2014/ 15 eine Regel- und Ausgleichsenergieumlage in Höhe von 0,09 Cent/kWh erhoben. Dementsprechend verringerte sich die von den antwortenden Händlern und Lieferanten angegebene Zahl der leistungsgemessenen Großverbraucher ohne Tagesband von 5.015 auf 403 mit der Absenkung der Umlage auf null im Sommerhalbjahr.

Beide Grafiken bestätigen, dass die Höhe der im jeweiligen Zeitraum erhobenen Regel- und Ausgleichsenergieumlage die Fallgruppenentscheidung für die Einordnung der gemessenen Kunden beeinflusst.

Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) bzw. der Transportkunde hat grundsätzlich das Wahlrecht, sich für eine Fallgruppe unabhängig von der Vorhalteleistung zu entscheiden, solange der Marktgebietsverantwortliche keine Gefahr für den sicheren und leistungsfähigen Betrieb des Gasnetzes erkennt. In einem solchen Fall ist der Marktgebietsverantwortliche berechtigt einen Antrag abzulehnen. Im GWJ 2014/ 15 wurden marktgebietsübergreifend zwei von insgesamt 17.840 Anträgen aus technischen Gründen widersprochen. Im Vergleich zum Vorjahr mit 7.204 Anträgen und drei Widersprüchen aus technischen Gründen ist die Zahl der Fallgruppenwechsel deutlich gestiegen, was insbesondere mit der zeitweise erhobenen Regel- und Ausgleichsenergieumlage in beiden Marktgebieten zu erklären ist.

Nach den Geschäftsprozessen Lieferantenwechsel GeLi Gas, haben Transportkunden die Möglichkeit, stündliche Messdaten ihrer RLM-Kunden vom Netzbetreiber zu erhalten. Die BKV wurden im Monitoring gefragt, bei wie vielen leistungsgemessenen Letztverbrauchern diese stündliche Datenübermittlung verwendet wurde, um untertäglich Anpassungen der Nominierungen vorzunehmen. Im Zeitraum vom 1. Oktober 2014 bis zum 31. März 2015 lag die Anzahl der Kunden, bei denen eine derartige Anpassung vorgenommen wurde, bei 2.392, im Zeitraum vom 1. April bis zum 30. September 2015 bei 2.387. Dies entspricht etwa elf bzw. 13 Prozent der insgesamt von den antwortenden BKV belieferten Großverbraucher mit Tagesband.

Neben den genannten Fallgruppen existieren noch RLM-Entnahmestellen, die über die Möglichkeit eines Nominierungsersatzverfahrens z. B. in Form einer Online-Absteuerung verfügen (RLMNEV). Die antwortenden BKV bezifferten die Anzahl der Großverbraucher mit Nominierungsersatzverfahren in ihren Bilanzkreisen im ersten Halbjahr des betrachteten GWJ auf insgesamt 155, im zweiten Halbjahr auf 154.

Das an dieser Stelle beschriebene System der Fallgruppeneinteilung ist im Berichtszeitraum 2014/ 15 letztmalig gültig. Mit dem Beschluss im Festlegungsverfahren zur Bilanzierung Gas ("GaBi Gas 2.0") hat die Beschlusskammer 7 am 19. Dezember 2014 unter dem Aktenzeichen BK7-14-020 den europäischen Netzkodex Bilanzierung umgesetzt. Nach diesem, am 1. Oktober 2015 in Kraft getretenen Bilanzierungssystem, erfolgt eine grundsätzliche Zuordnung der RLM-Entnahmestellen zur Fallgruppe RLMmT. Auch hier besteht für Bilanzkreisverantwortliche bzw. Transportkunden die alternative Zuordnung der Entnahmestelle zur Fallgruppe RLMoT. Neu ist, dass für beide Fallgruppen eine RLM-Bilanzierungsumlage erhoben wird.

Mit der Einführung untertägiger Verpflichtungen zum 1. Oktober 2016 wird beiden Fallgruppen eine einheitliche Toleranz in Höhe von $\pm 7,5$ Prozent der ausgespeisten Tagesmenge für jede Stunde gewährt.

E Marktraumumstellung

Die Marktraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas), gewinnt in den nächsten Jahren zunehmend an Bedeutung. Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion sowie die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden nach Deutschland. 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 werden seitens der verantwortlichen Unternehmen, insbesondere der Fernleitungsnetzbetreiber und der betroffenen Verteilernetzbetreiber, bereits heute Maßnahmen getroffen, 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 ist im Jahr 2015 mit der Umstellung des Netzes der Heidjers Stadtwerke in Schneverdingen erfolgreich gestartet. Hierzu mussten 7.055 Geräte an die neue Gasqualität angepasst werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Insgesamt gibt es 1.022 L-Gas Netzkoppelpunkte bei diesen fünf Fernleitungsnetzbetreibern. Die Open Grid Europe hat mit 582 L-Gas Koppelpunkten, ca. 57 Prozent, die meisten Punkte zu nachgelagerten Netzbetreibern und Industriekunden im L-Gas Bereich.

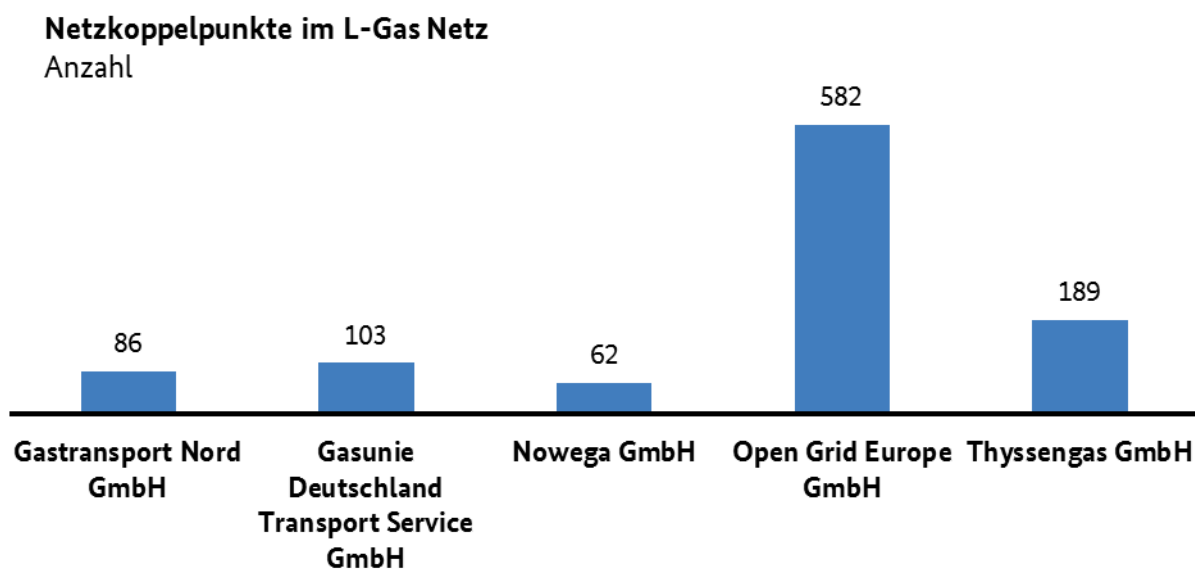


Abbildung 145: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015

Gasunie Deutschland Transport Service, Open Grid Europe sowie die Thyssengas beabsichtigen, die L-Gas Teilgebiete etappenweise bis 2020 auf H-Gas umzustellen. Insgesamt werden von den 108 bestehenden Umstellungsgebieten im L-Gas Bereich 21 Teilgebiete in den nächsten fünf Jahren umgestellt werden.

Technische Umstellungen von Teilgebieten auf H-Gas bis 2020
Anzahl

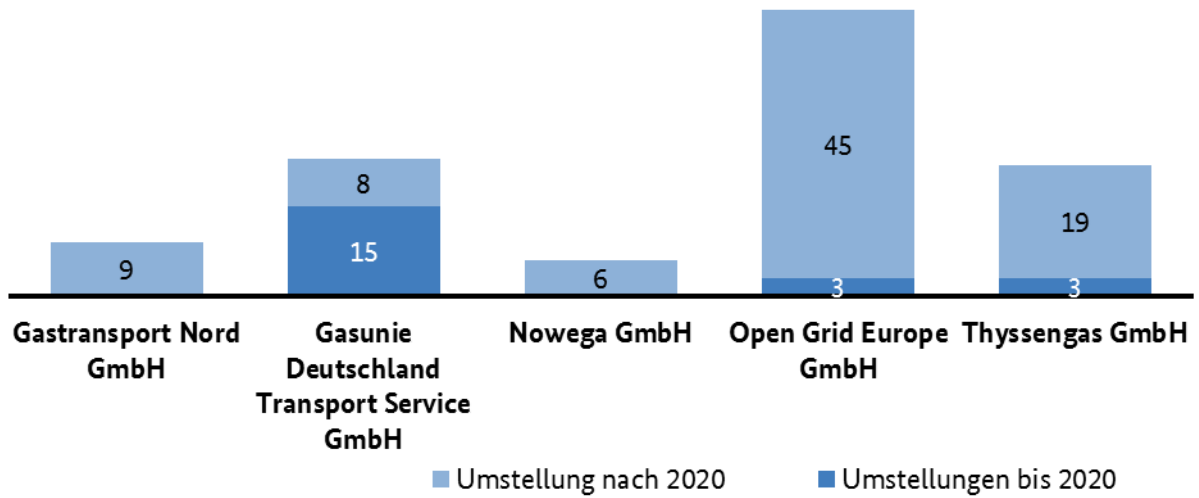


Abbildung 146: Technische Umstellungen von Teilgebieten auf H-Gas

Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden im Bereich der RLM-Kunden bis 2020 etwa 1.139 Umstellungen durchgeführt werden und im Bereich der SLP-Kunden etwa 542.086 Umstellungen.

Umzustellende RLM-Kunden
Anzahl

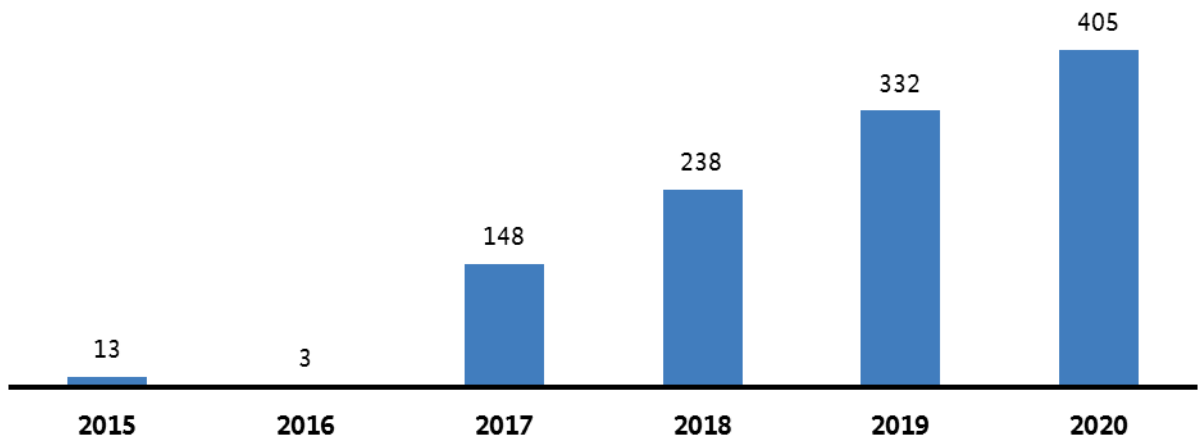


Abbildung 147: Umzustellende RLM-Kunden bis 2020

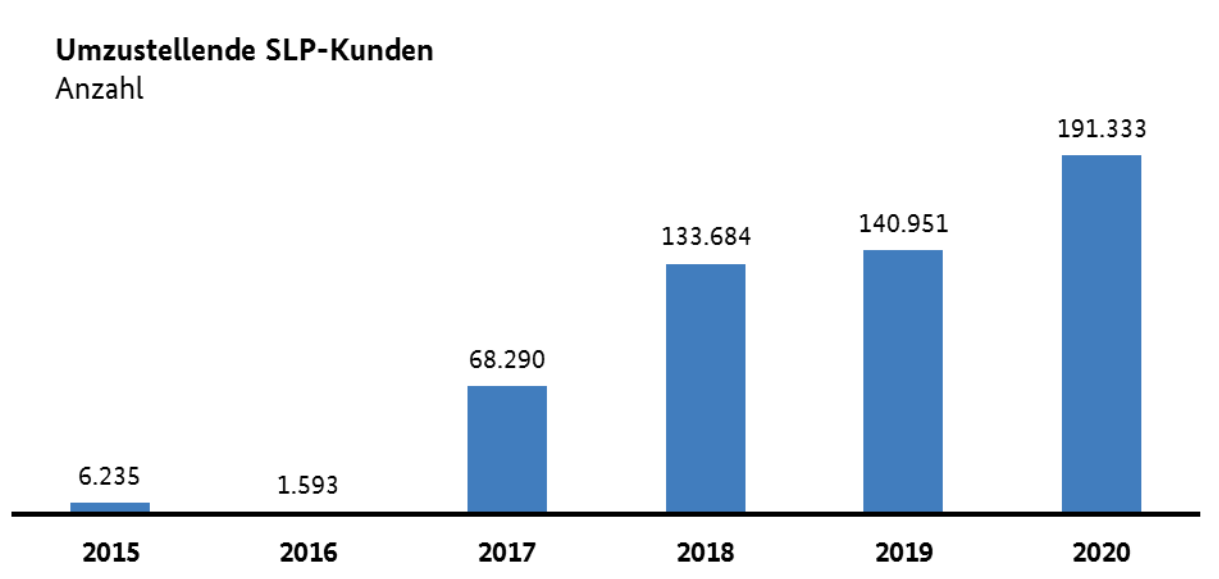


Abbildung 148: Umzustellende SLP-Kunden bis 2020

Für diese große Zahl an Geräteanpassungen nutzen die Netzbetreiber die Expertise von Fachunternehmen, die über eine Zertifizierung nach DVGW G676-B1 verfügen. Die Anpassung erfolgt dabei in drei Schritten. Zunächst erfolgt eine Geräteerhebung, bei der alle im Netz befindlichen Gasverbrauchsgeräte erfasst werden. Auf Basis dieser Erhebung wird die Anpassung der Geräte vom Projektmanagement geplant. Im nächsten Schritt müssen alle Geräte angepasst werden. Dies geschieht in aller Regel 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 18 Unternehmen beteiligen. Dementsprechend war auch die Resonanz auf die Ausschreibungen der zwölf Netzbetreiber, die bereits Leistungen ausgeschrieben haben. Teilweise wurden die Aufgabenpakete unterschiedlich zugeschnitten und mitunter war es von vorn herein vorgesehen, dass sich mehrere Unternehmen ein Paket teilen sollten.

Auf das Aufgabenpaket "Geräteerhebung" haben sich durchschnittlich 5,7 Anbieter beworben, von denen im Schnitt 2,5 den Zuschlag erhielten. Beim Aufgabenpaket Kontrolle der Geräteerhebung erhielten im Schnitt 1,3 Unternehmen den Zuschlag bei 3,7 Bewerbern. Unter durchschnittlich 5,4 Bewerbern konnten die Netzbetreiber beim Paket "Umstellung und Anpassung" wählen und vergaben die Aufträge an 2,4 Unternehmen. Auf im Schnitt 3,8 Bewerber kam das Aufgabenpaket "Kontrolle der Umstellung und Anpassung", wobei 1,3 Unternehmen den Zuschlag erhielten. Für das wichtige Projektmanagement bekundeten durchschnittlich 4,4 Unternehmen Interesse, wobei der Zuschlag im Schnitt an 1,3 Unternehmen ging.

Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen	Zuschläge
Erhebungsarbeiten	5,7	2,5
Kontrolle Erhebungsarbeiten	3,7	1,3
Umstellung und Anpassung	5,4	2,4
Kontrolle Umstellung und Anpassung	3,8	1,3
Projektmanagement	4,4	1,3

Tabelle 81: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Im ersten Halbjahr 2016 ist deutlich, dass sich viele Gaskunden über die gerade in Niedersachsen und Bremen anlaufende Gasumstellung von L- auf H-Gas informieren. Bislang fanden mehr als 10.000 Zugriffe auf die FAQs der Bundesnetzagentur statt, im vergangenen Jahr waren es knapp 4.000. Die Bundesnetzagentur erweitert - auch angesichts aktueller Gesetzesänderungen - diesen Service.

Nachdem im Oktober 2015 die Heidjers Stadtwerke in Schneverdingen-Neuenkirchen (Landkreis Soltau, Niedersachsen) ihr L-Gas Versorgungsgebiet erfolgreich auf H-Gas umgestellt haben, gibt es erste Erfahrungsberichte. In diesem Netzgebiet mussten circa 6.000 Ausspeisepunkte und knapp 7.000 Gasgeräte angepasst werden.

Da es sich bei 80 Prozent der Geräte um sogenannte Brennwertgeräte handelte, konnte eine vorgezogene Umstellung nur vereinzelt vorgenommen werden und die vier beauftragten Firmen zur Erhebung und Anpassung mussten daher in einem engen Zeitfenster arbeiten.

Probleme lagen in vereinzelt Zutrittsverweigerungen durch die Kunden – sowohl zur Geräteerfassung als auch zur technischen Umrüstung der Gasgeräte – und bei Geräten, die wegen ihres Alters oder ihrer fehlenden Zulassung nicht durch einen Düsen austausch anzupassen waren. Der Anteil dieser nicht anpassbaren Geräte lag unter 0,3 Prozent. Darüber hinaus gab es eine größere Anzahl an Geräten, bei denen ein handwerklicher Umbau stattfinden musste oder die nur durch den Hersteller angepasst werden konnten.

Die Anzahl der Störungen an Geräten nach der Gasumstellung wird auf unter 100 beziffert. Typischer Fall einer Störung ist, dass sich das Gasgerät abschaltet, weil die Abgaswerte nicht im Normbereich sind. Zur Behebung muss der Monteur lediglich eine Neujustierung vornehmen und das Gerät funktioniert wieder einwandfrei.

Inzwischen haben die großen Gas-Gerätehersteller eine Erklärung abgegeben, dass Austauschdüsen für bis zu 30 Jahre alte Geräte vorgehalten werden.

Die Anzahl der Firmen und Techniker, die die Gasumstellung im Auftrag des Netzbetreibers durchführen und dafür extra zertifiziert wurden, war bislang ausreichend.

Bereits im Mai 2016 wurden das Netzgebiet der Stadtwerke Böhmetal (Walsrode/ Bad Fallingbostal) mit rund 10.000 Kunden und die Gemeinde Bomlitz, die zum Netzgebiet der Avacon AG gehört, umgestellt.

Die Vorarbeiten für eine Gasumstellung beginnen mindestens ein Jahr vor der tatsächlichen Einspeisung von H-statt L-Gas mit der Geräteerfassung.

Seit dem Frühjahr 2016 wurde in folgenden niedersächsischen Orten mit der Geräteerfassung begonnen:

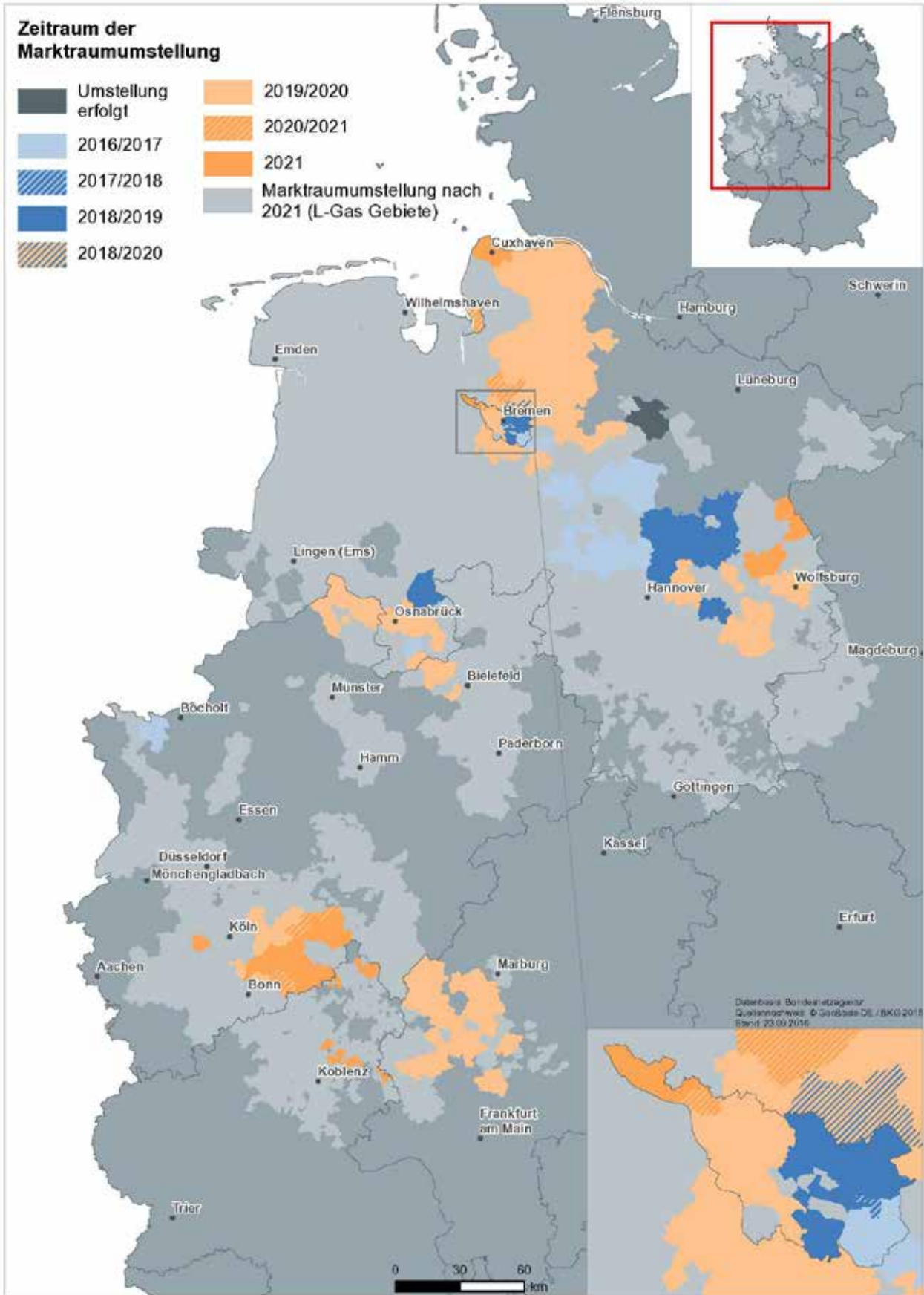


Abbildung 149: Grafische Darstellung der Marktraumumstellung nach Zeitpunkten

F 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 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 2015 hat sich die Liquidität im Erdgasgroßhandel unterschiedlich entwickelt. Im bilateralen Großhandel ist eine Volumenabnahme im brokervermittelten Erdgashandel zu verzeichnen. Das Volumen des börslichen Gashandels ist um 38 Prozent gestiegen.

Das Berichtsjahr 2015 war erneut von deutlich niedrigeren Gasgroßhandelspreisen geprägt. Die verschiedenen Preisindizes zeigen einen Rückgang von sechs Prozent bis 13 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.¹¹⁴

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. An der EEX sind Terminkontrakte für Monate, Quartale, Seasons (Sommer/Winter) und Jahre handelbar.

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

¹¹⁴ Die Tagesreferenzpreise NCG und GASPOOL sanken im Vergleich zum Vorjahr im Jahresmittel um rund sechs Prozent, das arithmetische Mittel des European Gas Index Deutschland (EGIX) um rund sieben Prozent und der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise (BAFA) um rund 13 Prozent.

grenzüberschreitenden Handel erleichtert. Nach der fusionskontrollrechtlichen Freigabe u.a. durch das Bundeskartellamt hat die EEX zum 1. Januar 2015 die Mehrheit der Anteile an der Powernext SA übernommen, sodass diese nun zur EEX-Gruppe gehört. Über PEGAS können Spot- und Terminmarktprodukte für die Gasmarktgebiete in Deutschland, Frankreich, Niederlande, Belgien, Großbritannien und Italien gehandelt werden. Aufgrund der Vollkonsolidierung der Powernext zählen seit dem 1. Januar 2015 zusätzliche Handelsvolumina zum Konsolidierungskreis der EEX. Bezogen auf alle PEGAS-Marktgebiete stiegen die Handelsvolumina am Spotmarkt für Gas um 52 Prozent und am Terminmarkt für Gas um 110 Prozent.¹¹⁵ Zudem beobachtet die EEX selbst eine Verlagerung von außerbörslichem Handel an die Börse mit ihren zentralen Clearingfunktionen, die das Risikomanagement der Händler vereinfachen. Sie führt diese Entwicklung auf die Reduktion von im OTC-Handel üblichen bilateralen Kreditlinien zurück, welche durch sinkende Bonität von Marktteilnehmern verursacht werde.¹¹⁶

Das gesamte auf die beiden deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG bezogene Handelsvolumen an der EEX belief sich im Jahr 2015 auf rund 292 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 212 TWh einem Zuwachs von rund 80 TWh bzw. 38 Prozent entspricht. Während die Handelsmengen für das Marktgebiet GASPOOL um ca. 29 TWh bzw. rund 42 Prozent zunahmen, hat sich das Volumen für das Marktgebiet NCG um 50 TWh bzw. rund 35 Prozent erhöht.

Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete in TWh

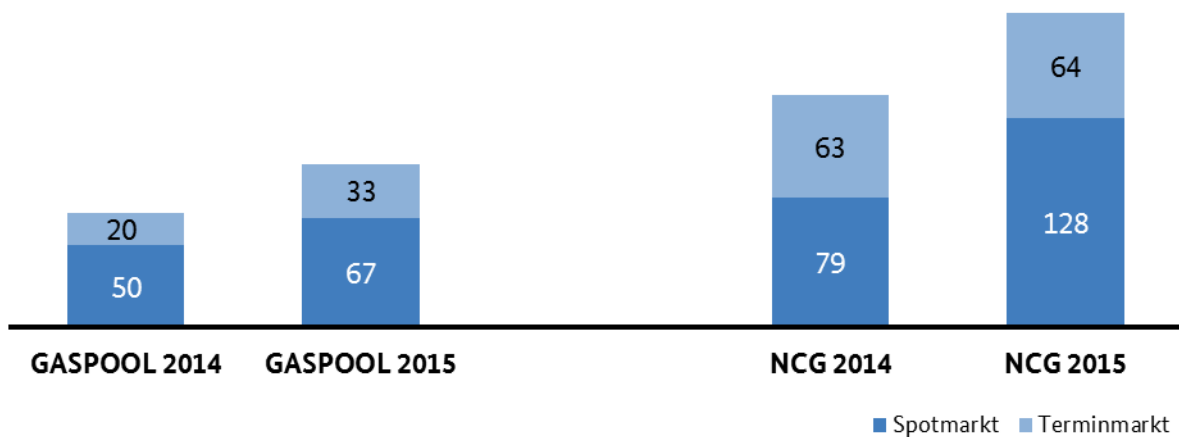


Abbildung 150: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Das börsliche Handelsvolumen auf dem Spotmarkt ist im Jahr 2015 erneut gestiegen und betrug rund 195 TWh (Vorjahr: rund 129 TWh). Der Schwerpunkt der Spothandelsgeschäfte lag 2015 für beide Marktgebiete, wie in den Vorjahren, auf den Day-Ahead-Kontrakten (NCG: 76,8 TWh; GASPOOL: 42,6 TWh). Das Handelsvolumen der

¹¹⁵ EEX-Geschäftsbericht 2015, S. 67 f.

¹¹⁶ EEX-Geschäftsbericht 2015, S. 58.

Terminkontrakte ist von rund 83 TWh in 2014 auf rund 97 TWh im Berichtsjahr gestiegen, was einer Steigerung um ca. 17 Prozent entspricht.

Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel rund 71 (Vorjahr rund 35) und für GASPOOL-Kontrakte etwa 59 (Vorjahr etwa 26). Auf dem Terminmarkt dagegen betrug die durchschnittliche Zahl der aktiven¹¹⁷ Teilnehmer je Handelstag für die beiden Marktgebiete 9,8 (NCG; Vorjahr 7,7) bzw. 5,9 (GASPOOL; Vorjahr 3,6). 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 waren auf dem Gasterminmarkt der EEX im Jahr 2015 zwei Market Maker¹¹⁸ aktiv: E.ON und RWE (im Vorjahr waren es vier Unternehmen). Der Umsatzanteil der zwei Unternehmen in ihrer Funktion als Market Maker an allen über EEX abgeschlossenen Gasterminkontrakten betrug im Jahr 2015 verkaufsseitig rund 12 Prozent und kaufseitig rund 16 Prozent. 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 im Jahr 2015 beim Kauf in Summe rund 42 Prozent und beim Verkauf in Summe rund 46 Prozent des Handelsvolumens.

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, d.h. 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, das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) der Parteien abgesichert wird.¹¹⁹ Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

¹¹⁷ Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

¹¹⁸ Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.

¹¹⁹ Das OTC-Clearing an der EEX hat im Bereich Erdgas nur eine geringe praktische Bedeutung: Im Jahr 2015 umfasste es Kontrakte im Volumen von rund 0,5 TWh (Vorjahr 2,5 TWh).

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich wie im Vorjahr insgesamt elf Brokerplattformen beteiligt. Zehn von diesen Plattformen vermittelten im Jahr 2015 Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland (NCG und/oder GASPOOL).

Die von diesen zehn Brokerplattformen im Jahr 2015 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.652 TWh (Vorjahr 2.966 TWh), wovon 1.179 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2015 entfielen (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.¹²⁰ In der LEBA sind sieben der elf Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auf die zugehörigen Brokerplattformen entfielen im Jahr 2015 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.452 TWh. Dies entspricht gegenüber der Vorjahresmenge von 2.613 TWh einer Abnahme von 6 Prozent.

Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen in TWh

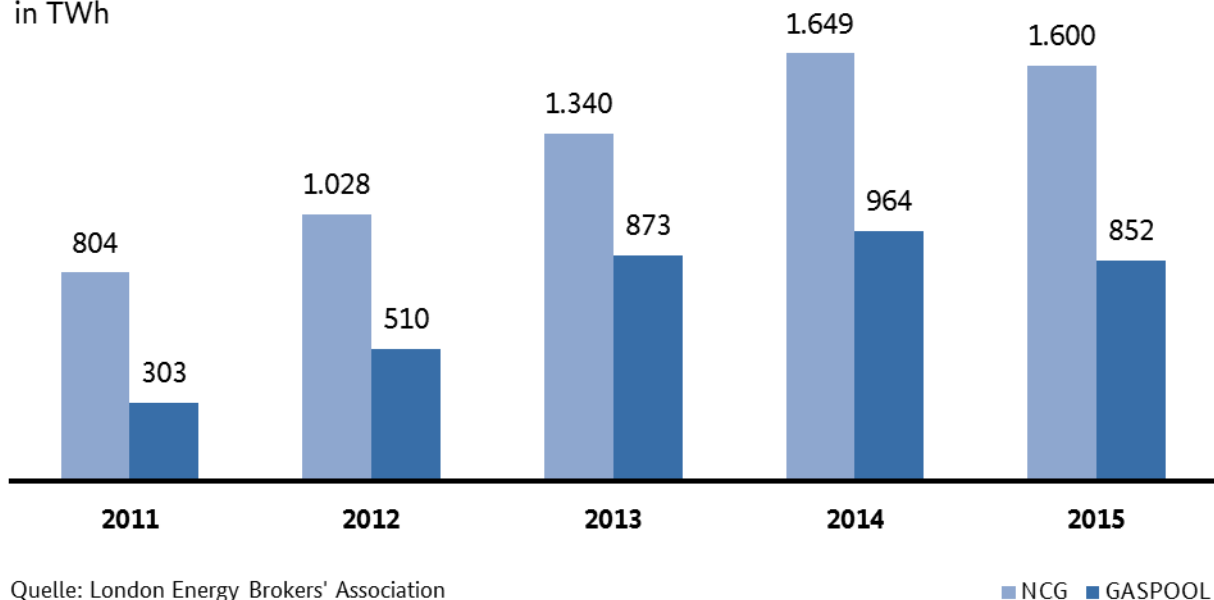


Abbildung 151: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete

Kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche machen rund 18 Prozent des von den elf Brokerplattformen vermittelten Handels aus. Die Geschäfte für das laufende Jahr stellen den klaren Schwerpunkt des Erdgashandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in und für 2015 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 62 Prozent des Gesamtvolumens darstellt und für das

¹²⁰ Siehe http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59&title=leba_data_notifications (abgerufen am 25. April 2016)

Folgejahr (2016) immer noch 29 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2017 und später ein Anteil von 9 Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis.

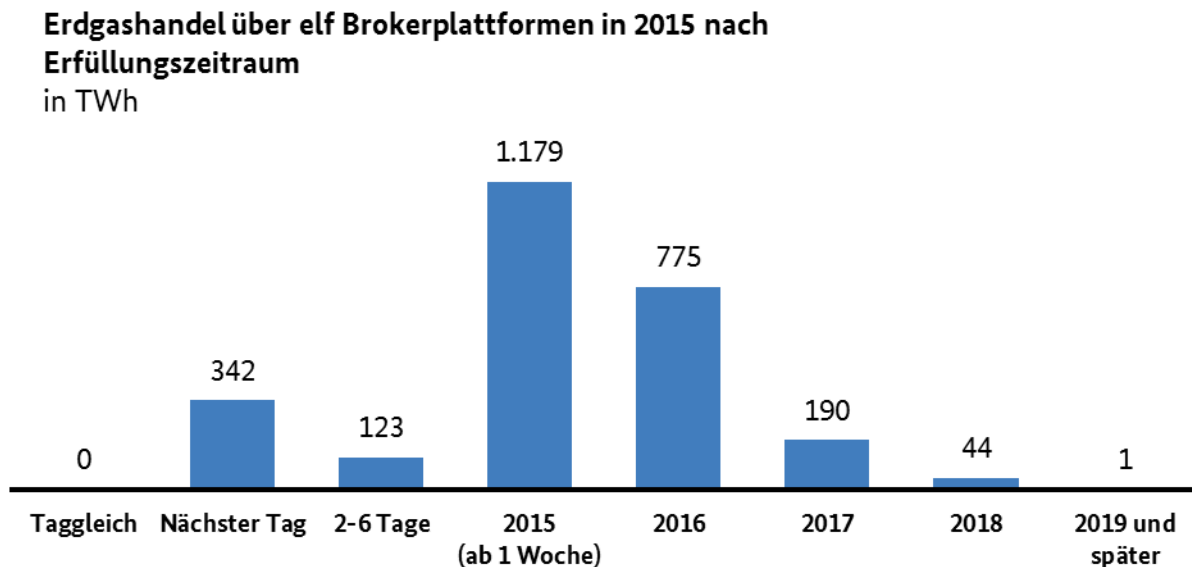


Abbildung 152: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über elf Brokerplattformen im Jahr 2015 nach Erfüllungszeitraum

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 (physische Erfüllung).

Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich in aller Regel in entsprechenden Bilanzkreisübertragungen nieder, so dass eine Zunahme der Großhandelsgeschäfte am Spotmarkt zu einer entsprechenden Zunahme der Nominierungsmengen führt.¹²¹

Seit der Konsolidierung der deutschen Marktgebiete ist eine Steigerung der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten zu verzeichnen. Dieser Trend setzte sich auch im Berichtsjahr 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 3.074 TWh auf 3.452 TWh gestiegen, was einer Erhöhung um rund 12 Prozent entspricht. Auf

¹²¹ Umgekehrt sind aber nicht alle Nominierungsmengen zwangsläufig mit einer Transaktion auf den Großhandelsmärkten verbunden, da es sich bei Nominierungen auch um konzerninterne Bilanzkreisübertragungen handeln kann.

den VHP GASPOOL entfiel rund 43 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 57 Prozent. Fast 90 Prozent des Nominierungsvolumens entfiel auf H-Gas.

Bei H-Gas ist im Vergleich zum Vorjahr eine Zunahme der Nominierungsmengen sowohl am VHP der NCG als auch am VHP der GASPOOL zu verzeichnen. Dies ist ebenfalls bei L-Gas zu beobachten.

Entwicklung der Nominierungsvolumina an den virtuellen Handelspunkten
in TWh

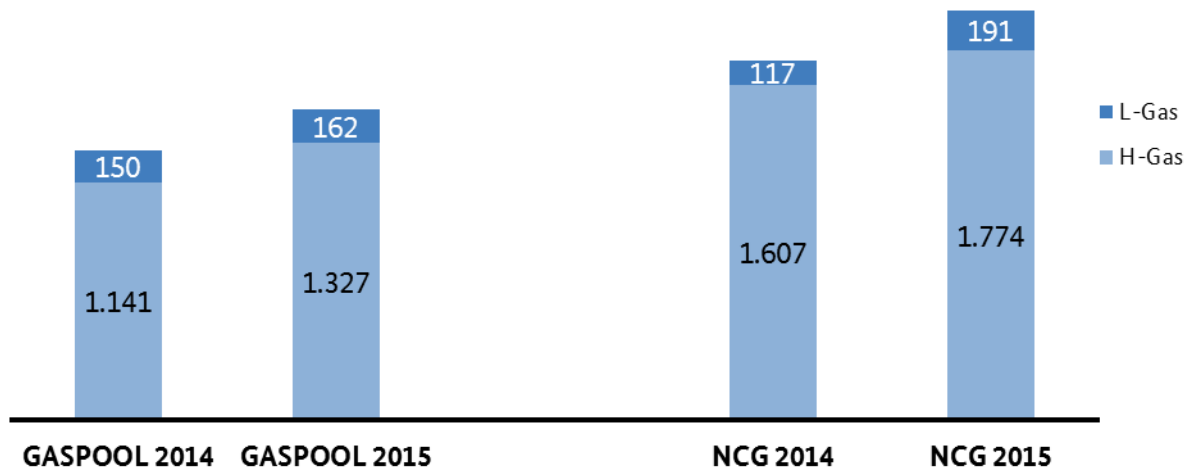


Abbildung 153: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren – saisonale Unterschiede. In den Monaten Mai bis August 2015 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 241 TWh. Die geringste Nominierungsmenge ergab sich mit 228 TWh im Juni 2015, der Jahreshöchststand wurde im Januar 2015 mit rund 346 TWh erreicht.

Jahresverlauf der Nominierungsmengen in TWh

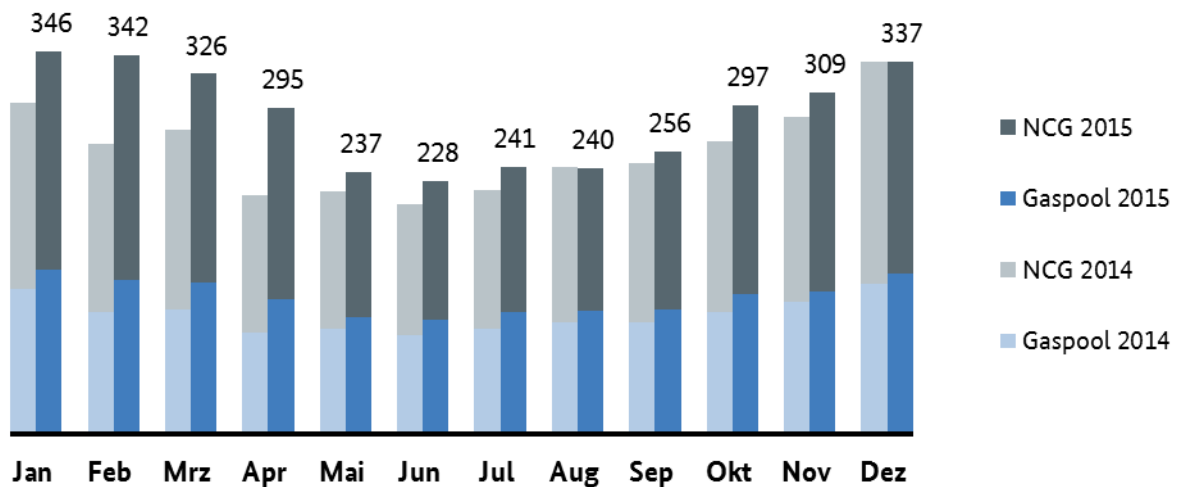


Abbildung 154: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2014 und 2015

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, d. h. der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2015 in beiden Marktgebieten weiter erhöht. Im Marktgebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 303 auf 317 (um rund 5 Prozent) und für L-Gas von 159 auf 162 (um rund 2 Prozent). Im Marktgebiet GASPOOL hat sich die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 255 auf 271 (um rund 6 Prozent) und für L-Gas von 134 auf 145 (um rund 8 Prozent) erhöht.

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.

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.¹²² 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.

¹²² Zur Berechnungsmethodik im Einzelnen siehe http://cdn.eex.com/document/150893/2013-11-28_Beschreibung_Tagesreferenzpreis.pdf (abgerufen am 11. November 2016).

Der Tagesreferenzpreis betrug 2015 im (ungewichteten) Jahresdurchschnitt für das Marktgebiet von NCG 20,01 Euro/MWh und für GASPOOL 19,91 Euro/MWh. Im Vorjahr lag der NCG-Wert bei 21,21 Euro/MWh und derjenige von GASPOOL bei 21,08 Euro/MWh, d.h. die Tagesreferenzpreise sind im Jahresmittel um rund 6 Prozent gesunken. Über das Jahr 2015 schwankten die Tagesreferenzpreise zwischen 13,71 Euro/MWh (am 25. Dezember) und 24,12 Euro/MWh (am 16. Februar).

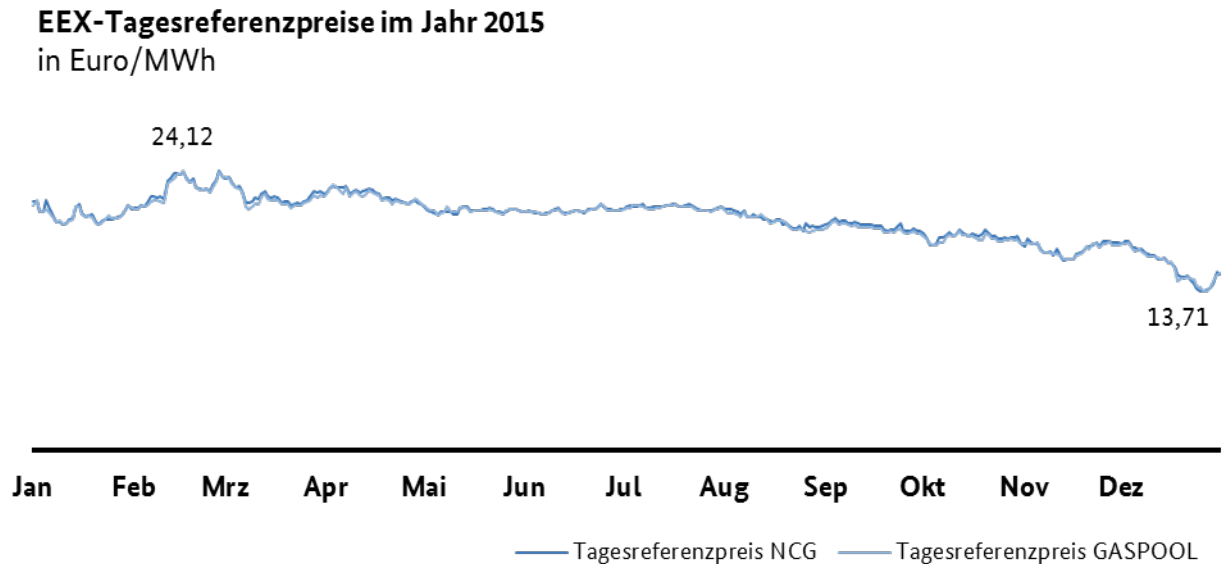


Abbildung 155: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2015

Die Abweichungen zwischen den Tagesreferenzpreisen von NCG und GASPOOL waren im Jahr 2015 erneut gering. An 359 von 365 Tagen betrug die Differenz maximal 2 Prozent. Nur an sechs Tagen ergab sich ein Preisunterschied von 3 bis 4 Prozent.

Verteilung der Differenzen zwischen EEX-Tagesreferenzpreis GASPOOL und NCG im Jahr 2015

Anzahl der Tage mit einer prozentualen Abweichung von

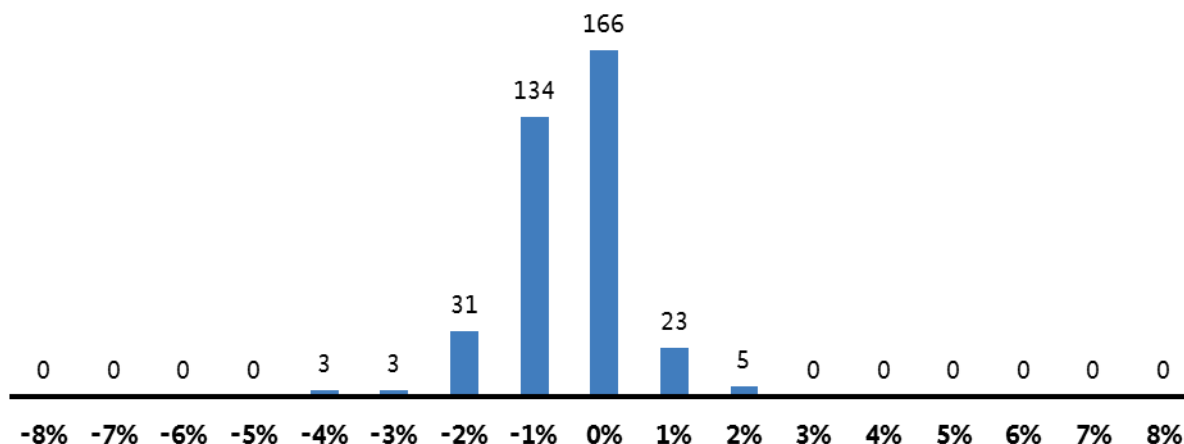


Abbildung 156: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2015

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.¹²³ Der EGIX Deutschland betrug 2015 zwischen 17,70 Euro/MWh (Dezember) und 22,91 Euro/MWh (Januar). Das arithmetische Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 20,46 Euro/MWh, was im Vergleich zum Vorjahreswert (22,04 Euro/MWh) einem Rückgang von rund 7 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, dagegen fließen Spotmengen und -preise hier kaum ein.¹²⁴

Die monatlichen BAFA-Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich zwischen 2013 und 2015 zwischen 17,61 Euro/MWh und 28,50 Euro/MWh. Für 2015 betrug der (ungewichtete) Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 20,30 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2014 noch bei 23,39 Euro/MWh gelegen hatte (-13 Prozent).

¹²³ Zur Ermittlung der Werte im Detail <https://www.eex.com/blob/9272/836d03126059d5115fb61134fe8f9993/2014-02-06---beschreibung-egix-pdf-data.pdf> (abgerufen am 25. Oktober 2016).

¹²⁴ Zu Einzelheiten siehe <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/> (abgerufen am 25. Oktober 2016)

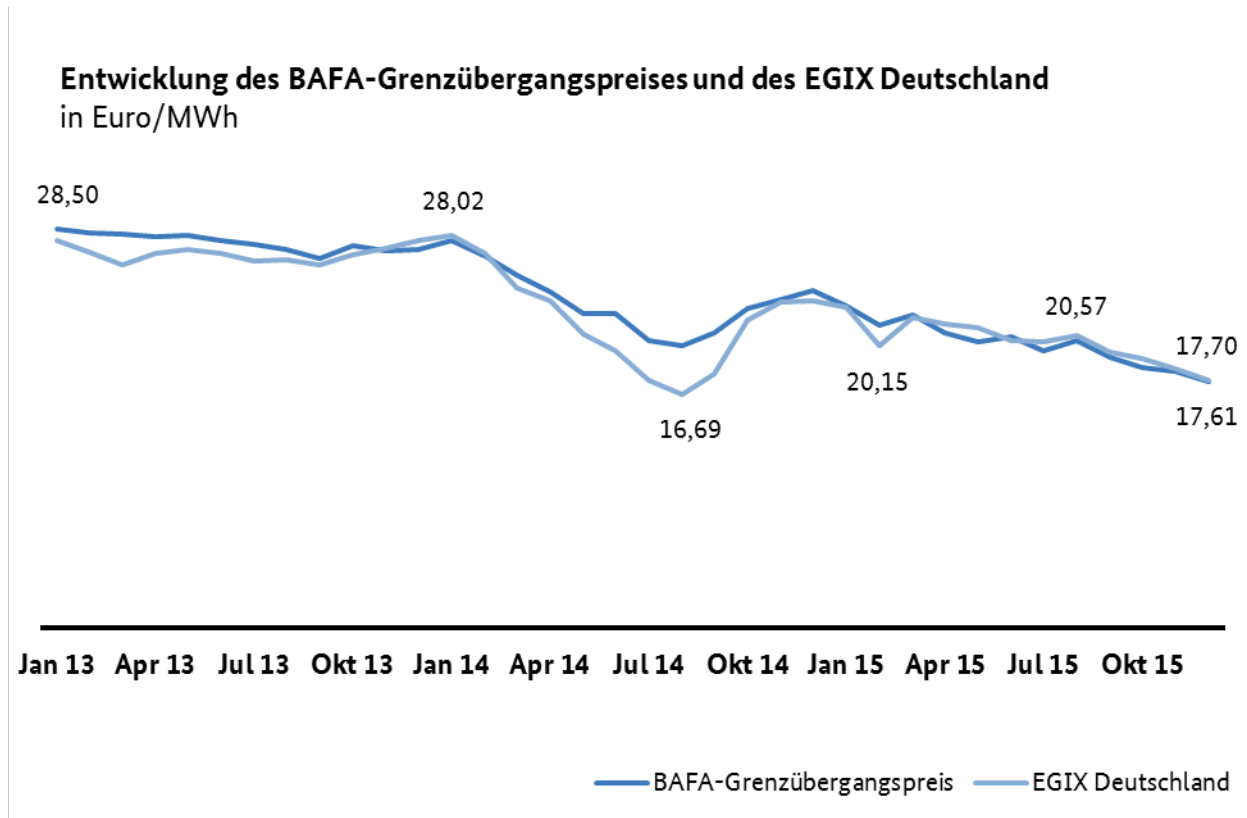


Abbildung 157: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2013 bis 2015

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.¹²⁵ Preisindizes - wie z. B. der EEX-Tagesreferenzpreis bzw. der EGIX - ermöglichen eine Indexierung von Langfristverträgen nach Börsenpreisen. Der Verlauf des BAFA-Grenzübergangspreises im Jahr 2015 zeigt deutlich dessen Orientierung an Erdgasbörsenpreisen.

¹²⁵ Vgl. z.B. RWE AG, Geschäftsbericht 2015, S. 81.

G Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

An der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2016 haben insgesamt 946 Gaslieferanten teilgenommen. Der Zuwachs in der Gruppe der Befragten ist vor allem durch eine umfangreiche Marktrecherche der Bundesnetzagentur begründet. 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 (442 Unternehmen bzw. 49 Prozent) jeweils zwischen 1.000 und 10.000 Zählpunkte beliefert. Diese 442 Gaslieferanten beliefern 14 Prozent bzw. 1,9 Mio. Zählpunkte aller Letztverbraucher¹²⁶. Im Rahmen der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 78 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 753,4 TWh, entspricht das einem Anteil von 10,4 Prozent.

Die kleinste Gruppe der Gaslieferanten (26 Unternehmen bzw. drei Prozent), die jeweils mehr als 100.000 Zählpunkte von Letztverbrauchern beliefern, versorgt hingegen 42 Prozent bzw. 5,8 Mio. Zählpunkte aller Letztverbraucher. Im Rahmen der Belieferung mit Gas wird von dieser Gruppe der Gaslieferanten eine Gasmenge von 211 TWh an Letztverbraucher abgegeben. Bezogen auf die gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 753,4 TWh, entspricht das einem Anteil von 28 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.

¹²⁶ Die durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Zählpunkte von Letztverbrauchern in Höhe von 13.734.067 weicht geringfügig von der durch die Netzbetreiber mitgeteilten Anzahl der Zählpunkte der Letztverbraucher in Höhe von 14.124.144 ab. Begründet ist dies durch die höhere Marktabdeckung im Bereich der FNB und VNB Gas.

Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern

ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

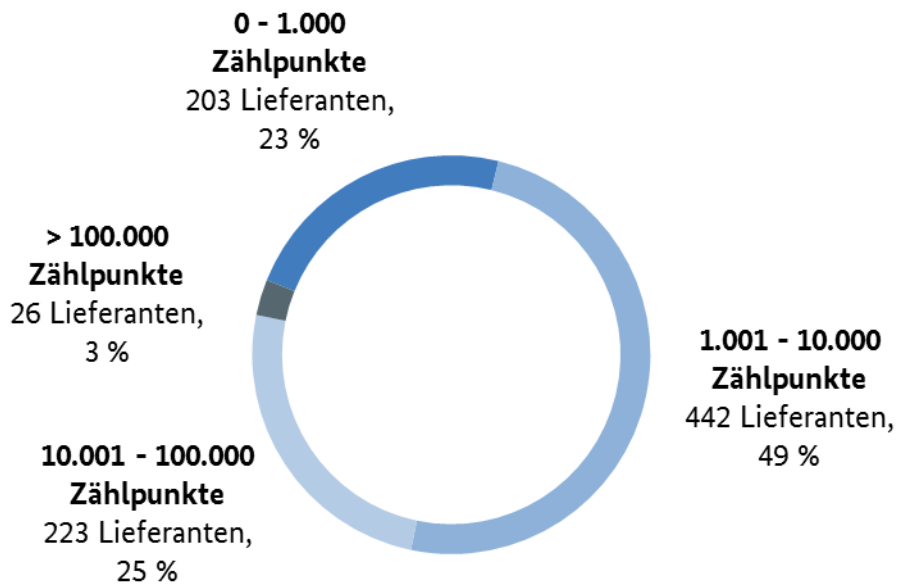


Abbildung 158: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern

Ein Indikator für die Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2016 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 in vielen Netzen ihre Gastarife anbieten, ohne einen nennenswerten Kundenstamm zu besitzen, kann die gemeldete hohe Anbieterzahl nicht automatisch mit einem hohen Maß an Wettbewerbsintensität gleichgesetzt werden.

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. In fast 83 Prozent der Netzgebiete waren 2015 mehr als 50 Gaslieferanten tätig. In über 31 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 69 Prozent der Netzgebiete stehen den Haushaltskunden 50 oder mehr Gaslieferanten zur Auswahl. In fast 20 Prozent der Netzgebiete sind mehr als 100 Gaslieferanten aktiv tätig.

Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 90 Gaslieferanten wählen, im gesonderten Bereich der Haushaltskunden liegt dieser Durchschnitt bei 75 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))

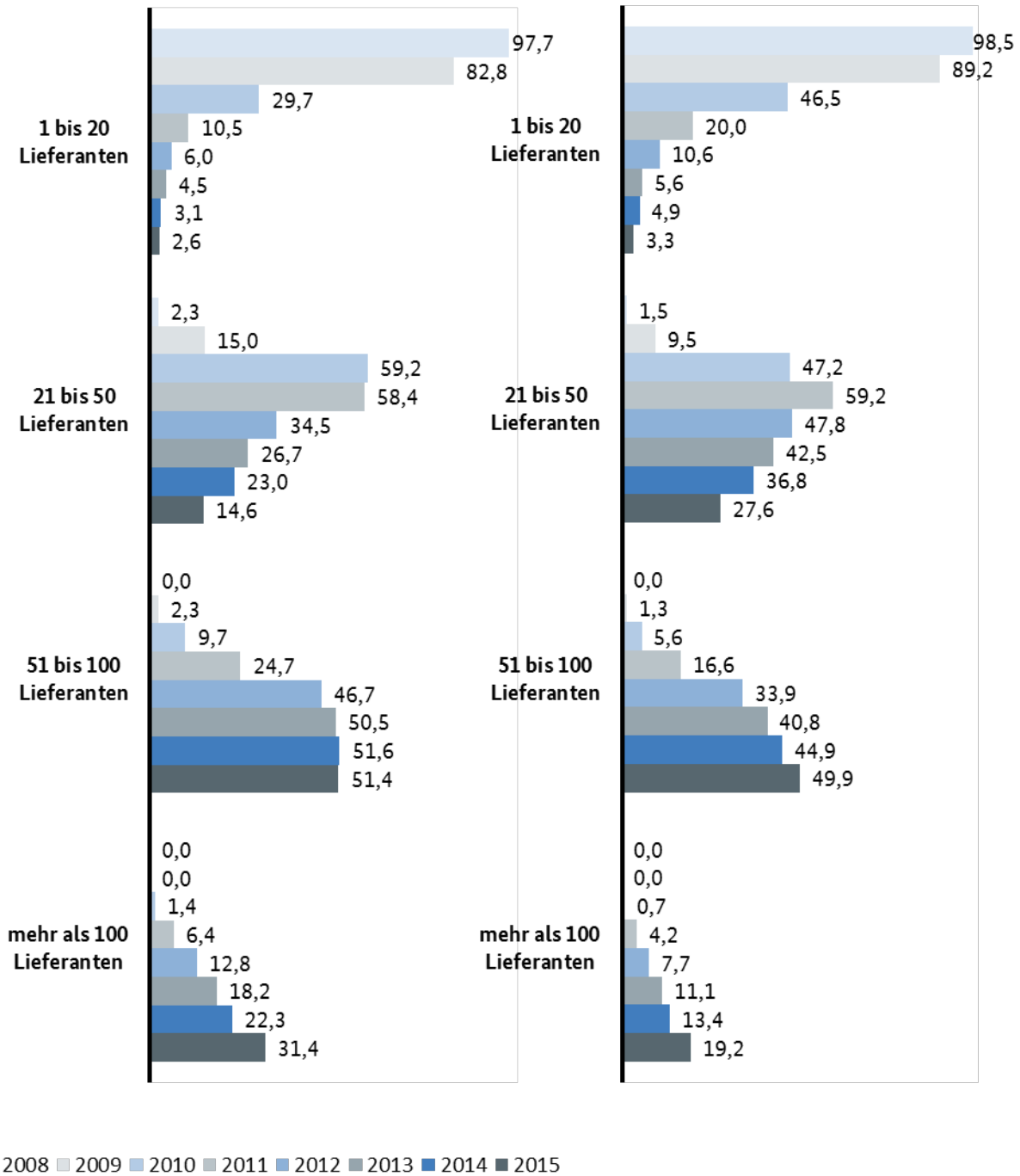


Abbildung 159: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

Zusätzlich wurden die Gaslieferanten nach der Anzahl der Netzgebiete befragt, in denen sie Letztverbraucher mit Gas beliefern. Nur 17 Prozent der Gaslieferanten sind in einem angestammten Netzgebiet tätig. Der Großteil der Gaslieferanten (57 Prozent) beliefert Letztverbraucher in höchstens zehn Netzgebieten und ist damit nur regional tätig. Um die Zahl der bundesweit tätigen Gaslieferanten zu ermitteln wurde festgelegt, dass eine Belieferung in über 500 Netzgebieten in Deutschland einer bundesweiten Belieferung gleichkommt. Insgesamt

29 Gaslieferanten (vier Prozent) erfüllen dieses Kriterium und gelten als bundesweit tätig. Im bundesweiten Durchschnitt beliefern Gaslieferanten rund 60 Netzgebiete.

Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern
ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

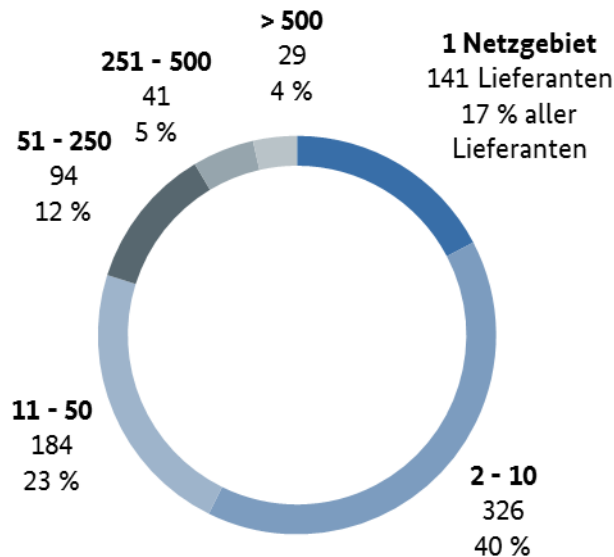


Abbildung 160: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Die Veränderungen bei Wechselquoten und Wechselprozessen sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, so dass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahe kommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Fragebögen an die Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber Gas, sowie mit den Fragebögen an die Gaslieferanten differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben.

Die Gasletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung 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 wird im EnWG nach qualitativen Merkmalen definiert.¹²⁷ Bei allen übrigen Kunden handelt es sich um Nicht-Haushaltskunden. Zu den Nicht-Haushaltskunden zählen insbesondere Kunden aus den Bereichen Industrie, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und öffentliche Verwaltung.

Die nach Fragebogen Händler und Lieferanten Gas erhobenen Gasabgabemengen der Lieferanten an alle Letztverbraucher betragen im Jahr 2015 rund 758 TWh (Vorjahr: 712 TWh). Hiervon entfielen ungefähr 410 TWh (Vorjahr: 391 TWh) auf RLM-Kunden und 348 TWh (Vorjahr: 321 TWh) auf SLP-Kunden. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2015 rund 226,5 TWh abgegeben.

Bei der Datenerhebung zum Monitoring wurden die Gaslieferanten befragt, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei folgenden Vertragskategorien

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist,

verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein.¹²⁸ Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird entweder als Vertrag außerhalb der Grundversorgung bezeichnet oder sie wird spezifisch definiert ("Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung" bzw. "Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist"). Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse dahingehend 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.¹²⁹

Erstmalig wurden die Gaslieferanten befragt, wie viele Haushaltskunden im Kalenderjahr 2015 ihren Energieliefervertrag gewechselt oder umgestellt haben (Vertragswechsel).

¹²⁷ 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.

¹²⁸ Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie "Grundversorgung" auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

¹²⁹ Weitere Unschärfe kann z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

Darüber hinaus wurde bei den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern Gas für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele "Lieferantenwechsel" im Jahr 2015 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 das tatsächliche Ausmaß der Wechselaktivitäten von den ermittelten Werten geringfügig abweichen. Neben den Lieferantenwechseln wurde auch die Lieferantwahl 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 Gasentnahme wird in hoher zeitlicher Auflösung erfasst ("Lastgang"). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/ oder einen hohen Leistungsbedarf aus.¹³⁰ Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um verbrauchsstarke Nicht-Haushaltskunden wie z. B. Industriekunden oder Gaskraftwerke.

Zum Berichtsjahr 2015 haben rund 740 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden getätigt (Vorjahr: 730). Unter den 740 Gaslieferanten bestehen zum Teil Konzernverbindungen, sodass diese Zahl nicht mit der Anzahl der echten Wettbewerber gleichzusetzen ist.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2015 RLM-Kunden an insgesamt über 38.500 Zählpunkten mit gut 410 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung sowie über Verträge bei Lieferanten, die nicht der örtliche Grundversorger sind. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Sonderverträge. 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 0,9 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,2 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden. 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 ungefähr der Verteilung im Vorjahr (33 Prozent und 67 Prozent). Die Werte zeigen, dass die Grundversorgerstellung für die Gewinnung von RLM-Kunden im Gasbereich nur noch von nachrangiger Bedeutung ist.

¹³⁰ 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.

Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2015

Menge und Verteilung

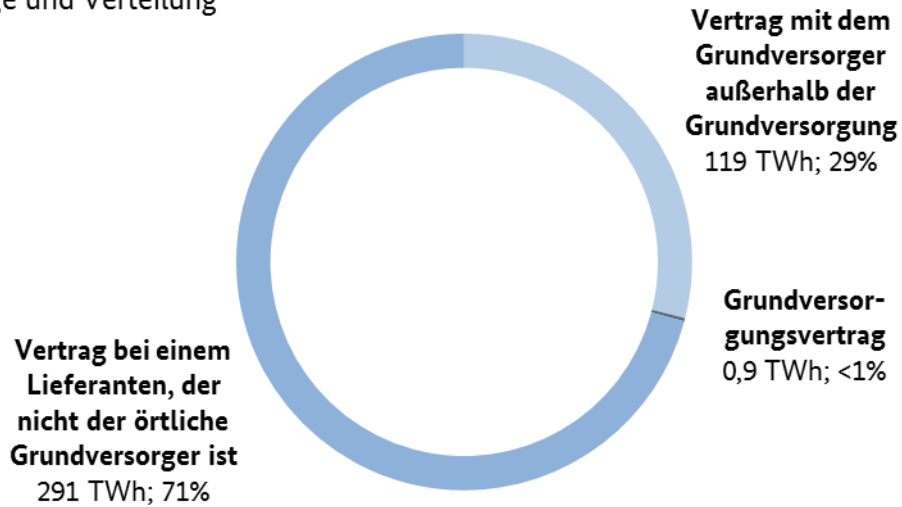


Abbildung 161: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2015

2.1.2 Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Auswertung der Fragebögen an die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele Lieferantenwechsel (gemäß den im Monitoring getroffenen Definitionen, s.o.) im Jahr 2015 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. Die Abfrage erbrachte folgende Ergebnisse:

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2015

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 Gesamtentnahme- menge der Verbrauchskategorie
< 0,3 GWh/Jahr	1.102.783	8,1%	28,3 TWh	9,3%
0,3 GWh/Jahr – 10 GWh/Jahr	14.566	12,8%	16,3 TWh	13,8%
> 10 GWh/Jahr – 100 GWh/Jahr	1.019	13,1%	15,9 TWh	15,6%
> 100 GWh/Jahr	97	5,8%	27,2 TWh	10,8%
Gaskraftwerke	12	5,1%	4,4 TWh	6,6%

Tabelle 82: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2015

Die Anzahl der insgesamt gewechselten Zählpunkte ist um 32.903 (-2,6 Prozent) leicht gesunken. Angesichts des im Vergleich zum Vorjahr weniger milden Winters ist die von den Lieferantenwechseln betroffene Gasmenge von 87,4 TWh in 2014 auf 92,1 TWh in 2015, also um 4,7 TWh (5,4 Prozent) gestiegen.

In den vier Abnahmekategorien von über 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) befinden sich ausschließlich Nicht-Haushaltskunden. Über diese vier Abnahmekategorien hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2015 wie im Vorjahr bei 11,8 Prozent. In den Jahren 2006 bis 2010 sind die Wechselquoten im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden stark angestiegen. Seit dem Jahr 2010 sind in etwa konstante Wechselquoten im Bereich von rund 12 bis 13 Prozent festzustellen.

Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

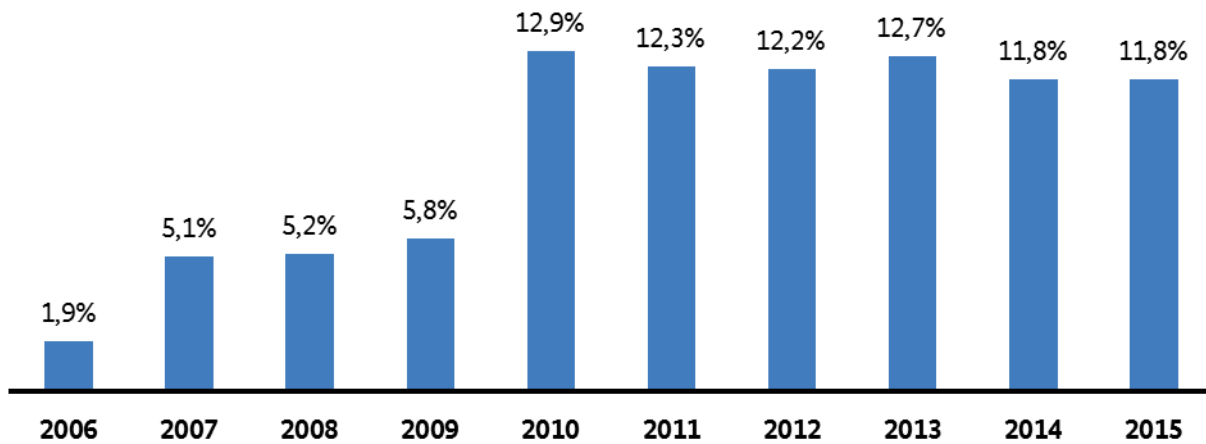


Abbildung 162: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden

2.2 Haushaltskunden

2.2.1 Vertragsstruktur

Bei der Betrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2015 zeigt sich, dass die Mehrheit der Haushaltskunden (54 Prozent) durch den lokalen Grundversorger im Rahmen eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 122,4 TWh beliefert wird (Vorjahr 57 Prozent bzw. 116 TWh). Knapp ein Viertel der Haushaltskunden (23,5 Prozent) wird im Rahmen der Grundversorgung mit einer Gasabgabemenge von 53,3 TWh beliefert (Vorjahr 24 Prozent bzw. 49,8 TWh). Der Anteil der Haushaltskunden, die durch einen Lieferanten, der nicht örtlicher Grundversorger ist beliefert werden, ist zum wiederholten Male gestiegen und beträgt nun 22,4 Prozent bei einer Gasabgabemenge in Höhe von 50,8 TWh (Vorjahr 19 Prozent bzw. 38,3 TWh).¹³¹

¹³¹ Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Gasabgabemenge an Haushaltskunden in Höhe von 226,5 TWh weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 254,5 TWh ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 31. Dezember 2015 Menge und Verteilung

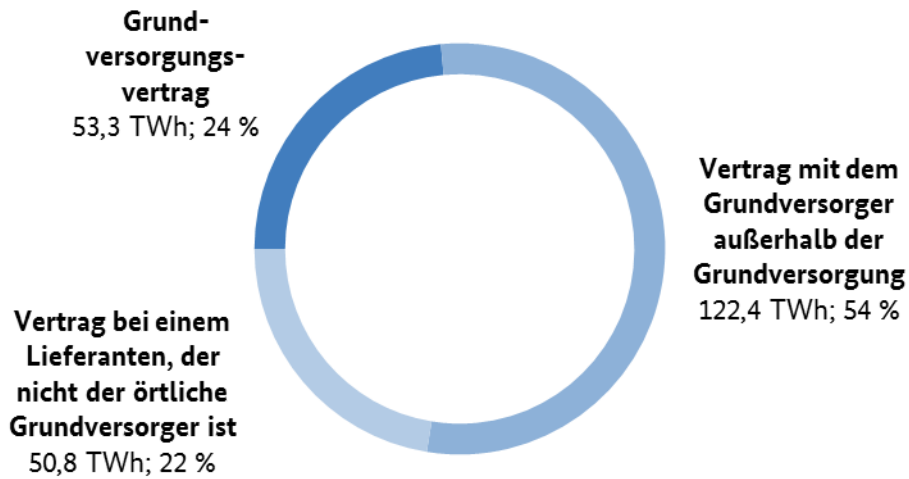


Abbildung 163: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten

Bei der gesonderten Betrachtung der Anzahl der belieferten Haushaltskunden im Jahr 2015 wird deutlich, dass die relative Mehrheit von 45,9 Prozent der Haushaltskunden einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung abgeschlossen hat. In Summe werden gut 78 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.¹³² Die Abweichungen der Anteile zwischen der Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrags und einer Belieferung zum Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (23,5 Prozent ggü. 32,3 Prozent sowie 54 Prozent ggü. 45,9 Prozent) ergeben sich dadurch, dass tendenziell die Grundversorgerkunden mit einem höheren Verbrauch in den preislich günstigeren Vertrag außerhalb der Grundversorgung wechseln.

¹³² Die gesamte durch die Gaslieferanten mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 11.757.753 weicht von der durch die VNB Gas mitgeteilte Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12.387.301 ab, da die Marktabdeckung der Abfrage im Bereich der Netzbetreiber höher ist.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 31. Dezember 2015
Anzahl und Verteilung

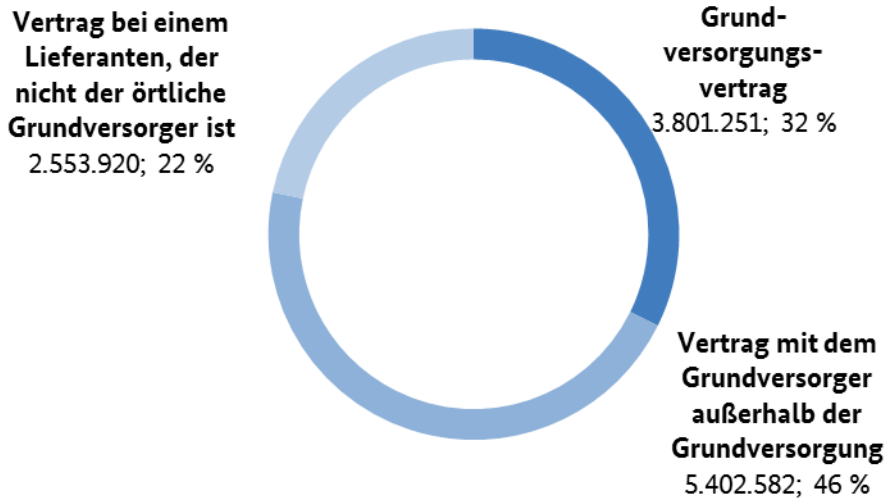


Abbildung 164: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten

Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart in Prozent

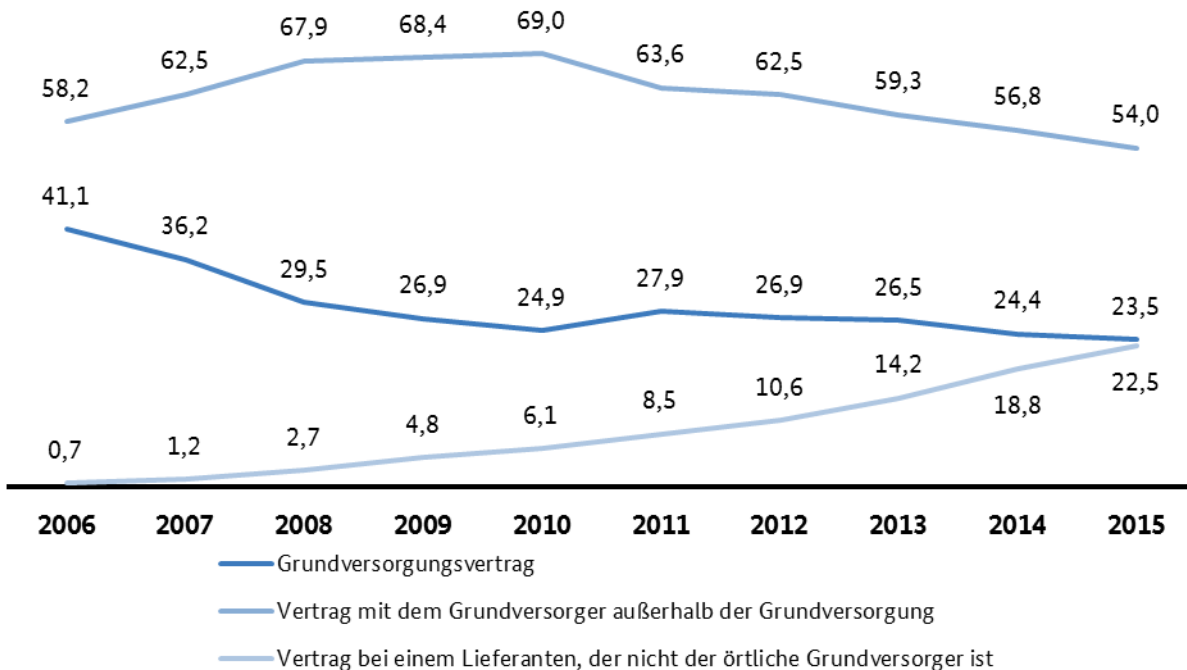


Abbildung 165: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten

2.2.2 Vertragswechsel

Erstmals wurden im Monitoringverfahren bei den Gaslieferanten Daten zu durchgeführten Vertragswechseln von Haushaltskunden erhoben. Dabei sind nur Vertragswechsel anzugeben, die auf Betreiben des Kunden erfolgt sind.¹³³ Insgesamt betrug die Anzahl der Vertragswechsel 480.815, die Wechselmenge bezifferte sich auf ca. 12,03 TWh. Daraus ergeben sich eine anzahl- und mengenbezogene Vertragswechselquote von 4,09 bzw. 5,31 Prozent.

Vertragswechsel von Haushaltskunden

Kategorie	2015 Vertrags- wechsel in TWh	Anteil an Gesamtentnahme- menge (226,5 TWh) in Prozent	2015 Vertrags- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die bei ihrem bestehenden Lieferanten den Gasliefervertrag umgestellt haben	12,03	5,31	480.815	4,09

Tabelle 83: Vertragswechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage Gaslieferanten

2.2.3 Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden wurden die VNB Gas nach Menge und Anzahl der Wechsel an den 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. Die Anzahl der Lieferantenwechsel der Haushaltskunden ist um rund 15 Prozent (+120.171 Wechselfälle) auf 925.195 Lieferantenwechselfälle gestiegen. Um 13,5 Prozent gesunken ist hingegen die Anzahl der Haushaltskunden, die sich bei Einzug direkt für einen anderen Lieferanten als den Grundversorger entscheiden (-33.011 Haushaltskunden).

¹³³ Anpassungen durch AGB-Änderungen, auslaufende Tarife oder Umschichtungen der Kunden innerhalb des eigenen Konzerns sind dabei nicht zu melden.

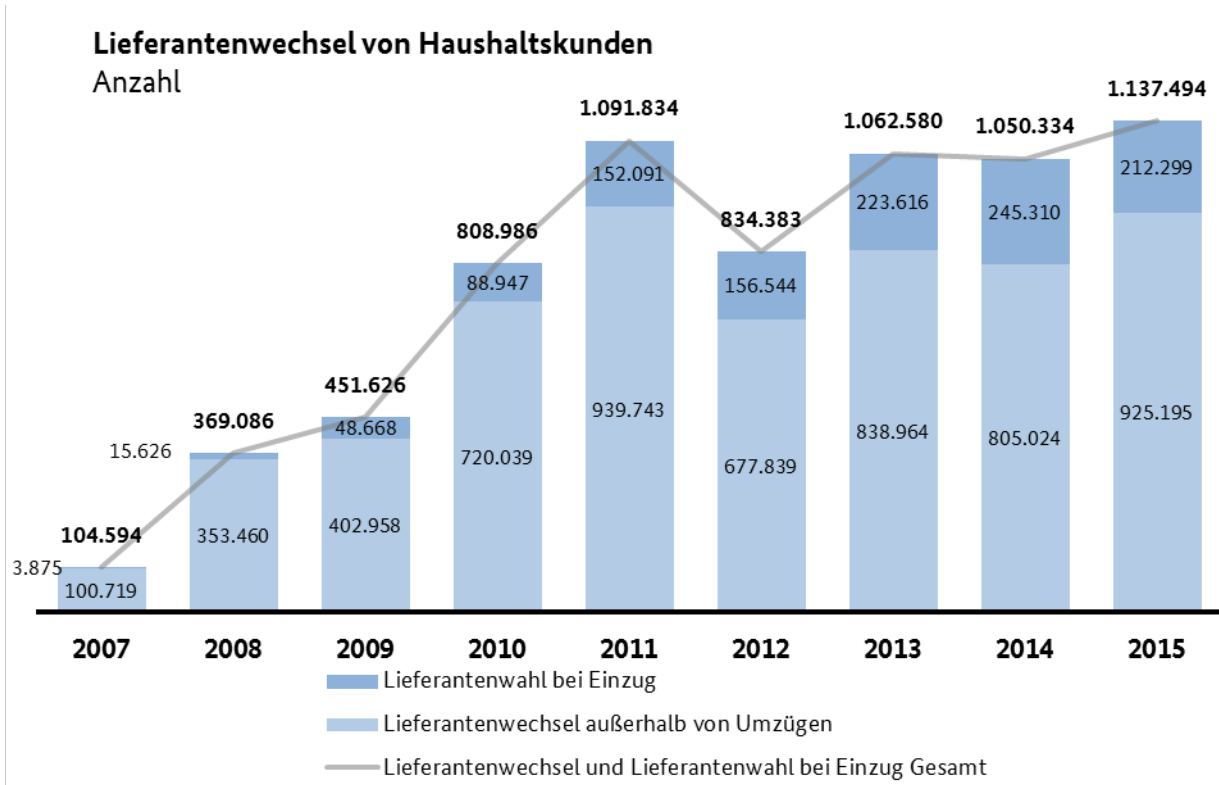


Abbildung 166: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas

Der Gesamttrend ist weiterhin positiv und unter Beachtung der von den VNB Gas mitgeteilten Anzahl von Haushaltskunden in Höhe von 12,4 Mio. ergibt sich eine gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote der Haushaltskunden von 9,2 Prozent (Vorjahr 8,4 Prozent).

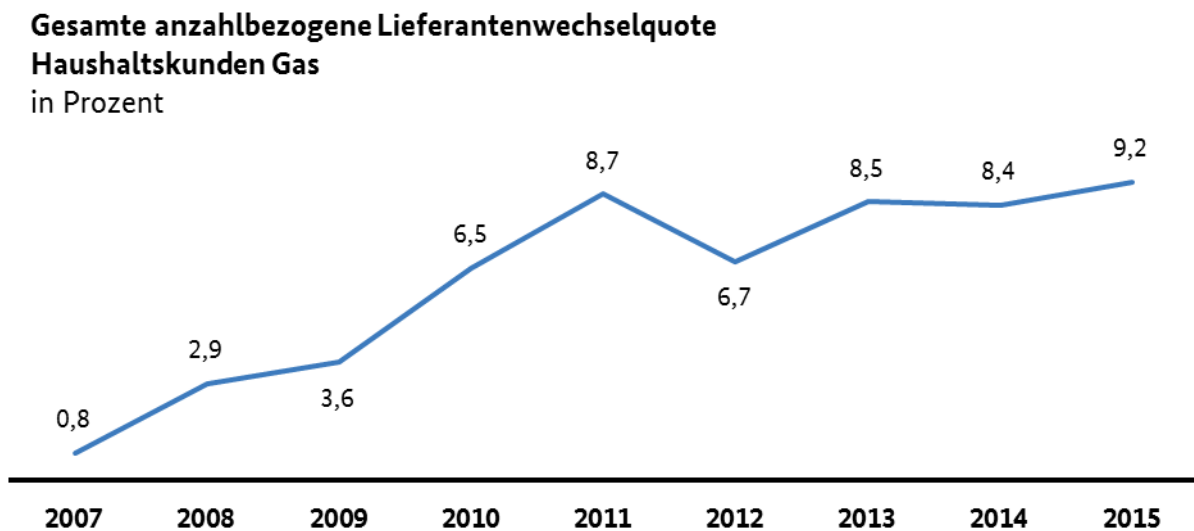


Abbildung 167: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas

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 Lieferantenwechsellvolumen (inkl. der Wechselvorgänge bei Einzug) erhöhte sich in 2015 um drei TWh bzw. 13,3 Prozent und lag bei 25,6 TWh. Unter Beachtung der im Jahr 2015 deutlich erhöhten Gasausspeisemenge der Netzbetreiber an Haushaltskunden blieb die mengenbezogene Lieferantenwechselquote stabil bei 10,1 Prozent. Das intensivere Wechselverhalten von verbrauchsstarken Haushaltskunden führt dazu, dass die mengenbezogene Wechselquote (10,1 Prozent) weiterhin über der anzahlbezogenen Wechselquote (9,2 Prozent) liegt. Die errechnete Verbrauchsmenge eines durchschnittlichen wechselnden Gaskunden liegt bei etwa 22.500 kWh und damit über dem bundesweiten Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug

Kategorie	2015: Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Gesamt- entnahmemenge (254,5 TWh)	2015: Lieferanten- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl (12.387.301) Haushaltskunden
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	21,4	8,4%	925.195	7,5%
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	4,2	1,7%	212.299	1,7%
Gesamt	25,6	10,1%	1.137.494	9,2%

Tabelle 84: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas

3. Gasperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung

3.1 Gasperrungen und Kündigungen

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2016 wurden die VNB Gas sowie Gaslieferanten wiederholt zu Sperrandrohungen, Sperrbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Gasperrungen sowie nach den damit verbundenen Kosten befragt.

Für die Jahre 2011 bis 2014 bezog sich die Abfrage zu den Sperrungen ausschließlich auf die Androhung und Beauftragung einer Sperrung in der Grundversorgung sowie die Durchführung einer Sperrung im Auftrag des örtlichen Grundversorgers.

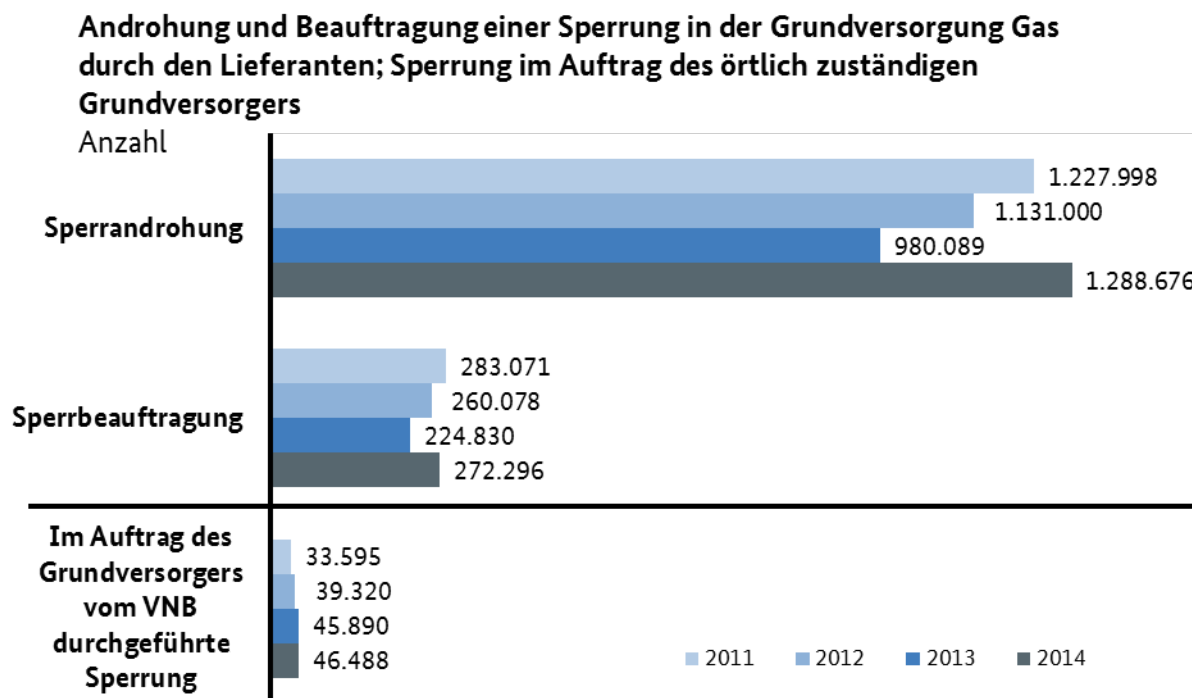


Abbildung 168: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Gas) 2011 bis 2014

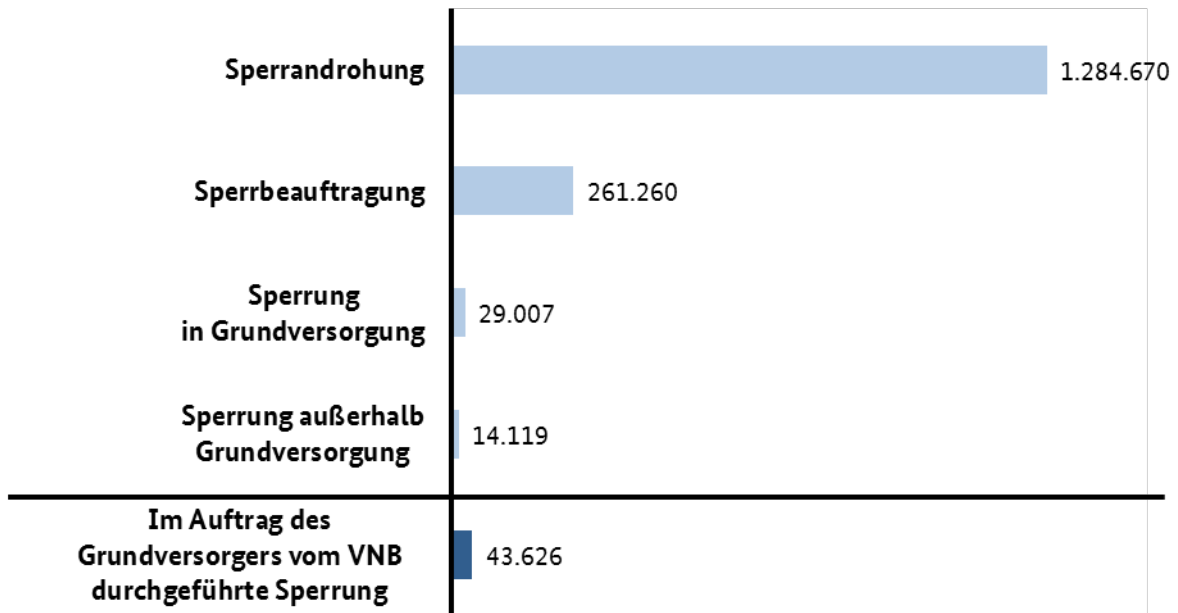
Für das Jahr 2015 wurde die Abfrage bei den Gaslieferanten weiter differenziert. Die Abfrage der Androhungen und Beauftragungen von Sperrungen richtet sich nun an alle Lieferanten und nicht mehr nur an Grundversorger. Zudem werden die Lieferanten sowohl zu Sperrungen in der Grundversorgung als auch zu Sperrungen bei Vertragsverhältnissen von Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung befragt.

Hintergrund der geänderten Abfrage ist der Umstand, dass Netzbetreiber bisher nicht differenzieren konnten, ob eine vom Grundversorger beauftragte Sperrung im Rahmen eines Grundversorgungsverhältnisses oder im Rahmen eines Haushaltskundenvertrags mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung erfolgte. Denn bei der Beauftragung einer Sperrung nach § 24 Abs. 3 NDAV muss der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber lediglich glaubhaft versichern, dass die vertraglichen Voraussetzungen für eine Unterbrechung zwischen Lieferant und Anschlussnutzer vorliegen. Er muss jedoch nicht die vertraglichen Grundlagen benennen. Auch muss ein Lieferant keine Änderung seiner Netzanmeldung beim Netzbetreiber vornehmen wenn er die vertraglichen Bedingungen gegenüber dem Kunden ändert. Netzbetreiber haben daher in der Regel keine Kenntnis, ob ein ursprünglich dem Grundversorger in die Grundversorgung zugeordneter Kunde tatsächlich noch grundversorgt wird oder in einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung gewechselt hat.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der von VNB im Auftrag des Grundversorgers durchgeführten Sperrungen auf 43.626 zurückgegangen, was einen Rückgang um sechs Prozent bedeutet. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der VNB Gas, die letztendlich die Sperrung auf Anweisung des Lieferanten vornehmen. Die VNB haben im Jahr 2015 bei rund 36.000 von ihnen im Auftrag des Grundversorgers gesperrten Zählpunkten die Versorgung wiederhergestellt.

Für eine Sperrung haben die VNB Gas den Lieferanten durchschnittlich ca. 55 Euro in Rechnung gestellt, wobei die Spanne der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 10 und 210 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses wurden durch die VNB Gas den Gaslieferanten durchschnittlich ca. 62 Euro berechnet, wobei die Spanne zwischen 10 Euro und 203 Euro lag.

**Androhungen und Beauftragung einer Sperrung;
durchgeführte Sperrungen¹**
Anzahl im Jahr 2015 (Gas)



¹Die in der Abbildung aufgeführte Zahl unter der Trennlinie stammt aus der Befragung der VNB Gas. Hier werden nur die von den VNB durchgeführten Sperrungen im Auftrag des jeweiligen örtlichen Grundversorgers erfasst. Sperrungen im Auftrag von Nicht-Grundversorgern wurden nicht explizit abgefragt. Alle Angaben über der Trennlinie stammen aus der Befragung der Gaslieferanten. Hier werden die durchgeführten Sperrungen differenziert nach Vertragsverhältnissen erfasst (Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung). Daher sind die hier jeweilig ausgewiesenen Sperrzahlen nicht unmittelbar miteinander vergleichbar.

Abbildung 169: Androhung und Beauftragung einer Sperrung; durchgeführte Sperrungen

Gleichzeitig wurden die Gaslieferanten befragt, wie häufig sie im Jahr 2015 eine Sperrung der Gasversorgung aufgrund Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Diese Abfrage richtet sich nunmehr an alle Gaslieferanten, nicht mehr nur an den Grundversorger. Die Anzahl der Sperrandrohungen ist mit 1.284.670 Fällen¹³⁴ gegenüber dem Vorjahr fast konstant geblieben (-0,3 Prozent). Die Anzahl der Sperrbeauftragungen ist im Vergleich zum Jahr 2014 um 4,1 Prozent auf 261.260 Fälle gesunken. Von den fast 1,3 Mio. Sperrandrohungen der Gaslieferanten mündeten demnach rund 20 Prozent in einem Sperrauftrag.

¹³⁴ Einige Energielieferanten differenzieren bei den ausgesprochenen Sperrandrohungen nicht nach Sparten wie Strom, Gas, Wasser, oder Wärme. Daher kann diese Zahl auch Sperrandrohungen beinhalten, die nicht direkt Gas zuzuordnen sind.

Nach Angaben der Gaslieferanten endeten 43.126 Sperrbeauftragungen (basierend auf einem Grundvertragsverhältnis bzw. einem Vertragsverhältnis beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung) in einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Bei der Gegenüberstellung der Sperrandrohungen und der tatsächlichen Gassperren wird deutlich, dass ca. 3,4 Prozent der Sperrandrohungen in einer tatsächlichen Sperrung des Gasanschlusses mündeten. Zusätzlich gaben die Gaslieferanten an, dass sie in 29.007 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 Prozent). Eine Sperrung außerhalb eines Vertragsverhältnisses in der Grundversorgung wurde in 14.119 Fällen vollzogen. Dabei lag die Sperrquote in diesem Bereich bei 0,2 Prozent.

Nach Angaben der Gaslieferanten sind bei den Sperrungen in 67,3 Prozent der Fälle Haushaltskunden betroffen, die über einen Grundversorgungsvertrag beliefert werden. 32,7 Prozent der gesperrten Kunden werden außerhalb der Grundversorgung beliefert. Bei der Betrachtung der Anzahl der Sperrungen und den von der Sperrung betroffenen Haushaltskunden wird deutlich, dass im Rahmen der Grundversorgung ca. sechs Prozent der Haushaltskunden mehrfach gesperrt wurden. Bei Haushaltskunden, die außerhalb der Grundversorgung beliefert werden, liegt die Zahl der mehrfach gesperrten Kunden bei 15 Prozent. Bei Zahlungsrückständen sieht die GasGVV keinen bestimmten Mindestbetrag vor, ab dem eine Sperrung angedroht werden darf. Im Durchschnitt waren säumige Kunden mit ca. 123 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.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 46 Euro, wobei die Spanne der in Rechnung gestellten Kosten zwischen zwei Euro und 190 Euro lag. Für die Wiederherstellung des Anschlusses berechneten die Gaslieferanten ihren Kunden im Durchschnitt ca. 55 Euro, wobei die Spanne von zwei Euro bis 170 Euro 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 2015 haben die Gaslieferanten bei insgesamt 47.935 Gaskunden eine Kündigung des Vertragsverhältnisses aufgrund von Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung aussprechen müssen. Häufige Kriterien für eine Kündigung waren das Erreichen der letzten Mahnstufe sowie das Ausbleiben von zwei oder drei Abschlägen ohne die Aussicht auf Erfüllung der Forderung.

3.2 Bargeld- oder Chipkartenzähler

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2016 wurden wiederholt Fragen zu Vorkassensystemen nach § 14 GasGVV wie Bargeld- und Chipkartenzählern von den VNB Gas und den Gaslieferanten beantwortet. Gemäß den Angaben der VNB Gas waren im Jahr 2015 im Rahmen der Grundversorgung insgesamt 1.178 Bargeld- oder Chipkartenzähler oder sonstige vergleichbare Vorkassensysteme nach § 14 GasGVV von 45 VNB Gas eingerichtet. Dabei wurden 233 Vorkassensysteme im Jahr 2015 neu eingebaut und 179 vorhandene Vorkassensysteme wieder ausgebaut. Die durchschnittlichen jährlichen Kosten die durch die VNB Gas den Gaslieferanten für ein Vorkassensystem in Rechnung gestellt wurden, betragen ca. 36 Euro. Sie gliedern sich in Kosten für Messstellenbetrieb (durchschnittlich ca. 21 Euro), Messung (durchschnittlich ca. vier Euro) sowie Abrechnung (durchschnittlich ca. elf Euro) auf. Der von den Gaslieferanten den Gaskunden in Rechnung gestellte, jährliche

Grundpreis, betrug im Durchschnitt 122 Euro, wobei die Spanne zwischen 14 Euro und 211 Euro lag. Der Arbeitspreis für das über einen Vorkassezähler abgerechnete Gas lag im Durchschnitt bei 6,5 ct/kWh und bewegte sich in einer Spanne zwischen 4,2 ct/kWh und 9,2 ct/kWh.

3.3 Abweichende Abrechnung

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Gaslieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Befragung der Gaslieferanten hat ergeben, dass die Nachfrage nach abweichenden Abrechnungszyklen weiterhin gering ist.

Abweichungen von der jährlichen Abrechnung in 2015

	Anzahl Anfragen	Anzahl Durchführungen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnittswert (Spanne von - bis)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	6.733	6.511	13,6 Euro (2 Euro - 50 Euro)	17,1 Euro (2,5 Euro - 62 Euro)
davon monatlich	449	451		
davon vierteljährlich	87	166		
davon halbjährlich	998	1.059		
fehlende Angaben zum Zeitraum (Rest)	5.199	4.835		

Tabelle 85: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung gemäß Abfrage Gaslieferanten

4. Preisniveau

Im Monitoring sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2016 für verschiedene Abnahmefälle befragt worden. Der Abnahmefall der Haushaltskunden, der bis zum Vorjahr als durchschnittlicher Abnahmefall mit ca. 23 MWh/Jahr (= 82,8 Gigajoule bzw. GJ)¹³⁵ definiert war (s. Monitoringbericht 2015, S. 314), wurde erstmals nach folgenden Abnahmebändern unterteilt:

- Band I (D1¹³⁶): 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)

¹³⁵ 1 MWh = 3,6 GJ.

¹³⁶ Die Bezeichnungen "D1", "D2", "D3" entsprechen den identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT

- Band III (D3): jährlicher Gasverbrauch oberhalb von 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 aufgeschlüsselt werden, die vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, wie insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Nach Abzug der "Durchlaufposten" vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten 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 und
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzuzeigen, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2016 bzw. 1. April 2015 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte teilweise unterhalb des mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlerbereichs liegen.

Für die Erhebung wurden alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt, wobei die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr nur solche Lieferanten auszufüllen hatten, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls haben (dies traf auf 97 bzw. 642 Lieferanten zu).

4.1 Nicht-Haushaltskunden

Abnahmefall 116 GWh/ Jahr ("Industriekunde")

Bei Kunden mit einem Jahresverbrauch im Bereich von 116 GWh handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden), i.d.R. um Industriekunden. Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle 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 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 geht es grundsätzlich um einen kleinen Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 97 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 98 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 2016 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 - 0,41	0,29	11%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,01	0,002	0%
Konzessionsabgabe	0,00	0,00 ^[1]	0%
Gassteuer	0,55	0,55	20%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	1,38 - 2,52	1,92	70%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	2,14 - 3,38	2,77	

[1] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bei Umlage dieses Preisbestandteils auf die gesamte Abnahmemeng ergibt sich ein entsprechend geringer Mittelwert, d.h. beim Abnahmefall von 116 GWh ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 86: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Gesamtpreis besteht beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr ("Industriekunde") im Mittel zu 10,5 Prozent aus den Komponenten Netzentgelt, Messung 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, sonstige Kosten und Marge) mit 69,5 Prozent deutlich höher als bei Haushaltskunden.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 2,77 ct/kWh liegt um 0,69 ct/kWh und damit erheblich (d.h. rund 20 Prozent) unter dem Vorjahreswert. Der mittlere Gaspreis für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr liegt damit auf dem mit Abstand niedrigsten Niveau seit Beginn der Preiserhebungen im Energie-Monitoring (1. April 2008). Bezogen auf den Abnahmefall 116 GWh sanken die Einzelhandelspreise somit stärker als die Großhandelspreise. Dadurch, dass die vom Lieferanten nicht beeinflussbaren Anteile des Gesamtpreises (insb. Netzentgelte und Abgaben) gleich geblieben sind, wirkt sich der Rückgang des Gesamtpreises schmälernd auf den vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil aus.

Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

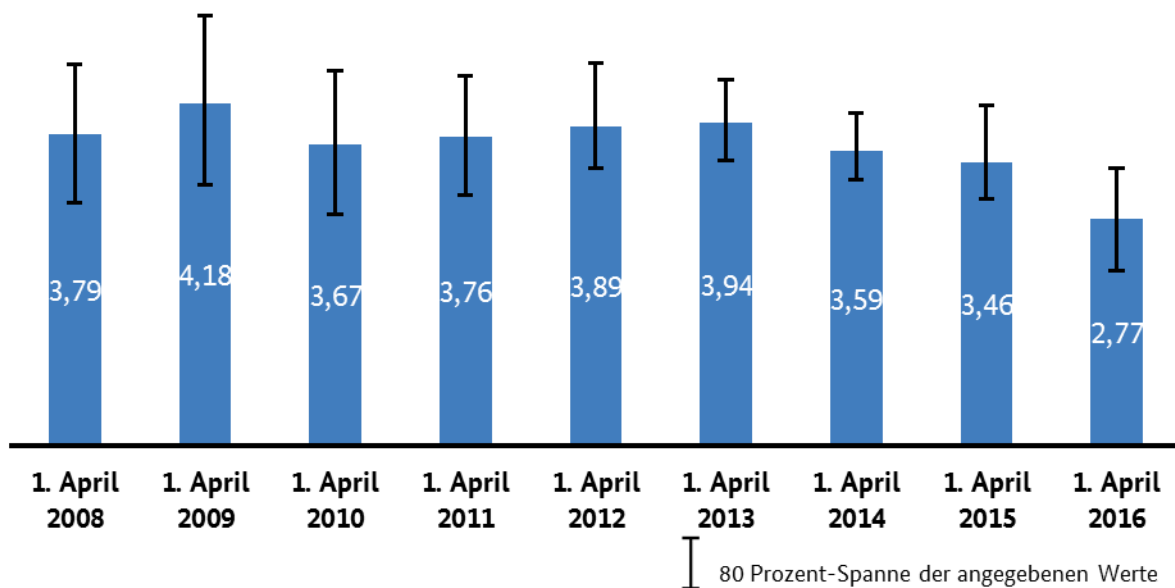


Abbildung 170: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Abnahmefall 116 MWh/ Jahr a ("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. Der Jahresverbrauch beträgt ein Tausendstel des Abnahmefalls 116 GWh ("Industriekunde") und das Fünffache des Abnahmefalls 23 MWh ("Haushaltskunde"). 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 Standard-Lastprofil erfolgt. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2016 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 642 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 630 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 hat folgende Ergebnisse erbracht:

Preisniveau am 1. April 2016 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	0,84 - 1,56	1,20	25%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,02 - 0,10	0,05	1%
Konzessionsabgabe	0,03 - 0,03	0,04 ^[1]	1%
Gassteuer	0,55	0,55	12%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,21 - 3,52	2,88	61%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	3,98 - 5,44	4,72	

[1] 55 der 642 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabewert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Nicht-Haushaltskunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 87: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

In diesem Jahr entfallen beim Abnahmefall "Gewerbekunde" (116 MWh) durchschnittlich 39 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgabe). 61 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) in Höhe von 4,72 ct/kWh liegt um 0,37 ct/kWh, also rund 7 Prozent unter dem Vorjahreswert. Die absolute Höhe der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr von 1,80 ct/kWh auf 1,84 ct/kWh gestiegen. Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag ist hingegen um 0,41 ct/kWh (von 3,29 ct/kWh in 2014 auf 2,88 ct/kWh in 2015), also um rund 12,5 Prozent gesunken.

Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr in ct/kWh, ohne Umsatzsteuer

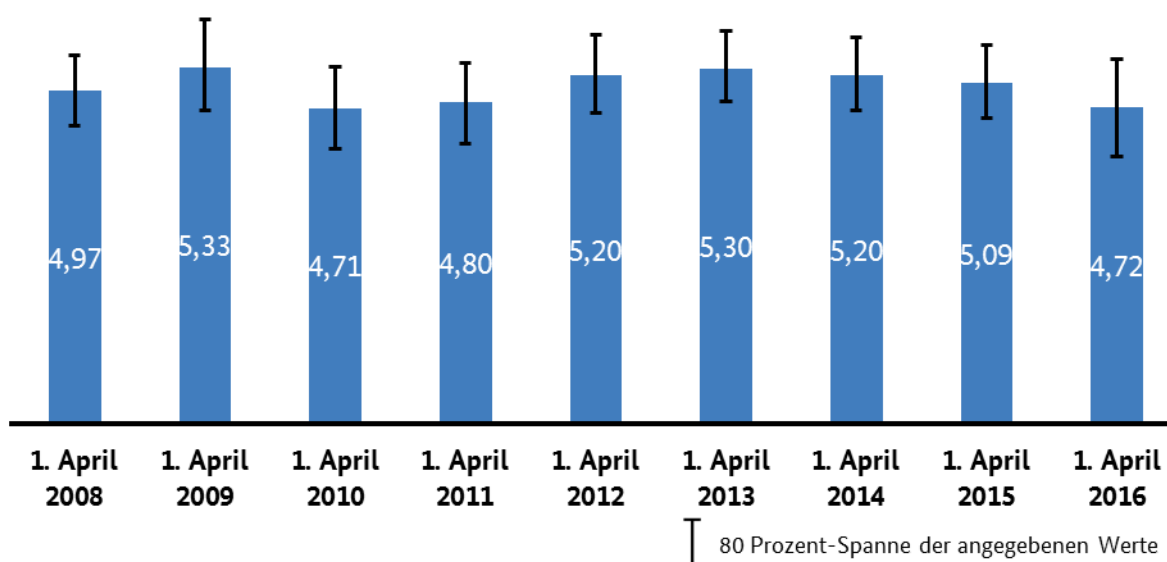


Abbildung 171: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

4.2 Haushaltskunden

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2016 wurde die Abfrage der Haushaltspreise erstmals in drei unterschiedliche Bänder unterteilt:

- Band I (D1¹³⁷): 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).

¹³⁷ Die Bezeichnungen "D1", "D2", "D3" entsprechen den identischen Verbrauchsgruppen nach EUROSTAT

Die Umstellung der Abfrage auf die Bänder erfolgte unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung der Abfrage von Preisen durch Eurostat. Um eine Vergleichbarkeit mit den Vorjahren herzustellen, wurde für die Darstellung des gewichteten Gesamtpreises in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2016 das Band II abgebildet, da es den Verbrauchsbereich zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) abbildet. Für die Vorjahre wurde ein Abnahmefall von 23.269 kWh im Jahr verwendet, welcher die Mitte des Abnahmebandes II bildet. Für die Gewichtung des Gaspreises wurden die Gasabgabemengen aus dem Vorjahr des jeweiligen Gaslieferanten verwendet. 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.

Zusätzlich wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und die Streuung der Angaben in Form von Spannen ausgewertet. Diese werden jeweils folgend auf die mengengewichtete Auswertung in tabellarischer Form dargestellt. Die Angaben zu den arithmetischen Mittelwerten sowie der Streuung beziehen sich auf den Bereich zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben.

Die große Vielfalt der unterschiedlichen preisbildenden Elemente erschwert insbesondere die Vergleichbarkeit der Tarife. Daher wird auf Basis der vorliegenden Daten für die drei Belieferungsarten Grundversorgung, Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) sowie Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel), ein gesonderter synthetischer Durchschnittspreis als Kennzahl errechnet, welcher 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 2016 wurde das Band II gewählt, da es den Verbrauchsbereich zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) abbildet und somit den deutschen Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh am besten abbildet.

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 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	3,30	50,5%
Durchschnittliches Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,43	21,8%
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,05	0,8%
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,3%
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,9%
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,08	1,2%
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,4%
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,05	16,0%
Gesamt	6,54	100%

Tabelle 88: 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 2016, in Prozent

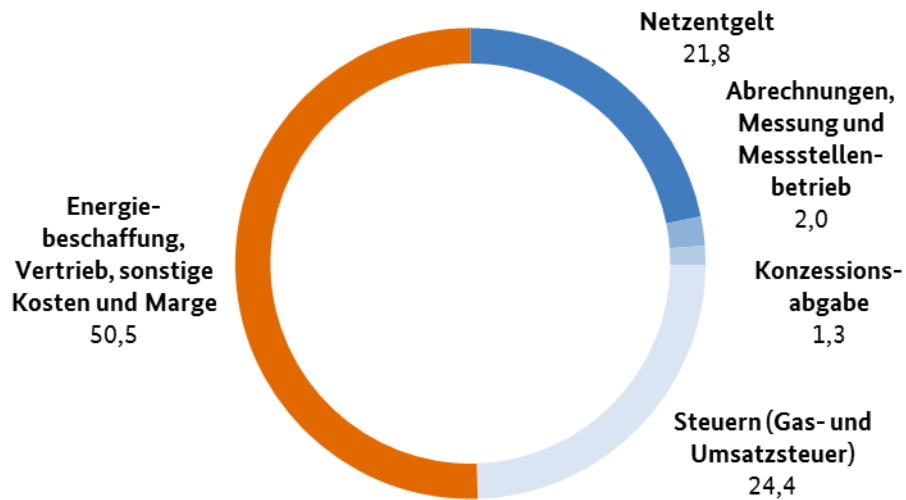


Abbildung 172: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Abnahmeband II. Preisstand 1. April 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten.

**Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für
Haushaltskunden. In 2015: Abnahmefall 23.269 kWh; In 2016: Abnahmeband zwischen 20 GJ
(5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh), (Band II; Eurostat: D2)**

Preisbestandteil	1. April 2015 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	1. April 2016 über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
			in ct/kWh	in Prozent
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	3,51	3,30	-0,21	-5,8%
Durchschnittliches Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,32	1,43	0,11	8,3%
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,05	0,05	0,00	0,0%
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,00	0,0%
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,06	0,00	0,0%
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,11	0,08	-0,03	-27,8%
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,00	0,0%
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,06	1,05	-0,01	-1,1%
Gesamt	6,68	6,54	-0,14	-2,1%

Tabelle 89: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (in 2015: Abnahmefall 23.269 kWh; in 2016: Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) zwischen den Stichtagen 1. April 2015 und 1. April 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten detaillierte Angaben über die Zusammensetzung des Gaspreises für Haushaltskunden, unterteilt nach den Bändern I bis III sowie 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 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	4,52	4,21	3,68
Durchschnittliches Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	2,03	1,97	2,02
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,47	0,35	0,31
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,13	0,12	0,09
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,44	0,37	0,30
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,42	0,03	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,63	1,45	1,33
Gesamt	10,19	9,05	8,31

Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten

Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh) im Jahr (Band I; Eurostat: D1) Preisstand 1. April 2016

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	44,3%	46,5%	44,3%
Durchschnittliches Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	19,9%	21,8%	24,2%
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	4,6%	3,8%	3,7%
Durchschnittliches Entgelt für Messung	1,3%	1,4%	1,1%
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	4,3%	4,0%	3,7%
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	4,2%	0,4%	0,4%
Derzeitige Gassteuer	5,4%	6,1%	6,6%
Durchschnittliche Umsatzsteuer	16,0%	16,0%	16,0%
Gesamt	100%	100%	100%

Tabelle 91: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten

Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband unterhalb von 20 GJ (5.556 kWh) im Jahr (Band I; Eurostat: D1) Preisstand 1. April 2016 in ct/kWh

Haushaltskunden Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Mittelwert (arithmetisch)	9,40	8,73	8,31
Streuung	7,45 - 11,91	6,55 - 11,15	5,90 - 10,90

Tabelle 92: Durchschnitt und Streuung der 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 2016 in ct/kWh

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	3,58	3,27	3,10
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,36	1,38	1,62
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,06	0,05	0,06
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,02	0,02
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,05	0,07
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,24	0,03	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,12	1,02	1,04
Gesamt	6,99	6,37	6,49

Tabelle 93: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile 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 2016

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	51,2%	51,3%	47,7%
Durchschnittliches Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	19,5%	21,6%	25,0%
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,8%	0,8%	1,0%
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,3%	0,3%	0,3%
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,8%	0,8%	1,1%
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	3,6%	0,5%	0,5%
Derzeitige Gassteuer	7,9%	8,6%	8,5%
Durchschnittliche Umsatzsteuer	16,0%	16,0%	16,0%
Gesamt	100%	100%	100%

Tabelle 94: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Durchschnitt und Streuung der 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 2016 in ct/kWh

Haushaltskunden Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Mittelwert (arithmetisch)	7,10	6,30	6,14
Streuung	6,19 - 8,20	5,46 - 7,10	5,22 - 6,95

Tabelle 95: Durchschnitt und Streuung der 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 2016 in ct/kWh**

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	3,40	3,01	2,55
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,22	1,22	1,25
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,02	0,02	0,02
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,01	0,01	0,01
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,02	0,02	0,02
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,23	0,03	0,03
Derzeitige Gassteuer	0,55	0,55	0,55
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,04	0,93	0,84
Gesamt	6,49	5,79	5,27

Tabelle 96: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band III; Eurostat: D3) Preisstand 1. April 2016

Preisbestandteil	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	52,5%	52,1%	48,3%
Durchschnittliches Netzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	18,8%	21,1%	23,7%
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,3%	0,3%	0,4%
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,1%	0,1%	0,2%
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,4%	0,4%	0,5%
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	3,6%	0,6%	0,6%
Derzeitige Gassteuer	8,5%	9,5%	10,4%
Durchschnittliche Umsatzsteuer	16,0%	16,0%	16,0%
Gesamt	100%	100%	100%

Tabelle 97: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

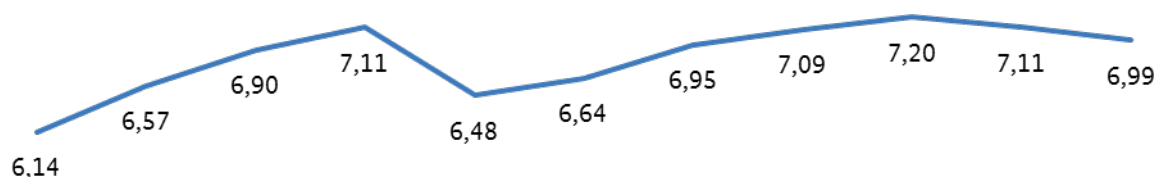
**Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband oberhalb von 200 GJ (55.556 kWh) im Jahr (Band III; Eurostat: D3)
Preisstand 1. April 2016 in ct/kWh**

Haushaltskunden Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben	Grundversorgungs- vertrag	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung	Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist
Mittelwert (arithmetisch)	6,60	5,83	5,64
Streuung	5,76 - 7,56	5,08 - 6,52	4,81 - 6,41

Tabelle 98: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Grundversorgung wurden Angaben von 538 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2016 liegt der mengengewichtete Gaspreis in der Grundversorgung im Band II bei 6,99 ct/kWh, was einen leichten Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 1,7 Prozent bedeutet.¹³⁸

**Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorungsvertrag - Band II (mengengewichtete Mittelwerte)
in ct/kWh**



1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014	1. April 2015	1. April 2016
---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Abbildung 173: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

¹³⁸ Der arithmetische Mittelwert für den Gaspreis von Haushaltskunden in der Grundversorgung im Band II liegt zum Stichtag 1. April 2016 bei 7,16 ct/kWh.

**Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für
Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag - Band II**
Preisstand 1. April 2016, in Prozent

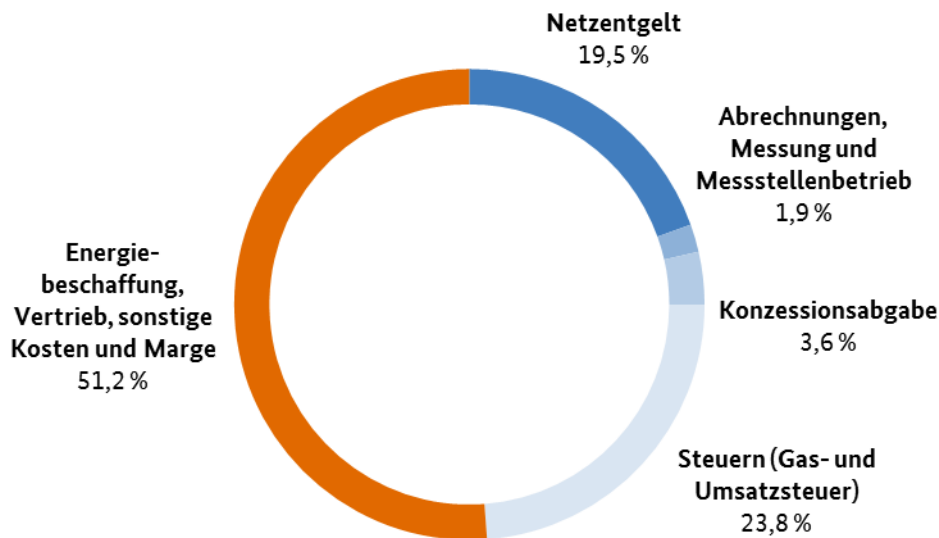


Abbildung 174: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2016 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) wurden Angaben von 513 Gaslieferanten berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2016 liegt der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung durch den Grundversorger mit einem Vertrag außerhalb der Grundversorgung im Band II bei 6,37 ct/kWh, was einen deutlichen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 4,6 Prozent bedeutet.¹³⁹

¹³⁹ Der arithmetische Mittelwert für den Gaspreis von Haushaltskunden bei der Belieferung mit einem Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung im Band II liegt zum Stichtag 1. April 2016 bei 6,32 ct/kWh.

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung- Band II (mengewichtete Mittelwerte)
in ct/kWh

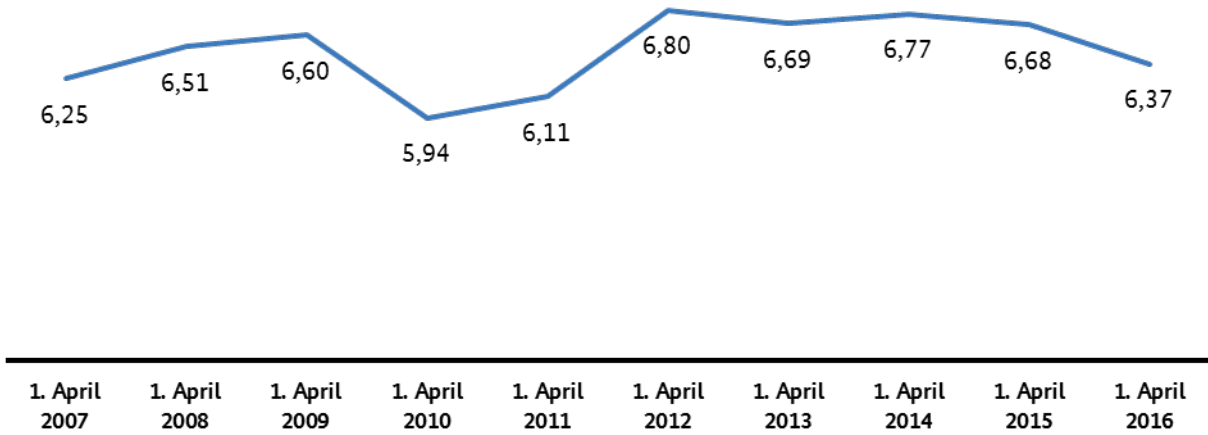


Abbildung 175: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung- Band II
Preisstand 1. April 2016, in Prozent

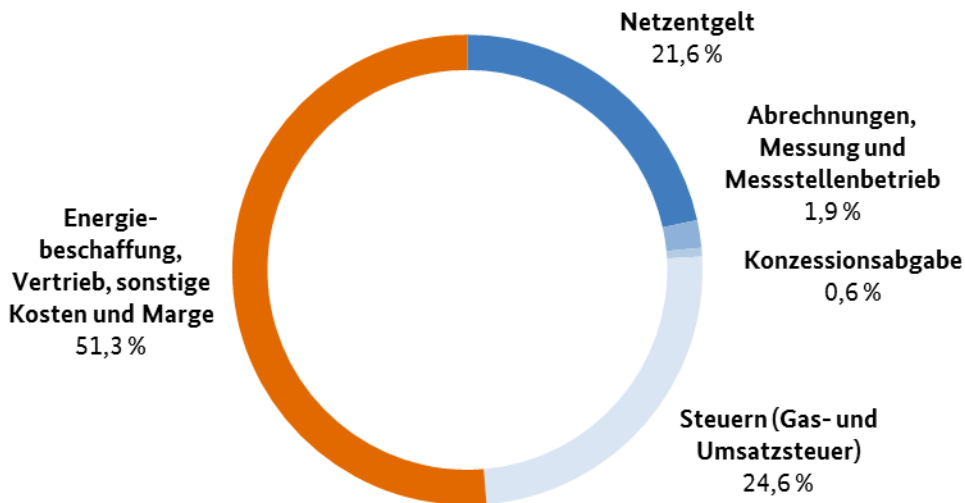


Abbildung 176: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2016 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

Für die Auswertung des Preisniveaus im Bereich der Belieferung mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel), wurden Angaben von 385 Gaslieferanten

berücksichtigt. Zum Stichtag 1. April 2016 liegt der mengengewichtete Gaspreis bei einer Belieferung mit einem Vertrag, der nicht der örtliche Grundversorger ist im Band II bei 6,49 ct/kWh, was einen deutlichen Anstieg gegenüber dem Vorjahr um sechs Prozent bedeutet.¹⁴⁰

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist - Band II (mengengewichtete Mittelwerte)
in ct/kWh

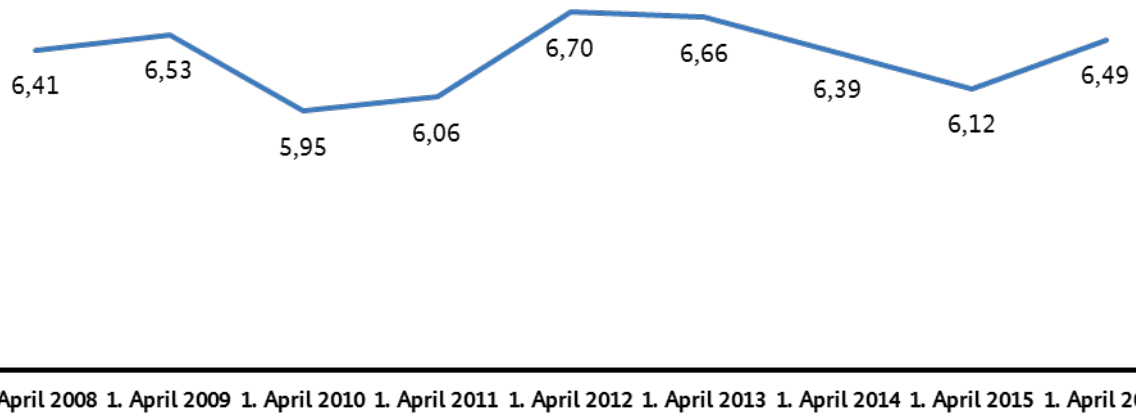


Abbildung 177: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

¹⁴⁰ Der arithmetische Mittelwert für den Gaspreis von Haushaltskunden mit einem Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, liegt im Band I zum Stichtag 1. April 2016 bei 6,16 ct/kWh.

**Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für
Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der
örtliche Grundversorger ist - Band II**
Preisstand 1. April 2016, in Prozent

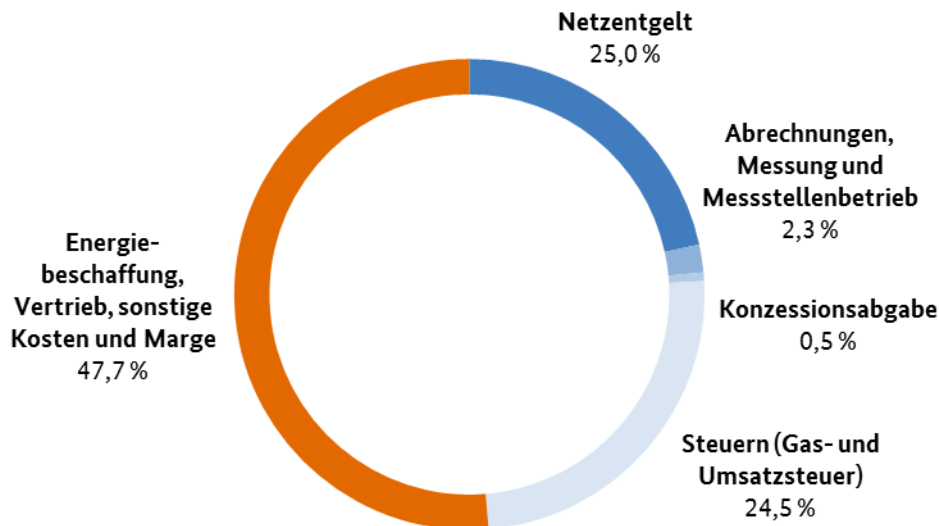


Abbildung 178: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2016 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten

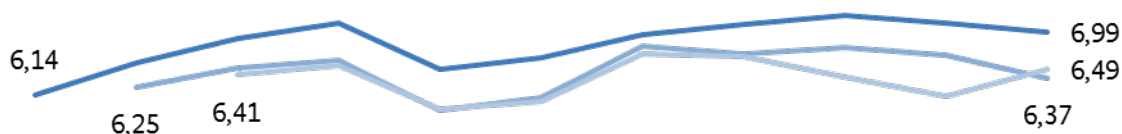
Bei der Betrachtung des Gaspreises für Haushaltskunden über die letzten zehn Jahre (2006 bis 2016) ist festzustellen, dass die Belieferung über die Grundversorgung naturgemäß die teuerste Belieferungsart darstellt. Im Verlauf des Betrachtungszeitraums schwankte der Gaspreis für Kunden in der Grundversorgung zwischen 6,14 ct/kWh im Jahr 2006 und 7,20 ct/kWh im Jahr 2014. Insgesamt ist der Gaspreis für Kunden in der Grundversorgung im Laufe der letzten zehn Jahre um knapp 14 Prozent gestiegen.

Der Gaspreis für Kunden mit einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) schwankte in dem Zeitraum 2007 bis 2016 zwischen 6,25 ct/kWh und 6,37 ct/kWh. Insgesamt ist der Gaspreis für Kunden mit einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) im Laufe der letzten neun Jahre um knapp zwei Prozent gestiegen.

Der Gaspreis für Kunden die von einem Gaslieferanten beliefert werden, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel), schwankte in dem Zeitraum 2008 bis 2016 zwischen 6,41 ct/kWh und 6,49 ct/kWh. Insgesamt ist der Gaspreis für Kunden in diesem Bereich im Laufe der letzten acht Jahre um 1,2 Prozent gestiegen. Erstmals liegt damit der mengengewichtete durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden im Band II die über einen Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert werden (nach dem Vertragswechsel) (6,37 ct/kWh) unter dem Gaspreis für Haushaltskunden im Band II die einen Vertrag mit einem Lieferanten abgeschlossen haben, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel) (6,49 ct/kWh). Damit stellt diese Vertragsart zumindest im Band II die günstigste Belieferungsmöglichkeit dar.

Über einen langen Zeitraum gesehen, konnten Gaskunden die im Rahmen eines Vertrags von ihrem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden sowie Gaskunden, die von einem Lieferanten beliefert wurden, der nicht örtlicher Grundversorger war, auf sehr stabile Gaspreise vertrauen. Die Differenz zwischen der teuersten und günstigsten Belieferungsart im Jahr 2008 betrug 0,49 ct/kWh, im Jahr 2016 lag diese hingegen bei 0,62 ct/kWh, was einen Anstieg um 26,5 Prozent bedeutet. Der Anreiz die Grundversorgung zu verlassen und zu einem günstigeren Vertrag zu wechseln ist somit im Betrachtungszeitraum größer geworden.

Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden - Band II (mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh



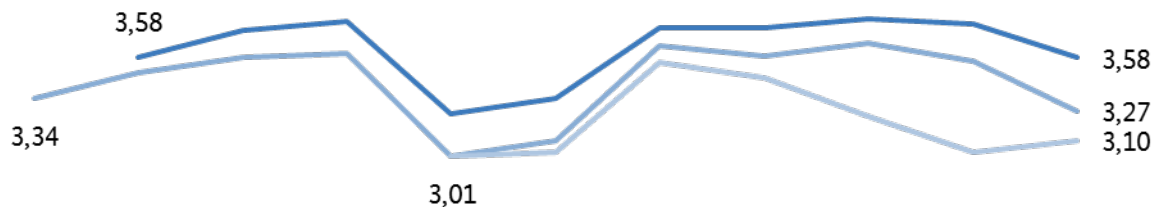
1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014	1. April 2015	1. April 2016
---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

- Grundversorgungsvertrag,
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung
- Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist

Abbildung 179: 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, sonstige Kosten und Marge" im Bereich der Haushaltskunden im Band II fällt auf, dass sich dieser Preisbestandteil nach einigen deutlichen Veränderungen in den Jahren 2010 bis 2012 stabilisiert und im Jahr 2016 das Niveau des Jahres 2007 erreicht hat.

Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden - Band II (mengengewichtete Mittelwerte)
in ct/kWh



1. April 2006 1. April 2007 1. April 2008 1. April 2009 1. April 2010 1. April 2011 1. April 2012 1. April 2013 1. April 2014 1. April 2015 1. April 2016

- Grundversorungsvertrag
- Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung
- Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist

Abbildung 180: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden - Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten

Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (nach dem Vertragswechsel) und Verträge bei einem Gaslieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (nach dem Lieferantenwechsel), können neben dem Gesamtpreis weitere Unterschiede aufweisen, mithilfe derer Gaslieferanten in Wettbewerb um Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale 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 zum Monitoring 2016 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 bei jeweils beiden Belieferungsarten zwischen fünf und 300 Euro.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

Stand 1. April 2016	Haushaltskunden			
	Vertrag beim Grundversorger außerhalb Grundversorgung		Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist	
	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnittlicher Umfang/Höhe	Anzahl Tarife der antwortenden Unternehmen	Durchschnittlicher Umfang/Höhe
Mindestvertragslaufzeit	331	12 Monate	353	12 Monate
Preisstabilität	294	16 Monate	330	16 Monate
Vorauskasse	53	10 Monate	35	10 Monate
einmalige Bonuszahlung	106	65 Euro	161	70 Euro
Freikontingent an kWh	7	1.600 kWh	4	500 kWh
Kaution	9	-	7	-
andere Sonderbonifikationen	74	-	59	-
andere Sonderregelungen	38	-	25	-

Tabelle 99: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas

5. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat, das statistische Amt der Europäischen Union, veröffentlicht für jedes Halbjahr Gasletztverbraucherpreise, 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 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 zurück. Vorgaben zur Klassifizierung, Auswertung und Darstellung der Preisdaten zielen darauf ab, europaweite Vergleichbarkeit herzustellen.¹⁴¹ Gleichwohl obliegt die Wahl der Erhebungsmethodik den 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 Jahresverbrauch "zwischen 27,8 GWh und 278 GWh" (entspricht 100.000 GJ bis 1.000.000 GJ) dargestellt. Der Abnahmefall 116 GWh/Jahr

¹⁴¹ Siehe hierzu im Einzelnen: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/methodology/prices> (abgerufen am 25. Oktober 2016)

("Industriekunde"), für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Abschnitt II.G.4.1), liegt in diesem Verbrauchsbereich.

Bei Kunden in diesem Verbrauchsbereich handelt es sich zumeist um Industriekunden. Diese können die jeweilige nationale Umsatzsteuer regelmäßig in Abzug bringen, sodass 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, und die daher nach der Eurostat-Systematik ebenfalls vom Bruttopreis abgezogen werden.¹⁴² Daneben fallen in den meisten Mitgliedstaaten noch weitere, nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben an (in Deutschland: Gassteuer und Konzessionsabgabe).

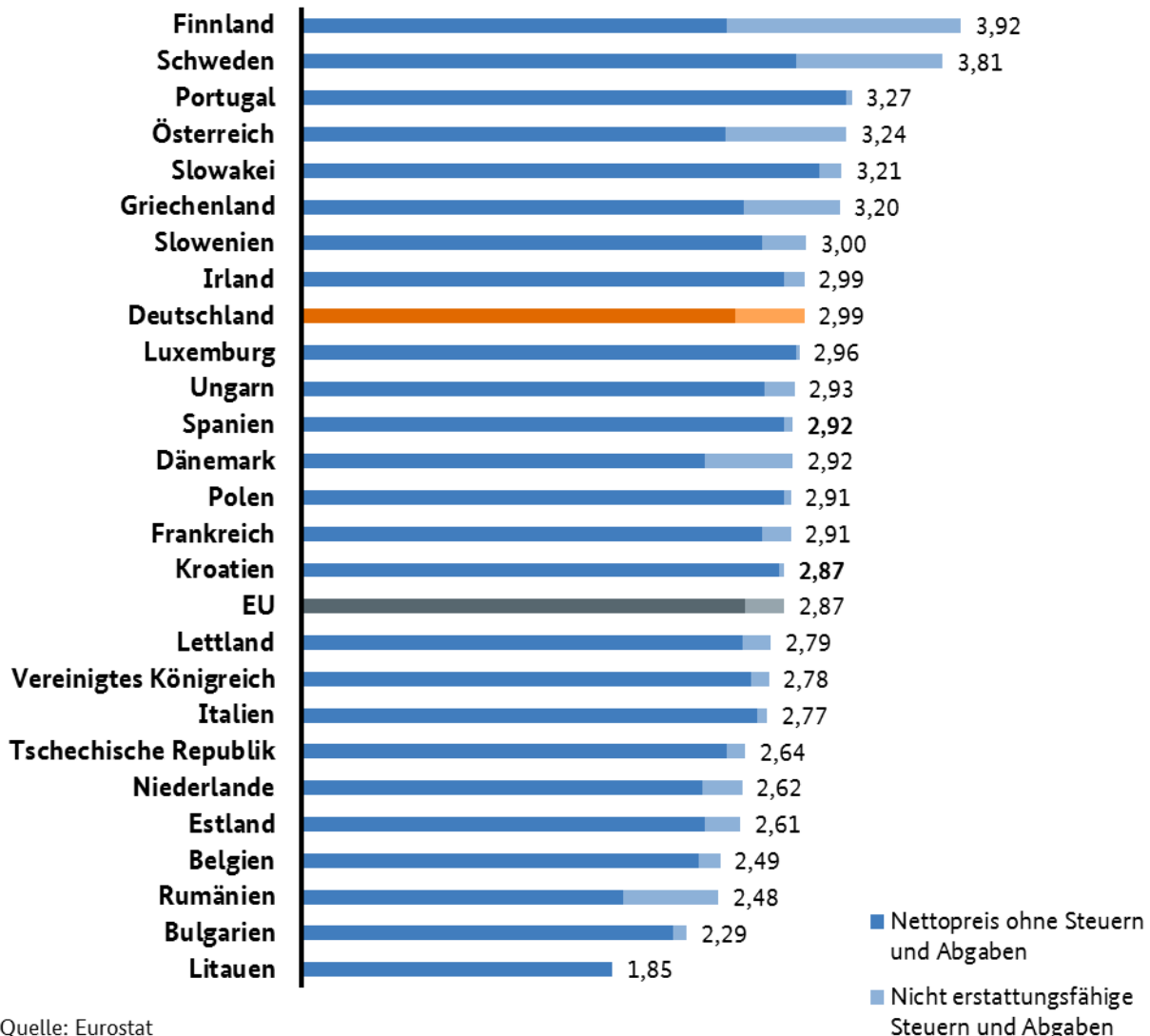
Die europaweiten Preisunterschiede fallen bei Industriekunden wesentlich geringer aus als bei Haushaltskunden. Der Netto-Gaspreis im Verbrauchsbereich 27,8 bis 278 GWh/Jahr liegt für deutsche Kunden mit 2,99 ct/kWh im europäischen Mittelfeld. Der EU-Durchschnitt beträgt 2,87 ct/kWh. Im europäischen Schnitt wird der Nettopreis mit rund 8 Prozent (0,23 ct/kWh) durch nicht erstattungsfähige Steuern und Abgaben belastet. Deutschland weist in dieser Hinsicht mit ca. 14 Prozent (0,41 ct/kWh) einen etwas überdurchschnittlichen Wert auf.

¹⁴² 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 11. November 2016).

Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2015 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh

in ct/kWh ; ohne erstattungsfähige Steuern und Abgaben



Quelle: Eurostat

Abbildung 181: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2015 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh

5.2 Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich der Haushaltskunden drei verschiedene Verbrauchsbänder: Jahresverbrauch von unter 5.555 kWh, zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh sowie über 55.555 kWh. Der Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr, für den im Monitoring spezifische Preisdaten erhoben werden (vgl. Abschnitt II.G.4.2 ab Seite 341), 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. USt relevant ist.

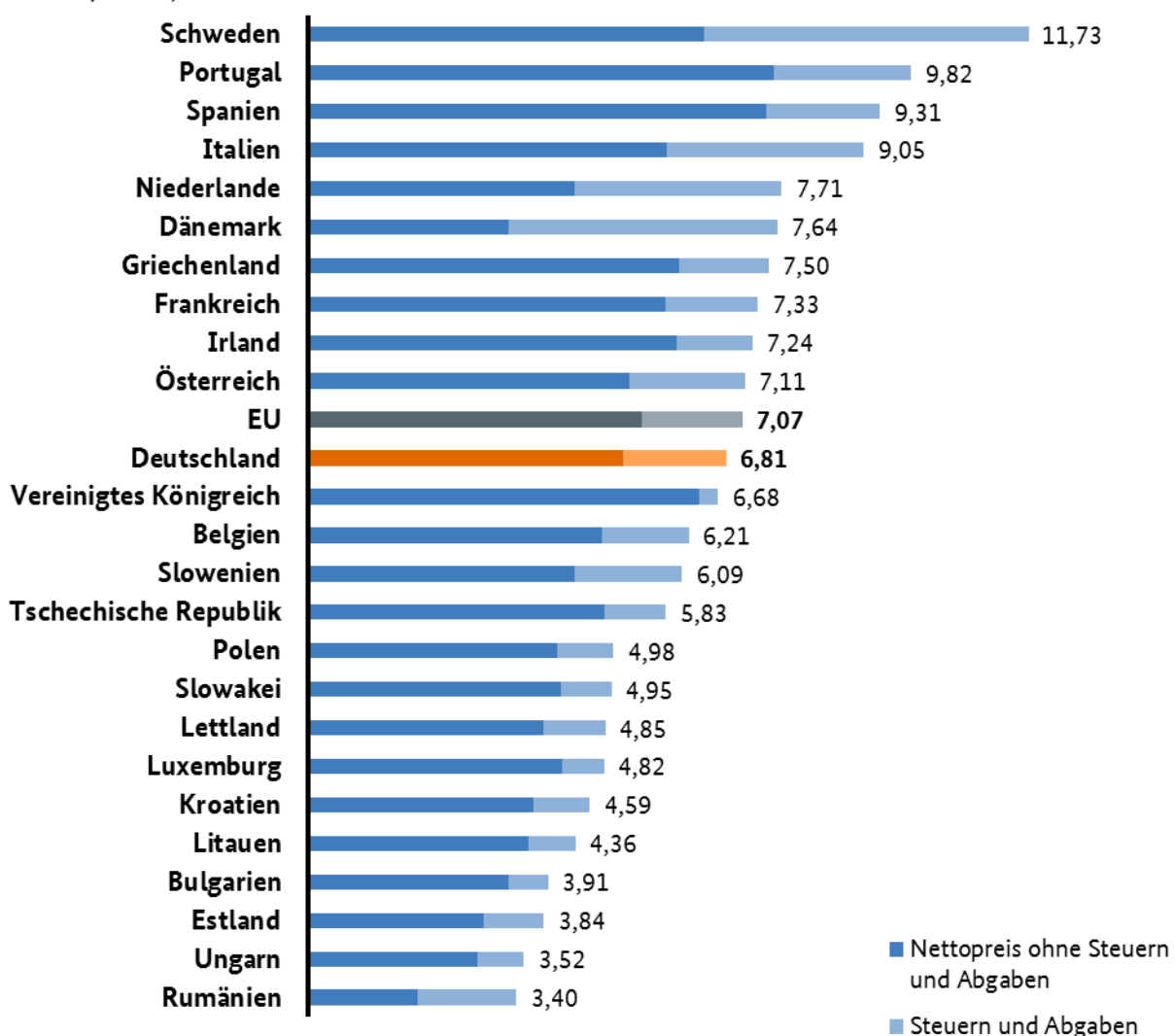
Anders als im Bereich der Industriekunden bestehen europaweit große Unterschiede zwischen den Gaspreisen für Haushaltskunden. Haushaltskunden zahlen in Schweden für Erdgas mehr als das Dreifache als in Rumänien.

Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland entspricht mit 6,81 ct/kWh ungefähr dem EU-Durchschnitt (7,07 ct/kWh).

Auch der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis ist EU-weit unterschiedlich. Während der Anteil im Vereinigten Königreich lediglich rund 5 Prozent beträgt, entfallen in Dänemark etwa 57 Prozent auf Steuern und Abgaben. Deutschland liegt mit einem Anteil von rund 25 Prozent auch in dieser Hinsicht im europäischen Mittelfeld. Vom deutschen Gesamtpreis entfallen ca. 1,68 ct/kWh auf Steuern und Abgaben, der EU-Durchschnitt beträgt 1,64 ct/kWh (rund 23 Prozent).

Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2015 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh

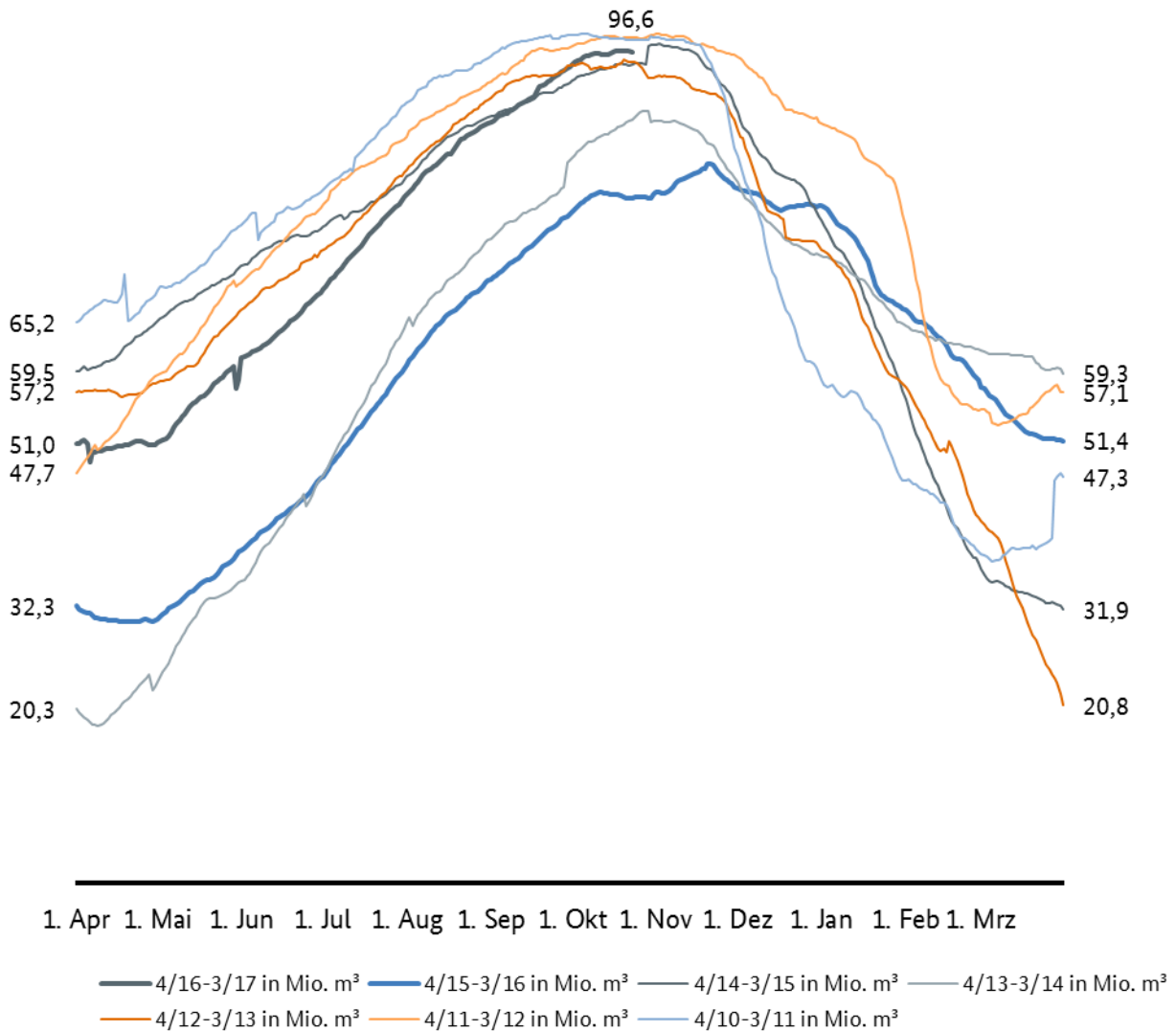
in ct/kWh ; inkl. Umsatzsteuer



Quelle: Eurostat

Abbildung 182: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2015 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh

Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland ab April 2010
in Prozent des jeweiligen GesamtAGV



Datenquelle: AGSI/Speicherbetreiber

Abbildung 184: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland ab 2010 (letzter Datenstand 23. Oktober 2016)

2. Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit

Gewinnungstätigkeit ist die Nutzung von Speichern durch Unternehmen, die in Deutschland Gas fördern. Im Jahr 2015 lag die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit in einem Speicher bei etwa 0,6 Prozent des erfassten maximal nutzbaren UGS-Arbeitsgasvolumens (AGV). Bezogen auf alle Untertagespeicheranlagen ergibt sich für das Jahr 2015 nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 25,67 Mrd. Nm³ (2014: 25,43 Mrd. Nm³), sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 14,66 Mio. Nm³/Stunde und eine Ausspeicherleistung von 26,38 Mio. Nm³/Stunde.

3. Nutzung der Untertagespeicheranlagen Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten von 22 Unternehmen hatten diese in 2015 im Mittel 6,1 Speicherkunden (2011: 5,0; 2012: 5,4, 2013: 5,3, 2014: 6,1). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber seit 2010 lässt sich aus der nachfolgenden Tabelle ablesen.

Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber Anteil der Speicherbetreiber

Anzahl Speicherkunden	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	50%	52%	37%	40%	42%	33%	38%	35%	45%
2	15%	13%	16%	10%	11%	14%	13%	17%	9%
3 - 9	30%	26%	32%	35%	32%	33%	29%	22%	18%
10 - 15	5%	9%	11%	10%	5%	10%	8%	13%	14%
16 - 20	0%	0%	5%	5%	5%	5%	8%	4%	5%
> 20	0%	0%	0%	0%	5%	5%	4%	9%	9%
Anzahl der Speicherbetreiber	20	23	19	20	19	21	24	23	22

Tabelle 100: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Die Anzahl der Speicherkunden ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken. Allerdings zeigt es sich weiterhin, dass knapp die Hälfte der Speicherbetreiber nur über einen Kunden verfügen. Zwei Speicherbetreiber haben jeweils mehr als 20 Kunden.

4. Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2015 freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahren dargestellt.

Entwicklung des stichtagsbezogenen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2011 bis 2015
in Mio Nm³

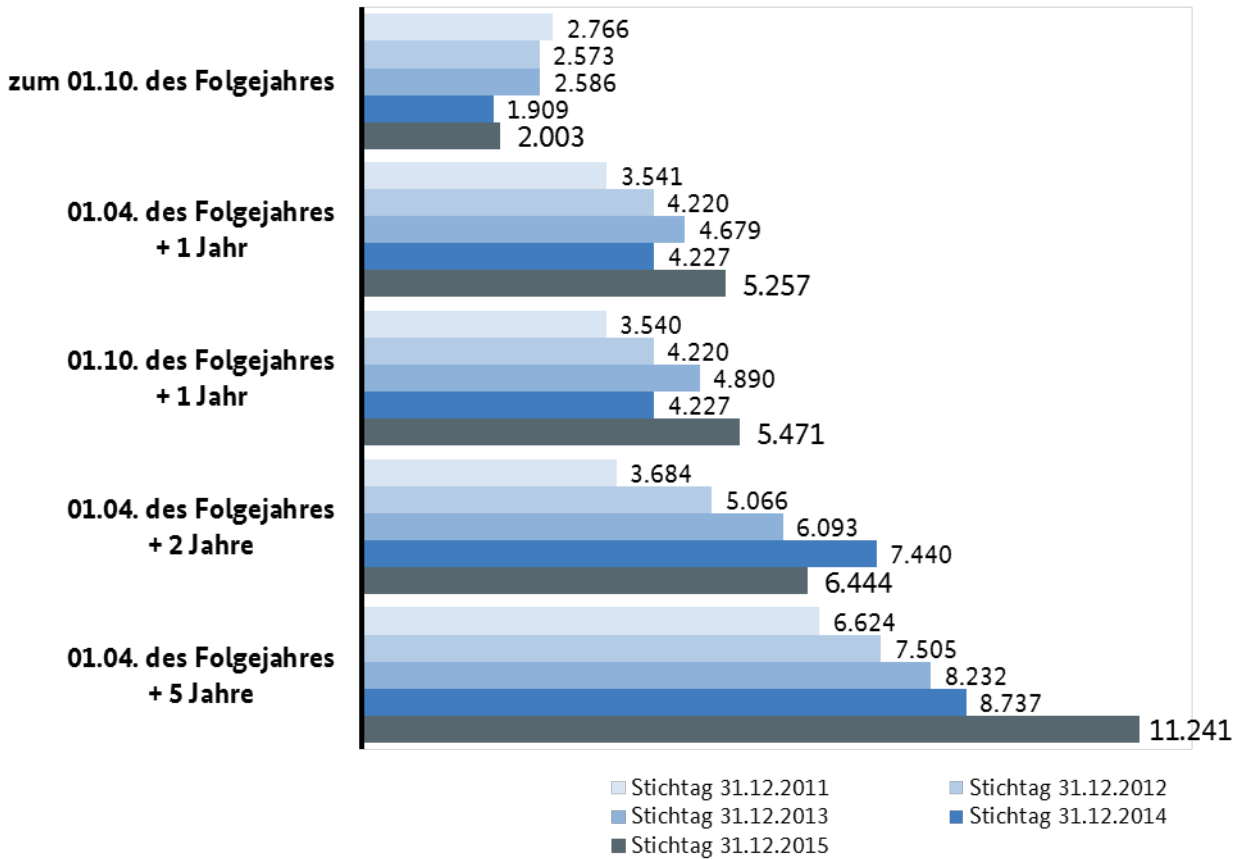


Abbildung 185: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2011 bis 2015

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2016) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen in etwa gleich geblieben, die buchbaren Kapazitäten ab 2017 haben zugenommen. Im längerfristigen Bereich ist das buchbare Arbeitsgasvolumen ab 2018 leicht zurückgegangen. Das langfristig buchbare Arbeitsgasvolumen 5 Jahre im Voraus hat im Vergleich zu den Vorjahren nochmals zugenommen.

I Mess- und Zählwesen

1. Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

Trotz der vollständigen Öffnung des Messwesens auf dem Energiemarkt sind überwiegend grundzuständige Netzbetreiber für den Messstellenbetrieb (in ihren Netzen) tätig. Die Zahl der dritten Messstellenbetreiber, seien es Netzbetreiber, Lieferanten oder unabhängige Messstellenbetreiber, steigt jedoch, wenn auch moderat.

Die in diesem Kapitel abgebildeten Sachverhalte berücksichtigen die Antworten von 668 Unternehmen. Für die Marktrollenverteilung ergibt sich dadurch folgendes Bild:

Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	2014	2015
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 1 EnWG	648	662
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-)Leistungen am Markt anbietet	8	13
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	1	2
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	4	7

Tabelle 101: Marktrollenverteilung des Messstellenbetreibers

2. Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden

Die größte Veränderung zum Vorjahr fand im Bereich der Haushaltskunden bei Zählern, die im i. S. d. § 21f EnWG umgerüstet werden können, statt. Über alle Zählergrößen¹⁴⁴ hinweg gab es mit über 30 Prozent einen deutlichen Anstieg zum Vorjahr.

Des Weiteren gab es bei allen Zählergrößen Verschiebungen von Balgengaszählern mit mechanischem Zählwerk hin zu solchen, die zusätzlich noch einen Impulsausgang besitzen. Die genaue Verteilung ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

¹⁴⁴ Der Wert für 2014 für die Summe der Zähler, die im i. S. d. § 21f EnWG umgerüstet werden können, wurde nachträglich auf 1.105.756 korrigiert.

Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standartlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	8.421.628	276.422	33.037
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	4.933.890	156.282	17.671
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	16.272	624	1.266
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	157	189	2.940
andere mechanische Gaszähler	12.902	2.530	25.246
andere elektronische Gaszähler	2.865	4	1.182
Summe der Zähler i. S. d. § 21f EnWG neue Fassung	25.916	1.218	600
Summe der Zähler, die i. S. d. § 21f EnWG neuer Fassung umgerüstet werden können	1.441.817	51.985	10.171

Tabelle 102: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen für SLP-Kunden

Nutzt ein Messstellenbetreiber die kommunikative Fernanbindung, so ist es nur in Ausnahmefällen nicht der Impulsausgang. Lediglich 4,2 Prozent der Zähler werden via M-Bus, OMS-Standard, Telekommunikation oder anderen Verfahren ausgelesen.

Kommunikative Anbindung SLP-Kunden

Anzahl und Verteilung

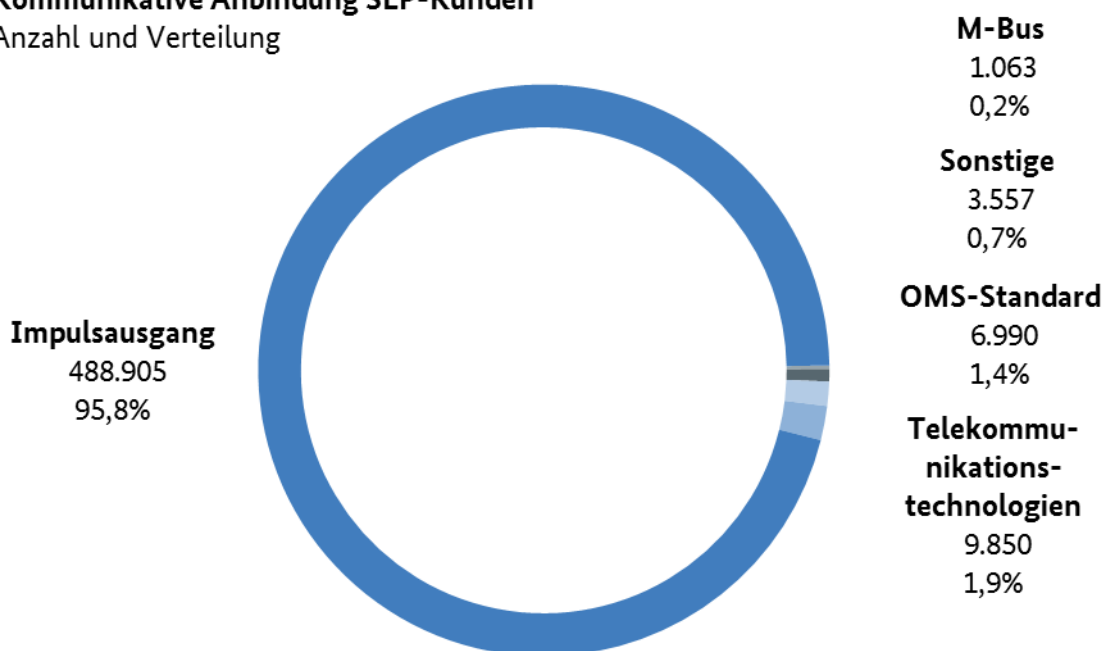


Abbildung 186: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung SLP-Kunden

3. Verwendete Messtechnik im Bereich registrierender Lastgangmessung

Im Bereich der RLM-Kunden hat sich die verwendete Zähl- und Messeinrichtungstechnik gegenüber dem Vorjahr¹⁴⁵ nur um jeweils wenige Zählpunkte verändert und stellt sich wie folgt dar:

Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden im Jahr 2015

Funktion	Anzahl Zählpunkte
Anzahl Zählpunkte - Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	15.750
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	9.396
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	14.630
Sonstige	273

Tabelle 103: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden

¹⁴⁵ Die Anzahl der Zählpunkte mit Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/ Datenspeicher von 2014 wurde nachträglich auf 15.471 korrigiert.

Die Messtechnik der RLM-Kunden überträgt die Daten dabei fast ausschließlich über Telekommunikationssysteme. In den Bereich Telekommunikation fallen Mobilfunk, 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. 3,7 Prozent.

Kommunikative Anbindung RLM-Kunden Anzahl und Verteilung

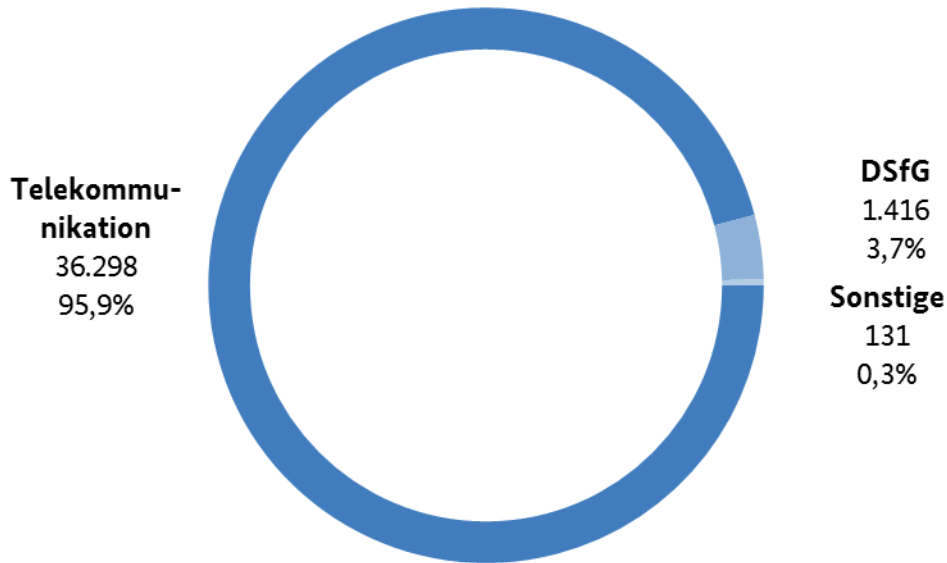


Abbildung 187: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden

4. Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Für das Monitoring wurden die Messstellenbetreiber im Bereich Gas erstmalig nach ihrem Investitionsverhalten und -vorhaben gefragt.

Rund 580 Unternehmen haben in diesem Bereich Angaben gemacht.

Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen in Mio. Euro

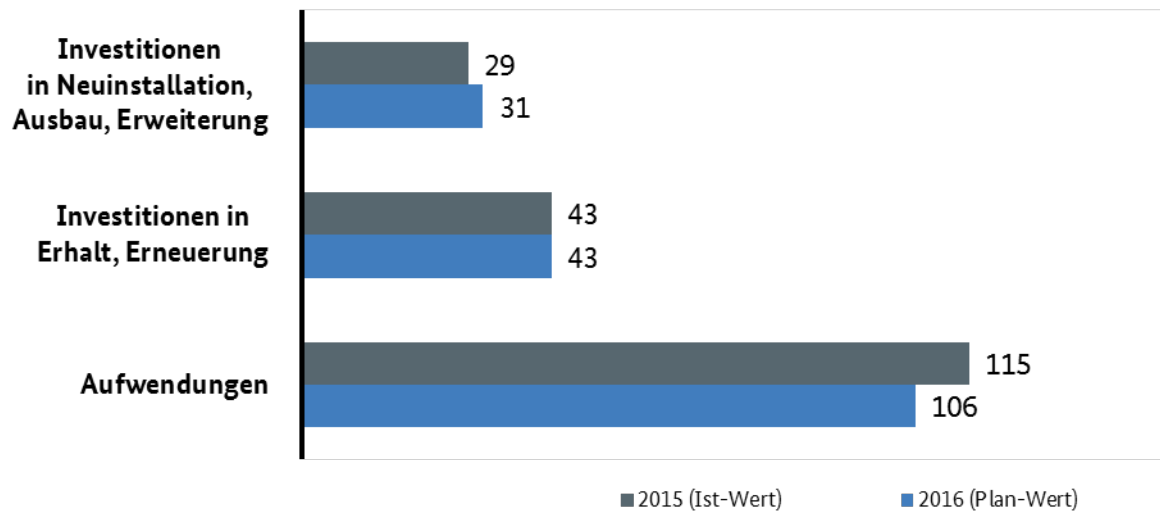


Abbildung 188: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

III Verbraucher

1. Verbraucherservice Energie

Die Bundesnetzagentur als zentrale Informationsstelle für Energieverbraucher hat die Aufgabe, private Energieverbraucher über das geltende Recht, ihre Rechte als Haushaltskunden und über das Schlichtungsverfahren zu informieren. Dafür hat sie den Verbraucherservice Energie eingerichtet, der telefonisch und schriftlich erreichbar ist.

Der Verbraucherservice Energie verzeichnete im Jahr 2015 rund 10.400 Anfragen und Beschwerden. Der Großteil davon entfällt auf den Bereich Elektrizität (5.700) und nur 900 Eingänge auf den Bereich Gas. Darüber hinaus erreichten den Verbraucherservice Energie 3.800 allgemeine bzw. themenübergreifende Anfragen.

Das Gesamtaufkommen der eingegangenen Verbraucheranfragen bis einschließlich 31. Dezember 2015 verteilt sich auf den Berichtszeitraum folgendermaßen:

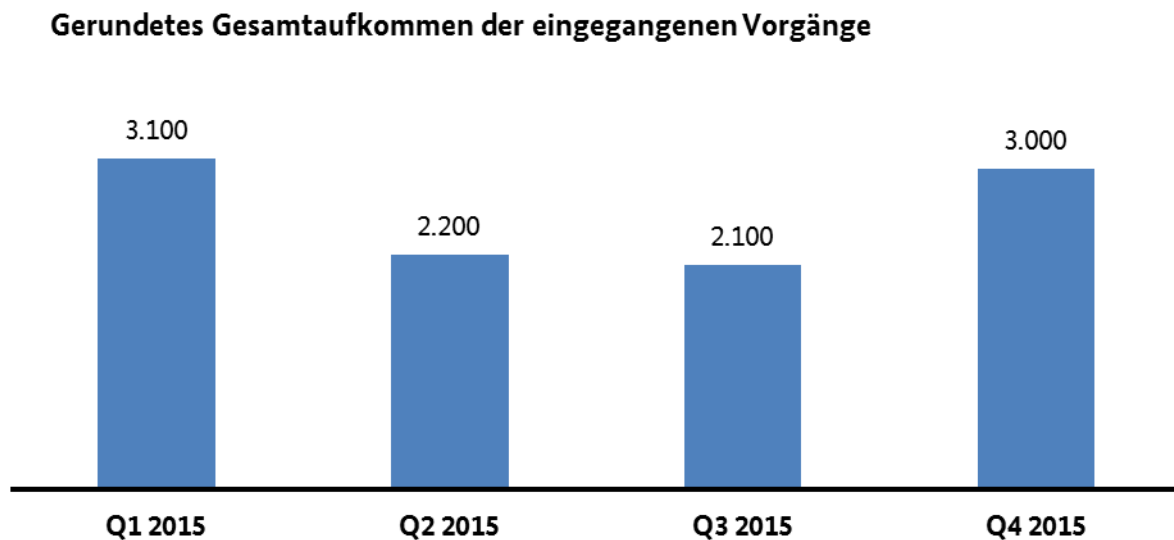


Abbildung 189: Gesamtaufkommen der eingegangenen Vorgänge bis 31. Dezember 2015

Das erhöhte Aufkommen an Verbraucheranfragen im 1. und 4. Quartal des Jahres lässt sich vermutlich dadurch erklären, dass ggf. stattfindende Preisanpassungen der Lieferanten zum 1. Januar zu einem erhöhten Wechselaufkommen und zu Folgeproblemen z. B. beim Wechselprozess und/ oder der Abrechnung führen.

Im Zentrum der Verbraucheranfragen und -beschwerden in den Bereichen Elektrizität und Gas stehen - wie schon in den vergangenen Jahren - Vertrags- und Abrechnungsfragen sowie Beschwerden über die Servicequalität und hier besonders der Lieferanten.

Wenn sich Verbraucherinnen und Verbraucher über das Lieferverhältnis und die Abrechnung beschweren, bezieht sich der Großteil der Beschwerden auf einige wenige Unternehmen. Verbraucherinnen und Verbraucher beklagen sich insbesondere über verspätete Zusendung und Fehler in der Energieabrechnung, Verzögerungen bei der Auszahlung oder Verrechnung von Guthaben oder Boni, sowie über Unstimmigkeiten bei der Auslegung von vertraglichen Bonus- und Kündigungsklauseln.

Alternativ zu einer gerichtlichen Klärung von Vertrags- oder Abrechnungsproblemen haben private Verbraucherinnen und Verbraucher einen Anspruch auf Durchführung eines Beschwerdeverfahrens beim Unternehmen. Wenn das Unternehmen der Beschwerde nicht binnen vier Wochen abhilft, können Energieverbraucher im Anschluss ein Schlichtungsverfahren bei der Schlichtungsstelle Energie e. V. durchführen lassen.

Seit November 2011 vermittelt die Schlichtungsstelle Energie bei Beanstandungen zum Vertragsschluss oder zur Qualität von Leistungen des Unternehmens zwischen Verbrauchern und dem betroffenen Energieversorgungsunternehmen, Messstellenbetreiber oder Messdienstleister. Im Jahr 2015 wurden bei der Schlichtungsstelle Energie 4.875 Anträge eingereicht. Die Schlichtungsstelle veröffentlicht auf ihrer Internetseite www.schlichtungsstelle-energie.de jährlich einen Tätigkeitsbericht und regelmäßig ihre Schlichtungsempfehlungen.

Das Schlichtungsverfahren ist in der Regel für Energieverbraucher kostenlos. Der Schlichterspruch ist allerdings nicht bindend, so dass sowohl dem Verbraucher als auch dem Unternehmen weiterhin der Weg zu den Gerichten offen steht.

2. Energiethemen

Auf Ihrer Internetseite "Elektrizität und Gas" beantwortet die Bundesnetzagentur typische Verbraucherfragen zu einem breiten Themenspektrum.

2.1 Erneuerbare Energien

Ungebrochen hoch ist das Interesse am Leitfaden zur Eigenversorgung, der seit Juli 2016 in seiner finalen Form abrufbar ist. In diesem Zusammenhang ist auch die starke Nachfrage auf die Seiten zur Datenerhebung für den EEG-Ausgleichsmechanismus zu sehen, denn es gibt gesetzliche Mitteilungspflichten für Eigenversorger und anderen selbsterzeugten Letztverbrauch von Strom, denen nachzukommen ist.

Die Bundesnetzagentur bietet ebenfalls mehrere Hotlines und Kontaktmöglichkeiten zu unterschiedlichen Fragen aus dem Bereich Erneuerbare Energien an. Auf diesem Weg gingen im Jahr 2015 rund 24.000 telefonische Anfragen und fast 4.000 E-Mails zum Anlagenregister, PV-Meldeportal und zur allgemeinen Datenerhebung ein.

2.2 Marktraumumstellung

Im ersten Halbjahr 2016 ist deutlich, dass sich viele Verbraucherinnen und Verbraucher über die gerade in Niedersachsen und Bremen anlaufende Gasumstellung von L- auf H-Gas informieren. Bislang fanden mehr als 10.000 Zugriffe auf die FAQs statt, im vergangenen Jahr waren es knapp 4.000. Die Bundesnetzagentur erweitert - auch angesichts aktueller Gesetzesänderungen - diesen Service.

Die Bundesnetzagentur beantwortet auf Ihrer Internetseite häufig gestellte Fragen zum Thema Marktraumumstellung und hat als weiteren Service Links zu den Internetseiten der betroffenen Netzbetreiber zusammengestellt.

2.3 Energielieferanten

Deutlich zu erkennen ist, dass Verbraucherinnen und Verbraucher das Informationsangebot der Bundesnetzagentur nutzen, wenn sie Probleme mit ihrem Energielieferanten haben. Die Fragen "Welche

Lieferverhältnisse gibt es?" und "Was versteht man unter Ersatzversorgung?" stehen hier nur beispielhaft für diejenigen, die einen Anstieg der Klickzahlen verzeichnen.

2.4 Beteiligung und Dialog zum Netzausbau

Um die Transparenz und die notwendige Akzeptanz für den Leitungsausbau in der Bevölkerung zu erhöhen, bietet die Bundesnetzagentur neben den gesetzlich vorgeschriebenen Beteiligungsstufen auch informelle Veranstaltungen und Informationsmöglichkeiten an.

Die Bundesnetzagentur diskutierte am 24. Juni 2015 die Chancen und Risiken von Erdkabeln bzw. Freileitungen mit Experten und der interessierten Öffentlichkeit. Hierzu wurde auch über den neuesten Stand der Technik sowie über gesundheitliche und umweltrelevante Fragen informiert.

Der am 17. und 18. September 2015 durchgeführte dritte Wissenschaftsdialog in Bonn bot eine Plattform für den akademischen Austausch zum Stromnetzausbau. Kern der Veranstaltung waren die Herausforderungen des Netzausbaus, die zum einen im Rahmen ausgewählter Autorenbeiträge vorgestellt und zum anderen in Fachforen diskutiert wurden.

Am 17. November 2015 fand in Köln der Technikdialog statt. Dieser befasste sich mit den genehmigungsrechtlichen Fragen, technischen Aspekten und der Standortsuche eines Konverters.

Neben den zahlreichen Informations- und Dialogveranstaltungen bietet die Bundesnetzagentur breitgefächerte Informationen zum Netzausbau auf der Webseite www.netzausbau.de an, die durch speziell zu einzelnen Themen des Netzausbaus erstellte Broschüren und Flyer sowie Kurzfilme auf YouTube und Präsentationen auf Slideshare ergänzt werden. Per Twitter werden u. a. Hinweise zu aktuellen Veranstaltungen zum Thema Netzausbau gegeben. Bürgerinnen und Bürger haben darüber hinaus die Möglichkeit, ihre Fragen per E-Mail, schriftlich oder telefonisch an den Bürgerservice zu richten.

2.5 Infoveranstaltungen zur Konsultation der Netzentwicklungspläne 2024 und zum Umweltbericht

Die Konsultation der Netzentwicklungspläne für das Zieljahr 2024 und des Umweltberichts durch die Bundesnetzagentur wurden durch vier Informationsveranstaltungen begleitet. Ziel dieser Reihe war ein offener Dialog über den erforderlichen Netzausbau und die zu erwartenden Umweltauswirkungen.

Im Zeitraum vom 27. Februar 2015 bis zum 15. Mai 2015 hatten Behörden, Verbände und die Öffentlichkeit Gelegenheit, sich zu den zur Konsultation stehenden Dokumenten zu äußern. Im Rahmen dieser Öffentlichkeitsbeteiligung gingen 34.211 Stellungnahmen ein, die in die Überprüfung durch die Bundesnetzagentur eingeflossen sind.

3. Neue Lieferanten

Energieversorgungsunternehmen, die in Deutschland Haushaltskunden mit Elektrizität oder Gas beliefern wollen und ihre Tätigkeit nach dem 13. Juli 2005 aufgenommen haben, müssen dies nach § 5 EnWG bei der Bundesnetzagentur anzeigen. Die Lieferantenanzeigen nehmen seit dem Jahr 2010 kontinuierlich zu. Zum 30. Juni 2016 hatten sich insgesamt 794 Unternehmen als Lieferant für Elektrizität oder Gas oder für beide Energieträger bei der Bundesnetzagentur angemeldet. Die Löschanzeigen gehen häufig auf Umstrukturierungen im Firmenverbund zurück und nur in Einzelfällen ziehen sich Unternehmen komplett aus dem Geschäftsbereich zurück.

Entwicklung der gemeldeten Lieferanten

Jahr	Neuanmeldungen von Lieferanten im laufenden Jahr	Abmeldungen von Lieferanten im laufenden Jahr	Insgesamt gemeldete Lieferanten am Jahresende
Lieferanten Gesamt			
2010			232
2011	90	0	322
2012	78	3	397
2013	137	9	525
2014	100	10	615
2015	148	3	760
Lieferanten für Gas und Strom			
2010			88
2011	41	0	129
2012	36	1	164
2013	51	5	210
2014	39	5	244
2015	51	2	293
Lieferanten ausschließlich für Gas			
2010			37
2011	16	0	53
2012	17	0	70
2013	25	0	95
2014	23	0	118
2015	6	0	124
Lieferanten ausschließlich für Strom			
2010			107
2011	33	0	140
2012	25	2	163
2013	61	4	220
2014	38	5	253
2015	91	1	343

Tabelle 104: Entwicklung der gemeldeten Lieferanten

4. Abrechnungsentgelte

Das Abrechnungsentgelt ist eine Kostenposition des Netzbetreibers, die dieser an die Lieferanten in seinem Netzgebiet weiterberechnet. Welche Kostenpositionen ein Netzbetreiber berechnen darf, ergibt sich aus der Strom- bzw. Gasnetzentgeltverordnung. Seit dem Jahr 2008 müssen Netzbetreiber sogenannte Kostenstellen für Messstellenbetrieb, Messung sowie Abrechnung bilden und ihre Kosten für diese Tätigkeiten verursachungsgerecht auf die jeweiligen Kostenstellen verteilen. Abrechnungskosten, also Kosten der kaufmännischen Bearbeitung von Zählerdaten oder Kosten für die Beitreibung fälliger Netznutzungsentgelte, die bei einem Netzbetreiber anfallen, waren zuvor in den allgemeinen Netzentgelten enthalten und wurden nicht separat dargestellt.

Für die Festlegung von Erlösobergrenzen durch die Regulierungsbehörden müssen die Netzbetreiber ihre Kosten der Behörde aufschlüsseln.

Der durchschnittliche Anteil des Abrechnungsentgeltes am Kostenblock Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung lag 2015 bei den durch die Bundesnetzagentur regulierten Netzbetreibern zwischen 46 und 51 Prozent. In die Regulierungszuständigkeit der Bundesnetzagentur fallen zum einen große Netzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden oder Netzbetreiber deren Netz sich über mehr als ein Bundesland erstreckt. Zum anderen alle Netzbetreiber aus Berlin, Brandenburg Bremen, Schleswig-Holstein und Thüringen, da diese Länder von der Möglichkeit der Organleihe Gebrauch gemacht haben.

Ab dem 1. Januar 2017 wird das Abrechnungsentgelt nun wieder abgeschafft. Es wurde in der Vergangenheit kritisiert, weil der Verdacht bestand, dass Netzbetreiber Spielräume bei der Verteilung ihrer Kosten auf die verschiedenen Kostenstellen ausnutzten. Außerdem sei das Abrechnungsentgelt im Vergleich zu den Kosten für Messstellenbetrieb und Messung zu hoch und behindere damit Wettbewerb und Innovation im Messwesen.

Durch die Abschaffung des Abrechnungsentgeltes ab 2017 fallen diese Kosten beim Netzbetreiber jedoch nicht weg, sondern werden lediglich wieder in die allgemeinen Netzentgelte integriert und nicht mehr gesondert ausgewiesen.

5. Aufsichtsverfahren

Im Juni 2015 hat das OLG Düsseldorf entschieden, dass die Care-Energy Energiedienstleistungs GmbH & Co. KG zur Anzeige der Belieferung von Haushaltskunden nach § 5 EnWG verpflichtet ist. Das Unternehmen teilte daraufhin mit, alle Vertragsverhältnisse mit Energiekunden auf die Care-Energy AG übertragen zu haben. Die Care-Energy AG hatte sich bereits im Oktober 2014 bei der Bundesnetzagentur als Haushaltskundenlieferantin nach § 5 EnWG angezeigt - damals noch unter dem Namen EnUp AG.

Aufgrund zahlreicher Kundenbeschwerden in den Monaten Dezember 2015 bis Februar 2016, insbesondere wegen nicht oder nicht fristgerecht erfolgter Abrechnungen sowie nicht erfolgter Guthabenauszahlungen durch die Care-Energy AG leitete die Bundesnetzagentur im März 2016 Vorermittlungen nach § 5 EnWG ein und gab dem Unternehmen Gelegenheit zu den Verbraucherbeschwerden Stellung zu nehmen. In einem einseitigen Schreiben teilte die Care-Energy AG im April 2015 mit, dass keine Übertragung von Kunden der Care-Energy Energiedienstleistungs GmbH & Co. KG auf die Care-Energy AG stattgefunden habe.

Zwischen dem 30. Mai und dem 23. Juni 2016 haben alle vier Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur mitgeteilt, dass sie aufgrund ausstehender EEG-Abschlagszahlungen gegenüber der Care-Energy AG die

Kündigung des Bilanzkreisvertrages angedroht haben. Am 21. Juni 2016 wurde die Bundesnetzagentur informiert, dass die Care Energy AG in zahlreichen Netzgebieten Deutschlands rückwirkende Lieferabmeldungen wegen Auszugs vorgenommen habe. Bei der Bundesnetzagentur meldeten sich zahlreiche der bundesweit betroffenen ca. 19.000 Kunden, dass sie rückwirkend abgemeldet worden seien, obwohl sie nicht ausgezogen seien.

Ebenfalls im Juni 2016 hat der Bundesgerichtshof die Entscheidung des OLG Düsseldorf aus dem Juni 2015 bestätigt, wonach die Care-Energy Energiedienstleistungs GmbH & Co. KG – die inzwischen unter dem Namen Expertos Unternehmens- und Wirtschaftsberatungs GmbH & Co. KG auftritt – als Haushaltskundenlieferantin zur Anzeige nach § 5 EnWG verpflichtet ist.

Die Bundesnetzagentur hat daraufhin am 14. Juni 2016 zwei Aufsichtsverfahren wegen Verstoßes gegen § 5 EnWG gegen die Care-Energy AG und die Expertos Unternehmens- und Wirtschaftsberatungs GmbH & Co. KG eröffnet. Mit Beschlüssen vom 28. bzw. 29. Juni 2016 wurden beide Unternehmen unter Fristsetzung bis 13. bzw. 14. Juli 2016 und Androhung eines Zwangsgeldes von jeweils 1 Mio. Euro zur Auskunft zu Fragen der Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung, der Leistungsfähigkeit, den Altkundenverträgen und dem Verhältnis zwischen der Care-Energy AG und der Expertos aufgefordert. Die Stellungnahmen der beiden Unternehmen werden derzeit geprüft.

IV Übergreifende Themen

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas

Die Aufgaben der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas nehmen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt einvernehmlich wahr. Aus den unterschiedlichen Blickwinkeln der beiden Häuser überwachen sie gemeinsam die Energiegroßhandelsmärkte. Während die Bundesnetzagentur die Einhaltung der REMIT-Vorschriften hinsichtlich der Verbote von Insiderhandel und Marktmanipulation überwacht, liegt der Fokus des Bundeskartellamts bei Verstößen gegen Kartellrecht, insbesondere bei der Feststellung von Marktmacht mit Blick auf die darauf aufbauende Ermittlung von ersten Anhaltspunkten für Marktmachtmissbrauch. Außerdem werden Anhaltspunkte für Verstöße gegen das Wertpapierhandelsgesetz oder das Börsengesetz an die zuständigen Stellen weitergeleitet.

Die gemeinsame Marktüberwachung basiert auf den Handels- und Fundamentaldaten, die ACER auf europäischer Ebene sammelt. Die Datenmeldung an ACER nach Art. 8 REMIT i. V. m. der Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 erfolgt in zwei Phasen: Seit 7. Oktober 2015 müssen Marktteilnehmer alle Verträge, die an organisierten Marktplätzen geschlossen werden, melden. Darüber hinaus werden die Fundamentaldaten von ENTSO-E und ENTSO-G an ACER gemeldet. Seit 7. April 2016 müssen Marktteilnehmer auch bilateral geschlossene Verträge, sog. OTC – Geschäfte, melden. Zusätzlich sind Transportverträge und weitere Fundamentaldaten zu melden.

Zu den Details der Datenmeldungen veröffentlicht ACER aktuelle Versionen von Handbüchern und Leitlinien (List of standard contracts, Transaction Reporting User Manual (TRUM), Manual of Procedures (MoP) on data reporting, Questions and Answers (Q&A), Frequently asked questions (FAQ))¹⁴⁶, die den Marktteilnehmern Hilfestellungen bei der Datenmeldung geben. Die Erarbeitung dieser ACER-Dokumente erfolgt im Dialog mit der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas. Diese stellt ihrerseits eigene Erläuterungen bereit.¹⁴⁷

Wer Daten an ACER melden muss, benötigt hierfür einen ACER – Code, den er nach seiner Registrierung als Marktteilnehmer bei der Bundesnetzagentur erhält. Rückfragen von deutschen Marktteilnehmern zur Datenmeldung und zur Registrierung beantwortet ein Anfragenteam über eine zentrale Telefon-Hotline und per E-Mail. Im Jahr 2016 wurden bis einschließlich Oktober über 2.300 Anfragen von Marktteilnehmern bearbeitet.

Zusätzliche Daten, die nicht bereits auf europäischer Ebene von ACER erhoben werden, kann die Markttransparenzstelle nach entsprechender Festlegung unter Berücksichtigung einer noch zu erlassenden Rechtsverordnung durch das BMWi selbst erheben. Hier kommen vor allem die Regelennergiedaten Strom und ggf. auch Gas sowie einige wenige Erzeugungsdaten Strom aus Anlagen unter 100 MW in Frage.

¹⁴⁶ <https://www.acer-remit.eu/portal/home>

¹⁴⁷ <http://www.markttransparenzstelle.de> und <http://www.remit.bundesnetzagentur.de>

Arbeitsschwerpunkt der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas in den vergangenen Monaten war der weitere Aufbau des IT-Systems sowie der notwendigen Sicherheitsvorkehrungen zur Aufnahme der von ACER zu liefernden Daten für den deutschen Markt.

B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

1. Aufgaben nach REMIT

1.1 Registrierung der Marktteilnehmer

Die Registrierung der Marktteilnehmer durch die Bundesnetzagentur nach Art. 9 REMIT startete im März 2015. Nach erfolgreicher Registrierung erhalten die Marktteilnehmer den für die Datenmeldung erforderlichen ACER-Code. Bislang haben sich 3.847 Marktteilnehmer in Deutschland registriert¹⁴⁸, die auch im europäischen Register geführt werden. Das europäische Register¹⁴⁹ enthielt im gleichen Zeitraum 11.647 Marktteilnehmer. Damit haben sich europaweit die meisten Marktteilnehmer in Deutschland registriert, gefolgt von dem Vereinigten Königreich, Italien und Frankreich mit jeweils mehr als 1.100 registrierten Marktteilnehmern.

1.2 Verfolgung von Verstößen

Der Bundesnetzagentur obliegt gemäß § 56 Nr. 4 EnWG die Aufgabe, die Einhaltung der REMIT zu überwachen und gegen Verstöße vorzugehen. Die Ordnungswidrigkeiten kann man in drei Gruppen unterteilen:

- Verstöße gegen die Registrierungspflicht, die Datenmeldepflicht, die Pflicht zur Veröffentlichung von Insiderinformationen
- Insiderhandel
- Marktmanipulation

Hinweise auf Verstöße gegen die REMIT erhält die Bundesnetzagentur unter anderem über die Notification Platform¹⁵⁰ von ACER. Dies ist ein elektronisches Formular, das vor allem Personen nutzen, die beruflich Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten arrangieren (z. B. Energiebroker oder Energiebörsen). Daneben besteht für jeden Marktteilnehmer die Möglichkeit, der Bundesnetzagentur auch anonym Hinweise auf Verstöße gegen die REMIT mitzuteilen.

Seit dem Jahr 2012 wurden der Bundesnetzagentur bislang insgesamt 19 Verdachtsfälle angezeigt.¹⁴⁸ Ein Fall betrifft den Verstoß gegen das Verbot des Insiderhandels nach Art. 3 REMIT, die anderen betreffen das Verbot der Marktmanipulation nach Art. 5 REMIT. Im Jahr 2015 sowie im Jahr 2016 wurden jeweils sieben Verdachtsfälle bearbeitet. Zusammen mit einem weiteren Verdachtsfall aus 2014 dauert die Bearbeitung bei 13 Verdachtsfällen weiterhin an. Untersuchungsgegenstand sind u.a. Handelsgeschäfte, die möglicherweise darauf hinwirken sollen, ein künstliches Preisniveau herbeizuführen. Auch werden mögliche Scheingeschäfte (sog. Wash Trades) untersucht, die ein falsches oder irreführendes Signal für das Angebot oder die Nachfrage im Energiegroßhandel gegeben haben könnten. In acht Fällen findet eine grenzüberschreitende Bearbeitung statt, da auch

¹⁴⁸ Stand 3. November 2016

¹⁴⁹ <https://www.acer-remit.eu/portal/european-register>

¹⁵⁰ <https://www.acer-remit.eu/np/home>

Regulierungsbehörden anderer europäischer Mitgliedstaaten betroffen sind. Bisläng hat die Bundesnetzagentur noch keine Bußgelder festgesetzt und auch keine Strafanzeige gestellt.

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

1. Verbot wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen

Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum die Einleitung eines Verfahrens nach § 1 GWB und Art. 101 AEUV wegen möglicher Wettbewerbsbeschränkungen durch eine vereinbarte Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten geprüft und auf Ebene des Aufgreifermessens vorerst abgelehnt.

STEAG GmbH ("STEAG"), Essen, hatte angeregt, ein Kartellverwaltungsverfahren gegen die RWE Generation SE ("RWE"), Essen, einzuleiten. Hintergrund war das nach Auffassung der STEAG kartellrechtswidrige, auf einer Vereinbarung zwischen den beiden Unternehmen beruhende einseitige Verlangen der RWE, das Steinkohlekraftwerk Voerde stillzulegen.

Hintergrund der Eingabe war folgender: Das Kraftwerk Voerde war ein Gemeinschaftskraftwerk von STEAG und RWE, über die im Kraftwerk erzeugten Strommengen existierte ein Bezugsrechtsvertrag zugunsten von RWE. Der Gesellschaftsvertrag zur Gründung der Betreibergesellschaft wurde im Jahre 1975 zwischen der STEAG und der RWE geschlossen: Die Modalitäten der Errichtung, des Betriebs, der Stilllegung und der Finanzierung des Kraftwerks Voerde wurden in einem Mantelvertrag gleichen Datums geregelt. Eine Klausel darin besagt, dass der Minderheitsgesellschafter RWE nach Ablauf eines bestimmten Zeitraums nach der Inbetriebnahme einseitig die endgültige Stilllegung verlangen kann.

Dies hat RWE nunmehr verlangt. STEAG wiederum hat RWE daraufhin angeboten, den Gesellschaftsanteil der RWE an der Betreibergesellschaft zu übernehmen, das Kraftwerk selbst weiter zu betreiben, sowie die im Kraftwerk erzeugten Strommengen selbst abzunehmen und zu vermarkten. Hieran schlossen sich Verhandlungen an, die jedoch zunächst zu keinem Ergebnis führten. Daraufhin ist STEAG beim Bundeskartellamt vorstellig geworden.

Im Rahmen der Prüfung hat das Bundeskartellamt zunächst das Vorliegen einer Vereinbarung zwischen zwei unabhängigen Unternehmen unter Berücksichtigung der komplexen Regelungen in diesem Einzelfall bejaht. Weiterhin wurde auch der wettbewerbsbeschränkende Charakter dieser Vereinbarung nicht ausgeschlossen. In der bisherigen Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes wurden Kapazitätsstilllegungsvereinbarungen als bezweckte Wettbewerbsbeschränkungen angesehen¹⁵¹, da diese ihrem Wesen nach geeignet sind, zu einer Verknappung des Angebots und damit zu Preissteigerungen zum Nachteil der Verbraucher zu führen. Dies galt vorliegend um so mehr, als durch diese Vereinbarung eine wirtschaftliche Verwertung des Kraftwerks verhindert wurde, also weder eine Veräußerung noch ein Weiterbetrieb durch STEAG verbunden mit einer vollständigen Eigenvermarktung des im Kraftwerk Voerde erzeugten Stroms in Betracht kamen. Darüber hinaus würde durch eine Stilllegung auch eine Wettbewerbsbeschränkung auf dem Erstabatzmarkt für Strom bewirkt, da es durch

¹⁵¹ So wurden im Verfahren B10-40/09 Evonik (heute STEAG) / RWE die zwischen den Unternehmen vereinbarten Stilllegungsklauseln nach § 1 GWB, Art. 101 AEUV beanstandet.

den Wegfall von Stromerzeugungskapazitäten in der Regel zu einem Anstieg der Großhandelspreise für Strom kommt.¹⁵²

Das Bundeskartellamt beschloss zum damaligen Zeitpunkt, vorerst kein Verfahren einzuleiten, da die Verkaufsverhandlungen zwischen den Beteiligten seinerzeit noch andauerten und bei der vorliegenden Auseinandersetzung Rechtsfragen im Vordergrund standen, die auch von den Kartellzivilgerichten hätten beantwortet werden können.

In der Folge haben sich STEAG und RWE über die Zukunft des Kraftwerks Voerde geeinigt. Die Übertragung der RWE-Anteile an der Betreibergesellschaft des Kraftwerks Voerde auf STEAG wurde beim Bundeskartellamt fusionskontrollrechtlich angemeldet und innerhalb der Monatsfrist freigegeben (B8-63/16).

2. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen: Vergabe von Stromnetzkonzessionen

Der Sofortvollzug der Untersagungsverfügung des Bundeskartellamtes gegen die Stadt Titisee-Neustadt wegen Missbrauchs bei der Auswahl eines neuen Wegenutzungsberechtigten ist unanfechtbar geworden, nachdem der Bundesgerichtshof mit Beschluss vom 26. Januar 2016 die seitens der Stadt Titisee-Neustadt erhobene Nichtzulassungsbeschwerde und zulassungsfreie Rechtsbeschwerde (Verletzung des rechtlichen Gehörs) gegen die Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf über den Fortbestand des Sofortvollzugs der kartellbehördlichen Verfügung zurückgewiesen hat. Die bloße Anhängigkeit einer Kommunalverfassungsbeschwerde streite nicht für ein öffentliches Aussetzungsinteresse. Andernfalls würde die Bindung von Justiz und Verwaltung an Recht und Gesetz nach Art. 20 Abs. 3 GG zugunsten einer "Ungültigkeitsvermutung" aufgehoben. Zudem hat der Bundesgerichtshof erhebliche Zweifel an der Zulässigkeit der seitens der Stadt Titisee-Neustadt erhobenen Kommunalverfassungsbeschwerde zum Ausdruck gebracht. Am 22. August 2016 hat das Bundesverfassungsgericht beschlossen, die Kommunalverfassungsbeschwerde der Stadt Titisee-Neustadt nicht zur Entscheidung anzunehmen (BVerfG, Beschluss vom 22. August 2016 – 2 BvR 2953/14).

Anlässlich einiger Anfragen haben sich das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur auf eine Präzisierung des Leitfadens hinsichtlich Herausgabeansprüchen von mehrjähriger Ertrags- und Investitionsplanung auf Grundlage von Rn 40 h) des Gemeinsamen Leitfadens verständigt. Herauszugeben nach gemeinsamen Verständnis von Rn 40 Buchstabe h) sind nur Planungsdaten über das Konzessionsnetz bis zum Ablauf des Konzessionsvertrages. Es sind Planungsdaten, die unter der Prämisse erstellt werden, dass der Altkonzessionär möglicherweise nicht wieder Konzessionsnehmer wird und das Netz abgeben wird. Damit können Bewerber die Investitionssituation für die Zeit zwischen der Datenherausgabe drei Jahre vor Auslaufen des Konzessionsvertrages und dem Ende des Konzessionsvertrages abschätzen. Darüber hinausgehende Investitionsplanungen sind ein wesentlicher Wettbewerbsparameter im Wettbewerb um die Konzession und sind daher nicht vom Herausgabeanspruch gegenüber dem Altkonzessionär erfasst.

¹⁵² Die Sektoruntersuchung "Stromerzeugung und -großhandel" behandelte hingegen eine andere Fallkonstellation, nämlich den einer kurzfristigen, nicht auf einer Vereinbarung beruhenden Kapazitätszurückhaltung durch ein marktbeherrschendes Unternehmen, siehe ebendort, S.118-120.

3. Sektoruntersuchung: Ablesedienste von Heiz- und Wasserkosten

Das Bundeskartellamt hat im Juli 2015 eine Sektoruntersuchung im Bereich des Submetering eingeleitet. Submetering bezeichnet die verbrauchsabhängige Erfassung und Abrechnung von Wärme und Wasser innerhalb von Gebäuden sowie die Überlassung der dafür benötigten messtechnischen Ausstattung wie Heizkostenverteiler oder Wärme- und Wasserzähler, die der beauftragte Dienstleister in der Regel auch installiert und regelmäßig abliest. Submetering ist vom Metering sachlich abzugrenzen. Während Metering die verursachungsgerechte Abrechnung von Energielieferungen bis zu einer Liegenschaft betrifft, umfasst Submetering die Aufteilung von Heiz- und Wasserkosten innerhalb der Liegenschaften auf die einzelnen Nutzer.

In der Sektoruntersuchung sollen die aktuelle Marktsituation und die Wettbewerbsintensität bei der Erfassung und Abrechnung von Heiz- und Wasserkosten ermittelt werden sowie etwaige Wettbewerbsdefizite, Wettbewerbsbeschränkungen oder missbräuchliche Verhaltensweisen in diesem Bereich.

Das Bundeskartellamt hat sich bereits im Jahr 2002 im Rahmen eines Fusionskontrollverfahrens mit dem Submetering befasst und festgestellt, dass zwischen ista (damals: Viterra) und Techem ein wettbewerbsloses Duopol mit einem gemeinsamen Marktanteil von über 50 Prozent bestand. In der Sektoruntersuchung soll geklärt werden, wie sich die Marktstrukturen seitdem entwickelt haben und ob dieses wettbewerbslose Duopol auch weiterhin besteht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass häufig nicht der eigentliche Vertragspartner (d.h. der Gebäudeeigentümer bzw. der Verwalter) die Kosten für die Submetering-Dienstleistung zu tragen hat, sondern dass diese Kosten an den Mieter weitergegeben werden. In der Sektoruntersuchung wird zudem analysiert, ob Marktzutrittsschranken bestehen, insbesondere in Bezug auf proprietäre Verfahren bei der Abrechnung und bei der Fernauslesung von Verbrauchsdaten über Funk.

In einem ersten Schritt hat das Bundeskartellamt Online-Fragebögen an rund 90 Submetering-Unternehmen und einige große Immobilienverwaltungsgesellschaften versandt. Die erhobenen Daten wurden anschließend bereinigt und mit statistischen Methoden ausgewertet. In einem zweiten Schritt wurden Gespräche mit ausgesuchten Marktteilnehmern und Verbänden geführt und vertiefende Fragen an ausgewählte Wettbewerber gerichtet. Die Ergebnisse der Auswertung sollen abschließend in einem Sektorbericht veröffentlicht werden.

4. Competition Advocacy

Mit dem im Juli 2016 verabschiedeten Strommarktgesetz hat sich der deutsche Gesetzgeber für einen Strommarkt 2.0 entschieden. Dieser setzt auf den bestehenden Marktmechanismen auf und entwickelt diese weiter, indem bestehende Fehlanreize und Wettbewerbsverzerrungen abgebaut werden. Dabei ist elementar, dass unverzerrte Preissignale in den Markt gelangen, die beispielsweise Knappheiten angemessen widerspiegeln und die richtigen Investitionsanreize setzen.

In der Diskussion zum künftigen Strommarktdesign wurde teilweise vorgetragen, dass das kartellrechtliche Missbrauchsverbot wie eine implizite Preisobergrenze auf dem Stromer Absatzmarkt wirke. Das Bundeskartellamt teilt diese Bedenken 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, um 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.

Obwohl das Bundeskartellamt die vorgetragenen Bedenken hinsichtlich der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht nicht teilt, hat es in seiner Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch) "Ein Strommarkt für die Energiewende" vorgeschlagen, einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung zu veröffentlichen.

Dieser Vorschlag hat Eingang in das Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch) "Ein Strommarkt für die Energiewende" gefunden (dort: Maßnahme 2, Seite 61). Der Leitfaden soll "die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung und die Reichweite" der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabatzmarkt verdeutlichen. So sollen möglicherweise bestehende Unsicherheiten ausgeräumt werden.

Im Rahmen der Erstellung des Leitfadens hat das Bundeskartellamt vom 1. April 2016 bis zum 31. Mai 2016 eine Konsultation durchgeführt. Dazu hat das Bundeskartellamt einen Fragenkatalog erstellt, der von interessierten Unternehmen, Verbänden oder Behörden beantwortet werden konnte.¹⁵³ Insgesamt sind acht Stellungnahmen eingegangen, die das Bundeskartellamt derzeit auswertet.¹⁵⁴

Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur beabsichtigen derzeit, einen gemeinsamen Leitfaden zu erstellen. Der Leitfaden soll damit neben Ausführungen zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabatzmarkt auch Auslegungsfragen der REMIT-Verordnung umfassen. Letztere waren nicht Gegenstand der vom Bundeskartellamt durchgeführten Konsultationen.

Das Strommarktgesetz sieht darüber hinaus eine weitere Maßnahme zur Erhöhung der Transparenz der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromerstabatzmarkt vor. Das Bundeskartellamt soll in Zukunft regelmäßig einen Bericht über seine Monitoringergebnisse zu den Wettbewerbsverhältnissen in der Stromerzeugung veröffentlichen (§ 53 Abs. 3 S. 2 GWB). Der Bericht ist Teil des Monitorings nach § 48 Absatz 3 Satz 1 und soll mindestens alle zwei Jahre veröffentlicht werden. Die Veröffentlichung kann unabhängig von dem gemeinsam mit der Bundesnetzagentur veröffentlichten allgemeinen Monitoringbericht erfolgen. Neben den dafür selbst erhobenen Daten wird das Bundeskartellamt für die Erstellung des Berichts Daten der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas erhalten (§ 47c Absatz 1 Nummer 1 GWB). Auf Basis dieser Daten können insbesondere zeitnahe Analysen zu Fragen der Marktbeherrschung auf den Erzeugungsmärkten erfolgen. Hierdurch werden die Unternehmen in Zukunft besser einschätzen können, ob sie marktbeherrschend und damit Adressat des kartellrechtlichen Missbrauchsverbots sind.

¹⁵³ Vgl.

http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/AktuelleMeldungen/2016/01_04_2016_Fragebogen_Leitfaden_Stromerzeugung.html

¹⁵⁴ Die Stellungnahmen sind abrufbar unter

http://www.bundeskartellamt.de/DE/Missbrauchsaufsicht/Konsultation_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung/Konsultation_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung_node.html

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (I.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (II.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.G.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (IV.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

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

E Marktraumumstellung

G 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

H Speicher

I Mess- und Zählwesen

III Verbraucher

IV 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

F Großhandel

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden

4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden

5. Europäischer Gaspreisvergleich

IV Übergreifende Themen

C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Hinweis: Unterschiede zwischen Einzelbestandteilen und deren Summe sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

Abbildung 1: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge	28
Abbildung 2: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2015	30
Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte	33
Abbildung 4: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerabsatzmarkt	37
Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2015	40
Abbildung 6: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung) zum 31. Dezember 2015	41
Abbildung 7: Installierte elektrische Erzeugungsleistung nicht erneuerbarer Energieträger 2014 und 2015	42
Abbildung 8: Aktuell installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand November 2016, EEG 31. Dezember 2015)	43
Abbildung 9: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand November 2016, EEG 31. Dezember 2015)	44
Abbildung 10: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes (Netto-Nennleistung, Stand November 2016)	48
Abbildung 11: Nettostromerzeugung 2015	49
Abbildung 12: Nettostromerzeugung nicht erneuerbarer Energien 2014 und 2015	50
Abbildung 13: In Probebetrieb oder in Bau befindliche Kraftwerke 2016 bis 2019 (Bundesweite Plandaten 2016 bis 2019 für Netto-Nennleistungen, Stand: November 2016)	52
Abbildung 14: Standorte mit erwartetem Zu- und Rückbau von Kraftwerksblöcken (Stand November 2016) ..	54
Abbildung 15: Entwicklung der installierten Leistung der nach dem EEG förderberechtigten Anlagen bis 2015	57
Abbildung 16: Entwicklung der eingespeisten Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen	61
Abbildung 17: Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe über Deutschland, sowie dem nördlichen Bereich Deutschlands	62
Abbildung 18: Maximale Einspeisung	63
Abbildung 19: Maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen im Jahr 2015	64
Abbildung 20: Entwicklung der Jahresarbeit aus förderberechtigten EEG-Anlagen nach fester Einspeisevergütung oder Direktvermarktung	65
Abbildung 21: Aufteilung der direktvermarkteten Jahresarbeit auf die Energieträger	66
Abbildung 22: Entwicklung der finanziellen Förderung nach Energieträgern	68
Abbildung 23: Entwicklung der EEG-Umlage	69

Abbildung 24: Zuschläge der ersten fünf Ausschreibungsrunden	73
Abbildung 25: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2016	75
Abbildung 26: Stand der Ausbautvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) zum dritten Quartal 2016.....	76
Abbildung 27: Maßnahmen der VNB zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes	82
Abbildung 28: Überblick angewendeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung	83
Abbildung 29: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber (alle Spannungsebenen).....	85
Abbildung 30: Projektstatus Gesamtausbaubedarf (alle Spannungsebenen).....	87
Abbildung 31: Netzausbaubedarf je Verteilernetzbetreiber auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene	88
Abbildung 32: Projektstatus Netzausbaubedarf auf Grund des zu erwartenden Ausbaus von Einspeiseanlagen in der Hochspannungsebene.....	89
Abbildung 33: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)	90
Abbildung 34: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB	91
Abbildung 35: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen.....	92
Abbildung 36: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen.....	93
Abbildung 37: Entwicklung des SAIDI von 2006 bis 2015.....	94
Abbildung 38: Entwicklung des SAIDI in der NS und MS von 2006 bis 2015	95
Abbildung 39: Anzahl der Versorgungsunterbrechungen in der NS und in der MS von 2006 bis 2015	96
Abbildung 40: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB.....	102
Abbildung 41: Ausfallarbeit verursacht durch EinsMan-Maßnahmen.....	105
Abbildung 42: Entwicklung der Ausfallarbeit (inkl. Ausfallwärme) nach § 14 EEG.....	107
Abbildung 43: Regionale Verteilung der Ausfallarbeit im Jahr 2015.....	108
Abbildung 44: Entschädigungszahlungen verursacht durch EinsMan-Maßnahmen	109
Abbildung 45: Entwicklung der Netzentgelte von 2006 bis 2016.....	116
Abbildung 46: Anzeigen/ Anträge für Netzübergänge	117
Abbildung 47: Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2011 bis 2015	122
Abbildung 48: Aufteilung der Kosten der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB sowie der Kosten für Netz- und Systemsicherheit im Jahr 2015	124

Abbildung 49: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	126
Abbildung 50: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	127
Abbildung 51: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Primärregelleistung in den Regelzonen der deutschen ÜNB sowie Swissgrid (CH) und TenneT (NL)	129
Abbildung 52: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	131
Abbildung 53: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung	131
Abbildung 54: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2014 und 2015	132
Abbildung 55: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2014 und 2015 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserven (MRL)	133
Abbildung 56: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge der MRL 2014 und 2015	134
Abbildung 57: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung	135
Abbildung 58: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2009 bis 2015	137
Abbildung 59: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2014 und 2015	137
Abbildung 60: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2015	138
Abbildung 61: Entwicklung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität	141
Abbildung 62: Verfügbare Kapazitäten an der Grenze Dänemarks (DK1) nach Deutschland	142
Abbildung 63: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)	145
Abbildung 64: Physikalische Lastflüsse	145
Abbildung 65: Day Ahead Spotpreise 2011 bis 2016 im Mittel	146
Abbildung 66: Jahressummen der grenzüberschreitenden Importlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne	149
Abbildung 67: Jahressummen der grenzüberschreitenden Exportlastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne	150
Abbildung 68: Grenzüberschreitender Stromhandel Deutschlands	151
Abbildung 69: Erlöse und Kosten der deutschen Exporte und Importe	152
Abbildung 70: Ungeplante Flüsse 2014	153
Abbildung 71: Ungeplante Flüsse 2015	154
Abbildung 72: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, der EPEX SPOT und der EXAA	162

Abbildung 73: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2015	163
Abbildung 74: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA.....	165
Abbildung 75: Entwicklung der durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT	168
Abbildung 76: Differenz der base und peak- Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA in Euro/MWh	169
Abbildung 77: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2015 in Euro/MWh.....	170
Abbildung 78: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX in TWh.....	173
Abbildung 79: Handelsvolumen von Phelix-Futures an der EEX nach Erfüllungsjahr in TWh.....	173
Abbildung 80: Preisentwicklung der Phelix-Frontjahres-Futures im Jahresverlauf 2015 in Euro/MWh.....	174
Abbildung 81: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahres-Future-Preise an der EEX in Euro/MWh	175
Abbildung 82: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT.....	177
Abbildung 83: Anteil der jeweils fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX.....	178
Abbildung 84: Volumen OTC-Clearing und Börsenhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX	181
Abbildung 85: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr in TWh.....	182
Abbildung 86: Anzahl der Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte	184
Abbildung 87: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist.....	185
Abbildung 88: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete	186
Abbildung 89: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2015.....	189
Abbildung 90: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden	191
Abbildung 91: Vertragsstruktur von Haushaltskunden.....	192
Abbildung 92: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden	193
Abbildung 93: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Elektrizität); 2011 bis 2014	195
Abbildung 94: Androhung und Beauftragung einer Sperrung, durchgeführte Sperrungen	197
Abbildung 95: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie	212
Abbildung 96: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh von 2007 bis 2016 (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie).....	213
Abbildung 97: Aufteilung des Preisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)	218

Abbildung 98: Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden inklusive Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.....	221
Abbildung 99: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden	222
Abbildung 100: Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis	223
Abbildung 101: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung und Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden	224
Abbildung 102: Anteil der Heizstrommenge und -zählpunkte die durch einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger beliefert werden	226
Abbildung 103: Anteil der Abgabemenge und Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden.....	231
Abbildung 104: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 für Ökostrom (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert).....	234
Abbildung 105: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2015 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 GWh und 70 GWh.....	237
Abbildung 106: Vergleich europäischer Strompreise im 2. Halbjahr 2015 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh.....	239
Abbildung 107: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich	243
Abbildung 108: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im SLP-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr	244
Abbildung 109: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich	245
Abbildung 110: Veränderung des Anteils der genutzten Übertragungstechnologie bei fernausgelesenen Messsystemen im RLM-Kunden-Bereich im Vergleich zum Vorjahr	246
Abbildung 111: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	247
Abbildung 112: Gasaufkommen und Gasverwendung in Deutschland 2015.....	259
Abbildung 113: Verteilernetzbetreiber nach Gasnetzlänge gemäß Abfrage VNB Gas.....	261
Abbildung 114: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Gas	264
Abbildung 115: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten.....	265
Abbildung 116: Anteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2015	267
Abbildung 117: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 1996.....	268
Abbildung 118: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2015 - Aufteilung nach Übergabeländern.....	269
Abbildung 119: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2015 - Aufteilung nach Übernahmeländern.....	270
Abbildung 120: Bestätigte Netzausbaumaßnahmen NEP Gas	275
Abbildung 121: Investitionen in und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Fernleitungsnetzbetreiber	276

Abbildung 122: Investitionen in und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der Verteilernetzbetreiber Gas	277
Abbildung 123: Verteilung der VNB Gas nach Investitionssummen in 2015	278
Abbildung 124: Verteilung der VNB Gas nach Summe der Aufwendungen in 2015	278
Abbildung 125: Angebot von Einspeisekapazitäten.....	280
Abbildung 126: Angebot von Ausspeisekapazitäten.....	281
Abbildung 127: Gesamte Unterbrechungsdauer in Stunden und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant.....	283
Abbildung 128: Unterbrechungsmengen nach Regionen.....	285
Abbildung 129: Zwischen FNB und VNB vereinbarte Kapazitäten in GWh/Stunde.....	286
Abbildung 130: Zeitablauf des SAIDI-Wertes.....	287
Abbildung 131: Entwicklung der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas	289
Abbildung 132: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte Gas inklusive der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb gemäß Abfrage Lieferanten Gas.....	289
Abbildung 133: Regelenergieeinsatz ab 1. Oktober 2015, Stand Sep. 2016.....	292
Abbildung 134: Regelenergiekaufpreis ab Q4 2015, Stand Sep. 2016	293
Abbildung 135: Übersicht Kosten der MOL 4 für das Marktgebiet Gaspool, Stand Aug. 2016.....	294
Abbildung 136: Übersicht Kosten der MOL 4 für das Marktgebiet NCG, Stand Aug. 2016.....	294
Abbildung 137: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis Gaspool ab 1. Oktober 2015, Stand Sep. 2016	295
Abbildung 138: Entwicklung Ausgleichsenergiepreis NetConnect Germany ab 1. Oktober 2015, Stand Sep. 2016	296
Abbildung 139: Regel- und Ausgleichsenergieumlage - Bilanzierungsumlage bei GASPOOL, Stand: Aug. 2016	297
Abbildung 140: Regel- und Ausgleichsenergieumlage - Bilanzierungsumlage bei NCG, Stand: Aug. 2016	298
Abbildung 141: Wahl der Wetterprognose	299
Abbildung 142: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung.....	300
Abbildung 143: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet NCG.....	301
Abbildung 144: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet GASPOOL	301
Abbildung 145: Netzkoppelpunkte im L-Gas Netz, Stand 2015.....	303
Abbildung 146: Technische Umstellungen von Teilgebieten auf H-Gas.....	304
Abbildung 147: Umzustellende RLM-Kunden bis 2020	304
Abbildung 148: Umzustellende SLP-Kunden bis 2020	305
Abbildung 149: Grafische Darstellung der Marktraumumstellung nach Zeitpunkten.....	308
Abbildung 150: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	310

Abbildung 151: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete.....	312
Abbildung 152: Erdgashandel für die deutschen Marktgebiete über elf Brokerplattformen im Jahr 2015 nach Erfüllungszeitraum.....	313
Abbildung 153: Entwicklung der Nominierungsvolumina an den deutschen virtuellen Handelspunkten.....	314
Abbildung 154: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2014 und 2015	315
Abbildung 155: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2015.....	316
Abbildung 156: Verteilung der Differenzen zwischen den EEX-Tagesreferenzpreisen GASPOOL und NCG im Jahr 2015.....	317
Abbildung 157: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2013 bis 2015.....	318
Abbildung 158: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die die dargestellte Anzahl von Zählpunkten beliefern	320
Abbildung 159: Anteile der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist.....	321
Abbildung 160: Anzahl bzw. Anteil der Gaslieferanten, die Kunden in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten beliefern.....	322
Abbildung 161: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2015.....	325
Abbildung 162: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Nicht-Haushaltskunden.....	327
Abbildung 163: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Abgabemenge) gemäß Abfrage Gaslieferanten	328
Abbildung 164: Vertragsstruktur von Haushaltskunden (nach Anzahl) gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	329
Abbildung 165: Anteile der Gasabgabemenge an Haushaltskunden an der jeweiligen Belieferungsart gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	329
Abbildung 166: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage VNB Gas.....	331
Abbildung 167: Gesamte anzahlbezogene Lieferantenwechselquote Haushaltskunden Gas gemäß Abfrage VNB Gas.....	331
Abbildung 168: Androhungen und Beauftragungen einer Sperrung in der Grundversorgung; Sperrung im Auftrag des örtlich zuständigen Grundversorgers (Gas) 2011 bis 2014.....	333
Abbildung 169: Androhung und Beauftragung einer Sperrung; durchgeführte Sperrungen.....	334
Abbildung 170: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr	339
Abbildung 171: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ...	341
Abbildung 172: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien - Abnahmeband II. Preisstand 1. April 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten.	344
Abbildung 173: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	354

Abbildung 174: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Grundversorgungsvertrag. Preisstand 1. April 2016 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	355
Abbildung 175: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	356
Abbildung 176: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2016 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	356
Abbildung 177: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (mengengewichtete Mittelwerte) - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	357
Abbildung 178: Zusammensetzung des mengengewichteten Gaspreises für Haushaltskunden mit Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, Preisstand 1. April 2016 - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	358
Abbildung 179: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden - Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	359
Abbildung 180: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden - Abnahmeband II gemäß Abfragen Gaslieferanten.....	360
Abbildung 181: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2015 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 27,8 GWh und 278 GWh.....	363
Abbildung 182: Vergleich europäischer Gaspreise im 2. Halbjahr 2015 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.555 kWh und 55.555 kWh.....	364
Abbildung 183: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2015.....	365
Abbildung 184: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland ab 2010 (letzter Datenstand 23. Oktober 2016)	366
Abbildung 185: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2011 bis 2015.....	368
Abbildung 186: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung SLP-Kunden.....	371
Abbildung 187: Anzahl und Verteilung kommunikative Anbindung RLM-Kunden.....	372
Abbildung 188: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen.....	373
Abbildung 189: Gesamtaufkommen der eingegangenen Vorgänge bis 31. Dezember 2015.....	376

Tabellenverzeichnis

Hinweis: Unterschiede zwischen Einzelbestandteilen und deren Summe sind auf Rundungsdifferenzen zurückzuführen.

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2015	27
Tabelle 2: Netzbilanz von 2015.....	29
Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2008 bis 2016.....	31
Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB ...	32
Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch).....	36
Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (ohne EEG-Strom, Bahnstrom).....	38
Tabelle 7: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand November 2016, EEG 31. Dezember 2015).....	45
Tabelle 8: CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung 2015.....	51
Tabelle 9: Installierte Leistung von nach dem EEG förderberechtigten Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember).....	58
Tabelle 10: Entwicklung der Anzahl installierter, förderberechtigter EEG-Anlagen.....	59
Tabelle 11: Steigerungsraten der installierten, förderberechtigten EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember).....	60
Tabelle 12: Eingespeiste Jahresarbeit aus vergütungsfähigen EEG-Anlagen nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember).....	61
Tabelle 13: Eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung und Anlagen in Direktvermarktung.....	66
Tabelle 14: Finanzielle Förderung nach Energieträgern (jeweils zum 31. Dezember)	67
Tabelle 15: Absenkung der Fördersätze.....	70
Tabelle 16: Ergebnisse der fünf Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen	72
Tabelle 17: Installierte Erzeugungsleistung im Szenariorahmen 2030.....	79
Tabelle 18: Weitere Kennzahlen des Szenariorahmens 2030.....	80
Tabelle 19: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG	97
Tabelle 20: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015	99
Tabelle 21: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB	100

Tabelle 22: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2015 gemäß Meldungen der ÜNB.....	103
Tabelle 23: Verteilung der Ausfallarbeit durch EinsMan-Maßnahmen auf die Energieträger	106
Tabelle 24: Ausfallarbeit nach § 14 EEG im Jahr 2015.....	106
Tabelle 25: Von den Netzbetreibern gemeldete Entschädigungszahlungen nach 15 EEG im Jahr 2015	110
Tabelle 26: Verteilung der Anpassungen von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen nach Energieträgern im Jahr 2015	112
Tabelle 27: Netzreserveabrufe im Überblick.....	114
Tabelle 28: Kosten der Nachrüstung in den Erlösobergrenzen	118
Tabelle 29: Vermiedene Netzentgelte i.S.v. § 18 Abs. 1 StromNEV je Netz- und Umspannebene in Mio. Euro	120
Tabelle 30: Übersicht über die von 2012 bis 2015 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen).....	128
Tabelle 31: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2015.....	136
Tabelle 32: Entwicklung der Importkapazität von 2014 zu 2015.....	143
Tabelle 33: Entwicklung der Exportkapazität von 2014 zu 2015.....	144
Tabelle 34: Vergleich der Importe aus grenzüberschreitenden Stromflüssen	147
Tabelle 35: Vergleich der Exporte aus grenzüberschreitenden Stromflüssen.....	147
Tabelle 36: Vergleich der Salden der grenzüberschreitenden Stromflüsse	148
Tabelle 37: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels.....	151
Tabelle 38: Kompensationszahlungen ITC	156
Tabelle 39: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2015	167
Tabelle 40: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2013 bis 2015	171
Tabelle 41: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2013 bis 2015 in Euro/MWh.....	172
Tabelle 42: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2015.....	178
Tabelle 43: Volumen des Stromhandels über die Brokerplattformen im Jahr 2015 nach Erfüllungszeitraum.	180
Tabelle 44: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2015.....	190
Tabelle 45: Vertragswechsel von Haushaltskunden	192
Tabelle 46: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen.....	194
Tabelle 47: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen.....	201
Tabelle 48: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2016.....	203
Tabelle 49: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr.....	204

Tabelle 50: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2016.....	206
Tabelle 51: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I zum 1. April 2016.....	207
Tabelle 52: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2016.....	208
Tabelle 53: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II zum 1. April 2016.....	209
Tabelle 54: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2016	210
Tabelle 55: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III zum 1. April 2016	211
Tabelle 56: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2016	214
Tabelle 57: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband IV zum 1. April 2016	215
Tabelle 58: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden	216
Tabelle 59: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III über alle Vertragskategorien zum 1. April 2016.....	217
Tabelle 60: Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2015 (Abnahmefall 3.500 kWh pro Jahr) zum 1. April 2016 (Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh pro Jahr) für Haushaltskunden.....	220
Tabelle 61: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit einem Jahresverbrauch von 7.500 kWh	228
Tabelle 62: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall Wärmepumpe mit 7.500 kWh/Jahr.....	230
Tabelle 63: Ökostromabgabe an Haushaltskunden in den Jahren 2014 und 2015	231
Tabelle 64: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 für Ökostrom	232
Tabelle 65: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden für das Abnahmeband III zum 1. April 2016 für Ökostrom.....	233
Tabelle 66: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden (Ökostrom)	235
Tabelle 67: Rolle des Messstellenbetreibers.....	240
Tabelle 68: Verteilung der Verteilernetze nach Anzahl der dritten Messstellenbetreiber	241
Tabelle 69: Anteil von dritten Messstellenbetreibern in den Verteilernetzgebieten.....	241
Tabelle 70: Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG.....	242
Tabelle 71: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im SLP-Kundenbereich.....	242

Tabelle 72: Eingesetzte Zähl- und Messtechnik im RLM-Kundenbereich.....	244
Tabelle 73: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzbetreiber in Deutschland.....	259
Tabelle 74: Netzstrukturdaten 2015 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	260
Tabelle 75: Ausspeisemengen Gas in 2015 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	262
Tabelle 76: Gesamte Ausspeisemenge Gas in 2015 gemäß Abfrage FNB und VNB Gas sowie Abgabemenge Gas gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	263
Tabelle 77: Veränderung der Gasimporte in den Jahren 2014 und 2015.....	271
Tabelle 78: Veränderung der Gasexporte in den Jahren 2014 und 2015.....	271
Tabelle 79: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2011 bis 2015.....	272
Tabelle 80: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2015.....	287
Tabelle 81: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung.....	306
Tabelle 82: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2015.....	326
Tabelle 83: Vertragswechsel von Haushaltskunden gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	330
Tabelle 84: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Lieferantenwahl bei Einzug gemäß Abfrage VNB Gas.....	332
Tabelle 85: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	336
Tabelle 86: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr.....	338
Tabelle 87: Preisniveau am 1. April 2016 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr.....	340
Tabelle 88: Durchschnittlicher mengengewichteter Preis für Haushaltskunden über alle Vertragskategorien für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	343
Tabelle 89: Veränderungen des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preises für Haushaltskunden (in 2015: Abnahmefall 23.269 kWh; in 2016: Abnahmeband zwischen 20 GJ (5.556 kWh) und 200 GJ (55.556 kWh) zwischen den Stichtagen 1. April 2015 und 1. April 2016 gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	345
Tabelle 90: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	346
Tabelle 91: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	347
Tabelle 92: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband I gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	348
Tabelle 93: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	349
Tabelle 94: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	350

Tabelle 95: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband II gemäß Abfrage Gaslieferanten	351
Tabelle 96: Durchschnittliche mengengewichtete Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten	352
Tabelle 97: Anteile der mengengewichteten Preisbestandteile für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten.....	353
Tabelle 98: Durchschnitt und Streuung der Preise für Haushaltskunden je Vertragskategorie für das Abnahmeband III gemäß Abfrage Gaslieferanten	354
Tabelle 99: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden Gas.....	361
Tabelle 100: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber	367
Tabelle 101: Marktrollenverteilung des Messstellenbetreibers	369
Tabelle 102: Anzahl der Zähl-/Messeinrichtungen für SLP-Kunden.....	370
Tabelle 103: Anzahl Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden	371
Tabelle 104: Entwicklung der gemeldeten Lieferanten.....	379

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
BFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
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)
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
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 paketerorientierter Funkdienst", paketerorientierter 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 Nominierungersatzverfahren
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SLP	Standardlastprofil

SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TSO	Transmission System Operator
TWh	Terawattstunde
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 EnWG, § 2 StromNZV, § 2 GasNZV, § 2 StromNEV, § 2 GasNEV, § 3 EEG, § 3 KWKG. Ergänzend gelten folgende Definitionen und der Leitfaden der Bundesnetzagentur für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber:

Begriff	Definition
Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	<p>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).</p> <p>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.</p> <p>Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.</p>
Anschluss	<p><i>Elektrizität</i></p> <p>Umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden.</p> <p><i>Gas</i></p> <p>Der Netzanschluss verbindet das Gasversorgungsnetz der Allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.</p>

Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung	Aufwendungen 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.
Ausgleichsenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.
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.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen entspricht 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 entspricht Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge). (vgl. Eurostat, Gaspreise, 2003)
Betriebszeit	Zeitspanne, in der eine Anlage Energie umwandelt oder überträgt. Die Betriebszeit beginnt mit der Zuschaltung und endet mit der Trennung der Anlage oder des Anlagenteiles zum bzw. vom Netz. An- und Abfahrzeiten von Erzeugungsanlagen ohne nutzbare Energieabgabe zählen insoweit nicht zur Betriebszeit. (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)
Bilanzkreisnetz- betreiber	Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber oder ein Dritter, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann und mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wird.
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 Marktgebiet zugeordnet sind einem Bilanzkreis angehören. (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG)
Brutto-Leistung	Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. Für Wasserkraft: Im Turbinenbetrieb misst man an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung.

	<p>Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des (Motor-) Generators die Netto-Leistung, wenn die Anlage als Motor betrieben wird.</p> <p>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. (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)</p>
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen. (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)
CO ₂ -Ausstoß zur Stromerzeugung	Mit der Stromerzeugung einhergehende Freisetzung von CO ₂ . Bei KWK-Anlagen die anteilige Freisetzung von CO ₂ , die nach dem Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 6 "Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung spezifischer CO ₂ -Emissionsfaktoren" (Dezember 2014) der Stromerzeugung zuzuordnen ist.
Concentration ratio	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilstärksten Wettbewerber (sog. "concentration ratios", CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.
Countertrading	Ist das präventive oder kurative, vom ÜNB veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.
Day-ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt.
Day-ahead Kapazitäten	Kapazität für den Folgetag
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").
EEG-Umlage	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 eine im EEG festgelegte Vergütung. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verkaufen den eingespeisten Strom an der Strombörse. Da die Preise, die an der Börse erzielt werden, unter den gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen

	<p>liegen, wird den ÜNB der Differenzbetrag erstattet. Alternativ kann der produzierte Strom direkt vermarktet werden. Über das Marktprämienmodell wird der Unterschied des an der Börse erzielten Preises und der Einspeisevergütung durch eine Marktprämie ausgeglichen. Um einen Wechsel möglichst vieler EEG-Anlagen in die Direktvermarktung anzureizen, wird zusätzlich eine Managementprämie gezahlt. In anderen Worten: Die Auszahlungen an die EE-Anlagenbetreiber übersteigen die Einnahmen aus dem Verkauf der Strommengen teilweise um ein Vielfaches. Dieser Differenzbetrag wird durch die EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich müssen alle Stromverbraucher die EEG-Umlage bezahlen. Sie ist Teil des Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wird durch die Übertragungsnetzbetreiber festgelegt und beträgt für das Jahr 2017: 6,88 ct/kWh. Die Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 3 Absatz 2 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) 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.eeg-kwk.net vor.</p>
EEX/ EPEX Spot	<p>European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO₂-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. (vgl. www.eex.com/de)</p>
Eigenverbrauch	<p>Elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit (z. B. eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks) zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung verbraucht wird. Er enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren) in Kraftwerken rechnen zum Eigenverbrauch. 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 zusammen aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt. (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)</p>
Eigenverbrauchsleistung	<p>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 PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe,</p>

2012)

Einspeise- management	<p>Das Einspeisemanagement (EinsMan) 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 (§§ 14, 15 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2, 2a S. 3 EnWG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.</p> <p>Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszuzahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.</p>
Einspeisepunkt	<p>Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.</p>
Engpassleistung	<p>Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlagenteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)</p>

Entgelt für Abrechnung	Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen.
Entgelt für Messung	Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten.
Entnahmemenge	Von Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
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)
FBA	"Flow Based Allocation" - 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.
Fertigstellung/ Inbetriebnahme	Der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte (Gasleitung steht bis zum Absperrhahn unter Druck).
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.(vgl. Eurostat, Elektrizitätspreise, 2003)
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 Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen handelt es sich im Wesentlichen um Nachtspeicherheizungen und elektrische Wärmepumpen. (vgl. Eurostat, Elektrizitätspreise, 2003)
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 der EEX werden Gas- sowie Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. www.eex.de)
Investitionen	<p>Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen.</p> <p>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden.</p> <p>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.</p> <p>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. (vgl. Öko-Institut e.V., Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung, 2012)</p>
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer bestimmt die Regelmäßigkeit, mit der elektrische Energie von dem Verbraucher im Laufe des Jahres aus dem Netz entnommen wird. Je höher die Dauer ist, umso mehr verteilt sich der Verbrauch regelmäßig auf die 8.760 Stunden (Schaltjahr 8784 Stunden) des Jahres. Sie gibt die Zahl der Stunden an, in denen der Verbraucher seinen Jahresverbrauch bei ständiger Inanspruchnahme der seiner Jahreshöchstlast entsprechenden Leistung erreichen könnte (Jahresbenutzungsdauer = Jahresverbrauch dividiert durch Jahreshöchstlast). (vgl. Öko-Institut e.V., Kraft-

	Wärme-Kopplungs-Vereinbarung, 2012)
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 Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
Kraftwerksstatus	<ul style="list-style-type: none"> – 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 niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i.S.d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel im Sinne der GPKE und GeLi Gas zu sehen ist.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Kunde an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Aus- / Ein- und Umzüge. Diese werden im Monitoring gesondert erfasst und

	ausgewiesen.
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	Gas Marktgebiet ist die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber	Der Fernleitungsnetzbetreiber, der das oberste Leitungsnetz in einem Marktgebiet betreibt. Sinngemäß gilt dies auch, wenn mehrere Netzbetreiber gemeinschaftlich ein Marktgebiet aufspannen.
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.
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

	<p>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.</p> <p>Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z. B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf. (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)
Nennzeit	Gesamte Berichtszeitspanne, ohne jegliche Unterbrechung (Kalenderzeit, z. B. Tag, Monat, Quartal, Jahr) (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)
Netting	Die Saldierung (durch die ÜNB) der auf einer engpassbehafteten Grenzkuppelleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten, soweit dies technisch möglich ist, um diese Leitung bis zu ihrer maximalen Kapazität zu nutzen. (vgl. Art. 6.5 S.1 EG-Verordnung 1228/2003)
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 nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. (vgl. VGB PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)
Netto-Netzentgelte	<p><i>Elektrizität</i></p> <p>Stromnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.</p> <p><i>Gas</i></p> <p>Gasnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.</p>
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit. (vgl. VGB PowerTech e.V.,

Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)	
Netzebene	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)</p> <p>Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$ Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$ Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$ Höchstspannung (Hös) $> 125 \text{ kV}$</p>
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin)
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz (im Sprachgebrauch "Netzverluste") eines Systems (z. B. eines EVU) 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 PowerTech e.V., Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 2012)
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 gesonderten 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	Außerbörslicher Handel.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Tages einer Lieferperiode.

	(vgl. Eurostat, Elektrizitätspreise, 2003)
Phelix (Physical Electricity Index)	Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen am Spotmarkt der EPEX Spot SE für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet (Stunde 1 bis 24, alle Kalendertage des Jahres). Der Phelix-Peakload-Index berücksichtigt die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8:00 bis 20:00 Uhr) (vgl. www.eex.com/de)
Physikalischer Netzengpass	Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt.
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 marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/ zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/ abzusenken. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). 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 Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

Regelenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft und zur Regelung und Steuerung der Netze im Marktgebiet eingesetzt.
RLM-Kunde	Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh (Strom) bzw. mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde (Gas) zu verstehen.
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine "Inselnetzfähigkeit" erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenzänderungen kommt.
SLP-Kunde	Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind zu verstehen: (A) 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) (B) 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 Lastgangmessung 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.
Stammdaten	Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählernummer.
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.
Tatsächlicher Energieverbrauch	Bei der Angabe des tatsächlichen Energieverbrauchs erscheint es für die Sparte Gas angemessen, auf die Erfassung in der Einheit kWh abzustellen.
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 bei dem gleichen Energieversorger von dem ein Kunde zuvor beliefert wurde.
Virtueller Punkt (VP) (Auch virtueller Handelspunkt genannt)	Um die Gashandels- und Gastransportgeschäfte innerhalb des Zwei-Vertrags-Modells darzustellen wird der VP als Bezugspunkt für die Abwicklung verwendet. Mit der Gaseinspeisung in ein Marktgebiet steht das Gas am VP dieses Marktgebietes zur Verfügung und kann dort beliebig gehandelt werden.

Weiterverteiler	Regionale und lokale Gasverteilernetzbetreiber (keine Exporteure)
Within-day Kapazitäten	Kapazität des (jetzigen) Handelstages

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

30. November 2016

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

Bundesnetzagentur

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

