

Monitoringbericht 2018

Elektrizitätsmarkt - Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

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

Stand: 8. Februar 2019

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

Referat 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

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

EnWG § 63 Abs. 3 Berichterstattung

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

GWB § 53 Abs. 3 Tätigkeitsbericht und Monitoringberichte

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

Datenherkunft im Monitoringbericht

Die Zahlen in diesem Bericht stammen soweit nicht anders vermerkt aus der jährlich durchgeführten Monitoring-Datenerhebung der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes. Dafür übermitteln die Unternehmen, die auf dem Strom- oder Gasmarkt in Deutschland tätig sind, Daten für alle Bereiche der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Netzbetrieb, Messstellenbetrieb, Handel, Vertrieb, etc.). Weiterhin liefern die Strom- und Erdgasbörsen sowie Energiebroker weitere Daten zum Handel. Alle Daten werden von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt plausibilisiert und validiert. Insgesamt gingen im Jahr 2018 von 6.500 Unternehmen Daten bei beiden Behörden ein. Die Abfrage erreichte damit einen Abdeckungsgrad der jeweiligen Marktbereiche von durchweg über 95 Prozent, in vielen Bereichen 100 Prozent. Abweichungen zu anderen Daten sind bedingt durch unterschiedliche Datenquellen, Definitionen und Abfragezeiträume.

Inhaltsverzeichnis

A	Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten	22
1.	Zusammenfassung.....	22
1.1	Erzeugung und Versorgungssicherheit.....	22
1.2	Grenzüberschreitender Handel.....	24
1.3	Netze	24
1.3.1	Netzausbau	24
1.3.2	Investitionen	24
1.3.3	Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität.....	25
1.3.4	Netzentgelte.....	26
1.4	Systemdienstleistungen.....	27
1.5	Großhandel	27
1.6	Einzelhandel	29
1.6.1	Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation	29
1.6.2	Stromsperrern.....	29
1.6.3	Preisniveau	29
1.6.4	Umlagen	30
1.7	Digitalisierung des Mess- und Zählwesens	31
2.	Netzübersicht	31
2.1	Netzbilanz.....	31
2.2	Stromverbrauch	33
2.3	Netzstrukturdaten.....	35
3.	Marktkonzentration.....	38
3.1	Stromerzeugung und Stromerstabsatz	40
3.2	Stromendkundenmärkte	45
4.	Verbraucherservice und Verbraucherschutz.....	48
	VERZEICHNISSE	477
	Verzeichnis Autorenschaft.....	478
	Gemeinsame Textteile.....	478
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)	478
	Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)	479
	Abbildungsverzeichnis	481
	Tabellenverzeichnis.....	482
	Abkürzungsverzeichnis.....	483
	Glossar.....	487
	Impressum.....	499

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

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

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

Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war das Jahr 2017 durch einen weiteren Kapazitätswachstum der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 8,3 GW, in 2016 betrug der Zuwachs im Vergleich zum Vorjahr 6,5 GW¹. Am stärksten nahmen die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Wind (an Land) (+5,0 GW), Wind (auf See) (+1,3 GW) und Solare Strahlungsenergie (+1,7 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) nahmen im Jahr 2017 um 2,5 GW ab. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen zum Ende 2017 auf 217,6 GW an. Hiervon sind 105,1 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 112,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Deutschland betrug 107,8 GW Ende 2017 (2016: 99,5 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um rund 8,3 GW (8,3 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2017 insgesamt 187,4 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit ist die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen um 16,1 Prozent gestiegen. 2016 lag sie bei 161,5 TWh. Aufgrund der gestiegenen Stromerzeugung aus EEG geförderten Anlagen stieg die Höhe der Zahlungen nach dem EEG auf insgesamt 26,0 Mrd. Euro. Dies entspricht einem Anstieg von 7 Prozent gegenüber 2016. Im Jahr 2017 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 13,9 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG² erhalten. Im Jahr 2016 haben zum ersten Mal Anlagenbetreiber, die einen Anspruch auf Marktprämie haben, den größeren Anteil der Zahlungen erhalten (Marktprämie: 52,3 Prozent). Dieser Trend setzt sich im Jahr 2017 fort (Einspeisevergütung: 43,3 Prozent, Marktprämie: 56,7 Prozent).

¹ Der Vorjahreswert aus dem Monitoring 2017 wurde für das Jahr 2016 aktualisiert.

² Die durchschnittlichen Zahlungen nach dem EEG ergeben sich aus der Division der gesamten Zahlungen nach dem EEG durch die gesamte eingespeiste Jahresarbeit des jeweiligen Jahres.

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

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

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

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

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

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

Im April und Oktober 2018 hat die Bundesnetzagentur die ersten gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen durchführt. In der ersten Runde im April 2018 sind 54 Gebote eingegangen, davon 18 für Windenergieanlagen an Land und 36 für Solaranlagen. Alle 32 Zuschläge wurden ausschließlich für Solargebote in einem Umfang von 210 Megawatt erteilt. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert betrug 4,67 ct/kWh. In der zweiten Runde im November 2018 sind 50 Gebote eingegangen, davon nur 1 für eine Windenergieanlage an Land und 49 für Solaranlagen. Auch in dieser Runde gingen alle Zuschläge an Solargebote in einem Umfang von 201 Megawatt. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert lag etwas höher als in der Vorrunde und betrug 5,27 ct/kWh und lag damit auch höher als der Zuschlagswert von 4,69 ct/kWh aus der letzten reinen Solar-Ausschreibung vor diesem Termin.

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

1.2 Grenzüberschreitender Handel

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

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

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Von den insgesamt erforderlichen rund 1.800 Leitungskilometern nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2018 – bislang rund 1.200 Kilometer genehmigt und davon ca. 800 Kilometer realisiert (dies entspricht rund 45 Prozent der Gesamtlänge). Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 70 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2020. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb. Es läuft aktuell der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.

Parallel zum Monitoring der EnLAG-Vorhaben, veröffentlicht die Bundesnetzagentur quartalsmäßig die Stände der Ausbauvorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG). Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz ergeben, liegt aktuell (Stand 3. Quartal 2018) bei etwa 5.900 km. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 km als Netzverstärkung kategorisiert. Die Gesamtlänge der Leitungen in Deutschland wird stark vom Verlauf der Nord-Süd-Korridore abhängen und sich im weiteren Verfahrensverlauf konkretisieren. Insgesamt sind rund 600 km genehmigt und rund 150 km realisiert. Damit liegen die nach der Umstellung der Gleichstromtrassen auf Kabelbauweise eingeleiteten Planverfahren im Zeitplan für 2025.

1.3.2 Investitionen

Im Jahr 2017 brachten die Netzbetreiber insgesamt rund 9.727 Mio. Euro (2016: 10.418 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte³) in die Netzinfrastruktur auf. In 2017 entfielen 6.629 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) und 3.096 Mio. Euro auf Investitionen und Aufwendungen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dabei sind die Investitionen der ÜNB für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung geringfügig von 2.298 Mio. Euro im Jahr 2016 auf 1.972 Mio. Euro (2017) gefallen. Die Investitionen für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung der VNB

³ Investitionen und Aufwendungen werden im Glossar definiert. Die handelsrechtlichen Werte entsprechen nicht den kalkulatorischen Werten, die nach den Vorgaben der ARegV in die Erlösobergrenze der Netzbetreiber einberechnet werden. Eine Vergleichsrechnung der handelsrechtlichen Werte mit den Werten aus der Anreizregulierung kann nach der Einführung eines indikatorbasierten Investitionsmonitoring nach § 33 Abs. 5 ARegV erfolgen. Auf Basis der Abfrage der handelsrechtlichen Werte lassen sich aus den Auswertungen auch mittel- bis langfristige Trends ableiten. Die Einführung des indikatorbasierten Investitionsmonitorings nach § 33 Abs. 5 ARegV wird von der Bundesnetzagentur u.a. in Abwägung des Aufwands für Unternehmen zur Datenübermittlung derzeit vorbereitet.

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

1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität

Redispatchmaßnahmen dienen dem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen von Kraftwerken lag im Jahr 2017 bei 2,6 Prozent bezogen auf die in die Netze eingespeiste Erzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern. Absolut betrachtet beliefen sich die gesamten Einspeisereduzierungen auf 10.200 GWh, die Einspeiserhöhungen von Marktkraftwerken auf 8.256 GWh und die Einspeiserhöhungen durch den Einsatz von Netzreservekraftwerken auf 2.129 GWh⁴. Insgesamt wurden Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von 20.439 GWh⁵ angefordert.

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

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

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

Die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen), also die Abregelung von EEG- oder KWKG-vergüteten Anlagen, lag im Jahr 2017 mit insgesamt 5.518 GWh ebenfalls auf dem bislang höchsten Niveau. Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Menge um gut 47 Prozent an (2016: 3.743 GWh). Damit belief sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge⁶ von Erneuerbare-Energien-Anlagen, für die ein Zahlungsanspruch nach dem EEG besteht (auch Direktvermarktung), auf

⁴ Dieser Gesamtwert über den Einsatz von Netzreservekraftwerken enthält auch Probestarts und Testfahrten.

⁵ Dieser Gesamtwert über die Anforderungen aufgrund von Engpässen enthält keine Probestarts und Testfahrten

⁶ Die durch Einspeisemanagement abgeregelte Energiemenge ist in diesem Wert nicht enthalten.

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

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

Der Anstieg der EinsMan-Maßnahmen in 2017 lässt sich neben den Windverhältnissen und dem Zubau erneuerbarer Kapazitäten vor allem mit der Abregelung von Offshore Windenergieanlagen erklären. Die Zunahme der Maßnahmen zeigt, dass bei weiterhin stetigem Zubau an Erneuerbaren Energien die notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze ohne Verzug umgesetzt werden müssen. Betroffen sind hier wie bei Redispatchmaßnahmen auch die Netze in der Region Dörpen und für Einspeisemanagementmaßnahmen insbesondere die Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannung in Schleswig-Holstein.

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

In Summe beliefen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheit⁷ im Jahr 2017 auf rund 1.510,7 Mio. Euro. Dies ist ein Anstieg von rund 369,4 Mio. Euro im Vergleich zum bisherigen Höchstwert im Jahr 2015 (2015: 1.141,3 Mio. Euro).

1.3.4 Netzentgelte

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

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

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

⁷ Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit setzen die Netzbetreiber Einspeisemanagement, Redispatch, Netzreservekraftwerke und Countertrading ein.

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

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte im arithmetischen Mittel über dem Niveau des Vorjahres⁸. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) um 1 Prozent (2016: 6,19 ct/kWh), bei Industriekunden um 4 Prozent (2016: 2,26 ct/kWh) gestiegen. Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2018 ermittelt:

- Gewerbekunde, Jahresverbrauch 50 MWh: Arithmetisches Mittel 6,27 ct/kWh
- Industriekunde, Jahresverbrauch 24 GWh, ohne Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV: Arithmetisches Mittel 2,36 ct/kWh

Die Höhe der Netzentgelte ist regional sehr unterschiedlich. Der Vergleich der Netzentgelte in Deutschland anhand der veröffentlichten Preisblätter aller VNB für die drei betrachteten Abnahmefälle zeigen folgende Spannen (Netzentgelte ohne Messstellenbetrieb): Für den Bereich der Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte bei 2,5 ct/kWh und die höchsten bei 25,4 ct/kWh, wobei letzterer Fall nur sehr wenige Haushaltskunden betrifft. Die Verteilung der Netzentgelte der Gewerbekunden ähnelt der der Haushaltskunden. Die Spreizung der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,2 ct/kWh und 24,6 ct/kWh. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall des Industriekunden (ohne Reduktionsmöglichkeiten) bewegen sich zwischen etwa 0,6 ct/kWh und 5,8 ct/kWh.

1.4 Systemdienstleistungen

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

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

1.5 Großhandel

Funktionierende Großhandelsmärkte sind von grundlegender Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich. Spotmärkte und Terminmärkte sind entscheidend für die Deckung des kurz- wie längerfristigen Elektrizitätsbedarfs der Versorger. Neben dem bilateralen Großhandel („over-the-counter“-

⁸ Zu beachten ist, dass das arithmetische Mittel die breite Streuung der Netzentgelte und die Heterogenität der Netzbetreiber bei diesen Abnahmefällen nicht mit abbildet.

Handel, „OTC“) erfüllen Strombörsen eine zentrale Funktion. Sie schaffen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte verzeichnet im Jahr 2017 einen deutlichen Rückgang. Ein Grund dafür ist die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze seit dem 1. Oktober 2018 und damit faktisch die Trennung des gemeinsamen Marktgebiets von Deutschland und Österreich (sog. Gebotszonentrennung).⁹ Die Marktteilnehmer konnten sich früh an der EEX auf diese Entwicklung mit neuen Produkten nur für das deutsche Marktgebiet eindecken – mit sogenannten ausschließlichen Phelix-DE-Kontrakten. Bis zum Ende des Jahre 2017 war zu beobachten, dass sich die Liquidität bzw. das Handelsvolumen seit der Einführung deutlich von den Phelix-DE/AT hin zum Phelix-DE verschoben hat.

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

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

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

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

⁹ Diese Gebotszone wird zum 1. Oktober 2018 aufgelöst, so dass es die separate Gebotszone Deutschland/Luxemburg und die Gebotszone Österreich gibt. Hierauf haben sich die Bundesnetzagentur und die österreichische Regulierungsbehörde E-Control am 15. Mai 2017 geeinigt. Vgl.: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170515-bnetza-e-control-einigen-sich.html> (aufgerufen am 13. September 2018)

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

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

1.6 Einzelhandel

1.6.1 Vertragsstruktur und Wettbewerbssituation

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

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

Eine relative Mehrheit von 41,2 Prozent der Haushaltskunden hatte im Jahr 2017 einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (2016: 40,9 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 27,6 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden – wie in den Vorjahren – erneut zurückgegangen (2016: 30,6 Prozent). Rund 31 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2016: 28,6 Prozent), dieser Anteil steigt weiterhin kontinuierlich an. Insgesamt werden rund 69 Prozent aller Haushalte nach wie vor durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrags außerhalb der Grundversorgung). Die immer noch starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit im Vergleich zum Vorjahr etwas abgenommen.

1.6.2 Stromsperrern

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

1.6.3 Preisniveau

Die Preise für Haushaltskunden werden zum Stichtag 1. April 2018 bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Der Durchschnittspreis (inkl. USt.) ist dabei auf dem Niveau von 29,88 ct/kWh weitestgehend konstant geblieben (2017: 29,86 ct/kWh). Dieser Mittelwert gewichtet die Preise der einzelnen

Vertragsverhältnisse bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für den Strompreis von Haushaltskunden.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Anteil des Strompreises (Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge) beträgt im Jahr 2018 rund 22,6 Prozent und hat sich somit seit dem Jahr 2011 erstmalig erhöht. Dieser Anstieg kann insbesondere mit den in 2017 gestiegenen Großhandelspreisen zusammenhängen. Diese höheren Preise werden langsam an die Haushaltskunden weitergegeben. Dagegen ist das durchschnittliche Netzentgelt im Jahr 2018 erstmalig seit dem Jahr 2011 wieder gesunken, liegt aber weiterhin auf hohem Niveau und macht 22,9 Prozent des Gesamtpreises aus. Gleiches gilt für die EEG-Umlage, diese ist ebenfalls gesunken, macht aber weiterhin 22,7 Prozent des Gesamtpreises aus. Gemeinsam mit der Reduktion der Umlage nach dem KWKG dämpfen diese Absenkungen den Preisanstieg im Jahr 2018.

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

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung (-1,84 ct/kWh) und – in noch stärkerem Maße – durch einen Lieferantenwechsel (-2,67 ct/kWh)¹⁰ erzielen. Dies ergibt bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 64 Euro (Vertragswechsel) bzw. rund 93 Euro (Lieferantenwechsel) pro Jahr. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u.a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 55 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 63 Euro.

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

1.6.4 Umlagen

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

¹⁰ Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

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

1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes im September 2016 wurde die Novellierung des Messwesens angestoßen. Das Gesetz schreibt den umfassenden Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messeinrichtungen vor. Während in der Vergangenheit im Bereich der Haushaltskunden hauptsächlich analoge Ferrariszähler verbaut wurden, handelt es sich bei modernen Messeinrichtungen um digitale Zähler, die über eine Schnittstelle zur Anbindung an eine Kommunikationseinheit (Smart Meter Gateway) verfügen. Ein Datenversand findet bei modernen Messeinrichtungen nicht statt. Von einem intelligenten Messsystem wird dann gesprochen, wenn eine moderne Messeinrichtung mit einem Smart Meter Gateway verbunden ist und so die vom Zähler erfassten Daten versandt werden können.

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

2. Netzübersicht

2.1 Netzbilanz

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zum Aufkommen und zur Verwendung der Stromflüsse im deutschen Stromnetz für 2017. Die Aufkommenseite (628,0 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 601,4 TWh (davon 10,2 TWh aus Pumpspeichern) sowie den grenzüberschreitenden Lastflüssen¹¹ aus dem Ausland in Höhe von 26,7 TWh. Auf der Verwendungsseite (insgesamt rund 631 TWh) wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 485,5 TWh durch Letztverbraucher (472,6 TWh) und Pumpspeicher (12,9 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 40,8 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Bzgl. der Eigenerzeugung ist davon auszugehen, dass der tatsächliche Wert höher ist, da diese Daten der Bundesnetzagentur erst ab einer Kraftwerksgröße von 10 MW übermittelt werden. Die Netzverluste auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 27,5 TWh, die physikalischen Lastflüsse ins Ausland betragen 77,3 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von rund 631 TWh. Der Unterschied zur Aufkommenseite von 628,1 TWh beträgt 2,9 TWh bzw. 0,46 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite nahezu vollständig ausgeglichen. Die

¹¹ Für die Ausgeglichenheit der Netzbilanz sind die physikalischen Lastflüsse, nicht die Handelsflüsse entscheidend. Handelsflüsse (Exporte 73 TWh und Importe 17 TWh) und physikalische Lastflüsse weichen im vermaschten Wechselstromsystem voneinander ab.

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

Netzbilanz 2017

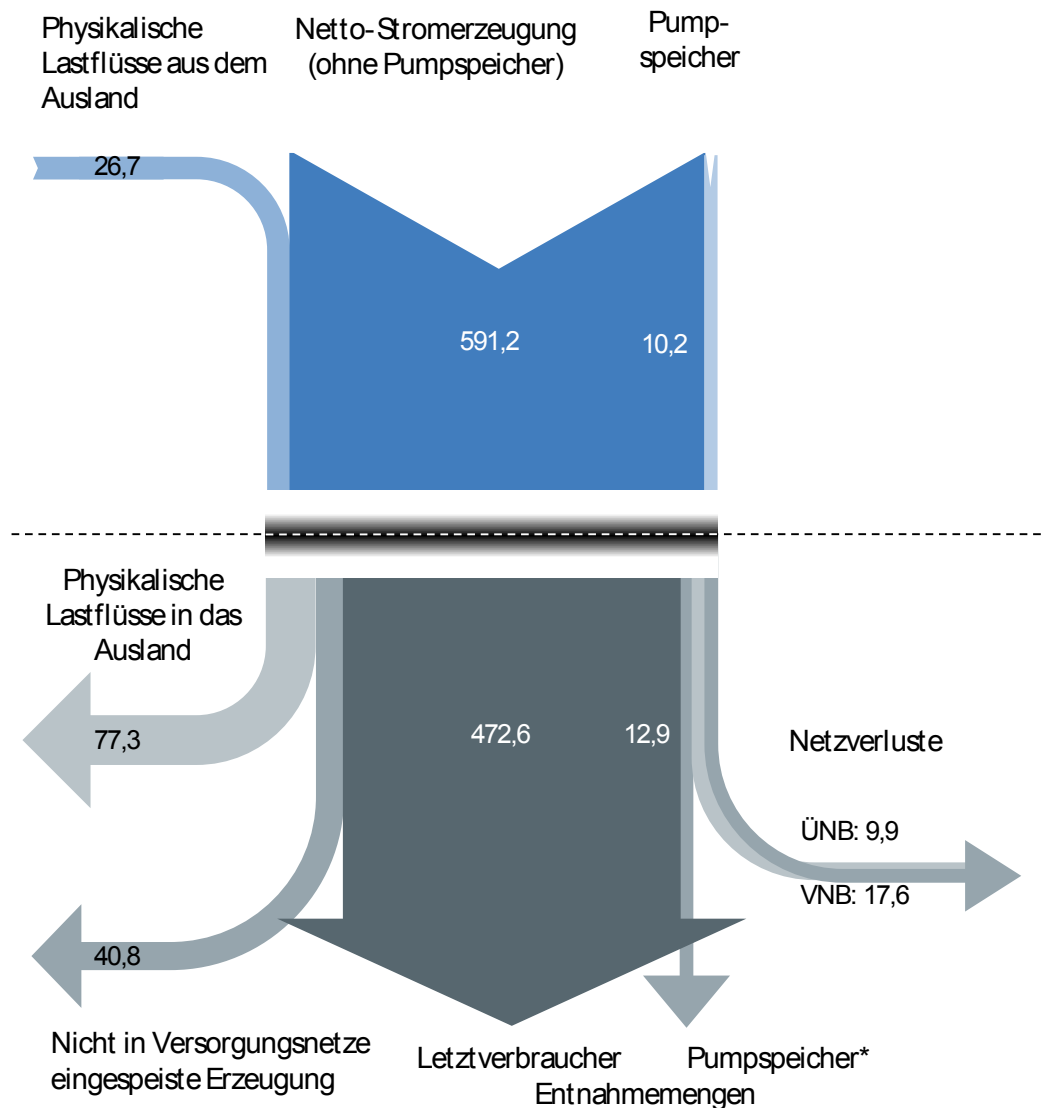
	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2017			217,6
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			104,1
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			112,5
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			107,8
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge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

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

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

Tabelle 1: Netzbilanz von 2017 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber

**Aufkommen und Verwendung
im Stromversorgungsnetz für das Jahr 2017
in TWh**



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

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz, 2017

2.2 Stromverbrauch

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

von Bruttostromerzeugung¹² (630,5 TWh) und grenzüberschreitenden Lastflüssen aus dem Ausland (26,7 TWh) abzüglich der grenzüberschreitenden Lastflüsse ins Ausland (77,3 TWh). Die Bruttostromerzeugung umfasst dabei den Kraftwerkseigenverbrauch und ist deshalb höher als die Netto-Stromerzeugung.

Als weitere Kennzahl lässt sich der Stromverbrauch von Endkunden in Deutschland errechnen. Dieser liegt mit rund 513,4 TWh weit unter dem Bruttostromverbrauch, da der Kraftwerkseigenverbrauch, die Entnahme durch Pumpspeicher und auch Netzverluste nicht mit einberechnet werden. Der wichtigste Bestandteil der Kennzahl sind die Entnahmemengen von Letztverbrauchern (rund 472,6 TWh), die im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen sind (2016: 475,6 TWh). Hinzu kommt der Anteil der Nettostromerzeugung, der nicht in die Netze eingespeist wird und direkt vom Letztverbraucher genutzt wird. Dieser liegt gemäß Monitoring bei 40,8 TWh¹³.

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

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

¹² Der tatsächliche Wert ist höher, da im Monitoring Kraftwerkseigenverbrauch und Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen erst ab einer installierten Leistung von 10 MW erfasst werden.

¹³ Auch hier liegt der tatsächliche Wert höher, da nur die Strommengen von Eigenerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung größer als 10 MW erfasst werden.

Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Entnahmekategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB+VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/ Jahr	0,0	120,1	120,1	25,4
10 MWh/ Jahr - 2 GWh/ Jahr	0,1	124,9	124,9	26,4
> 2 GWh/ Jahr	28,0	199,5	227,5	48,1
Gesamt	28,1	444,5	472,6	100,0

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

2.3 Netzstrukturdaten

An der Datenerhebung zum Monitoring 2018 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung¹⁴ beteiligt. Wie in Tabelle 3 ersichtlich, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) des Übertragungsnetzes zum 31. Dezember 2017 insgesamt 37.489 km.

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

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

Netzstrukturdaten 2017

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

Tabelle 3: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Zum Stichtag 7. November 2018 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 890 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst, wovon 815 in der Auswertung zum Monitoring 2018 der Bundesnetzagentur bis zum Stichtag 25. Juni 2018 berücksichtigt wurden¹⁵. Nach den Angaben von 815 VNB wurden im Jahr 2017 auf der VNB-Ebene rund 444,5 TWh entnommen. Gegenüber dem Vorjahr ist dies ein Rückgang um etwa 4 TWh.

Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

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

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

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

¹⁵ Durch die sich ändernde Beteiligung der VNB am Monitoring sind die ausgewiesenen Gesamtsummen von Stromkreislänge und Zahl der Letztverbraucher nur bedingt mit den Vorjahren vergleichbar.

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

Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge Anzahl und Verteilung

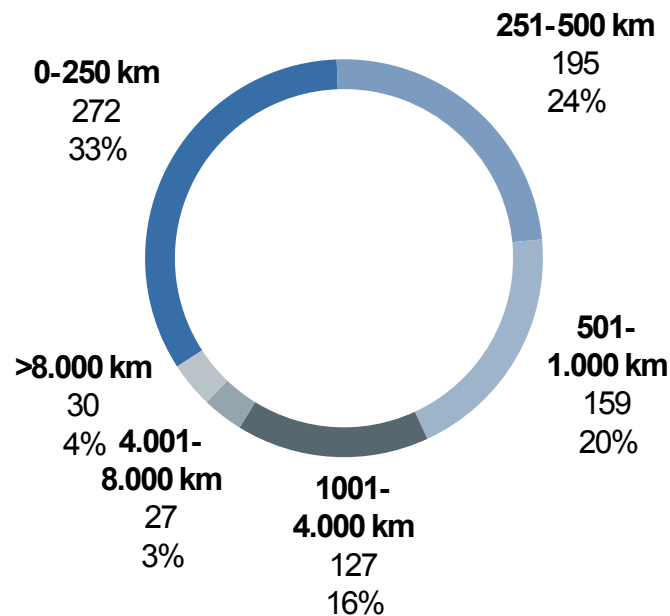


Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

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

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

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte

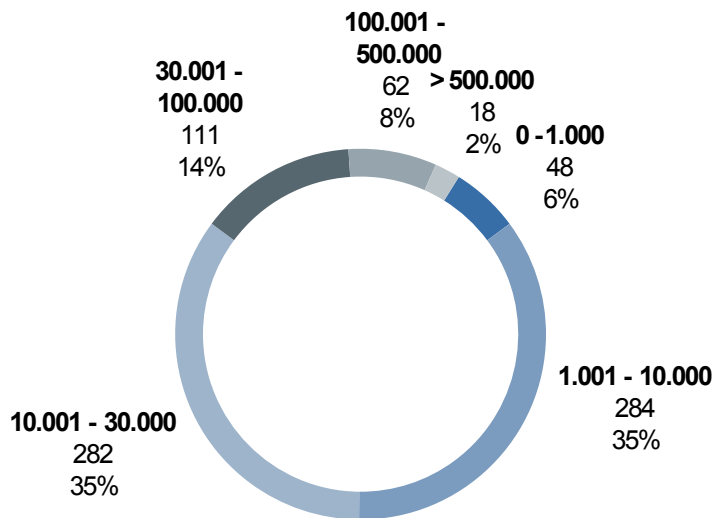


Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration wird bestimmt durch die Marktanteilsverteilung der Akteure auf dem betreffenden Markt. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde.¹⁶

Im Rahmen des Monitorings wird bislang keine umfassende Marktmachtanalyse durchgeführt, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für den Bereich der Stromerzeugung insbesondere die sogenannte Pivotalanalyse einschließen muss.¹⁷ Künftig wird das Bundeskartellamt nach § 53 GWB in der Fassung des Strommarktgesetzes¹⁸ eine solche Analyse im Rahmen des Berichts über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung erstellen, die auf den Daten der Markttransparenzstelle Strom/Gas aufbauen soll. Bis dahin baut dieser Bericht – wie nachfolgend – auf weniger aufwändig zu ermittelnden Indikatoren auf.

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

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

¹⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, 2011, S. 96 ff.

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

Wettbewerber verwendet (sogenannte „concentration ratios“, CR 3 – CR 4 – CR 5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

Im vergangenen Berichtsjahr wurde – auch aufgrund der historisch gewachsenen Struktur der Strommärkte bei Stromerzeugung, dem Stromersatzabsatz- und bei der Endkundenbelieferung auf die fünf absatzstärksten Stromerzeuger RWE AG, E.ON SE¹⁹, EnBW AG, Vattenfall GmbH und LEAG GmbH betrachtet. Zugleich weisen diese bei den Erzeugungskapazitäten und bei der eingespeisten Erzeugungsmenge einen deutlichen Abstand zu den nachfolgenden Erzeugern auf (im Folgenden CR 5).

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

Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerstattabsatzmarkt (Stromerzeugung) sowie für die zwei größten Stromletztverbrauchermärkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sogenannten „Dominanzmethode“ abgeschätzt. Für den Stromerstattabsatzmarkt werden die Marktanteile hingegen nach wettbewerbsrechtlichen Grundsätzen bestimmt, womit ein höherer Grad an Genauigkeit erreicht werden kann (zu den Unterschieden der beiden Zurechnungsmethoden siehe folgender Kasten).

¹⁹ E.ON hat im Jahr 2016 wesentliche Teile seines bisherigen Kerngeschäfts – konventionelle Stromerzeugung (ohne Kernkraftwerke), Energiegroßhandel sowie Gasproduktion – in die neu gegründete Tochtergesellschaft Uniper AG ausgelagert, die im Jahr 2018 mehrheitlich von Fortum erworben wurde. E.ON war im Berichtsjahr 2017 mittelbar mit einem Anteil von rund 47 Prozent größter Uniper-Aktionär; die übrigen rund 53 Prozent der Uniper-Aktien befanden sich in jenem Jahr im Streubesitz (institutionelle Investoren, Privatanleger). Für die Ermittlung der Marktanteile im Jahr 2017 wird von einem Unternehmensverbund E.ON/Uniper ausgegangen, da E.ON weiterhin größter Anteilseigner bei Uniper war und hinsichtlich der Hauptversammlungspräsenz davon auszugehen ist, dass in jenem Jahr noch mehr als 50 Prozent der Uniper-Stimmrechte durch E.ON wahrgenommen wurden. Dies hat seine Ursache darin, dass rund 11 Prozent der Anteile bei Privatanlegern liegen, die erfahrungsgemäß in geringerem Maße an Hauptversammlungen teilnehmen. Zudem dürfte es auch im Jahr 2017 noch eine hohe Übereinstimmung der jeweiligen Anteilseigner von E.ON und Uniper gegeben haben, da zum Börsengang von Uniper (Stichtag 12. September 2016) die E.ON-Aktionäre im gleichen Anteilsverhältnis Aktionäre von Uniper wurden.

Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“

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

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

Zur Vermeidung dieses Aufwands wird im Energie-Monitoring überwiegend eine wesentlich einfachere Zurechnung mit der sog. „Dominanzmethode“ durchgeführt. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Für den Fall, dass es neben anderen Eignern mit Anteilen von unter 50 Prozent lediglich einen Anteilseigner mit einer Beteiligung in Höhe von 50 Prozent gibt, so werden dem größten Anteilseigner die Absatzmengen zur Hälfte zugerechnet; die übrigen Absatzmengen werden keinem Unternehmen zugerechnet. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).

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

3.1 Stromerzeugung und Stromerstabatz

Das Bundeskartellamt grenzt einen sachlich relevanten Markt für die nicht nach EEG geförderte (fortan auch: „konventionelle“) Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabatzmarkt). Für die

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

Die Marktanteile werden anhand der Einspeisemengen (nicht anhand der Kapazitäten) bemessen. Der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. der nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom wurde zuletzt zwar in die Pivotalanalyse einbezogen, nicht aber in die hier vorgenommene Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.²¹ Die Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms erfolgt losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen „konventionellen“ Stromerzeugung. Im Falle des Vorliegens von sogenannten Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten nicht dem Kraftwerkseigentümer, sondern dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt.²² Es werden nur Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden, d. h. Einspeisung in geschlossene Verteilernetze, Eigenverbrauch und Bahnstrom sind nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes.

In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt im Jahr 2017 einen einheitlichen Markt für Deutschland und Österreich abgegrenzt. Ausschlaggebend hierfür war, dass an den Grenzkuppelstellen zwischen den beiden Ländern im gesamten Berichtsjahr 2017 kein NTC-Wert ausgewiesen war und eine gemeinsame Preiszone für den deutsch-österreichischen Stromgroßhandel bestand. Derartige Voraussetzungen liegen derzeit für andere Nachbarländer nicht vor.²³ Die Konsequenzen der Engpassbewirtschaftung ab dem 1. Oktober 2018 an der Grenze Deutschland-Österreich für die geographische Marktabgrenzung werden sich erst im nächsten Energie-Monitoringbericht niederschlagen.

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

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

²⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

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

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

²³ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 81 ff.

Erzeugungsmengen der fünf größten Stromerzeuger

	DEU + AUT 2016		DEU + AUT 2017		DEU 2016		DEU 2017	
	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil
RWE	134,0	30,7%	119,2	29,0%	130,8	33,5%	117,0	32,2%
Vattenfall ^[1]	66,8	15,3%	24,1	5,9%	66,8	17,1%	24,1	6,6%
EnBW	47,3	10,8%	43,6	10,6%	47,3	12,1%	43,6	12,0%
E.ON/ Uniper	37,2	8,5%	31,8	7,8%	36,9	9,4%	31,5	8,7%
LEAG ^[2]	17,3	4,0%	58,2	14,2%	17,3	4,4%	58,2	16,0%
CR 5	302,6	69,4%	276,9	67,5%	299,1	76,5%	274,4	75,5%
Andere Unternehmen	133,5	30,6%	133,6	32,5%	92,0	23,5%	89,1	24,5%
Nettostrom- erzeugung gesamt	436,1	100%	410,5	100%	391,1	100%	363,5	100%

[1] Im Jahr 2016 wurden noch die ersten drei Quartale der Menge der Lausitzer Braunkohleaktivitäten für Vattenfall berücksichtigt

[2] Im Jahr 2016 wurde das letzte Quartal der Menge der Lausitzer Braunkohleaktivitäten für LEAG berücksichtigt

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

Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstattabsatzmarkt betrug im Jahr 2017 bezogen auf das gemeinsame Marktgebiet Deutschland und Österreich rund 67,5 Prozent. Im Vorjahr betrug der Marktanteil 69,4 Prozent. Die gesamte nicht nach EEG geförderte Nettostromerzeugung gemäß o. g. Definition ist im Vergleich zum Vorjahr um 25,7 TWh auf insgesamt 410,5 TWh zurückgegangen. Der Grund dafür ist, dass im Jahr 2017 die Erzeugung von Erneuerbaren Energie mit Anspruch nach dem EEG einen neuen Höchststand mit rund 187 TWh erreicht hat und somit konventionell erzeugte Strommengen verdrängt hat. Bei RWE ist der Marktanteil um 1,7 Prozentpunkte im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen.²⁴ Bei EnBW und E.ON / Uniper fallen die Marktanteilsrückgänge mit 0,2 bzw. 0,6 Prozentpunkten geringer aus. Der Marktanteil von Vattenfall ist von 15,3 Prozent auf 5,9 Prozent spürbar zurückgegangen. Bei der Bewertung dieser erheblichen Marktanteilsveränderung ist jedoch zu

²⁴ Für das Jahr 2016 hatte RWE in der letztjährigen Befragung bei Kraftwerken mit RWE-Beteiligung unter 100 Prozent versehentlich die komplette und nicht nur die anteilige Erzeugungsmenge angegeben. Da eine Korrektur sehr aufwändig wäre, wurde im aktuellen Monitoringbericht von einer genauen nachträglichen Aufarbeitung abgesehen; nach einer groben Schätzung hatte RWE im Jahr 2016 tatsächlich einen rund 1 Prozentpunkt niedrigeren Marktanteil.

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

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

Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt

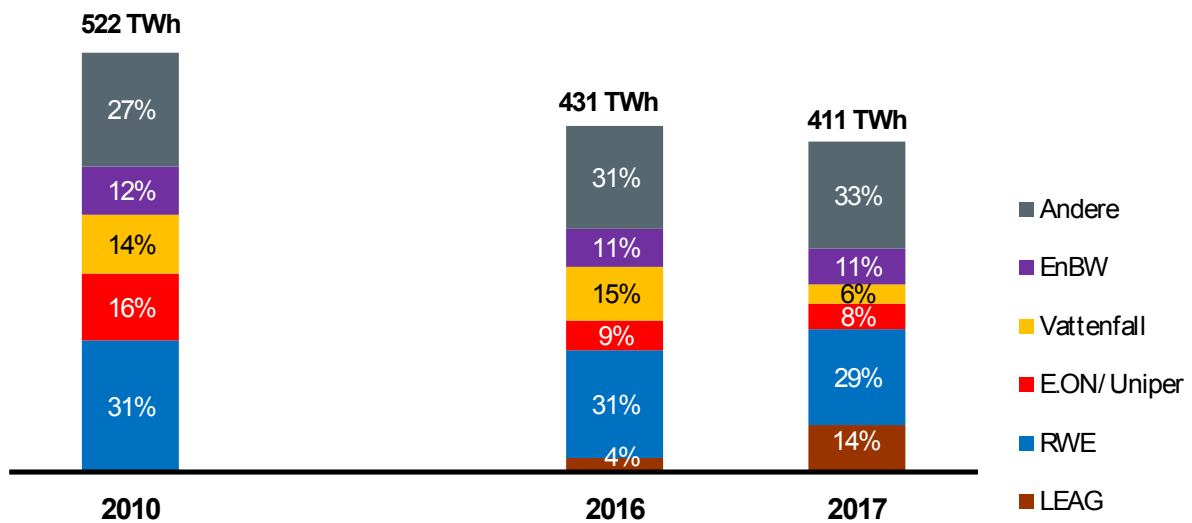


Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt

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

die Überführung der Blöcke des Kraftwerkes Frimmersdorf in die Sicherheitsbereitschaft sowie die Stilllegung der Blöcke A und B des Kraftwerks Voerde.²⁵ Ebenfalls sind die auf EnBW entfallenen Kapazitäten um 0,6 GW und die von Vattenfall um 0,2 GW gesunken. Der Grad der Marktkonzentration hat demnach abgenommen.

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

Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger

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

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromer Absatzmarktes

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

²⁵ Siehe aber auch Fußnote 24.

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

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

Der Grad der Marktkonzentration wird weiterhin relativiert durch die Erzeugung und den Erstabatz von Strom aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG, welche – aufgrund des Preisgefüges – dem oben definierten Stromerstabatzmarkt Nachfrage entzieht. Allerdings wird der nach den Grundsätzen des EEG festvergütete bzw. nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom weiterhin nicht in die Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabatzmarkt einbezogen. Grund dafür ist, dass die Erzeugung und Einspeisung des EEG-Stroms nicht dem Wettbewerb auf dem Markt für Erzeugung und Absatz sonstigen, im Wesentlichen konventionellen Stromes ausgesetzt ist.

Zu einer groben Abschätzung der Auswirkungen auf den Grad der Marktkonzentration enthält der vorliegende Monitoringbericht wiederum Erhebungen zu den Marktanteilen für EEG-Strom der oben genannten fünf Erzeuger. Dabei wurden diese Erzeuger analog zu der Befragung hinsichtlich der Erzeugung und des Erstabatzes konventionellen Stroms nun auch nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten bei EEG-Strom befragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den Gesamtmarktdaten gesetzt. Bei der Erzeugungsmenge macht der Anteil der fünf genannten Unternehmen nur für das Marktgebiet Deutschland für das Jahr 2017 rund sechs Prozent aus – wie im Vorjahr. Bei den Erzeugungskapazitäten beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger für das Jahr 2017 rund drei Prozent – wie im Vorjahr. Weiterhin kann die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabatzmarkt zu begrenzen. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wider, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachtanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse – Berücksichtigung. Schließlich ist im Hinblick auf die Zukunft auch zu bedenken, dass u. a. die bis spätestens 2022 zu erfolgende Stilllegung der bisher noch betriebenen deutschen Atomkraftwerke zu weiteren Veränderungen in der Marktstruktur führen wird.

3.2 Stromendkundenmärkte

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

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

(i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung),

(ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung),

(iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung)²⁶.

Da das EnWG den Begriff ‚Sondervertragskunden‘ in diesem Sinne nicht mehr verwendet, werden die entsprechenden Verträge nur an jenen Stellen als „Sonderverträge“ bezeichnet, in denen es um die kartellrechtliche Marktabgrenzung geht. Ansonsten werden diese Verträge für die Zwecke des Monitoringberichtes als „Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. als „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ bezeichnet.²⁷ Im Energie-Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden zudem zwischen Heizstrom, Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen Mengenangaben von rund 1.070 Stromlieferanten (juristische Personen) zu Grunde (2016: rund 1.150 Stromlieferanten).

Im Jahr 2017 wurden nach den Angaben der Lieferanten rund 261 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 162 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt. Vom Gesamtumsatz an SLP-Kunden entfielen 14,5 TWh auf Heizstrom, 35,2 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden und 113 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden. Im Vorjahr wurden 266 TWh an RLM und 161 TWh an SLP-Kunden, wobei auf Heizstrom rund 14 TWh und 38 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden sowie 108 TWh auf SLP-Sondervertragskunden entfielen. Anders als bei der Stromerzeugung und dem Stromersterabsatz haben sich die Veränderungen bei den großen Anbietern nicht wesentlich auf die entsprechenden Marktanteile bei der Belieferung von Stromletztverbrauchern ausgewirkt, insofern ist die bisherige CR4-Analyse auch weiterhin sachgerecht. Aus den Angaben der einzelnen Gesellschaften wurde errechnet, welche Absatzmengen auf die vier absatzstärksten Unternehmen entfallen. Die Aggregation der Absatzmengen erfolgte anhand der „Dominanzmethode“ nach den oben dargestellten Zurechnungsregeln und liefert für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Marktanteilen.

Auf dem bundesweiten **Markt für die Belieferung von RLM-Kunden** setzten die vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2017 insgesamt rund 65 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen beträgt hier somit nur noch 25 Prozent. Im Vorjahr setzten die CR 4 noch 75 TWh ab – was einem Anteil von 28 Prozent entsprach. Erneut ist ein Rückgang der Marktanteile der CR 4 auf dem Markt für RLM-Kunden zu verzeichnen. Dieser Wert liegt deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

²⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff.

²⁷ Der Begriff „Sondervertrag“ findet sich in § 1 Abs. 4 KAV (Konzessionsabgabenverordnung). Für die Bemessung der Konzessionsabgabe ist der Sondervertragsbegriff weiter von Bedeutung und war auch bereits Gegenstand von Missbrauchsverfahren und Sektoruntersuchungen (Heizstrom). Für die kartellrechtliche Marktabgrenzung sind die Begriffe Grund(- und Ersatz-)versorgung bzw. „Sondervertrag“ treffend und werden – weil gesetzlich definiert – weiter verwendet.

Auf dem bundesweiten **Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen** (außerhalb der Grundversorgung und ohne Heizstrom) betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2017 rund 37 TWh – im Vorjahr noch 36 TWh. Der aggregierte Marktanteil der CR 4 beträgt auf diesem Markt somit rund 33 Prozent – im Jahr 2016 lag dieser noch bei 34 Prozent. Dieser Wert liegt ebenfalls deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung. Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden (ohne Heizstrom) im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Im Bereich der Grundversorgung betrug der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 rund 14,5 TWh von der gesamten Grundversorgungsmenge von SLP-Kunden von rund 35,2 TWh. Der Anteil beträgt für die CR 4 demnach rund 41 Prozent. Im Bereich der **Belieferung von SLP-Kunden mit Heizstrom** haben die CR 4 noch eine relativ starke Stellung. Der kumulierte bundesweite Absatz der CR 4 beträgt rund 8,6 TWh von insgesamt 14,5 TWh für Heizstrom. Somit entfallen auf die CR 4 rund 60 Prozent.

Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, also einschließlich Heizstrom- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen zwar nicht der sachlichen Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes, sind aber gleichwohl geeignet die Höhe der Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden darzustellen. Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 60,4 TWh, was einem aggregierten Anteil von rund 37 Prozent entspricht. Im Jahr 2016 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 62 TWh, der Marktanteil betrug noch 38 Prozent. Der Anteil bzgl. aller SLP-Kunden ist somit höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden. Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen – wie oben dargestellt – in den Bereichen Heizstrom und Grundversorgung tendenziell höhere Anteile an den bundesweiten Absatzmengen auf sich vereinigen als im Bereich der SLP-Sonderverträge ohne Heizstrom.

Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2017

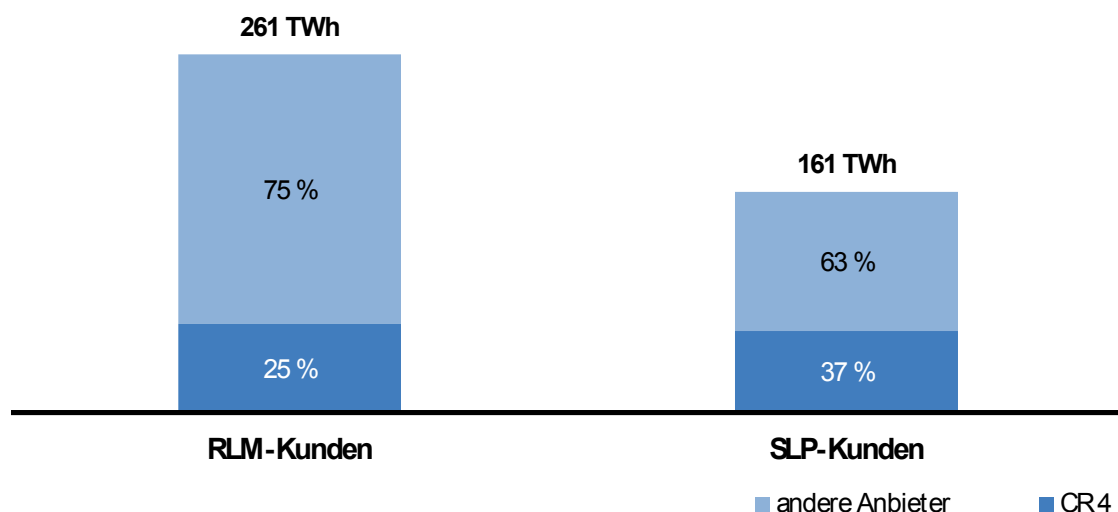


Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2017

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

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

Überblick der Verbraucheranfragen

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

Anzahl der Verbraucheranfragen

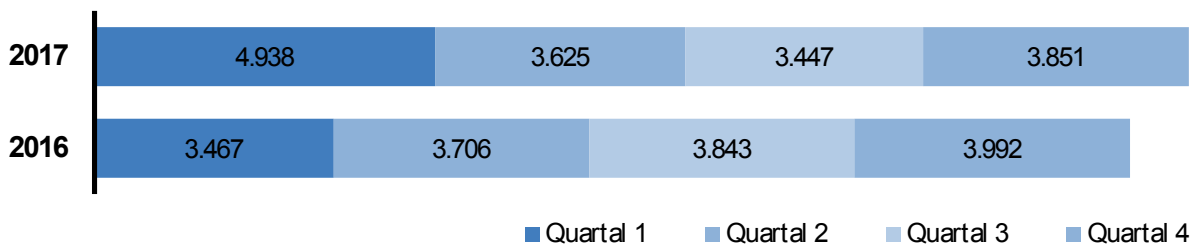


Abbildung 6: Anzahl der Verbraucheranfragen

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

Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2017

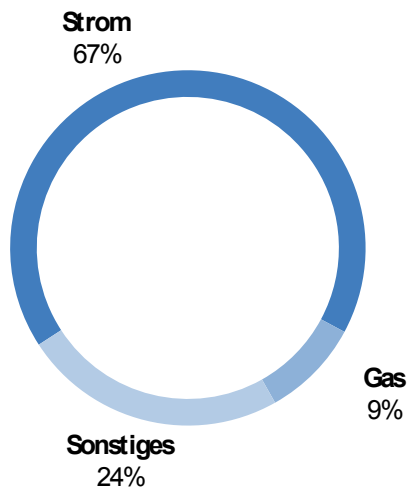


Abbildung 7: Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2017

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

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen

Zusammenfassung Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (I.G.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (I.G.4)

Zusammenfassung Gasmärkte (II.A.1)

Einleitung Einzelhandel Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel (II.F.2)

Einleitung Einzelhandel Preisniveau (II.F.4)

Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas (III.A)

(Textblöcke in diesen vier Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Netzübersicht

4. Verbraucherservice und Verbraucherschutz

B Erzeugung

C Netze

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

- 3. Stromsperrungen, Bargeld- oder Chipkartenzähler, Tarife und Kündigungen
- 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- 6. Ökostromsegment
- H Mess- und Zählwesen
- II Gasmarkt
- A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
 - 2. Netzübersicht
 - B Aufkommen von Gas
 - C Netze
 - D Regelenergie und Bilanzierung
 - F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
 - 1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl
 - 2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden
 - 3. Gassperrungen und Kündigungen, Bargeld- und Chipkartenzähler, abweichende Abrechnung
 - 4.2 Preisniveau Haushaltskunden
- G Mess- und Zählwesen
- III Übergreifende Themen
 - B Ausgewählte Tätigkeiten der Bundesnetzagentur

Autorenschaft des Bundeskartellamtes (Erläuterungen)

- I Elektrizitätsmarkt
 - A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)
 - 3. Marktkonzentration
 - F Großhandel
 - G Einzelhandel

- 2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden
- 4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden
- 5. Heizstrom
- 7. Europäischer Strompreisvergleich
- II Gasmarkt
- A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
- 3 Marktkonzentration
- E Großhandel
- F Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
- 2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Nicht-Haushaltskunden
- 4.1 Preisniveau Nicht-Haushaltskunden
- 5. Europäischer Gaspreisvergleich
- III Übergreifende Themen
- C Ausgewählte Tätigkeiten des Bundeskartellamtes

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung im Stromversorgungsnetz, 2017	33
Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom	37
Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom.....	38
Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt	43
Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an Endkunden im Jahr 2017	47
Abbildung 6: Anzahl der Verbraucheranfragen.....	48
Abbildung 7: Verteilung der Verbraucheranfragen auf die einzelnen Bereiche in 2017	49

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2017 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber	32
Tabelle 2: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	35
Tabelle 3: Netzstrukturdaten 2017 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	36
Tabelle 4: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2009 bis 2018	36
Tabelle 5: Erzeugungsmengen der fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch)	42
Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der fünf größten Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes	44

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
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
bEXA	An der Energy Exchange Austria (EXAA) Börse gehandelte Blockprodukte (z. B. bEXAbase und bEXApeak)
bFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGH	Bundesgerichtshof
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität
CEE	Central East Europe
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CR	Concentration Ratio
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EinsMan	Einspeisemanagement
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz

Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
FBA	Flow Based Allocation
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Geschäftsprozesse für den Lieferantenwechsel im Gassektor
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service (Allgemeiner paketorientierter Funkdienst, Erweiterung von GSM)
GSM	Groupe Spécial Mobile/ Global System for Mobile Communications (volldigitales Mobilfunknetz)
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ITC	Inter-TSO-Compensation
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KoV IV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen in der 3. Fassung vom 1. Oktober 2011
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunde
MWh/km ²	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NCG	Net Connect Germany

NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NEMOG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
Nm ³	Normkubikmeter
Nm ³ /h	Normkubikmeter pro Stunde
NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
NTC	Net Transfer Capacity
OFC	Online-Flow-Verfahren
OGE	Open Grid Europe
OLG	Oberlandesgericht
OMS-Standard	Open Metering System-Standard
OTC	Over the counter
PLC	Powerline Carrier/ Powerline Communication (Datenübertragung über Stromkabel)
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network-Verfahren (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner 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	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
V(H)P	Virtueller Handelspunkt

Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 Energiewirtschaftsgesetz, § 2 Stromnetzzugangsverordnung, § 2 Gasnetzzugangsverordnung, § 2 Stromnetzentgeltverordnung, § 2 Gasnetzentgeltverordnung, § 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Ergänzend gelten folgende Definitionen:

Begriff	Definition
Abgabemenge	Von Elektrizitäts- bzw. Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitäts- bzw. Gasmenge.
Anpassungsmaßnahmen	Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen). Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird. Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen	Aufwendungen beinhalten alle technischen und administrativen Maßnahmen, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann (Ersatz- und Erhaltungsaufwand).
Ausgleichsenergie	<i>Elektrizität</i> Die eingesetzte Regelarbeit, die mit den Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Ausgleichsenergie ist somit die Umlage der Abrufkosten für die Regelleistung, sie stellt die bilanzielle Abrechnung des Einsatzes von Regelarbeit dar. <i>Gas</i> Wird vom Marktgebietsverantwortlichen als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet (vgl. §23 Abs. 2 GasNZV).
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteilern ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Baseload (Grundlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung von 00:00 bis 24:00 Uhr eines jeden Tages.
Bilanzkreis	Innerhalb einer Regelzone im Elektrizitätsbereich die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen

	und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG).
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Gebiet zugeordnet sind, einem Bilanzkreis angehören (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG).
Brutto-Leistung	Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. Für Wasserkraft misst man im Turbinenbetrieb an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung. Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des Generators die Netto-Leistung, wenn die Anlage als Motor betrieben wird. Die Brutto-Leistung ergibt sich aus der Netto-Leistung und der Addition der Eigenbedarfsleistung, einschl. Verlustleistung der Maschinentransformatoren des Kraftwerks ohne Betriebsverbrauch und Bezug für Phasenschieberbetrieb (VGB, 2012).
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen (vgl. VGB, 2012)
Bruttostromverbrauch	Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus der Bruttostromerzeugung, ergänzt um die Importe und abzüglich der Exporte (beides physikalische Lastflüsse).
Concentration ratio (CR)	Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilstärksten Wettbewerber (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist der Grad der Marktkonzentration.
Countertrading	Countertrading ist eine Maßnahme, welche die Übertragungsnetzbetreiber nutzen, um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern. Sie wird verwendet, wenn die vereinbarten Mindesthandelskapazitäten über das Maß hinausgehen, das durch das Netz transportiert werden kann. In diesem Fall wird ein Gegengeschäft organisiert. So wird ein Minimum an Handel jederzeit gewährleistet, ohne dass die Netze überlastet werden.
Day-Ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen die Lieferung am Folgetag erfolgt.
Dominanzmethode	Methode zur vereinfachten Konzernzurechnung für die Zwecke von Marktkonzentrationsauswertungen. Sie stellt allein darauf ab, ob an einer Gesellschaft ein Anteilseigner mindestens 50 Prozent der Anteile hält. Befinden sich die Anteile an einer Gesellschaft zu mehr als 50 Prozent in Hand eines Anteilseigners, so werden diesem Anteilseigner die Absatzmengen der Gesellschaft in voller Höhe zugerechnet. Halten zwei Anteilseigner eine Beteiligung in Höhe von je 50 Prozent, erfolgt eine Zurechnung jeweils hälftig zu beiden Anteilseignern. Werden an einer Gesellschaft keine Beteiligungen in Höhe von 50 Prozent oder mehr gehalten, so werden die Absatzmengen dieser Gesellschaft keinem der Anteilseigner zugerechnet (die Gesellschaft ist dann selbst eine „Obergesellschaft“).
Dynamische Preise	Preise eines Stromlieferungsvertrages zwischen einem Anbieter und einem Endkunden, der den Preis auf dem Spotmarkt, einschließlich Day-Ahead-Markt, in Intervallen widerspiegelt, die mindestens den Abrechnungsintervallen des betreffenden Marktes entsprechen.
EEG-Umlage	Die EEG-Umlage ist ein Instrument des Erneuerbaren Energien Gesetzes, welches in den Paragraphen §60 ff. näher spezifiziert ist. Mit der EEG-Umlage wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien finanziert. Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen, die Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeisen, erhalten dafür von den Netzbetreibern eine im EEG festgelegte oder durch Ausschreibungen ermittelte Zahlungsansprüche. Die hierfür notwendigen finanziellen Mittel werden durch die EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Grundsätzlich müssen alle nicht privilegierten Stromverbraucher die volle EEG-Umlage bezahlen. Sie ist Teil des

	<p>Strompreises. Die Höhe der EEG-Umlage wird von den ÜNB ermittelt. Die ÜNB sind verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu veröffentlichen. Diese Veröffentlichung nehmen die Netzbetreiber auf ihrer Internetseite www.netztransparenz.de vor. Die Bundesnetzagentur überwacht die ordnungsgemäße Ermittlung.</p>
EEX/ EPEX Spot	<p>European Energy Exchange/ European Power Exchange. Die mittelbar zur Deutsche Börse AG – Gruppe gehörende EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, 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. Der Strom-Terminmarkt wird von der EEX Power Derivates GmbH (100 prozentige Tochtergesellschaft der EEX) betrieben. Zudem hält die EEX ca. 88 Prozent an der Powernext SA, ebenfalls mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Gashandel betreibt (vgl. EEX).</p>
Eigenverbrauch (Erzeugungsanlagen)	<p>Der Eigenverbrauch ist definiert als Energieerzeugnis das auf dem Betriebsgelände eines Herstellungsbetriebes und eines Gasgewinnungsbetriebes zur Aufrechterhaltung des Betriebes verwendet werden. Dies ist z. B. die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung benötigt wird. Der Eigenverbrauch enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren in Kraftwerken werden hinzu gerechnet. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit zusammen. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt (vgl. VGB, 2012).</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, 2012).</p>
Einspeisemanagement (EinsMan)	<p>Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§13 Abs. 2, 3 S.3 EnWG i.V.m. §§14, 15 EEG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.</p> <p>Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszus zahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem</p>

	Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Energiekomponente	Der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil. Setzt sich zusammen aus Beschaffung, Vertrieb und Marge.
Entgelt für Abrechnung	Das Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV ist seit dem 1. Januar 2017 Bestandteil der Nettonetzentgelte und wird nicht mehr separat ausgewiesen (vgl. § 7 Abs. 2 MsbG)
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Gemäß § 17 Abs. 7 S. 1 StromNEV, darf im Elektrizitätsbereich ab dem 1. Januar 2017 nur noch ein „Entgelt für Messstellenbetrieb“ ausgewiesen werden, zu dem auch das Entgelt für Messung gehört.
Entgelt für Messung	Im Gasbereich Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten (§ 15 Abs. 7 S.1 GasNEV)
Entnahmemenge	Von den Elektrizitätsnetzbetreibern an Letztverbraucher abgegebene Elektrizitätsmenge.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport auf mehrere Transportnetzbetreiber verteilt ist.
Erdgasreserven	Sichere Reserven: In bekannten Lagerstellen auf Grund lagerstättentechnischer oder geologischer Erkenntnisse unter den gegebenen wirtschaftlichen und technischen Bedingungen mit hoher Sicherheit gewinnbar sind (Wahrscheinlichkeit 90 Prozent). Wahrscheinliche Reserven: einer Wahrscheinlichkeit von 50 Prozent.
Ersatzversorger	Ersatzversorger ist der Grundversorger. (vgl. § 38 EnWG)
Ersatzversorgung	Wenn ein Letztverbraucher über das Energieversorgungsnetz der „Allgemeinen Versorgung“ in Niederspannung oder Niederdruck Energie bezieht, ohne dass dieser Bezug einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, gilt die Energie als vom Grundversorger geliefert. (vgl. § 38 EnWG)
Flow Based Allocation (FBA)	Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe. Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen aktuellen Marktsituation.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt.
Grundversorger	Gas- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das nach § 36 Abs. 1 EnWG in einem Netzgebiet die Grundversorgung mit Gas oder Strom durchführt.
Grundversorgung	Energielieferung des Grundversorgers an Haushaltskunden zu Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preisen. (vgl. § 36 EnWG).
Heizstrom	Als Heizstrom gilt Strom, der zum Betrieb unterbrechbarer (=steuerbarer) Verbrauchseinrichtungen mit dem Zweck der Raumheizung geliefert wird. Bei den unterbrechbaren (=steuerbaren) Verbrauchseinrichtungen handelt es sich im Wesentlichen um Nachtspeicherheizungen und elektrische Wärmepumpen.
H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu L-Gas – höherem Methangehalt (87 bis

	99 Volumenprozent) und somit weniger Volumenprozent an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 11,5 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 12,8 kWh/m ³ bis 15,7 kWh/m ³ .
Hub	Ein wichtiger physischer Knotenpunkt im Gasnetz, an dem verschiedene Leitungen, Netze oder sonstige Gasinfrastrukturen zusammentreffen und Gashandel stattfindet.
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel an der EPEX Spot (Spotmarkt der EEX) werden Gas- sowie Stromkontrakte abgeschlossen, die noch am gleichen Tag geliefert werden und ermöglicht die kurzfristige Optimierung von Beschaffung und Verkauf.
Investitionen	<p>Als Investitionen im Sinne des Energie Monitoring gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der gesamte Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen.</p> <p>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden. Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten (Statistisches Bundesamt, 2007).</p>
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer ist der Quotient aus der in einem Abrechnungsjahr aus dem Netz entnommenen Arbeit und der in diesem Abrechnungsjahr in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung. Sie gibt somit die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen gleich Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden gleich Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge) (vgl. Anlage 4 zu §16 Abs. 2 Abs. 3 Satz 2 StromNEV).
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicherkapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
Konventioneller Erzeugungssockel	Anteil der preisunelastischen konventionellen Leistungserbringung, der nicht der Mindesterzeugung zuzuordnen ist.
KWK-Netto-Nennleistung (elektrische Wirkleistung)	Anteil der elektrischen Netto-Nennleistung bei Wärmenennleistung, der direkt mit der Wärmeauskopplung verbunden ist. Der Anteil der elektrischen Leistung, der sich ausschließlich auf die Erzeugung von Strom bezieht (Kondensationsanteil) wird hierbei nicht berücksichtigt.
KWK-Strom	KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage; bei Anlagen, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügen,

	ist die gesamte Nettostromerzeugung KWK-Strom
Kraftwerksstatus	<p>Gesetzlich an der Stilllegung gehinderte Kraftwerke: Kraftwerke, die an der Stilllegung gem. § 13a EnWG gehindert sind.</p> <p><i>Kraftwerke in der Netzreserve:</i> Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden.</p> <p><i>Sonderfälle:</i> Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind.</p> <p><i>Saisonale Konservierung:</i> Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden.</p>
L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit – im Vergleich zu H-Gas – niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwahl bei Einzug	Sofern sich der Letztverbraucher (Kunde) bei einem Einzug (Neubezug oder Umzug) für einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG entscheidet, liegt ein Sachverhalt vor, der gesondert vom Lieferantenwechsel zu sehen ist.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Letztverbraucher (Kunde) an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Einzüge (Neubezug oder Umzug) von Letztverbrauchern (Kunden).
Market Coupling	Verfahren zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen zwischen verschiedenen Marktgebieten unter Beteiligung mehrerer Strombörsen. Im Rahmen eines Market Coupling wird die Nutzung der knappen Übertragungskapazitäten durch die Berücksichtigung der Energiepreise in den gekoppelten Märkten verbessert. Dabei wird die Day-Ahead Vergabe der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten gemeinsam mit der Energieauktion an den Elektrizitätsbörsen auf Basis der Preise an den beteiligten Börsen durchgeführt. Daher spricht man hier auch von impliziten Kapazitätsauktionen.
Market Maker	Börsenteilnehmer, der für eine Mindestzeit am Börsentag gleichzeitig einen Kauf- und Verkaufsantrag (Quote) im Auftragsbuch hält. Market Maker dienen zur Sicherstellung einer Grundliquidität.
Marktgebiet	Auf dem Gasmarkt ist ein Marktgebiet die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktlotation	<p>In einer Marktlotation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Die Marktlotation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Die Marktlotation ist ein Anknüpfungspunkt für Belieferung und Bilanzierung.</p> <p>Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlotation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.</p>
Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen	Das Gesamtvolumen des Speichers abzüglich des benötigten Kissengases.

Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie nach eichrechtlichen Vorschriften sowie die Weiterverarbeitung der gemessenen Daten für Abrechnungszwecke.
Messlokation	<p>Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.</p> <p>Der Begriff der Messlokation entspricht dem Begriff der Messstelle im Sinne des § 2 Nr. 11 Messstellenbetriebsgesetz.</p> <p>Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.</p>
Mindesterzeugung	<p>Mindesterzeugung ist die aus netztechnischen Gründen von konventionellen Kraftwerken mindestens einzuspeisende Leistung.</p> <p>Konkret handelt es sich um diejenige Einspeiseleistung, die explizit für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorgesehen ist. Die Systemdienstleistungen müssen zum Zweck des stabilen Netzbetriebs erbracht werden. Daraus ergibt sich die netztechnische Erforderlichkeit.</p> <p>Die Mindestenerzeugung ist mindestens einzuspeisen, weil erst durch die Einspeisung bestimmte Systemdienstleistungen erbracht werden (positive Redispatch- und Regelleistung, Kurzschluss- und Blindleistung). Sie ist auch dann mindestens einzuspeisen, wenn die Einspeisung nur die notwendige Voraussetzung zur Erbringung von Systemdienstleistungen schafft, wie im Falle der negativen Regelleistung. Die Leistung zur Besicherung der Regelleistung wird als Teil der Mindestenerzeugung aufgefasst, weil sie unmittelbar zu ihrer sicheren Erbringung dient und auf die gleiche Weise funktioniert. Allerdings wird hier keine 1:1 Besicherung vorgenommen, sondern es werden probabilistische Effekte berücksichtigt.</p>
Nenndruck	Der Nenndruck gibt für ein Rohrleitungssystem eine Referenzgröße an. Die Angabe erfolgt nach DIN, EN, ISO durch die Bezeichnung PN (Pressure Nominal) gefolgt von einer dimensionslosen ganzen Zahl, die den Auslegungsdruck in bar bei Raumtemperatur (20 °C) angibt. Nach EN 1333 sind bestimmte Nenndruckstufen festgelegt: PN 2,5 - PN 6 - PN 10 - PN 16 - PN 25 - PN 40 - PN 63 - PN 100 - PN 160 - PN 250 - PN 320 - PN 400.
Nennleistung	<p>Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Luft Eintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.</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</p>

	<p>statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf (VGB, 2012). 												
Netto-Leistung	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung minus der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird (VGB, 2012).												
Netto-Netzentgelte	<p><i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt, ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG.</p> <p><i>Gas</i> Gasnetzentgelt ab 1. Januar 2017 inklusive Abrechnungsentgelt ohne Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p>												
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs- und Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-Stromerzeugung auf die Nennzeit (VGB, 2012).												
Netzanschluss	<p><i>Elektrizität</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NAV verbindet das Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der elektrischen Anlage des Anschlussnehmers. Er beginnt an der Abzweigstelle des Niederspannungsnetzes und endet mit der Hausanschlusssicherung, es sei denn, dass eine abweichende Vereinbarung getroffen wird; in jedem Fall sind auf die Hausanschlusssicherung die Bestimmungen über den Netzanschluss anzuwenden. Im Fall von Kraftwerken ist der Netzanschluss die Herstellung der elektrischen Leitung, die Erzeugungsanlage und Anschlusspunkt verbindet, und ihre Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt (§ 2 Nr. 2 KraftNAV).</p> <p><i>Gas</i> Der Netzanschluss gemäß § 5 NDAV verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.</p>												
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)												
	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Niederspannung (NS)</td> <td style="width: 30%;"></td> <td style="width: 30%; text-align: right;">≤ 1 kV</td> </tr> <tr> <td>Mittelspannung (MS)</td> <td style="text-align: center;">> 1 kV</td> <td style="text-align: center;">und ≤ 72,5 kV</td> </tr> <tr> <td>Hochspannung (HS)</td> <td style="text-align: center;">> 72,5 kV</td> <td style="text-align: center;">und ≤ 125 kV</td> </tr> <tr> <td>Höchstspannung (HöS)</td> <td style="text-align: center;">> 125 kV</td> <td></td> </tr> </table>	Niederspannung (NS)		≤ 1 kV	Mittelspannung (MS)	> 1 kV	und ≤ 72,5 kV	Hochspannung (HS)	> 72,5 kV	und ≤ 125 kV	Höchstspannung (HöS)	> 125 kV	
Niederspannung (NS)		≤ 1 kV											
Mittelspannung (MS)	> 1 kV	und ≤ 72,5 kV											
Hochspannung (HS)	> 72,5 kV	und ≤ 125 kV											
Höchstspannung (HöS)	> 125 kV												
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers												

	erstrecken.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität zweier benachbarter Länder (berechnet sich ex-ante aus der Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin).
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilernetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit (vgl. VGB, 2012).
Netzzugang	Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 20 Abs. 1 EnWG jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Der Regelfall ist die Netznutzung durch Lieferanten, welche dann auch die Netzentgelte an den Netzbetreiber abführen. Zulässig ist aber auch die Netznutzung durch Letztverbraucher. In diesem Fall führt der Letztverbraucher die Netzentgelte an den Netzbetreiber ab.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.
Normkubikmeter Nm ³	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/ der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem Tarif angeboten/ gehandelt wird.
OMS-Standard	Auswahl von Optionen aus der europäischen Norm 13757-x, die von der OMS Group ausgewählt wurden. Diese „Open Metering System Specification“ standardisiert die Kommunikation innerhalb der Verbrauchszählung.
OTC-Handel	OTC-Handel steht für den englischen Begriff „Over The Counter“ und bezeichnet finanzielle Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nicht über eine Börse abgewickelt werden. OTC-Handel wird auch als außerbörslicher Handel bezeichnet.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder -bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Werktages. Dieser Spitzenlaststrom weist im Vergleich zur Baseload (Grundlast) grundsätzlich einen höheren monetären Wert auf.
Phelix (Physical Electricity Index)	Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnittspreis aller Stundenkontrakte eines kompletten Tages (Grundlaststrom) für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich bezeichnet. Der Phelix-Day-Peak wird als arithmetischer Durchschnittspreis der Stundenpreise von 08:00 bis 20:00 (Spitzenlastzeiten) für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich bezeichnet (vgl. EEX).
Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Redispatch	Redispatch bezeichnet den Eingriff in den 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

	<p>vorzubeugen oder Leitungsüberlastungen zu beheben. Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.</p>
Regelleistung	Regelleistung wird vorgehalten, um ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme zu gewährleisten
RLM-Kunde (Kunden mit registrierender Lastgangmessung)	Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh (Strom) bzw. mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde (Gas) zu verstehen.
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenzänderungen kommt.
SLP-Kunde (Standardlastprofilkunde)	<p><i>Elektrizität</i> 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)</p> <p><i>Gas</i> 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)</p>
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden. (Intraday und Day-Ahead Auktionen)
Steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (ehemals abschaltbare Verbrauchseinrichtung)	Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als

	steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 näher zu konkretisieren, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Sie hat hierbei die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten. (§14a EnWG)
Stromkreislänge	Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilsnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
Umspannebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.
Verbindliche Verbundaustauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
Verbundene Unternehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs auf Betreiben des Letztverbrauchers (Kunden) bei dem gleichen Energieversorger von dem er zuvor beliefert wurde.
Weiterverteiler	Regionale und lokale Gasverteilternetzbetreiber (keine Exporteure)
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird (Vgl. §2 Abs. 28 MsbG). Bei der Datenabfrage 2019 wird in den betroffenen Fragebögen der Begriff des Zählpunktes durch den Begriff Marktlokation (Verträge) bzw. Messlokation (Zähler) ersetzt.

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-5999

Fax +49 228 14-5973

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de

www.bundeskartellamt.de

Tel. +49 (0)228 9499 – 0

Fax +49 (0)228 9499 – 400

Stand

8. Februar 2019

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

Text

Bundesnetzagentur

Referat 603

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring