

Monitoringbericht 2017

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: 13. Dezember 2017

**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

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	25
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	28
1.7	Digitalisierung des Mess- und Zählwesens	32
2.	Netzübersicht	32
3.	Marktkonzentration.....	38
3.1	Stromerzeugung und Stromerstabsatz	41
3.2	Stromendkundenmärkte	45
	Verzeichnis Autorenschaft.....	I
	Abbildungsverzeichnis	II
	Tabellenverzeichnis.....	III
	Impressum.....	IV

* Alle Seitenzahlen, Abbildungs- und Tabellenbeschriftungen sowie Fußnoten entsprechen denen des Monitoringberichts 2017 und beginnen daher nicht notwendigerweise bei 1 sondern entsprechend der Nummerierung des Monitoringberichts 2017.

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Zusammenfassung

1.1 Erzeugung und Versorgungssicherheit

Die deutschlandweite Nettostromerzeugung stieg im Jahr 2016 gegenüber dem Jahr 2015 um 6,0 TWh auf 600,3 TWh an. Die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern verzeichnete dabei ein Plus von 5,6 TWh. Stark verändert zeigte sich gegenüber dem Vorjahr die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken. Diese nahm erstmals seit mehreren Jahren mit rückläufigen Erzeugungsmengen wieder deutlich zu (+18,2 TWh bzw. 37,7 Prozent) und lag damit auf dem Niveau von 2012. Bei nahezu allen anderen nicht erneuerbaren Energieträgern ging die Stromerzeugung hingegen zurück. Kernkraftwerke erzeugten 6,8 TWh weniger Strom als im Jahr 2015 (-8,0 Prozent). Die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken ging um 2,7 TWh zurück (-2,6 Prozent). Braunkohlekraftwerke erzeugten 2,1 TWh weniger Strom (-1,5 Prozent).

Die Marktmacht der größten Stromerzeugungsunternehmen hat in den letzten Jahren deutlich abgenommen. Belief sich der kumulierte Marktanteil der seinerzeit vier größten Stromerzeuger auf dem Stromerstabsatzmarkt (Stromerzeugung ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG) im Jahr 2010 bezogen auf das Marktgebiet Deutschland/ Österreich noch auf 72,8 Prozent, erreichte er im Jahr 2015 nur mehr 69,2 Prozent. Vor dem Hintergrund der Veränderungen auf der Anbieterseite im Jahr 2016 und der damit verbundenen Verschiebungen der Marktanteile – insbesondere durch den Verkauf der Braunkohleaktivitäten der Vattenfall an LEAG – ist im Bereich der Stromerzeugung und des Stromerstabsatzes eine Betrachtung der fünf – statt bisher vier – größten Stromerzeuger geboten. Deren kumulierter Marktanteil auf dem Stromerstabsatzmarkt belief sich im Berichtsjahr auf 69,4 Prozent. Der Grad der Marktkonzentration ist somit insgesamt geringer geworden, da sich die kumulierten Marktanteile auf nunmehr fünf große, voneinander unabhängige Anbieter verteilen. Wird im Hinblick auf die künftige Gebotszonenrennung nur der deutsche Stromerstabsatzmarkt betrachtet, so beläuft sich der kumulierte Marktanteil der fünf größten Anbieter auf 76,5 Prozent (2015: 76,2 Prozent bezogen auf die vier größten Anbieter). Auch bei dieser Marktabgrenzung hat sich der Grad der Marktkonzentration somit verringert.

Über den Rückgang der Marktkonzentration hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmachtstendenzen. Insbesondere wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch Erneuerbare Energien gedeckt, bei denen der kumulierte Marktanteil der größten Stromerzeuger erheblich unter jenem im Bereich der konventionellen Stromerzeugung liegt. Zudem wird zukünftig die Stilllegung der noch betriebenen Atomkraftwerke bis 2022 zu Veränderungen in der Marktstruktur führen.

Der Anteil der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug 31,2 Prozent im Jahr 2016 und blieb somit auf dem Niveau des Vorjahres (2015: 31,4 Prozent). Anders als in den vergangenen Jahren stieg die Nettostromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien mit 0,4 TWh nur leicht an (0,2 Prozent). Aufgrund des verhältnismäßig windarmen Jahres 2016 war die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen an Land trotz weiter voran schreitenden Zubaus von Windenergieanlagen mit -4,6 TWh rückläufig (-6,5 Prozent). Auch die Stromerzeugung aus Solarenergie war mit -0,7 TWh gegenüber 2015 leicht rückläufig. Am meisten zugenommen hat die Stromerzeugung aus Windenergie auf See mit einem Anstieg um 3,9 TWh (48,1 Prozent). Der starke Anstieg der Stromerzeugung aus Windenergie auf See begründet sich insbesondere damit, dass

zahlreiche Anlagen im Laufe des Jahres 2015 in Betrieb gegangen sind, die erstmals im Jahr 2016 ganzjährig Strom erzeugten (ca. 2.930 Jahresbenutzungsstunden).

Hinsichtlich der installierten Erzeugungsleistung war das Jahr 2016 durch einen weiteren Kapazitätswachstum der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Insgesamt betrug der Zuwachs im Bereich der Erneuerbaren Energien 6,7 GW. Im Jahr 2015 betrug der Zuwachs 7,5 GW. Am stärksten nahmen die Erzeugungskapazitäten in den Bereichen Wind (an Land) (4,2 GW) und Solare Strahlungsenergie (1,5 GW) zu. Die nicht erneuerbaren Energieträger (dazu zählen Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Pumpspeicher und sonstige Energieträger) nahmen im Jahr 2016 leicht zu (0,4 GW). Dieser Zuwachs begründet sich insbesondere durch die Inbetriebnahme neuer Erdgaskraftwerke. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit zum Ende 2016 auf 212,0 GW an. Hiervon sind 107,5 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 104,5 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Die installierte Leistung der Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Deutschland betrug 99,7 GW Ende 2016 (2015: 92,9 GW). Dies bedeutet einen Anstieg um rund 6,7 GW (7,2 Prozent). Auf Grundlage des EEG wurden im Jahr 2016 insgesamt 161,5 TWh Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen gefördert. Damit war die Stromerzeugung aus EEG-Anlagen erstmals seit 2003 leicht rückläufig. 2015 lag sie noch bei 161,8 TWh. Trotz der leicht rückläufigen Stromerzeugung blieb die Höhe der Zahlungen nach dem EEG mit insgesamt 24,3 Mrd. Euro und einer Änderungsrate von plus 0,4 Prozent gegenüber 2015 weitestgehend konstant. Dies hängt damit zusammen, dass die verschiedenen Energieträger unterschiedlich hohe Zahlungen nach dem EEG erhalten. Im Jahr 2016 haben Energieträger, die im Durchschnitt niedrigere Zahlungen erhalten im Vergleich zum Jahr 2015 weniger eingespeist, während Energieträger die im Durchschnitt höhere Zahlungen erhalten mehr eingespeist haben. Im Jahr 2016 haben die Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien damit durchschnittlich 15,1 ct/kWh an Zahlungen aus dem EEG¹ erhalten. Im Gegensatz zu den vorherigen Jahren haben im Jahr 2016 zum ersten Mal Anlagenbetreiber die einen Anspruch auf Marktprämie haben, mit 52 Prozent den größeren Anteil der Zahlungen erhalten.

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 dabei in jeder Runde von 9,17 auf zuletzt unter 5 ct/kWh. Auch die beiden bisherigen Ausschreibungsrunden für Windenergieanlagen an Land (Gesamtleistung 1.800 MW) waren deutlich überzeichnet. Bürgerenergiegesellschaften waren in diesen ersten beiden Runden besonders stark vertreten. Im Ergebnis entfallen jeweils über 90 Prozent der Zuschläge auf Bürgerenergiegesellschaften. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert sank von der ersten

¹ 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.

Runde (5,71 ct/kWh) zur zweiten Runde (4,28 ct/kWh). Bei den Ausschreibungen zur Ermittlung der Zahlungen für Windenergieanlagen auf See im April 2017 haben vier Gebote für eine Gesamtleistung von 1.490 MW einen Zuschlag erhalten. Die Zuschlagswerte liegen zwischen null und sechs ct/kWh. Für Biomasseanlagen lag das Gebotsvolumen von 40.912 kW deutlich unter dem Ausschreibungsvolumen von 122.446 kW. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aller Gebote lag bei 14,30 ct/kWh. Bei einer ersten gemeinsamen Ausschreibung für PV Freiflächenanlagen für die Länder Deutschland und Dänemark, gingen sämtliche Zuschläge an Projekte in Dänemark.

Im Jahr 2016 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 12,80 Minuten und somit unter dem Mittelwert der vergangenen zehn Jahre (Mittelwert 2006 bis 2015: 15,87 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2016 auf konstant hohem Niveau.

1.2 Grenzüberschreitender Handel

Auch im Jahr 2016 lagen die Stromexporte über den Stromimporten. Zwar ist das Handelsvolumen insgesamt zurückgegangen, dennoch bildet Deutschland die zentrale Drehscheibe des europäischen Stromhandels und ist ein wichtiger Akteur im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den angrenzenden Ländern blieb im Jahr 2016 weitgehend stabil.

Das im Jahr 2016 insgesamt über die Grenzen gehandelte Stromvolumen ist von 84,9 TWh (2015) auf 78,1 TWh gesunken. Dies bedeutet eine Verringerung um 8 Prozent. In dieser Summe spiegelt sich ein Rückgang der Importe von 16,9 TWh (2015) auf 13,1 TWh (minus 22,6 Prozent) wider, während die Exporte von 68 TWh (2015) auf 65 TWh (minus 4,4 Prozent) ebenfalls sanken. Im Ergebnis resultiert ein leichter Anstieg des deutschen Exportsaldos von vormals 51,0 TWh in 2015 auf 51,9 TWh in 2016. Dies entspricht einem Plus von 1,6 Prozent.

1.3 Netze

1.3.1 Netzausbau

Von den insgesamt erforderlichen rund 1.800 Leitungskilometern nach EnLAG sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2017 – bislang rund 1000 Kilometer genehmigt und davon 750 Kilometer realisiert (dies entspricht rund 40 Prozent der Gesamtlänge). Weitere rund 600 km befinden sich in laufenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) rechnen mit der Fertigstellung von etwa 80 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 bei etwa 5.900 km. Hiervon sind zum dritten Quartal 2017 rund 450 km genehmigt und davon rund 150 km realisiert. Weitere rund 2.400 km befinden sich im Bundesfachplanungsverfahren in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur und für rund 600 km sind Raumordnungs- und Planfeststellungsanträge bei den Länderbehörden gestellt worden.

1.3.2 Investitionen

In 2016 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt 2.439 Mio. Euro (2015: 2.358 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen (beides handelsrechtliche Werte²) in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Dabei sind die Investitionen für Neubau/ Ausbau/ Erweiterung geringfügig von 1.672 Mio. (2015) auf 1.636 Mio. Euro im Jahr 2016 zurückgegangen. Die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) sind von 6.845 Mio. Euro (2015) auf 7.157 Mio. Euro (2016) gestiegen. Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchführen, hat sich zum Stichtag 1. April 2017 abermals erhöht.

1.3.3 Netz- und Systemsicherheit und Systemstabilität

Die Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber dienen dem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit. Eine Maßnahme ist jede Handlung die erfolgt um die Netzüberlastung eines Netzelementes zu beheben. Der Anteil, der durch Redispatch verursachten Absenkungen belief sich auf 1,5 Prozent (Vorjahr: 1,9 Prozent) bezogen auf die Gesamterzeugung aus Nicht-Erneuerbaren Energieträgern. Die Einspeisereduzierungen beliefen sich im Jahr 2016 auf 6.256 GWh und die Einspeiserhöhungen auf 5.219 GWh (in Summe 11.475 GWh (2015: 15.436 GWh)).

Die summierten Stunden aller Redispatchmaßnahmen betrug 13.339 Stunden (2015: 15.811 Stunden) und sind somit zurückgegangen. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen und steht nicht im Bezug zu den 8760 Stunden eines Jahres. Insgesamt nahmen die Netzbetreiber an 329 Tagen des Jahres 2016 Redispatcheingriffe vor.

Damit reduzierte sich der Redispatchbedarf gegenüber dem Jahr 2015 etwa um ein Viertel, bewegt sich aber, verglichen mit den Jahren vor 2015 weiterhin auf einem hohen Niveau. Die im Rahmen der Systemdienstleistungen veranschlagten Kosten für Redispatch im Jahr 2016 wurden von den ÜNB mit rund 220 Mio. Euro angegeben. Wie in den vergangenen Jahren waren im Wesentlichen die Regelzonen von TenneT und 50Hertz betroffen. Dabei wiesen die Leitung Remptendorf-Redwitz, das Gebiet um die Leitung von Vierraden nach Krajnik in Polen sowie das Gebiet Brunsbüttel (Hamburg Nord) die größten Belastungen auf.

Auch die Menge der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan-Maßnahmen) ist im Jahr 2016 mit insgesamt 3.743 GWh zurückgegangen (2015: 4.722 GWh). Damit beläuft sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf 2,3 Prozent (2015: 2,9 Prozent). Die Summe der ausgezahlten Entschädigungen hat sich mit 643 Mio. Euro stark erhöht (2015: 315 Mio. Euro). Insgesamt entstanden im Jahr 2016 geschätzte Entschädigungsansprüche von

² 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.

Anlagenbetreibern in Höhe von 373 Mio. Euro. Die Diskrepanz zwischen den Zahlen erklärt sich dadurch, dass die im Jahr 2016 geleisteten Entschädigungszahlungen nicht die Beträge widerspiegeln, die auch durch Ausfallarbeit im Jahr 2016 verursacht wurden. In den Entschädigungszahlungen für 2016 sind auch Zahlungen für Ausfallarbeit aus den Vorjahren enthalten.

Wie in den Vorjahren waren auch 2016 in der Mehrzahl Windkraftanlagen am stärksten von Einsparmaßnahmen mit einem Anteil von 94,4 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit (2015: 87,3 Prozent) betroffen. Der Energieträger Solar war im Jahr 2016 der zweithäufigste abgeregelte Energieträger mit einem Anteil von fast fünf Prozent.

In 2016 haben insgesamt vier VNB und ein ÜNB entschädigungslose Anpassungsmaßnahmen nicht erneuerbarer Energieträger durchgeführt. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen und -abnahmen in Höhe von rund 14,4 GWh.

In Summe belaufen sich die Kosten für Netz- und Systemsicherheit³ im Jahr 2016 auf rund 890 Mio. Euro. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Gesamtkosten der Netz- und Systemsicherheit um insgesamt rund 243 Mio. Euro gesunken (2015: 1.133 Mio. Euro). Dies ist in erster Linie auf den witterungsbedingten Rückgang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 zurückzuführen.

Insgesamt wurden im Jahr 2016 an 108 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 552 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.209 GWh getätigt.

1.3.4 Netzentgelte

Die Netzentgelte (inkl. Abrechnung, Messwesen und Messstellenbetrieb) sind für Haushaltskunden deutlich gestiegen. Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden liegen die Werte ebenfalls über dem Niveau des Vorjahres. Bei den Gewerbekunden sind die Netzentgelte (inkl. Abrechnung, Messwesen und Messstellenbetrieb) um fast sechs Prozent (+0,34 ct/ kWh), bei Industriekunden um gut zehn Prozent (+0,20 ct/ kWh) angestiegen. Für ausgewählte Abnahmefälle wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2017 ermittelt:

- Haushaltskunde (Grundversorgung), Jahresverbrauch 2.500 bis 5.000 kWh: 7,30 ct/kWh
- Gewerbekunde, Jahresverbrauch 50 MWh: 6,19 ct/kWh
- Industriekunde, Jahresverbrauch 24 GWh, ohne Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV: 2,26 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 inkl. Abrechnung, ohne Messwesen und Messstellenbetrieb): Für den Bereich der Haushaltskunden liegen die niedrigsten Netzentgelte leicht über 3 ct/kWh, die höchsten Netzentgelte bei 11,7 ct/kWh. Die Verteilung der Netzentgelte der Gewerbekunden ähnelt der der Haushaltskunden. Die Spreizung

³ Zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit setzen die Netzbetreiber Einspeisemanagement, Redispatch, Netzreservekraftwerke und Countertrading ein.

der höchsten und niedrigsten Entgelte bewegt sich zwischen 2,8 ct/kWh und 10,4 ct/kWh. Die Netzentgelte für den betrachteten Abnahmefall der Industriekunden bewegen sich zwischen etwa 1 ct/kWh und 6,6 ct/kWh.

1.4 Systemdienstleistungen

Die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen i.w.S.⁴ sanken in 2016 um 339 Mio. Euro von 1.800 Mio. Euro (2015)⁵ auf 1.461 Mio. Euro (2016). In diese Angaben sind erstmalig auch die geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreiber durch Einspeisemanagement als Kosten für Systemdienstleistungen i. w. S. eingeflossen. Als Hauptkostenblöcke tragen die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreservekraftwerke mit rund 285 Mio. Euro (2015: 219 Mio. Euro), der nationale und grenzüberschreitende Redispatch mit insgesamt fast 220 Mio. Euro (2015: 412 Mio. Euro), die Regelleistungsvorhaltung für PRL, SRL und MRL mit insgesamt 198 Mio. Euro (2015: 316 Mio. Euro), die Verlustenergie mit etwa 305 Mio. Euro (2015: 277 Mio. Euro) und die geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreiber durch Einspeisemanagement im Jahr 2016 mit ca. 373 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro), zu den Gesamtkosten bei.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2016 gegenüber 2015 verändert. Die saldierten Gesamtkosten für Regelernergie sanken wiederholt um nun 118 Mio. Euro. Ein Grund hierfür ist das abermals leicht zurückgegangene Volumen an Vorhaltung der drei Regelleistungsarten. Die Kosten für Verlustenergie erhöhten sich von 2015 auf 2016 um rund 27 Mio. Euro. Dies liegt unter anderem daran, dass kurzfristig Verlustenergie nachbeschafft werden musste um Transportverluste auszugleichen.

1.5 Großhandel

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

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte insgesamt ist im Jahr 2016 auf das höchste Niveau seit Erfassung gestiegen. Sowohl im börslichen Terminhandel als auch die über Brokerplattformen vermittelten Handelsvolumina verzeichnen erhebliche Volumenzuwächse, beim Spotmarkt ist allerdings ein Rückgang zu verzeichnen. So betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT im Berichtsjahr 2016 rund 235 TWh und ist damit im Vergleich zum Vorjahr (264 TWh) deutlich gesunken. Hingegen ist das Volumen des Intraday-Handels wiederum erheblich gestiegen, und zwar auf 41 TWh, was einem Zuwachs von rund drei TWh bzw. rund neun Prozent entspricht. Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist stabil geblieben und liegt im Jahr 2016 erneut bei rund acht TWh. Am Terminmarkt sind die börslichen

⁴ Systemdienstleistungen der ÜNB sowie Einspeisemanagement der ÜNB und VNB.

⁵ Angepasster Wert inkl. der von den Netzbetreibern geschätzten Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement der ÜNB und VNB

Handelsmengen von Phelix-Futures nach den erheblichen Anstiegen der Vorjahre im Berichtsjahr 2016 erneut deutlich gestiegen, und zwar um 56 Prozent von 937 TWh auf über 1.466 TWh.

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2016 weiter gesunken. Der Durchschnittswert der EPEX SPOT für Phelix-Day-Base fiel von 31,63 Euro/MWh im Jahr 2015 auf 28,98 Euro/MWh, d. h. um rund acht Prozent - und damit auf das niedrigste Niveau seit 2007. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 32,01 Euro/MWh nahezu neun Prozent unter dem Vorjahresniveau von 35,06 Euro/MWh. Die Differenz zwischen Phelix-Day-Base und Phelix-Day-Peak lag im Jahr 2016 bei 3,03 Euro/MWh und damit wiederum niedriger als 2015. Somit lag der Phelix-Day-Peak in 2016 im Mittel nur noch zehn Prozent über dem Phelix-Day-Base (zum Vergleich: 21 Prozent in 2008).

Die Jahresdurchschnittswerte der Phelix-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gefallen - trotz Anstiegs des Preises zum Jahresende. Mit 26,58 Euro/MWh im Jahresmittel ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr 2015 mit 30,97 Euro/MWh um 4,40 Euro/MWh und damit um rund vierzehn Prozent gesunken - bei einem ausgeprägten Tiefpunkt Mitte Februar 2016 und einem Anstieg des Preises zum Jahresende. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 33,51 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Vorjahr von 39,06 Euro/MWh beträgt 5,55 Euro/MWh und damit rund vierzehn Prozent. Im Vergleich zum historischen Höchststand im Jahr 2008 setzt sich der Abwärtstrend bei den Jahresmittelwerten für Base- und Peak-Futures fort.

Die EEX hat im Hinblick auf die geplante Aufspaltung der deutsch-österreichischen Gebotszone den Handel mit getrennten Stromfutures für Deutschland und für Österreich gestartet. Seit April 2017 können Phelix-DE für eine deutsche Gebotszone gehandelt werden, seit dem 26. Juni können Phelix-AT auch ausschließlich für die österreichische Gebotszone gehandelt werden. Zudem gibt es auch nur die Optionen auf die Phelix-DE.

1.6 Einzelhandel

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten zum wiederholten Mal erhöht. Letztverbraucher konnten im Jahr 2016 im Durchschnitt zwischen 130 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 112 Anbieter.

Der Lieferantenwechsel hat bei Haushaltskunden seit 2006 erheblich zugenommen. Für das Jahr 2016 wurde ein neuer Höchststand von rund 4,6 Mio. Lieferantenwechseln gemeldet und hat sich damit um rund 595.000 Wechselvorgänge erhöht (2015: 4 Mio. Lieferantenwechsel). Zusätzlich haben fast 2,4 Mio. Haushaltskunden ihren bestehenden Energieliefervertrag bei ihrem Lieferanten umgestellt. Eine relative Mehrheit von 40,9 Prozent der Haushaltskunden hatte im Jahr 2016 einen Vertrag beim lokalen Grundversorger außerhalb der Grundversorgung (2015: 43,1 Prozent). Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 30,6 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden -wie in den Vorjahren- erneut zurückgegangen (2015: 32,1 Prozent). 28,6 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem Lieferanten beliefert, der nicht der örtliche Grundversorger ist (2015: 24,9 Prozent). Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend gestiegen. Insgesamt rund 71,5 Prozent aller Haushalte werden durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Vertrages außerhalb der Grundversorgung). Die nach wie vor prägnante Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit in 2016 ein weiteres Mal abgenommen.

Dagegen kommt der Grundversorgerstellung bei Nicht-Haushaltskunden nur noch eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2016 rund 70 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlichen Grundversorger und lediglich ca. 30 Prozent auf Verträge mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung. Weniger als ein Prozent der RLM-Kunden befinden sich in der Grundversorgung. Die Lieferantenwechselquote lag bei Nicht-Haushaltskunden im Jahr 2016 bei rund 13 Prozent. Dieser Wert ist der höchste seit Beginn des Monitorings im Jahre 2006.

Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf den beiden größten Stromeinzelhandelsmärkten inzwischen kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Der kumulierte Marktanteil der vier absatzstärksten Anbieter ist gegenüber dem Vorjahr weiter gesunken und beträgt auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Stromkunden 28 Prozent – und damit drei Prozentpunkte weniger als im Jahr 2015 – und auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Stromkunden im Rahmen von Sonderverträgen⁶ (insb. Haushaltskunden, ohne Heizstrom) 34 Prozent – und damit zwei Prozentpunkte weniger als im Vorjahr. Diese Werte liegen deutlich unter den gesetzlichen Schwellen (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB) für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung.

Die Stromsperrungen sind im Jahr 2016 leicht rückläufig. Die Zahl der von Netzbetreibern durchgeführten Sperrungen von Haushaltskunden im Auftrag des örtlichen Grundversorgers hat sich um 13.000 auf 318.469 reduziert. Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur bei den VNB erstmalig erhoben, wie viele Sperrungen diese im Auftrag eines Nicht-Grundversorgers durchgeführt haben. Für das Jahr 2016 wurden etwa 12.000 dieser Sperrungen gemeldet. Insgesamt wurden für alle Vertragsarten (Grundversorgung und außerhalb der Grundversorgung) von den Lieferanten rund 328.000 Sperrungen für das Jahr 2016 gemeldet. Dies bedeutet einen Rückgang aller Sperrungen um etwa 31.000. Es wurden etwa 6,6 Mio. Sperrandrohungen von den Lieferanten gegenüber Haushaltskunden ausgesprochen, von denen ca. 1,2 Mio. in eine Sperrbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten. Datengrundlage sind die Angaben von 770 VNB und 962 Lieferanten. Erneut erhoben wurden Daten zum Einsatz von Vorkassensystemen wie Bargeld- oder Chipkartenzähler im Auftrag des Grundversorgers. Im Jahr 2016 waren insgesamt etwa 20.200 solcher Systeme installiert.

Die Strompreise für Nicht-Haushaltskunden zum 1. April 2017 sind im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Bei Industriekunden hängt der individuelle Preis stark von speziellen gesetzlichen Regelungen zur möglichen Reduktion bestimmter Preisbestandteile ab. Diese Regelungen zielen überwiegend auf eine Preisreduktion für stromintensive Unternehmen ab. Bei einem Kunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh („Industriekunde“), der keine der gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann, hat sich der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil im arithmetischen Mittel minimal verringert, und zwar von 3,48 ct/kWh auf 3,41 ct/kWh, d. h. um 0,07 ct/kWh (Vorjahresveränderung: Absinken um 0,71 ct/kWh). Gestiegen sind hingegen die Umlagen. Sie betragen insgesamt 7,08 ct/kWh – davon beträgt die EEG-

⁶ 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.

Umlage allein schon 6,88 ct/kWh – und somit 0,58 ct/kWh mehr als im Vorjahr. Das mittlere Nettonetzentgelt ist mit 2,23 ct/kWh im Vergleich zum Vorjahr (2,03 ct/kWh) um ca. zehn Prozent angestiegen. Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt und ohne Reduktionsmöglichkeiten) in Höhe von 14,90 ct/kWh liegt um 0,69 ct/kWh über dem Mittelwert aus dem Vorjahr – maßgeblichen Anteil an der Steigerung haben hier sowohl die Netzentgelte als auch die gesetzlichen Umlagen.

Bei einem Nicht-Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh („Gewerbekunde“) liegt der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne USt) im April 2017 bei 21,70 ct/kWh und ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,50 ct/kWh angestiegen. Zu dieser Erhöhung tragen maßgeblich sowohl die Steigung der EEG-Umlage als auch der Anstieg der Netzentgelte bei. Das zeigt sich auch an den Anteilen dieser Preisbestände am Gesamtpreis. Auf der einen Seite beträgt die EEG-Umlage mittlerweile 32 Prozent des Gesamtpreises – im Vorjahr noch 30 Prozent – auf der anderen Seite beträgt das Nettonetzentgelt 27 Prozent im Vergleich zu 26 Prozent im Vorjahr. Bei diesem Abnahmefall entfallen somit durchschnittlich rund 78 Prozent (im Vorjahr 76 Prozent) des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Messwesen, Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgabe).

Im Monitoringverfahren 2017 wurden die Preise für Haushaltskunden bei den in Deutschland tätigen Lieferanten erhoben. Wie im Vorjahr sind die Preise erneut leicht angestiegen. Gegenüber dem Jahr 2016 ist mit Stichtag 1. April 2017 der mit dem Vorjahreswert vergleichbare Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung für einen Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh leicht um rund ein Prozent auf 30,94 ct/kWh (inkl. USt) gestiegen (Vorjahr: 30,63 ct/kWh). Geringe Preissteigerungen sind auch in den beiden anderen Abnahmegruppen – Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist – zu beobachten. Der Strompreis für einen Vertrag mit dem Grundversorger außerhalb der Grundversorgung beträgt bei einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh durchschnittlich 29,61 ct/kWh und im Falle eines Vertrages bei einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger 29,12 ct/kWh. Als über alle drei Tarife mengengewichteter Mittelwert bei einem Jahresverbrauch von 2.500 kWh bis 5.000 kWh ergibt sich ein Betrag von 29,86 ct/kWh (inkl. USt). Dieser Wert gewichtet die einzelnen Vertragsverhältnisse nach ihrer Abgabemenge und bildet somit einen aussagekräftigen Durchschnittspreis für den Strompreis von Haushaltskunden. Insbesondere die EEG-Umlage sowie das Nettonetzentgelt haben sich weiter erhöht. Die Preisbestandteile, die nicht vom Lieferanten beeinflussbar sind (Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte), betragen in Summe etwa 78 Prozent. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge“, welcher den wettbewerblichen Bereich des Strompreises kennzeichnet, liegt bei rund 22 Prozent des gemittelten Gesamtpreises.

Zum Stichtag 1. April 2017 konnte ein abermaliger Rückgang des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, und Marge“ von 7,35 ct/ kWh auf 6,42 ct/kWh um rund 13 Prozent (0,93 ct/kWh) festgestellt werden, wodurch sich eine gesamtpreisdämpfende Wirkung entfaltete. Erneut hat sich bei allen Vertragskategorien von Haushaltskunden dieser Preisbestandteil verringert. Der Rückgang dürfte insbesondere mit den weiterhin niedrigen Großhandelspreisen und den gestiegenen Lieferantenwechselzahlen zusammenhängen.

Zusätzliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Grundversorgungsvertrag lassen sich für Verbraucher in der Regel durch eine Vertragsumstellung (-1,34 ct/kWh) und - in noch stärkerem Maße - durch einen

Lieferantenwechsel (-1,82 ct/kWh)⁷ erzielen. Dies ergibt bei einem Haushaltskunden mit einer jährlichen Abnahme von 3.500 kWh/Jahr eine Ersparnis bei den Energiekosten von rund 47 bzw. rund 64 Euro pro Jahr. Auch durch von Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen, u.a. durch einmalige Bonuszahlungen, ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden. Diese einmaligen Bonuszahlungen belaufen sich bei einem Vertrag beim Grundversorger außerhalb der Grundversorgung auf durchschnittlich 50 Euro und bei einem Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist, auf durchschnittlich 62 Euro.

Europaweit bestehen laut Eurostat große Unterschiede zwischen den Strompreisen für Haushaltskunden. Deutschland weist mit 29,77 ct/kWh⁸ den nach Dänemark zweithöchsten Strompreis der 28 EU-Mitgliedstaaten auf. Die Preise in Deutschland sind rund 45 Prozent höher als der EU-Durchschnitt von 20,54 ct/kWh. Der im Vergleich zu anderen Mitgliedstaaten hohe Preis in Deutschland geht laut Eurostat auf einen höheren Anteil an Umlagen, Steuern und Abgaben zurück.

Im Bereich der Nicht-Haushaltskunden veröffentlicht Eurostat Preisstatistiken für sieben verschiedene Verbrauchsgruppen. Demnach bestehen europaweit erhebliche Strompreisunterschiede beispielsweise für Industriekunden im Verbrauchsbereich 20 bis 70 GWh pro Jahr. Der abgabenbereinigte Netto-Preis liegt für Deutschland mit 5,28 ct/kWh knapp 1 ct/kWh unter dem europäischen Mittelwert von 6,25 ct/kWh, die durchschnittliche Höhe der nicht erstattungsfähigen Umlagen, Steuern und Abgaben beträgt 4,37 ct/kWh und ist fast doppelt so hoch wie der europäische Durchschnitt von 2,25 ct/kWh. Dadurch ergibt sich für Deutschland ein Nettopreis von 9,65 ct/kWh, der über dem europäischen Durchschnittswert vom 8,50 ct/kWh liegt.

Nachdem es im Heizstrombereich über viele Jahre kaum Lieferantenwechsel gab, ist nun eine kontinuierliche Zunahme der Wechselaktivitäten auf niedrigem Niveau zu verzeichnen. Die Lieferantenwechselzahlen sind im Heizstrombereich gemäß den Angaben der Verteilernetzbetreiber kontinuierlich gestiegen. Danach fanden im Berichtsjahr an rund 91.350 Heizstromzählpunkten Lieferantenwechsel statt. Auf diese Zählpunkte entfiel in 2016 eine Heizstrommenge von rund 583 GWh. Dies entspricht einer Lieferantenwechselquote von 4,2 Prozent nach Menge (gegenüber 2,7 Prozent im Vorjahr) bzw. 4,4 Prozent nach Zählpunkten (gegenüber 2,8 Prozent im Vorjahr). Dies dokumentiert eine Wettbewerbsbelebung. In den letzten beiden Jahren hat sich die Transparenz für Endkunden erhöht und sich das Angebot bundesweit tätiger Heizstromanbieter verbreitert. Verbraucher können inzwischen die lokal verfügbaren Anbieter einfacher auffinden, z. B. durch Internetportale, Verbraucherzeitschriften oder Informationen von den Verbraucherzentralen. Gleichwohl liegen die Wechselquoten im Heizstrombereich noch weit unter den Wechselquoten bei Haushaltsstrom und bei Nicht-Haushaltskunden.

Die Heizstrompreise befinden sich in etwa auf dem Vorjahresniveau. So liegt der Bruttogesamtpreis für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung zum 1. April 2017 im arithmetischen Mittel bei 20,94 ct/kWh (inkl. USt), was leicht über dem Vorjahresniveau liegt (20,59 ct/kWh). Der Gesamtpreis für den Abnahmefall

⁷ Die Kosteneinsparungen beziehen sich auf das Abnahmeband zwischen 2.500 und 5.000 kWh/Jahr.

⁸ Im Europäischen Strompreisvergleich wird auf Hochrechnungen von Eurostat zurückgegriffen. Der Strompreis für Haushaltskunden weicht deshalb von dem im Monitoringbericht ausgewiesenen mengengewichteten Preis ab.

Wärmepumpe liegt im arithmetischen Mittel bei 21,65 ct/kWh (inkl. USt), d. h. etwa 0,7 ct/kWh höher als bei Nachtspeichern und damit auf dem Vorjahresniveau.

1.7 Digitalisierung des Mess- und Zählwesens

Mit dem Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (MsbG), das wesentlicher Bestandteil des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ist, wird das Mess- und Zählwesen in Deutschland neu geregelt. Das neue Gesetz schreibt einen umfassenden Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen in Deutschland vor. Entsprechend wurde auch das Monitoring im Vorgriff auf die Neuerungen angepasst. Im Jahr 2016 wurde noch kein intelligentes Messsystem am Markt angeboten, so dass auch die Feststellung der technischen Möglichkeit durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), die mindestens drei am Markt angebotene Geräte von voneinander unabhängigen Herstellern erfordert, nicht erfolgte. Moderne Messeinrichtungen waren 2016 auch noch nicht am Markt erhältlich. Seit Anfang 2017 werden jedoch die ersten modernen Messeinrichtungen von diversen Netzbetreibern bzw. Messstellenbetreibern eingebaut. Mit einem Rollout von intelligenten Messeinrichtungen ist jedoch auch im Jahr 2017 voraussichtlich nicht mehr zu rechnen, da noch kein, durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziertes, Smart-Meter-Gateway am Markt erhältlich ist. Daher konnte auch noch keine Feststellung der technischen Möglichkeit gemäß § 30 MsbG getroffen werden, die dann erfolgt, wenn mindestens drei am Markt angebotene Geräte von voneinander unabhängigen Herstellern erhältlich sind und demnach auch den Startschuss für den verpflichtenden Rollout intelligente Messsystemen darstellt.

Die gesetzlichen Vorgaben des MsbG und die Weiterentwicklung der Technologien auf diesem Feld lassen für die nächsten Jahre aber einen großflächigen Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen erwarten.

2. Netzübersicht

Die Netzbilanz ermöglicht einen Überblick zur Aufkommens- und Verwendungsseite im deutschen Stromnetz für 2016. Die Aufkommensseite (625,9 TWh) setzt sich zusammen aus der gesamten Netto-Stromerzeugung von 600,3 TWh (davon 9,9 TWh Pumpspeicher) sowie den Importen durch physikalische Lastflüsse in Höhe von 25,6 TWh. Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 488,1 TWh durch Letztverbraucher (475,6 TWh) und Pumpspeicher (12,5 TWh) entnommen. Die Entnahmemenge von Pumpspeichern liegt aufgrund der zum Pumpvorgang benötigten Strommengen (Kraftwerkseigenverbrauch) oberhalb der erzeugten Strommenge. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 36,9 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Die Netzverluste auf ÜNB- und VNB-Ebene lagen bei insgesamt 26 TWh und die Exporte durch physikalische Lastflüsse betragen 74,5 TWh. Durch Summieren der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von 625,5 TWh. Der Unterschied zur Aufkommensseite von 625,9 TWh beträgt 0,4 TWh bzw. 0,06 Prozent. Damit sind Aufkommens- und Verwendungsseite nahezu vollständig ausgeglichen. Die minimale Erhebungsdifferenz von 0,4 TWh ist auf die komplexe Struktur der Datenabfrage bei einer Vielzahl unterschiedlicher Marktteilnehmer zurückzuführen.

Netzbilanz 2016

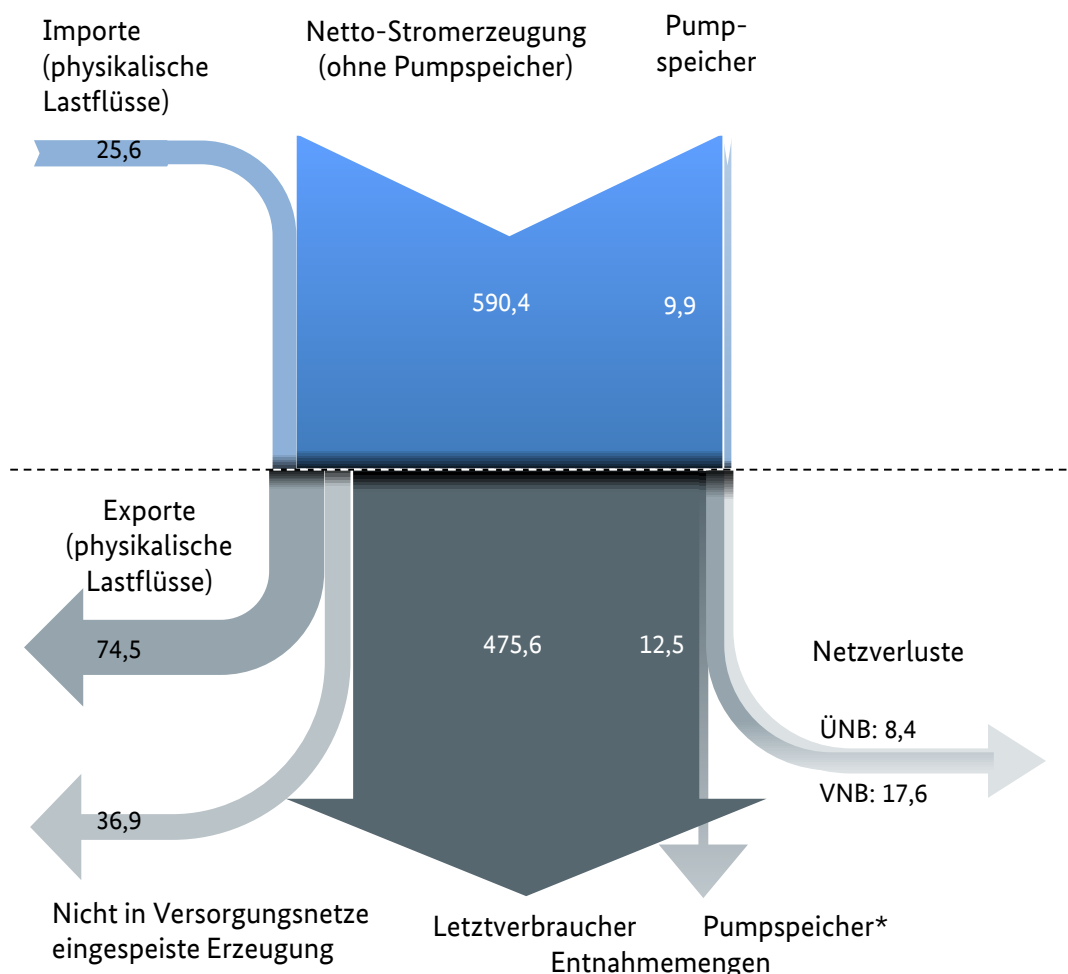
	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2016			212,0
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			107,5
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			104,5
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			99,7
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge) 2016			600,3
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			420,0
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			180,3
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			161,5
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto- Erzeugungsmenge (in TWh) 2016 ^[1]			36,9
Netzverluste (in TWh)	8,4	17,6	26,0
davon Höchstspannung	6,7	0,0	6,7
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,7	2,9	4,6
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0,0	5,9	5,9
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0,0	8,8	8,8
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)			100,1
davon Importe			25,6
davon Exporte			74,5
Entnahmemengen (in TWh) ^[2]	38,2	449,9	488,1
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	26,5	329,4	355,9
davon Haushaltskunden	0,0	119,7	119,7
davon Pumpspeicher	11,7	0,8	12,5

[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 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2016 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 in den deutschen Versorgungsnetzen 2016

Am Monitoringverfahren 2017 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber beteiligt. Wie in Tabelle 2 ersichtlich, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) des Übertragungsnetzes zum 31. Dezember 2016 insgesamt 36.597 km.

Damit hat sich die Stromkreislänge auf ÜNB-Ebene gegenüber dem Vorjahr 2015 um 596 km erhöht. Die Anzahl der Zählpunkte in den Netzgebieten der vier ÜNB belief sich auf insgesamt 537. Dabei wiesen alle Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf, d. h. die ÜNB erfassten mindestens viertelstündlich einen Leistungsmittelwert. Die gesamte Entnahmemenge der 146 an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher (Stand: 31. Dezember 2016) betrug 26,5 TWh und damit rund eine TWh weniger als im Vorjahr.

Netzstrukturdaten 2016

	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	829	833
Stromkreislänge (in km)	36.597	1.807.575	1.844.172
davon Höchstspannung	36.214	179	36.393
davon Hochspannung	383	96.366	96.749
davon Mittelspannung		520.326	520.326
davon Niederspannung		1.190.704	1.190.704
Zählpunkte von Letztverbrauchern	537	50.714.468	50.715.005
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden		3.107.959	3.107.959
davon Haushaltskunden		47.606.509	47.606.509

Tabelle 2: Netzstrukturdaten 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Zum Stichtag 10. November 2017 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 879 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst, wovon 829 in der Auswertung zum Monitoring 2017 der Bundesnetzagentur bis zum Stichtag 31. Juli 2017 berücksichtigt wurden⁹. Nach den Angaben der 829 VNB wurden im Jahr 2016 von den 49.961.844 Letztverbrauchern auf der VNB-Ebene 448 TWh entnommen. Gegenüber dem Vorjahr ist dies ein Rückgang um etwa 0,5TWh.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) zum 31. Dezember 2016 insgesamt 1.807.575 Kilometer. Die Zahl der belieferten Zählpunkte in den Netzgebieten der VNB belief sich auf 50.714.468, wovon 368.226 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung aufwiesen und insgesamt 47.606.509 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen sind.

Die Mehrzahl der in der Datenauswertung berücksichtigten VNB Strom (628 oder 78 Prozent) verfügt 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. 178 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. Die prozentuale Verteilung der VNB nach verschiedenen Gruppierungen von Stromkreislängen kann Abbildung 2 entnommen werden.

⁹Durch die im Zeitablauf stetig gestiegene Beteiligung der VNB am Monitoring sind die ausgewiesenen Gesamtsummen von Stromkreislänge und Zahl der Letztverbraucher nur bedingt mit den Vorjahren vergleichbar.

Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge Anzahl und Verteilung

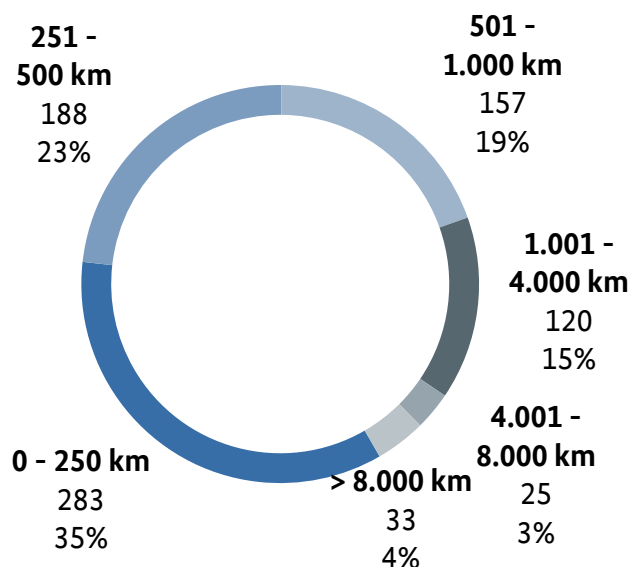


Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	862	866	869	883	883	884	880	875	878
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	787	790	793	807	812	812	803	798	797

Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2009 bis 2017

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB haben sich im Einzelnen die in Tabelle 4 aufgeführten Werte für das Jahr 2016 ergeben. Insgesamt blieb der Elektrizitätsverbrauch von Letztverbrauchern in Deutschland, gemessen an der Entnahmemenge an Zählpunkten der Netze der Allgemeinen Versorgung, im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert (2016: 475,6 TWh, 2015: 475,9 TWh).

Obwohl die Anzahl der Nicht-Haushaltskunden mit Jahresverbrauchsmengen von mehr als 2 GWh verhältnismäßig klein ist, wurde von dieser Kundenkategorie fast die Hälfte der Gesamtelektrizität in Deutschland entnommen. Die Entnahmemenge dieser Großverbraucher sank dabei im Vergleich zum Vorjahr um 1,4 Prozent. Kleinere Nicht-Haushaltskunden (Jahresverbrauchsmengen zwischen 10 MWh und 2 GWh) hatten im Jahr 2016 einen Anteil von fast 27 Prozent an der Gesamtentnahmemenge. Zum Vorjahr hat sich der Elektrizitätsverbrauch dieser Kundengruppe um gut drei Prozent erhöht. Die anzahlmäßig größte

Kundengruppe stellt die Kategorie von Letztverbrauchern mit Jahresverbrauchsmengen bis 10 MWh dar. In diese fallen fast ausschließlich Haushaltskunden. Sie entnahmen 2016 etwa 25,2 Prozent der Gesamtelektrizitätsmenge. Im Vergleich zum Jahr 2015 ist der Elektrizitätsverbrauch dieser Kategorie im Jahr 2016 leicht um 0,8 Prozent gesunken. Die Struktur der Verteilernetzbetreiber hat sich kaum verändert. Nach wie vor dominiert die überwiegend regionale Struktur. Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der befragten Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Zählpunkte, während Unternehmen mit mehr als 100.000 versorgten Zählpunkten ca. 10 Prozent der Gesamtanzahl der Verteilernetzbetreiber bilden. Dabei versorgen diese ca. 76 Prozent (38,6 Mio. Zählpunkte) aller Zählpunkte. Die Verteilung der VNB nach der Anzahl der versorgten Zählpunkte kann in Abbildung 3 nachvollzogen werden.

Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien

Kategorie	ÜNB in TWh	VNB in TWh	ÜNB + VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	0	119,7	119,7	25,2
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	0,1	127,8	127,9	26,9
> 2 GWh/Jahr	26,4	201,6	228	47,9
Gesamt	26,5	449,1	475,6	100,0

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

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte

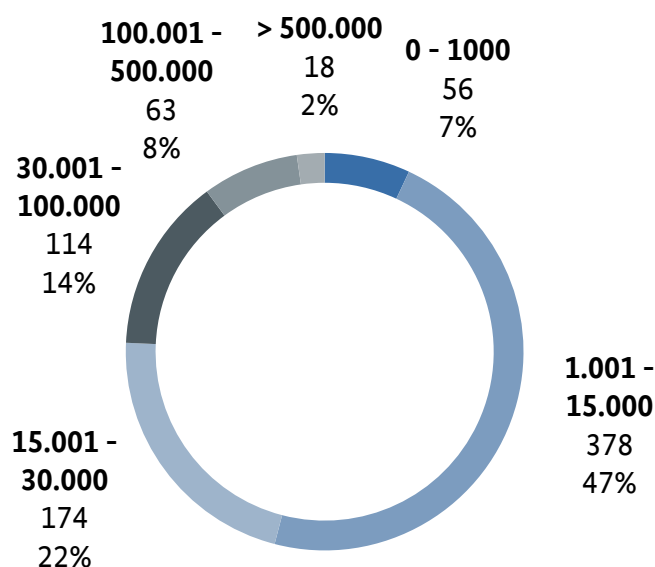


Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom

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.¹⁰

Im Rahmen des Monitorings wird aber bislang keine umfassende Marktmachanalyse durchgeführt, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für den Bereich der Stromerzeugung insbesondere die sog. Pivotalanalyse einschließt.¹¹ Künftig wird das Bundeskartellamt nach § 53 GWB in der Fassung des Strommarktgesetzes¹² einen Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung erstellen. Dieser Bericht soll auf den Daten der Markttransparenzstelle Strom/Gas aufbauen und mindestens alle zwei Jahre ggf. unabhängig vom - jährlich erstellten - Monitoringbericht veröffentlicht werden.

Zur komprimierten Darstellung der Marktanteilsverteilung werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index oder die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sog. „concentration ratios“, CR 3 – CR 4 – CR 5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

In den vergangenen Berichtsjahren wurde – auch aufgrund der historisch gewachsenen Struktur der Strommärkte – sowohl bei Stromerzeugung und -erstabsatz als auch bei der Endkundenbelieferung auf die vier absatzstärksten Stromerzeuger RWE AG, E.ON SE, EnBW AG und Vattenfall GmbH abgestellt, die sowohl bei den Stromerzeugungskapazitäten als auch bei der eingespeisten Strommenge einen deutlichen Abstand zu den nachfolgenden Erzeugern aufwiesen (CR 4).

Im Jahr 2016 haben auf der Anbieterseite bei der Stromerzeugung jedoch wesentliche Veränderungen stattgefunden:

- RWE hat zum 1. April 2016 die Bereiche Netzbetrieb, Erneuerbare Energien sowie Vertrieb von Strom und Gas in die neu gegründete Tochtergesellschaft innogy SE ausgelagert. Diese ist seit dem 7. Oktober 2016 börsennotiert, wobei RWE seitdem noch rund 77 Prozent der Anteile hält (Rest: Streubesitz im höchstens einstelligen Prozentbereich). Mit Blick auf die Mehrheitsbeteiligung ist derzeit von einem Unternehmensverbund (alleinige Beherrschung von innogy durch RWE) auszugehen, zudem wird innogy in der Konzernbilanz 2016 von RWE vollkonsolidiert. Dieser konzerninterne Vorgang unterlag nicht der Fusionskontrolle.
- E.ON hat wesentliche Teile seines bisherigen Kerngeschäfts – konventionelle Stromerzeugung (ohne Kernkraftwerke), Energiegroßhandel sowie Gasproduktion – in die neu gegründete Tochtergesellschaft Uniper AG ausgelagert, die am 12. September 2016 an die Börse gebracht wurde. E.ON ist mittelbar mit

¹⁰ Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

¹¹ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011, S. 96 ff.

¹² Artikel 2 des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, BGBl. I 2016, 1786, 1811. Vgl. auch die Regierungsbegründung BT-Drs. 18/7317, 134.

einem Anteil von rund 47 Prozent größter Uniper-Aktionär; die übrigen rund 53 Prozent der Uniper-Aktien befinden sich im Streubesitz (institutionelle Investoren, Privatanleger). Für die Ermittlung der Marktanteile jedenfalls im Berichtsjahr 2016 ist allerdings noch von einem Unternehmensverbund auszugehen, da E.ON für den größeren Teil des Jahres alleiniger und für den verbleibenden Teil des Jahres größter Anteilseigner bei Uniper war.¹³ Zudem dürfte es derzeit noch eine hohe Übereinstimmung der jeweiligen Anteilseigner geben, da zum Stichtag 12. September 2016 die E.ON-Aktionäre im gleichen Anteilsverhältnis Aktionäre von Uniper wurden.¹⁴ Dieser dekonzentrierte Vorgang unterlag nicht der Fusionskontrolle.

- Vattenfall hat sich zum 1. Oktober 2016 vollständig von seiner Lausitzer Braunkohlesparte – und damit von knapp der Hälfte seiner deutschen konventionellen Stromerzeugungskapazitäten – getrennt. Erwerber sind der tschechische Energieversorger Energetický a Průmyslový Holding (EPH) und PPF Investments, die je 50 Prozent der Anteile und damit gemeinsame Kontrolle über Vattenfall Europe Mining AG (Braunkohlegewinnung, neue Bezeichnung: Lausitz Energie Bergbau AG) und Vattenfall Europe Generation AG (Stromerzeugung, neue Bezeichnung: Lausitz Energie Kraftwerke AG) erworben haben.¹⁵ Das komplette Lausitzer Braunkohlegeschäft firmiert künftig unter dem Namen LEAG.¹⁶

Vor dem Hintergrund der Veränderungen auf der Anbieterseite im Jahr 2016 – insbesondere durch den Verkauf der Braunkohleaktivitäten der Vattenfall an LEAG – ist eine Abkehr von der bisherigen CR 4-Betrachtung im Bereich der Stromerzeugung und des Stromerstabsatzes geboten. So ist es in der Folge der o. g. Transaktion bezogen auf die Kapazitäten zu einer annähernden Halbierung der Marktanteile von Vattenfall zugunsten von LEAG und damit zu einer Verschiebung der Marktanteile auf der Angebotsseite dergestalt gekommen, dass hinter dem Marktführer RWE nunmehr vier weitere große Stromerzeuger mit annähernd gleichen Marktanteilen zu finden sind, die wiederum mit deutlichem Abstand zu den nachfolgenden Anbietern auf dem Markt tätig sind. Da aus diesem Grunde weder die bisherige CR 4- noch etwa eine CR 3-Analyse gerechtfertigt sind, werden für das Jahr 2016 bei der Stromerzeugung und dem Stromerstabsatz nunmehr die fünf größten Stromerzeuger RWE, E.ON/Uniper, EnBW, Vattenfall und LEAG im Rahmen eines CR 5 dargestellt.

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

¹³ Zwar hält E.ON mit 47 Prozent der Anteile seitdem keine Mehrheitsbeteiligung mehr, allerdings ist hinsichtlich der Hauptversammlungspräsenz davon auszugehen, dass jedenfalls derzeit noch mehr als 50 % der Uniper-Stimmrechte durch E.ON wahrgenommen werden dürften. Dies hat seine Ursache darin, dass rund 11 % der Anteile bei Privatanlegern liegen, die erfahrungsgemäß in geringerem Maße an Hauptversammlungen teilnehmen.

¹⁴ Den E.ON-Aktionären wurden zu diesem Stichtag Uniper-Aktien im Verhältnis 10:1 zugeteilt.

¹⁵ Vgl. COMP/M.8056 – Vattenfall/EPH vom 22. September 2016.

¹⁶ Vgl. <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/>, aufgerufen am 12. September 2017

Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“

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

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

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

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

3.1 Stromerzeugung und Stromerstabsatz

Das Bundeskartellamt grenzt einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabsatzmarkt). Für die Berechnung von Marktanteilen hat das Bundeskartellamt in seiner Fallpraxis zuletzt folgende Abgrenzungskriterien angewandt¹⁷:

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 Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt.¹⁸ Die Erzeugung und Einspeisung dieses EEG-Stroms erfolgt losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen („konventionellen“) Stromerzeugung. Im Falle des Vorliegens von sog. Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten nicht dem Kraftwerkseigentümer, sondern dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt.¹⁹ Es werden nur Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist werden, d.h. Einspeisung in geschlossene Verteilernetze, Eigenverbrauch und Bahnstrom sind nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt derzeit den Markt für Deutschland und Österreich einheitlich ab.²⁰ Ausschlaggebend hierfür ist, dass an den Grenzkuppelstellen zwischen den beiden Ländern aktuell kein NTC-Wert ausgewiesen ist und insbesondere dass eine derzeit gemeinsame Preiszone – mit notwendigerweise einheitlichen Preisen – für den deutsch-österreichischen Stromgroßhandel besteht. Derartige Voraussetzungen liegen derzeit für andere Nachbarländer nicht vor.²¹

Wie oben dargestellt wurden im diesjährigen Monitoring bei den - abweichend von vier im Vorjahr - fünf absatzstärksten Unternehmen (RWE, E.ON/Uniper, EnBW, Vattenfall und LEAG) ergänzend Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gemäß diesen Definitionen abgefragt. Die Gesamtmarktdaten wurden der Auswertung der Erzeugerfragebögen und der Netzbetreiberfragebögen des Monitorings entnommen. Darüber hinaus hat die österreichische Regulierungsbehörde E-Control aggregierte Daten für Österreich zur Verfügung gestellt.

Die Ergebnisse der Erhebung für die Stromerzeugungsmengen sind in folgender Tabelle dargestellt, in der zum Vergleich die nach gleichem Muster erhobenen Vorjahresdaten mit abgebildet sind. Zu beachten ist dabei, dass die Werte der Jahre 2015 und 2016 nur bedingt miteinander vergleichbar sind, da nunmehr fünf statt bisher vier Anbieter in die Betrachtung einbezogen werden:

¹⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

¹⁸ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 73 f.

¹⁹ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 93 f.

²⁰ Die Konsequenzen einer möglichen Engpassbewirtschaftung an der Grenze Deutschland-Österreich für die geographische Markt- und Preisabgrenzung wären anhand von deren Marktwirkungen beizeiten zu überprüfen.

²¹ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, S. 81 ff.

Erzeugungsmengen der vier bzw. fünf größten Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromer Absatzmarktes

	Deutschland + Österreich 2015		Deutschland + Österreich 2016		Deutschland 2015		Deutschland 2016	
	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil
RWE	127,5	29,6%	134,0	30,7%	125,1	32,2%	130,8	33,5%
Vattenfall ^[1]	83,1	19,3%	66,8	15,3%	83,1	21,4%	66,8	17,1%
EnBW ^[2]	49,0	11,4%	47,3	10,8%	49,0	12,6%	47,3	12,1%
E.ON/Uniper	38,9	9,0%	37,2	8,5%	38,6	9,9%	36,9	9,4%
LEAG ^[3]	-	-	17,3	4,0%	-	-	17,3	4,4%
CR 4 (2015) CR 5 (2016)	298,5	69,2%	302,6	69,4%	295,8	76,2%	299,1	76,5%
Andere Unternehmen	132,6	30,8%	133,5	30,6%	92,4	23,8%	92,0	23,5%
Nettostrom- erzeugung gesamt	431,1	100%	436,1	100%	388,2	100%	391,1	100%

[1] Vattenfall hat die Lausitzer Braunkohle erst zum 01.10. an die LEAG abgegeben

[2] Angaben von EnBW enthalten direktvermarkteten EEG-Strom

[3] Für LEAG sind nur die Lausitzer Braunkohleaktivitäten ab dem 01.10. bis zum 31.12. angegeben

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

Der aggregierte Marktanteil der fünf absatzstärksten Unternehmen (CR 5) auf dem Stromer Absatzmarkt betrug im Jahr 2016 bezogen auf das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich rund 69,4 Prozent (2015 CR 4: 69,2 Prozent). Bei gestiegenem Marktvolumen in Höhe von etwa 5 TWh sind die Marktanteile von E.ON/Uniper und EnBW jeweils leicht gesunken. Bei RWE hingegen ist der Marktanteil um 1,1 Prozentpunkte gestiegen. Der Marktanteil von Vattenfall ist von 19,3 Prozent auf 15,3 Prozent merklich zurückgegangen. Bei der Bewertung dieser Marktanteilsveränderung ist der Zeitpunkt der Übertragung der Lausitzer Braunkohlesparte zum 1. Oktober 2016 zu beachten. Deren Einspeisemengen sind folglich in die Berechnung des Marktanteils von Vattenfall lediglich bis vor dem 1. Oktober 2016 eingegangen. Umgekehrt wurden bei der Marktanteilsberechnung für LEAG nur die Einspeisemengen ab dem 1. Oktober 2016 bis Ende des Jahres 2016 herangezogen. Der Marktanteil von LEAG ist gemessen an den Kapazitäten folglich unterrepräsentiert, der Marktanteil von Vattenfall hingegen überzeichnet.

Während die EEG-Einspeisemengen über die letzten sechs Jahre hinweg gestiegen sind, haben die übrigen Stromerzeugungsmengen und damit das Volumen des Stromer Absatzmarktes laut obiger Definition im gleichen Zeitraum abgenommen.

Bezogen auf das Marktgebiet Deutschland-Österreich ist das Volumen des Stromer Absatzmarktes in 2016 im Vergleich zum Vorjahr leicht um 5 TWh auf insgesamt 436,1 TWh gestiegen. Das davon innerdeutsch erzeugte Volumen stieg um 2,8 TWh auf insgesamt 391,1 TWh. Auf der anderen Seite ist das österreichische Volumen für das Jahr 2016 um 2,2 TWh auf insgesamt 45 TWh ebenfalls angestiegen. Die Erzeugungsmengen der nunmehr fünf größten Anbieter auf dem Stromer Absatzmarkt sind demgegenüber insgesamt um rund 4,1 TWh bzw. um 0,5 Prozentpunkte gestiegen.

Anteil der vier bzw. fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem deutsch-österreichischen Stromer Absatzmarkt

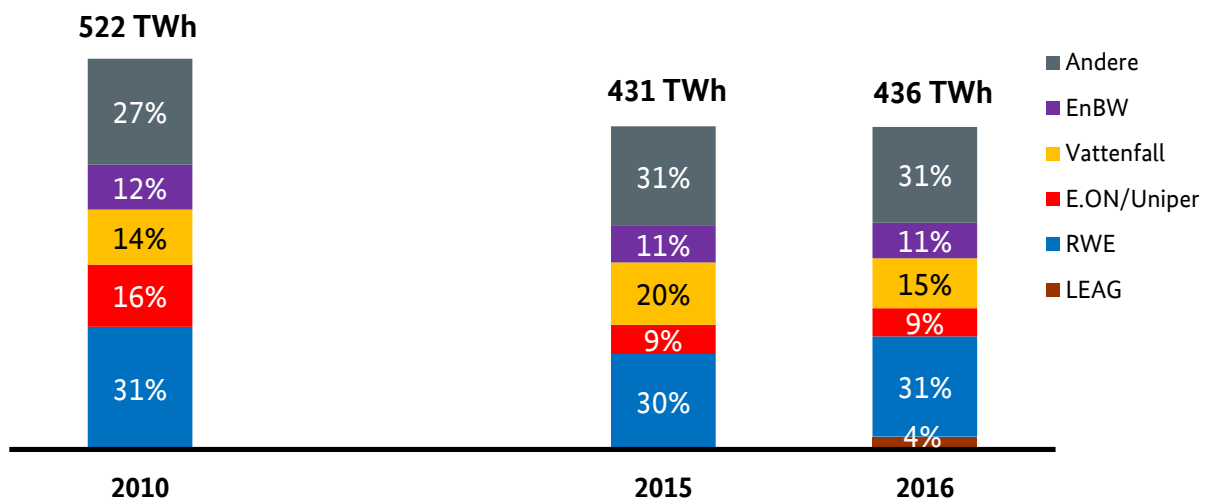


Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt

Der Anteil der fünf Unternehmen an den deutsch-österreichischen Erzeugungskapazitäten, die für einen Einsatz am Stromer Absatzmarkt grundsätzlich zur Verfügung stehen (d. h. ohne EEG-Kapazitäten, Bahnstrom, stillgelegte Anlagen sowie nicht in das Netz der Allgemeinen Versorgung einspeisende Anlagen), liegt mit 56,6 Prozent leicht unter dem Vorjahresniveau von 58,2 Prozent. Im Jahr 2015 waren noch vier Stromerzeuger Gegenstand der Betrachtung, der aktuelle – zudem kleinere – Kapazitätsanteil von 56,6 Prozent verteilt sich nunmehr auf fünf Stromerzeuger. Der Grad der Marktkonzentration hat demnach abgenommen.

Die insgesamt in Deutschland und Österreich zur Verfügung stehende Stromerzeugungskapazität hat sich im Jahresvergleich um 2 GW vergrößert. Auffallend ist, dass die auf RWE entfallenden Kapazitäten um 0,4 GW angestiegen sind, während diejenigen von EnBW und E.ON/Uniper um 0,2 GW gesunken sind. Die Halbierung der Anteile von Vattenfall ist bedingt durch den Verkauf der Lausitzer Braunkohleaktivitäten – und damit der Kraftwerke – an die LEAG.

Erzeugungskapazitäten der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromer Absatzmarktes (ohne EEG-Strom, Bahnstrom)

	Deutschland + Österreich 31.12.2015		Deutschland + Österreich 31.12.2016		Deutschland 31.12.2015		Deutschland 31.12.2016	
	GW	Anteil	GW	Anteil	GW	Anteil	GW	Anteil
RWE	27,2	24,2%	27,6	24,1%	26,0	27,4%	26,2	27,0%
Vattenfall	16,7	14,8%	8,3	7,3%	16,7	17,5%	8,3	8,6%
EnBW ^[1]	11,9	10,6%	11,7	10,2%	11,9	12,6%	11,7	12,1%
E.ON/Uniper	9,7	8,6%	9,5	8,2%	9,6	10,1%	9,3	9,6%
LEAG	-	-	7,8	6,8%	-	-	7,8	8,0%
CR 4 (2015) CR 5 (2016)	65,5	58,2%	64,9	56,6%	64,2	67,6%	63,4	65,3%
Andere Unternehmen	47,2	41,8%	49,8	43,4%	30,9	32,4%	33,7	34,7%
Kapazitäten insgesamt	112,7	100%	114,7	100%	95,1	100%	97,1	100%

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

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromer Absatzmarktes

Zusammenfassend kann man sagen, dass der Stromer Absatzmarkt hinsichtlich der Erzeugungsmenge im Jahr 2016 mit einem CR 5 von 69,4 Prozent (2015 (CR 4): 69,2 Prozent) somit weiterhin konzentriert ist. Allerdings verteilen sich die kumulierten Marktanteile auf nunmehr fünf – statt bisher vier – große, voneinander unabhängige Anbieter. Der Grad der Marktkonzentration ist dadurch insgesamt geringer geworden. Über den Rückgang der Marktkonzentration hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmacht Tendenzen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen seit Jahren grundsätzlich mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Zudem wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch erneuerbare Energien gedeckt.

Der Grad der Marktkonzentration wird weiterhin relativiert durch die Erzeugung und den Erstabsatz von Strom aus Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG („EEG-Strom“), welche – aufgrund des Einspeisevorrangs und des Preisgefüges – dem oben definierten Stromer Absatzmarkt Nachfrage entzieht. Allerdings wird der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. nach der historisch teilweise optionalen Direktvermarktung vergütete Strom (im Folgenden: EEG-Strom) weiterhin

nicht in die Berechnung der Marktanteile auf dem Stromerstabsatzmarkt einbezogen. Grund dafür ist, dass die Erzeugung und Einspeisung des EEG-Stroms nicht dem Wettbewerb auf dem Markt für Erzeugung und Absatz sonstigen, im Wesentlichen konventionellen Stroms ausgesetzt ist.

Zu einer groben Abschätzung der Auswirkungen auf den Grad der Marktkonzentration enthält der vorliegende Monitoringbericht erstmals Erhebungen zu den Marktanteilen der oben genannten fünf Erzeuger, beim EEG-Strom. Dabei wurden diese Erzeuger analog zu der Befragung hinsichtlich der Erzeugung und des Erstabsatzes konventionellen Stroms nun auch nach ihren Erzeugungsmengen und Kapazitäten bei EEG-Strom befragt und diese wiederum ins Verhältnis zu den Gesamtmarktdaten gesetzt. Die Marktanteile der oben genannten fünf großen Anbieter liegen bei der Erzeugung von EEG-Strom durchweg erheblich unter denen im Bereich der konventionellen Stromerzeugung. Bei der Erzeugungsmenge macht der Anteil der fünf genannten Unternehmen für das Marktgebiet Deutschland/Österreich für das Jahr 2016 rund sechs Prozent aus. Bei den Kapazitäten beträgt der Anteil der fünf größten Erzeuger für das Jahr 2016 ca. drei Prozent.

Weiterhin kann die verbesserte Nutzung der Übertragungskapazitäten für Stromimporte in Folge der fortschreitenden Marktkopplung dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt zu begrenzen. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wider, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachtanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse – 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 Stromletztverbrauchermarkten sachlich zunächst zwischen RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i. d. R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Stromabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i. d. R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Stromverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen.

Zuletzt hat das Bundeskartellamt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom einen einheitlichen bundesweiten Markt abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden unterscheidet das Bundeskartellamt bislang drei sachliche Märkte: (i) Belieferung mit Heizstrom (netzgebietsbezogene Abgrenzung), (ii) Belieferung im Rahmen der Grundversorgung (netzgebietsbezogene Abgrenzung), (iii) Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen (ohne Heizstrom, bundesweite Abgrenzung)²². 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

²² Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 30. November 2009, B8-107/09, Integra/Thüga, Rz. 32 ff.

Grundversorger außerhalb der Grundversorgung“ bzw. als „Vertrag mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist“ bezeichnet.²³

Im Energie-Monitoring werden die Absätze der Lieferanten auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden zudem zwischen Heizstrom, Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen Mengenangaben von rund 1.150 Stromlieferanten (juristische Personen) zu Grunde (2015: ebenfalls 1.150).

Im Jahr 2016 wurden rund 266 TWh Strom an RLM-Kunden und rund 161 TWh Strom an SLP-Kunden abgesetzt. Im Vorjahr wurden nahezu die gleichen Mengen verzeichnet. Vom Gesamtabsatz an SLP-Kunden entfielen 14 TWh auf Heizstrom, 38 TWh auf SLP-Grundversorgungskunden und 108 TWh auf sonstige SLP-Sondervertragskunden.

Anders als bei der Stromerzeugung und dem Stromerstattungsabsatz 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 2016 insgesamt ca. 75 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt hier somit rund 28 Prozent. Im Vorjahr setzten die CR 4 noch 82 TWh ab – was einem Anteil von 31 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.

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 2016 ca. 36 TWh – im Vorjahr noch 38 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf diesem Markt somit rund 34 Prozent – im Jahr 2015 noch 36 Prozent. Dieser Wert liegt ebenfalls deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Das Bundeskartellamt geht davon aus, dass auf dem bundesweiten Markt für

²³ 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.

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 15,8 TWh von der gesamten Grundversorgungsmenge von SLP-Kunden von rund 38,4 TWh. Der Anteil beträgt für die CR 4 demnach rund 41 Prozent. Im Bereich **Belieferung von SLP-Kunden mit Heizstrom** haben die CR 4 noch eine relativ starke Stellung. Der kumulierte Absatz der CR 4 beträgt rund 8,9 TWh von insgesamt 14,4 TWh für Heizstrom (Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen). Somit entfallen auf die CR 4 rund 62 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 Marktangrenzungspraxis des Bundeskartellamtes, sondern sollen lediglich darstellen, wie hoch die Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden sind. Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen an alle SLP-Kunden beläuft sich auf rund 62 TWh, was einem aggregierten Anteil von rund 38 Prozent entspricht. Im Jahr 2015 lag die Abgabemenge der CR 4-Anbieter noch bei 66 TWh, der Marktanteil betrug noch 41 Prozent. Der Anteil bzgl. aller SLP-Kunden ist somit höher als bei der Auswertung nur nach SLP-Sondervertragskunden (ohne Heizstrom). Ursache hierfür ist, dass die vier absatzstärksten Unternehmen – 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 2016

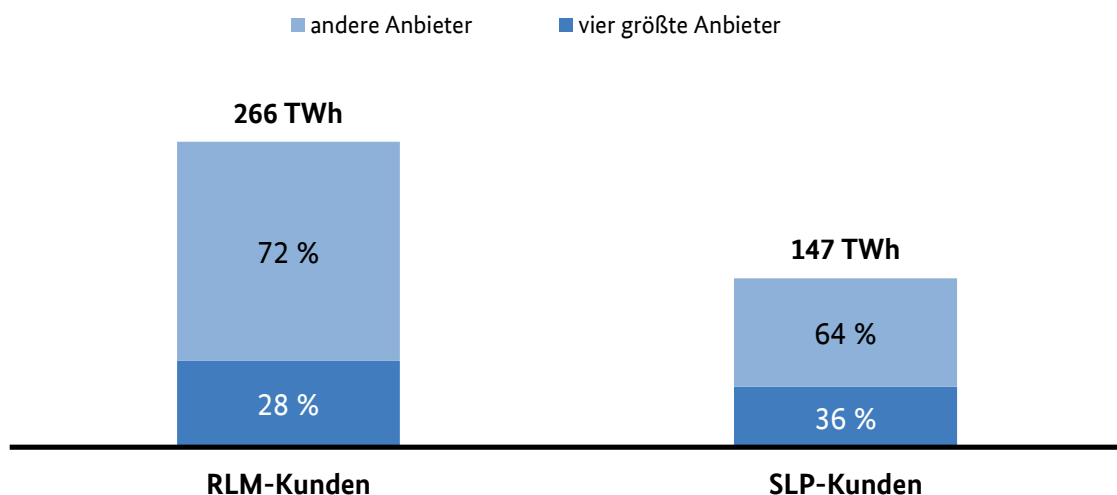


Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2016

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

1. Elektrizitätsmärkte (Kapitel Monitoringbericht 2016: I.A.1)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur

2. Netzübersicht (Kapitel Monitoringbericht 2016: I.A.2)

Autorenschaft des Bundeskartellamtes

3. Marktkonzentration (Kapitel Monitoringbericht 2016: I.A.3)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufkommen und Verwendung in den deutschen Versorgungsnetzen 2016.....	34
Abbildung 2: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom	36
Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte gemäß Abfrage VNB Strom.....	37
Abbildung 4: Anteil der fünf absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt	43
Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2016	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzbilanz von 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	33
Tabelle 2: Netzstrukturdaten 2016 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	35
Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2009 bis 2017	36
Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom	37
Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes (d. h. ohne EEG-Strom, Bahnstrom, Eigenverbrauch).....	42
Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier bzw. fünf größten deutschen Stromerzeuger gemäß der Definition des Stromersatzabsatzmarktes	44

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
<http://www.bundeskartellamt.de>
Tel. +49 (0)228 9499 - 0
Fax +49 (0)228 9499 - 400

Stand

13.12.2017

Druck

Bundesnetzagentur

Bildnachweis

Bundesnetzagentur

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

