



Bundesnetzagentur Bundeskartellamt



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Bericht

Monitoringbericht 2014



Monitoringbericht 2014

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG
und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB
Stand: 14. November 2014

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

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

Bundeskartellamt

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

EnWG § 63 Abs. 3 Berichterstattung

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

GWB § 53 Abs. 3 Tätigkeitsbericht

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

Vorwort

Der vorliegende Monitoringbericht dokumentiert und analysiert die Entwicklung der Strom- und Gasmärkte in Deutschland. Im Zuge der diesjährigen Datenerhebung und bei der Erstellung des Berichtes haben das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur ihre Zusammenarbeit fortgesetzt. Hierbei richtet sich der Fokus des Bundeskartellamtes auf die wettbewerblichen Bereiche der Wertschöpfungsketten Strom und Gas, während die Schwerpunkte der Bundesnetzagentur in den Netzbereichen, der Versorgungssicherheit sowie der Situation bei der Belieferung von Haushaltskunden liegen. Durch die engagierte Teilnahme der Unternehmen konnte die Marktabdeckung und Validität der erhobenen Daten im Vergleich zu den Vorjahren nochmals gesteigert werden. Mit der Auswertung dieser Daten werden die Marktentwicklungen umfassend und detailreich dargestellt.

Die Energiewende schreitet mit dem Atomausstieg und einem weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien nach wie vor schnell voran. Der notwendige Netzausbau kann mit diesem Umbau der Erzeugungslandschaft immer noch nicht Schritt halten. Bis zum dritten Quartal 2014 wurden etwa 23 Prozent der nach dem Energieleitungsausbaugesetz geplanten Stromleitungskilometer fertiggestellt. Das ursprüngliche Ziel war es, einen Großteil der Vorhaben bis zum Jahr 2015 zu realisieren. Im Berichtsjahr 2013 mussten die Netzbetreiber verstärkt Maßnahmen zur Wahrung der Netz- und Systemstabilität tätigen. So stieg die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen um 44 Prozent gegenüber dem Vorjahr 2012. Im konventionellen Erzeugungsbereich hat sich die Zunahme der Stromproduktion von Kohlekraftwerken fortgesetzt, während die Erzeugungsmengen bei den Gaskraftwerken weiter gesunken sind.

Die Strommärkte entwickeln sich aus wettbewerblicher Sicht weiterhin positiv. Im Bereich der Stromerzeugung sind eine sinkende Marktkonzentration und rückläufige Marktmacht Tendenzen zu verzeichnen. Der hohen Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte kommt eine entscheidende Bedeutung für den Wettbewerb zu. Auf den wichtigsten Stromendkundenmärkten besteht eine beträchtliche Anbietervielfalt, die sich in einer gesunkenen Marktkonzentration widerspiegelt. Haushaltskunden nutzen vermehrt die Möglichkeit der freien Wahl ihres Stromanbieters. Mit der EEG-Novelle wurden nun auch im Bereich der erneuerbaren Energien Wettbewerbs Elemente eingeführt. Die Marktintegration der erneuerbaren Energien bleibt jedoch eine zentrale Aufgabe.

Die Kosten des Umlagensystems machen, getrieben durch die sich verändernde Erzeugungslandschaft, einen immer höheren Anteil des Strompreises aus. Im Unterschied zu den vergangenen Jahren führte der erhebliche Anstieg der EEG-Umlage in diesem Jahr aber für die meisten Stromverbraucher nicht zu einer weiteren Preiserhöhung. Ursächlich hierfür sind die wettbewerbliche Struktur der Endkundenmärkte und die gesunkenen Großhandelspreise.

Die Erdgasimporte haben sich im Vergleich zum Vorjahr weiter erhöht. Insbesondere die Direktimporte von Erdgas aus Russland durch die Ostseepipeline sind gestiegen. Ebenso nahm der Export im Berichtsjahr zu, was die Bedeutung Deutschlands als Erdgastransitland für Europa verstärkt. Deutschland bleibt vor dem Hintergrund der geringen Inlandsförderung abhängig von Erdgasimporten. Positiv für die Versorgungssicherheit mit Erdgas wirkt sich aus, dass neue Erdgasspeicher in Betrieb genommen wurden und die bestehenden Erdgasspeicher in Deutschland mit Beginn der Ausspeicherphase Anfang November 2014 mit rund 97 Prozent fast ihre maximalen Füllstände erreichten.

Auch auf den Erdgasmärkten haben sich die Wettbewerbsverhältnisse verbessert. Auf der Großhandelsstufe sind die Erdgasmärkte zusammengewachsen und ihre Liquidität hat zugenommen. Die Wechselquoten der Industrie- und Gewerbekunden haben mit knapp 13 Prozent inzwischen das Niveau der Wechselquoten im Strombereich erreicht. Die steigende Zahl der aktiven Gaslieferanten und die damit verbundene Anbietervielfalt führen auch im Bereich der Haushaltskunden zu einer höheren Wechselbereitschaft. Im Bereich der Sondervertragskunden besteht inzwischen ein bundesweiter Markt mit ausgeprägtem Wettbewerb.

Die Strom- und Gasmärkte in Deutschland sind von einer hohen Entwicklungsdynamik gekennzeichnet. Treibende Kräfte sind der Umbau der Stromversorgung sowie die stetige Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden diesen Entwicklungsprozess weiterhin begleiten und in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen mitgestalten.



Jochen Homann

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



Andreas Mundt

Präsident des
Bundeskartellamtes

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	4
Inhaltsverzeichnis	7
I ELEKTRIZITÄTSMARKT	13
A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten	15
1. Kernaussagen	15
1.1 Erzeugung / Versorgungssicherheit	15
1.2 Netze	16
1.3 Großhandel	18
1.4 Einzelhandel	19
2. Marktübersicht	22
3. Marktkonzentration	27
3.1 Stromerzeugung	29
3.2 Stromendkundenmärkte	32
B Erzeugung / Versorgungssicherheit	35
1. Erzeugung	35
1.1 Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches	35
1.2 Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten	42
1.3 Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung	47
1.4 Entwicklung der direkt vermarkteten Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien	51
2. Versorgungssicherheit	52
2.1 Maßnahmen zur Versorgungssicherheit	52
2.2 Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG	55
C Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte	58
1. Netze / Netzausbau / Investitionen	58
1.1 Stand Netzausbau	58
1.2 Netzentwicklungsplan / O-NEP / Bundesbedarfsplan Strom	60
1.3 Netzanbindung von Offshore-Windparks	66
1.4 Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)	67
1.5 Investitionen und Aufwendungen der Verteilnetzbetreiber Strom	68
1.6 Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz	70
1.7 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2012 und 2013	72
1.8 Systemverantwortung der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG	79
1.9 Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG	79
2. Netzentgelte	83
2.1 Entwicklung der Netzentgelte	83
2.2 Ermittlung des Qualitätselements der VNB Elektrizität für die zweite Regulierungsperiode	85
2.3 Durchführung des Effizienzvergleichs VNB Elektrizität für die zweite Regulierungsperiode	86
D Systemdienstleistungen	87
1. Regelernergie	88
2. Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung	93

3.	Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung.....	93
4.	Ausgleichsenergie.....	97
5.	Untertägiger Handel	99
6.	Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes	100
7.	Netzkodex Regelenergie	101
E	Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen.....	102
1.	Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne	104
2.	Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse.....	109
F	Europäische Integration	110
1.	Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte	110
2.	Lastflussbasierte Kapazitätsallokation	110
3.	Netzwerkkodex zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement.....	111
4.	Netzbelastung im angrenzenden Ausland.....	113
G	Großhandel	115
1.	Börslicher Großhandel.....	115
1.1	Spotmärkte.....	117
1.2	Terminmärkte.....	124
1.3	Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen	128
2.	Bilateraler Großhandel	132
2.1	Großhändlerhebung	132
2.2	Brokerplattformen.....	135
2.3	OTC-Clearing	136
H	Einzelhandel	139
1.	Lieferantenstruktur und Anbieterzahl.....	139
2.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	141
2.1	RLM-, Gewerbe- und Industriekunden	143
2.2	Haushaltskunden	146
3.	Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen	149
3.1	Versorgungsunterbrechungen.....	149
3.2	Tarife und Kündigungen.....	151
4.	Preisniveau	151
4.1	Gewerbe- und Industriekunden	152
4.2	Haushaltskunden	158
5.	Heizstrom	172
6.	Ökostromsegment	176
7.	Europäischer Strompreisvergleich	180
I	Mess- und Zählwesen	190
II	GASMARKT.....	195
A	Entwicklungen auf den Gasmärkten.....	197
1.	Kernaussagen	197
2.	Marktübersicht	200

3.	Marktkonzentration.....	203
B	Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export / Versorgungssicherheit.....	207
1.	Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export.....	207
1.1	Förderung von Erdgas in Deutschland	207
1.2	Entwicklung der Im- / Exporte von Gasmengen	207
2.	Versorgungssicherheit	210
C	Netze / Investitionen / Netzentgelte	212
1.	Netze / Investitionen	212
1.1	Netzentwicklungsplan Gas 2012 bis 2014	212
1.2	Kapazitätsangebot und Vermarktung	216
1.3	Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten.....	217
1.4	Kapazitätskündigungen.....	218
1.5	Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten.....	219
1.6	Vertragliche Abschaltvereinbarungen	224
1.7	Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastuktur VNB Gas.....	224
2.	Netzentgelte.....	226
2.1	Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2013.....	226
2.2	Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV.....	227
2.3	Regulierungskonto nach § 5 ARegV.....	227
2.4	Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV.....	228
2.5	Erlösbergrenzen Gas.....	228
2.6	Horizontale Kostenwälzung	228
2.7	Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV (KOLA).....	229
D	Bilanzierung.....	230
1.	Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage.....	230
2.	Fallgruppen der Letztverbraucher mit registrierender Leistungsmessung (RLM) und Fallgruppenwechsel	231
E	Regelenergie.....	234
1.	Standardlastprofile	234
2.	Mehr- und Mindermengenabrechnung.....	235
F	Großhandel.....	236
1.	Börslicher Großhandel.....	236
2.	Bilateraler Großhandel	238
3.	Großhandelspreise.....	242
G	Einzelhandel.....	245
1.	Marktabdeckung.....	245
2.	Abgabe- und Ausspeisemengen Gas	246
2.1	Abgabemengen der Gaslieferanten	246
2.2	Ausspeisemengen der Gasnetzbetreiber.....	247
3.	Grundversorgung	249
4.	Lieferantenstrukturstruktur und Anbieterzahl.....	252
5.	Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	255
5.1	RLM-, Gewerbe- und Industriekunden	256
5.2	Haushaltskunden	259

6.	Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen	261
6.1	Versorgungsunterbrechungen.....	261
6.2	Tarife und Kündigungen.....	263
7.	Preisniveau	263
7.1	Gewerbe- und Industriekunden	264
7.2	Haushaltskunden	268
8.	Europäischer Gaspreisvergleich.....	276
H	Speicher	284
1.	Zugang zu Untertagespeichieranlagen.....	284
2.	Nutzung der Untertagespeichieranlagen für Gewinnungstätigkeit.....	284
3.	Nutzung der Untertagespeichieranlagen durch Dritte - Kundenentwicklung	284
4.	Kapazitätsentwicklung.....	285
I	Mess- und Zählwesen	287
III	ÜBERGREIFENDE THEMEN	293
A	Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas.....	295
B	Ausgewählte Tätigkeiten Bundesnetzagentur	298
1.	Aufgaben nach REMIT	298
1.1	Registrierung der Marktteilnehmer nach REMIT	298
1.2	Veröffentlichungs- und Meldepflichten von Marktteilnehmern	298
1.3	Insiderhandel und Marktmanipulation	299
2.	Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energierегulierungsbehörden (ACER)	299
2.1	Entwicklung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes	299
2.2	Energie-Infrastrukturpaket	303
3.	Mitwirkung der Bundesnetzagentur im Council of European Energy Regulators (CEER)	304
3.1	Europäische Entwicklungen im Verbraucherschutz	304
3.2	Internationale Mitarbeit der Bundesnetzagentur	305
4.	Investitionsmaßnahmen / Anreizregulierung	306
5.	Rücknahme der Festlegungen zur Abrechnung mehrerer Entnahmestellen mit zeitgleicher Leistung (Pooling) in Abweichung von § 17 Abs. 8 StromNEV mit Wirkung ab dem 1. Januar 2014.....	306
6.	Netzreserve / Netzreservekraftwerke.....	307
7.	Systemdienstleistungen.....	308
C	Ausgewählte Tätigkeiten Bundeskartellamt.....	309
1.	Fusionskontrolle.....	309
2.	Verbot wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen.....	310
3.	Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen.....	311
4.	Competition Advocacy	313
D	Entflechtung	316
1.	Zertifizierung.....	316
2.	Kommunikationsverhalten und Markenpolitik	317

3.	Entwicklung der Netzbetreiberlandschaft	318
E	Verbraucherschutz und -service	321
ANHANG		325
Anhang 1: Markenauftritte, die keine ausreichende Unterscheidung zwischen Netzbetrieb und Vertrieb zugelassen haben		326
VERZEICHNISSE		335
Verzeichnis Autorenschaft.....		336
	Gemeinsame Textteile.....	336
	Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen).....	336
	Autorenschaft des Bundeskartellamts (Erläuterungen).....	337
Abbildungsverzeichnis		339
Tabellenverzeichnis.....		347
Abkürzungsverzeichnis.....		350
Glossar.....		359
Impressum.....		375

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Kernaussagen

1.1 Erzeugung / Versorgungssicherheit

Der Erzeugungsbereich war im Berichtsjahr 2013 durch einen weiteren Kapazitätszuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Hier sind die Zuwächse bei Solarenergie um 3,3 GW und bei Wind Onshore um 2,9 GW hervorzuheben. Insgesamt betrug der Zuwachs von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern 6,7 GW und von nicht erneuerbaren Energieträgern 1,6 GW. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit auf 188,1 GW zum 31. Dezember 2013 an. Hiervon sind 105,0 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 83,1 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen.

Die Stromerzeugungsmengen bei den nicht erneuerbaren Energieträgern waren im Berichtsjahr 2013 durch eine weitere Zunahme der Kohleverstromung und eine fortgesetzte Reduzierung der Erzeugungsmengen auf Basis von Erdgas geprägt. So stiegen die Erzeugungsmengen bei Braunkohle um 7,2 TWh (+5,1 Prozent) und bei Steinkohle um 6,0 TWh (+5,6 Prozent) an. Demgegenüber nahm die Stromerzeugung mit Erdgas um 8,3 TWh (-12,4 Prozent) und mit Kernenergie um 2,1 TWh (-2,2 Prozent) ab. Insgesamt stieg die Netto-Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern im Berichtsjahr 2013 um 5,4 TWh (+1,2 Prozent) auf 444,5 TWh.

Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen an der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland und Österreich betrug im Jahr 2013 rund 67 Prozent. Dies bedeutet einen spürbaren Rückgang der Marktkonzentration im Vergleich zum Jahr 2010 um 6 Prozentpunkte. Über den Rückgang der Anteile der größten Unternehmen an den konventionellen Erzeugungskapazitäten hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmacht Tendenzen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen derzeit mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Eine verbesserte Nutzung der vorhandenen Stromimportkapazitäten in Folge der fortschreitenden Marktkopplung kann dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Erstabsatzmarkt von Strom zu begrenzen. Ferner wird ein zunehmender Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch erneuerbare Energien gedeckt.

Die Netto-Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg im Berichtsjahr 2013 um 8,2 TWh (+5,9 Prozent) auf 146,3 TWh. Am meisten zugenommen hat die Stromerzeugung durch Solare Strahlungsenergie. Hier lag der Anstieg bei 3,5 TWh (+13,3 Prozent). Insgesamt betrug die Netto-Stromerzeugungsmenge 590,8 TWh im Berichtsjahr 2013, ein Anstieg um 13,6 TWh (+2,4 Prozent) gegenüber dem Jahr 2012.

Die gesamte installierte Leistung der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vergütungsfähigen Anlagen in Deutschland betrug am 31. Dezember 2013 ca. 78,4 GW (31. Dezember 2012: ca. 71,7 GW). Die installierte Leistung aller nach EEG vergütungsfähigen Anlagen stieg damit 2013 um ca. 6,7 GW an. Auf Grundlage des EEG wurden im Berichtsjahr 2013 insgesamt 125.693 GWh Strom aus EE-Anlagen gefördert. Dafür wurden insgesamt 19.637 Mio. Euro an Vergütungen, Markt- und Flexibilitätsprämien durch die ÜNB an die EE-Anlagenbetreiber ausgezahlt. Im Vergleich zum Vorjahr ist dies eine Steigerung von 6,2 Prozent bei der gesamten nach EEG geförderten Strommenge und eine Steigerung von 2,7 Prozent bei der von ÜNB ausgezahlten Fördersumme.

Den stärksten Belastungen ist das Übertragungsnetz regelmäßig während des Winterhalbjahres ausgesetzt, wenn häufig hohe Netzlasten und starker Wind mit entsprechend hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen in Kombination auftreten. Um den sicheren Betrieb des Netzes auch unter diesen kritischen Umständen zu ermöglichen, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) eine ausreichende Höhe an Redispatchpotential durch gesicherte Kraftwerksleistung in Süddeutschland und im südlichen Ausland. Im Winterhalbjahr 2013/14 lag in diesem Zusammenhang der Bedarf von Reservekraftwerken, die nur auf Anforderung der ÜNB zur Gewährleistung der Systemsicherheit betrieben werden, bei 2,5 GW. Es kam jedoch im vergangenen Winter zu keinem Einsatz dieser Reservekraftwerke. Der Reserveleistungsbedarf für das Winterhalbjahr 2014/15 liegt bei 3,1 GW. Ein Anteil von 2,2 GW wird aus deutschen Reservekraftwerken gedeckt, die restlichen 0,9 GW durch Kraftwerke aus Österreich und Italien. Der Grundstock der erforderlichen Reservekraftwerke besteht aus Kraftwerken aus Süddeutschland, die zur Stilllegung angezeigt sind, aber über die Erklärung als systemrelevant durch ÜNB und Bundesnetzagentur in Betrieb gehalten werden und somit weiter dem Zugriff durch die ÜNB unterliegen. Seitens der Bundesnetzagentur wurde bislang insgesamt zu neun Kraftwerksblöcken mit einer Netto-Nennleistung i. H. v. insgesamt 1.660,4 MW die Systemrelevanz nach § 13a Abs. 2 EnWG genehmigt. Aufgrund des geplanten Streckbetriebes des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld besteht ein zusätzlicher, d. h. über den bereits festgestellten Bedarf von 3,1 GW im Winterhalbjahr 2014/15 hinausgehender Reservekraftwerksbedarf i. H. v. insgesamt 0,5 GW im 1. Quartal 2015.

Der für die Mittel- und Niederspannung ermittelte Wert der mittleren Nichtverfügbarkeit sank von 15,91 Minuten (2012) auf 15,32 Minuten (2013). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2013 auf konstant hohem Niveau. Maßgeblich für die Verbesserung der Versorgungsqualität ist der erhebliche Rückgang der Störungen durch Einwirkung Dritter im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr.

1.2 Netze

Die Ergebnisse des Monitoring zum Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zeigen im dritten Quartal 2014 folgenden Befund: Von insgesamt 1.887 km EnLAG-Leitungen sind bislang lediglich 438 km (dies entspricht rund 23 Prozent) realisiert. Nach Einschätzung der ÜNB sollen bis zum Jahr 2016 etwa 40 Prozent der Leitungen fertiggestellt sein. Von den Pilotstrecken mit Erdkabeln ist bislang noch keine in Betrieb.

Der Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2023 wurde von der Bundesnetzagentur Ende 2013 bestätigt. Die Planungen umfassen rund 2.800 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen und ca. 2.650 km an Neubauvorhaben. Im ebenfalls genehmigten Offshore-Netzentwicklungsplan 2023 wurden vier von sechs Anbindungsleitungen in der Nordsee und vier von vier Anbindungsleitungen in der Ostsee bestätigt.

Im Berichtsjahr 2013 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 1.335 Mio. Euro (2012: 1.152 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur aufgebracht. Dabei sind die Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung von 967 Mio. Euro (2012) auf 1.087 Mio. Euro (2013) angestiegen. Demgegenüber sind die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) erneut zurückgegangen, von 6.005 Mio. Euro (2012) auf 5.778 Mio. Euro (2013). Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben, ist im Berichtsjahr 2013 hingegen abermals angestiegen.

Die strom- und spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen der ÜNB gemäß § 13 Abs. 1 EnWG, bei denen die Einspeisung von Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit angepasst wird, beliefen sich im Berichtsjahr 2013 auf 7.965 Stunden. Dies entspricht einer Steigerung um elf Prozent

gegenüber 2012 (7.160 Stunden). Insgesamt wurden an 232 Tagen des Jahres 2013 Redispatch-Eingriffe durchgeführt. Die Menge der Maßnahmen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 4.390 GWh (2012: 4.690 GWh). Der Redispatch-Anteil an der Gesamterzeugung von Nicht-EEG-vergütungsfähigen Anlagen belief sich damit auf 0,95 Prozent. Die im Rahmen der Systemdienstleistungen veranschlagten aufwandsgleichen Kosten für nationalen Redispatch im Jahr 2013 wurden von den ÜNB mit 132,6 Mio. Euro angegeben. Wie in den vergangenen Jahren waren im Wesentlichen die Regelzonen von TenneT und 50Hertz betroffen. Dabei wiesen die Leitungen um das Umspannwerk Lehrte sowie die Leitung zwischen den Umspannwerken Remptendorf und Redwitz die größten Belastungen auf.

Im Berichtsjahr 2013 wurden durch die ÜNB keine Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Jedoch haben vier VNB an 346 Tagen über 4.393 Stunden Anpassungsmaßnahmen ergriffen. Davon waren an 45 Tagen über 340 Stunden konventionelle Anlagen und an 261 Tagen über 4.053 Stunden EEG-Anlagen betroffen. Die Menge der Maßnahmen umfasste dabei bei konventionellen Anlagen ein Gesamtvolumen von 1.467 MWh. Bei EEG-Anlagen lag das Gesamtvolumen der abgeregelten Arbeit bei 12.813 MWh. Weiterhin haben vier VNB auf Veranlassung eines ÜNB Unterstützungsmaßnahmen nach §§ 13 Abs. 2, Abs. 2a, 14 Abs. 1c EnWG ergriffen. Dabei kam es an einem Tag über vier Stunden zu einer Reduktion von Stromeinspeisungen um ca. 142 MWh und zu einer maximalen Leistungsreduktion von 3,4 MW.

Die Menge der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach § 11 EEG (2012) ist im Jahr 2013 deutlich um 44 Prozent auf 555 GWh gestiegen. Damit beläuft sich der Anteil der Ausfallarbeit gemessen an der gesamten Erzeugungsmenge von EEG-vergütungsfähigen Anlagen auf 0,44 Prozent. Die Summe der Entschädigungszahlungen hat sich dabei mit ca. 43,7 Mio. Euro (2012: 33,1 Mio. Euro) ebenfalls erhöht. Wie in den Vorjahren waren auch im Berichtsjahr 2013 in der Mehrzahl Windkraftanlagen mit einem Anteil von 86,6 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EMM betroffen (2012: 93,2 Prozent). Der Anteil der herangezogenen Solaranlagen ist stark angestiegen und lag im Berichtsjahr 2013 bei 11,8 Prozent (2012: 4,2 Prozent). Bei 30 Prozent der Maßnahmen lag der Grund für die Abregelung im Übertragungsnetz, die übrigen 70 Prozent der Einspeisemanagement-Eingriffe ist auf Netzengpässe auf der Verteilnetzebenen zurückzuführen. Mittlerweile sind alle Regionen Deutschlands von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen, jedoch entfällt 95 Prozent der gesamten Ausfallarbeit auf die nördlichen Bundesländer.

Die Entwicklung der Netzentgelte von Haushaltskunden, Industriekunden und Gewerbekunden hat sich stabilisiert. Für ausgewählte Abnahmefälle in diesen drei Kundenkategorien wurden folgende Ergebnisse mit Preisstand zum 1. April 2014 ermittelt:

- Haushaltskunde (Grundversorgung), Verbrauch 3.500 kWh/a: 6,47 ct/kWh
- Gewerbekunde, Verbrauch 50 MWh/a: 5,65 ct/kWh
- Industriekunde, Verbrauch 24 GWh/a: 1,90 ct/kWh

Die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen der ÜNB erhöhten sich im Berichtsjahr 2013 um 72 Mio. Euro von 1.009 Mio. Euro (2012) auf 1.081 Mio. Euro (2013). Zu den Gesamtkosten tragen als Hauptkostenblöcke die Regelleistungsvorhaltung mit 594 Mio. Euro (2012: 417 Mio. Euro) und mit 333 Mio. Euro (2012: 354 Mio. Euro) die Verlustenergie bei. Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2013 gegenüber 2012 erneut verändert. Die Gesamtkosten für Regelenenergie stiegen um 177 Mio. Euro, insbesondere durch die höheren Kosten der Sekundärregelung (+86 Mio. Euro) und der Minutenreserve

(+89 Mio. Euro). Demgegenüber sanken die Kosten für Blindleistung (-35 Mio. Euro) und die Kosten der Verlustenergie (- 21 Mio. Euro). Ein Rückgang war auch bei von den ÜNB angegebenen saldierten Kosten für nationalen und grenzüberschreitenden Redispatch zu verzeichnen (-52 Mio. Euro).

Deutschland war im Berichtsjahr 2013 – wie in den Jahren zuvor – die Drehscheibe für den Stromaustausch im zentralen europäischen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität ist im Jahr 2013 leicht zurückgegangen. Import- und Exportkapazitäten reduzierten sich um 2,79 Prozent auf insgesamt 21.137 MW für das Berichtsjahr 2013. Große Veränderungen ergaben sich bei den Exportkapazitäten: Während diese an der polnischen und an der tschechischen Grenze um 16,68 Prozent und an der schwedischen Grenze um 16,84 Prozent fielen, erhöhte sich die Kapazität an der Grenze zu der Schweiz um 7,71 Prozent. Bei den Importkapazitäten haben sich insbesondere die Werte an der polnischen und tschechischen Grenze (- 5,47 Prozent), der dänischen Grenze (- 10,61 Prozent) und der schwedischen Grenze (+ 5,39 Prozent) verändert.

Das im Berichtsjahr 2013 über die Verbundgrenzen Deutschlands gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 79,7 TWh (2012) auf 86,4 TWh (2013) abermals angewachsen (+ 8,4 Prozent). Der Nettoexportüberschuss der gehandelten Elektrizität ist dabei erneut stark gestiegen von 21,7 TWh (2012) auf 32,5 TWh (2013). Noch im Jahr 2011 betrug dieser Wert gerade einmal 3,0 TWh. Insgesamt belief sich das gehandelte Exportvolumen auf etwa 2.198 Mio. Euro, das Importvolumen auf rund 1.053 Mio. Euro. Die Exporterlöse betrugen durchschnittlich 36,98 Euro je MWh, die Kosten für Importe durchschnittlich 39,07 Euro je MWh.

1.3 Großhandel

Die Stromgroßhandelsmärkte waren im Jahr 2013 erneut von hoher Liquidität gekennzeichnet. 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. Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Neben dem bilateralen Großhandel („over-the-counter“-Handel) erfüllen Strombörsen eine zentrale Funktion. Sie schaffen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

An den börslichen Spotmärkten der EPEX SPOT und der EXAA lag das Volumen des vortäglichen Handels (day-ahead-Auktionen) auf dem Vorjahresniveau. Volumenzuwächse waren an der EPEX SPOT im Bereich des taggleichen Handels (Intraday-Handel) zu verzeichnen. Die Verkaufsvolumina der ÜNB, die die Börse maßgeblich zur Vermarktung von EEG-Elektrizitätsmengen nutzen, haben gegenüber dem Vorjahr erneut abgenommen. Der verkaufsseitige Anteil der ÜNB an der EPEX SPOT ist von 38 Prozent im Jahr 2011 auf 23 Prozent im Jahr 2013 gesunken. Dies ist eine Folge der verstärkten Direktvermarktung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen. Gegenüber dem Vorjahr sind die Preise an den börslichen Spotmärkten im Jahresmittel um rund 11 Prozent gesunken. Hierbei hat die Streuung der tagesgemittelten Preise im Vergleich zum Vorjahr zugenommen.

Deutliche Volumenzuwächse sind im börslichen Terminhandel (+50 Prozent) und im OTC-Clearing der EEX zu verzeichnen (+23 Prozent). Die Preise für Stromterminlieferungen sind im Jahr 2013 erneut gesunken und haben den niedrigsten Stand der letzten sieben Jahre erreicht. Mit 39,08 Euro/MWh im Jahresmittel 2013 ist

der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr um gut 20 Prozent gesunken. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 49,67 Euro/MWh und lag damit gut 18 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Das Handelsvolumen des außerbörslichen Großhandels ist bei Termingeschäften um ein Vielfaches höher als das Handelsvolumen an der Börse. Eine große Rolle spielen hierbei Brokerplattformen. Über Brokerplattformen wurden im Jahr 2013 Termingeschäfte mit einem Gesamtvolumen von über 5.900 TWh vermittelt, wovon mehr als 3.200 TWh auf Geschäfte für das Folgejahr (2014) entfielen.

Die Strombörsen haben in jüngster Zeit neue Angebote für den Spothandel entwickelt und eingeführt. In der Day-Ahead-Auktion der EXAA können seit September 2014 auch Viertelstunden gehandelt werden. Die EPEX SPOT hat die Einführung einer zusätzlichen Day-Ahead-Auktion für Viertelstunden im Dezember 2014 angekündigt. Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte trägt insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus regenerativen Quellen und der Pflicht der Bilanzkreisverantwortlichen zum Ausgleich der Leistungsbilanz pro Viertelstunde Rechnung.

1.4 Einzelhandel

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten ein weiteres Mal erhöht. Letztverbraucher konnten im Berichtsjahr 2013 im Durchschnitt zwischen 97 Anbietern je Netzgebiet wählen (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 80 Anbieter.

Die Lieferantenwechselquote lag bei Industrie- und Gewerbekunden im Jahr 2013 bei rund 12 Prozent. Die Wechselquote ist bei Industrie- und Gewerbekunden seit dem Jahr 2006 in etwa konstant geblieben. Dagegen hat der Wechsel bei Haushaltskunden seit 2006 erheblich zugenommen. Auf Grundlage der erhobenen Daten ist die Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden im Vergleich zum Vorjahr 2012 von gut 3,2 Mio. auf rund 3,6 Mio. gestiegen. Dieser Anstieg geht auf eine höhere Zahl von Kunden zurück, die bei einem Einzug bereits einen anderen Lieferanten als den lokalen Grundversorger wählten. Dagegen betrug die Anzahl der Wechselvorgänge von Haushaltskunden außerhalb eines Umzugs wie im Vorjahr gut 2,5 Mio., wenn man den Wert für 2013 um die Fälle bereinigt, bei denen der Wechsel automatisch durch die Insolvenz eines großen Lieferanten im Frühjahr 2013 ausgelöst wurde (Rückfall zunächst in die Ersatzversorgung).

Die Vertragsstruktur bei den Haushaltskunden zeigt, dass eine relative Mehrheit von 45 Prozent über einen Sondervertrag bei dem lokalen Grundversorger verfügt (2012: 43 Prozent). 34 Prozent der Haushaltskunden befinden sich in der klassischen Grundversorgung (2012: 37 Prozent). 21 Prozent aller Kunden werden von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert (2012: 20 Prozent). Die, insgesamt betrachtet, nach wie vor starke Stellung der Grundversorger bei Haushaltskunden in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat im Berichtsjahr damit ein weiteres Mal abgenommen. Dagegen kommt der Grundversorgerstellung bei Gewerbe- und Industriekunden nur noch eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2013 rund 66 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger und lediglich ca. 34 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger. Weniger als ein Prozent der RLM-Kunden befinden sich in der Grundversorgung.

Auf denjenigen Stromletztverbrauchermärkten, die das Bundeskartellamt bundesweit abgrenzt, besteht keine hohe Konzentration. Auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden beträgt der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) rund 34 Prozent. Auch aufgrund der hohen Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte kann davon ausgegangen werden, dass inzwischen auf diesem Markt kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist. Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von Kunden mit Standardlastprofil (überwiegend Haushaltskunden) im Rahmen von Sonderverträgen beträgt der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen rund 42 Prozent.

Die Zahl der Sperrungen von Haushaltskunden in der Grundversorgung hat sich gegenüber dem Vorjahr um ca. 23.000 erhöht. Insgesamt wurden fast sieben Mio. Sperrandrohungen von den Lieferanten gegenüber grundversorgten Haushaltskunden ausgesprochen, von denen 1,5 Mio. in eine Unterbrechungsbeauftragung beim zuständigen Netzbetreiber mündeten. Davon wurden letztendlich 344.798 Sperrungen vollzogen.

Die Strompreise für Industrie- und Gewerbekunden lagen zum 1. April 2014 trotz einer starken Steigerung der EEG-Umlage in etwa auf dem Vorjahresniveau. Bei einem Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh, der keine Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann, betrug der Strompreis zum 1. April 2014 im Mittel rund 15 ct/kWh (ohne Ust.), wovon ca. 10,5 ct/kWh auf Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben entfielen. Der Anstieg der EEG-Umlage von 5,28 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh wurde durch eine Verringerung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils kompensiert. Im europäischen Vergleich ist ein Strompreis von 15 ct/kWh für Industriekunden ein überdurchschnittlicher Wert. Soweit Stromverbraucher die Voraussetzungen der gesetzlich vorgesehenen Ausgleichsregelungen erfüllen, können die staatlich determinierten Umlagen, Steuern, Netzentgelte und Abgaben im Einzelfall von 10,5 ct/kWh auf bis zu rund 1 ct/kWh sinken. In diesem Fall ergeben sich für Industriekunden im europäischen Vergleich unterdurchschnittliche Strompreise. Bei einem Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh entspricht der durchschnittliche Strompreis mit rund 22 ct/kWh (ohne Ust.) ebenfalls in etwa dem Vorjahreswert. Auch für diesen Abnahmefall wurde die erhebliche Steigerung der EEG-Umlage durch eine ungefähr gleich hohe Verringerung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils (Strombeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten, Marge) kompensiert.

Die starken Preisanstiege der vergangenen Jahre im Haushaltskundenbereich haben sich im Berichtszeitraum abgeschwächt. Gegenüber dem Jahr 2013 ist mit Stichtag 1. April 2014 der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh um 1,3 Prozent auf 30,50 ct/kWh (inkl. Ust.) angestiegen. Geringe Preisanstiege sind auch in den beiden anderen Abnahmegruppen – Sondervertrag beim Grundversorger, Sondervertrag bei einem dritten Lieferanten (Lieferantenwechsel) – zu beobachten. Der Strompreis für einen Sondervertrag mit dem Grundversorger beträgt bei einem Verbrauch von 3.500 kWh/a durchschnittlich 29,32 ct/kWh und im Falle eines Sondervertrages bei einem anderen Lieferanten 28,29 ct/kWh. Als über alle drei Tarife mengengewichteter Mittelwert für den 1. April 2014 ergibt sich ein Betrag von 29,53 ct/kWh (inkl. Ust.). Im europäischen Vergleich werden die deutschen Strompreise für Haushaltskunden nur von Dänemark übertroffen. Ursächlich für diese Spitzenstellung ist die hohe Belastung der deutschen Strompreise mit Umlagen, Steuern und Abgaben. Erneut ist eine Steigerung der staatlich determinierten Preisbestandteile festzustellen. Vor allem die Erhöhung der EEG-Umlage auf 6,24 ct/kWh trägt zu dieser Entwicklung bei. Der Anteil dieser Umlage am gemittelten Gesamtpreis beträgt mittlerweile 21 Prozent. In der Summe beläuft sich der Anteil staatlich determinierter Preisbestandteile (Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte) auf rund 73 Prozent. Der Preisbestandteil

„Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“, welcher den wettbewerblichen Bereich des Strompreises kennzeichnet, liegt bei nur noch ca. 27 Prozent des gemittelten Gesamtpreises.

Zum Stichtag 1. April 2014 konnte ein Rückgang des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ festgestellt werden, wodurch sich eine gesamtpreisdämpfende Wirkung entfaltete. Erstmals seit dem Jahr 2010 hat sich bei allen Tarifkategorien von Haushaltskunden dieser Preisbestandteil verringert. Der Rückgang könnte insbesondere mit den gesunkenen Großhandelspreisen zusammenhängen.

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

Das Ökostromsegment weist abermals Zuwachsraten auf. Für das Jahr 2013 entspricht der Anteil an der gesamten Elektrizitätsabgabemenge von Lieferanten inzwischen 10,6 Prozent, der Anteil von Ökostromkunden an der Gesamtanzahl von Letztverbrauchern beträgt rund 17 Prozent.

Im Bereich des Heizstroms ist die Wechselquote weiterhin sehr niedrig. Der Anteil der Heizstromkunden, die einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, betrug 2013 gut zwei Prozent. Gleichwohl sind die Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb in der Versorgung von Heizstromkunden schon seit längerem gegeben. Im letzten Jahr haben Internet-Portale ihr Informationsangebot auf den Bereich Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen ausgeweitet. Ob sich diese Transparenzerhöhung in einer spürbaren Wettbewerbsbelebung niederschlägt, bleibt abzuwarten. Die Heizstrompreise befinden sich in etwa auf dem Vorjahresniveau. Für Nachtspeicherheizungskunden mit einem Verbrauch von 7.500 kWh/a beträgt der Strompreis zum 1. April 2014 im Mittel rund 20,6 ct/kWh. Auch für diese Stromkunden wurde die gestiegene EEG-Umlage durch eine Senkung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils (Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge) kompensiert.

2. Marktübersicht

Netzstrukturdaten 2013

	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	804	808
Stromkreislänge (in km)	34.855	1.763.083	1.797.938
davon Höchstspannung	34.631	348	34.979
davon Hochspannung	224	96.084	96.308
davon Mittelspannung	0	509.866	509.866
davon Niederspannung	0	1.156.785	1.156.785
Zählpunkte von Letztverbrauchern	664	49.934.777	49.935.441
davon Industrie- und Gewerbekunden		3.829.740	3.829.740
davon Haushaltskunden		46.105.037	46.105.037

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2013

Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge in Prozent

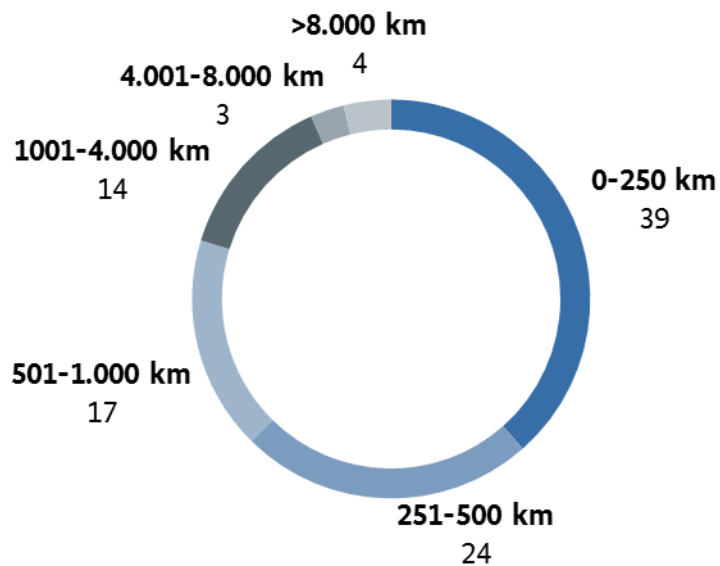


Abbildung 1: Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge

Markt- und Netzbilanz 2013

	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2013			188,1
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			105,0
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			83,1
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			78,4
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge) 2012			590,8
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			444,5
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			146,3
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			125,7
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto- Erzeugungsmenge (in TWh) 2013 ^[1]			24,7
Netzverluste (in TWh)	6,3	19,9 ^[2]	26,2
davon Höchstspannung	5,0	0	
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,3	3,3	
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0	6,9	
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0	9,7	
Grenzüberschreitender Handel (in TWh) (Realisierte Verbundaustauschfahrpläne)			86,4
davon Importe			26,9
davon Exporte			59,4
Entnahmemengen (in TWh) ^[3]	41,0	469,6	510,6 ^[3]
davon Industrie- und Gewerbekunden	30,7	342,2	372,9
davon Haushaltskunden	0	126,1	126,1
davon Pumpspeicher	10,3	1,3	11,6

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

[2] Die Netzverluste auf VNB-Ebene für das vergangene Berichtsjahr (2012) mussten durch eine nachträgliche Korrektur von 17,2 auf 17,9 TWh korrigiert werden

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

Tabelle 2: Markt- und Netzbilanz von 2013

Die Markt- und Netzbilanz 2013 ermöglicht einen Überblick zur Aufkommens- und Verwendungsseite im deutschen Stromnetz für das Berichtsjahr 2013. Die Aufkommensseite (617,7 TWh) setzt sich zusammen aus

der gesamten Netto-Stromerzeugung von 590,8 TWh sowie den Importen in Höhe von 26,9 TWh. Auf der Verwendungsseite wurden aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung 510,6 TWh durch Letztverbraucher (499,0 TWh) und Pumpspeicher (11,6 TWh) entnommen. Weiterhin wurde eine Netto-Stromerzeugungsmenge von 24,7 TWh nicht in die Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeist (Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich). Die Netzverluste lagen bei 26,2 TWh und die Exporte betrugen 59,4 TWh. Durch Summation der Einzelpositionen auf der Verwendungsseite ergibt sich ein Gesamtwert von 620,9 TWh. Die Erhebungsdifferenz zur Aufkommenseite von 617,7 TWh beträgt 3,2 TWh bzw. 0,5 Prozent.

Aufkommen und Verwendung im deutschen Stromnetz 2013 in TWh

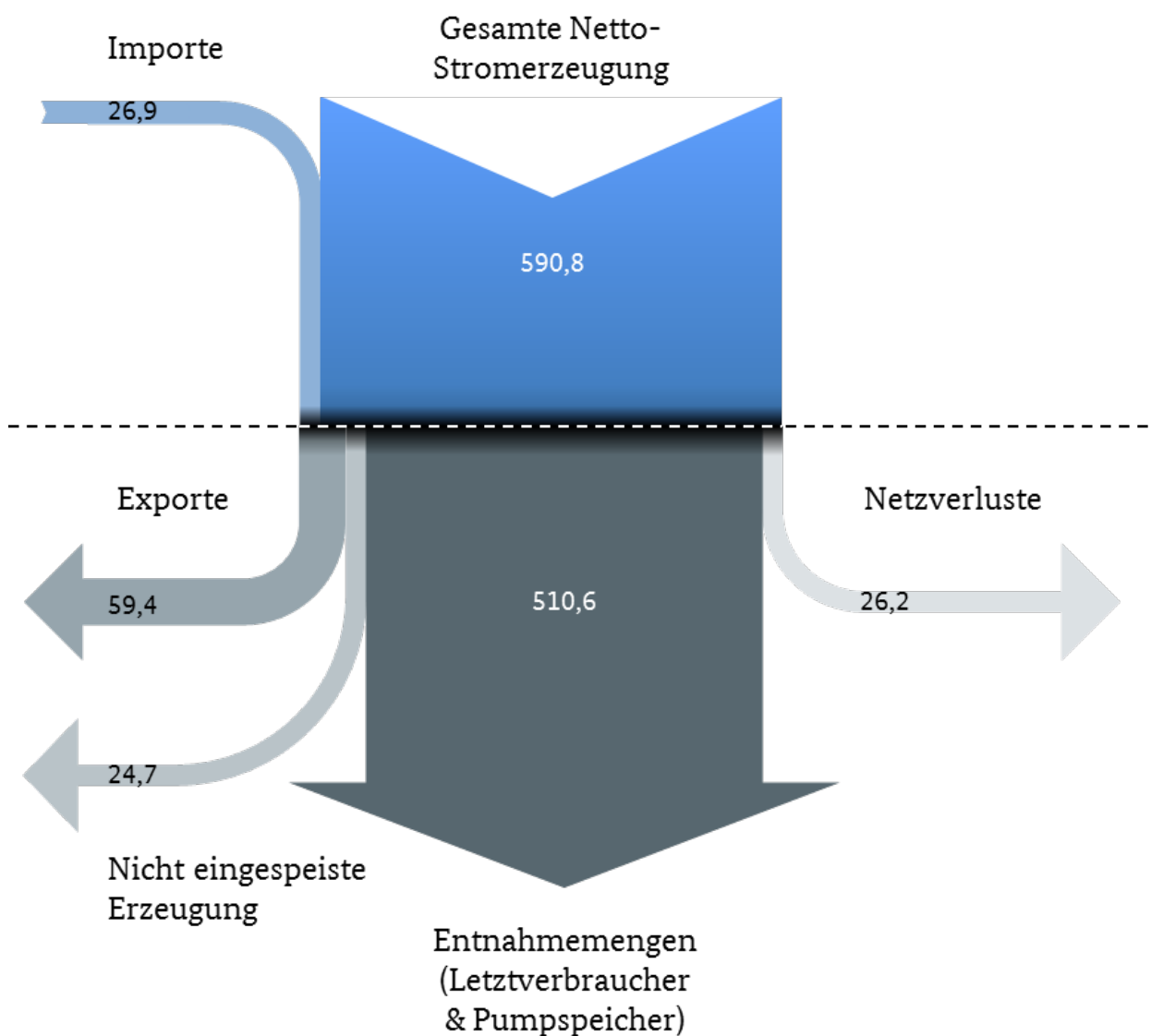


Abbildung 2: Aufkommen und Verwendung im deutschen Stromnetz 2013

Am Monitoringverfahren 2014 haben sich die vier Übertragungsnetzbetreiber beteiligt. Wie in Tabelle 1 auf Seite 22 ersichtlich, betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) des Übertragungsnetzes zum 31. Dezember 2013 in insgesamt 34.855 km. Die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB belief sich auf insgesamt 664. Davon wiesen 546 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 155 an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher (Stand: 31. Dezember 2013) betrug 30,7 TWh und damit rund zwei TWh weniger als im Vorjahr.

Zum Stichtag 14. Juli 2014 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 884 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber erfasst, wovon 804 am Monitoring 2014 der Bundesnetzagentur teilgenommen haben. Insgesamt wurden im Jahr 2013 von 49.281.588 Letztverbrauchern auf der VNB-Ebene 468,3 TWh entnommen. Die Entnahmemenge liegt damit etwa auf dem Niveau des Vorjahres.

Auf allen Netzebenen der VNB betrug die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) zum 31. Dezember 2013 insgesamt 1.763.083 Kilometer. Die Zahl der belieferten Zählpunkte in den Netzgebieten der VNB belief sich auf 49.934.777, wovon 354.044 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung aufwiesen und insgesamt 46.105.037 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen sind.

Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	876	877	855	862	866	869	883	883	884
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	799	799	779	787	790	793	807	812	812

Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2006 bis 2014

Die Mehrzahl der VNB Strom (641 oder 79,7 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) bis 1.000 km aufweisen. 163 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtstromkreislänge von mehr als 1.000 km. Die prozentuale Verteilung der VNB nach verschiedenen Gruppierungen von Stromkreislängen kann Abbildung 1 auf Seite 22 entnommen werden:

Für die Entnahmemenge von Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB sowie für die Abgabemengen der erfassten Lieferanten haben sich im Einzelnen die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten Werte für das Berichtsjahr 2013 ergeben. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der einzelnen Kategorien für die gesamte Entnahme- bzw. Abgabemenge an Letztverbraucher. Die Abweichungen zwischen Entnahme- und Abgabemengen erklären sich aus der Marktabdeckung im Bereich der Lieferanten, insbesondere der Lieferanten von Industrie- und Gewerbekunden, die etwas geringer ist als bei den Netzbetreibern.

Entnahmemengen der Letztverbraucher und Abgabemengen der Lieferanten nach Kundenkategorien

Kategorie	Elektrizitäts- entnahmemengen VNB / ÜNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme	Abgabemengen Lieferanten	Anteil an der Gesamtsumme
		in Prozent	in TWh	in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	126,1	0,253	124,1	0,272
10 MWh/Jahr - 2 GWh/Jahr	133,8	0,268	117,9	0,259
> 2 GWh/Jahr	239,1	0,479	213,8	0,469
Gesamt	499	100	455,8	100

Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher und Abgabemengen der Lieferanten nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB sowie der Lieferanten

Die Gesamtelektrizitätsentnahmemenge aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung in Deutschland verringerte sich im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr um 2,7 TWh. Dies entspricht einem Rückgang um 0,5 Prozent. Obwohl die reine Anzahl großer Industriekunden mit Verbrauchsmengen > 2 GWh/Jahr verhältnismäßig klein ist, wurden von dieser Kundenkategorie 47,9 Prozent der Gesamtelektrizität in Deutschland entnommen. Die Entnahmemenge der Industriekunden verringerte sich dabei im Vergleich zum Vorjahr um 1,4 Prozent. Kleinere Gewerbe- und Industriekunden (Verbrauchsmengen > 10 MWh/Jahr und ≤ 2 GWh/Jahr) hatten im Jahr 2013 einen Anteil von 26,8 Prozent an der Gesamtentnahmemenge. Dies entspricht in etwa dem Anteil des Vorjahres. Die anzahlmäßig größte Kundengruppe, die Kategorie von Letztverbrauchern mit Verbrauchsmengen ≤ 10 MWh/Jahr, in die überwiegend Haushaltskunden fallen, entnahm 2013 etwa 25,3 Prozent der Gesamtelektrizitätsmenge und damit 0,5 Prozentpunkte mehr als im Vorjahr.

Die Struktur des Endkundenmarktes hat sich im Wesentlichen nicht verändert - Abweichungen zum Berichtsjahr 2012 liegen im einstelligen Prozentbereich - und unterliegt nach wie vor der überwiegend regionalen Struktur. Wie im Vorjahr versorgen über drei Viertel der befragten Verteilernetzbetreiber 30.000 oder weniger Zählpunkte, während Unternehmen mit mehr als 100.000 versorgten Zählpunkten ca. 10 Prozent der Gesamtanzahl der Verteilernetzbetreiber bilden. Dabei versorgen diese ca. 77 Prozent (38,3 Mio. Zählpunkte) aller Zählpunkte mit ca. 75 Prozent (345 TWh) der gesamten Elektrizitätsentnahmemenge.

Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte

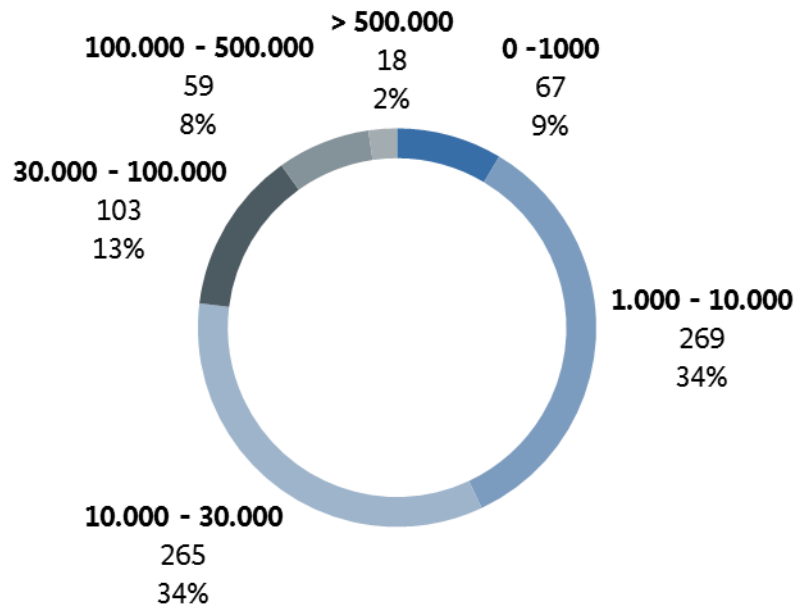


Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden im Allgemeinen 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 wurde¹. Im Rahmen des Energie-Monitorings wird aber keine umfassende Marktmachanalyse durchgeführt, die nach der Praxis des Bundeskartellamtes für den Bereich der Stromerzeugung insbesondere die sog. Pivotalanalyse einschließt².

Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d.h. der Marktkonzentration – werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index (Summe der quadrierten Marktanteile aller Wettbewerber auf einem Markt) oder aber die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration. Aufgrund der tatsächlichen, historisch begründeten Struktur der Strommärkte wird im Folgenden durchweg auf die Marktanteile der vier absatzstärksten Anbieter abgestellt.

Die Marktkonzentration wird für den wirtschaftlich bedeutenden Stromerstabsatzmarkt (Stromerzeugung) sowie für die zwei größten Stromletztverbrauchermarkte betrachtet. Hierbei werden die Marktanteile auf den

¹ Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

² Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, 2011.

Stromendkundenmärkten vereinfachend mittels der sog. „Dominanzmethode“ abgeschätzt. Für den Stromerstabatzmarkt 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 Abschnitt).

Kartellrechtliche Verbundzurechnung vs. Zurechnung mittels „Dominanzmethode“

Für die Berechnung von Marktanteilen (bzw. von Marktanteilssummen der absatzstärksten Anbieter) 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, 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 „zu niedrigen“ Marktanteilen der absatzstärksten Unternehmensgruppen. Der zahlenmäßige Unterschied hängt insbesondere davon ab, in welchem Ausmaß in einem Markt absatzstarke Gemeinschaftsunternehmen tätig sind. Die Anwendung der Dominanzmethode vermittelt ein approximatives Bild der Konzentration auf einem Markt bzw. innerhalb eines Wirtschaftsbereichs.

3.1 Stromerzeugung

Das Bundeskartellamt grenzt einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabsatzmarkt)³.

Hierbei wird auf die Stromerzeugung abgestellt, die sich nach Angebot und Nachfrage richtet, sodass der nach den Grundsätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) festvergütete bzw. nach der optionalen Direktvermarktung vergütete Strom in diesen Markt nicht einbezogen wird. Im Falle des Vorliegens von sog. Bezugsrechten werden entsprechende Mengen bzw. Kapazitäten dem Bezugsrechtsinhaber zugerechnet, wenn dieser über den Einsatz des Kraftwerks bestimmt und die Chancen und Risiken der Vermarktung trägt⁴. Es werden nur Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der Allgemeinen Versorgung eingespeist werden, d. h. Bahnstrom und (nicht-eingespeister) Eigenverbrauch sind nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. In räumlicher Hinsicht grenzt das Bundeskartellamt den Markt für Deutschland und Österreich einheitlich ab. Ausschlaggebend hierfür ist, dass an den Grenzkuppelstellen zwischen den beiden Ländern keine Netzengpässe vorliegen und eine gemeinsame Preiszone für den deutsch-österreichischen Stromgroßhandel besteht. Diese Voraussetzungen liegen für andere Nachbarländer nicht vor⁵.

Im diesjährigen Energie-Monitoring wurden bei den vier absatzstärksten Unternehmen (EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall) ergänzend Stromerzeugungsmengen und –kapazitäten gemäß diesen Definitionen abgefragt. Die Gesamtmarktdaten wurden der Auswertung der Erzeugerfragebögen des Monitorings entnommen. Darüber hinaus hat E-Control aggregierte Daten für Österreich zur Verfügung gestellt. Nach den Definitionen des Stromerstabsatzmarktes ergeben sich gewisse Unterschiede zu den Anteilsbetrachtungen, wie sie im Monitoring in den vergangenen Jahren mittels der sog. „Dominanzmethode“ durchgeführt wurden, insbesondere hinsichtlich der Einbeziehung von Strombezugsrechten und der österreichischen Stromerzeugung. Die für 2013 ermittelten Werte sind daher mit Vorjahreswerten auf Grundlage der Dominanzmethode nicht direkt vergleichbar. Zum Vergleich können aber die vom Bundeskartellamt in einem Fusionskontrollverfahren für das Jahr 2010 erhobenen Werte herangezogen werden⁶. Die Erhebung hat folgende Ergebnisse erbracht:

³ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 22 ff.

⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 93 f.

⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel, S. 81 ff.

⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 42.

Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger 2010 und 2013 gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes

	Deutschland + Österreich 2010		Deutschland + Österreich 2013		Deutschland 2010		Deutschland 2013	
	Menge in GWh	Anteil	Menge in GWh	Anteil	Menge in GWh	Anteil	Menge in GWh	Anteil
RWE	163.700	31%	138.900	29%	160.600	36%	135.500	32%
E.ON	82.900	16%	51.700	11%	82.700	18%	51.300	12%
Vattenfall	73.500	14%	77.100	16%	73.500	16%	77.100	18%
EnBW	60.000	12%	50.600	11%	59.900	13%	50.600	12%
CR 4		73%		67%		84%		74%
Andere Unternehmen	141.300	27%	157.400	33%	73.700	16%	113.400	26%
Nettostrom- erzeugung insgesamt	521.500	100%	475.600	100%	450.400	100%	427.800	100%

Datenangaben gerundet. Angaben für 2010: Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, B8-94/11, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 42. Angaben für 2013: Erhebung im Rahmen des Monitoring. Angaben von E.ON berücksichtigen nur Anlagen ab 10 MW Nennleistung. Angaben von EnBW enthalten direktvermarkteten EEG-Strom.

Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger 2010 und 2013 gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes

Der aggregierte Marktanteil der vier absatzstärksten Unternehmen (CR 4) auf dem Stromerstabsatzmarkt betrug im Jahr 2013 rund 67 Prozent. Dies entspricht gegenüber dem Wert des Jahres 2010 einem Rückgang von 6 Prozentpunkten. Insbesondere aufgrund der vermehrten Einspeisung nach dem EEG ist das – um EEG-Mengen gekürzte – Marktvolumen im gleichen Zeitraum um rund 9 Prozent zurückgegangen. Dementsprechend ist die von den vier absatzstärksten Unternehmen erzeugte Strommenge um insgesamt rund 16 Prozent gesunken.

Die Verringerung der Marktkonzentration geht schwerpunktmäßig auf gesunkene Marktanteile der E.ON zurück. Die der E.ON zugerechnete Stromerzeugungsmenge ist mit -38 Prozent wesentlich stärker gesunken als das Gesamtmarktvolumen (-9 Prozent). Von den vier anteilsstärksten Unternehmen konnte im Vergleich zum Jahr 2010 allein Vattenfall Marktanteilszuwächse verzeichnen. Bei der Betrachtung der Werte auf Ebene der einzelnen Unternehmen ist zu berücksichtigen, dass die angegebene Erzeugungsmenge (und damit auch der Marktanteil) im Fall von EnBW leicht überzeichnet und im Fall von E.ON etwas unterzeichnet wird. Die Angaben der EnBW enthalten auch direktvermarktete, nach EEG vergütungsfähige Mengen (die dem Stromerstabsatzmarkt nicht zugerechnet werden), während in den Angaben von E.ON Erzeugungsmengen bzw. -kapazitäten von Kraftwerken mit Nennleistung unter 10 MW nicht enthalten sind.

Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt

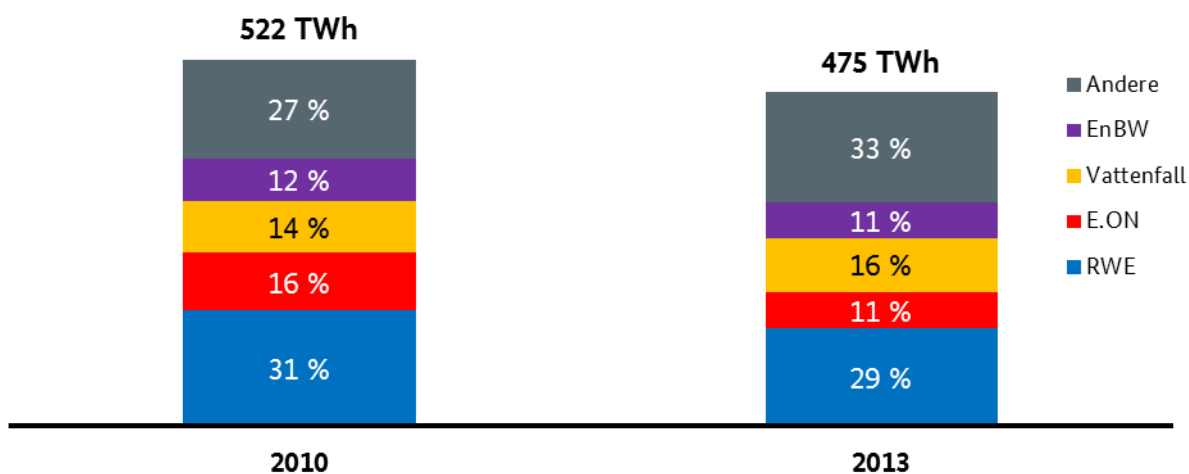


Abbildung 4: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerstabsatzmarkt in den Jahren 2010 und 2013

Der Rückgang der Marktanteile der vier absatzstärksten Stromerzeuger spiegelt sich auch bei den Kraftwerkskapazitäten wieder. Der Anteil der vier Unternehmen an den deutschlandweiten Stromerzeugungskapazitäten (ohne EEG-Kapazitäten und ohne nicht an das Netz der Allgemeinen Versorgung angeschlossene Kapazitäten) ist von 77 Prozent im Jahr 2010 auf 68 Prozent im Jahr 2013 gesunken. Die vier Stromkonzerne verfügen nur in geringem Umfang über Kapazitäten in Österreich. Unter Einbeziehung der österreichischen Erzeugungskapazitäten betrug der Kapazitätsanteil im Jahr 2013 rund 59 Prozent. Wie bei den Erzeugungsmengen geht die Verringerung der Anteile schwerpunktmäßig auf gesunkene Kapazitäten der E.ON zurück. Von der Abnahme des deutschlandweiten Anteils der vier Unternehmen um neun Prozentpunkte entfallen knapp sieben Prozentpunkte auf E.ON.

Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger 2010 und 2013 gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes

	Deutschland 2010		Deutschland 2013		Deutschland + Österreich 2013	
	Leistung in MW	Anteil	Leistung in MW	Anteil	Leistung in MW	Anteil
RWE	33.900	31%	30.500	29%	31.700	26%
E.ON	19.800	18%	11.700	11%	11.900	10%
Vattenfall	16.700	15%	15.800	15%	15.800	13%
EnBW	14.100	13%	12.200	12%	12.200	10%
CR 4		77%		68%		59%
Andere Unternehmen	25.500	23%	33.600	32%	50.100	41%
Netto-Nennleistung insgesamt	109.900	100%	103.900	100%	121.600	100%

Datenangaben gerundet. Angaben für 2010: Bundeskartellamt, Beschluss vom 8. Dezember 2011, RWE/Stadtwerke Unna, Rz. 42. Angaben für 2013: Erhebung im Rahmen des Monitoring. Angaben von E.ON berücksichtigen nur Anlagen ab 10 MW Nennleistung.

Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger 2010 und 2013 gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes

Die hier ermittelten Marktanteilswerte der vier absatzstärksten Stromerzeuger zeigen einen spürbaren Rückgang der Marktkonzentration auf dem Stromerstabsatzmarkt im Vergleich zum Jahr 2010. Gleichwohl handelt es sich mit einem CR 4 von 67 Prozent weiterhin um einen stark konzentrierten Markt. Über den Rückgang der Marktanteile hinaus führen einige weitere Faktoren zu rückläufigen Marktmachtendenzen. Deutschlandweit bzw. europaweit bestehen derzeit mehr Stromerzeugungskapazitäten, als zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden. Verbesserte Stromimportmöglichkeiten in Folge der fortschreitenden Marktkopplung (vgl. Abschnitt I.F „Europäische Integration“ ab Seite 110) können dazu beitragen, Verhaltensspielräume auf dem Stromerstabsatzmarkt zu begrenzen. Darüber hinaus wird ein gestiegener Anteil der Stromnachfrage mit der Einspeisung durch erneuerbare Energien gedeckt. Diese weiteren Aspekte spiegeln sich in den dargestellten Marktanteilen nicht wieder, fänden aber im Rahmen einer umfassenden Marktmachanalyse – insbesondere auch in einer Pivotalanalyse – Berücksichtigung.

3.2 Stromendkundenmärkte

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Stromletzverbrauchermarkten sachlich zwischen RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i. d. R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher. 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 einen bundesweiten Markt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Strom sowie einen bundesweiten Markt für die Belieferung von SLP-Kunden mit Strom im Rahmen von Sonderverträgen abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der zuletzt nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wurde⁷.

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 auch zwischen Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden. Der folgenden Auswertung liegen die Angaben von rund 1.160 Stromlieferanten (juristische Personen) zu Grunde. Im Berichtsjahr 2013 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt rund 281 TWh Strom an RLM-Kunden, 120 TWh an SLP-Sondervertragskunden und 48 TWh an SLP-Grundversorgungskunden ab.

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. Sie liefert für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Stromlieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht. Die genannten Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Marktanteilen.

Auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden setzten die vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2013 insgesamt ca. 95 TWh ab. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf dem bundesweiten RLM-Kunden-Markt somit rund 34 Prozent. Dieser Wert liegt deutlich unter den gesetzlichen Schwellen für die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 Abs. 4 und 6 GWB). Auch aufgrund der hohen Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte (vgl. Abschnitt I.G. „Großhandel“ ab Seite 115.) kann davon ausgegangen werden, dass inzwischen auf dem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden kein Anbieter mehr marktbeherrschend ist.

Auf dem Markt für die Belieferung von SLP-Sondervertragskunden betrug der kumulierte Absatz der vier absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2013 ca. 50 TWh. Der aggregierte Marktanteil der vier Unternehmen (CR 4) beträgt auf diesem Markt somit rund 42 Prozent. Anhand der Monitoring-Daten können auch Absatzanteile für alle SLP-Kunden insgesamt, d. h. unter Einbeziehung von Sondervertrags- und Grundversorgungskunden, errechnet werden. Die so ermittelten Summenwerte entsprechen aber nicht der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamts⁷. Sie stellen lediglich dar, wie hoch die Anteile der absatzstärksten Unternehmen bei einer bundesweiten Betrachtung über sämtliche SLP-Kunden sind. Bei einer solchen Betrachtung ergibt sich für den kumulierten Anteil kein abweichendes Ergebnis: Die Abgabemenge der vier absatzstärksten Unternehmen beläuft sich auf rund 72 TWh, was einem CR 4 von rund 43 Prozent entspricht.

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

Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2013

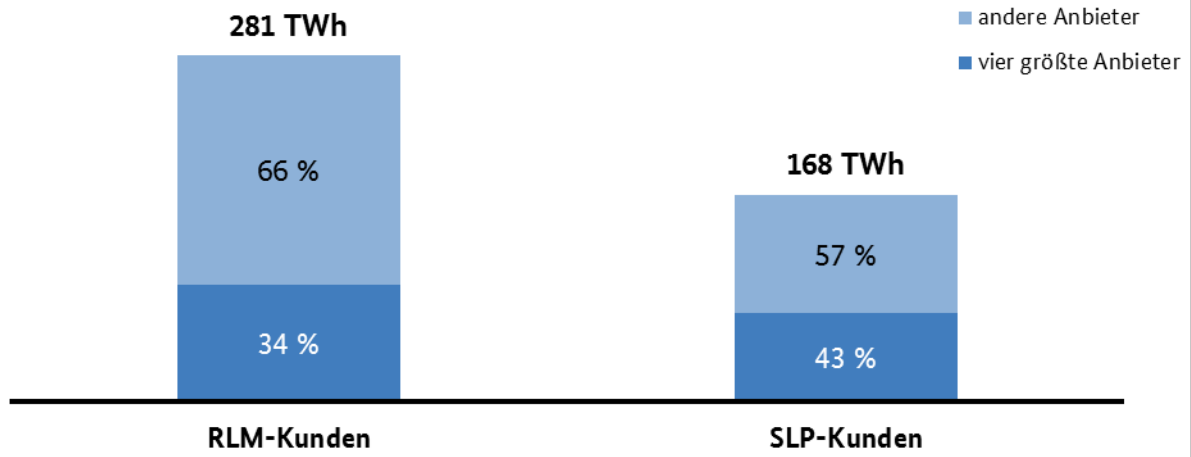


Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2013

B Erzeugung / Versorgungssicherheit

1. Erzeugung

1.1 Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches

Der Erzeugungsbereich war im Berichtsjahr 2013 durch einen weiteren Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet. Die Erzeugungskapazitäten nahmen bei Solarenergie um 3,3 GW und bei Wind Onshore um 2,9 GW zu. Bei den nicht erneuerbaren Energieträgern waren nennenswerte Zuwächse bei Erdgas mit plus 1,0 GW sowie bei Steinkohle mit plus 0,8 GW zu verzeichnen. Insgesamt betrug der Zuwachs von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern 6,7 GW und von nicht erneuerbaren Energieträgern 1,6 GW. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit um 8,4 GW von 179,7 GW (31. Dezember 2012) auf 188,1 GW zum 31. Dezember 2013 an⁸. Hiervon sind 105,0 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern und 83,1 GW den erneuerbaren Energieträgern mit Stand 31. Dezember 2013 zuzurechnen.

⁸ In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen (Pumpspeicher, Lauf- und Speicherwasser) in Luxemburg, Schweiz und Österreich sind ebenfalls enthalten.

Installierte elektrische Erzeugungsleistung in MW

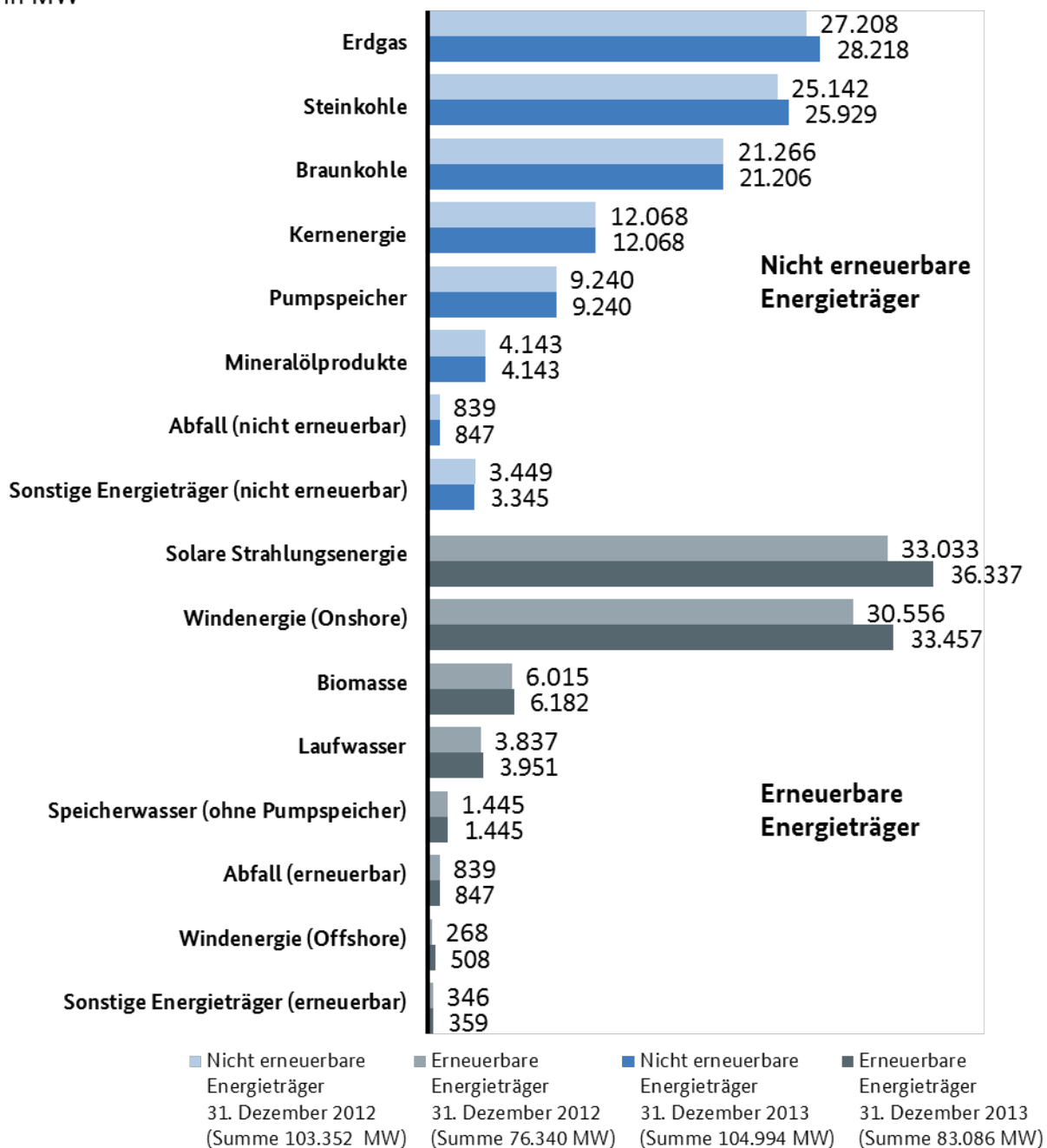


Abbildung 6: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand 31. Dezember 2012/31. Dezember 2013)

Mit Stand Oktober 2014 bzw. August 2014 (Solar) sind insgesamt 107,1 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen und 87,0 GW den erneuerbaren Energieträgern. Der Zuwachs bei den nicht erneuerbaren Energieträgern gegenüber dem 31. Dezember 2013 basiert auf Steinkohle mit einem Plus von 1,9 GW. Bei den erneuerbaren Energieträgern haben die Kapazitäten bei Solar um 1,8 GW und bei Wind Onshore um 1,6 GW zugenommen.

Installierte elektrische Erzeugungsleistung in MW

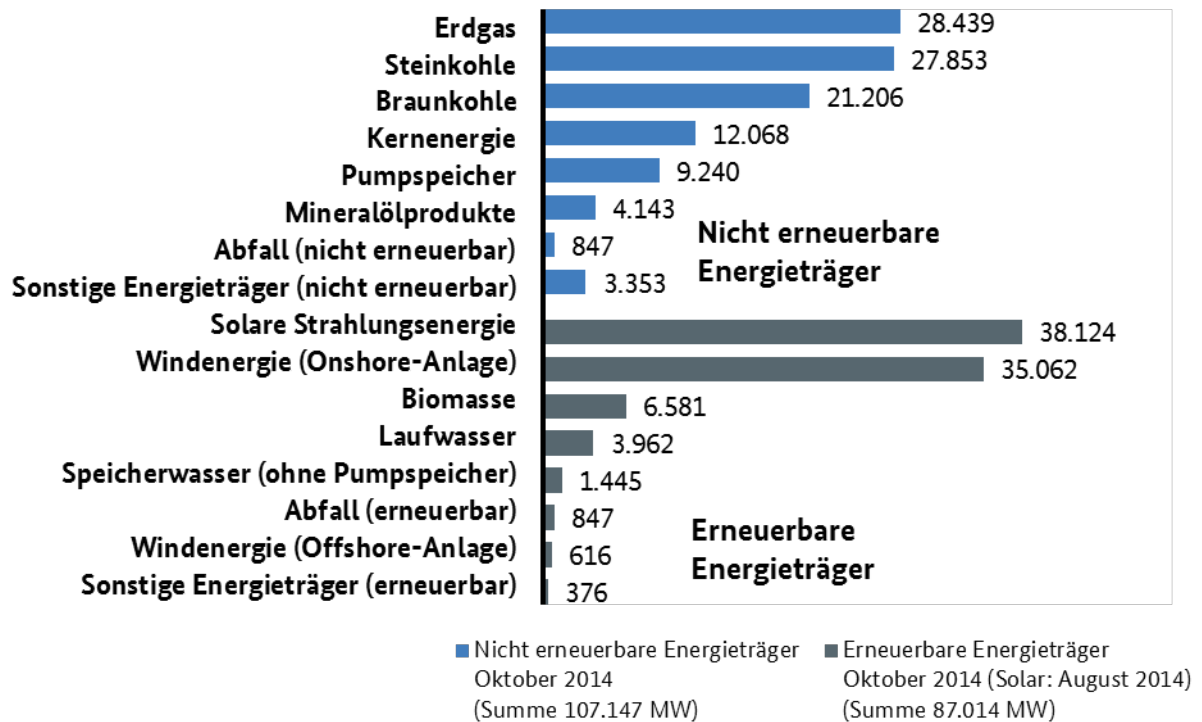


Abbildung 7: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2014 bzw. August 2014 (Solar))

Die folgende Abbildung zeigt die räumliche Verteilung der installierten Erzeugungsleistungen mit einer Unterscheidung nach erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energieträgern gemäß ihrer Standorte in den einzelnen Bundesländern. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, Schweiz und Österreich sind in dieser grafischen Darstellung nicht enthalten.

Erzeugungskapazitäten (Netto-Nennleistungen) nach Energieträgern je Bundesland

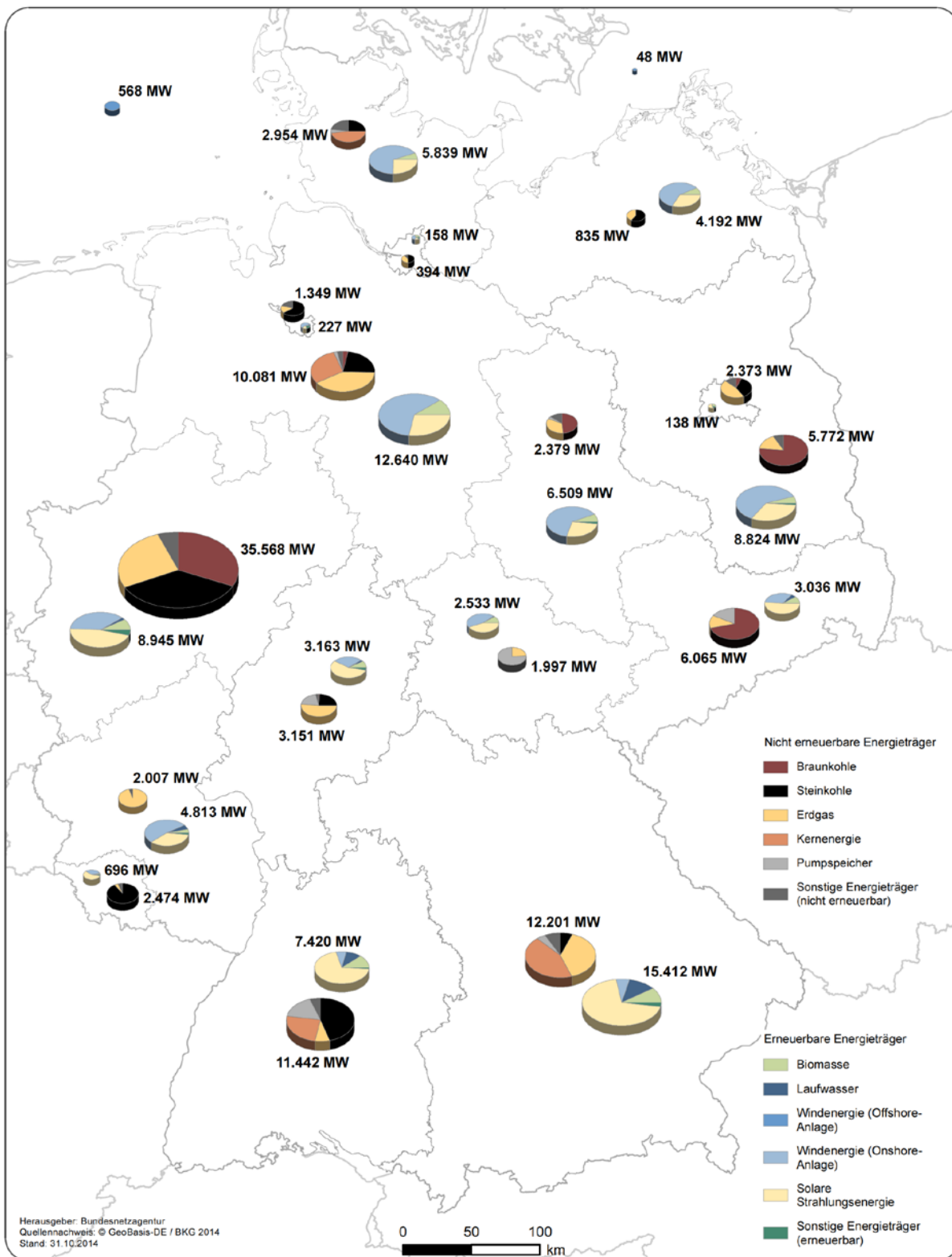


Abbildung 8: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand Oktober 2014 bzw. August 2014 (Solar))

Von den 107,1 GW Erzeugungsleistung mit nicht erneuerbaren Energieträgern (Stand Oktober 2014) sind mit Bezug auf den Kraftwerksstatus folgende Teilmengen zu klassifizieren:

- 99,8 GW: Kraftwerksleistungen in Betrieb
- 1,5 GW: Kraftwerke, die vorübergehend (z. B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind
- 2,2 GW: Reservekraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden
- 3,6 GW: Vorläufig stillgelegte Kraftwerke

Bei den vorläufig stillgelegten Kraftwerken handelt es sich überwiegend um Erdgaskraftwerke. So werden 3,0 GW der vorläufig stillgelegten Kraftwerke mit Erdgas betrieben. Bei den Reservekraftwerken handelt es sich um 1,4 GW Erdgas-, 0,4 GW Mineralölprodukte- und 0,4 GW Steinkohle-Kapazitäten. Die räumliche Lage der Reservekraftwerke in Deutschland sowie der vorläufig stillgelegten Kraftwerke zeigt die nachstehende Abbildung.

Zudem waren 2,1 GW während des Sommerhalbjahres 2014 saisonal konserviert. Dies sind Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden. Mit 1,7 GW von insgesamt 2,1 GW wurden überwiegend Erdgaskraftwerke saisonal konserviert.

Reservekraftwerke und vorläufig stillgelegte Kraftwerke

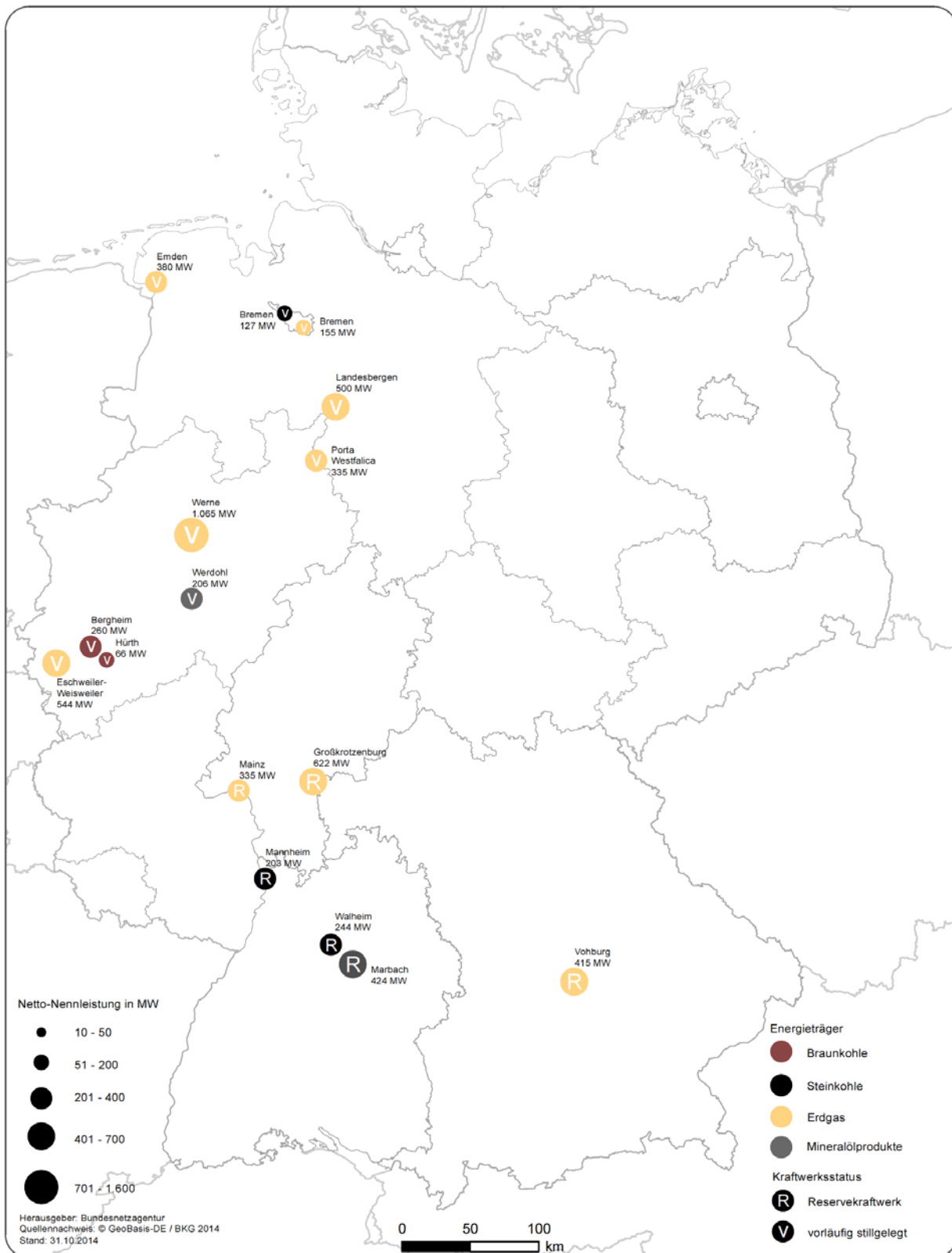


Abbildung 9: Reservekraftwerke und vorläufig stillgelegte Kraftwerke (Netto-Nennleistungen, Stand Oktober 2014)

Die Stromerzeugung bei den nicht erneuerbaren Energieträgern war im Berichtsjahr 2013 durch eine weitere Zunahme der Kohleverstromung und eine fortgesetzte Reduzierung der Erzeugungsmengen auf Basis von Erdgas geprägt. So stiegen die Erzeugungsmengen bei Braunkohle um 7,2 TWh und bei Steinkohle um 6,0 TWh an. Demgegenüber nahm die Stromerzeugung mit Erdgas um 8,3 TWh und mit Kernenergie um 2,1 TWh ab. Insgesamt stieg die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern im Berichtsjahr 2013 um 5,4 TWh von 439,1 TWh (2012) auf 444,5 TWh.

Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger stieg um 8,2 TWh von 138,1 TWh (2012) auf 146,3 TWh (2013). Am meisten zugenommen hat die Stromerzeugung durch Solare Strahlungsenergie. Hier lag der Anstieg bei 3,5 TWh.

Insgesamt betrug die Netto-Stromerzeugungsmenge 590,8 TWh im Berichtsjahr 2013, ein Anstieg um 13,6 TWh gegenüber 577,2 TWh im Jahr 2012.

Summe Nettostromerzeugung in TWh

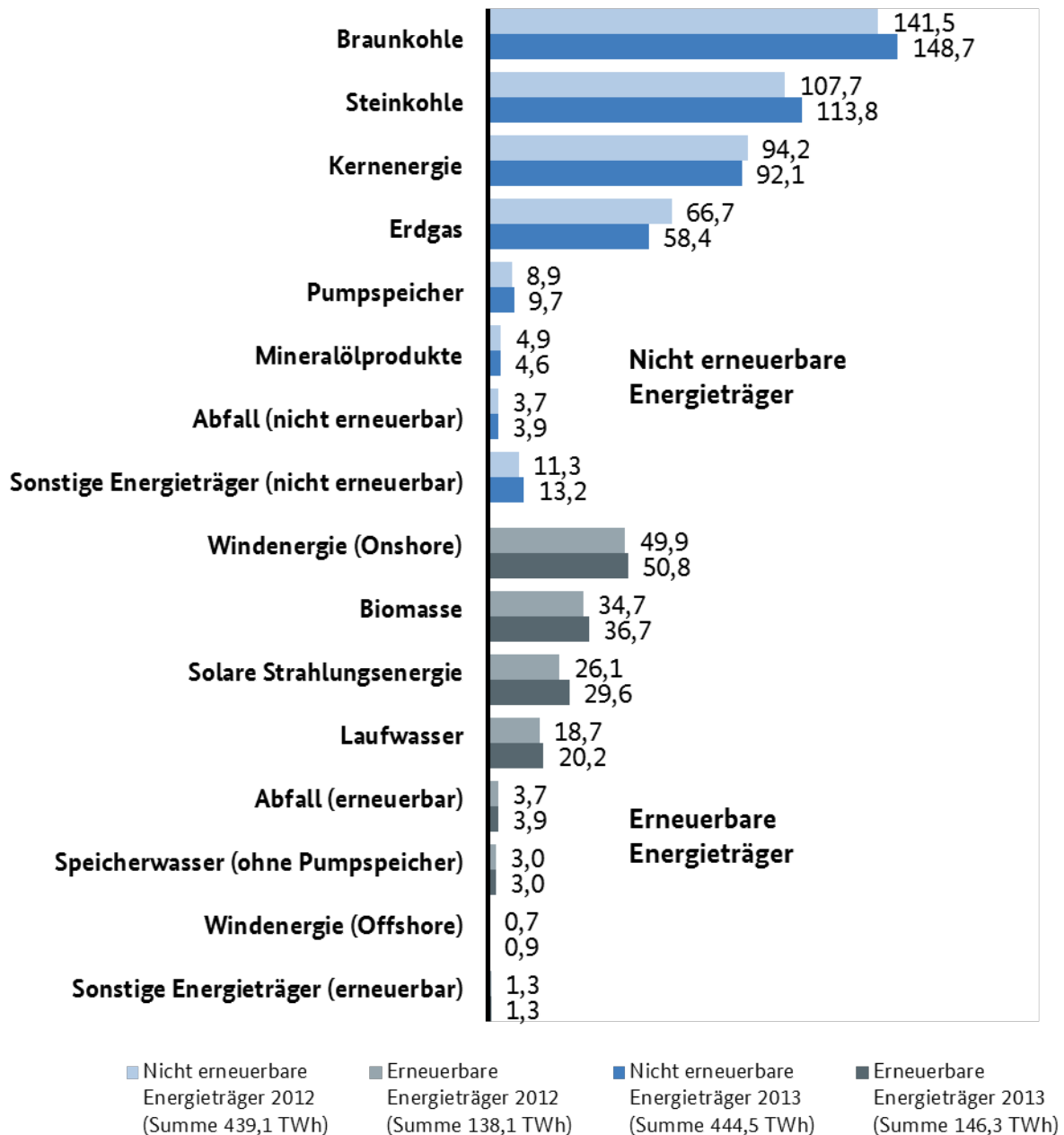


Abbildung 10: Summe Nettostromerzeugung 2012/2013

1.2 Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten

Bei dem folgenden Ausblick zur Entwicklung der für die Versorgungssicherheit bedeutsamen Energieträger, die dargebotsunabhängig sind (d. h. ohne Solar, Wasser und Wind), werden nur derzeit im Bau befindliche Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Für den Rückbau werden die endgültigen Stilllegungsplanungen der

Unternehmen berücksichtigt. Der Ausblick beginnt für das Jahr 2014 mit dem Kraftwerksbestand zum 31. Oktober 2014⁹.

Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Stilllegung von dargebotsunabhängigen Kraftwerken Bundesweite Plandaten in MW

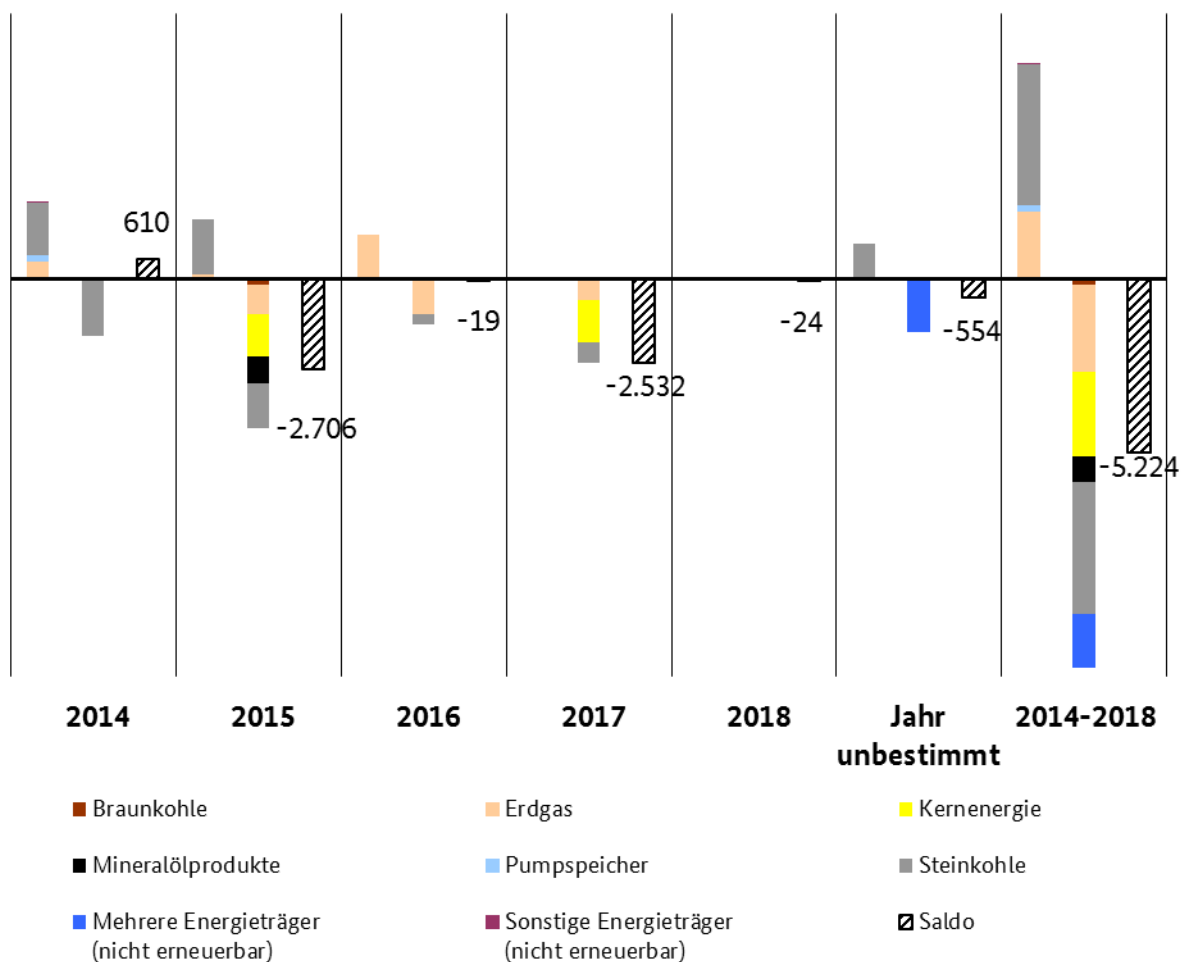


Abbildung 11: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Bundesweite Plandaten 2014-2018 für Netto-Nennleistungen, Stand: 31. Oktober 2014)

Bundesweit befinden sich derzeit 6.523 MW (davon 1.108 MW in Süddeutschland) dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten in Bau, die voraussichtlich bis 2016 fertig gestellt werden (für den Block 4 des Steinkohlekraftwerks Datteln ist das Jahr der Inbetriebnahme noch unbestimmt). Demgegenüber planen die Kraftwerksbetreiber künftig 11.747 MW (davon 6.825 MW in Süddeutschland) bis 2018 endgültig stillzulegen.

⁹ Zur endgültigen Stilllegung wurden für Anfang Juli 2014 fünf Kraftwerksblöcke mit insgesamt 668 MW angezeigt, die von den ÜNB als systemrelevant nach §13a EnWG ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur genehmigt worden sind. Diese Kraftwerksblöcke sind bereits in den 2,2 GW Reservekraftwerken enthalten, die im vorherigen Kapitel I.B.1.1 aufgeführt sind, und werden bei dem folgenden Ausblick zum Zu- und Rückbau nicht mehr berücksichtigt.

Hiervon haben die Kraftwerksbetreiber mit Stand 31. Oktober 2014 bislang allerdings nur 6.875 MW (davon 3.869 MW in Süddeutschland) der Bundesnetzagentur formal zur geplanten endgültigen Stilllegung nach § 13a EnWG angezeigt. Solche formalen Anzeigen sind neben dem Verstreichen einer - in der Regel zwölfmonatigen - Wartefrist Voraussetzung für die Realisierung von Stilllegungsplanungen. Sofern die Kraftwerksbetreiber auch hinsichtlich der bisher noch nicht formal zur endgültigen Stilllegung angezeigten Erzeugungsanlagen entsprechende Anzeigen abgeben, könnte sich im Ergebnis zum 31. Dezember 2018 bundesweit ein negativer Saldo von – 5.224 MW und in Süddeutschland ein negativer Saldo von – 5.717 MW ergeben. Zudem ist zu beachten, dass von den endgültigen Stilllegungsplanungen ab November 2014 vier Kraftwerksblöcke in Süddeutschland mit 992 MW als systemrelevant nach § 13a EnWG durch die ÜNB ausgewiesen und von der Bundesnetzagentur genehmigt worden sind, die demnach zunächst nicht stillgelegt werden und den vorgenannten Negativsaldo entsprechend reduzieren.

**Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung /
Endgültige Stilllegung von dargebotsunabhängigen Kraftwerken
Plandaten südlich von Frankfurt am Main in MW**

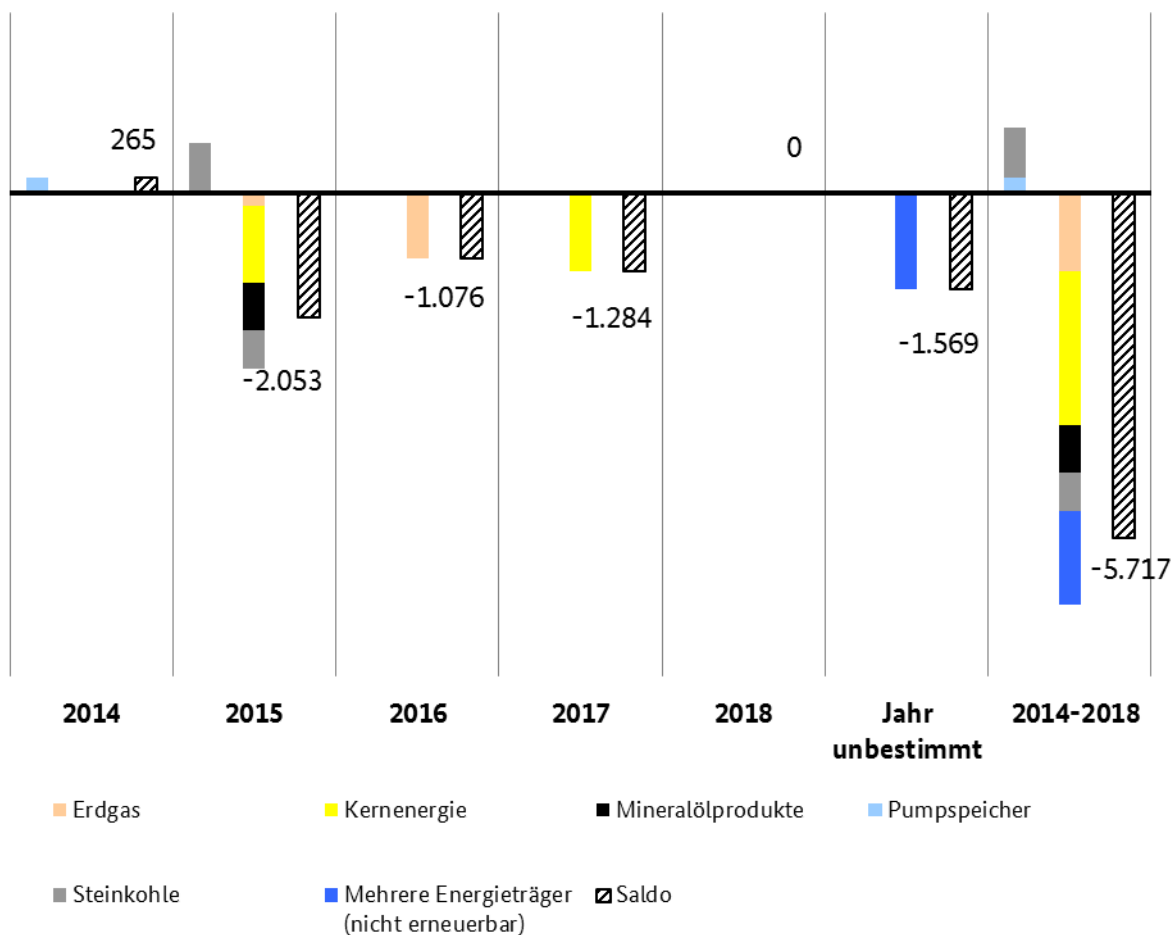


Abbildung 12: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher 2014-2018, Netto-Nennleistungen, Stand: 31. Oktober 2014)

Die folgende Abbildung zeigt die Standorte der in Deutschland (Stand Oktober 2014) im Bau befindlichen Erzeugungsanlagen mit dargebotsunabhängigen Energieträgern sowie die endgültigen Stilllegungsplanungen der Unternehmen. Aufgrund zu beachtender Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse werden die Rückbauplanungen für einige Standorte mit einer Unterscheidung ihrer räumlichen Lage nördlich / südlich Frankfurt am Main zusammengefasst dargestellt.

Geplanter Zu- und Rückbau dargebots-unabhängiger Erzeugungskapazitäten bis 2018

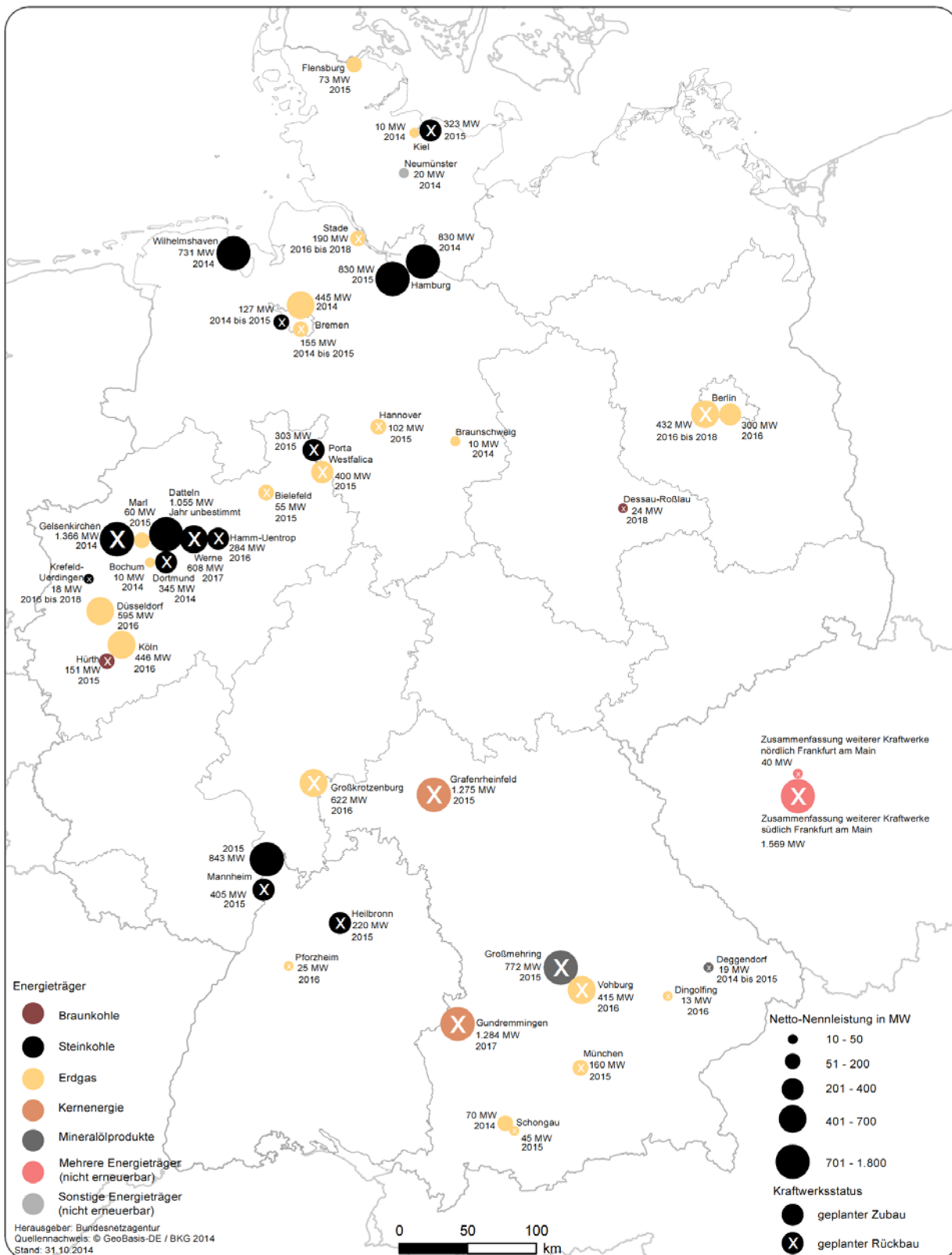


Abbildung 13: Geplanter Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten bis 2018 (Netto-Nennleistungen, Stand Oktober 2014)

1.3 Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung

Zum 31. Dezember 2013 belief sich die gesamte installierte Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen in Deutschland auf ca. 78,4 GW (31. Dezember 2012: ca. 71,7 GW). Die installierte Leistung aller nach EEG vergütungsfähigen Anlagen ist damit 2013 um ca. 6,7 GW angestiegen. Dies entspricht einem relativen Zuwachs von ca. neun Prozent in einem Jahr.

Die Werte der installierten EEG-Leistung leiten sich aus der von der Bundesnetzagentur im Internet veröffentlichten Kraftwerksliste¹⁰ ab.

Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergüteten Anlagen in MW

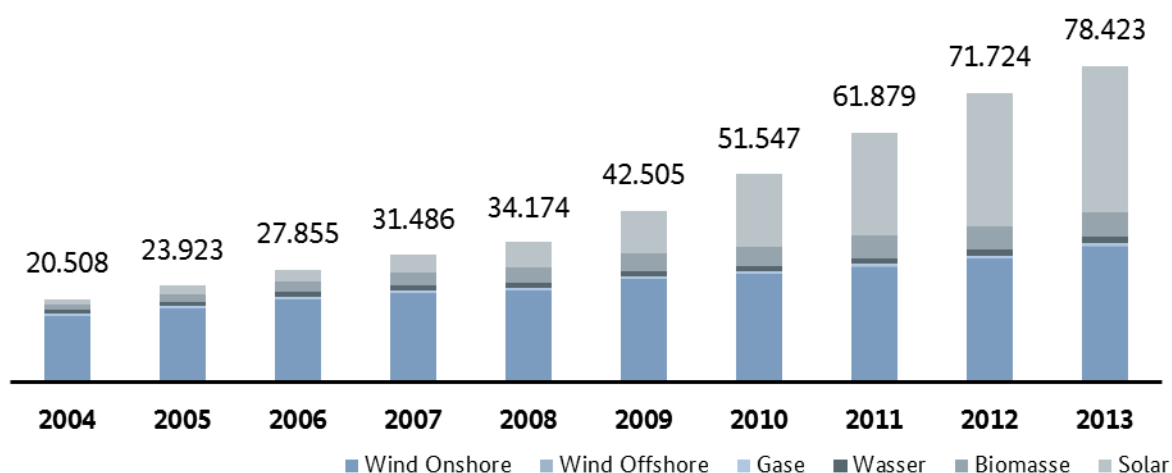


Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2013

¹⁰ Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen je Energieträger

	Gesamt 31. Dezember 2013	Gesamt 31. Dezember 2012	Zuwachs / Rückgang im Vergleich zu 2012
	in MW	in MW	in Prozent
Wasserkraft	1.487	1.411	5,4
Gase ^[1]	551	551	0,0
Biomasse	6.052	5.885	2,8
Geothermie	31	19	63,2
Wind Onshore	33.457	30.556	9,5
Wind Offshore	508	268	89,6
Solar	36.337	33.033	10,0
Gesamt	78.423	71.724	9,3
[1] Deponie-, Klär- und Grubengas			

Tabelle 7: Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

Im Berichtsjahr 2013 war ein weiterer Zubau bei den Solaranlagen zu verzeichnen, der deutlich unter den Zubauwerten der Jahre 2010 bis 2012 lag. Es wurden Anlagen mit einer Leistung von ca. 3,3 GW neu installiert (2012: ca. 7,6 GW). Daraus leitet sich eine Steigerungsrate bei den Solaranlagen von etwa 10,0 Prozent im Berichtsjahr 2013 ab. Die installierte Leistung von Windkraftanlagen Onshore nahm 2013 um ca. 2,9 GW zu, was einer Steigerungsrate von 9,5 Prozent entspricht. Der Zuwachs von Windkraftanlagen Offshore betrug ca. 240 MW, die Steigerungsrate damit 89,6 Prozent.

Die Vergütung der in das öffentliche Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeisten EEG-Mengen erfolgt durch die VNB mit für die einzelnen Erzeugungsarten unterschiedlich im EEG festgelegten Sätzen. Die Vergütungszahlungen werden für das laufende Jahr nach der Inbetriebnahme und im Anschluss für die Dauer von 20 Jahren gewährt. Die Höhe der Vergütung ändert sich in diesem Zeitraum nicht. Die Tabelle zur eingespeisten Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger in 2013 gibt neben den absoluten Zahlen die relative Veränderung gegenüber dem Jahr 2012 wieder. Die Werte entstammen den testierten Jahresendabrechnungen der ÜNB.

Eingespeiste nach dem EEG vergütete Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger 2013

Energieträger		Summe 2013	Veränderung gegenüber 2012 in Prozent
Wasser	GWh	3.007,0	10,4
	Mio. Euro	302,7	11,9
Gase ^[1]	GWh	19.551,7	-19,7
	Mio. Euro	4.059,2	-16,7
Biomasse	GWh	528,9	-8,6
	Mio. Euro	37,9	-9,4
Geothermie	GWh	68,2	168,8
	Mio. Euro	16,1	190,8
Wind Onshore	GWh	7.514,1	-47,5
	Mio. Euro	687,5	-47,6
Wind Offshore	GWh	0,0	-100,0
	Mio. Euro	0,0	-100,0
Solar	GWh	25.258,7	3,7
	Mio. Euro	8.587,4 ^[2]	-3,6
Gesamt	GWh	55.928,6	-15,8
	Mio. Euro	13.690,8	-11,2

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

[2] Inkl. Zahlungen für selbstverbrauchten Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG 2009. Es wurden ca. 111 Mio. Euro für 821 GWh im Jahr 2013 ausgezahlt. Der sogenannte Eigenverbrauchsbonus für selbstverbrauchten Strom aus Solaranlagen wurde mit der PV-Novelle am 1. April 2012 im EEG abgeschafft. Für PV-Anlagen, die noch unter die Eigenverbrauchsbonus-Regelung gefallen sind, wird dieser Bonus für den gesamten Vergütungszeitraum von zwanzig Jahren gewährt.

Tabelle 8: Eingespeiste nach dem EEG vergütete Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger 2013

Die im Berichtsjahr 2013 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung betrug 55.929 GWh (2012: 66.434 GWh) und die an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung in Summe 13.691 Mio. Euro (2012: 15.416 Mio. Euro). Der zu verzeichnende Rückgang bedeutet nicht, dass die von den EEG-Anlagen produzierte und eingespeiste Strommenge geringer wurde, diese Menge ist um 6,2 Prozent auf 124.872 GWh angestiegen. Vielmehr ist der Rückgang auf den Wechsel der Vermarktungsform von der festen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung zurückzuführen (siehe folgenden Abschnitt).

Eingespeiste nach EEG vergütete Jahresarbeit in 2013 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2012)

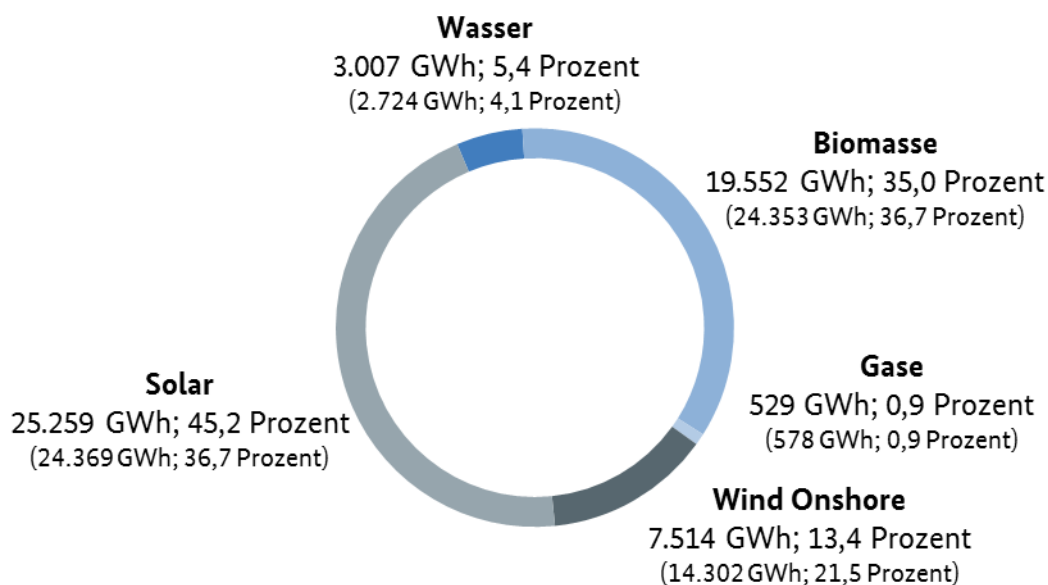


Abbildung 15: Eingespeiste nach EEG vergütete Jahresarbeit in 2013 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2012). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

EEG-Einspeisevergütung 2013 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2012)

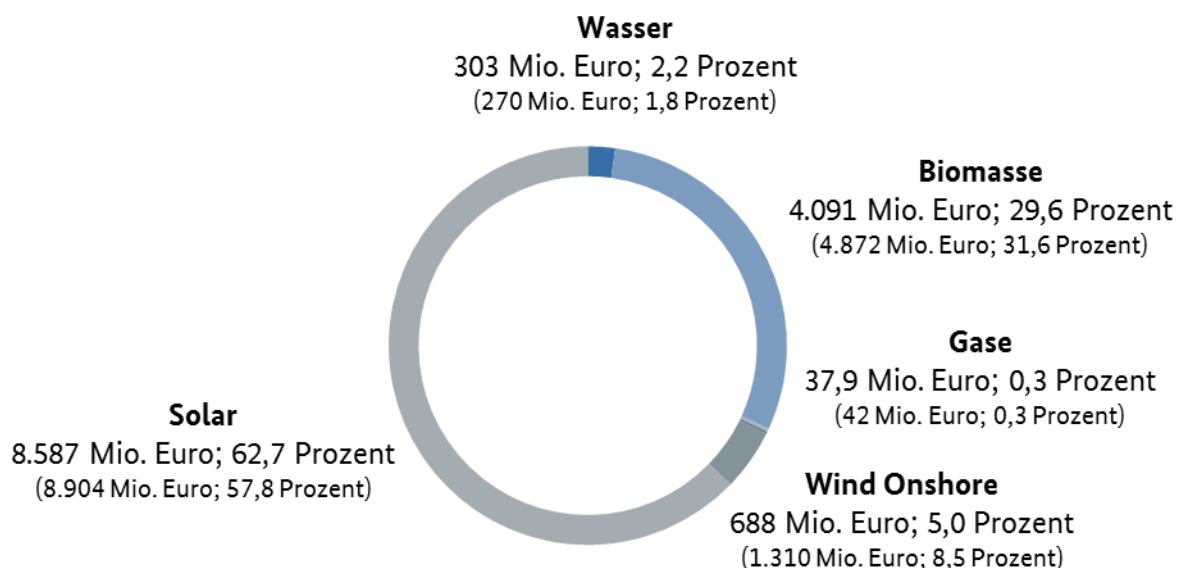


Abbildung 16: EEG-Einspeisevergütung 2013 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2012). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

Die Solarenergie verursachte weiterhin mit einem Anteil von 63 Prozent den größten Anteil der EEG-Vergütungszahlungen und liefert auch bei der eingespeisten Jahresarbeit mit 25.259 GWh den größten Anteil. Die Vergütungszahlungen in der festen Einspeisevergütung haben sich jedoch im Vergleich zum Vorjahr auf 8.587 Mio. Euro (2012: 8.856 Mio. Euro) reduziert. Dieser Rückgang kann durch den Wechsel von Solaranlagen in die Direktvermarktung erklärt werden. In 2013 konnte ein verhältnismäßig großer Zuwachs bei Geothermieanlagen verzeichnet werden, allerdings ist deren Anteil an der gesamten eingespeisten Jahresarbeit von 0,1 Prozent weiterhin gering.

1.4 Entwicklung der direkt vermarkteten Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien

Als Alternative zur festen EEG-Einspeisevergütung besteht für Anlagenbetreiber auch die Option, den erzeugten Strom eigenständig zu vermarkten (Direktvermarktung). In den Jahren 2009 bis 2011 hatten Anlagenbetreiber nur zögerlich den Weg in die Direktvermarktung gewählt. Im Jahr 2012 stieg der Anteil der direkt vermarkteten EEG-Mengen bereits auf 43 Prozent aller erzeugten EEG-Mengen. Im Jahr 2013 ist ein weiterer Anstieg auf 55 Prozent zu verzeichnen. Dabei wurde der erzeugte Strom aus Offshore Windanlagen zu 100 Prozent und aus Onshore Windanlagen zu 85 Prozent direktvermarktet.

Jahresarbeit von Anlagen in fester EEG-Vergütung und in Direktvermarktung 2013

	alle Anlagen in GWh	Anlagen mit EEG- Vergütung in GWh	Anlagen in Direktver- marktung in GWh	Anteil der Anlagen in Direktvermarktung an der gesamten Jahreseinspeisung in Prozent
Wasser	6265	3007	3258	52,0
Gase ^[1]	1776	529	1247	70,2
Biomasse	36258	19552	16707	46,1
Geothermie	80	68	12	14,6
Wind Onshore	50803	7514	43289	85,2
Wind Offshore	905	0	905	100,0
Solar	28785	25259	3526	12,3
Insgesamt	124872	55929	68943	55,2

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 9: Jahresarbeit von Anlagen in fester EEG-Vergütung und Anlagen in Direktvermarktung 2013

Die Anlagenbetreiber konnten nach § 33b EEG-2012 zwischen drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung wählen: mit Inanspruchnahme der Marktprämie, zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage oder als sonstige Direktvermarktung. Dominierender Energieträger bei der Direktvermarktung war 2013 die Windenergie Onshore mit einem Anteil von 63 Prozent. Darüber hinaus entfiel ein weiter ansteigender Anteil von 24 Prozent auf die Biomasse (2012: 19 Prozent).

Direkt vermarktete Strommengen nach § 33b EEG-2012 im Jahr 2013

Energieträger	Marktprämie in GWh	Grünstrom- privileg in GWh	Sonstige Direkt- vermarktung in GWh	Gesamte direkt vermarktete Strommenge in GWh	Anteil an der gesamten Direkt- vermarktung in Prozent
Wasserkraft	2.440,0	755,6	62,1	3.257,7	4,7
Gase ^[1]	272,8	960,8	13,4	1.247,0	1,8
Biomasse	16.644,4	62,1	0,2	16.706,7	24,2
Geothermie	11,6	0,0	0,0	11,6	<0,1
Windkraft Onshore	41.844,5	1.259,5	184,6	43.288,6	62,8
Windkraft Offshore	904,8	0,0	0,0	904,8	1,3
Solar	3.525,5	0,0	0,9	3.526,4	5,1
Gesamt	65.643,7	3.038,0	261,2	68.942,8	100

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 10: Direkt vermarktete Strommengen nach § 33b EEG-2012 im Jahr 2013

Der Grund für den Anstieg der Direktvermarktung ist die starke Inanspruchnahme der Marktprämie im Rahmen der Veräußerungsform der geförderten Direktvermarktung. Insgesamt wurden im Berichtsjahr 2013 ca. 5.919,3 Mio. Euro Marktprämie an Anlagenbetreiber ausgezahlt. Die größten Anteile entfielen mit 2.827 Mio. Euro (47,7 Prozent) auf Wind Onshore und 2.089 Mio. Euro (35,2 Prozent) auf Biomasse. Die gesamte Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen betrug 2013 3,3 Mio. Euro. Damit ergibt sich für das Jahr 2012 eine gesamte Auszahlung von Markt- und Flexibilitätsprämie in Höhe von 5.922,6 Mio. Euro. Die vermarkteten Mengen über das Grünstromprivileg und die sonstige Direktvermarktung blieben im Vergleichszeitraum unverändert auf niedrigem Niveau.

Der Anteil der Direktvermarktung wird auch in Zukunft weiter ansteigen. Während im EEG-2012 die Direktvermarktung noch als freiwillige, zusätzliche Förderungsform eingeführt wurde, ist sie mit Inkrafttreten des EEG-2014 für alle neuen Anlagen ab einer gewissen Größe als Standardverfahren anzuwenden.

2. Versorgungssicherheit

2.1 Maßnahmen zur Versorgungssicherheit

Reservekraftwerke

Den stärksten Belastungen ist das Übertragungsnetz regelmäßig während des Winterhalbjahres ausgesetzt, wenn häufig hohe Netzlasten und starker Wind mit entsprechend hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen in Kombination auftreten. Die niedrigen Temperaturen und die früh einsetzende Dunkelheit tragen zur relativ hohen Last bei. Kommt es gleichzeitig zu hohen Stromeinspeisungen durch Windenergieanlagen in

Norddeutschland und zusätzlich noch zu ungeplanten Kraftwerksausfällen in Süddeutschland, werden die Stromleitungen stark beansprucht. Würden hierbei die technischen Grenzwerte der zulässigen Leitungsbelastung überschritten, dann würden sich die belasteten Leitungsbestandteile automatisch abschalten, damit Schäden oder Zerstörungen an den betroffenen Leitungen vermieden werden. Durch die Abschaltung eines Leitungsbestandteils bahnt sich der Strom seinen Weg über die verbleibenden Leitungsbestandteile, und verursacht dort wiederum Leitungsüberlastungen, mit der Folge, dass sich auch die zusätzlich belasteten Leitungen automatisch abschalten. In der Konsequenz würden diese Leitungsabschaltungen zu Störungen bzw. Unterbrechungen bei der Stromversorgung führen.

Um derartige Gefahren für die Stromversorgungssicherheit gar nicht erst entstehen zu lassen, haben die ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur auch im vergangenen Winterhalbjahr 2013/2014 Vorsorgemaßnahmen getroffen. Zur Vermeidung der bei hohem Verbrauch und starkem Wind drohenden Leitungsüberlastungen weisen die ÜNB bestimmte Kraftwerke an, ihre Stromeinspeisung in das Netz in der Weise anzupassen, dass sich im Netz nur Stromflüsse einstellen, die nicht zu Überlastungen bestimmter Leitungsbestandteile führen. Bei dieser als Redispatch bezeichneten Maßnahme wird die Einspeisung von Kraftwerken nördlich der belasteten Netzelemente auf Anweisung des ÜNB heruntergefahren, während südlich des belasteten Leitungsbestandteils Kraftwerke im selben Maße ihre Einspeisung erhöhen.

Während im Norden Deutschlands ein Überschuss an Kraftwerksleistung vorliegt, besteht südlich der kritischen Netzregionen, also dort, wo für die Redispatch-Maßnahme die Einspeiseleistung in das Netz erhöht werden muss, ein Defizit an gesicherter Kraftwerksleistung. Im Süden Deutschlands ist in besonders kritischen Netzsituationen nicht in ausreichendem Umfang Kraftwerksleistung für die ÜNB zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen vorhanden. Vor diesem Hintergrund müssen die ÜNB bereits seit dem Winter 2011/2012 zusätzliche Reservekraftwerke aus dem südlichen Ausland vertraglich beschaffen.

Die Bestimmung über den Umfang an Reservekraftwerken erfolgt am Maßstab eines besonders kritischen Netznutzungsszenarios, in dem der Netzzustand simuliert wird, der sich einstellen würde, wenn verschiedene, für die Netzsicherheit besonders kritische Ereignisse zusammenfallen. Hierzu gehören das Auftreten einer starken Windfront in Norddeutschland mit entsprechend hoher Windenergieeinspeisung bei gleichzeitig vorliegender Höchstlast in Deutschland und den angrenzenden Nachbarländern. Zusätzlich wird unterstellt, dass es ebenfalls zum selben Zeitpunkt zu einer Reihe ungeplanter Kraftwerksausfälle in Süddeutschland kommt. Um den sicheren Betrieb des Netzes auch unter diesen kritischen Umständen zu ermöglichen, bedarf es einer ausreichenden Höhe an Redispatchpotential, über das die ÜNB sicher verfügen müssen.

Die ÜNB und die Bundesnetzagentur haben für das kommende Winterhalbjahr 2014/2015 einen Reserveleistungsbedarf in Höhe von insgesamt rund 3.091 MW identifiziert und bestätigt. Aufgrund des Konzepts der E.ON Kernkraft GmbH für den Streckbetrieb des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld besteht ein zusätzlicher, d.h. über den bereits festgestellten Bedarf von 3.091 MW im Winterhalbjahr 2014/15 hinausgehender, Reservekraftwerksbedarf in Höhe von insgesamt 545 MW im 1. Quartal 2015. Für den Zeitraum 2015/2016, in dem spätestens Ende 2015 das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld vom Netz geht, beläuft sich der Reserveleistungsbedarf auf 6.000 MW. Im Zeitraum 2017/2018, der sich durch die Außerbetriebnahme von Gundremmingen B auszeichnet, die spätestens am 31. Dezember 2017 erfolgen wird, erhöht sich der Netzreservebedarf auf 7.000 MW.

Der Grundstock der erforderlichen Reservekraftwerke wird aus deutschen Kraftwerken gedeckt, die zur Stilllegung angezeigt sind, aber über die Erklärung als systemrelevant durch ÜNB und Bundesnetzagentur in

Betrieb gehalten werden und somit weiter dem Zugriff durch die ÜNB unterliegen. Bezüglich der verbleibenden Menge an Reserveleistung haben die ÜNB in Bezug auf alle drei Betrachtungszeiträume das so genannte Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 ResKV durchgeführt. In diesem Verfahren sind Kraftwerksbetreiber dazu aufgerufen, gegenüber den ÜNB Angebote über die Bereitstellung ihrer Anlage als Reservekraftwerk abzugeben. In den genannten Interessenbekundungsverfahren wurden in deutlich größerem Umfang Angebote abgegeben, als es zur Deckung der oben genannten Reservebedarfe tatsächlich erforderlich gewesen wäre. Nach erfolgter Abstimmung mit der Bundesnetzagentur schließen die ÜNB für die drei Betrachtungszeiträume Verträge mit Kraftwerksbetreibern, die sich gegen Zahlung einer Vergütung verpflichtet haben, ihre Anlage während der Dauer der Vertragslaufzeit betriebsbereit zu halten und auf Anweisung des ÜNB in das Netz einspeisen. Ausgewählt worden sind diejenigen Angebote, welche die Kriterien netztechnischer Wirksamkeit, technischer Verfügbarkeit und Preisgünstigkeit am besten erfüllen. Große praktische Bedeutung kommt insoweit den ausländischen Kraftwerksbetreibern zu, insbesondere aus Italien, Frankreich und Österreich, ohne deren Anlagen der Reservebedarf nicht gedeckt werden könnte.

Im vergangenen Winterhalbjahr 2013/2014 lag keine Situation vor, in der die Reservekraftwerke tatsächlich zum Einsatz kamen. Über den Einsatz der Reservekraftwerke entscheiden die ÜNB mittels einer Prognose, die jeweils am Vortag angefertigt wird. Diese Prognose beruht ihrerseits vor allem auf Annahmen zur erwarteten Wetterlage (Windeinspeisung), zur erwarteten Last und zur voraussichtlichen Kraftwerksverfügbarkeit.

Die Kosten für die im Inland (nach § 13 a EnWG) sowie Ausland (nach § 5 ResKV) kontrahierten Reservekraftwerke beliefen sich für das Winterhalbjahr 2013/2014 auf einen Betrag in Höhe von 41 Mio. Euro.

Für das Winterhalbjahr 2014/2015 betragen die Kosten für die im In- und Ausland kontrahierten Reservekraftwerke 78 Mio. Euro. Dieser Betrag würde sich, im Falle eines tatsächlichen Abrufs von Reserveleistung aus diesen Kraftwerken, noch um die Kosten für die eingesetzte Arbeit erhöhen.

Vermeidung von Kraftwerksstilllegungen

Mit dem 20. Dezember 2012 wurde der neue § 13a in das EnWG eingeführt, wonach Kraftwerksbetreiber geplante Kraftwerksstilllegungen mindestens zwölf Monate im Voraus anzeigen müssen. Die betroffenen Kraftwerksblöcke dürfen in einem Zeitraum von zwölf Monaten nach der Stilllegungsanzeige grundsätzlich nicht stillgelegt werden. Verneint der ÜNB in seiner Prüfung die Systemrelevanz der Anlage, darf der Betreiber sein Kraftwerk stilllegen. Von der Bundesnetzagentur auf Antrag des ÜNB als systemrelevant genehmigte Kraftwerke darf der Kraftwerksbetreiber auch nach Ende der zwölfmonatigen Verbotsfrist nicht stilllegen. Das Kraftwerk wird in die Netzreserve aufgenommen und steht dem jeweiligen ÜNB für die Systemstabilisierung zur Verfügung. Dem Reservekraftwerksbetreiber werden die Auslagen für die Bereithaltung der betreffenden Anlage sowie die Erzeugung elektrischer Energie erstattet. Bislang wurden bei der Bundesnetzagentur insgesamt 48 wirksame Stilllegungsanzeigen (geplante vorläufige und geplante endgültige Stilllegungen) seitens der Kraftwerksbetreiber abgegeben (Stand: 12. November 2014). Zusammen genommen weisen diese Kraftwerksblöcke eine Netto-Nennleistung in Höhe von 12.814,9 MW auf.

Von diesen 48 zur Stilllegung angezeigten Anlagen wurden insgesamt 16 KW-Blöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 4763,5 MW zur geplanten vorläufigen Stilllegung bei der Bundesnetzagentur nach § 13a Abs. 1 EnWG angezeigt. Anlagen, die nur vorläufig stillgelegt werden sollen, sind bereits nach ihrer gesetzlichen Definition in § 13a Abs. 1 Satz 3 EnWG rechtzeitig für Redispatch-Anweisungen des ÜNB betriebsbereit zu machen. Die Systemrelevanz-Ausweisung von "lediglich" zur

vorläufigen Stilllegung angezeigten KW-Blöcken wird dementsprechend und in Übereinstimmung mit der Rechtslage seitens der Bundesnetzagentur auch nicht formal überprüft. Vielmehr ist die Einschätzung der Systemrelevanz seitens der ÜNB insoweit allein maßgeblich.

Überprüft wird seitens der Bundesnetzagentur auf der Grundlage der Ermächtigungsgrundlage des § 13a Abs. 2 EnWG, ob und inwieweit solche zur geplanten endgültigen Stilllegung angezeigte Anlagen vom jeweils systemverantwortlichen ÜNB zu Recht als systemrelevant ausgewiesen wurden. Insoweit wurden inzwischen insgesamt 32 Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 8.051,4 MW zur geplanten endgültigen Stilllegung angezeigt. Davon wurden seitens der ÜNB bereits elf Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 2.697,4 MW als systemrelevant im Sinne des § 13a Abs. 2 EnWG ausgewiesen. Hingegen wurden 15 Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 3.459 MW von den ÜNB als nicht systemrelevant im Sinne des § 13a Abs. 2 EnWG ausgewiesen. Hinsichtlich der übrigen sechs Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 1.895 MW steht die Systemrelevanz-Ausweisung der ÜNB noch aus. Seitens der Bundesnetzagentur wurde bislang insgesamt zu neun Kraftwerksblöcken mit einer Netto-Nennleistung in Höhe insgesamt 1.660,4 MW die Systemrelevanz nach § 13a Abs. 2 EnWG genehmigt.

Zukünftiges Strommarktdesign

Das zukünftige Strommarktdesign muss dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit genügen. Der dynamische Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Abschaltung der Kernkraftwerke sowie die regionale Verschiebung von Erzeugungskapazitäten stellen eine große Herausforderung für die Balance dieser Ziele dar.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist intensiv zu prüfen, ob und in welchem Maße der Energy-Only-Markt in seiner heutigen Ausgestaltung langfristig Versorgungssicherheit gewährleistet, d. h. wirtschaftliche Anreize zur Vorhaltung ausreichend gesicherter Leistung generieren kann. Die zunehmende Zahl von Kraftwerksstilllegungsanzeigen zeigt eine Marktberreinigung an, in dem zurzeit vorhandene Überkapazitäten abgebaut werden. Dies stellt eine normale Marktreaktion dar. Allerdings ist fraglich, ob nach Abbau der Überkapazitäten ein wirtschaftlicher Betrieb konventioneller Erzeugungsanlagen möglich ist. Aus diesem Grund muss die konkrete Einführung eines Kapazitätsmechanismus geprüft werden. Um auch in der Übergangsphase Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, präferiert die Bundesnetzagentur eine Erweiterung des Regenergiemarktes um ein neues Produkt (Systemreserve).

Unabhängig von der Einführung eines Kapazitätsmechanismus sollte das bestehende Bilanzkreissystem optimiert werden, um weitergehende Anreize zu einer adäquaten Bilanzkreisabsicherung zu setzen. Hierdurch können Potenziale ohne negative Folgewirkungen gehoben werden.

2.2 Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Bundesnetzagentur gem. § 52 EnWG nunmehr bis zum 30. April eines Jahres einen Bericht über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen vorzulegen. Der Bericht enthält Zeitpunkt, Dauer, Ausmaß und Ursache jeder Versorgungsunterbrechung, die länger als 3 Minuten dauert. Zudem sind die Maßnahmen zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen durch den Netzbetreiber zu benennen.

Für das Berichtsjahr 2013 haben 868 Netzbetreiber ca. 179.000 Versorgungsunterbrechungen für 878 Netze zur Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit (SAIDI) für Letztverbraucher übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung ermittelte Wert von 15,32 Minuten liegt unter dem im Vorjahr ermittelten Wert von 15,91 Minuten in 2012, leicht über dem Wert von 15,31 Minuten in 2011, jedoch noch deutlich unter dem Mittelwert der vergangenen sechs Jahre (Mittelwert 2006 – 2012: 16,92 Minuten). Die Versorgungsqualität hält sich somit im Kalenderjahr 2013 auf konstant hohem Niveau.

Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität) in Minuten

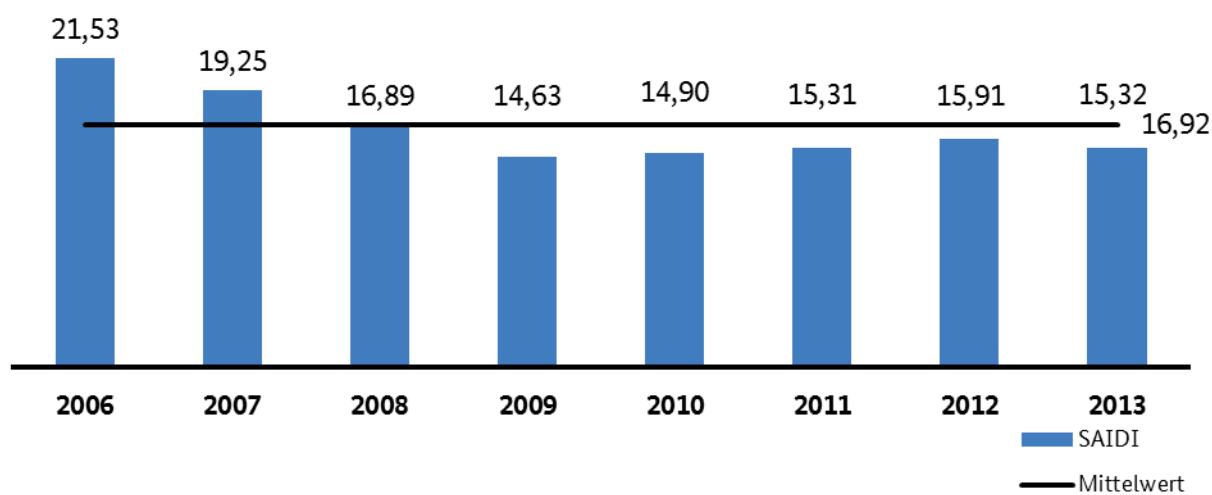


Abbildung 17: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität)

Der leichte Rückgang der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist hauptsächlich auf die Mittelspannung mit einer Verringerung in Höhe von 30 Sekunden von 13,35 Minuten auf 12,85 Minuten zurückzuführen. In der Niederspannung verringert sich die durchschnittliche Unterbrechungsdauer hingegen nur um sechs Sekunden von 2,57 Minuten auf 2,47 Minuten.

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

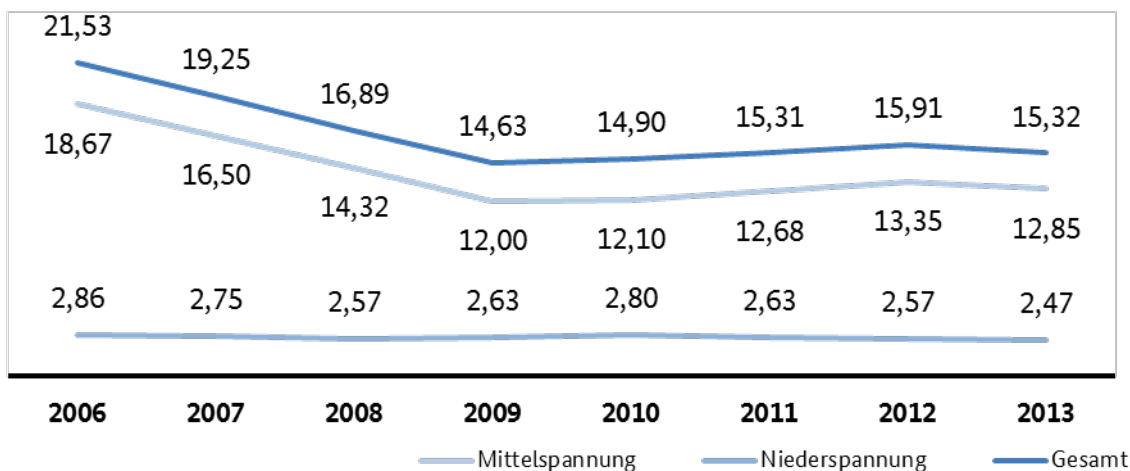


Abbildung 18: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene (Elektrizität)

Maßgeblich für die Verbesserung der Versorgungsqualität ist der erhebliche Rückgang der Störungen durch Einwirkung Dritter im Jahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr. Störungen aufgrund Einwirkungen Dritter sind Versorgungsunterbrechungen durch Berührung oder Annäherung an spannungsführende Teile durch beispielsweise Personen, Tiere, Bäume, Erd- und Baggararbeiten, Kräne, Fahrzeuge oder Flugobjekte, sofern die Störung einem Dritten zugeordnet werden kann. Hingegen ist in der Mittelspannungsebene das dritte Jahr in Folge eine Zunahme von Rückwirkungsstörungen zu verzeichnen. Eine Rückwirkungsstörung liegt laut Definition der Bundesnetzagentur dann vor, wenn es im betrachteten Netz zu einer Versorgungsunterbrechung aufgrund einer Störung in einem vor- oder nachgelagerten Netz, in der Anlage eines Letztverbrauchers oder aufgrund einer Versorgungsunterbrechung bei einspeisenden Kraftwerken kommt. Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität ist allerdings auch für das Berichtsjahr 2013 nicht erkennbar.

Beim SAIDI (System Average Interruption Duration Index)-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

C Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte

1. Netze / Netzausbau / Investitionen

1.1 Stand Netzausbau

Fortschritt der Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz 2009

Das im Jahr 2009 verabschiedete Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) dient dem Ziel, den Ausbau der Übertragungsnetze auf Höchstspannungsebene zu beschleunigen.

Die aktuelle Gesetzesfassung enthält 23 Vorhaben, für deren Realisierung ein vordringlicher energiewirtschaftlicher Bedarf besteht.

Verantwortlich für Planung, Errichtung und Betrieb der Vorhaben sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW. Für die Durchführung der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren der insgesamt 1.876 neu zu errichtenden Trassenkilometer sind die jeweiligen Landesbehörden zuständig. Die Bundesnetzagentur dokumentiert auf Grundlage von Quartalsberichten der Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich den aktuellen Stand der Bau- und Planungsvorschritte der einzelnen Projekte auf ihrer Internetseite www.netzausbau.de.

Aktueller Sachstand

Von den insgesamt erforderlichen 1.887 Leitungskilometern sind – unter Berücksichtigung des dritten Quartalsberichts 2014 - bislang 438 Kilometer realisiert. Von den gebauten Trassenkilometern befinden sich rund 50 Prozent im 380kV-Betrieb; ansonsten im 220kV-Betrieb beziehungsweise in der Abschnittsfertigstellung. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit der Fertigstellung von etwa 40 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahre 2016. Bislang ist noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel in Betrieb. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat im ersten Quartal 2014 den Planfeststellungsbeschluss für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld erhalten und die Bauarbeiten für einen circa 3,5 Kilometer langen Erdkabelabschnitt wurden eingeleitet.

Die nachfolgende Abbildung gibt den Ausbaustand der EnLAG-Verfahren zum 3. Quartal 2014 wieder.



Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2014

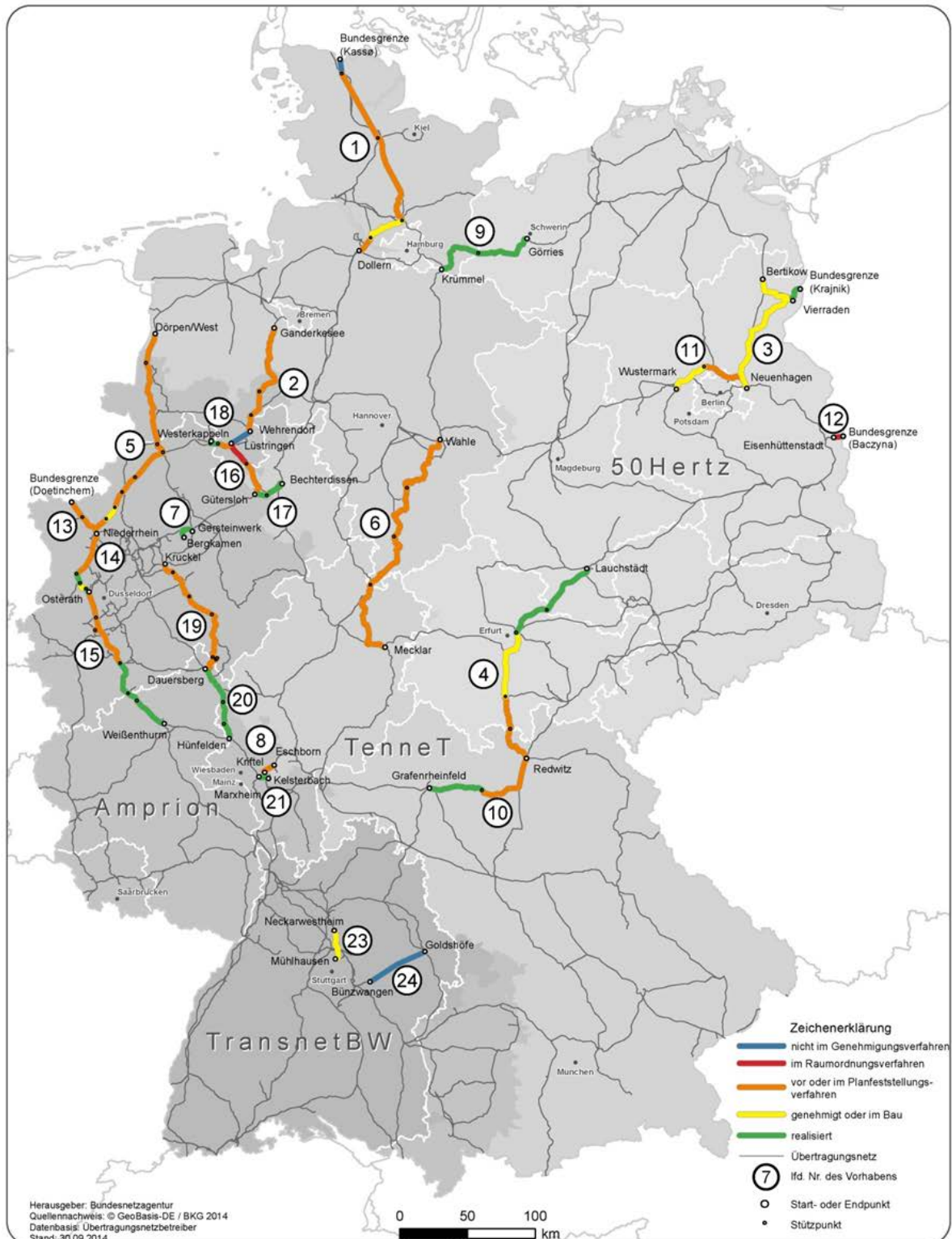


Abbildung 19: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2014

1.2 Netzentwicklungsplan / O-NEP / Bundesbedarfsplan Strom

Stromnetzausbau

Der Gesetzgeber hat mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011 ein neues Verfahren zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsnetzes eingeführt. Die vier deutschen ÜNB sind seit dem Jahr 2012 verpflichtet, jährlich einen sogenannten Netzentwicklungsplan zu erstellen, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des landseitigen Netzes enthält, die in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind. Seit dem Jahr 2013 müssen die ÜNB darüber hinaus analog zum landseitigen Netzentwicklungsplan auch einen seeseitigen Ausbauplan für die Anbindung von Windenergieanlagen auf See, den sog. Offshore-Netzentwicklungsplan, erstellen.

Aufgrund der jährlichen Erstellung der Netzentwicklungspläne kann neuen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklungen bzw. Veränderungen der Rahmenbedingungen frühzeitig Rechnung getragen werden.

Beide Netzentwicklungspläne werden sowohl von den ÜNB als auch von der Bundesnetzagentur konsultiert, von der Bundesnetzagentur geprüft und anschließend bestätigt. Mindestens alle drei Jahre werden die bestätigten Netzentwicklungspläne von der Bundesnetzagentur als Entwurf eines sogenannten Bundesbedarfsplangesetzes an die Bundesregierung übergeben. Mit Erlass dieses Bundesbedarfsplans durch den Gesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt.

Szenariorahmen

Die Grundlage für die beiden Netzentwicklungspläne bildet der gemäß § 12a EnWG ebenfalls jährlich von den ÜNB zu erstellende und von der Bundesnetzagentur zu genehmigende Szenariorahmen. Darin werden mit Hilfe verschiedener Entwicklungspfade (Szenarien) insbesondere die Erzeugungskapazitäten und der Stromverbrauch der kommenden zehn bzw. zwanzig Jahre prognostiziert.

Die ersten beiden Szenariorahmen wurden jeweils zum Ende des Jahres 2011 bzw. 2012 von der Bundesnetzagentur genehmigt, der dritte Szenariorahmen im August 2013.

Den vierten Szenariorahmen hat die Bundesnetzagentur im Zeitraum vom 12. Mai bis zum 23. Juni 2014 konsultiert. Er soll bis Ende des Jahres 2014 genehmigt werden und die zwischenzeitlich u. a. im Zuge der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes geänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen aufgreifen.

Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2022

Die Bundesnetzagentur hat den ersten Netzentwicklungsplan Ende November 2012 bestätigt. Dieser Bestätigung gingen eine mehrwöchige Konsultation und mehrere Informationsveranstaltungen in ganz Deutschland voraus. Von den 74 vorgeschlagenen Maßnahmen der ÜNB hat die Bundesnetzagentur 51 bestätigt. Der Netzentwicklungsplan 2012 umfasst insgesamt rund 2.800 km Neubautrassen und rund 2.900 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen.

Bundesbedarfsplan

Die Bundesnetzagentur hat der Bundesregierung den bestätigten Netzentwicklungsplan 2012 als Entwurf des ersten Bundesbedarfsplangesetzes überreicht. Es ist im Juli 2013 in Kraft getreten und enthält bundesweit alle 51 bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans, die 36 Vorhaben bilden. Die konkreten Trassenverläufe und die genauen Anfangs- und Endpunkte der Maßnahmen werden erst in den nun folgenden Planungsschritten ermittelt. Darin werden insbesondere räumlich-geographische Gegebenheiten, Umweltbelange, Abstandsregelungen zu Wohngebieten, etc. berücksichtigt.

Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2023

Die Bundesnetzagentur hat den Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2023 am 19. Dezember 2013 bestätigt. Von den im Entwurf des Netzentwicklungsplans ausgewiesenen 90 Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen wurden 56 bestätigt. Bis auf wenige Ausnahmen haben sich die bereits im Netzentwicklungsplan 2022 bestätigten Maßnahmen erneut als bestätigungsfähig erwiesen. Der bestätigte Netzentwicklungsplan 2023 umfasst rund 2.800 km an Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen (zum Vergleich Bundesbedarfsplangesetz: 2.700 km) und ca. 2.650 km an Neubauvorhaben (zum Vergleich Bundesbedarfsplangesetz: 2.300 km).



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2023: Bestätigung der Bundesnetzagentur - Szenario B 2023 -

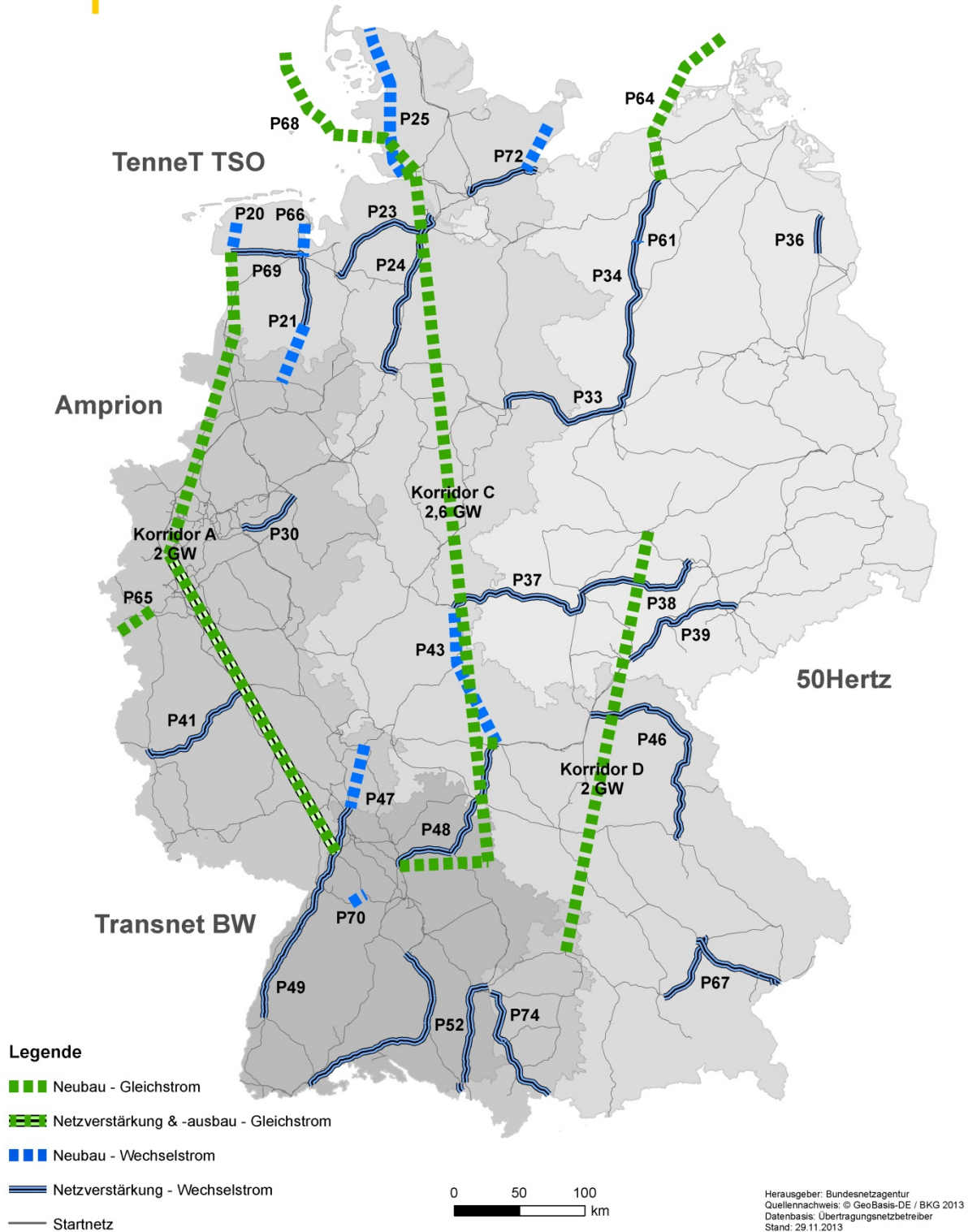


Abbildung 20: Der Netzentwicklungsplan 2013 (Stand: November 2013)

Offshore-Netzentwicklungsplan 2023

Die Bundesnetzagentur hat am 19. Dezember 2013 darüber hinaus auch den Offshore-Netzentwicklungsplan 2023 bestätigt. Die Bundesnetzagentur hatte sich aufgrund der neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Koalitionsvertrags der neuen Bundesregierung (der u. a. einen verlangsamten Offshore-Ausbau vorsieht) dazu entschlossen, bereits die Vorgaben des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne 2024 im Rahmen der Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans 2023 zu berücksichtigen, da dieser seinerseits den neuen politischen Rahmenbedingungen eher entspricht als der Szenariorahmen 2023. Von den sechs beantragten Anbindungsleitungen in der Nordsee wurden deshalb nur vier bestätigt. In der Ostsee erwiesen sich alle vier beantragten Anbindungsleitungen als bestätigungsfähig.

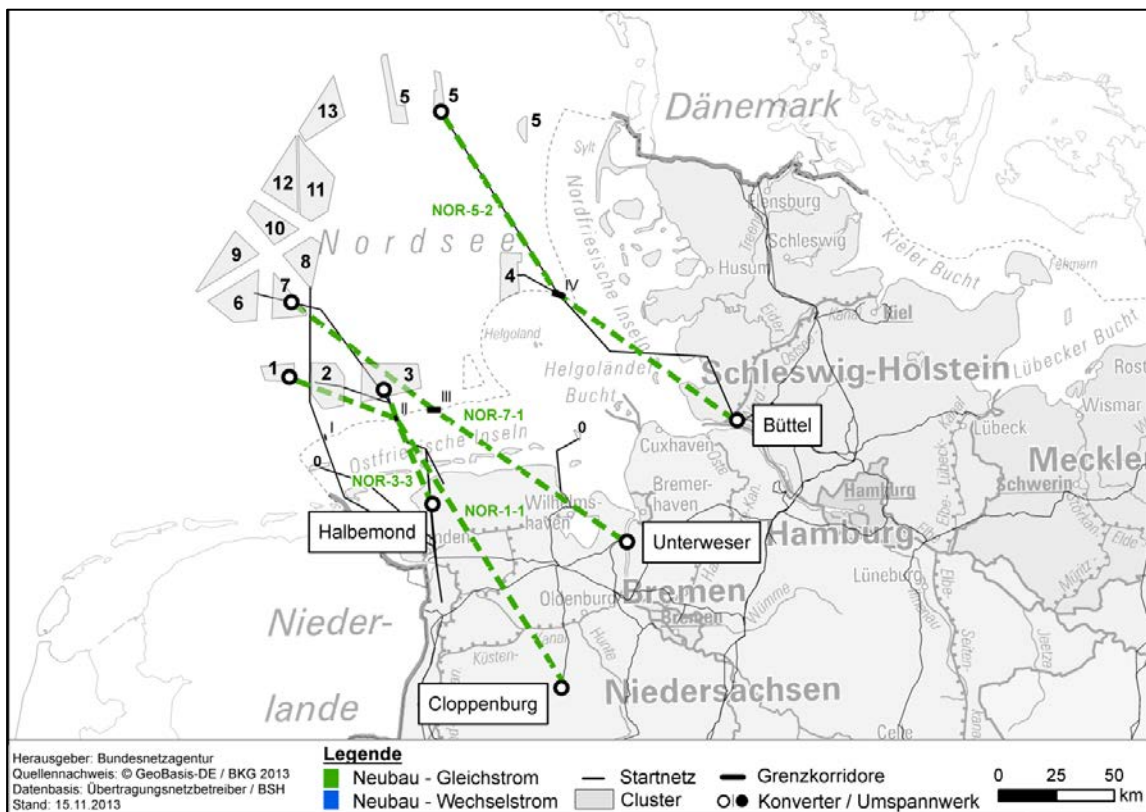


Abbildung 21: Im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 bestätigte Anbindungssysteme; Nordsee

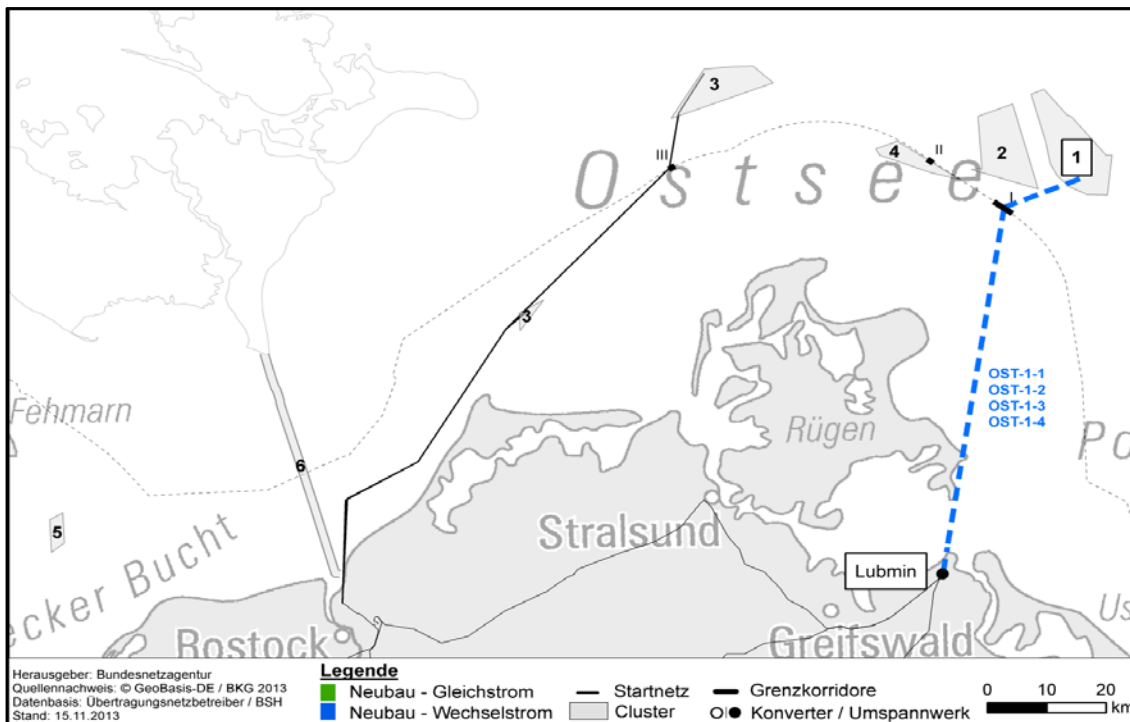


Abbildung 22: Im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 bestätigte Anbindungssysteme; Ostsee

Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2024

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 16. April 2014 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2024 veröffentlicht und diesen bis zum 28. Mai 2014 zur Konsultation gestellt. Ihren überarbeiteten Entwurf haben sie der Bundesnetzagentur am 4. November 2014 zur Prüfung übergeben. Die Analysen und Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2024 zeigen keine grundlegenden Abweichungen von der bisherigen Ausbauplanung. Sämtliche Szenarien bestätigen einen hohen Nord-Süd-Übertragungsbedarf. Die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan bleiben größtenteils bestehen. Da der überarbeitete Entwurf des Netzentwicklungsplans jedoch einige wichtige Änderungen gegenüber dem Erstentwurf beinhaltet (u. a. eine neue Form der Regionalisierung und eine Veränderung von Netzverknüpfungspunkten), wird die Bundesnetzagentur den Entwurf nun sorgfältig prüfen und ihre Konsultation dann im Anschluss an ihre Prüfung beginnen.

Netzentwicklungsplan Strom Offshore 2024

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Zeitraum vom 16. April bis zum 28. Mai 2014 darüber hinaus den Entwurf des Offshore Netzentwicklungsplans 2024 konsultiert und der Bundesnetzagentur den überarbeiteten Entwurf am 4. November 2014 zur Prüfung übergeben.

In der Nordsee beantragen die Übertragungsnetzbetreiber darin in Szenario A 2024 drei und in Szenario B 2024 vier Anbindungsleitungen. In der Ostsee beantragen sie in Szenario A 2024 eine und in Szenario B 2024 drei Anbindungsleitungen. Die Bundesnetzagentur wird nun auch den überarbeiteten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans sorgfältig prüfen und im Anschluss daran ihre Konsultation beginnen.

Sensitivitätenbericht 2014

Um die veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die sich aus dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung ergeben (insbesondere vorgegebener EE-Ausbaukorridor, verlangsamter Offshore-Ausbau und netzentlastendes Einspeisemanagement bei Onshore-Neuanlagen) möglichst zeitnah im NEP-Prozess berücksichtigen zu können, hatte die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber gebeten, parallel zum regulären NEP-Prozess im Rahmen von sog. Sensitivitätsanalysen die Auswirkungen dieser veränderten Rahmenbedingungen auf den Netzausbaubedarf zu untersuchen. Die Übertragungsnetzbetreiber legten die Ergebnisse dieser ersten Analysen im April 2014. Die veränderten Rahmenbedingungen führten aus ihrer Sicht lediglich zu einer zeitlichen Streckung des Ausbaubedarfs.

Aktueller Stand der Bundesfachplanung

Auf Basis des bestätigten Netzentwicklungsplans 2022 trat im Juli 2013 das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) in Kraft. Für die darin enthaltenen 36 Vorhaben wurden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten. 16 dieser Vorhaben wurden als länder- oder grenzüberschreitend im Sinne des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes gekennzeichnet und liegen im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur wird hier die Bundesfachplanung und im darauf folgenden Verfahrensschritt die Planfeststellungsverfahren durchführen.

Die Bundesnetzagentur hat sich auf die anstehenden Verfahren sowohl inhaltlich als auch organisatorisch gut vorbereitet. Im Interesse einer engen und guten Zusammenarbeit mit den Bundesländern hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Vorbereitung auf die anstehenden Bundesfachplanungsverfahren bewusst Gespräche mit Vertretern der Raumordnungsbehörden der jeweiligen Bundesländer geführt.

Die Bundesfachplanung stellt den ersten Schritt der räumlichen Konkretisierung der Vorhaben dar. Im Rahmen der Bundesfachplanung werden bis zu 1.000 Meter breite Gebietsstreifen, sogenannte Trassenkorridore, festgelegt, innerhalb derer später die konkreten Leitungen verlaufen werden. Zentralen Bestandteil und wesentliche Eckpfeiler des Netzausbaus bilden die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskorridore (HGÜ-Korridore); ihre Realisierung drängt unter anderem infolge der Stilllegung von Kernkraftwerken und deren Länge von mehreren hundert Kilometern zeitlich besonders.

Der erste Antrag auf Bundesfachplanung für das im Bundesbedarfsplangesetz gekennzeichnete Vorhaben Nr. 11 ist im August bei der Bundesnetzagentur eingegangen. Es handelt sich hierbei um die geplante Höchstspannungsleitung von Bertikow in Brandenburg nach Pasewalk in Mecklenburg-Vorpommern.

Nach Prüfung der Unterlagen durch die Bundesnetzagentur hat das formelle Verfahren begonnen. Die Antragsunterlagen wurden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur www.netzausbau.de/vorhaben11 veröffentlicht. Neben den Antragsunterlagen finden sich dort u. a. weiterführende Informationen zum Verfahren sowie zu den gesetzlichen Grundlagen.

Am 24. September 2014 führte die Bundesnetzagentur in Torgelow eine öffentliche Antragskonferenz durch, zu der der Vorhabenträger, die betroffenen Träger öffentlicher Belange sowie Vereinigungen eingeladen wurden. Die interessierte Öffentlichkeit hatte ebenfalls die Möglichkeit, hieran teilzunehmen. Im Rahmen der Antragskonferenz wurden Gegenstand und Umfang der für die Trassenkorridore vorzunehmenden Bundesfachplanung erörtert (§ 7 NABEG). Es wurde insbesondere besprochen, inwieweit Übereinstimmung

der beantragten Trassenkorridore mit den Erfordernissen der Raumordnung der betroffenen Länder besteht oder hergestellt werden kann. Darüber hinaus wurde besprochen, in welchem Umfang und Detaillierungsgrad Angaben in den Umweltbericht nach § 14g UVPG aufzunehmen sind.

Weitere Anträge auf Bundesfachplanung werden in den nächsten Monaten erwartet.

Die Bundesnetzagentur setzt ihren bisherigen Kurs fort, die breite Öffentlichkeit über das Thema Netzausbau zu informieren und in die Diskussion mit einzubeziehen. Auf zahlreichen Veranstaltungen und Gesprächsterminen stellt die Bundesnetzagentur vor Ort Informationen zum Verfahren bereit und erläutert ihre Rolle als Genehmigungsbehörde. Die bewährten Dialog- und Informationsveranstaltungen (z. B. Wissenschaftsdialog) sollen fortgesetzt und ergänzt werden. In diesem Zusammenhang wurde beispielsweise im Juni 2014 erstmals ein Bürgerdialog durchgeführt. Im Rahmen dieser eintägigen Veranstaltung fand mit Vertretern von Bürgerinitiativen unter anderem ein intensiver und konstruktiver Austausch zu Beteiligungsfragen und Beteiligungsmöglichkeiten statt. Es ist vorgesehen, das Konsultationsverfahren zu den Netzentwicklungsplänen 2024 und zum Umweltbericht 2024 wieder durch bundesweite Informationsveranstaltungen zu begleiten.

Monitoring der Vorhaben nach dem Bundesbedarfsplangesetz

Die Bundesnetzagentur führt zu den Bundesbedarfsplan-Verfahren ein Monitoring durch. Die Datenabfrage zum Bundesbedarfsplan erfolgt quartalsweise und parallel zum EnLAG.

Neben geplanten Fertigstellungsterminen und Abschnittslängen, werden die Verfahrensstände in Anlehnung an die gesetzliche Reihenfolge abgefragt. Die Ausbaustände dieser Vorhaben können auf der Internetseite www.netzausbau.de abgerufen werden.

1.3 Netzanbindung von Offshore-Windparks

Im Berichtsjahr 2013 wurde das Netzanbindungssystem DolWin 3 bezuschlagt. Im April 2014 hat TenneT die Leitung BorWin 3 bezuschlagt. BorWin 4 ist weiterhin nicht bezuschlagt. Nach den Vorgaben des im Oktober 2009 von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Absatz 2a EnWG – weiter konkretisiert mittels Annex im Januar 2011 – hätte diese Sammelanbindung für das Cluster BorWin öffentlich ausgeschrieben und bezuschlagt werden müssen.

Im Dezember 2012 trat eine neue gesetzliche Regelung in Kraft, die die Probleme der anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber beim Bau von Netzanbindungen lösen soll. Der sogenannte Systemwechsel enthält auf der einen Seite Regelungen zum Umgang mit Entschädigungszahlungen, wenn beim Bau einer Netzanbindung Verzögerungen auftreten. Auf der anderen Seite überträgt er der Bundesnetzagentur die Kompetenzen für die Zuweisung und die Übertragung von Anbindungskapazitäten. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin entsprechende Verfahren eingeleitet, mit deren Hilfe die Rahmenbedingungen zur Zuweisung und Übertragung von Anbindungskapazitäten sowie zur Behandlung von Entschädigungszahlungen geregelt werden. Aufgrund der zu erwartenden Änderungen im EnWG zum 1. August 2014 hat die Bundesnetzagentur frühzeitig Gespräche mit der Offshore-Branche aufgenommen, um notwendige Änderungen am geplanten Festlegungsentwurf zu diskutieren. Die Festlegung zur Bestimmung eines Verfahrens zur Zuweisung und zum Entzug von Offshore-Anschlusskapazitäten wurde daraufhin zeitnah am 13. August 2014 beschlossen. Am 27. August 2014 hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur auf Basis der Festlegung ein Verfahren zur Zuweisung von Anschlusskapazität auf Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See eingeleitet und

am 23. Oktober 2014 insgesamt acht Antragsteller mit einer Gesamtkapazität von 1.826,6 MW zum Verfahren zugelassen. Mit einem Abschluss des Kapazitätszuweisungsverfahrens ist erst im Jahr 2015 zu rechnen.

Die Bundesnetzagentur steht weiterhin im Rahmen von Gesprächen im regelmäßigen Kontakt mit allen Beteiligten, um bei Fragen der Netzanbindung von Windparks Hilfe zu leisten.

Bei der Bundesnetzagentur wurden bis 1. November 2014 insgesamt 27 Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für die Netzanbindung von OWPs mit einem Volumen von 22 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 21 Anträge mit einem Volumen von 15,6 Mrd. Euro bereits genehmigt.

1.4 Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Im Jahr 2013 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 1.335 Mio. Euro (2012: 1.152 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur aufgebracht. Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 16 Mio. Euro (2012: 22 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastuktur und den im Jahr 2012 gemeldeten Planwerten (Planwert für 2013: ca. 1.240 Mio. Euro) beträgt 95 Mio. Euro. Die Ursache für die Abweichung liegt zum einen in der Kategorie Investitionen für Neubau / Ausbau / Erweiterung. Hier weicht der Ist-Wert 2013 mit 880 Mio. Euro im Vergleich zu dem Planwert für 2013 von 844 Mio. Euro, um 36 Mio. Euro ab. Zudem wurden in der Kategorie Investitionen in Erhalt / Erneuerung ca. 90 Mio. Euro mehr investiert als die ÜNB für das Jahr 2013 vorgesehen hatten. Bei den Investitionen in Neubau / Ausbau / Erweiterung in grenzüberschreitende Verbindungen, wurden hingegen ca. 26 Mio. Euro weniger investiert (ca. 37 Mio. Euro), als von den ÜNB ursprünglich geplant (ca. 63 Mio. Euro). Die Planwerte für das Jahr 2014 zeigen eine erneute Steigerung der Investitionen, insbesondere in der Kategorie Neubau / Ausbau / Erweiterung.

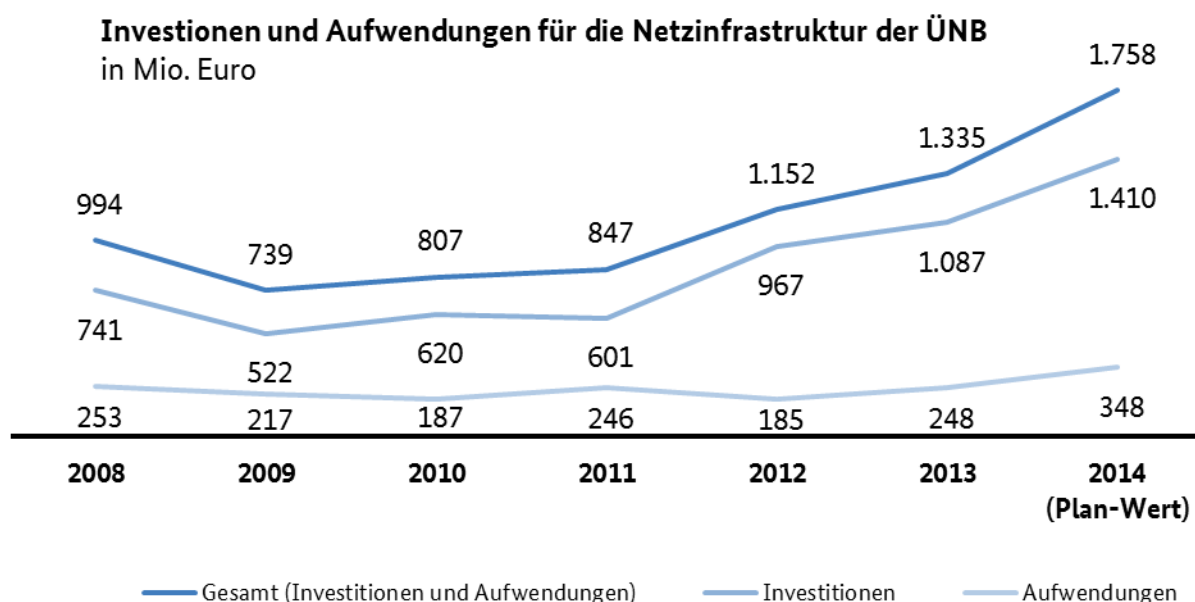


Abbildung 23: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastuktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

1.5 Investitionen und Aufwendungen der Verteilnetzbetreiber Strom

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur von 789 VNB betrugen im Jahr 2013 insgesamt ca. 5.778 Mio. Euro (2012: 6.005 Mio. Euro). Darin enthalten sind Investitionen und Aufwendungen für Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 463 Mio. Euro (2012: 356 Mio. Euro). Das von den VNB für das Jahr 2013 geplante Investitionsvolumen in die Verteilnetze von 3.025 Mio. Euro wurde mit einem Ist-Volumen von 2.851 Mio. Euro um 157 Mio. Euro unterschritten. Die Aufwendungen mit einem geplanten Investitionsvolumen von 2.908 Mio. Euro sind hingegen um 18 Mio. Euro leicht überschritten worden und kommen auf 2.926 Mio. Euro. Insgesamt liegen die Ausgaben der VNB für die Netzinfrastuktur mit einem Delta von 155 Mio. Euro unter den geplanten 5.933 Mio. Euro für 2013. Die VNB planen für das kommende Jahr 2014 ein steigendes Investitionsvolumen in die Verteilnetze für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen von ca. fünf Prozent sowie sinkende Kosten für Aufwendungen von ca. zehn Prozent.

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

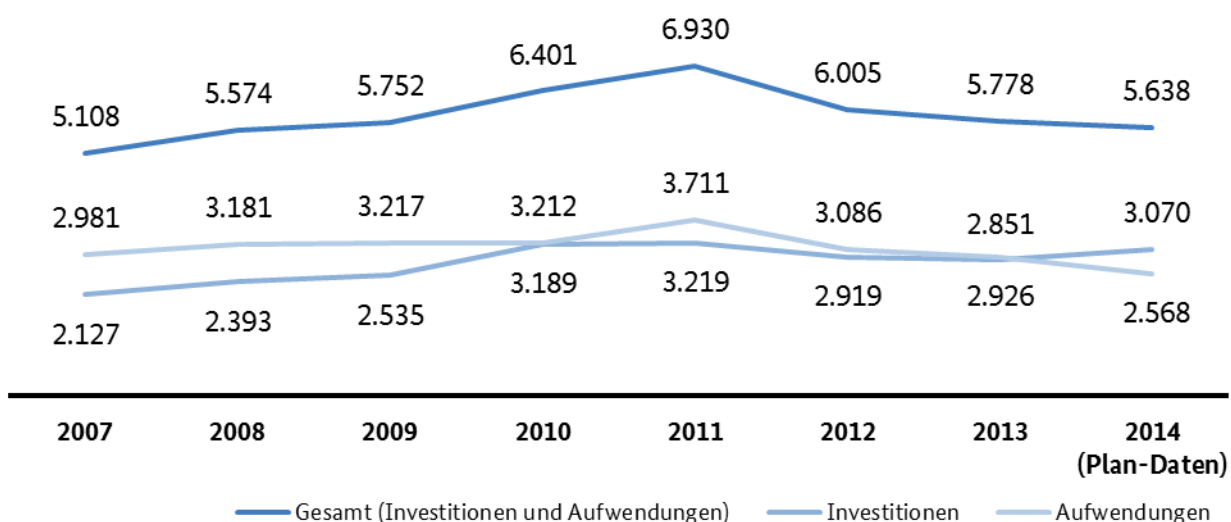


Abbildung 24: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastuktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB

Die Höhe der Investitionen von VNB ist von der Stromkreislänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Stromkreislängen auch hohe Investitionen. In der Investitionskategorie 0 bis 100.000 Euro ist die Mehrzahl der VNB (572) zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen hingegen lediglich 14 Unternehmen auf. In der folgenden Abbildung werden verschiedene Investitionskategorien prozentual an der Gesamtinvestitionssumme dargestellt:

Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen in Prozent

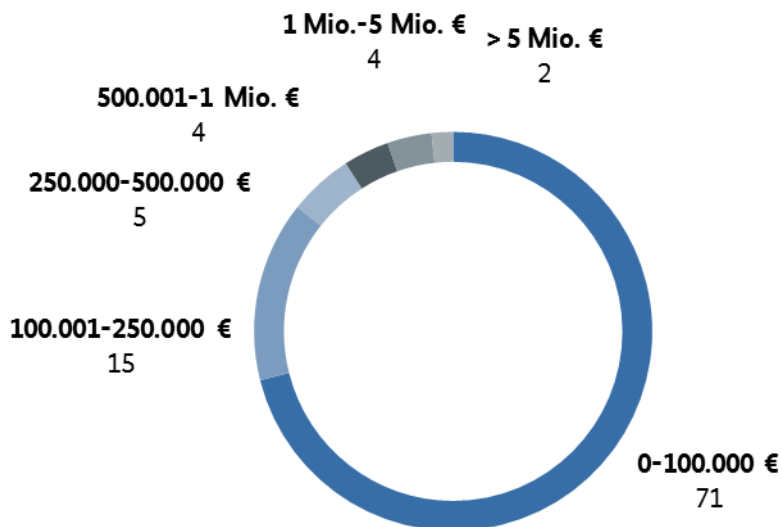


Abbildung 25: Verteilernetzbetreiber nach Investitionssummen

Im Gegensatz zu den Investitionen, sind vergleichsweise höhere Aufwendungen auch bei VNB mit mittleren und kleinen Stromnetzen zu beobachten. Zwar haben 305 VNB Aufwendungen im Bereich von 0 bis 100.000 Euro gemeldet, jedoch sind in der höchsten Kategorie, mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro, rund 70 Unternehmen zu finden. Prozentual fallen daher die Aufwendungen in den verschiedenen Aufwendungskategorien anders aus, als bei den zuvor gezeigten Investitionen. So haben im Berichtsjahr 2013 72 Prozent der VNB mindestens 100.000 Euro an Aufwendungen für ihr Netz vorgenommen:

Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen in Prozent

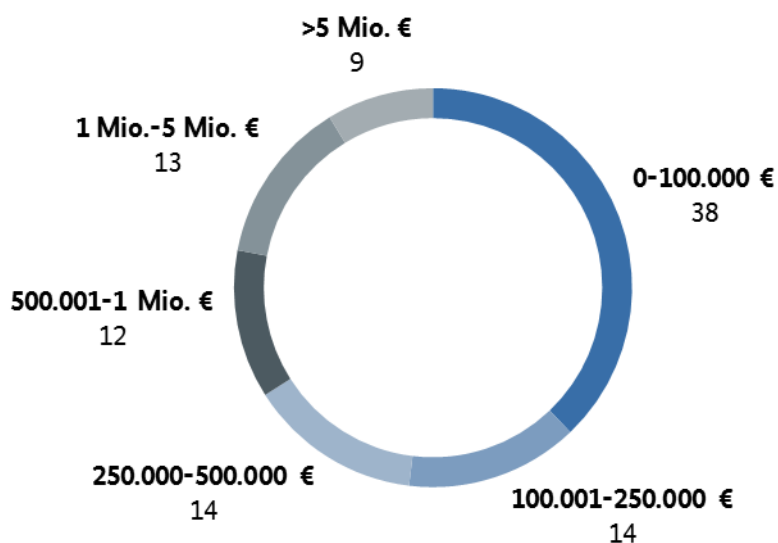


Abbildung 26: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen

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

§ 11 Abs. 1 EnWG und § 9 Abs. 1 EEG verpflichtet VNB dazu, ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen. Der starke Ausbau von regenerativen Energieerzeugungsanlagen und die gesetzlich vorgegebene Anschluss- und Abnahmepflicht unabhängig von der Aufnahmefähigkeit des Netzes, stellt die VNB vor große Herausforderungen. Neben den konventionellen Ausbaumaßnahmen, werden die Netzbetreiber diesen Herausforderungen vor allem dadurch gerecht, dass sie ihre Netze zunehmend intelligent steuern und somit an die geänderten Erfordernisse anpassen. Die jeweilige Vorgehensweise und die angewendeten Maßnahmen können dabei je Netzbetreiber höchst unterschiedlich sein. Aufgrund der in Deutschland sehr heterogenen Netzsituation muss jeder VNB dabei eine eigene Strategie hin zu einem effizienten Netzbetrieb in der Energiezukunft beschreiten. Hierbei ist es förderlich, dass viele Netze ohnehin modernisiert werden müssen. Der Umbau der Netze kann daher häufig aus Rückflüssen der bestehenden Anlagen erfolgen (intelligente Restrukturierung), ohne dass es dafür zu Steigerungen der Netzkosten kommt.

Mit Stand 1. April 2014 haben insgesamt 817 (1. April 2013: 806) VNB darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben. Im Vergleich zum Vorjahr haben dabei Maßnahmen zur Netzoptimierung erneut zugenommen, ebenso wie Maßnahmen zum Netzausbau. Leicht rückläufig waren hingegen Maßnahmen zur Netzverstärkung.

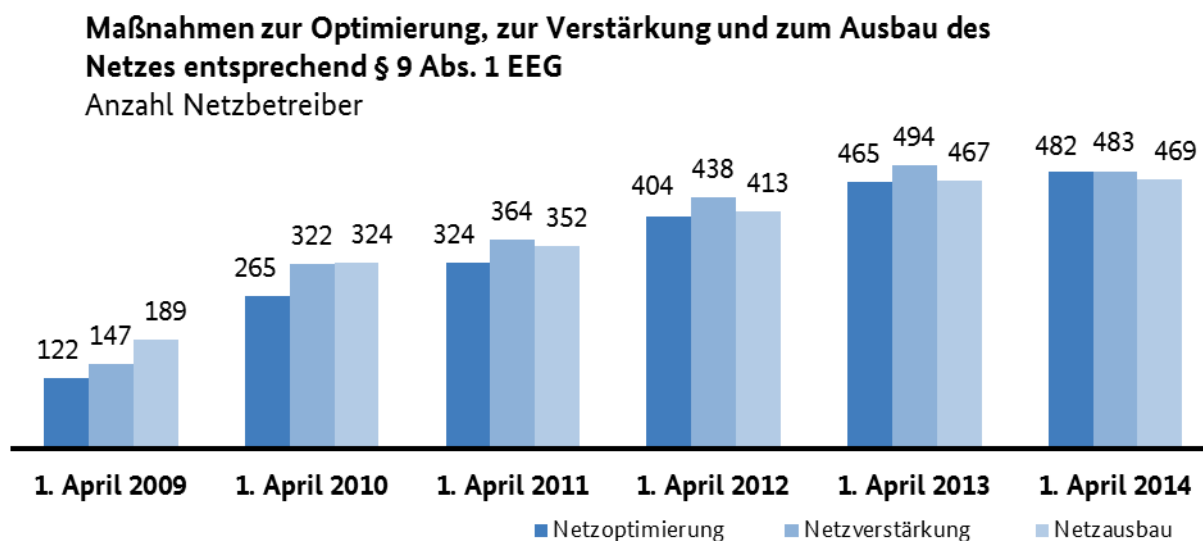


Abbildung 27: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

Folgende Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung werden dabei von den VNB angewandt.

Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

Anzahl Netzbetreiber

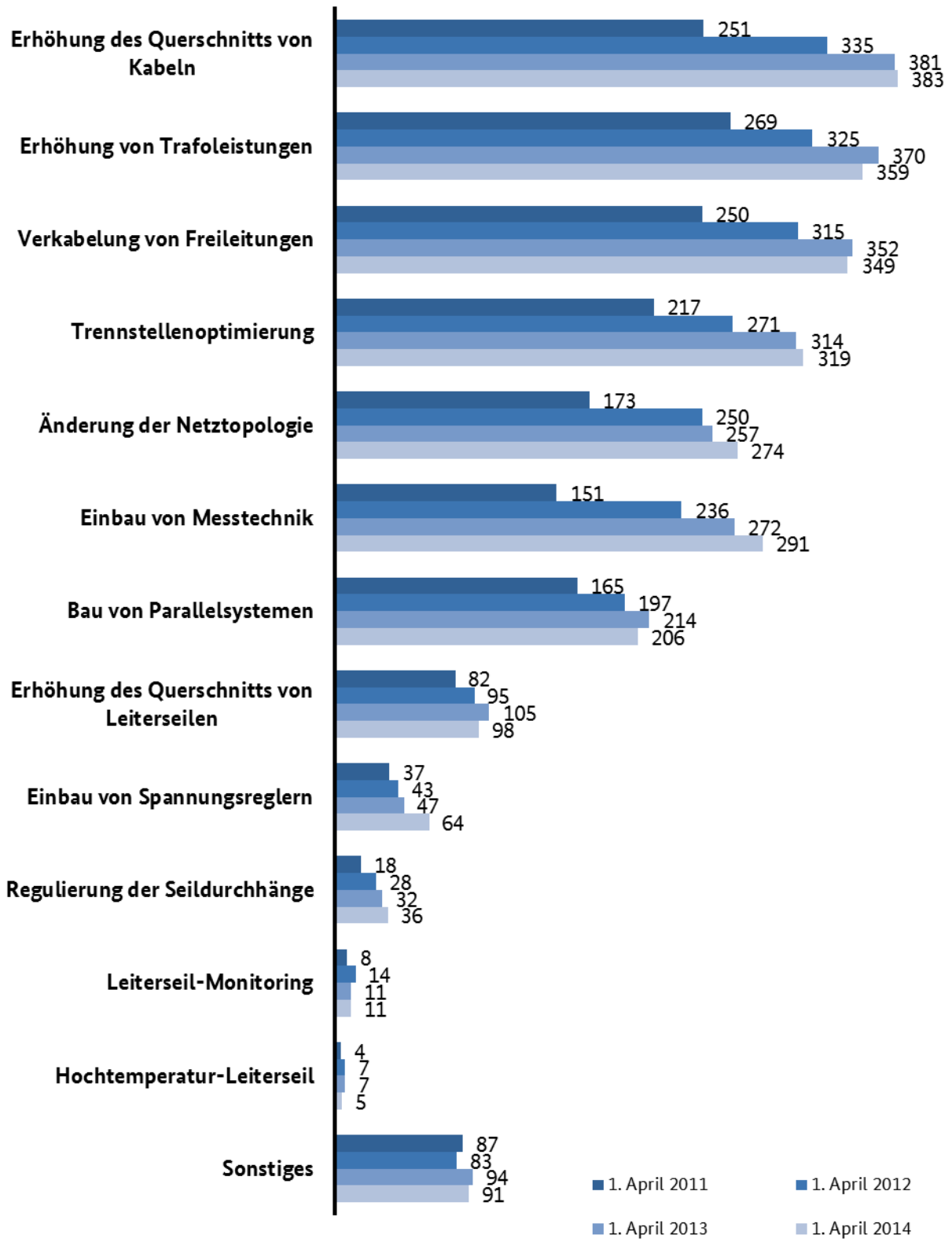


Abbildung 28: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

Anstiege gegenüber dem Vorjahr sind insbesondere bei Maßnahmen zur Änderungen der Netztopologie sowie beim Einbau von Messtechnik und Spannungsreglern zu verzeichnen. Einen leichten Rückgang gab es bei Maßnahmen zur Erhöhung von Trafoleistungen, beim Bau von Parallelsystemen und der Erhöhung des Querschnitts von Leiterseilen. Die Häufigkeit der Durchführung der übrigen Maßnahmen bewegt sich ungefähr auf Vorjahresniveau.

1.7 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2012 und 2013

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch diese gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Bei den marktbezogenen Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen des Engpassmanagements relevant. Zu unterscheiden sind im Wesentlichen Redispatch und Countertrading. Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Strombedingter Redispatch dient dazu kurzfristig auftretende Netzengpässe in Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab. Redispatch-Maßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke (in den Ausgleichsgebieten oder anderen auszugleichenden Gebieten) bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.

Countertrading ist demgegenüber das präventive oder kurative, vom ÜNB veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft, mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

Der Bundesnetzagentur werden von den deutschen ÜNB im Rahmen der Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 EnWG (Engpassevaluierung) auf monatlicher Basis detaillierte Daten zu den durchgeführten Redispatch-Maßnahmen gemeldet. Die folgende Auswertung basiert auf den im Laufe der Jahre 2012 und 2013 gemeldeten Daten.

Kalenderjahr 2012

Im Kalenderjahr 2012 sind insbesondere die nachfolgend in tabellarischer Form aufgeführten Gebiete durch eine angespannte Netzsituationen aufgefallen, bei denen die ÜNB durch die Ergreifung von Redispatch-Maßnahmen eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums verhindern mussten.

Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012

Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge getätigte Maßnahme (in GWh) ^[1]
Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	1.857	1.291
Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen)	TenneT	1.080	97
Wolmirstedt - Helmstedt	50Hertz	470	207
Pulgar-Vieselbach	50Hertz	346	161
Gebiet Conneforde (Conneforde-Dollern-Sottrum)	TenneT	196	44
Vierraden - Krajnik (PL)	50Hertz	138	34
Gebiet Wahle (Wahle-Hattorf, Wahle-Helmstedt, Algermissen)	TenneT	127	20
Gebiet Hamburg-Flensburg (Hamburg Nord-Audorf-Kassö (DK))	TenneT	117	11
Rommerskirchen-Weissenthurm	Amprion	106	21
Gebiet Zolling (Zolling, Freising-Nord, Unterschleißheim)	TenneT	68	5

[1] In den folgenden Darstellungen zu einzelnen Netzelementen wird das Volumen der Redispatch-Maßnahmen anhand der Menge der getätigten Maßnahmen analysiert. Die Menge der getätigten Gegengeschäfte zum bilanziellen Ausgleich (Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken) wird nicht berücksichtigt. Dadurch wird ermittelt, in welchem Maße die betrachteten Netzelemente physikalisch überlastet waren und welche Arbeit nötig war die Überlastung durch Einspeisereduzierung von Kraftwerken zu beheben.

Tabelle 11: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB

Wie auch schon in den vergangenen Jahren zeichnete sich im Jahr 2012 insbesondere die Situation auf der Leitung Remptendorf (Regelzone 50Hertz) – Redwitz (Regelzone TenneT) durch einen überdurchschnittlich hohen Bedarf an Redispatch-Maßnahmen aus. An zweiter Stelle folgten in der Regelzone von TenneT das Gebiet um das Umspannwerk Lehrte sowie an dritter Stelle die Leitung zwischen den Umspannwerken Wolmirstedt und Helmstedt in der Regelzone von 50Hertz.

Die übrigen Maßnahmen umfassten einen Gesamtzeitraum von 2.655 Stunden (davon 2.389 Stunden spannungsbedingter Redispatch), so dass im Jahr 2012 im deutschen Übertragungsnetz Redispatch-Maßnahmen im Umfang von insgesamt 7.160 Stunden getätigt werden mussten.

Kalenderjahr 2013 (Berichtsjahr)

Im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2013 und dem 31. Dezember 2013 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 7.965 Stunden gemeldet. Dies entspricht einer Steigerung von elf Prozent gegenüber dem Vorjahr. Insgesamt wurden an 232 Tagen des Jahres 2013 entsprechende Eingriffe angewiesen. Die Menge der getätigten Maßnahmen umfassten dabei ein Gesamtvolumen von 2.278 GWh. Zum Vorjahr ist dies ein Rückgang von elf Prozent. Die zum bilanziellen

Ausgleich getätigten Gegengeschäfte beliefen sich auf insgesamt 2.112 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatch-Eingriffe (getätigte Maßnahmen sowie getätigte Gegengeschäfte) im Jahr 2013 rund 4.390 GWh. Im Vorjahr 2012 belief sich die Menge auf insgesamt 4.690 GWh. Der Redispatch-Anteil an der Gesamterzeugung von Nicht-EEG-vergütungsfähigen Anlagen belief sich damit auf 0,95 Prozent. Die im Rahmen der Systemdienstleistungen veranschlagten aufwandsgleichen Kosten für nationalen Redispatch im Jahr 2013 wurden von den ÜNB mit 132,6 Mio. Euro angegeben¹¹. Mehrheitlich mussten Redispatch-Maßnahmen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz ergriffen werden. Eine genaue Aufteilung ist der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2013

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahme in GWh	Aufwandsgleiche Kosten für nationalen Redispatch ¹¹ in Mio. Euro
Regelzone TenneT	5.392	984	132,6
Regelzone 50Hertz	2.417	1.257	
Regelzone Transnet BW	108	26	
Regelzone Amprion	47	11	

Tabelle 12: Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2013

In der Mehrzahl mussten im Jahr 2013 strombedingte Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 6.406 Stunden und einem Volumen von 2.065 GWh veranlasst. Davon entfielen 6.147 Stunden (96 Prozent) auf folgende Netzelemente:

¹¹ Weitere Informationen zu den Systemdienstleistungen siehe S. 87

Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013

Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer (in Std.)	Menge getätigte Maßnahme (in GWh)
Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, -Godenau, -Göttingen)	TenneT	2.102	256
Remptendorf - Redwitz	50Hertz/ TenneT	1.581	923
Gebiet Mecklar (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz)	TenneT	629	367
Gebiet Conneforde (Conneforde-Dollern-Sottrum-Wechold-Diele)	TenneT	607	87
Bärwalde-Schmölln	50Hertz	359	142
Vierraden - Krajnik (PL)	50Hertz	346	142
Gebiet Hamburg-Flensburg (Hamburg Nord-Audorf-Kassö (DK))	TenneT	247	7
Gebiet St. Peter (Altheim - Simbach - St. Peter, Altheim-Sittling, Pleitning-St. Peter)	TenneT	130	25
Brunsbüttel-50 Hertz-Zone (Hamburg Nord)	TenneT	80	25
Grafenrheinfeld-Kupferzell	Transnet BW	66	18

Tabelle 13: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013 gemäß Meldungen der ÜNB

Besonders betroffen waren demnach das Gebiet um die Leitung Lehrte-Mehrum sowie die Leitung Remptendorf-Redwitz auf die 32,8 Prozent bzw. 24,7 Prozent aller strombedingten Redispatch-Eingriffe fielen. Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Maßnahmen von insgesamt 259 Stunden bei Netzelementen ergriffen, auf denen Maßnahmen jeweils im Umfang von weniger als 50 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung > 50) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu:

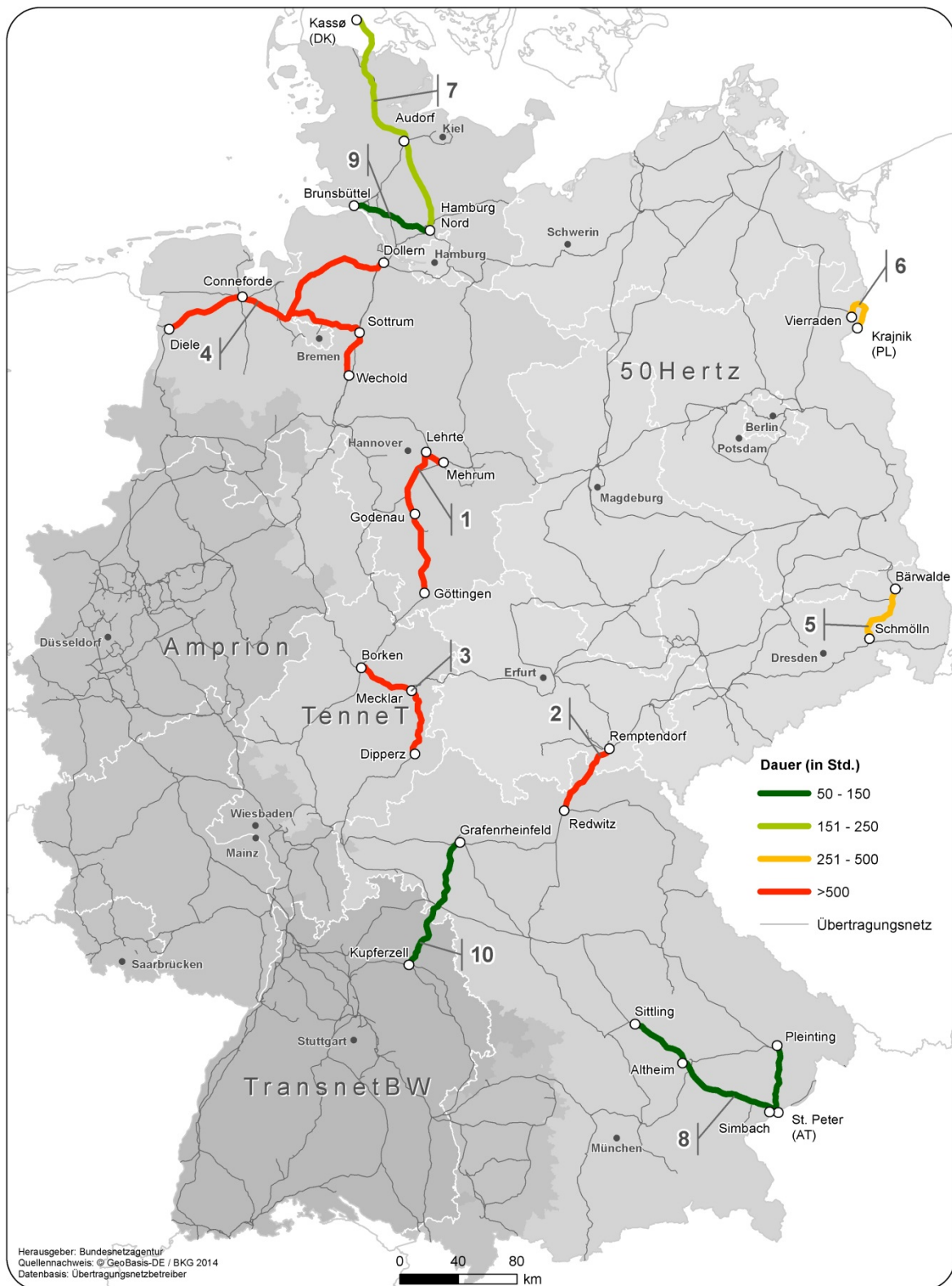


Abbildung 29: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB

Neben den strombedingten Redispatch-Maßnahmen wurden im Jahr 2013 spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen von insgesamt 1.559 Stunden gemeldet, die in der überwiegenden Mehrzahl in der Regelzone von TenneT getätigt wurden. Das Gesamtvolumen der Eingriffe belief sich dabei auf 213 GWh. Am stärksten betroffen war das nördliche Netzgebiet der Regelzone von TenneT, auf das über 46 Prozent der Stunden entfielen.

Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013

Netzgebiet	Dauer (in Std.)	Menge (in GWh)
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	723	64
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	464	96
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	348	49

Tabelle 14: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013 gemäß Meldungen der ÜNB

Des Weiteren wurden in den Regelzonen von 50Hertz und Amprion insgesamt 24 Stunden Maßnahmen zur Spannungshaltung mit einem Gesamtvolumen von vier GWh getroffen.

Entwicklung vom Kalenderjahr 2012 zum Kalenderjahr 2013

Auf der Leitung zwischen den Umspannwerken Lehrte und Mehrum sowie den angrenzenden Umspannwerken hat die Eingriffsdauer zwischen den Jahren 2013 und 2012 erneut stark zugenommen. Die Anzahl der gemeldeten Stunden von Redispatch-Maßnahmen hat sich hier nahezu verdoppelt. Die Menge der getätigten Maßnahmen stieg dabei um 189 GWh. Die Entwicklung unterstreicht die Notwendigkeit der Netzverstärkung und des Netzausbaus im Bereich Mehrum¹². Dagegen hat sich die Eingriffshäufigkeit auf der Leitung Remptendorf-Redwitz erstmalig leicht verringert. Der Rückgang beträgt 276 Stunden, die Menge der getätigten Maßnahmen ging um 368 GWh zurück. Dennoch gehört die Leitung Remptendorf-Redwitz weiterhin zu den besonders stark belasteten Netzelementen. Mit einer wesentlichen Entlastung der Situation ist erst nach der Komplettierung der Thüringer Strombrücke (EnLAG Nr. 4) zu rechnen. Des Weiteren waren Zuwächse in den Gebieten um die Umspannwerke Conneforde und Mecklar, sowie auf den Leitungen Vierraden-Krajnik und Bärwalde-Schmölln zu verzeichnen. Auch für diese Netzelemente sind entsprechende Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen vorgesehen.

Neben den Entwicklungen auf den beschriebenen Netzelementen gab es für den Meldezeitraum des Jahres 2013 bei zwei weiteren vormals überlasteten Netzelementen Rückgänge bei der Zahl von Redispatch-Eingriffen. Besonders stark zurückgegangen sind die Maßnahmen auf den Leitungen Wolmirstedt-Helmstedt

¹² NEP-Maßnahme M205: 380-kV-Schaltanlage und 380/220-kV-Verbundkuppler in Mehrum

sowie Pulgar-Vieselbach. Der hohe Redispatch-Bedarf auf der Leitung Pulgar-Vieselbach im Jahr 2012 hing mit einem witterungsbedingten Schadensereignis zusammen.

Die detaillierten Veränderungen der strombedingten Redispatch-Eingriffe auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Veränderung von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2012-2013

Betroffenes Netzelement	Regelzone	2013: Dauer (in Std.)	Absolute Veränderung Dauer in Std. zum Vorjahr
Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Godenau, Lehrte-Göttingen)	TenneT	2.102	1.022
Remptendorf – Redwitz	50Hertz/TenneT	1.581	-276
Gebiet Mecklar (Mecklar-Borken, Mecklar-Dipperz)	TenneT	629	568
Gebiet Conneforde (Conneforde-Dollern-Sottrum-Wechold-Diele)	TenneT	607	295
Vierraden-Krajnik (PL)	50Hertz	346	208
Bärwalde-Schmölln	50Hertz	359	350
Wolmirstedt – Helmstedt	50Hertz	48	-422
Pulgar-Vieselbach	50Hertz	0	-346

Tabelle 15: Veränderung von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2012-2013

Die spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen sind hinsichtlich Dauer und Umfang im Kalenderjahr 2013 zurückgegangen. Insgesamt reduzierte sich die Gesamtdauer der Maßnahmen um 832 Stunden. Die Menge der getätigten Maßnahmen zur Spannungshaltung ging dabei deutlich um 391 GWh zurück. Durch die Abnahme der spannungsbedingten Redispatch-Einsätze, vor allem hinsichtlich der geleisteten Arbeit, erklärt sich, warum im Gesamtjahresvergleich zwischen 2012 und 2013 zwar die Dauer des Redispatch insgesamt (spannungs- und strombedingt) zugenommen hat, gleichzeitig aber das Volumen der getätigten Maßnahmen zurückgegangen ist.

Die Darstellung verdeutlicht, dass im Kalenderjahr 2013 weiterhin überwiegend die Regelzonen von 50Hertz und TenneT zeitweise starken Belastungen ausgesetzt waren. Trotzdem waren die deutschen ÜNB jederzeit in

der Lage, die Situation mit vorhandenen Instrumenten zu beherrschen. Es kann in näherer Zukunft nach Einschätzung der ÜNB und der Bundesnetzagentur nicht davon ausgegangen werden, dass der Redispatch-Bedarf abnimmt. In diesem Zusammenhang ist es bedeutsam, dass die Kraftwerksblöcke Irsching 4 und 5 weiterhin für strom- und spannungsbedingten Redispatch zur Verfügung stehen. Zwischen TenneT und Kraftwerksbetreibern wurde vereinbart, dass Irsching 4 und 5 auf Grundlage einer Festlegung der Bundesnetzagentur auch ein jährliches Leistungsentgelt zugesichert wird, das sich am jeweiligen Verhältnis der Anteile der marktgetriebenen Erzeugung der Kraftwerke bzw. der netzgetriebenen Erzeugung an der Gesamterzeugung orientiert.

1.8 Systemverantwortung der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber 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 Elektrizitätsverteilternetzbetreiber 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 Verteilernetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen).

Im Berichtsjahr 2013 haben vier Verteilnetzbetreiber an 346 Tagen über 4.393 Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ergriffen. Davon waren an 45 Tagen über 340 Stunden konventionelle Anlagen, an 261 Tagen über 4.053 Stunden EEG-Anlagen betroffen. Hierbei wurden bei konventionellen Anlagen Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 89 MW und insgesamt eine Arbeit von 1.467 MWh reduziert, EEG-Anlagen wurden um eine maximale Leistung von 195 MW und insgesamt eine Arbeit von 12.813 MWh reduziert.

Weiterhin haben vier Verteilnetzbetreiber auf Veranlassung eines Übertragungsnetzbetreibers Unterstützungsmaßnahmen nach §§ 13 Abs. 2, Abs. 2a, 14 Abs. 1c EnWG ergriffen. Dabei kam es an einem Tag über 4 Stunden zu einer Reduktion von Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 33,4 MW und eine Gesamtsumme der Arbeit von ca. 142 MWh.

1.9 Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen. Der klimafreundlich erzeugte Strom aus diesen Anlagen ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 8 Abs. 1 und Abs. 4 EEG (2012), § 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, 2a S. 3 EnWG i. V. m. §§ 11, 12 EEG (2012), für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach Maßgabe von § 12 Abs. 1 EEG (2012). Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme (EMM) liegt. Zahlt der Anschlussnetzbetreiber die Entschädigung an den Anlagenbetreiber aufgrund seiner gesamtschuldnerischen Verpflichtung aus, obwohl die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber lag, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

Laut Monitoringabfrage wurde von dem Einspeisemanagement im Jahr 2013 wie folgt Gebrauch gemacht.

Ausfallarbeit nach § 11 EEG (2012) und Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG (2012) im Jahr 2013

	Ausfallarbeit nach § 14 EEG in kWh		Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG in Euro	
Einspeisemanagementmaßnahmen insgesamt	554.834.272	100%	43.734.974	100%
Einspeisemanagementmaßnahmen mit Ursache im Übertragungsnetz	164.611.235	30%	16.101.409	37%
Durchführung und Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber	11.612.500	2%	569.560	1%
Anweisung an Verteilernetzbetreiber und Entschädigung durch den Übertragungsnetzbetreiber	152.998.735	28%	15.531.849	36%
Einspeisemanagementmaßnahmen mit Ursache im Verteilernetz	390.223.037	70%	27.633.566	63%
Durchführung und Entschädigung im gleichen Verteilernetz	271.672.467	49%	14.262.671	33%
Durchführung im nachgelagerten Verteilernetz und Entschädigung im vorgelagerten Verteilernetz	118.550.570	21%	13.370.895	31%

Tabelle 16: Ausfallarbeit nach § 11 EEG (2012) und Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG (2012) im Jahr 2013

Im Vergleich zum Jahr 2012 (385 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch EMM nach § 11 EEG (2012), mit 555 GWh um 44 Prozent erhöht. Bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugungsmenge aus EEG-vergütungsfähigen Erzeugungsanlagen (auch Direktvermarktung) beläuft sich der Anteil der durch EEM entstandenen Ausfallarbeit im Jahr 2013 auf 0,44 Prozent.

Die durch EEM entstandene Ausfallarbeit wurde zu 30 Prozent durch Netzengpässe in den Übertragungsnetzen ausgelöst. Dabei wurden lediglich zwei Prozent (11,6 GWh) der Ausfallarbeit auch bei Anlagen, die direkt an Übertragungsnetze angeschlossen sind, abgeregelt. Die restlichen 98 Prozent sind auf die Abregelung von EE-Anlagen auf der Ebene der VNB zurückzuführen. Ursache für diese Abregelungen in den Verteilernetzen kann sowohl eine vorausgegangene Weisung des ÜNB (28 Prozent) oder des vorgelagerten Netzbetreibers (21 Prozent) als auch ein Engpass im Netz des abregelnden VNB gewesen sein (49 Prozent).

Die Summe der Entschädigungszahlungen hat sich mit ca. 43,7 Mio. Euro (2012: 33,1 Mio. Euro) ebenfalls erhöht, um 32 Prozent. Die entstandenen Entschädigungszahlungen werden über die Netzentgelte von den Letztverbrauchern getragen und führen durchschnittlich zu jährlichen Zusatzkosten von 89 Cent pro Letztverbraucher.

Diese Summe der Entschädigungszahlungen stellt jedoch noch nicht die Gesamtkosten für die in 2013 angefallene Ausfallarbeit dar, da 27 Prozent der angefallenen Ausfallarbeit noch nicht entschädigt wurden, da noch keine Entschädigungsaufforderung durch den Anlagenbetreiber vorlag.

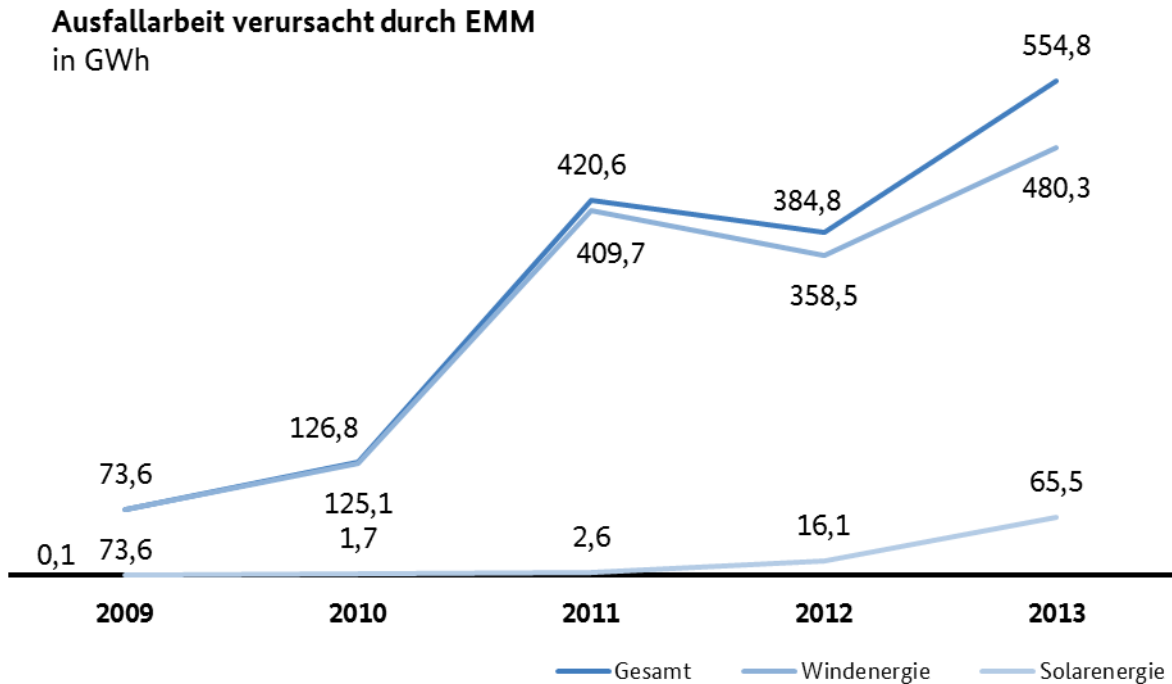


Abbildung 30: Ausfallarbeit verursacht durch EMM

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2013 Windkraftanlagen mit einem Anteil von 86,6 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EMM betroffen (2012: 93,2 Prozent). Jedoch ist auch der Anteil der PV-Anlagen im Vergleich zum Vorjahr (4,2 Prozent) stark angestiegen und macht mittlerweile einen Anteil von 11,8 Prozent aus.

Verteilung der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen auf die Energieträger

Energieträger	Ausfallarbeit (inkl. Wärme) in kWh	Anteil in Prozent
Windenergie	480.291.260	86,6
Solarenergie	65.502.817	11,8
Biomasse	8.805.830	1,6
Gase	29.160	<0,1
Wasser	91.020	<0,1
Geothermie	0	0
Anlagen nach KWKG	114.185	<0,1
Gesamt	554.834.272	100

Tabelle 17: Verteilung der Ausfallarbeit durch EMM auf die Energieträger

Insgesamt haben im Jahr 2013 zwei ÜNB und 17 VNB Einspeisemanagementmaßnahmen vorgenommen. Alle Regionen von Deutschland sind mittlerweile von diesen Maßnahmen betroffen. 95 Prozent der Ausfallarbeit entstehen jedoch durch EMM in den nördlichen Bundesländern, dabei sind insbesondere Brandenburg und Schleswig-Holstein betroffen.

Anzahl der Netzbetreiber in den verschiedenen Bundesländern, welche in 2013 Einspeisemanagementmaßnahmen durchgeführt haben

Bundesland	Anzahl der VNB, welche in 2013 EMM durchgeführt haben
Niedersachsen	3
Bayern	3
Sachsen-Anhalt	2
Nordrhein-Westfalen	2
Schleswig-Holstein	2
Brandenburg	1
Mecklenburg-Vorpommern	1
Hessen	1
Bremen	1
Rheinland-Pfalz	1
Gesamt	17

Tabelle 18: Anzahl der Netzbetreiber in den verschiedenen Bundesländern, welche in 2013 EMM durchgeführt haben

2. Netzentgelte

2.1 Entwicklung der Netzentgelte

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten¹³ Netzentgelte für drei Abnahmefälle in ct/kWh vom 1. April 2006 bis zum 1. April 2014, wobei das Jahr 2006 durch Sondereffekte bei der Einführung der Regulierung geprägt war. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind in den dargestellten Werten enthalten. Den dargestellten Werten liegen Angaben von Stromlieferanten zu Grunde, die eine breite Streuung aufweisen. Ferner wurde im Zeitverlauf die Erhebungssystematik mehrfach verändert. Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen

- Haushaltskunden: Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung
- Gewerbekunden: Jahresverbrauch von 50 MWh/a, Jahreshöchstlast von 50 kW und Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV) (Sofern bei Gewerbekunden keine Leistungsmessung erfolgt, war der Wert auf der Basis einer Belieferung ohne Leistungsmessung anzugeben.)
- Industriekunden: Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV) Die Umlagen und Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

Die Umlagen und Vergünstigungen nach § 19 StromNEV bleiben bei dieser Darstellung unberücksichtigt.

¹³ Für den Stichtag 1. April 2014 wurde bei den Werten für Industrie- und Gewerbekunden das Netzentgelt arithmetisch ermittelt.

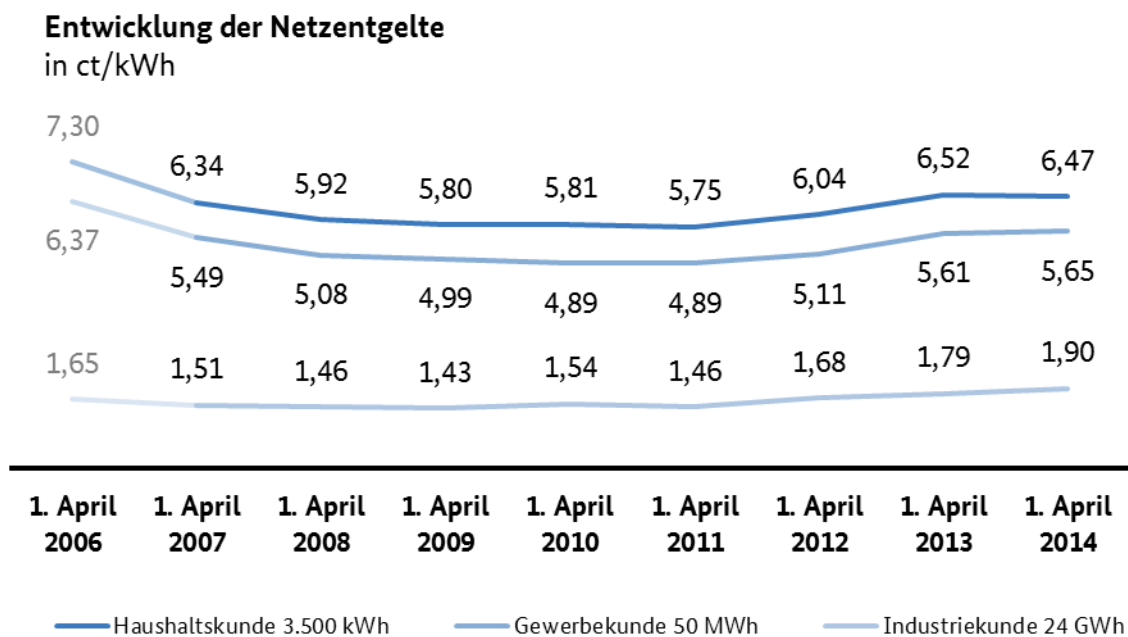


Abbildung 31: Entwicklung der Netzentgelte für drei Abnahmefälle von 2006¹⁴ bis 2014

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2013 bis 1. April 2014 bei Haushaltskunden (Niederspannung), bei Gewerbekunden (Niederspannung, leistungsgemessen) sowie bei Industriekunden (Mittelspannung) relativ stabil geblieben.

Die Regulierung der Netznutzungsentgelte im Strombereich wurde in 2005 mit dem Fokus eingeführt, bestehende Monopolrenditen und Ineffizienzen im Netzbetrieb abzubauen. Nach anfänglichen Reduktionen in den Netzkosten und den resultierenden Entgelten, stiegen sie im letzten Jahr für Haushaltskunden um fast acht Prozent, für Gewerbekunden um fast zehn und für Industriekunden um 6,5 Prozent. Gegenwärtig zeichnet sich wieder eine Stabilisierung ab.

Die Regulierung der Netze leistet dennoch einen wichtigen Beitrag zur Dämpfung des Preisanstieges auf den Elektrizitätsmärkten. Die Strompreise sind seit 2007 insbesondere aufgrund der EEG-Umlage deutlich gestiegen. Da die Netzentgelte im gleichen Zeitraum relativ stabil blieben, ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Industriekunden, Gewerbekunden und Haushaltskunden insgesamt gesunken. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis von Haushaltskunden ist nach Lage der erhobenen Daten in 2014 gegenüber 2013 leicht gesunken und macht derzeit ca. 21 Prozent aus.

¹⁴ Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Erst im Zuge der Regulierung, mit Absenkung der Netzentgelte, wurden zunächst fälschlich den Netzentgelten zugeordnete Kosten in den Preisbestandteilen berücksichtigt, denen sie nach dem Verursachungsprinzip tatsächlich zuzurechnen waren. Die nach Aufnahme der Regulierung erfolgten Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen als den Netzentgelten, insbesondere im „Vertrieb“, sind damit teilweise eine Folge der Netzentgeltsenkungen. Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.

2.2 Ermittlung des Qualitätselements der VNB Elektrizität für die zweite Regulierungsperiode

Im System der Anreizregulierung besteht das Risiko, dass die Netzbetreiber die ihnen vorgeschriebenen bzw. möglichen Erlösabsenkungen realisieren, indem sie erforderliche Investitionen in ihre Netze unterlassen bzw. notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung ihrer Versorgungsqualität nicht durchführen, um Kosten einzusparen. Die Folge kann eine Verschlechterung der Versorgungsqualität sein. Um dies zu verhindern, sehen EnWG und ARegV die Einführung einer Qualitätsregulierung vor.

Im Rahmen der Einführung der Qualitätsregulierung zum 1. Januar 2012 wurde das Q-Element für zwei Jahre festgelegt. Aus diesem Grund war ein neues Q-Element für den Beginn der zweiten Regulierungsperiode zu berechnen.

Bei der Berechnung ist an den Grundelementen der in der 1. Regulierungsperiode eingeführten Grundvariante der Qualitätsregulierung festgehalten worden, um einen stabilen und berechenbaren Regulierungsrahmen zu gewährleisten.

Die Qualitätsregulierung umfasst diejenigen Netze der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene, die am regulären Verfahren der Anreizregulierung teilnehmen. In die Ermittlung der Referenzwerte für die Nieder- und Mittelspannung flossen die Kennzahlen von 184 Elektrizitätsverteilernetzen ein. Die Höhe der Ende 2013 berechneten Qualitätselemente ist abhängig von der Zuverlässigkeit des jeweiligen Netzes in den Jahren 2010 bis 2012. Netzbetreiber, deren Netze sich in den vergangenen Jahren im Vergleich zu anderen Netzbetreibern durch eine gute Versorgungsqualität ausgezeichnet haben, erhalten einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze für die Jahre 2014 bis 2016. Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen einen Abschlag in Kauf nehmen. Die im Jahr 2016 zu berechnenden Qualitätselemente sollen für die verbleibenden zwei Jahre der 2. Regulierungsperiode (2017 und 2018) erlöswirksam werden.

Für die Höhe der Zu- und Abschläge sind auch die volkswirtschaftlichen Kosten von Stromausfällen und die Anzahl der versorgten Letztverbraucher von Bedeutung. Gebietsstrukturelle Unterschiede werden anhand des Parameters Lastdichte abgebildet, welcher sich aus dem Quotienten der Jahreshöchstlast aller zeitgleichen Entnahmen und der Fläche des Netzbetreibers errechnet.

Das System ist erlösneutral ausgestaltet. Dies bedeutet, dass sich Zuschläge und Abschläge über alle Netzbetreiber in der Summe nahezu ausgleichen.

Um die Auswirkungen auf die Erlösobergrenze zu begrenzen, die einem Netzbetreiber maximal aus dem Qualitätselement entstehen können, wurden Kappungsgrenzen berücksichtigt, welche auf ± 2 Prozent der für die Kappung relevanten Erlösobergrenze festgelegt wurden.

Von den insgesamt 184 Netzbetreibern haben 133 Unternehmen einen Bonus und 51 einen Malus erhalten, im Vergleich hierzu haben in der 1. Regulierungsperiode 143 Unternehmen einen Bonus und 59 einen Malus bekommen. Der höchste Zuschlag beläuft sich auf ca. 4,2 Mio. Euro, der höchste Abschlag beträgt ca. 3,9 Mio. Euro. Sowohl der höchste Zuschlag als auch der höchste Abschlag haben sich im Vergleich zur 1. Regulierungsperiode geringfügig reduziert.

2.3 Durchführung des Effizienzvergleichs VNB Elektrizität für die zweite Regulierungsperiode

Im Jahr 2013 wurde der zweite bundesweite Effizienzvergleich für 179 VNB Strom im regulären Verfahren durch die Bundesnetzagentur - sowohl für Unternehmen in Landes- als auch in Bundeszuständigkeit - durchgeführt. Die aus diesem Vergleich resultierenden individuellen Effizienzwerte der Netzbetreiber bilden die Grundlage zur Ermittlung der individuellen Erlösobergrenze für die zweite Regulierungsperiode vom 1. Januar 2014 bis zum 31. Dezember 2018.

Im Rahmen des Effizienzvergleichs wurde die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber ihren jeweiligen individuellen Kosten gegenübergestellt und so die relative Kosteneffizienz der einzelnen Netzbetreiber im Vergleich zu den restlichen Netzbetreibern ermittelt. Dabei wurde die vielschichtige und komplexe Versorgungsaufgabe der VNB durch sog. Strukturparameter, wie z. B. die Anzahl der Ausspeise- und Zählpunkte, die Länge der Kabel- und Freileitungen, die Jahreshöchstlast, die versorgte Fläche oder dezentral installierte Erzeugerleistung abgebildet. Als Kostenbasis der einzelnen Netzbetreiber wurden die Ergebnisse der zuvor durchgeführten Kostenprüfung herangezogen.

Die Netzbetreiber und Verbände wurden bezüglich des methodischen Vorgehens und der Parameterauswahl im Rahmen einer Präsentation des beauftragten Beraterkonsortiums (SwissEconomics mit Sumiscid) und der Bundesnetzagentur konsultiert. Nicht zuletzt durch diese Konsultation und weiteren Informationsaustausch mit den beteiligten Wirtschaftskreisen sowie wiederholende Möglichkeiten zur Stellungnahme wurde die Branche stets in die Durchführung des Effizienzvergleichs eingebunden.

Die individuellen Effizienzwerte der VNB wurden von der Fachabteilung an die Beschlusskammer 8 sowie die zuständigen Landesregulierungsbehörden übermittelt und von diesen im Rahmen der Erlösobergrenzenfestlegung angehört.

Für die Netzbetreiber ergab sich ein vorläufiger ungewichteter durchschnittlicher Effizienzwert von 94,7 Prozent. Gegenüber der ersten Regulierungsperiode ist die relative Effizienz somit um 2,5 Prozentpunkte gestiegen. Auch die Abweichung der individuellen Effizienzwerte hat um 1,0 Prozentpunkte abgenommen, somit hat sich die Effizienz der VNB Strom in den ersten fünf Jahren der Anreizregulierung wie angestrebt angeglichen.

Für die insgesamt über 700 VNB im vereinfachten Verfahren (VNB mit weniger als 30.000 Kunden, die sich nicht für das Regelverfahren angemeldet haben) wurde auf Basis der Effizienzwerte der ersten Regulierungsperiode ein pauschaler Effizienzwert von 96,1 Prozent ermittelt.

D Systemdienstleistungen

Die Gewährleistung der Systemstabilität gehört zu den Kernaufgaben der ÜNB. Die Erfüllung dieser Aufgabe erfolgt seitens der ÜNB mithilfe von Systemdienstleistungen. Systemdienstleistungen umfassen die Vorhaltung und den Einsatz der drei Regelleistungsarten Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve. Hinzu kommen die Bereitstellung von Verlustenergie, die Vorhaltung von Blindleistung, die Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit sowie nationales und grenzüberschreitendes Redispatch und Countertrading.

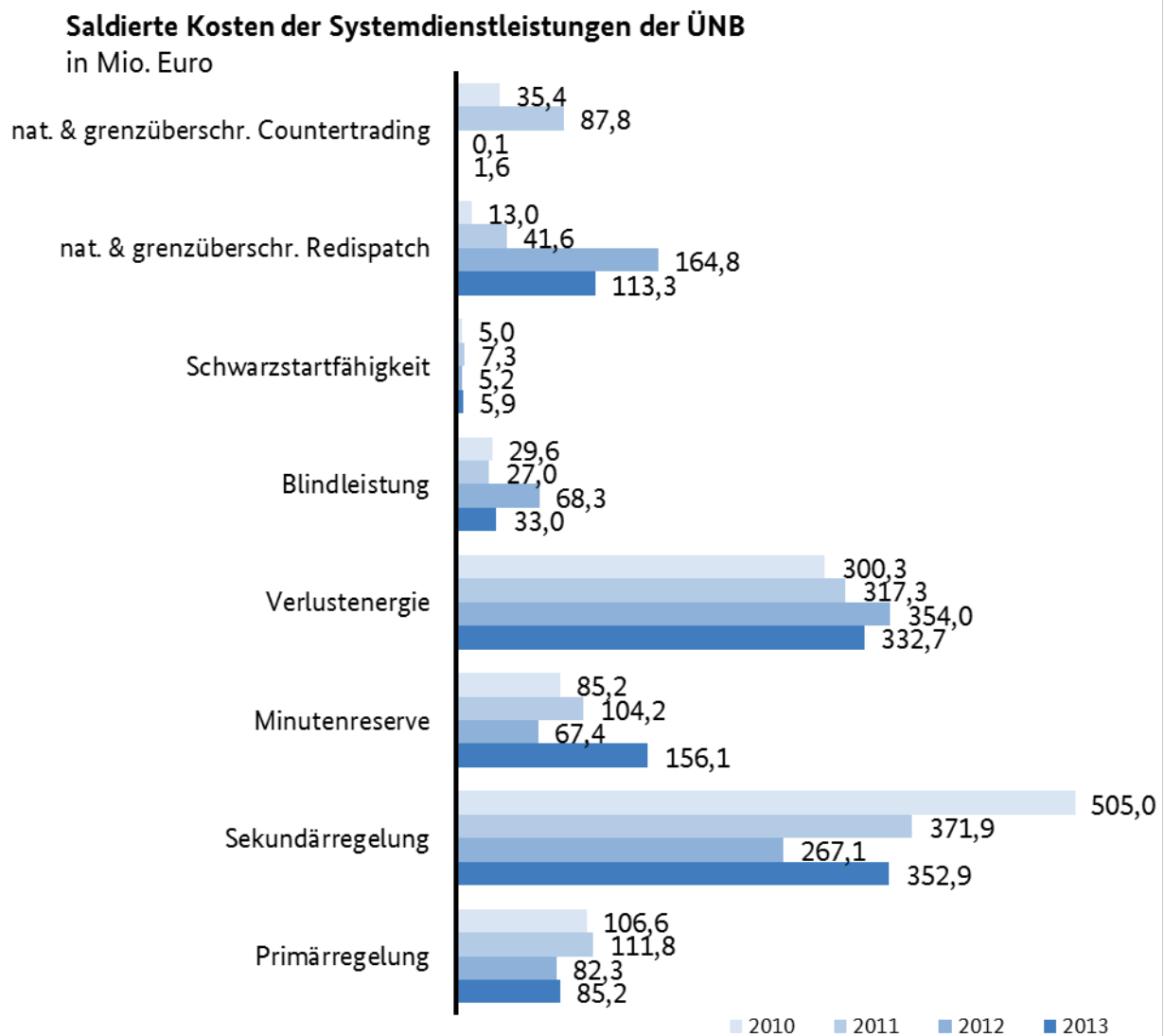


Abbildung 32: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2010 bis 2013

Die Gesamtkosten der Systemdienstleistungen sind im Jahr 2013 auf 1.127 Mio. Euro gestiegen (2012: 1.077 Mio. Euro). Die Kosten mindernden Erlöse betrugen insgesamt 46 Mio. Euro (2012: 68 Mio. Euro). Hierdurch stiegen die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen auf 1.081 Mio. Euro (2012:

1.009 Mio. Euro). Als Hauptkostenblöcke tragen die Regelleistungsvorhaltung für Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve mit insgesamt 594 Mio. Euro (2012: 417 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit 333 Mio. Euro (2012: 354 Mio. Euro) zu den Gesamtkosten bei.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2013 gegenüber 2012 verändert. Die saldierten Gesamtkosten für Regelenenergie stiegen um 177 Mio. Euro, insbesondere aufgrund der gestiegenen Kosten für Sekundärregelung (+86 Mio. Euro) und Minutenreserve (+89 Mio. Euro). Demgegenüber sanken die Kosten für Blindleistung (-35 Mio. Euro) und für Verlustenergie (-21 Mio. Euro). Einen Rückgang gab es auch bei den saldierten Kosten für nationalen und grenzüberschreitenden Redispatch (-52 Mio. Euro), was nach Auskunft der ÜNB vor allem auf die geringere Redispatchmenge im Jahr 2013 zurückzuführen ist¹⁵.

Aufteilung der saldierten Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Jahr 2013
in Mio. Euro

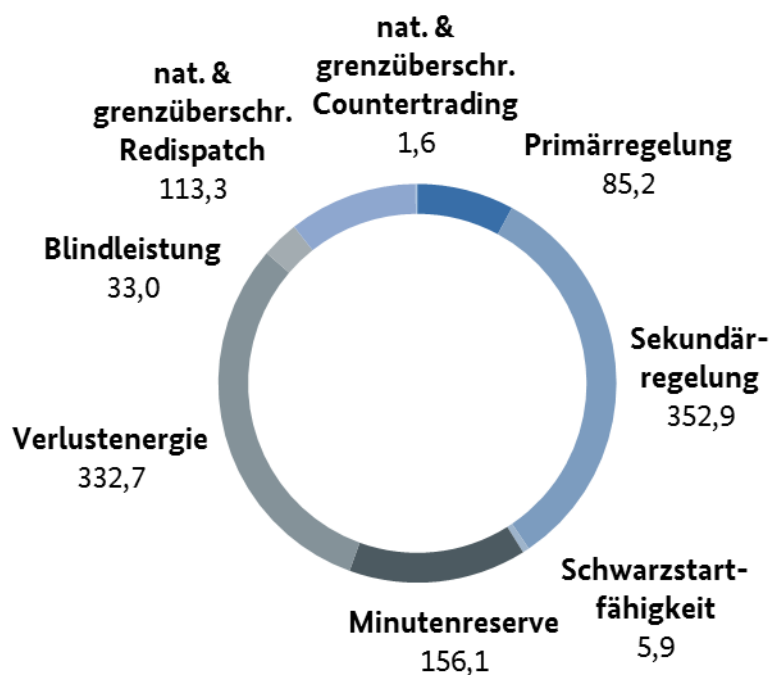


Abbildung 33: Aufteilung der saldierten Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Jahr 2013

1. Regelenenergie

Um die Leistungsbilanz des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten, d. h. Stromentnahmen und Stromeinspeisungen in Einklang zu bringen, halten die ÜNB Regelleistung vor und setzen Regularbeit ein. Die

¹⁵ Vgl. Abschnitt I.C.1.7 "Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2012 und 2013" auf Seite 72

Beschaffung der Regelernergie erfolgt seitens der ÜNB gemäß den Vorgaben der Festlegungen der Bundesnetzagentur BK6-10-097/098/099 aus dem Jahr 2011 in deutschlandweiten Ausschreibungen. Während die Kosten der Regelleistungsvorhaltung in die Netznutzungsentgelte einfließen, wird die eingesetzte Regelarbeit in Form von Ausgleichenergie an die Leistungsungleichgewichte verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen (Händler, Lieferanten) abgerechnet¹⁶.

Mit der im Jahr 2010 durch die Bundesnetzagentur angeordneten und seitens der ÜNB im selben Jahr abgeschlossenen Integration von Amprion besteht der Netzregelverbund (NRV) nun aus den Regelzonen aller vier deutschen ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW). Der modular aufgebaute NRV verhindert die Aktivierung gegenläufiger Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) und dimensioniert den Regelleistungsbedarf gemeinsam für alle Regelzonen. Zudem schafft der NRV einen deutschlandweit einheitlichen Markt für SRL und MRL und führt zu einem kostenoptimalen Einsatz der Regelleistung für ganz Deutschland. Die Leistungsungleichgewichte der einzelnen Regelzonen werden saldiert, sodass nur noch der verbleibende Saldo durch den Einsatz von Regelernergie ausgeglichen werden muss. Dies verhindert das „Gegeneinanderregeln“ nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung, was sich im Rückgang der ausgeschriebenen und auch der in Anspruch genommenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit widerspiegelt.

Die im Jahr 2011 getroffenen Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Reduktion der Mindestangebotsgrößen, zur Verkürzung von Ausschreibungszeiträumen, zum Pooling sowie zur Besicherung von Anlagen am Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreservemarkt haben unter anderem zum Ziel, Marktzutritte neuer Anbieter zu fördern und die Regelergiemärkte für weitere Technologien, z. B. für zu- und abschaltbare Verbraucher, für Stromspeicher etc. weiter zu öffnen.

¹⁶ Siehe Abschnitt zu I.D.4 "Ausgleichsenergie" auf Seite 97

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

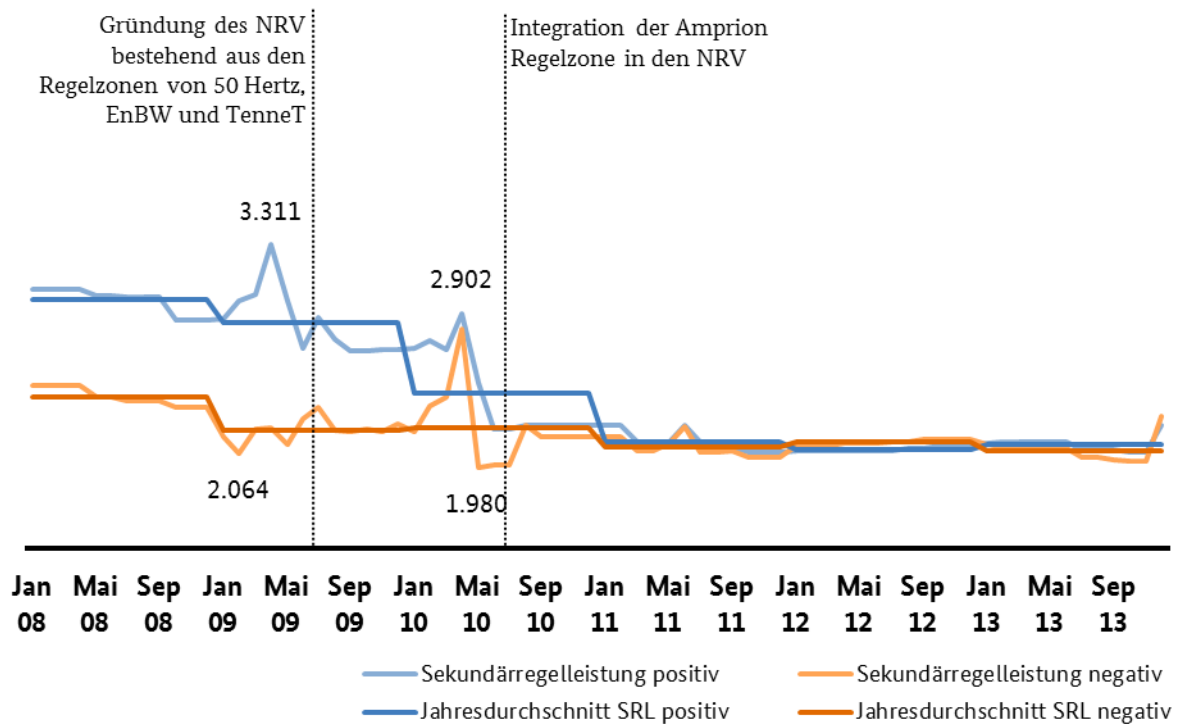


Abbildung 34: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Die im Jahr 2013 durchschnittlich ausgeschriebene SRL ist ungefähr auf dem Niveau des Jahres 2011 geblieben. Im Vergleich zum Vorjahr 2012 sank im Berichtsjahr 2013 die durchschnittlich ausgeschriebene negative SRL auf 2.081 MW (2012: 2.133 MW), und die positive SRL stieg leicht auf 2.122 MW (2012: 2.091 MW) an.

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

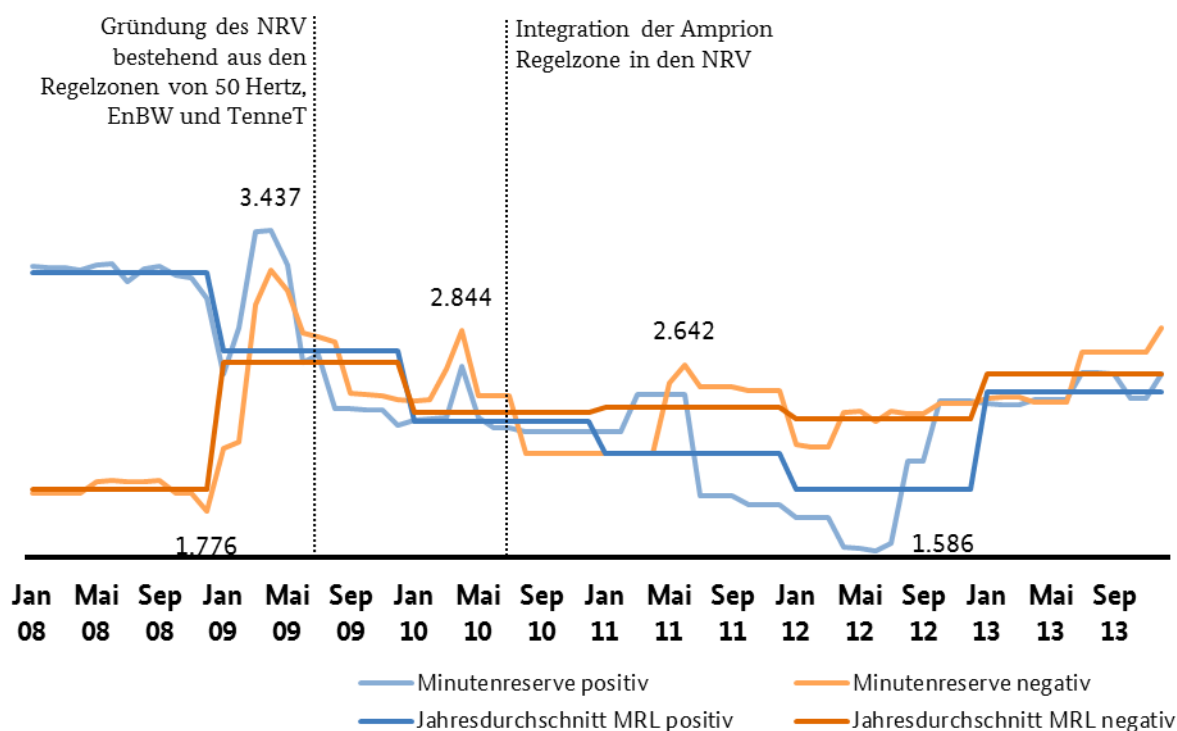


Abbildung 35: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW

Ein weniger einheitliches Bild ergibt sich bei der Vorhaltung von Minutenreserve. Die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL ging in den Jahren 2010 bis 2012 sukzessive von 2.309 MW auf 1.907 MW zurück, während sie im Jahr 2013 bei durchschnittlich 2.483 MW lag. Nach einem starken Anstieg des Bedarfs an positiver MRL von einem historischen Tiefstwert im Mai 2012 stabilisierte sich der Trend im ersten Halbjahr 2013 bei Werten knapp über 2.400 MW. Das zweite Halbjahr 2013 war von einer volatilen Entwicklung bei insgesamt steigenden Durchschnittswerten gekennzeichnet. Zum Jahresende stieg die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL dann auf 2.592 MW an. Der Anteil der vorgehaltenen negativen Minutenreserve ist im Vergleich zu den Vorjahresdurchschnittswerten ebenfalls angestiegen. Im Jahr 2013 wurden durchschnittlich 2.591 MW an negativer MRL ausgeschrieben. Insgesamt ist die unterjährige Veränderung der Ausschreibungsmengen bei beiden MRL-Produkten im Vergleich zu den SRL-Produkten deutlich volatiler. Dies begründet sich zum Teil mit der veränderten Erzeugungsstruktur und dem wachsenden Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen in Deutschland. Die Leistungsspannen der im Jahr 2013 jeweils ausgeschriebenen Mengen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Übersicht über die 2012 und 2013 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW (Leistungsspannen)

		Primärregel- leistung		Sekundärregelleistung				Minutenreserveleistung			
				pos.		neg.		pos.		neg.	
		2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013
Ausgeschriebene Leistung (MW)	von	567	551	2.081	2.073	2.114	2.018	1.552	2.406	2.158	2.413
	bis	567	551	2.109	2.473	2.149	2.418	2.426	2.947	2.491	3.220

Quelle: www.regelleistung.net

Tabelle 19: Übersicht über die 2012 und 2013 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)

Bei der Primärregelleistung (PRL) ist im Vergleich zum Jahr 2012 eine Reduzierung des Bedarfs auf 551 MW (2012: 567 MW) zu verzeichnen. Die Menge der maximal ausgeschriebenen Sekundärregelleistung (pos./neg.) sowie die der Minutenreserveleistung (pos./neg.) haben sich gegenüber dem Vorjahr erhöht.

Die deutschen ÜNB streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sowie ausländischen ÜNB und Regulierern an, die Märkte für Primärregelleistung grenzüberschreitend zu harmonisieren. Seit dem 12. März 2012 nimmt der schweizerische ÜNB Swissgrid als fünfter ÜNB an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil. Diese gemeinsame Ausschreibung erfolgt entsprechend den deutschen Regularien, wobei zunächst 25 MW des Schweizer PRL-Bedarfs auf diese Weise beschafft werden. Swissgrid ist hierbei Anschluss-ÜNB für die Schweizer Anbieter. Die Ausschreibung ist sowohl für die bisherigen deutschen Anbieter als auch für präqualifizierte Schweizer PRL-Anbieter geöffnet. Darüber hinaus nimmt seit dem 7. Januar 2014 der niederländische ÜNB TenneT TSO BV als sechster ÜNB an der gemeinsamen PRL-Ausschreibung der deutschen ÜNB teil. Auch diese gemeinsame Ausschreibung erfolgt entsprechend den deutschen Regularien, wobei zunächst 35 MW des niederländischen PRL-Bedarfs auf diese Weise beschafft werden und TenneT TSO BV als Anschluss-ÜNB für die niederländischen Anbieter dient. Die Ausschreibung ist sowohl für die bisherigen deutschen und schweizerischen Anbieter als auch für präqualifizierte niederländische PRL-Anbieter geöffnet. Erweisen sich die Erfahrungen als positiv, so kann in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur und der niederländischen Regulierungsbehörde ACM mittelfristig eine gemeinsame Beschaffung des gesamten niederländischen PRL-Bedarfs erfolgen. Zudem wird von den deutschen ÜNB eine gemeinsame Ausschreibung von PRL mit weiteren ausländischen Partnern in Erwägung gezogen. Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch die Vergrößerung des Marktgebietes, durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für die SRL und MRL und die Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerbspotenzial bei. So stieg die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelernergie bis zum 12. November 2014 auf 27 bei der Sekundärregelleistung (2010: 15, 2013: 20) und auf 40 Anbieter für die Minutenreserve (2010: 35, 2013: 36). Die Anzahl der Primärregelleistungsanbieter stieg im Vergleich zum Vorjahr auf nunmehr 21 Anbieter an (2013: 14 Anbieter). Die wachsende Zahl der Anbieter von Regelernergiedienstleistungen verdeutlicht die Attraktivität dieses Marktes. Insbesondere konnte hierbei auch die Möglichkeit des Zusammenschlusses von mehreren kleinen Anlagen zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk („Pooling“) durch einen einzelnen Anbieter positive Wettbewerbswirkungen entfalten.

2. Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung

Wie in Abbildung 34 zu sehen, ist die vorgehaltene SRL im Zeitraum 2011 bis 2013 auf einem ähnlichen, vergleichsweise niedrigen Niveau geblieben. Der Einsatz von SRL ist im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr 2012 abermals zurückgegangen.

Bezogen auf das Berichtsjahr 2013 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 1,5 TWh (2010: 1,6 TWh; 2012: 2,1 TWh) für positive SRL und 2,3 TWh (2010: 4,5 TWh; 2012: 2,7 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zum Vorjahr 2012 ist bei einer auf 3,8 TWh zurückgegangenen Gesamtarbeitssumme (2012: 4,8 TWh) eine leichte Verschiebung in Richtung der negativen SRL zu beobachten.

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

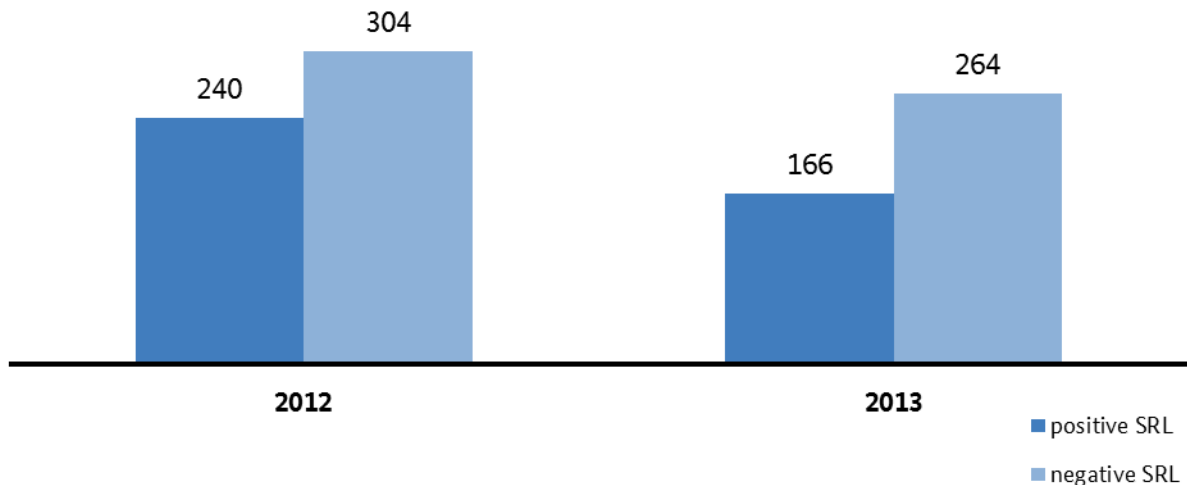


Abbildung 36: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV

3. Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung

Die Einsatzhäufigkeit der MRL ist, wie aus nachfolgender Abbildung ersichtlich, im Jahr 2013 mit insgesamt 12.481 Abrufen um gut 62 Prozent im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen. Dies ist insbesondere auf den Rückgang des positiven MRL-Einsatzes zurückzuführen. Im Jahr 2013 wurde die positive MRL insgesamt 4.294 Mal angefordert (2012: 9.914). Die Einsatzhäufigkeit der negativen MRL belief sich im Berichtsjahr 2013 auf 8.187 Abrufe (2012: 10.319).

Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung Abrufe

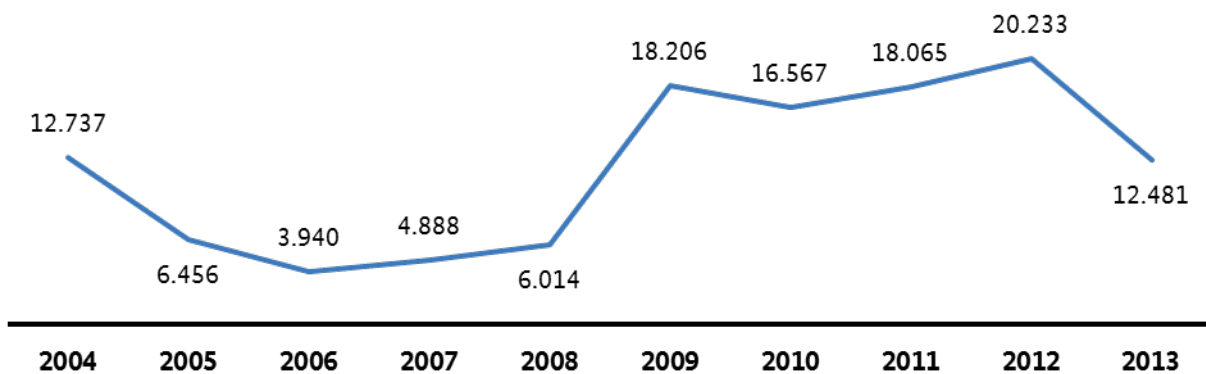


Abbildung 37: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

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

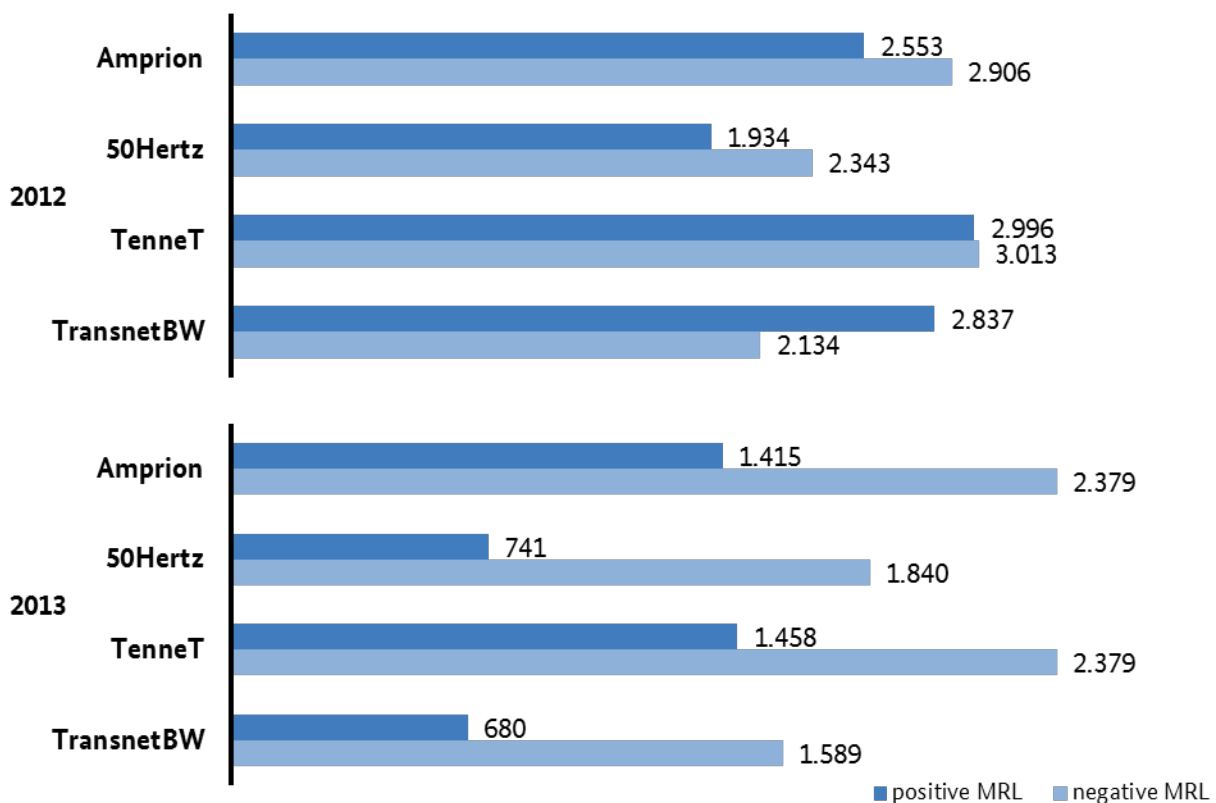


Abbildung 38: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2012 und 2013

Die bei einem Abruf von positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit rund 201 MW im Berichtsjahr 2013 wiederum niedriger als im Jahr 2012 (215 MW). Mit rund 215 MW eingesetzter negativer

MRL im Jahr 2013 sank die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Vorjahr 2012 (233 MW) ebenfalls erneut.

**Entwicklung der Durchschnittswerte der von den ÜNB
abgerufenen Minutenreserve (MRL)
in MW**

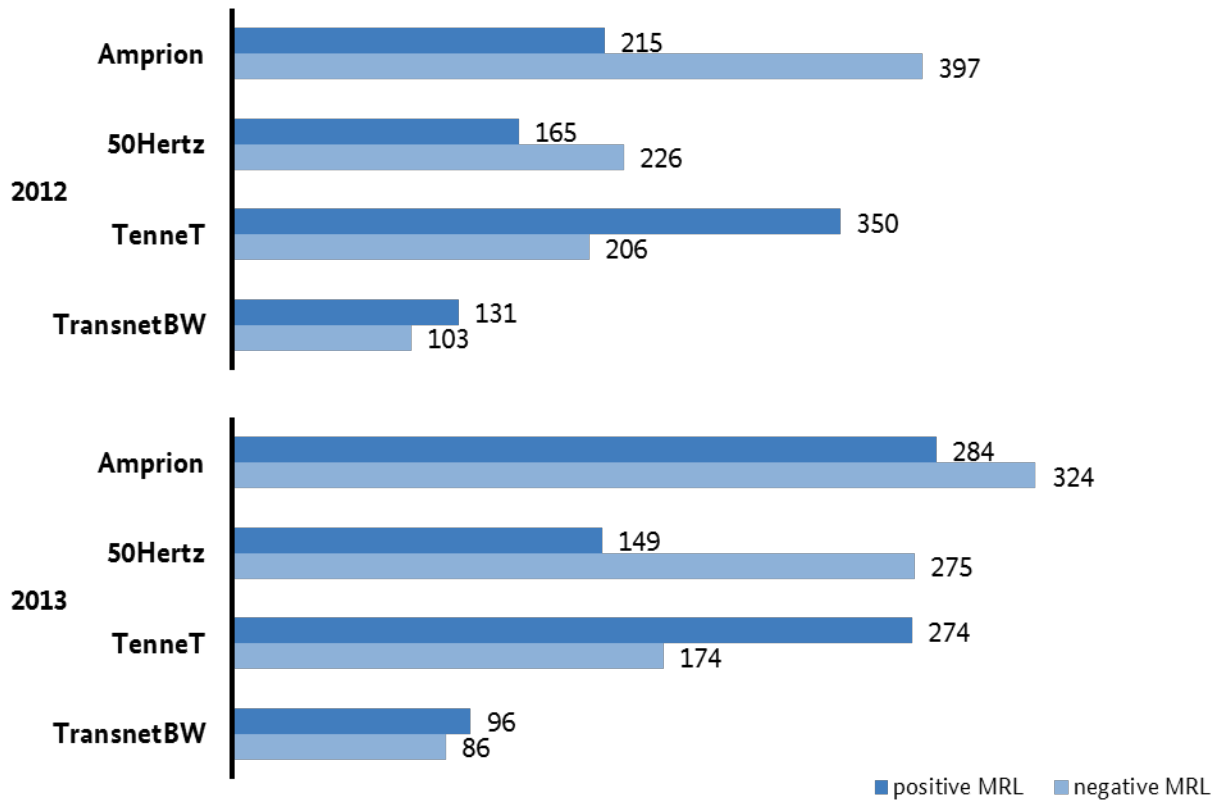


Abbildung 39: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2012 und 2013 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL)

Entwicklung der abgerufenen Energiemenge in GWh

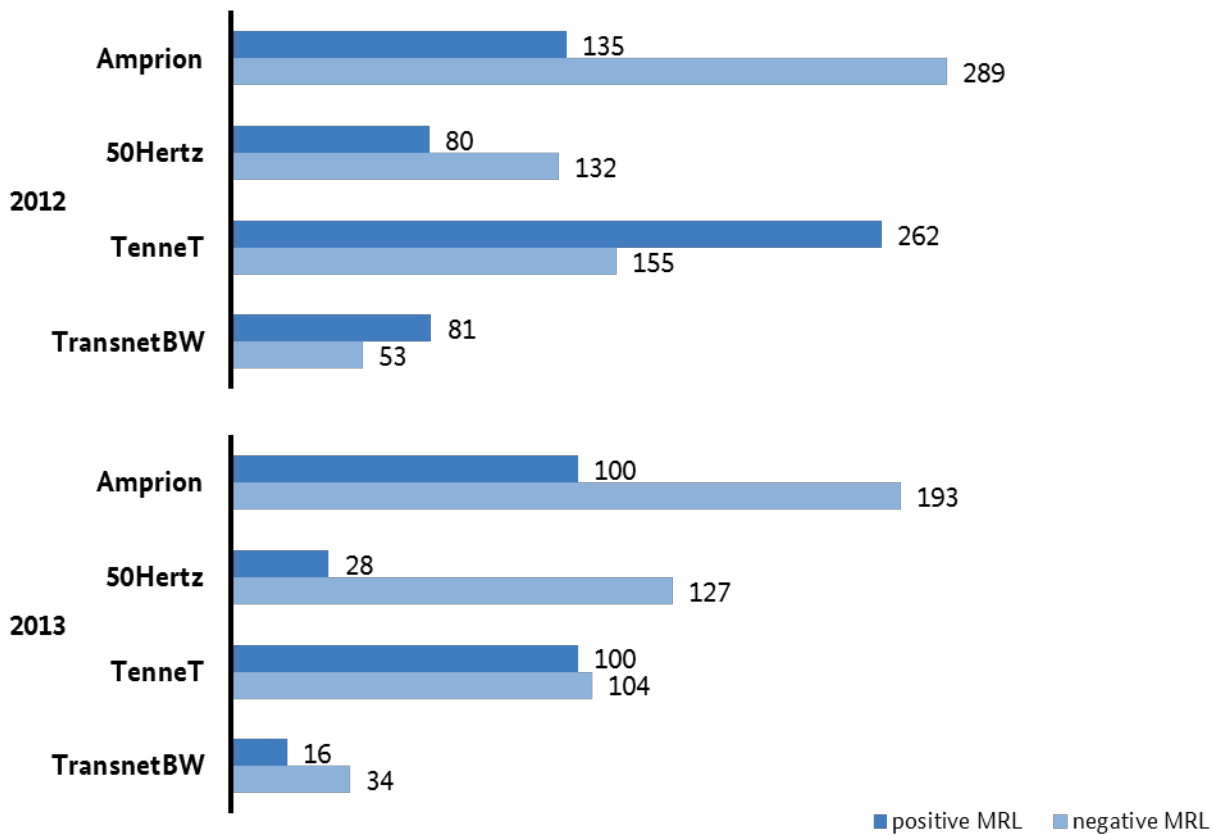


Abbildung 40: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2012 und 2013

Insgesamt wurde für positive MRL im Jahr 2013 eine Energiemenge in Höhe von 244 GWh (2012: 558 GWh) und für negative MRL eine Energiemenge in Höhe von 458 GWh (2012: 629 GWh) eingesetzt. Der im Vorjahr festgestellte Trend einer Verschiebung der eingesetzten Minutenreservearbeit von negativ zu positiv hat sich im Berichtsjahr 2013 damit wieder umgekehrt.

In der folgenden Abbildung ist der durchschnittliche Regelernergieeinsatz je Kalendermonat dargestellt. Zusätzlich wurde ein Periodenmittelwert ermittelt. Eine Periode beginnt jeweils mit einer Veränderung des NRV (Gründung, Zutritt Amprion). Hier lässt sich das Einsparpotenzial des NRV in Bezug auf die Regelarbeit erkennen.

Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung
in MWh

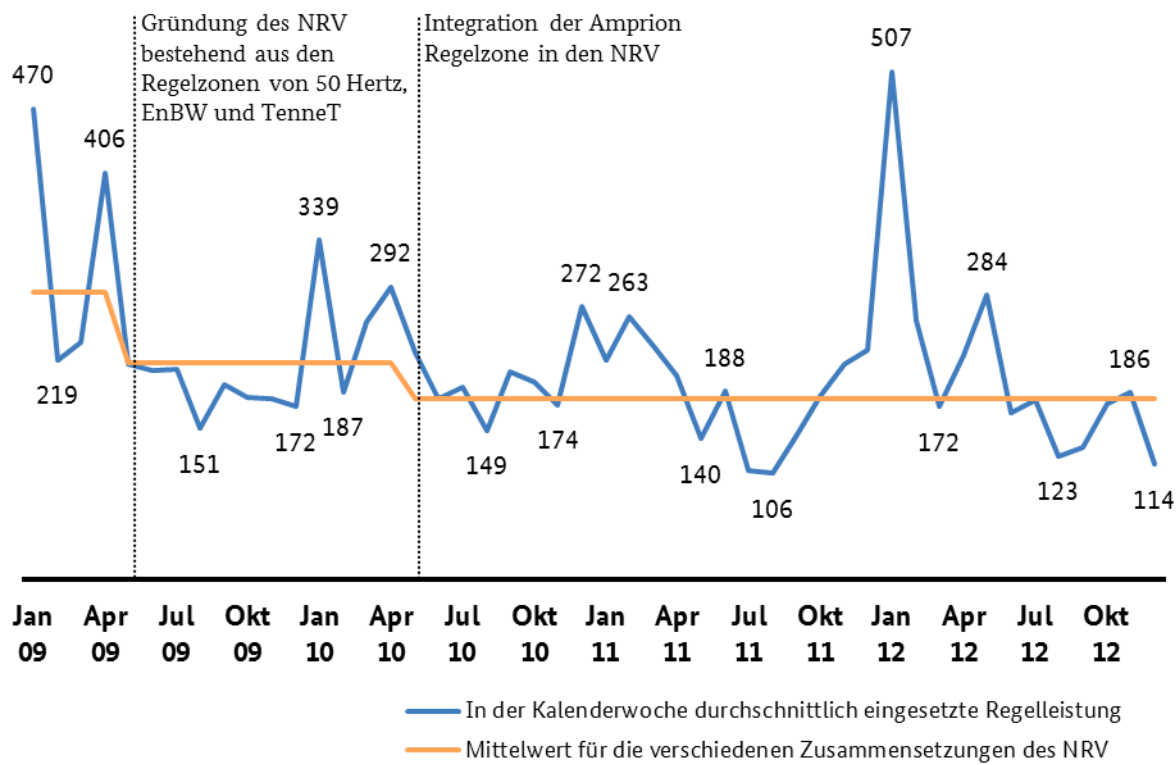


Abbildung 41: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung

4. Ausgleichsenergie

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

Der maximale Ausgleichsenergiepreis im NRV stieg im Berichtsjahr 2013 auf 1.608,20 Euro/MWh an.

Maximale Ausgleichsenergiepreise

Jahr	NRV in Euro/MWh
2010	600,90
2011	551,60
2012	1.501,20
2013	1.608,20

Tabelle 20: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2013

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Jahr 2013 im Falle eines positiven Regelzonensaldos (Unterspeisung) bei rund 84,36 Euro/MWh und im Falle eines negativen Regelzonensaldos (Überspeisung) bei rund -8,43 Euro/MWh. Im Vergleich zu 2012 ist im Jahr 2013 ein deutlicher Rückgang der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zu beobachten.

Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise
in Euro/MWh

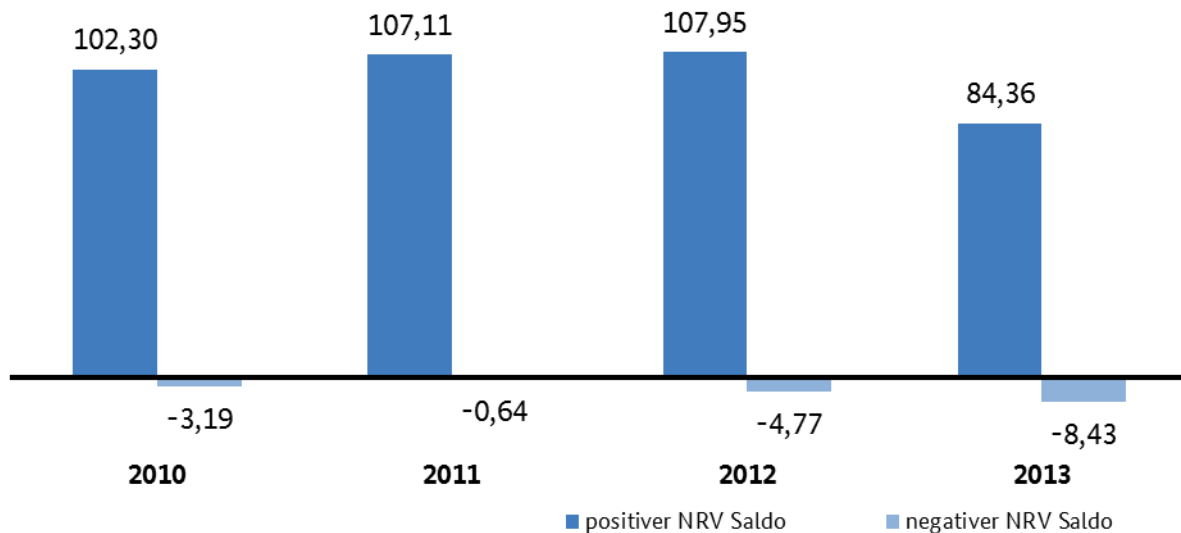


Abbildung 42: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2013

Im Folgenden ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2012 und 2013 im NRV dargestellt. Wie im Vorjahr ist im Jahr 2013 bei einem negativen Regelzonensaldo eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 Euro/MWh zu erkennen. Darüber hinaus sind im Jahr 2013 bei einem positiven Regelzonensaldo Preise zwischen 50 und 100 Euro/MWh häufiger aufgetreten.

Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise in Prozent

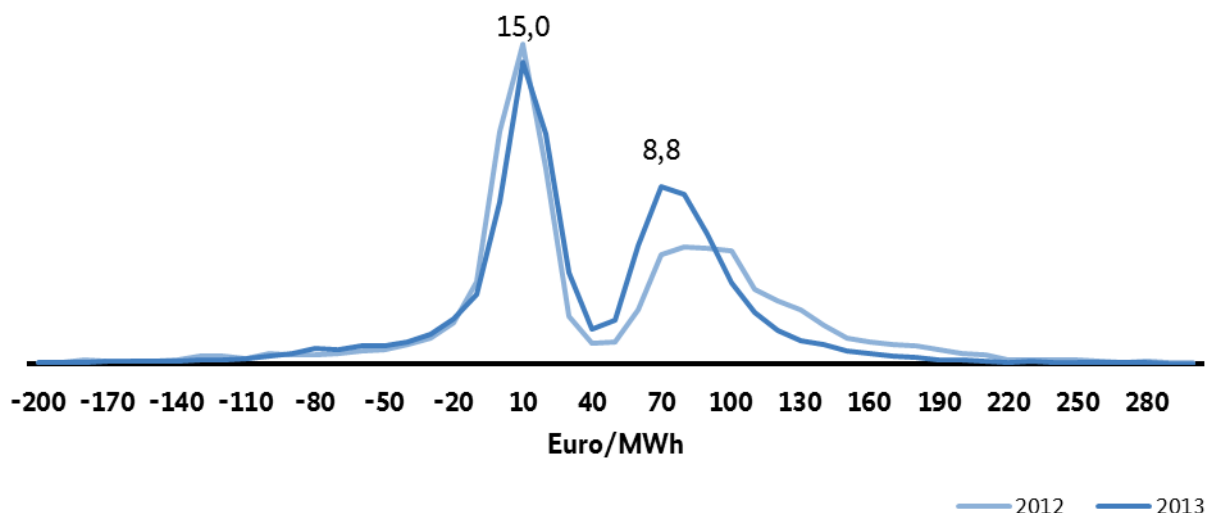


Abbildung 43: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2012 und 2013

5. Untertägiger Handel

Gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV sind Fahrplananmeldungen, in denen die Bilanzkreisverantwortlichen den ÜNB die geplanten Elektrizitätsliefergeschäfte und Elektrizitätshandelsgeschäfte für den Zeitraum des folgenden Tages bis zum nächsten Werktag (auf Basis von viertelstündigen Werten) mitzuteilen haben, bis spätestens 14:30 Uhr möglich. Um es den Bilanzkreisverantwortlichen zu ermöglichen, auf kurzfristige Änderungen der Angebots- und Nachfragesituation zu reagieren, gibt es die Möglichkeit, Fahrpläne auch untertägig anzupassen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertägigen Fahrplanänderungen im Berichtsjahr 2013.

Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen

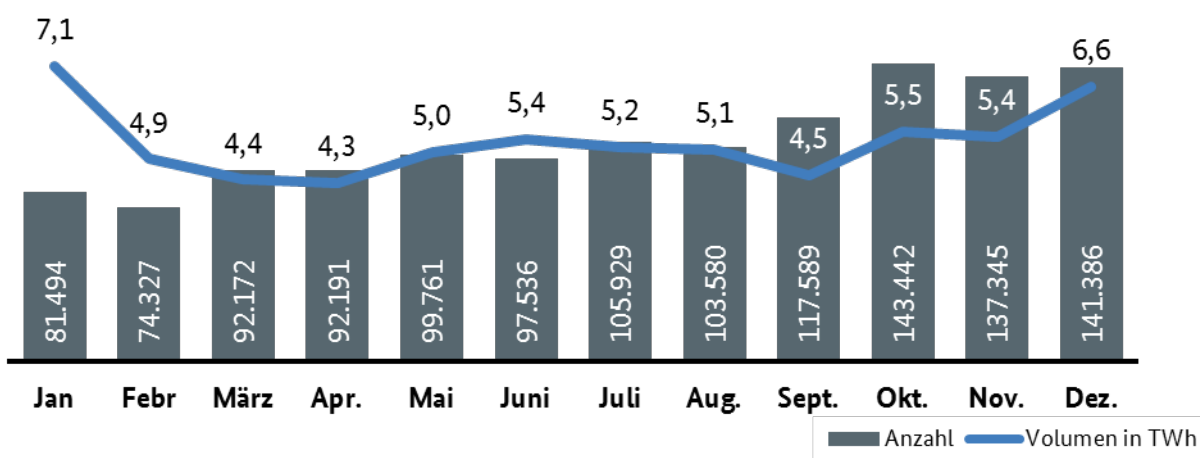


Abbildung 44: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2013

Die gegenüber dem Vorjahr (sowohl anzahl- als auch volumenmäßig) anhaltende Zunahme der untertägigen Fahrplanänderungen lässt sich unter anderem durch die zunehmende intermittierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien erklären, die häufig einen untertägigen Ausgleich über den Intraday-Handel erforderlich macht. Fahrplanänderungen machten im Berichtsjahr 2013 ein Gesamtvolumen von 75,5 TWh (2012: 63,4 TWh) bei einer Gesamtanzahl von 1.286.752 Fahrplanänderungen (2012: 676.902) aus. Dabei wurden im Durchschnitt 107.000 Fahrplanänderungen pro Monat durchgeführt. Der höchste Wert lag bei 143.442 Änderungen im Monat Oktober 2013, der niedrigste bei 74.327 im Monat Februar 2013.

6. Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes

Der modular aufgebaute Netzregelverbund (NRV) der vier deutschen ÜNB ist bereits seit Mitte des Jahres 2010 in allen Bereichen vollständig aktiv. Damit können nach heutigem Wissensstand innerhalb Deutschlands keine weiteren Effizienzsteigerungsmöglichkeiten des operativen Einsatzes von Regelernergie mehr erreicht werden.

Durch den modularen Aufbau ist eine schrittweise Ausweitung des NRV auf benachbarte ausländische Regelzonen möglich. Eine solche Ausweitung haben die deutschen ÜNB bezogen auf das Modul 1 (Vermeidung eines gegenläufigen Abrufs von Sekundärregelleistung, sogenanntes „Gegeneinanderregeln“) seit dem Jahr 2011 kontinuierlich vorangetrieben. Im Rahmen des internationalen NRV (engl. IGCC - International Grid Control Cooperation) werden die Leistungsungleichgewichte und damit der Bedarf an Sekundärregelleistung der teilnehmenden Regelzonen automatisch erfasst und physikalisch saldiert. Dabei liefern ÜNB, deren Regelzone überspeist ist (also einen Überschuss an Energie aufweist), an die Regelzonen, die unterspeist sind (einen Mangel an Energie aufweisen). Für den notwendigen Energieaustausch werden keine grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten reserviert – die Regelernergie wird höchstens bis zu der nach Handelsschluss des Intraday-Markts noch zur Verfügung stehenden freien Restkapazität an der Grenze ausgetauscht.

Die internationale Erweiterung des NRV ermöglicht eine Optimierung des Einsatzes von Sekundärregelleistung und kann in der Folge auch zu einem geringeren Bedarf an Minutenreserve führen, ohne dass ein Eingriff in die nationalen Rahmenbedingungen erforderlich wird. Das Optimierungspotenzial kann durch eine systemtechnische Einbindung relativ leicht realisiert werden. In der Hauptschaltleitung der TransnetBW in Wendlingen wird das Optimierungssystem des NRV technisch betreut und für alle Partner betrieben.

Eine Kooperation zur Vermeidung des gegenläufigen Abrufs von Sekundärregelleistung ist mit den Ländern Dänemark (seit Oktober 2011), Niederlande (seit Februar 2012), Schweiz (seit März 2012), Tschechien (seit Juni 2012), Belgien (seit Oktober 2012) und Österreich (seit April 2014) bereits realisiert. Zudem laufen Gespräche und Vorbereitungen mit weiteren Partnern bezüglich einer Teilnahme am internationalen NRV.

7. Netzkodex Regelenenergie¹⁷

Im Dezember 2012 ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E von der Europäischen Kommission aufgefordert worden, im Einklang mit der von ACER entwickelten Rahmenleitlinie Regelenenergie einen Netzkodex zu erstellen. Nach reichlich einem Jahr Arbeit und einer kontinuierlichen Beteiligung von Stakeholdern wurde der Netzkodex Regelenenergie im Dezember 2013 von ENTSO-E bei ACER zur inhaltlichen Prüfung eingereicht.

Der Netzkodex Regelenenergie zielt darauf ab, die heute noch weitgehend national organisierten Märkte für Regelenenergie in Europa zu integrieren. Durch eine Harmonisierung der Regelenenergieprodukte und eine Angleichung der Regeln für den Regelenenergieeinsatz werden der grenzüberschreitende Regelenenergieaustausch innerhalb Europas erleichtert und der Wettbewerb zwischen Regelenenergieanbietern gefördert. Insbesondere soll es auch Lastmanagement und erneuerbaren Energien erleichtert werden, am Regelenenergiemarkt teilzunehmen. Damit versetzt der Netzkodex die Übertragungsnetzbetreiber in die Lage, vorhandene Ressourcen effektiver zu nutzen, wodurch die Kosten für die Regelenenergievorhaltung und den Einsatz von Regelenenergie sinken. Gleichzeitig wird die operative Versorgungssicherheit in Europa gestärkt.

Die Bundesnetzagentur wird sich innerhalb von ACER maßgeblich an der inhaltlichen Prüfung des Netzkodex Regelenenergie beteiligen. Entspricht der Netzkodex den Anforderungen aus der Rahmenleitlinie Regelenenergie, so wird ACER der Europäischen Kommission empfehlen, den Netzkodex über das sogenannte Komitologieverfahren in eine Verordnung zu überführen.

¹⁷ Siehe auch "Netzkodex Regelenenergie Elektrizität (Electricity Balancing)" auf Seite 302

E Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen

Deutschland nimmt durch seine besondere geographische Lage in Zentraleuropa eine bedeutungsvolle Stellung im europäischen Stromverbund ein. Im Jahr 2013 ist Deutschland wie auch in den Jahren zuvor die Drehscheibe für den Stromaustausch im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität zu den angrenzenden Ländern hat sich im Jahr 2013 nur leicht verändert. Gegenüber 2012 ist die Kapazität um 2,79 Prozent auf 21.137 MW gesunken (Import- und Exportkapazitäten), im Gegensatz zu 2012, in der sie sich um 1,9 Prozent erhöhte.

Das in 2012 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 79,7 TWh (2012) auf 86,4 TWh im Jahr 2013 um 8,4 Prozent gestiegen. Der deutsche Exportsaldo hat sich von vormals 21,7 TWh in 2012 auf 32,5 TWh in 2013 erhöht, was einem Plus von 49,9 Prozent entspricht.

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Mitgliedstaaten spielt für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt eine große Rolle. Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden, soweit verfügbar, die Jahres-Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen Network Transfer Capacity (NTC) -Werte der ÜNB herangezogen. Lücken wurden durch durchschnittliche NTC-Werte gemäß Berechnungsformeln von ENTSO-E ergänzt¹⁸.

¹⁸ Bei der Angabe der Werte für eine Grenze wurde darauf geachtet, dass die Daten aus derselben Quelle stammen. Ein Vergleich der jeweiligen Länderkapazitäten ist jedoch nur beschränkt möglich, da die von den ÜNB stündlich übermittelten NTC-Werte aufgrund unterschiedlicher Berechnungsmethoden von den berechneten Durchschnittswerten gemäß ENTSO-E abweichen können. Details zu den Berechnungsgrundlagen für die NTC-Werte gemäß ENTSO-E bzw. der deutschen ÜNB sind unter <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/Pages/default.aspx> erhältlich.

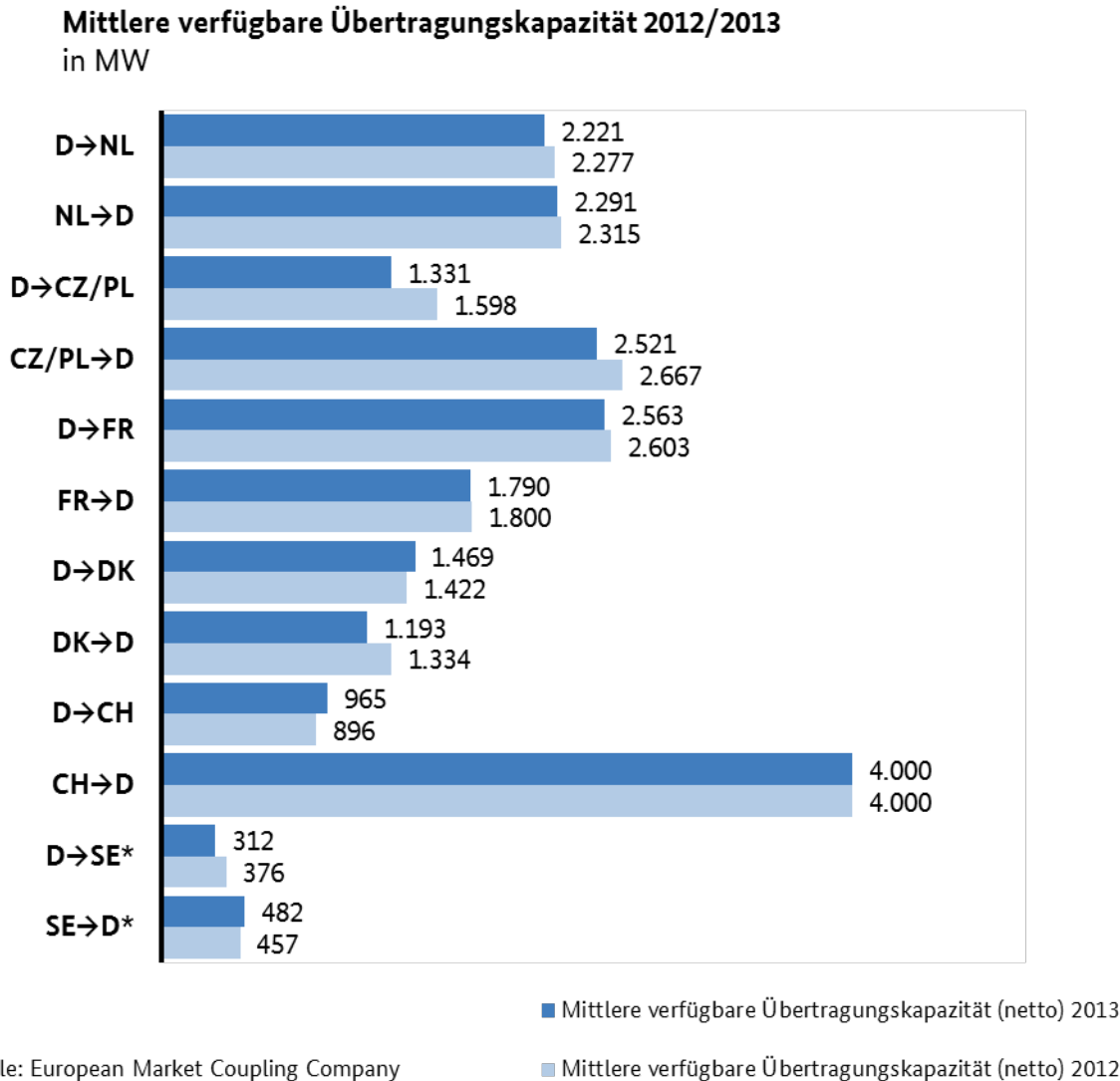


Abbildung 45: Entwicklung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität

Die Importkapazitäten haben sich besonders an der polnischen und tschechischen sowie der dänischen Grenze verändert. Die Importkapazität verringerte sich an der dänischen Grenze um 10,61 Prozent sowie an der polnischen und tschechischen Grenze um 5,47 Prozent. Eine Zunahme ist an der schwedischen Grenze mit 5,39 Prozent zu verzeichnen. Die Exportkapazitäten wiesen zum Teile große Veränderungen auf. Während sie an der polnischen und tschechischen Grenze um 16,68 Prozent und an der schwedischen Grenze mit 16,84 Prozent fielen, erhöhte sich die Kapazität an der Grenze zu der Schweiz um 7,71 Prozent. Gründe für die zum Teil erheblichen Veränderungen der Kapazitäten liegen an den Störungen des Seekabels zu Schweden und an Anpassungen der Übertragungsnetzbetreiber, um einen bestmöglichen Stromaustausch mit dem Ausland unter Berücksichtigung der Systemstabilität zu realisieren. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg ist von insgesamt 21.336 MW im Jahr 2012 um 2,79 Prozent auf 21.137 MW (Import- und Exportkapazitäten) im Jahr 2013 gefallen. In der folgenden Abbildung sind sämtliche Werte tabellarisch zusammengefasst.

Importkapazität

	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2012 in MW	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2013 in MW	Veränderung in Prozent
NL → D	2.314,83	2.291,11	-1,0
CZ/PL → D	2.667,21	2.521,25	-5,5
FR → D	1.800,00	1.790,46	-0,5
DK → D	1.334,16	1.192,55	-10,6
CH → D	4.000,00	4.000,00	0,0
SE → D	457,00	481,65	5,4
Gesamt	12.573,19	12.277,01	-2,4

Tabelle 21: Entwicklung der Importkapazitäten von 2012 zu 2013

Exportkapazität

	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2012 in MW	Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (netto) 2013 in MW	Veränderung in Prozent
D → NL	2.276,65	2.220,70	-2,5
D → CZ/PL	1.597,87	1.331,32	-16,7
D → FR	2.603,07	2.562,95	-1,5
D → DK	1.422,47	1.468,68	3,3
D → CH	895,63	964,72	7,7
D → SE	375,72	312,45	-16,8
Gesamt	9.171,42	8.860,81	-3,4

Tabelle 22: Entwicklung der Exportkapazitäten von 2012 zu 2013

1. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbund austauschfahrpläne

Die realisierten Verbund austauschfahrpläne sind für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und an der Gesamtheit der deutschen Grenzen entscheidend.

Diese bilden saldierte Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab, die sich gemäß den Regeln des Marktes ergeben¹⁹. Die nachfolgende Abbildung zeigt die im Jahr 2013 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne.

Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Handel, saldierte Werte) in TWh

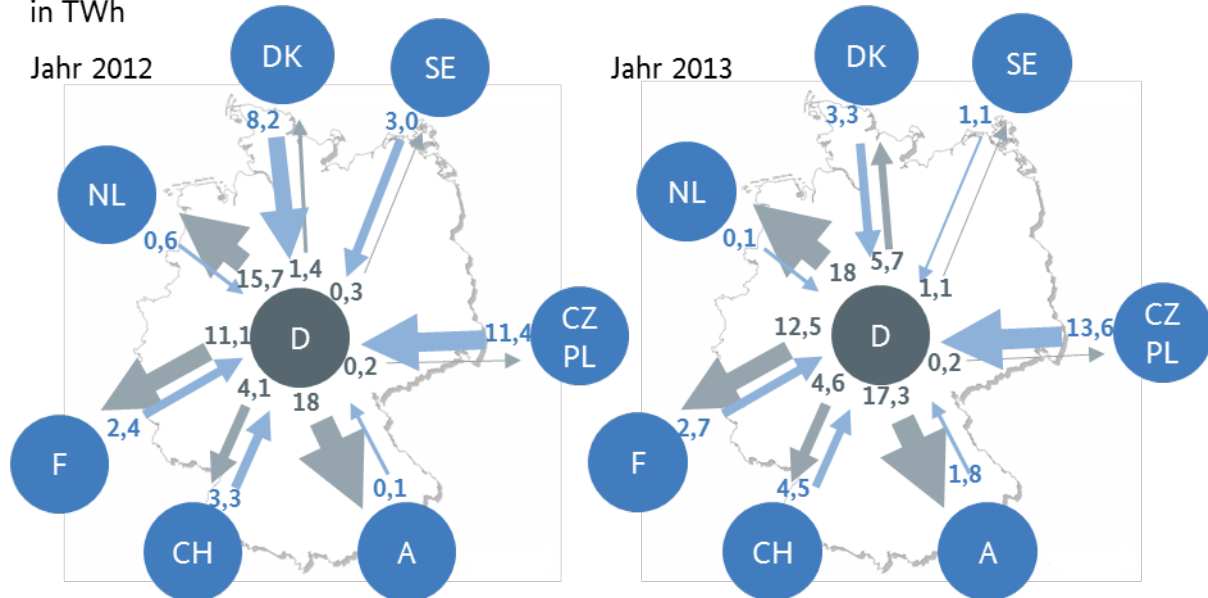


Abbildung 46: Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Stromhandel)

Die Zunahme der Exporte in 2013 geht einher mit der Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie sinkenden Preisen an der deutschen Strombörse. Der durchschnittliche EPEX Day-Ahead Spotpreis verringerte sich im Jahr 2013 auf noch 37,78 Euro für die Megawattstunde. Im Jahr 2012 lag der durchschnittliche Preis bei 42,60 Euro. In den folgenden Abbildungen sind sämtliche Werte nochmals tabellarisch zusammengefasst.

¹⁹ Der Elektrizitätshandel sollte vom günstigen ins teurere Land durch die Nutzung der Grenzkuppelstellen erfolgen.

Importe in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2012	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2012	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2013	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2013
NL → D	0,7	0,6	0,3	0,1
CZ/PL → D	8,6	11,4	9,9	13,6
FR → D	13,2	2,4	11,8	2,7
DK → D	8,2	8,2	3,2	3,3
CH → D	3,1	3,3	3,7	4,5
AT → D	6,8	0,1	5,7	1,8
SE → D	2,9	3,0	1,1	1,1

Tabelle 23: Vergleich der Importe aus Grenzüberschreitenden Stromflüssen

Exporte in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2012	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2012	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2013	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2013
D → NL	22,6	15,7	24,6	18,0
D → CZ/PL	8,7	0,2	7,9	0,2
D → FR	0,8	11,1	1,2	12,5
D → DK	1,5	1,4	5,8	5,7
D → CH	12,7	4,1	11,7	4,6
D → AT	15,9	18,0	14,4	17,3
D → SE	0,3	0,3	1,0	1,1

Tabelle 24: Vergleich der Exporte aus Grenzüberschreitenden Stromflüssen

Saldo in TWh

	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2012	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2012	Tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2013	verbindliche Verbund austausch- fahrpläne 2013
Import	43,5	29,0	35,8	26,9
Export	62,4	50,7	66,5	59,4
Saldo	18,8	21,7	30,7	32,5

Tabelle 25: Vergleich des Saldos der Grenzüberschreitenden Stromflüsse

Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

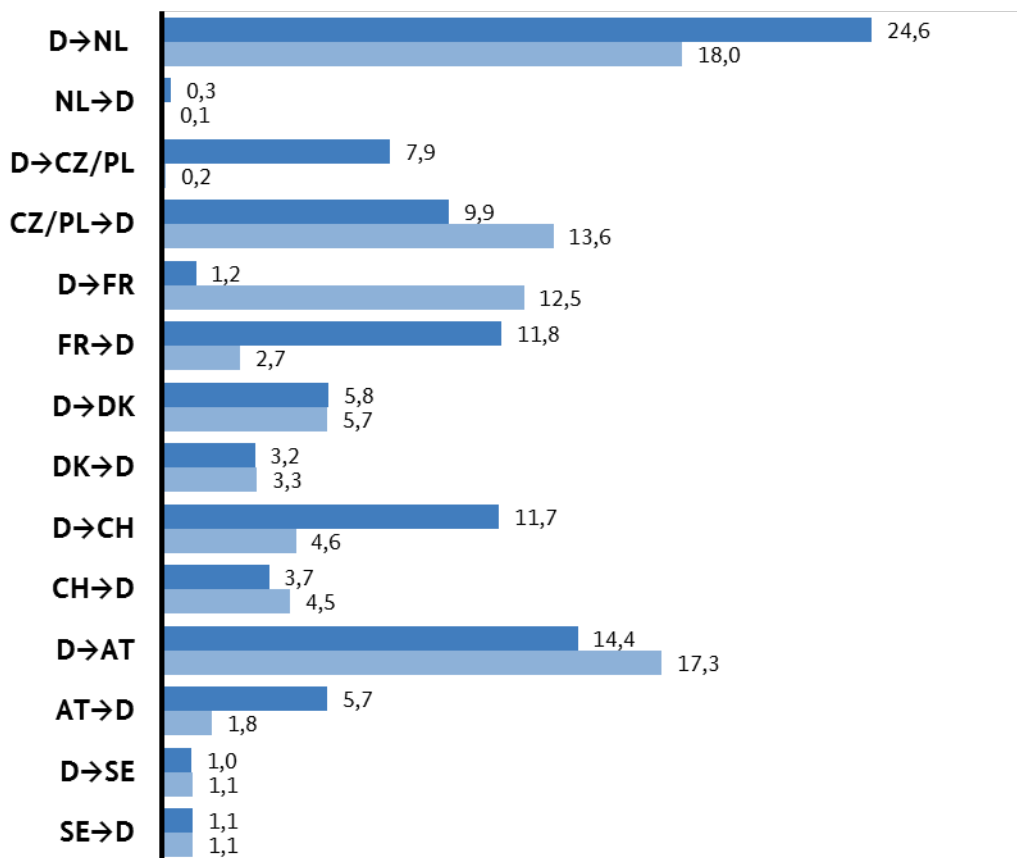
	2012		2013	
	in TWh	Handel in Euro	in TWh	Handel in Euro
Export	50,69	2.106.176.769,68	59,44	2.197.629.995,34
Import	28,99	1.274.129.231,47	26,95	1.052.899.357,22
Saldo	21,70	832.047.538,20	32,49	1.144.730.638,12
Erlöse Exporte in Euro/MWh		41,55		36,98
Kosten Importe in Euro/MWh		43,95		39,07

Tabelle 26: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels

Gerade Veränderungen in den Preisdifferenzen schlagen sich in der Entwicklung der grenzüberschreitenden Handelsvolumina zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern nieder. Die Gründe für unterschiedliche Preise hängen von verschiedensten Faktoren ab, welche einen direkten Einfluss auf die Merit-Order und damit insbesondere auf den Großhandelspreis in den jeweiligen Ländern haben. Die Entwicklung der Handelsvolumina ist folglich nicht allein im deutschen Markt begründet, sondern bildet ebenso Veränderungen von Angebot und Nachfrage in dem jeweiligen Nachbarland ab. Faktoren wie Temperatur und die jeweilige Jahreszeit wirken sich direkt auf die Nachfrage aus. Auf der Angebotsseite sind Wetterphänomene direkte Einflussgrößen. Plötzlich auftretende Nebelfelder oder Schneedecken können beispielsweise Abweichungen der Photovoltaik-Erzeugung von den Prognosen verursachen und haben damit direkten Einfluss auf die Strompreise. Eine schlechte Konjunkturlage und der daraus resultierende verminderte Stromverbrauch sowie die Brennstoffkosten auf den Weltmärkten sind weitere Faktoren.

Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten tatsächlichen physikalischen Lastflüsse weichen von den Fahrplänen an den Grenzen ab²⁰.

Jahressummen der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Verbundaustauschfahrpläne 2013
in TWh



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

■ tatsächlicher physikalischer Lastfluss 2013
■ verbindliche Verbundaustauschfahrpläne 2013

Abbildung 47: Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse

²⁰ Zwar ist die Nettoexportbilanz bei realisierten Verbundfahrplänen und tatsächlichen physikalischen Flüssen –abgesehen von Transportverlusten – in der Summe aller deutschen Grenzkuppelstellen identisch. An den einzelnen Grenzen weichen die Werte jedoch i. d. R. ab, da der tatsächliche physikalische Fluss der rein physikalischen Gesetzmäßigkeit des geringsten Widerstands folgt und aufgrund der Vermaschung der Netze auch abweichend von den realisierten Verbundfahrplänen indirekt von Regionen hoher Erzeugung über Drittländer stattfinden (z. B. von Frankreich über Deutschland / Schweiz nach Italien) kann.

2. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 findet zwischen den ÜNB ein Ausgleich (sog. Inter-TSO Compensation - ITC) statt für die Kosten, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse (sog. Transite) über ihre Netze entstehen. ENTSO-E richtete den ITC-Fonds für die Kompensationen der Übertragungsnetzbetreiber ein. Der Fonds soll zum einen die Kosten, die in den nationalen Übertragungsnetzen infolge der Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse entstehen, und zum anderen die Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur zur Durchleitung grenzüberschreitender Stromflüsse decken.

ACER veröffentlicht jährlich einen Bericht zur Umsetzung des ITC Mechanismus (Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism) gemäß Punkt 1.4 des Annex Teil A der Verordnung (EU) Nr. 838/2010.

Die aktuellen Zahlen für 2013 lauten nach dem ACER-Bericht wie folgt:

Die vier deutschen ÜNB erhielten im Jahr 2013 für Verlustenergie und Bereitstellung der Infrastruktur Kompensationen i. H. v. 41,97 Mio. Euro und mussten im Gegenzug Beiträge i. H. v. 27,76 Mio. Euro leisten. Im Saldo bedeutet das einen Betrag von 13,21 Mio. Euro (2012: 26,8 Mio. Euro), den die deutschen ÜNB netto als Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus erhalten haben.

F Europäische Integration

1. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Die Schaffung eines europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts ist erklärtes Ziel der europäischen Union. Nach Punkt 3.2. aus dem Anhang der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 soll damit schrittweise in einzelnen Regionen Europas begonnen werden. Die bereits im November 2010 für Zentralwesteuropa gestartete Kopplung der vortägigen Strommärkte wurde in 2013 für Nordwesteuropa „NWE“ (Deutschland, Frankreich, Benelux, Skandinavien und Großbritannien) entscheidend vorangetrieben. Der erfolgreiche Start ist im Februar 2014 gelungen. In der Folge sollen sich die anderen Regionen nach und nach der Region Nordwesteuropa anschließen. Mit Südwesteuropa „SWE“ (Frankreich, Spanien und Portugal) ist die erste weitere Region im Mai 2014 angekoppelt worden. Damit sind bereits drei Viertel des europäischen Strommarktes erfolgreich gekoppelt.

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

Auf europäischer Ebene hat ACER der Bundesnetzagentur die Projektleitung für die Umsetzung der gesamteuropäischen Marktkopplung übertragen. Dazu hat die Bundesnetzagentur für ACER einen Umsetzungsplan mit konkreten Meilensteinen erstellt.

2. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation

Der Netzkodex „Kapazitätsallokation und Engpassmanagement“ definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell für das kurzfristige Engpassmanagement in Zentraleuropa. Wesentliche Grundlage dafür bildet die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung. Dabei werden die durch die konkreten Handelsgeschäfte zu erwartenden physikalischen Flüsse bereits bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt und nach Effizienzgesichtspunkten und Netzsicherheitsaspekten die noch verfügbaren Übertragungskapazitäten ermittelt. Dies gewährleistet eine zunehmende Sicherheit der Übertragungsnetze und verbesserte Ausnutzung der Übertragungskapazitäten.

Nach der erfolgreichen Einführung der Marktkopplung in Zentralwesteuropa (CWE-Region) im Herbst 2010 wurde die Implementierung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode in Angriff genommen. 2013 wurde dafür durch die Projektpartner eine öffentliche Konsultation durchgeführt, die allen von der lastflussbasierte Kapazitätsallokation betroffenen Marktparteien die Möglichkeit gab, sich fachlich einzubringen und Unklarheiten zu klären. Diese wurden anschließend in der Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung entsprechend berücksichtigt. Die lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode in der CWE-Region soll am 31. März 2015 starten.

Neben der CWE-Region wird derzeit ebenfalls in Zentralosteuropa (CEE-Region) an der Einführung der lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode gearbeitet. Hier wird mit dem Start voraussichtlich in 2016 gerechnet. In der Folge sollen beide Regionen verbunden werden.

Für den weiteren Verlauf ist es wichtig, die Arbeit in den beiden Regionen frühzeitig gut zu koordinieren, um sicherzustellen, dass die lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode in beiden Regionen kompatibel sein wird. Insbesondere geht es dabei um die Identifizierung der gemeinsamen Standards in beiden Regionen, die Erstellung eines gemeinsamen Ablaufplans zur Implementierung der gemeinsamen Standards, die Begleitung des Regionen übergreifenden Harmonisierungsprozesses und die Erstellung des Abschlussberichts nach erfolgreicher Kopplung der Märkte.

3. Netzwerkkodex zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement²¹

Netzkodex zur langfristigen Kapazitätsvergabe

Um die europaweite Integration der einzelstaatlichen Elektrizitätsmärkte zu beschleunigen, sieht die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 unter anderen für die grenzüberschreitende Engpassbewirtschaftung vor, dass die Regulierungsbehörden innerhalb von ACER zunächst sogenannte Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) verfassen. Nach Maßgabe dieser Rahmenleitlinien ist der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-E aufgefordert, entsprechende Netzkodizes zu erstellen.

Die Arbeiten der Regulierungsbehörden an der Rahmenleitlinie zur Kapazitätsallokation und zum Engpassmanagement wurden Ende 2009 begonnen und sind im Sommer 2011 abgeschlossen worden. Sie sehen grundlegende Weichenstellungen für die zukünftige Organisation des gemeinschaftsweiten Strombinnenmarktes vor. Im Einzelnen treffen sie Vorgaben für die Ausgestaltung der Engpassbewirtschaftungsmethoden für die langfristige, vortägliche und untertägige Kapazitätsvergabe. Zudem wird bestimmt, nach welcher abstrakten Methode die Berechnung grenzüberschreitender Stromtransportkapazitäten zu erfolgen hat.

Für die langfristige Kapazitätsvergabe ist vorgesehen, finanzielle Übertragungsrechte einzuführen. Zudem soll eine die Gemeinschaft umfassende Plattform für den Sekundärhandel mit langfristig erworbenen Transportrechten aufgesetzt werden. Der vortägliche Kapazitätshandel soll implizit, also zeitgleich mit dem Stromhandelsgeschäft abgewickelt werden. Diese hat im Wege einer Preiskopplung basierend auf einem einheitlichen Algorithmus zu erfolgen. Der untertägliche Handel soll ebenfalls implizit organisiert werden. Ein entsprechender Berechnungsalgorithmus soll nach dem Windhundprinzip („first-come-first-served“) ablaufen. Die untertäglich verfügbaren Kapazitäten sollen auf einer Plattform gebündelt und mit den Orderbüchern der Börsen verknüpft werden.

Für die Kapazitätsberechnung ist zukünftig ein lastflussbasiertes Verfahren einzuführen, welches die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten abhängig von den handelsseitigen Transaktionen und

²¹ Siehe auch "Netzkodex Kapazitätsallokation und Engpassmanagement (Capacity Allocation and Congestion Management - CACM)" auf Seite 302

benachbarten Grenzkuppelstellen ermittelt. Parallel wurden in den etablierten Regionalen Initiativen des Stromsektors unterschiedliche Implementierungsprojekte hinsichtlich der in der Rahmenleitlinie angelegten Modelle begonnen. Diese bauen zum Teil auf Projekten auf, die bereits vor 2010 in der entsprechenden Region begonnen wurden.

Die regulatorischen Genehmigungsprozesse sollen derart geändert werden, dass die Genehmigungskompetenzen auch die Methoden einschließen und den Regulierungsbehörden ein Änderungsvorschlagsrecht eingeräumt wird. Hinsichtlich untertägiger Auktionen soll im Netzkodex geregelt werden, dass im täglichen Prozess regionale Auktionen zusätzlich zu kontinuierlichem grenzüberschreitendem Handel ermöglicht werden. Für die wichtigsten Handelszeitpunkte sollen eindeutige und harmonisierte Vorgaben im Kodex festgeschrieben werden, so dass ein einheitlicher Zeitrahmen für die Handelsgeschäfte entsteht.

Bereits 2013 wurde der Netzkodex zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement von ACER an die Europäische Kommission zur Abstimmung weitergegeben. Hier startete im Dezember 2013 das Komitologieverfahren zur endgültigen Abstimmung und Verabschiedung im Ausschuss für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Bisher finden die Diskussionen auf Grundlage eines informellen Textes statt, da die Kommission ihren eigenen offiziellen Textentwurf nicht fertiggestellt hat. Die Verabschiedung nach Mehrheitsentscheid soll in 2014 erfolgen. Die Bundesnetzagentur unterstützt und berät in diesem Verfahrensschritt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, das die Bundesrepublik im Ausschuss für den grenzüberschreitenden Stromhandel vertritt.

Im Bereich der langfristigen Kapazitätsvergabe wurde ein separater Netzkodex entwickelt. Nach Abschluss der öffentlichen Konsultationen wurde im Oktober 2013 die finale Version des Netzkodex an ACER übergeben. In begründeten Stellungnahmen hat ACER alsdann begonnen, ENTSO-E noch vorhandene sachliche Abweichungen im Netzkodex zu den vorgegebenen Rahmenrichtlinien aufzuzeigen und eine zügige Implementierung einzufordern. Die Überarbeitung des Netzkodex wird bis 2014 andauern.

In der europäischen Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign tritt auch die Frage der Anpassung der derzeit bestehenden Preiszonen immer mehr in den Vordergrund. Im Rahmen einer vorgezogenen teilweisen Implementierung des Netzkodex CACM (sog. early implementation) wird daher im Vorgriff auf den Netzkodex CACM das dort zur Preiszonenfrage vorgesehene Verfahren bereits informell angewendet.

Der aktuelle Entwurf von ENTSO-E sieht insoweit vor, dass alle drei Jahre nach In-Kraft-Treten des Netzkodex CACM die Preiszonengestaltung durch Zusammenwirken der ÜNB, der nationalen Regulierungsbehörden und ACER zu evaluieren ist.

Der Evaluierungsprozess gliedert sich in vier Verfahrensschritte. Danach ist zunächst vorgesehen, dass die ÜNB einen technischen Bericht vorlegen, in dem die jeweils aktuelle Gebotszonengestaltung aus Netzsicht untersucht wird. Zeitgleich wird von ACER in Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden der Marktbericht verfasst, der u. a. die Verteilung der Marktmacht und Liquidität des Marktes in den aktuellen Gebotszonen beleuchtet. Auf der Grundlage der Ergebnisse der beiden Berichte treffen die nationalen Regulierungsbehörden die Entscheidung, ob eine Evaluierung der Gebotszonengestaltung durchgeführt werden soll. Bei positiver Entscheidung wird von den ÜNB die Gebotszonengestaltung untersucht. Die Evaluierung bezieht sich dabei vorrangig auf die Kriterien Netzsicherheit, Markt-Effizienz und Stabilität der Preiszonen.

Von den ÜNB werden im Rahmen dieser Untersuchung Vorschläge zu einer alternativen Ausgestaltung der Preiszonen eingebracht, die in einer öffentlichen Konsultation der Interessenvertreter bewertet werden. Ergebnis der Konsultation kann dabei sowohl die Beibehaltung der bestehenden Preiszonen als auch eine neue Ausgestaltung sein. Das Ergebnis der Evaluierung soll innerhalb von zwölf Monaten nach der Entscheidung zur Durchführung der Evaluierung umgesetzt werden.

Auf der Grundlage der Auswertung der derzeit durchgeführten Evaluierung der bestehenden Preiszonengestaltung wird zwischen ACER und den nationalen Regulierungsbehörden über das weitere Vorgehen entschieden werden. Dabei werden die Vorgaben aus dem Entwurf des Netzkodex CACM entsprechend angewendet.

Aus deutscher Sicht ist der Prozess zu begrüßen, da diese viel diskutierte Frage erstmals durch ein strukturiertes Verfahren in einem europäischen Betrachtungsrahmen untersucht wird.

4. Netzbelastung im angrenzenden Ausland

Vor dem Hintergrund der physikalischen Gesetzmäßigkeit, dass der Stromfluss über die Leitungen mit dem geringsten Widerstand erfolgt, entspricht die Richtung des Stromflusses nicht immer der Handelsrichtung. Der Strom fließt vielmehr zum Teil durch die Leitungen angrenzender Nachbarländer. Die so entstehenden Ring- und Transitflüsse stellen ein natürliches Phänomen in vermaschten Netzen dar, so dass jedes Land sowohl Verursacher als auch Empfänger dieser Flüsse sein kann.

Ausgehend vom Norden Deutschlands treten diese ungeplanten Stromflüsse besonders in Erzeugungssituationen mit starker Windeinspeisung auf. Innerdeutsche Nord-Süd-Flüsse sowie Handelsflüsse zwischen Deutschland und Österreich nehmen daher teilweise den Weg über Polen und Tschechien bzw. die Niederlande, Belgien und Frankreich. Um der Ringfluss-Thematik zeitnah zu begegnen, besteht die Möglichkeit, sog. Phasenschieber (virtual Phase Shifting Transformer und physical Phase Shifting Transformer; Abkürzung vPST / pPST) zu errichten. Durch den Einsatz von pPST lässt sich der Stromfluss auf einer Leitung wie mit einem „Ventil“ begrenzen. Die Installation von pPST hat in der Region Zentralwesteuropa (CWE) bereits gute Ergebnisse bei der physikalischen Begrenzung der Transitflüsse durch Belgien geliefert. Allerdings werden die deutschen Netze vor allem in Nord-Süd-Richtung durch diese Maßnahme noch stärker belastet. Die Einrichtung der vPST beinhaltet die vertragliche Vereinbarung zwischen zwei oder mehr ÜNB über die Definition des maximalen grenzüberschreitenden Stromflusses, den es durch den Einsatz von Kraftwerks-Redispatch einzuhalten gilt. Die Ergebnisse der Pilotphase des Einsatzes des vPST zwischen Deutschland und Polen im Zeitraum 8. Januar bis 30. April 2013 haben gezeigt, dass den Ring- und Transitflüssen auf diese Weise – bis zur Installation und Inbetriebnahme der physikalischen Phasenschieber – erfolgreich begegnet werden kann. Vor diesem Hintergrund haben sich der deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH und der polnische Übertragungsnetzbetreiber PSE S.A. auf die Durchführung der Betriebsphase des vPST, die nunmehr seit dem 18. März 2014 läuft, geeinigt. An dem deutschen Kostenanteil beteiligen sich neben dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH auch der deutsche Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG. Die ersten physikalischen Phasenschieber werden voraussichtlich Ende 2015/Anfang 2016 an der deutsch-polnischen Grenze installiert werden. Parallel dazu hat die 50Hertz Transmission GmbH mit dem tschechischen Übertragungsnetzbetreiber CEPS eine Vereinbarung dahingehend getroffen, bis Ende 2016 ebenfalls physikalische Phasenschieber an der deutsch-tschechischen Grenze zu installieren und diese koordiniert zu betreiben. Zumindest teilweise im

Zusammenhang mit der Beherrschung der Ringflüsse zu sehen ist die Frage der Gestaltung von Gebotszonen. Insoweit werden derzeit im Rahmen der vorgezogenen Implementierung der Guideline „Kapazitätsberechnung und Engpassmanagement“ (GL CACM) eine Evaluierung der bestehenden Preiszonen durchgeführt und mögliche Alternativen zur bestehenden Preiszonengestaltung geprüft. Zurzeit werden die von ENTSO-E zu untersuchenden Szenarien identifiziert und die Berechnungskriterien festgelegt. In dieser Phase und auch im weiteren Verlauf des Verfahrens sind sowohl ACER als auch die nationalen Regulierungsbehörden einbezogen.

G Großhandel

Funktionierenden Großhandelsmärkten kommt eine entscheidende Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich zu. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte bzw. nicht benötigte Strommengen beschafft bzw. abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u. a. eine mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken ermöglichen, gleichermaßen eine wichtige Rolle. Ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite, verbessert die Markteintrittsmöglichkeiten für neue Anbieter. Marktteilnehmern werden Möglichkeiten eröffnet, ihre Auswahl an Handelspartnern und -produkten, sowie Handelsformen und -verfahren zu diversifizieren. Neben dem bilateralen Großhandel (sog. OTC-Handel, over-the-counter) sind Strombörsen von zentraler Bedeutung. Elektrizitätsbörsen schaffen einen verlässlichen Handelsplatz und liefern zugleich wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen der Elektrizitätswirtschaft.

Die Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte ist im Jahr 2013 auf hohem Niveau stabil geblieben. Volumenzuwächse sind im börslichen Terminhandel zu verzeichnen. Die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise sind im Jahr 2013 gesunken. Im Vergleich zum Vorjahr verringerten sich die durchschnittlichen Spotmarktpreise an der EPEX SPOT um rund elf Prozent, während die Terminkontrakte für das Folgejahr an der EEX im Mittel um rund 20 Prozent niedriger notierten.

1. Börslicher Großhandel

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Berichtsjahren, auf das Marktgebiet Deutschland / Österreich und die Börsenplätze in Leipzig (EEX), Paris (EPEX SPOT) und Wien (EXAA). Die Börsen haben sich an der Datenerhebung im Energie-Monitoring in diesem Jahr erneut beteiligt. Da für Deutschland und Österreich ein gemeinsames Liefergebiet besteht, werden die einzelnen Stromkontraktarten („Produkte“) an allen drei Börsen mit für die beiden Länder jeweils einheitlichen Börsenpreisen gehandelt („eine Preiszone“)²². Die European Energy Exchange AG (EEX) bietet Stromprodukte im Terminhandel an, die EPEX SPOT SE und die Energy Exchange Austria / EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG (EXAA) Stromprodukte im Spotmarktbereich²³.

Die Börsen haben sich als wichtige Handelsplätze etabliert. Die Zahl der an den Börsen für den Stromhandel im Marktgebiet Deutschland / Österreich zugelassenen Teilnehmer befindet sich seit mehreren Jahren auf stabilem Niveau.

²² Das Intraday-Produkt an der EPEX SPOT wird für Österreich und Deutschland getrennt angeboten.

²³ Zwischen EEX und EPEX SPOT bestehen gesellschaftsrechtliche Verbindungen. Insbesondere gehört die EPEX SPOT SE zu gleichen Teilen der EEX AG und der Powernext SA, die im Zuge eines Zusammenschlussvorhabens derzeit umstrukturiert werden. Zum 1. Januar 2015 soll EEX über die Powernext SA mittelbare Mehrheitsgesellschafterin der EPEX SPOT werden.

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

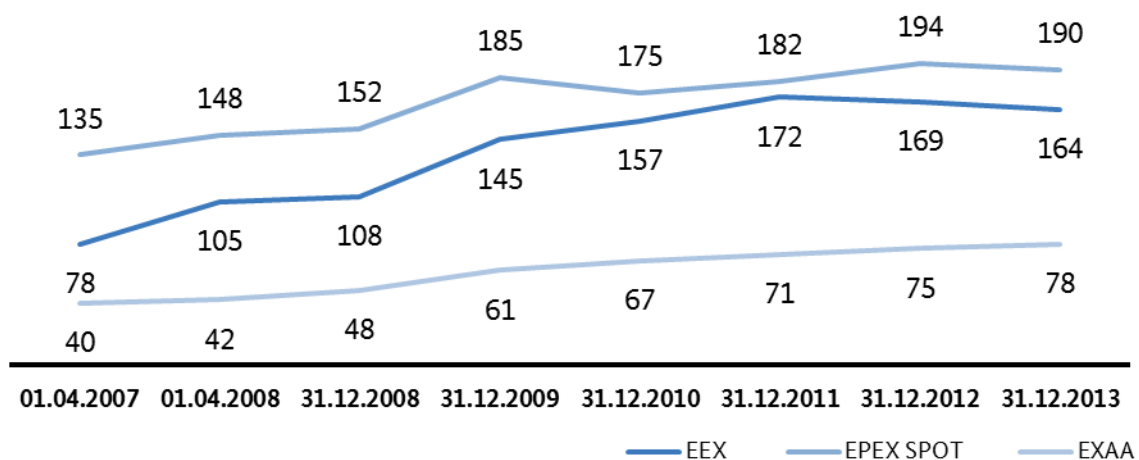


Abbildung 48: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, EPEX SPOT und EXAA

Nicht jedes im Großhandel tätige Unternehmen bedarf eines eigenen Zugangs zur Börse, um die Möglichkeiten der Börse zu nutzen. Unternehmen können vielmehr auch auf Dienstleistungsangebote börslich registrierter Händler zurückgreifen. Größere Konzerne bündeln ihre Handelsaktivitäten oftmals in einer Konzerngesellschaft, die über eine entsprechende Börsenregistrierung verfügt. Nach den Kategorien, nach denen die EPEX SPOT bzw. die EEX ihre Börsenteilnehmer klassifizieren, ergibt sich folgendes Teilnehmerspektrum.

Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2013

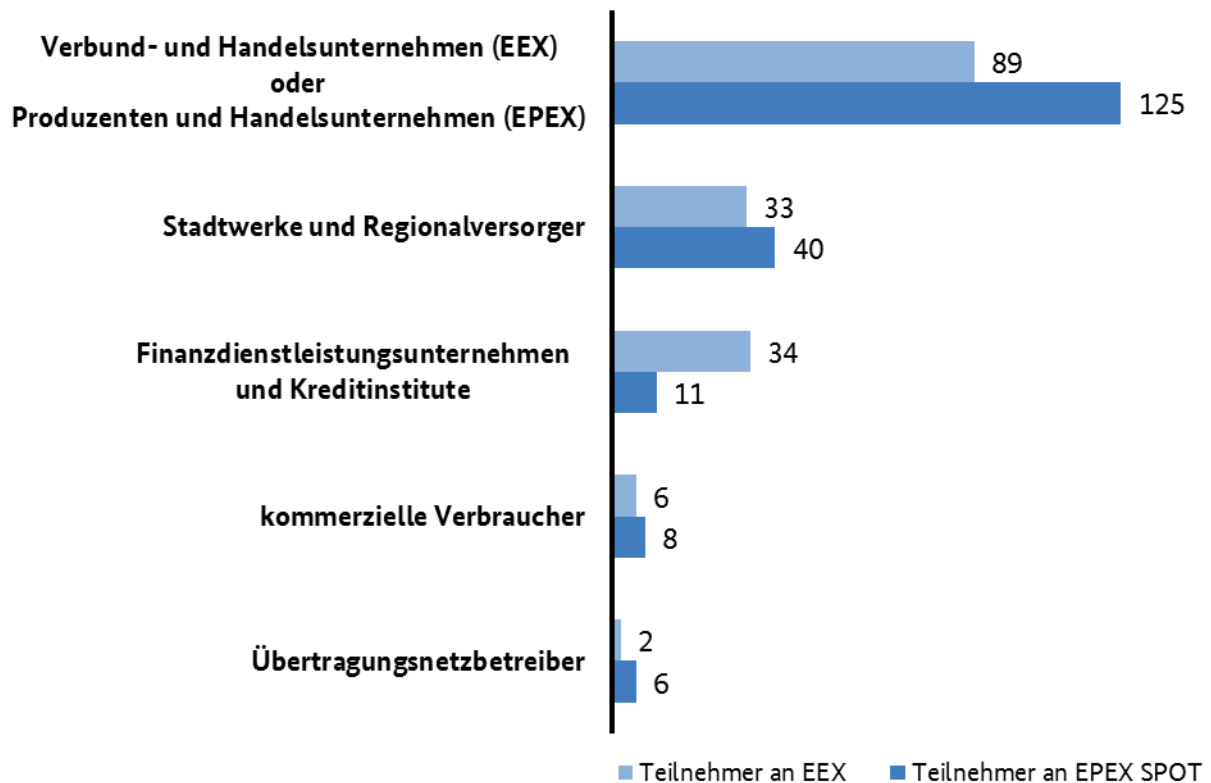


Abbildung 49: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2013

Terminhandel und Spothandel erfüllen unterschiedliche, überwiegend komplementäre Funktionen. Während am Spotmarkt die physische Erfüllung des Stromlieferungsvertrages (Lieferung in den Bilanzkreis) im Vordergrund steht, werden Terminkontrakte überwiegend finanziell erfüllt. Finanzielle Erfüllung bedeutet, dass zwischen den Vertragspartnern zum vereinbarten Erfüllungstermin letztlich keine Stromlieferung, sondern ein Barausgleich in Höhe der Differenz des vorab vereinbarten Terminpreises und des Spotmarktpreises erfolgt. Im Folgenden werden die börslichen Spotmärkte (Abschnitt I.G.1.1) und Terminmärkte (I.G.1.2) getrennt dargestellt.

1.1 Spotmärkte

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

Die Day-Ahead-Auktion an der EPEX SPOT findet täglich um 12 Uhr statt. An der EXAA konzentrieren sich die Auktionen auf fünf Tage pro Woche, wobei der Auktionszeitpunkt (10:12-10:15 Uhr) früher als an der EPEX SPOT liegt. In der Day-Ahead-Auktion der EPEX SPOT kann neben Einzelstunden und standardisierten

Blöcken auch eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke) gehandelt werden. Ferner können Gebote für eine vollständige oder teilweise physische Erfüllung von an der EEX gehandelten Terminkontrakten (Futures-Positionen) eingereicht werden. In der Day-Ahead-Auktion der EXAA können neben Einzelstunden und Blöcken seit September 2014 auch Viertelstunden gehandelt werden. Die EPEX SPOT hat die Einführung einer getrennten Day-Ahead-Auktion für Viertelstundenkontrakte täglich um 15 Uhr ab 9. Dezember 2014 angekündigt. Die Erweiterung der Handelsmöglichkeiten um Viertelstundenkontrakte trägt insbesondere der gestiegenen Einspeisung von Strom aus dargebotsabhängigen (regenerativen) Quellen und der Pflicht der Bilanzkreisverantwortlichen²⁴ zum Ausgleich der Leistungsbilanz pro Viertelstunde Rechnung.

Gegenstand des kontinuierlichen Intraday-Handels an der EPEX SPOT sind neben Einzelstunden ebenfalls standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke. Für die deutschen Regelzonen ist darüber hinaus seit Dezember 2011 auch der Handel mit 15-Minuten-Kontrakten möglich. Die Stromkontrakte können für die deutschen Regelzonen bis 45 Minuten vor Lieferbeginn und für die österreichische Regelzonen bis 75 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden. Im Unterschied zu den Day-Ahead-Auktionen ist der kontinuierliche Intraday-Handel nicht als Einheitspreisauktion ausgestaltet.

Handelsvolumina

Im Berichtsjahr 2013 betrug das Volumen des Day-Ahead-Handels an der EPEX SPOT 245,6 TWh, was dem Vorjahresniveau entspricht. Das Volumen des Intraday-Handels ist nach der Stagnation in 2012 wieder gestiegen, und zwar auf 19,6 TWh (wovon 0,4 TWh auf den Lieferort Österreich entfallen). Das Volumen des Day-Ahead-Marktes an der EXAA ist im Berichtsjahr 2013 auf 7,8 TWh gesunken, was dem Niveau von 2011 entspricht.

²⁴ Siehe hierzu auch: Bundesnetzagentur, Positionspapier vom 16. September 2013 zur Wahrnehmung der Pflichten nach § 4 Abs. 2 StromNZV und Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrages durch die Bilanzkreisverantwortlichen.

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

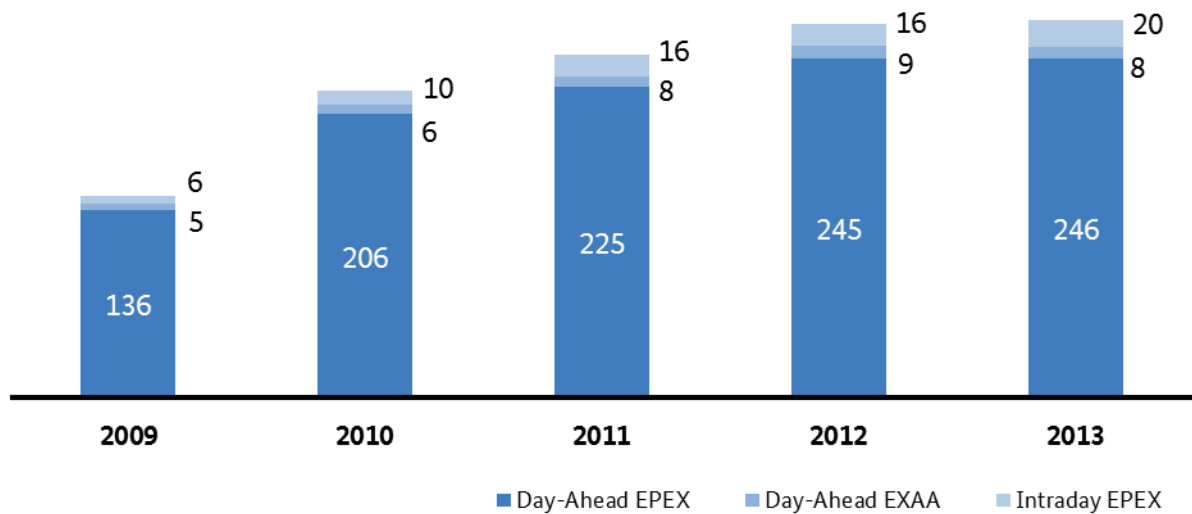


Abbildung 50: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA im Zeitraum 2009-2013

Anzahl der aktiven Teilnehmer

Auch bei der Anzahl der an den beiden Börsenplätzen aktiven Teilnehmer sind keine starken Veränderungen zu verzeichnen.

An der EPEX SPOT gilt ein registrierter Teilnehmer als „aktiv“ am Handelstag, wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) des Teilnehmers ausgeführt worden ist. Im Mittel waren 156 Teilnehmer (in 2012: 150 Teilnehmer) und damit rund 82 Prozent aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv. Die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer (122 in 2013 und 117 in 2012) bzw. Verkäufer (118 in 2013 und 110 in 2012) ist gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten „Kauf“) liegt mit 81 Teilnehmern in 2013 in etwa auf dem Vorjahresniveau (83 in 2012). Die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten „Verkauf“) ist erneut, und zwar um über 10 Prozent auf 75 gestiegen (68 in 2012).

An der EXAA gilt ein registrierter Teilnehmer als „aktiv“, wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) ausgeführt worden ist, und zwar bezogen auf jeden Liefertag²⁵. Im Mittel waren rund 39 Teilnehmer und damit erneut etwa die Hälfte aller registrierten Teilnehmer je Liefertag aktiv. Zwei Drittel aller Teilnehmer an der EXAA (52) verfügen über Handelskonten in den deutschen Regelzonen. Im Mittel wurden von knapp zwanzig Teilnehmern je Handelstag Gebote in die deutschen Regelzonen ausgeführt.

²⁵ Der unterschiedliche Ansatz – Liefertag statt Handelstag – soll eine gleichgerichtete Betrachtung der Werte beider Spotmarktplätze trotz der verschiedenen Handelsbedingungen (Auktionstage, Auktionszeitpunkt) ermöglichen. Dies ist jedoch aufgrund weiterer Unterschiede zwischen EPEX SPOT und EXAA nur bedingt möglich.

Preisabhängigkeit der Gebote

Bei den Day-Ahead-Auktionen an der EPEX SPOT und EXAA können Gebote preisabhängig oder preisunabhängig abgegeben werden. Im Gegensatz zum preisabhängigen Gebot (Limit Order) gibt der Teilnehmer beim preisunabhängigen Gebot (Market Order) keine festen Preis-Mengen-Kombinationen vor. Preisunabhängigkeit bedeutet, dass die Menge ungeachtet eines Preislimits beschafft bzw. veräußert werden soll.

Preisunabhängige Gebote haben an der EPEX SPOT sowohl auf Käuferseite als auch auf Verkäuferseite weiterhin einen hohen Anteil. Im Berichtsjahr 2013 waren 72 Prozent der Kaufgebote preisunabhängig; dies entspricht dem Verhältnis in den letzten Jahren (2011: 73 Prozent; 2012: 70 Prozent). Bei den ausgeführten Verkaufsgeboten ist der Anteil preisunabhängiger Gebote gegenüber den Vorjahren gesunken und zwar von 83 Prozent in 2012 (2011: 82 Prozent) auf 72 Prozent in 2013.

Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT

	Ausgeführte Verkaufsgebote 2013		Ausgeführte Kaufgebote 2013	
	Volumen in TWh	Anteil in Prozent	Volumen in TWh	Anteil in Prozent
Preisunabhängige Gebote	175,91	71,6%	178,00	72,5%
davon durch ÜNB	54,90		0,45	
davon physisch erfüllte Phelix Futures	33,96		62,63	
davon sonstige	87,05		114,92	
Preisabhängige Gebote (inkl. Blöcke und Marktkopplungskontrakte)	69,66	28,4%	67,57	27,5%
Gesamt	245,57	100%	245,57	100%

Tabelle 27: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2013

Auf Verkäuferseite spielt die Vermarktung der EEG-Mengen durch die Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle, die erneut fast vollständig (zu 97,5 Prozent; 2012: 99,6 Prozent) preisunabhängig erfolgte. Allerdings ist die diesbezügliche Menge von nahezu 70 TWh auf rund 55 TWh gesunken. Die Menge der Gebote an der EPEX SPOT zur physischen Erfüllung von Phelix Futures ist verkaufsseitig um 20 TWh gesunken und auf der Käuferseite um 14 TWh gestiegen.

Sowohl käufer- als auch verkäuferseitig betrug der Anteil preisabhängiger Gebote zuzüglich der Market-Coupling-Kontrakte²⁶ (Im- und Export) im Jahr 2013 rund 28 Prozent. Das Volumen der limitierten Gebote ist auf Käuferseite leicht gesunken (um 6 TWh), auf Verkäuferseite hingegen erheblich gestiegen (um 30 TWh).

An der EXAA verteilen sich die ausgeführten Gebote nach Preisabhängigkeit in einem entgegengesetzten Verhältnis. An der EXAA werden mehr als 70 Prozent der Gebote an preisliche Bedingungen geknüpft (Kauf: 74,2 Prozent oder 5,8 TWh; Verkauf: 70,3 Prozent oder 5,5 TWh).

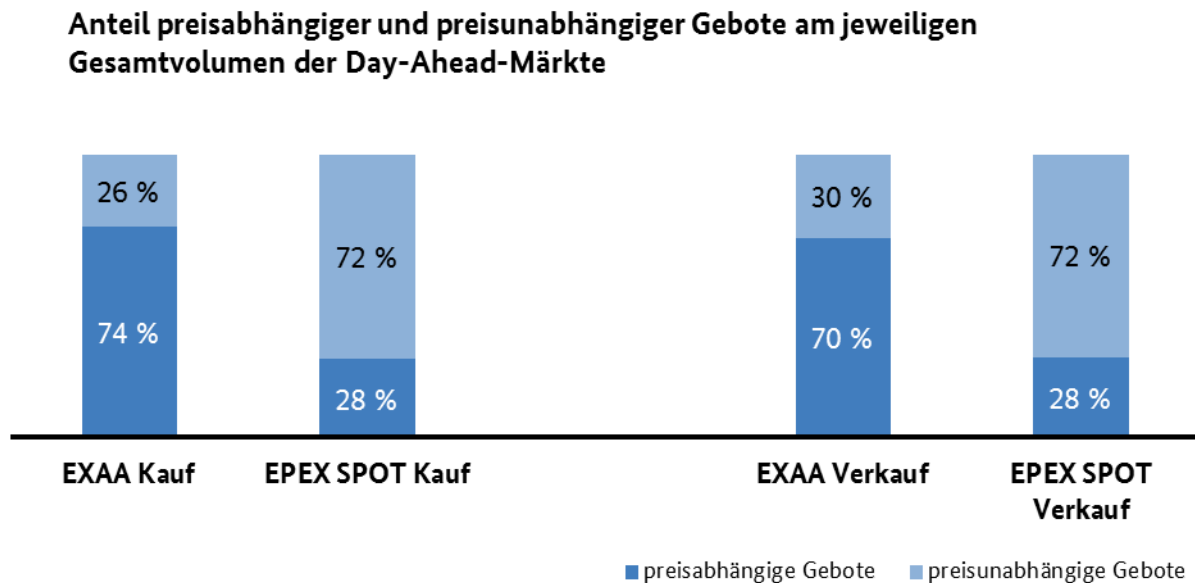


Abbildung 51: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT und der EXAA im Jahr 2013

Preisniveau

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

Die durchschnittlichen Spotmarktpreise sind im Jahr 2013 erneut gesunken. Der Durchschnittswert des Phelix-Day-Base sank von 42,60 Euro/MWh auf 37,78 Euro/MWh, d. h. um rund elf Prozent. Der Durchschnittspreis 2013 entspricht damit in etwa dem Niveau des Jahres 2009. Auch der Phelix-Day-Peak lag mit einem Wert von 43,13 Euro/MWh rund elf Prozent unter dem Vorjahresniveau.

²⁶ Siehe auch Abschnitt I.F. „Europäische Integration“ ab Seite 110

Mittlere Spotmarktpreise an der EPEX SPOT in Euro/MWh

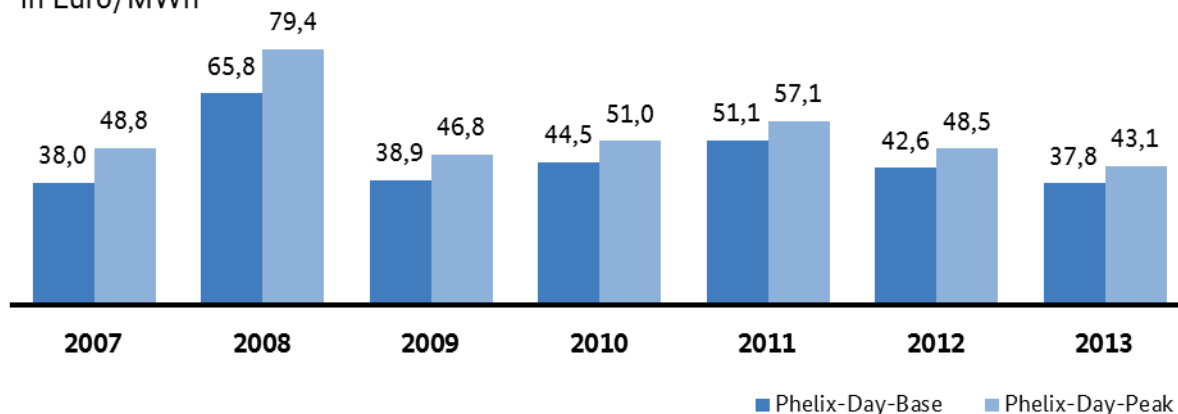


Abbildung 52: Mittlere Spotmarktpreise an der EPEX SPOT 2007 bis 2013

Die Indizes bEXA und Phelix liegen für das Jahr 2013 – wie in den Vorjahren – dicht beieinander. Anders als in den Vorjahren ergaben sich aber bei der Day-Ahead-Auktion an der EPEX SPOT (Phelix) im Jahresmittel 2013 höhere Strompreise als an der EXAA (bEXA).

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

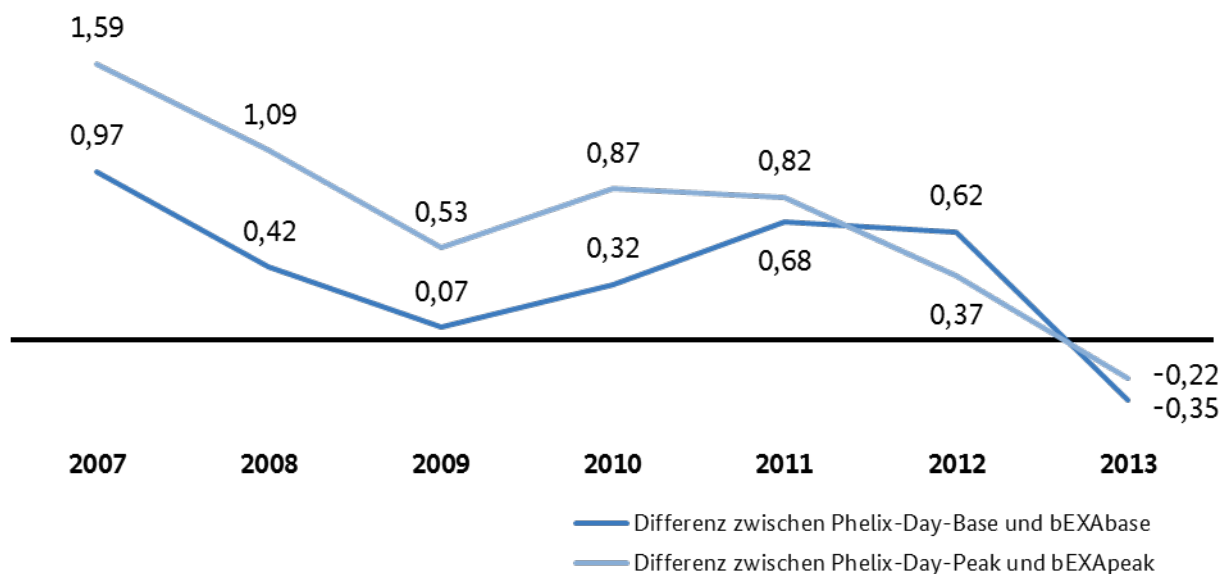


Abbildung 53: Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA 2007 bis 2013

Preisstreuung

Die tagesgemittelten Spotmarktpreise weisen wie in den Vorjahren eine erhebliche Streuung auf. Abbildung 54 zeigt die Entwicklung der Spotmarktpreise im Jahresverlauf am Beispiel des Phelix-Day-Base. Die

tagesgemittelten Preise haben typischerweise einen Wochenverlauf mit niedrigeren Preisen am Wochenende. Ferner sind in den Sommermonaten tendenziell niedrigere Preise zu verzeichnen als in den Wintermonaten. Der in der Abbildung nicht dargestellte bEXAbase folgt dem gleichen Muster.

Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2013 in Euro/MWh

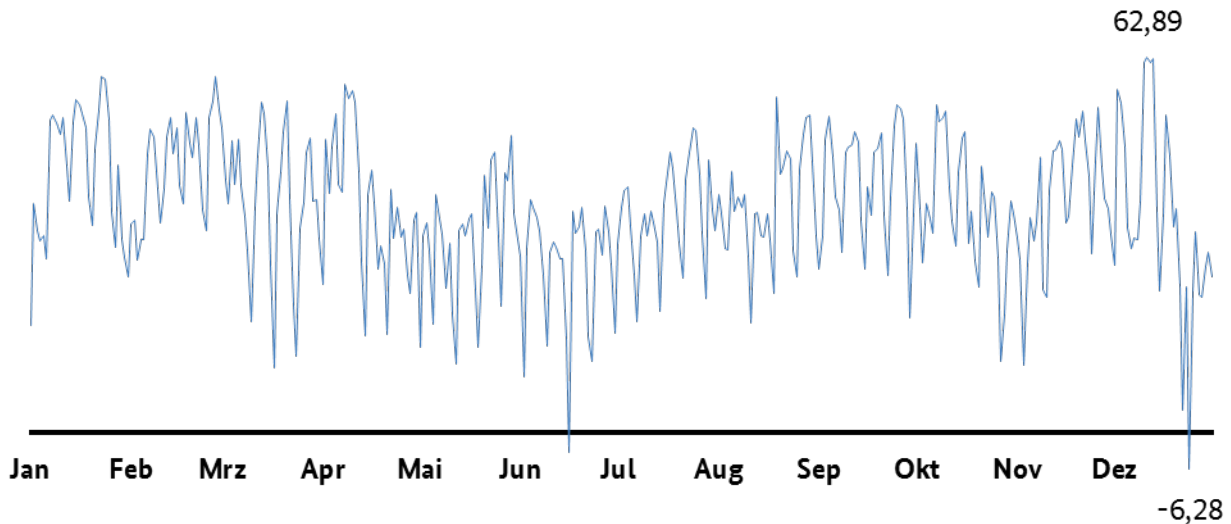


Abbildung 54: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2013

Bei Betrachtung verschiedener Preisspannweiten ist bei den base- und peak-Preisen an der EPEX SPOT im Vergleich zum Vorjahr eine Zunahme der Streuung zu beobachten. Die Spannweite der mittleren 50 Prozent der größensortierten Phelix-Day-Base-Werte betrug im Jahr 2012 11,56 Euro/MWh und ist auf 15,65 Euro/MWh im Jahr 2013, d. h. um 4,09 Euro/MWh bzw. um rund 35 Prozent gestiegen²⁷. Ebenso ist für die Spanne der mittleren 80 Prozent der größensortierten Werte und für die entsprechenden Peak-Spannen eine deutliche Vergrößerung der Spannweite (um 5,33 bis 6,94 Euro/MWh bzw. um rund 23 Prozent bis 36 Prozent) festzustellen. Allein die Differenz aus Maximum und Minimum fällt in 2013 geringer aus als in 2012. Beim Phelix-Day-Base ist es in 2013 zweimal zu negativen Werten gekommen (am 16. Juni und am 24. Dezember, wobei letzterer dem Minimum aller Werte entspricht).

Insgesamt ist festzustellen, dass sich die tagesgemittelten Spotmarktpreise auf durchschnittlich niedrigerem Niveau, aber innerhalb einer weiteren Spanne bewegen.

²⁷ 2013: Obergrenze 46,88 Euro/MWh – Untergrenze 31,23 Euro/MWh = Spannweite 15,65 Euro/MWh.
2012: Obergrenze 49,21 Euro/MWh – Untergrenze 37,65 Euro/MWh = Spannweite 11,56 Euro/MWh.

Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2012 und 2013

	Mittlere 50 Prozent Spanne der 25 bis 75 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Mittlere 80 Prozent Spanne der 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Extremwerte Niedrigster und höchster Wert in Euro/MWh
Phelix Day Base 2012	37,65 – 49,21	29,82 – 52,82	-56,87 – 98,98
Phelix Day Base 2013	31,23 – 46,88	23,66 – 52,81	-6,28 – 62,89
Phelix Day Peak 2012	41,38 – 56,03	30,33 – 60,91	10,94 – 129,94
Phelix Day Peak 2013	34,44 – 54,42	24,76 – 62,28	-18,99 – 80,50

Tabelle 28: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2012 und 2013

An der EXAA lässt sich Ähnliches beobachten. Während alle Spannenober- und -untergrenzen von bEXAbase und bEXApeak im Vergleich zum Vorjahr gesunken sind, hat sich die Spannweite für die mittleren 50 Prozent bzw. 80 Prozent der Werte vergrößert. Die jeweilige untere Spannungsgrenze ist stärker gesunken als die obere Spannungsgrenze.

Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2012 und 2013

	Mittlere 50 Prozent Spanne der 25 bis 75 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Mittlere 80 Prozent Spanne der 10 bis 90 Prozent der größensortierten Werte in Euro/MWh	Extremwerte Niedrigster und höchster Wert in Euro/MWh
bEXAbase 2012	37,75 – 48,74	29,24 – 53,03	5,07 – 85,66
bEXAbase 2013	30,75 – 46,56	23,80 – 51,33	1,10 – 60,62
bEXApeak 2012	41,72 – 55,90	29,06 – 62,02	10,01 – 108,00
bEXApeak 2013	34,25 – 54,51	23,14 – 61,73	4,80 – 76,40

Tabelle 29: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2012 und 2013

1.2 Terminmärkte

An der EEX sind für das Marktgebiet Deutschland / Österreich Terminkontrakte (Futures) mit standardisierten Fälligkeiten handelbar, die den Phelix zum Vertragsgegenstand (Basiswert) haben. Für spezifische Phelix Futures können grundsätzlich auch Optionen gehandelt werden; an der EEX kam es – wie im Vorjahr – aber nicht zu entsprechenden Transaktionen. Im folgenden Abschnitt wird ausschließlich auf die börslichen Transaktionsvolumina ohne OTC-Clearing abgestellt (zum OTC-Clearing siehe Abschnitt I.G.2.3).

Handelsvolumen

Die börslichen Handelsmengen von Phelix Futures sind gegenüber dem Vorjahreswert (2012: 445 TWh) um rund 50 Prozent auf 669 TWh gestiegen. Die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing) betrug im Jahr 2013 im Durchschnitt je Handelstag 48.

Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX in TWh

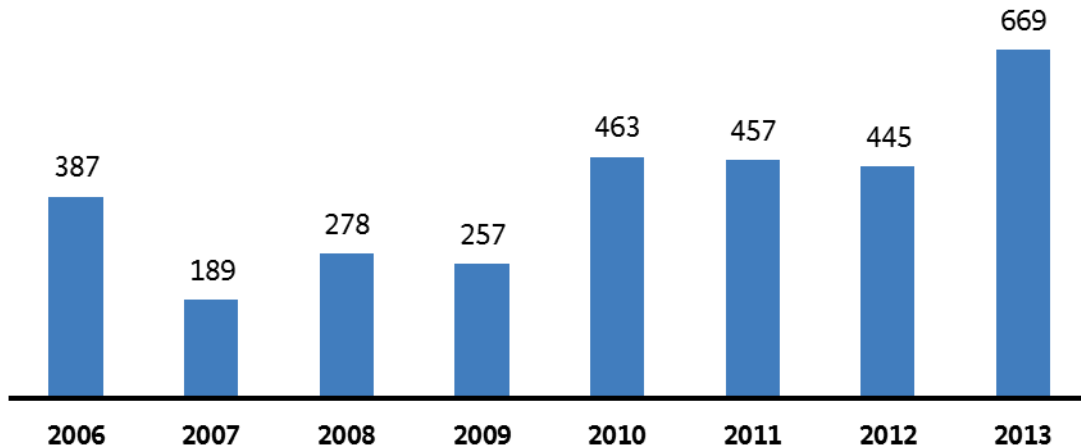


Abbildung 55: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX 2006 bis 2013

Das börsliche Terminmarktvolumen ist nicht nur insgesamt wesentlich gestiegen, sondern auch für jedes einzelne Lieferjahr. Der Terminhandel konzentrierte sich im Jahr 2013 erneut vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (2014) als Erfüllungsjahr haben (rund 54 Prozent der gesamten Handelsmenge). Für das Berichtsjahr (2013) wurden mit ca. 17 Prozent etwa so viel gehandelt wie für das 2. Folgejahr (2015). Der Handel für 2016 (8,5 Prozent) sowie für die weiteren Jahre (2,6 Prozent) tritt demgegenüber zurück.

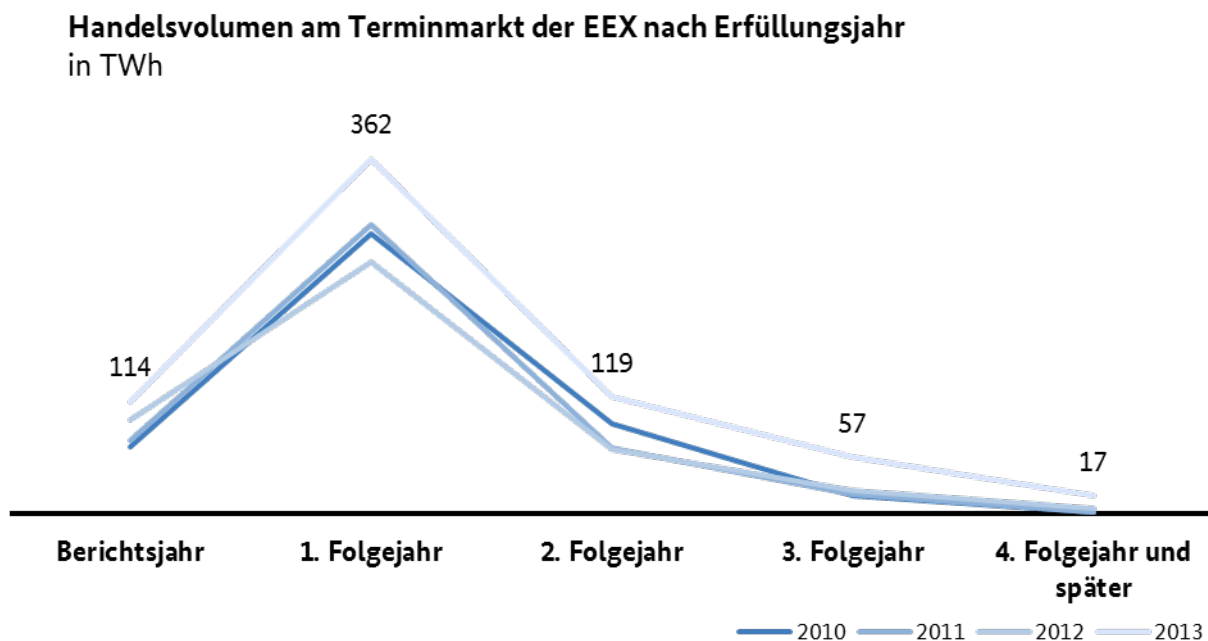


Abbildung 56: Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX nach Erfüllungsjahr – Vergleich 2010 bis 2013²⁸

Preisniveau

Die beiden mengenmäßig wichtigsten an der EEX für das Marktgebiet Deutschland / Österreich gehandelten Terminkontrakte sind die Phelix-Jahresfutures Base und Peak. Während sich der Baseload-Future auf eine konstante und durchgehende Lieferrate (alle Stunden, alle Tage) bezieht, umfasst der Peakload-Future die Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr für die Tage Montag bis Freitag.

Die Preise der Jahresfutures sind im Verlauf des Berichtsjahres 2013 deutlich gesunken. Zu Jahresbeginn notierte der Phelix-Base-Year-Future-2014 bei 45,26 Euro/MWh (dies war zugleich der Höchststand im Jahresverlauf) und schloss am Jahresende mit 37,30 Euro/MWh. Der Phelix-Peak-Year-Future-2014 sank von 57,01 Euro/MWh zu Jahresbeginn auf 48,63 Euro/MWh am Jahresende. Die Preisunterschiede zwischen Phelix-Base-Year-Future-2014 und Phelix-Peak-Year-Future-2014 bewegten sich zwischen 9,93 Euro/MWh und 11,75 Euro/MWh, also mit einer Spannweite von 1,82 Euro/MWh.

²⁸ Die in der Abbildung angegebenen Werte beziehen sich auf 2013. Der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten dient nur dazu, diese und ihr Verhältnis zueinander sichtbar zu machen.

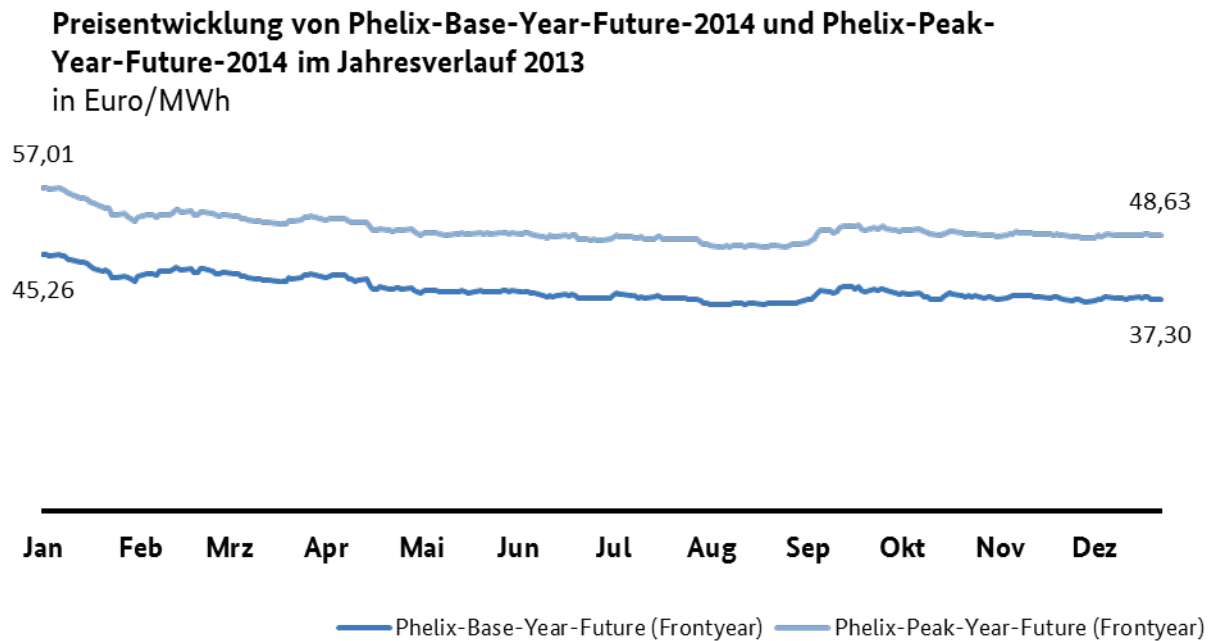


Abbildung 57: Preisentwicklung von Phelix-Base-Year-Future-2014 und Phelix-Peak-Year-Future-2014 im Jahresverlauf 2013

Aus den von der EEX an den einzelnen Handelstagen festgestellten Preisen der Frontjahresfutures kann ein Jahresmittelwert berechnet werden. Dieser Mittelwert entspräche dem durchschnittlichen Strombeschaffungspreis (bzw. Stromveräußerungspreis) eines Marktteilnehmers, wenn dieser den Strom nicht kurzfristig, sondern im Vorjahr ratierlich beschafft (bzw. veräußert).

Die Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahres-Future-Preise sind gegenüber dem Vorjahr erneut gefallen und haben den niedrigsten Stand im Betrachtungszeitraum von sieben Jahren erreicht. Mit 39,08 Euro/MWh im Jahresmittel 2013 ist der Phelix-Base-Year-Future gegenüber dem Vorjahr (2012: 49,30 Euro/MWh) um 10,22 Euro/MWh und damit um gut 20 Prozent gesunken. Beim Phelix-Peak-Frontjahres-Future belief sich der Preis im Jahresmittel auf 49,67 Euro/MWh. Die Verringerung gegenüber dem Vorjahr (2012: 60,86 Euro/MWh) beträgt 11,19 Euro/MWh und damit gut 18 Prozent.

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

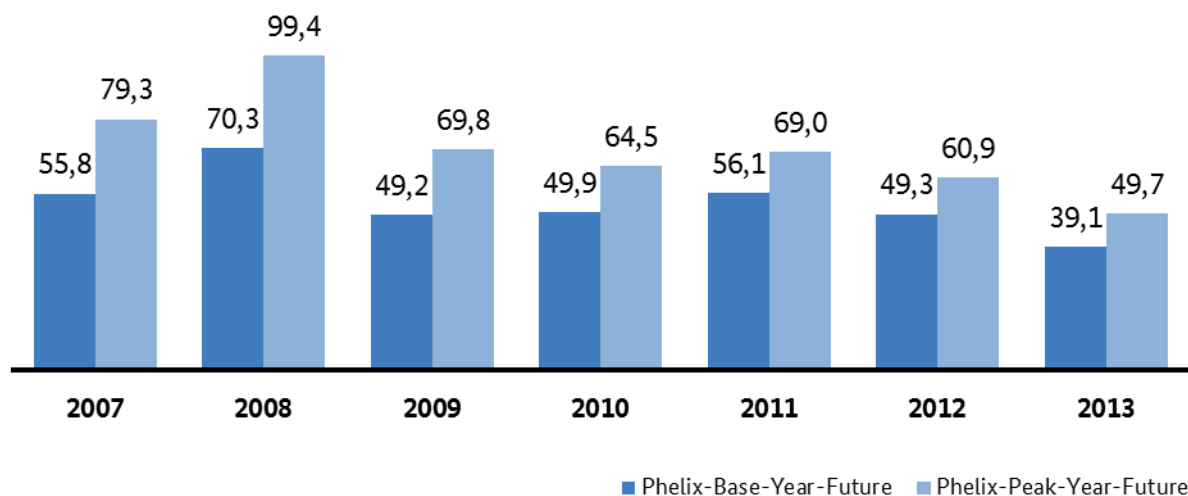


Abbildung 58: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture-Preise an der EEX von 2007 bis 2013

Im Jahr 2013 fiel die Preisdifferenz zwischen Base- und Peakprodukt erneut geringer aus als vor dem Jahr 2010. Während der Peak-Preis im Zeitraum 2007-2009 mehr als 40 Prozent über dem Base-Preis lag, betrug dieser Unterschied seit dem Jahr 2010 nur noch zwischen 22 und 29 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Differenz absolut betrachtet von 11,56 Euro/MWh (2012) auf 10,59 Euro/MWh (2013) gefallen, was – relativ zum jeweiligen Base-Preis betrachtet – einem Anstieg des Peak/Base-Unterschiedes von 23,5 Prozent auf rund 27 Prozent entspricht.

1.3 Anteile verschiedener Börsenteilnehmer am Handelsvolumen

Anteil der Market Maker

Als Market Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market Maker soll die Liquidität des Marktplatzes erhöhen. Die spezifischen Bedingungen werden zwischen Market Maker und Börse in sog. Market Maker Agreements geregelt, die u. a. Regelungen zu Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl und Maximalspread enthalten.

Im Berichtszeitraum waren die Unternehmen E.ON Global Commodities SE, EDF Trading Limited, RWE Supply & Trading GmbH und Vattenfall Energy Trading GmbH durchgängig als Market Maker am Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures aktiv. Alle vier Unternehmen waren bereits im Vorjahr entsprechend tätig. Der kumulierte Anteil der vier Market Maker am Kaufvolumen von Phelix Futures stieg von 20,2 Prozent (2012) auf 30,5 Prozent (2013), der entsprechende Anteil am Verkaufsvolumen von 28,4 Prozent (2012) auf 31,8 Prozent (2013).

Am Day-Ahead-Markt der EXAA waren im Berichtszeitraum drei Market Maker aktiv. In 2013 betrug der kumulierte Anteil der Market Maker am Kaufvolumen der Day-Ahead-Auktion 3,6 Prozent, am Verkaufsvolumen 5,2 Prozent.

Anteil der Übertragungsnetzbetreiber

Nach der Ausgleichsmechanismusverordnung sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die gemäß der festen EEG-Einspeisevergütung an die ÜNB weitergereichten EEG-Mengen auf dem Spotmarkt einer Strombörse zu veräußern. Aus diesem Grund entfällt verkaufsseitig ein hoher Anteil des Spotmarktvolumens auf die ÜNB.

Im Berichtsjahr 2013 ist ein weiterer Rückgang des Anteils der ÜNB am Spotmarktvolumen zu verzeichnen. Der Anteil der ÜNB am Day-Ahead-Verkaufsvolumen der EPEX SPOT betrug im Jahr 2013 23 Prozent, während dieser Wert im Jahr 2012 noch bei 28 Prozent lag und im Jahr 2011 bei 38 Prozent.

Dieser starke Rückgang liegt daran, dass sich eine zunehmende Zahl von EEG-Anlagen-Betreibern für die Direktvermarktung entschieden hat. Hierdurch hat die Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung – trotz insgesamt gestiegener EEG-Mengen – abgenommen, sodass sich das von den ÜNB zu vermarktende Volumen entsprechend verringert hat²⁹.

Auf Käuferseite entfällt nur ein sehr geringes Spotmarktvolumen auf die ÜNB. Auch auf den Terminmärkten tätigen die ÜNB nur wenige Transaktionen.

Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer

Die Betrachtung des Handelsvolumens, das auf die umsatzstärksten Teilnehmer entfällt, gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Börsenhandel konzentriert ist. Neben den großen Stromerzeugungsunternehmen zählen zu den umsatzstarken Teilnehmern am Terminmarkt Finanzinstitute und am Spotmarkt Übertragungsnetzbetreiber. Für den Vergleich der Werte im Zeitablauf ist darauf hinzuweisen, dass sich die Zusammensetzung der jeweiligen (z. B. fünf) umsatzstärksten Teilnehmer über die Jahre verändern kann, sodass sich der kumulierte Umsatzanteil nicht notwendigerweise auf die gleichen Unternehmen bezieht. Ferner wird hier keine Konzernbetrachtung vorgenommen, d. h. Umsätze eines Konzerns werden nicht aggregiert, sofern ein Konzern über mehrere Teilnehmerregistrierungen verfügt³⁰.

Im Berichtsjahr ist der Anteil der fünf umsatzstärksten Verkäufer am Day-Ahead-Handelsvolumen der EPEX SPOT von 49 Prozent auf 39 Prozent abermals deutlich zurückgegangen. Dies liegt insbesondere an den gesunkenen Verkaufsvolumina der Übertragungsnetzbetreiber. Dagegen ist auf der Käuferseite im Berichtsjahr keine wesentliche Veränderung festzustellen. Der kumulierte Anteil der fünf umsatzstärksten Käufer betrug im Jahr 2013 rund 40 Prozent.

²⁹ Siehe hierzu im Einzelnen Abschnitt I.B.1.3 ab Seite 47 und I.B.1.4 ab Seite 51

³⁰ In aller Regel verfügen Konzerne nur über eine Teilnehmerregistrierung.

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

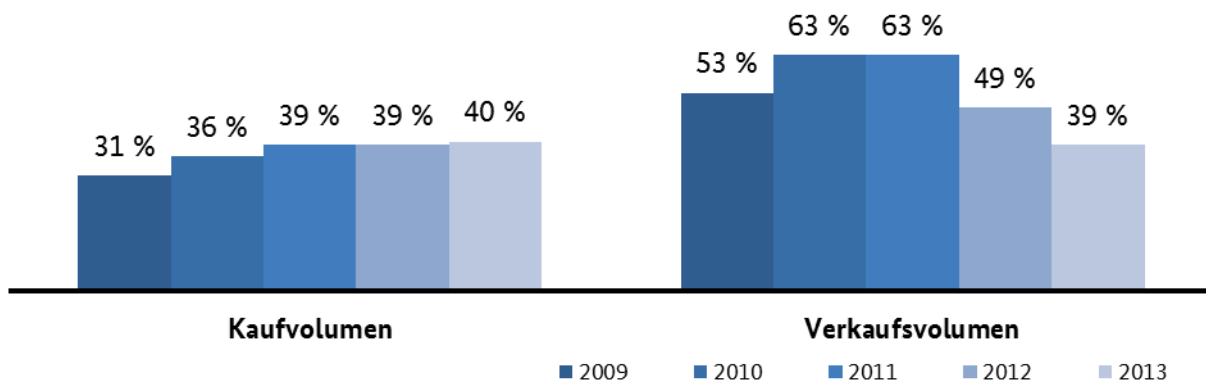


Abbildung 59: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT im Zeitraum 2009 bis 2013

Werden die Volumina der Stundenauktion der EPEX SPOT für die Kauf- und Verkaufsseite aggregiert betrachtet, so entfallen im Jahr 2013 rund 142 TWh auf Transaktionen, bei denen die fünf umsatzstärksten Teilnehmer entweder als Käufer oder als Verkäufer auftraten. Im Vorjahr 2012 lag dieser Wert – bei gleichem Gesamtvolumen der Day-Ahead-Auktionen – noch bei rund 172 TWh. Der Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer ist somit auch bei dieser aggregierten Betrachtungsweise gesunken. Wird der kumulierte Anteil dieser fünf Teilnehmer über das jeweilige Kauf- und Verkaufsvolumen gemittelt, ergibt sich ein mittlerer Anteil von 29 Prozent (gegenüber 35 Prozent zum Vorjahr).

An der EXAA als weiterem Börsenplatz für Day-Ahead-Auktionen entspricht der Anteil der umsatzstärksten Teilnehmer dem Vorjahresniveau. Die Anteile der drei umsatzstärksten Teilnehmer betrug in 2013 über das Verkaufs- bzw. Kaufvolumen gemittelt 23 Prozent (2012: 22 Prozent). Bei Erweiterung auf die fünf umsatzstärksten Teilnehmer ergibt sich ein Anteil von 32 Prozent in 2013 (2012: 33 Prozent).

An der EEX beträgt der Anteil sowohl der fünf umsatzstärksten Käufer von Phelix Futures (ohne OTC-Clearing) als auch der fünf umsatzstärksten Verkäufer rund 40 Prozent. Dies entspricht in etwa den Werten der beiden Vorjahre. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das Handelsvolumen im Terminmarkt um rund 50 Prozent gestiegen ist, d.h. das auf die umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer entfallende Volumen ist ebenso stark gestiegen.

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

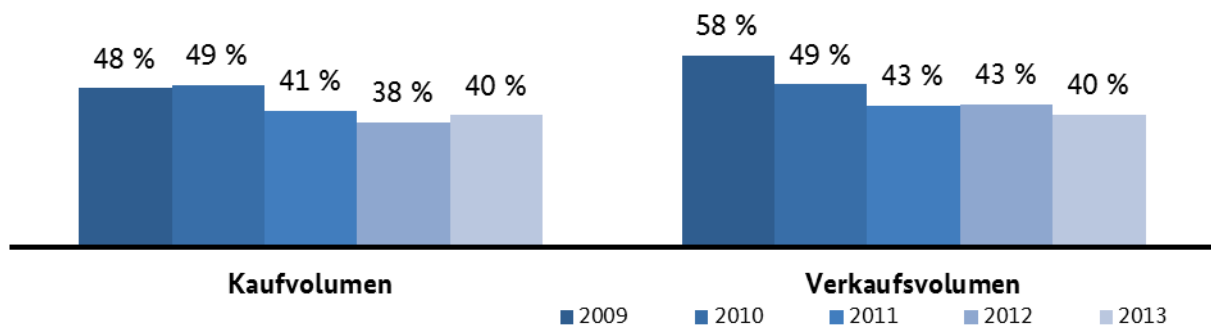


Abbildung 60: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX

Verteilung des Handelsvolumens nach börslicher Teilnehmerklassifizierung

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

Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2013

	EPEX SPOT	EEX
Verbund- und Handelsunternehmen (EEX) bzw. Produzenten und Handelsunternehmen (EPEX SPOT)	64%	63%
Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute	11%	29%
Übertragungsnetzbetreiber	15%	< 1%
Stadtwerke und Regionalversorger	9%	5%
kommerzielle Verbraucher	1%	3%

Tabelle 30: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2013

2. Bilateraler Großhandel

Kennzeichnend für den bilateralen Großhandel (sog. OTC-Handel, over-the-counter) ist, dass die Vertragspartner einander bekannt sind (bzw. spätestens bei Handelsabschluss einander bekannt werden) und dass die Parteien die Vertragsdetails flexibel und individuell gestalten können. Die Erhebungen im Energie-Monitoring für den Bereich des OTC-Handels zielen darauf ab, Höhe, Struktur und Entwicklung des bilateralen Handelsvolumens zu erfassen. Im Unterschied zum Börsenhandel ist aber eine lückenlose Abbildung des bilateralen Großhandels nicht möglich, da es außerbörslich weder eindeutig abgrenzbare Marktplätze, noch einen starren Kanon an Kontraktarten gibt.

Im bilateralen Großhandel spielen Handelsvermittler (sog. Broker) eine erhebliche Rolle. Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Nachfrage und Angebot von Strom-Handelsgeschäften. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

Eine spezielle Funktion hat das sog. OTC-Clearing an der Börse. OTC-Handelsgeschäfte können an der Börse registriert werden, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird. Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nichtbörslichen Stromgroßhandel dar.

Im Berichtsjahr wurde für den Bereich des bilateralen Großhandels erneut eine Erhebung bei den einzelnen Teilnehmern am OTC-Handel (vgl. Abschnitt I.G.2.1 ab Seite 132) und bei verschiedenen Brokerplattformen (vgl. Abschnitt I.G.2.2 ab Seite 135) durchgeführt. Darüber hinaus wurden Daten zum OTC-Clearing an der EEX abgefragt (vgl. Abschnitt I.G.2.3 ab Seite 136). Auf Grundlage dieser drei Erhebungen kann für das Berichtsjahr 2013 im bilateralen Stromgroßhandel ein stabil hohes Liquiditätsniveau festgestellt werden.

2.1 Großhändlererhebung

Im Rahmen des diesjährigen Monitorings wurden Daten von Unternehmen zu ihren bilateralen (außerbörslichen) Handelsaktivitäten im Jahr 2013 erhoben. Die Abfrage erfolgte wie in den Vorjahren auf Ebene der einzelnen Gesellschaften und umfasste sowohl Käufe als auch Verkäufe. Unabhängig davon, ob die Unternehmen ggf. nur als Käufer oder nur als Verkäufer tätig waren, werden diese im Folgenden als „Großhändler“ bezeichnet.

In Abgrenzung zum Einzelhandel werden unter Elektrizitäts-Großhandel im Rahmen dieser Abfrage alle Elektrizitätslieferverträge bzw. Elektrizitätshandelsgeschäfte mit physischer oder finanzieller Erfüllung in eigenem Namen verstanden, bei denen der Käufer die betroffenen Elektrizitätsmengen nicht selbst verbraucht, und die keine Systemdienstleistungen zum Gegenstand haben. Anzugeben waren nur außerbörsliche Transaktionen – inklusive der über Brokerplattformen vermittelten Transaktionen – mit Lieferort Deutschland.

Nach dieser Definition sind grundsätzlich auch Verträge zwischen zwei Gesellschaften eines Konzerns „Großhandels“-Geschäfte. Da solchen konzerninternen Transaktionen in der Regel kein wechselseitiger Auswahlprozesses zu Grunde liegt, wurden die Unternehmen in der diesjährigen Abfrage (erstmalig) darum

gebeten, den Anteil der konzerninternen Transaktionen gesondert auszuweisen. In der Gesamtbetrachtung der Einzelangaben fällt der als konzernintern angegebene Anteil möglicherweise „zu niedrig“ aus³¹.

Für das Berichtsjahr 2013 haben 683 Gesellschaften (Vorjahr: 590) Angaben zu ihren außerbörslichen Stromgroßhandelsgeschäften getätigt. Auch wenn die Beteiligung der Unternehmen an der Erhebung gegenüber dem Vorjahr gestiegen ist, können mit dieser Abfrage nicht alle Handelsteilnehmer bzw. –mengen erfasst werden. Insbesondere ist davon auszugehen, dass einige (mengen-)relevante Unternehmen mit Sitz im Ausland an der Erhebung nicht teilnehmen. Darüber hinaus haben einige Stromlieferanten keine Angaben zu ihren im bilateralen Handel eingekauften Mengen erteilt³². Aus diesen Gründen ist von einer höheren bilateral gehandelten Elektrizitätsmenge auszugehen, als sich aus den erhobenen Einzelangaben ergibt. Diese Einschätzung wird durch den Umstand bestätigt, dass die bei den Brokerplattformen ermittelten Handelsmengen (siehe Abschnitt I.G.2.2 ab Seite 135) wie in den Vorjahren deutlich höher ausfallen, als die bei den einzelnen Teilnehmern erhobenen Großhandelsmengen³³.

Die Auswertung der Mengenangaben der 683 Gesellschaften zu den im Jahr 2013 abgeschlossenen Großhandelsgeschäften hat folgende Ergebnisse erbracht.

³¹ Viele Großhändler mittlerer Größe weisen Konzernstrukturen auf und haben in der Abfrage ausschließlich „konzernexterne“ Mengen angegeben. Zwar ist diese Angabe nach den im Fragebogen getroffenen Definitionen auf Ebene jedes einzelnen Unternehmens plausibel. Überraschend war aber die Häufigkeit, mit der ausschließlich „konzernexterne“ Mengen angegeben wurden.

³² Auch diese Angabe ist nach den im Fragebogen getroffenen Definitionen auf Ebene jedes einzelnen Unternehmens plausibel, die Häufigkeit der Angabe aber überraschend (siehe auch vorhergehende Fußnote).

³³ Definitionsgemäß schließen die in der Großhändlerbefragung erhobenen Werte die Handelsmengen über Brokerplattformen ein. Auf der anderen Seite wird in der Abfrage Brokerplattformen nicht nach Großhandel vs. Letztverbrauch unterschieden. Dennoch wäre bei einem gleich hohen Abdeckungsgrad der beiden Erhebungen zu erwarten, dass sich in der Großhändlerbefragung tendenziell höhere Gesamtvolumina ergeben als in der Brokerplattformbefragung.

Volumen der im Jahr 2013 außerbörslich abgeschlossenen Stromgroßhandelsverträge gemäß Großhändlerhebung

Erfüllungszeitraum	Außerbörsliche Elektrizitäts- Großhandelsmengen in TWh		davon konzernintern in TWh	
	Kauf	Verkauf	Kauf	Verkauf
Intraday	29	23	4	9
Day-Ahead	258	141	153	77
2-6 Tage	44	42	7	5
2013, mind. 7 Tage	899	772	207	98
2014	1.995	2.027	279	357
2015	689	700	192	248
2016	333	358	120	160
2017 und später	83	65	46	30
Summe	4.330	4.128	1.008	984

Tabelle 31: Volumen der im Jahr 2013 außerbörslich abgeschlossenen Stromgroßhandelsverträge gemäß Großhändlerhebung

Die in der Tabelle dargestellten Summenwerte liegen deutlich über den entsprechenden Werten der Vorjahreserhebung. Aufgrund der vermehrten Beteiligung an der Erhebung und wegen Änderungen der Fragestellung können die Werte für das Jahr 2013 aber nicht unmittelbar mit den Vorjahreszahlen verglichen werden.

Die Verteilung des bilateralen Handelsvolumens auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume entspricht in etwa dem Bild des börslichen Handels: Fast die Hälfte der Großhandelsgeschäfte entfällt auf das Folgejahr. Nur ein Viertel entfällt auf spätere Jahre (übernächstes und darauf folgende Jahre). Der Handel für das laufende Jahr macht ein gutes Viertel des Volumens aus. Bei den kurzfristigen Handelsgeschäften dominieren Day-Ahead-Kontrakte.

Zur Vereinfachung der an die Großhändler gerichteten Abfrage ist in diesem Jahr auf eine Reihe von Differenzierungen bei den Angaben zu den Handelsmengen verzichtet worden. Stattdessen wurde u. a. qualitativ nach der Nutzung von Brokerplattformen gefragt. 72 Großhändler gaben an, Brokerplattformen für Termingeschäfte zu nutzen, und 68 Großhändler für Spotgeschäfte. Die Unternehmen gaben nicht nur in der Gesamtschau ein breites Spektrum an Dienstleistern an. Vielmehr benannten die Unternehmen jeweils mehrere Dienstleister, die sie hierbei in Anspruch nehmen. Aus diesen Angaben kann geschlossen werden, dass es den Unternehmen bei der Inanspruchnahme von Brokern nicht nur um eine Vereinfachung ihrer Handelsprozesse geht, sondern darüber hinaus auch um deren Diversifizierung bzw. Optimierung.

2.2 Brokerplattformen

Aufgrund der Grenzen der direkten Erhebung bei den Handelsteilnehmern werden im Monitoring auch Betreiber von Brokerplattformen zu den von ihnen vermittelten Kontrakten befragt. Handelsvermittler (sog. Broker) spielen im bilateralen Stromgroßhandel eine erhebliche Rolle. Viele Broker stellen zur Unterstützung ihres Vermittlungsgeschäfts eine elektronische Plattform bereit.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt elf Broker beteiligt (Vorjahr: sechs), von denen zehn im Berichtsjahr Stromhandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland vermittelten. Das von ihnen vermittelte Volumen betrug im Jahr 2013 insgesamt 5.930 TWh. Im Vergleich zu den im Vorjahr – bei insgesamt sechs Brokerplattformen – erhobenen Werten entspräche dies einer Steigerung von bis zu 20 Prozent. Die höhere Menge könnte aber auch ausschließlich auf die Erweiterung des Erhebungskreises zurückgehen.

Bei einem Vergleich dieses Gesamtvolumens mit den Werten der Großhändlerbefragung ist zu beachten, dass die Brokerabfrage nicht nach Verwendungszweck differenziert, d. h. den Volumenangaben liegen in einem wohl geringen, aber nicht näher quantifizierbaren Umfang auch Verträge mit (industriellen) Letztverbrauchern zu Grunde. Auf der anderen Seite kann für die von Brokern vermittelten Verträge davon ausgegangen werden, dass es sich durchweg um nicht-konzerninterne Transaktionen handelt.

Auch bei den von Brokerplattformen vermittelten Geschäften stellen Kontrakte für das Folgejahr den klaren Schwerpunkt des Stromhandels dar (55 Prozent), gefolgt von den Aktivitäten für das laufende Jahr (27 Prozent). Auf kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche entfallen nur geringe Volumina.

Volumen des Stromhandels über zehn Brokerplattformen im Jahr 2013 nach Erfüllungszeitraum

Erfüllungszeitraum	Handelsmengen in TWh	Anteil in Prozent
Intraday	0	0%
Day-Ahead	48	1%
2-6 Tage	121	2%
2013, mind. 7 Tage	1.611	27%
2014	3.263	55%
2015	646	11%
2016	225	4%
2017 und später	15	0%
Summe	5.930	100%

Tabelle 32: Volumen des Stromhandels über zehn Brokerplattformen im Jahr 2013 nach Erfüllungszeitraum

2.3 OTC-Clearing

Das sog. OTC-Clearing an der Börse hat eine spezielle Funktion für den bilateralen Großhandel. Beim börslichen Handel wird die Börse bzw. deren Clearing-Haus zum Vertragspartner der Handelsteilnehmer, sodass die Börse das Kontrahenten-Ausfallrisiko (Counterpart-Risiko) innehat. Das Ausfallrisiko kann im bilateralen Handel durch verschiedene Maßnahmen zwar reduziert oder abgesichert, aber nicht völlig ausgeschlossen werden.

Mittels des Clearings für OTC-Geschäfte wird das Counterpart-Risiko auf die Börse bzw. deren Clearing-Haus verlagert. Mit der börslichen Registrierung sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein börslich zustande gekommenes Geschäft behandelt wird, d. h. die beiden Parteien stellen sich so, als ob sie jeweils ein entsprechendes Terminmarktprodukt an der Börse gekauft bzw. verkauft hätten. Das OTC-Clearing stellt somit eine Schnittstelle zwischen dem börslichen und dem nichtbörslichen Stromgroßhandel dar.

Die EEX, bzw. deren Clearing-Haus European Commodity Clearing AG (ECC), ermöglicht das OTC-Clearing³⁴ für alle Terminmarktprodukte, die an der EEX auch für den Börsenhandel zugelassen sind.

Das Volumen des OTC-Clearings von Phelix-Terminkontrakten an der EEX ist von 466 TWh im Jahr 2012 auf 575 TWh im Jahr 2013 gestiegen. Da das OTC-Clearing eine (nachträgliche) Gleichstellung mit an der Börse abgeschlossenen Terminkontrakten bewirkt, ist die Entwicklung des OTC-Clearing-Volumens in den Kontext des börslichen Terminmarktvolumens einzuordnen. Betrachtet man die Volumina von Börsenterminhandel und OTC-Clearing in Summe, so ist das addierte Volumen langfristig relativ konstant und beträgt seit 2006 im Mittel rund 1.100 TWh. Seit dem Jahr 2008 ist jedoch eine Verlagerung des Volumens weg vom OTC-Clearing hin zu börslich abgeschlossenen Terminkontrakten zu verzeichnen³⁵. Im Berichtsjahr 2013 sind erstmals sowohl das börslich gehandelte Terminvolumen als auch das Volumen des OTC-Clearings gestiegen. Ein weiteres Novum ist, dass das Börsenvolumen das OTC-Volumen übertraf.

³⁴ In der neueren Terminologie der EEX wird für das OTC-Clearing der Begriff „Trade Registration“ benutzt.

³⁵ Hierzu könnte u. a. beigetragen haben, dass die EEX die Transaktionsentgelte für das OTC-Clearing im Jahr 2008 verändert hat.

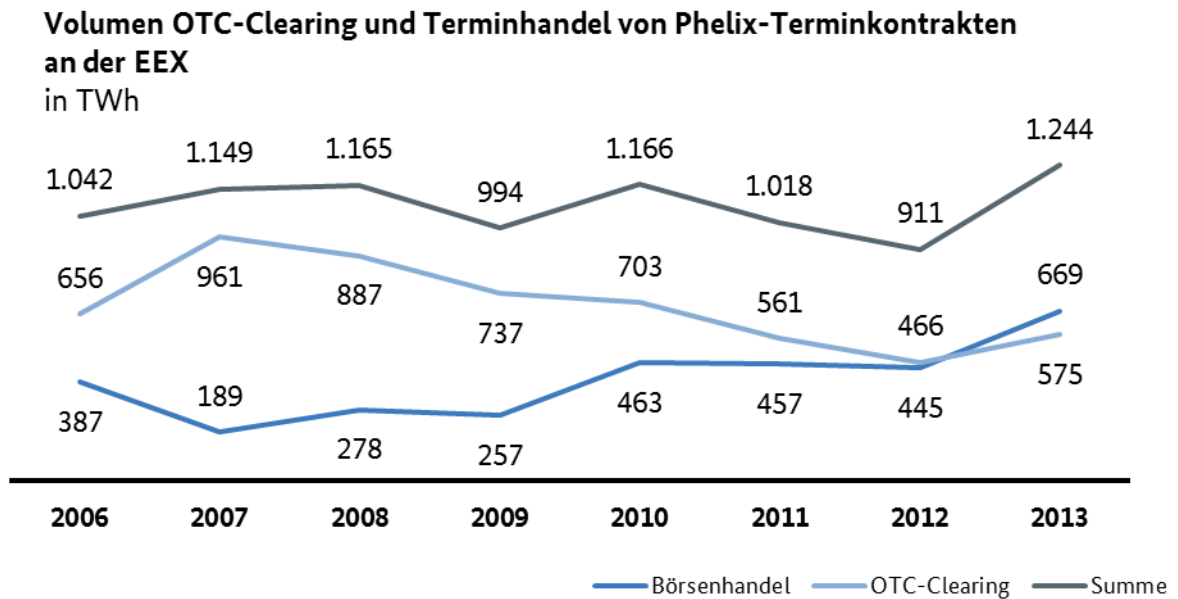


Abbildung 61: Volumen OTC-Clearing und Terminhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX im Zeitraum 2006 bis 2013

Veränderungen im Umfang des OTC-Clearings implizieren nicht notwendigerweise entsprechende Veränderungen des gesamten OTC-Handelsvolumens. Nach Angaben der London Energy Brokers' Association (LEBA) schwankt der Anteil der geclearten Verträge im Zeitverlauf. Das von den LEBA-Mitgliedern (nicht nur an der EEX) zum Clearing registrierte Volumen für „German Power“ betrug nach LEBA-Angaben im Jahr 2013 534 TWh, was einem Anteil von rund 10 Prozent an den von den LEBA-Mitglieder insgesamt vermittelten OTC-Verträgen entsprach. Demgegenüber betrugen die entsprechenden Werte in 2012 ca. 7 Prozent (377 TWh) und in 2011 ca. 9 Prozent (730 TWh)³⁶.

Phelix-Optionen spielen im Börsenhandel an der EEX keine Rolle (d. h. es kam im Berichtsjahr - wie im Vorjahr - nicht zu solchen Transaktionen). Dagegen hat das OTC-Clearing von außerbörslich vereinbarten Phelix-Optionen praktische Bedeutung. Im Berichtsjahr 2013 haben Phelix-Optionen am OTC-Clearing einen Anteil von 37 TWh, d. h. 538 TWh des OTC-Clearings entfallen auf Phelix-Futures. Das Volumen des OTC-Clearings von Optionen entspricht absolut gesehen in etwa dem Umfang des Vorjahres (2012: 38 TWh), der Anteil am Gesamtvolumen im OTC-Clearing ist jedoch von 8,2 Prozent in 2012 auf 6,5 Prozent in 2013 gesunken.

Die Verteilung der im Jahr 2013 bei der EEX zum OTC-Clearing registrierten Mengen auf die verschiedenen Erfüllungszeiträume weist eine ähnliche Struktur auf wie in den Vorjahren. Über die Hälfte des Volumens (52 Prozent) entfiel auf Kontrakte für das nächste Jahr (2014). Rund 29 Prozent betrafen das Berichtsjahr selbst.

³⁶ Vgl. http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59, abgerufen am 22. August 2014. Das gesamte von den LEBA-Mitgliedern vermittelte Volumen von „German Power“ betrug 7.879 TWh (2011), 5.395 TWh (2012) bzw. 5.301 TWh (2013).

Auf das übernächste Jahr (Handel für 2015) entfielen rund 14 Prozent. Spätere Erfüllungszeiträume machen nur einen geringen Anteil aus.

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

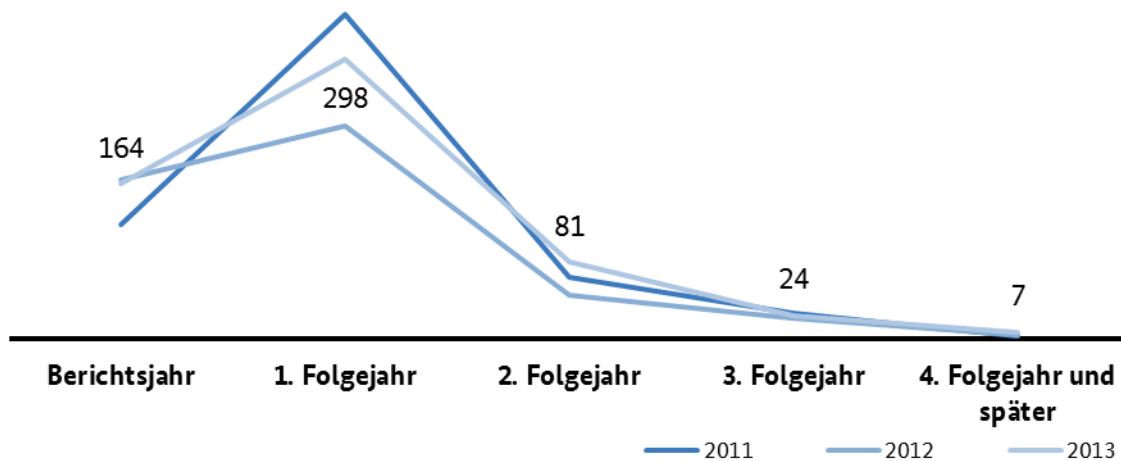


Abbildung 62: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr im Vergleich 2011 bis 2013

Die EPEX SPOT bietet OTC-Clearing für Intraday-Kontrakte an. Die praktische Bedeutung dieses Angebots ist jedoch weiterhin sehr gering. Das hierauf entfallende Volumen betrug im Jahr 2013 lediglich 0,04 TWh.

H Einzelhandel

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

Bei der Betrachtung des Endkundenmarktes im Elektrizitätsbereich ist es von Interesse, wie der Markt der Lieferanten grundlegend strukturiert ist und wie viele Anbieter am Markt aktiv sind. Eine Auswertung der Datenmeldungen von 1.012 Lieferanten zu den von ihnen versorgten Zählpunkten verdeutlicht, dass in absoluten Zahlen die meisten Lieferanten relativ wenige Zählpunkte beliefern. Für die Analyse wurden dabei die Angaben der Lieferanten als Meldungen einzelner juristischer Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet. Ca. 80 Prozent aller am Monitoring beteiligten Unternehmen fällt in die Gruppe von Lieferanten, die jeweils unter 30.000 Zählpunkte beliefern. In der Gesamtsumme sind dies mit knapp 6,5 Mio. Zählpunkten nur etwa 14 Prozent aller gemeldeten Zählpunkte³⁷. 8,1 Prozent aller Lieferanten versorgen jeweils über 100.000 Zählpunkte. Diese Gruppe umfasst jedoch ca. 35,1 Mio. Zählpunkte und somit etwa 73 Prozent aller von den Lieferanten gemeldeten Zählpunkte. Demnach sind auf Lieferantenseite mehrheitlich Unternehmen aktiv, deren Kundenstamm sich aus einer verhältnismäßig geringen Anzahl von Zählpunkten zusammensetzt. Rund 80 große Lieferanten (einzelne juristische Personen) beliefern hingegen absolut gesehen die meisten Zählpunkte.

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

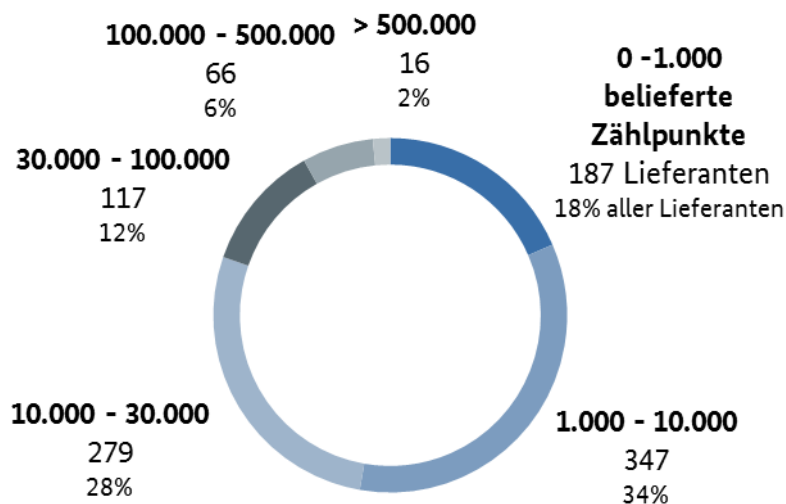


Abbildung 63: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte³⁸

³⁷ Insgesamt wurden von den Lieferanten 47,9 Mio. versorgte Zählpunkte von Letztverbrauchern gemeldet.

³⁸ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten (einzelne juristische Personen) wählen zu können, haben sich im Vergleich zum Vorjahr 2012 abermals vergrößert. Eine Auswertung der Angaben von 791 Verteilnetzbetreibern zur Anzahl der Lieferanten, die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossene Verbraucher beliefern, kommt zu folgenden Ergebnissen: In fast 80 Prozent aller Netzgebiete waren 2013 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2007 lag dieser Wert noch bei knapp einem Viertel. Inzwischen sind in rund 40 Prozent der Netzgebiete mehr als 100 Lieferanten tätig, während dieser Wert im Vorjahr noch bei 33 Prozent lag. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 97 Anbietern (2012: 88) wählen, für Haushaltskunden liegt der Wert bei 80 Anbietern (2012: 72). Eine große Anzahl von Lieferanten ist jedoch nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen. Viele Lieferanten bieten Tarife in mehreren Netzgebieten an, ohne dabei eine nennenswerte Anzahl an Kunden außerhalb des eigenen Grundversorgungsgebiets zu akquirieren.

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

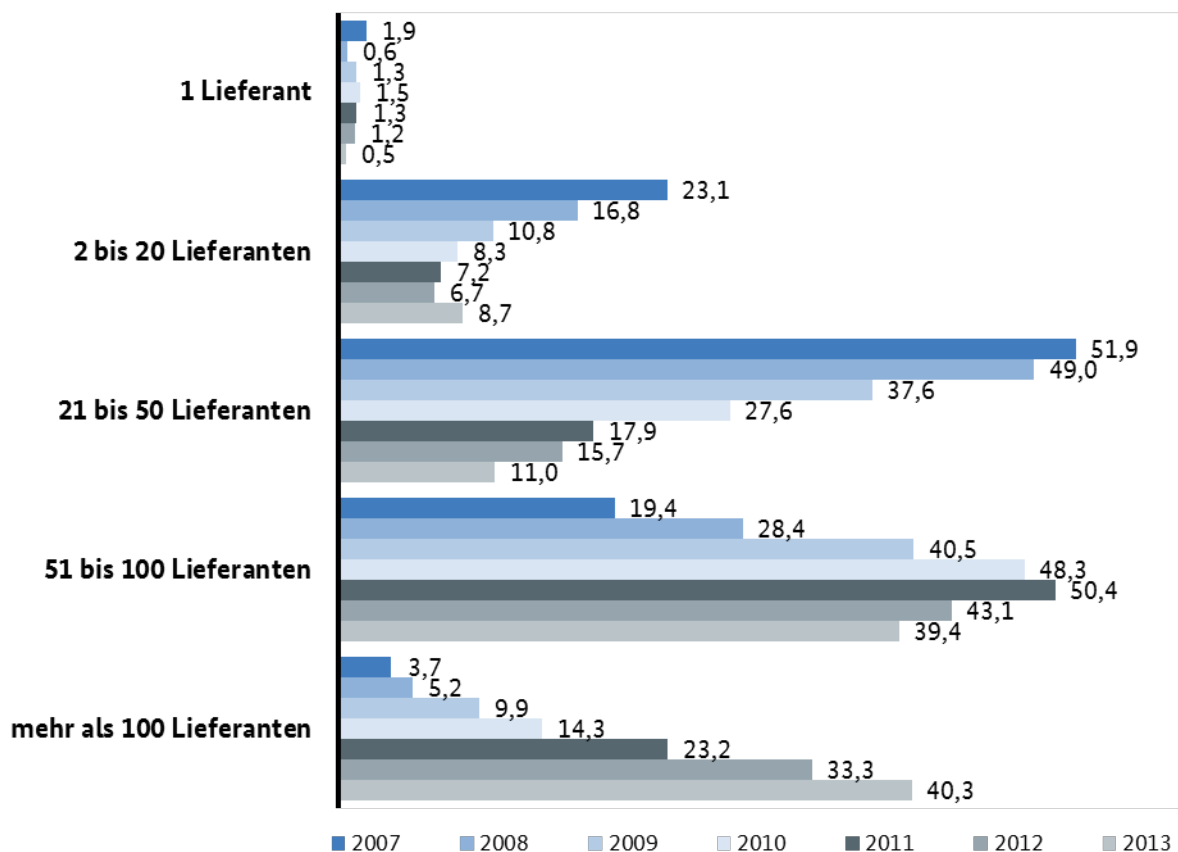


Abbildung 64: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl Lieferanten tätig ist

Die Lieferanten wurden zudem zur Anzahl der Netzgebiete, in denen sie Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern befragt. Die Auswertung der Datenmeldung von 900 Lieferanten zeigt, dass die überwiegende Mehrheit der einzelnen juristischen Personen nur regional tätig ist. 58 Prozent der Lieferanten beliefern maximal zehn Netzgebiete, 16 Prozent sogar nur ein einziges. 21 Prozent der Unternehmen sind in 11-50 Netzgebieten tätig, zwölf Prozent in 51-250 Netzgebieten. Rund fünf Prozent der Lieferanten (einzelne

juristische Personen) beliefert Kunden in mehr als 500 Netzgebieten. Dieser Wert kann näherungsweise als die Zahl bundesweit tätiger Lieferanten angenommen werden. Im bundesweiten Durchschnitt beliefern Lieferanten rund 71 Netzgebiete.

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

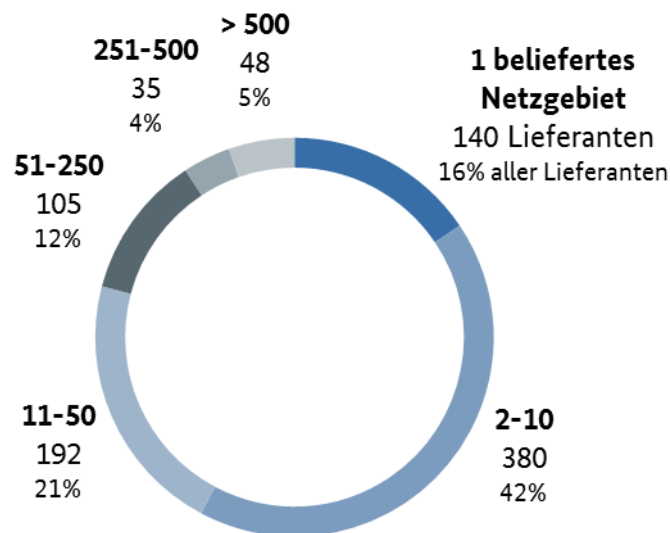


Abbildung 65: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete³⁹

2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, sodass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahe kommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Fragebögen 2 und 3 (Marktrolle Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) sowie Fragebogen 4 (Marktrolle Lieferant) differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben.

Die Stromletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

³⁹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Daneben können die Stromletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG nach qualitativen Merkmalen definiert⁴⁰. Nicht-Haushaltskunden werden im Monitoring-Bericht auch als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden⁴¹ einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Auch für die Zwecke des Energie-Monitorings wird auf eine trennscharfe Abgrenzung dieser beiden Kundengruppen verzichtet.

Die nach Fragebogen 4 erhobenen Stromabgabemengen der Lieferanten an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2013 rund 450 TWh⁴². Hiervon entfielen ungefähr 281 TWh auf RLM-Kunden und 168 TWh auf SLP-Kunden. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2013 rund 127 TWh abgegeben.

Im Rahmen des Monitorings wird erhoben, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei Vertragskategorien „Grundversorgungsvertrag“, „Sondervertrag mit dem Grundversorger“ und „Sondervertrag mit einem anderen Lieferanten“ verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein⁴³. Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird als Sondervertrag bezeichnet. Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse dahingehend zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, sodass ein Sondervertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Sondervertrag mit einem anderen Lieferanten“ zählt⁴⁴.

Darüber hinaus wurde im Rahmen der Fragebögen 2 und 3 (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2013 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, dass die Messstelle eines

⁴⁰ Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

⁴¹ In die Kategorie „Gewerbekunden“ werden i. d. R. auch Kunden aus den Bereichen freie Berufe, Landwirtschaft, Dienstleistungen und öffentliche Verwaltung einbezogen.

⁴² Abweichungen zwischen der gesamten Elektrizitätsabgabe an Letztverbraucher von 456 TWh bzw. 449 TWh (Summe der Abgabemenge der Lieferanten nach Letztverbraucher kategorien Tabelle 4 auf Seite 26 und der Summe der Abgabemengen an SLP- sowie RLM-Kunden) erklären sich aus einem leicht abweichenden Ausfüllgrad der entsprechenden Fragen im Fragebogen 4.

⁴³ Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

⁴⁴ Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge als solche nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden⁴⁵. Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Nach dieser Definition kann daher eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ebenso zu einem „Lieferantenwechsel“ führen wie die Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder eine Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwillige“ Lieferantenwechsel). Das tatsächliche Ausmaß des Wechsels von Kunden zu einem Wettbewerber ist daher niedriger als die so ermittelten „Lieferantenwechsel“-Werte. Auf der anderen Seite kann aus dieser Zahl nicht abgelesen werden, ob der Lieferant z. B. Preissenkungen oder andere Verbesserungen vorgenommen hat, um ein Abwandern seiner Kunden zu verhindern.

2.1 RLM-, Gewerbe- und Industriekunden

Vertragsstruktur

Bei Abnehmern mit registrierender Leistungsmessung (RLM) wird die Entnahme in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch aus⁴⁶. Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um Industriekunden und (verbrauchsstarke) Gewerbekunden⁴⁷.

Zum Berichtsjahr 2013 haben rund 925 Stromlieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei RLM-Kunden (mit Abnahmeort in Deutschland) getätigt. Unter den 925 Stromlieferanten bestehen in vielen Fällen Konzernverbindungen, sodass diese Zahl nicht mit der Anzahl der Wettbewerber gleichzusetzen ist. Gleichwohl ist die Anbietervielfalt im Bereich der RLM-Kunden beträchtlich.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2013 RLM-Kunden an insgesamt rund 342.000 Zählpunkten mit gut 281 TWh Strom. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Sonderverträge. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden etwa 0,6 TWh Strom geliefert, dies entspricht rund 0,2 Prozent der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden.

Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen ca. 34 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger (verteilt auf etwa 53 Prozent aller Zählpunkte) und rund 66 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger (verteilt auf ca. 45 Prozent aller Zählpunkte). Diese Werte zeigen, dass der Grundversorgerstellung für RLM-Kunden im Strombereich nur noch eine geringe praktische Bedeutung zukommt.

⁴⁵ Wenn bei einem Einzug der Lieferant nicht der örtlich zuständige Grundversorger ist, wird dies als ein „Lieferantenwechsel“ gezählt. Übertragungen von Lieferverträgen infolge eines Konzessionswechsels werden nicht als Lieferantenwechsel gewertet.

⁴⁶ Nach § 12 StromNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer jährlichen Entnahme von 100 MWh.

⁴⁷ Der Verbrauch von Gewerbekunden mit geringerem Verbrauch wird z. T. über Standard-Lastprofile (SLP) erfasst.

Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2013 Menge und Verteilung

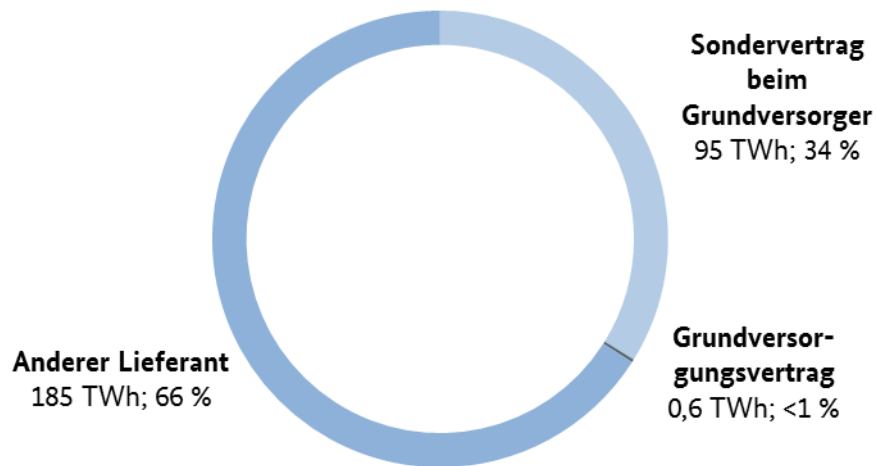


Abbildung 66: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden 2013

Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Fragebögen 2 und 3 (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2013 stattgefunden haben. Hierbei wurde nicht auf die oben erläuterten Kundengruppen (SLP /RLM-Kunden, Gewerbe- und Industriekunden) abgestellt, sondern auf verschiedene Verbrauchskategorien. In die Verbrauchskategorie von über 2 GWh/Jahr fallen typischerweise Industriekunden und in die Verbrauchskategorie von 10 MWh/Jahr bis 2 GWh/Jahr i. d. R. Gewerbekunden und (eher verbrauchsschwache) Industriekunden. Wie bereits dargelegt, ist ein „Lieferantenwechsel“ als Wechsel der beliefernden juristischen Person definiert, der nicht immer mit einem Anbieterwechsel einhergeht. Die Abfrage erbrachte folgende Ergebnisse:

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Zählpunkte, bei denen die beliefernde juristische Person im Jahr 2013 wechselte	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchskategorie	Entnahmemenge im Jahr 2013 an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant im Jahr 2013 wechselte	Anteil an Gesamtentnahme- menge der Verbrauchskategorie im Jahr 2013
> 2 GWh/Jahr	2.959	15,9%	26,3 TWh	11,0%
10 MWh/Jahr – 2 GWh/Jahr	241.406	10,0%	18,7 TWh	14,0%
<10 MWh/Jahr	3.281.882	6,9%	9,8 TWh	7,8%

Tabelle 33: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2013

Über die beiden Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2013 bei rund 12,1 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahreswert entspricht dies einer Steigerung von 0,8 Prozentpunkten. Diese Veränderung liegt im Bereich der Schwankungen der Vorjahre. Über einen längeren Zeitraum betrachtet sind seit 2006 im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Industrie- und Gewerbekunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt. Die Lieferantenwechselquoten in den Verbrauchskategorien von über 10 MWh/Jahr liegen weiterhin deutlich über den Wechselquoten von Abnehmern mit weniger als 10 MWh/Jahr.

Entwicklung Lieferantenwechsel bei Industrie- und Gewerbekunden

Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >10 MWh/Jahr

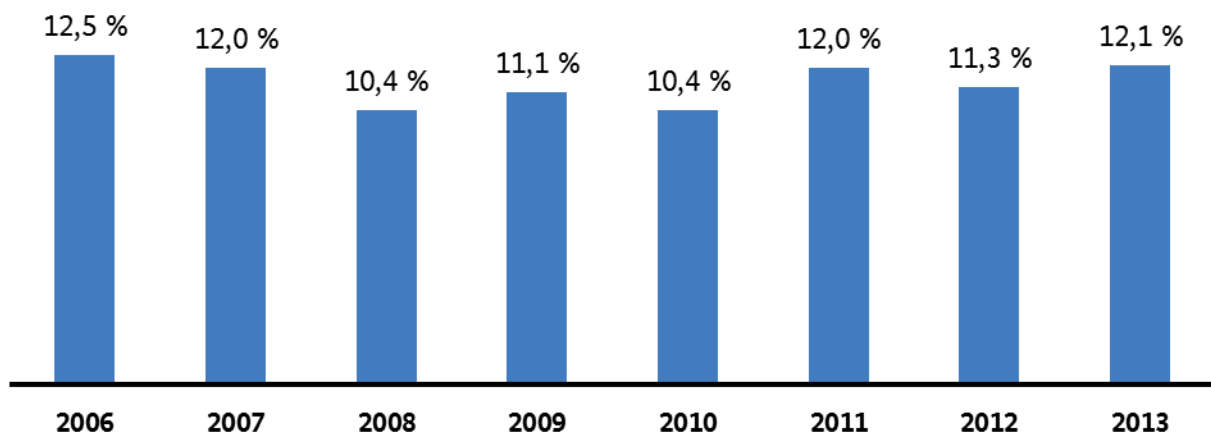


Abbildung 67: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Industrie- und Gewerbekunden 2006 bis 2013

2.2 Haushaltskunden

Vertragsstruktur

Die Daten aus dem Monitoring 2014, bezogen auf die Abgabemengen für die Belieferung von Haushaltskunden, ergeben, dass im Berichtsjahr 2013 eine relative Mehrheit von 45 Prozent der Haushaltskunden einen Sondervertrag beim lokalen Grundversorger abgeschlossen hat. Der Anteil der Haushaltskunden in der klassischen Grundversorgung beläuft sich auf 34,1 Prozent. Damit ist der Anteil der grundversorgten Kunden gegenüber dem Vorjahr erneut zurückgegangen (2012: 36,7 Prozent). Rund 21 Prozent aller Haushaltskunden werden inzwischen von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert. Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, ist dementsprechend leicht gestiegen; 79 Prozent aller Haushalte werden durch den Grundversorger beliefert (im Rahmen der Grundversorgung oder eines Sondervertrages). Die, insgesamt betrachtet, nach wie vor starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat damit im Berichtsjahr weiter abgenommen.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 2013 Menge und Verteilung

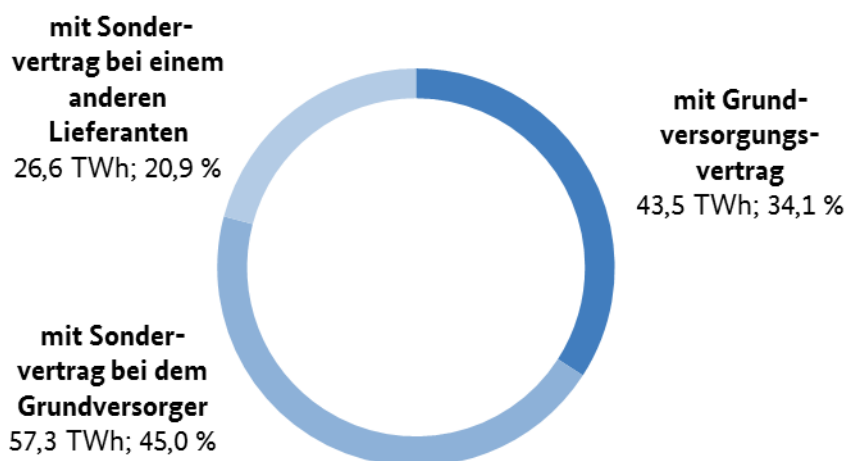


Abbildung 68: Vertragsstruktur von Haushaltskunden

Ein Standardlastprofil (SLP), als Vereinfachung der Verbrauchserfassung, findet bei Kunden Anwendung, bei denen der zeitliche Verlauf der abgenommenen Ausspeiseleistung nicht erfasst wird. Ein SLP ist grundsätzlich nur für Stromkunden vorgesehen, die jährlich bis maximal 100 MWh aus dem Stromverteilsnetz entnehmen (§ 12 StromNZV). Zu den SLP-Kunden zählen überwiegend Haushaltskunden, aber auch Nicht-Haushaltskunden mit eher geringen Verbrauchswerten. Bei den von rund 1.000 Einzelunternehmen erfassten Angaben zu Zählpunkten und Abgabemengen, sind rund 168 TWh als Gesamtabgabemenge im Bereich der SLP-Kunden (Standardlastprofil) und 47,8 Mio. SLP-Zählpunkte ermittelt worden. Hiervon entfielen mit ca. 127 TWh rund 75 Prozent auf den Bereich der Haushaltskunden.

Von der gesamten SLP-Liefermenge entfallen 48 TWh (etwa 29 Prozent) auf Grundversorgungsverträge, 82 TWh (knapp 49 Prozent) auf Sonderverträge beim Grundversorger und 38 TWh (etwa 23 Prozent) auf Sonderverträge mit einer anderen juristischen Person.

SLP-Kunden mit höherem Verbrauch haben wesentlich häufiger einen Sondervertrag als SLP-Kunden mit geringerem Verbrauch. Bei den Grundversorgungskunden beträgt der mittlere Jahresverbrauch je Zählpunkt (Median) knapp 2.400 kWh/a, während im Bereich der Sonderverträge der entsprechende Wert über 4.000 kWh/a liegt.

Unter den rund 1.000 Lieferanten (Ebene Einzelunternehmen) mit Angaben zu Zählpunkten und Mengen bei SLP- Kunden haben 751 eine Position als Grundversorger inne. Die meisten dieser Lieferanten haben nur relativ geringe Kundenzahlen: 632 dieser Grundversorger beliefern weniger als 50.000 SLP-Zählpunkte, davon 310 weniger als 10.000 SLP-Zählpunkte.

Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, wurden die VNB nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten sowie nach der Wahl des Lieferanten im Rahmen von Umzügen in ihrem Netzbereich befragt. Im Vergleich zum Vorjahr 2012 ist die gesamte Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (inkl. Umzüge) von 3,2 Mio. auf 3,6 Mio. angestiegen. Diese Entwicklung ist insbesondere das Ergebnis einer höheren Zahl von Wechseln bei Einzügen. Dagegen bleiben die Wechsel außerhalb eines Umzugs im Vergleich zum Vorjahr konstant, wenn man die Sonderwirkungen einer Insolvenz eines großen Lieferanten berücksichtigt.

Bei einer unbereinigten Betrachtung, hat sich die Anzahl der Wechsel von Haushaltskunden außerhalb von Umzügen um rund 450.000 auf etwa 3.033.000 erhöht. Dieser Wert ist allerdings, wie bereits im Jahr 2011, durch einen abfragebedingten Sondereffekt geprägt, der ein unscharfes Bild von den tatsächlichen Wechselentscheidungen der Kunden gibt.

Lieferantenwechsel von Haushaltskunden Anzahl

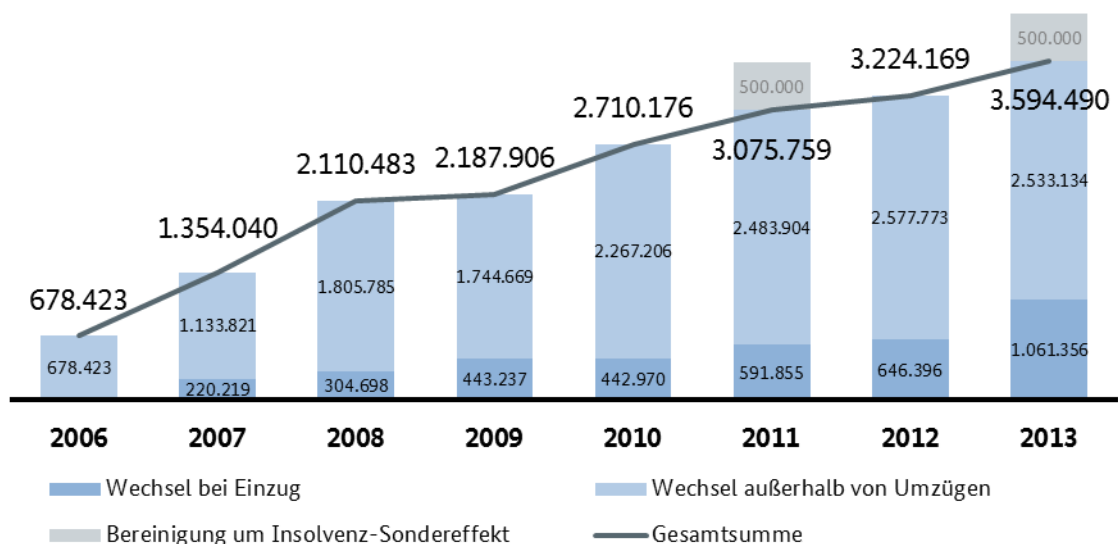


Abbildung 69: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden

Im Frühjahr 2013 musste erneut ein großer Discount-Stromlieferant Insolvenz anmelden. Die betroffenen Kunden sind zunächst in die Ersatzversorgung und darauffolgend, sofern sie keinen erneuten, aktiven

Wechsel vorgenommen haben, in die Grundversorgung bei dem örtlich zuständigen Grundversorger überführt worden. Es ist (auch unter Berücksichtigung der aus dem Monitoring 2012 vorliegenden Zahlen), wie bereits bei einem ähnlich gelagerten Insolvenzfall 2011, von geschätzt 500.000 betroffenen Kunden auszugehen. Definitionsgemäß ist ein solcher untypischer Vorgang als Wechsel erfasst, obwohl ihm keine Kundenentscheidung zum Wechsel des Versorgers zugrunde liegt. Es ist deshalb sachgerecht, den gut abschätzbaren Anteil an durch die Insolvenz „automatisch erzwungenen Wechseln“ herauszurechnen.

Bei einer Bereinigung der Wechselzahlen aus dem Jahr 2013 um die ca. 500.000 insolvenzbedingten Wechsel wird das Bild der angestiegenen Zahl von Wechselvorgängen außerhalb von Umzügen korrigiert. Bei Neutralisierung des Insolvenz-Sondereffekts in den Jahren 2011 und 2013, ist die Zahl der Lieferantenwechsel von Haushaltskunden außerhalb von Umzügen seit 2011 in etwa konstant. Für das Jahr 2013 wurden auf diese Weise insgesamt rund 2.533.000 Wechsel berechnet. Dies entspricht einem Anteil von ca. 5,5 Prozent der Haushaltskunden. Die auf die bereinigten Wechsel bezogene Menge liegt bei etwa 8,4 TWh.

Es bleibt abzuwarten, ob sich im Bereich der Haushaltskunden – ähnlich wie bei den Industrie- und Gewerbekunden – ein gewisses Niveau der Wechselquote außerhalb von Umzügen eingestellt hat. Die detaillierte Entwicklung unter Berücksichtigung der Sondereffekte der Insolvenzen 2011 und 2013 sind der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden

Veränderung zum Vorjahr	Bereinigung ^[1] um Insolvenz-Sondereffekt		ohne Bereinigung des Insolvenz-Sondereffektes	
	absolut	prozentual	absolut	prozentual
2008-2009	-61.117	-9,1	-61.117	-9,1
2009-2010	522.538	30	522.538	30
2010-2011	216.698	9,6	716.698	31,6
2011-2012	93.869	3,8	-406.131	-13,6
2012-2013	-44.639	-1,7	455.361	17,8

[1] Bei der bereinigten Betrachtung wurden von den Wechselzahlen des Jahres 2011 und 2013 pauschal 500.000 Wechsel abgezogen.

Tabelle 34: Veränderungen Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden außerhalb von Umzügen (mit und ohne Bereinigung um Insolvenz-Sondereffekte)

Neben der dargestellten Entwicklung der Wechselzahlen von Haushaltskunden außerhalb von Umzügen, ist die Anzahl der Haushaltskunden, die im Rahmen eines Einzuges in eine neue Wohnung direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben, um mehr als 400.000 angestiegen. Sie liegt im Berichtsjahr bei ca. 1.061.000 Haushaltskunden. Die bei Einzügen gemeldeten Lieferantenwechselmengen, haben sich gegenüber dem Vorjahr um 0,9 TWh auf insgesamt 2,4 TWh erhöht.

Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen

Kategorie	2013: Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Gesamt- entnahmemenge (126,1 TWh) in Prozent	2013: Lieferanten- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamtanzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug den Lieferanten gewechselt haben	8,4	6,7	2.533.134	5,5
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	2,4	1,9	1.061.356	2,3
Gesamt	10,8	8,6	3.594.490	7,8

Tabelle 35: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen⁴⁸

Bei einer gemeinsamen Betrachtung der insolvenzbereinigten Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Wechsel bei Einzügen, ergeben sich für das Jahr 2013 insgesamt rund 3,6 Mio. Wechsel mit einem Gesamtvolumen von 10,8 TWh. Dies entspricht einer mengen- und anzahlmäßigen Wechselquote von 8,6 bzw. 7,8 Prozent. Damit liegt die mengenbezogene Quote abermals leicht über der anzahlbezogenen Quote. Dies dürfte damit zusammenhängen, dass ein hoher Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltskunden dessen Wechselbereitschaft positiv beeinflusst. Die durchschnittliche Verbrauchsmenge von wechselnden Haushaltskunden beträgt im Jahr 2013 ca. 3.200 kWh. Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, weisen im Gegensatz dazu einen Durchschnittsverbrauch von nur ca. 2.300 kWh auf.

3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

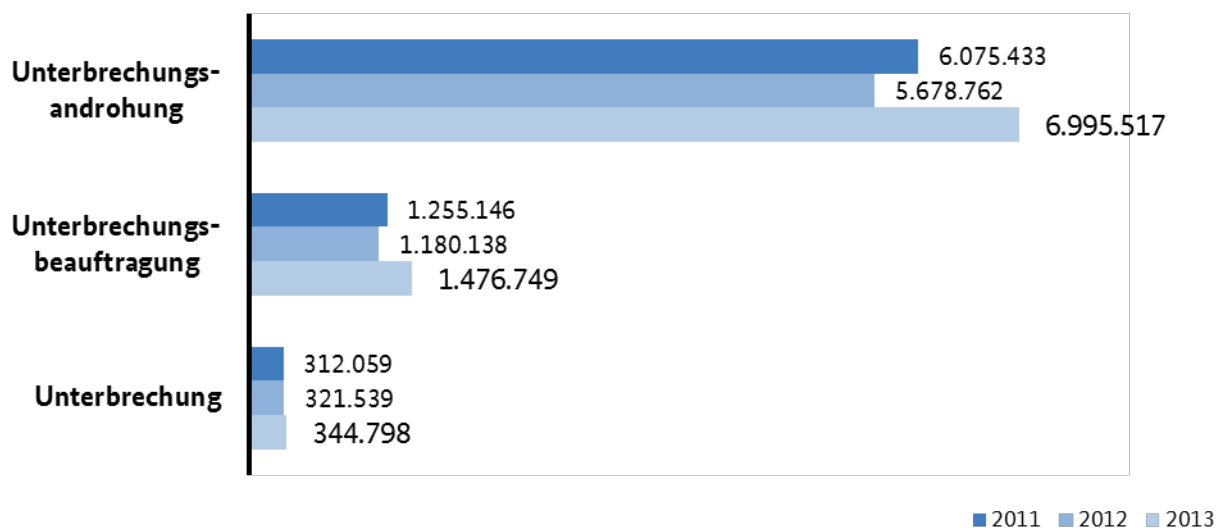
3.1 Versorgungsunterbrechungen

Zum Berichtsjahr 2013 hat die Bundesnetzagentur zum dritten Mal Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie Stromlieferanten zu Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen nach § 19 Abs. 2 Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) sowie den damit verbundenen Kosten befragt.

⁴⁸ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Androhung, Beauftragung und Unterbrechung in der Grundversorgung

Anzahl (Elektrizität)

Abbildung 70: Androhung, Beauftragung und Unterbrechung in der Grundversorgung (Elektrizität)⁴⁹

Durch die StromGVV hat der Grundversorger das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen in Höhe von mindestens 100 Euro sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Zahl der durchgeführten Unterbrechungen leicht auf 344.798 angestiegen. Insgesamt wurden etwas über 23.000 Unterbrechungen an Zählpunkten mehr durchgeführt als im Vorjahr. Das Ergebnis beruht auf den Angaben der Verteilnetzbetreiber, die letztendlich die Unterbrechung im Auftrag des Lieferanten vornehmen. Gemessen an der Gesamtzahl aller im Monitoring erfassten Zählpunkte auf Verteilnetzbetreiberebene in Deutschland beträgt die Marktabdeckungsquote dieser Frage bei rund 98,5 Prozent.

Gleichzeitig wurden die Lieferanten befragt, wie häufig Sie im Berichtsjahr 2013 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Unternehmen gaben an, insgesamt knapp sieben Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht zu haben. Aus den Unternehmensdaten geht hervor, dass neben den übrigen gesetzlichen Voraussetzungen des § 19 StromGVV im Durchschnitt bei einem Rückstand von 105 Euro eine Sperrung angedroht wurde. Von den knapp sieben Mio. Sperrandrohungen mündeten jedoch nur ca. 1,5 Mio. in eine Beauftragung einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber.

Letztendlich sind von den Netzbetreibern 344.798 Unterbrechungen von Haushaltskunden tatsächlich durchgeführt worden. Insgesamt hat sich das im Monitoringbericht 2013 dargestellte Verhältnis zwischen Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen etwas verbessert. Von den fast sieben Mio. Unterbrechungsandrohungen

⁴⁹ Bei den für das Jahr 2011 erhobenen Daten ist zu beachten, dass einige Lieferanten zu den Unterbrechungsandrohungen und den Unterbrechungsbeauftragungen nur Schätzwerte angeben konnten.

mündeten ca. 21 Prozent in einem Unterbrechungsauftrag. Bei knapp fünf Prozent der ca. sieben Mio. Unterbrechungsandrohungen wurde die Versorgung tatsächlich durch den Netzbetreiber unterbrochen.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Netzbetreiber ihren Kunden durchschnittlich Kosten in Höhe von 48 Euro, wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 13 und 168 Euro lag.

3.2 Tarife und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 5 EnWG haben Lieferanten für Letztverbraucher von Elektrizität, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten. Im Berichtsjahr 2013 boten lediglich ca. 10 Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Etwa 76 Prozent der Lieferanten bieten tageszeitabhängige Tarife⁵⁰ an, darüber hinaus bieten rund 14 Prozent noch weitere Tarife an.

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten ebenfalls verpflichtet, Letztverbrauchern auch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Nachfrage der Letztverbraucher nach derartigen Abrechnungen ist im Berichtsjahr 2013 nach wie vor verschwindend gering. 132 Unternehmen meldeten insgesamt 3.595 Kundenanfragen nach unterjährigen Abrechnungen.

Trotz der dargestellten, relativ hohen Anzahl von Unterbrechungsandrohungen und Sperrbeauftragungen trennen sich nur wenige Lieferanten tatsächlich von ihren Kunden. Im Berichtsjahr 2013 haben Lieferanten gegenüber ihren Kunden insgesamt ca. 141.000 Kündigungen ausgesprochen. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand eines Kunden lag im Falle einer Kündigung bei rund 169 Euro.

Sperrungen erfolgen regelmäßig nur in der Grundversorgung. Eine Kündigung in der Grundversorgung ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Unterbrechung müssen wiederholt vorgelegen haben. Bei Sonderverträgen sind Sperrungen und deren Androhung dagegen selten, da eine Kündigung für den Lieferanten das einfachere und kostengünstigere Mittel darstellt.

4. Preisniveau

Im Rahmen des Monitorings sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Strom beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2014 für drei Abnahmefälle befragt worden. Die drei Abnahmefälle stellen auf einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh, 50 MWh und 24 GWh ab. Mit diesen Verbrauchswerten handelt es sich jeweils um einen Haushaltskunden, einen Gewerbekunden und einen Industriekunden.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile aufgeschlüsselt werden, die vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, wie insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgabe und

⁵⁰ Darunter fallen insbesondere Tarife für Heizstrom und Wärmepumpenstrom.

Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Schließlich waren für den Gesamtpreis die (fest vorgegebenen) Umlagen nach dem EEG, KWKG, § 19 Abs. 2 StromNEV und Offshore-Haftung zu berücksichtigen. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Strombeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für die drei Abnahmefälle angeben. Mehrere Unternehmen haben in ihren Antworten darauf hingewiesen, dass sie aufgrund ihrer überörtlichen Tätigkeit bzw. einer kundenindividuellen Preisgestaltung nicht in der Lage seien, entsprechende Durchschnittswerte anzugeben.

Für den kleinsten Abnahmefall von 3.500 kWh/Jahr („Haushaltskunde“) wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen abgefragt: Grundversorgungsvertrag, Sondervertrag mit dem Grundversorger und Sondervertrag mit einem anderen Lieferanten (siehe auch Abschnitt I.H.4.2 „Haushaltskunden“ ab Seite 158).

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzeigen zu können, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2014 bzw. 1. April 2013 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte in der Regel unterhalb des mit der Erhebungssystematik (bzw. deren Veränderungen) verbundenen Fehlerbereichs liegen. Eine statistisch signifikante Aussage, ob der jeweilige Preis im Vergleich zum 1. April 2013 gestiegen oder gesunken ist, ist daher oft nicht möglich. Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass der Adressatenkreis der Preisfragen im Vergleich zum Vorjahr verändert wurde: Auf der einen Seite richteten sich die Preisfragen zuvor nur an Lieferanten, die in mindestens einem Netzgebiet Grundversorger sind, während in der diesjährigen Erhebung alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt wurden. Auf der anderen Seite sollten die Preisfragen für die Abnahmefälle 50 MWh/Jahr und 24 GWh/Jahr in diesem Jahr jeweils nur noch solche Lieferanten ausfüllen, die mindestens einen Kunden mit einem Strombedarf im Bereich des betreffenden Abnahmefalls haben.

4.1 Gewerbe- und Industriekunden

Abnahmefall 24 GWh/Jahr („Industriekunde“)

Bei Industriekunden handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden). Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten nach den Angaben der Lieferanten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 24 GWh/Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. Im Rahmen der Befragung haben mehrere Lieferanten angegeben, dass in ihren Vertragsmodellen die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber dem Kunden selbst obliegt. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreismanagements anbietet. Im Falle der größten Verbraucher sind somit die Übergänge vom Einzelhandel zum Stromgroßhandel fließend.

Eine große Bedeutung für den individuellen Preis eines Industriekunden haben die besonderen Ausgleichsregelungen für stromintensive Unternehmen. Je nachdem, welche Vergünstigungen für ein Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh/Jahr maximal möglich sind, ergeben sich stark unterschiedliche Belastungen durch nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile und entsprechende Auswirkungen auf den individuellen Preis. Bei der Preisabfrage wurde jedoch die Annahme vorgegeben, dass für den Kunden keine dieser Vergünstigungen einschlägig ist. Die Lieferanten sollten somit die Ausgleichsregelungen für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 40 bis 44 EEG a. F., sowie die Bestimmungen des § 19 Abs. 2 StromNEV, des § 9 Abs. 7 Satz 3 KWKG sowie des § 17 f. EnWG unberücksichtigt lassen.

Der Abnahmefall, der einem Industriekunden entspricht, wurde mit einem Jahresverbrauch von 24 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden (Jahreshöchstlast 4.000 kW; Versorgung in Mittelspannung 10 oder 20 kV) definiert. Die Abfrage richtete sich dieses Jahr nur an solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 10 GWh und 50 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich um einen begrenzten Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 208 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 206 Lieferanten). Mehr als die Hälfte dieser 208 Lieferanten hat weniger als zehn Kunden mit einem Verbrauch von über 24 GWh/Jahr.

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die (arithmetischen) Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht.

Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile		
Nettonetzentgelt	1,12 - 2,61	1,86
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,00 - 0,04	0,04
Konzessionsabgabe	0,11 - 0,11	0,12 ^[1]
EEG-Umlage	6,24	6,24
weitere Umlagen ^[2]	0,19	0,19
Stromsteuer	2,05	2,05
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	3,57 - 5,85	4,61
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	13,53 - 16,70	15,11
[1] Über 80 Prozent der Lieferanten haben einen Konzessionsabgabewert von 0,11 ct/kWh angegeben. Da einige Lieferanten einen deutlich höheren Wert angegeben haben, beträgt das arithmetische Mittel der Werte mehr als 0,11 ct/kWh.		
[2] KWKG (0,055 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,066 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,058 ct/kWh) und abschaltbare Lasten (0,009 ct/kWh).		

Tabelle 36: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Ust. und ohne Reduktionsmöglichkeiten) in Höhe von 15,11 ct/kWh liegt um 0,07 ct/kWh unter dem arithmetischen Mittel der im Vorjahr erhobenen Werte. Dieser geringfügige Unterschied liegt unterhalb der Erhebungsgenauigkeit. Die Preisanteile haben sich jedoch verschoben: Während die EEG-Umlage von 5,28 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh gestiegen ist, hat sich der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag im arithmetischen Mittel von 5,43 ct/kWh auf 4,61 ct/kWh verringert⁵¹. Die übrigen Preisbestandteile liegen in etwa auf dem Vorjahresniveau.

⁵¹ Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

Definitionsgemäß war bei diesen Preisangaben zu unterstellen, dass der (Industrie-)Kunde mit einem Verbrauch von 24 GWh/Jahr keine Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann. In dem so definierten Abnahmefall entfallen vom Gesamtpreis insgesamt 10,50 ct/kWh, d. h. rund 70 Prozent, auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind. Wenn hingegen Stromverbraucher die Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Ausgleichsregelungen erfüllen können, ergeben sich Reduzierungen bei den Netzentgelten, bei der Stromsteuer sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und Offshore-Haftung. Im Falle einer Erfüllung all dieser Reduktionsmöglichkeiten kann der vom Lieferanten nicht beeinflussbare Preisbestandteil von über 10 ct/kWh im Einzelfall auf bis zu rund 1 ct/kWh sinken.

Die EEG-Umlage konnte nach der am 1. April 2014 gültigen Fassung für den hiesigen Abnahmefall um bis zu 91,5 Prozent reduziert werden (§ 41 Abs. 3 EEG a. F.). Das Nettonetzentgelt kann gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV um bis zu 80 Prozent reduziert werden. Die Stromsteuer kann nach § 9a StromStG vollständig erlassen, erstattet oder vergütet werden. In Bezug auf den Gesamtpreis quantitativ weniger bedeutsame Vergünstigungsmöglichkeiten betreffen die Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 4 S. 1 KAV sowie die weiteren Umlagen. Im Rahmen des Energie-Monitorings wird nicht erhoben, in welchem Umfang die einzelnen Reduktionsmöglichkeiten in der Praxis bei Industriekunden tatsächlich Anwendung finden. Auch vor diesem Hintergrund sind Aussagen über „den“ durchschnittlichen Industriekundenpreis anhand der Monitoring-Daten nicht möglich.

Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2014

	In der Preisabfrage angenommener bzw. erhobener Wert in ct/kWh	Mögliche Reduktion auf bis zu in ct/kWh
EEG-Umlage	6,24	0,53
Stromsteuer	2,05	0,00
Nettonetzentgelt	1,86	0,37
weitere Umlagen	0,19	0,10
Konzessionsabgabe	0,12	0,00
Summe	10,50	1,00

Tabelle 37: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2014

Abnahmefall 50 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall, der einem Gewerbekunden entspricht, wurde mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 1.000 Stunden (Jahreshöchstlast 50 kW; Versorgung in Niederspannung 0,4 kV) definiert. Dieser Jahresverbrauch beträgt das 14fache des Abnahmefalls 3.500 kWh („Haushaltskunde“) und zwei Tausendstel des Abnahmefalls 24 GWh („Industriekunde“). Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall „Industriekunde“. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2014 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen

Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die bereits Kunden mit einem Abnahmeprofil annähernd vergleichbarer Größenordnung betreuen, d. h. mit einem Jahresbedarf zwischen 10 MWh und 100 MWh. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die unter dem Schwellenwert von 100 MWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall häufig eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 763 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 641 Lieferanten). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die (arithmetischen) Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht.

Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

	Streuung zwischen 10 und 90 Prozent der größensortierten Lieferantenangaben in ct/kWh	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis^[1]
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	4,09 – 6,75	5,35	24%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,04 – 1,14	0,30	1%
Konzessionsabgabe	0,11 – 1,59	1,00	5%
EEG-Umlage	6,24	6,24	29%
Weitere Umlagen ^[2]	0,53	0,53	2%
Stromsteuer	2,05	2,05	9%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	4,77 – 8,23	6,39	29%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	19,43 – 24,02	21,86	
[1] Aufgrund von Rundungsdifferenzen können sich bei der Summe der Einzelanteile geringfügige Abweichungen ergeben.			
[2] KWKG (0,178 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,092 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,250 ct/kWh) und abschaltbare Lasten (0,009 ct/kWh).			

Tabelle 38: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr

Bei diesem Abnahmefall entfallen durchschnittlich rund 71 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Umlagen und Stromsteuer, Konzessionsabgabe). Nur noch rund 29 Prozent (Vorjahr: 33 Prozent) betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Ust.) in Höhe von 21,86 ct/kWh liegt um 0,11 ct/kWh unter dem arithmetischen Mittel der im Vorjahr erhobenen Werte (21,97 ct/kWh). Dieser geringfügige Unterschied liegt unterhalb der Erhebungsgenauigkeit. Bei zwei Preisbestandteilen sind aber wesentliche Veränderungen im Vergleich zum Vorjahr festzustellen: Während die EEG-Umlage von 5,28 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh gestiegen

ist, hat sich der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag im Mittel von 7,29 ct/kWh auf 6,39 ct/kWh verringert⁵². Die übrigen Preisbestandteile liegen in etwa auf dem Vorjahresniveau.

4.2 Haushaltskunden

Im Folgenden werden die Endkundenpreise für Haushaltskunden als mengengewichtete Mittelwerte für einen typischen Abnahmefall (Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)) für die relevanten Vertragsverhältnisse betrachtet. Daraus ergeben sich Auswertungen für den Durchschnittspreis in der Grundversorgung, für einen Sondervertrag beim Grundversorger und für einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger („Lieferantenwechsel“). Darüber hinaus wird ein über alle Tarifkategorien mengengewichteter Gesamtpreis ermittelt.

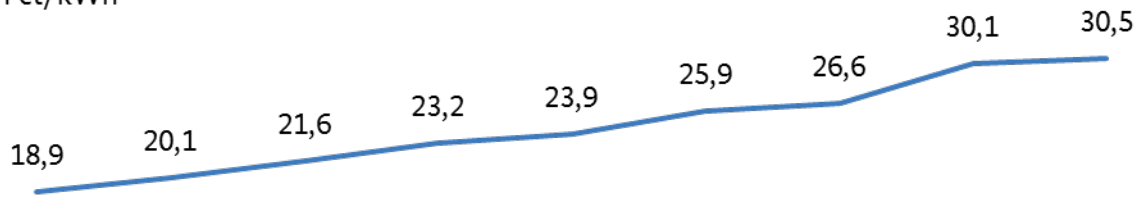
Die anhaltend starke Preissteigerung der letzten Jahre hat sich in diesem Jahr nicht fortgesetzt. Der Preisanstieg hat sich gegenüber dem Vorjahr 2013 in allen Abnahmegruppen – Grundversorgung, Sondervertrag beim Grundversorger, Sondervertrag bei einem anderen Lieferanten – abgeschwächt.

Für die Kategorie der Grundversorgung haben 664 Unternehmen Angaben zu Tarifen und Mengen im Monitoring 2014 gemacht. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2014 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 30,50 ct/kWh ermittelt⁵³. Damit liegt der Preis für Kunden in der Grundversorgung um 1,3 Prozent bzw. 0,39 ct/kWh über dem Wert des Vorjahres mit Stichtag 1. April 2013. Das ist der geringste Preisanstieg seit dem Jahr 2006. Innerhalb von acht Jahren ist der Preis von ursprünglich 18,89 ct/kWh um 11,61 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von ca. 61 Prozent. Der detaillierte Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise in der Grundversorgung kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

⁵² Bei einem Vergleich dieser Mittelwerte sind die o.g. Streuungsangaben zu berücksichtigen.

⁵³ Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,42 ct/kWh unter dem mengengewichteten Ergebnis.

Entwicklung der Haushaltskundenpreise in der Grundversorgung für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (mengengewichteter Mittelwert), in ct/kWh



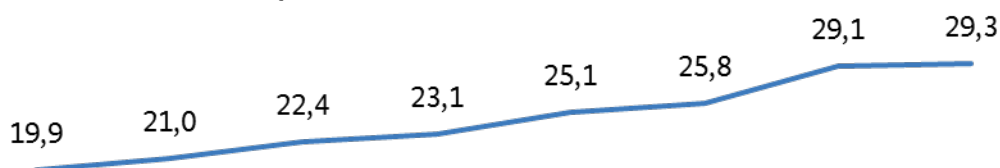
1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014
------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Abbildung 71: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh in der Grundversorgung von 2006 bis 2014 (mengengewichteter Mittelwert)

Für die Vertragskategorie „Sondervertrag beim Grundversorger“ haben 635 Lieferanten Angaben zu Tarifen und Mengen übermittelt. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2014 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 29,32 ct/kWh ermittelt⁵⁴. Damit liegt der Preis für Kunden, die ihr Vertragsverhältnis beim Grundversorger auf einen Sondervertrag umgestellt haben, um knapp ein Prozent bzw. 0,23 ct/kWh über dem Wert aus dem Jahr 2013. Auch in dieser Tarifkategorie ist dies der geringste Preisanstieg seit dem Beginn der Abfrage im Jahr 2007. Innerhalb von sieben Jahren ist der Preis um 9,38 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von 47 Prozent. Der Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise bei einem Sondervertrag mit dem Grundversorger kann anhand der folgenden Abbildung nachvollzogen werden.

⁵⁴ Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,49 ct/kWh unter dem mengengewichteten Ergebnis.

Entwicklung der Haushaltskundenpreise bei Sonderverträgen mit dem Grundversorger für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (mengengewichteter Mittelwert)
in ct/kWh



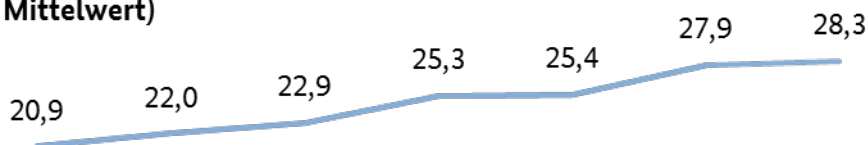
1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014
------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Abbildung 72: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Sonderverträgen mit dem Grundversorger von 2007 bis 2014 (mengengewichteter Mittelwert)

Für die Kategorie von Sondervertragsverhältnissen, die nicht mit dem lokalen Grundversorger abgeschlossen werden (Kategorie: „Lieferantenwechsel“), haben 638 Unternehmen Angaben zu Tarifen und Mengen gemacht. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2014 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 28,29 ct/kWh ermittelt⁵⁵. So liegt der Preis für Kunden, die einen Sondervertrag mit einem Lieferanten, der nicht der lokale Grundversorger ist, um gut ein Prozent bzw. 0,35 ct/kWh über dem Wert des Vorjahres. Das ist seit dem Beginn der Abfrage im Jahr 2008 prozentual gesehen einer der schwächsten Preisanstiege zusammen mit dem Jahr 2012, welches einen noch geringeren Anstieg zu verzeichnen hatte. Innerhalb von sechs Jahren ist der Preis also um 7,43 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von 36 Prozent. Der detaillierte Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise beim Lieferantenwechsel kann der nachstehenden Abbildung entnommen werden.

⁵⁵ Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,28ct/kWh über dem mengengewichteten Ergebnis.

Entwicklung der Haushaltskundenpreise bei Sonderverträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind ("Lieferantenwechsel") für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (mengengewichteter Mittelwert)
in ct/kWh



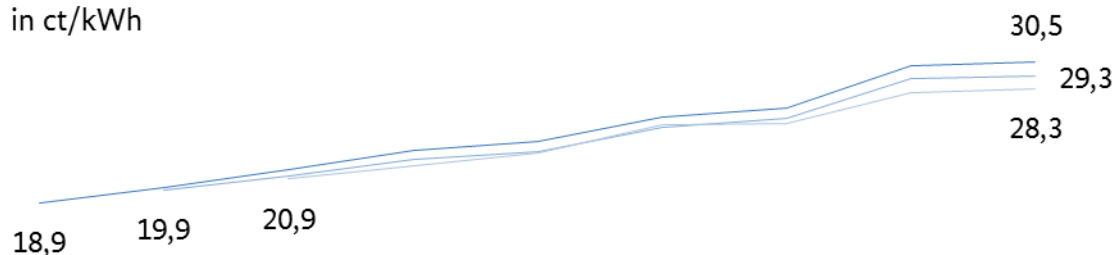
1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014
------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Abbildung 73: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Sonderverträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind („Lieferantenwechsel“) von 2008 bis 2014 (mengengewichteter Mittelwert)

Ein direkter Vergleich der drei Tarifikategorien, Grundversorgung, Sondervertrag mit dem Grundversorger (Vertragswechsel) und Sondervertrag mit einem anderen Anbieter (Lieferantenwechsel) verdeutlicht, dass die Grundversorgung bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh nach wie vor die zumeist teuerste Versorgungsart darstellt. Gleichwohl ist ein direkter Vergleich nur eingeschränkt möglich, da Grundversorgungskunden einen signifikant niedrigeren Jahresverbrauch aufweisen als Sondervertragskunden. Während Kunden in der Grundversorgung im Jahr 2013 im Mittel rund 2.350 kWh verbrauchten, lag der durchschnittliche Verbrauch von Sondervertragskunden mit rund 3.290 kWh um 40 Prozent darüber.

Niedrigere Preise können Haushaltskunden weiterhin durch eine Vertragsumstellung oder einen Lieferantenwechsel erzielen, wobei der Lieferantenwechsel i. d. R. die günstigere Alternative darstellt. Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien seit 2008 zeigt, dass die Grundversorgung bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh durchgehend die teuerste Kategorie des Elektrizitätsbezugs für Haushaltskunden ist. Die Kategorie Sondervertrag beim Grundversorger ist über die betrachtete Zeit in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Kategorie des Lieferantenwechsels ist ebenfalls im Mittel über den gesamten Zeitraum günstiger als die der Grundversorgung. In sechs von sieben der betrachteten Jahre lag der mittlere Preis in der Kategorie Lieferantenwechsel – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Sondervertrag beim Grundversorger.

Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (mengengewichteter Mittelwert)
in ct/kWh



1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014
---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

— Grundversorgungsvertrag
 — Sondervvertrag beim Grundversorger
 — Sondervträge mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind ("Lieferantenwechsel")

Abbildung 74: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie 2006 bis 2014 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif)

Auch bei den Haushaltskunden bezog sich die Befragung der Grundversorger auf den Gesamtpreis und die einzelnen Preisbestandteile. Da bestimmte Preisbestandteile gesetzlich festgelegt (Umlagen, Stromsteuer) oder für das Netzgebiet geregelt (Nettonetzentgelt) sind, ist eine wesentliche Variable im Vergleich zwischen Grundversorgung und Sondervvertrag beim Grundversorger der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil („Energiebeschaffung und Vertrieb“). Hierzu konnten Angaben von 664 (Grundversorgung), 635 (Tarifwechsel) bzw. 638 (Lieferantenwechsel) Lieferanten ausgewertet werden. In die nachfolgende Darstellung sind diese Angaben eingeflossen.

Zum 1. April 2014 liegt der durchschnittliche mengengewichtete Preis der Tarifkategorie Lieferantenwechsel 2,21 ct/kWh bzw. 8 Prozent unter dem Preis der Grundversorgung. Werden hingegen die ungewichteten Durchschnittspreise verglichen, beträgt die Differenz lediglich 1,51 ct/kWh bzw. 5 Prozent. Die Differenz zwischen Grundversorgung und Vertragswechsel liegt (mengengewichtet) bei 1,18 ct/kWh bzw. einem Unterschied von 4 Prozent. Zwischen Vertrags- und Lieferantenwechsel beträgt die Differenz mengengewichtet 1,03 ct/kWh bzw. 4 Prozent. Die preislichen Unterschiede zwischen den Vertragskategorien finden sich insbesondere in der unterschiedlichen Höhe des von den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils (u. a. Energiebeschaffung und den Vertrieb) wieder.

In der Grundversorgung liegt der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil, der u. a. Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb enthält, für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2014 mit 8,72 ct/kWh um 31 Prozent über dem Durchschnittswert in der Kategorie Lieferantenwechsel, für welche aus den Datenmeldungen mengengewichtet durchschnittlich 6,67 ct/kWh errechnet wurden. Im Jahr 2013 betrug die Differenz zwischen den beiden Kategorien noch 25 Prozent. Beim Sondervvertrag mit dem lokalen Grundversorger werden durchschnittlich 7,70 ct/kWh als Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb,

sonstige Kosten und Marge beziffert. Damit liegt der betreffende Preisbestandteil in dieser Kategorie knapp zwölf Prozent unter dem der Grundversorgung. Bei einem direkten Vergleich dieser Werte sind – über die unterschiedlichen Verbrauchswerte hinaus – weitere Unterschiede zwischen den drei Kundengruppen zu bedenken. So weisen Grundversorgungsverträge kürzere Kündigungsfristen und ein im Durchschnitt höheres Zahlungsausfallrisiko auf. Auch solche Risikokosten sind in dem vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteil enthalten. Schließlich ist die mit der Erhebungs- und Auswertungssystematik verbundene Ungenauigkeit zu berücksichtigen. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie) in ct/kWh

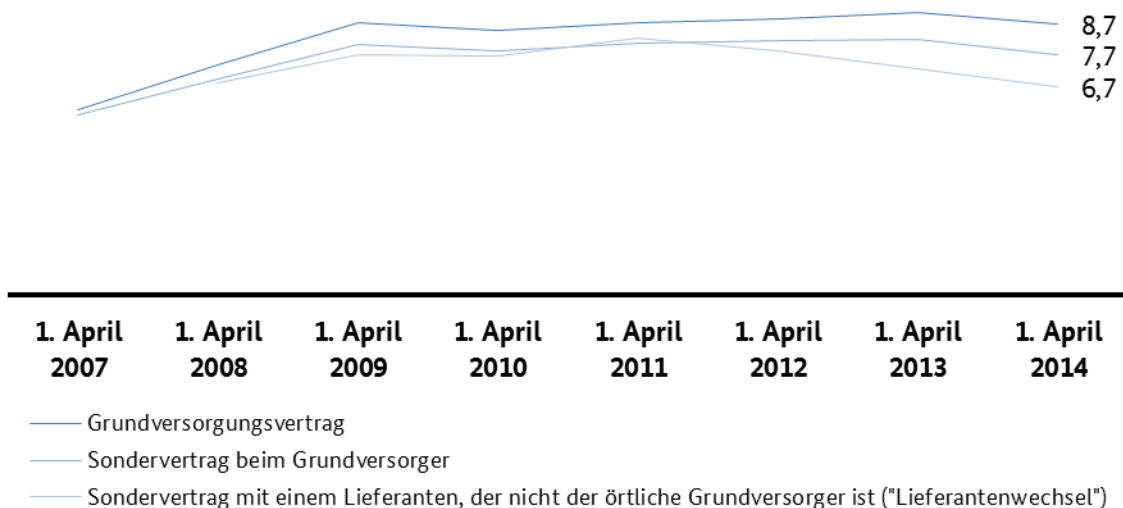


Abbildung 75: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2007 bis 2014 (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie)

Der Vergleich des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils („Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“) in den drei Vertragskategorien verdeutlicht, dass dieser Preisbestandteil in der Kategorie Lieferantenwechsel seit dem Jahr 2011 gefallen ist. Erstmals seit dem Jahr 2010 sind nun auch in den beiden Vertragsverhältnissen beim Grundversorger die vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile wieder gesunken

Die Strompreise für Haushaltskunden setzen sich neben den Kosten für Beschaffung und Vertrieb aus Netzentgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben zusammen. Die einzelnen Preisbestandteile der verschiedenen Vertragskategorien werden in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden je Vertragskategorie für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr

Haushaltskunden (mengengewichtet) 1. April 2014 in ct/kWh	Grund- versorgungstarif	Sondervertrag beim Grundversorger	Sondervertrag bei einem anderen Lieferanten
Nettonetzentgelt	5,81	5,87	5,96
Entgelt für Abrechnung	0,33	0,33	0,36
Entgelte für Messung	0,09	0,09	0,12
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,24	0,24	0,26
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	8,72	7,70	6,67
Konzessionsabgabe	1,62	1,59	1,59
Umlage nach EEG	6,24	6,24	6,24
Umlage nach KWKG	0,18	0,18	0,18
Umlage nach § 19 StromNEV	0,09	0,09	0,09
Umlage Offshore-Haftung	0,25	0,25	0,25
Umlage für abschaltbare Lasten	0,01	0,01	0,01
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05
Umsatzsteuer	4,87	4,68	4,52
Gesamt	30,50	29,32	28,29

Tabelle 39: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2014

Sonderverträge können neben dem Gesamtpreis eine Reihe weiterer Merkmale aufweisen, mithilfe derer Lieferanten in Wettbewerb um den Kunden treten. Dabei kann es sich um Merkmale handeln, die dem Kunden Sicherheit bieten (z. B. Preisstabilitätsgarantie) oder aber dem Lieferanten (z. B. Vorauskasse,

Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Dabei sind Mindestvertragslaufzeit oder Preisstabilitätsgarantie besonders häufig vertreten. Die Bindungsfristen betragen bei Sonderverträgen im Durchschnitt zehn Monate. Eine Preisstabilität wird bei Sonderverträgen im Mittel über 14 Monate angeboten.

Die nachstehende Tabelle zeigt einen Überblick der verschiedenen Sonderbonifikationen und Sonderregelungen, die von den Elektrizitätslieferanten angeboten werden:

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden

Stand 1. April 2014	Haushaltskunden			
	Sondervertrag beim Grundversorger		Sondervertrag bei einem anderen Lieferanten	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	344	10 Monate	390	10 Monate
Preisstabilität	288	14 Monate	334	14 Monate
Vorauskasse	67	11 Monate	42	11 Monate
einmalige Bonuszahlung	80	48 Euro	136	53 Euro
Kaution	4	-	1	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	41	-	36	-

Tabelle 40: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden 2013

Die Anzahl (unterschiedlich kombinierbarer) preisbildender Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Im Folgenden wird ein einzelner Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh als Kennzahl dargestellt. Dafür wird ein über alle Tarifikategorien mengengewichteter Mittelwert berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für den Stichtag 1. April 2014 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis von 29,53 ct/kWh. Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile stellt sich wie folgt dar.

Durchschnittliches mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr über alle Vertragskategorien

Haushaltskunden (mengengewichtet) 1. April 2014 in ct/kWh	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	5,87	19,9
Entgelt für Abrechnung	0,34	1,1
Entgelte für Messung	0,09	0,3
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,24	0,8
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	7,86	26,6
Konzessionsabgabe	1,60	5,4
Umlage nach EEG	6,24	21,1
Umlage nach KWKG	0,18	0,6
Umlage nach § 19 StromNEV	0,09	0,3
Umlage Offshore-Haftung	0,25	0,8
Umlage für abschaltbare Lasten	0,01	0,0
Stromsteuer	2,05	6,9
Umsatzsteuer	4,71	16,0
Gesamt	29,53	100

Tabelle 41: Durchschnittliches, über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2014

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich die nachstehende Darstellung.

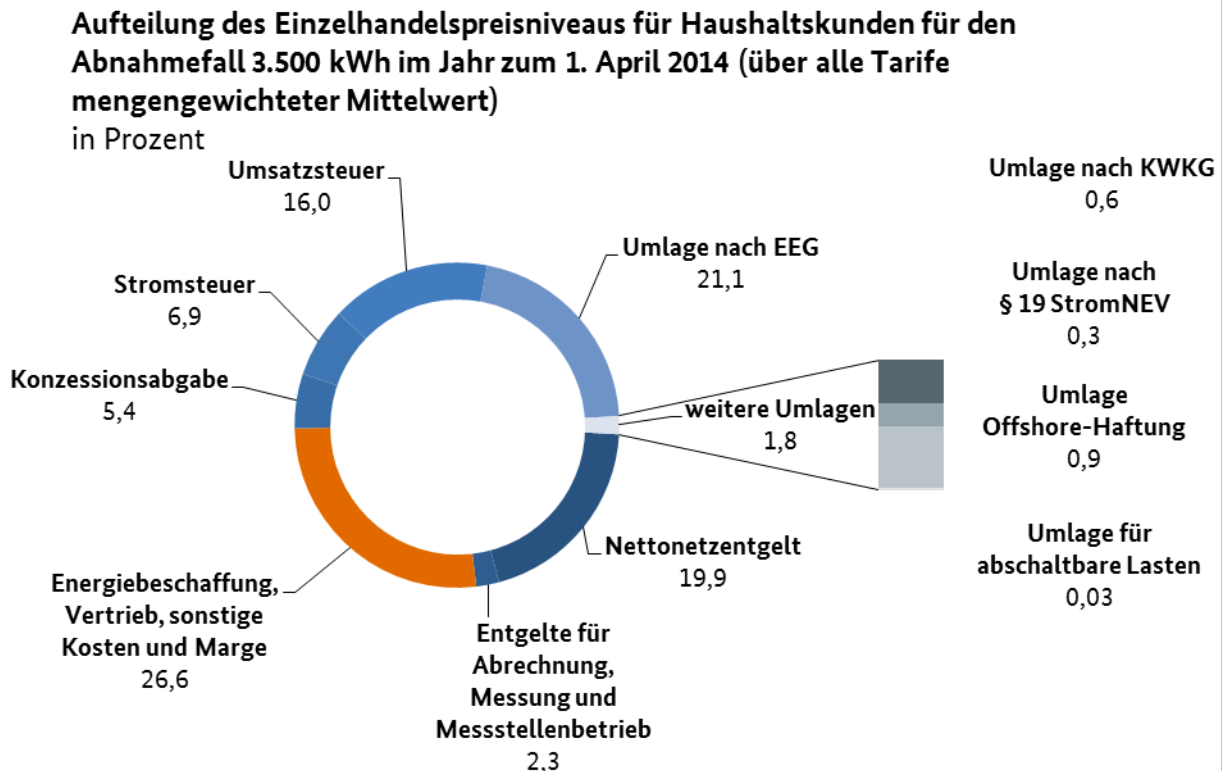


Abbildung 76: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2014⁵⁶

Das Nettonetzentgelt kommt auf einen Anteil von 20 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb betragen 2,3 Prozent des Gesamtpreises. Auf die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb entfallen 26,6 Prozent. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 22,9 Prozent, die Summe aller Umlagen und Abgaben (Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV, Offshore-Haftung und abschaltbare Lasten sowie Konzessionsabgabe) auf ca. 28,4 Prozent. Die EEG-Umlage hat hieran mit 21 Prozent den weitaus größten Anteil. Umlagen, Steuern und Abgaben betragen in Summe über 51 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.

Nachfolgend ist die Veränderung des über alle Tarife mengengewichteten Strompreises von 1. April 2013 auf 1. April 2014 für die Abnahmemenge 3.500 kWh/a dargestellt. Der Strompreis steigt leicht um 1 Prozent (+0,29 ct/kWh) und liegt damit nur geringfügig über dem Wert des Jahres 2013. Die geringe Steigerung liegt hauptsächlich daran, dass der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil um 0,48 ct/kWh sowie die Umlage nach § 19 StromNEV um 0,24 ct/kWh gesunken sind und damit die gestiegenen Umlagen (EEG und KWKG) teilweise kompensieren.

⁵⁶ Der orange eingefärbte Bestandteil stellt den vom Lieferanten beeinflussbaren Anteil dar.

Veränderung des über alle Vertragskategorien mengengewichteten Preisniveaus vom 1. April 2013 zum 1. April 2014 für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr

	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Veränderung in Bezug auf die Höhe des Preisbestandteils	
		in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt	5,87	0,04	1
Entgelt für Abrechnung	0,34	-0,01	-4
Entgelte für Messung	0,09	0,00	4
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,24	-0,01	-3
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	7,86	-0,48	-6
Konzessionsabgabe	1,60	-0,07	-4
Umlage nach EEG	6,24	0,96	18
Umlage nach KWKG	0,18	0,05	37
Umlage nach § 19 StromNEV	0,09	-0,24	-72
Umlage Offshore-Haftung	0,25	0,00	0
Umlage für abschaltbare Lasten	0,01	0,01	
Stromsteuer	2,05	0,00	0
Umsatzsteuer	4,71	0,05	1
Gesamt	29,53	0,29	1

Tabelle 42: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteter Preisniveaus für Haushaltskunden

Im Anschluss wird die Entwicklung der wesentlichen Preisbestandteile des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Zunächst

erfolgt eine Betrachtung der Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte⁵⁷ im Jahr 2014 abermals leicht gestiegen. Der Anstieg beträgt 0,3 Prozent (+0,02 ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr 2013. In einer Betrachtung über sieben Berichtsjahre ist die Höhe der Netzentgelte um 0,20 ct/kWh bzw. rund 3 Prozent gestiegen. Diese Betrachtung umfasst die Netzentgelte ohne Umlage nach § 19 StromNEV in Höhe von 0,09 ct/kWh⁵⁸.

Die Netzentgeltbestandteile für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind im Vergleich zum Jahr 2013 um 0,02 ct/kWh gesunken. Seit dem Jahr 2009 sind diese Preisbestandteile um insgesamt 0,18 ct/kWh gesunken. Prozentual gesehen betragen die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb im Jahr 2014 insgesamt ca. zehn Prozent der Netzentgelte und das Nettonetzentgelt ca. 90 Prozent der Netzentgelte.

**Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden für den Abnahmefall
3.500 kWh im Jahr
in ct/kWh**

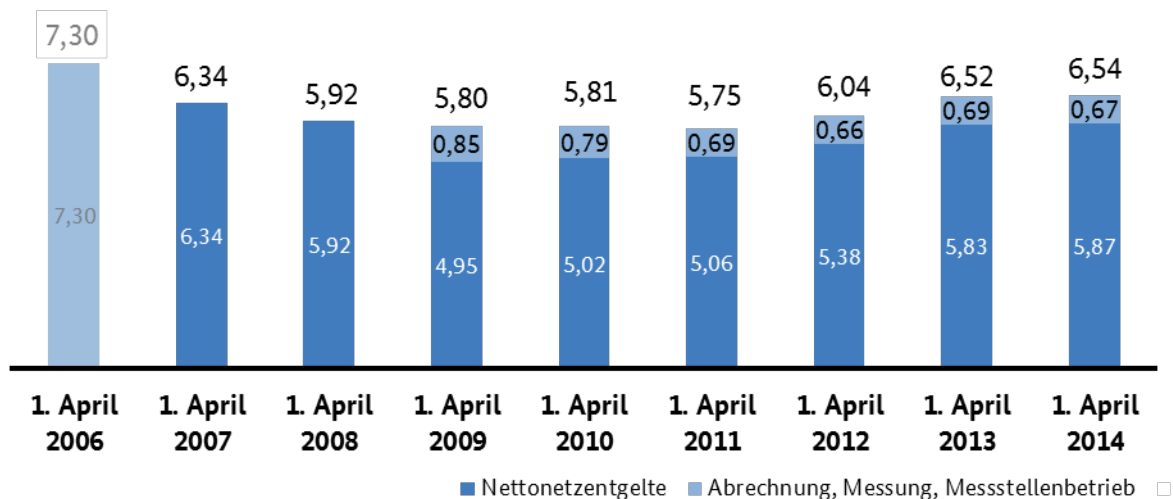


Abbildung 77: Entwicklung Netzentgelte für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006⁵⁹ bis 2014⁶⁰

⁵⁷ Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.

⁵⁸ Die Umlage nach § 19 Strom NEV war im Jahr 2011 noch in den Netzentgelten berücksichtigt und wird seit dem Jahr 2012 separat ausgewiesen.

⁵⁹ Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Erst im Zuge der Regulierung, mit Absenkung der Netzentgelte, wurden zunächst fälschlich den Netzentgelten zugeordnete Kosten in den Preisbestandteilen berücksichtigt, denen sie nach dem Verursachungsprinzip tatsächlich zuzurechnen waren. Die nach Aufnahme der Regulierung erfolgten Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen als den Netzentgelten, insbesondere im „Vertrieb“, sind damit teilweise eine Folge der Netzentgeltsenkungen. Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.

Im Anschluss erfolgt eine Übersicht über die Entwicklung der übrigen Preisbestandteile des über alle Tarifikategorien mengengewichteten Haushaltskundenpreises. Der Anteil von Umlagen, Abgaben und Steuern am Elektrizitätspreis ist stetig angestiegen. Dabei sind insbesondere in den vergangenen zwei Jahren deutliche Steigerungen zu erkennen. Der Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge ist im Zeitraum 2009 bis 2013 im Wesentlichen stabil geblieben, während von 2007 bis 2009 ein Anstieg zu verzeichnen war. Nun konnte zwischen dem 1. April 2013 und dem 1. April 2014 ein Rückgang festgestellt werden. Dieser Rückgang könnte insbesondere mit den gesunkenen Großhandelspreisen zusammenhängen (vgl. Abschnitt I.G ab Seite 115). Der Rückgang ist in allen Vertragskategorien feststellbar⁶¹.

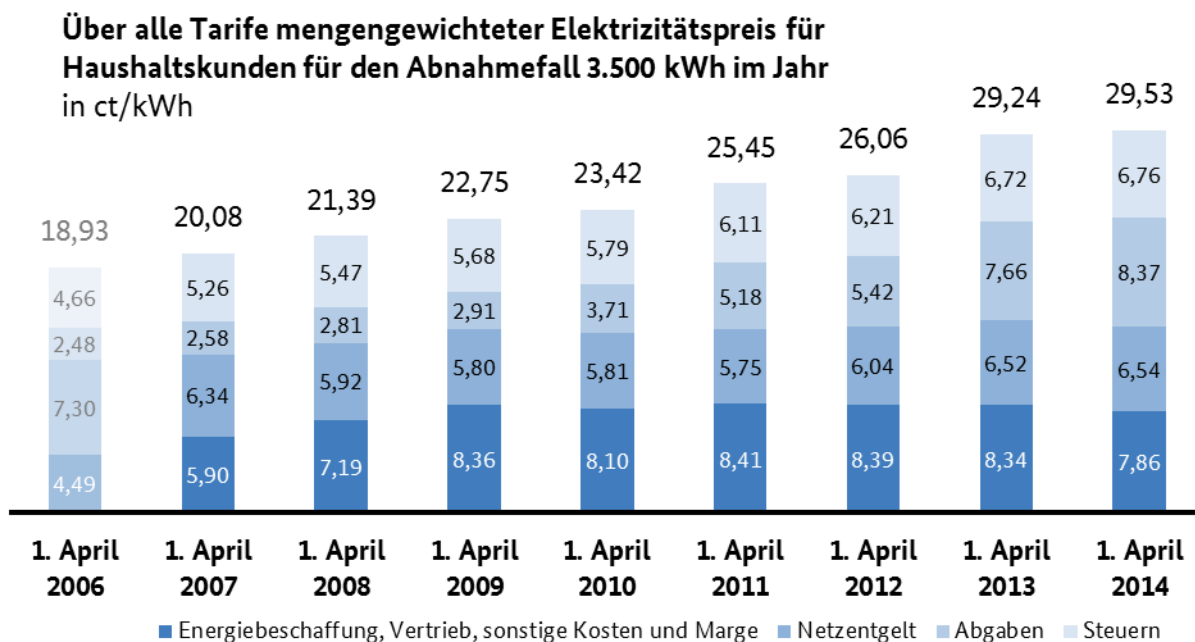


Abbildung 78: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006⁶² bis 2014⁶³

⁶⁰ Für den Zeitraum 2006 bis 2008 wurde der Preisbestandteil „Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb“ nicht separat erhoben und ist daher in den Nettonetzentgelten enthalten.

⁶¹ Vgl. Abbildung 75 auf Seite 163

⁶² Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Erst im Zuge der Regulierung, mit Absenkung der Netzentgelte, wurden zunächst fälschlich den Netzentgelten zugeordnete Kosten in den Preisbestandteilen berücksichtigt, denen sie nach dem Verursachungsprinzip tatsächlich zuzurechnen waren. Die nach Aufnahme der Regulierung erfolgten Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen als den Netzentgelten, insbesondere im „Vertrieb“, sind damit teilweise eine Folge der Netzentgeltsenkungen. Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.

⁶³ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Unter den Steigerungen im Bereich der Umlagen fällt insbesondere die EEG-Umlage ins Gewicht. Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich zwischen den bei den ÜNB anfallenden EEG-Kosten (insbesondere den Vergütungszahlungen für Anlagenbetreiber) und den Erlösen der EEG-Vermarktung durch die ÜNB am Spotmarkt. Die Höhe der Umlage wird jährlich von den ÜNB zum 15. Oktober für das folgende Kalenderjahr bekannt gegeben. Die Bundesnetzagentur kontrolliert deren ordnungsgemäße Ermittlung. Für das Jahr 2014 ist die EEG-Umlage auf 6,24 ct/kWh angestiegen. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass die Vergütungszahlungen für EEG-Anlagen stark gestiegen sind. Zudem wurde für 2014 ein weiterer starker Zubau von EEG-geförderten Anlagen prognostiziert. Je mehr Strom aus regenerativen Anlagen erzeugt und nach EEG vergütet wird, desto stärker steigt die Umlage. Durch den überproportional starken Anstieg der EEG-Umlage, ist auch ihr Anteil am Elektrizitätspreis stetig gewachsen. Mittlerweile liegt dieser bei über 21 Prozent des über alle Tarifkategorien mengengewichteten Gesamtpreises für Haushaltskunden. Im Jahr 2010 betrug die Höhe der EEG-Umlage noch 2,05 ct/kWh und ihr Anteil am Gesamtpreis 8,8 Prozent. Der detaillierte Verlauf der Entwicklung kann der nachfolgenden Abbildung entnommen werden.

Entwicklung der EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis
in ct/kWh und in Prozent

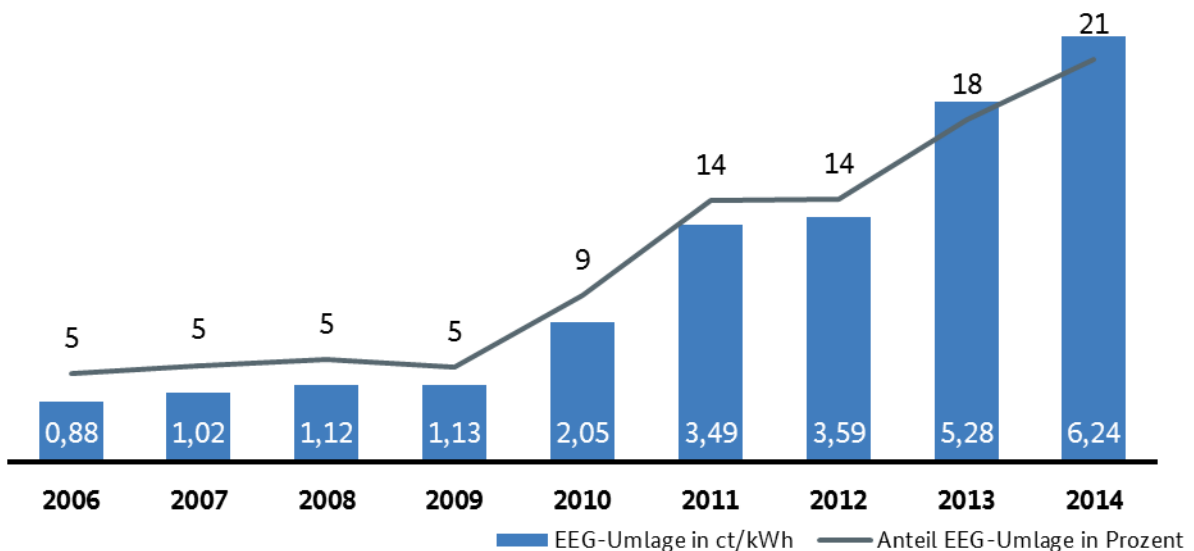


Abbildung 79: Entwicklung EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 2006 bis 2014 (über alle Tarife mengengewichtete Mittelwerte)

Im Folgenden wird die Entwicklung des Preisbestandteils Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge für die Jahre 2006 bis 2014 dargestellt⁶⁴. Betrug im Vorjahr der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil noch 8,34 ct/kWh und somit 28,5 Prozent des mengengewichteten Gesamtpreises, ist er in diesem Jahr um 0,48 ct/kWh auf 7,86 ct/kWh gesunken und bildet damit einen Anteil von 27 Prozent des über alle Tarife mengengewichteten Gesamtelektrizitätspreises. Der Anteil des Gesamtpreises, der

⁶⁴ Durch eine Änderung der Abfrage bei den Lieferanten erfolgt seit dem Jahr 2014 keine getrennte Ausweisung der Einzelpreisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb mehr.

unternehmerischen Entscheidungen des Lieferanten zugänglich ist, ist damit erneut gesunken. Erstmals seit dem Jahr 2008 ist der Preis wieder unter 8 ct/kWh gefallen und trägt somit dazu bei, die stetig steigenden, staatlich determinierten Preisbestandteile zu kompensieren und den Elektrizitätspreis in diesem Jahr auf einem stabilen Niveau zu halten. In der folgenden Abbildung sind die Preisbestandteile für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge für die Jahre 2006 bis 2014 einzeln zu betrachten.

Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)
in ct/kWh

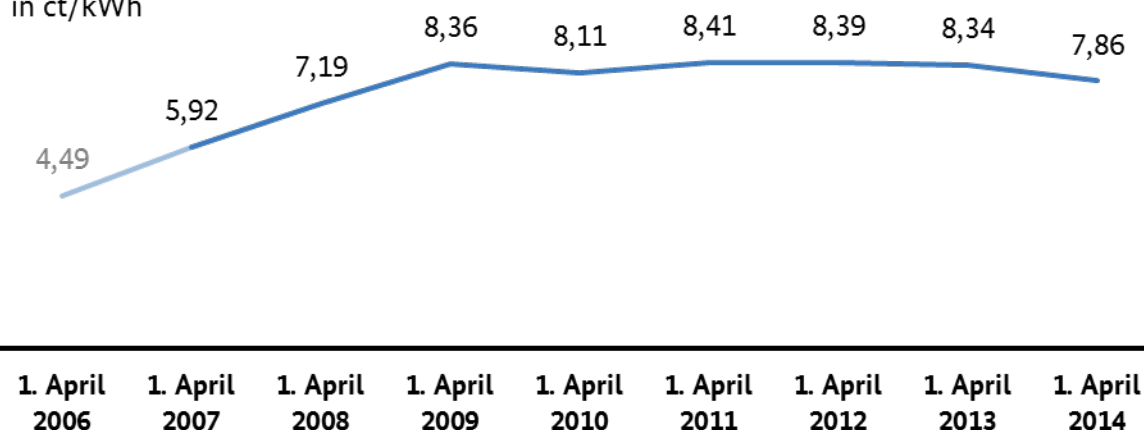


Abbildung 80: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006⁶⁵ bis 2014⁶⁶ (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)

5. Heizstrom

Bei der Datenerhebung zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen wurden hinsichtlich der Abgabemengen und belieferten Zählpunkte einerseits Nachtspeicherheizungen und andererseits Wärmepumpen erfasst. Die Abfrage zum Preisniveau bezog sich demgegenüber nur auf Nachtspeicherheizungen.

⁶⁵ Das Jahr 2006 war durch Sondereffekte bei Einführung der Regulierung geprägt, die dazu führten, dass zu Beginn der Regulierung von Unternehmen überhöhte Netzentgelte ausgewiesen wurden. Erst im Zuge der Regulierung, mit Absenkung der Netzentgelte, wurden zunächst fälschlich den Netzentgelten zugeordnete Kosten in den Preisbestandteilen berücksichtigt, denen sie nach dem Verursachungsprinzip tatsächlich zuzurechnen waren. Die nach Aufnahme der Regulierung erfolgten Erhöhungen in anderen Preisbestandteilen als den Netzentgelten, insbesondere im „Vertrieb“, sind damit teilweise eine Folge der Netzentgeltsenkungen. Das Jahr 2006 ist daher als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich nur sehr eingeschränkt geeignet.

⁶⁶ Seit dem Jahr 2012 werden die Angaben zur Energiebeschaffung bei den Lieferanten erhoben. Für die Jahre 2006 bis 2011 fand eine Berechnung auf Basis erhobener Beschaffungsmengen und Preisdaten der EEX statt. Aufgrund des Methodenwechsels sind die Daten ab dem Jahr 2012 nur mit einer gewissen Einschränkung mit den Vorjahren vergleichbar.

Den folgenden Ausführungen liegen die Angaben von 777 Lieferanten zu Grunde (Vorjahr: 742). Sie belieferten im Berichtsjahr 2013 insgesamt rund 2,0 Mio. Zählpunkte mit etwa 15,7 TWh Elektrizität. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit gut 7.800 kWh/Jahr je Zählpunkt.

Nachtspeicherheizungen sind von 757 Lieferanten und Wärmepumpen von 718 Lieferanten versorgt worden (jeweils Anzahl der beliefernden juristischen Personen). Die meisten der mit Heizstrom versorgenden Unternehmen (698) sind in der Belieferung beider Arten von Einrichtungen tätig⁶⁷. Auf die Abgabe an Nachtspeicherheizungen entfiel eine Elektrizitätsmenge von rund 13,2 TWh. Im Mittel sind an den gut 1,6 Mio. Zählpunkten je rund 8.000 kWh/Jahr abgegeben worden. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von knapp 2,5 TWh an rund 360.000 Zählpunkten gegenüber; es ergibt sich daraus ein Mittel von 6.800 kWh/Jahr (gerundet). Nachtspeicherheizungen stellen den überwiegenden Verbrauchsanteil (je gerundet 82 Prozent an Zählpunkten und 84 Prozent an Abgabemenge). Der Anteil von Wärmepumpen ist im Vergleich zum Vorjahr um 2 Prozentpunkte gestiegen, sie spielen aber weiterhin eine untergeordnete Rolle (je gerundet 18 Prozent an Zählpunkten und 16 Prozent an Abgabemenge).

Zu knapp 98 Prozent erfolgt die Versorgung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (unabhängig von einer Betrachtung nach Nachtspeicherheizung oder Wärmepumpen) durch den Lieferanten, der der örtlich zuständige Grundversorger ist. Der Anteil der Kunden (nach Zählpunkten oder Abgabemengen), die in diesem Bereich einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, entspricht mit über zwei Prozent dem niedrigen Niveau des Vorjahres. Unter den Stromlieferanten für Nachtspeicherheizungen sind 60 Lieferanten (Wärmepumpen: 43 Lieferanten) tätig, ohne Grundversorger zu sein; weitere sechs (Nachtspeicherheizung) bzw. neun (Wärmepumpen) Lieferanten sind zwar Grundversorger, aber in Bezug auf unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nur überörtlich tätig.

Die 22 abgabestärksten Lieferanten (Einzelunternehmen) lieferten insgesamt (nicht differenziert nach Art der Verbrauchseinrichtungen) gut 75 Prozent der in Summe an unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen abgegebenen Elektrizitätsmenge⁶⁸.

Die Preisbetrachtung im Bereich Nachtspeicherheizung stützt sich auf die Auswertung der Angaben von 694 Lieferanten⁶⁹. Abzustellen war auf einen Abnahmefall „Kunde mit einem Tarif zum Betreiben einer Nachtspeicherheizung bei einem Verbrauch von 7.500 kWh/Jahr“; das Preisniveau wurde zum Stichtag 1. April 2014 erhoben. Angesichts des Verbrauchsprofils kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei Kunden dieser Art überwiegend um Privatpersonen handelt.

⁶⁷ 59 Lieferanten hatten keine Kunden im Bereich Wärmepumpen, 20 Lieferanten hatten keine Kunden im Bereich Nachtspeicherheizung.

⁶⁸ Trotz der Verringerung der Zahl der Lieferanten, die rund 75 Prozent der unterbrechbaren Versorgungseinrichtungen versorgen (30 Lieferanten deckten etwa 77 Prozent der auf unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen entfallenden Menge ab), liegt kein Anlass vor, von einer Entwicklung zu höherer Konzentration auszugehen. Die Verringerung der Anzahl der betroffenen Einzelunternehmen ist zum größten Teil auf konzerninterne Umstrukturierungen zurückzuführen.

⁶⁹ Im letzten Jahr waren 581 Lieferanten beteiligt. Allerdings richtete sich die Abfrage nur an Lieferanten, die in wenigstens einem Netzgebiet Grundversorger waren. In diesem Jahr waren alle Lieferanten angesprochen.

Danach liegt der Gesamtpreis (einschließlich Umsatzsteuer) im arithmetischen Mittel bei 20,6 ct/kWh, was in etwa dem Vorjahresniveau entspricht. Die erheblichen Anstiege der Heizstrompreise zum Vorjahresstichtag (von 17,6 ct/kWh auf 20,3 ct/kWh) haben sich somit 2014 nicht fortgesetzt.

In der folgenden Übersicht werden zum einen die Mittelwerte für den Gesamtpreis und für Einzelpreisbestandteile dargestellt. Des Weiteren werden jeweils Spannen angegeben, die die Auswertung zur untersuchten Streuung der Daten spiegeln. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils die mittleren 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen.

**Preisniveau am 1. April 2014
für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr**

Preisbestandteile	Streuung größensortierter Werte		Mittelwert (arith- metischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
	ab 10 Prozent in ct/kWh	bis 90 Prozent in ct/kWh		
Nicht vom Lieferanten beeinflussbar				
Nettonetzentgelt	1,50	3,36	2,43	12%
Messwesen (Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb)	0,25	0,67	0,40	2%
Konzessionsabgabe	0,11	1,05	0,45	2%
EEG-Umlage	6,24	6,24	6,24	30%
weitere Umlagen ^[1]	0,53	0,53	0,53	3%
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	10%
Umsatzsteuer	2,92	3,72	3,29	16%
Vom Lieferanten beeinflussbar (Restbetrag)	3,42	7,19	5,24	25%
Gesamtpreis (mit Umsatzsteuer)	18,27	23,28	20,62	100%

[1] KWKG (0,178 ct/kWh), § 19 Abs. 2 StromNEV (0,092 ct/kWh), Offshore-Haftung (0,250 ct/kWh) und abschaltbare Lasten (0,009 ct/kWh)

Tabelle 43: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr

Zu einzelnen Preisbestandteilen:

Die Netzentgelte liegen nach den Angaben der Lieferanten überwiegend unter den Werten für SLP-Kunden im Bereich des Allgemeinstroms, die Differenz beträgt im geschätzten Mittel 3,5 ct/kWh.

Bei der Konzessionsabgabe gilt grundsätzlich ein Wert von 0,11 ct/kWh für Stromsondervertragskunden i. S. v. § 2 Abs. 3 Nr. 1 KAV. Da es bei Verbräuchen außerhalb der begünstigten Zeiten zu Mischabrechnungen

kommen kann (Doppeltarifzähler; Inanspruchnahme von Hochtarif- neben Niedertarifzeiten), weicht das Mittel für die Konzessionsabgabe von diesem Wert ab⁷⁰.

Im Vergleich zum letzten Jahr ist die Summe der fixen Umlagen um 0,78 ct/kWh gestiegen. Diese Steigerung geht im Wesentlichen auf die Erhöhung der EEG-Umlage von 5,28 ct/kWh auf 6,24 ct/kWh zurück.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der neben der Marge Kosten der Beschaffung, des Vertriebes und sonstige Kosten enthält, ist hingegen im Vergleich zum Vorjahr um ca. 0,56 ct/kWh gesunken.

Der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag beträgt nur noch rund 25 Prozent des Gesamtpreises inkl. Umsatzsteuer. Rund 59 Prozent des Gesamtpreises entfallen auf Steuern und Umlagen. Der Anteil der einzelnen Preisbestandteile am durchschnittlichen Gesamtpreis wird durch folgende Grafik verdeutlicht:

**Anteil der einzelnen Preisbestandteile am Gesamtpreis für Heizstrom
(Nachtspeicher, Jahresverbrauch 7.500 kWh)**

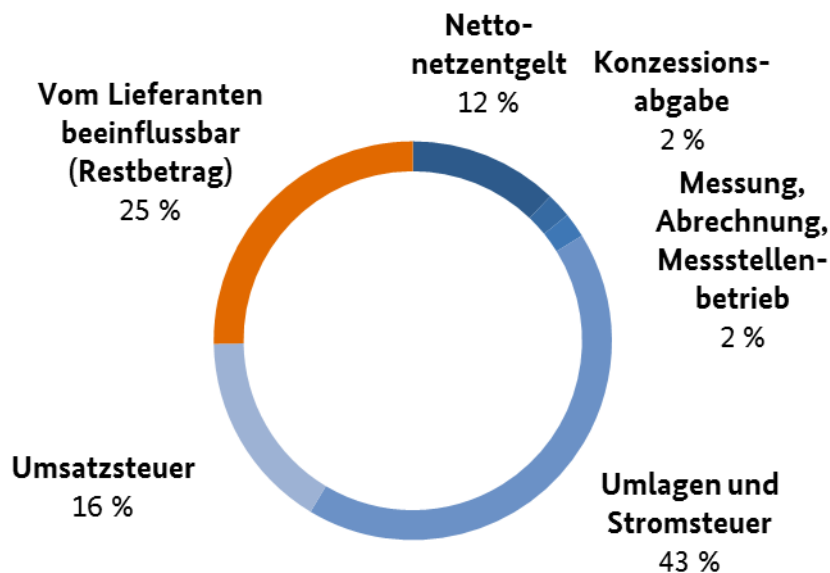


Abbildung 81: Anteil der einzelnen Preisbestandteile am Gesamtpreis für Heizstrom (Nachtspeicher)

Der Anteil der Heizstromkunden, die einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, ist mit gut zwei Prozent weiterhin sehr niedrig. Gleichwohl sind die Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb in der Versorgung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen gegeben. Hierzu haben u. a. auch marktöffnende Zusagen der größten Lieferanten im Rahmen der Heizstrom-Verfahren des Bundeskartellamtes beigetragen. Es bestehen insbesondere keine technischen oder rechtlichen Hindernisse für die Belieferung von Kunden im Versorgungsgebiet anderer Lieferanten. Ein Wechsel des Stromanbieters ist für Kunden unproblematisch möglich, sofern der Heizstrom über einen vom Haushaltsstrom getrennten Zähler erfasst wird.

⁷⁰ Grund können auch Fehleintragungen sein, die von zulässigen Mischwerten nicht zu unterscheiden sind.

Ein Wechsel des Versorgers war lange Zeit mit vergleichsweise hohen Suchkosten für den Kunden verbunden hinsichtlich der Frage, ob und welche Unternehmen in seinem Netzgebiet Angebote für die Versorgung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen im Wettbewerb zum etablierten Anbieter machen. Seit dem letzten Jahr bieten Internet-Portale durch Ausweitung ihres Informationsangebotes zur Verbraucherberatung auch im Bereich Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen Unterstützung. Dadurch wird die Transparenz erhöht. Dies trägt zu einer Wettbewerbsbelebung bei. Wieweit dies spürbar sein wird, bleibt abzuwarten. Sofern die Wechselquote weiterhin auf niedrigem Niveau verharren sollte, wären mögliche Gründe – wie z. B. eine fehlende Standardisierung von Lastprofilen – näher zu prüfen.

6. Ökostromsegment

Die im Rahmen des Monitoring 2014 befragten Lieferanten haben über die Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Der Trend aus den Vorjahren setzt sich fort, sodass erneut die Anzahl sowie die Menge der mit Ökostrom belieferten Letztverbraucher gestiegen sind. Im Jahr 2013 wurden insgesamt 48,29 TWh Ökostrom an 8,12 Mio. Zählpunkte geliefert. Die Steigerung beträgt hier 3,69 TWh in der Abgabemenge und über 850.000 mehr belieferte Zählpunkte. Anteilig an der gesamten Elektrizitätsabgabe beträgt die Abgabemenge an Ökostrom mittlerweile zehn Prozent und ist 2013 somit um 0,6 Prozentpunkte im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Der folgenden Tabelle ist eine detaillierte Aufschlüsselung über die Ökostromabgabe an Letztverbraucher im Jahr 2013 zu entnehmen.

Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher

Kategorie		Gesamte Elektrizitätsabgabe	Gesamte Ökostromabgabe	Anteil der Abgabemenge und der Zählpunkte von Ökostrom in Prozent
Haushaltskunden	TWh	124,1	20,8	16,7
	Anzahl Zählpunkte	43.968.870	7.447.754	17,0
Weitere Letztverbraucher	TWh	331,9	27,5	8,3
	Anzahl Zählpunkte	4.125.176	673.225	16,3
Gesamt	TWh	456,1	48,3	10,6
	Anzahl Zählpunkte	48.093.883	8.120.979	17,0

Tabelle 44: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2013

Der Anteil für Ökostrom liegt bezogen auf den Bereich der Haushaltskunden bei 16,7 Prozent, was einer Steigerung von über zwei Prozentpunkten im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Aus den vorhandenen Daten lässt sich erneut ableiten, dass Ökostromkunden, relativ betrachtet, weiterhin einen etwas geringeren Elektrizitätsverbrauch als die übrigen Haushaltskunden aufweisen, wie der nachstehenden Abbildung zu entnehmen ist.

Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden in Prozent

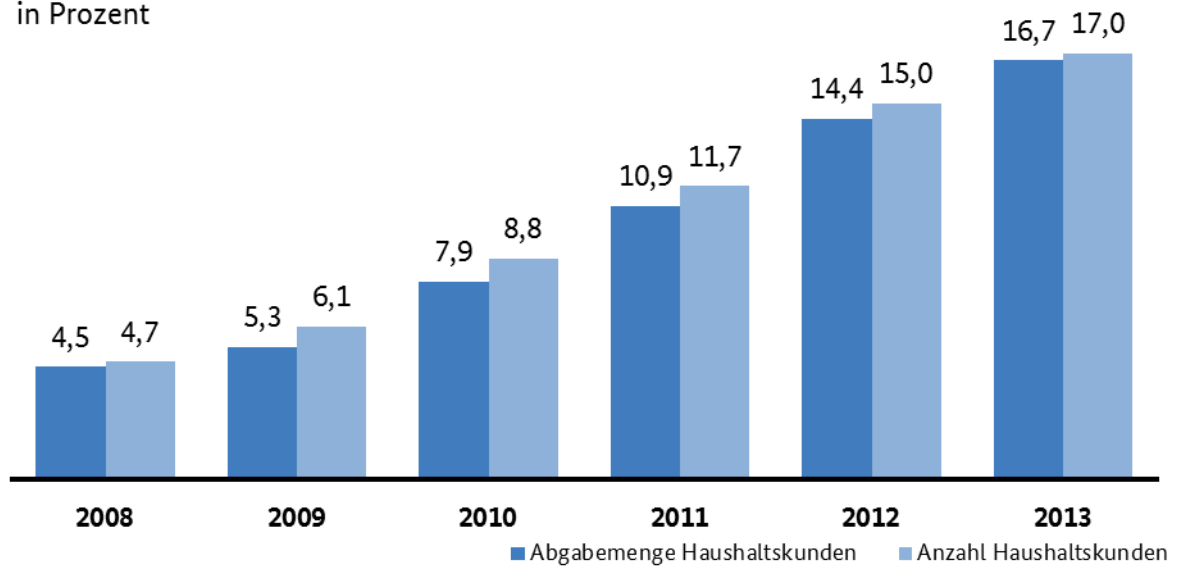


Abbildung 82: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden

Durch die Umstellung der Abfragesystematik ist es für das Jahr 2014 erstmals möglich, die einzelnen Preisbestandteile von Haushaltskunden für Ökostrom mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh detailliert in Form von mengengewichteten Einzelpreisbestandteilen darzustellen. Die Meldungen von 636 Unternehmen, welche Angaben zu Tarifen und Mengen im Monitoring 2014 gemeldet haben, liegen der nachfolgenden Auswertung zu Grunde. In nachfolgender Tabelle sind die Preisbestandteile für Ökostrom für einen typischen Abnahmefall (Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)) abgebildet.

Durchschnittliches mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau von Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr für Ökostrom

Haushaltskunden Ökostrom 1. April 2014	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	5,81	20,5
Entgelt für Abrechnung	0,31	1,1
Entgelte für Messung	0,10	0,4
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,22	0,8
Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	6,85	24,1
Konzessionsabgabe	1,68	5,9
Umlage nach EEG	6,24	22,0
Umlage nach KWKG	0,18	0,6
Umlage nach § 19 StromNEV	0,09	0,3
Umlage Offshore-Haftung	0,25	0,9
Umlage für abschaltbare Lasten	0,01	0,0
Stromsteuer	2,05	7,2
Umsatzsteuer	4,62	16,2
Gesamt	28,41	100

Tabelle 45: Durchschnittliches mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau von Haushaltskunden für Ökostrom 2014 bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh

Aus der Aufstellung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich für den Haushaltskunden in Deutschland bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh ein mengengewichteter Gesamtpreis von 28,41 ct/kWh. Damit liegt der Preis für Ökostrombezug 1,34 ct/kWh bzw. 5 Prozent unter dem über alle Tarifkategorien mengengewichteten Gesamtpreis.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich die nachstehende Darstellung.

Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500 kWh im Jahr für Ökostrom, Preisstand 1. April 2014 in Prozent

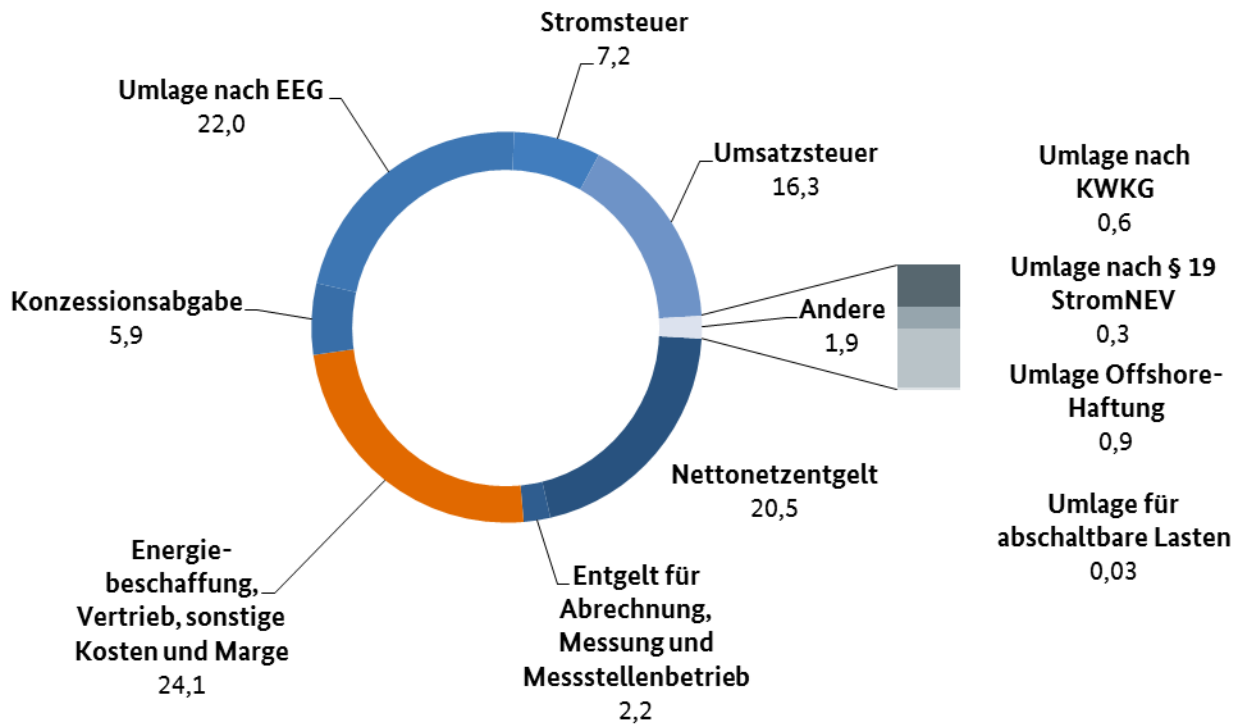


Abbildung 83: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Ökostrom für Haushaltskunden bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh

Die größte Position in den Preisbestandteilen bildet hier der Block Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge mit einem prozentualen Anteil von ca. 24 Prozent am Gesamtpreis. Hier setzt sich der Abwärtstrend der letzten Jahre in diesem Jahr sogar verstärkt fort. Aus den Daten lässt sich eine Minderung von 8,27 ct/kWh am 1. April 2013 auf 6,85 ct/kWh am 1. April 2014 ermitteln. Dies entspricht einer Absenkung des Preisbestandteils um 1,42 ct/kWh oder 17 Prozentpunkte.

Wie auch beim konventionellen Elektrizitätsbezug, bieten die Lieferanten von Ökostrom eine Reihe von Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden an, welche sich preismindernd auswirken. Auch hier werden am häufigsten die Festlegung einer Mindestvertragslaufzeit oder eine Garantie auf Preisstabilität offeriert. In Bezug zum Vorjahr hat sich die Anzahl der Tarife mit einer Mindestvertragslaufzeit, Preisstabilität und einmaligen Bonuszahlungen um fast 20 Prozent erhöht. Tarife mit Vorkasse werden hingegen ca. 60 Prozent weniger angeboten. Tarife mit Kaution bleiben mit zwei Anbietern auf gleichem, niedrigem Niveau.

Sonderbonifikationen und –regelungen 1. April 2014

	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	387	10 Monate
Preisstabilität	305	13 Monate
Vorauskasse	41	12 Monate
einmalige Bonuszahlungen	80	48 Euro
Kaution	2	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	102	-

Tabelle 46: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) 2014

7. Europäischer Strompreisvergleich

Eurostat⁷¹ veröffentlicht im Bereich Energie regelmäßig Letztverbraucherpreise, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten durchschnittlich von bestimmten Verbrauchsgruppen zu entrichten sind.

Dabei werden auch Blöcke von Preisbestandteilen betrachtet:

- Steuern und Abgaben⁷²;
- Netzkosten;
- Energie und Versorgung

In der weiteren Darstellung wird grundsätzlich auf die für das zweite Halbjahr 2013 bei Eurostat veröffentlichten Daten zu Strom zurückgegriffen⁷³. Bei Vergleichen zwischen Deutschland (anderen einzelnen Nationen) und dem „EU-Durchschnitt“ ist jeweils nur nach Anzahl der in der Darstellung einbezogenen Länder gemittelt worden (eigene Berechnung; ohne Gewichtung).

⁷¹ Eurostat als statistisches Amt der Europäischen Union greift hierbei auf Daten von Stellen zurück, die von den Mitgliedsstaaten benannt sind. Vorgaben zu Erhebung, Analyse etc. zielen darauf ab, Vergleichbarkeit herzustellen.

⁷² Für Deutschland ist hierin auch die Konzessionsabgabe enthalten.

⁷³ Es wird kein Mittel mit dem 1. Halbjahr gebildet. Bei Veränderungen im laufenden Jahr sind die Daten des 2. Halbjahres näher an der aktuellen Situation.

Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich Haushaltskunden den Abnahmefall „jährlicher Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh“⁷⁴. Dieser wird im Folgenden dargestellt:

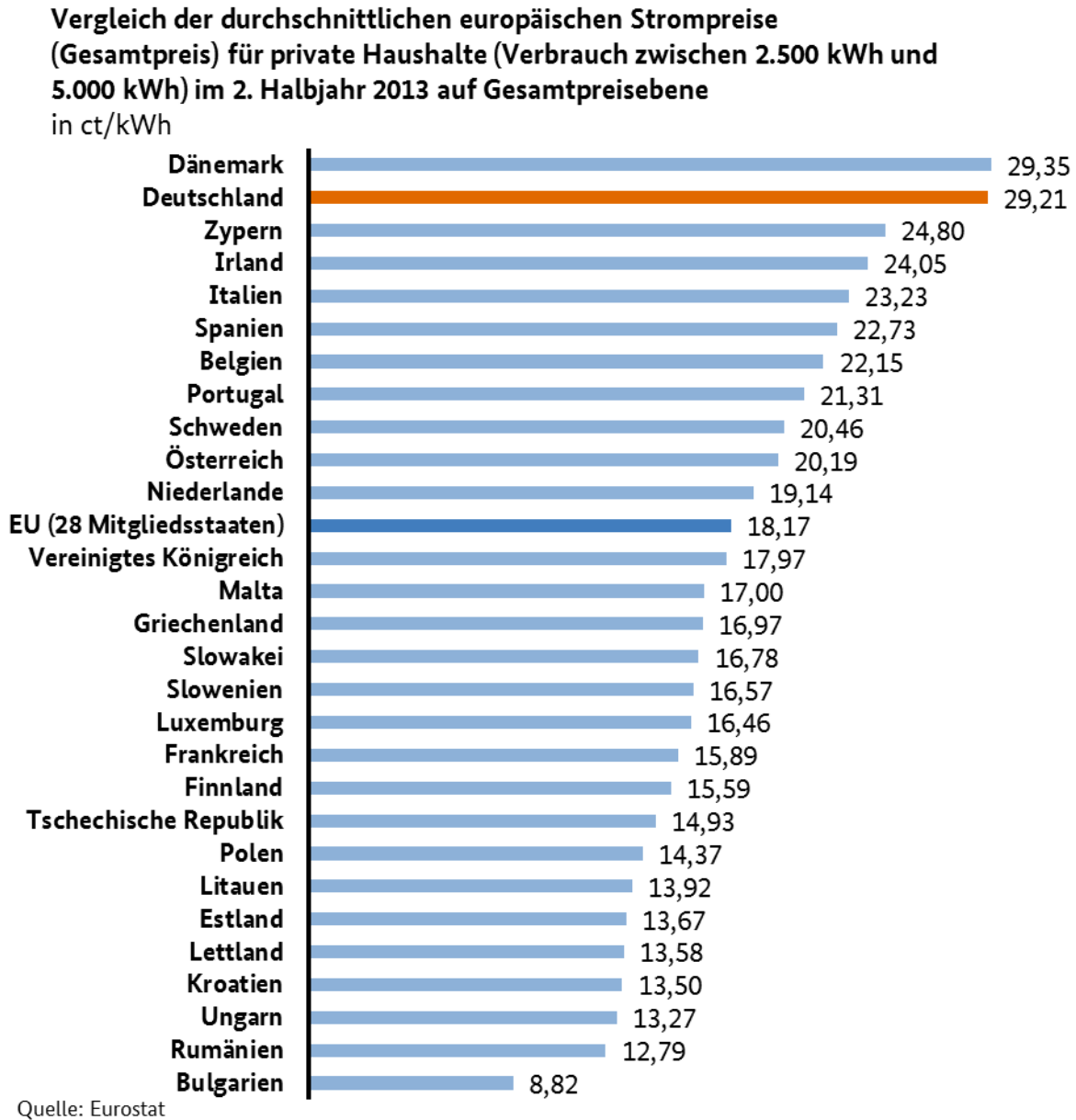


Abbildung 84: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (Gesamtpreis) für private Haushalte (Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh) im 2. Halbjahr 2013 auf Gesamtpreisebene

⁷⁴ Neben dieser „Gruppe DC“ gibt es weitere Kategorien im Haushaltskundenbereich; jeweils abrufbar unter <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>. Der hier gewählte Fall umfasst auch den Abnahmefall, für den im Monitoring eigene Preisdaten erhoben worden sind.

In Deutschland wird von Haushaltskunden der zweithöchste Gesamtpreis aller EU-Mitgliedstaaten gezahlt. Mit durchschnittlich 29,21 ct /kWh übersteigt dieser Gesamtpreis um 60 Prozent den sich als Durchschnitt für alle 28 EU-Mitgliedsstaaten ergebenden Wert von 18,17 ct/kWh.

Hieran sind jedoch nicht alle Preisbestandteile gleichermaßen beteiligt. Eurostat unterscheidet nach „Netzkosten“, „Steuern und Abgaben“ sowie einem Block „Energie und Versorgung“, der die sonstigen Preisbestandteile umfasst. In Deutschland entspricht dies dem Teil am Gesamtpreis, der der Beeinflussung durch den Lieferanten zugänglich ist⁷⁵.

⁷⁵ Siehe „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge (Restbetrag)“ im Kapitel I.H.4.2 „Preisniveau Haushaltskunden“ ab Seite 158

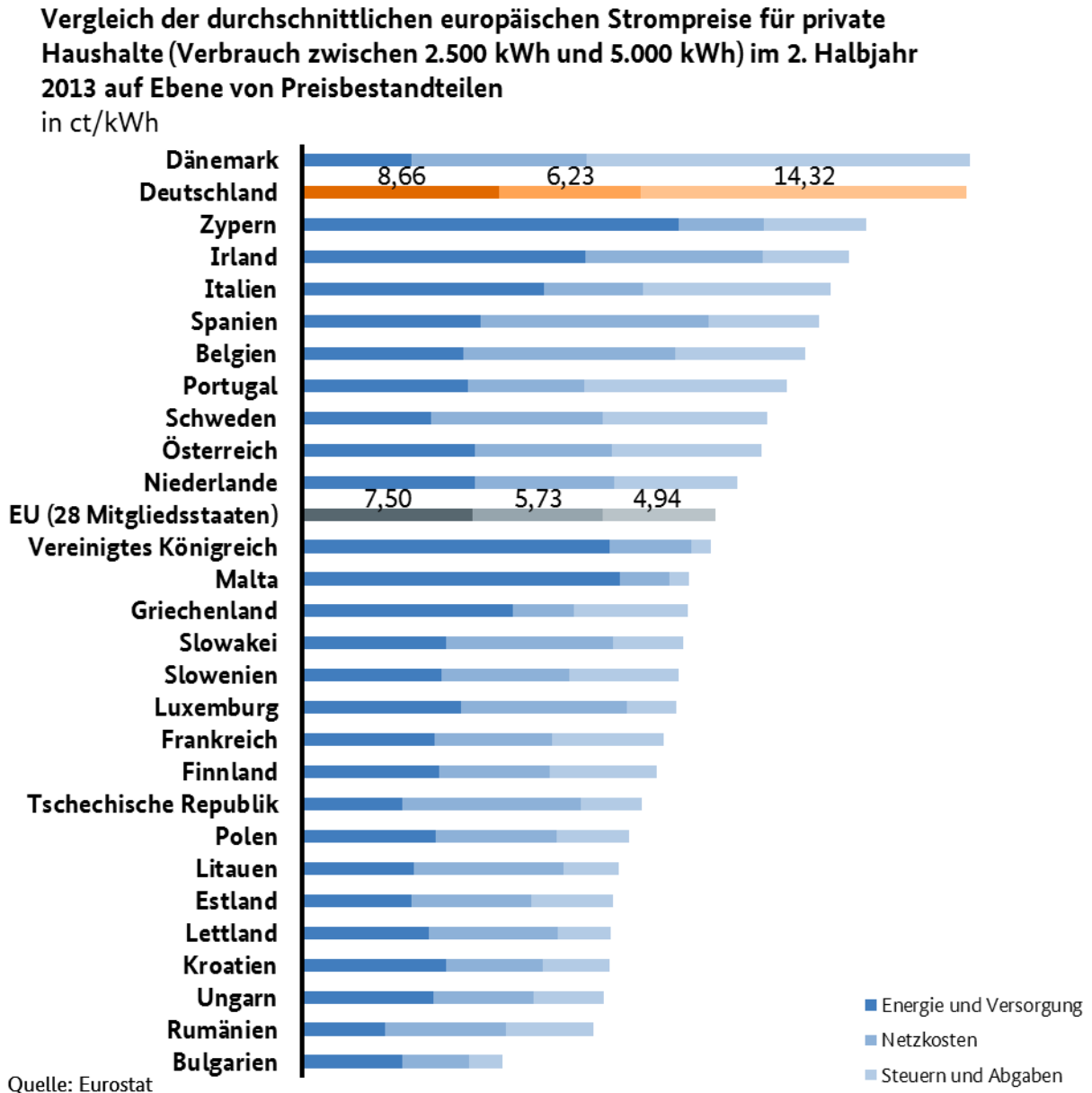


Abbildung 85: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise für private Haushalte (Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh) im 2. Halbjahr 2013 auf Ebene von Preisbestandteilen

Hinsichtlich des Preisblocks „Energie und Versorgung“ liegt Deutschland mit 8,66 ct/kWh um 15,5 Prozent über dem Durchschnitt der EU-Mitgliedstaaten von 7,50 ct/kWh. Im Bereich der Netzkosten übersteigt Deutschland mit 6,23 ct/kWh den EU-Durchschnitt von 5,73 ct/kWh um 8,8 Prozent. Der Unterschied zwischen Deutschland und dem EU-Durchschnitt beträgt bei Steuern und Abgaben über 9 ct/kWh; der Anteil von 14,32 ct/kWh am Gesamtpreis in Deutschland ist nahezu dreimal so hoch wie der europäische Durchschnitt von 4,94 ct/kWh.

Im Zeitvergleich⁷⁶ der letzten fünf Jahre liegen die Strompreise für Haushaltskunden (alle Preisbestandteile) höher als im EU-Durchschnitt⁷⁷, wie die folgende Darstellung zeigt:

Entwicklung der Strompreise für private Haushalte (Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh) in Deutschland und dem EU-Durchschnitt von 2009 bis 2013
in ct/kWh

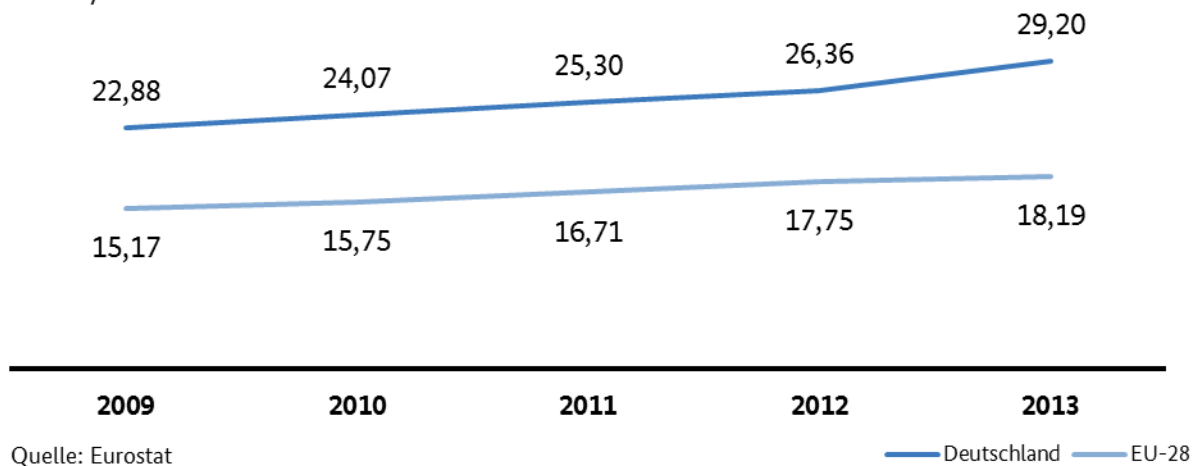


Abbildung 86: Entwicklung der Strompreise für private Haushalte (Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh) in Deutschland und dem EU-Durchschnitt (28 Länder) von 2009 bis 2013

Der Unterschied hat sich von 7,71 ct/kWh in 2009 bis 2012 auf 8,61 ct/kWh erhöht; in 2013 ist eine weitere Erhöhung um 2,41 ct/kWh auf 11,01 kWh festzustellen.

Industriekunden

Eurostat betrachtet neben Haushaltskunden verschiedene Abnahmefälle, bei denen es nach Höhe der Abnahmemenge nicht um privaten Verbrauch geht. Von diesen Abnahmefällen, die als „Industrieabnehmer“ gefasst werden, wird beispielhaft⁷⁸, wie im letztjährigen Monitoring-Bericht, derjenige mit jährlichem Verbrauch „zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh“ dargestellt. Dabei wird der Gesamtpreis zunächst einschließlich aller Preisbestandteile, d. h. mit der jeweiligen nationalen Umsatzsteuer, abgebildet. Dem

⁷⁶ Für den Zeitvergleich ist jeweils der Jahresdurchschnitt (Mittel aus beiden Halbjahresdaten) gebildet worden.

⁷⁷ Die Daten für Kroatien sind auch für die Zeit vor dem EU-Beitritt 2013 einberechnet, um die Vergleichbarkeit zu erhöhen.

⁷⁸ Neben dieser „Gruppe ID“ gibt es weitere Kategorien im Bereich „Industrieabnehmer“; jeweils abrufbar unter <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>. Zum Vergleich: Der „Industriekundenfall“, zu dem im Monitoring eigene Daten erhoben werden, stellt auf eine Jahresabnahmemenge von 24.000 MWh ab.

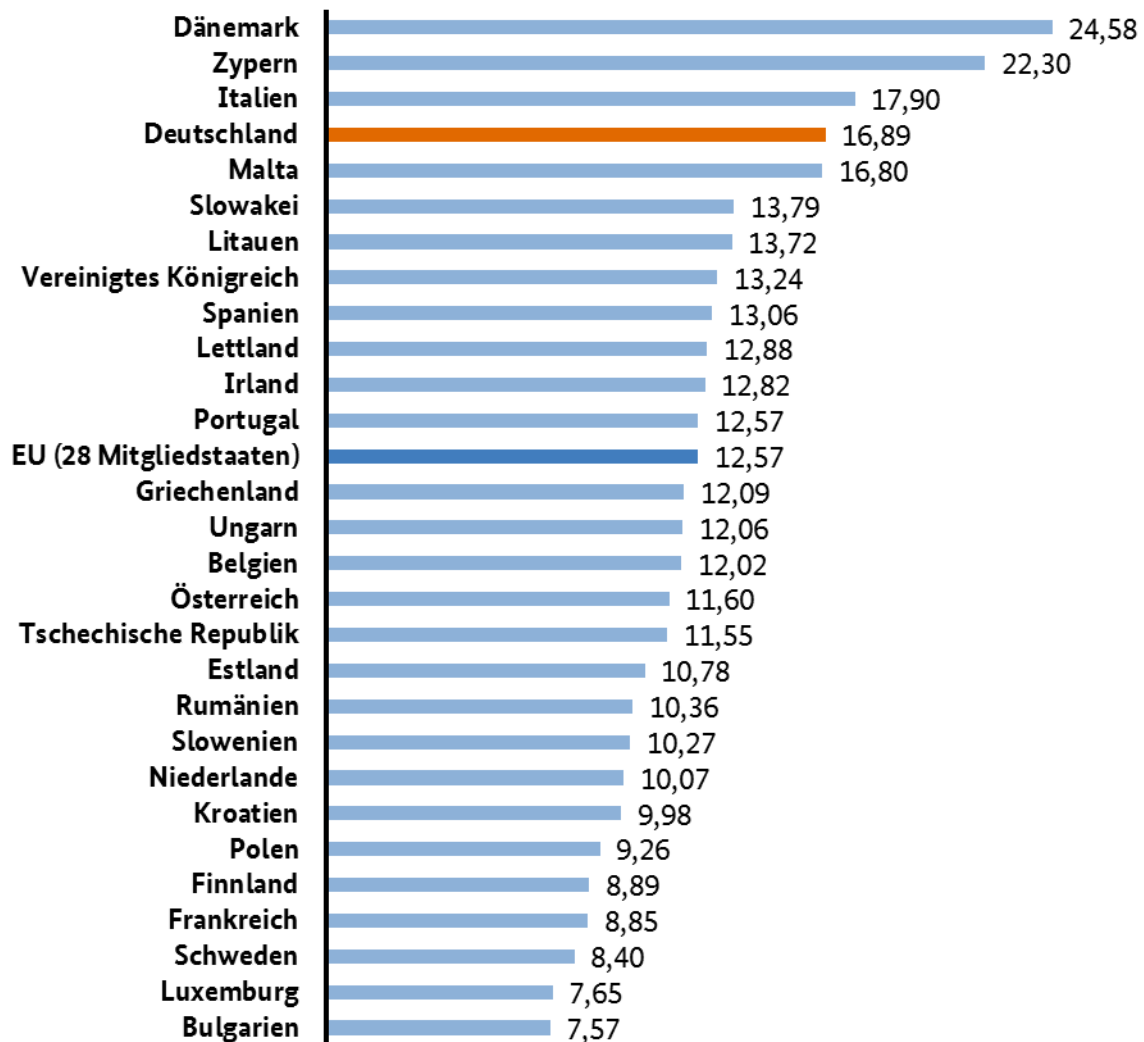
werden die Werte unter Abzug allein der Umsatzsteuer gegenüber gestellt⁷⁹. Dadurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die betrachteten Kunden diesen Preisbestandteil grundsätzlich in Abzug bringen können⁸⁰. Schließlich wird ausgewiesen, wie sich die Preisblöcke „Steuern und Abgaben“ einerseits und „Energie und Versorgung sowie Netzkosten“ andererseits zueinander verhalten.

⁷⁹ siehe „Die Mehrwertsteuersätze in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union“, Stand 1. Juli 2014, abrufbar unter http://ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_de.pdf. Für Belgien und Frankreich sind Alternativsätze benannt; hier ist jeweils der niedrigere Satz unterstellt worden.

⁸⁰ Auf eine Darstellung des Gesamtpreises „ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben“ (Kategorie Eurostat) wird verzichtet. Soweit national neben der Umsatzsteuer weitere Abzüge möglich sind, gelten diese grundsätzlich nur für Teile der betroffenen Verbrauchergruppe.

**Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise
(Gesamtpreis) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh
und 20.000 MWh) im 2. Halbjahr 2013**

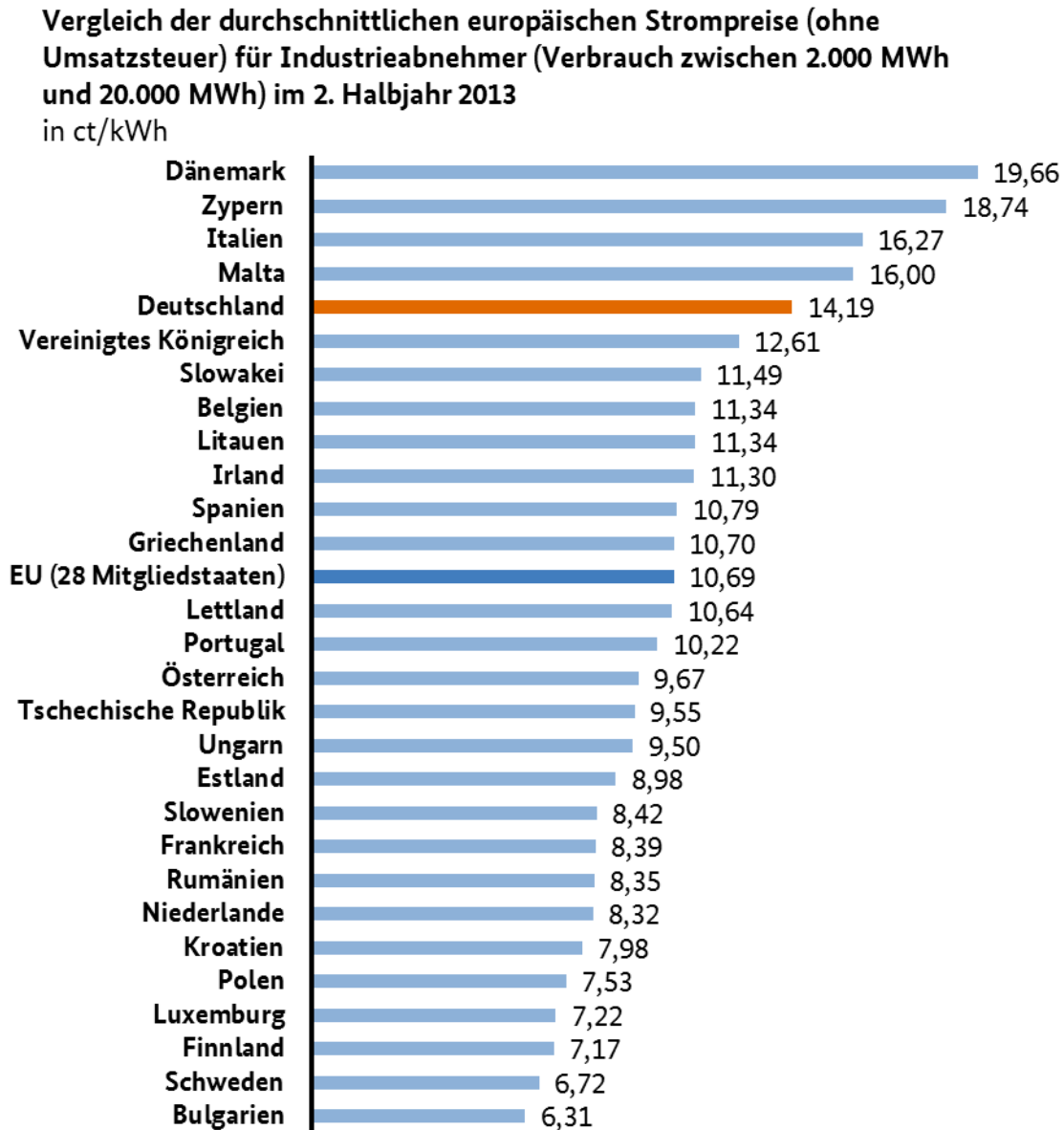
in ct/kWh



Quelle: Eurostat

Abbildung 87: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (Gesamtpreis) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh) im 2. Halbjahr 2013

Bei Einberechnung auch der Umsatzsteuer ergibt sich eine breite Spanne von 17,01 ct/kWh zwischen dem niedrigsten Wert (7,57 ct/kWh in Bulgarien) und dem höchsten Wert (24,58 ct/kWh in Dänemark). Deutschland liegt dabei mit 16,89 ct/kWh um 4,32 ct/kWh oder 34,4 Prozent über dem EU-Durchschnitt von 12,57 ct/kWh.



Quelle: Eurostat; Berechnung: Bundeskartellamt

Abbildung 88: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (ohne Ust.) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh) im 2. Halbjahr 2013⁸¹

Die Umsatzsteuersätze für Strom betragen zwischen 5 Prozent (Malta und Vereinigtes Königreich) und 27 Prozent (Ungarn). Die Extremwerte liegen 13,36 ct/kWh auseinander. Deutschland liegt mit 14,19 ct/kWh weiterhin über dem EU-Durchschnitt von 10,69 ct/kWh. Allerdings beträgt die Differenz nur noch 3,5 ct/kWh oder 32,7 Prozent.

⁸¹ siehe „Die Mehrwertsteuersätze in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union“, Stand 1. Juli 2014, abrufbar unter http://ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_de.pdf. Für Frankreich sind Alternativsätze benannt; hier ist der niedrigere Satz unterstellt worden.

Beim Blick auf die Gruppen von Preisbestandteilen (Netzkosten, Steuern und Abgaben⁸² sowie Energie und Versorgung) ergeben sich relevante Unterschiede in der Verteilung.

Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (Gesamtpreis ohne Umsatzsteuer) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh) im Jahr 2013 nach Preisbestandteilen
in ct/kWh

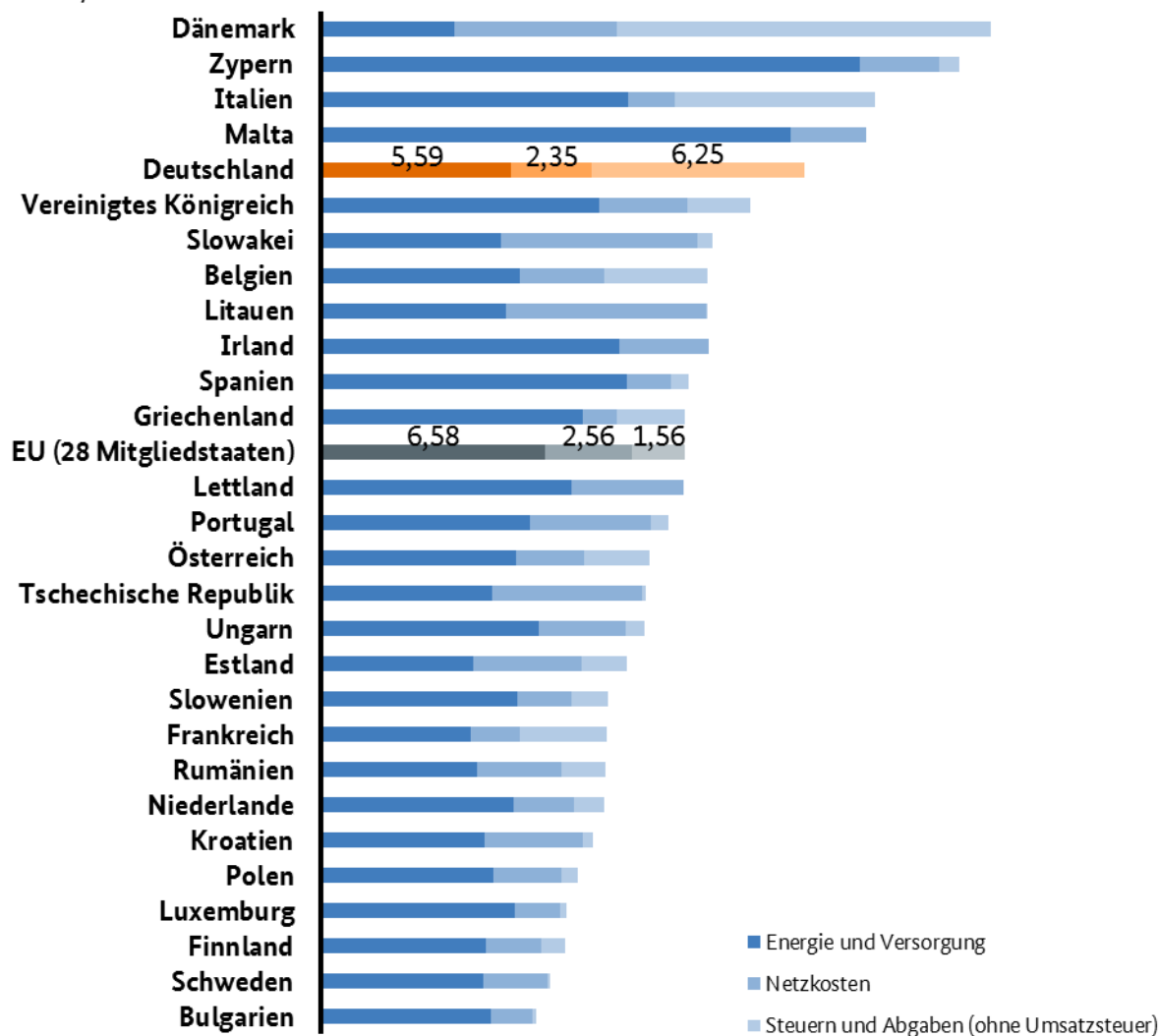


Abbildung 89: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (Gesamtpreis ohne Umsatzsteuer) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh) im Jahr 2013 nach Preisbestandteilen

⁸² Eurostat stellt den Anteil „Steuern und Abgaben“ gesondert als Preisblock dar, der bereits um Umsatzsteuer und grundsätzlich erstattungsfähige Steuern und Abgaben bereinigt ist. Hier werden „Steuern und Abgaben“ als Differenz zwischen dem ohne Umsatzsteuer berechneten Gesamtpreis und der Summe aus Netzkosten sowie Energie und Versorgung dargestellt. „Steuern und Abgaben“ in diesem Sinne enthalten daher möglicherweise Anteile, die für Verbraucher aus der Gruppe des Abnahmefalls in unbestimmter Höhe abzugsfähig sein können.

Die Sortierung spiegelt (wie in der vorherigen Abbildung) die Höhe des (umsatzsteuerbereinigten) Gesamtpreises. Unter den ersten fünf Ländern haben Zypern, Malta und Italien auch die höchsten Werte für „Energie und Versorgung“ (zwischen 9,02 und 15,8 ct/kWh). Im Bereich der Netzkosten liegen Litauen (mit 5,87 ct/kWh) und die Slowakei (mit 5,76 ct/kWh) vorn, die sich insgesamt noch unter den ersten neun Ländern befinden. Dänemark hat die dritthöchsten Netzkosten (4,74 ct/kWh), verdankt seinen Platz als Land mit dem höchsten Strompreis jedoch dem Spitzenplatz im Bereich „Steuern und Abgaben“. Mit 10,99 ct/kWh liegt der hierauf entfallende Betrag erheblich über dem zweithöchsten Wert von 6,25 ct/kWh (Deutschland, gefolgt von Italien mit 5,87 ct/kWh).

Der Durchschnittsgesamtpreis aller Mitgliedstaaten von 10,69 ct/kWh verteilt sich zu 61,5 Prozent (6,58 ct/kWh) auf Energie und Versorgung, zu 24,0 Prozent auf Netzkosten (2,56 ct/kWh) und zu 14,6 Prozent auf Steuern und Abgaben (1,56 ct/kWh).

Die vier Länder mit den höchsten Preisen weisen in jeweils zwei Bereichen besonders überdurchschnittlich hohe Werte auf. Deutschland liegt auf Rang fünf. Während für Deutschland der Wert im Bereich „Energie und Versorgung“ mit 5,59 ct/kWh um 15 Prozent und im Bereich „Netzkosten“ mit 2,35 ct/kWh um 8,3 Prozent unter dem EU-Durchschnitt liegt, übersteigen „Steuern und Abgaben“ in Deutschland um fast das Vierfache den europäischen Durchschnitt.

I Mess- und Zählwesen

Im Monitoring 2014 beteiligten sich 734 Unternehmen im Bereich Mess- und Zählwesen. Die Abfrage erfasste Angaben der Netzbetreiber in der Rolle als „grundzuständiger“ Messstellenbetreiber und den sogenannten „Dritten“ Messstellenbetreiber.

Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

598 Netzbetreiber gaben an, grundzuständiger Messstellenbetreiber zu sein. 109 Netzbetreiber sind darüber hinaus als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist, am Markt tätig. 20 Unternehmen sind als Lieferant zugleich auch Messstellenbetreiber und davon gaben drei Unternehmen an, auch als Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber aufzutreten, d. h. reiner Messstellenbetrieb ohne gleichzeitige Belieferung des Kunden. 22 Unternehmen sind von Netzbetreiber und Lieferant unabhängig agierende Messstellenbetreiber.

Anforderungen gem. § 21 b ff. EnWG

Bereits 2011 wurden die Anforderungen an intelligente Messsysteme neu definiert und Pflichteinbaufälle vorgegeben. Die Anzahl der Zählpunkte welche, nach § 21c EnWG, ausgestattet werden mussten (also die Pflichteinbaufälle) betrugen:

Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG

Anforderung	Zählpunkte
a) Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung unterzogen werden	356.671
b) Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh	4.534.986
c) Anlagenbetreiber nach dem EEG oder KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als sieben kW	230.230

Tabelle 47: Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG

Im Berichtsjahr 2013 erhöhten sich die Pflichteinbaufälle bezogen auf a) und b) nur geringfügig. Die Zähler, die aufgrund von EEG oder KWKG Neuanlagen installiert wurden, erfuhren hingegen eine deutliche Steigerung um 94.054 Zähler.

Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Haushaltskunden (SLP-Kunden)

Im Haushaltskundensegment (SLP-Kunden), werden nach wie vor vorwiegend Ferraris-Zähler eingesetzt (44,5 Millionen Zählpunkte). Davon sind knapp 3 Millionen Zählpunkte (ca. sieben Prozent) Zwei- bzw. Mehrtarifzähler. Für die kommunikative Fernanbindung der elektronisch ausgelesenen Zähler (269.464) im Segment SLP, ergibt sich folgende Verteilung der Übertragungstechnologien.

Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich Anzahl und Verteilung

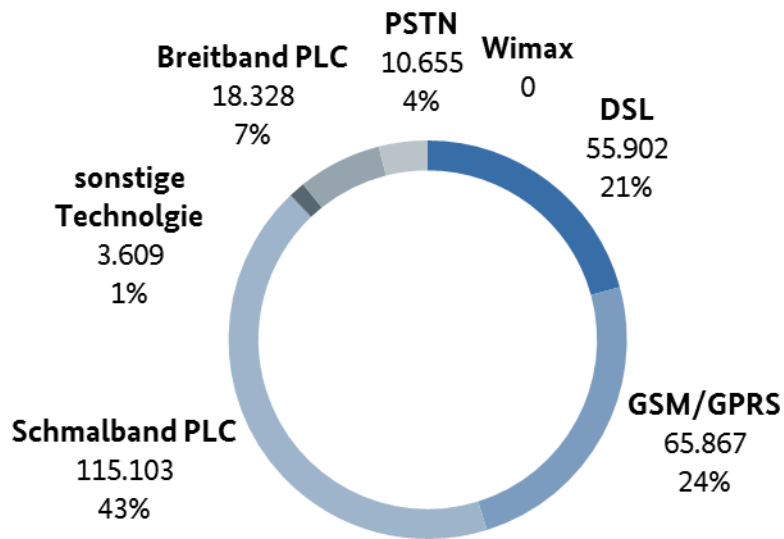


Abbildung 90: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich

Verwendete Messtechnik im Bereich RLM-Kunden

Durch die Angabe von 789 Verteilnetzbetreibern lässt sich die Anzahl der mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) versehenen Letztverbraucher auf 354.044 Zählpunkte im Industrie- und Gewerbebereich beziffern. Bei der kommunikativen Fernanbindung der Zähler im Segment RLM ergibt sich folgende Verteilung der Übertragungstechnologien.

Übertragungstechnologien im RLM-Kunden-Bereich Anzahl und Verteilung

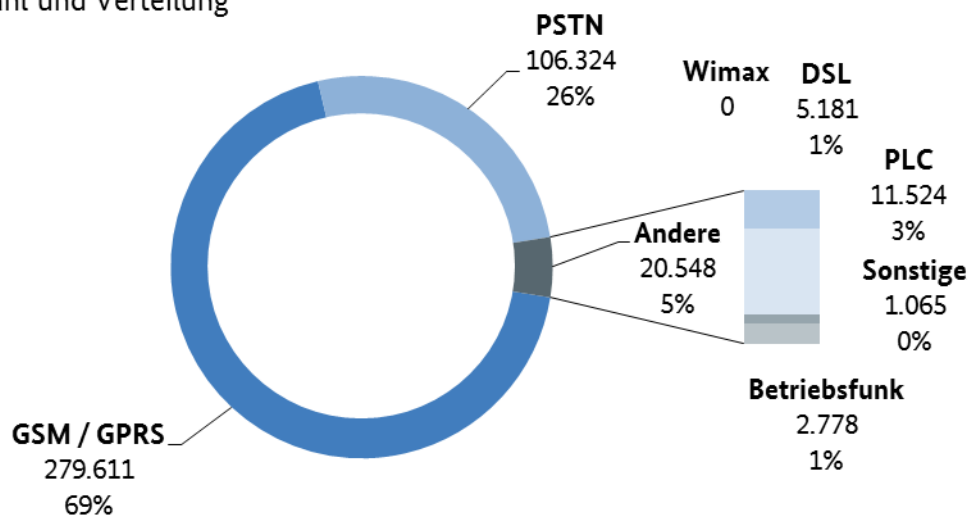


Abbildung 91: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich

Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Investitionen in Mess- und Zähleinrichtungen haben sich im Vergleich zum Berichtsjahr 2012 verringert; die Aufwendungen blieben vergleichsweise konstant.

Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

in Mio. Euro

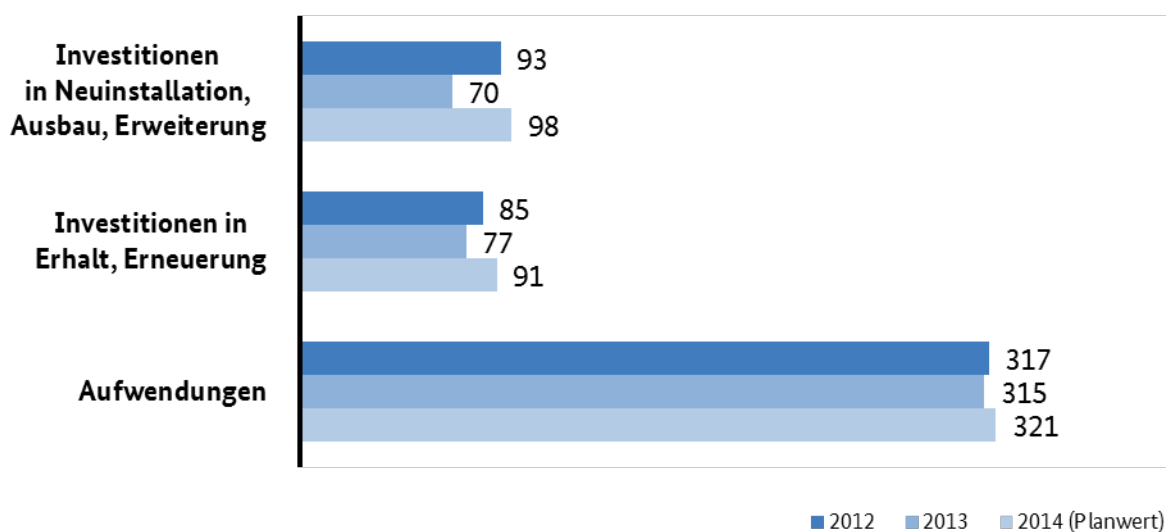


Abbildung 92: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten

1. Kernaussagen

Gut zehn Prozent des deutschen Gasverbrauchs werden durch inländische Gasförderung gedeckt. Im Berichtsjahr 2013 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 1,0 Mrd. m³ auf nunmehr 9,7 Mrd. m³ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 9,3 Prozent gegenüber dem Jahr 2012. Die stetige Abnahme der inländischen Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 9,7 Jahre am 1. Januar 2014 und verringerte sich gegenüber dem 1. Januar 2013 um fast ein Jahr.

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.535 TWh (2012) auf 1.778 TWh (2013) um rund 243 TWh (18,8 Prozent) gestiegen. Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor die GUS-Staaten (Armenien, Aserbeidschan, Weißrussland, Kasachstan, Kirgisistan, Moldawien, Russland, Tadschikistan, Turkmenistan, Ukraine, Usbekistan), Norwegen und die Niederlande.

Die Gasexportmenge stieg von 667,3 TWh (2012) auf 725,8 TWh (2013) um rund 8,8 Prozent. Die Exporte flossen im Wesentlichen nach Tschechien, Frankreich, in die Niederlande und die Schweiz.

Bezogen auf die Versorgungssicherheit mit Gas, beträgt der SAIDI-Wert rund 0,6 Minuten für das Jahr 2013. Das heißt, dass jeder deutsche Letztverbraucher im Jahr 2013 durchschnittlich knapp eine Minute von der Gasversorgung unterbrochen war. Damit war die Zuverlässigkeit der deutschen Gasversorgung auch im Jahr 2013 hoch und liegt unter dem mehrjährigen Mittel von zwei Minuten.

Insgesamt beträgt das in den Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 25,45 Mrd. Nm³. Davon entfallen 12,86 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher- und 12,59 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen. Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2014) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen erneut leicht gesunken, während im längerfristigen Bereich das frei buchbare Arbeitsgasvolumen weiterhin zugenommen hat. Die Ursache hierfür liegt im Auslaufen der langfristigen Speicherverträge bei gleichzeitigem Abschluss von Verträgen mit kurz- bis mittelfristiger Laufzeit.

Die Erdgasspeicher sind mit Stand zum 1. November 2014 mit Beginn der Ausspeicherphase zu rund 97 Prozent gefüllt und haben damit fast den maximalen Füllstand erreicht, während zum Stichtag 1. November 2013 der prozentuale Füllstand knapp 90 Prozent betrug.

Die Konzentration auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ist gesunken. Gleichwohl handelt es sich weiterhin um einen relativ stark konzentrierten Markt. Der kumulierte Marktanteil der drei größten Anbieter (CR3) betrug zum 31. Dezember 2013 rund 68 Prozent, was einem Rückgang um fünf Prozentpunkte innerhalb von drei Jahren entspricht. Die Verringerung der Marktkonzentration geht auf die Inbetriebnahme einiger neuer Speicher zurück.

Im Bereich der Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber weisen die insgesamt 27 verbindlichen Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2013 ein Investitionsvolumen von ca. 2.200 Mio. Euro

aus. Damit gehen bis 2023 ein Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von 522 km und eine zusätzliche Verdichterleistung von 344 MW einher.

Im Bereich der Investitionen der Verteilernetzbetreiber Gas sind für das Jahr 2013 die Aufwendungen im Vergleich zum Jahr 2012 um 5,1 Prozent gefallen und die Investitionen um 11,9 Prozent gestiegen.

Im Jahr 2013 hat die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte erneut zugenommen. Sowohl im börslichen als auch im bilateralen Großhandel sind signifikante Zuwächse zu verzeichnen. Das Handelsvolumen an der EEX stieg um 36 Prozent, und das an den beiden virtuellen Handelspunkten Gaspool und NCG nominierte Volumen um rund 20 Prozent. Prozentual noch höhere Anstiege sind bei den von Brokerplattformen vermittelten Handelsgeschäften zu verzeichnen. Gleichwohl hinkt die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte weiterhin deutlich hinter den Stromgroßhandelsmärkten zurück.

Die Großhandelspreise für Erdgas liegen insgesamt betrachtet im Bereich des Vorjahresniveaus. Während die durchschnittlichen Gasimportpreise (Grenzübergangspreise BAFA) im Vergleich zum Vorjahr von rund 29,0 Euro/MWh auf 27,6 Euro/MWh gesunken sind, war auf dem Spotmarkt der EEX eine durchschnittliche Preissteigerung von rund 25,2 Euro/MWh auf 27,2 Euro/MWh zu verzeichnen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Bedeutung der Ölpreisbindung für die Preisbildung im Berichtszeitraum weiter abgenommen hat.

Die im Jahr 2013 durch die am Monitoring teilnehmenden Gaslieferanten abgegebene Gasmenge an Letztverbraucher (inklusive Gaskraftwerke) beträgt 867,6 TWh. Diese Menge liegt 6,4 Prozent über dem Wert des Jahres 2012. Von der Gesamtabgabemenge entfallen 481 TWh auf Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) und 387 TWh auf Kunden mit Standardlastprofil (SLP). Die Abgabemenge (vom Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Gasmenge) an private Haushalte beträgt 245,5 TWh und liegt mit 7,3 Prozent über dem Vorjahreswert. Die Abgabemenge an Gaskraftwerke ist binnen eines Jahres um 14 Prozent von 94,5 TWh im Jahr 2012 auf 81,2 TWh im Jahr 2013 gesunken. Die erfasste Ausspeisemenge (von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge) der Gasnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2013 lag bei 928,58 TWh. Dabei betrug die an die privaten Haushalte ausgespeiste Gasmenge 282,96 TWh. Insgesamt wurden von den Gasnetzbetreibern 13,98 Mio. Zählpunkte zum Stichtag 31. Dezember 2013 registriert. Dabei gehörten etwa 12,45 Mio. Zählpunkte zur Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Im Berichtsjahr 2013 hat sich der Trend zu einer größeren Anbietervielfalt verfestigt. In über 90 Prozent der Netzgebiete beliefern 31 oder mehr Gaslieferanten Letztverbraucher (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen). In fast 70 Prozent der Netze stehen den Verbrauchern sogar mehr als 50 Gaslieferanten zur Verfügung. In weniger als fünf Prozent der Netzgebiete beliefern 20 oder weniger Energieversorger Letztverbraucher.

Die Lieferantenwechselquote lag bei Industrie- und Gewerbekunden im Jahr 2013 bei knapp 13 Prozent. Nach erheblichen Anstiegen der Wechselquote in den Jahren 2006 bis 2010 ist sie seit dem Jahr 2010 stabil. Im Bereich der Haushaltskunden hat die Wechselquote hingegen zugenommen. Die von den Gasnetzbetreibern im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2014 mitgeteilte Gasmenge, die im Bereich der Haushaltskunden vom Lieferantenwechsel betroffen ist, (inkl. Lieferantenwechsel beim Einzug) beträgt 27,3 TWh im Berichtsjahr 2013. Damit ist die Lieferantenwechselmenge im Vergleich zum Vorjahr deutlich um 7 TWh bzw. 35 Prozent gestiegen. Die mengenmäßige Lieferantenwechselquote beträgt im Bereich der Haushaltskunden 9,6 Prozent. Im Berichtsjahr 2013 wurden von den Netzbetreibern im Bereich der

Haushaltskunden, (inkl. Lieferantenwechsel beim Einzug) insgesamt 1.062.580 Lieferantenwechselfälle gemeldet. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Lieferantenwechselfälle damit insgesamt um 27 Prozent bzw. rund 228.197 Lieferantenwechselfälle gestiegen. Die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote beträgt im Bereich der Haushaltskunden 8,53 Prozent.

Bei der gesonderten Betrachtung der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden im Jahr 2013 zeigt sich das folgende Bild: Insgesamt knapp 14 Prozent der Haushaltskunden wurden von einem anderen Gaslieferanten als dem Grundversorger beliefert. Knapp 60 Prozent der Haushaltskunden werden von ihrem Grundversorger mit einem Sondervertrag beliefert. Über 26 Prozent der an die Haushaltskunden abgegebenen Gasmenge erfolgt im Rahmen der Grundversorgung. Dagegen kommt der Grundversorgerstellung bei Gewerbe- und Industriekunden nur eine geringe praktische Bedeutung zu. Von der Gesamtabgabemenge an Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) entfielen im Jahr 2013 rund 68 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem örtlich zuständigen Grundversorger und lediglich ca. 32 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger. Weniger als ein Prozent der RLM-Kunden befinden sich in der Grundversorgung.

Die Marktanteile der absatzstärksten Anbieter liegen auf denjenigen Gasletztverbrauchermarkten, die das Bundeskartellamt inzwischen bundesweit abgrenzt, deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen für eine marktbeherrschende Stellung. Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von RLM-Kunden beträgt der aggregierte Marktanteil der drei absatzstärksten Unternehmen (CR 3) rund 33 Prozent. Auf dem bundesweiten Markt für die Belieferung von Kunden mit Standardlastprofil im Rahmen von Sonderverträgen beträgt der aggregierte Marktanteil der drei absatzstärksten Unternehmen lediglich rund 22 Prozent.

Bei den Gasendkundenpreisen sind im Vergleich zum Vorjahr in der Gesamtbetrachtung keine starken Veränderungen festzustellen. Preissenkungen ergaben sich jedoch im Bereich der Großabnehmer. Für einen Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh betrug der durchschnittliche Abnahmepreis zum Stichtag 1. April 2014 rund 3,6 ct/kWh (ohne Ust.) und lag damit ca. 9 Prozent unter dem Vorjahreswert. Die Differenz geht auf eine Verringerung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils zurück. Für einen Gewerbekunden mit einem Verbrauch von 116 MWh/Jahr betrug der durchschnittliche Preis zum 1. April 2014 rund 5,2 ct/kWh (ohne Ust.), was in etwa dem Vorjahreswert entspricht.

Zum Stichtag 1. April 2014 sind im Vergleich zum Vorjahr insgesamt stabile Gaspreise im Segment der Haushaltskunden zu verzeichnen. Für den Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr ergab sich in zwei von drei betrachteten Vertragskategorien eine geringfügige Preissteigerung und in der dritten Kategorie eine geringfügige Preissenkung:

- Im Bereich der Belieferung innerhalb der Grundversorgung stieg der mengengewichtete Gaspreis für den Abnahmefall 23.269 kWh/Jahr im Jahresvergleich von 7,09 ct/kWh auf 7,20 ct/kWh (inkl. Ust.). Dies entspricht einem Preisanstieg um 1,6 Prozent.
- Im Bereich der Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen sind die mittleren mengengewichteten Gaspreise von 6,69 ct/kWh zum Vorjahreszeitpunkt auf 6,77 ct/kWh (inkl. Ust.) zum Stichtag 1. April 2014 erneut gestiegen. Dies bedeutet einen Preisanstieg um 1,2 Prozent.
- Im Bereich der Belieferung durch ein anderes Unternehmen als dem Grundversorger („Lieferantenwechsel“) sank das durchschnittliche Preisniveau von 6,66 ct/kWh auf 6,39 ct/kWh (inkl.

Ust.). Damit lag das mengengewichtete Preisniveau am 1. April 2014 fast vier Prozent unter dem Wert des Vorjahres.

Im europäischen Vergleich zahlen deutsche Haushaltskunden weiterhin durchschnittliche Gaspreise.

2. Marktübersicht

Ausspeisemengen FNB und VNB nach Kategorien

	Fernleitungsnetzbetreiber in kWh	Verteilernetzbetreiber in kWh	Gesamt in kWh
≤ 300 MWh/Jahr	3.180.876	343.421.038.322	343.727.879.480
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	578.797.748	130.340.106.005	130.918.903.753
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	6.688.074.179	90.817.059.636	97.505.133.815
> 100.000 MWh/Jahr	148.330.465.208	119.956.314.954	268.286.780.162
Gaskraftwerke	33.555.696.050	54.584.370.238	88.140.066.288
Gesamtsumme	189.156.214.061	739.118.889.155	928.578.763.498

Tabelle 48: Ausspeisemengen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) nach Kategorien

Die Netzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze, sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Prüfdruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich folgendes Bild.

Netzstrukturdaten 2013

	FNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	17	711	728
Druckbereich (in km)	37.880	485.413	523.293
davon $\leq 0,1$ bar	0	159.611	159.611
davon $> 0,1 - 1$ bar	1	231.623	231.624
davon > 1 bar	37.879	92.853	130.732
Letztverbraucher (Zählpunkte)	593	13.978.744	13.979.337
davon Industrie- und Gewerbekunden	537	1.524.537	1.525.074
davon Haushaltskunden	0	12.453.223	12.453.223
davon Gaskraftwerke	56	984	1.040

Tabelle 49: Gesamtlänge der Netze mit Unterteilung nach Druckbereichen

Die Summe aller Einspeisepunkte sämtlicher Gasversorgungsnetze beträgt 5.877, hiervon dienen 208 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Über mehrere Netzkoppelpunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber verfügen 76 Prozent der antwortenden Unternehmen, bei 23 Prozent ist dies nicht der Fall, ein Prozent machte keine Angaben.

Die VNB wurden gefragt, ob sie im Berichtsjahr 2013 bei vorgelagerten Netzbetreibern eine interne Bestellung nach § 8 Kooperationsvereinbarung (KoV) aufgegeben oder alternativ die erforderliche Vorhalteleistung nach § 13 KoV mitgeteilt haben. Bei 93 Prozent der antwortenden Unternehmen war dies der Fall, vier Prozent verneinten die Frage, drei Prozent machte keine Angaben. Diejenigen Unternehmen, die diese Frage mit „Ja“ beantwortet haben, wurden darüber hinaus befragt, ob vom vorgelagerten Netzbetreiber die Höhe ihrer internen Bestellung gekürzt wurde. Dies war bei knapp 18 Prozent der fraglichen Unternehmen der Fall. Diesen wiederum wurden in 77 Prozent der Fälle alternativ unterbrechbare Kapazitäten zur internen Bestellung angeboten. Eine Überschreitung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung im Berichtsjahr 2013 lag bei fünf Prozent der Unternehmen vor, was eine erhebliche Verringerung gegenüber dem Vorjahr (52 Prozent) bedeutet.

Das Kundenpotenzial für vertragliche Abschaltvereinbarungen beantworten lediglich 20 Prozent der Unternehmen mit konkreten Werten. 50 Prozent der Unternehmen sehen kein Potenzial für vertragliche Abschaltvereinbarungen und 30 Prozent enthalten sich einer Antwort. Annähernd 95 Prozent der Unternehmen veröffentlichen dazu keine Informationen.

Bei der Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkte über die Jahre 2007 bis 2013 ergibt sich folgendes Bild.

Aufteilung der Ausspeisepunkte Anzahl der Netzbetreiber

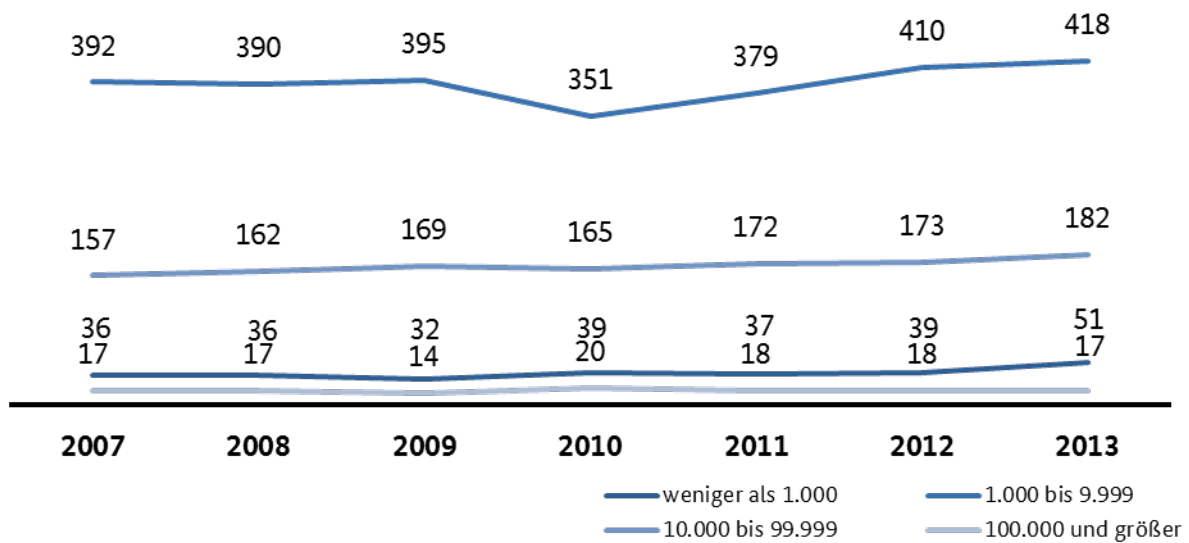


Abbildung 93: Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkten

Die Mehrzahl der VNB Strom (586 oder 88,4 Prozent) verfügt über Netze, welche eine kleine bis mittlere Gasnetzlänge bis 1.000 km aufweisen. 77 VNB besitzen Netze mit einer Gesamtgasnetzlänge von mehr als 1.000 km. Die prozentuale Verteilung der VNB nach verschiedenen Gruppierungen von Gasnetzlängen kann der folgenden Abbildung entnommen werden:

Verteilnetzbetreiber nach Gasnetzlänge in Prozent

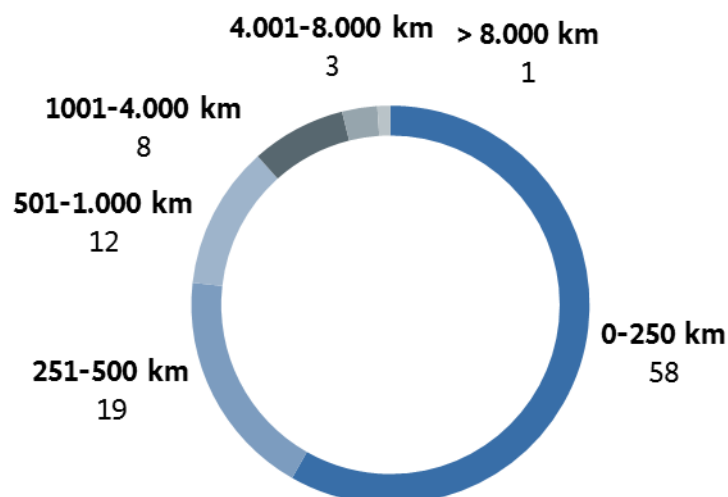


Abbildung 94: Verteilnetzbetreiber nach Gasnetzlänge

3. Marktkonzentration

Der Grad der Marktkonzentration ist ein wichtiger Wettbewerbsindikator. Marktanteile bilden einen geeigneten Ausgangspunkt zur Einschätzung von Marktmacht, da sie abbilden, in welchem Umfang die Nachfrage auf dem relevanten Markt im Bezugszeitraum von einem Unternehmen tatsächlich bedient wurde⁸³. Zur aggregierten Darstellung der Marktanteilsverteilung – d. h. der Marktkonzentration – werden typischerweise der Herfindahl-Hirschman-Index (Summe der quadrierten Marktanteile aller Wettbewerber auf einem Markt) oder aber die Marktanteilssumme der drei, vier oder fünf marktanteilsstärksten Wettbewerber verwendet (sog. „concentration ratios“, CR3 – CR4 – CR5). Je höher der Marktanteil ist, der bereits durch einige wenige Wettbewerber abgedeckt wird, desto höher ist die Marktkonzentration.

Im Folgenden werden CR3-Werte (d. h. die Anteilssummen der drei absatzstärksten Anbieter) für den Erdgasspeichermarkt sowie für die beiden größten Erdgasletzverbrauchermärkte dargestellt. Aufgrund der tatsächlichen Marktstruktur in den Bereichen Erdgasspeicher und Erdgaseinzelhandel ist die Kennzahl CR3 hier aussagekräftiger als CR4 oder CR5.

Erdgasspeicher

Das Bundeskartellamt grenzt in seiner Entscheidungspraxis einen sachlich relevanten Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern ab, der sowohl Poren- als auch Kavernenspeicher umfasst⁸⁴. In räumlicher Hinsicht hat das Bundeskartellamt diesen Markt zuletzt bundesweit abgegrenzt und hierbei auf Anregung der Bundesnetzagentur erwogen, ggf. die in Österreich befindlichen Speicher „Haidach“ und „7Fields“ in den Markt einzubeziehen⁸⁵. Bei diesen beiden Speichern handelt es sich um in Österreich in Grenznähe zu Deutschland gelegene Speicher, die unmittelbar oder mittelbar an die deutschen Gasnetze angeschlossen sind. Die Europäische Kommission hat zuletzt diese Marktabgrenzungsalternative – und einige weitere Alternativen – in Betracht gezogen und die genaue Abgrenzung im Ergebnis offen gelassen⁸⁶. Für die Zwecke der Konzentrationsdarstellung auf dem Markt für den Betrieb von Untertageerdgasspeichern werden im Folgenden auch die in Österreich befindlichen Speicher Haidach und 7Fields in die Betrachtung einbezogen. Das Bundeskartellamt bemisst die Marktanteile auf diesem Markt anhand der Speicherkapazitäten (maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen)⁸⁷.

In der diesjährigen Erhebung mit dem Fragebogen „Untertageerdgasspeicherbetreiber“ konnte eine Abdeckung von 100 Prozent erreicht werden, d. h. es lagen für alle Speicher die entsprechenden Daten zum Arbeitsgasvolumen zum Stichtag 31. Dezember 2013 vor. Hierbei handelte es sich um insgesamt 24 juristische

⁸³ Vgl. Bundeskartellamt, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rz. 25.

⁸⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 215 ff.

⁸⁵ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 31. Januar 2012, B8-116/11 – Gazprom/VNG, Rn. 208 ff.

⁸⁶ Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013, Rn. 30 ff.

⁸⁷ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 236 ff.

Personen. Die Konzernzurechnung erfolgte mit einer Ausnahme anhand der Dominanzmethode (vgl. hierzu die methodischen Hinweise in Abschnitt I.A.3 ab Seite 27): Wingas war zum Stichtag 31. Dezember 2013 ein Gemeinschaftsunternehmen von BASF und Gazprom. Gemäß dem im Dezember 2013 von der Europäischen Kommission freigegebenen Zusammenschlussvorhaben wird sich BASF vollständig aus Wingas bzw. aus dem Speicherbetrieb zurückziehen⁸⁸. Die entsprechenden Speicherkapazitäten wurden daher vollständig der Gazprom zugerechnet. Aufgrund dieser „Korrektur“ dürfte sich zugleich ein mit der kartellrechtlichen Zurechnungssystematik weitgehend identischer CR3-Wert ergeben.

Die deutschen Untertageerdgasspeicher verfügten inkl. Haidach und 7Fields zum 31. Dezember 2013 über ein maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von rund 27,2 Mrd. m³. Zum Stichtag 31. Dezember 2010 betrug das Volumen noch ca. 22,5 Mrd. m³. Das aggregierte Arbeitsgasvolumen der drei Unternehmen mit den größten Speicherkapazitäten betrug zum 31. Dezember 2010 ca. 16,4 Mrd. m³ und zum 31. Dezember 2013 rund 18,5 Mrd. m³. Der CR3-Wert ist somit von ca. 73 Prozent auf ca. 68 Prozent gesunken. Die Steigerung des Marktvolumens und die Abnahme der Konzentration gehen auf die Inbetriebnahme einiger neuer Speicher zurück. Gleichwohl handelt es sich weiterhin um einen relativ stark konzentrierten Markt.

Entwicklung des Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Anteils der drei größten Anbieter

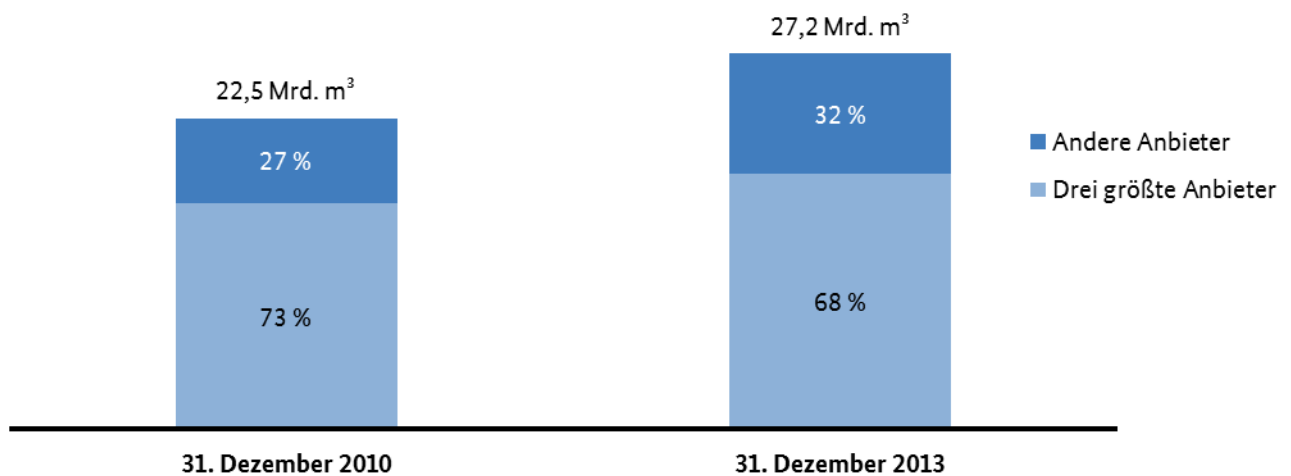


Abbildung 95: Entwicklung des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten

Belieferung von RLM- und SLP-Kunden

Das Bundeskartellamt unterscheidet auf den Gasletztverbrauchermarkten sachlich zwischen RLM- und SLP-Kunden. RLM-Kunden sind Abnehmer, deren Verbrauch auf Basis einer registrierenden Leistungsmessung erfasst wird. Es handelt sich i. d. R. um industrielle oder gewerbliche Großverbraucher sowie um

⁸⁸ Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013.

Gaskraftwerke. Bei SLP-Kunden handelt es sich um Gasabnehmer relativ geringer Verbrauchsmengen. Dies sind i.d.R. Haushaltskunden und kleinere Gewerbekunden. Für diese Kunden wird bezüglich der zeitlichen Verteilung ihres Gasverbrauchs ein Standardlastprofil (SLP) angenommen. Das Bundeskartellamt grenzt den Markt für die Belieferung von RLM-Kunden sowie den Markt für die Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen von Sonderverträgen inzwischen bundesweit ab. Bei der Belieferung von SLP-Kunden im Rahmen der Grundversorgung handelt es sich um einen sachlich getrennten Markt, der weiterhin nach dem jeweiligen Netzgebiet abgegrenzt wird⁸⁹.

Die Absätze der Lieferanten werden im Energie-Monitoring auf Ebene der einzelnen Gesellschaften (juristische Personen) als bundesweite Summenwerte erhoben. Bei der Erhebung wird für die Absätze an SLP-Kunden auch zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und der Belieferung im Rahmen von Sonderverträgen unterschieden.

Der folgenden Auswertung liegen die Angaben von rund 780 Gaslieferanten (juristische Personen) zu Grunde. Im Berichtsjahr 2013 setzten diese Unternehmen bundesweit insgesamt rund 387 TWh Gas an SLP-Kunden und rund 481 TWh an RLM-Kunden ab. Entsprechend der Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes beinhaltet der Absatz an RLM-Kunden auch den Absatz an Gaskraftwerke. Von der gesamten Absatzmenge an SLP-Kunden entfielen 310 TWh auf Sonderverträge und 77 TWh auf Grundversorgungsverträge.

Die Zurechnung der Absatzmengen zu Unternehmensgruppen erfolgte anhand der Dominanzmethode, die für die Zwecke der hiesigen Darstellung hinreichend genaue Ergebnisse liefert (vgl. hierzu die methodischen Hinweise in Abschnitt I.A.3 ab Seite 27). Auch hier wurde bereits die beabsichtigte Veräußerung des Endkundengeschäfts von Wingas / Wintershall durch BASF an Gazprom berücksichtigt,⁹⁰ sodass die Absätze der jeweiligen Gesellschaften aggregiert und wie eine einzige Unternehmensgruppe behandelt wurden.

Der überwiegende Teil der Gesellschaften (rund 590 der 780 Gesellschaften) befand sich mehrheitlich bzw. zu mindestens 50 Prozent in Hand einer Kommune⁹¹. Rund 204 TWh der Gasabgabe an SLP-Kunden bzw. ca. 147 TWh der Gasabgabe an RLM-Kunden entfielen auf Lieferanten, deren Anteile zu mindestens 50 Prozent von einer einzigen Kommune gehalten wurden. Im Bereich der SLP-Kunden betrug der kumulierte Absatz der drei absatzstärksten Unternehmen im Jahr 2013 ca. 84 TWh, wovon rund 68 TWh auf Sonderverträge entfielen, und im Bereich der RLM-Kunden ca. 161 TWh. Zwei Unternehmen befinden sich sowohl in der Gruppe der drei größten SLP-Lieferanten als auch in der Gruppe der drei größten RLM-Lieferanten. Der aggregierte Marktanteil der drei absatzstärksten Unternehmen (CR3) beträgt für das Jahr 2013 somit rund 22 Prozent bei SLP-Sondervertragskunden und rund 33 Prozent bei RLM-Kunden. Diese Marktanteile liegen deutlich unter den gesetzlichen Vermutungsschwellen einer marktbeherrschenden Stellung (§ 18 GWB).

⁸⁹ Vgl. Bundeskartellamt, Beschluss vom 23. Oktober 2014, B8-69/14 – EWE/VNG, Rn. 129-214

⁹⁰ Vgl. COMP/M.6910 – Gazprom/Wintershall vom 3. Dezember 2013.

⁹¹ In diesem Zusammenhang wurden Gesellschaften, an den mehrere Kommunen Anteile von kumuliert über 50 Prozent halten, aber jede einzelne Kommune einen Anteil von unter 50 Prozent hält, nicht als „kommunaler Anbieter“ gezählt.

Für den SLP-Bereich wurde alternativ auch der CR3-Wert für die Gasabgabe an alle SLP-Kunden (d. h. inkl. grundversorgter SLP-Kunden) berechnet. Auch für alle SLP-Kunden insgesamt ergibt sich (bei bundesweiter Betrachtung) ein CR3-Wert von rund 22 Prozent. Bei den Angaben der Prozentanteile ist zu berücksichtigen, dass die Monitoring-Erhebung im Bereich der Gaslieferanten keine vollständige Marktabdeckung erreicht. Die Prozentanteile entsprechen daher nur näherungsweise den tatsächlichen Werten.

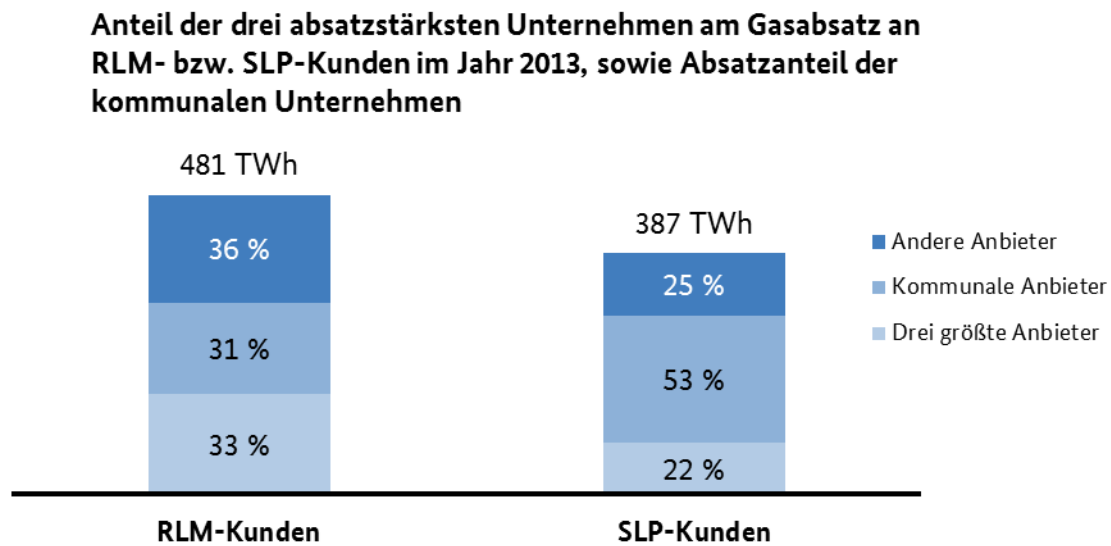


Abbildung 96: Absatzanteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2013, sowie Absatzanteil der Unternehmen mit einem kommunalen Mehrheitsgesellschafter

B Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export / Versorgungssicherheit

1. Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export

1.1 Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Berichtsjahr 2013 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 1,0 Mrd. m³ auf nunmehr 9,7 Mrd. m³ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 9,3 Prozent gegenüber dem Jahr 2012. Diese stetige Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Die statische Reichweite der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven, rechnerisch der Quotient aus letztjähriger Fördermenge und Reserven, betrug 9,7 Jahre am 1. Januar 2014 und verringert sich gegenüber dem Jahr 2012 um fast ein Jahr. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße, anzusehen (Quelle: Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2014; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen).

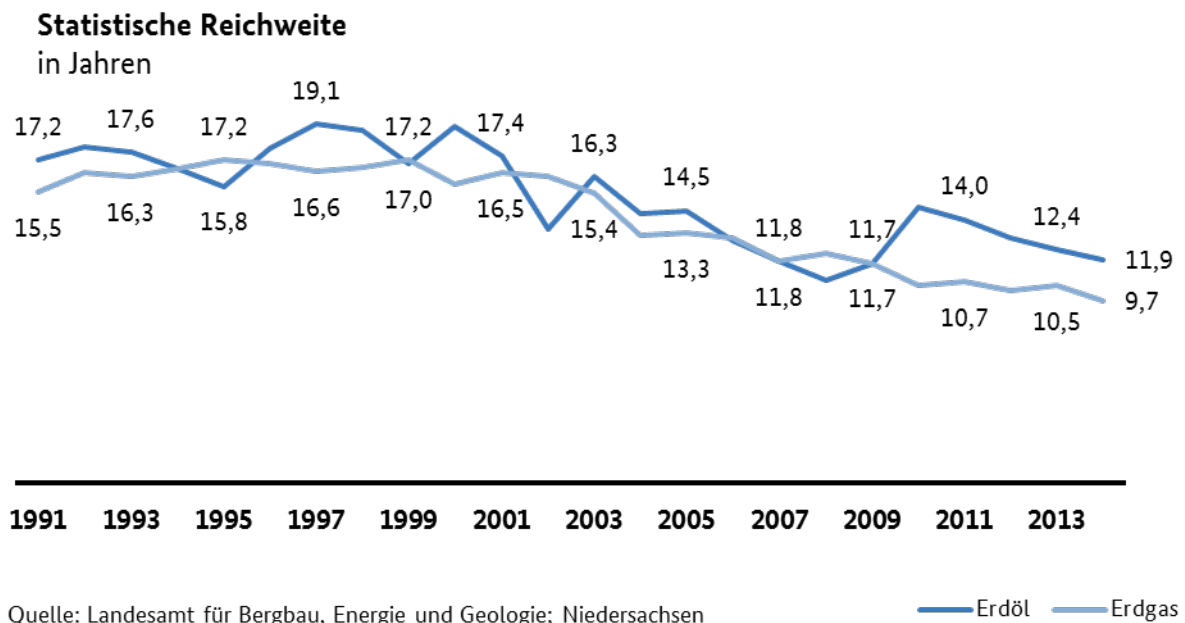


Abbildung 97: Statische Reichweite der deutschen Erdöl- und Erdgasreserven seit 1991

1.2 Entwicklung der Im- / Exporte von Gasmengen

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.535 TWh (2012) auf 1.778 TWh (2013) um rund 243 TWh (18,8 Prozent) gestiegen.

Nach Deutschland importierte Gasmengen in Prozent

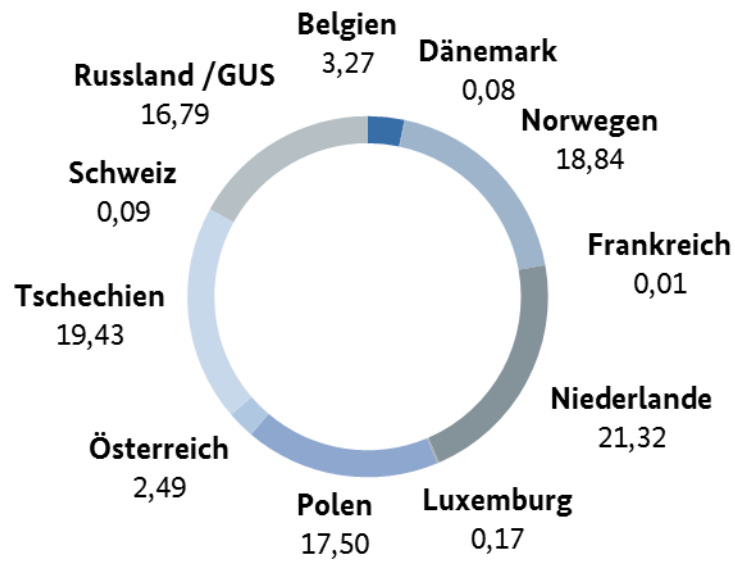


Abbildung 98: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen in 2013

Gasimporte nach Deutschland in TWh

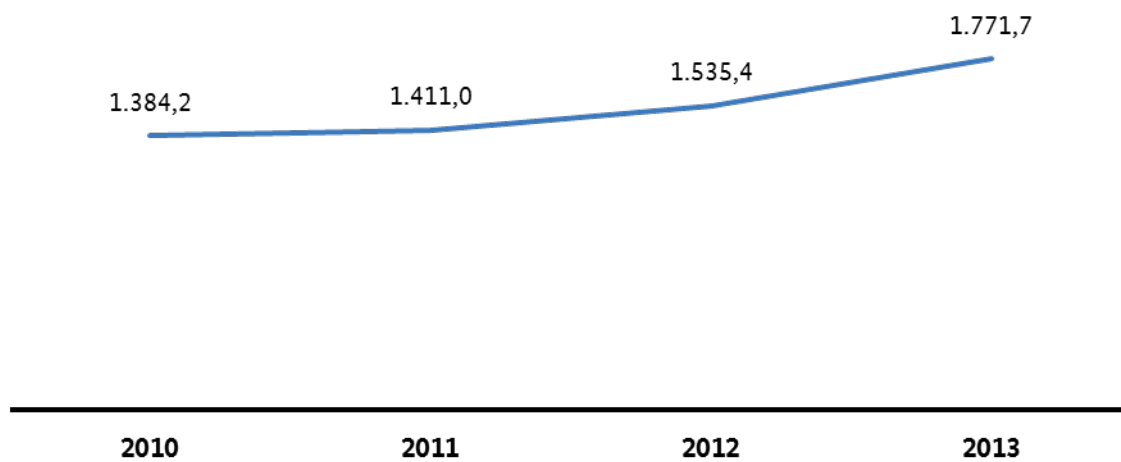


Abbildung 99: Entwicklung der Gasimporte

Exportierte Gasmengen in die Nachbarländer in Prozent

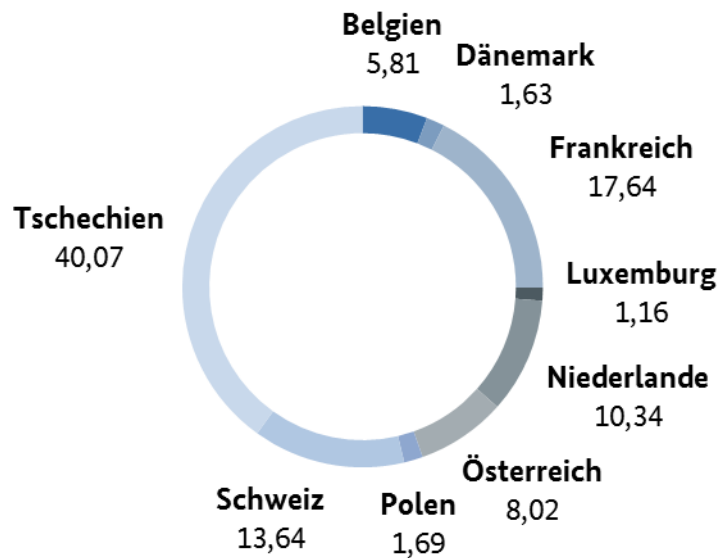


Abbildung 100: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer 2013 in Prozent

Gasexporte aus Deutschland in TWh

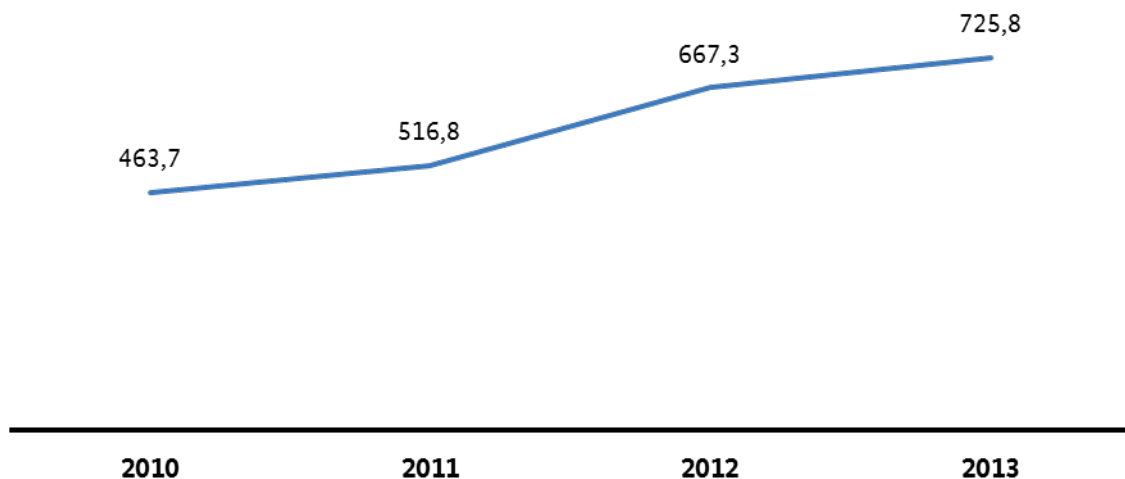


Abbildung 101: Entwicklung der Gasexporte in Deutschland

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor Russland / die GUS-Staaten und Norwegen. Aber auch die Niederlande, als etablierter und liquider europäischer Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich ist eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten

werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen. Das zweite volle Betriebsjahr der Nordstream Pipeline durch die Ostsee führte wiederum zu einer Steigerung der Gasimporte aus Russland / GUS-Staaten. Der Anteil des aus Russland / GUS importierten Gases an der Gesamtimportmenge beträgt ca. 56 Prozent.

Auch der Export von Gas ist angestiegen. Betrug er 667,3 TWh in 2012, so wurden 725,8 TWh im Jahr 2013 (8,8 Prozent) exportiert.

Bei der Analyse der Zielländer der aus Deutschland exportierten Gasmengen haben sich dem gegenüber im Jahr 2013, im Vergleich zu 2012, einige wesentliche Veränderungen ergeben. Der Export nach Tschechien hat sich abermals erhöht. Der prozentuale Anteil am Export stieg von 20,3 Prozent (2011) über 32,4 Prozent (2012) auf 40,7 Prozent im Jahr 2013. Hier wirken sich die Inbetriebnahme der Nordstreampipeline und die Ostseeanbindungspipeline im Jahr 2011 nochmals aus. Weniger stark stiegen die Exporte nach Frankreich, die sich um rund 21,7 Prozent erhöhten. Die Exporte nach Dänemark stiegen um 71 Prozent gegenüber dem Jahr 2012. Die übrigen Exportmengen blieben in etwa konstant, verringerten sich jedoch prozentual auf Grund des deutlich erhöhten Exportvolumens.

2. Versorgungssicherheit

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Gemäß § 52 EnWG sind alle Gasnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines jeden Jahres alle Versorgungsunterbrechungen zu melden. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen einen Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index); diese Kenngröße bestimmt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Beim SAIDI-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Der SAIDI-Wert beträgt rund 0,6 Minuten für das Jahr 2013. Das heißt, dass jeder deutsche Letztverbraucher im Jahr 2013 durchschnittlich knapp eine Minuten von der Gasversorgung unterbrochen war. Damit war die Zuverlässigkeit der deutschen Gasversorgung auch im Jahr 2013 hoch und liegt unter dem mehrjährigen Mittel von zwei Minuten.

Die Vollerhebung der Versorgungsunterbrechungen aller in der Bundesrepublik Deutschland existierenden und in der Energiedatenbank der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzen (ca. 720) hat folgendes Erhebungsergebnis für das Jahr 2013 ergeben:

SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2013

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	0,57 min/a	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,07 min/a	Großverbraucher
> 100mbar	0,01 min/a	nachgelagerte Netzbetreiber
druckstufenunabhängig	0,64 min/a	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Tabelle 50: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2013

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitablauf ergibt sich folgende Reihe:

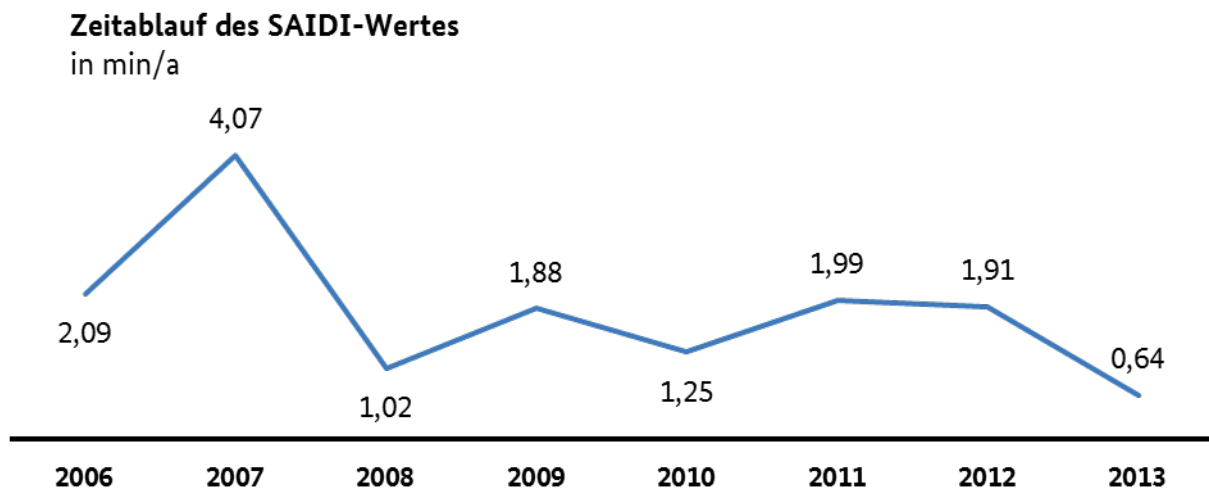


Abbildung 102: Zeitablauf des SAIDI-Wertes

C Netze / Investitionen / Netzentgelte

1. Netze / Investitionen

1.1 Netzentwicklungsplan Gas 2012 bis 2014

Der Netzentwicklungsplan Gas, dessen jährliche Auflage das EnWG in § 15a verbindlich vorschreibt, enthält Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Inhaltlich fokussiert der Netzentwicklungsplan Gas einerseits Ausbauforderungen durch den Anschluss neuer Gaskraftwerke – hier besteht vor allem die Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt – und Gasspeicher, andererseits weitere Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit den Fernleitungsnetzen europäischer Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2013 wurde der Bundesnetzagentur von den Fernleitungsnetzbetreibern fristgemäß am 1. April 2013 vorgelegt. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur daraufhin umfassend konsultiert⁹². Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 18. Dezember 2013 ein Änderungsverlangen an die Fernleitungsnetzbetreiber formuliert.

Darin wurden diese angewiesen, fünf Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2012 wieder in den aktuellen Plan aufzunehmen, da diese nicht mehr im Entwurf 2013 enthalten waren. Des Weiteren wurden sie verpflichtet, einige Maßnahmen in ihrer Dimensionierung anzupassen. Der Ausbaubedarf im Gasnetz hat sich bei diesen Vorhaben gegenüber dem Vorjahr nicht entscheidend verändert. Die Bundesnetzagentur hat jedoch mit diesem Vorgehen dafür gesorgt, dass die Planung und der Ausbau der Gasfernleitungsnetze mit der notwendigen Kontinuität vorgenommen werden.

Die im Netzentwicklungsplan Gas 2013 enthaltenen Maßnahmen sind vor allem für den Nord-Süd-Transport von Gas notwendig. Sie tragen außerdem zur Behebung der kritischen Situation bei der Gasversorgung der Verteilernetzbetreiber in Süddeutschland bei. Der Netzentwicklungsplan Gas 2013 geht erstmals auch auf das sich verringende L-Gas-Aufkommen insbesondere in den Niederlanden ein und benennt konkrete Netzgebiete für die Umstellung auf die Versorgung mit H-Gas.

Die insgesamt 27 verbindlichen Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 weisen ein Investitionsvolumen von ca. 2.200 Mio. Euro aus. Damit gehen bis 2023 ein Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von 522 km und eine zusätzliche Verdichterleistung von 344 MW einher⁹³.

⁹² Die Ergebnisse der Konsultation sind auf der Seite der Bundesnetzagentur veröffentlicht (http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2013/netzentwicklungsplan_Gas2013-node.html)

⁹³ Vgl. Netzentwicklungsplan 2013, Stand 18. März 2014, Netzausbaumaßnahmen gemäß Änderungsverlangen S. 169 ff.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2013 ist mit Bekanntgabe des Änderungsverlangens gegenüber den Fernleitungsnetzbetreibern verbindlich geworden. Der entsprechend dem Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur überarbeitete Netzentwicklungsplan Gas 2013 ist am 18. März 2014 auf der Internetseite der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht worden⁹⁴.

Am 1. April 2014 haben die Fernleitungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan Gas 2014 vorgelegt. Im Wesentlichen werden die durch die Bundesnetzagentur verbindlich festgestellten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 in den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans Gas 2014 fortgeführt. Darüber hinaus sind in der Betrachtung bis 2024 zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich, die maßgeblich aus dem L-/H-Gas Umstellungsbedarf, der Berücksichtigung eines erhöhten H-Gas Bedarfs sowie eines erhöhten Kapazitätsbedarfs für Gasspeicher resultieren. Ferner sind einzelne Maßnahmen auf den erhöhten Kapazitätsbedarf im Verteilernetz im süddeutschen Raum zurückzuführen.

Der Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2014 enthält grundsätzlich zwei unterschiedliche Modellierungsvarianten, die sich in ihren Netzausbaumaßnahmen und Ausbaurkosten nur unwesentlich unterscheiden (2.900 Mio. Euro vs. 3.100 Mio. Euro Investitionskosten bis 2024). Diese Abweichung beruht auf der Berücksichtigung ungleicher Höhen für die Kapazitätsbedarfe der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber.

Der aus diesen Varianten ausgewählte Netzentwicklungsplan-Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber – eine Kombination aus den zwei Modellierungsergebnissen – ergibt einen Leitungsausbaubedarf von 760 km und einen Verdichterbau von 358 MW in den nächsten zehn Jahren. Das entsprechende Investitionsvolumen beträgt ca. 3.100 Mio. Euro⁹⁵. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur bis 6. Juni 2014 konsultiert. Die Ergebnisse der Konsultation und ein etwaiges Änderungsverlangen lagen zum Zeitpunkt der Erstellung des Monitoringberichtes noch nicht vor.

⁹⁴ <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2013/nep-2013.html>

⁹⁵ S. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 (<http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2014/nep-2014.html>)

Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2013 nach Änderungsverlangen

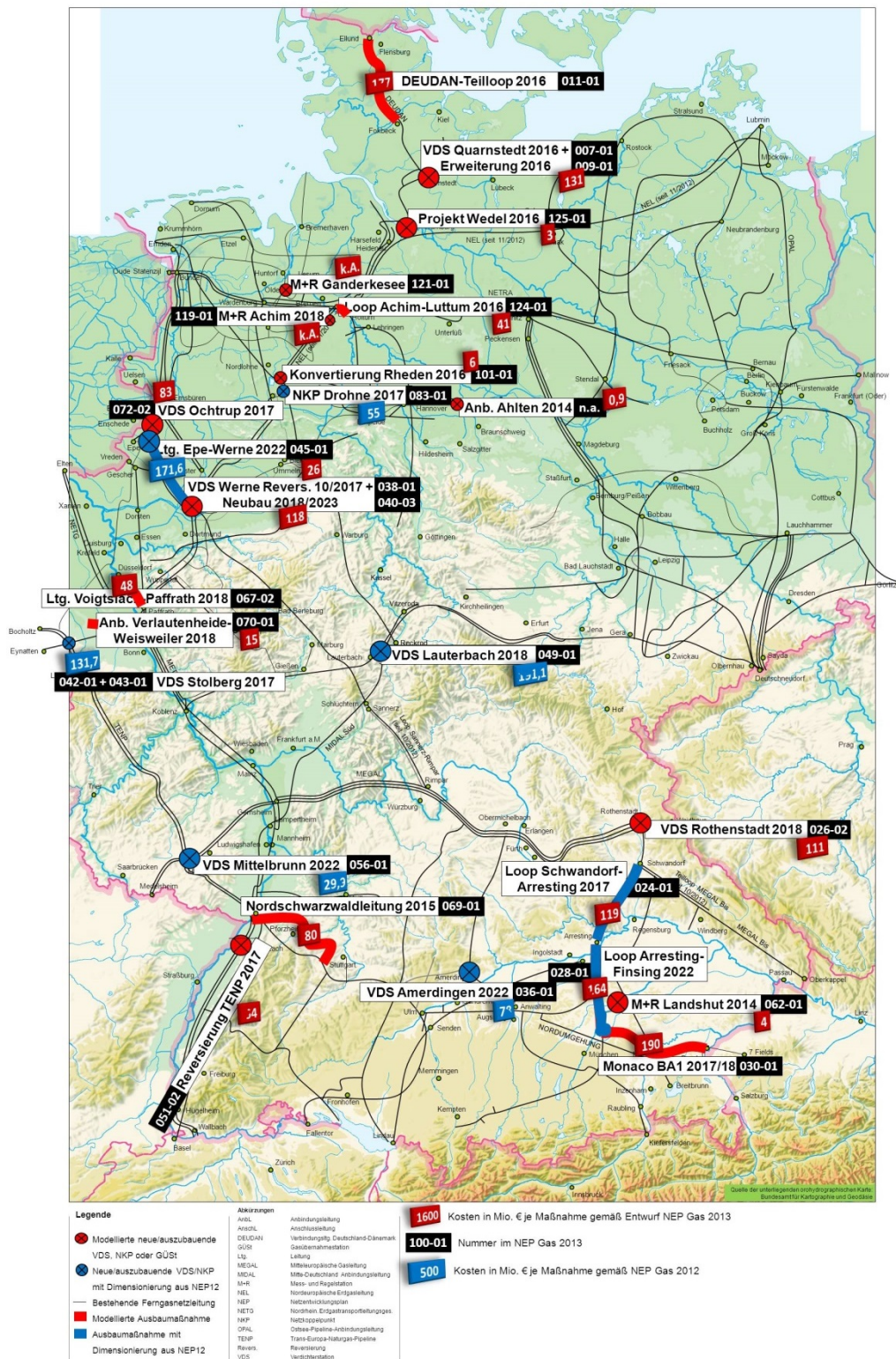


Abbildung 103: Graphische Darstellung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2013

Netzausbaumaßnahmen im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2014

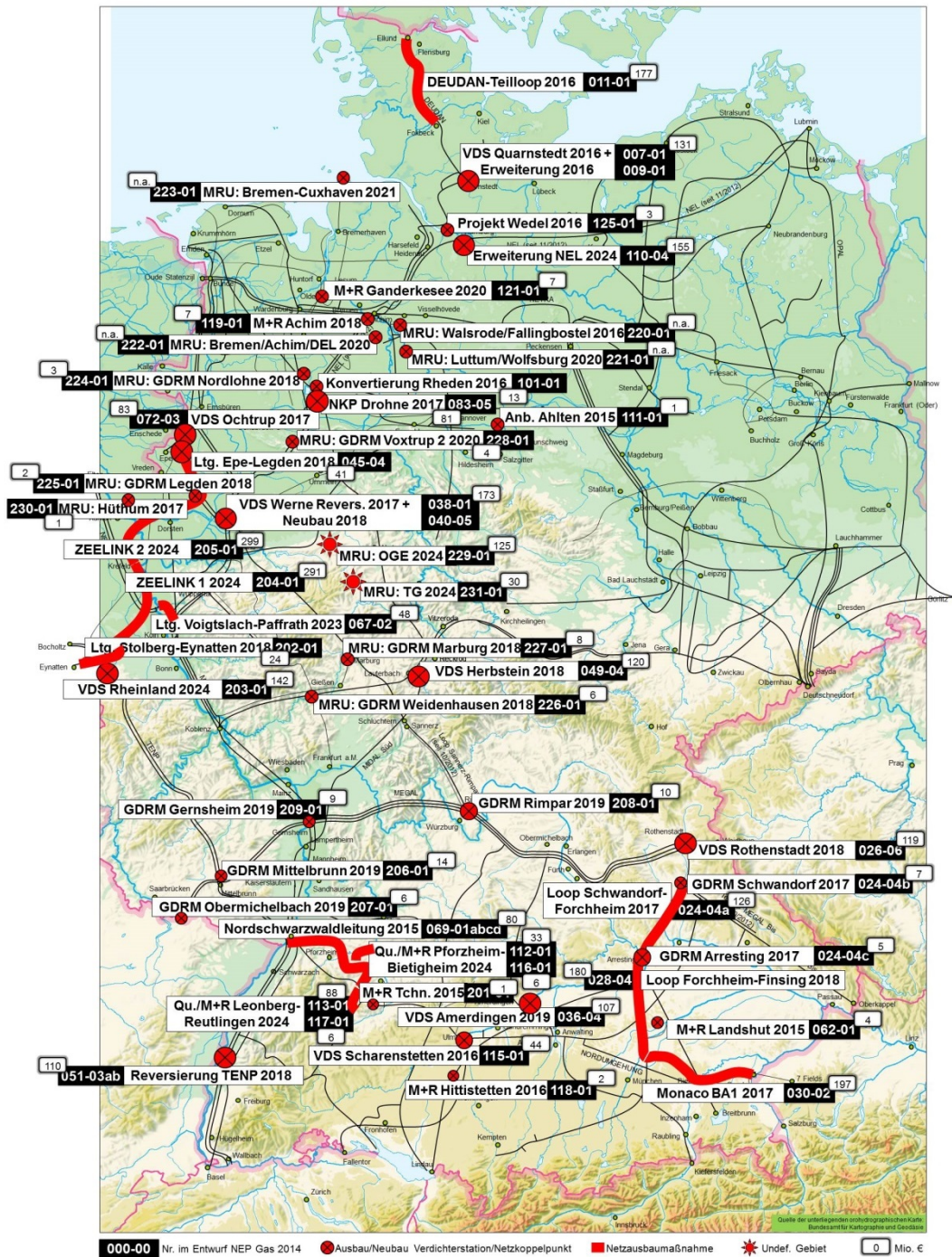


Abbildung 104: Graphische Darstellung der Ergebnisse des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2014 (Maßnahmenvorschlag)

1.2 Kapazitätsangebot und Vermarktung

Wie im letzten Berichtsjahr 2012 wurden Fragen zur Buchung, Nutzung, Verfügbarkeit und Präferenz von Transportkapazitäten im Berichtsjahr 2013 gestellt. Dabei wurde wieder zwischen den verschiedenen am Markt angebotenen Kapazitätsprodukten unterschieden.

Transportkunden wurden nach Ihrer Präferenz zu den unterschiedlichen Kapazitätsprodukten befragt. Sie sollten auf einer Skala von 1 (für sehr wichtig) bis 4 (für unwichtig) angeben, ob neben frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) nur unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden sollten oder ob im Gegensatz dazu neben FZK und unterbrechbaren Kapazitäten auch weitere feste Kapazitätsprodukte bevorzugt werden. Anders als in den letzten beiden Berichtsjahren spricht sich mit 49 Prozent der antwortenden Transportkunden keine Mehrheit mehr für die Zwei-Produkt-Variante aus, (vgl. GWJ 2010/11: 55 zu 45 Prozent bzw. GWJ 2011/12: 60 zu 40 Prozent für die Zwei-Produkt-Variante). Die absolute Anzahl der antwortenden Transportkunden ist in der Grafik innerhalb der Säule zu erkennen.

Präferenz bzgl. angebotener Kapazitätsprodukte

Anzahl

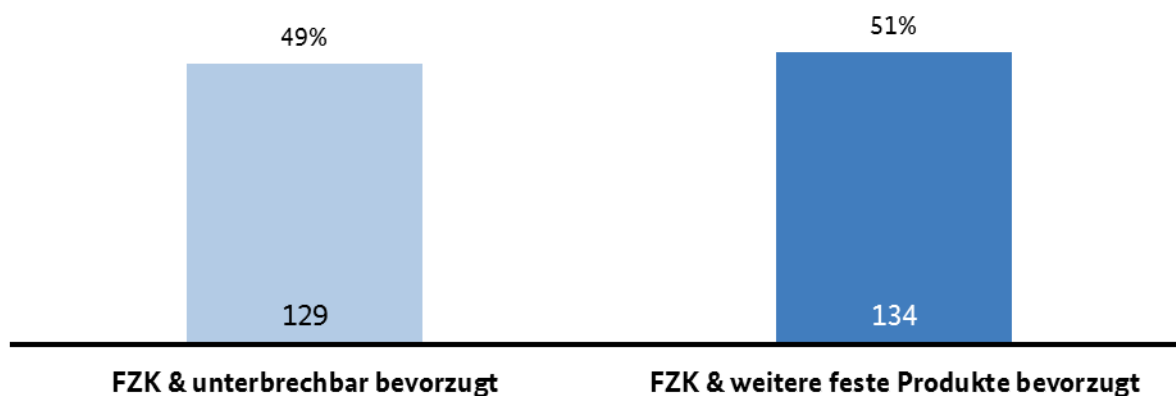


Abbildung 105: Präferenz für Kapazitätsmodell FZK und unterbrechbare vs. FZK, unterbrechbare und weitere feste Produkte

Transportkunden wurden ebenso befragt, ob zur Absicherung von fester FZK in großen Marktgebieten Lastflusszusagen (LFZ) kontrahiert oder ob anstelle von FZK andere Kapazitätsprodukte angeboten werden sollten (z. B. bedingt feste FZK (bFZK) oder dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK)). LFZ sind vertragliche Vereinbarungen zwischen einem Fernleitungsnetzbetreiber und einem Dritten (i. d. R. Transportkunde oder Speichernutzer) auf Abruf des Fernleitungsnetzbetreibers die Bereitstellung von Gasflüssen oder die Einschränkung von Gasflüssen an einem Ein- oder Ausspeisepunkt bzw. an einer Ein- oder Ausspeisezone des Netzes vorzunehmen. LFZ können von Dritten angeboten werden, die physische Ein- oder Ausspeisepunkte in ihrem Portfolio haben und gegen Zahlung des Netzbetreibers bereit sind die ursprüngliche Nutzung ihrer Kapazitäten bei Bedarf gemäß den Anforderungen des Fernleitungsnetzbetreibers anzupassen.

Bei den antwortenden Transportkunden ergab sich eine Mehrheit von 58 Prozent für den Einsatz von LFZ. 42 Prozent befürworteten die alternative Variante anderer Kapazitätsprodukte.

Transportkundenbewertung LFZ und bFZK

Anzahl

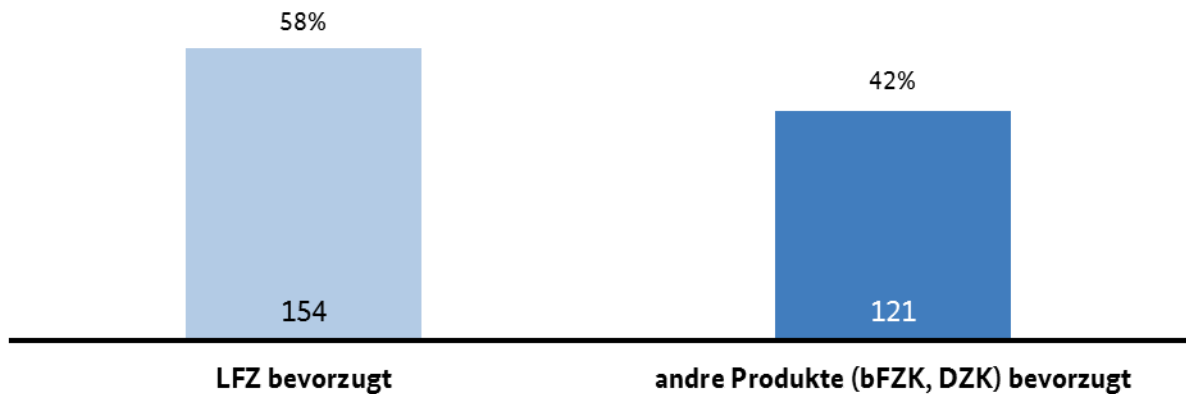


Abbildung 106: Präferenz für FZK Absicherung durch LFZ gegenüber Präferenz anderer Produkte als FZK Ersatz

1.3 Angebot von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten

Im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 hat es marktgebietsspezifische Veränderungen in Bezug auf das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten gegeben. Während die Einspeisekapazität in beiden Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool um 0,7 Mio. kWh/h anstieg, reduzierte sich die Ausspeisekapazität deutlich um 84 Mio. kWh/h. Hierbei wurden unterbrechbare Kapazitäten und interne Bestellungen nicht betrachtet, sondern nach dem mittleren Angebot von festen Kapazitäten an Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten, sowie an Netzanschlusspunkten zu Speichern, Kraftwerken und Letztverbrauchern gefragt.

Angebot von Einspeisekapazitäten in kWh/h

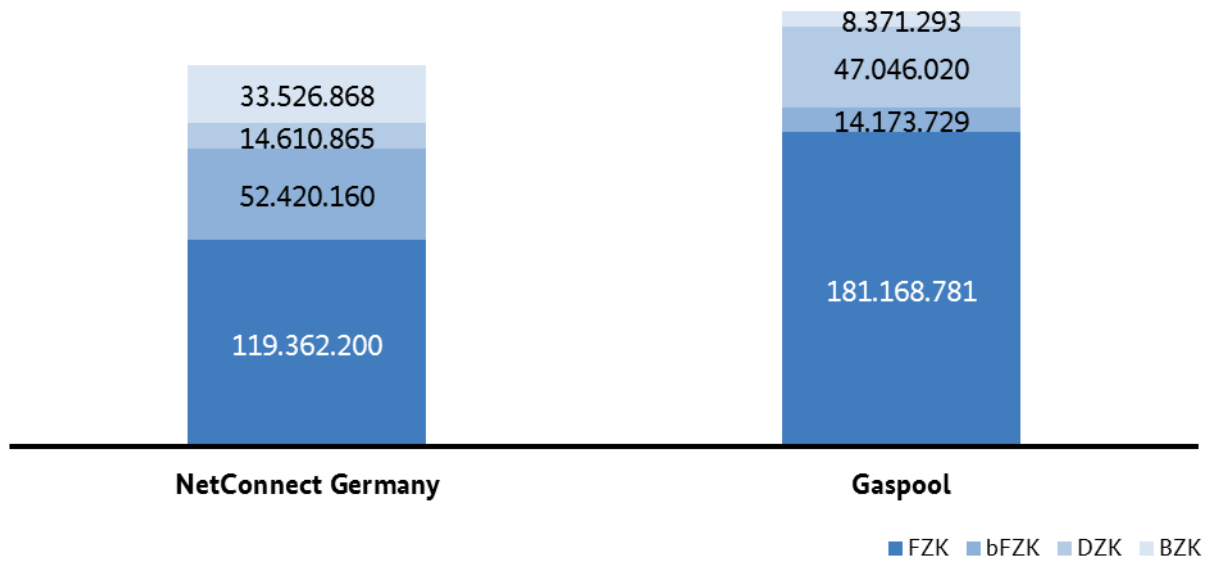


Abbildung 107: Angebot von Einspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool

Angebot von Ausspeisekapazitäten in kWh/h

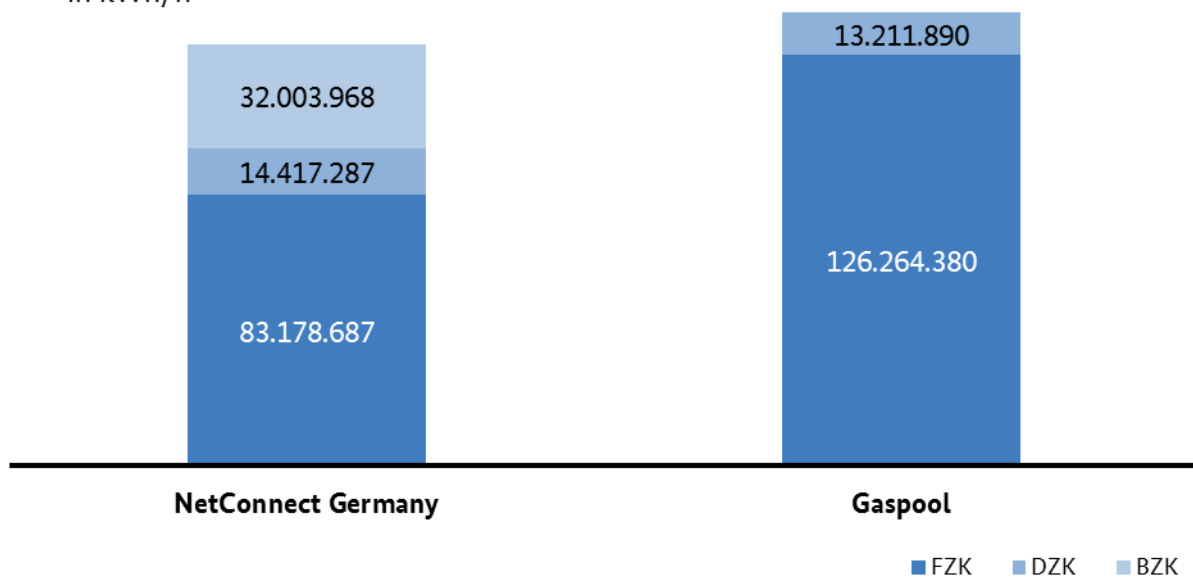


Abbildung 108: Angebot von Ausspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool

1.4 Kapazitätskündigungen

Im Berichtszeitraum wurden insgesamt 88 langfristige Kapazitätsverträge gekündigt. Folgende Kapazitätsarten waren betroffen: 70x FZK, 11x bFZK, 3x unterbrechbar und 2x grundsätzlich unterbrechbare FZK (uFZK). Vor allem Verträge an Grenzübergangspunkten wurden gekündigt, in der Spitze mit einer

Gesamtkapazität von 2.841 Mio. kWh/h und einer durchschnittlichen Laufzeit von 4 Jahren. Das Verhältnis von gekündigten Entry- zu Exit-Kapazitäten beträgt 2 zu 1.

Folgende Ursachen könnten den Kapazitätskündigungen zugrunde liegen:

- Die erfolgreichen Maßnahmen der Kapazitätsbewirtschaftung und des Engpassmanagements ermöglichen eine gesicherte kurzfristige Kapazitätsbeschaffung;
- die Laufzeitfaktoren auf Entgelte (Preisaufschläge für Kurzfristkapazitäten) wurden abgeschafft;
- Transportkunden haben festgestellt, dass historische vertragliche Engpässe durch die Engpassmechanismen der Festlegung KARLA Gas aufgelöst wurden und kurzfristig Kapazitäten im ausreichenden Maße verfügbar sind, so dass die in der Vergangenheit stark angereizte Kapazitätshortung entbehrlich ist;
- bei unterbrechbaren Kapazitäten legen Transportkunden geringen Wert auf eine vorteilhafte Position in der Unterbrechungsreihenfolge, was auch durch die geringen tatsächlichen Unterbrechungen und fehlenden extremen Überbuchungen angereizt wird.

Die sich ändernde Buchungssituation bietet sowohl Chancen als auch Risiken für die Fernleitungsnetzbetreiber. Auf der einen Seite erhalten sie durch die stärker am physischen Transportbedarf ausgerichteten Kapazitätsbuchungen der Transportkunden die Möglichkeit, die Ausweisung von Kapazitäten marktgerechter vorzunehmen. Es können Kapazitäten von Punkten mit geringem Nachfragebedarf zu Punkten mit hohem Nachfragebedarf verlagert werden, insoweit dies netzhydraulisch möglich ist, ohne dafür weitere Netzausbauten durchführen zu müssen. Auf der anderen Seite steht das kommerzielle Liquiditätsproblem der Fernleitungsnetzbetreiber. Ein weniger gut prognostizierbares Buchungsgerüst macht die Bildung von spezifischen Entgelten und die Planung von Erlösströmen anspruchsvoller.

1.5 Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten

Grundsätzlich sind unterbrechbare Kapazitäten kostengünstiger als feste Kapazitäten. Sie beinhalten allerdings das Risiko, dass ggf. der gewünschte Gastransport nicht durchgeführt werden kann.

Generell ist die Buchung von unterbrechbaren Kapazitäten im Vergleich zum Vorjahr deutlich zurückgegangen. Im aktuellen Berichtszeitraum liegt die Summe der Buchungen auf der Einspeiseseite bei 108 Mio. kWh/h, auf der Ausspeiseseite bei 135 Mio. kWh/h, was in Summe eine Verringerung um 62 Prozent bedeutet.

Der Gesamtanteil unterbrechbarer Buchungen bezogen auf den mittleren Buchungsstand auf der Einspeiseseite liegt bei 42 Prozent. Auf der Ausspeiseseite beträgt der Anteil 9 Prozent. Somit hat sich der relative Anteil der gebuchten unterbrechbaren Ausspeisekapazität insgesamt gegenüber dem Vorjahr (23 Prozent) deutlich verringert.

11 von 64 Großhändlern und Lieferanten, die unterbrechbare Kapazitätsverträge abgeschlossen haben, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 unterbrochen worden zu sein. Wie in den letzten Berichtsjahren sind zudem sowohl die Anzahl der Unterbrechungen als auch die Unterbrechungsdauer über die einzelnen Großhändler und Lieferanten sehr unterschiedlich verteilt. Neben der durchschnittlichen

Unterbrechungsdauer in Stunden (Säulenhöhe) gibt die nachfolgende Grafik auch die absolute Anzahl der Unterbrechungen (farblich abgesetzte Zahlen auf der horizontalen Achse) der jeweiligen Großhändler und Lieferanten im entsprechenden Gaswirtschaftsjahr an. Insgesamt ist die durchschnittliche Unterbrechungszeit gegenüber den Vorjahren leicht gestiegen. Im Durchschnitt wurden 28 Stunden gegenüber 26 Stunden des Vorjahres unterbrochen. In Summe hat sich die Unterbrechungszeit über alle betroffenen Unternehmen im Verhältnis zum Vorjahr beträchtlich verringert (GWJ 2012/13: 1.975 h; GWJ 2011/12: 8.648 h). Gleiches gilt für die absolute Anzahl der betroffenen Unternehmen (GWJ 2012/13: 11; GWJ 2011/12: 19).

Gesamte Unterbrechungsdauer und Anzahl der Unterbrechungen pro Großhändler bzw. Lieferant

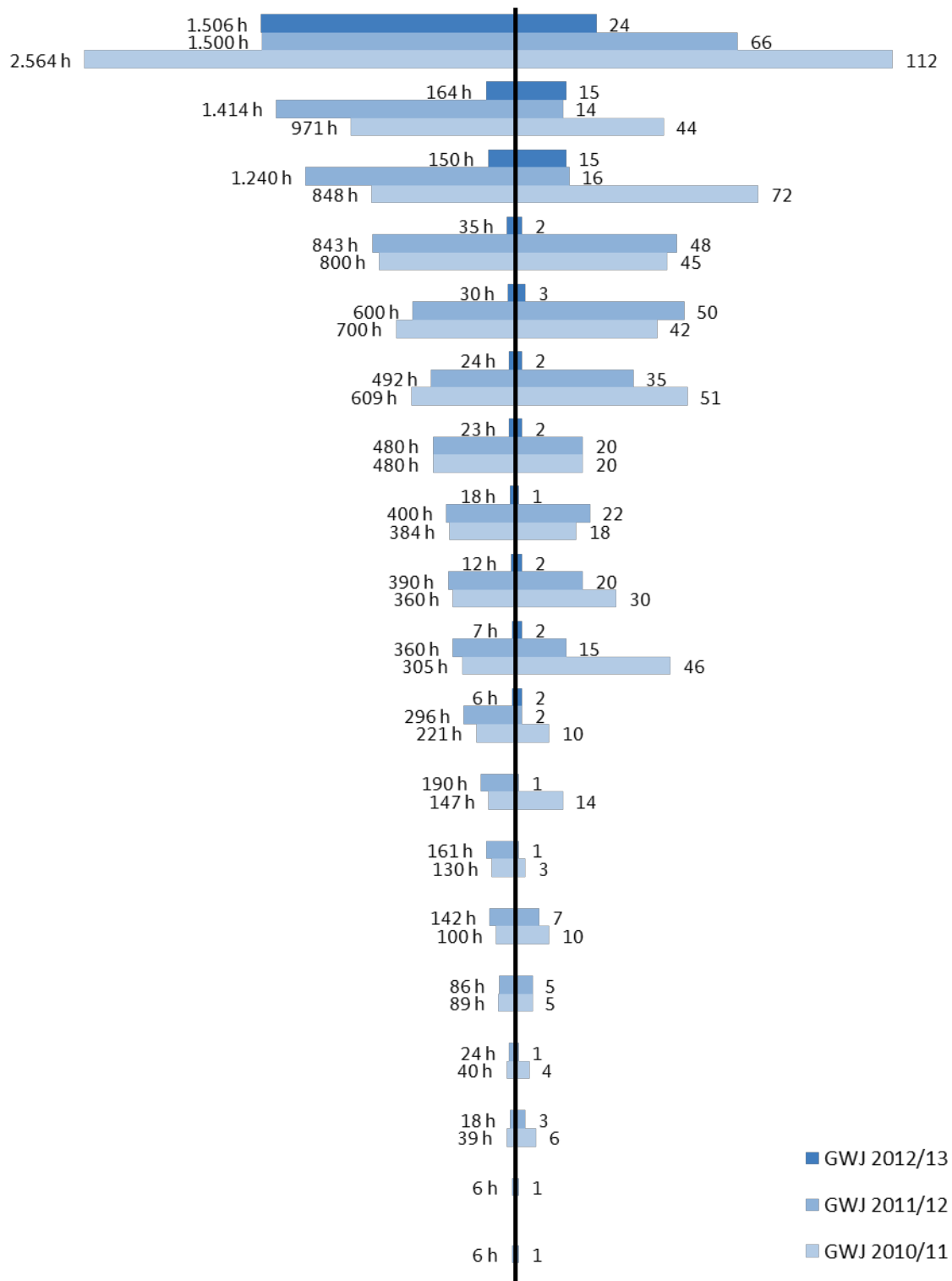


Abbildung 109: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen für die GWJ 2009/10 und 2010/11, 2011/12, 2012/13.

Für das nähere Verständnis der Abbildung eine kurze beispielhafte Erläuterung: Das Unternehmen mit der zweithöchsten durchschnittlichen Unterbrechungsdauer (2. Säule des GWJ 2012/13) wurde insgesamt einmal

für 18 Stunden unterbrochen. Ein anderes Unternehmen (6. Säule des GWJ 2012/13) wurde mit 15 Unterbrechungen viel häufiger unterbrochen, allerdings durchschnittlich nur für jeweils 11 Stunden. Daher ist die gesamte Unterbrechungszeit dieses Unternehmens mit 164 Stunden im Vergleich zum erstgenannten Unternehmen mit 18 Stunden deutlich höher.

Spiegelbildlich wurden die Netzbetreiber nach Unterbrechungsdauer und Menge sowohl von unterbrechbaren, als auch von festen Kapazitätsprodukten – bezogen auf die initiale Nominierung bzw. den letzten vom Transportkunden renominierten Wert vor Bekanntgabe der Unterbrechung – befragt. Im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 wurden über alle Ein- und Ausspeisepunkte zusammen eine Gasmenge von 2 Mrd. kWh nicht transportiert gegenüber 1,3 Mrd. kWh im letzten Berichtszeitraum. Davon bildet die Unterbrechung fester Kapazitäten mit 59,5 Prozent den größeren Teil der Unterbrechungen. Die auffällig hohe Unterbrechungsmenge an festen Kapazitäten wurde größtenteils durch unerwartete technische Probleme verursacht. Durch die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten wurden insgesamt 835 Mio. kWh der nominierten Mengen nicht transportiert (im Vorjahr 1,3 Mrd. kWh). Bezogen auf die insgesamt transportierte Menge im Gaswirtschaftsjahr in Höhe von 2.749 Mrd. kWh wurden lediglich 0,08 Prozent der nominierten Gasmengen tatsächlich unterbrochen.

Die nachfolgende Grafik stellt die regionale Verteilung der Unterbrechungen dar. Die Pfeilrichtung zeigt an in welche Richtung unterbrochen wurde. Bei der Grafik gilt zu beachten, dass die Pfeildicke den proportionalen Anteil der unterbrochenen Menge gegenüber der Gesamtunterbrechung darstellt.

Unterbrechungen im GWJ 2012 / 2013

Höchste Stundenleistung im Unterbrechungszeitraum und Unterbrechungsmenge

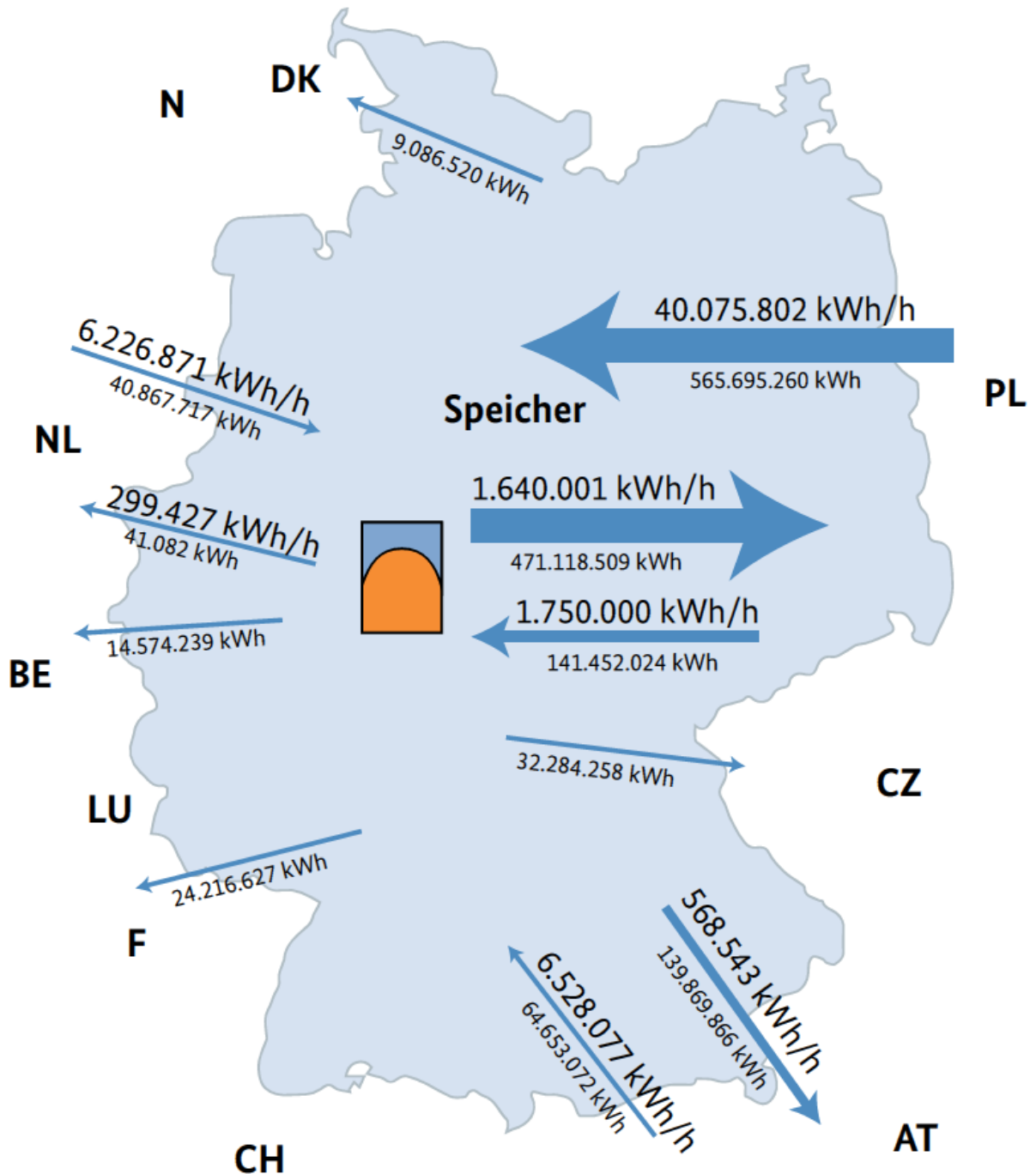


Abbildung 110: Unterbrochene Gasmengen und Kapazitäten nach Regionen

Im Gegensatz zum letzten Berichtszeitraum fanden keine Unterbrechungen zu Letztverbrauchern statt. Im letzten Bericht wurde noch eine geringe Menge von 0,08 Prozent, in Relation zur gesamten unterbrochenen Menge zu Letztverbrauchern unterbrochen. Die anteilige unterbrochene Menge an

Marktgebietsübergangspunkten betrug nur 0,35 Prozent, im letzten Berichtszeitraum fanden keine Unterbrechungen an Marktgebietsübergangspunkten statt.

1.6 Vertragliche Abschaltvereinbarungen

Zum zweiten Mal wurde in diesem Jahr nach Abschaltvereinbarungen gefragt, die Netzbetreiber mit Ihren Kunden abgeschlossen haben. Hintergrund dafür ist, dass den Netzbetreibern durch die Änderung des § 14b EnWG diese Möglichkeit eröffnet wurde, soweit und solange diese Maßnahme der Vermeidung von Engpässen im vorgelagerten Netz dient. Zudem hat die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg den Netzbetreibern in ihrem Zuständigkeitsbereich als Reaktion auf die angespannte Versorgungssituation des Februars 2012 eine ähnliche Möglichkeit eingeräumt. Insgesamt haben 9,8 Prozent der Netzbetreiber davon Gebrauch gemacht.

Dabei wurden pro Netzbetreiber durchschnittlich 3,2 Verträge abgeschlossen (2012: 3,9). Der Maximalwert lag bei 19 Abschaltvereinbarungen eines Netzbetreibers. In aller Regel sind diese Vereinbarungen auf ein Jahr befristet und bieten dem Anschlussnehmer eine Entgeltreduzierung von maximal 86 Prozent und durchschnittlich 21,2 Prozent. Im Vorjahr lagen die Werte noch bei 80 Prozent im Maximum und 48 Prozent im Durchschnitt. Die durchschnittliche abschaltbare Leistung liegt bei 57.762 kW (2012: 64.276 kW) pro Netzbetreiber. Der Höchstwert beträgt 1.010.275 kW (Vorjahr: 1.232.640 kW). Bei lediglich 16,4 Prozent der abgeschlossenen Verträge wurde von der Möglichkeit der Abschaltung letztlich auch Gebrauch gemacht. Im Vorjahr lag der Wert noch bei 67 Prozent.

1.7 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastuktur VNB Gas

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur von 663 VNB betrugen im Jahr 2013 insgesamt ca. 2.014 Mio. Euro (2012: 1.967 Mio. Euro). Das von den VNB für das Jahr 2013 geplante Investitionsvolumen in die Verteilnetze von 895 Mio. Euro wurde mit einem Ist-Volumen von 965 Mio. Euro um 70 Mio. Euro überschritten. Die Aufwendungen mit einem geplanten Volumen von 1.085 Mio. Euro sind hingegen um 36 Mio. Euro leicht unterschritten worden und kommen auf 1.049 Mio. Euro. Insgesamt liegen die Ausgaben der VNB für die Netzinfrastuktur mit einem Delta von 34 Mio. Euro über den geplanten 1.980 Mio. Euro für 2013. Die VNB planen für das kommende Jahr 2014 ein steigendes Investitionsvolumen in die Verteilnetze für Neuinstallationen, Ausbau, Erweiterungen, Erhalt und Erneuerungen von ca. 14 Prozent sowie steigende Aufwendungen von ca. 18 Prozent.

Investitionen und Aufwendungen in Mio. Euro

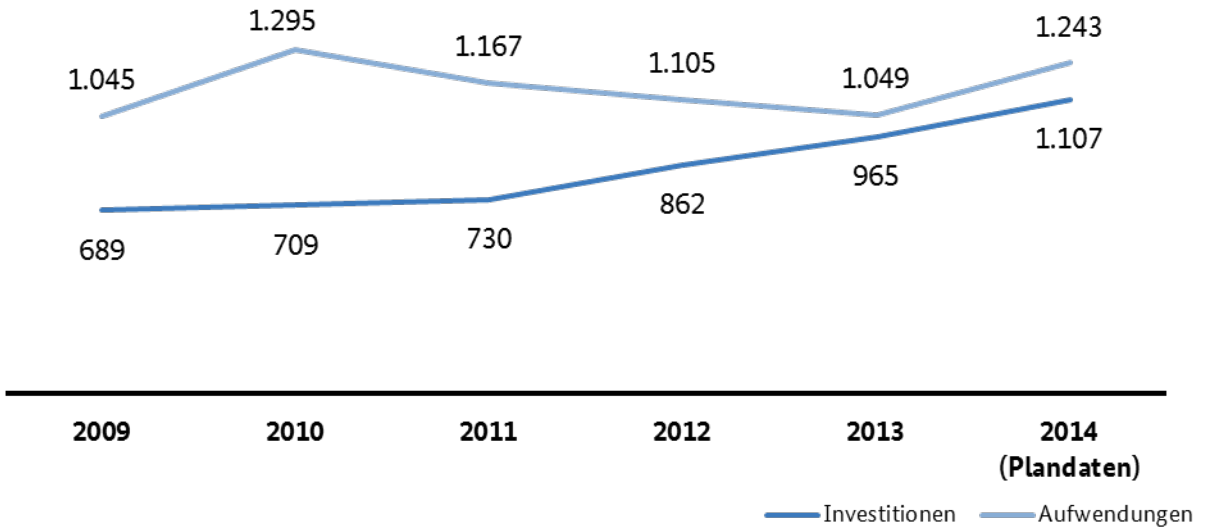


Abbildung 111: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilnetzbetreiber Gas

Die Höhe der Investitionen von VNB ist von der Gasnetzlänge, der Anzahl der versorgten Zählpunkte sowie anderen individuellen Strukturparametern, insbesondere auch geographischen Gegebenheiten, abhängig. Tendenziell tätigen VNB mit höheren Gasnetzlängen auch hohe Investitionen. In der Investitionskategorie 0-100.000 Euro sind 122 VNB (18 Prozent) zu finden. Spitzeninvestitionen über 5 Mio. Euro pro Netzgebiet weisen hingegen lediglich acht Prozent der Unternehmen auf. In der folgenden Abbildung werden verschiedene Investitionskategorien prozentual an der Gesamtinvestitionssumme dargestellt:

Verteilnetzbetreiber Gas nach Investitionssummen in Prozent

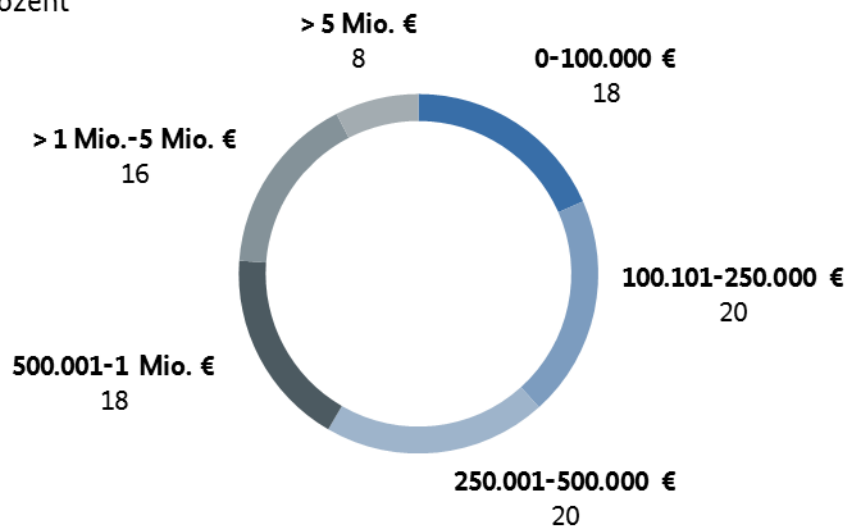


Abbildung 112: Verteilnetzbetreiber Gas nach Investitionssummen

Die Anteile der Aufwendungen nach Volumenklassen der VNB Gas sind ähnlich der Investitionen verteilt. Im Bereich von 0 bis 100.000 Euro befinden sich 152 Unternehmen und in der höchsten Kategorie mit Aufwendungen über 5 Mio. Euro sind 51 Unternehmen zu finden:

Verteilnetzbetreiber Gas nach Aufwendungen in Prozent

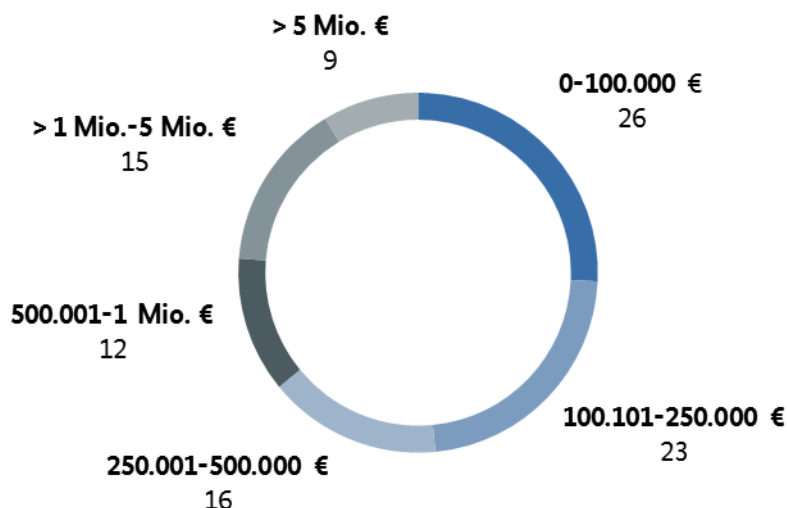


Abbildung 113: Verteilnetzbetreiber Gas nach Aufwandssummen

2. Netzentgelte

2.1 Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2013

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anteils der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum Preisstand 1. April in den Jahren 2007 bis 2014 am Gasgesamtpreis.

Während im Haushaltskundenbereich die absolute Höhe der Netzentgelte bei allen Belieferungsarten rückläufig ist, sanken bei Tarifen in der Grundversorgung sowie den Tarifen bei Vertragswechsel die Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis geringfügig. Unter den Tarifen bei Lieferantenwechsel stieg der Anteil der Netzentgelte am Gasgesamtpreis bedingt durch ein Absinken des Anteils des Preisbestandteils Energiebeschaffung und Vertrieb auf einen neuen Höchststand.

Auch im Bereich der Gewerbe- und Industriekunden ist ein leichter Anstieg des Anteils der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte Gas am Gasgesamtpreis zu beobachten.

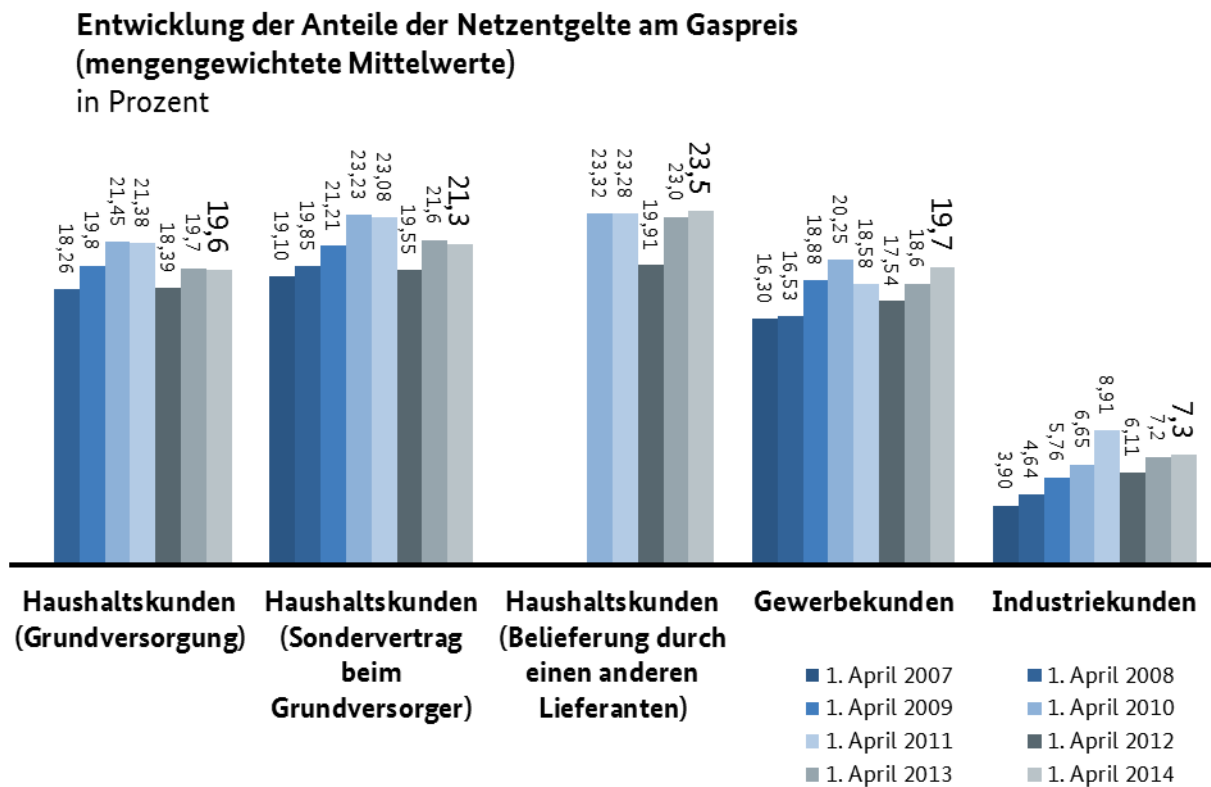


Abbildung 114: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis

2.2 Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Die Verteilnetzbetreiber konnten bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe erneut für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen. Dieser bewirkt, dass Kosten infolge einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode, auch bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Im Berichtsjahr 2013 wurden 30 Anträge auf Erweiterungsfaktor gestellt.

2.3 Regulierungskonto nach § 5 ARegV

Die Differenz zwischen den nach § 4 ARegV zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird jährlich auf einem Regulierungskonto verbucht. Gemäß § 28 Ziffer 2 ARegV sind für die Führung dieses Regulierungskontos nach § 5 ARegV die notwendigen Daten jeweils zum 30. Juni des darauf folgenden Kalenderjahres der Regulierungsbehörde vorzulegen. Auf dieser Datengrundlage ermitteln die Regulierungsbehörden Differenzbeträge, die im Regulierungskonto verbucht werden. Im letzten Jahr der Regulierungsperiode wird dann gemäß § 5 Abs. 4 ARegV der Saldo des Regulierungskontos für die vorangegangenen Kalenderjahre ermittelt. Der Ausgleich des Saldos erfolgt durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge, die gemäß Absatz 2 Satz 3 zu verzinsen sind.

2.4 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV

Im Berichtsjahr 2013 wurden bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich insgesamt 19 Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder -aufspaltungen gemäß § 26 Abs. 2 ARegV gestellt. Die Netzbetreiber zeigen in ihren Anträgen an, welcher Erlösanteil dem übergehenden und welcher Erlösanteil dem verbleibenden Netzteil zugeordnet werden soll. Dabei ist durch die Bundesnetzagentur insbesondere sicherzustellen, dass die Summe beider Erlösanteile die insgesamt bereits festgelegte Erlösobergrenze nicht überschreitet.

2.5 Erlösobergrenzen Gas

Am 1. Januar 2013 begann die zweite Regulierungsperiode Gas für die Gasverteilnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber. Die Regulierungsperiode dauert fünf Jahre.

Nachdem im Jahr 2012 das Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV für die Erlösobergrenze der Gasnetzbetreiber bestimmt wurden, begann im Jahr 2013 die Festlegung der Erlösobergrenzen für 104 Unternehmen im vereinfachten Verfahren, 75 Gasverteilnetzbetreibern im Regelverfahren und 12 Fernleitungsnetzbetreibern.

Hierbei wurden auch die Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zum Ausgleich des Regulierungskontosaldos Gas geprüft und finalisiert. Die Verfahren in Bundeszuständigkeit und Organleihe sind im III. Quartal 2014 zum Abschluss gebracht worden.

2.6 Horizontale Kostenwälzung

Eine Folge des Zweivertragsmodells ist, dass Kapazitäten innerhalb eines Marktgebietes, anders als im früheren Kontraktpfadmodell, nicht mehr vom Transportkunden gebucht werden und hierfür ebenso keine Entgelte mehr veranschlagt werden. Netzkoppelpunkte innerhalb eines Marktgebietes werden von Fernleitungsnetzbetreibern nur noch im Innenverhältnis gebucht. Fernleitungsnetzbetreibern erbringen somit einander Leistung ohne dafür eine Gegenleistung zu erhalten. Kapazitätsbuchungen bzw. Gastransporte an solchen marktgebietsinternen Netzkoppelpunkten sind also gratis, obwohl die Netze der Fernleitungsnetzbetreiber unterschiedlich hohe betriebsnotwendige Kosten verursachen. Dieser Umstand bleibt bei der Entgeltbildung jedoch bisher unberücksichtigt. Kosten werden an diesen Netzkoppelpunkten nicht allokiert, obwohl sie auch dort entstehen. Der Systematik des Zweivertragsmodells folgend wird die Entgeltbildung an den „Rändern“ des Marktgebietes ebenfalls verzerrt und setzt ungenaue Preissignale. Es können dadurch Fehlanreize innerhalb des deutschen Kapazitätsmarktes entstehen.

Im Laufe der zweiten Regulierungsperiode erkannte die Beschlusskammer 9 die Gefahr falscher Preissignale in den Netzentgelten und leitete im Jahr 2013 ein Festlegungsverfahren ein, um der geschilderten Problematik angemessen zu begegnen. Im Rahmen des Anhörungsverfahrens wurde deutlich, dass ein Teil der Fernleitungsnetzbetreiber die Zielsetzung der Beschlusskammer 9 begrüßt. Trotz dieses positiven Zeichens ruht derzeit das Festlegungsverfahren, weil auch auf EU-Ebene mit der Framework Guideline Tariffs und dem Network Code Tariff ähnliche Bestrebungen verfolgt werden. Die Bundesnetzagentur begleitet die EU-Entwicklung aktiv mit.

2.7 Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile

i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV (KOLA)

Am 20. Dezember 2012 legte die Beschlusskammer eine zunächst vorläufige Anordnung zur Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen (LFZ) als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV fest. Auf Grundlage dieser vorläufigen Anordnung galten die Kosten für Lastflusszusagen seit dem 1. Januar 2013 als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV. Darüber hinaus waren die Fernleitungsnetzbetreiber, die der Geltung der Anreizregulierung unterworfen sind, seit dem 1. Januar 2013 verpflichtet, die in der Anlage zu der vorläufigen Anordnung niedergelegten „Vorgaben für die Beschaffung von Lastflusszusagen“ bei der Beschaffung von Lastflusszusagen zu berücksichtigen.

Es handelte sich dabei jedoch zunächst um eine vorläufige Anordnung, die zur Gewährleistung der erforderlichen Rechtssicherheit für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig benötigt wurde. Fragen zum Verhältnis der LFZ zur Regelenergie und zu Anreizen für eine effiziente Beschaffung der LFZ wurden in der vorläufigen Anordnung noch offen gelassen.

Die Beschlusskammer hat auf Basis der vorläufigen Anordnung die endgültige Festlegung entworfen und den betroffenen Wirtschaftskreisen und Verbrauchern wurde die Möglichkeit zur Stellungnahme eingeräumt.

Bei den eingegangenen Stellungnahmen zeigte sich, dass Themen, die im Rahmen der Anhörung der vorläufigen Anordnung noch kontrovers diskutiert wurden, in der Praxis keine Relevanz hatten. Insbesondere das Verhältnis der LFZ zur Regelenergie und weitere Anreize für eine effiziente Beschaffung der LFZ bedürfen keiner weiteren Regelungen. Insofern konnten die Vorgaben der vorläufigen Anordnung im Rahmen der endgültigen Festlegung weitestgehend beibehalten werden. Die Kosten für Lastflusszusagen gelten weiterhin als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV. Die Fernleitungsnetzbetreiber, die der Geltung der Anreizregulierung unterworfen sind, sind verpflichtet, die in der Anlage der Festlegung niedergelegten „Vorgaben für die Beschaffung von Lastflusszusagen“ bei der Beschaffung von Lastflusszusagen zu berücksichtigen. Am 15. Mai 2014 hat die Beschlusskammer schließlich die endgültige Festlegung KOLA beschlossen.

D Bilanzierung

1. Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage

Die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) sind berechtigt, eine Regel- und Ausgleichsenergieumlage zu erheben, sollten die prognostizierten Kosten für die kommende Umlageperiode die prognostizierten Erlöse übersteigen. Dabei gilt der Grundsatz der Erlös- und Kostenneutralität.

Die stetige Entwicklung der Märkte und die steigende Liquidität der Handelsplätze förderte die Beschaffung von Regelenergie auf Basis marktbasierter Preise. Diese Entwicklung wurde unter anderem durch die Umsetzung des sogenannten „Regelenergie Zielmodells“ der MGV positiv beeinflusst. Dieses priorisiert die Beschaffung von Regelenergie durch den MGV in Form von standardisierten Kurzfristprodukten am virtuellen Handelspunkt.

Die stetige Optimierung der Beschaffung von Regelenergie führte dazu, dass die Höhe der Regel- und Ausgleichsenergieumlage innerhalb des Betrachtungszeitraums weiter gesenkt werden konnte. In der Umlageperiode von Oktober 2013 bis März 2014 werden in beiden Marktgebieten Umlagen von 0 Ct/MWh angesetzt.

**Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage
im Marktgebiet NCG**
in ct/kWh

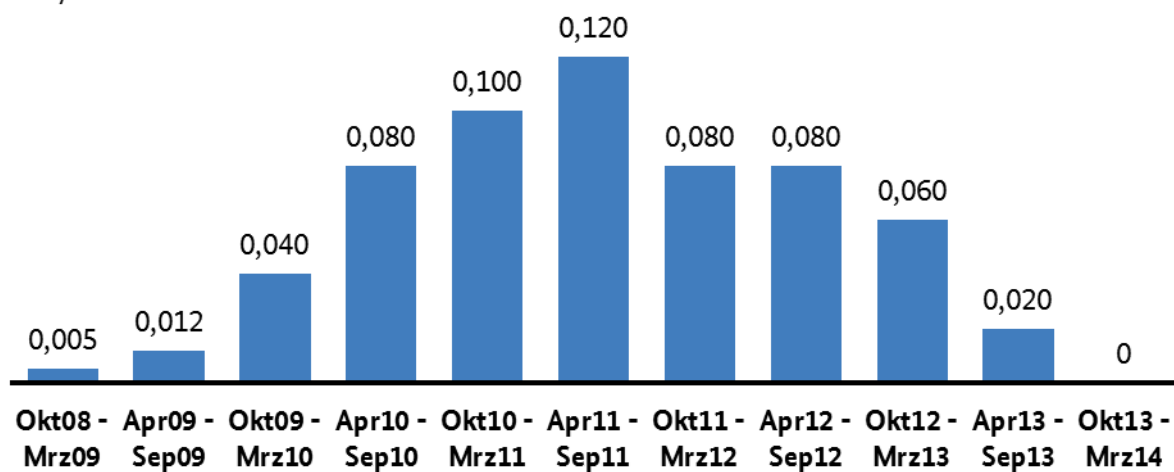


Abbildung 115: Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage im Marktgebiet NCG

**Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage
im Marktgebiet Gaspool**
in ct/kWh

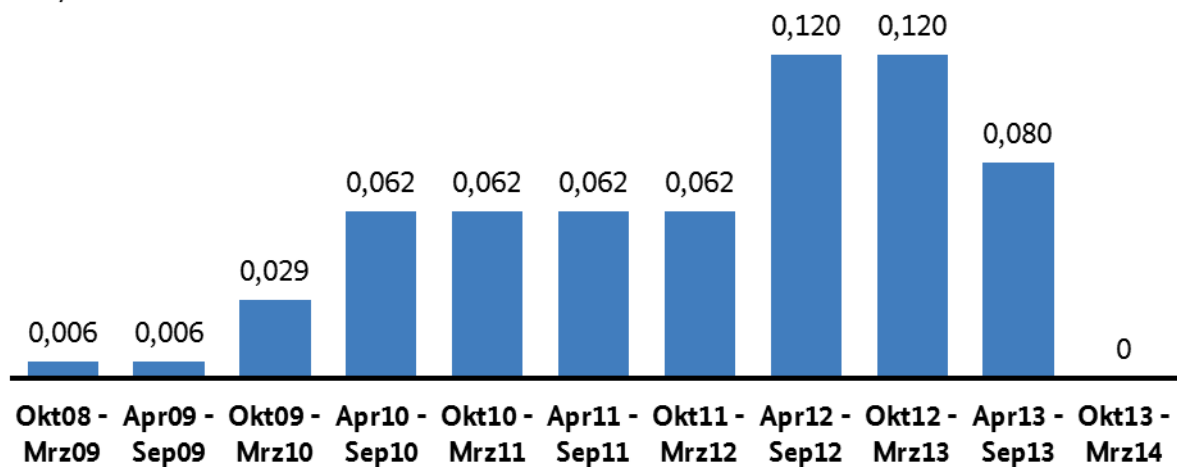


Abbildung 116: Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage im Marktgebiet Gaspool

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Fallgruppen der Letztverbraucher mit registrierender Leistungsmessung (RLM) beschrieben und welche Auswirkung die Höhe der Regel- und Ausgleichsenergieumlage auf die Entscheidung der Zugehörigkeit zur jeweiligen Kundengruppe für Transportkunden hat.

2. Fallgruppen der Letztverbraucher mit registrierender Leistungsmessung (RLM) und Fallgruppenwechsel

Das Bilanzierungssystem nach GABi Gas unterscheidet Letztverbraucher in Abhängig vom Abnahmeverhalten und der Vorhalteleistung und teilt diese in verschiedene Fallgruppen ein. Dazu zählen zum einen die Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden), die vor allem aus Haushaltskunden und kleineren Gewerbebetrieben bestehen. Zum anderen gibt es die Gruppe der industriellen Großverbraucher mit registrierender Leistungsmessung, die wiederum in Großverbraucher mit und ohne Tagesband (RLMmT und RLMoT) eingeteilt werden. Die Zuordnung dieser Großverbrauchergruppen erfolgt grundsätzlich mittels Orientierung an der jeweiligen Vorhalteleistung bzw. Entnahmeleistung, die mit einem Schwellenwert von 300 MWh/h festgelegt wurde. Großverbraucher mit einer Vorhalteleistung größer als 300 MWh/h werden dabei der Fallgruppe der RLMoT zugeordnet und vice versa, wobei der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) auf Veranlassung des Transportkunden (TK) grundsätzlich die Möglichkeit hat, sich für eine Fallgruppe zu entscheiden, solange der Marktgebietsverantwortliche keine unzumutbare Beeinträchtigung der Systemstabilität erkennt und dem Begehren widerspricht. Neben den genannten Fallgruppen existieren noch RLM-Entnahmestellen, die über die Möglichkeit eines Nominierungsersatzverfahrens z. B. in Form einer Online-Absteuerung verfügen.

Die Fragen zur Fallgruppenzugehörigkeit ihrer RLM Kunden für den Befragungszeitraum Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2012/2013 wurden von 366 Bilanzkreisverantwortlichen beantwortet. Es zeigt sich, dass durch die Absenkung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage im Marktgebiet von NCG auf 0,02 Ct/kWh ein deutlicher Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche / Transportkunden bestand, von der Kundengruppe der RLMoT in die

Gruppe der RLMmT zu wechseln. Der Vorteil der RLMmT Gruppe liegt neben der ex-post Allokation der Ausspeisemengen zu einem Tagesband auch in der größeren Toleranz von 15 Prozent auf die stündliche Bilanzkreisabweichung (im Vergleich 2 Prozent Toleranz für RLMoT). Im Marktgebiet GASPOOL besteht kein Anreiz für einen Fallgruppenwechsel in RLMmT, obwohl hier eine Senkung der Umlage in gleicher Höhe wie im Marktgebiet NCG erfolgte. Bei einer Umlagehöhe von 0,08 Ct/KWh besteht ein geringer Trend hin zu der RLMoT Gruppe.

Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet NCG

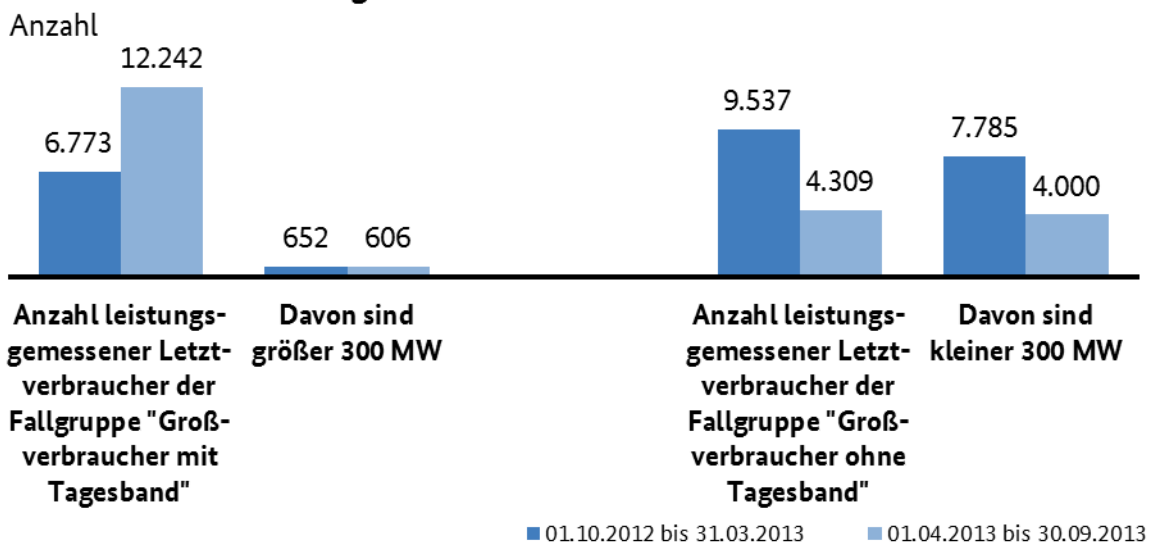


Abbildung 117: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet Gaspool

Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet Gaspool

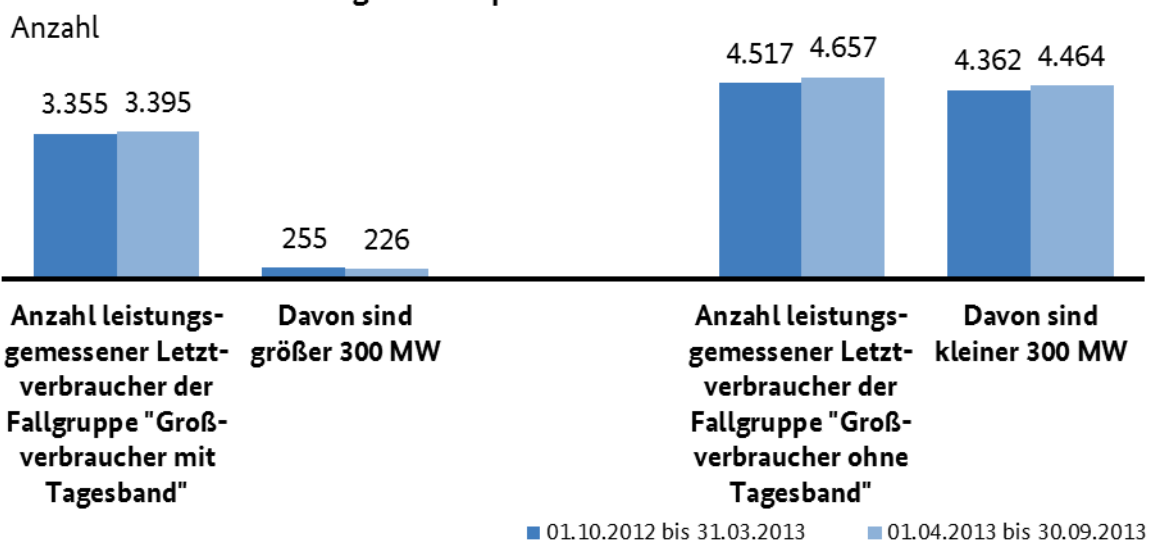


Abbildung 118: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet Gaspool

Die Vermeidung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage wird in der Grafik zum Marktgebiet Gaspool deutlich. Im betrachteten Zeitraum waren weit über 90 Prozent der zur Fallgruppe der RLMoT zugeordneten Letztverbraucher mit einer Anschlussleistung von weniger als 300 MWh/h angeschlossen und somit nicht ihrer Größe entsprechend zugeordnet. Folglich verteilen sich die Kosten der Regel- und Ausgleichsenergieumlage auf eine geringere Anzahl von Letztverbrauchern.

Der Bilanzkreisverantwortliche bzw. der Transportkunde hat grundsätzlich das Wahlrecht, sich für eine Fallgruppe unabhängig von der Vorhalteleistung zu entscheiden, solange der Marktgebietsverantwortliche keine Gefahr für den sicheren und leistungsfähigen Betrieb des Gasnetzes erkennt. In einem solchen Fall ist der Marktgebietsverantwortliche berechtigt einen Antrag abzulehnen. Im GWJ 2012/13 wurde einem von insgesamt 8.984 Anträgen aus technischen Gründen widersprochen. Die Zahl der Wechselbegehren ist besonders in der zweiten Hälfte des GWJ groß, da die Regel- und Ausgleichsenergie Umlage in der darauffolgenden Periode in beiden Marktgebieten auf null gesenkt wurde.

E Regelenergie

1. Standardlastprofile

Netzbetreiber können zwei Arten von Standardlastprofilen (SLP) nutzen; Analytische, die allgemein gesprochen zum Zeitpunkt der Abschätzung auf dem Verbrauch des Vortags basieren, und Synthetische, die von statistisch ermittelten Werten ausgehen. Die synthetischen SLP wurden 2013 von 87,8 Prozent der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 12,2 Prozent. Im Jahr 2012 waren es 10,4 Prozent.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass fast alle Ausspeisenetzbetreiber (97,3 Prozent) auf sie zurückgegriffen haben, also Haushalts- oder Kleingewerbekunden beliefern. Mit einer Marktabdeckung von 94,4 Prozent sind die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt werden, klar dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Vorjahr (95,2 Prozent) nahezu unverändert.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profilen. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 48 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2012 waren es noch 50,7 Prozent. Bei der Folgefrage, wie viele Profile tatsächlich genutzt wurden, zeichnet sich ab, dass wie auch im Vorjahr im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei Profile genutzt, während im Gewerbekundenbereich durchschnittlich sieben Profile (2012: ebenfalls sieben) Anwendung finden.

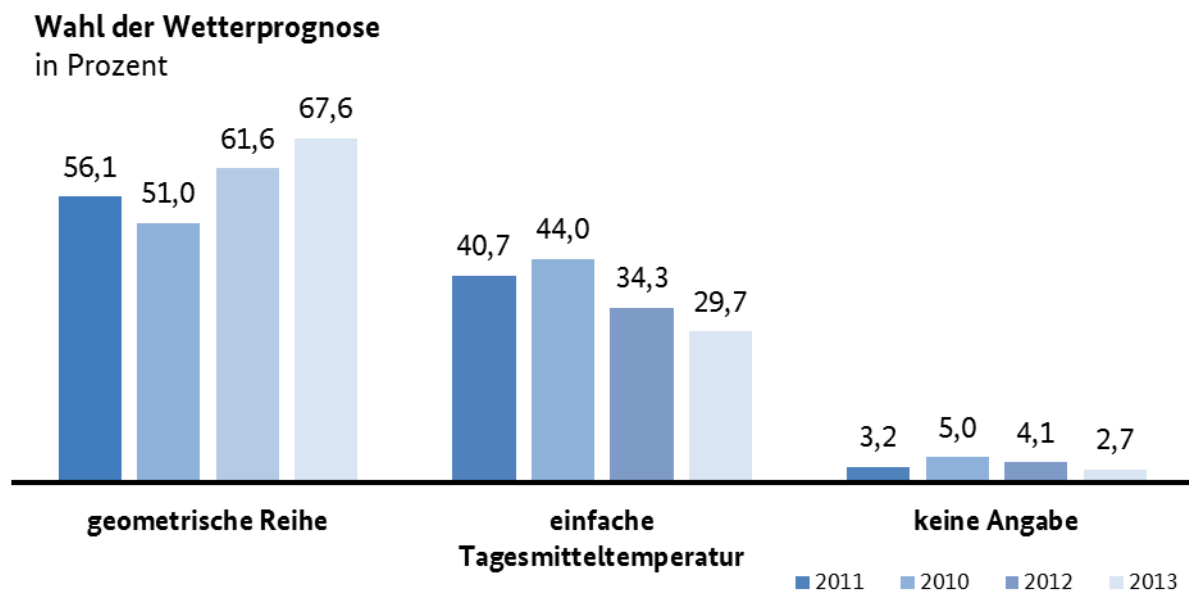


Abbildung 119: Wahl der Wetterprognose

Standardlastprofile sind als Prognosen naturgemäß von Ungenauigkeiten geprägt. Die Höhe der durchschnittlichen prozentualen Abweichung zwischen Allokation und der tatsächlichen Entnahme auf Tagesbasis liegt bei 4,6 Prozent und somit unter dem Niveau von 2012 (5,1 Prozent). Die durchschnittliche

Maximalabweichung an einem Tag ist mit 56,4 Prozent gegenüber dem Vorjahresniveau (45,7 Prozent) gestiegen. Diese maximalen Ausschläge treten nur vereinzelt auf, sind aber bedenklich, da sie jeweils ein Aufkommen an Regelenergie generieren können. Zu Bedenken ist allerdings, dass diese Zahlen möglicherweise nicht repräsentativ sind, da lediglich 62,1 Prozent der Netzbetreiber überhaupt Abweichungswerte geliefert haben, wobei man vermuten könnte, dass tendenziell die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Prognosegüte geantwortet haben. Im Vorjahr machten 57,9 Prozent der Netzbetreiber entsprechende Angaben.

Konkrete Anpassungen der Lastprofile aufgrund der Abweichungen wurden von 22,6 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen, was einer erneuten Steigerung im Vergleich zum Jahr 2012 entspricht (18,1 Prozent).

2. Mehr- und Mindermengenabrechnung

Den Netzbetreibern stehen für die Durchführung der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung verschiedene Verfahren zur Verfügung. Hierbei ist, wie in Abbildung 120 zu sehen, ein auch schon in den Vorjahren beobachtbarer Trend hin zum Stichtagsverfahren zu erkennen.

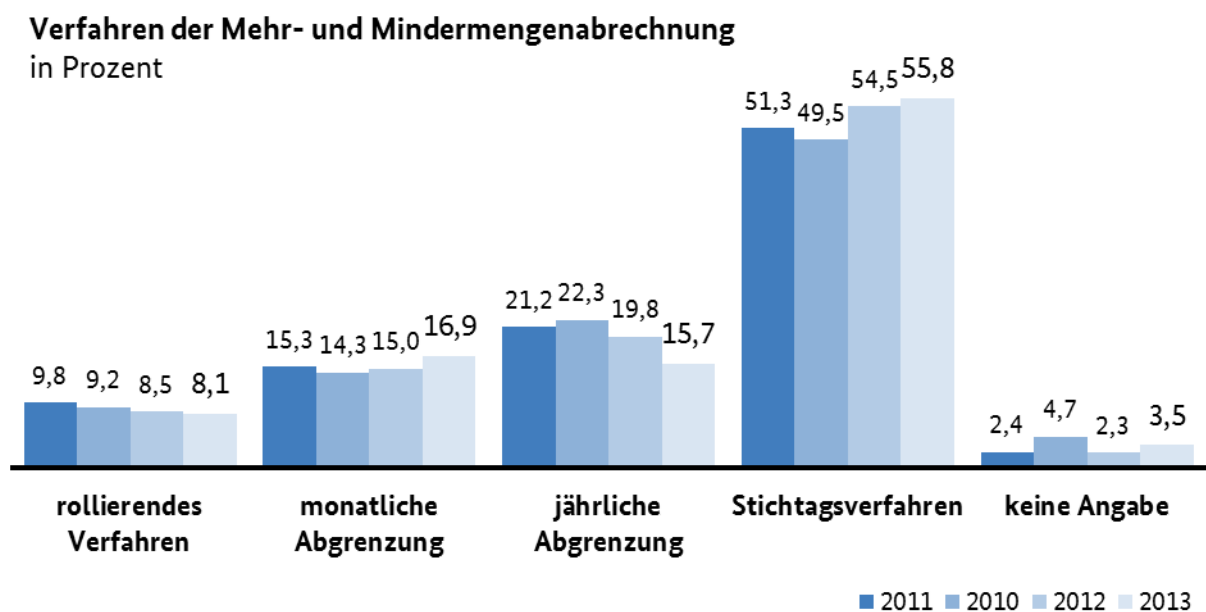


Abbildung 120: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung

F Großhandel

Liquide Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für das Marktgeschehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Erdgassektor, von der Erdgasbeschaffung bis zur Endkundenversorgung. Je vielfältiger die Möglichkeiten der kurz- und langfristigen Gasbeschaffung auf Großhandelsebene sind, umso weniger sind Unternehmen darauf angewiesen, sich langfristig an einen einzigen Lieferanten zu binden. Die Optionen der Marktteilnehmer, aus einer Vielzahl von Handelspartnern auszuwählen und ein diversifiziertes Portfolio an kurz- und langfristigen Handelskontrakten zu halten, werden erweitert. Liquide Großhandelsmärkte erleichtern somit Markteintritte und fördern den Wettbewerb um Letztverbraucher.

Im Jahr 2013 hat die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte erneut zugenommen. Sowohl im börslichen als auch im bilateralen Großhandel sind wesentliche Zuwächse zu verzeichnen. Gleichwohl hinkt die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte weiterhin deutlich hinter den Stromgroßhandelsmärkten zurück.

Die Großhandelspreise für Erdgas liegen insgesamt betrachtet im Bereich des Vorjahresniveaus. Während die durchschnittlichen Gasimportpreise (Grenzübergangspreise BAFA) im Vergleich zum Vorjahr von rund 29 Euro/MWh auf 27,5 Euro/MWh gesunken sind, war auf dem Spotmarkt der EEX eine durchschnittliche Preissteigerung von rund 25 Euro/MWh auf 27 Euro/MWh zu verzeichnen. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Bedeutung der Ölpreisbindung für die Preisbildung im Berichtszeitraum weiter abgenommen hat.

1. Börslicher Großhandel

Der für den deutschen Erdgashandel relevante Börsenhandelsplatz wird von der European Energy Exchange AG (EEX) bzw. deren Tochter European Gas Exchange GmbH (EGEX) betrieben. Die EEX und deren Tochtergesellschaften haben sich an der diesjährigen Datenerhebung im Rahmen des Monitorings erneut beteiligt. Der Handelsplatz der EEX umfasst kurzfristige und langfristige Handelsgeschäfte (Spotmarkt und Terminmarkt). Alle Kontraktarten sind gleichermaßen für beide deutsche Marktgebiete - NetConnect Germany (NCG) und Gaspool - handelbar.

Am Spotmarkt ist der Erdgashandel für den aktuellen Gasliefertag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt / Intraday-Produkt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) möglich, und zwar kontinuierlich (sog. 24/7- Handel). Die Mindestkontraktgröße liegt bei einem MW, so dass auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschafft oder abgesetzt werden können. Eine Neuerung im Berichtsjahr ist die Einführung qualitätsspezifischer Kontrakte (H Gas bzw. L Gas) zum Oktober 2013.

Der Terminmarkt dient der langfristigen Gasbeschaffung bzw. der Portfoliooptimierung und der Absicherung gegen Preis- und Mengenrisiken. An der EEX sind Terminkontrakte für bestimmte Monate, Quartale, Seasons (Sommer/Winter) und Jahre handelbar.

Eine wesentliche Neuerung im Berichtszeitraum 2013 ist die Einrichtung und Inbetriebnahme von „PEGAS“ am 29. Mai 2013. PEGAS ist eine Kooperation zwischen EEX und der französischen Powernext SA. Die Kooperation hat insbesondere einen erleichterten Zugang für Teilnehmer des einen Börsenplatzes auch zum

jeweils anderen Börsenplatz zum Gegenstand. Sie zielt auf eine Stärkung des börslichen Gashandels bzw. eine Steigerung der Liquidität an den beteiligten Märkten ab.

Das gesamte auf die deutschen Marktgebiete bezogene Handelsvolumen an der EEX belief sich im Jahr 2013 auf rund 90 TWh, was gegenüber dem Vorjahreswert von 66 TWh einem Zuwachs von rund 24 TWh bzw. 36 Prozent entspricht. Bei der Betrachtung der einzelnen Kontraktarten zeigt sich jedoch ein heterogenes Bild.

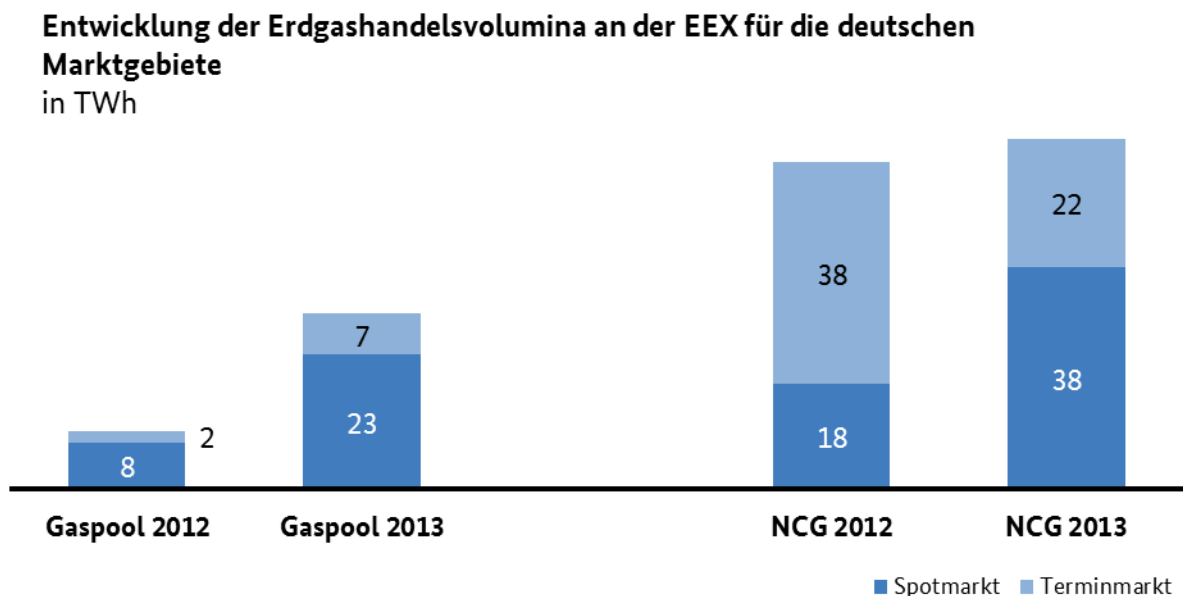


Abbildung 121: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete

Der Spotmarkt weist eine sehr positive Tendenz auf. Die am Spotmarkt gehandelten Mengen haben sich in beiden Marktgebieten mehr als verdoppelt und betrugen im Jahr 2013 rund 61 TWh. Der Schwerpunkt bei beiden Marktgebieten lag, wie im Vorjahr, auf den Day-Kontrakten (NCG: 19,1 TWh; Gaspool: 15,7 TWh). Bei diesen Kontrakten ist eine Steigerung von insgesamt rund 130 Prozent zu verzeichnen.

Dagegen hat das – ohnehin begrenzte Volumen der an der EEX gehandelten Terminkontrakte im Jahr 2013 abgenommen. Das Handelsvolumen ist von 40 TWh auf 29 TWh gesunken, was einer Verringerung um ca. 27 Prozent entspricht. Während die Handelsmengen für das Marktgebiet Gaspool um ca. 5 TWh zunahmen, ist das Volumen für das Marktgebiet NCG um 16 TWh zurückgegangen.

Der Schwerpunkt des börslichen Handels im Spotbereich spiegelt sich auch in der Zahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag wider⁹⁶. Auf dem Spotmarkt betrug die Zahl der aktiven Teilnehmer für NCG-Kontrakte je Handelstag im Jahresmittel rund 40 und für Gaspool-Kontrakte etwa 33. Dagegen betrug die Zahl der aktiven Teilnehmer je Handelstag für die beiden Marktgebiete auf dem Terminmarkt zwischen 3 und 4.

⁹⁶ Ein Teilnehmer gilt als aktiv an einem Handelstag, wenn jedenfalls eines seiner Gebote ausgeführt worden ist.

Bei einem Vergleich dieser Zahlen ist zu berücksichtigen, dass ein Terminkontrakt laufzeitbedingt auf eine höhere Menge ausgerichtet ist als ein Kontrakt im Spotbereich.

2. Bilateraler Großhandel

Der ganz überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird bilateral, d. h. außerbörslich („over-the-counter“ - OTC) abgewickelt. Der bilaterale Handel bietet den Vorteil, dass er kurzfristig und flexibel durchgeführt werden kann, d. h. insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf einen begrenzten Kanon von Kontrakten. Eine bedeutende Rolle im OTC-Handel spielt die Handelsvermittlung durch Brokerplattformen.

Brokerplattformen

Broker dienen als Intermediäre zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Nachfrage und Angebot von kurz- und langfristigen Erdgas-Handelsprodukten. Die Inanspruchnahme eines Brokers kann die Suchkosten reduzieren und die Realisierung größerer Transaktionen erleichtern. Gleichzeitig ermöglicht sie grundsätzlich eine breitere Risikostreuung. Schließlich bieten Broker als Dienstleistung an, das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren zu lassen, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird⁹⁷. Auf elektronischen Brokerplattformen wird die Zusammenführung von Interessenten auf Angebots- und Nachfrageseite formalisiert und die Chance des Übereinkommens zweier Parteien erhöht.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Großhandel haben sich insgesamt elf Brokerplattformen beteiligt. Sieben von diesen Plattformen vermittelten im Jahr 2013 Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland (NCG oder Gaspool).

Die von diesen sieben Brokerplattformen im Jahr 2013 vermittelten Erdgashandelsgeschäfte mit Lieferort Deutschland umfassen ein Gesamtvolumen von 2.576 TWh, wovon 1.519 TWh auf Kontrakte mit Erfüllung im Jahr 2013 entfielen. Im Vergleich zu den im Vorjahr – bei insgesamt vier Brokerplattformen – erhobenen Werten entspricht dies einer Steigerung von rund 80 bzw. 60 Prozent.

Kurzfristige Transaktionen mit einem Erfüllungszeitraum von unter einer Woche machen rund 18 Prozent des von diesen Brokerplattformen vermittelten Handels aus. Die Geschäfte für das laufende Jahr stellen den klaren Schwerpunkt des Erdgashandels dar, gefolgt von den Aktivitäten für das Folgejahr. Während das in und für 2013 gehandelte Erdgas (einschließlich der Spotgeschäfte) bereits 59 Prozent des Gesamtvolumens darstellen und für das Folgejahr (2014) immer noch 30,5 Prozent gehandelt werden, entfällt auf Transaktionen mit Lieferzeitpunkten in 2015 und später ein Anteil von 10,5 Prozent. Diese Struktur entspricht in etwa dem Vorjahresergebnis.

⁹⁷ Das OTC-Clearing an der EEX hat im Bereich Erdgas bislang nur eine sehr geringe praktische Bedeutung. Im Jahr 2013 umfasste das OTC-Clearing Erdgaskontrakte im Volumen von 0,34 TWh.

Erdgashandel über sieben Brokerplattformen in 2013 nach Erfüllungszeitraum
in TWh

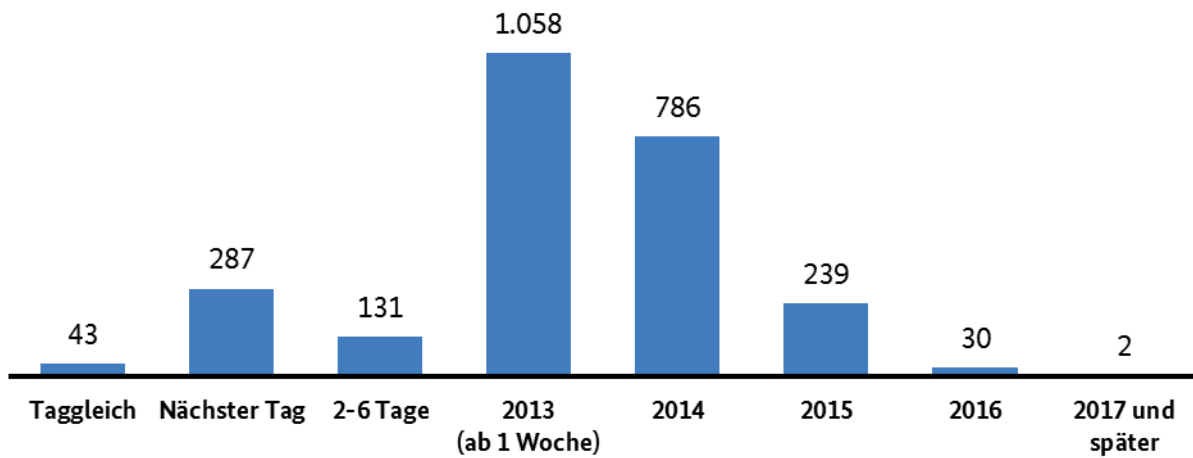


Abbildung 122: Erdgashandel über sieben Brokerplattformen in 2013 nach Erfüllungszeitraum

Die Volumenzunahme wird durch die von der London Energy Brokers' Association (LEBA) veröffentlichten Zahlen zum brokervermittelten Erdgashandel für die Marktgebiete NCG und Gaspool bestätigt⁹⁸. In der LEBA sind vier der sieben Brokerplattformen organisiert, deren Angaben der obigen Auswertung zu Grunde liegen. Auch nach den von der LEBA veröffentlichten Zahlen ist für 2013, wie in den Vorjahren, ein erheblicher Zuwachs zu verzeichnen. Auf die zugehörigen Brokerplattformen entfallen in 2013 für die beiden deutschen Marktgebiete insgesamt 2.213 TWh. Dies entspricht gegenüber der Vorjahresmenge von 1.538 TWh einem Zuwachs von 44 Prozent.

⁹⁸ Siehe http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59&title=leba_data_notifications

Handelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete in TWh

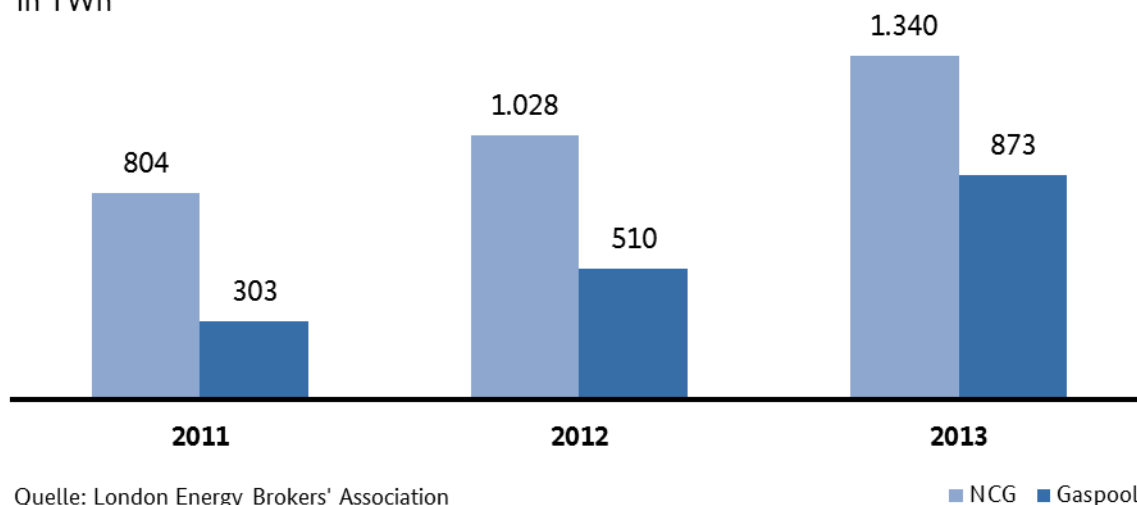


Abbildung 123: Entwicklung der Handelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete zwischen 2011 und 2013

Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten

Wichtige Indikatoren für die Liquidität der Erdgasgroßhandelsmärkte sind auch die Nominierungsmengen an den beiden deutschen virtuellen Handelspunkten der NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) und GASPOOL Balancing Services GmbH (Gaspool). Über die virtuellen Handelspunkte (VHP) können Bilanzkreisverantwortliche Gasmengen zwischen Bilanzkreisen über Nominierungen übertragen. Großhandelsgeschäfte mit physischer Erfüllung schlagen sich in aller Regel in entsprechenden Bilanzkreisübertragungen nieder, sodass eine Zunahme der Großhandelsgeschäfte zu einer entsprechenden Zunahme der Nominierungsmengen führt⁹⁹.

Seit Konsolidierung der deutschen Marktgebiete ist eine signifikante Steigerung der Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten zu verzeichnen. Dieser Trend aus den Vorjahren setzte sich auch im Berichtsjahr fort.

An der diesjährigen Datenerhebung zum Gasgroßhandel haben sich erneut die beiden Marktgebietsverantwortlichen NCG und Gaspool beteiligt. Die an den VHP der beiden Marktgebiete nominierten Gasmengen sind im Jahr 2013 erneut gestiegen. Der Anstieg von insgesamt 2.459 TWh auf 2.948 TWh entspricht einer Erhöhung um rund 20 Prozent. Auf den VHP Gaspool entfallen in 2013 rund 43 Prozent des Nominierungsvolumens, auf den VHP NCG 57 Prozent. Fast 90 Prozent des Nominierungsvolumens entfällt auf H-Gas.

⁹⁹ Umgekehrt sind aber nicht alle Nominierungsmengen zwangsläufig mit einer Transaktion auf den Großhandelsmärkten verbunden, da es sich bei Nominierungen auch um konzerninterne Bilanzkreisübertragungen handeln kann.

Bei jeder der beiden Gasqualitäten (H- und L-Gas) ist im Vergleich zum Vorjahr eine Zunahme der Nominierungsmengen sowohl am VHP der NCG als auch am VHP der Gaspool zu verzeichnen. Das Nominierungsvolumen erhöhte sich bei NCG um 15 Prozent und bei Gaspool um 28 Prozent. Das insgesamt nominierte H-Gas-Volumen stieg um rund 18 Prozent, das nominierte L-Gas-Volumen um 37 Prozent.

Nominierungsmengen an den virtuellen Handelspunkten 2012 und 2013 in TWh

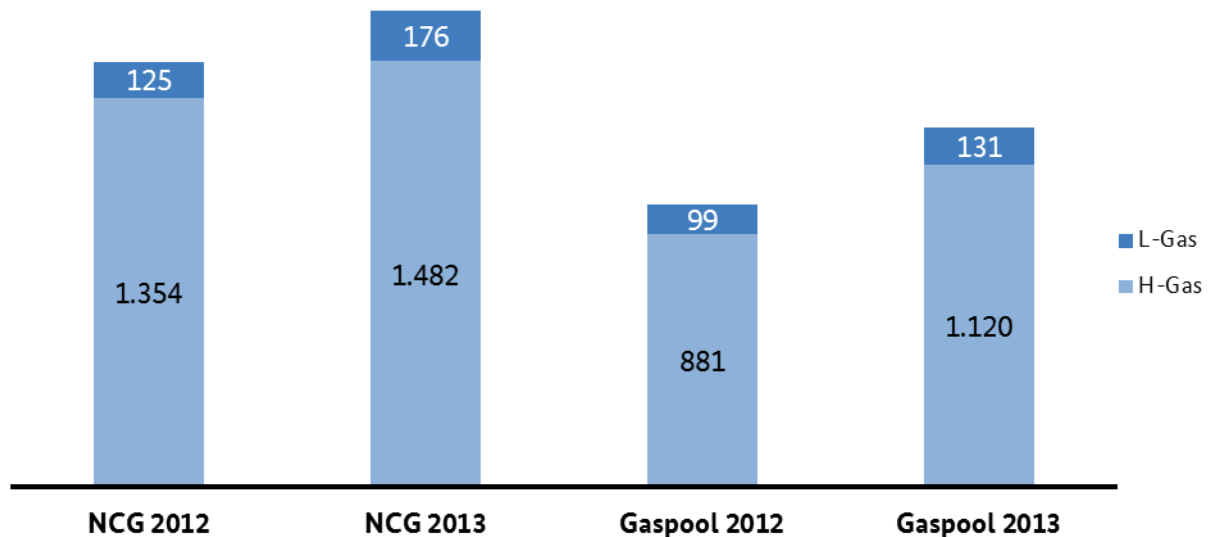


Abbildung 124: Nominierungsmengen an den VHP 2012 und 2013

Bei den monatlichen Nominierungsvolumina zeigen sich – wie in den Vorjahren saisonale Unterschiede. In den Monaten Mai bis August 2013 lag das (addierte) Nominierungsvolumen beider VHP monatlich bei maximal 200 TWh, und in den Wintermonaten jeweils über 270 TWh. Der Jahreshöchststand wurde im März 2013 mit rund 322 TWh erreicht. Mit Ausnahme des Dezembers ist das Nominierungsvolumen jeweils im Vergleich zum Vorjahresmonat gestiegen. Die größte Steigerung entfällt auf den März mit einer Zunahme von gut 45 Prozent.

Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den VHP 2012 und 2013 in TWh

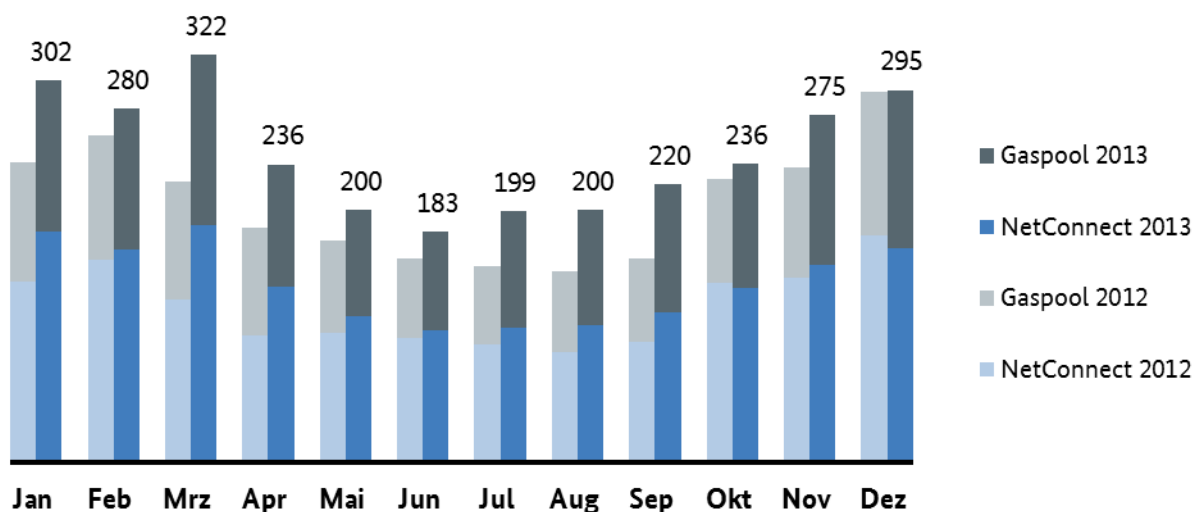


Abbildung 125: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den VHP 2012 und 2013

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, das heißt der Unternehmen, die im jeweiligen Monat mindestens eine Nominierung vorgenommen haben, hat sich im Jahr 2013 in beiden Marktgebieten weiter erhöht. Im Marktgebiet Gaspool ist die über das Jahr gemittelte Zahl aktiver Teilnehmer gegenüber dem Vorjahr für H-Gas von 277 auf 311 (um 12 Prozent) und für L-Gas von 120 auf 149 (um 24 Prozent) gestiegen. Im Marktgebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer für H-Gas von 257 auf 291 (um 13 Prozent) und für L-Gas von 117 auf 145 (um 24 Prozent).

3. Großhandelspreise

Am börslichen Spotmarkt ermittelt die EEX Tagesreferenzpreise für die Marktgebiete Gaspool und NCG, indem der volumengewichtete Mittelwert der Preise über alle Handelsgeschäfte für Gasliefertage am letzten Handelstag vor der physischen Erfüllung gebildet wird¹⁰⁰. Die Tagesreferenzpreise werden von der EEX um 10:00 Uhr MEZ des jeweiligen Liefertages veröffentlicht. Sie stellen einen Indikator für das Preisniveau der Spotmarkt-Handelsgeschäfte dar.

Der Tagesreferenzpreis betrug im Jahr 2013 im Jahresdurchschnitt für beide Marktgebiete jeweils 27,16 Euro/MWh. Im Vorjahr lagen diese Werte bei 25,19 Euro/MWh (NCG) bzw. 25,11 Euro/MWh (Gaspool). Über das Jahr 2013 schwankten die Tagesreferenzpreise zwischen 25,14 Euro/MWh und 39,51 Euro/MWh. Die Höchstwerte nahe 40 Euro/MWh traten im Zusammenhang mit einer Kälteperiode Ende März 2013 auf.

¹⁰⁰ Zur Berechnungsmethodik im Einzelnen siehe http://cdn.eex.com/document/150893/2013-11-28_Beschreibung_Tagesreferenzpreis.pdf (abgerufen am 18. August 2014).

EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2013 in Euro/MWh

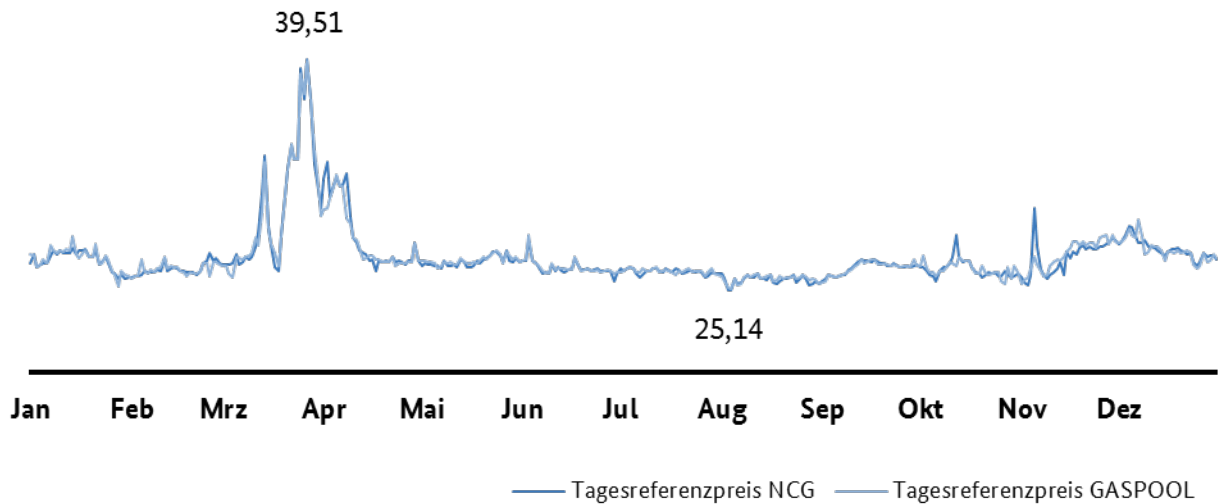


Abbildung 126: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2013

Das Preisniveau auf dem börslichen Spotmarkt bildet die durchschnittlichen Kosten der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas ab. Der Preis des Erdgasbezugs auf Basis langfristiger Lieferverträge lässt sich hingegen näherungsweise am Grenzübergangspreis für Erdgas ablesen. Der Grenzübergangspreis wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für jeden Monat ermittelt. Dazu werden dem BAFA vorliegende Unterlagen über Erdgaszugänge aus russischen, niederländischen, norwegischen, dänischen und britischen Fördergebieten ausgewertet¹⁰¹.

Abgebildet werden dabei hauptsächlich die in Importverträgen vereinbarten Importmengen. Älteren Importverträgen lag in der Regel eine an den Ölpreis gebundene Preisvereinbarung zu Grunde. Hiervon wurde in den letzten Jahren bei Neuverträgen bzw. im Rahmen von Vertragsanpassungen zunehmend abgesehen¹⁰². Preisindizes - wie z. B. der Tagesreferenzpreis der EEX ermöglichen eine Indexierung von Langfristverträgen nach Spotmarkt-Preisen. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass sich auch der vom BAFA ermittelte Grenzübergangspreis schrittweise vom Ölpreis entkoppelt.

Die monatlichen Grenzübergangspreise für Erdgas bewegten sich zwischen 2011 und 2013 zwischen 23,71 Euro/MWh und 29,84 Euro/MWh. Für 2013 betrug der Durchschnitt der monatlichen Grenzübergangspreise 27,56 Euro/MWh, während dieser Wert im Jahr 2012 noch bei 29,00 Euro/MWh gelegen hatte. Im Jahr 2012 war eine erhebliche Differenz zwischen dem Grenzübergangspreis und dem

¹⁰¹ Zu Einzelheiten siehe www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/publikationen/energie_erdgas_ermittlung_preis.pdf; abgerufen am 19. August 2014.

¹⁰² Vgl. z. B. RWE AG, Geschäftsbericht 2013, S. 93; E.ON SE, Geschäftsbericht 2012, S. 15.

durchschnittlichen Tagesreferenzpreis festzustellen (rund 29 vs. 25 Euro/MWh). Dagegen bewegten sich die beiden Indizes im Jahr 2013 in etwa auf dem gleichen Niveau.

Mit dem von der EEX veröffentlichten European Gas Index Deutschland (EGIX) steht auch ein Monats-Referenzpreis für den Terminmarkt zur Verfügung. Er basiert auf den börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG und Gaspool abgeschlossen werden¹⁰³. Der EGIX Deutschland betrug in 2013 zwischen 25,93 Euro/MWh (September) und 27,70 Euro/MWh (Dezember). Das Mittel aus den zwölf Monatswerten betrug 26,76 Euro/MWh.

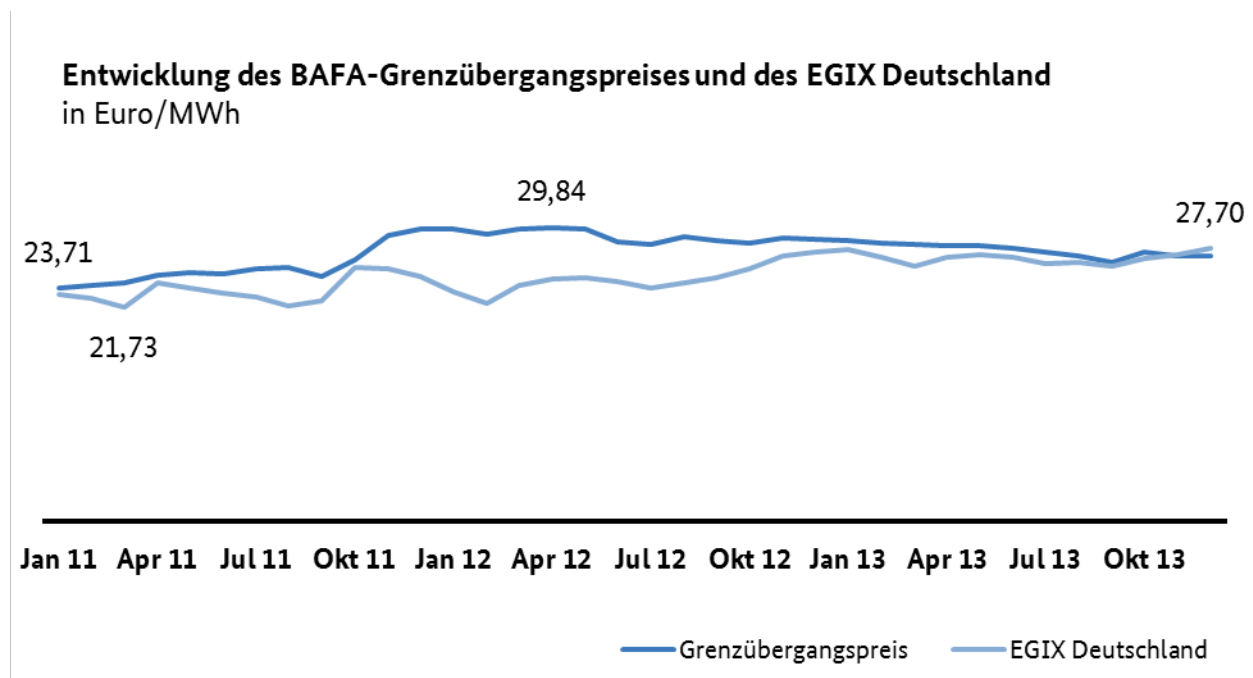


Abbildung 127: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2011 bis 2013

¹⁰³ Zur Ermittlung der Werte im Detail www.eex.com/blob/68596/836d03126059d5115fb61134fe8f9993/2014-02-06---beschreibung-egix-pdf-data.pdf (abgerufen am 19. August 2014).

G Einzelhandel

1. Marktabdeckung

Die bereits im Vorjahr erreichte hohe Marktabdeckung, konnte auch 2014 über alle Marktbereiche hinweg gehalten werden. Die folgenden Ausführungen beinhalten eine kurze Übersicht über die Marktabdeckung, wobei teilweise in den einzelnen Kapiteln weitergehenden Angaben zur verwendeten Datenbasis gemacht werden.

Fernleitungsnetzbetreiber

Alle 17 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben sich bei der Datenerhebung 2014 beteiligt. Die Marktabdeckung liegt in diesem Bereich somit bei 100 Prozent.

Verteilernetzbetreiber Gas

Die Zahl der teilnehmenden Verteilernetzbetreiber Gas (VNB) hat sich, unter Berücksichtigung von Unternehmenszusammenschlüssen und –neugründungen auf dem hohen Niveau der Datenerhebung 2013 halten können. So sind bei der Datenerhebung 2014 insgesamt 663 Rückmeldungen der Unternehmen eingegangen (674 Unternehmen in 2013). Unter Berücksichtigung der Rückmeldungen konnte in diesem Bereich eine zahlenmäßige Marktabdeckung von über 95 Prozent erreicht werden.

Großhändler und Lieferanten Gas

Erhöht hat sich insbesondere die Zahl der bei der Datenerhebung 2014 eingegangenen Rückmeldungen der Großhändler und Lieferanten Gas. Hier ist ein Eingang von 825 Rückmeldungen zu verzeichnen (792 Unternehmen in 2013). Unter Berücksichtigung dieser Rückmeldungen konnte in diesem Bereich eine zahlenmäßige Marktabdeckung von ebenfalls über 95 Prozent erreicht werden.

Importeure und Exporteure

Im Rahmen der Datenerhebung 2014 sind Rückmeldungen von 39 Gasimporteuren und -exporteuren eingegangen (38 Unternehmen in 2013). Damit wurde auch in diesem Bereich eine nahezu vollständige Marktabdeckung erreicht.

Speicherbetreiber

Mit 24 Rückmeldungen konnte die Marktabdeckung gegenüber dem Vorjahr auch hier auf einem hohen Niveau gehalten werden (28 Unternehmen in 2013). Die Marktabdeckung beträgt in diesem Bereich 100 Prozent.

2. Abgabe- und Ausspeisemengen Gas

2.1 Abgabemengen der Gaslieferanten

Die im Jahr 2013 durch die am Monitoring teilnehmenden Gaslieferanten abgegebene Gasmenge an Letztverbraucher (inklusive Gaskraftwerke) beträgt 867,6 TWh. Diese Menge liegt 6,4 Prozent über dem Wert des Jahres 2012. Die Abgabemenge an private Haushalte beträgt 245,5 TWh und liegt mit 7,3 Prozent über dem Vorjahreswert. Die Abgabemenge an Gaskraftwerke ist binnen eines Jahres um 14 Prozent von 94,5 TWh im Jahr 2012 auf 81,2 TWh im Jahr 2013 gesunken.

Gemessen an der ermittelten Gasabgabemenge der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) mit 956 TWh im Berichtsjahr 2013 in Deutschland, liegt die erfasste Marktabdeckung der Datenerhebung im Bereich der Großhändler und Lieferanten Gas bei ca. 91 Prozent¹⁰⁴. Zum Stichtag 31. Dezember 2013 belieferten die Gaslieferanten in Deutschland etwa 13,5 Mio. Letztverbraucher. Dabei gehörten knapp 11,2 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Die nachfolgende Tabelle beinhaltet die bei der Datenerhebung 2014 erfassten Abgabemengen der Gaslieferanten in den Jahren 2012 sowie 2013, aufgeteilt nach den einzelnen Abnahmekategorien¹⁰⁵.

¹⁰⁴ Vgl. AGEB Jahresbericht 2013.

¹⁰⁵ Aufgrund unvollständiger Angaben der Unternehmen beträgt die in dieser Tabelle errechnete Summe der einzelnen Kategorien nur 837,5 TWh. Für das Jahr 2012 liegen nur zusammengefasste Zahlen für die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ vor.

Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2012 und 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher

Kategorie	2012		2013	
	Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	303,54	37,23	334,35	39,92
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	200,57	24,6	115,79	13,83
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr			79,32	9,47
> 100.000 MWh/Jahr	216,76	26,58	226,82	27,08
Gaskraftwerke	94,52	11,59	81,22	9,7
Gesamtsumme	815,39	100	867,63	100

Tabelle 51: Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2012 und 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Nach der Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes wird im Bereich der Belieferung von Gas-Letztverbrauchern sachlich zwischen der Belieferung von SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sowie der Belieferung von RLM-Kunden (Kunden mit einer registrierenden Leistungsmessung) unterschieden. Die Versorgungsunternehmen haben in Summe rund 13,6 Mio. SLP-Kunden und über 40.000 RLM-Kunden mit Erdgas beliefert¹⁰⁶. Dabei betrug die Gasabgabe rund 387 TWh im Falle der SLP-Kunden und rund 481 TWh im Falle der RLM-Kunden.

2.2 Ausspeisemengen der Gasnetzbetreiber

Die erfasste Ausspeisemenge der Gasnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2013 lag bei 928,59 TWh. Dabei betrug die an die privaten Haushalte ausgespeiste Gasmenge 282,96 TWh. Insgesamt wurden von den Gasnetzbetreibern 13,98 Mio. Zählpunkte zum Stichtag 31. Dezember 2013 registriert. Dabei gehörten etwa 12,45 Mio. Zählpunkte zur Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

¹⁰⁶ Ein Zählpunkt steht nicht notwendig für einen Kunden. Insbesondere im Abnehmerkreis der RLM-Kunden (Industriekunden und verbrauchsstarke Gewerbekunden) ist mit Fällen von Mehrfachzählpunkten zu rechnen. Die Anzahl der Zählpunkte bietet daher nur eine Orientierung für die Kundenanzahl.

**Ausspeisemengen Gas in 2012 und 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher
gemäß Abfrage FNB und VNB Gas**

Kategorie	2012		2013	
	Ausspeisemengen FNB und VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	Ausspeisemengen FNB und VNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	308,08	33,8	343,73	37,0
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	198,04	21,7	130,92	14,1
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr			97,51	10,5
> 100.000 MWh/Jahr	274,98	30,1	268,29	28,9
Gaskraftwerke	131,33	14,4	88,14	9,5
Gesamtsumme	912,43	100	928,59	100

Tabelle 52: Ausspeisemengen Gas in 2012 und 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas¹⁰⁷

¹⁰⁷ Für das Jahr 2012 liegen nur zusammengefasste Zahlen für die Kategorie „> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr“ vor.

Anzahl der Zählpunkte Gas in 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Kategorie	Anzahl Zählpunkte VNB Gas	Anzahl Zählpunkte FNB	Summe
≤ 300 MWh/Jahr	13.820.154	60	13.820.214
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	153.497	148	153.645
> 10.000 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	3.638	175	3.813
> 100.000 MWh/Jahr	471	154	625
Gaskraftwerke	984	56	1.040
Gesamtsumme	13.978.744	593	13.979.337

Tabelle 53: Anzahl der Zählpunkte Gas in 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

3. Grundversorgung

Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung zum Monitoring 2014 gefragt, welche Gasmengen sie innerhalb bzw. außerhalb der Grundversorgung an Letztverbraucher liefern. Die nachfolgende Tabelle beschreibt den Anteil der Grundversorgung an der gesamten Abgabemenge in der jeweiligen Kundenkategorie. Die Gasabgabe an die Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG betrug 245,5 TWh im Jahr 2013, davon wurden 65,1 TWh im Rahmen der Grundversorgung abgegeben.

Im Bereich der Haushaltskunden sank der Anteil der Grundversorgung an der Gesamtversorgung leicht von 26,9 Prozent auf 26,5 Prozent. In der Kategorie der „weiteren Letztverbraucher“, welche alle Letztverbraucher enthält, die nicht Haushaltskunden sind (Gewerbe- und Industriekunden), ist eine Gasabgabemenge in Höhe von 574,1 TWh zu verzeichnen. Dabei entfallen 11,6 TWh auf die Grundversorgung, was zu einer Grundversorgungsquote von 2 Prozent führt.

Bei der Gesamtbetrachtung und einer erfassten Gasabgabemenge von rund 819,6 TWh sowie einer Menge von 76,7 TWh, welche auf die Grundversorgung entfällt, ergibt sich eine gesamte Grundversorgungsquote von 9,4 Prozent¹⁰⁸. Insgesamt bleiben die Anteile der Grundversorgung gegenüber den Vorjahren konstant.

¹⁰⁸ Die hier aufgeführte absolute Gasabgabemenge von 819,6 TWh, weicht von der zuvor erwähnten Gasabgabemenge in Höhe von 867,6 TWh ab, da nicht alle Gaslieferanten die Frage zu der Grundversorgung vollständig beantwortet haben.

Von der an sämtliche Letztverbraucher gelieferten Gasmenge wurden 7,9 Prozent an Haushalte in der Grundversorgung abgegeben. 1,4 Prozent der an Letztverbraucher abgegebenen Gasmenge wurden an Letztverbraucher, die keine Haushalte i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sind, in der Grundversorgung geliefert. Die restlichen 90,6 Prozent der an Letztverbraucher abgegebenen Gasmenge setzten die Erdgaslieferanten außerhalb der Grundversorgung ab.

Abgabemengen der Lieferanten in der Grundversorgung je nach Kundenkategorie

Kategorie	Berichtsjahr	Abgabemenge in TWh	Abgabemenge Grundversorgung in TWh	Anteil an der Abgabemenge in Kategorie in Prozent
Haushaltskunden	2007	199,6	72,3	36,2
	2008	236,0	69,6	29,5
	2009	228,0	61,2	26,9
	2010	273,9	68,3	24,9
	2011	211,0	58,7	27,8
	2012	228,7	61,6	26,9
	2013	245,5	65,1	26,5
Weitere Letztverbraucher	2007	638,4	20,9	3,3
	2008	669,1	17,5	2,6
	2009	615,7	16,4	2,7
	2010	602,7	13,9	2,3
	2011	549,2	12,8	2,3
	2012	566,1	12,7	2,2
	2013	574,1	11,6	2,0
Gesamt	2007	838,0	93,2	11,1
	2008	905,2	87,1	9,6
	2009	843,7	77,6	9,2
	2010	876,6	82,1	9,4
	2011	760,2	71,5	9,4
	2012	794,8	74,2	9,3
	2013	819,6	76,7	9,4

Tabelle 54: Abgabemengen der Lieferanten in der Grundversorgung je nach Kundenkategorie 2007 bis 2013

Anteil der Abgabemengen der Lieferanten an Letztverbraucher in der Grundversorgung nach Kundenkategorie in Prozent

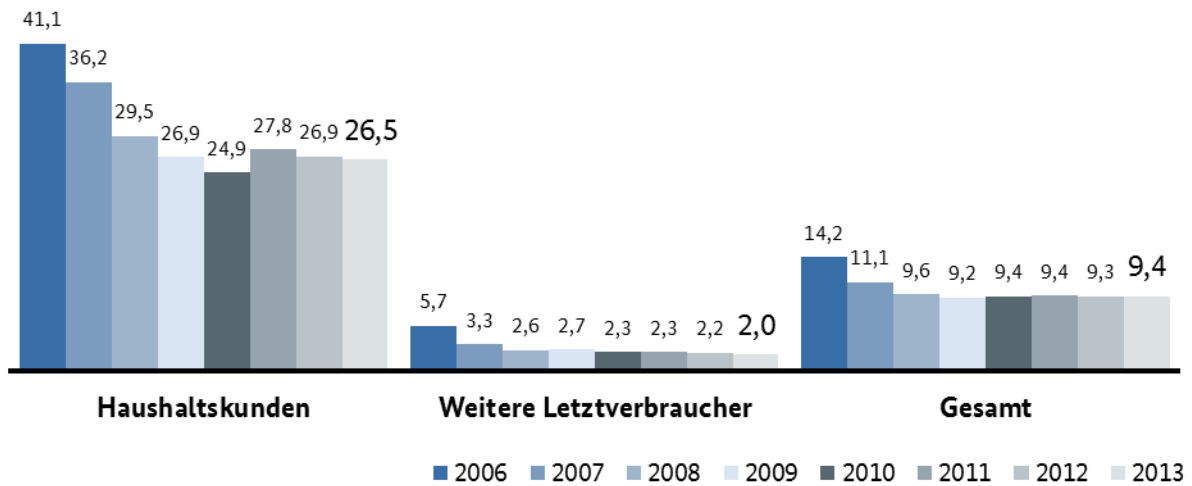


Abbildung 128: Anteil der Liefermengen an Letztverbraucher in der Grundversorgung 2006 - 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Von den insgesamt an SLP-Kunden abgegebenen 387 TWh Erdgas entfielen ca. 19,9 Prozent auf die Gasabgabe im Rahmen der Grundversorgung. Damit ist die Grundversorgungsquote im Vergleich zum Vorjahr (ca. 20,9 Prozent) geringfügig gesunken.

Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger in 2013 Menge und Verteilung

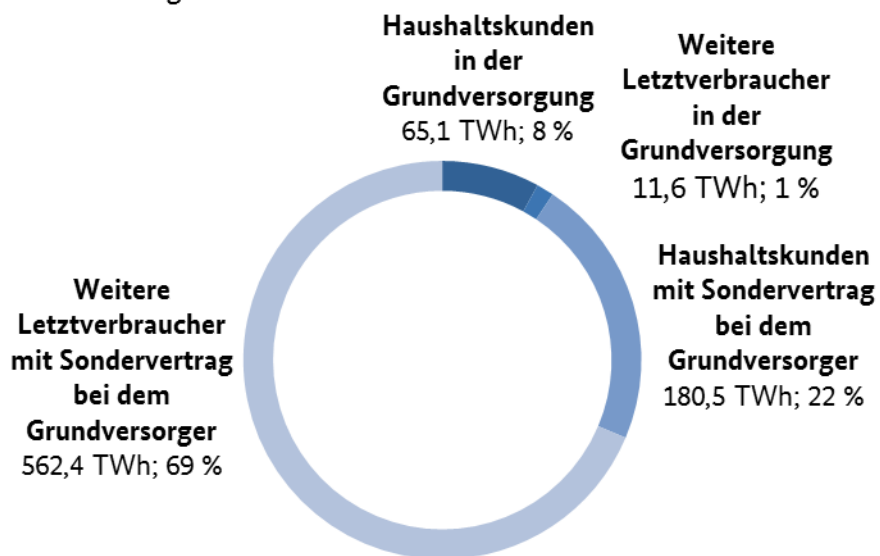


Abbildung 129: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger in 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Die anzahlmäßige Verteilung der belieferten Letztverbraucher auf die einzelnen Möglichkeiten der Gasbelieferung veranschaulicht die folgende Abbildung. Etwa 4,1 Mio. Haushaltskunden (Zählpunkte), was einer Quote von 30,1 Prozent entspricht, werden in der Grundversorgung beliefert. Etwa 7,2 Mio. Haushaltskunden werden außerhalb der Grundversorgung beliefert, was einer Quote von 53,1 Prozent entspricht.

Anzahl der belieferten Letztverbraucher in 2013

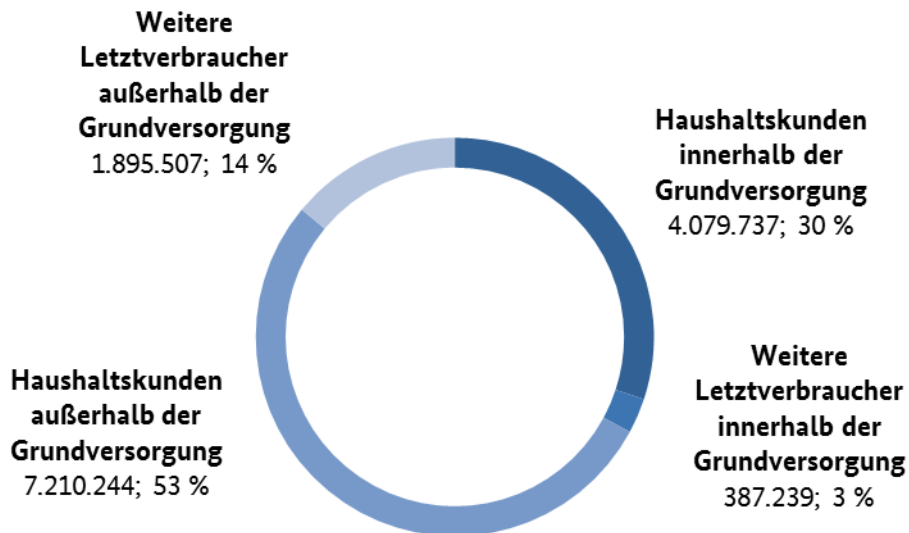


Abbildung 130: Anzahl der belieferten Letztverbraucher inner- und außerhalb der Grundversorgung in 2013

4. Lieferantenstrukturstruktur und Anbieterzahl

Für die nachfolgende Auswertung der Lieferantenstruktur im Bereich der Gaslieferanten flossen 772 Datenangaben von Unternehmen ein. Die folgende Abbildung verdeutlicht, dass in absoluten Zahlen, die meisten Lieferanten nur wenige Zählpunkte beliefern. Für die Datenauswertung wurden dabei die Angaben der Lieferanten als Meldungen einzelner juristischer Personen ohne die Berücksichtigung von Konzernzugehörigkeiten und Unternehmensverflechtungen betrachtet.

68 Prozent aller 527 Gaslieferanten beliefern höchstens 10.000 Zählpunkte. Unter Berücksichtigung der gesamten Zählpunkte in Deutschland in Höhe von 13,5 Mio., umfasst diese Gruppe in der Gesamtsumme ca. 1,9 Mio. Zählpunkte mit einem Anteil von 14 Prozent an allen gemeldeten Zählpunkten (13,5 Mio.). Nur insgesamt vier Prozent der Unternehmen (28 juristische Personen) beliefern mehr als 100.000 Zählpunkte. In der Gesamtsumme sind das jedoch mit 5,9 Mio. Zählpunkten, ca. 44 Prozent aller gemeldeten Zählpunkte in Deutschland.

Die Mehrzahl der in Deutschland tätigen Gaslieferanten besitzt eine verhältnismäßig geringe Kundenzahl, während die wenigen großen Gaslieferanten absolut gesehen einen Großteil der Zählpunkte beliefern.

Ein Indikator für den Wettbewerb der Gaslieferanten untereinander und die größere Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung

zum Monitoring 2014 wurden die Gasnetzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzen mindestens einen Letztverbraucher beliefern.

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

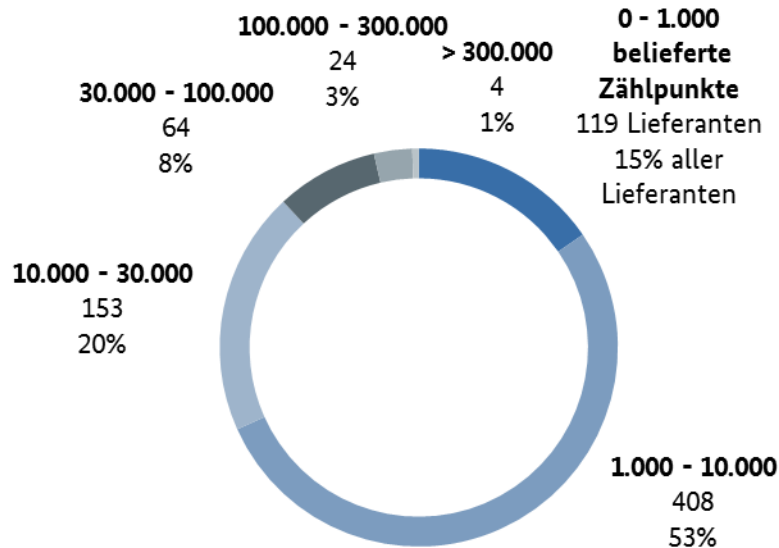


Abbildung 131: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen)

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel hat sich die Zahl der aktiven Gaslieferanten in den verschiedenen Netzgebieten seit 2006 stets positiv entwickelt. Im Berichtsjahr 2013 hat sich der Trend zu mehr Vielfalt weiterhin verfestigt. In über 90 Prozent der Netzgebiete beliefern 31 oder mehr Gaslieferanten Letztverbraucher. In fast 70 Prozent der Netze stehen den Verbrauchern sogar mehr als 50 Gaslieferanten zur Verfügung. In weniger als fünf Prozent der Netzgebiete beliefern 20 oder weniger Energieversorger Letztverbraucher.

Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (alle Letztverbraucher (links) und Haushaltskunden (rechts)) gemäß Abfrage VNB Gas in Prozent, ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen

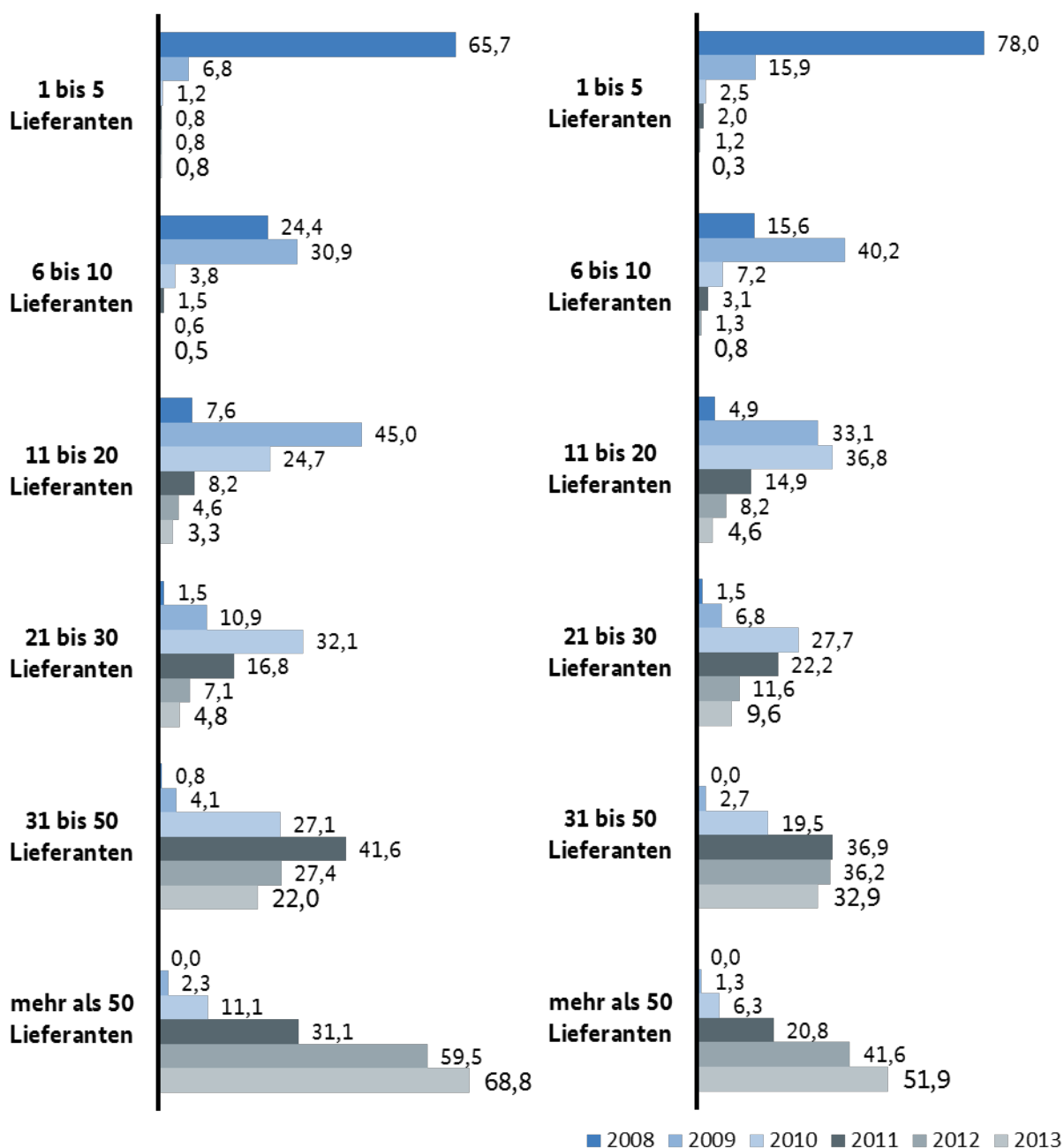


Abbildung 132: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (alle Letztverbraucher und Haushaltskunden) gemäß Abfrage VNB Gas 2008 bis 2013 (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen)

Bei einer gesonderten Betrachtung der Kundenkategorie Haushaltskunden ähnelt das Bild der oben aufgeführten Darstellung. In knapp 85 Prozent der Netzgebiete beliefern 31 oder mehr Gaslieferanten Letztverbraucher. In fast 52 Prozent der Netze stehen den Verbrauchern sogar mehr als 50 Gaslieferanten zur Verfügung.

5. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Wechselquoten und Wechselprozesse sind wesentliche Indikatoren für die wettbewerbliche Entwicklung. Die Erhebung solcher Kennzahlen ist jedoch mit verschiedenen Schwierigkeiten verbunden, sodass sich entsprechende Abfragen auf Daten beschränken müssen, die dem tatsächlichen Wechselverhalten möglichst nahe kommen.

Im Monitoring werden Daten zu Vertragsstrukturen und Lieferantenwechsel mit den Fragebögen an die Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber Gas sowie mit den Fragebögen an die Gaslieferanten differenziert für verschiedene Kundengruppen erhoben.

Die Gasletztverbraucher werden nach Art der Verbrauchserfassung in Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden ohne registrierende Leistungsmessung unterschieden. Bei den Kunden ohne Leistungsmessung wird die zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil geschätzt (SLP-Kunden).

Daneben können die Gasletztverbraucher in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden unterteilt werden. Die Gruppe der Haushaltskunden wird im EnWG nach qualitativen Merkmalen definiert¹⁰⁹. Nicht-Haushaltskunden werden als Gewerbe- und Industriekunden bezeichnet. Eine allgemein anerkannte Definition von Gewerbekunden einerseits und Industriekunden andererseits hat sich bislang nicht durchgesetzt. Auch für die Zwecke des Energie-Monitorings wird auf eine trennscharfe Abgrenzung dieser beiden Kundengruppen verzichtet.

Die nach Fragebogen 9 erhobenen Gasabgabemengen der Lieferanten an alle Letztverbraucher betrugen im Jahr 2013 rund 868 TWh. Hiervon entfielen ungefähr 481 TWh auf RLM-Kunden und 387 TWh auf SLP-Kunden. Bei den SLP-Kunden handelt es sich überwiegend um Haushaltskunden. An die Gruppe der Haushaltskunden wurden im Jahr 2013 rund 245,5 TWh abgegeben.

Im Rahmen des Monitoring wird erhoben, wie sich die Abgabemengen an verschiedene Letztverbrauchergruppen auf die drei Vertragskategorien „Grundversorgungsvertrag“, „Sondervertrag mit dem Grundversorger“ und „Sondervertrag mit einem anderen Lieferanten“ verteilen. Die Kategorie Grundversorgungsverträge schließt für die Zwecke dieser Auswertung Energielieferungen in der Ersatzversorgung (§ 38 EnWG) sowie Zweifelsfälle ein¹¹⁰. Die Belieferung außerhalb eines Grundversorgungsvertrages wird als Sondervertrag bezeichnet. Die Auswertungen nach diesen drei Kategorien lassen Rückschlüsse dahingehend zu, inwieweit die Bedeutung der Grundversorgung bzw. der Grundversorgerstellung seit der Energiemarktliberalisierung abgenommen hat. Die entsprechenden Zahlen

¹⁰⁹ Nach § 3 Nr. 22 EnWG sind Haushaltskunden Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen.

¹¹⁰ Neben den Haushaltskunden fallen auch die von Ersatzversorgung betroffenen Letztverbraucher i. d. R. unter den Grundversorgungstarif, § 38 EnWG. Im Monitoring sollen Lieferanten die Kategorie „Grundversorgung“ auch für Fälle unklarer Zuordnung nutzen.

sind aber nicht unmittelbar als „kumulierte Netto-Wechselzahlen seit der Liberalisierung“ zu interpretieren. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass hinsichtlich des Vertragspartners im Monitoring auf die juristische Person abgestellt wird, sodass ein Sondervertrag mit einem anderen Konzernunternehmen des Grundversorgers zur Kategorie „Sondervertrag mit einem anderen Lieferanten“ zählt¹¹¹.

Darüber hinaus wurde im Rahmen der Fragebögen an die Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2013 stattgefunden haben. Als Lieferantenwechsel wird in diesem Zusammenhang der Vorgang bezeichnet, dass die Messstelle eines Letztverbrauchers (Zähler) einem neuen Lieferanten zugeordnet wird, wobei Ein- und Auszüge nicht als Lieferantenwechsel gewertet werden¹¹². Auch bei dieser Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Abfrage auf den Wechsel der beliefernden juristischen Person abstellt. Nach dieser Definition kann daher eine konzerninterne Umschichtung von Lieferverträgen auf eine andere Konzerngesellschaft ebenso zu einem „Lieferantenwechsel“ führen wie die Insolvenz des bisherigen Lieferanten oder eine Kündigung durch den Lieferanten („unfreiwillige“ Lieferantenwechsel). Das tatsächliche Ausmaß des Wechsels von Kunden zu einem Wettbewerber ist daher niedriger als die so ermittelten „Lieferantenwechsel“-Werte. Auf der anderen Seite kann aus dieser Zahl nicht abgelesen werden, ob der Lieferant z. B. Preissenkungen oder andere Verbesserungen vorgenommen hat, um ein Abwandern seiner Kunden zu verhindern.

5.1 RLM-, Gewerbe-und Industriekunden

Vertragsstruktur

Bei Abnehmern mit registrierender Leistungsmessung (RLM) wird die Entnahme in hoher zeitlicher Auflösung erfasst („Lastgang“). RLM-Kunden zeichnen sich durch einen hohen Verbrauch und/oder einen hohen Leistungsbedarf aus¹¹³. Bei RLM-Kunden handelt es sich durchweg um Industriekunden und (verbrauchsstarke) Gewerbekunden¹¹⁴.

Zum Berichtsjahr 2013 haben rund 690 Gaslieferanten (einzelne juristische Personen) Angaben zu belieferten Zählpunkten und Ausspeisemengen bei (deutschen) RLM-Kunden getätigt. Unter den 690 Gaslieferanten bestehen in vielen Fällen Konzernverbindungen, sodass diese Zahl nicht mit der Anzahl der Wettbewerber gleichzusetzen ist. Gleichwohl ist die Anbietervielfalt im Bereich der RLM-Kunden beträchtlich.

Insgesamt belieferten diese Unternehmen im Jahr 2013 RLM-Kunden an insgesamt über 40.600 Zählpunkten mit gut 481 TWh Gas. Die Belieferung erfolgte zu über 99 Prozent durch Sonderverträge. Die Belieferung von RLM-Kunden im Rahmen der Grund- bzw. Ersatzversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. An RLM-Kunden in der Grund-/Ersatzversorgung wurden etwa 0,7 TWh Gas geliefert, dies entspricht rund 0,1 Prozent

¹¹¹ Weitere Unschärfen können z. B. dadurch entstehen, dass es zu einem Wechsel des örtlichen Grundversorgers kommt.

¹¹² Auch Übertragungen von Lieferverträgen infolge eines Konzessionswechsels werden nicht als Lieferantenwechsel gewertet.

¹¹³ Nach § 24 GasNZV ist eine RLM i. d. R. erforderlich ab einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 KW bzw. ab einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 GWh.

¹¹⁴ Der Verbrauch von Gewerbekunden mit geringerem Verbrauch wird z. T. über Standard-Lastprofile (SLP) erfasst.

der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden. Von der Gesamtabgabemenge an RLM-Kunden entfielen ca. 32 Prozent auf Sonderverträge mit dem Grundversorger und ca. 68 Prozent auf Lieferverträge mit einer anderen juristischen Person als dem Grundversorger¹¹⁵. Diese Werte zeigen, dass der Grundversorgerstellung für RLM-Kunden im Gasbereich nur eine geringe praktische Bedeutung zukommt.

Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2013 Menge und Verteilung

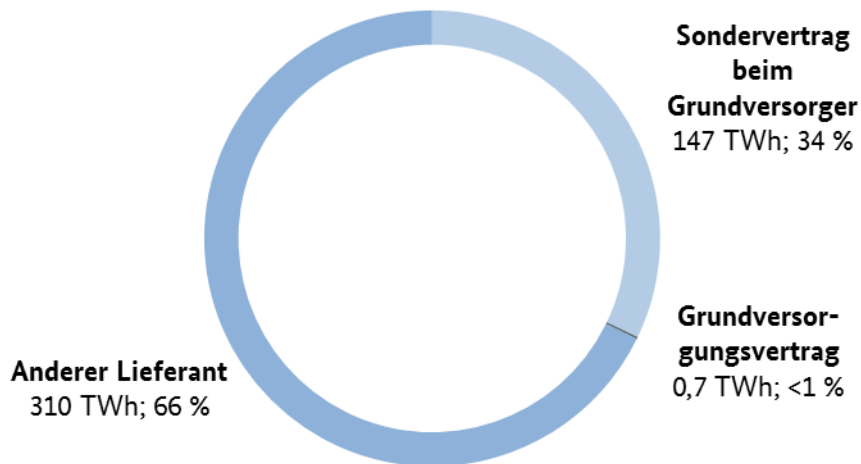


Abbildung 133: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2013

Lieferantenwechsel

Im Rahmen der Fragebögen 7 und 8 (Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber) wurde für verschiedene Kundengruppen erhoben, wie viele „Lieferantenwechsel“ im Jahr 2013 stattgefunden haben. Hierbei wurde nicht auf die oben erläuterten Kundengruppen (SLP /RLM-Kunden, Gewerbe- und Industriekunden) abgestellt, sondern auf verschiedene Verbrauchskategorien. Wie bereits dargelegt, ist ein „Lieferantenwechsel“ als Wechsel der belieferten juristischen Person definiert, der nicht immer mit einem Anbieterwechsel einhergeht. Die Abfrage erbrachte folgende Ergebnisse:

¹¹⁵ Einige Lieferanten haben Mengen, die an Gaskraftwerke geliefert wurden, nicht in der Kategorie RLM-Kunden eingetragen, sodass für die Aufteilung nach Vertragspartner nicht die gesamte RLM-Menge, sondern 457 TWh vorlagen. Hiervon entfielen 147 TWh auf Verträge mit dem Grundversorger und 310 TWh auf Verträge mit einer anderen juristischen Person.

Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien

Letztverbraucher- kategorie	Anzahl der Zählpunkte, bei denen die beliefernde juristische Person im Jahr 2013 wechselte	Anteil an allen Zählpunkten der Verbrauchskategorie	Entnahmemenge im Jahr 2013 an den Zählpunkten, bei denen der Lieferant im Jahr 2013 wechselte	Anteil an Gesamtentnahme- menge der Verbrauchskategorie im Jahr 2013
< 0,3 GWh/Jahr	1.184.057	8,6%	31,4 TWh	9,1%
0,3 GWh/Jahr – 10 GWh/Jahr	32.747	21,3%	19,9 TWh	15,2%
10 GWh/Jahr – 100 GWh/Jahr	907	23,8%	15,9 TWh	16,3%
> 100 GWh/Jahr	121	19,4%	31,6 TWh	11,8%
Gaskraftwerke	50	4,8%	6,7 TWh	7,6%

Tabelle 55: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2013

Über die vier Abnahmekategorien von über 0,3 GWh/Jahr (inkl. Gaskraftwerke) hinweg betrachtet lag die mengenbezogene Wechselquote im Jahr 2013 bei rund 12,7 Prozent. Im Vergleich zum Vorjahreswert entspricht dies einer Steigerung von 0,5 Prozentpunkten. In den Jahren 2006 bis 2010 sind die Wechselquoten im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden stark angestiegen. Seit dem Jahr 2010 sind in etwa konstante Wechselquoten festzustellen. Im Rahmen dieser Abfrage wird nicht untersucht, welcher Anteil der Industrie- und Gewerbekunden im Laufe mehrerer Jahre den Lieferanten mehrfach, einmal oder überhaupt nicht wechselt.

Entwicklung Lieferantenwechsel bei Industrie- und Gewerbekunden Mengenbezogene Quote für alle Verbraucher >300 MWh/Jahr

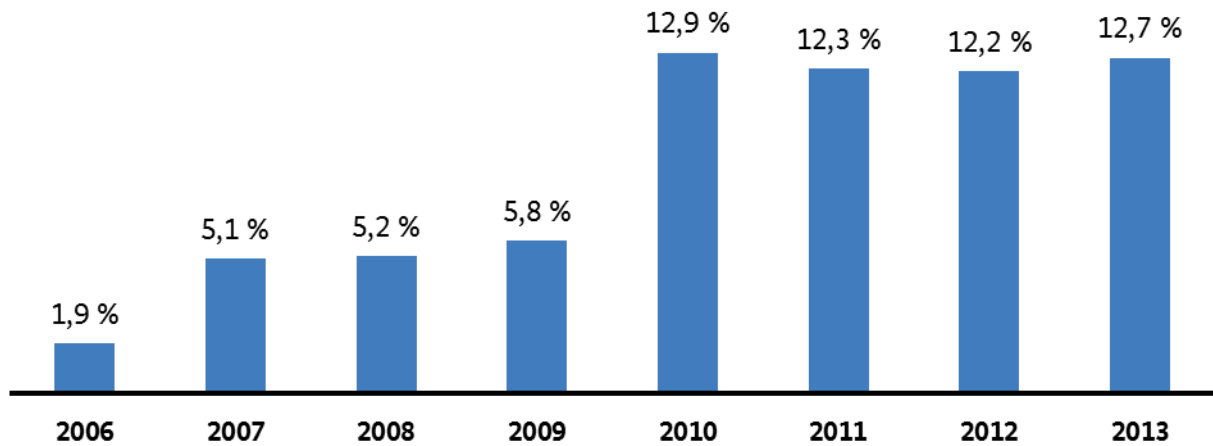


Abbildung 134: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Industrie- und Gewerbekunden 2006 bis 2013

5.2 Haushaltskunden

Vertragsstruktur

Bei der gesonderten Betrachtung der mengenmäßigen Belieferungsstruktur der Haushaltskunden zum Stichtag 31. Dezember 2013 zeigt sich das folgende Bild: 26,5 Prozent der an die Haushaltskunden abgegebenen Gasmenge erfolgt im Rahmen der Grundversorgung. 59,6 Prozent der Haushaltskunden werden von ihrem Grundversorger mit einem Sondervertrag beliefert. 13,9 Prozent der Haushaltskunden wurden von einem anderen Gaslieferanten als dem Grundversorger beliefert.

**Vertragsstruktur von Haushaltskunden,
Stand 31. Dezember 2013 in TWh**
Menge und Verteilung

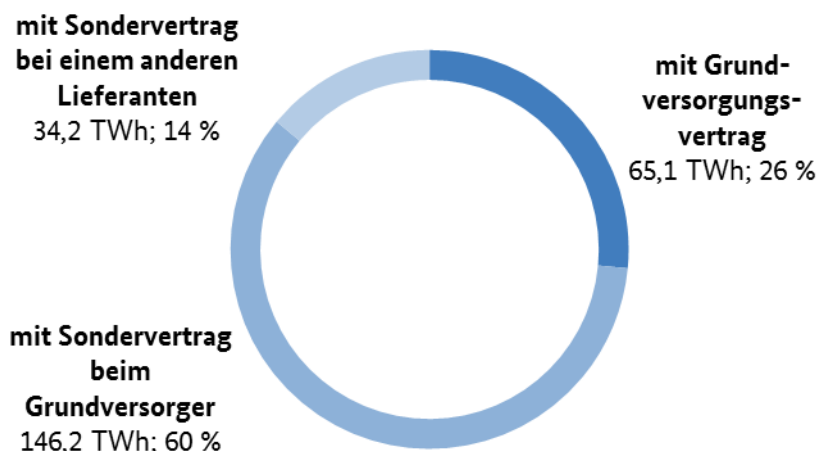


Abbildung 135: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten, Stand Dezember 2013

Ein Standardlastprofil (SLP), als Vereinfachung der Verbrauchserfassung, findet bei Kunden Anwendung, bei denen der zeitliche Verlauf der abgenommenen Ausspeiseleistung nicht erfasst wird. Ein SLP ist grundsätzlich nur für Gaskunden vorgesehen, die jährlich bis maximal 1,5 GWh bei einer auf 500 kWh pro Stunde begrenzten Ausspeiseleistung aus dem Gasverteilnetz entnehmen (§ 24 GasNZV). Zu den SLP-Kunden zählen überwiegend Haushaltskunden, aber auch Nicht-Haushaltskunden mit eher geringen Verbrauchswerten.

Im SLP-Bereich haben etwa 760 Einzelunternehmen Angaben zu Zählpunkten und Abgabemengen gemacht. An 13,6 Mio. Zählpunkten wurden ca. 387 TWh Gas abgegeben. Dies entspricht in etwa dem Vorjahresniveau. Von dieser Abgabemenge wurden ca. 245 TWh (63 Prozent) an Haushaltskunden geliefert und etwa 142 TWh (37 Prozent) an Nicht-Haushaltskunden mit Standardlastprofil.

Von der gesamten SLP-Liefermenge entfallen 77 TWh (20 Prozent) auf Grundversorgungsverträge, 230 TWh (59 Prozent) auf Sonderverträge beim Grundversorger und 80 TWh (21 Prozent) auf Sonderverträge mit einer anderen juristischen Person.

SLP-Kunden mit höherem Verbrauch haben wesentlich häufiger einen Sondervertrag als SLP-Kunden mit geringerem Verbrauch. Bei den Grundversorgungskunden beträgt der mittlere Jahresverbrauch je Zählpunkt (Median) gut 17.000 kWh/Jahr, während im Bereich aller Sonderverträge der entsprechende Wert bei gut 35.000 kWh/Jahr liegt.

Unter den rund 760 Lieferanten (Ebene Einzelunternehmen) mit Angaben zu Zählpunkten und Mengen bei SLP-Kunden haben 592 eine Position als Grundversorger inne. Die meisten der Lieferanten haben nur relativ geringe Kundenzahlen: 517 dieser Grundversorger beliefern weniger als 30.000 SLP-Zählpunkte, davon 378 weniger als 10.000 SLP-Zählpunkte.

Lieferantenwechsel

Die von den Gasnetzbetreibern im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2014 mitgeteilte Gasmenge, die im Bereich der Haushaltskunden vom Lieferantenwechsel betroffen ist (inkl.

Lieferantenwechsel bei Einzug), beträgt 27,3 TWh im Berichtsjahr 2013. Damit ist diese

Lieferantenwechselmenge im Vergleich zum Vorjahr deutlich um 7 TWh bzw. 35 Prozent gestiegen. Unter Beachtung der von den Netzbetreibern erfassten Ausspeisemenge an Haushaltskunden in Höhe von 283 TWh, ergibt sich eine mengenmäßige Lieferantenwechselquote im Bereich der Haushaltskunden von 9,65 Prozent.

Bei der Betrachtung der Anzahl der Wechselfälle im Bereich der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG, basierend auf den Daten der Netzbetreiber, zeigt sich folgendes Bild: Insgesamt wechselten 1.062.580

Haushaltskunden (inkl. Lieferantenwechsel bei Einzug) im Berichtsjahr 2013 ihren Gaslieferanten. Das sind etwa 228.197 Haushaltskunden mehr als im Jahr 2012, was einer Steigerung von 27 Prozent entspricht.

Insgesamt 223.616 Haushaltskunden haben im Jahr 2013 direkt bei Einzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt. Dies bedeutet eine Zunahme um 43 Prozent. Die Gasneukunden nutzen also weiterhin verstärkt die Gelegenheit eines Umzugs, um einen neuen günstigen Lieferanten am neuen Wohnort zu wählen. Unter Beachtung der von den Netzbetreibern erfassten Anzahl der Haushaltskunden in Höhe von 12.453.223, ergibt sich eine anzahlmäßige Lieferantenwechselquote im Bereich der Haushaltskunden von 8,53 Prozent.

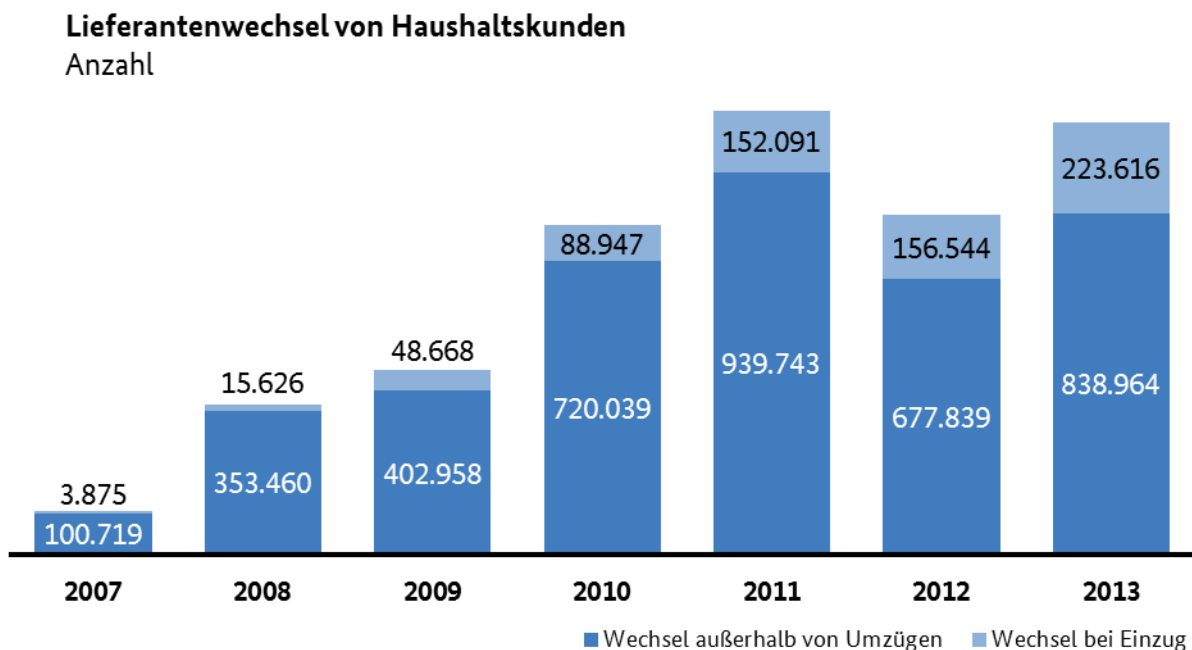


Abbildung 136: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (2006 bis 2013)

6. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

6.1 Versorgungsunterbrechungen

Auch im Gasbereich hat die Bundesnetzagentur für das Berichtsjahr 2013 zum dritten Mal Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie Gaslieferanten zu Unterbrechungsandrohungen,

Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen nach § 19 Abs. 2 Gasgrundversorgungsverordnung (GasGVV) sowie den damit verbundenen Kosten befragt.

Der Grundversorger ist nach § 19 Abs. 2 GasGVV berechtigt, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Die Anzahl der Unterbrechungsandrohungen und der Unterbrechungsbeauftragungen ist im Vergleich zum Vorjahr rückläufig, hingegen sind die tatsächlich durchgeführten Unterbrechungen leicht um etwa 6.500 gestiegen. Das Ergebnis zu der Zahl der Unterbrechungen beruht auf den Angaben der Verteilnetzbetreiber, die letztendlich die Unterbrechung im Auftrag des Lieferanten vornehmen. Gemessen an der Gesamtzahl aller im Monitoring erfassten Zählpunkte auf Verteilnetzbetreiber-Ebene in Deutschland beträgt die Marktabdeckungsquote dieser Frage rund 97,4 Prozent.

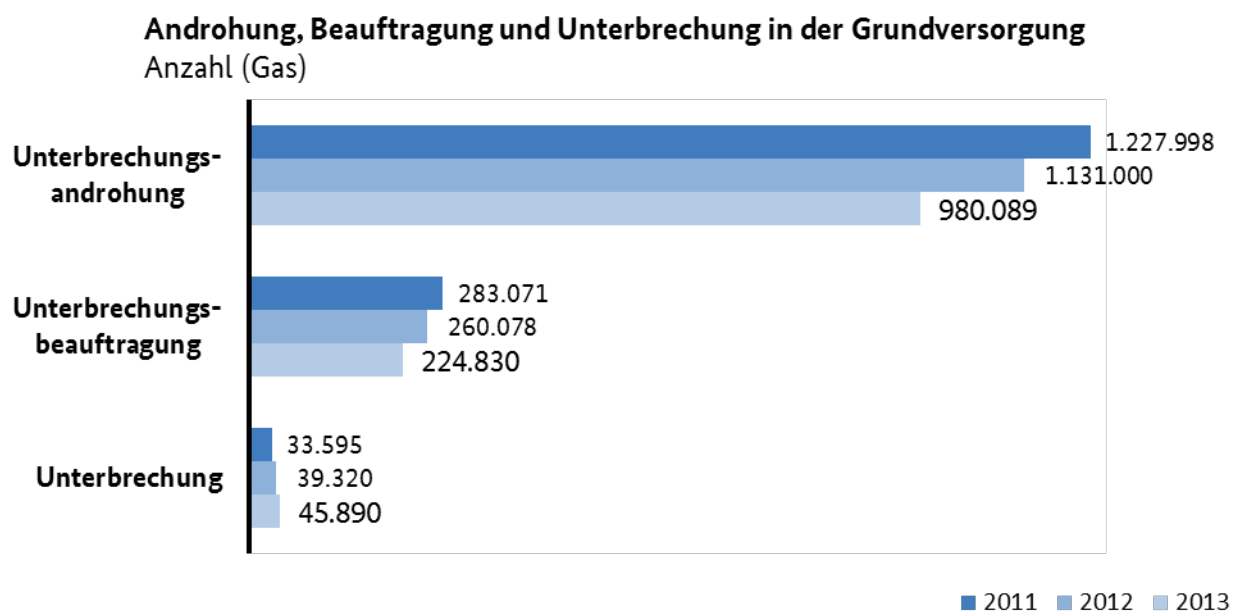


Abbildung 137: Androhung, Beauftragung und Unterbrechung in der Grundversorgung (Gas)¹¹⁶

Bei Zahlungsrückständen sieht die GasGVV keinen Mindestbetrag vor, ab dem eine Sperrung angedroht werden darf. Im Durchschnitt waren säumige Kunden mit ca. 115 Euro im Zahlungsrückstand. Für eine Unterbrechung haben die Gasnetzbetreiber den Lieferanten durchschnittlich ca. 53 Euro in Rechnung gestellt, wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 13 und 200 Euro betrug. Für die Wiederherstellung wurden durchschnittlich ca. 58 Euro berechnet, wobei der niedrigste Wert 19 Euro und der Höchstwert 200 Euro erreichte.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Lieferanten ihren Kunden durchschnittlich Kosten von ca. 46 Euro. Die Spannbreite der berechneten Kosten betrug im Einzelfall zwischen 2 und 200 Euro. Dabei sind die Kosten der Verteilnetzbetreiber noch nicht enthalten.

¹¹⁶ Bei den für das Jahr 2011 erhobenen Daten ist zu beachten, dass einige Lieferanten zu den Unterbrechungsandrohungen und den Unterbrechungsbeauftragungen nur Schätzwerte angeben konnten.

6.2 Tarife und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten im Gasbereich verpflichtet, Letztverbraucher eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Nachfrage der Letztverbraucher nach derartigen Abrechnungen ist jedoch in der Gasversorgung gering. Dies dürfte insbesondere mit dem stark saisonalen Gasverbrauch im Haushaltskundenbereich zusammenhängen.

Abweichungen von der jährlichen Abrechnung

	Anzahl Anfragen	Anzahl Durch- führungen	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung bei Selbstablesung Durchschnitt in € (Werte von - bis in €)	Entgelt je zusätzlicher Abrechnung ohne Selbstablesung Durchschnitt in € (Werte von - bis in €)
Abweichende Abrechnung Haushaltskunden	13.278	15.996	13,91 (0,00 - 113,00)	19,44 (2,37 - 557,75)
davon monatlich	964	715		
davon vierteljährlich	155	135		
davon halbjährlich	925	849		

Tabelle 56: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung

In der Gasversorgung trennen sich nur wenige Lieferanten von ihren Kunden. Im Jahr 2013 wurden insgesamt ca. 44.000 Kündigungen von Gaslieferanten ausgesprochen. Der durchschnittliche Zahlungsrückstand betrug ca. 130 Euro, wobei als Höchstwert 1.000 Euro angegeben wurde.

Dabei ist weiterhin zu beobachten, dass die überwiegende Mehrzahl der Kündigungen durch einige wenige, überregional tätige, junge Unternehmen erfolgte, während regional tätige Versorger ihren Kunden selten oder gar nicht kündigen.

Sperrungen erfolgen regelmäßig nur in der Grundversorgung. Eine Kündigung in der Grundversorgung ist nur unter engen Voraussetzungen möglich. Hierzu darf keine Grundversorgungspflicht bestehen oder die Voraussetzungen einer Unterbrechung müssen wiederholt vorgelegen haben. Bei Sonderverträgen sind Sperrungen und deren Androhung dagegen selten, da eine Kündigung für den Lieferanten das einfachere und kostengünstigere Mittel darstellt.

7. Preisniveau

Im Rahmen des Monitorings sind Lieferanten, die in Deutschland Letztverbraucher mit Gas beliefern, zu den Einzelhandelspreisen ihres Unternehmens am 1. April 2014 für drei Abnahmefälle befragt worden. Die drei Abnahmefälle stellen auf einen Jahresverbrauch von ca. 23 MWh, 116 MWh und 116 GWh ab. Mit diesen Verbrauchswerten handelt es sich jeweils um einen Haushaltskunden, einen (eher verbrauchsschwachen) Gewerbekunden und um einen Industriekunden.

Der Gesamtpreis wurde bei den Unternehmen jeweils in ct/kWh abgefragt, wobei auch die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o. ä.) in den Gesamtpreis einzurechnen waren. Darüber hinaus sollten die einzelnen Preisbestandteile aufgeschlüsselt werden, die vom Lieferanten nicht beeinflussbar sind, wie insbesondere Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Nach Abzug der „Durchlaufposten“ vom Gesamtpreis verbleibt der vom Lieferanten beeinflussbare Restbetrag, der insbesondere Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und die Marge umfasst.

Sowohl beim Gesamtpreis als auch bei den Preisbestandteilen sollten die Lieferanten jeweils ihren „durchschnittlichen“ Preis für die drei Abnahmefälle angeben. Mehrere Unternehmen haben in ihren Antworten darauf hingewiesen, dass sie aufgrund ihrer überörtlichen Tätigkeit bzw. einer kundenindividuellen Preisgestaltung nicht in der Lage seien, entsprechende Durchschnittswerte anzugeben.

Für den kleinsten Abnahmefall von ca. 23 MWh/Jahr („Haushaltskunde“) wurden die einzelnen Preisbestandteile für drei unterschiedliche Vertragstypen abgefragt: Grundversorgungsvertrag, Sondervertrag mit dem Grundversorger und Sondervertrag mit einem anderen Lieferanten (vgl. auch II.G.5 ab Seite 255).

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Kundenkategorie bzw. Abnahmefall gegliedert dargestellt. Um langfristige Entwicklungstendenzen aufzuzeigen, werden die Ergebnisse jeweils mit den Vorjahreswerten verglichen. Bei dem Vergleich der Stichtagswerte zum 1. April 2014 bzw. 1. April 2013 ist zu beachten, dass Veränderungen der berechneten Mittelwerte in der Regel unterhalb des mit der Erhebungssystematik verbundenen Fehlerbereichs liegen. Eine statistisch signifikante Aussage, ob der jeweilige Preis im Vergleich zum 1. April 2013 gestiegen oder gesunken ist, ist daher oft nicht möglich. Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass der Adressatenkreis der Preisfragen im Vergleich zum Vorjahr verändert wurde: Die Preisfragen richteten sich zuvor nur an Lieferanten, die in mindestens einem Netzgebiet Grundversorger sind, während in der diesjährigen Erhebung alle in Deutschland tätigen Lieferanten befragt wurden. Auf der anderen Seite sollten die Preisfragen für die Abnahmefälle 116 GWh/Jahr und 116 MWh/Jahr in diesem Jahr nur noch solche Lieferanten ausfüllen, die mindestens einen Kunden mit einem Gasbedarf im Bereich des jeweiligen Abnahmefalls haben.

7.1 Gewerbe- und Industriekunden

Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“)

Bei Industriekunden handelt es sich durchgängig um leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden). Bei dieser Kundengruppe spielt die Vielfalt der vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten eine bedeutende Rolle. Die Lieferanten legen grundsätzlich keine Tarifgruppen für Abnehmer im Verbrauchsbereich des Abnahmefalls von 116 GWh/Jahr zu Grunde, sondern unterbreiten kundenindividuelle Angebote. So steht etwa der Kunde mit Vollversorgung neben dem Kunden, für den die verhandelte Abnahmemenge (in der hier relevanten Größenordnung) nur Teil seines Beschaffungsportfolios ist. Im Falle der größten Verbraucher sind die Übergänge vom Einzelhandel zum Gasgroßhandel naturgemäß fließend. Oftmals werden die Lieferpreise mit den Großhandelspreisen indiziert. Im Rahmen der Befragung haben mehrere Lieferanten angegeben, dass in ihren Vertragsmodellen die Netzentgeltabrechnung mit dem Netzbetreiber dem Kunden selbst obliegt. Solche Vertragsmodelle können im Extremfall soweit reichen, dass der „Lieferant“ im wirtschaftlichen Ergebnis für den Kunden nur die Dienstleistung des Bilanzkreis- bzw. Nominierungsmanagements anbietet.

Der Abnahmefall, der einem Industriekunden entspricht, wurde mit einem Jahresverbrauch von 116 GWh und einer Jahresbenutzungsdauer von 250 Tagen (4.000 Stunden) definiert. Die Abfrage richtete sich dieses Jahr nur an solche Lieferanten, die mindestens einen Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 50 GWh und 200 GWh haben. Aufgrund dieser Kundenmerkmale geht es grundsätzlich um einen kleinen Kreis von Lieferanten. Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 96 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 134 Lieferanten). Mehr als die Hälfte dieser 96 Lieferanten hat weniger als zehn Kunden mit einem Verbrauch von über 100 GWh/Jahr.

Anhand dieser Angaben wurden jeweils die arithmetischen Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet. Die Untergrenze der Spannenangabe bezieht sich auf das sog. 10-Prozent-Perzentil, die Obergrenze auf das 90-Prozent-Perzentil. Dies bedeutet, dass jeweils 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte innerhalb der genannten Spanne liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

	80 Prozent der Werte liegen im Bereich (in ct/kWh)	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,14 – 0,43	0,30	8%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,00 – 0,03	0,01	0%
Konzessionsabgabe	0,00	0,00 ^[1]	0%
Gassteuer	0,55	0,55	15%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,43 – 3,15	2,73	76%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	3,24 – 4,06	3,59	

[1] Nach § 2 Abs. 5 Nr. 1 KAV fallen bei Sondervertragskunden nur für die ersten 5 GWh Konzessionsabgaben an (0,03 ct/kWh). Bezogen auf den Abnahmefall von 116 GWh ergibt sich daraus ein Durchschnitt von (gerundet) 0,00 ct/kWh.

Tabelle 57: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Der Gesamtpreis besteht beim Abnahmefall 116 GWh/Jahr („Industriekunde“) im Mittel zu weniger als 10 Prozent aus den Komponenten Netzentgelt, Messung und Konzessionsabgabe. Dieser Anteil ist wesentlich niedriger als im Bereich der Haushalts- bzw. Gewerbekunden. Entsprechend ist der vom Lieferanten

beeinflussbare Anteil (Gasbeschaffungskosten, Vertriebskosten, sonstige Kosten und Marge) mit ca. 76 Prozent deutlich höher.

Der Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Ust.) in Höhe von 3,59 ct/kWh liegt um 0,35 ct/kWh (d. h. rund neun Prozent) unter dem Vorjahreswert. Die Differenz geht auf eine Absenkung des vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils zurück. Bei dem Vorjahresvergleich sind die Erhebungsungenauigkeit sowie der veränderte Adressatenkreis der Abfrage zu berücksichtigen (s. o.).

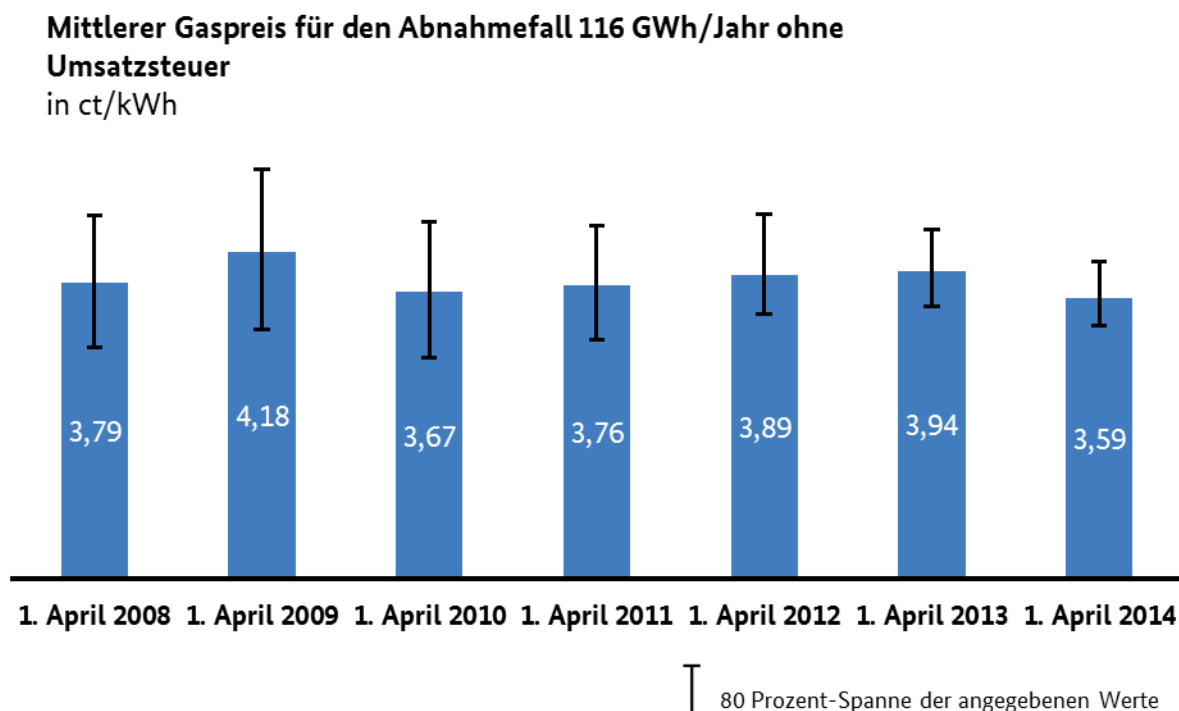


Abbildung 138: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr

Abnahmefall 116 MWh/Jahr („Gewerbekunde“)

Der Abnahmefall, der einem Gewerbekunden entspricht, wurde mit einem Jahresverbrauch von 116 MWh und ohne vorgeschriebene Jahresbenutzungsdauer definiert. Dieser Jahresverbrauch beträgt das Fünffache des Abnahmefalls 23 MWh („Haushaltskunde“) und ein Tausendstel des Abnahmefalls 116 GWh („Industriekunde“). Der Jahresverbrauch entspricht einem eher verbrauchsschwachen Gewerbekunden. Da es sich hier um einen mäßigen Verbrauch handelt, spielen individuelle Vertragsgestaltungen eine wesentlich kleinere Rolle als beim Abnahmefall „Industriekunde“. Die Lieferanten sollten eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2014 geltenden Konditionen für die Abrechnung ihrer Kunden mit einer dem Abnahmefall ähnlichen Abnahmestruktur vornehmen. Angesprochen waren dabei Lieferanten, die bereits Kunden mit einem Abnahmeprofil annähernd vergleichbarer Größenordnung betreuen, d. h. mit einem Jahresbedarf zwischen 50 MWh und 200 MWh. Der Abnahmefall betrifft eine Verbrauchsmenge, die deutlich unter dem Schwellenwert von 1,5 GWh liegt, ab dem der Netzbetreiber grundsätzlich eine registrierende Leistungsmessung vorzusehen hat. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass bei dem gewählten Abnahmefall in aller Regel eine Verbrauchserfassung über ein Standard-Lastprofil erfolgt.

Für die folgenden Preisauswertungen zum Abnahmefall wurden die Angaben von insgesamt 582 Lieferanten herangezogen (Vorjahr: 491 Lieferanten). Anhand dieser Angaben wurden jeweils die Mittelwerte des Gesamtpreises und der einzelnen Preisbestandteile berechnet. Ferner wurde die Streuung der Angaben für jeden Preisbestandteil in Form von Spannen ausgewertet, innerhalb derer jeweils 80 Prozent der von den Lieferanten angegebenen Werte liegen. Die Auswertung hat folgende Ergebnisse erbracht:

Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

	80 Prozent der Werte liegen im Bereich (in ct/kWh)	Mittelwert (arithmetischer) in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis
Nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile			
Nettonetzentgelt	0,83 – 1,55	1,16	22%
Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb	0,02 – 0,11	0,06	1%
Konzessionsabgabe	0,03 – 0,03	0,04 ^[1]	1%
Gassteuer	0,55	0,55	11%
Vom Lieferanten beeinflussbarer Preisbestandteil (Restbetrag)	2,94 – 3,94	3,40	65%
Gesamtpreis (ohne Umsatzsteuer)	4,68 – 5,76	5,20	

[1] 38 der 582 Lieferanten haben in ihrer Antwort einen Konzessionsabgabewert von über 0,03 ct/kWh angegeben. Es handelte sich hierbei um Lieferanten mit eher geringen Abgabemengen. Eine Konzessionsabgabe von über 0,03 ct/kWh ist auch bei der Belieferung eines Gewerbekunden denkbar, wenn die Belieferung im Rahmen eines Grundversorgungsvertrages erfolgt (vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 2 b KAV).

Tabelle 58: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

Bei diesem Abnahmefall entfallen durchschnittlich 35 Prozent des Gesamtpreises auf Kostenpositionen, die für den Lieferanten nicht beeinflussbar sind (Netzentgelte, Gassteuer, Konzessionsabgabe). 65 Prozent betreffen Preiselemente mit Raum für unternehmerische Entscheidungen.

Der arithmetische Mittelwert des Gesamtpreises (ohne Ust.) in Höhe von 5,20 ct/kWh liegt geringfügig (um 0,10 ct/kWh) unter dem Vorjahreswert. Die absolute Höhe der nicht vom Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteile ist im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben, sodass die Veränderung auf den Restbetrag entfällt.

Mittlerer Gaspreis für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ohne Umsatzsteuer
in ct/kWh

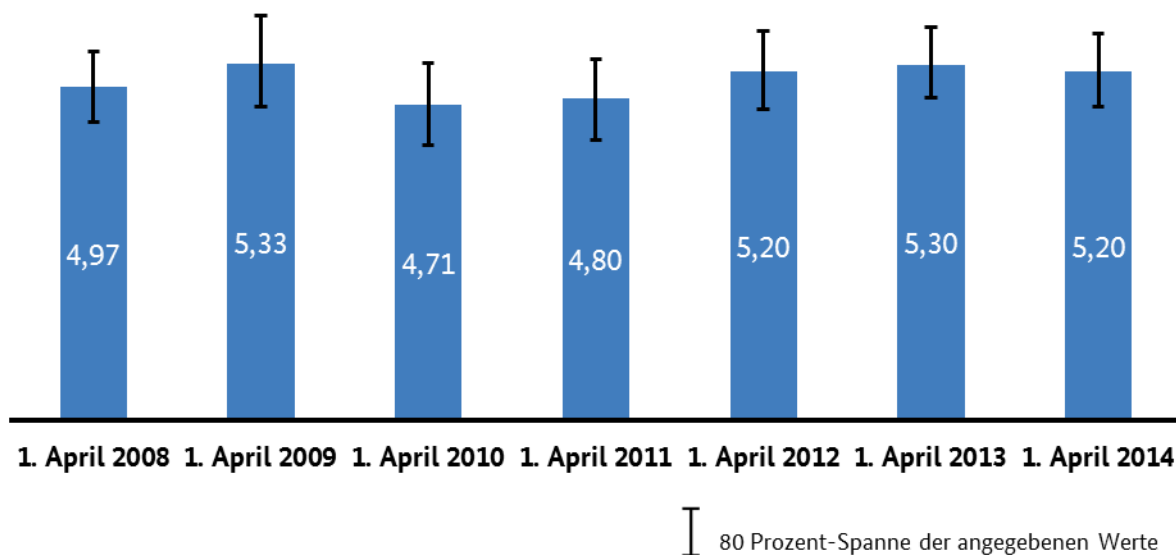


Abbildung 139: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr

7.2 Haushaltskunden

Zum Stichtag 1. April 2014 sind insgesamt betrachtet stabile Gaspreise im Segment der Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh¹¹⁷ im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen. In zwei der drei Abnehmerkategorien wurde ein geringfügiger Preisanstieg beobachtet, dieses Ergebnis wurde bei Betrachtung des gewichteten als auch des ungewichteten mittleren Gaspreises festgestellt. Bei Betrachtung des Verlaufs der mengengewichteten Werte seit 2008 wird in den Kategorien „Grundversorgung“ und „Sondervertrag beim Grundversorger“ jeweils ein neuer Höchststand erreicht. Dagegen liegt in der Kategorie Vertrag bei einem anderen Lieferanten („Lieferantenwechsel“) der Wert zum 1. April 2014 geringfügig unter dem Höchstwert, der zum 1. April 2013 erreicht wurde.

Im Bereich der Belieferung innerhalb der Grundversorgung stieg der mengengewichtete Gaspreis im Vergleich zum Vorjahreswert von 7,09 ct/kWh auf 7,20 ct/kWh. Dies entspricht einem Preisanstieg um 1,6 Prozent. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt (inklusive vorgelagerter Netzkosten) erhöhte sich von 1,27 ct/kWh auf 1,29 ct/kWh. Der Anteil am Gesamtpreis stieg entsprechend auf rund 18 Prozent.

¹¹⁷ Der Jahresverbrauch in Höhe von 23.269 kWh orientiert sich an der Kundenkategorie D3 von Eurostat.

Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr

Stand 1. April 2014	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,38	18,7	1,29	17,9
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,06	0,8	0,05	0,7
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,3	0,02	0,3
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,8	0,05	0,7
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,25	3,4	0,26	3,6
Derzeitige Gassteuer	0,55	7,4	0,55	7,6
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,18	16,0	1,18	16,4
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	3,89	52,6	3,80	52,8
Gesamt	7,39	100	7,2	100

Tabelle 59: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr. Preisstand 1. April 2014
in Prozent

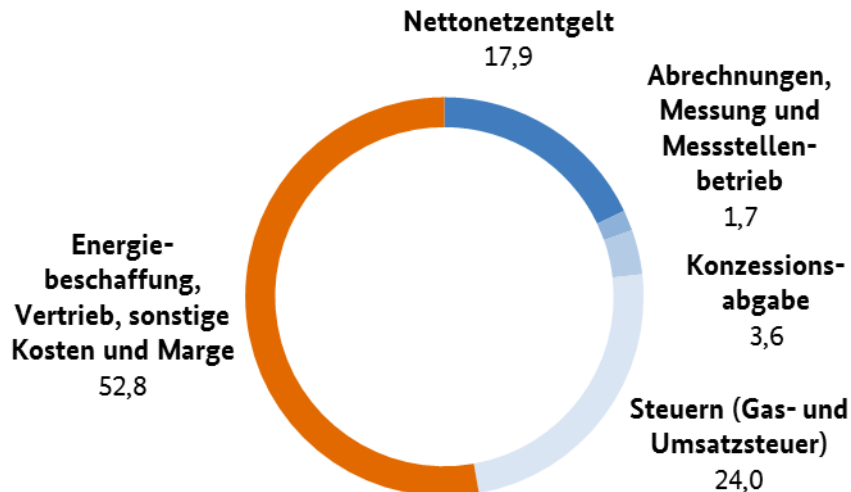


Abbildung 140: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Im Bereich der Belieferung durch den örtlichen Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen sind die mittleren mengengewichteten Gaspreise von 6,69 ct/kWh zum Vorjahreszeitpunkt auf 6,77 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2014 erneut gestiegen. Dies bedeutet einen Preisanstieg um 1,2 Prozent. Somit fiel der Preisanstieg in dieser Abnahmekategorie ebenfalls gering aus. Der auf Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge entfallende Preisbestandteil ist von 3,59 ct/kWh auf 3,66 ct/kWh erneut gestiegen. Die durchschnittlichen Nettonetzentgelte in dieser Abnahmekategorie (inklusive vorgelagerter Netzkosten) sind von 1,32 ct/kWh auf 1,31 ct/kWh minimal gesunken. Das Netzentgelt betrug zuletzt rund 19,4 Prozent des Gaspreises nach 19,7 Prozent im Vorjahr.

Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr.

Stand 1. April 2014	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,39	20,5	1,31	19,4
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,06	0,9	0,06	0,9
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,3	0,02	0,3
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,9	0,05	0,7
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,05	0,7	0,04	0,6
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,1	0,55	8,1
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,08	15,9	1,08	16,0
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	3,58	52,7	3,66	54,1
Gesamt	6,79	100	6,77	100

Tabelle 60: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Sondertarifen bei dem Grundversorger für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr. Preisstand 1. April 2014
in Prozent

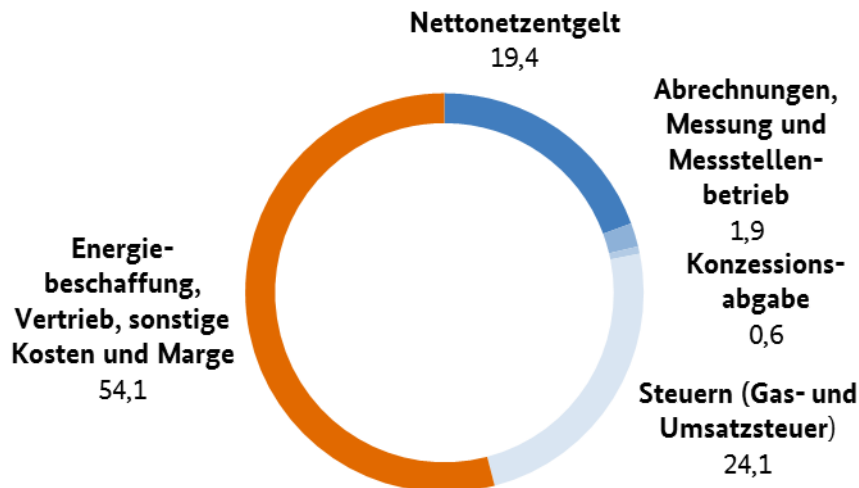


Abbildung 141: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen zum Stichtag 1. April 2014

Im Bereich der Belieferung durch Nicht-Grundversorger („Lieferantenwechsel“) sank das durchschnittliche Preisniveau auf 6,39 ct/kWh. Nach einem Anstieg auf 6,66 ct/kWh im Jahr 2013 lag das mengengewichtete Preisniveau im 1. April 2014 vier Prozent unter dem Wert des Vorjahres. Vergleichbar mit der Kategorie „Sondervertrag beim Grundversorger“ stehen hinter der Senkung des mengengewichteten Preisniveaus in der Kategorie „Lieferantenwechsel“ zwei gegenläufige Entwicklungen: ein Anstieg der durchschnittlichen Nettonetzentgelte (inklusive vorgelagerter Netzkosten) und ein Rückgang des durch den Lieferanten beeinflussbaren Preisbestandteils. Der Preisbestandteil für Gasbeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge zum 1. April 2014 machte nur noch knapp 51 Prozent nach rund 52 Prozent im Jahr zuvor aus.

Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei Belieferung durch einen anderen Lieferanten als dem örtlichen Grundversorger für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr

Stand 1. April 2014	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengen-gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,42	21,3	1,34	21,0
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,06	0,9	0,06	0,9
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,03	0,5	0,04	0,6
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,9	0,06	0,9
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,05	0,8	0,03	0,5
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,2	0,55	8,6
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,06	15,9	1,07	16,7
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge	3,45	51,7	3,24	50,7
Gesamt	6,68	100	6,39	100

Tabelle 61: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch andere Lieferanten als den Grundversorger. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

**Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Belieferung durch andere Lieferanten als dem Grundversorger für den Abnahmefall 23.269 kWh im Jahr.
Preisstand 1. April 2014
in Prozent**

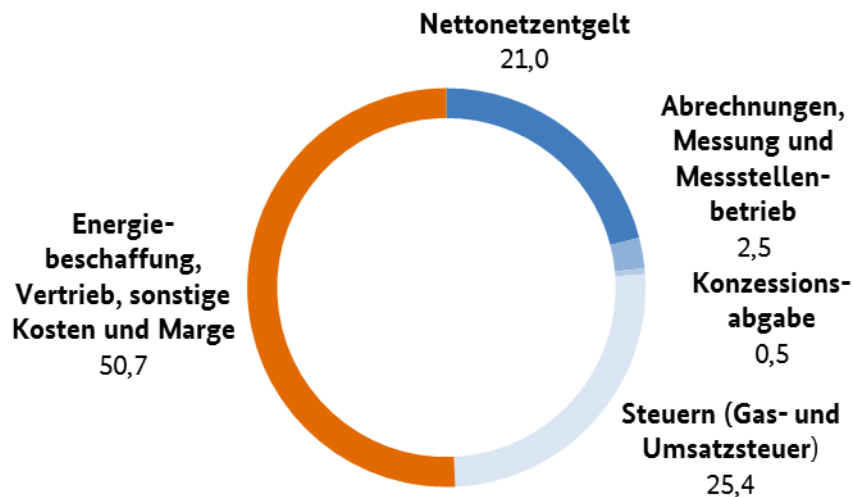


Abbildung 142: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Sondertarifen bei einem anderen Lieferanten zum Stichtag 1. April 2014

Im Berichtszeitraum hat sich die Differenz zwischen Grundversorgungstarifen und Sondertarifen beim örtlichen Grundversorger für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh weiter in geringem Maße vergrößert. Ein Anreiz zum Abschluss eines Sondervertrages besteht bei diesem Jahresverbrauch also weiterhin. Bei Betrachtung der mehrjährigen Zeitreihen ist für die beiden Belieferungskategorien durch den Grundversorger eine Preissteigerungstendenz erkennbar.

Bei Betrachtung der zeitlichen Entwicklung des Preisbestandteils, der auf Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge entfiel, ist ein stagnierender Trend (Grundversorgung) bzw. ein sinkender Trend (Sonderverträge) zu erkennen (vgl. Abbildung 144).

Dabei macht der vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteil bei allen Abnahmekategorien in etwa den gleichen Anteil am Gesamtpreis aus, nämlich rund 53 Prozent im Falle der Belieferung von Kunden in der Grundversorgung, 54 Prozent im Falle der Belieferung zu Sonderverträgen durch den Grundversorger und rund 51 Prozent im Falle der Belieferung durch einen Nicht-Grundversorger¹¹⁸.

¹¹⁸ Diese Betrachtung basiert auf den ungewichteten Mittelwerten.

**Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden für den Abnahmefall
23.269 kWh im Jahr (mengengewichtete Mittelwerte)
in ct/kWh**

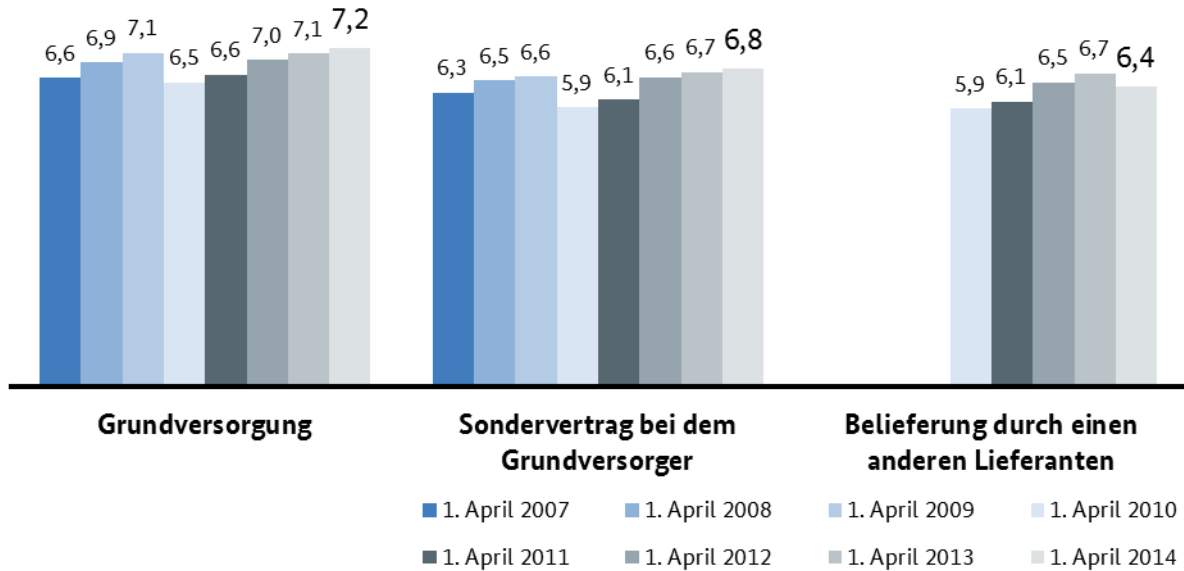


Abbildung 143: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2014

**Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb,
sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden für den Abnahmefall
23.269 kWh im Jahr (mengengewichtete Mittelwerte)
in ct/kWh**

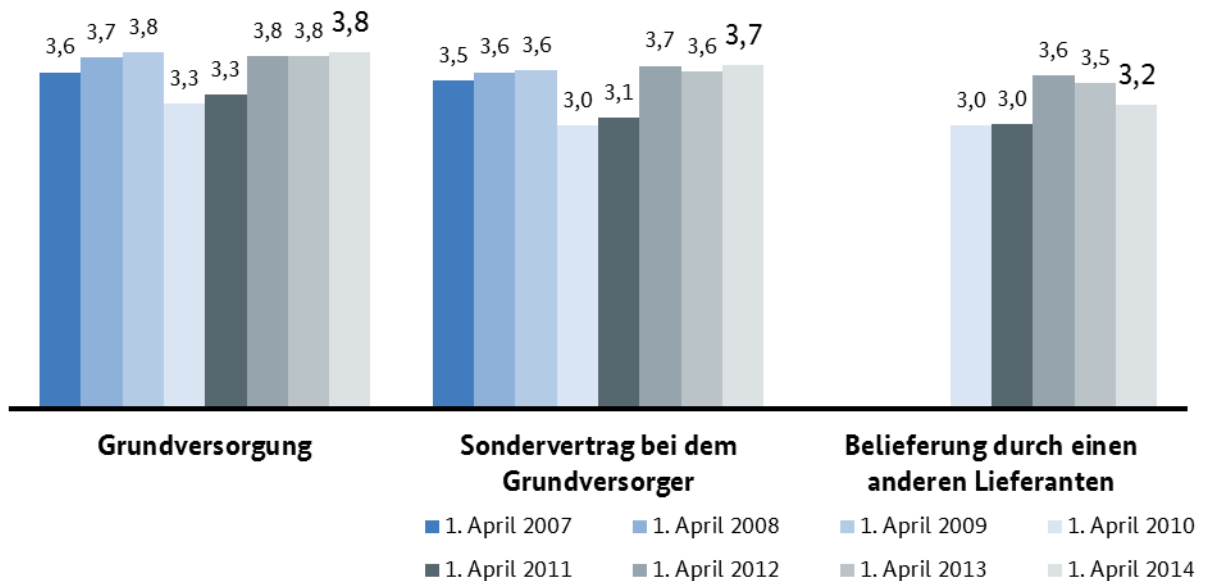


Abbildung 144: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2014

8. Europäischer Gaspreisvergleich

Eurostat¹¹⁹ veröffentlicht im Bereich Energie regelmäßig Letztverbraucherpreise, wie sie in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten (und weiteren europäischen Ländern) durchschnittlich von bestimmten Verbrauchsgruppen zu entrichten sind.

Dabei werden die Preise aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet:

- als Gesamtpreise (ohne Abzüge);
- unter Abzug der Umsatzsteuer und solcher Steuern und Abgaben, für die individuell Erstattungsfähigkeit vorliegen kann;
- unter Abzug aller Steuern und Abgaben¹²⁰

In der weiteren Darstellung wird grundsätzlich auf die für das zweite Halbjahr 2013 bei Eurostat veröffentlichten Daten zurückgegriffen¹²¹.

Haushaltskunden

Eurostat betrachtet im Bereich Haushaltskunden den Abnahmefall „jährlicher Verbrauch zwischen „20 GJ und 200 GJ“¹²². Dieser wird im Folgenden dargestellt:

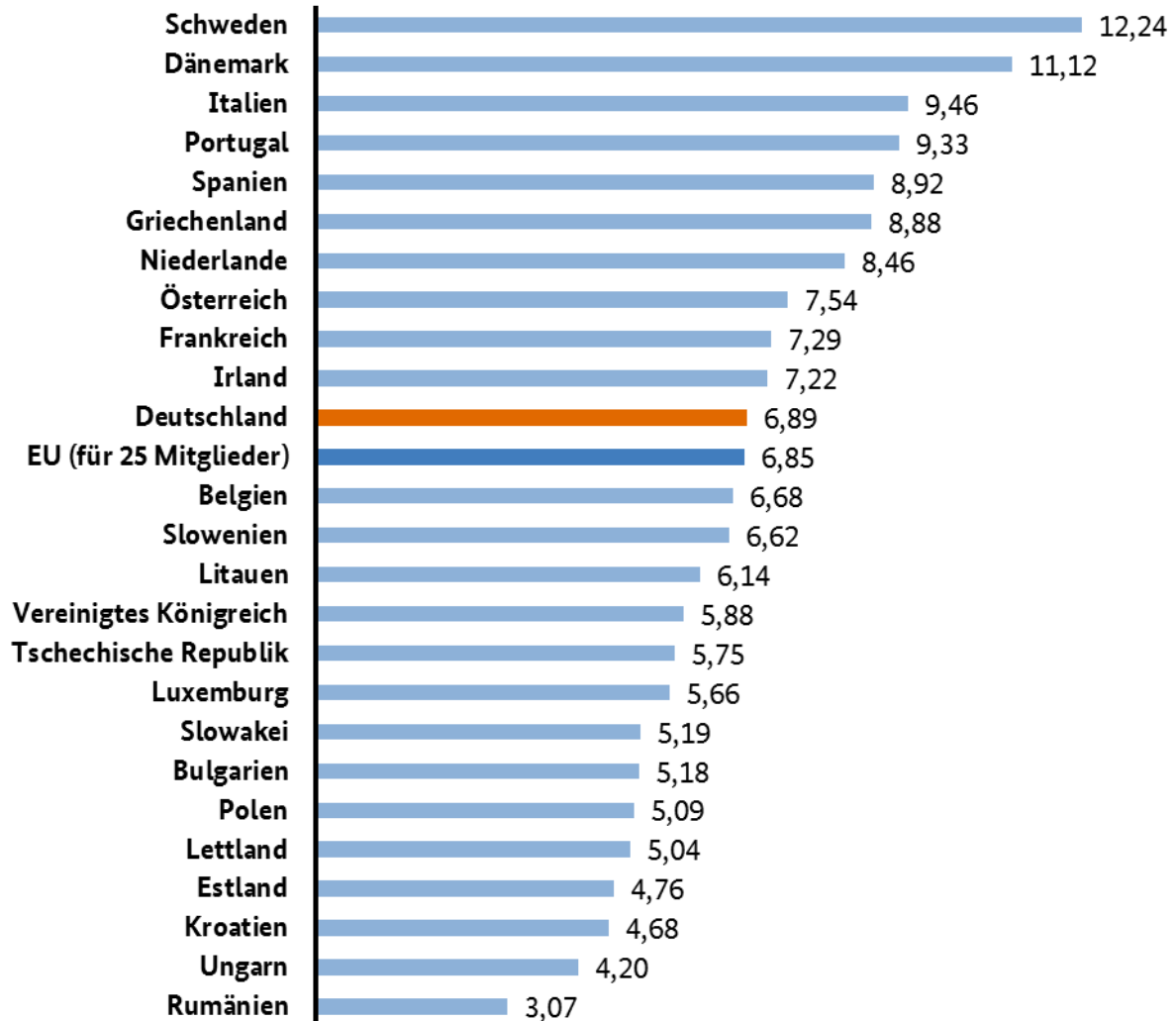
¹¹⁹ Eurostat als statistisches Amt der Europäischen Union greift hierbei auf Daten von Stellen zurück, die von den Mitgliedsstaaten benannt sind. Vorgaben zu Erhebung, Analyse etc. zielen darauf ab, Vergleichbarkeit herzustellen.

¹²⁰ Für Deutschland ist hierin auch die Konzessionsabgabe enthalten.

¹²¹ Es wird kein Mittel mit dem 1. Halbjahr gebildet. Bei Veränderungen im laufenden Jahr sind die Daten des 2. Halbjahres näher an der aktuellen Situation. Bei Eurostat liegen für den ausgewählten Abnahmefall Haushaltskunden Gaspreisdaten für 25 Mitgliedsstaaten der EU vor (nicht für Finnland, Malta und Zypern) und beim Abnahmefall Industriekunden für 26 Mitgliedstaaten (nicht für Malta und Zypern).

¹²² Neben dieser „Gruppe D2“ gibt es weitere Kategorien im Haushaltskundenbereich; jeweils abrufbar unter <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>. Die hier gewählte Gruppe mit einem Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ umfasst auch den Abnahmefall, für den im Monitoring eigene Preisdaten erhoben worden sind. Zur Umrechnung: 1 Gigajoule entspricht (gerundet) 278 kWh (Fallbereich: 5.556 kWh bis 55.556 kWh).

**Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (Gesamtpreis)
für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ) im 2.
Halbjahr 2013 auf EU-Ebene**
in ct/kWh



Quelle: Eurostat

Abbildung 145: Vergleich der durchschnittlichen¹²³ europäischen Gaspreise (Gesamtpreis) für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene

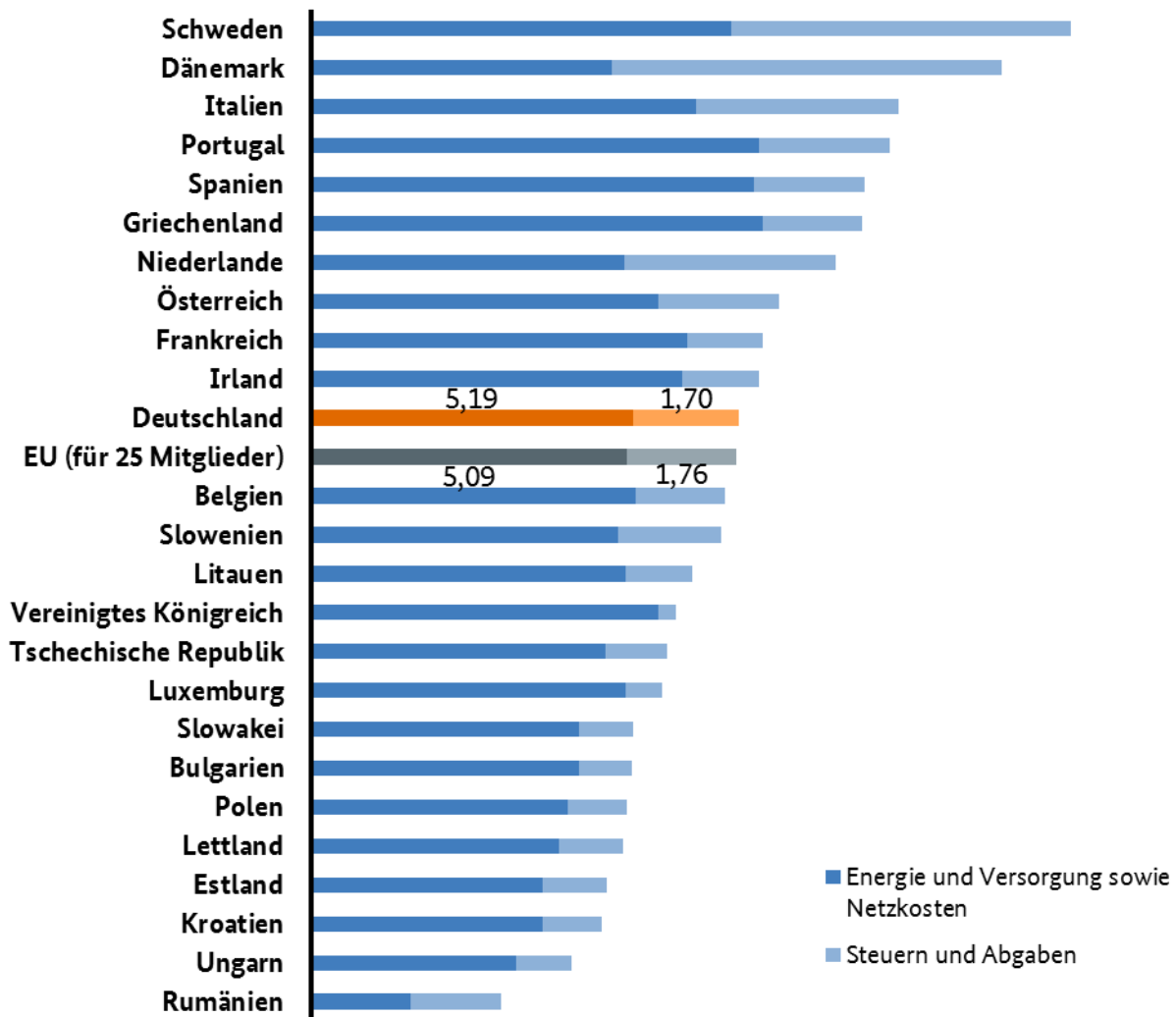
Das Gaspreisniveau für Haushaltskunden in Deutschland entspricht nahezu dem Durchschnitt der an der Erhebung teilnehmenden EU-Länder. Die durchschnittlichen Gesamtpreise unterscheiden sich bis zu 9 ct/kWh (Minimum Rumänien: 3,07 ct/kWh; Maximum Schweden 12,24 ct/kWh).

Der Anteil einzelner Preisbestandteile am Gesamtpreis ist in den dargestellten Ländern unterschiedlich. Eurostat bietet Daten zur gesonderten Ausweisung des Anteils „Steuern und Abgaben“. Im Folgenden wird der

¹²³ Gaspreisdaten liegen bei Eurostat für 25 Mitgliedsstaaten der EU vor (nicht für Finnland, Malta und Zypern)

Gesamtpreis aufgeteilt nach „Energie und Versorgung“¹²⁴ sowie Netzkosten“ und „Steuern und Abgaben“ dargestellt.

**Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise
(Preisbestandteile) für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und
200 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene**
in ct/kWh



Quelle: Eurostat

Abbildung 146: Vergleich der durchschnittlichen¹²⁵ europäischen Gaspreise (Preisbestandteile) für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene

¹²⁴ In Deutschland entspricht dies dem Teil am Gesamtpreis, der der Beeinflussung durch den Lieferanten zugänglich ist; siehe Kapitel II.G.7 Preisniveau: Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge (Restbetrag).

¹²⁵ Gaspreisdaten liegen bei Eurostat für 25 Mitgliedsstaaten der EU vor (nicht für Finnland, Malta und Zypern)

Der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis beträgt zwischen 4,8 Prozent (Vereinigtes Königreich mit einem leicht unterdurchschnittlichen Gesamtpreis) und 56,4 Prozent (Dänemark mit dem zweithöchsten Gesamtpreis).

Im Zeitvergleich¹²⁶ der letzten fünf Jahre betrug die Differenz der Gaspreise (alle Preisbestandteile) für Haushaltskunden in Deutschland zum EU-Durchschnitt¹²⁷ weniger als 1 ct/kWh.

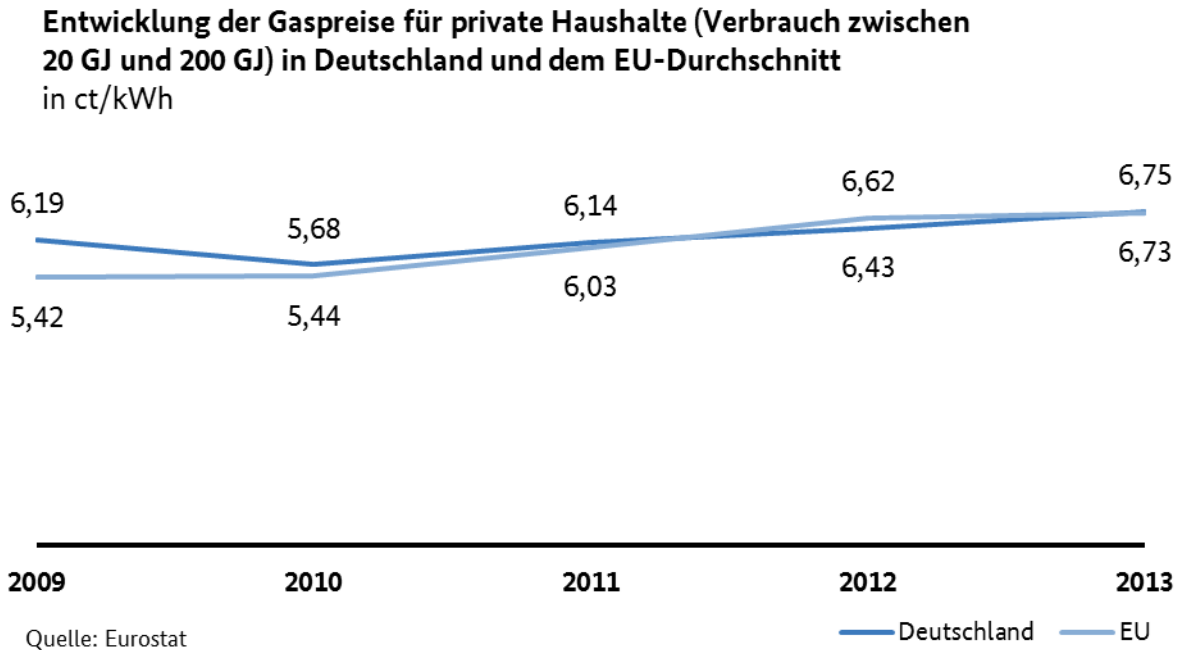


Abbildung 147: Entwicklung der Gaspreise für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ) in Deutschland und dem EU-Durchschnitt von 2009 bis 2013

Der Unterschied ist inzwischen nur noch marginal (0,02 ct/kWh für 2013).

Industriekunden

Eurostat betrachtet neben Haushaltskunden verschiedene Abnahmefälle, bei denen es nach Höhe der Abnahmemenge nicht um privaten Verbrauch geht. Von diesen Abnahmefällen, die als „Industrieabnehmer“

¹²⁶ Für den Zeitvergleich ist jeweils der Jahresdurchschnitt (Mittel aus beiden Halbjahresdaten) gebildet worden.

¹²⁷ Die Daten für Kroatien sind auch für die Zeit vor dem EU-Beitritt 2013 einberechnet, um die Vergleichbarkeit zu erhöhen. Für Griechenland liegen bis 2012 einschließlich keine vollständigen Jahresdaten vor, weshalb der Durchschnitt zwischen 2009 und 2012 aus 24 Ländern und in 2013 aus 25 Ländern gebildet worden ist.

gefasst werden, wird beispielhaft¹²⁸ derjenige mit jährlichem Verbrauch „zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ“ dargestellt. Dabei wird der Gesamtpreis zunächst einschließlich aller Preisbestandteile, d. h. mit der jeweiligen nationalen Umsatzsteuer, abgebildet. Dem werden die Werte unter Abzug allein der Umsatzsteuer gegenüber gestellt¹²⁹. Dadurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die betrachteten Kunden diesen Preisbestandteil grundsätzlich in Abzug bringen können¹³⁰. Schließlich wird ausgewiesen, wie sich die Preisblöcke „Steuern und Abgaben“ einerseits und „Energie und Versorgung sowie Netzkosten“ andererseits zueinander verhalten.

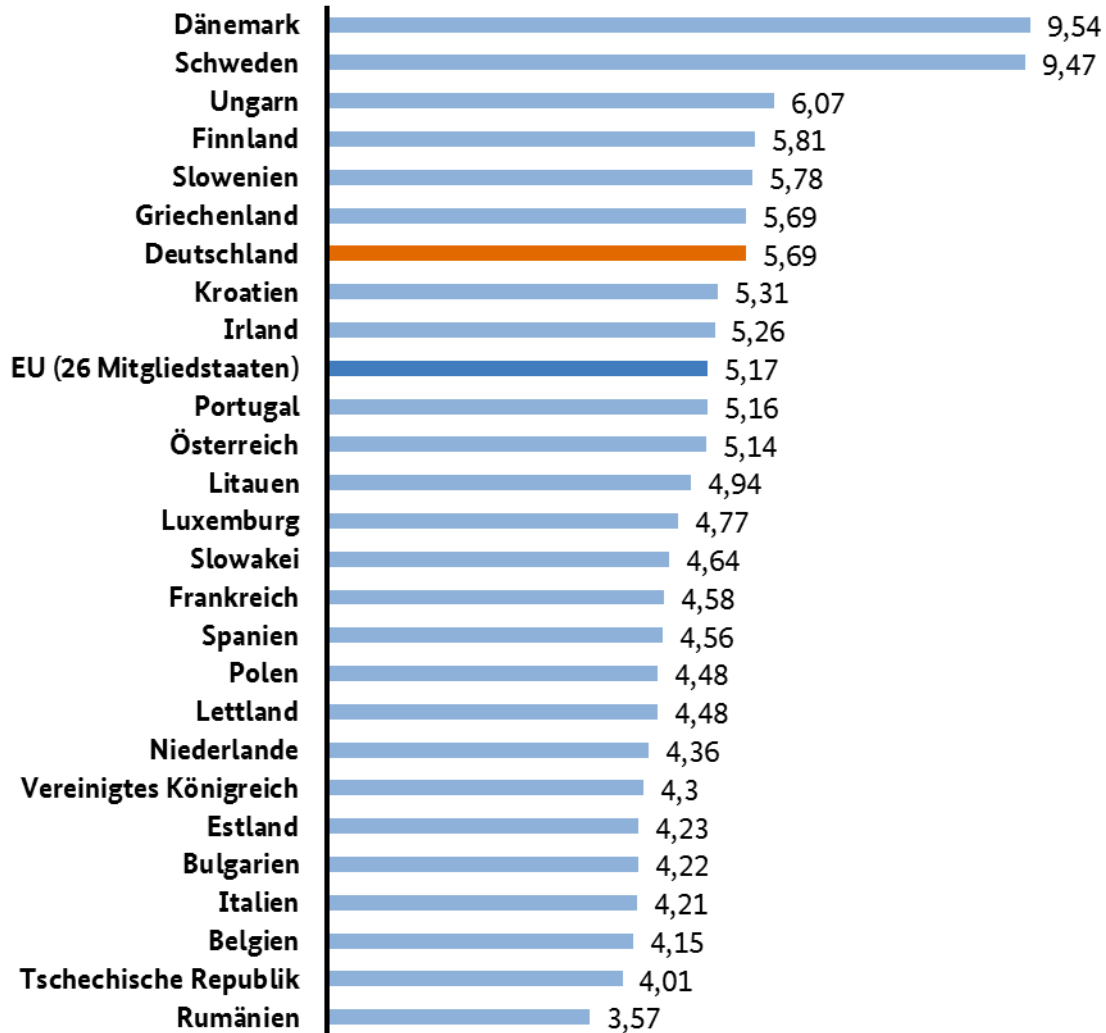
¹²⁸ Neben dieser „Gruppe I3“ gibt es weitere Kategorien im Bereich „Industrieabnehmer“; jeweils abrufbar unter <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>. Zum Vergleich: Der „Industriekundenfall (Gewerbekundenfall)“, zu dem im Monitoring eigene Daten erhoben werden, stellt auf eine Jahresabnahmemenge von 418.600 GJ (418,6 TJ) ab.

¹²⁹ siehe „Die Mehrwertsteuersätze in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union“, Stand 1. Juli 2014, abrufbar unter http://ec.europa.eu/taxation_customs/resources/documents/taxation/vat/how_vat_works/rates/vat_rates_de.pdf. Für Belgien und Frankreich sind Alternativsätze benannt; hier ist jeweils der niedrigere Satz unterstellt worden.

¹³⁰ Auf eine Darstellung des Gesamtpreises „ohne Mehrwertsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben“ (Kategorie Eurostat) wird verzichtet. Soweit national neben der Umsatzsteuer weitere Abzüge möglich sind, gelten diese grundsätzlich nur für Teile der betroffenen Verbrauchergruppe.

**Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (Gesamtpreis)
für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im
2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene**

in ct/kWh



Quelle: Eurostat

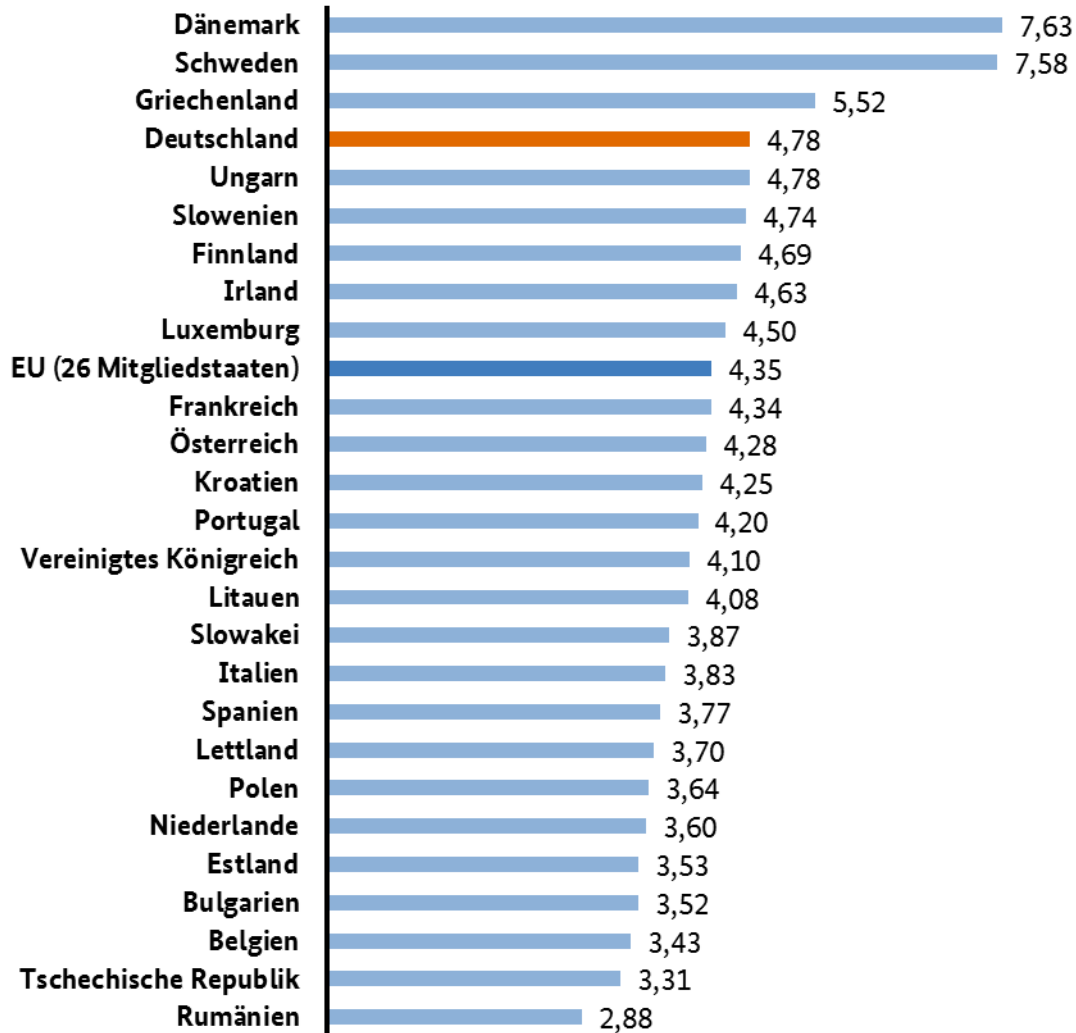
Abbildung 148: Vergleich der durchschnittlichen¹³¹ europäischen Gaspreise (Gesamtpreis) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene

Bei Einberechnung auch der Umsatzsteuer ergibt sich eine Spanne von etwa 6 ct/kWh zwischen dem niedrigsten Wert (3,57 ct/kWh in Rumänien) und dem höchsten Wert (9,54 ct/kWh in Dänemark). Deutschland liegt dabei mit 5,69 ct/kWh um 0,52 ct/kWh oder 10,0 Prozent über dem EU-Durchschnitt von 5,17 ct/kWh.

¹³¹ Gaspreisdaten zu dieser Verbrauchergruppe liegen bei Eurostat für 26 Mitgliedsstaaten der EU vor (nicht für Malta und Zypern)

Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (ohne Umsatzsteuer) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene

in ct/kWh



Quelle: Eurostat; Berechnung: Bundeskartellamt

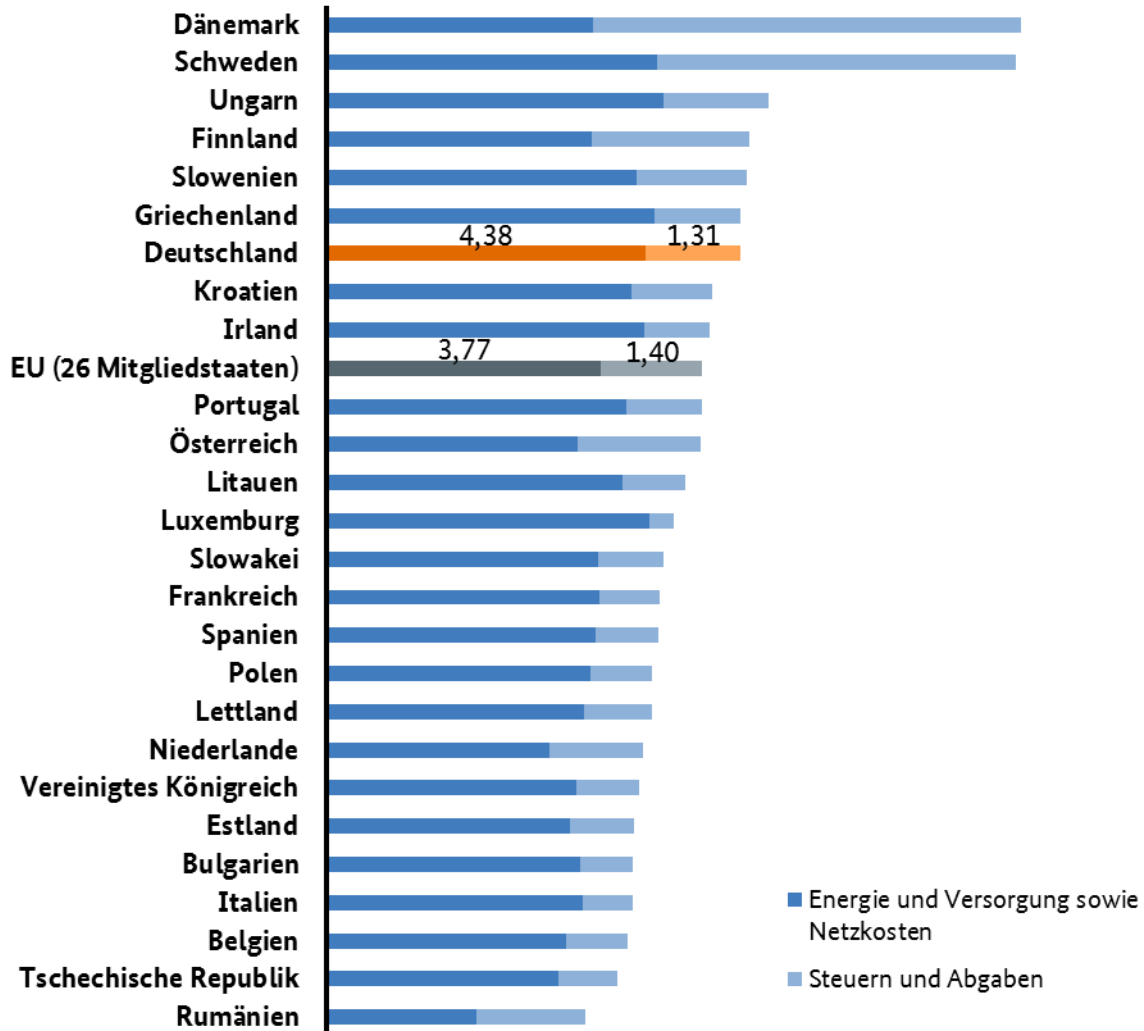
Abbildung 149: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (ohne Ust.) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene

Die Umsatzsteuersätze für Erdgas betragen zwischen 3 Prozent (Griechenland) und 27 Prozent (Ungarn). Die Extremwerte der um die Umsatzsteuer reduzierten Preise liegen 4,75 ct/kWh auseinander. Deutschland liegt mit 4,78 ct/kWh weiterhin über dem Durchschnitt von 4,35 ct/kWh. Die Differenz von 0,43 ct/kWh stellt eine Abweichung zum Durchschnittswert auf EU-Ebene von 9,9 Prozent dar.

Beim Blick auf Gruppen von Preisbestandteilen (Steuern und Abgaben; Energie und Versorgung sowie Netzkosten) ergeben sich relevante Unterschiede.

**Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreisaufteilung für
Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und
100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene**

in ct/kWh



Quelle: Eurostat

Abbildung 150: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreisaufteilung für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene

Deutschland liegt mit etwa 23 Prozent Anteil Steuern und Abgaben (rund 77 Prozent Energie und Versorgung sowie Netzkosten) in etwa im Durchschnitt aller EU-Vergleichsstaaten (27 Prozent). Der Anteil, der auf Steuern und Abgaben entfällt, liegt national zwischen 7 Prozent (Luxemburg mit einem leicht unterdurchschnittlichen Gesamtpreis von 4,77 ct/kWh) und 62 Prozent (Dänemark mit dem höchsten Gesamtpreis von 9,54 ct/kWh).

Werden die Länder mit Extremwerten (Dänemark und Schweden mit den mit Abstand höchsten Gesamtpreisen sowie Rumänien mit dem niedrigsten Preis) außer Acht gelassen, dann bewegen sich die Abweichungen der Gesamtpreise zum Durchschnittspreis (aus verbleibenden 23 Ländern) zwischen 2 Prozent und 25 Prozent.

H Speicher

1. Zugang zu Untertagespeichieranlagen

Am Monitoring 2014 nahmen alle 24 Betreiber von Untergrundspeicheranlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 41 Untertageerdgasspeicheranlagen (UGS). Insgesamt beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 25,45 Mrd. Nm³. Davon entfallen 12,86 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher- und 12,59 Mrd. Nm³ auf Porenspeicheranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (23,16 Mrd. Nm³; 2,29 Mrd. Nm³ für L-Gas).

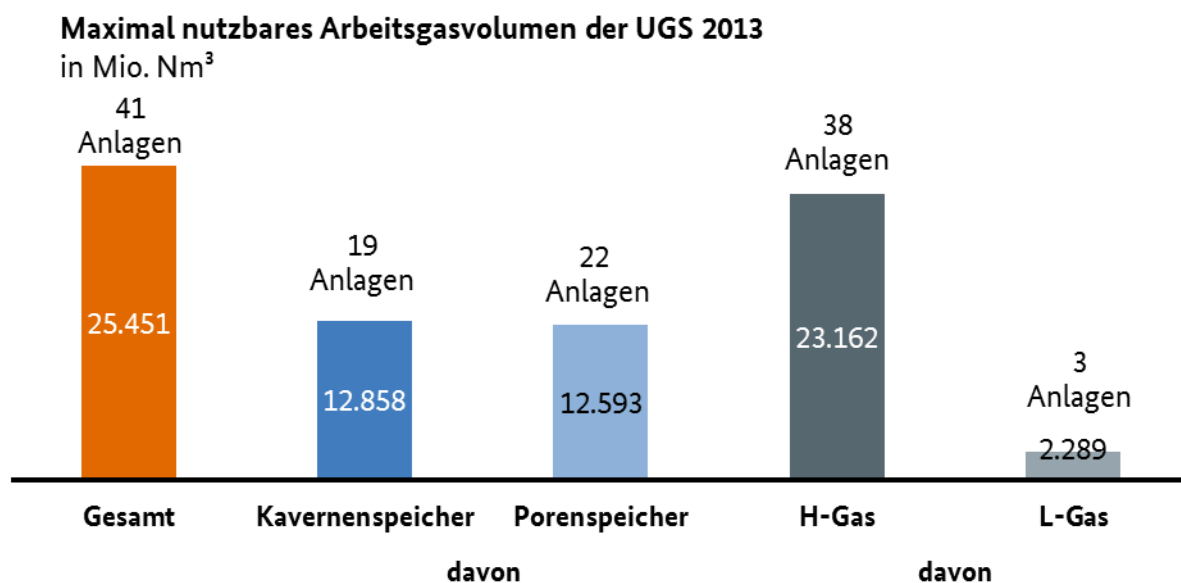


Abbildung 151: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS 2013

2. Nutzung der Untertagespeicheranlagen für Gewinnungstätigkeit

Im Berichtsjahr 2013 lag die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit in zwei Speichern unter einem Prozent des erfassten maximal nutzbaren UGS-Arbeitsgasvolumen (AGV). Nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ergibt sich für das Berichtsjahr 2013 ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 25,20 Mrd. Nm³ (2012: 23,37 Mrd. Nm³) sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 14,46 Mio. Nm³/h und eine Ausspeicherleistung von 15,38 Mio. Nm³/h.

3. Nutzung der Untertagespeichieranlagen durch Dritte - Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten der Unternehmen hatten diese in 2013 im Mittel 5,3 Speicherkunden (2009: 4,2; 2010: 4,4; 2011: 5,0; 2012: 5,4). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber seit 2008 lässt sich an der nachstehenden Abbildung ablesen.

Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2009 bis 2013

Anzahl der Speicherunternehmen

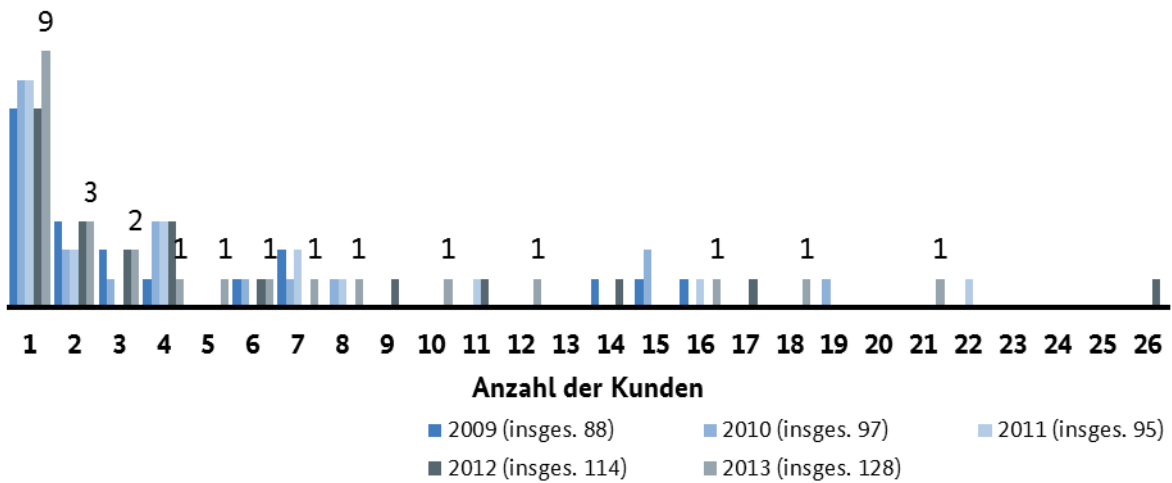


Abbildung 152: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2009 bis 2013

Die Anzahl der Speicherkunden hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 114 auf 128 in 2013 erhöht. Allerdings zeigt es sich weiterhin, dass ein Drittel der Speicherunternehmen nur über einen Kunden verfügen. Das Speicherunternehmen mit den meisten Speichernutzern kann in diesem Jahr bis zu 21 Kunden aufweisen.

4. Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2013 freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahren dargestellt.

**Entwicklung des stichtagsbezogenen angebotenen frei buchbaren
Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2009 bis 2013**
in Mio Nm³

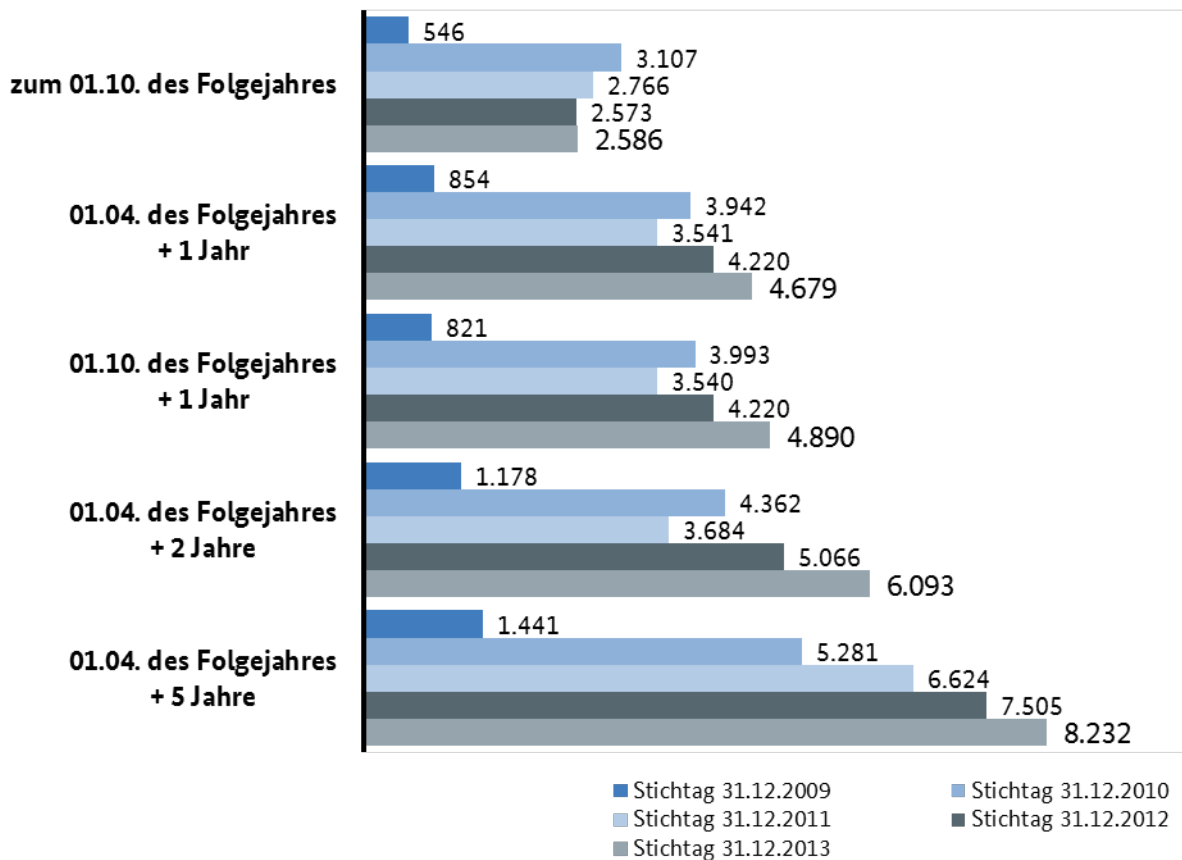


Abbildung 153: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2009 bis 2013

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2014) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen erneut leicht gesunken, während im längerfristigen Bereich das buchbare Arbeitsgasvolumen weiterhin zugenommen hat. Es zeigt sich auch bei der Speicherbuchung, dass der Markt auf ein kurzfristigeres Buchungsverhalten umschwenkt.

I Mess- und Zählwesen

Mit der vollständigen Öffnung des Messwesens auf dem Elektrizitäts- und Gasmarkt, sind Gasanschlussnutzer grundsätzlich frei, sich für die Dienstleistung Messstellenbetrieb und Messung einen anderen Anbieter auszuwählen. Im Falle, dass sich der Anschlussnutzer nicht an einen Dritten wendet, bleibt der Netzbetreiber kraft Gesetzes weiterhin zuständig.

An der Erhebung im Bereich Mess- und Zählwesen im Gassektor, haben sich insgesamt 634 Unternehmen beteiligt, welche insgesamt annähernd 13,7 Millionen Messstellen betreiben.

Im folgenden Abschnitt wird der Bereich Messstellenbetrieb, untergliedert nach VNB in ihrer Funktion als Messstellenbetreiber und als Anbieter, der seine (Mess-)Leistungen am Markt anbietet. Außerdem wurde untergliedert nach Lieferanten mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber und Dritten als unabhängigen Messstellenbetreiber. Die folgenden Tabellen zeigen, in welcher Rolle Messstellenbetreiber am Markt auftreten, sowie die Einordnung der Tätigkeiten Messstellenbetrieb/Messung:

Rolle des Messstellenbetreibers

Funktion	Anzahl
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 1 EnWG	625
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess-)Leistungen am Markt anbietet	9
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	5
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	1

Tabelle 62: Rolle des Messstellenbetreibers

Der Anteil der Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung hat sich im Vergleich zum vorherigen Erhebungszeitraum mit 74.945 Zählpunkten deutlich erhöht (2012: 51.944 Zählpunkte). Die Anzahl der Zählpunkte, die vom Messstellenbetreiber mit Messeinrichtungen i. S. d. § 21f EnWG ausgestattet und die mit Messsystemen nach § 21d EnWG verbunden werden können, betrug nahezu 871.000. Damit beträgt der Anteil dieser kommunikativen Messsysteme lediglich 6 Prozent der gesamt installierten Messeinrichtungen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die durch die Messstellenbetreiber eingesetzten Zähl-/Messeinrichtungen für Verbraucher mit Standardlastprofil (SLP):

Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standartlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	8.799.944	285.586	36.941
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	4.375.647	139.868	14.651
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	8.896	209	852
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei rLM-Kunden	60	249	3.598
andere mechanische Gaszähler	11.037	2.380	25.055
andere elektronische Gaszähler	3.741	7	1.427
Summe der Zähler i. S. d. § 21f EnWG neue Fassung	38.084	43.779	4.157
Summe der Zähler, die i. S. d. § 21f EnWG neuer Fassung umgerüstet werden können	871.077	1.631	512

Tabelle 63: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden

Die nachstehende Grafik zeigt, mit welchen Technologien die Messstellenbetreiber eine kommunikative Anbindungen der Messeinrichtungen an ein Messsystem i. S. d. § 21d EnWG realisiert haben.

Insgesamt sind 106.944 Messstellen im SLP-Kundensegment mit solchen Anbindungen versehen:

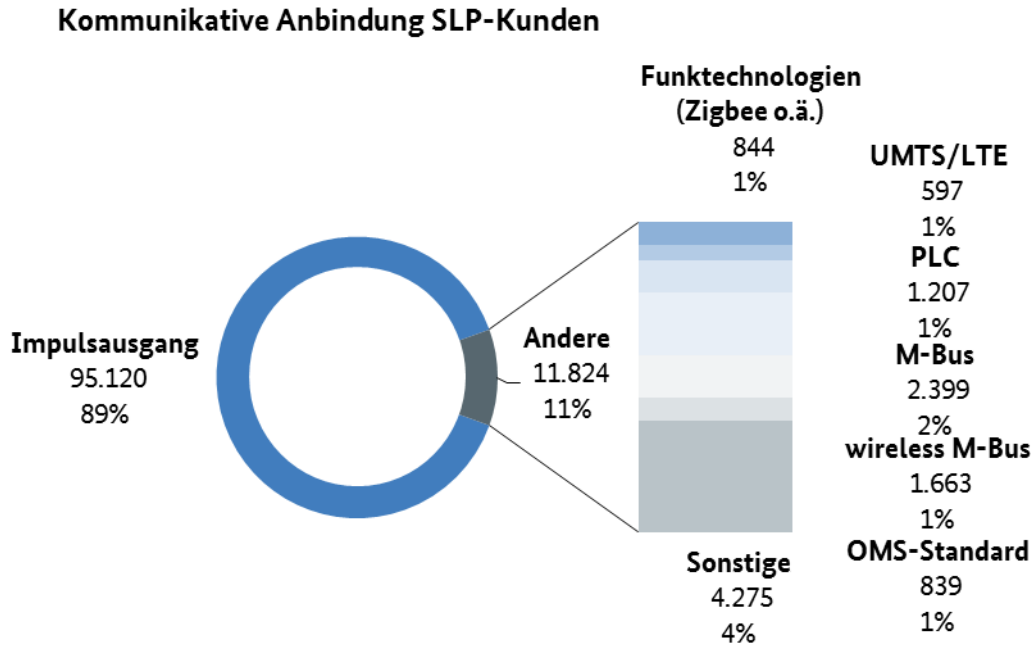


Abbildung 154: Kommunikative Anbindung an ein Mess- oder Kommunikationssystem für SLP-Kunden

Die Messstellenbetreiber wurden gesondert befragt, welche Zählertechnik sie für Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) verwenden. In der folgenden Tabelle sind Anzahl je Technik bezogen auf die Zählpunkte näher dargestellt.

Zähl-/ Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden

Funktion	Anzahl Zählpunkte
Anzahl Zählpunkte - Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Registriergerät/Datenspeicher	15.004
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter	8.797
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler + Zustandsmengenumwerter + Registriergerät/Datenspeicher	14.262
Sonstige	122

Tabelle 64: Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden

Die unterschiedlichen Möglichkeiten der kommunikativen Fernanbindung (insgesamt bei 36.516 Zählpunkten) im RLM- Kundesegment, kann folgender Abbildung entnommen werden:

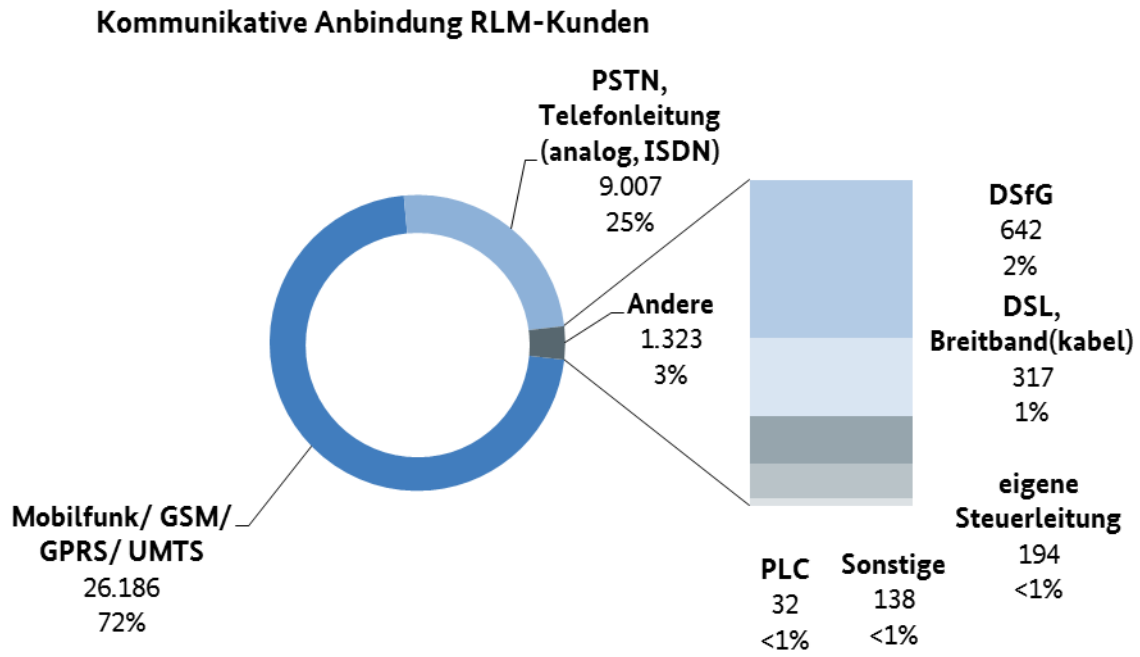


Abbildung 155: Kommunikative Anbindung für RLM-Kunden

III Übergreifende Themen

A Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas

Zur Sicherstellung einer wettbewerbskonformen Bildung der Energiegroßhandelspreise wird bei der Bundesnetzagentur die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas eingerichtet. Sie ist zugleich nationale Marktüberwachungsstelle nach der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, REMIT). Die Aufgaben der Markttransparenzstelle nehmen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt einvernehmlich wahr. Die konkrete Ausgestaltung ihrer Zusammenarbeit erfolgt in einer vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zu genehmigenden Kooperationsvereinbarung. Rechtsgrundlage der Markttransparenzstelle sind die im Dezember des Jahres 2012 neu eingefügten Vorschriften der §§ 47a ff. GWB.

Die gemeinsamen Aufgaben von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt in der Markttransparenzstelle sowie die weiteren Aufgaben der Bundesnetzagentur nach REMIT werden organisatorisch innerhalb eines Referates in der Abteilung Energieregulierung bei der Bundesnetzagentur verankert sein.

Gemeinsame Marktüberwachung

Die Zusammenarbeit von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt in der Markttransparenzstelle betrifft insbesondere die gemeinsame Datensammlung zu den Strom- und Gasgroßhandelsmärkten in Deutschland und die kontinuierliche Überwachung dieser Daten auf Anhaltspunkte für Gesetzesverstöße. Abhängig vom konkreten Verdacht liegt die Zuständigkeit in Deutschland bei verschiedenen für die Durchsetzung zuständigen Behörden: Im Falle von REMIT bei der Bundesnetzagentur, im Falle von Kartellrecht beim Bundeskartellamt, im Falle vom Wertpapierhandelsgesetz bei der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht und im Falle vom Börsengesetz beim Sächsischen Ministerium für Wirtschaft und Arbeit.

Die Datenerhebung wird in erster Linie auf europäischer Ebene erfolgen. Hierfür werden nach REMIT Transaktionsdaten und Fundamentaldaten an die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) gemeldet. Die konkreten Dateninhalte, die Formate und die Datenübermittlungswege legt die Europäische Kommission in einer Durchführungsverordnung zur REMIT fest. Die sich mit der Durchführungsverordnung befassende „ACER Market Monitoring Group“, welche die Europäische Kommission bei der Erarbeitung dieser rechtlichen Grundlagen berät, wird von Mitarbeitern der Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer institutionellen Rolle bei ACER unterstützt. Die Veröffentlichung der Durchführungsverordnung ist nach aktuellen Planungen für Winter 2014 avisiert. Die eigentliche Datensammlung durch ACER beginnt demnach neun Monate nach Inkrafttreten der Durchführungsverordnung.

Auf europäischer Ebene haben die nationalen Regulierungsbehörden und ACER ein Memorandum of Understanding zu Einzelheiten des Zugangs der nationalen Regulierungsbehörden und Marktüberwachungsstellen zu den für die Überwachung erforderlichen Daten unterzeichnet, damit diese von der Markttransparenzstelle genutzt werden können.

Unter Berücksichtigung der Anforderungen der Durchführungsverordnung beabsichtigt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, eine Rechtsverordnung für die Markttransparenzstelle Strom und Gas gemäß § 47f GWB zu erlassen. Die Markttransparenzstelle wird nach Maßgabe dieser Rechtsverordnung eigene Festlegungen treffen können. Der Rahmen möglicher Mitteilungspflichtigen sowie die Festlegungsbereiche ergeben sich bereits aus dem Gesetz. Transaktions- und Fundamentaldaten, die nicht bereits über ACER an die Markttransparenzstelle übermittelt werden, können Gegenstand dieser Festlegungen sein. Nach derzeitigem Stand betreffen mögliche Festlegungsbereiche der Markttransparenzstelle Regelennergiedaten Strom, Regelennergiedaten Gas und ausgewählte Erzeugungsdaten Strom.

Die Markttransparenzstelle wird die erhaltenen Daten und Informationen auf Anhaltspunkte für Verstöße gegen die Art. 3 und 5 REMIT, die §§ 1, 19, 20, 29 GWB, die Art. 101 oder 102 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, das Wertpapierhandelsgesetz und das Börsengesetz untersuchen. Liegen solche Anhaltspunkte vor, gibt die Markttransparenzstelle den Vorgang umgehend an die zuständigen Behörden ab.

Die genaue Ausgestaltung der Zusammenarbeit stimmt die Markttransparenzstelle mit den zuständigen Verfolgungsbehörden ab, um eine passgenaue Zusammenarbeit sicherzustellen. In diesem Zusammenhang findet auch ein Erfahrungsaustausch mit der BaFin und der Handelsüberwachungsstelle der EEX statt.

Für die Datensammlung und die sich anschließende Datenanalyse ist ein umfangreiches IT-Handelsüberwachungssystem erforderlich, dessen Beschaffung und Implementierung durch die Bundesnetzagentur gemeinsam mit dem Bundeskartellamt vorbereitet wird.

Marktüberwachung nach REMIT

ACER überwacht nach REMIT den Handel mit Energiegroßhandelsprodukten, um auf Insiderinformationen und Marktmanipulation basierenden Handel aufzudecken und zu verhindern.

Die Bundesnetzagentur ist an der Ausgestaltung der europäischen Marktüberwachung nach REMIT maßgeblich beteiligt. Sie hat den Vorsitz in der „ACER Monitoring, Integrity and Transparency Working Group“ sowie der „ACER Wholesale Market Surveillance Task Force“, in denen alle REMIT-relevanten Fragen zwischen den europäischen Regulierungsbehörden und ACER diskutiert werden. Ebenso leitet sie die „ACER REMIT IT Management & Governance Task Force“, in welcher die Einrichtung der notwendigen IT-Systeme bei ACER und den europäischen Regulierungsbehörden koordiniert werden.

Die Markttransparenzstelle arbeitet als nationale Marktüberwachungsstelle bei der Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte nach REMIT mit ACER und den anderen nationalen Regulierungsbehörden zusammen. Hierzu wurden auf europäischer Ebene bereits Grundsätze und Abläufe für die Zusammenarbeit erarbeitet.

Marktüberwachung nach Kartellrecht

Zu den Aufgaben der Markttransparenzstelle gehört ebenfalls, Anhaltspunkte für Verstöße gegen bestimmte kartellrechtliche Vorschriften zu identifizieren und die entsprechenden Daten der zuständigen

8. Beschlussabteilung des Bundeskartellamts zur Verfügung zu stellen und sie so bei der kartellrechtlichen Aufsicht über die Großhandelsmärkte für Strom und Gas zu unterstützen. Zudem stellt die

Markttransparenzstelle dem Bundeskartellamt Daten für Fusionskontrollverfahren und Sektoruntersuchungen zur Verfügung.

Nähere Einzelheiten der einvernehmlichen Wahrnehmung der Aufgaben der Markttransparenzstelle durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt werden in der Kooperationsvereinbarung geregelt. Hierzu gehören insbesondere Besetzung, Geschäftsverteilung, Koordinierung der Datenerhebung und der Daten- und Informationsaustausch. In der Aufbauphase der Markttransparenzstelle wurden hierzu von beiden Behörden grundlegende Abläufe gemeinsam entworfen. So sollen Aufgaben mit Kartellrechtsbezug durch Beschäftigte des Bundeskartellamts in der Markttransparenzstelle wahrgenommen werden. Die Entwicklung der Konzepte zur Identifikation von kartellrechtlichen Auffälligkeiten soll dabei durch die 8. Beschlussabteilung in enger Zusammenarbeit mit der Markttransparenzstelle erfolgen.

Eine kontinuierliche Überwachung der Energiemärkte hatte die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten 2007 (Tz. 211) zur leitungsgebundenen Energie unter kartellrechtlichem Blickwinkel gefordert. Dieser Bedarf wurde vom Ergebnis der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel des Bundeskartellamts (Abschlussbericht Anfang 2011) untermauert. Die Marktüberwachung nach Kartellrecht wurde in den folgenden Gesetzgebungsprozessen mit der Marktüberwachung nach REMIT in einer eigenständigen Stelle – der Markttransparenzstelle – zusammengefasst. Dabei wurden Überschneidungen bei den Datenbedarfen und der inhaltlichen Nähe einiger der überwachten Verbotstatbestände berücksichtigt. Seither sind die fundamentalen Preisbildungsmechanismen durch die Energiewende zunehmend komplexer geworden (Monopolkommission, Sondergutachten Energie 2013, Tz. 167 ff.).

Vor dem Hintergrund der gegenwärtig rasanten Veränderungen auf dem Strommarkt u. a. in Folge der fortschreitenden Energiewende und des Atomausstiegs wird sich die Tätigkeit der Markttransparenzstelle mit Blick auf Kartellrecht in einer ersten Stufe zunächst auf Ermittlungen für die Untersuchung von Marktmacht durch das Bundeskartellamt konzentrieren. Dabei soll die in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel erstmals angewendete Pivotalanalyse weiterentwickelt werden, mit deren Hilfe Stromerzeugungsunternehmen identifiziert werden können, die in einer wesentlichen Anzahl von Stunden im Jahr zur Deckung des Strombedarfs tatsächlich unerlässlich sind.

Im Berichtszeitraum lag ein Schwerpunkt der Tätigkeiten mit Blick auf Kartellrecht auf der Begleitung der Entwürfe der REMIT-Durchführungsverordnung sowie der Koordination mit den Tätigkeiten der Bundesnetzagentur nach § 12 Abs. 4 EnWG im Rahmen des Energieinformationsnetzes. Durch eine enge Verzahnung sollen inkompatible Datenbedarfe und damit zusätzliche Belastungen für die Marktteilnehmer vermieden werden. Zugleich wurden vorhandene Datenquellen im engen Kontakt mit den Wirtschaftsverbänden sowie den Übertragungsnetzbetreibern, Fernleitungsnetzbetreibern und Marktgebietsverantwortlichen eruiert. Einen weiteren Schwerpunkt bildeten die fachlichen Beiträge zur Konzipierung des IT-Systems für die Anforderungen der Marktmachtfeststellung nach § 18 GWB bzw. Art. 102 AEUV.

B Ausgewählte Tätigkeiten Bundesnetzagentur

1. Aufgaben nach REMIT

1.1 Registrierung der Marktteilnehmer nach REMIT

Die Registrierung der Marktteilnehmer wird durch die Bundesnetzagentur erfolgen. Gemäß Art. 9 Abs. 2 REMIT beginnt die Registrierung spätestens drei Monate nach dem Erlass der Durchführungsverordnung. Für die Registrierung der Marktteilnehmer stellt ACER für alle nationalen Regulierungsbehörden das Registrierungsportal CEREMP („Centralised European Register for Energy Market Participants“) zur Verfügung. Dieses wurde unter Beteiligung der Bundesnetzagentur, von Marktteilnehmern und Verbänden auch einem Testverfahren in Deutschland unterzogen.

Informationen zur Registrierung für Marktteilnehmer mit Sitz in Deutschland stellt die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite bereit¹³². Marktteilnehmer, die ihren Sitz nicht in der Europäischen Union haben oder dort ansässig sind, müssen sich in einem Mitgliedstaat, in dem sie tätig sind, registrieren.

1.2 Veröffentlichungs- und Meldepflichten von Marktteilnehmern

Die Marktteilnehmer sind gemäß REMIT verpflichtet, Insiderinformationen in Bezug auf das Unternehmen oder auf ihre Erzeugungsanlagen effektiv und rechtzeitig zu veröffentlichen. Hierzu hat die Bundesnetzagentur Auslegungshinweise in einem Merkblatt veröffentlicht¹³³. Die Bundesnetzagentur beobachtet die Veröffentlichungen und prüft ggfs., ob diese vorschriftsgemäß erfolgt sind und ob Ausnahmen vom Insiderhandelsverbot und von der Veröffentlichungspflicht von den Marktteilnehmern zutreffend angewendet wurden.

Die Anwendung der Ausnahmen unterliegt der Meldepflicht gegenüber ACER und der Bundesnetzagentur. Die Meldung kann über ein Meldeformular auf der Internetseite von ACER erfolgen. Eine Weiterleitung der Meldung an die zuständige Regulierungsbehörde wird gewährleistet.

Bei der Bundesnetzagentur gehen Meldungen über die Anwendung der Ausnahmeregelung ein. Bei Auffälligkeiten werden diese auf Richtigkeit und Vollständigkeit geprüft. Die Bundesnetzagentur hat auf ihrer Internetseite ein Merkblatt zur Inanspruchnahme der Ausnahmen von der Veröffentlichungspflicht und vom Insiderhandelsverbot veröffentlicht, um den Marktteilnehmern Informationen zur Erläuterung der gesetzlichen Bestimmungen bereitzustellen¹³³.

¹³² http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/MTS+REMIT/Registrierung/Registrierung-node.htm

¹³³ http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/MTS+REMIT/Dokumente/Dokumente-node.html

1.3 Insiderhandel und Marktmanipulation

Gemäß Art. 3 REMIT ist Insiderhandel und gemäß Art. 5 REMIT ist Marktmanipulation im Energiegroßhandel verboten. Der Bundesnetzagentur obliegt gemäß § 56 Nr. 4 EnWG die Aufgabe, die Einhaltung der REMIT zu überwachen und gegen Verstöße vorzugehen. Ein Verstoß gegen diese Verbote stellt je nach dessen Ausmaß eine Ordnungswidrigkeit, geahndet durch die Bundesnetzagentur, oder eine Straftat, verfolgt von der Staatsanwaltschaft, dar. Wegen des europäischen Zusammenhangs befindet sich die Bundesnetzagentur im Austausch mit den anderen nationalen Regulierungsbehörden, um Zuständigkeiten und effiziente Verfolgungsstrategien zu entwickeln.

Bei der Verhinderung von Insiderhandel und Marktmanipulation spielen auch Hinweise Dritter auf mögliche Verstöße gegen die Vorgaben der REMIT eine entscheidende Rolle. Hierzu ist beabsichtigt, eine anonyme Hinweismöglichkeit einzurichten.

Außerdem geht die Bundesnetzagentur Hinweisen nach Art. 15 REMIT von Personen, die beruflich Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten arrangieren (z. B. Energiebroker oder Energiebörsen), nach. Solche externen Hinweise sind neben der kontinuierlichen Analyse der gesammelten Daten eine wichtige Quelle für die Aufdeckung von Insiderhandel und Marktmanipulation.

2. Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)

Die im Jahr 2010 eingerichtete Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-Regulierungsbehörden (ACER) soll die Behörden dabei unterstützen, die in den Mitgliedstaaten wahrgenommenen Regulierungsaufgaben auf Gemeinschaftsebene zu erfüllen und soweit erforderlich ihre Maßnahmen zu koordinieren. Die Bundesnetzagentur hat sich von Anfang an in den Gremien der Agentur, insbesondere dem Regulierungsrat und den Arbeitsgruppen, engagiert, um sachgerechte europäische Lösungen dort voranzutreiben, wo der grenzüberschreitende Handel dies erfordert.

2.1 Entwicklung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes

Der Europäische Rat bekräftigte im Mai 2013 das gesetzte Ziel, den Energie-Binnenmarkt bis 2014 zu vollenden und forderte daher eine wirksame und kohärente Umsetzung des dritten Energiepakets sowie die beschleunigte Annahme und Umsetzung von Netzkodizes.

Nationale Regulierungsbehörden, Marktteilnehmer, die Europäische Kommission und die Mitgliedsstaaten erarbeiten diese Netzkodizes in einem mehrstufigen Verfahren: Auf Basis von „Rahmenleitlinien“ von ACER erstellen die europäischen Verbände der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-E für Strom bzw. ENTSG für Gas) Netzkodizes die nach einem durch die Europäische Kommission eingeleiteten Komitologieverfahren mit Beteiligung der Mitgliedsstaaten Rechtskraft erlangen.

Die Bundesnetzagentur hat sich in den zuständigen Agentur-Arbeitsgruppen intensiv an der Erarbeitung der Rahmenleitlinien bzw. Stellungnahmen zu Netzkodizes beteiligt und unterstützt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bei den laufenden Komitologieverfahren.

Die Europäische Kommission hat zuletzt eine rechtliche Neubewertung der Anforderungen an die Netzkodizes unternommen. Demnach erfordere das Instrument des „Netzkodex“ (im Gegensatz zu

„Leitlinien“ der Kommission nach Art. 18 der Strom-Verordnung 714/2009/EG bzw. Art 23 der Gas-Verordnung 715/2009/EG) eine abschließende Regelung ohne Verweise auf spätere Umsetzungsakte. In Leitlinien der Kommission könnten derartige Verweise dagegen enthalten sein, so die Kommission. Insoweit die Netzkodizes also etwa auf die spätere gemeinsame Verabschiedung von Umsetzungsregeln durch die Übertragungsnetzbetreiber verweisen, müssen sie der Kommission zufolge in Leitlinien umgewandelt werden. Die Regulierungsbehörden sind in diesem Zusammenhang der Ansicht dass die Beteiligungsrechte der Agentur, etwa hinsichtlich des Initiativrechts zur späteren Abänderung der getroffenen Regeln gewahrt bleiben müssen.

Netzkodizes Gas

Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (Capacity Allocation Mechanisms - CAM)

Der Anlass zur Schaffung des Netzkodex CAM ist der Mangel an nicht-diskriminierendem und transparentem Zugang zu Gasinfrastrukturen für alle Marktteilnehmer. Im Wesentlichen soll der Netzkodex sicherstellen, dass Kapazitäten an beiden Seiten eines Grenzübergangspunktes gebündelt angeboten werden und somit Händler ohne Einschränkung grenzüberschreitenden Handel betreiben können.

Der Netzkodex beruht auf einer nicht verbindlichen Rahmenleitlinie die von ACER unter Berücksichtigung der jährlichen Prioritätenliste der Kommission am 3. August 2011 veröffentlicht wurde. Sodann wurde ENTSGO beauftragt, einen entsprechenden Netzkodex zu entwickeln. Ein Entwurf wurde von ENTSGO am 6. März 2012 vorgelegt. ACER gab am 4. Oktober 2012 eine Stellungnahme ab die den Entwurf abänderte. Im Abschluss schlug ACER der Kommission vor, den Netzkodex im Wege des Komitologieverfahrens anzunehmen und als Verordnung zu verabschieden. Der Netzkodex CAM wurde am 15. April 2013 verabschiedet und am 15. Oktober 2013 als Verordnung 984/2013/EU veröffentlicht. Die Verordnung gilt ab dem 1. November 2015.

Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (Balanacing - BAL)

Der Netzkodex BAL dient zur Harmonisierung fragmentierter Gasmärkte und der Beseitigung ineffektiver Bilanzierungssysteme, um so Arbitragegeschäfte zu ermöglichen und einen europäischen Großhandelsmarkt zu entwickeln. Daher besteht der Bedarf für marktbasierte Bilanzierungsregelungen. Der NC BAL beruht auf einer nicht bindenden Rahmenleitlinie, die von ACER am 18. Oktober 2011 verabschiedet wurde. ENTSGO entwickelte daraufhin einen entsprechenden Netzkodex und legte am 26. Oktober 2012 einen Entwurf vor. Am 25. März 2013 gab ACER eine Stellungnahme ab und schlug der Europäischen Kommission vor, den NC BAL anzunehmen und als Verordnung zu verabschieden. Der NC BAL wurde am 26. März 2014 als Verordnung 312/2014/EU veröffentlicht. Die Verordnung gilt ab dem 1. Oktober 2015 bzw. ab dem 1. Oktober 2016.

Netzkodex zur Interoperabilität und Datenaustausch in Fernleitungsnetzen (Interoperability - INT)

Im Hinblick auf die europäische Gasinfrastruktur wurde festgestellt, dass die Vollendung des Erdgasbinnenmarktes in Ermangelung gemeinsamer Standards und mangels einheitlicher Regelungen für den Datenaustausch verhindert wird. Gemeinsame operationelle und technische Bestimmungen sowie Kommunikationsregeln werden als Voraussetzungen für ein funktionierendes europäisches Fernleitungsnetz angesehen. Diese Prämissen liegen auch in der nicht verbindlichen Rahmenleitlinie, die von ACER am 26. Juli 2012 veröffentlicht wurde, zugrunde. ENTSGO wurde beauftragt, einen entsprechenden Netzkodex zu

entwickeln. Ein Entwurf wurde von ENTSOG am 10. September 2013 vorgelegt. ACER gab am 7. Januar 2014 eine Stellungnahme ab, die den Entwurf abänderte. Sodann schlug ACER der Europäischen Kommission vor, den Netzkodex INT im Wege des Komitologieverfahrens anzunehmen und als Verordnung zu verabschieden. Das Komitologieverfahren dauert derzeit noch an.

Leitlinien zur Vermeidung von Engpässen in den europäischen Gasfernleitungen (Congestion Management Procedures - CMP)

Regelmäßig auftretende Vertragsengpässe verhindern, dass (neue) Marktteilnehmer trotz physischer Verfügbarkeit von Kapazitäten Zugang zum Fernleitungsnetz erhalten.

Zur Beseitigung dieser Hindernisse und zur Vollendung des Binnenmarktes wurden Leitlinien zur Vermeidung von Engpässen in den europäischen Gasfernleitungen aufgestellt, die im Wesentlichen den effizienten Umgang mit Kapazitäten fördern und die Anzahl an verfügbaren Kapazitäten erhöhen. Auf der Grundlage des Beschlusses 2012/490/EU der Europäischen Kommission vom 24. August 2012 zur Änderung von Anhang I der Verordnung 715/2009/EG über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen gelten diese neuen Bestimmungen für das Engpassmanagement seit dem 1. Oktober 2013.

Rahmenrichtlinie für die Kalkulation von Entgelten für Übertragungs-Dienstleistungen (Tariff Framework Guideline)

Marktteilnehmer sind auf dem europäischen Gasmarkt oft einer großen Anzahl inkonsistenter Entgelte ausgesetzt, die Kosten häufig unzureichend reflektieren. Daher wurde eine Rahmenrichtlinie geschaffen, die den kostenorientierten, nicht-diskriminierenden Zugang für jeden Marktteilnehmer sowie Wettbewerb sicherstellen soll. Zudem zielt sie darauf ab, lenkend auf einen effizienten Gebrauch der Fernleitungsnetze und eine angemessene Investition in die Fernleitungsnetze hinzuwirken.

Die Rahmenleitlinie wurde am 29. November 2013 von ACER erstellt. Im Dezember 2013 wurde ENTSOG von der Kommission aufgefordert, bis Ende des Jahres 2014 einen Netzkodex zu erstellen.

Ergänzung des Netzkodex Kapazitätszuweisung Gas (Incremental Capacity)

Der Netzkodex CAM schreibt zwar gemeinschaftsweite Regelungen für die einheitliche Auktionierung existierender Kapazitäten an Grenzübergangspunkten vor, jedoch enthält er keine Bestimmungen für ggf. neu zu schaffende Kapazitäten an Grenzübergangspunkten sowie für sog. „incremental capacities“. Dies sind solche Kapazitäten, die an bereits existierenden Grenzübergangspunkten nachgefragt werden, wobei die Nachfrage über die technisch verfügbaren Kapazitäten hinausgeht. Daher besteht der Bedarf, harmonisierte und marktbasierte Methoden für die Bedarfsermittlung neuer und incremental capacities festzuschreiben.

Eine entsprechende Rahmenleitlinie wurde von ACER am 2. Dezember 2013 entwickelt. ENTSOG wurde sodann aufgefordert, bis Ende des Jahres 2014 einen entsprechenden Netzkodex zu erarbeiten.

Netzkodizes Strom

Die Integration von Märkten erfordert die Schaffung technischer Mindeststandards. Insbesondere geht es um die Einführung gemeinsamer Netzanschlussbedingungen, Bilanzierungszeiten, Steuerungsvorgaben und Abwicklungsregeln. Handels- und Marktzutrittsbarrieren werden dadurch abgebaut und die Integration wird vorangetrieben.

Das Dritte EU-Binnenmarktpaket macht zur Entwicklung solcher Standards weitgehende Vorgaben und verpflichtet die europäischen Übertragungsnetzbetreiber und die europäische Regulierungsagentur ACER dazu, solche Standards zu entwickeln und zu implementieren. Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben dementsprechend bereits im Jahr 2012 im Rahmen ihres europäischen Verbands ENTSO-E damit begonnen, neue einheitliche Regelwerke für die Netznutzung (Netzkodizes Strom) zu erarbeiten.

Netzkodex Kapazitätsallokation und Engpassmanagement (Capacity Allocation and Congestion Management - CACM)¹³⁴

Der Netzkodex Kapazitätsallokation und Engpassmanagement (CACM) soll als der erste Netzkodex im Strombereich verabschiedet werden. Er bestimmt die Regeln für den grenzüberschreitenden Handel und in diesem Rahmen die Zusammenarbeit der beteiligten ÜNB und Strombörsen, sowie zwischen den Regulierungsbehörden und ACER. Dazu gehören u. a. die Kapazitätsberechnung, die Vergabe der vortägigen und untertägigen Kapazitäten, sowie die Ausgestaltung der sog. Gebotszonen, innerhalb derer Strom engpassfrei gehandelt werden kann.

Um die Ziele des Netzkodex möglichst rasch zu erreichen, wurde mit der Umsetzung einzelner Vorgaben bereits vorab auf freiwilliger Basis begonnen. Insbesondere hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang der erfolgreiche Start der Marktkopplung in Nordwesteuropa. Es handelt sich dabei um das am weitesten entwickelte Projekt, das mit dem Netzkodex CACM seine gesetzliche Grundlage erhalten wird.

Netzkodex Regelenenergie Elektrizität (Electricity Balancing)¹³⁵

Der Einsatz von Regelenenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber stellt sicher, dass das Stromangebot zu jedem Zeitpunkt der Nachfrage nach Strom entspricht. Insbesondere durch eine zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, die nicht ununterbrochen zur Verfügung stehen, ist den Regelenenergiemärkten eine zentrale Bedeutung für die Versorgungssicherheit beizumessen.

Der Netzkodex Electricity Balancing zielt darauf ab, die heute noch weitgehend national organisierten Märkte für Regelenenergie in Europa zu integrieren. Durch eine Harmonisierung der Regelenenergieprodukte und eine Angleichung der Regeln für den Regelenenergieeinsatz werden der grenzüberschreitende Regelenenergieaustausch innerhalb Europas erleichtert und der Wettbewerb zwischen Regelenenergieanbietern gefördert. Insbesondere soll es auch Lastmanagement und erneuerbaren Energien erleichtert werden, am Regelenenergiemarkt teilzunehmen. Damit versetzt der Netzkodex die Übertragungsnetzbetreiber in die Lage, vorhandene Ressourcen effektiver zu nutzen, wodurch die Kosten sinken und die Versorgungssicherheit gestärkt wird.

Netzkodex Längerfristige Kapazitätszuweisung (Forward Capacity Allocation - FCA)

Bei der Absicherung von Stromgeschäften mit den europäischen Nachbarn kommt dem Netzkodex für die vorzeitige Kapazitätsbelegung (FCA) eine besondere Bedeutung zu. Er eröffnet den Marktteilnehmern die Möglichkeit, die für den grenzüberschreitenden Stromaustausch notwendigen Leitungskapazitäten bereits zu

¹³⁴ Siehe auch I.F.3 "Netzwerkkodex zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement" auf Seite 111

¹³⁵ Siehe auch I.D.7 "Netzcodex Regelenenergie" auf Seite 101

Vertragsabschluss bis zu einem Jahr vor dem eigentlichen Liefertermin zu buchen und gibt ihnen damit die fundamentale Sicherheit, sich vor Preisänderungen im Stromtransport zu schützen.

Durch den Netzkodex erhalten alle Marktteilnehmer ein verlässliches und einheitliches Regelwerk, das die Voraussetzungen zur Teilnahme am Terminmarkt beschreibt, die möglichen Handelsprodukte und deren Ausgestaltung erläutert, Abwicklungs- und Haftungsszenarien aufzeigt und eine Grundlage für eine einheitliche Auktionsplattform sowie harmonisierte Auktionsregeln schafft.

Netzkodizes zum Netzanschluss (Requirements for Generators, Demand Connection Code, High Voltage Direct Current Connections)

Von besonderer Bedeutung für die Realisierung des europäischen Binnenmarkts für Strom ist es, möglichst vereinheitlichte Netzanschlussbedingungen für jene Marktteilnehmer zu schaffen, die ihre Anlagen an das Übertragungsnetz anschließen. Zu diesen Marktakteuren gehören Betreiber von Erzeugungsanlagen ebenso wie Betreiber von HGÜ-Leitungen, Betreiber von großen Strom verbrauchenden Einheiten (etwa energieintensive Industrieunternehmen) ebenso wie Verteilernetzbetreiber.

Nicht immer einfach ist es dabei, die Interessen der anschlussberechtigten und der anschlussgewährungspflichtigen Akteure in ein ausgewogenes Verhältnis zu setzen. Durch die Mitwirkung von ENTSO-E und die Einbindung und Konsultierung der Marktteilnehmer und ihrer Verbände wird allerdings sichergestellt, dass sich das Volumen der zur Erfüllung der neuen vereinheitlichten Netzanschlussbedingungen erforderlichen Investitionen in Anlagemodernisierungen auf das für die Netzstabilität erforderliche Maß beschränkt.

2.2 Energie-Infrastrukturpaket

Die Verordnung 347/2013/EU ist als Überarbeitung der TEN-E-Verordnung im Mai 2013 in Kraft getreten. Im Oktober 2013 hat die Europäische Kommission die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse angenommen. Diese Liste enthält insgesamt 248 Vorhaben in den Bereichen Strom-, Gas- und Ölinfrastruktur auf die die Vorgaben der Verordnung Anwendung finden. Sie wurde am 10. Januar 2014 als Delegierte Verordnung 1391/2013/EU verrechtlicht. Zu Deutschland haben dabei 20 Vorhaben im Strombereich, fünf Vorhaben im Gasbereich und zwei Vorhaben im Ölbereich einen direkten Bezug.

Entsprechend den Vorgaben der Verordnung meldete die Bundesnetzagentur am 31. Juli 2013 die Methoden und Kriterien für die Bewertung von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturen. Diese Daten bilden die Grundlage für die Erarbeitung von bewährten Verfahren und Empfehlungen zur Anreizsetzung durch ACER. Am 30. März 2014 veröffentlichte die Bundesnetzagentur fristgerecht ihre Methode und die Kriterien zur Bewertung von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben und deren höheren eingegangenen Risiken.

Die Bundesnetzagentur wirkte an einer ACER- Empfehlung vom 26. September 2013 zur Auslegung der Vorgaben von Art. 12 der TEN-E Verordnung über eine Entscheidung über die grenzüberschreitende Aufteilung von Investitionskosten mit.

Im Jahr 2013 wurde die Bundesnetzagentur mit drei Anträgen auf Kostenaufteilung für Vorhaben von gemeinsamem Interesse befasst. Diese Anträge entschied die Bundesnetzagentur fristgerecht und antragsgemäß.

Mit der Benennung der Bundesnetzagentur als „One-stop-shop“ für die Genehmigungsverfahren der Vorhaben von gemeinsamem Interesse am 15. November 2013 wurden Synergien mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz und der Planfeststellungszuweisungsverordnung genutzt und Kompetenzen gebündelt. Dies soll die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren weiter befördern.

3. Mitwirkung der Bundesnetzagentur im Council of European Energy Regulators (CEER)

Die Bundesnetzagentur ist seit 2005 Mitglied im unabhängigen Verband der europäischen Energie-Regulierungsbehörden (CEER). Seit der Gründung von ACER im Jahr 2011 fokussiert sich CEER auf Themen, die nicht in der Zuständigkeit von ACER liegen. Dies betrifft u. a. die Bereiche Verbraucherschutz, regulatorische Aspekte der Endkundenmärkte, die Förderung erneuerbarer Energien, Zukunft des Binnenmarktes sowie die internationale Zusammenarbeit. Daneben unterstützt der CEER in vielerlei Hinsicht die Arbeit von ACER.

3.1 Europäische Entwicklungen im Verbraucherschutz

Durch ihre Mitwirkung an der Customer Retail Market Working Group (CRM WG) des CEER hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2013 erneut die Erarbeitung Richtung gebender Leitfäden mit verbraucherrechtlichem Bezug aktiv mitgestaltet. Von wachsender Bedeutung sind in dieser Hinsicht die Interaktion mit der Europäischen Kommission, der Austausch in den eingerichteten themenspezifischen Arbeitsgruppen sowie das London Forum, in dem die wesentlichen Leitlinien im verbraucherrechtlichen Bereich verabschiedet werden.

Die bereits 2012 vom CEER entwickelte „Vision für die Endkundenmärkte bis 2020“ wurde im vergangenen Jahr durch die Einbindung weiterer Interessengruppen vorangebracht. So stand im Mittelpunkt der zweiten vom CEER organisierten Verbraucherkonferenz die Umsetzung der konkreten Ziele bis zu diesem Stichtag. Diese basieren auf vier Grundprinzipien, die das Verhältnis zwischen der Energiebranche und ihren Kundengruppen charakterisieren:

1. Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung,
2. Gewährleistung einer bezahlbaren Energieversorgung,
3. Erzielung von Einfachheit und Transparenz bei Angeboten und Rechnungen,
4. Stärkung der Handlungskompetenz und Schutz der Verbraucher.

Um den Kontakt zwischen Regulierern und Verbraucherorganisationen zu festigen analysierte der CEER in enger Kooperation mit dem europäischen Dachverband der Verbraucherorganisationen BEUC erstmalig die bestehenden Arbeitsbeziehungen auf nationaler Ebene. Dieser Statusbericht zum Stichtag 1. Januar 2013 gibt einen Überblick darüber, ob, wie und zu welchen spezifischen Themen sich beide Seiten austauschen. Er zeigt auf, dass Kooperation zumeist auf freiwilliger Basis zu diversen Fragestellungen sowie in unterschiedlichem Umfang stattfindet. Dennoch sprachen sich Vertreter beiderseitig für einen noch intensiveren Austausch im Hinblick auf Bereiche wie systematischen Datenaustausch und strategische und politische Fragestellungen aus.

Um zu gewährleisten, dass Verbraucher allumfassend informiert sind, sind ihnen nach EU-Recht eindeutige Informationen zu Energiekosten, ihrem Verbrauch, verständlichen Verträgen, transparenten Preisen sowie zu

Energieeffizienzsystemen zu gewähren. Auf dieser Grundlage untersuchte der CEER in einem Statusbericht, inwiefern einzelne Informationen zu Energiekosten, Energiequellen sowie Energieeffizienzsystem für Endkonsumenten zugänglich sind, die u. a. maßgeblich für die Wahl ihres Versorgers sind. Im Ergebnis zeigt sich, dass viele der relevanten Informationen bereits zugänglich sind, wobei zwischen den Regulierern bezüglich Art und Umfang Unterschiede zu verzeichnen sind. In der Regel informieren die Regulierer intensiver über kostenrelevante Aspekte als über die Energiequellen. In einigen Ländern gibt es neben den Regulierungsbehörden auch weitere Informationsquellen wie Versorger, Verbraucherorganisationen oder die zuständigen Ministerien. Daneben sind Energieeffizienzsysteme vielfach gut etabliert, liegen aber selten in der Kompetenz der Regulierer, sondern bei den zuständigen Ministerien.

Im Rahmen des Dritten Binnenmarktpakets sollen intelligente Messsysteme eingeführt werden insofern ein Roll-out durch den jeweiligen Mitgliedsstaat in einer Kosten-Nutzen-Abschätzung positiv bewertet wurde. In dieser Hinsicht überprüfte der CEER im Jahr 2013 mittels eines Statusberichts die Einhaltung seines Leitfadens zu Smart Metern mit Stichtag 1. Januar 2013. Im Ergebnis wurden dieser bereits weitestgehend von den Mitgliedsstaaten umgesetzt, wobei die technischen Standards europaweit sehr unterschiedlich sind. Darüber hinaus planen die meisten Mitgliedsstaaten eine Einführung in den kommenden zwei Jahren.

Nach den Vorgaben des Dritten Binnenmarktpakets muss ACER jährlich einen Bericht über die Lage auf den Energiemärkten erstellen. Dieser wird gemeinschaftlich mit dem CEER verfasst, wobei die Bundesnetzagentur insbesondere beim Thema Verbraucherbeschwerden mitwirkte („ACER/CEER Market Monitoring Report“). Ziel des Berichts ist es ferner, Schwachstellen auf den Endkundenmärkten zu identifizieren und zukünftig effizienter auszugestalten.

3.2 Internationale Mitarbeit der Bundesnetzagentur

Bei der Koordinierung des Dialogs mit strategisch wichtigen Energiepartnern wirkte die Bundesnetzagentur nachhaltig über die International Strategy Group (ISG) mit. Die Arbeit basiert auf dem Austausch bester regulatorischer Praktiken mit Regulierungsbehörden und ihren regionalen Zusammenschlüssen. Beispielhaft für einen intensiven Austausch mit externen Energiepartnern waren erneut die Kontakte zur russischen Regulierungsbehörde Federal Tariff Service sowie zu den Staaten der „Eastern Partnership Platform“ der EU-Kommission (Armenien, Aserbaidschan, Weißrussland, Georgien, Moldau, Ukraine).

Nachdem regulatorische Fragestellungen bereits Priorität der russischen G20-Präsidentschaft waren, verfolgte der daran anschließende russische G8-Vorsitz ähnliche Zielstellungen. Schwerpunkt lag dabei auf regulatorischen Aspekten, die die langfristige Belastbarkeit kritischer Infrastrukturen gewährleisten. Nach den Ereignissen in der Ukraine blieb dieses Ansinnen jedoch ergebnislos.

Darüber hinaus wurden bestehende Kontakte mit der Internationalen Energieagentur (IEA) intensiviert. Die Bundesnetzagentur trug hier dazu bei, einen regelmäßigen Austausch auf Arbeitsebene zu etablieren, um auf diese Weise Expertise auszutauschen. Zudem richtete die IEA einen beratenden Ausschuss zu Fragen der Versorgungssicherheit im Strombereich ein, bei dem u. a. Regulierer aufgefordert sind, sich aktiv in die Arbeit einzubringen.

Des Weiteren organisierte der CEER am 19. November 2013 erstmals gemeinsam mit der Association of Mediterranean Energy Regulators for Electricity and Gas (MEDREG) eine Gesprächsrunde bei der Vertreter von Regulierungsbehörden, Industrie und Finanzinstitutionen die Herausforderungen der Energiemärkte

stehen sowie Anreize für Infrastrukturinvestitionen im Mittelmeerraum diskutierten. Darüber hinaus tauschten sie sich zu den Herausforderungen im Zusammenhang mit der Marktintegration der Erneuerbaren Energien aus. Beide Seiten einigten sich dabei darauf, die bilaterale Zusammenarbeit auszubauen und in den Arbeitsgruppen von CEER und MEDREG an technischen Projekten zum Austausch von Wissen und bewährten Praktiken zu arbeiten.

4. Investitionsmaßnahmen / Anreizregulierung

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus in den Netzentgelten anzusetzen. Auf der Grundlage des § 23 ARegV erteilt die Bundesnetzagentur auf Antrag Genehmigungen für einzelne Projekte, sofern die dort genannten Voraussetzungen erfüllt sind.

Seit der Änderung des § 23 ARegV im Frühjahr 2012 ist für Investitionsmaßnahmen eine Genehmigung des Projekts dem Grunde nach vorgesehen. Nach erteilter Genehmigung kann der Netzbetreiber nun seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt.

Im Jahr 2013 sind 401 Anträge für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Mit diesen Maßnahmen sind Anschaffungs- und Herstellungskosten in Höhe von ca. 20,2 Mrd. Euro verbunden. Den Bereich Elektrizität betrafen 362 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 19 Mrd. Euro. Hiervon entfallen auf die vier ÜNB 84 Anträge mit einem Volumen von ca. 17,5 Mrd. Euro und auf die Verteilnetzbetreiber 278 Anträge mit einem Volumen von ca. 1,5 Mrd. Euro. Gasnetzbetreiber stellten insgesamt 39 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 1,2 Mrd. Euro. Gegenüber dem Jahr 2012 sind sowohl die Anzahl als auch das Volumen der Anträge angestiegen. Im Jahr 2012 waren es insgesamt 123 Anträge mit einem Gesamtvolumen von ca. 15,2 Mrd. Euro.

Eine Verordnungsänderung im August 2013 betraf die 110 kV-Ebene. Der § 23 ARegV wurde um den neuen Absatz 7 ergänzt, so dass die Möglichkeiten für die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für Verteilnetzbetreiber in der Hochspannungsebene ausgeweitet wurden. In der Vergangenheit waren solche Investitionen in der Regel durch den Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV abgedeckt. Durch diese Änderung wollte der Verordnungsgeber dem steigenden Investitionsbedarf der Verteilnetzbetreiber in der Hochspannungsebene Rechnung tragen, da in der Hochspannungsebene durch den Ausbau von Anlagen im Bereich der Erneuerbaren Energien vermehrt Transportaufgaben übernommen werden müssen.

5. Rücknahme der Festlegungen zur Abrechnung mehrerer Entnahmestellen mit zeitgleicher Leistung (Pooling) in Abweichung von § 17 Abs. 8 StromNEV mit Wirkung ab dem 1. Januar 2014

Am 22. August 2013 ist die Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) in Kraft getreten. Dort ist in § 17 Abs. 2a StromNEV eine Neuregelung des sog. Pooling vorgesehen. Die Bundesnetzagentur hat unter anderem deswegen am 6. November 2013 gemäß §§ 48 ff. VwVfG mehrere Verfahren zur Rücknahme der Festlegungen zur Abrechnung mehrerer Entnahmestellen mit zeitgleicher Leistung in Abweichung von § 17 Abs. 8 StromNEV (BK8-11-015 bis 022) eingeleitet.

Die Marktbeteiligten hatten Gelegenheit, sich zu dem ersten Entwurf der Rücknahmeentscheidungen bis zum 6. Dezember 2013 zu äußern. In den Stellungnahmen wurde insbesondere vorgetragen, dass erhebliche Rückabwicklungsschwierigkeiten entstehen könnten. Die anhängigen Beschwerdeverfahren konnten einvernehmlich beendet werden. Eine geänderte Anhörung vom 7. Mai 2014, die eine Rücknahme ab dem 1. Januar 2014 vorsah, trug diesen Umständen Rechnung. Die Marktbeteiligten hatten Gelegenheit, zu dem geänderten Entwurf Stellung zu nehmen.

Aufgrund des Auslaufens des Organleiheabkommens mit dem Land Niedersachsen zum 31. Dezember 2013 wird das Rücknahmeverfahren unter dem Aktenzeichen BK8-11-019 nunmehr durch die Regulierungskammer Niedersachsen fortgeführt.

6. Netzreserve / Netzreservekraftwerke

Seit dem 27. Juni 2013 regelt die Reservekraftwerksverordnung die Beschaffung der Netzreserve. Den Übertragungsnetzbetreibern wird somit die Möglichkeit der Vorhaltung einer Netzreserve im Rahmen der Versorgungssicherheit und Systemstabilität eingeräumt.

Der Bundesnetzagentur obliegt die Prüfung des von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Bedarfs an Kraftwerksleistung für die Netzreserve. Für den Winter 2013/2014 lag der Bedarf sowohl für das Kälteszenario als auch für das Windszenario bei ca. 2,5 GW. Im Rahmen von Vertragsverlängerungen gemäß § 1 Abs. 3 ResKV konnten für den Winter 2013/2014 nachstehend aufgeführte Kraftwerksleistungen kontrahiert werden.

Kraftwerksleistung für die Netzreserve für den Winter 2013/2014 im Rahmen von Vertragsverlängerungen

Kraftwerksbetreiber	Leistung (MW)
Deutschland	
E.ON	1.037
Grosskraftwerk Mannheim AG	200
Österreich	
Energieversorgung Niederösterreich AG	785
Summe	2.022

Tabelle 65: Kraftwerksleistung für die Netzreserve für den Winter 2013/2014 im Rahmen von Vertragsverlängerungen

Mit den Übertragungsnetzbetreibern wurde eine Freiwillige Selbstverpflichtung Reservekraftwerke abgeschlossen, die die Wälzung der Kosten über die Erlösobergrenze der Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht. Somit konnten Kosten der Reservekraftwerke, die auf einer Vertragsverlängerung basieren, in die entsprechenden Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber implementiert werden.

Darüber hinaus wurden im Rahmen eines Interessenbekundungsverfahrens gemäß § 3 ResKV zur Deckung des noch offenen Bedarfs weitere Kapazitäten aus Italien (183 MW) und Österreich (183 MW) kontrahiert. Die

sich an das Interessenbekundungsverfahren anschließenden Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern wurden von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. Die in den Verträgen fixierten Vergütungen werden über die Erlösobergrenze der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber gewälzt.

In Summe ist in den Erlösobergrenzen 2014 der Übertragungsnetzbetreiber ein mittlerer zweistelliger Millionenbetrag für die Leistungsvorhaltung der Reservekraftwerke enthalten und wird über die Netzentgelte gewälzt. Ein etwaiger Einsatz der Reservekraftwerke im Winter 2013/2014 würde kostenseitig im Sommer 2014 erfasst und unter Berücksichtigung einer zum Regulierungskonto analog bestimmten Verzinsung über die Erlösobergrenze der entsprechenden Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2015 gewälzt werden. Im Winterhalbjahr 2013/2014 kamen die Reservekraftwerke jedoch nicht zum Einsatz.

7. Systemdienstleistungen

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2014 für die Übertragungsnetzbetreiber ein Anreizmodell für Systemdienstleistungen (Regelleistung, Verlustenergie, Redispatch) festgelegt. Die Festlegung gilt für die Dauer der gesamten zweiten Anreizregulierungsperiode und führt die wesentlichen Kernaspekte des in der ersten Periode gültigen Modells fort. Mit Hilfe des in der Festlegung beschriebenen Modells wird auf Grundlage von jährlich für das Folgejahr prognostizierten Energiemengen und Preisentwicklungen jeweils ein Referenzwert gebildet, der als Plankosten in die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber einfließt. Basierend auf einem nachträglichen Abgleich zwischen Prognosekosten und den tatsächlichen Ist-Kosten wird ein Über- oder Unterschreiten des Referenzwertes festgestellt. Bei Unterschreiten des Zielwertes müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Differenz mit einem Zweijahresverzug dem Netznutzer zurückvergüten, sie dürfen jedoch einen Bonus behalten. Bei Überschreiten des Zielwertes bekommen sie die Differenz erstattet, müssen jedoch einen Malus bezahlen, der wiederum den Netznutzern zugutekommt. Für die Übertragungsnetzbetreiber wird dadurch ein Anreiz gesetzt, die Systemdienstleistungen effizient zu beschaffen, um die Belastungen für die Netzentgelte minimal zu halten.

C Ausgewählte Tätigkeiten Bundeskartellamt

Der wichtigste Fall in der Fusionskontrollpraxis betraf die vertiefte Prüfung des Zusammenschlussvorhabens EWE / VNG, in dessen Rahmen das Bundeskartellamt seine Abgrenzung der Gasmärkte geändert hat. Im Bereich des Verbots wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen hat das Bundeskartellamt ein Verfahren eingeleitet, das eine Beschränkung der Stromerzeugung der Kraftwerke Irsching 4 und Irsching 5 zum Gegenstand hat. Die Schwerpunkte der Missbrauchsaufsicht lagen in mehreren Verfahren zur Vergabe von Strom- und Gasnetzkonzessionen sowie in der Überprüfung der Fernwärmepreise von sieben Fernwärmeversorgern. Im Bereich der „competition advocacy“ hat das Bundeskartellamt insbesondere vor den wettbewerblichen Risiken einer übereilten Einführung eines Kapazitätsmarktes gewarnt.

1. Fusionskontrolle

Im Oktober 2014 hat das Bundeskartellamt nach einer vertieften Prüfung die Aufstockung der Beteiligung von EWE AG an der VNG – Verbundnetz Gas AG auf eine Mehrheitsbeteiligung und den geplanten Erwerb alleiniger Kontrolle freigegeben. Dabei hat das Bundeskartellamt den Entwicklungen auf den Gasmärkten Rechnung getragen und seine zum Teil jahrzehntelange Abgrenzung der Gasmärkte geändert.

Allgemein hat sich die Marktmacht von den deutschen Ferngasgesellschaften hin zu den ausländischen Gasproduzenten, insbesondere Gazprom und Statoil, verschoben, die auch immer mehr als Händler auf den nachgelagerten Stufen tätig sind. Die bisherige Unterscheidung zwischen der Belieferung überregionaler Ferngasgesellschaften (1. Stufe) und regionaler Ferngasunternehmen (2. Stufe) wurde daher aufgegeben. Beide Marktstufen werden nun sachlich zu einer einheitlichen Gasgroßhandelsstufe (für H-Gas und L-Gas) einschließlich der Händler zusammengefasst. Räumlich wird der Großhandelsmarkt für Erdgas bundesweit abgegrenzt und nicht mehr netzbezogen oder marktgebietsbezogen. Das gilt auch für den nachgelagerten Markt der Belieferung von regionalen und lokalen Weiterverteilern, insbesondere Stadtwerken.

Auf den Endkundenmärkten unterscheidet das Bundeskartellamt zwischen einem Markt für die Belieferung von leistungsgemessenen Letztverbrauchern (insbesondere Industriekunden) und Standardlastprofilkunden (überwiegend Haushaltskunden). Der Markt für die Belieferung von RLM-Kunden wird nunmehr auch bundesweit und nicht mehr netzbezogen oder marktgebietsbezogen abgegrenzt. Bei der Belieferung von SLP-Kunden differenziert das Bundeskartellamt nunmehr – in Übertragung der Praxis im Strombereich – sachlich zwischen Grundversorgungskunden und Sondervertragskunden. Die Märkte für SLP-Sondervertragskunden werden bundesweit abgegrenzt. Dagegen bleibt es bei den Grundversorgungskunden räumlich bei der netzbezogenen Abgrenzung, bei der jeder Grundversorger in seinem Gebiet über eine Alleinstellung verfügt.

In vielen Gemeinden laufen derzeit Konzessionsverträge für den Betrieb von Strom- und Gasnetzen aus. Zahlreiche Anmeldungen von Zusammenschlussvorhaben im Berichtszeitraum betrafen die Gründung von gemeinsamen Netzbetriebs- oder Netzeigentumsgesellschaften sowie Pachtmodelle, die entweder im Hinblick auf eine Bewerbung um eine Konzession oder in Folge der Umsetzung einer bereits getroffenen Auswahlentscheidung im Rahmen eines Konzessionsvergabeverfahrens erfolgten. Derartige Zusammenschlussvorhaben werfen in der Regel keine fusionskontrollrechtlichen Bedenken auf, da keine erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs auf den durch den Zusammenschluss betroffenen Märkten bewirkt wird. Vielmehr wird ein Monopolist durch einen anderen Monopolisten ersetzt, ohne die

marktbeherrschende Stellung zu verstärken. Das Ergebnis der fusionskontrollrechtlichen Prüfung durch das Bundeskartellamt beinhaltet keine Aussage darüber, ob das Verfahren der Kommune zur Auswahl eines neuen Wegenutzungsberechtigten unter Beachtung der kartellrechtlichen Vorschriften erfolgt ist (§§ 1, 19, 20 GWB, Art. 102 AEUV, i. V. m. §§ 1, 46 EnWG). In den Freigabeschreiben des Bundeskartellamtes an die anmeldenden Unternehmen wird in der Regel auf die begrenzte Reichweite der fusionskontrollrechtlichen Prüfung hingewiesen.

Das Bundeskartellamt hat im Oktober 2014 das Vorhaben freigegeben, eine vertraglich befristete Minderheitsbeteiligung der RWE Deutschland AG (RWE) an der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW 21) zu entfristen. Nach Vollzug des Vorhabens wird RWE unbefristet 39,9 Prozent der Anteile an der DEW 21 halten, während 60,0 Prozent auf Stadtwerke Dortmund und 0,1 Prozent auf die Stadt Dortmund entfallen. Auf den betroffenen Märkten war eine erhebliche Behinderung wirksamen Wettbewerbs durch den Zusammenschluss nicht feststellbar. Auf den bundesweit abzugrenzenden Stromletzverbrauchermärkten entsprechen die Absätze der DEW 21 einem Marktanteil von unter 0,5 Prozent. Auf dem konventionellen Stromer Absatzmarkt kommt es zu keiner Marktanteilsaddition: DEW 21 ist in diesem Bereich selbst nicht tätig, und die Stromerzeugungskapazitäten der STEAG, an der DEW 21 mittelbar eine Minderheitsbeteiligung hält, sind DEW 21 fusionskontrollrechtlich nicht zuzurechnen. Auch unter der Gesamtbetrachtung einer Akquisitionsstrategie entfaltet der Zusammenschluss keine nachhaltig negative Marktwirkung. Eine Strategie der großen Stromkonzerne, sich an zahlreichen Stadtwerken zu beteiligen, besteht inzwischen nicht mehr. Aufgrund der allgemeinen Marktentwicklungen ist es zudem nicht mehr plausibel, dass eine etwaige Kundenabschottungsstrategie durch Erwerb von Stadtwerksbeteiligungen im Prognosezeitraum noch erfolgreich praktiziert werden könnte.

2. Verbot wettbewerbsbeschränkender Vereinbarungen

Das Bundeskartellamt hat ein Verfahren nach Art. 101 AEUV eingeleitet, das eine Beschränkung der Stromerzeugung der Kraftwerke Irsching 4 und Irsching 5 zum Gegenstand hat. Das Verfahren richtet sich gegen die konkrete Ausgestaltung der in den Redispatch-Verträgen für die Kraftwerke Irsching 4 und Irsching 5 enthaltenen Entgeltregelung.

Hintergrund der beiden Verträge ist der Beschluss BK8-12-019 der Bundesnetzagentur vom 30. Oktober 2012, mit dem die Bundesnetzagentur Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei Redispatchmaßnahmen festgelegt hat. Grundidee dieser Kriterien ist der Ersatz der Aufwendungen, die durch Redispatchmaßnahmen entstehen, sodass Kosten der Leistungsvorhaltung („Fixkosten“) grundsätzlich nicht ersetzt werden. Redispatch soll nicht zu zusätzlichen Gewinnen der Kraftwerksbetreiber führen, da ansonsten Marktverzerrungen, Systemdestabilisierung und unnötig hohe Kosten zu befürchten wären. Wenn jedoch die Redispatchmaßnahmen mehr als zehn Prozent der Einspeisemengen des Vorjahres einer Erzeugungsanlage betreffen, kann der Übertragungsnetzbetreiber dem Kraftwerksbetreiber Entgelte für die Leistungsvorhaltung zahlen. Die beiden Verträge konkretisieren - bundesweit erstmalig - diese in Tenorziffer 5 des Beschlusses BK8-12-019 vorgesehene Vergütungsmöglichkeit.

Zwischen TenneT und den Kraftwerksbetreibern wurde vereinbart, dass sich das Leistungsentgelt nach dem jeweiligen Verhältnis der Anteile der marktgetriebenen Erzeugung der Kraftwerke bzw. der netzgetriebenen Erzeugung an der Gesamterzeugung richtet (vgl. Monitoringbericht 2013, S. 63). Das von TenneT für die Leistungsvorhaltung zu entrichtende Entgelt bemisst sich nach folgender Formel: Entgelt = XX Mio. Euro × (aufgrund Redispatch eingespeiste Menge im Kalenderjahr / eingespeiste Gesamtmenge im Kalenderjahr).

Durch diese Ausgestaltung der Entgeltregelung entsteht ein Anreiz, die Stromerzeugung der Kraftwerke einzuschränken. Die Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber fallen umso höher aus, je weniger die Kraftwerke auf den „regulären“ Erzeugungsmärkten - d. h. außerhalb von Redispatch-Maßnahmen - eingesetzt werden. Die Verträge sehen vor, dass die Kraftwerksbetreiber sich verpflichten, Irsching 4 und 5 „wie bisher marktgetrieben“ einzusetzen. Das Bundeskartellamt prüft, ob die Entgeltregelung mit Art. 101 AEUV vereinbar ist. Das Verfahren wird in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur geführt.

Gegen die Festlegung BK8-12-019 der Bundesnetzagentur sind mehrere Beschwerden vor dem OLG Düsseldorf anhängig. In diesen Beschwerdeverfahren hat das Bundeskartellamt eine *amicus-curiae*-Stellungnahme nach § 90 GWB, Art. 15 VO 1/2003 abgegeben, die Tenorziffer 5 der Festlegung thematisiert.

3. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen

Vergabe von Strom- und Gasnetzkonzessionen

Im Hinblick auf den Missbrauch marktbeherrschender Stellung durch Kommunen im Zusammenhang mit der Vergabe ihrer Wegenutzungsrechte nach § 46 EnWG haben zwei Entscheidungen des Bundesgerichtshofes (BGH, Urt. v. 17. Dezember 2013, KZR 65/12 – Heiligenhafen und KZR 66/12–Berkenthin) in zentralen Streitfragen zu Rechtssicherheit geführt und die Positionen des Bundeskartellamtes in der Untersagungsverfügung gegen die Kreisstadt Mettmann (vgl. hierzu Monitoringbericht 2013, S. 277) bestätigt. Danach sind die ausschreibungsfreie Inhouse-Vergabe und die Bevorzugung kommunaler Eigenbetriebe, Eigengesellschaften und Beteiligungsunternehmen unzulässig. Das Erfordernis der Durchführung eines diskriminierungsfreien Auswahlverfahrens und das Verbot der Inhouse-Vergabe stelle keine Verletzung der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie nach Art. 28 Abs. 2 GG dar. Zudem hat der Bundesgerichtshof klargestellt, dass die Auswahlentscheidung anhand sachgerechter Kriterien zu treffen ist, die in zwei Gruppen unterteilt werden können: (1) Kriterien mit Bezug zu den Zielen des § 1 EnWG und (2) Kriterien, die einen Bezug zum Gegenstand des Konzessionsvertrages aufweisen, was eine zulässige wirtschaftliche Verwertung des Wegerechts umfasst. Im Verhältnis der Kriteriengruppen zueinander müssen die Kriterien mit Bezug zu den Zielen des § 1 EnWG vorrangig sein (§ 46 Abs. 3 Satz 5 EnWG). Verstöße im Auswahlverfahren führen zur Nichtigkeit des Konzessionsvertrages nach § 134 BGB. Erstmals hat der Bundesgerichtshof eine Rügeobliegenheit analog § 101a GWB der unterlegenen Bewerber aufgestellt, wenn die Gemeinde in Textform vorab über den beabsichtigen Zuschlag informiert.

Weitere entscheidende Klärungen im Bereich der Netzüberlassung und regulatorische Folgefragen nach Durchführung eines Auswahlverfahrens hat der Beschluss des Bundesgerichtshofes vom 3. Juni 2014 (EnVR 10/13) gebracht. Der Bundesgerichtshof hat dabei entschieden, dass auch gemischt-genutzte Anlagen übertragen werden müssen, dass bei der Übertragung kein Verstoß gegen Art. 14 GG vorliegt und dass ein Aufgreifermessen der Bundesnetzagentur besteht. Wenn diese einen Fall aufgreift, hat sie aber auch die Wirksamkeit des Konzessionsvertrages zu prüfen.

Das Bundeskartellamt hat auf die Beschwerde des unterlegenen bisherigen Konzessionsinhabers ein Verfahren gegen die Stadt Titisee-Neustadt wegen Verdachts des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Zusammenhang mit der bereits erfolgten Vergabe ihrer Wegenutzungsrechte an eine kommunale Beteiligungsgesellschaft eingeleitet. Der Stadt Titisee-Neustadt wurde rechtliches Gehör gewährt. Das Verfahren ist noch nicht abgeschlossen.

Auf Wunsch der verfahrensführenden Auswahlstellen der Landeshauptstadt Stuttgart, der Freien und Hansestadt Hamburg und des Landes Berlin ist das Bundeskartellamt jeweils zu den Konzessionsverfahren zur Vergabe der Wegenutzungsrechte in Stuttgart, Hamburg und Berlin konsultiert worden. Die Konsultationen begannen bereits im Jahre 2012. Dazu hat es Gespräche im Bundeskartellamt zu den Themen Datenherausgabe, Auswahlverfahren und Auswahlkriterien, teilweise auch zu den Konzessionsvertragsentwürfen gegeben. Das Bundeskartellamt hat dabei seine vorläufige Einschätzung mitgeteilt, ohne alle Punkte abschließend und verbindlich zu prüfen, da es sich nicht um Missbrauchsverfahren handelte.

Jeweils auf Beschwerden unterlegener Bieter hat das Bundeskartellamt im April 2014 ein Verfahren gegen die Landeshauptstadt Stuttgart und im Juli 2014 gegen das Land Berlin wegen Verdachts des Missbrauchs ihrer marktbeherrschenden Stellung im Zusammenhang mit der Vergabe ihrer Wegenutzungsrechte eingeleitet. Das Verfahren gegen die Stadt Stuttgart konnte im Juni 2014 nach Prüfung der Auswertungsunterlagen mangels Verstoßes gegen §§ 19, 20 GWB eingestellt werden. Zwar war die Auswertung nicht frei von Bewertungsfehlern. Diese hatten sich jedoch nicht auf das Auswahlsergebnis ausgewirkt.

Anhand der Zusageentscheidung der Gemeinde Cölbe hat das Bundeskartellamt verdeutlicht, dass bei den Verfahren der Kommunen zur Suche eines neuen Wegenutzungsberechtigten auf die Wahrung des Geheimwettbewerbs zu achten ist. Dies gilt in erster Linie im Verhältnis der Bieter untereinander. Wenn sich die Kommune selbst am Wettbewerb um die Konzession mit einer Eigengesellschaft, einem Eigenbetrieb oder einer kommunalen Beteiligungsgesellschaft beteiligt, steht sie vor besonderen Herausforderungen. Entsprechend dem Rechtsgedanken des § 16 VgV hat die Kommune darauf zu achten, dass der kommunale Bewerber keine wettbewerbsrelevanten Informationen über die Angebote der anderen Bieter und das Auswahlverfahren erhält. Dies verlangt von der Kommune eine entsprechende personelle und organisatorische Trennung des Auswahlverfahrens von der unternehmerischen Beteiligung der Kommune als Bieter im Wettbewerb.

Fernwärmepreise

Die im Frühjahr 2013 vom Bundeskartellamt eingeleiteten Verfahren wegen des Verdachts überhöhter Fernwärmepreise gegen sieben Versorgungsunternehmen dauern weiter an. Die Ermittlungen konzentrieren sich auf mehr als 30 verschiedene Wärmeversorgungsgebiete, verteilt über das gesamte Bundesgebiet. Ausgangspunkt der Verfahren waren die Ergebnisse der im August 2012 abgeschlossenen Sektoruntersuchung Fernwärme. Um dem Anfangsverdacht auf Preishöhenmissbrauch nachzugehen, hat das Bundeskartellamt zunächst Daten für die Jahre 2010 bis 2012 sowohl der betroffenen Unternehmen als auch von acht potentiellen Vergleichsunternehmen erhoben. Bevor mit der näheren Auswertung der Daten begonnen werden konnte, waren z. T. aufwändige Datenüberprüfungen und Rückfragen an die Unternehmen notwendig, um zu belastbaren Ergebnissen zu gelangen.

Das Bundeskartellamt geht in Einklang mit der Rechtsprechung im Fernwärmebereich in der Regel von einer marktbeherrschenden Stellung des lokalen Versorgers aus. Nach der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf handelt es sich bei der Fernwärmeversorgung um einen nahezu idealtypischen Monopolmarkt. Zwar ist dabei zu berücksichtigen, dass Kunden vor der erstmaligen Entscheidung für ein bestimmtes Heizsystem die Auswahl zwischen verschiedenen Versorgungswegen haben – soweit sie vor Ort verfügbar sind, verwendet werden dürfen und keine Verpflichtung zum Fernwärmebezug besteht. Wenn allerdings die Entscheidung für die Fernwärme gefallen ist, bleibt ein Kunde längerfristig an dieses System gebunden.

Die Fernwärmeversorgung mit den Stufen Erzeugung, Netz und Vertrieb ist meist in einem Unternehmen integriert. Zudem versorgen Fernwärmeunternehmen oft mehrere verschiedene Gebiete mit Fernwärme, wobei die jeweiligen Tarife voneinander abweichen können. Auch bei den Unternehmen, gegen die Verfahren eröffnet worden sind, weisen nicht alle Versorgungsgebiete auffällig hohe Erlöse auf. Zudem können hohe Erlöse auch sachlich zu rechtfertigen sein – beispielsweise aufgrund unterschiedlicher Erzeugungs- und Netzstrukturen, die entsprechende Kostenunterschiede begründen. Zu berücksichtigen ist außerdem, dass Fernwärme, die in KWK-Anlagen zusammen mit Elektrizität erzeugt wird, ein Kuppelprodukt ist. Dies wirft besondere Fragen bei der Zurechnung von Kosten auf, was durch die gesunkenen Stromgroßhandelspreise zusätzliche Bedeutung erhält.

Sofern ein kommunalrechtlicher Anschluss- und Benutzungszwang oder eine vergleichbar wirkende privatrechtliche Verpflichtung zur Fernwärmeabnahme in einem bestimmten Gebiet besteht, verfügt der Fernwärmeversorger über eine rechtlich abgesicherte Monopolstellung. Anschlusszwänge werden vom Bundeskartellamt kritisch gesehen. Diese schwächen den Systemwettbewerb weiter ab, da sie über die Verhinderung eines Wechsels hinaus sogar die Auswahl des Heizsystems von vornherein einschränken. Wünschenswert wäre dagegen eine Stärkung des Systemwettbewerbs, da hierdurch Preissetzungsspielräume im Fernwärmebereich begrenzt werden können.

4. Competition Advocacy

Das Bundeskartellamt setzt sich im Rahmen der Diskussionen um das Marktdesign in der deutschen Stromwirtschaft nachdrücklich für wettbewerbliche Strukturen ein.

Es ist zu begrüßen, dass mit der jetzt erfolgten Reform des EEG bei der Förderung erneuerbarer Energien stärker auf Wettbewerbsmechanismen gesetzt wird. Mit der verpflichtenden Direktvermarktung für Neuanlagen und der Ausschreibung von Förderberechtigungen haben nunmehr marktwirtschaftliche Elemente Eingang in die Novelle erhalten. Durch die Direktvermarktung wird Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien eine gewisse Marktverantwortung auferlegt. Ausschreibungen führen dazu, dass die Förderhöhe zukünftig vom Markt bestimmt wird. Es ist davon auszugehen, dass dies zu einer effizienteren Förderung erneuerbarer Energien beitragen wird. Allerdings hätte nach Ansicht des Bundeskartellamts bei der Novelle noch konsequenter auf eine wettbewerbliche Ausgestaltung gesetzt werden können, z. B. durch eine Überführung von Bestandsanlagen in die Direktvermarktung.

Kritisch sieht das Amt Forderungen, nach der EEG-Novelle nunmehr in einem nächsten Schritt Kapazitätsmärkte einzuführen. Im Strommarkt existieren derzeit erhebliche Überkapazitäten. Sinkende Preise, unrentable Kraftwerke und Stilllegungen sind daher eine normale Marktreaktion. Ein solcher Prozess sorgt für eine notwendige Marktbereinigung und führt zu einer Anpassung der Kapazitäten an die Nachfrage. Dies ist nicht nur betriebswirtschaftlich nachvollziehbar, sondern auch volkswirtschaftlich effizient, da die Vorhaltung nicht benötigter Produktionsmittel unnötige Kosten verursacht. Nach Abschluss eines solchen Anpassungsprozesses sind auch an den Großhandelsmärkten Preise zu erwarten, die den rentablen Betrieb von konventionellen Kraftwerken gewährleisten und Neuinvestitionen nach Bedarf ermöglichen können. Nach Ansicht des Bundeskartellamtes lässt sich daher aus der aktuellen Marktlage nicht bereits schließen, dass der Markt nicht funktioniert und die Versorgungssicherheit bedroht ist.

Auch wird bereits im derzeitigen Marktsystem die Vorhaltung gesicherter Leistung honoriert. Der Strompreis impliziert schon heute eine Leistungskomponente, weil sich der Lieferant verpflichtet, den verkauften Strom

zu einem bestimmten Zeitpunkt zu liefern. Sollte es zu Knappheiten kommen, setzt der Strompreis Anreize zur Errichtung und Vorhaltung von Kapazitäten.

Das Bundeskartellamt ist auch deshalb skeptisch gegenüber einer Einführung von Kapazitätsmärkten aus, da alle Modelle eine hohe Komplexität aufweisen und damit eine erhebliche Gefahr von Regulierungsversagen mit sich bringen. Darüber hinaus ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes nur schwer mit der Vollendung des europäischen Binnenmarktes vereinbar. Nationale Kapazitätsmärkte führen zu neuen erheblichen Wettbewerbsverzerrungen. Es besteht die Gefahr, dass ein Subventionswettlauf ausgelöst wird und Kraftwerke nur noch dort gebaut werden, wo die höchsten Kapazitätsszahlungen zu erwarten sind.

Ein Kapazitätsmarkt kann auch ungünstige Auswirkungen auf die Marktstruktur haben. Es ist zu erwarten, dass ein Markt für sichere Leistung wesentlich enger ist als der derzeitige Markt für Arbeit. Grund hierfür ist unter anderem der Umstand, dass erneuerbare Energien sowie ausländische Anbieter wahrscheinlich kaum eine Rolle auf diesem Markt spielen dürften. Dies könnte zu hoher Marktmacht von Anbietern gesicherter Leistung führen, die durch bestimmte Charakteristika einiger der derzeit diskutierten Modelle noch verstärkt würde. So sind etwa auf dezentralen Kapazitätsmärkten erhebliche Informationsasymmetrien zwischen Nachfragern und Anbietern sicherer Leistung wahrscheinlich. Gleichzeitig dürfte die Preiselastizität der Nachfrage extrem gering sein. Sollte es tatsächlich zu Marktmacht von Anbietern kommen, birgt dies die Gefahr von Missbräuchen durch strategisches Verhalten zum Schaden der Verbraucher. Die Aufsicht über Zurückhaltungspraktiken auf einem Kapazitätsmarkt wäre außerordentlich komplex und, wenn überhaupt, nur mit erheblichem bürokratischem Aufwand in den Griff zu bekommen.

Vor diesem Hintergrund spricht sich das Bundeskartellamt derzeit gegen die Einführung von Kapazitätsmärkten aus. Sollte die Sorge um die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu groß sein, gibt es mildere Mittel. So steht z. B. mit der Strategischen Reserve ein Instrument zur Verfügung, das vergleichsweise flexibel und günstig ist und auch kurzfristig eingeführt werden kann. Nur wenn sich eine solche Lösung als nicht ausreichend erweist, sollte als ultima ratio ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden.

Im Zusammenhang mit der Vergabe von Wegenutzungsrechten für Strom- und Gasnetze betrachtet das Bundeskartellamt mit Sorge politische Bestrebungen, die kommunalen Unternehmen Privilegien im Wettbewerb einräumen sollen. Wie dargestellt, sind nach der heutigen Rechtslage eine Bevorzugung kommunaler Eigengesellschaften sowie eine ausschreibungsfreie Inhouse-Vergaben kartellrechtlich nicht zulässig (vgl. III.C.3 „Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen“ ab Seite 311). Es gibt jedoch politische Initiativen, die die geltende Rechtslage zugunsten der Kommunen ändern wollen. In Nordrhein-Westfalen hat sich ein Arbeitskreis zur Novellierung der Regelungen und Vorgaben für das Konzessionsvergabeverfahren bei Strom- und Gasnetzen nach § 46 EnWG unter der Leitung des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen als Landeskartellbehörde gebildet. An diesem Arbeitskreis hat das Bundeskartellamt teilgenommen und die Reformüberlegungen kritisch begleitet. Wettbewerbsrechtlich besondere Bedeutung haben die Diskussionen um den Umfang der Ausrichtung der Auswahlentscheidung an den Zielen des § 1 EnWG sowie um die Zulässigkeit der Inhouse-Vergabe. Hier besteht die Gefahr, dass eine Neuregelung ein „level-playing-field“ von privaten und kommunalen Netzbetreibern bei der Vergabe von Konzessionen verhindert. Dies ist deshalb besonders bedenklich, weil der Netzbetrieb ein natürliches Monopol ist und der „Wettbewerb um den Markt“ der einzige Wettbewerb ist, den es in diesem Bereich gibt. Weitere Themen des Arbeitskreises waren der

Umfang der Datenherausgabe nach § 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG, die Bemessung der wirtschaftlich angemessenen Vergütung, mögliche Rügeobliegenheiten sowie die Einführung einer Präklusion.

D Entflechtung

Die Überwachung der Einhaltung der Entflechtungsvorschriften war im Berichtszeitraum durch die im Jahr 2012 begonnene, erstmalige Zertifizierung der Transportnetzbetreiber (Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber) geprägt. Aufgrund des Monitorings der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung von Kommunikationsverhalten und Markenpolitik zwischen Netzbetreibern und Vertriebsunternehmen, stellten im Berichtszeitraum die Verfahren zur Umsetzung dieser Vorgaben einen wesentlichen Schwerpunkt dar. Beide Themenbereiche haben ihren Ursprung im 3. Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union aus dem Jahr 2009. Sie wurden 2011 im Rahmen einer EnWG-Novelle in deutsches Recht umgesetzt.

1. Zertifizierung

Gegenstand der Zertifizierung ist der Nachweis der Einhaltung der Entflechtungs- bzw. Organisationsvorgaben durch den Transportnetzbetreiber. Zur Zertifizierung wird bei der Regulierungsbehörde ein Zertifizierungsverfahren durchgeführt. Dabei stehen drei Modelle zur Verfügung:

- der Eigentumsrechtlich entflochtene Transportnetzbetreiber (§ 8 EnWG),
- der Unabhängige Transportnetzbetreiber (§§ 10 ff. EnWG) sowie
- der Unabhängige Systembetreiber (§ 9 EnWG).

Eine Zertifizierung eines Transportnetzbetreibers im Rahmen der **eigentumsrechtlichen Entflechtung** setzt voraus, dass Eigentum am Transportnetz besteht. Daneben ist zu gewährleisten, dass Kontrolle und Rechte mit Bezug auf die Bereiche Gewinnung, Erzeugung oder Versorgung beschränkt, die Vorgaben zur Bestellung des Aufsichtsrates eingehalten und ausreichende finanzielle, personelle und ausstattungsstechnische Mittel vorhanden sind.

Der **Unabhängige Transportnetzbetreiber** muss die Aufgaben eines Transportnetzbetreibers eigenverantwortlich wahrnehmen. Darüber hinaus hat er für eine Reihe von Aufgaben ausdrücklich verantwortlich zu sein. Unabhängige Transportnetzbetreiber müssen über die erforderlichen Mittel verfügen, Eigentum an den notwendigen Vermögenswerten innehaben und die erforderliche personelle Ausstattung besitzen. Die Erbringung von Dienstleistungen vom und für das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen ist nur beschränkt möglich. Eine Verwechslung mit dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen muss ausgeschlossen werden. Schließlich sollen sowohl die Informationstechnologie und Büro- und Geschäftsräume als auch die Rechnungslegung grundsätzlich vom vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen getrennt werden.

Im Jahr 2013 wurden durch die Bundesnetzagentur bereits begonnene Zertifizierungsverfahren aus dem Jahr 2012 zum Abschluss gebracht. Zudem wurde die Umsetzung von Auflagen aus den Zertifizierungsentscheidungen überwacht. In weiteren Fällen wurden auch 2013 Zertifizierungsverfahren eingeleitet und durchgeführt.

Derzeit verfügen in Deutschland die folgenden Transportnetzbetreiber über eine Zertifizierung¹³⁶:

Transportnetzbetreiber mit Zertifizierung

Transportnetzbetreiber	Sparte	Gewähltes Entflechtungsmodell
Amprion GmbH	Strom	Unabhängiger Transportnetzbetreiber
50Hertz Transmission GmbH		Eigentumsrechtlich entflochtener Transportnetzbetreiber
TenneT Offshore 1. Beteiligungsgesellschaft mbH		Eigentumsrechtlich entflochtener Transportnetzbetreiber
TransnetBW GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
bayernets GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
Fluxys Deutschland GmbH		Eigentumsrechtlich entflochtener Transportnetzbetreiber
Fluxys TENP GmbH		Eigentumsrechtlich entflochtener Transportnetzbetreiber
GASCADE Gastransport GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
Gastransport Nord GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	Gas	Eigentumsrechtlich entflochtener Transportnetzbetreiber
Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH		Eigentumsrechtlich entflochtener Transportnetzbetreiber
GRTgaz Deutschland GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
jordgas Transport GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
NEL Gastransport GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
Nowega GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
ONTRAS - VNG Gastransport GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
Open Grid Europe GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
terranets bw GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber
Thyssengas GmbH		Unabhängiger Transportnetzbetreiber

Tabelle 66: Transportnetzbetreiber in Deutschland, die über eine Zertifizierung verfügen

2. Kommunikationsverhalten und Markenpolitik

Eine für die Verteilnetzbetreiber wesentliche Änderung im neuen EnWG ergibt sich aus der Verpflichtung, eine zu verbundenen Vertriebsaktivitäten differenzierte Kommunikation einschließlich der Marke aufzubauen. Bereits im Jahr 2011 hatten 76 Prozent der Netzbetreiber der Bundesnetzagentur berichtet, Arbeiten in diesem Bereich aufgenommen zu haben. Hierzu wurden die „Gemeinsame Auslegungsgrundsätze III der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Anforderungen an die Markenpolitik und das Kommunikationsverhalten bei Verteilernetzbetreibern (§ 7a Abs. 6 EnWG)“ am 16. Juli 2012 veröffentlicht. Im Rahmen der Marktüberwachung musste die Bundesnetzagentur feststellen, dass viele Unternehmen in ihrem Zuständigkeitsbereich den gesetzlichen Anforderungen nicht entsprechen. So fehlte es z. B. bei der

¹³⁶ Stand: 14. Juli 2014

Hälfte der Netzbetreiber an einer verwechslungssicheren Markenpolitik und damit auch an einer Grundvoraussetzung für eine entflechtungskonforme Kommunikation im Allgemeinen. Um die Anforderungen durchzusetzen, wurden im Berichtszeitraum gegen 36 Verteilernetzbetreiber, die unter die Verpflichtung zur Entflechtung von Kommunikationsverhalten und Markenpolitik zwischen Netzbetreibern und Vertriebsunternehmen fallen, Aufsichtsmaßnahmen eingeleitet. Einige Verteilernetzbetreiber haben zwischenzeitlich Maßnahmen zur entflechtungskonformen Umsetzung der Markenpolitik durchgeführt. Daraufhin wurden die Verfahren gegen 24 Unternehmen wieder eingestellt.

Die in 2013 eingeleiteten Verfahren betreffen insbesondere die im Anhang auf Seite 326 dargestellten Markenauftritte, die keine ausreichende Unterscheidung zwischen Netzbetrieb und Vertrieb zugelassen haben.

Zwei Untersagungsverfügungen wurden zwischenzeitlich erlassen:

Die Beschlusskammer 7 hat am 9. Mai 2014 in dem Aufsichtsverfahren gegen die SWM Infrastruktur GmbH (BK7-13-119) entschieden, dass deren derzeitiger Markenauftritt gegen die Vorgaben zur Entflechtung der Markenpolitik und des Kommunikationsverhaltens in § 7a Abs. 6 EnWG verstößt. Der SWM Infrastruktur GmbH wurde daher untersagt, bei der Kommunikation im Internet, in Musterverträgen und auf der Geschäftspost die Marke „SW//M“ zu verwenden.

Die Beschlusskammer 7 hat am 30. Juni 2014 in dem Aufsichtsverfahren gegen die enercity Netzgesellschaft mbH (BK7-13-121) entschieden, dass deren derzeitiger Markenauftritt gegen die Vorgaben zur Entflechtung der Markenpolitik und des Kommunikationsverhaltens in § 7a Abs. 6 EnWG verstößt. Der enercity Netzgesellschaft mbH wurde daher untersagt, bei der Kommunikation im Internet, in Musterverträgen und auf der Geschäftspost die Marke „enercity Netz“ in ihrer derzeitigen Form zu verwenden.

Informationen zum Stand der Verfahren sind zu finden auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur bei den verfahrensführenden Beschlusskammern 6 und 7.

3. Entwicklung der Netzbetreiberlandschaft

In den letzten Jahren liefen bundesweit mehrere tausend der Konzessionsverträge für Strom- und Gasnetze aus. Diese Entwicklung wird sich auch in nächster Zeit fortsetzen. Die Gemeinden machen spätestens zwei Jahre im Voraus den Ablauf von Verträgen bekannt. Somit ist die Anzahl der Veröffentlichung über auslaufende Verträge ein Indikator, wie sich die Zahl der Neuvergaben in den folgenden Jahren entwickeln wird. Dabei ist zu beobachten, dass die Entwicklung für die nächsten Jahre auf hohem Niveau bleibt, wenngleich eine fallende Tendenz auszumachen ist.

In 2013 wurden insgesamt von 525 Gemeinden auslaufende Wegenutzungsrechte im elektronischen Bundesanzeiger unter dem Stichwort „§ 46 EnWG“ bekannt gemacht. 2012 gab es noch 731 Bekanntmachungen.

Bekanntmachungen über das Auslaufen von Konzessionsverträgen

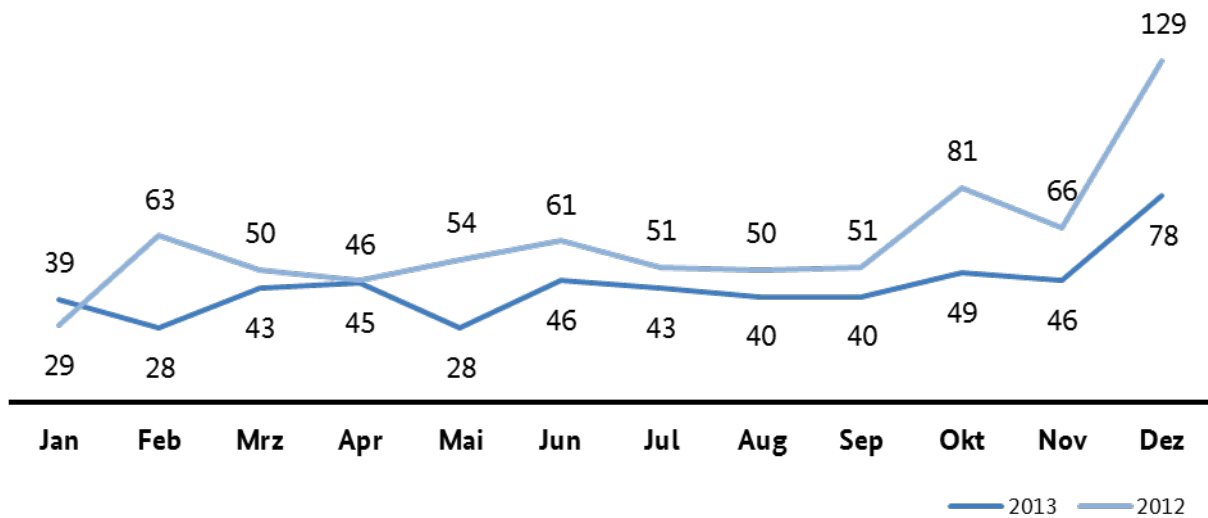


Abbildung 156: Bekanntmachungen über das Auslaufen von Konzessionsverträgen

Sofern sich mehrere Unternehmen bewerben, macht die Gemeinde bei Neuabschluss oder Verlängerung von Verträgen nach ihrer Entscheidung unter Angabe der maßgeblichen Gründe öffentlich bekannt. Im elektronischen Bundesanzeiger erfolgten in 2013 insgesamt 234 Anzeigen. 2012 wurden noch 286 Verfahrensabschlüsse bekannt gemacht.

Bekanntmachungen über den Abschluss von Konzessionsverträgen

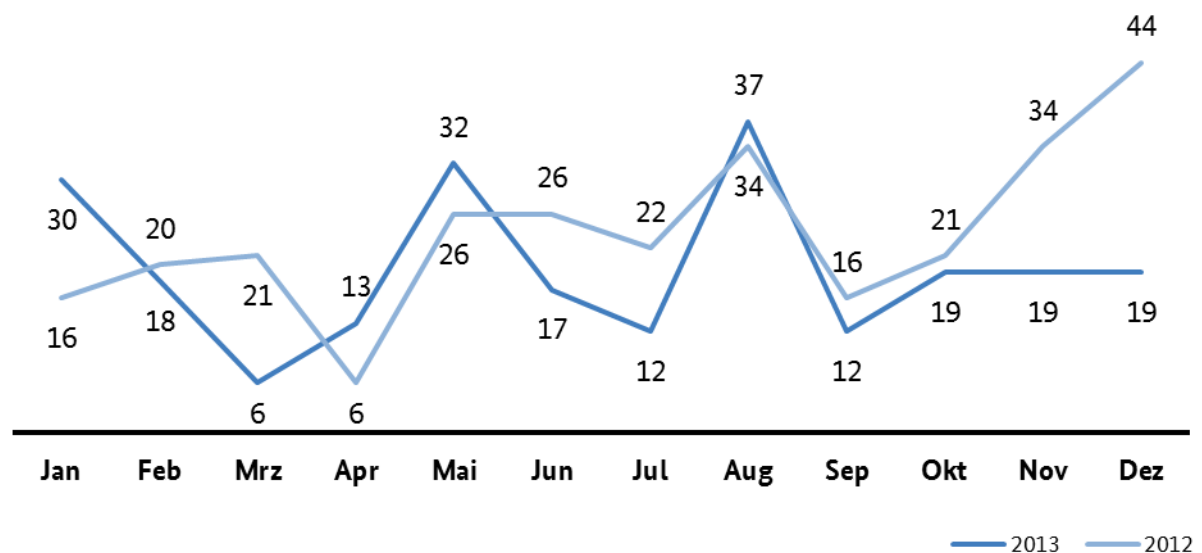


Abbildung 157: Bekanntmachungen über den Abschluss von Konzessionsverträgen

Zu beachten ist, dass sich eine Bekanntmachung auf mehrere Gemeindegebiete beziehen kann. So waren z. B. von den 234 Anzeigen des Jahres 2013 insgesamt 290 Konzessionen erfasst.

Im Zuge dessen waren in 2013 unvermindert Aktivitäten von kommunaler Seite erkennbar, die auf eine stärkere Rolle der Kommunen beim Betrieb von Energieversorgungsnetzen gerichtet waren. Gleichwohl ist keine Entwicklung zu erkennen, dass sich die Zahl der Netzbetreiber signifikant erhöht. Diese bleibt vielmehr seit Jahren relativ stabil auf hohem Niveau. In keinem Land in Europa gibt es eine vergleichbare Anzahl an Netzbetreiberunternehmen.

Entwicklung der Anzahl der Verteilernetzbetreiber

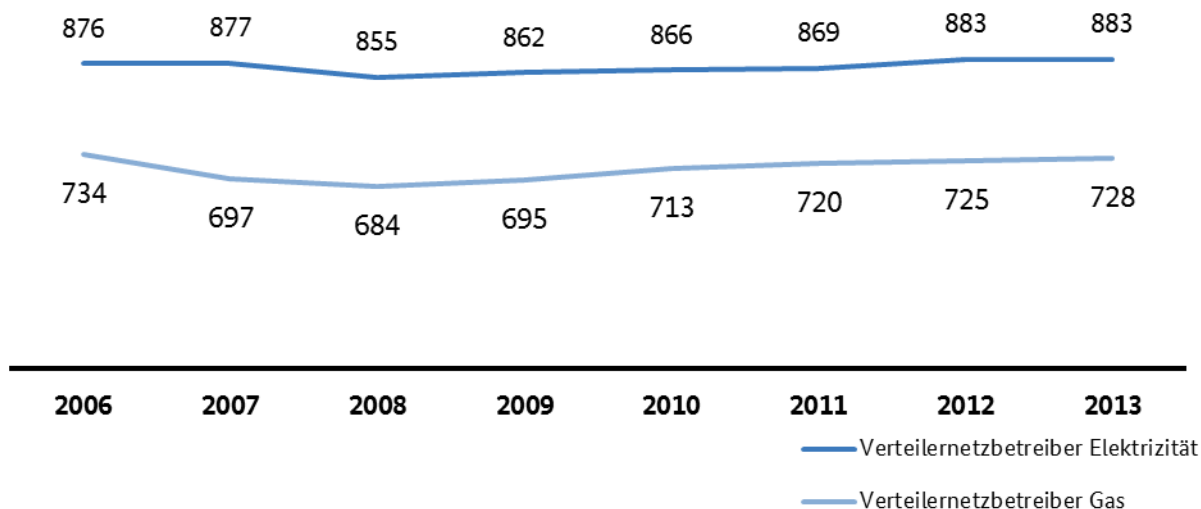


Abbildung 158: Entwicklung der Verteilernetzbetreiber von 2006 bis 2013

E Verbraucherschutz und -service

Die Aufgabe der Bundesnetzagentur als zentraler Informationsstelle für Energieverbraucher besteht in der Information von privaten Energieverbrauchern über das geltende Recht, ihre Rechte als Haushaltskunden sowie über das Schlichtungsverfahren.

Der Verbraucherservice Energie verzeichnete im Jahr 2013 insgesamt ca. 17.500 Anfragen und Beschwerdeeingänge in telefonischer oder schriftlicher Form. Davon entfielen ca. 12.000 auf den Bereich Elektrizität und 1.200 Eingänge auf den Bereich Gas. Darüber hinaus erreichten den Verbraucherservice Energie ca. 4.300 Anfragen zu allgemeinen bzw. übergreifenden Themen.

Den Schwerpunkt der Verbraucheranfragen und -beschwerden in den Bereichen Elektrizität und Gas bildeten wie schon in den vergangenen Jahren Vertrags- und Abrechnungsfragen sowie Beschwerden über die Servicequalität insbesondere der Lieferanten. Innerhalb dieses Themenkomplexes bezieht sich der Großteil der Anfragen und Beschwerden auf einige wenige Unternehmen. Verbraucherinnen und Verbraucher beklagen sich insbesondere über Unstimmigkeiten bei der Interpretation von vertraglichen Bonus und Kündigungsklauseln, Fehlern in der Energieabrechnung sowie Verzögerungen bei der Auszahlung oder Verrechnung von Guthaben und Boni.

Daneben konzentrierte sich eine große Anzahl von Anfragen und Beschwerden im Jahr 2013 auf die Ersatzversorgung mit Strom und Gas. Die in § 38 EnWG geregelte Ersatzversorgung ist eine gesetzliche Notversorgung für alle Letztverbraucher, welche per Niederspannung und Niederdruck versorgt werden. Sie tritt immer dann ein, wenn ein Lieferant das Recht auf Netzzugang verliert. Dies ist etwa bei einer Kündigung des Netznutzungsvertrages durch den Netzbetreiber wegen Nichtzahlung der Netzentgelte der Fall. Um trotzdem eine unterbrechungsfreie Weiterversorgung der betroffenen Kundinnen und Kunden zu gewährleisten, ist der Netzbetreiber nach den Netzanschlussverordnungen (NAV, NDAV) verpflichtet, die Entnahmestellen der betroffenen Kundinnen und Kunden dem örtlichen Grundversorger zur Ersatzversorgung zuzuordnen.

Von der Ersatzversorgung waren im Jahr 2013 schwerpunktmäßig Kundinnen und Kunden der Flexstrom Unternehmensgruppe sowie der Care Energy¹³⁷ Unternehmensgruppe betroffen.

Im April 2013 stellten die Unternehmen der Flexstrom Gruppe Anträge auf Eröffnung des Insolvenzverfahrens. Viele Netzbetreiber kündigten in diesem Zusammenhang die mit diesen Unternehmen bestehenden Netznutzungsverträge. Die Fragen der von der Insolvenz betroffenen Kundinnen und Kunden bezogen sich insbesondere auf die Zulässigkeit und den Inhalt der Ersatzversorgung sowie die Verpflichtung zur Zahlung der Ersatzversorgungskosten als auch auf das Schicksal von Vorkassezahlungen sowie auf vertragliche und rechtliche Möglichkeiten gegenüber den Lieferanten und dem Insolvenzverwalter. Da die Verbraucherin bzw. der Verbraucher bei Vorkassetarifen das Insolvenzrisiko des Unternehmens mitträgt,

¹³⁷ "Care Energy" ist die Vertriebsmarke der Care-Energy Holding GmbH, die bis Juni 2014 als mk-group Holding GmbH firmierte

muss er bzw. sie schlimmstenfalls mit einem Verlust des von ihr bzw. ihm im Voraus entrichteten Geldes rechnen.

Im Sommer und Herbst 2013 verweigerten mehrere Netzbetreiber einem Unternehmen der Care Energy Gruppe den Netzzugang. Die Bundesnetzagentur wurde von den Netzbetreibern jeweils im Vorfeld über die Netzzugangsverweigerung informiert. Care Energy ließ die Rechtmäßigkeit dieser Maßnahmen in gerichtlichen Eilverfahren mit unterschiedlichem Ausgang überprüfen. Viele Verbraucherinnen und Verbraucher waren daher über ihren aktuellen Vertrags- und Belieferungsstatus verunsichert. Auch hier bezogen sich die Fragen der betroffenen Verbraucherinnen und Verbraucher auf die Zulässigkeit der Ersatzversorgung sowie ihre vertraglichen Möglichkeiten gegenüber ihrem Lieferanten sowie dem Netzbetreiber, wie auch auf die rechtliche Regelung der Netznutzung insgesamt und die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

Bereits im Juni 2013 hatte die Bundesnetzagentur gegen den Geschäftsführer der Care Energy Unternehmensgruppe ein Bußgeld in Höhe von 40.000 Euro wegen Verletzung der Pflicht zur Anzeige der Belieferung von Haushaltskunden mit Energie verhängt. Das Unternehmen selbst bezeichnet sein Geschäftsmodell als Contracting, in dessen Rahmen sog. Nutzenergie in Form von „Licht, Kraft, Wärme und Kälte“ an die Verbraucherinnen und Verbraucher geliefert werde. Als reiner Energiedienstleister unterliege man nicht den für Lieferanten geltenden Verpflichtungen des Energiewirtschaftsgesetzes. Aus Sicht der Bundesnetzagentur handelt es sich bei dem Geschäftsmodell des Unternehmens jedoch um klassischen Stromvertrieb an Haushaltskunden. Da gegen das Bußgeld Einspruch eingelegt wurde, wurde das Verfahren an die Generalstaatsanwaltschaft Düsseldorf abgegeben. Im anschließenden Verfahren vor dem OLG Düsseldorf hat der Geschäftsführer der Care Energy Unternehmensgruppe im Oktober 2014 seinen Einspruch zurückgenommen und das Bußgeld bezahlt. Damit ist nun klargestellt, dass das unter der Marke Care Energy betriebene Energievertriebskonzept vollumfänglich den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes gegenüber Energielieferanten unterliegt. Das Unternehmen ist nun aufgefordert, gegenüber der Bundesnetzagentur unverzüglich die erforderliche Anzeige der Haushaltskundenbelieferung vorzulegen.

Darüber hinaus erreichten den Verbraucherservice Energie ebenfalls Lieferantenwechselbeschwerden, welche sich in nicht unerheblichem Anteil auf den Netzbetreiber Westnetz GmbH des RWE Konzerns bezogen. Nach dem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur war es dort primär durch unternehmensinterne IT-Umstrukturierungen zu Problemen bei der Abwicklung des Lieferantenwechsels und der Marktkommunikation gekommen.

Als Alternative zu einer gerichtlichen Klärung von Vertrags- oder Abrechnungsproblemen haben private Verbraucherinnen und Verbraucher seit der Novellierung des Energierechts im August 2011 einen Anspruch auf Durchführung eines Beschwerdeverfahrens bei ihrem Unternehmen. Hilft das Unternehmen der Beschwerde nicht binnen vier Wochen ab, haben Energieverbraucher im Anschluss daran die Möglichkeit, ein Schlichtungsverfahren bei der Schlichtungsstelle Energie e. V. durchzuführen.

Die Schlichtungsstelle Energie vermittelt seit November 2011 bei Beanstandungen zum Vertragsschluss oder zur Qualität von Leistungen des Unternehmens zwischen dem Verbraucher und dem betroffenen Energieversorgungsunternehmen, Messstellenbetreiber oder Messdienstleister. Die Schlichtungsstelle Energie verzeichnete im Jahr 2013 9.600 Antragseingänge. Die Schlichtungsstelle veröffentlicht auf ihrer Internetseite www.schlichtungsstelle-energie.de einen jährlichen Tätigkeitsbericht und ihre Schlichtungsempfehlungen. Das Schlichtungsverfahren ist für Energieverbraucher in der Regel kostenlos. Der Schlichterspruch ist

allerdings nicht bindend, so dass sowohl dem Verbraucher als auch dem Unternehmen weiterhin der Weg zu den Gerichten offen steht.

Anhang

Anhang 1: Markenauftritte, die keine ausreichende Unterscheidung zwischen Netzbetrieb und Vertrieb zugelassen haben

badenova AG & Co. KG



badenova Netz GmbH



Stadtwerke Düsseldorf AG



Stadtwerke Düsseldorf Netz GmbH



Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH



SWB Energie Netze GmbH



ENSO Energie Sachsen Ost AG



ENSO Netz GmbH



Stadtwerke Wismar



Stadtwerke Wismar Netz GmbH



SWU Energie GmbH (Ulm)



SWU Netze GmbH



Stadtwerke Bad Langensalza GmbH



Stadtwerke Bad Langensalza NETZ GmbH



Stadtwerke Lübeck GmbH



Stadtwerke Lübeck Netz GmbH



Energie Werk Mittelbaden AG & Co. KG



Energie Werk Mittelbaden Netzbetriebsgesellschaft mbH



N-ERGIE AG



N-ERGIE Netz GmbH



SWE Stadtwerke Erfurt GmbH



SWE Netz GmbH



Stadtwerke Karlsruhe GmbH



Stadtwerke Karlsruhe Netze GmbH



Stadtwerke Gotha GmbH



Stadtwerke Gotha Netz GmbH



Stadtwerke Arnstadt GmbH



Stadtwerke Arnstadt Netz GmbH



evo Energieversorgung Oberhausen AG



evo Energie-Netz GmbH



WEMAG AG



WEMAG Netz GmbH



ESWE Versorgungs AG



ESWE Netz GmbH



Stadtwerke Münster GmbH



Stadtwerke Münster Netzgesellschaft mbH



Energieversorgung Mittelrhein AG



EVM Netz GmbH



LSW Landestadtwerke GmbH & Co. KG



LSW Netz GmbH



Energieversorgung Nordhausen GmbH



Energieversorgung Nordhausen Netz GmbH



Stadtwerke Aachen AG



STAWAG Netz GmbH



Stadtwerke München GmbH



SWM Infrastruktur GmbH /
SWM Infrastruktur Region GmbH



Städtische Werke Magdeburg GmbH und Co. KG



SWM Netze GmbH



Energiedienst AG (Rheinfelden in Baden)



Energiedienst Netze GmbH



DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH



DREWAG Netz GmbH



ovag ENERGIE AG



Ovag Netz AG



Stadtwerke Augsburg Energie GmbH



Stadtwerke Augsburg Netze GmbH



Stadtwerke Husum GmbH



Stadtwerke Husum Netz GmbH



Städtische Werke AG Kassel



Städtische Werke Netz + Service GmbH



Stadtwerke Bochum GmbH



Stadtwerke Bochum Netz GmbH



Stadtwerke Hannover AG



enercity Netzgesellschaft mbH



Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH DEW 21



Dortmunder Energie und Wasserversorgung – Netz GmbH



Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH



Stadtwerke Frankfurt (Oder) Netzgesellschaft mbH



Energis GmbH (Saarbrücken)



Energis Netzgesellschaft mbH



Stadtwerke Bielefeld GmbH



Stadtwerke Bielefeld Netz GmbH



Tabelle 67: Markenauftritte, die keine ausreichende Unterscheidung zwischen Netzbetrieb und Vertrieb zugelassen haben

Verzeichnisse

Verzeichnis Autorenschaft

Gemeinsame Textteile

Kernaussagen Elektrizitätsmärkte (I.A.1)

Kernaussagen Gasmärkte (II.A.1)

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

(Textblöcke in diesen drei Abschnitten jeweils gemäß nachfolgender Autorenschaft)

Autorenschaft der Bundesnetzagentur (Erläuterungen)

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten (in folgenden Teilen:)

2. Marktübersicht

B Erzeugung / Versorgungssicherheit

C Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte

D Systemdienstleistungen

E Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen

F Europäische Integration

H Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

1. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl

2.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden

3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

4.2 Preisniveau Haushaltskunden

6. Ökostromsegment

I Mess- und Zählwesen

II Gasmarkt

- A Entwicklung auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)
 - 2. Marktübersicht
- B Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export / Versorgungssicherheit
- C Netze / Investitionen / Netzentgelte
- D Bilanzierung
- E Regelenergie
- G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)
 - 1. Marktabdeckung
 - 2. Abgabe- und Ausspeisemengen Gas
 - 3. Grundversorgung
 - 4. Lieferantenstruktur und Anbieterzahl
 - 5.2 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel Haushaltskunden
 - 6. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen
 - 7.2 Preisniveau Haushaltskunden
- H Speicher
- I Mess- und Zählwesen
- III Übergreifende Themen
 - B Ausgewählte Tätigkeiten Bundesnetzagentur
 - D Entflechtung
 - E Verbraucherschutz und -service

Autorenschaft des Bundeskartellamts (Erläuterungen)

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

G Großhandel

H Einzelhandel

2.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel RLM-, Gewerbe- und Industriekunden

4.1 Preisniveau Gewerbe- und Industriekunden

5. Heizstrom

7. Europäischer Strompreisvergleich

II Gasmarkt

A Entwicklungen auf den Gasmärkten (in folgenden Teilen:)

3 Marktkonzentration

F Großhandel

G Einzelhandel (in folgenden Teilen:)

5.1 Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel RLM-, Gewerbe- und Industriekunden

7.1 Preisniveau Gewerbe- und Industriekunden

8. Europäischer Gaspreisvergleich

III Übergreifende Themen

C Ausgewählte Tätigkeiten Bundeskartellamt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verteilnetzbetreiber nach Stromkreislänge.....	22
Abbildung 2: Aufkommen und Verwendung im deutschen Stromnetz 2013.....	24
Abbildung 3: Verteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte	27
Abbildung 4: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen auf dem Stromerabsatzmarkt in den Jahren 2010 und 2013	31
Abbildung 5: Anteil der vier absatzstärksten Unternehmen am Stromabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2013	34
Abbildung 6: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand 31. Dezember 2012/31. Dezember 2013)	36
Abbildung 7: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2014 bzw. August 2014 (Solar))	37
Abbildung 8: Erzeugungskapazitäten nach Energieträgern je Bundesland (Netto-Nennleistungen, Stand Oktober 2014 bzw. August 2014 (Solar)).....	38
Abbildung 9: Reservekraftwerke und vorläufig stillgelegte Kraftwerke (Netto-Nennleistungen, Stand Oktober 2014)	40
Abbildung 10: Summe Nettostromerzeugung 2012/2013	42
Abbildung 11: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Bundesweite Plandaten 2014-2018 für Netto-Nennleistungen, Stand: 31. Oktober 2014)	43
Abbildung 12: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher 2014-2018, Netto-Nennleistungen, Stand: 31. Oktober 2014)	44
Abbildung 13: Geplanter Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten bis 2018 (Netto-Nennleistungen, Stand Oktober 2014)	46
Abbildung 14: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2013.....	47
Abbildung 15: Eingespeiste nach EEG vergütete Jahresarbeit in 2013 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2012). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.	50
Abbildung 16: EEG-Einspeisevergütung 2013 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2012). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.	50
Abbildung 17: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität).....	56
Abbildung 18: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene (Elektrizität)	57

Abbildung 19: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2014	59
Abbildung 20: Der Netzentwicklungsplan 2013 (Stand: November 2013)	62
Abbildung 21: Im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 bestätigte Anbindungssysteme; Nordsee	63
Abbildung 22: Im Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 bestätigte Anbindungssysteme; Ostsee.....	64
Abbildung 23: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2008 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)	67
Abbildung 24: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB	68
Abbildung 25: Verteilnetzbetreiber nach Investitionssummen	69
Abbildung 26: Verteilernetzbetreiber nach Aufwendungssummen.....	69
Abbildung 27: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG	70
Abbildung 28: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG.....	71
Abbildung 29: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB.....	76
Abbildung 30: Ausfallarbeit verursacht durch EMM.....	81
Abbildung 31: Entwicklung der Netzentgelte für drei Abnahmefälle von 2006 bis 2014	84
Abbildung 32: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Zeitraum von 2010 bis 2013	87
Abbildung 33: Aufteilung der saldierten Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB im Jahr 2013.....	88
Abbildung 34: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	90
Abbildung 35: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW	91
Abbildung 36: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	93
Abbildung 37: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung	94
Abbildung 38: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2012 und 2013	94
Abbildung 39: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2012 und 2013 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL).....	95
Abbildung 40: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2012 und 2013	96

Abbildung 41: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung.....	97
Abbildung 42: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2013.....	98
Abbildung 43: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2012 und 2013.....	99
Abbildung 44: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2013.....	99
Abbildung 45: Entwicklung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität.....	103
Abbildung 46: Verbund austauschfahrpläne (Grenz überschreitender Stromhandel).....	105
Abbildung 47: Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse	108
Abbildung 48: Entwicklung der Anzahl registrierter Stromhandelsteilnehmer an der EEX, EPEX SPOT und EXAA	116
Abbildung 49: Anzahl der registrierten Stromhandelsteilnehmer nach Klassifizierung durch EEX und EPEX SPOT zum Stichtag 31. Dezember 2013	117
Abbildung 50: Entwicklung der Spotmarktvolumina an der EPEX SPOT und der EXAA im Zeitraum 2009-2013.....	119
Abbildung 51: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT und der EXAA im Jahr 2013	121
Abbildung 52: Mittlere Spotmarktpreise an der EPEX SPOT 2007 bis 2013.....	122
Abbildung 53: Differenz der über das Jahr gemittelten Spotmarktpreise an EPEX SPOT und EXAA 2007 bis 2013.....	122
Abbildung 54: Entwicklung des Phelix-Day-Base im Jahr 2013.....	123
Abbildung 55: Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX 2006 bis 2013.....	125
Abbildung 56: Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX nach Erfüllungsjahr – Vergleich 2010 bis 2013	126
Abbildung 57: Preisentwicklung von Phelix-Base-Year-Future-2014 und Phelix-Peak-Year-Future-2014 im Jahresverlauf 2013	127
Abbildung 58: Entwicklung der Jahresmittelwerte der Phelix-Frontjahresfuture-Preise an der EEX von 2007 bis 2013.....	128
Abbildung 59: Anteil der je fünf umsatzstärksten Verkäufer bzw. Käufer am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT im Zeitraum 2009 bis 2013.....	130
Abbildung 60: Anteil der je fünf umsatzstärksten Käufer bzw. Verkäufer am Handelsvolumen von Phelix Futures an der EEX.....	131
Abbildung 61: Volumen OTC-Clearing und Terminhandel von Phelix-Terminkontrakten an der EEX im Zeitraum 2006 bis 2013	137
Abbildung 62: OTC-Clearing-Volumen an der EEX für Phelix-Terminkontrakte nach Erfüllungsjahr im Vergleich 2011 bis 2013	138
Abbildung 63: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte	139
Abbildung 64: Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl Lieferanten tätig ist.....	140

Abbildung 65: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Netzgebiete	141
Abbildung 66: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden 2013	144
Abbildung 67: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Industrie- und Gewerbekunden 2006 bis 2013	145
Abbildung 68: Vertragsstruktur von Haushaltskunden	146
Abbildung 69: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden	147
Abbildung 70: Androhung, Beauftragung und Unterbrechung in der Grundversorgung (Elektrizität)	150
Abbildung 71: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh in der Grundversorgung von 2006 bis 2014 (mengengewichteter Mittelwert)	159
Abbildung 72: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Sonderverträgen mit dem Grundversorger von 2007 bis 2014 (mengengewichteter Mittelwert)	160
Abbildung 73: Entwicklung der Haushaltskundenpreise für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh bei Sonderverträgen mit Lieferanten, die nicht die örtlichen Grundversorger sind („Lieferantenwechsel“) von 2008 bis 2014 (mengengewichteter Mittelwert)	161
Abbildung 74: Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Vertragskategorie 2006 bis 2014 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif)	162
Abbildung 75: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2007 bis 2014 (mengengewichtete Mittelwerte je Vertragskategorie)	163
Abbildung 76: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2014	167
Abbildung 77: Entwicklung Netzentgelte für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006 bis 2014	169
Abbildung 78: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006 bis 2014	170
Abbildung 79: Entwicklung EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 2006 bis 2014 (über alle Tarife mengengewichtete Mittelwerte)	171
Abbildung 80: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge“ für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh 2006 bis 2014 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)	172
Abbildung 81: Anteil der einzelnen Preisbestandteile am Gesamtpreis für Heizstrom (Nachtspeicher)	175
Abbildung 82: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden	177
Abbildung 83: Aufteilung der Einzelpreisbestandteile für Ökostrom für Haushaltskunden bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh	179
Abbildung 84: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (Gesamtpreis) für private Haushalte (Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh) im 2. Halbjahr 2013 auf Gesamtpreisebene	181

Abbildung 85: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise für private Haushalte (Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh) im 2. Halbjahr 2013 auf Ebene von Preisbestandteilen..	183
Abbildung 86: Entwicklung der Strompreise für private Haushalte (Verbrauch zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh) in Deutschland und dem EU-Durchschnitt (28 Länder) von 2009 bis 2013	184
Abbildung 87: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (Gesamtpreis) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh) im 2. Halbjahr 2013	186
Abbildung 88: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (ohne Ust.) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh) im 2. Halbjahr 2013	187
Abbildung 89: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Strompreise (Gesamtpreis ohne Umsatzsteuer) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 2.000 MWh und 20.000 MWh) im Jahr 2013 nach Preisbestandteilen	188
Abbildung 90: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kundenbereich	191
Abbildung 91: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Bereich.....	192
Abbildung 92: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen	192
Abbildung 93: Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkten.....	202
Abbildung 94: Verteilnetzbetreiber nach Gasnetzlänge.....	202
Abbildung 95: Entwicklung des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumens von Erdgasspeichern und des Volumenanteils der drei Anbieter mit den größten Speicherkapazitäten	204
Abbildung 96: Absatzanteil der drei absatzstärksten Unternehmen am Gasabsatz an RLM- bzw. SLP-Kunden im Jahr 2013, sowie Absatzanteil der Unternehmen mit einem kommunalen Mehrheitsgesellschafter.....	206
Abbildung 97: Statische Reichweite der deutschen Erdöl- und Erdgasreserven seit 1991	207
Abbildung 98: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen in 2013	208
Abbildung 99: Entwicklung der Gasimporte	208
Abbildung 100: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer 2013 in Prozent	209
Abbildung 101: Entwicklung der Gasexporte in Deutschland	209
Abbildung 102: Zeitablauf des SAIDI-Wertes	211
Abbildung 103: Graphische Darstellung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2013	214
Abbildung 104: Graphische Darstellung der Ergebnisse des Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2014 (Maßnahmenvorschlag).....	215
Abbildung 105: Präferenz für Kapazitätsmodell FZK und unterbrechbare vs. FZK, unterbrechbare und weitere feste Produkte	216
Abbildung 106: Präferenz für FZK Absicherung durch LFZ gegenüber Präferenz anderer Produkte als FZK Ersatz.....	217

Abbildung 107: Angebot von Einspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool	218
Abbildung 108: Angebot von Ausspeisekapazitäten in den Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool	218
Abbildung 109: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen für die GWJ 2009/10 und 2010/11, 2011/12, 2012/13	221
Abbildung 110: Unterbrochene Gasmengen und Kapazitäten nach Regionen	223
Abbildung 111: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur Verteilnetzbetreiber Gas	225
Abbildung 112: Verteilnetzbetreiber Gas nach Investitionssummen	225
Abbildung 113: Verteilnetzbetreiber Gas nach Aufwandssummen	226
Abbildung 114: Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis	227
Abbildung 115: Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage im Marktgebiet NCG	230
Abbildung 116: Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage im Marktgebiet Gaspool	231
Abbildung 117: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet Gaspool	232
Abbildung 118: Fallgruppenzugehörigkeit leistungsgemessener Endverbraucher im Marktgebiet Gaspool	232
Abbildung 119: Wahl der Wetterprognose	234
Abbildung 120: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung	235
Abbildung 121: Entwicklung der Erdgashandelsvolumina an der EEX für die deutschen Marktgebiete	237
Abbildung 122: Erdgashandel über sieben Brokerplattformen in 2013 nach Erfüllungszeitraum	239
Abbildung 123: Entwicklung der Handelsvolumina der in der LEBA organisierten Brokerplattformen für deutsche Marktgebiete zwischen 2011 und 2013	240
Abbildung 124: Nominierungsmengen an den VHP 2012 und 2013	241
Abbildung 125: Jahresverlauf der Nominierungsmengen an den VHP 2012 und 2013	242
Abbildung 126: EEX-Tagesreferenzpreise im Jahr 2013	243
Abbildung 127: Entwicklung des BAFA-Grenzübergangspreises und des EGIX Deutschland im Zeitraum 2011 bis 2013	244
Abbildung 128: Anteil der Liefermengen an Letztverbraucher in der Grundversorgung 2006 - 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas	251
Abbildung 129: Belieferung von Letztverbrauchern durch den Grundversorger in 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas	251
Abbildung 130: Anzahl der belieferten Letztverbraucher inner- und außerhalb der Grundversorgung in 2013	252
Abbildung 131: Anzahl Lieferanten nach Anzahl der von ihnen belieferten Zählpunkte (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen)	253
Abbildung 132: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (alle Letztverbraucher und Haushaltskunden) gemäß Abfrage VNB Gas 2008 bis 2013 (ohne Berücksichtigung von Konzernverbindungen)	254

Abbildung 133: Vertragsstruktur bei RLM-Kunden im Jahr 2013	257
Abbildung 134: Entwicklung Lieferantenwechsel bei Industrie- und Gewerbekunden 2006 bis 2013.....	259
Abbildung 135: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten, Stand Dezember 2013	260
Abbildung 136: Anzahl Lieferantenwechsel von Haushaltskunden (2006 bis 2013)	261
Abbildung 137: Androhung, Beauftragung und Unterbrechung in der Grundversorgung (Gas).....	262
Abbildung 138: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr	266
Abbildung 139: Entwicklung der arithmetisch gemittelten Gaspreise für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr ...	268
Abbildung 140: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas	270
Abbildung 141: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen zum Stichtag 1. April 2014	272
Abbildung 142: Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Sondertarifen bei einem anderen Lieferanten zum Stichtag 1. April 2014	274
Abbildung 143: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2014	275
Abbildung 144: Entwicklung des Preisbestandteils "Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge" für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh 2006 bis 2014	275
Abbildung 145: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (Gesamtpreis) für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene	277
Abbildung 146: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (Preisbestandteile) für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene	278
Abbildung 147: Entwicklung der Gaspreise für private Haushalte (Verbrauch zwischen 20 GJ und 200 GJ) in Deutschland und dem EU-Durchschnitt von 2009 bis 2013	279
Abbildung 148: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (Gesamtpreis) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU- Ebene.....	281
Abbildung 149: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreise (ohne Ust.) für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene.....	282
Abbildung 150: Vergleich der durchschnittlichen europäischen Gaspreisaufteilung für Industrieabnehmer (Verbrauch zwischen 10.000 GJ und 100.000 GJ) im 2. Halbjahr 2013 auf EU-Ebene.....	283
Abbildung 151: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS 2013.....	284
Abbildung 152: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2009 bis 2013	285

Abbildung 153: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2009 bis 2013.....	286
Abbildung 154: Kommunikative Anbindung an ein Mess- oder Kommunikationssystem für SLP-Kunden.....	289
Abbildung 155: Kommunikative Anbindung für RLM-Kunden.....	290
Abbildung 156: Bekanntmachungen über das Auslaufen von Konzessionsverträgen.....	319
Abbildung 157: Bekanntmachungen über den Abschluss von Konzessionsveträgen	319
Abbildung 158: Entwicklung der Verteilnetzbetreiber von 2006 bis 2013.....	320

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2013	22
Tabelle 2: Markt- und Netzbilanz von 2013	23
Tabelle 3: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2006 bis 2014.....	25
Tabelle 4: Entnahmemengen der Letztverbraucher und Abgabemengen der Lieferanten nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB sowie der Lieferanten	26
Tabelle 5: Erzeugungsmengen der vier größten deutschen Stromerzeuger 2010 und 2013 gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes.....	30
Tabelle 6: Erzeugungskapazitäten der vier größten deutschen Stromerzeuger 2010 und 2013 gemäß der Definition des Stromerstabsatzmarktes	32
Tabelle 7: Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember).....	48
Tabelle 8: Eingespeiste nach dem EEG vergütete Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger 2013.....	49
Tabelle 9: Jahresarbeit von Anlagen in fester EEG-Vergütung und Anlagen in Direktvermarktung 2013	51
Tabelle 10: Direkt vermarktete Strommengen nach § 33b EEG-2012 im Jahr 2013	52
Tabelle 11: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB	73
Tabelle 12: Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2013	74
Tabelle 13: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013 gemäß Meldungen der ÜNB	75
Tabelle 14: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2013 gemäß Meldungen der ÜNB.....	77
Tabelle 15: Veränderung von strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2012-2013.....	78
Tabelle 16: Ausfallarbeit nach § 11 EEG (2012) und Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG (2012) im Jahr 2013.....	80
Tabelle 17: Verteilung der Ausfallarbeit durch EMM auf die Energieträger	82
Tabelle 18: Anzahl der Netzbetreiber in den verschiedenen Bundesländern, welche in 2013 EMM durchgeführt haben.....	82
Tabelle 19: Übersicht über die 2012 und 2013 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)92	
Tabelle 20: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2013	97
Tabelle 21: Entwicklung der Importkapazitäten von 2012 zu 2013	104

Tabelle 22: Entwicklung der Exportkapazitäten von 2012 zu 2013.....	104
Tabelle 23: Vergleich der Importe aus Grenzüberschreitenden Stromflüssen	106
Tabelle 24: Vergleich der Exporte aus Grenzüberschreitenden Stromflüssen.....	106
Tabelle 25: Vergleich des Saldos der Grenzüberschreitenden Stromflüsse	107
Tabelle 26: Monetäre Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels.....	107
Tabelle 27: Preisabhängigkeit der ausgeführten Gebote in den Stundenauktionen der EPEX SPOT im Jahr 2013.....	120
Tabelle 28: Preisspannen des Phelix-Day-Base und des Phelix-Day-Peak in den Jahren 2012 und 2013.....	124
Tabelle 29: Preisspannen des bEXAbase und des bEXApeak in den Jahren 2012 und 2013.....	124
Tabelle 30: Gemittelte Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT bzw. der EEX am Verkaufs- bzw. Kaufvolumen 2013	131
Tabelle 31: Volumen der im Jahr 2013 außerbörslich abgeschlossenen Stromgroßhandelsverträge gemäß Großhändlerhebung	134
Tabelle 32: Volumen des Stromhandels über zehn Brokerplattformen im Jahr 2013 nach Erfüllungszeitraum.....	135
Tabelle 33: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2013	145
Tabelle 34: Veränderungen Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden außerhalb von Umzügen (mit und ohne Bereinigung um Insolvenz-Sondereffekte)	148
Tabelle 35: Insolvenzbereinigte Lieferantenwechsel von Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Wechselvorgängen bei Einzügen.....	149
Tabelle 36: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr ohne Vergünstigungen.....	154
Tabelle 37: Mögliche Vergünstigungen für den Abnahmefall 24 GWh/Jahr zum 1. April 2014.....	155
Tabelle 38: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 50 MWh/Jahr.....	157
Tabelle 39: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh je Vertragskategorie zum 1. April 2014.....	164
Tabelle 40: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden 2013	165
Tabelle 41: Durchschnittliches, über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2014	166
Tabelle 42: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteter Preisniveaus für Haushaltskunden	168
Tabelle 43: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall Nachtspeicherheizung mit 7.500 kWh/Jahr	174
Tabelle 44: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2013.....	176
Tabelle 45: Durchschnittliches mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau von Haushaltskunden für Ökostrom 2014 bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh.....	178
Tabelle 46: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) 2014	180
Tabelle 47: Pflichteinbaufälle nach § 21c EnWG.....	190

Tabelle 48: Ausspeisemengen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Verteilernetzbetreiber (VNB) nach Kategorien.....	200
Tabelle 49: Gesamtlänge der Netze mit Unterteilung nach Druckbereichen.....	201
Tabelle 50: SAIDI-Erhebungsergebnis für das Jahr 2013	211
Tabelle 51: Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2012 und 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	247
Tabelle 52: Ausspeisemengen Gas in 2012 und 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	248
Tabelle 53: Anzahl der Zählpunkte Gas in 2013 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas	249
Tabelle 54: Abgabemengen der Lieferanten in der Grundversorgung je nach Kundenkategorie 2007 bis 2013.....	250
Tabelle 55: Lieferantenwechsel nach Verbrauchskategorien im Jahr 2013	258
Tabelle 56: Abweichungen von der jährlichen Abrechnung.....	263
Tabelle 57: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 116 GWh/Jahr	265
Tabelle 58: Preisniveau am 1. April 2014 für den Abnahmefall 116 MWh/Jahr	267
Tabelle 59: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden für einen Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	269
Tabelle 60: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas	271
Tabelle 61: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 23.269 kWh bei Belieferung durch andere Lieferanten als den Grundversorger. Preisstand 1. April 2014 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas	273
Tabelle 62: Rolle des Messstellenbetreibers.....	287
Tabelle 63: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden	288
Tabelle 64: Zähl-/Messeinrichtungstechnik bei RLM-Kunden	289
Tabelle 65: Kraftwerksleistung für die Netzreserve für den Winter 2013/2014 im Rahmen von Vertragsverlängerungen.....	307
Tabelle 66: Transportnetzbetreiber in Deutschland, die über eine Zertifizierung verfügen	317
Tabelle 67: Markenauftritte, die keine ausreichende Unterscheidung zwischen Netzbetrieb und Vertrieb zugelassen haben	332

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
a	Jahr
Abs.	Absatz
ACER	Agency for Cooperation for European Regulators
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AGV	Arbeitsgasvolumen bzw. Arbeitsgasvolumina (von Gasspeichern)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ATC	Availabe Transfer Capacity
AusglMechAV	Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
Art.	Artikel
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BFZK	Bedingt frei zuordenbare Kapazität
BGBL	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BilMOG	Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CAO	Coordinated Auction Office

CASC-CWE	Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market
CEE	Central East Europe
CEER	Council of European Energy Regulators
CEN:	Europäisches Komitee für Normung
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
CEPS	Tschechischer Übertragungsnetzbetreiber
CSE	Central South Europe
CWE	Central West Europe
CAO	Coordinated Auction Office
CASC-CWE	Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity Market
CEE	Central East Europe
CEER	Council of European Energy Regulators
CEN	Europäisches Komitee für Normung
CENELEC	Europäisches Komitee für elektrotechnische Normung
Day-ahead Kapazitäten	Kapazität für den Folgetag
DEA	Data Envelopment Analysis (Dateneinhüllungsanalyse)
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DSL	Digital Subscriber Line (digitaler Teilnehmeranschluss)
DSfG	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte
ECC	European Commodity Clearing AG
EDIFACT	(United Nations) Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
EICOM	Schweizerische Regulierungsbehörde
EPEX SPOT	European Power Exchange
ECC	European Commodity Clearing AG
EG	Europäische Gemeinschaft
EMCC	European Market Coupling Company GmbH
EMM	Einspeisemanagementmaßnahme
EnBW TNG	Energieversorgung Baden Württemberg Transportnetze AG
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity; Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EREG	European Regulators Group for Electricity and Gas
Eurostat	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaft
ETSI	Europäisches Institut für Telekommunikationsnormen
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FBA	Flow Based Allocation
FCFS Verfahren	First come first serve
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
Framework Guidelines	Rahmenleitlinien

FTP	File Transfer Protocol
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
h	Stunde
Hedging	Terminabsicherungsgeschäft
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HTWK	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur
ITC-Mechanismus	Inter-TSO-Compensation
ITO	Unabhängiger Transportnetzbetreibers
KARLA	Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor

KAV	Konzessionsabgabenverordnung
km	Kilometer
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
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh/h	Kilowattstunde pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LNG	Liquified Natural Gas, verflüssigtes Erdgas
LPG	Liquified Petroleum Gas, Flüssiggas
LV	Letztverbraucher
m ²	Quadratmeter
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde
(Wireless) M-Bus	(Drahtloser) Meter-Bus (Feldbus)
MessZV	Messzugangsverordnung
Mio.	Million
MÜT	Marktgebietsüberschreitende Netzkoppelpunkte
MR	Minutenreserve
Mrd.	Milliarde
MRL	Minutenreserveleistung

MS	Mittelspannung
MUC	Multi Utility Controller
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh/km ²	Megawattstunde pro Quadratkilometer
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NBP	National Balancing Point, Handelsplatz in UK
NCG	Net Connect Germany
NDAV	Niederdruckanschlussverordnung
NE	Nordeuropa
neg.	negativ
NEL	Nordeuropäische-Erdgas-Leitung
NKP	Netzkoppelpunkte
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
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
OTC	Over the counter
OWP	Offshore-Windpark
PLC	Powerline Carrier / Powerline Communication, Datenübertragung über Stromkabel
PSA	Durchwechseladsorption
PSTN-Verfahren	Public Switched Telephone Network (Gesamtheit aller öffentlichen leitungsgebundenen Telefonnetze)
pos.	positiv
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
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
rLM	registrierende Lastgang- / Leistungsmessung
RLMmT	registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungsersatzverfahren
RSI	Residual-Supply-Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SFA	Stochastic Frontier Analysis (Stochastische Effizienzgrenzenanalyse)
SLP	Standardlastprofil
SRL	Sekundärregelleistung

StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TGL	Tauerngasleitung
tps	transpower Stromübertragungs GmbH
TRM	Transmission Reliability Margin (Sicherheitsmarge, vgl. Transmission Code 2003)
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity (Gesamte Übertragungskapazität (brutto) (vgl. Transmission Code 2003)
TTF	Title Transfer Facility, Handelsplatz in den Niederlanden
TU	Technische Universität
TWh	Terawattstunde
TWh/h	Terawattstunde pro Stunde
ÜTS	Übertagespeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UGS	Untergrundgasspeicher
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VAN	Value added network
VNB	Verteilernetzbetreiber
VNG	Verbundnetz Gas AG
VP	Virtueller Handelspunkt
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.
Within-day Kapazitäten	Kapazität des (jetzigen) Handelstages
Zigbee	Powerline Carrier / Powerline Communication, Datenübertragung über Stromkabel

Glossar

Es gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 3 EnWG, § 2 StromNZV, § 2 GasNZV, § 2 StromNEV, § 2 GasNEV, § 3 EEG, § 3 KWKG. Ergänzend gelten folgende Definitionen und der Leitfaden der Bundesnetzagentur für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber:

Begriff	Definition
Abgabemenge	Vom Gaslieferanten an Letztverbraucher abgegebene Gasmenge.
Anschluss	<i>Elektrizität</i> Umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden. <i>Gas</i> Der Netzanschluss verbindet das Gasversorgungsnetz der Allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperreinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperreinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen für Instandhaltung	Aufwendungen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, so dass es die geforderte Funktion erfüllen kann.
Ausgleichsenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.
Ausspeisemenge	Von den Gasnetzbetreibern ausgespeiste Gasmenge.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und / oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.

Beistellung	Im Rahmen der Beistellung beliefert der bisherige Versorger einen Kunden im Auftrag des neuen Lieferanten, der die Energie bei dem Altversorger erwirbt, um sie an seinen Kunden zu verkaufen. Der Wettbewerber schließt hierfür mit dem Altversorger einen Beistellungsvertrag ab.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = 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 = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge). (vgl. Eurostat) ¹⁾
Betriebsnummer „Lieferanten“	Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 2000 und weiteren vier Stellen zu erkennen (z. B. 20001234).
Betriebsnummer „Netzbetreiber“	Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 1000 (Elektrizität) bzw. 1200 (Gas) und weiteren vier Stellen zu erkennen (z. B. 10005678 oder 12005679).
Betriebszeit	Zeitspanne, in der eine Anlage Energie umwandelt oder überträgt. Die Betriebszeit beginnt mit der Zuschaltung und endet mit der Trennung der Anlage oder des Anlagenteiles zum bzw. vom Netz. An- und Abfahrzeiten von Erzeugungsanlagen ohne nutzbare Energieabgabe zählen insoweit nicht zur Betriebszeit. ²⁾
Bezugsleistung	Die Bezugsleistung ist die vorzeichenrichtige Summe aller Entnahmen aus vorgelagerten Netzgebieten (positives Vorzeichen) und Rückspeisungen in vorgelagerte Netzgebiete (negatives Vorzeichen) über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu vorgelagerten Netzgebieten. Horizontale Lastflüsse und Netzverluste sind hierbei nicht zu berücksichtigen.
Bilanzkreisnetzbetreiber	Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber oder ein Dritter, bei dem ein Bilanzkreis gebildet werden kann und mit dem ein Bilanzkreisvertrag abgeschlossen wird.
Bilanzzone	Innerhalb der Bilanzzone können alle Ein- und Ausspeisepunkte einem Bilanzkreis zugeordnet werden. Im Gasbereich entspricht die Bilanzzone den Marktgebieten. Somit können alle Ein- und Ausspeisepunkte aller Netze oder Netzbereiche, welche diesem Marktgebiet zugeordnet sind einem Bilanzkreis angehören. (vgl. § 3 Nr. 10b EnWG)
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
Bruchteilseigentum	Leitungsabschnitte, deren Kapazitäten (per Eigentum, o. ä.) zwischen zwei oder mehreren Netzbetreibern aufgeteilt sind und über die der Netzbetreiber nur anteilig

	neben Dritten verfügt.
Brutto-Leistung	Abgegebene Leistung an den Klemmen des Generators. Für Wasserkraft: Im Turbinenbetrieb misst man an den Klemmen des Generators die Brutto-Leistung. Bei Pumpspeicherkraftwerken misst man an den Klemmen des (Motor-) 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.²⁾
Brutto-Stromerzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen. ²⁾
Clearing	Die physische und finanzielle Erfüllung von Spot- bzw. Termingeschäften. Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Spot- bzw. Termingeschäften. Insbesondere umfasst es für den Spotmarkt die Abwicklung und die Erfassung der Sicherheiten und den täglichen Gewinn- und Verlustausgleich, die Erfassung der Sicherheiten, sowie die Schlussabrechnung am letzten Handelstag.⁴⁾
Churn-Rate	Bezeichnet das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge und ist damit ein Maß für Liquidität an Energiebörsen oder anderen Handelsplattformen.
Dauerleistung	Höchste Leistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und die Betriebssicherheit nicht beeinträchtigt. Anmerkung: Die Dauerleistung kann z. B. mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.²⁾
Day-ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen Lieferung am Folgetag erfolgt. ⁴⁾
Dominanzmethode	Ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu. Dann allerdings erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet. Werte unter 50 Prozent entfallen. ³⁾
EEG-Umlage	Gemäß der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen seit 1. Januar 2010 für jede an Letztverbraucher gelieferte Kilowattstunde Strom eine EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber zu entrichten. Mit diesen Zahlungen wird die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 AusglMechAV gedeckt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 3 Absatz 2 AusglMechV verpflichtet, bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres die EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln und zu

	veröffentlichen.
EEX / EPEX Spot	European Energy Exchange / European Power Exchange. Die EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO ₂ -Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 50 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. (vgl. www.eex.com/de)
Eigenverbrauch	Elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit (z. B. eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks) zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung verbraucht wird. Er enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren) in Kraftwerken rechnen zum Eigenverbrauch. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich zusammen aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt. ²⁾
Eigenverbrauchsleistung	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. ²⁾
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.
Engpassleistung	Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z. B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. ²⁾

Entbündelte Speicher-dienstleistungen	Produkte, bei denen Arbeitsgasvolumen, Einspeise- und Ausspeiserate getrennt vermarktet werden.
Entgelt für Abrechnung	Entgelt für die Abrechnung der Netznutzung sowie Ermittlung der Jahresverbrauchsprognose nach § 13 Abs. 1 StromNZV
Entgelt für Messstellenbetrieb	Entgelt für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen.
Entgelt für Messung	Entgelt für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten.
Entnahmelast	Die Entnahmelast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Entnahmen von nachgelagerten Netzgebieten (positives Vorzeichen) und Rückspeisungen aus nachgelagerte Netzgebiete (negatives Vorzeichen) über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu nachgelagerten Netzgebieten. Dies entspricht der vertikalen Netzlast abzüglich der Entnahme von Letztverbrauchern. Horizontale Lastflüsse und Netzverluste sind hierbei nicht zu berücksichtigen.
Entry-Exit-System	Gasbuchungssystem, bei dem der Transportkunde lediglich einen Ein- und Ausspeisevertrag abschließt, auch wenn der Gastransport 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)
Explizite Auktion	Im Rahmen der expliziten Auktion wird die zur Verfügung stehende Kapazität an die Marktteilnehmer vergeben, die im Rahmen einer Auktion die höchsten Gebote für diese Kapazität abgegeben haben (vgl. ETSO, An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe, Mai 2006).
FBA	„Flow Based Allocation“ - Lastflussbasierte Kapazitätsvergabe Bei der FBA werden ausgehend vom geplanten kommerziellen Lastfluss (Handelsaktivität) die verfügbaren Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Elektrizitätshandel auf der Basis der sich im Netz real einstellenden Lastflüsse ermittelt und vergeben („allocated“). Die FBA ermöglicht somit die Vergabe von Übertragungskapazitäten unter Berücksichtigung der über Gebote beschriebenen

	aktuellen Marktsituation.
Fertigstellung / Inbetriebnahme	Der Zeitpunkt, an dem die Gaslieferung aufgenommen werden könnte (Gasleitung steht bis zum Absperrhahn unter Druck).
FCFS-Methoden	Der erste Nachfrager wird zuerst bedient. Er erhält die Kapazitäten in Höhe seiner Anfrage, wenn sie erfüllbar ist. First come first served / First committed first served.
Futures	Vertragliche Verpflichtung, eine festgelegte Menge von z. B. Strom, Gas oder Emissions-berechtigungen 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. ⁴⁾
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)
H-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit 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.
Implizite Auktion	s. Market Coupling
Impulsausgang	Mechanisches Zählwerk mit einem Dauermagneten in einer Zählwerkrolle. Kann mit einem Impulsgeber (Reedkontakt) umgerüstet werden. Unter Impulsausgang fällt auch ein sogenanntes „Cyble Zählwerk“.
Intraday Handel	Im Intraday-Handel der EEX werden Gas- sowie Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. www.eex.de)
Investitionen	Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen. Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden.

	Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden. Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind. Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten.⁵⁾
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer bestimmt die Regelmäßigkeit, mit der elektrische Energie von dem Verbraucher im Laufe des Jahres aus dem Netz entnommen wird. Je höher die Dauer ist, umso mehr verteilt sich der Verbrauch regelmäßig auf die 8.760 Stunden (Schaltjahr 8784 Stunden) des Jahres. Sie gibt die Zahl der Stunden an, in denen der Verbraucher seinen Jahresverbrauch bei ständiger Inanspruchnahme der seiner Jahreshöchstlast entsprechenden Leistung erreichen könnte (Jahresbenutzungsdauer = Jahresverbrauch dividiert durch Jahreshöchstlast).⁶⁾
Jahreshöchstlast (Letztverbraucher)	Die in Kilowatt (kW) ausgedrückte und im Zeitraum eines Jahres viertelstündig gemessene Höchstlast.⁶⁾
Kavernenspeicher	Künstlich durch Bohren und Aussolen erzeugte Hohlräume in Salzstöcken. Sie zeichnen sich oftmals durch – im Vergleich zu Porenspeichern – höhere Ein- und Ausspeicher-kapazitäten und einen geringeren Bedarf an Kissengas, aber auch kleinere Volumina aus.
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.⁸⁾
Kraftwerksstatus	<i>Reservekraftwerke:</i> Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden. <i>Sonderfälle:</i> Kraftwerke, die vorübergehend (z.B. Reparatur nach Schadensfall) nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind. <i>Saisonale Konservierung:</i> Kraftwerke, die während des Sommerhalbjahres vorläufig stillgelegt und anschließend wieder in Betrieb genommen werden.

L-Gas	Ein Gas der 2. Gasfamilie mit niedrigerem Methangehalt (80 bis 87 Volumenprozent) und größeren Volumenprozenten an Stickstoff und Kohlendioxid. Es hat einen mittleren Brennwert von 9,77 kWh/m ³ und einen Wobbeindex von 10,5 kWh/m ³ bis 13,0 kWh/m ³ .
Leistungsgemessene Letztverbraucher	Bei Leistungsmessung wird die in Anspruch genommene Leistung in einem bestimmten Zeitraum gemessen. Mithilfe der Leistungsmessung wird für Endkunden ein Lastgang ermittelt, der die Leistungsaufnahme des Endkunden über einen bestimmten Zeitraum aufzeigt. Das Kriterium der Leistungsmessung dient dabei als Abgrenzung zu den nicht-leistungsgemessenen Kunden.
Lieferantenwechsel	Der Prozess des Lieferantenwechsels beschreibt die Interaktion zwischen den Marktpartnern für den Fall, dass ein Kunde an einer Messstelle von seinem derzeitigen Lieferanten zu einem neuen Lieferanten wechselt. Dies umfasst somit grundsätzlich nicht Aus- / Ein- und Umzüge. Der Lieferantenwechsel bei Umzügen ist nur zu erfassen, wenn durch den Kunden bei Einzug direkt ein anderer Lieferant als der Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG gewählt wird. Werden infolge eines Konzessionswechsels auch Lieferverträge mit den Kunden übertragen, ist dieser Vorgang ebenfalls nicht als Lieferantenwechsel anzusehen.
M:n-Nominierungs- verfahren	Das m:n-Nominierungsverfahren ermöglicht eine Fahrplannominierung zu jedem beliebigen Korrespondenz-Bilanzkreis. Damit ist es insb. Bei länderüberschreitenden Transaktionen nicht mehr erforderlich, dass die Bilanzkreise auf beiden Seiten der Grenze von demselben Unternehmen bewirtschaftet werden (1:1-Nominierung). Dieses Verfahren ermöglicht nun, Transaktionen zwischen nicht benachbarten Ländern anzumelden, wie es z. B. im Rahmen eines lastflussbasierten Kapazitätsvergabeverfahrens erfolgen kann.
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. ⁴⁾
Market Splitting	Gleiches Verfahren wie Market Coupling, allerdings unter Beteiligung nur einer einzigen Elektrizitätsbörse.

Marktgebiet	<i>Elektrizität</i> Mehrere Lieferorte (ÜNB) werden zu einem Marktgebiet zusammengefasst, wenn es keine Übertragungsengpässe zwischen den Netzen dieser ÜNB gibt. Die Auktionspreise der Stundenkontrakte gleicher Lieferstunde aber verschiedenen Lieferortes (ÜNB) sind gleich, wenn sie dem gleichen Marktgebiet angehören.⁴⁾ <i>Gas</i> Marktgebiet ist die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber	Der Fernleitungsnetzbetreiber, der das oberste Leitungsnetz in einem Marktgebiet betreibt. Sinngemäß gilt dies auch, wenn mehrere Netzbetreiber gemeinschaftlich ein Marktgebiet aufspannen.
Matching / Mismatching	Abgleich von Nominierungen in einem Bilanzkreis. Ausgeglichene Mengen zwischen Ein- und Ausspeisung = Matching; Unausgeglichene Mengen = Mismatching
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.
Mindestleistung	Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann. ²⁾

Nennleistung	Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Lufteintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich aus-gleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z. B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden. Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn: - zusätzliche Investitionen, z. B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf.²⁾
Nennzeit	Gesamte Berichtszeitspanne, ohne jegliche Unterbrechung (Kalenderzeit, z. B. Tag, Monat, Quartal, Jahr) ²⁾
Netting	Die Saldierung (durch die ÜNB) der auf einer engpassbehafteten Grenzkuppelleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten, soweit dies technisch möglich ist, um diese Leitung bis zu ihrer maximalen Kapazität zu nutzen. (vgl. Art. 6.5 S.1 EG-Verordnung 1228/2003)
Netto-Stromerzeugung	Die um ihren Betriebs-Eigenverbrauch verminderte Brutto-Stromerzeugung einer Erzeugungseinheit. Wenn nichts anderes vermerkt wird, bezieht sich die Netto-

	Stromerzeugung auf die Nennzeit. ²⁾
Netto-Leistung	An der Oberspannungsseite des Maschinentransformators an das Versorgungssystem (Übertragungs- und Verteilungsnetz, Verbraucher) abgegebene Leistung einer Erzeugungseinheit. Sie ergibt sich aus der Brutto-Leistung nach Abzug der elektrischen Eigenverbrauchsleistung während des Betriebes, auch wenn diese nicht aus der Erzeugungseinheit selbst, sondern anderweitig bereitgestellt wird. ²⁾
Netto-Netzentgelte	<i>Elektrizität</i> Stromnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. <i>Gas</i> Gasnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.
Netzebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV) Niederspannung (NS) ≤ 1 kV Mittelspannung (MS) > 1 kV und ≤ 72,5 kV Hochspannung (HS) > 72,5 kV und ≤ 125 kV Höchstspannung (HöS) > 125 kV
Netzgebiet	Gesamtfläche, über die sich die Netz- und Umspannebenen eines Netzbetreibers erstrecken
Netznummer	Mit der Vergabe einer Betriebsnummer wird automatisch die Netznummer „1“ vergeben. Netzbetreiber können auf Antrag von der Bundesnetzagentur für weitere Teilnetze weitere Netznummern erhalten.
Net Transfer Capacity (NTC)	Netto Übertragungskapazität (berechnet sich aus Total Transfer Capacity abzüglich der Transmission Reliability Margin) (vgl. Transmission Code 2003)
Netzverluste	Die Arbeitsverluste im Übertragungs- und Verteilungsnetz (im Sprachgebrauch „Netzverluste“) eines Systems (z. B. eines EVU) sind die Differenz zwischen der physikalisch in das Netz in einer Zeitspanne eingespeisten und aus der ihm in derselben Zeitspanne wieder entnommenen elektrischen Arbeit. ²⁾
Netzzugangsverweigerung	Ablehnende Antwort oder abänderndes Vertragsangebot durch den Netzbetreiber auf eine verbindliche Netzzugangsanfrage.
Nominierung	Die Pflicht des Transportkunden an den betroffenen Netzbetreiber – bis spätestens 14:00 Uhr – die am Folgetag beabsichtigte Inanspruchnahme seiner Ein- und Ausspeisekapazität für jede Stunde des Folgetages zu melden.

Normkubikmeter Nm ³	Normkubikmeter ist nach § 2 Nr. 11 GasNZV diejenige Gasmenge, die frei von Wasserdampf und bei einer Temperatur von Null Grad Celsius und einem absoluten Druck von 1,01325 bar ein Volumen von einem Kubikmeter einnimmt.
Ökostromtarif	Ein Stromtarif, der aufgrund von Ökostrom-Labeln oder Strom-Kennzeichnung als Stromtarif mit besonderer Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung ausgewiesen und zu einem gesonderten Tarif angeboten/gehandelt wird. Ebenfalls mit aufzuführen ist der Grundversorgungstarif, sofern dieser insgesamt eine besondere Relevanz des Anteils der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung aufweist. Nicht mit anzugeben ist der über Stromtarife ohne besondere Relevanz des Anteils/der Förderung der effizienten oder regenerativen Energiegewinnung vermarktete Anteil von regenerativ erzeugtem Strom.
Open-Season-Verfahren	Verfahren der Bedarfsabfrage des Marktes nach Kapazitäten einer neuen bzw. auszubauenden Gasinfrastruktur. Sie beinhaltet den Abschluss verbindlicher Kapazitätsverträge. Leitlinien für transparente und diskriminierungsfreie Open-Season-Verfahren wurden durch die ERGEG mit den „Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures“ (GGPOS) erstmals aufgestellt.
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 Clearing-Fazilität	Die OTC Clearing Fazilität ist der bilaterale Austausch von außerbörslich geschlossenen Geschäften und die einvernehmliche Eingabe dieser Geschäfte als OTC Trades in das EEX-System, sofern diese Geschäfte hierfür zugelassen sind und die Eingabe nach Maßgabe dieser Bestimmungen erfolgt. ⁷⁾
OTC-Handel	Außerbörslicher Handel.
Peakload (Spitzenlast)	Kennzeichnet das Lastprofil für Stromlieferung oder –bezug konstanter Leistung über zwölf Stunden von 08:00 bis 20:00 Uhr eines jeden Tages einer Lieferperiode. ⁴⁾
Phelix (Physical Electricity Index)	Als Phelix-Day-Base wird der arithmetische Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen am Spotmarkt der EPEX Spot SE für das Marktgebiet Deutschland/Österreich bezeichnet (Stunde 1-24, alle Kalendertage des Jahres). Der Phelix-Peakload-Index berücksichtigt die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8.00–20.00 Uhr) (vgl. www.eex.com/de)
Physikalischer Netzengpass	Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach tatsächlichen Lieferungen die technische Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt übersteigt.

Porenspeicher	Speicher, in welchen das Erdgas in den Porenräumen geeigneter Gesteinshorizonte gelagert wird. Sie zeichnen sich oftmals durch große Volumina aber im Vergleich zu Kavernenspeichern niedrigere Ein- und Ausspeiseleistung und höheren Anteil von Kissengas aus.
Pro-Rata	Die jeweilige Quote, die die Nachfrager eines knappen Angebots erhalten, wird ermittelt, indem der jeweilige Anteil an der Gesamtnachfrage berechnet und anschließend dieser Prozentsatz als Anteil vom tatsächlich verfügbaren Angebot zugeteilt wird.
Redispatching	Hierbei wird der Kraftwerkseinsatz (Dispatching) entsprechend bestehender oder drohender Netzengpässe an die Anforderungen des Netzes angepasst. Da Handelsgeschäfte nicht von diesen Maßnahmen tangiert werden, können die ÜNB die hiermit verbundenen Kosten bei der Kalkulation der Netzentgelte berücksichtigen.
Regelenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber beschafft und zur Regelung und Steuerung der Netze im Marktgebiet eingesetzt.
RLM-Kunde	Unter RLM-Kunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung) sind Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh (Strom) bzw. mehr als 1,5 Mio. kWh oder einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kWh pro Stunde (Gas) zu verstehen.
Rucksackprinzip	Ein neuer Lieferant kann die Übertragung von Kapazitäten zur Versorgung eines Letztverbrauchers unter den Voraussetzungen des § 42 GasNZV vom Altlieferanten verlangen.
Schwarzstart-fähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenz-änderungen kommt.
SLP-Kunde	Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind zu verstehen: (A) Elektrizität: Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden) (B) Gas: Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen

	unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakeur auftritt.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden.
Stammdaten	Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, Zählnummer.
Stromkreislänge	Systemlänge (Gesamtheit der drei Phasen L1+L2+L3) der Kabel in den Netzebenen NS, MS, HS und HöS (Beispiel: Wenn L1 = 1km, L2 = 1km und L3 = 1km, dann Stromkreislänge = 1km). Bei unterschiedlichen Phasenlängen ist die durchschnittliche Länge in km zu ermitteln. Die Anzahl der pro Phase verwendeten Kabel ist für die Stromkreislänge unmaßgeblich. Die Stromkreislänge erstreckt sich auch auf gepachtete, gemietete oder anderweitig dem Netzbetreiber überlassene Kabel, soweit diese vom Netzbetreiber betrieben werden. Geplante, in Bau befindliche, verpachtete sowie stillgelegte Kabel sind nicht zu berücksichtigen. Leitungen in Bruchteilsnutzung sind bei der Berechnung der Netzlänge mit voller Kilometerzahl anzusetzen. Die Stromkreislänge in der Netzebene Niederspannung ist einschließlich Hausanschlussleitungen und ohne Leitungen von Straßenbeleuchtungsanlagen anzugeben. Leitungen über 36 kV mit Transportfunktion und Hochspannungsentgelt können bei der Hochspannung angegeben werden.
Tatsächlicher Energieverbrauch	Bei der Angabe des tatsächlichen Energieverbrauchs erscheint es für die Sparte Gas angemessen, nicht auf die Erfassung in der Einheit kWh, sondern auf das Betriebsvolumen in m ³ abzustellen.
Terminmarkt	Markt, an dem Termingeschäfte und Derivate gehandelt werden. Im Gegensatz zum Spotmarkt fallen hierbei Verpflichtungs- und Erfüllungsgeschäft zeitlich nicht zusammen.
Umspannebene	Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Höchst- zu Hochspannung, Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung geändert wird (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Eine darüber hinaus gehende Umspannung innerhalb der einzelnen Netzebenen (z. B. innerhalb der Mittelspannung) ist Bestandteil der jeweiligen Netzebene.
Untertagespeicher	Dies sind insbesondere Porenspeicher, Kavernenspeicher und Aquiferspeicher.

Verbindliche Verbund austausch-fahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbund austauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbund austauschfahrpläne 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.
Verschiebungsfaktor	Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ist der Kosinus des Phasenwinkels zwischen den Sinusschwingungen der Spannung und des Stroms. Er kann auch als Verhältnis der Wirkleistung zur Scheinleistung bezeichnet werden und ist ein Maß für den Umfang der Blindleistungsbeanspruchung. Man unterscheidet zwischen kapazitiver und induktiver Blindleistung. Eilt die Sinusschwingung des Stromes der Sinusschwingung der Spannung voraus, spricht man von kapazitiver Blindleistung, im umgekehrten Fall von induktiver Blindleistung.
Vertikale Netzlast	Die vertikale Netzlast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs bei dem gleichen Energieversorger von dem ein Kunde zuvor beliefert wurde.
Virtueller Punkt (VP) (Auch virtueller Handelspunkt genannt)	Um die Gashandels- und Gastransportgeschäfte innerhalb des Zwei-Vertrags-Modells darzustellen wird der VP als Bezugspunkt für die Abwicklung verwendet. Mit der Gaseinspeisung in ein Marktgebiet steht das Gas am VP dieses Marktgebietes zur Verfügung und kann dort beliebig gehandelt werden.
Wärme-Nennleistung	Die Wärme-Nennleistung einer Anlage ist die höchste Dauerleistung ohne zeitliche Einschränkung, für die sie gemäß den jeweiligen Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht nach den Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein unter Normalbedingungen durchschnittlich erreichbarer Leistungswert zu ermitteln. Netto-Wärmenennleistung ist die Brutto-Wärmenennleistung abzüglich aller Wärmeleistungen für Wärmeprozesse in der Anlage selbst.
Weiterverteiler	Regionale und lokale Gasverteilternetzbetreiber (keine Exporteure)

Yesterday-Handel	Der Kauf und Verkauf von Fahrplänen am Werktag nach dem Liefertag. Er dient der Reduktion von Prognoseabweichungen und der Verringerung Ihres Regelenenergiebedarfs durch nachträgliche Verbesserung der Prognosegüte. Gehandelt wird zum Market Clearing-Preis der EEX.
Zertifiziertes technisches Sicherheitsmanagement	Das technische Sicherheitsmanagement eines Netzbetreibers, das von einer unabhängigen externen Stelle zertifiziert ist und durch regelmäßige Audits überprüft wird.
Zählpunkt	Netzpunkt, an dem der Energiefluss (bei Gas die transportierte Gasmenge) messtechnisch zu Abrechnungszwecken erfasst wird.
Zweivertragsmodell	Verfahren, welches den Gastransport innerhalb einer Bilanzzone (Marktgebiet) mit zwei Verträgen gegenüber den Transportkunden abzuwickeln: Einem Einspeisevertrag in das Marktgebiet und einem Ausspeisevertrag zu Letztverbrauchern in diesem Marktgebiet oder einem buchbaren Ausspeisepunkt an der Marktgebietsgrenze.
Zwischengelagerter Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber, welcher einem anderen, z. B. einem marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber, nachgelagert und i. d. R. zusätzlich einem Verteilernetzbetreiber vorgelagert ist.

Quellen Definitionsliste

- 1) Europäische Gemeinschaften: Gaspreise, Daten 1990-2003, Luxemburg, 2003:
- 2) VGB PowerTech e.V.: VGB-Standard, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, VGB-Standard-S-002-T-01;2012-04.DE, Essen, 1. Ausgabe 2012
- 3) Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005; IWE Working Paper Nr. 02 2005; Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg, S. 5
- 4) EEX: Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, Dokumentversion 0001B, Leipzig, 28. April 2006
- 5) Statistisches Bundesamt: Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz, Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und Wasserversorgung, 2005, Wiesbaden, 2007
- 6) Europäische Gemeinschaften: Elektrizitätspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003
- 7) EEX: OTC-Clearing-Bedingungen, Bedingungen für die OTC Clearing Fazilität, Dokumentversion 0003c, Leipzig, 4. Oktober 2005
- 8) Öko-Institut e.V.: Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung, Berichtszeitraum 2010, Berlin, 2012, S.79f.

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

14. November 2014

Druck

Siebengebirgs-Druck, Bad Honnef

Bildnachweis

123rf.com, awrangler

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Bundeskartellamt

Kaiser-Friedrich Straße 16

53113 Bonn

Telefon: +49 228 9499-0

Telefax: +49 228 9499-400

E-Mail: info@bundeskartellamt.bund.de

www.bundeskartellamt.de