



Bundesnetzagentur

Bundeskartellamt

Monitoringbericht 2013

Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG

und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB

Stand: Dezember 2013

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

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: Monitoring.Energie@bnetza.de

Bundeskartellamt

Arbeitsgruppe Energie-Monitoring

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

E-Mail: Markus.Lange@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 Technologie 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

Ihre Zusammenarbeit, die im vergangenen Jahr erstmals in einen gemeinsamen Monitoringbericht mündete, haben die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt auch im Jahr 2013 fortgesetzt. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt haben – gestützt auf eingehende Datenerhebungen bei den Unternehmen der Strom- und Gaswirtschaft, die auch unter Einbeziehung der Verbände vorbereitet wurden – die Entwicklungen des Jahres 2012 auf den Märkten dieser leitungsgebundenen Energieträger dokumentiert, analysiert und bewertet. Die Auswertungen belegen, dass die Energiemärkte in Deutschland weiterhin durch eine hohe Entwicklungsdynamik geprägt sind.

Der Veränderungsdruck wirkt sich insbesondere im Umbau des Stromerzeugungsbereiches aus. Treibende Kraft ist der anhaltende Zubau an Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern. Dieser Umbau des Erzeugungsbereiches, insbesondere hinsichtlich der volatilen erneuerbaren Energien, wirft besondere Fragen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf.

Der Druck der erneuerbaren Energieträger auf die Erzeugungsstruktur wird anhalten. Allerdings hat die Einschätzung an Zustimmung gewonnen, dass Änderungen am Anreizsystem für den weiteren Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erforderlich sind. Die anhaltende Diskussion hat auch im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD vom November 2013 ihren Niederschlag gefunden, der einen gesetzlich festgelegten Ausbaukorridor für Erneuerbare Energien und eine Begrenzung der Kosten vorsieht.

Die tiefgreifenden Veränderungen im Erzeugungsbereich wirken sich unmittelbar auf den nachgelagerten Netzbereich aus und verlangen auch hier weitreichende Anpassungen. Der erforderliche Ausbau der Infrastruktur erfolgt bislang zu zurückhaltend. Ursprüngliches Ziel war es, einen Großteil der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz bis zum Jahr 2015 zu verwirklichen. Bei realistischen Schätzungen muss aber davon ausgegangen werden, dass bis 2016 nur etwa 50 Prozent der Ausbauziele erreicht werden.

Der Umbau der Stromerzeugung, gepaart mit den Verzögerungen im erforderlichen Ausbau der Netzinfrastruktur, macht immer wieder kurzfristige Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Stromerzeugung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig. Die Vornahme entsprechender strom- und spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen, mit denen die Einspeisung von Strom aus konventionellen Erzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit angepasst wird, ist im Berichtsjahr gegenüber dem Vorjahr deutlich gestiegen. Um sicherzustellen, dass auch in besonders kritischen Situationen immer genügend Redispatch-Kapazitäten zur Verfügung stehen und somit etwaige Gefahren für die Versorgungssicherheit ausgeschlossen werden können, haben die Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2013/2014, wie schon für den Winter 2012/2013, Reservekraftwerke kontrahiert.

Demgegenüber haben sich die Auswirkungen von Einspeisemanagementmaßnahmen mit denen die Netzbetreiber ausnahmsweise, bei Netzüberlastung den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen regeln – im Vergleich zum Vorjahr leicht verringert. Dies ist, neben einzelnen Netzausbaumaßnahmen, auch auf die günstige Wetterlage im Berichtsjahr 2012 (kein Zusammentreffen von Extremeinspeisewerten bei der Photovoltaik und der Windkraft) zurückzuführen.

Deutschland kommt europaweit die Rolle einer Drehscheibe für den Stromaustausch im zentralen Verbundsystem zu. Diese Tatsache unterstreicht die Bedeutung, die dem Ausbau der Netze entsprechend den Anforderungen der Stromerzeugung und des Stromaustauschs beizumessen ist.

Eine von Störungen möglichst freie Netzebene ist Voraussetzung für das Funktionieren des Strom-Großhandels, wie auch des nachgelagerten Strom-Einzelhandels. Die Liquidität des Großhandels – Bedingung für effizientes Marktgeschehen und damit für die Gewährleistung der Vielfalt von Beschaffungsalternativen für Versorgungsunternehmen – ist im Berichtsjahr positiv zu bewerten. Dieses Bild setzt sich auf der nachgelagerten Einzelhandelsebene fort. So haben sich im Endkundenmarkt die Möglichkeiten der Verbraucher zur Auswahl zwischen verschiedenen Stromlieferanten weiter leicht erhöht. Allerdings sind die Endkundenpreise deutlich angestiegen; am stärksten im Bereich der Haushaltskunden, weniger stark im Bereich der Gewerbe- und Industriekunden. Als größte Preistreiber erweisen sich dabei Abgaben und Steuern. Hier ist vor allem die Erhöhung der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu nennen, die auch von 2013 auf 2014 wieder gestiegen ist. Angesichts des hohen Gewichts staatlich veranlasster Preisbestandteile ist ein entsprechend geringerer Teil des Endkundenpreises der Gestaltung im Wettbewerb zugänglich. Dies ist auch beim Blick auf die Wechselmöglichkeiten und das Wechselverhalten der Verbraucher zu bedenken.

Im Gasbereich kommt – angesichts der vergleichsweise geringen Bedeutung der heimischen Gasproduktion – dem Import eine Schlüsselrolle zu. Die Grenzübergangspreise für Erdgas verblieben im Jahr 2012 weitestgehend auf dem im vierten Quartal 2011 erreichten Niveau. In der Heizperiode 2012/2013 erfolgte eine weitgehende Entleerung der Untergrundgas-speicher. Ab Anfang Juni 2013 wurde verstärkt Gas eingespeichert, so dass bis Anfang November 2013 ein Füllstand der Gasspeicher von über 90 Prozent erreicht wurde. Die Einzelhandelspreise für Gaskunden haben sich im Haushaltsbereich erhöht, während sie bei den Industrie- und Gewerbekunden nur geringfügig gestiegen sind.

Die positiven Wirkungen des Wettbewerbs in den leitungsgebundenen Energien zeigen sich im Großhandel wie im Einzelhandel und sind damit unmittelbar relevant für Endverbraucher. Diese Erfolge, und ihre Dauerhaftigkeit, hängen maßgeblich von den Bedingungen auf den vorgelagerten Marktstufen, insbesondere der Erzeugung und der Netzebene, ab. Der Umbau der Energieversorgung im Zuge der Energiewende ist vorrangig auf die Bereiche der Erzeugung und der Netze ausgerichtet, wirkt sich aber über die gesamte Wertschöpfungskette der Energieversorgung aus. Die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt werden weiterhin in ihren jeweiligen Aufgabenbereichen den Prozess des Umbaus der Energieversorgung begleiten und im Rahmen ihrer Aufgaben mitgestalten.



Jochen Homann

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



Andreas Mundt

Präsident des
Bundeskartellamtes

Inhaltsverzeichnis

I	ELEKTRIZITÄTSMARKT	15
A	Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten.....	17
	1. Kernaussagen.....	17
	1.1 Erzeugung / Versorgungssicherheit.....	17
	1.2 Netze	18
	1.3 Großhandel.....	20
	1.4 Einzelhandel.....	21
	2. Marktübersicht.....	23
B	Erzeugung/Versorgungssicherheit	29
	1. Erzeugung	29
	1.1 Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches	29
	1.2 Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten.....	32
	1.3 Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung	34
	1.4 Entwicklung der direkt vermarkteten Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien.....	38
	2. Versorgungssicherheit	40
	2.1 Maßnahmen zur Versorgungssicherheit.....	40
	2.2 Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG	42
C	Netze/Netzausbau/Investitionen/ Netzentgelte.....	44
	1. Netze / Netzausbau / Investitionen	44
	1.1 Stand Netzausbau.....	44
	1.2 Netzentwicklungsplan / Bundesbedarfsplan Strom	46
	1.3 Netzanbindung von Offshore-Windparks	52
	1.4 Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen).....	53
	1.5 Investitionen Verteilernetze	53
	1.6 Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz	54
	1.7 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2011 und 2012.....	56
	1.8 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG	63
	1.9 Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG	63
	2. Netzentgelte	67
	2.1 Erlösbergrenzenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung.....	67
	2.2 Entwicklung der Netzentgelte.....	68
	2.3 Kostenprüfung Elektrizität	70
	2.4 Behandlung der Verlustenergiekosten in der zweiten Regulierungsperiode.....	70
	2.5 Start der Qualitätsregulierung Elektrizität zum 1. Januar 2012.....	71
	2.6 Stand des Effizienzvergleichs VNB Elektrizität für die zweite Regulierungsperiode.....	73
D	Systemdienstleistungen.....	74
	1. Regelenergie.....	75
	2. Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung	77
	3. Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung.....	78
	4. Ausgleichsenergie	81

	5. Untertägiger Handel.....	84
	6. Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes.....	84
	7. Rahmenleitlinie Regelenergie.....	85
E	Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen	86
	1. Mittlere verfügbare Übertragungskapazität	86
	2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne	87
	3. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse	89
F	Europäische Integration.....	90
	1. Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte.....	90
	2. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation.....	90
	3. Netzwerkkodex zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement	91
	4. Netzbelastung im angrenzenden Ausland	94
G	Großhandel	95
	1. Allgemeines	95
	2. Börslicher Großhandel.....	97
	2.1 Einführung	97
	2.2 Spotmarkt EPEX SPOT und EXAA.....	99
	2.3 Terminmarkt EEX	107
	2.4 OTC-Clearing an der Börse.....	111
	3. Bilateraler Großhandel	114
	4. Ergänzende Aspekte.....	118
H	Einzelhandel	123
	1. Marktstruktur und Anbieterzahl	123
	2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel.....	124
	2.1 Lieferantenwechsel	124
	2.2 Vertragsstruktur von Gewerbe- / Industriekunden	128
	2.3 Vertragsstruktur von Haushaltskunden.....	131
	3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen.....	134
	3.1 Versorgungsunterbrechungen	134
	3.2 Tarife und Kündigungen	135
	4. Preisniveau.....	135
	4.1 Gewerbe- / Industriekunden.....	136
	4.2 Haushaltskunden	144
	5. Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen).....	159
	6. Ökostromsegment.....	161
	7. Europäischer Strompreisvergleich.....	163
I	Mess- und Zählwesen	169
II	GASMARKT	173
A	Entwicklung auf den Gasmärkten.....	175
	1. Kernaussagen.....	175

2. Marktübersicht.....	177
2.1 Anteile der größten Unternehmen.....	177
B Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export/Versorgungssicherheit.....	182
1. Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export.....	182
1.1 Förderung von Erdgas in Deutschland.....	182
1.2 Entwicklung der Im- / Exporte von Gasmengen.....	183
2. Versorgungssicherheit.....	185
C Netze/ Investitionen/ Netzentgelte.....	187
1. Netze / Investitionen.....	187
1.1 Netzdaten.....	187
1.2 Netzentwicklungsplan Gas 2012 und 2013.....	188
1.3 Kapazitätsangebot und Vermarktung.....	192
1.4 Kapazitätsumwandlung.....	192
1.5 Kapazitätskündigungen.....	194
1.6 Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten.....	196
1.7 Vertragliche Abschaltvereinbarungen.....	199
1.8 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas.....	200
2. Netzentgelte.....	201
2.1 Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV.....	201
2.2 Regulierungskonto nach § 5 ARegV.....	201
2.3 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV.....	201
2.4 Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2013.....	202
2.5 Kostenprüfung nach § 6 ARegV und zum Effizienzvergleich nach § 22 ARegV.....	202
2.6 Vorbereitung und Durchführung der Effizienzvergleiche der VNB Gas und der FLNB Gas für die zweite Regulierungsperiode.....	203
D Bilanzierung.....	205
1. Stündliche Übermittlung von RLM-Messwerten an Transportkunden.....	205
2. Fallgruppen und Fallgruppenwechsel.....	206
E Regelenergie.....	208
1. Standardlastprofile.....	208
2. Mehr- und Mindermengenabrechnung.....	210
F Großhandel.....	213
1. Entwicklungen auf den Gasmärkten.....	213
2. Die Entwicklung des OTC-Handels.....	213
3. Die Entwicklung des Börsenhandels.....	218
4. Handelspreise.....	222
G Einzelhandel.....	225
1. Marktabdeckung.....	225
2. Marktöffnung und Wettbewerb.....	226
2.1 Abgabemengen der Gaslieferanten.....	226
2.2 Ausspeisemengen der Gasnetzbetreiber.....	227
3. Grundversorgung.....	228
4. Anbieterzahl.....	231

5. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel.....	234
5.1 Lieferantenwechsel	234
6. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen.....	238
6.1 Versorgungsunterbrechungen	238
6.2 Tarife und Kündigungen	239
7. Preisniveau.....	240
7.1 Gewerbe- / Industriekunden.....	241
7.2 Haushaltskunden.....	246
8. Europäischer Gaspreisvergleich	255
H Speicher	260
1. Einspeicherung von Gas (Wintervorsorge 2013 / 2014)	260
2. Zugang zu Untertagespeichieranlagen	260
3. Nutzung der Untertagespeichieranlagen für Gewinnungstätigkeit	261
4. Nutzung der Untertagespeichieranlagen durch Dritte - Kundenentwicklung	261
5. Kapazitätsentwicklung.....	262
I Mess- und Zählwesen	264
III ÜBERGREIFENDE THEMEN	269
A Gemeinsame Tätigkeit von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur	270
B Ausgewählte Tätigkeiten Bundeskartellamt	275
1. Schwerpunkte der kartellrechtlichen Wettbewerbsaufsicht	275
2. Fusionskontrolle.....	275
3. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen.....	276
4. Competition Advocacy	278
C Ausgewählte Tätigkeiten Bundesnetzagentur	279
1. Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)	279
1.1 Entwicklung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes.....	279
1.2 Energie-Infrastrukturpaket.....	282
2. Mitwirkung der Bundesnetzagentur im Council of European Energy Regulators (CEER)	283
2.1 Europäische Entwicklungen im Verbraucherschutz.....	283
2.2 Internationale Mitarbeit der Bundesnetzagentur	284
3. Bericht über die Investitionsbedingungen in europäischen Ländern.....	285
4. Investitionsmaßnahmen / Anreizregulierung	285
D Entflechtung.....	288
1. Zertifizierung.....	288
2. Kommunikationsverhalten und Markenpolitik.....	291
E Verbraucherschutz und -service.....	292
Abbildungsverzeichnis.....	293
Tabellenverzeichnis	301

Glossar	305
Abkürzungsverzeichnis	319

I Elektrizitätsmarkt

A Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

1. Kernaussagen

1.1 Erzeugung / Versorgungssicherheit

Im Berichtsjahr 2012 war erneut ein starker Zuwachs von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern festzustellen, vorrangig durch den Ausbau der Solarenergie um 7,6 GW. Dieser Zubau von Solaranlagen hat sich 2013 deutlich verlangsamt, wie die Zubauzahlen von 2,5 GW im Zeitraum Januar bis August 2013 zeigen. Weitere nennenswerte Zuwächse waren im Berichtsjahr 2012 bei Wind Onshore mit plus 1,5 GW sowie bei Braunkohle mit plus 1,4 GW zu verzeichnen. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen um 10,3 GW von 168,0 GW (31. Dezember 2011) auf 178,3 GW zum 31. Dezember 2012 an. Auf nicht erneuerbare Energieträger entfallen hiervon 102,6 GW und 75,6 GW sind mit Stand 31. Dezember 2012 den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen.

Während die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern im Berichtsjahr 2012 um 8,1 TWh von 445,8 TWh (2011) auf 437,7 TWh gesunken ist, stieg die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger um 19,1 TWh von 119,8 TWh (2011) auf 138,9 TWh (2012). Bei den nicht erneuerbaren Energieträgern war die Stromerzeugung im Berichtsjahr 2012 durch eine Zunahme der Kohleverstromung (Braunkohle plus 7,2 TWh, Steinkohle plus 4,7 TWh) geprägt. Demgegenüber nahm die Stromerzeugung mit Erdgas (minus 11,4 TWh) und Kernenergie (minus 8,2 TWh) ab. Bei den erneuerbaren Energieträgern entfielen die Zuwächse hauptsächlich auf solare Strahlungsenergie und Biomasse.

Die gesamte installierte Leistung der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vergütungsfähigen Anlagen in Deutschland betrug am 31. Dezember 2012 ca. 71,0 GW (31. Dezember 2011: ca. 61,7 GW). Die installierte Leistung aller nach EEG vergütungsfähigen Anlagen stieg damit 2012 um ca. 9,4 GW an. Im Berichtsjahr 2012 wurden insgesamt 118.330 GWh EEG-Strom mit allen Direktvermarktungsmengen und selbstverbrauchten Solarstrommengen, für die ein Eigenverbrauchsbonus gezahlt wurde, gefördert. Dafür wurden insgesamt 19.118 Mio. € an Vergütung, Markt- und Flexibilitätsprämie gezahlt. Im Vergleich zum Vorjahr sind dies eine Steigerung von 15 Prozent bei der gesamten nach EEG geförderten Strommenge und eine Steigerung von 14 Prozent bei der ausgezahlten Fördersumme.

Mit Stand Oktober 2013 befinden sich bundesweit 10.898 MW an dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten in Bau, die nach Unternehmensplanungen bis 2016 fertiggestellt sind. Demgegenüber planen die Unternehmen bis 2018 einen Rückbau von bis zu 9.941 MW, woraus sich bundesweit ein positiver Saldo von 957 MW zum 31. Dezember 2018 ergeben kann.

In Süddeutschland befinden sich 1.978 MW mit Stand Oktober 2013 in Bau, die voraussichtlich bis 2015 fertiggestellt werden. In den Folgejahren 2016 bis 2018 wird auf Basis der derzeit im Bau befindlichen Kraftwerke kein weiterer Zuwachs an dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten erwartet. Die

Rückbauplanungen in Süddeutschland belaufen sich gemäß Unternehmensangaben im Zeitraum 2013 bis 2018 auf bis zu 7.395 MW, die zu einem negativen Saldo von bis zu 5.417 MW führen können.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Winter 2012 / 2013 wieder in ausreichendem Umfang Reservekraftwerke kontrahiert (rund 2.600 MW), um Gefahren für die Versorgungssicherheit in besonders kritischen Situationen zu verhindern. Obwohl die Kälteperiode im Winter 2012 / 2013 lange andauerte, war die Situation im Übertragungsnetz weniger angespannt als im vorangegangenen Winter 2011 / 2012, so dass lediglich am 28. Januar 2013 die Reservekraftwerke für den Folgetag angefordert worden sind.

Der für die Mittel- und Niederspannung ermittelte Wert der mittleren Nichtverfügbarkeit stieg von 15,31 Minuten (2011) auf 15,91 Minuten (2012). Dieser Anstieg kann mit einer hohen Zunahme von Rückwirkungsstörungen sowie Störungen durch Einwirkungen Dritter in der Mittelspannung begründet werden. Ein maßgeblicher Einfluss der steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität kann im Berichtsjahr 2012 ausgeschlossen werden.

1.2 Netze

Die Ergebnisse des Monitoring zum Netzausbau gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zeigen im dritten Quartal 2013 Verzögerungen bei einem Großteil der geplanten Leitungen. Von insgesamt 1.855 km EnLAG-Leitungen sind erst 268 km (dies entspricht rund 15 Prozent) realisiert. Ursprüngliches Ziel war es, einen Großteil der EnLAG-Vorhaben bis zum Jahr 2015 zu verwirklichen. Bei realistischen Schätzungen ist jedoch davon auszugehen, dass bis 2016 nur etwa 50 Prozent erreicht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben Ende 2013 mitgeteilt, dass bei einigen Vorhaben in überschaubarem Umfang Baufortschritte zu verzeichnen sind, etwa bei der Thüringer Strombrücke, bei einem Interkonnektor in Richtung Polen oder auch auf einem Teilstück zwischen Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz. Allerdings sind die betreffenden Teilabschnitte bzw. die gesamten Vorhaben noch nicht fertiggestellt.

Im Berichtsjahr 2012 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 1.152 Mio. Euro (2011: 847 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Dieser Anstieg beruht im Wesentlichen auf den Investitionen für Neubau / Ausbau / Erweiterung, die von 470 Mio. Euro (2011) auf 864 Mio. Euro (2012) angestiegen sind. Demgegenüber sanken die Investitionen und Aufwendungen der Verteilernetzbetreiber (VNB) von 6.930 Mio. Euro (2011) auf 6.005 Mio. Euro (2012). Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben, ist im Berichtsjahr 2012 erneut angestiegen.

Die strom- und spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen der ÜNB gemäß § 13 Abs. 1 EnWG, bei denen die Einspeisung von Erzeugungsanlagen und Speichern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit angepasst wird, beliefen sich im Berichtsjahr 2012 auf 7.160 Stunden. Dies entspricht einer Steigerung um 42,3 Prozent gegenüber 2011 (5.030 Stunden). Die Maßnahmen umfassten dabei im Berichtsjahr 2012 ein Gesamtvolumen von 2.566 GWh und betrafen im Wesentlichen die Regelzonen von TenneT und 50Hertz.

Darüber hinaus haben zwei ÜNB an vier Tagen über insgesamt zwölf Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Dabei erfolgte eine Reduzierung von Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 4.805 MW und insgesamt eine Arbeit von 15.594 MWh. Weiterhin haben sieben VNB an 254 Tagen über 1.649 Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Es wurden Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 87 MW und insgesamt eine Arbeit von ca. 5.935 MWh reduziert. Bei Unterstützungsmaßnahmen von dreizehn Verteilernetzbetreibern nach § 13 Abs. 2 und § 14 Abs. 1a EnWG kam es an 4 Tagen über 12 Stunden zu einer Reduktion von Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 326 MW und eine Gesamtsumme der Arbeit von ca. 4.535 MWh.

Im Vergleich zum Jahr 2011 (421 GWh) verringerte sich die Menge der Ausfallarbeit, die durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach § 11 EEG verursacht worden ist, um 8,5 Prozent auf 385 GWh. Neben einzelnen Netzausbaumaßnahmen war die insgesamt günstige Wetterlage (kein Zusammentreffen von Extremeinspeisewerten bei der Photovoltaik und der Windkraft) im Berichtsjahr 2012 mit verantwortlich für den Rückgang der durch Einspeisemanagement entstandenen Ausfallarbeit. Wie in den Vorjahren waren auch im Berichtsjahr 2012 Windkraftanlagen mit einem Anteil von 93,2 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EMM betroffen (2011: 97,4 Prozent). Der Anteil der Solaranlagen lag im Berichtsjahr 2012 bei 4,2 Prozent und hat sich somit im Vergleich zum Jahr 2011 (0,6 Prozent) versiebenfacht. Die Summe der Entschädigungszahlungen ist mit ca. 33,1 Mio. Euro (2011: 33,5 Mio. Euro) trotz des Rückgangs der Ausfallarbeit durch die Zunahme der Abregelung von Solaranlagen nahezu konstant geblieben.

Die Erlösobergrenzen der ÜNB haben sich 2013 im Vergleich zu 2012 um rund 7,81 Prozent erhöht. Die gestiegenen Erlösobergrenzen der ÜNB sind in nennenswertem Umfang durch die Mehrkosten aus Investitionsmaßnahmen bedingt. Bei den VNB führten die steigenden Erweiterungsinvestitionen zu einem Anstieg der Erlösobergrenzen von 2012 nach 2013 um 15,3 Prozent. Auf Grundlage dieser Erlösobergrenzen werden die Entgelte der einzelnen Netzgebiete kalkuliert. Insgesamt kam es bei Haushaltskunden, Industriekunden und Gewerbekunden zu einem Anstieg der Netzentgelte. Für ausgewählte Abnahmefälle in diesen drei Kundenkategorien konnten folgende Steigerungen der Netzentgelte im Vergleich des angegebenen Preisstandes zum 1. April 2013 gegenüber dem Preisstand 1. April 2012 ermittelt werden:

- Haushaltskunden: 6,52 ct/kWh (plus 0,48 ct/kWh)
- Gewerbekunden: 5,61 ct/kWh (plus 0,50 ct/kWh)
- Industriekunden: 1,79 ct/kWh (plus 0,11 ct/kWh)

Die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen der ÜNB reduzierten sich im Berichtsjahr 2012 um 60 Mio. Euro von 1.069 Mio. Euro (2011) auf 1.009 Mio. Euro (2012). Zu den Gesamtkosten tragen als Hauptkostenblöcke die Regelleistungsvorhaltung mit 417 Mio. Euro (2011: 588 Mio. Euro) und mit 354 Mio. Euro (2011: 317 Mio. Euro) die Verlustenergie bei. Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2012 gegenüber 2011 verändert. So sanken einerseits die Kosten für Regelenergie um 171 Mio. Euro, insbesondere durch die geringeren Kosten der Sekundärregelung (minus 105 Mio. Euro). Andererseits stiegen die Kosten für Blindleistung (plus 41 Mio. Euro) und die Kosten der Verlustenergie (plus 37 Mio. Euro) an.

Deutschland war im Berichtsjahr 2012 - wie in den Jahren zuvor - die Drehscheibe für den Stromaus-tausch im zentralen Verbundsystem. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität ist im Berichtsjahr 2012 weitgehend gleich geblieben. Gegenüber 2011 ist die Kapazität um 1,9 Prozent auf 21.735 MW ge-stiegen (Import- und Exportkapazitäten), im Gegensatz zu 2011, wo sie sich um 7,1 Prozent verminderte. Veränderungen ergaben sich hauptsächlich an der deutsch-polnisch-tschechischen Grenze, wo eine Zu-nahme der Exportkapazität um 40 Prozent und der Importkapazität um 14,4 Prozent zu verzeichnen war. Nach Frankreich verringerte sich die Importkapazität um 14,8 Prozent während die Exportkapazität (plus 0,4 Prozent) nahezu gleich blieb. Die Exportkapazität zu der Schweiz verringerte sich um 16,9 Prozent, während sich die Importkapazität nur gering veränderte (plus 0,8 Prozent).

Das im Berichtsjahr 2012 über die Grenzen gehandelte Volumen im realisierten Stromaustausch ist von 74 TWh (2011) auf 79,7 TWh (2012) angewachsen (plus 7,7 Prozent). Versiebenfacht hat sich hierbei der Wert der deutschen Nettostromexporte, von vormals 3,0 TWh (2011) auf 21,7 TWh (2012).

1.3 Großhandel

Funktionierende Großhandelsmärkte sind von zentraler Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitäts-bereich. Spotmärkte und Terminmärkte sind entscheidend für die Deckung des kurz- wie längerfristigen Elektrizitätsbedarfs der Versorger. Indikativ für die Liquidität, die für das Funktionieren der Märkte notwendig ist, sind die Zahl der Marktteilnehmer und die Handelsvolumina.

Die Zahl der aktiven Teilnehmer an den institutionalisierten Börsenmarktplätzen im Berichtsjahr ent-spricht insgesamt betrachtet in etwa dem Niveau des Vorjahres. Zudem übernehmen Market Maker eine ausdrücklich liquiditätsfördernde Funktion im Börsengeschehen.

Am börslichen Spotmarkt der EPEX SPOT ist das Handelsvolumen (Day-Ahead Auktionen) gegenüber dem Vorjahr insgesamt um etwa neun Prozent gestiegen. Der Anteil preisunabhängiger Gebote der ÜNB, die diese maßgeblich zur Vermarktung von EEG-Elektrizitätsmengen nutzen, hat gegenüber dem Vorjahr abgenommen. Dies ist eine Folge der verstärkten Direktvermarktung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen. Auch am börslichen Spotmarkt der EXAA ist das Handelsvolumen (Day-Ahead Auktio-nen) gestiegen. Gegenüber dem Vorjahr sind die mittleren Preise an den börslichen Spotmärkten um rund 15 Prozent (Peak) bzw. 17 Prozent (Base) gesunken.

Am börslichen Terminmarkt der EEX ist das Handelsvolumen im unmittelbar börslichen Geschäft ge-genüber dem Vorjahr leicht rückläufig, im OTC-Clearing (ausgenommen Optionen) ist es stärker rückläu-fig. Die Jahresdurchschnittspreise bei Standardprodukten (Frontjahresfuture) sind gesunken; dabei haben sich die Preise für Base (49,30 Euro/MWh, gegenüber 56,08 Euro/MWh in 2011) und Peak (60,86 Eu-ro/MWh, gegenüber 69,03 Euro/MWh in 2011) weiter angenähert.

Das Handelsvolumen des bilateralen, also außerbörslichen Großhandels ist jedenfalls bei Termingeschäf-ten um ein Vielfaches höher als das Handelsvolumen entsprechender Geschäfte an der Börse. Im Kurz-frist- und im Terminhandel ist eine hohe Zahl von Teilnehmern aktiv, die auch als Lieferanten an End-kunden tätig sind. Viele dieser Marktteilnehmer beschränken ihre Aktivitäten im Terminmarkt auf die Beschaffung der absatzseitig zur Endkundenversorgung benötigten Elektrizität. Für Großhandelsteil-nehmer, die nicht Endkunden beliefern, spielen Brokerplattformen eine große Rolle.

Die Energiebörsen haben in jüngster Zeit mehrere neue Produkte entwickelt und eingeführt, die direkt oder indirekt die Integration von Elektrizität, die (nachweislich) aus Erneuerbaren Energien stammt, in den wettbewerblichen Markt fördern können.

1.4 Einzelhandel

Im Endkundenmarkt haben sich die Auswahloptionen von Verbrauchern zwischen verschiedenen Elektrizitätslieferanten nochmalig leicht erhöht. Letztverbraucher konnten im Berichtsjahr 2012 im Durchschnitt zwischen 88 Anbietern je Netzgebiet wählen. Für das Kundensegment der Haushaltskunden betrug der Durchschnitt 72 Anbieter.

Auf Grundlage der erhobenen Daten ist die Zahl der Lieferantenwechsel im Vergleich zum Vorjahr 2011 zurückgegangen. Von 2,8 Mio. Letztverbrauchern, die im Jahr 2012 den Lieferanten gewechselt haben, gehören 206.000 zu den Industrie- und Gewerbekunden. Der scheinbare Rückgang in der Zahl der Lieferantenwechsel im Bereich der Haushaltskunden stellt sich als leichter Anstieg dar, wenn der Wert für 2011 um die Fälle bereinigt wird, bei denen der Wechsel automatisch (Rückfall zunächst in die Ersatzversorgung) durch die Insolvenz eines großen Lieferanten im Jahr 2011 ausgelöst wurde. Die Zuwachsrate an Wechseln gegenüber den Vorjahren hat sich verringert. Die mengenmäßige Wechselquote im Segment der Haushaltskunden beträgt 7,8 Prozent, im Bereich der Gewerbekunden 11,2 Prozent und bei den Industriekunden 11,1 Prozent.

Die Vertragsstruktur bei den Haushaltskunden zeigt, dass eine relative Mehrheit von 43,2 Prozent über einen Sondervertrag bei dem lokalen Grundversorger verfügt. 36,7 Prozent der Haushaltskunden befinden sich in der klassischen Grundversorgung. Ein Fünftel aller Kunden wird von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert. Die, insgesamt betrachtet, nach wie vor starke Stellung der Grundversorger in ihren jeweiligen Versorgungsgebieten hat im Berichtsjahr abgenommen. Bei den Industrie- und Gewerbekunden stellt sich das Bild anders dar. Hier befinden sich lediglich 2,1 Prozent in der Grundversorgung. 39,3 Prozent dieses Endkundensegments verfügen über einen Sondervertrag mit dem örtlichen Grundversorger. 58,6 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden werden durch andere Lieferanten als dem Grundversorger beliefert.

Die Zahl der Versorgungsunterbrechungen von Haushaltskunden in der Grundversorgung hat sich gegenüber dem Vorjahr leicht auf 321.539 erhöht. Das im letzten Monitoringbericht ermittelte Verhältnis zwischen Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Unterbrechungen hat sich im Monitoringbericht 2013 bestätigt.

Die Endkundenpreise sind im Berichtszeitraum deutlich angestiegen. Bei den Gewerbekunden ist eine durchschnittliche Steigerung des Gesamtpreises um 11,9 Prozent auf 26,74 ct/kWh zu beobachten. Der durchschnittliche Gesamtpreis für Industriekunden stieg im Vergleich zu den anderen Kundensegmenten etwas weniger stark. Er erhöhte sich durchschnittlich um 8,8 Prozent auf nunmehr 17,17 ct/kWh. Die höchsten Preissteigerungen sind im Haushaltskundensegment zu verzeichnen. Hier ist gegenüber dem Jahr 2012 mit Stichtag 1. April 2013 der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung um 13,2 Prozent auf 30,11 ct/kWh angestiegen. Dies ist der höchste Anstieg innerhalb von sieben Jahren. Preisanstiege sind auch in den anderen Abnahmegruppen – Sondervertrag beim Grundversorger, Sondervertrag bei einem dritten Lieferanten (Lieferantenwechsel) – zu beobachten. Der Strompreis bei

einem Vertragswechsel beträgt durchschnittlich 29,09 ct/kWh und im Falle eines Lieferantenwechsels 27,94 ct/kWh. Als über alle drei Tarife mengengewichteter Mittelwert für 2013 ergibt sich ein Betrag von 29,38 ct/kWh. Die Preissteigerungen sind im Wesentlichen auf den Anstieg staatlich determinierter Preisbestandteile zurückzuführen¹. Vor allem die Erhöhung der EEG-Umlage auf 5,28 ct/kWh hat sich erheblich auf die Endkundenpreise ausgewirkt. Der Anteil dieser Umlage am gemittelten Gesamtpreis beträgt mittlerweile 18 Prozent.

Auf Grundlage der Datenerhebung konnte im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden ein Rückgang des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“, sowie eine Weitergabe der gesunkenen Großhandelspreise an die Endkunden festgestellt werden. Bei den Haushaltskunden wurde ein Rückgang des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ nur in der Tarifkategorie des Lieferantenwechsels ermittelt. Kosteneinsparungen lassen sich für Verbraucher durch einen Vertragswechsel und in noch stärkerem Maße durch einen Lieferantenwechsel erzielen. Auch durch Lieferanten gewährte Sonderbonifikationen ergibt sich ein weiterer Wechselanreiz für den Endkunden.

Im Bereich der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen ist für das Jahr 2012 festzustellen, dass die Belieferung der Letztverbraucher zu 98 Prozent über den Grundversorger der Region erfolgte. Es gibt aber Wettbewerber, die überregional tätig sind. Ein Wechsel des Versorgers ist bislang mit vergleichsweise hohen Suchkosten für den Kunden verbunden. Diese aus Kundensicht unbefriedigende Situation kann sich durch die Ausweitung der Informationsangebote von Internet-Portalen zur Verbraucherberatung, die im laufenden Jahr zu beobachten ist, ändern.

Im Ökostromsegment ist weiterhin von einem Zuwachs auszugehen. Für das Jahr 2012 entspricht der Anteil an der gesamten Elektrizitätsabgabemenge inzwischen zehn Prozent, der Anteil von Ökostromkunden an der Gesamtanzahl von Letztverbrauchern beträgt rund 15 Prozent.

¹ Siehe Kapitel I.H.4.2 Haushaltskunden ab Seite 144 für eine detaillierte Darstellung der Einzelhandelspreise sowie einzelner Preisbestandteile.

2. Marktübersicht

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2012

Netzstrukturdaten 2012	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	806	810
Stromkreislänge (in km)	34.841	1.753.290	1.788.131
davon Höchstspannung	34.780	490	35.270
davon Hochspannung	61	95.364	95.425
davon Mittelspannung	0	507.953	507.953
davon Niederspannung	0	1.149.973	1.149.973
Trassenlänge (in km)	17.961		
davon Höchstspannung	17.454		
davon Hochspannung	507		
Letztverbraucher (Zählpunkte)	649	48.769.032	48.769.681
davon Industrie- und Gewerbekunden	509	3.046.244	3.046.753
davon Haushaltskunden	140	45.722.788	45.722.928

Tabelle 2: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2006 bis 2013

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Übertragungsnetzbetreiber	4	4	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber	876	877	855	862	866	869	883	888
davon Verteilernetz- betreiber mit weniger als 100.000 ange- schlossenen Kunden	799	799	779	787	790	793	807	812

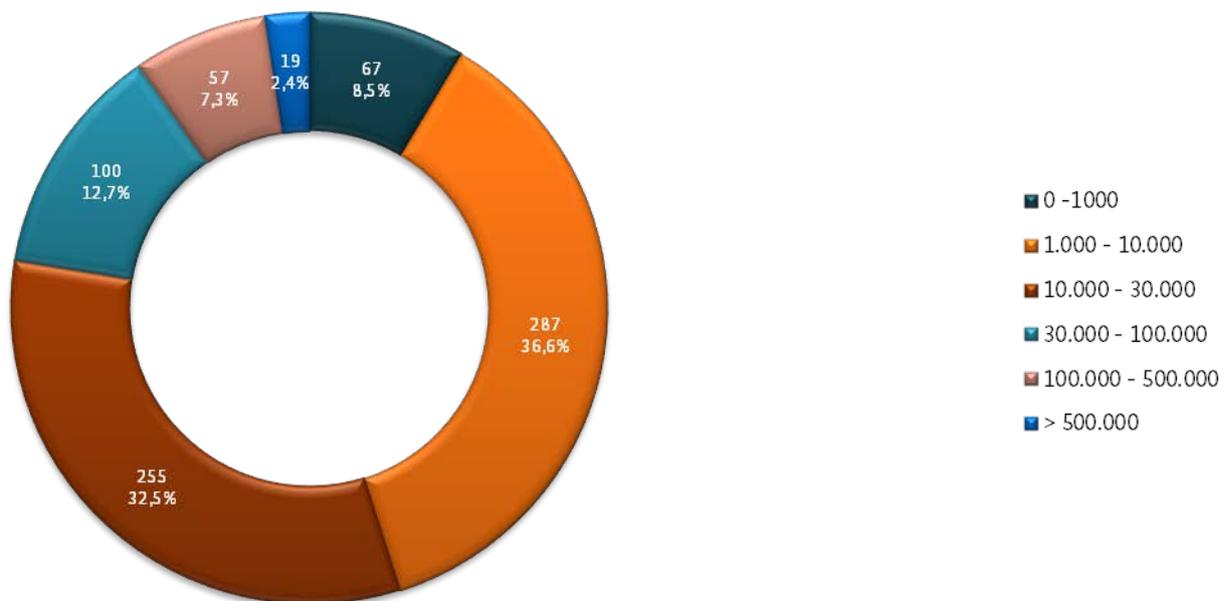
Tabelle 3: Markt- und Netzbilanz von 2012²

Markt- und Netzbilanz 2012	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2012			178,3
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			102,6
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			75,6
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			71,0
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge) 2012			576,6
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			437,7
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			138,9
nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			118,3
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) 2012			32,8
Netzverluste (in TWh)	6,2	17,2	23,4
davon Höchstspannung	4,9	0	4,9
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,3	2,8	4,1
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0	5,4	5,4
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0	9	9
Grenzüberschreitender Handel (in TWh) (Realisierte Verbund austauschfahrpläne)			79,7
davon Importe			29
davon Exporte			50,7
Entnahmemengen (in TWh)	42,1	469,9	512
davon Industrie- und Gewerbekunden	32,9	344,3	377,2
davon Haushaltskunden	0	124,5	124,5
davon Pumpspeicher	9,2	1,1	10,3

² Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Der Endkundenmarkt im Elektrizitätsbereich ist in absoluten Zahlen nach wie vor von einer starken regionalen Struktur geprägt. Mehr als drei Viertel aller Netzbetreiber in Deutschland versorgen in ihrem Netzgebiet weniger als 30.000 Zählpunkte. Auf die Gruppe der VNBs mit 1.000 bis 10.000 Zählpunkten entfällt mit 37 Prozent der größte Anteil. Große Netzbetreiber (über 100.000 Zählpunkten) kommen auf einen Anteil von neun Prozent an der Gesamtzahl aller Netzbetreiber. Auf diese Unternehmen entfallen jedoch mit 347 TWh rund 70 Prozent der gesamten Elektrizitätsentnahmemenge und sie versorgen über 77 Prozent³ aller Zählpunkte. Die meisten VNB in Deutschland sind also kleine Unternehmen mit wenigen Zählpunkten. Diese haben einen verhältnismäßig geringen Anteil an der Elektrizitätsentnahmemenge, während wenige große Netzbetreiber von den Zählpunkten und der Menge her betrachtet, die größten Anteile auf sich vereinigen.

Abbildung 1: Netzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte



Am Monitoring 2013 haben sich die vier deutschen ÜNB beteiligt. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der ÜNB betrug zum 31. Dezember 2012 in der Höchstspannungsebene 34.780 km und in der Hochspannungsebene 61 km. Insgesamt belief sich die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB auf insgesamt 649. Davon wiesen 509 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 649 (Stand: 31. Dezember 2012) an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher betrug 32,9 TWh.

³ In absoluten Zahlen: rund. 37,7 Mio. Zählpunkte

Mit Stand 16. September 2013 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 888 VNB Elektrizität erfasst. Davon haben sich 806 VNB am Monitoring 2013 der Bundesnetzagentur beteiligt. Diese VNB weisen eine Entnahmemenge der Letztverbraucher von 468,8 TWh auf.

Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der am Monitoring 2013 teilnehmenden VNB summierte sich zum 31. Dezember 2012 auf 1.753.290 km. Auf allen Netzebenen wurden insgesamt 48.769.681 Zählpunkte beliefert. In den Netzgebieten der VNB Elektrizität betrug die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 insgesamt 48.769.032. Davon wiesen 419.921 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Insgesamt sind 45.722.788 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen.

Im Bereich der Elektrizitätsgroßhändler und -lieferanten haben sich 1.065 Unternehmen am Monitoring 2013 der Bundesnetzagentur beteiligt. Von diesen sind 53 Unternehmen ausschließlich als Großhändler, die keine Letztverbraucher beliefern und 895 als Lieferanten tätig. Als Lieferant und Großhändler sind 117 tätig. Die von den Lieferanten angegebenen Abgabemengen an Letztverbraucher betragen im Berichtsjahr 2012 insgesamt 448,2 TWh.

Für die Entnahmemenge Elektrizität von Letztverbrauchern in den Netzbereichen der erfassten ÜNB und VNB sowie für die Abgabemengen der erfassten Lieferanten haben sich die in der nachstehenden Tabelle aufgeführten Werte für das Berichtsjahr 2012 ergeben. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der einzelnen Kategorien für die gesamte Entnahme- bzw. Abgabemenge an Letztverbraucher.

Die Gesamtelektrizitätsentnahmemenge in Deutschland stieg 2012 zum Vorjahr um 7,2 TWh an. Dies entspricht einer Erhöhung um 1,4 Prozent. Obwohl die Anzahl großer Industriekunden gering ist, wurden von dieser Kundenkategorie 48,3 Prozent der Gesamtelektrizität in Deutschland entnommen. Damit stieg die Entnahmemenge der Industriekunden im Vergleich zum Vorjahr um 0,5 Prozent. Kleinere Gewerbe- und Industriekunden hatten 2012 einen Anteil von 26,9 Prozent an der Gesamtentnahmemenge. Hier ist eine leichte Steigerung der Entnahmemenge von 0,1 Prozent zu erkennen. Die Kategorie Haushaltskunden, welche anzahlmäßig die größte Kundengruppe darstellt, entnahm 2012 etwa 24,8 Prozent der Gesamtelektrizitätsmenge und damit 0,6 Prozent weniger als im Vorjahr.

Tabelle 4: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB⁴

Kategorie	Elektrizitäts- entnahmemengen VNB/ÜNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	124,5	24,8	125,8	28,1
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	134,8	26,9	109,3	24,4
> 2GWh/Jahr	242,4	48,3	213,0	47,5
Gesamt	501,7	100	448,2	100

Anteile der größten Unternehmen (Dominanzmethode)

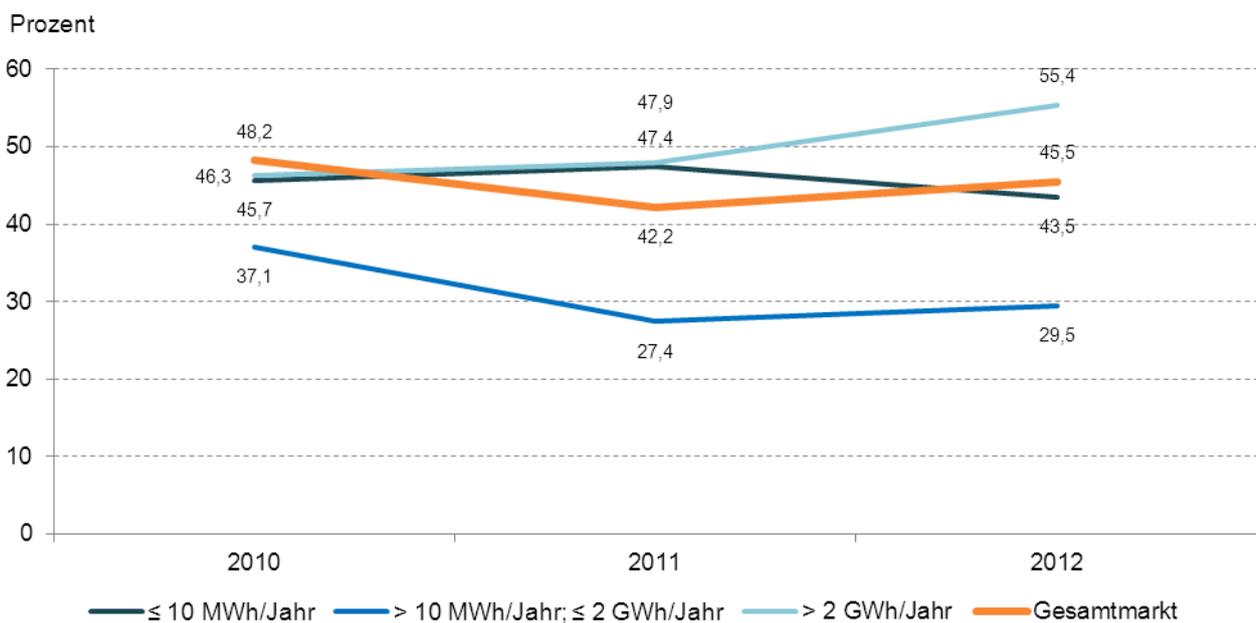
Bei Anwendung der Dominanzmethode weisen die vier größten Lieferanten im Berichtsjahr 2012 eine Elektrizitätsabgabe von insgesamt 228,1 TWh an Letztverbraucher in Deutschland auf. Dies entspricht einem Anteil von ca. 45,5 Prozent an der gesamten Elektrizitätsentnahmemenge aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung in Höhe von 501,7 TWh. Gegenüber dem Berichtsjahr 2011 ist dies ein anteilmäßiger Anstieg um ca. drei Prozentpunkte. Im Bereich der Haushaltskunden (Kategorie ≤ 10 MWh/Jahr) sind Rückgänge zu verzeichnen, während sich Mengen und Anteile im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden (Kategorie > 10 MWh/Jahr) erhöht haben. Vor allem im Bereich der Industriekunden (Kategorie > 2 GWh/Jahr) können die vier größten Lieferanten Zuwächse verbuchen. Bei der Dominanzmethode werden die Abgabemengen der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen dem beherrschenden Unternehmen (Stand der Beteiligungsverhältnisse zum Zeitpunkt der Berichtserstellung) zugeordnet. Nachfolgend sind die Marktanteile der jeweils größten vier Unternehmen in den untersuchten Einzelbereichen des Elektrizitätsmarktes dargestellt.

⁴ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Tabelle 5: Anteile der vier größten Unternehmen an den einzelnen Sektoren des Strommarktes 2011-2012

Bereich	Elektrizitätsentnahmemenge VNB/ÜNB in TWh		Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh		Anteile an der Summe in Prozent	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012
≤ 10 MWh/Jahr	125,6	124,5	59,5	54,1	47,4	43,5
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	132,7	134,8	36,3	39,8	27,4	29,5
> 2 GWh/Jahr	236,2	242,4	113,1	134,2	47,9	55,4
Gesamt	494,5	501,7	208,9	228,1	42,2	45,5

Abbildung 2: Anteile der vier größten Unternehmen an den einzelnen Sektoren des Strommarktes



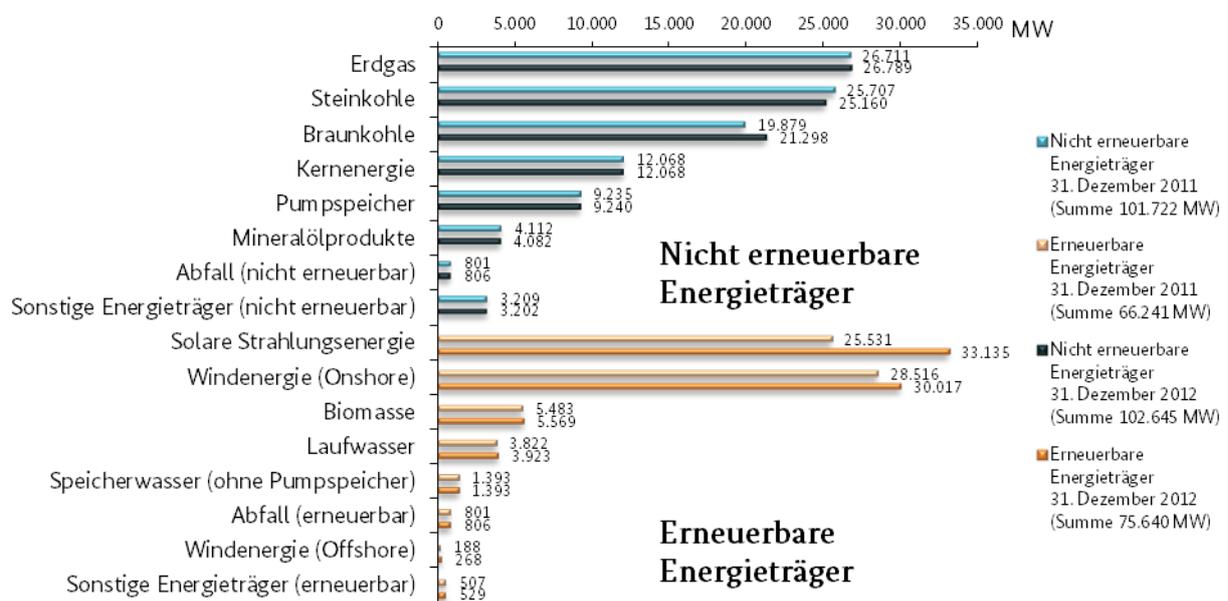
B Erzeugung / Versorgungssicherheit

1. Erzeugung

1.1 Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches

Der Erzeugungsbereich war im Berichtsjahr 2012 wiederum durch einen starken Zuwachs der erneuerbaren Energieträger gekennzeichnet, vorrangig durch den Ausbau der Solarenergie um 7,6 GW. Weitere nennenswerte Zuwächse waren bei Wind Onshore mit plus 1,5 GW sowie bei Braunkohle mit plus 1,4 GW zu verzeichnen. Insgesamt betrug der Zuwachs von Erzeugungsanlagen mit erneuerbaren Energieträgern 9,4 GW und von nicht erneuerbaren Energieträgern 0,9 GW. Die installierten Gesamterzeugungskapazitäten (Nettowerte) stiegen damit um 10,3 GW von 168,0 GW (31. Dezember 2011) auf 178,3 GW zum 31. Dezember 2012 an⁵.

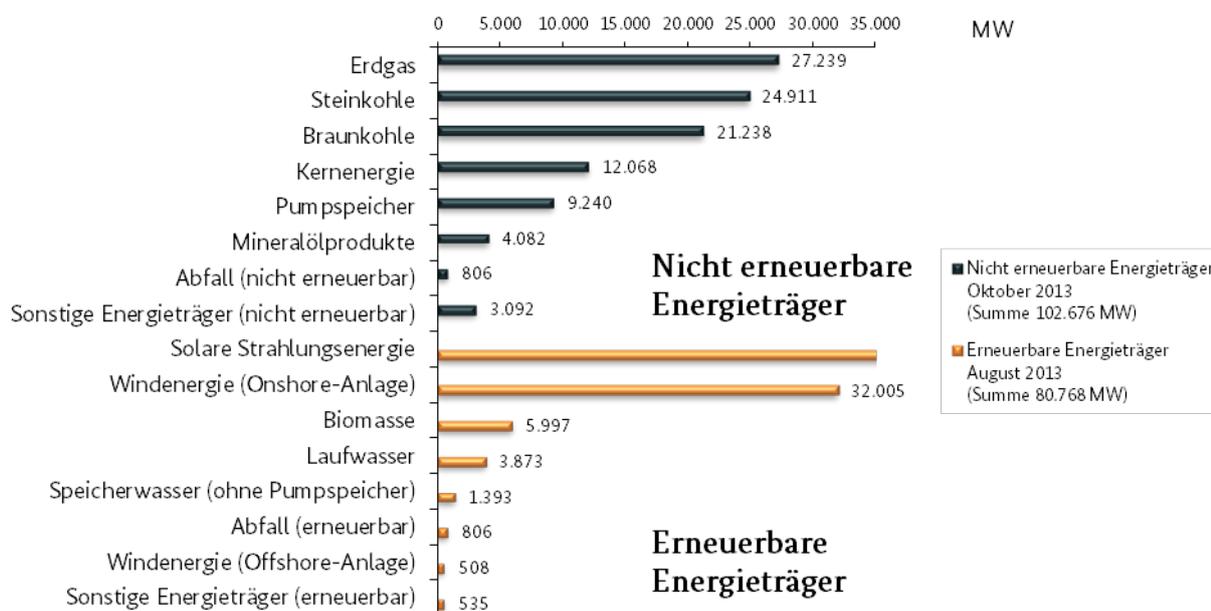
Abbildung 3: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand 31. Dezember 2011 / 31. Dezember 2012)



⁵ Die Daten zum Erzeugungsbereich beinhalten erstmals auch Daten zu Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW, insgesamt ca. 3,5 GW. Zudem wurden die Erzeugungsanlagen mit mehreren Energieträgern in der Auswertung einem Hauptenergieträger zugeordnet. In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen (Pumpspeicher, Lauf- und Speicherwasser) in Luxemburg, Frankreich, Schweiz und Österreich sind ebenfalls enthalten.

Mit Stand Oktober 2013 (Nicht-EEG) bzw. August 2013 (EEG) sind insgesamt 102,7 GW den nicht erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen und 80,8 GW den erneuerbaren Energieträgern. Der weitere Zuwachs bei den erneuerbaren Energieträgern basiert auf Solarer Strahlungsenergie mit einem Plus von 2,5 GW gegenüber dem 31. Dezember 2012, der auf einen deutlich verlangsamten Zubau gegenüber dem Berichtsjahr 2012 hinweist. Zudem ist bei Wind Onshore ein Zuwachs um 2,0 GW festzustellen

Abbildung 4: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2013 (Nicht-EEG) bzw. August 2013 (EEG))



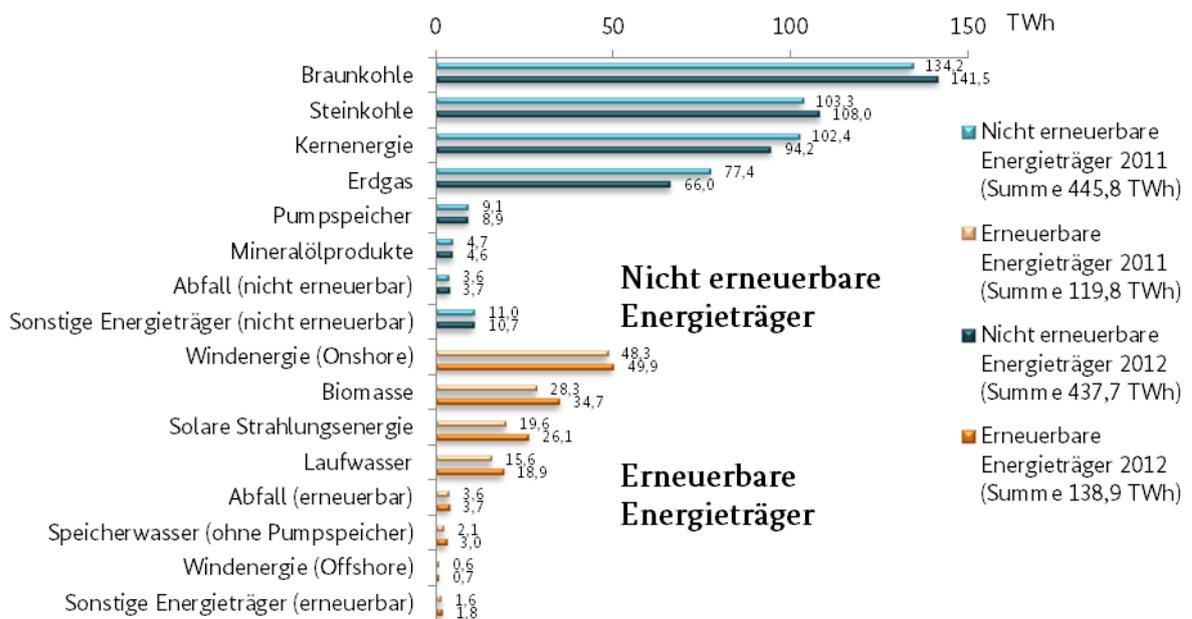
Bei den nicht erneuerbaren Energieträgern war die Stromerzeugung im Berichtsjahr 2012 durch eine Zunahme der Kohleverstromung geprägt. So stiegen die Erzeugungsmengen bei Braunkohle um 7,2 TWh und bei Steinkohle um 4,7 TWh an. Demgegenüber nahm die Stromerzeugung mit Erdgas um 11,4 TWh und mit Kernenergie um 8,2 TWh ab. Insgesamt sank die Stromerzeugung aus nicht erneuerbaren Energieträgern im Berichtsjahr 2012 um 8,1 TWh von 445,8 TWh (2011) auf 437,7 TWh⁶.

Demgegenüber stieg die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger um 19,1 TWh von 119,8 TWh (2011) auf 138,9 TWh (2012). Bei den Energieträgern Solare Strahlungsenergie (plus 6,5 TWh) und Biomasse (plus 6,3 TWh) sind hier die Hauptzuwächse zu verzeichnen. Ebenfalls zugenommen hat die Stromerzeugung durch Laufwasserkraft um 3,4 TWh.

⁶ Bei den Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW liegen nur Daten zur Stromerzeugungsmenge 2012 vor, insgesamt 7,3 TWh. Zur Herstellung der Vergleichbarkeit der Gesamterzeugungsdaten von 2012 mit den Daten von 2011 wurden diese Mengen auch für 2011 angenommen.

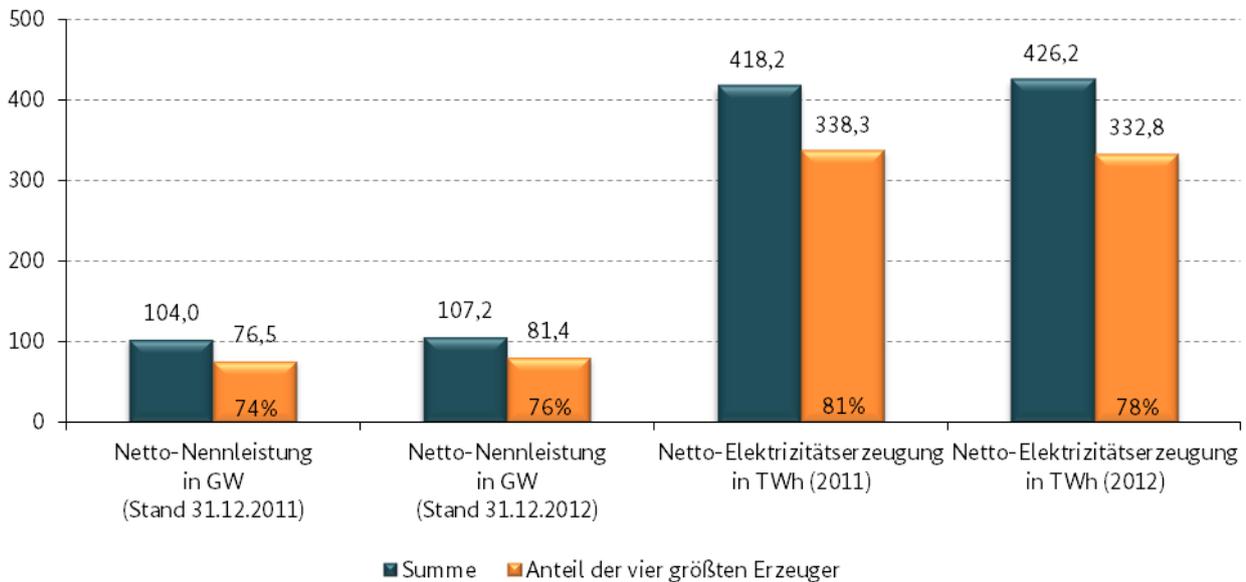
Insgesamt betrug die Netto-Stromerzeugungsmenge 576,6 TWh im Berichtsjahr 2012, ein Anstieg um 11,0 TWh gegenüber 565,6 TWh im Jahr 2011.

Abbildung 5: Summe Nettostromerzeugung 2011 / 2012



Zum 31. Dezember 2012 beträgt der Gesamtwert der installierten Erzeugungskapazitäten 178,3 GW. Hiervon sind 71,0 GW nach EEG vergütungsfähig und 107,2 GW nicht nach EEG vergütungsfähig. Der mit der Dominanzmethode ermittelte Anteil der vier größten Erzeuger bezogen auf die nicht nach EEG vergütungsfähigen Kapazitäten betrug zum 31. Dezember 2012 ca. 76 Prozent (81,4 GW). Dies entspricht einem Zuwachs um zwei Prozentpunkte im marktgeführten Erzeugungsbereich gegenüber dem Stand zum 31. Dezember 2011.

Abbildung 6: Nicht EEG-vergütungsfähige Erzeugungskapazitäten und Einspeisungen in Netze der Allgemeinen Versorgung mit Anteilen der vier größten Erzeuger

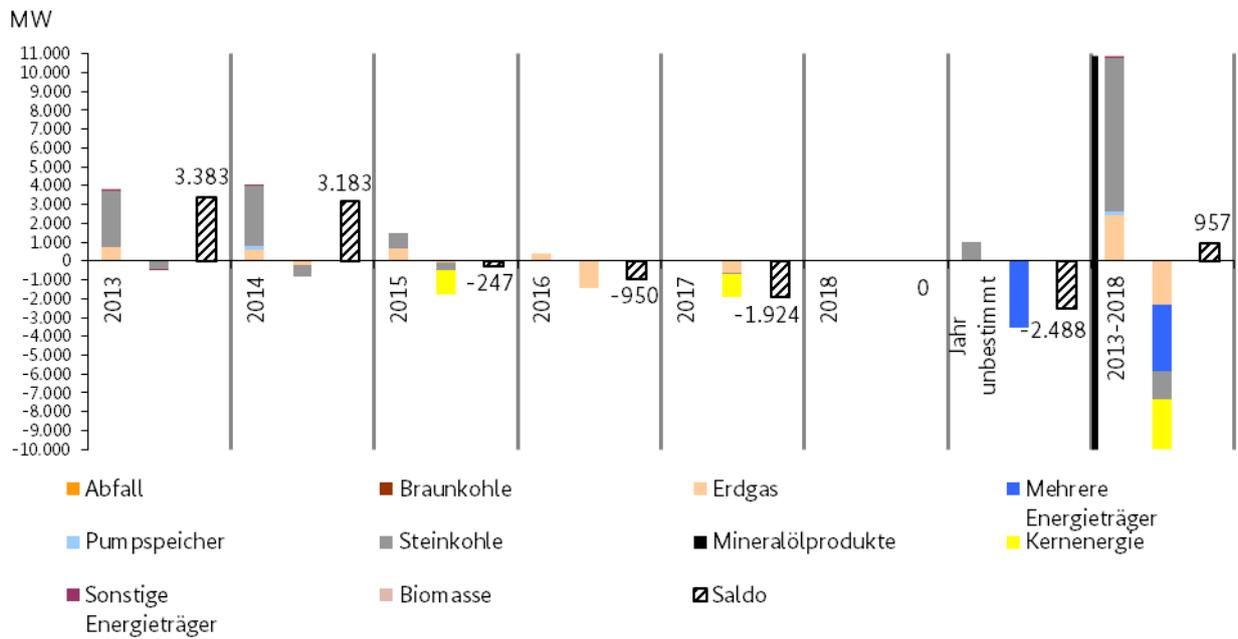


Von der gesamten Stromerzeugungsmenge im Berichtsjahr 2012 (576,6 TWh) sind 118,3 TWh nach EEG vergütungsfähig und 458,3 TWh nicht nach EEG vergütungsfähig. Dabei wurden von den 458,3 TWh in die Netze der Allgemeinen Versorgung 426,2 TWh eingespeist. Hier beträgt der Anteil der vier größten Erzeuger ca. 78 Prozent (332,8 TWh), das einem Rückgang bei der marktgeführten Erzeugungsmenge um drei Prozentpunkte gegenüber 2011 entspricht.

1.2 Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten

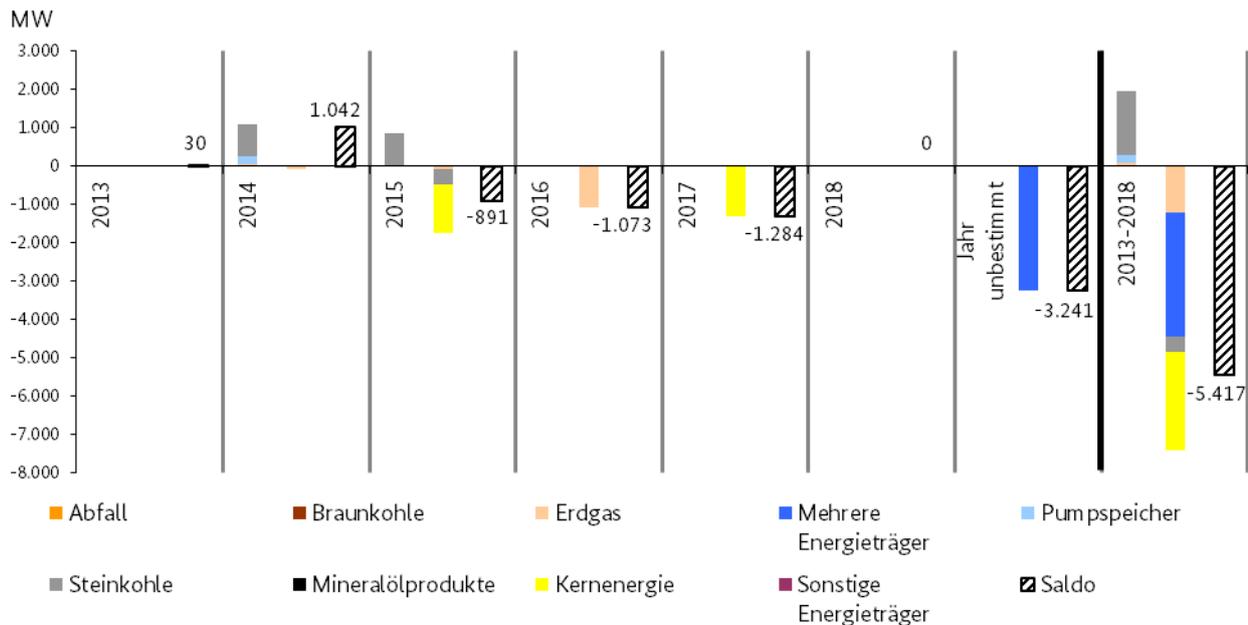
Bei dem folgenden Ausblick zur Entwicklung der für die Versorgungssicherheit bedeutsamen Energieträger, die dargebotsunabhängig sind (d. h. ohne Solar, Wasser und Wind), werden nur derzeit im Bau befindliche Erzeugungsanlagen berücksichtigt.

Abbildung 7: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Bundesweite Plandaten 2013-2018 für Netto-Nennleistungen, Stand: Oktober 2013)



Bundesweit befinden sich derzeit 10.898 MW an dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten in Bau, die nach Unternehmensplanungen bis 2016 fertiggestellt sind. Demgegenüber planen die Unternehmen bis 2018 aktuell einen Rückbau von bis zu 9.941 MW. Hieraus kann bundesweit ein positiver Saldo von 957 MW zum 31. Dezember 2018 erwartet werden.

Abbildung 8: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher 2013-2018, Netto-Nennleistungen, Stand: Oktober 2013)



In Süddeutschland befinden sich derzeit 1.978 MW in Bau, die voraussichtlich bis 2015 fertiggestellt werden. In den Folgejahren 2016 bis 2018 wird auf Basis der derzeit im Bau befindlichen Kraftwerke kein weiterer Zuwachs an dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten erwartet. Die Rückbauplanungen in Süddeutschland belaufen sich gemäß Unternehmensangaben im Zeitraum 2013 bis 2018 aktuell auf bis zu 7.395 MW. Hieraus kann sich ein negativer Saldo von bis zu 5.417 MW ergeben.

1.3 Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung

Zum 31. Dezember 2012 belief sich die gesamte installierte Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen in Deutschland auf ca. 71,0 GW (31. Dezember 2011: ca. 61,7 GW). Die installierte Leistung aller EEG vergütungsfähigen Anlagen ist damit 2012 um ca. 9,4 GW angestiegen. Dies entspricht einem relativen Zuwachs von ca. 15 Prozent in einem Jahr.

Die Werte der installierten EEG-Leistung leiten sich aus der von der Bundesnetzagentur im Internet veröffentlichten Kraftwerksliste⁷ ab.

⁷ Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Abbildung 9: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2012

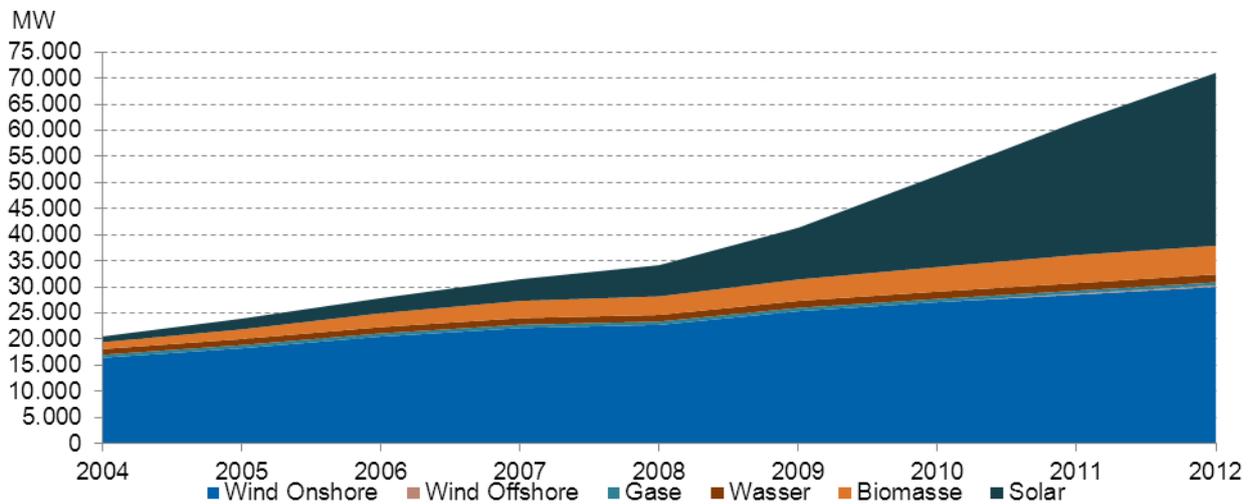


Tabelle 6: Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)

	Gesamt in 2012 in MW	Gesamt in 2011 in MW	Zuwachs/Rückgang im Vergleich zu 2011 in Prozent
Wasserkraft	1.529	1.428	7,1
Gase	606	595	1,8
Biomasse	5.469	5.384	1,6
Geothermie	12	8	50,0
Wind Onshore	30.017	28.516	5,3
Wind Offshore	268	188	42,6
Solar	33.135	25.531	29,8
Gesamt	71.036	61.650	15,2

Im Berichtsjahr 2012 war erneut ein starker Zubau bei den Solaranlagen zu verzeichnen. Es wurden Anlagen mit einer Leistung von ca. 7,6 GW neu installiert (2011: ca. 7,4 GW). Daraus leitet sich eine Steigerungsrate bei den Solaranlagen von etwa 29,8 Prozent im Berichtsjahr 2012 ab. Die installierte Leistung von Windkraftanlagen Onshore nahm 2012 um ca. 1,5 GW zu, was einer Steigerungsrate von 5,3 Prozent entspricht. Der Zuwachs von Windkraftanlagen Offshore betrug ca. 80 MW, die Steigerungsrate damit 42,6 Prozent.

Die Vergütung der in das öffentliche Elektrizitätsnetz 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 2012 gibt neben den absoluten Zahlen die relative Veränderung gegenüber dem Jahr 2011 wieder. Die Werte entstammen den testierten Jahresendabrechnungen der ÜNB.

Tabelle 7: Eingespeiste nach dem EEG vergütete Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger 2012

Energieträger		Summe 2012	Veränderung gegenüber 2011 in Prozent
Wasser	GWh	2.724	13,7
	Mio. Euro	270	17,1
Gase ⁸	GWh	578	18,7
	Mio. Euro	42	16,1
Biomasse	GWh	24.353	4,2
	Mio. Euro	4.872	8,8
Geothermie	GWh	25	33,5
	Mio. Euro	6	38,4
Wind Onshore	GWh	14.302	-68,2
	Mio. Euro	1.310	-68,5
Wind Offshore	GWh	82	-85,6
	Mio. Euro	12	-0,9
Solar	GWh	24.369	26,0
	Mio. Euro	8.904 ⁹	14,6
Gesamt	GWh	66.434	-27,2
	Mio. Euro	15.416	-8,0

⁸ Klär-, Deponie- und Grubengas

⁹ Inkl. Zahlungen für selbstverbrauchten Solarstrom nach § 33 Abs. 2 EEG 2009. Es wurden ca. 102 Mio. Euro für 734 GWh im Jahr 2012 ausgezahlt. Der sogenannte Eigenverbrauchsbonus für selbstverbrauchten Strom aus Solaranlagen wurde mit der PV-Novelle am 1. April 2012 im aktuelle EEG 2012 abgeschafft. Für PV-Anlagen, die noch unter die Eigenverbrauchsbonus-Regelung gefallen sind, wird dieser Bonus für den gesamten Vergütungszeitraum von zwanzig Jahren gewährt.

Die im Berichtsjahr 2012 insgesamt eingespeiste Jahresarbeit von Anlagen in fester Einspeisevergütung betrug 66.434 GWh (2011: 91.227 GWh) und die an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung in Summe 15.416 Mio. Euro (2011: 16.763 Mio. Euro). Dies bedeutet nicht, dass die von den EEG-Anlagen produzierte und eingespeiste Strommenge geringer wurde. Vielmehr ist der Rückgang auf den Wechsel der Vermarktungsform von der festen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung zurückzuführen. Folglich ist zwar die Einspeisung aller EEG-Anlagen mit fester Einspeisevergütung von 2011 auf 2012 um ca. 27 Prozent und die Gesamtvergütung um ca. acht Prozent gefallen, die Mengen in der Direktvermarktung in 2012, besonders bei dem Energieträger Wind, dagegen spürbar gestiegen (siehe folgenden Abschnitt).

Abbildung 10: Eingespeiste nach EEG vergütete Jahresarbeit in 2012 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2011). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

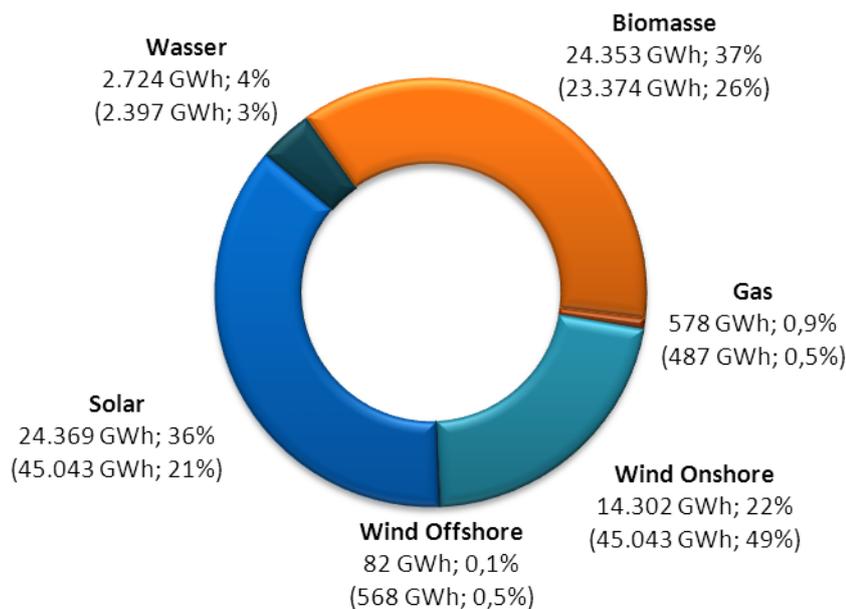
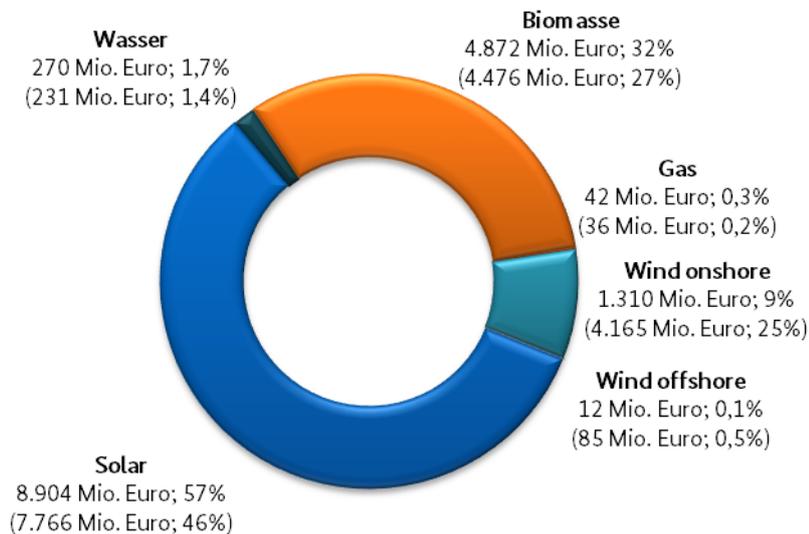


Abbildung 11: EEG-Einspeisevergütung 2012 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2011). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.¹⁰



Durch den dargestellten sehr starken Zubau bei der installierten Leistung Solar in 2012 sind sowohl die eingespeiste Jahresarbeit mit absolut 24.369 GWh (2011: 19.339 GWh) als auch die gezahlten Vergütungen mit absolut 8.904 Mio. Euro (2011: 7.766 Mio. Euro) im Vergleich zum Jahr 2011 nochmals deutlich angestiegen. Die Direktvermarktung spielte bei diesem Energieträger nur eine untergeordnete Rolle. Die Solarenergie nahm mit einem Anteil von 57 Prozent den mit Abstand größten Anteil an den EEG-Vergütungszahlungen in Anspruch.

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. In den Jahren 2009 bis 2011 hatten Anlagenbetreiber nur zögerlich den Weg in die Direktvermarktung gewählt. Im Berichtsjahr 2012 konnten die Anlagenbetreiber nach § 33b EEG unter drei verschiedenen Formen der Direktvermarktung wählen: mit Inanspruchnahme der Marktprämie, zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage oder als sonstige Direktvermarktung. Die direkt vermarktete EEG-Menge in Summe ist mit ca. 51.163 GWh im Vergleich zu 2011 (11.650 GWh) um mehr als das Vierfache angestiegen. Damit wurden 2012 etwas mehr als 43 Prozent aller erzeugten EEG-Mengen direkt vermarktet. Dominierender Energieträger bei der Direktvermarktung war 2012 die

¹⁰ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Windenergie Onshore mit einem Anteil von knapp 70 Prozent. Darüber hinaus entfiel ein bedeutender Anteil wie im Jahr zuvor auf die Biomasse (19 Prozent).

Tabelle 8: Direkt vermarktete Strommengen nach § 33b EEG im Jahr 2012¹¹

Energieträger	Marktprämie in GWh	Grünstrom- privileg in GWh	Sonstige Direktver- marktung in GWh	Gesamte direkt ver- marktete Strommenge in GWh	Anteil an der gesamten Direktver- marktung in Prozent
Wasserkraft	1.880	569	244	2.693	5,26
Deponie-, Klär- und Grubengas	139	1.049	2	1.191	2,33
Biomasse	9.891	74	2	9.967	19,48
Geothermie	0	0	0	0	0,00
Windkraft Onshore	34.315	1.169	163	35.647	69,67
Windkraft Offshore	640	0	0	640	1,25
Solar	1.025	0	1	1.025	2,00
Gesamt	47.890	2.861	411	51.163	100

Der Grund für den Anstieg der Direktvermarktung ist die starke Inanspruchnahme der Marktprämie. Insgesamt wurden im Berichtsjahr 2012 ca. 3.701,6 Mio. Euro Marktprämie an Anlagenbetreiber ausbezahlt. Die größten Anteile entfielen mit 2.314,9 Mio. Euro (62,5 Prozent) auf Wind Onshore und ca. 969,9 Mio. Euro (26,2 Prozent) auf Biomasse. Die gesamte Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen betrug 2012 etwa 0,6 Mio. Euro. Damit ergibt sich für das Jahr 2012 eine gesamte Auszahlung von Markt- und Flexibilitätsprämie in Höhe von 3.702,2 Mio. Euro. Da der Gesetzgeber die Anforderungen an die Erfüllung des Grünstromprivilegs im Jahr 2012 deutlich verschärft hat, spielte diese Vermarktungsform im Gegensatz zu 2011 nur eine untergeordnete Rolle. Die sonstige Direktvermarktung war unbedeutend.

¹¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

2. Versorgungssicherheit

2.1 Maßnahmen zur Versorgungssicherheit

Reservekraftwerke

Den stärksten Belastungen ist das Übertragungsnetz regelmäßig während des Winterhalbjahres ausgesetzt. Hier treten aufgrund niedriger Temperaturen und früh einsetzender Dunkelheit verhältnismäßig hohe Lastspitzen auf. Kommt es gleichzeitig zu hohen Stromeinspeisungen durch Windenergie-Anlagen in Norddeutschland und Kraftwerksausfällen in Süddeutschland, werden die Stromleitungen stark beansprucht. Werden dabei die Grenzen der technischen Leistungsfähigkeit überschritten, kann es an den Anlageteilen zu Schäden oder Zerstörungen kommen. Folge hiervon wären Störungen bei der Stromversorgung.

Um derartige Gefahren für die Stromversorgungssicherheit gar nicht erst entstehen zu lassen, haben die ÜNB in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur auch im vergangenen Winterhalbjahr 2012 / 2013 entsprechende Vorsorgemaßnahmen getroffen.

Als bedeutendste Vorsorgemaßnahme haben die ÜNB im Winter 2012 / 2013 wieder in ausreichendem Umfang Reservekraftwerke kontrahiert. Hierbei werden Verträge mit Kraftwerksbetreibern abgeschlossen, die den ÜNB das Recht einräumen, ein Kraftwerk zur Netzentlastung, zum sogenannten Redispatch, zu nutzen. Der ÜNB kann insoweit von einem Kraftwerksbetreiber verlangen, die Einspeisung seines Kraftwerks so zu steuern, dass sich bestimmte Stromflüsse im Netz einstellen, die dazu führen, Überlastungen an bestimmten Leitungsabschnitten zu verhindern. Reservekraftwerke stehen exklusiv den ÜNB als Instrument der Netzsteuerung zur Verfügung und werden nachrangig zu sonstigen verfügbaren Kraftwerken eingesetzt.

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 gehört das gleichzeitige Auftreten einer starken Windfront in Norddeutschland mit entsprechend hoher Windenergieeinspeisung, der - ungeplante - Ausfall von Kraftwerken im südlichen Teil Deutschlands sowie dem Ausfall einer Höchstspannungsleitung, während einer gleichzeitig vorliegenden Spitzenlastsituation. Um den sicheren Betrieb des Netzes auch unter diesen Prämissen zu ermöglichen, wurde von den ÜNB ein Leistungsbedarf in Höhe von rund 2.500 MW errechnet, der durch Reservekraftwerke zu decken war.

Der Bedarf konnte durch die ÜNB mit Verträgen über die Nutzung von Reservekraftwerken mit einer Leistung von insgesamt rund 2.600 MW gedeckt werden. Im Ergebnis standen, wie schon für den Winter 2011 / 2012, die deutschen Kraftwerke Mainz-Wiesbaden Block 2 (335 MW) und das Großkraftwerk Mannheim Block 3 (200 MW) als Reservekraftwerke zur Verfügung. In Österreich standen den ÜNB Kraftwerke der EVN AG (785 MW) und der Verbund AG (152 MW) als Reservekraftwerke zur Verfügung. Um den durch die ÜNB ermittelten Bedarf zu decken, wurden zudem mit den Kraftwerken Irching 3 (415 MW) und Staudinger 4 (622 MW) Verträge geschlossen, nachdem diese zuvor von ihrem Betreiber aus dem Markt genommen worden sind.

Obwohl die Kälteperiode im Winter 2012 / 2013 lange andauerte, war die Situation im Übertragungsnetz weniger angespannt als im vorangegangenen Winter 2011 / 2012, in dem insbesondere nach der Unterbrechung der Gasversorgung einiger süddeutscher Kraftwerke ein länger andauernder Einsatz der Reservekraftwerke notwendig war. Lediglich am 28. Januar 2013 wurden die Reservekraftwerke für den Folgetag angefordert. Wegen einer hohen prognostizierten Windenergieeinspeisung hatte Grund zu der Annahme bestanden, dass es zu Leitungsüberlastungen insbesondere auf den Nord-Süd-Trassen kommen könnte. Nach dem Ende der Einspeisespitze konnten die Reservekraftwerke zum 30. Januar 2013 wieder vom Netz genommen werden.

Eine kritische Überlastung des Übertragungsnetzes stellte sich am 25. und 26. März 2013 ein. In diesem Zeitraum kam es zu einem zeitgleichen Ausfall von vier Kraftwerken in Süddeutschland, während erhebliche Strommengen von Deutschland nach Österreich exportiert wurden. In der Folge war das Redispatchpotential in der Regelzone der TenneT erheblich eingeschränkt. Die Anforderung der Reservekraftwerke hätte einen Beitrag zur Reduzierung der Leitungsbelastungen leisten können. Jedoch konnte auf Grundlage der vortägig verfügbaren Informationen nicht prognostiziert werden, dass es einer Anforderung der Reservekraftwerke bedurfte. In dem Moment, als erkennbar wurde, dass die Reservekraftwerke zur Netzstabilisierung benötigt wurden, wäre ihr Einsatz aufgrund ihrer mehrstündigen Vorlaufzeit „zu spät“ gekommen, um die netzkritische Situation zu entspannen. An diesem Beispiel zeigt sich der Bedarf nach weiteren Maßnahmen, um die Vorlaufzeit, die Reservekraftwerke von der Anforderung bis zur Einspeisung benötigen, so weit wie möglich zu verkürzen.

Im September 2013 hat die Bundesnetzagentur den zuvor von den ÜNB in einer Systemanalyse ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken für den Winter 2013/2014 in Höhe von 2.540 MW bestätigt und in einem Bericht veröffentlicht. Mit dieser Bestätigung wurde erstmalig der nach der neu in Kraft getretenen Reservekraftwerksverordnung vorgegebene jährliche Prozess der Beschaffung von konventioneller Kraftwerksleistung für kritische Situationen im Übertragungsnetz begonnen. Die ÜNB haben direkt im Anschluss das neu vorgesehene Interessensbekundungsverfahren durchgeführt, in dem Betreiber von stillgelegten Kraftwerken ihr Kraftwerk zur Aufnahme in die Netzreserve vorschlagen können. Das Interessensbekundungsverfahren steht auch Kraftwerksbetreibern aus dem Ausland offen, die ihr Kraftwerk zur Absicherung der Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz anbieten wollen.

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 Kraftwerke 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 nicht nach Ende der zwölfmonatigen Verbotsfrist stilllegen. Das Kraftwerk wird in die Netzreserve aufgenommen und steht dem jeweiligen ÜNB für die Systemstabilisierung zur Verfügung. Dem Reservekraftwerksbetreiber werden die Kosten für die Bereithaltung der betreffenden Anlage sowie die Erzeugung elektrischer Energie erstattet. Bislang wurden bei der Bundesnetzagentur 30 wirksame Stilllegungsanzeigen eingereicht (Stand: 20. November 2013).

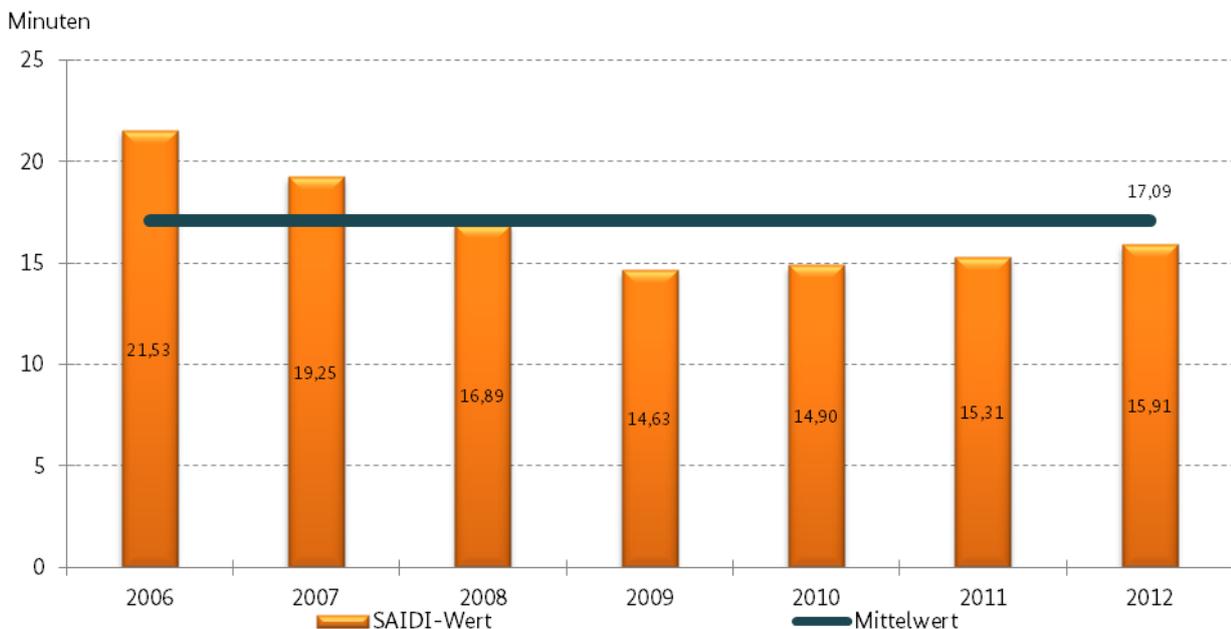
Mittlerweile wurden 5 Kraftwerksblöcke in Süddeutschland durch den ÜNB als systemrelevant ausgewiesen. Die Bundesnetzagentur wird diese Ausweisungen aller Wahrscheinlichkeit nach demnächst genehmigen. In einigen anderen Fällen, in denen eine Stilllegung angezeigt worden ist, befinden sich die ÜNB noch in der Prüfungsphase. In vielen anderen Fällen haben die ÜNB, in denen sie eine Prüfung vorgenommen haben, die Systemrelevanz bereits verneint.

2.2 Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der Bundesnetzagentur gem. § 52 EnWG 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 drei Minuten dauert. Zudem sind die Maßnahmen zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen durch den Netzbetreiber zu benennen.

Für das Berichtsjahr 2012 haben 866 Netzbetreiber ca. 191.000 Versorgungsunterbrechungen für 883 Netze zur Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit Q_U (SAIDI = System Average Interruption Duration Index) für Letztverbraucher übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung ermittelte Wert von 15,91 Minuten liegt zwar über den in den Vorjahreswerten von 15,31 Minuten in 2011 und 14,90 Minuten in 2010, jedoch noch deutlich unter dem Mittelwert der vergangenen sechs Jahre (Mittelwert 2006 – 2011: 17,09 Minuten).

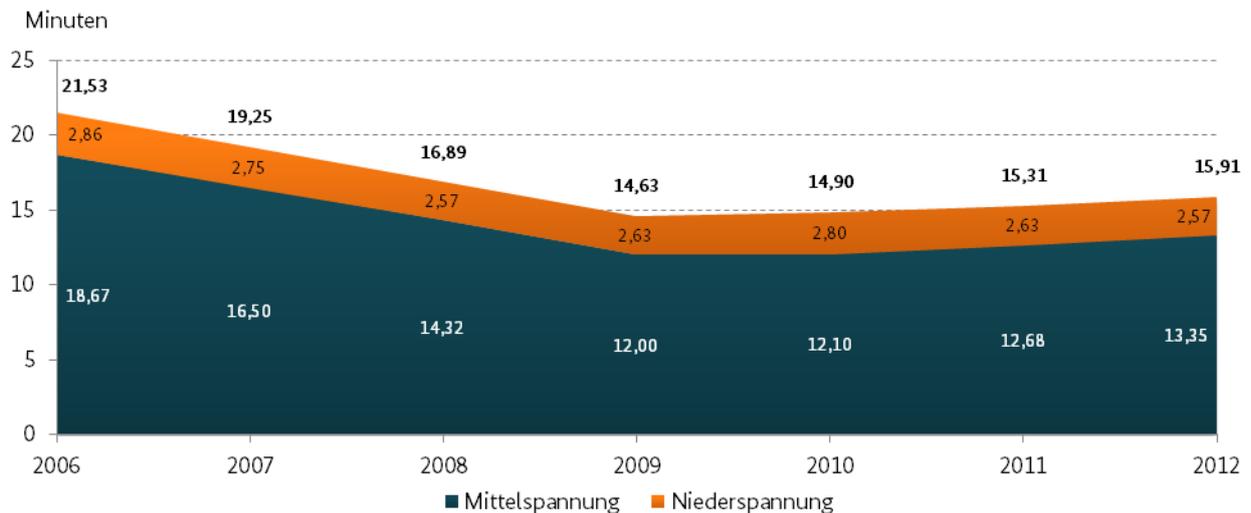
Abbildung 12: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität)



Die leichte Erhöhung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist erneut ausschließlich auf die Mittelspannung mit einer Zunahme in Höhe von 40,2 Sekunden von 12,68 Minuten auf 13,35 Minuten zu-

rückzuführen. In der Niederspannung verringert sich die durchschnittliche Unterbrechungsdauer hingegen um 3,6 Sekunden von 2,63 Minuten auf 2,57 Minuten.

Abbildung 13: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene (Elektrizität)¹²



In der Mittelspannungsebene ist das zweite Jahr in Folge eine hohe Zunahme von Rückwirkungsstörungen und Störungen durch Einwirkungen Dritter 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. Störungen aufgrund Einwirkungen Dritter sind Versorgungsunterbrechungen durch Berührung oder Annäherung an spannungsführende Teile durch beispielsweise Personen, Tiere, Bäume, Erd- und Baggarbeiten, Kräne, Fahrzeuge, Flugobjekte, sofern die Störung einem Dritten zugeordnet werden kann. Somit kann ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentralen Erzeugungsleistung auf die Versorgungsqualität im Berichtsjahr 2012 ausgeschlossen werden.

Der Zunahme an Rückwirkungsstörungen und Störungen durch Einwirkungen Dritter steht in Nieder- und Mittelspannungsebene ein moderater Rückgang von Störungen aufgrund atmosphärischer Einwirkungen - wie bspw. Blitzschlag - entgegen.

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 atmosphärische Einwirkungen, auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

¹² Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

C Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte

1. Netze / Netzausbau / Investitionen

1.1 Stand Netzausbau

Fortschritt der Leitungsvorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz 2009

Im Jahr 2009 wurde das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) mit dem Ziel verabschiedet, den Ausbau der Übertragungsnetze auf Höchstspannungsebene zu beschleunigen. In der Gesetzesfassung sind 23 Vorhaben benannt, für die ein vordringlicher energiewirtschaftlicher Bedarf besteht, die für die künftige Energieversorgung in Deutschland – mit einem wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien – notwendig sind.

Diese Ausbauprojekte umfassen 1.855 km an neu zu errichtenden Trassen, für deren Realisierung die jeweiligen Landesbehörden verantwortlich sind. Die Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungsstadien werden vierteljährlich im Rahmen eines Monitoring von der Bundesnetzagentur dokumentiert, das auf den von den ÜNB übermittelten Daten basiert. Auf der Internetseite www.netzausbau.de können die aktuellen Ergebnisse des EnLAG-Monitoring abgerufen werden.

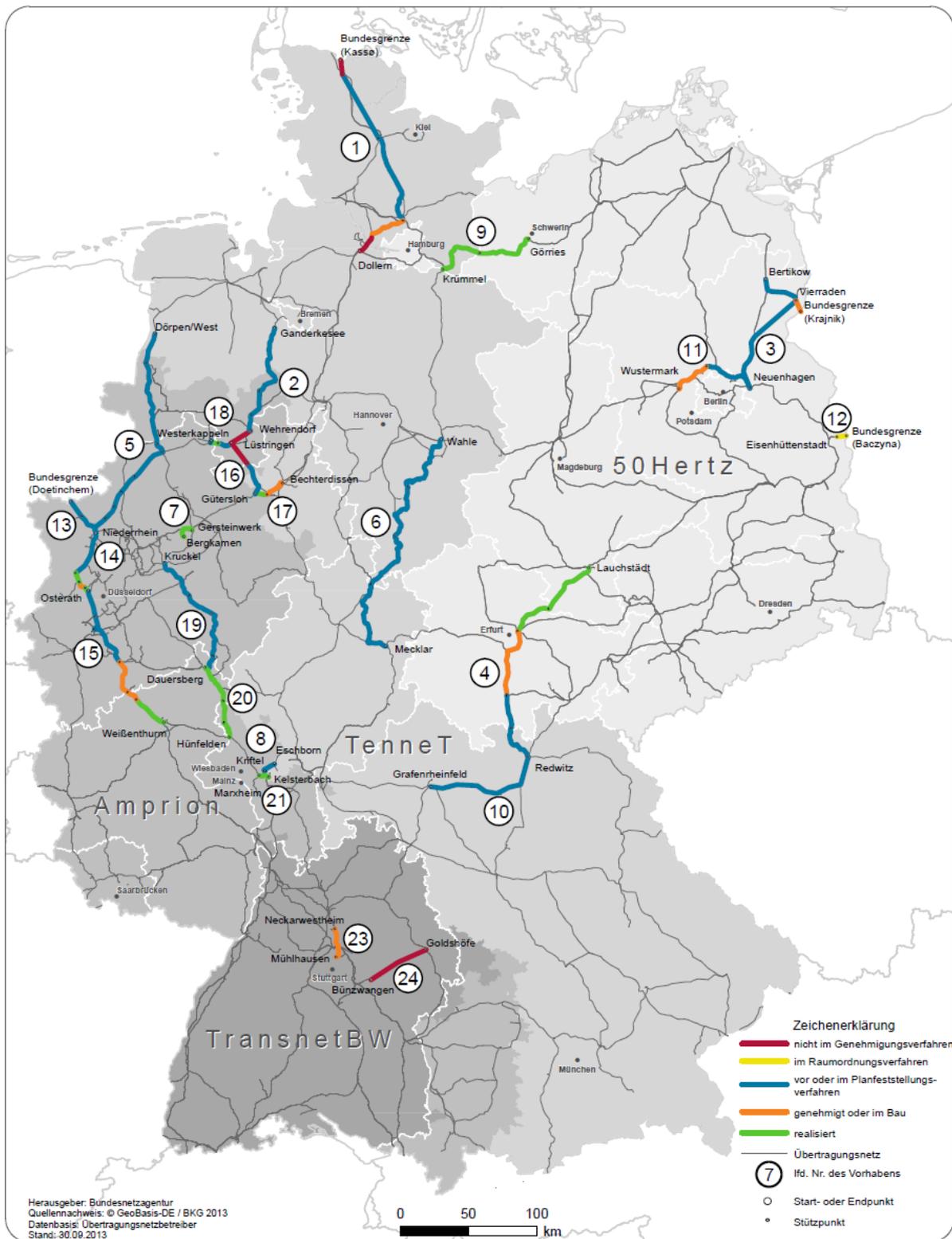
Das Vorhaben Nr. 22 Weier-Villingen in Baden-Württemberg wurde im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 als nicht mehr energiewirtschaftlich notwendig eingestuft. Es wurde im Zuge der Gesetzgebungsprozesse zum Bundesbedarfsplangesetz (trat am 27. Juli 2013 in Kraft) aus dem EnLAG gestrichen, so dass die weiteren Planungen eingestellt wurden.

Aktueller Sachstand

Die Ergebnisse des Monitoring zum dritten Quartal 2013 zeigen, dass sich die Inbetriebnahme eines Großteils der geplanten Leitungen verzögern wird. Von insgesamt 1.855 km EnLAG-Leitungen wurden nach Meldungen der Übertragungsnetzbetreiber zum 30. September erst 268 km (dies entspricht rund 15 Prozent) realisiert. Ursprüngliches Ziel war es, einen Großteil der EnLAG-Vorhaben bis zum Jahr 2015 zu verwirklichen. Bei realistischen Schätzungen ist jedoch davon auszugehen, dass bis 2016 nur etwa 50 Prozent erreicht werden.

Die folgende Abbildung gibt den Stand der einzelnen Vorhaben zum dritten Quartal wieder:

Abbildung 14: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum dritten Quartal 2013



Die Übertragungsnetzbetreiber haben Ende 2013 mitgeteilt, dass bei einigen Vorhaben in überschaubarem Umfang Baufortschritte zu verzeichnen sind, etwa bei der Thüringer Strombrücke (Vorhaben Nr. 4), bei einem Interkonnektor in Richtung Polen (Vorhaben Nr. 3) oder auch auf einem Teilstück zwischen Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz (Vorhaben Nr. 15). Allerdings sind die betreffenden Teilabschnitte bzw. die gesamten Vorhaben noch nicht fertiggestellt.

Positiv hervorzuheben ist zudem, dass zuletzt der Planfeststellungsbeschluss zum Vorhaben Nr. 11, Teilabschnitt westl. Birkenwerder (Mast 189) – Neuenhagen ergangen ist und die ausstehenden Planfeststellungsverfahren für den Bau der Thüringer Strombrücke eröffnet wurden.

Fortschritt der Leitungsvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz

Aufgrund der laufenden Genehmigungsverfahren zum Zeitpunkt der Gesetzesverabschiedung liegen auch bei den Leitungsvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz schon erste Fortschritte vor. So wurden beispielsweise auf den Leitungsabschnitten Bärwalde-Schmölln und Abzweig Welsleben – Förderstedt erste Bauarbeiten durchgeführt.

1.2 Netzentwicklungsplan / 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, 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 bestätigende Szenariorahmen. Darin werden mit Hilfe verschiedener Entwicklungspfade (Szenarien) insbesondere die prognostizierten 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 bestätigt. Die Bestätigung des dritten Szenariorahmens erfolgte im August 2013.

Netzentwicklungsplan Strom Onshore 2012

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

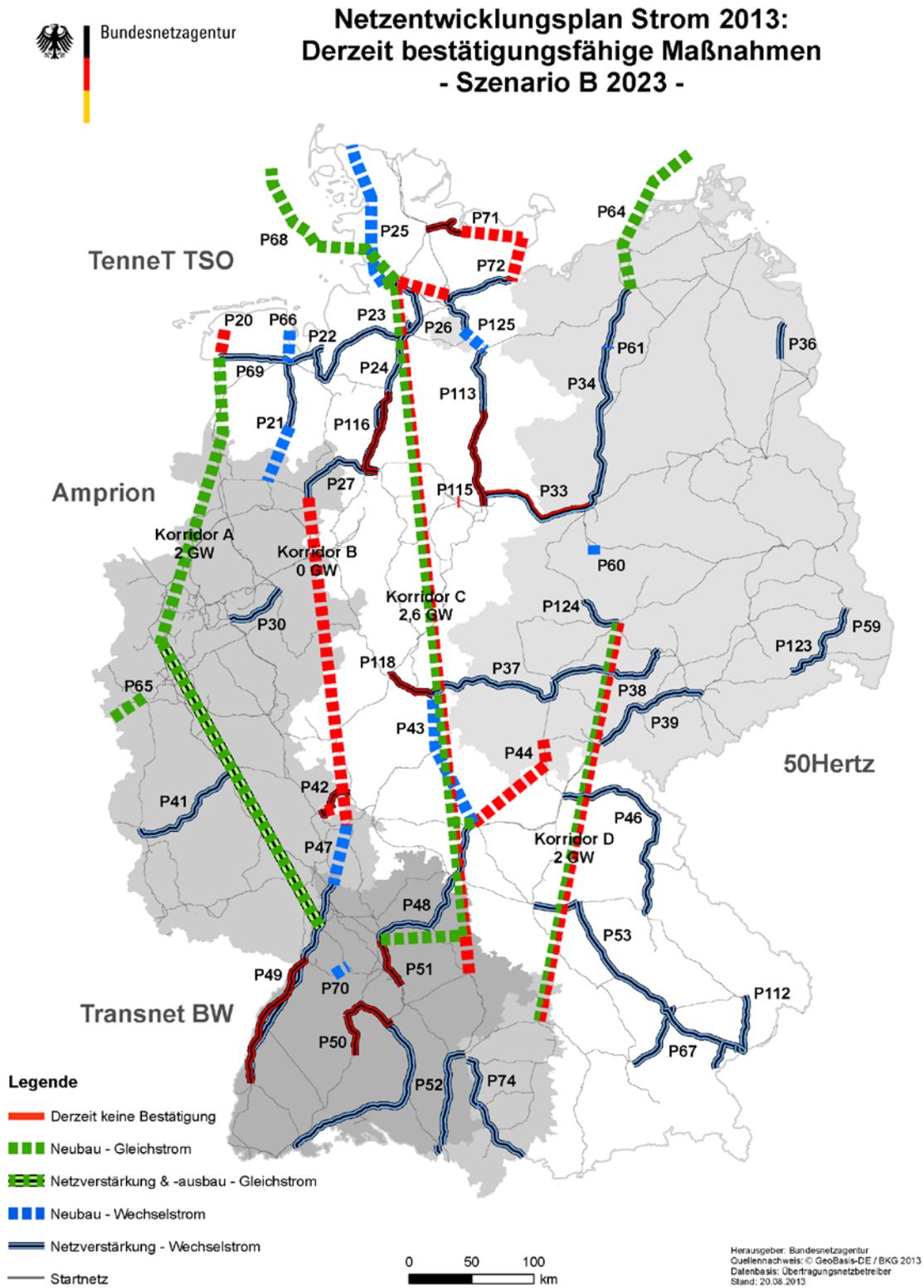
Die Bundesnetzagentur hat der Bundesregierung den bestätigten Netzentwicklungsplan 2012 als Entwurf des ersten Bundesbedarfsplangesetzes überreicht. Es ist im Juli 2013 in Kraft getreten und enthält bundesweit alle 51 bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans, die 36 Vorhaben bilden. Die konkreten 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 2013

Die ÜNB haben den Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 im März 2013 veröffentlicht und konsultiert. Der überarbeitete Entwurf wurde der Bundesnetzagentur im Juli 2013 übermittelt. Die Bundesnetzagentur hat den Entwurf geprüft und ihn ab September 2013 erneut konsultiert. Zum Zeitpunkt des Beginns der Konsultation erscheinen der Bundesnetzagentur von den insgesamt 90 Netzaus- und Netzverstärkungsmaßnahmen 70 als bestätigungsfähig. Die Prüfung der Bundesnetzagentur ist jedoch noch nicht abgeschlossen. Der Umfang der zu bestätigenden Maßnahmen kann sich deshalb im Verlaufe der Konsultation durchaus noch ändern. Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2012 haben die ÜNB 21 Maßnahmen neu beantragt. Es handelt sich dabei ausschließlich um Netzverstärkungen im Drehstromnetz.

Darüber hinaus veranstaltete die Bundesnetzagentur erneut bundesweite Informationsveranstaltungen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2013. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, den Netzentwicklungsplan Onshore 2013 bis zum Ende des Jahres zu genehmigen.

Abbildung 15: Der derzeitige Prüfungsstand des Netzentwicklungsplans 2013 (Stand: September 2013)



Netzentwicklungsplan Offshore 2013

Parallel zur Veröffentlichung des landseitigen Netzentwicklungsplans haben die ÜNB im März 2013 auch den ersten Entwurf des seeseitigen sog. Offshore-Netzentwicklungsplans veröffentlicht. Dieser weist alle notwendigen Maßnahmen aus, die in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau von Anbindungsleitungen von Offshore-Windparks notwendig sind. ÜNB, in deren Regelzone eine Netzanbindung von Offshore-Windparks gebaut werden soll, werden verpflichtet, den Anschluss vom Netzanschlusspunkt auf der Umspannplattform eines Offshore-Windparks bis hin zum Netzverknüpfungspunkt im Übertragungsnetz zu errichten zu betreiben. Die Bundesnetzagentur hat im Juni 2013 auch den überarbeiteten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans von den ÜNB erhalten und geprüft. Der Offshore-Netzentwicklungsplan wird parallel zum landseitigen Netzentwicklungsplan von der Bundesnetzagentur konsultiert. Zum Zeitpunkt des Beginns der Konsultation erscheinen der Bundesnetzagentur die von den ÜNB vorgeschlagenen Anbindungsleitungen als bestätigungsfähig. Auch die Auslegung und Anwendung der gesetzlichen Kriterien zur zeitlichen Staffelung der Anbindungsleitungen erscheinen grundsätzlich sachgerecht. Die Bundesnetzagentur setzt ihre Prüfung des Offshore-Netzentwicklungsplans wie beim landseitigen Netzentwicklungsplan während der Konsultation fort. Die Genehmigung des Offshore-Netzentwicklungsplans ist ebenfalls für Ende 2013 geplant.

Abbildung 16: Der derzeitige Prüfungsstand des Offshore-Netzentwicklungsstands 2013; Nordsee

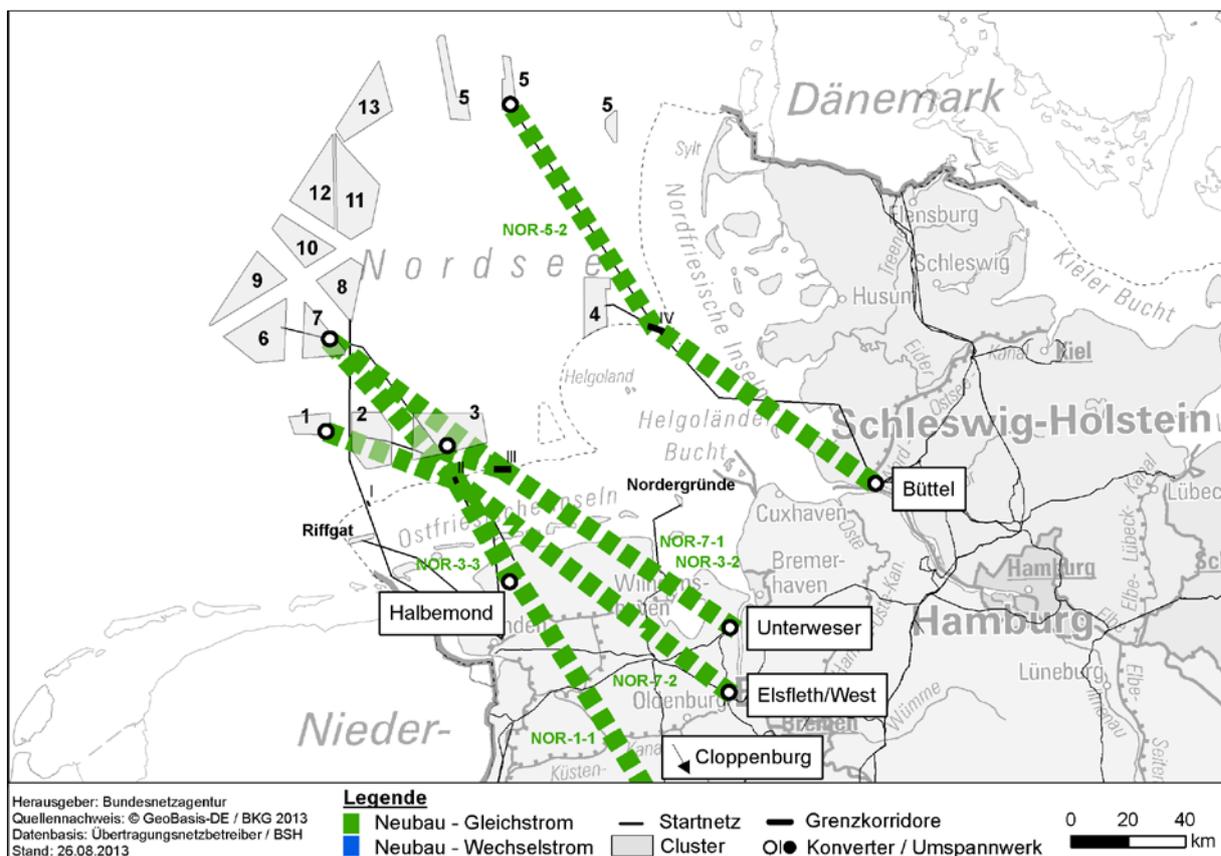
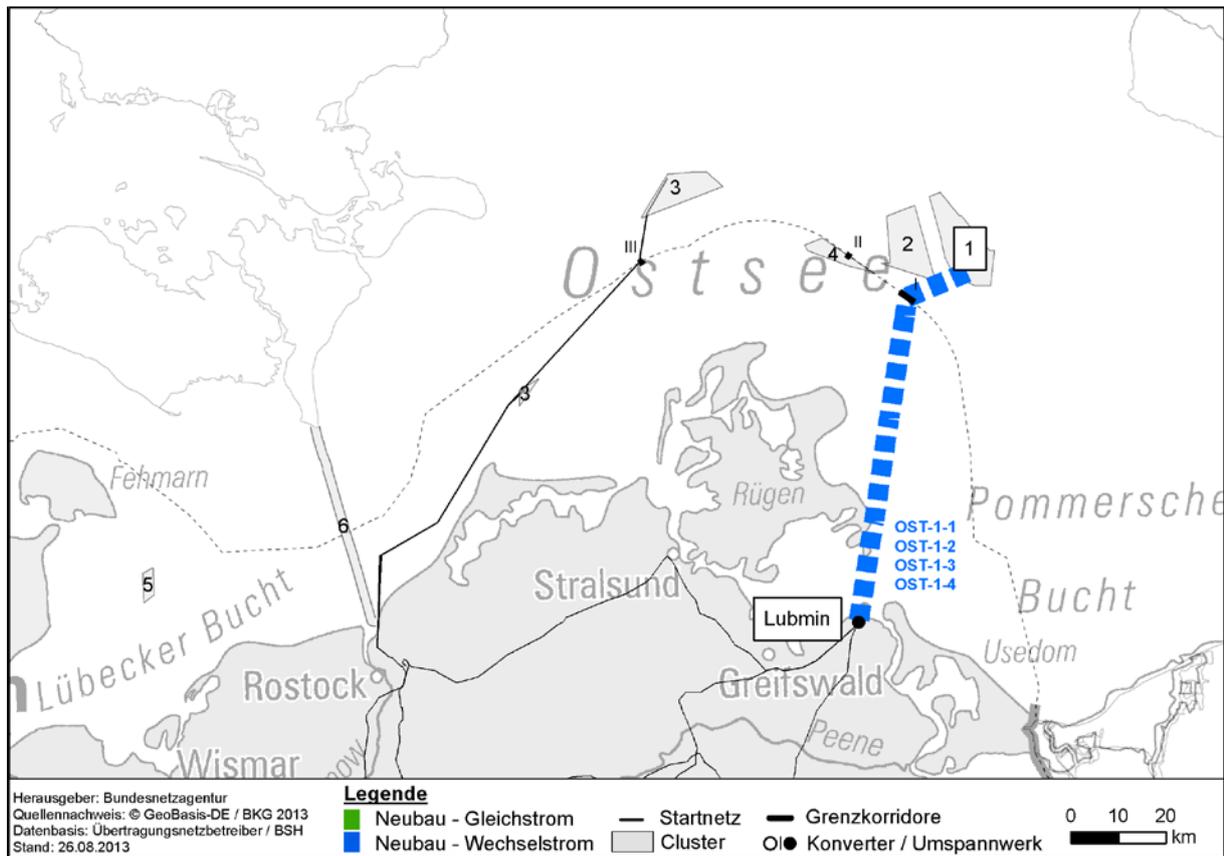


Abbildung 17: Der derzeitige Prüfungsstand des Offshore-Netzentwicklungsstands 2013; Ostsee



Umweltbericht

Die Bundesnetzagentur prüft im Jahresrhythmus den Netzentwicklungsplan und legt die zum Bundesbedarfsplan durchzuführende Strategische Umweltprüfung vor. Im Umweltbericht, der die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung dokumentiert, werden entsprechend § 14g Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der Durchführung des Plans ermittelt, beschrieben und bewertet.

Der Umweltbericht umfasst einen allgemeinen Teil zu den Wirkungen von Höchstspannungsleitungen auf die Schutzgüter nach UVPG sowie die Darstellung potenzieller erheblicher Umweltauswirkungen im betrachteten Untersuchungsraum.

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2012 erstmals eine Strategische Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan erstellt. Die grundlegende Methodik ist bei den beteiligten Behörden und der Öffentlichkeit positiv aufgenommen worden. Die Methodik wird daher in diesem Jahr in weiten Teilen beibehalten. Im Umweltbericht 2013 wird zudem der Forderung der Öffentlichkeit nach einer umfangreicheren Alternativenprüfung Rechnung getragen. Neben den Szenarien A 2023 und C 2023 werden auch vorhabenbezogene Alternativen im Umweltbericht untersucht.

Im Vergleich zum Vorjahresbericht fällt dieser Umweltbericht deutlich umfangreicher aus, da sich der Untersuchungsraum auf das Küstenmeer von Ost- und Nordsee erweitert hat. Die Bundesnetzagentur betrachtet nicht nur die Vorhaben an Land (Netzentwicklungsplan Strom 2013 (NEP 2013)), sondern erstmalig auch die Vorhaben des Offshore Netzentwicklungsplans (O-NEP 2013). Auch für den Bereich des Küstenmeeres wird eine Alternativenprüfung durchgeführt. Zum einen werden alternative Anbindezuordnungen geprüft. Zum anderen wird für die Ostsee eine Gleichstromübertragung als Technikalternative zu der im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehenen Drehstromanbindung geprüft.

Die Strategische Umweltprüfung beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens. Es fand in diesem Jahr eine schriftliche Behörden- und Umweltverbändebeteiligung statt. Der Untersuchungsrahmen berücksichtigt die Ergebnisse dieser Beteiligung und wurde im Ergebnis leicht modifiziert. Insbesondere wurden die Pflegezonen von Biosphärenreservaten in ihrer Empfindlichkeit hochgestuft.

Zur Überprüfung des Umweltberichts und des Entwurfs der Bestätigung des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans werden ebenfalls Behörden sowie Öffentlichkeit beteiligt. Im letzten Jahr gingen über 3.300 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein, die in die Prüfung durch die Bundesnetzagentur einfließen. Die Konsultation zum Umweltbericht und zum Netzentwicklungsplan 2013 startete am 13. September 2013. Bis zum 25. Oktober 2013 haben Behörden die Möglichkeit, Stellungnahmen einzureichen. Die betroffene Öffentlichkeit konnte sich zu den Entwürfen der Netzentwicklungspläne und des Umweltberichts bis zum 8. November 2013 äußern.

Stand Gesetzgebungsverfahren zum Bundesbedarfsplangesetz

Auf Grundlage des von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplans 2012 mit zugehörigem Umweltbericht ist am 27. Juli 2013 das erste Bundesbedarfsplangesetz in Kraft getreten. Hierdurch wurde der gesetzliche Rahmen geschaffen, dass die Bundesnetzagentur für die länder- und grenzüberschreitenden Vorhaben die Bundesfachplanung durchführt. Die Bundesfachplanung, in der die Trassenkorridore für den Verlauf der grenz- und länderübergreifenden Vorhaben verbindlich festgelegt werden, ist ein an die Stelle der Raumordnungsverfahren der Länder tretendes Planungsinstrument. Von den im Bundesbedarfsplan erfassten 36 Vorhaben fallen 16 Vorhaben in den Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur. Hierzu gehören insbesondere die großen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskorridore (HGÜ-Korridore):

- Korridor A: Emden/Borßum – Osterath und Osterath – Philipsburg,
- Korridor C: Brunsbüttel – Großgartach und Wilster – Grafenrheinfeld,
- Korridor D: Lauchstädt – Meitingen.

Zeitgleich zum Bundesbedarfsplangesetz ist die Planfeststellungszuweisungsverordnung in Kraft getreten. Über die Bundesfachplanung hinaus wird damit der Bundesnetzagentur für die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Vorhaben auch die Verantwortung für die Planfeststellungsverfahren übertragen. Im Interesse einer wirksamen Beschleunigung, werden für diese Vorhaben die Zuständigkeiten für die Planungs- und Genehmigungsverfahren in einer Hand gebündelt.

Bundesfachplanung

Die Bundesnetzagentur ist inhaltlich wie organisatorisch gut auf die anstehenden Verfahren der Bundesfachplanung vorbereitet, in denen auf Antrag der ÜNB 500 m bis 1.000 m breite raum- und umweltverträgliche Trassenkorridore festgelegt werden. Dabei stehen insbesondere HGÜ-Korridore – als zentrale Säulen des Bundesbedarfsplans – im Fokus.

Die Bundesfachplanung beginnt gem. § 6 Abs. 1 NABEG mit einem Antrag der ÜNB als Vorhabenträger. Auf Grundlage des im vergangenen Jahr durch die Bundesnetzagentur veröffentlichten Leitfadens sowie der Mustergliederung für den Antrag nach § 6 NABEG wurde mit den ÜNB ein gemeinsames Verständnis für die Methodik der Bundesfachplanung gefunden. Der von den ÜNB erarbeitete Musterantrag bildet den Rahmen für die methodische und inhaltliche Ausgestaltung der anstehenden Anträge auf Bundesfachplanung. Der auf der Internetseite der Übertragungsnetzbetreiber www.netzentwicklungsplan.de veröffentlichte Teil I des Entwurfs stellt das Vorgehen bis zum Antrag nach § 6 NABEG dar. Teil II des Musterantrags, der insbesondere den Untersuchungsrahmen der Raum- und Umweltverträglichkeitsuntersuchung thematisiert, wird derzeit erarbeitet.

Zur Klärung grundsätzlicher Fragestellungen zur Bundesfachplanung wurde am 21. Juni 2012 der in § 32 NABEG vorgesehene Bundesfachplanungsbeirat konstituiert. Dieser besteht aus Vertretern der Länder und betroffenen Bundesministerien sowie deren nachgeordneten Behörden. Der Bundesfachplanungsbeirat dient dem Informationsaustausch und hat vornehmlich beratende Funktion.

Ausblick

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Vorhabenträger die ersten Anträge auf Bundesfachplanung Ende 2013 / Anfang 2014 einreichen werden.

1.3 Netzanbindung von Offshore-Windparks

Im Berichtsjahr 2012 wurden keine neuen Netzanbindungen für Offshore-Windparks (OWP) in Betrieb genommen. Nach den Vorgaben des im Oktober 2009 von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG – weiter konkretisiert mittels Annex im Januar 2011 – hätten sowohl eine Sammelanbindung im Cluster DolWin sowie zwei weitere Sammelanbindungen 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 ÜNB 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 Festlegungsverfahren eingeleitet, mit deren Hilfe die Rahmenbedingungen zur Zuweisung und Übertragung von Anbindungskapazitäten sowie zur Behandlung von Entschädigungszahlungen geregelt werden.

Im Januar 2013 hat TenneT die Leitung DolWin 3 bezuschlagt. Die Sammelanbindungen BorWin 3 und 4 sind weiterhin nicht bezuschlagt.

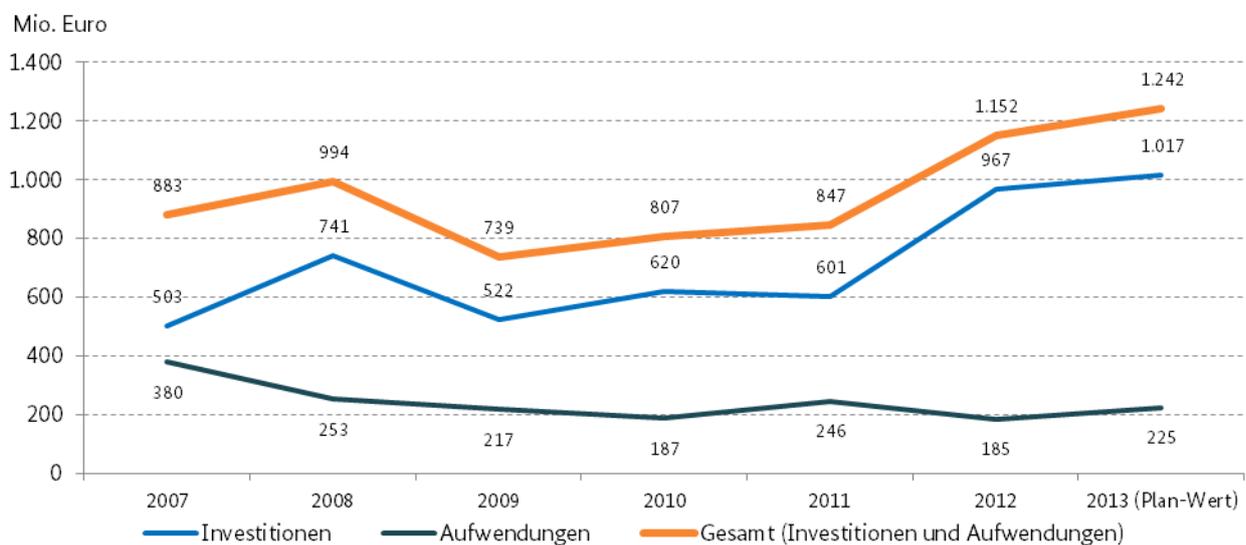
Die Bundesnetzagentur steht weiterhin im Rahmen von Gesprächen im regelmäßigen Kontakt mit allen Beteiligten, um bei Fragen der Netzanbindung von Windparks Hilfe zu leisten.

Bei der Bundesnetzagentur wurden bis Ende 2012 insgesamt 25 Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für die Netzanbindung von OWPs mit einem Volumen von 20,5 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 17 Anträge mit einem Volumen von 10 Mrd. Euro bereits genehmigt.

1.4 Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Im Jahr 2012 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 1.152 Mio. Euro (2011: 847 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 22 Mio. Euro (2011: 13 Mio. Euro). Die Differenz der tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur und den im Jahr 2011 gemeldeten Planwerten (Planwert für 2012: ca. 952 Mio. Euro) beträgt 200 Mio. Euro. Die Ursache für das Delta liegt im Wesentlichen in der Kategorie Investitionen für Neubau / Ausbau / Erweiterung, da hier der Ist-Wert für 2012 mit 864 Mio. Euro im Vergleich zu dem Planwert für 2012 von 582 Mio. Euro um 282 Mio. Euro höher ausgefallen ist.

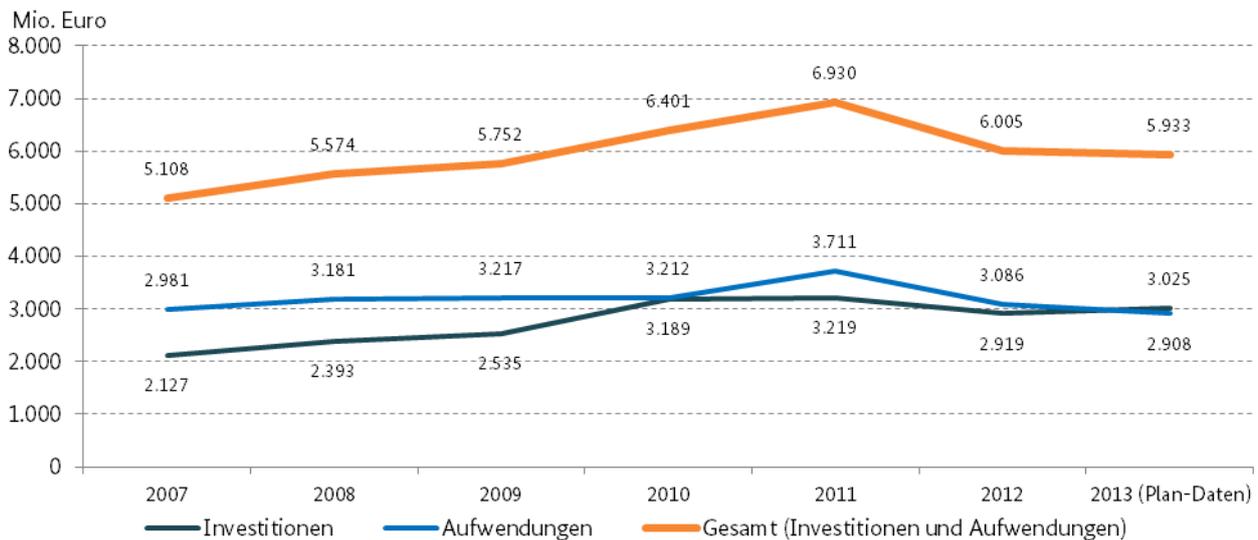
Abbildung 18: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)



1.5 Investitionen Verteilernetze

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur von 806 VNB betragen im Jahr 2012 insgesamt ca. 6.005 Mio. Euro (2011: 6.930 Mio. Euro). Darin enthalten sind Investitionen und Aufwendungen für Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 356 Mio. Euro (2011: 462 Mio. Euro). Insgesamt liegen die Ausgaben der VNB für die Netzinfrastruktur mit einem Delta von 283 Mio. Euro unter den Planwerten für 2012 von 6.288 Mio. Euro.

Abbildung 19: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB¹³



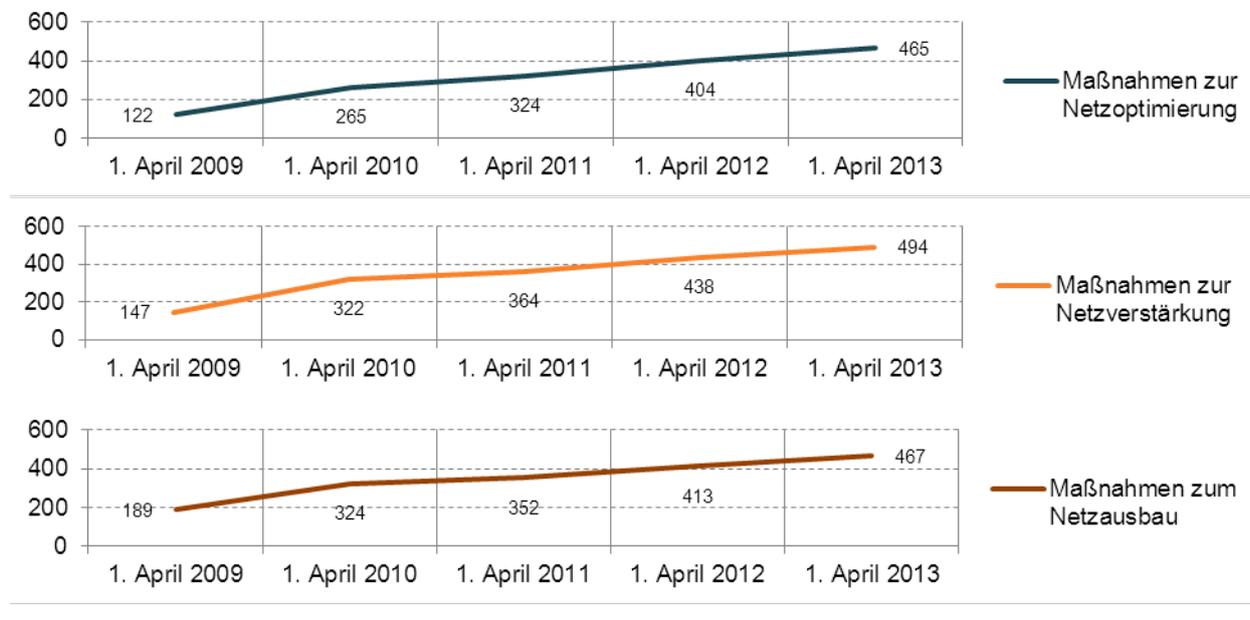
1.6 Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz

Gemäß § 11 Abs. 1 EnWG und § 9 Abs. 1 EEG sind VNB dazu verpflichtet, unverzüglich 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 hilfreich, dass viele Netze sowieso 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 2013 haben insgesamt 806 (1. April 2012: 735) VNB darüber Auskunft gegeben, inwieweit sie Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau ihrer Netze durchgeführt haben. Ein Vergleich mit den Vorjahren ergibt, dass die Anzahl der entsprechenden VNB erneut zugenommen hat.

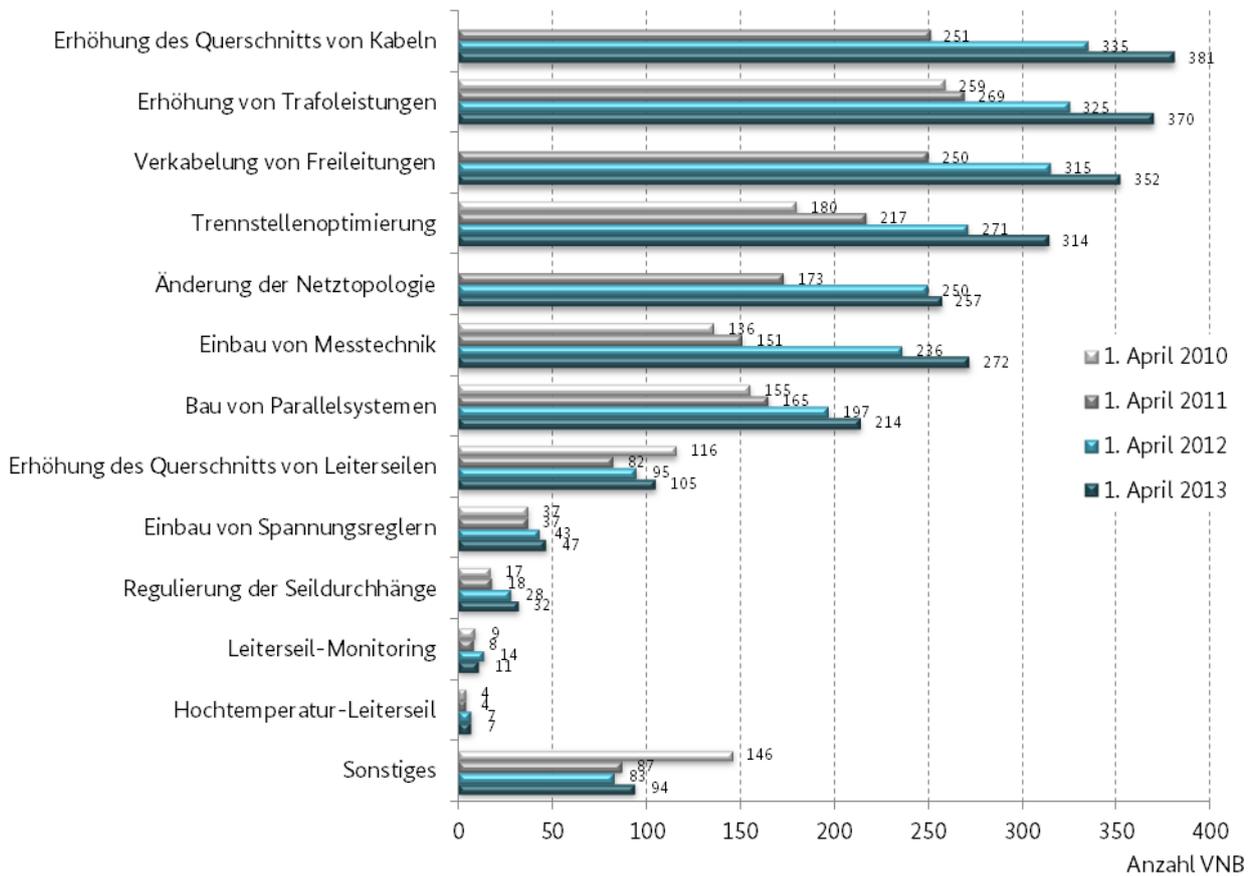
¹³ Die Daten 2011 wurden gegenüber dem Monitoringbericht 2012 aufgrund neuer Erkenntnisse angepasst.

Abbildung 20: 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.

Abbildung 21: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG



Einzig die Maßnahme „Leiterseil-Monitoring“ ist im Vergleich zum Vorjahr rückläufig. Die restlichen Maßnahmen haben einen Zuwachs zu verzeichnen. Ein signifikanter Anstieg ist hierbei bei den Maßnahmen „Erhöhung des Querschnitts von Kabeln“, „Verkabelung von Freileitungen“, „Erhöhung von Trafoleistungen“, „Trennstellenoptimierung“ und „Einbau von Messtechnik“ zu verzeichnen.

1.7 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2011 und 2012

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. Redis-

patch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren 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 2011 und 2012 gemeldeten Daten.

Kalenderjahr 2011

Im Kalenderjahr 2011 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:

Tabelle 9: Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2011 gemäß Meldungen der ÜNB

Betroffenes Netzelement	Anzahl Stunden
Leitung Redwitz – Remptendorf	1.727
Gebiet Kriegenbrunn-Raitersaich-Irsching	727
Gebiet Lehrte-Mehrum	576
Gebiet Conneforde	401
Gebiet Sottrum-Borken (hauptsächlich: Ovenstädt,-Twistetal)	319
Gebiet Flensburg-Hamburg	281
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	272
Gebiet Vierraden-Krajnik	250

Wie auch schon in den vergangenen Jahren zeichnete sich im Jahr 2011 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 zwischen den Umspannwerken Kriegenbrunn, Raitersaich und Irsching sowie an dritter Stelle die Leitung zwischen den Umspannwerken Lehrte und Mehrum.

Die übrigen Maßnahmen umfassten einen Gesamtzeitraum von 447 Stunden, so dass im Jahr 2011 im deutschen Übertragungsnetz Redispatch-Maßnahmen im Umfang von insgesamt 5.000 Stunden getätigt werden mussten.

Kalenderjahr 2012 (Berichtsjahr)

Im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2012 und dem 31. Dezember 2012 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 7.160 Stunden gemeldet. Dies entspricht einer Steigerung von 43,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Die Maßnahmen umfassten dabei ein Gesamtvolumen von 2.566 GWh. Mehrheitlich mussten Redispatch-Maßnahmen in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz ergriffen werden. Eine genaue Aufteilung ist der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Tabelle 10: Regelzonenscharfe Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT	4.157	822
Regelzone 50Hertz	2.841	1.714
Regelzone Amprion	162	30
Regelzone TransnetBW	0	0

In der Mehrzahl mussten im Jahr 2012 strombedingte Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Maßnahmen mit einer Gesamtdauer von 4.769 Stunden und einem Volumen von 1.962 GWh veranlasst. Davon entfielen 4.505 Stunden (94,5 Prozent) auf folgende Netzelemente:

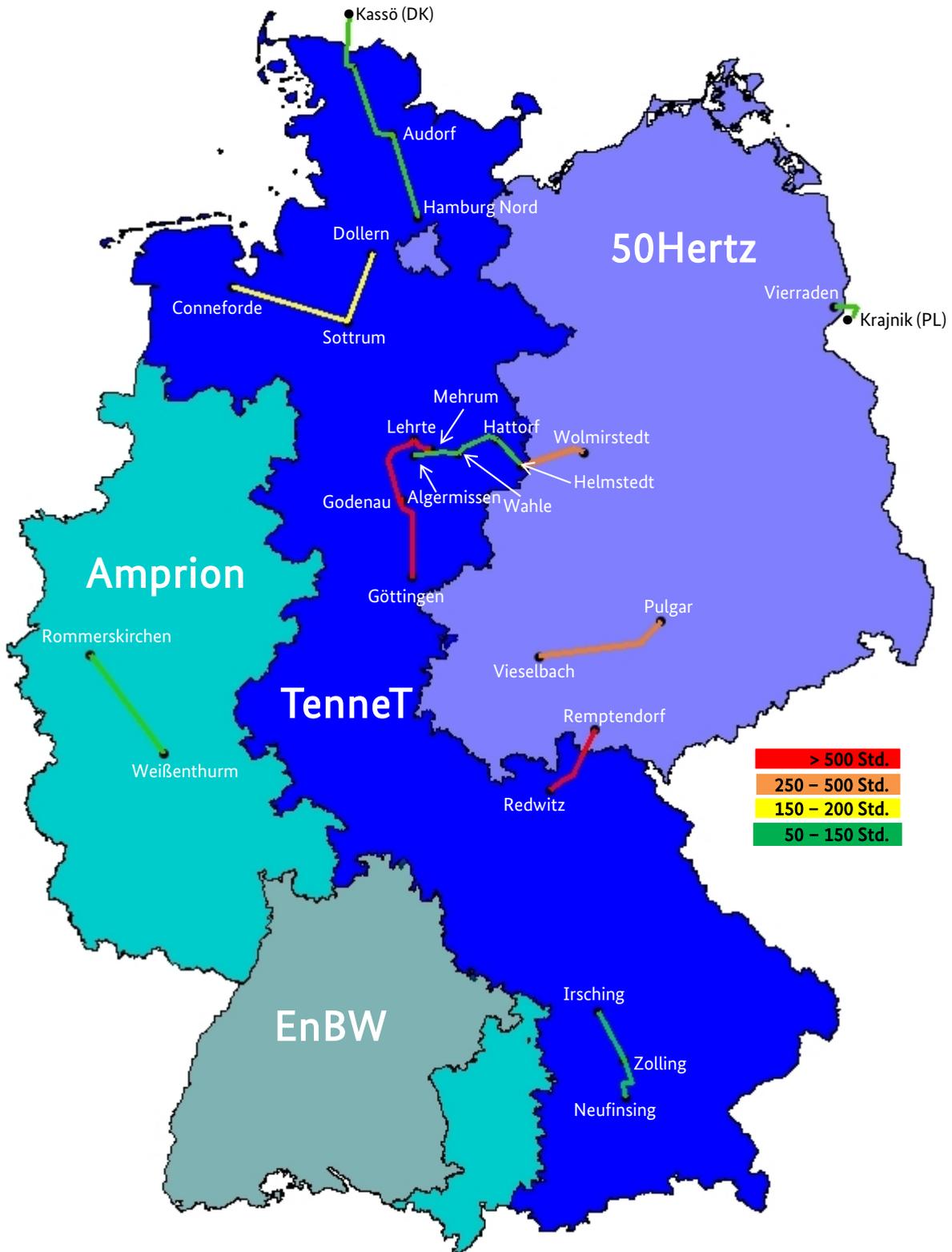
Tabelle 11: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB

Betroffenes Netzelement	Regelzone	Dauer in Std.	Menge in GWh
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-Weissenturm	Amprion	106	21
Gebiet Zolling (Zolling, Freising-Nord, Unterschleißheim)	TenneT	68	5

Besonders betroffen waren demnach die Leitung Remptendorf-Redwitz sowie das Gebiet um die Leitung Lehrte-Mehrum auf die 38,7 Prozent bzw. 22,5 Prozent aller strombedingten Redispatch-Eingriffe fielen. Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Maßnahmen von insgesamt 264 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 22: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB. Quelle: Eigene Darstellung mittels BNetzA GIS



Neben den strombedingten Redispatch-Maßnahmen wurden im Jahr 2012 für die Regelzone von TenneT spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen von insgesamt 2.371 Stunden gemeldet, die in der überwiegenden Mehrzahl präventiv getätigt wurden. Das Gesamtvolumen der Eingriffe belief sich dabei auf 599 GWh. Am stärksten betroffen war das südliche Netzgebiet der Regelzone von TenneT auf das über 61 Prozent der Stunden und nahezu 60 Prozent des Volumens entfielen.

Tabelle 12: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	1.456	385
Davon Gebiet Kriegenbrunn- Raitersaich- Irsching-Grafenrheinfeld	274	65
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	504	131
Davon Gebiet Conneforde-Dollern-Sottrum	116	28
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	411	83
Davon Gebiet Sottrum-Borken (hauptsächlich: Ovenstädt-Twistetal)	268	48

Des Weiteren wurden in der Regelzone von 50Hertz insgesamt 18 Stunden Maßnahmen zur Spannungshaltung mit einem Gesamtvolumen von fünf GWh getroffen.

Entwicklung vom Kalenderjahr 2011 zum Kalenderjahr 2012

Gegenüber 2011 hat sich im Jahr 2012 die Eingriffshäufigkeit auf der Leitung Remptendorf-Redwitz nochmalig erhöht. Der Zuwachs beträgt 130 Stunden bzw. 7,5 Prozent. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die aktuellen Zahlen für das Winterhalbjahr 2012 / 2013 eine deutliche Entlastung der Leitung zeigen. Stark zugenommen hat die Eingriffsdauer auf der Leitung zwischen den Umspannwerken Lehrte und Mehrum sowie den angrenzenden Umspannwerken. Die Anzahl der gemeldeten Stunden von Redispatch-Maßnahmen hat sich hier nahezu verdoppelt. Des Weiteren waren Zuwächse auf der Leitung Wolmirstedt-Helmstedt zu verzeichnen. Erstmals gemeldet wurden Redispatch-Maßnahmen im Umfang von 346 Stunden auf der Leitung Pulgar-Vieselbach in der Regelzone von 50Hertz, was ursächlich mit einem witterungsbedingten Schadensereignis zusammenhing.

Neben den Zuwächsen auf den beschriebenen Netzelementen gab es für den Meldezeitraum des Jahres 2012 bei anderen vormals stark überlasteten Netzelementen wesentliche Rückgänge bei der Zahl von Redispatch-Eingriffen. Besonders stark zurückgegangen sind die Maßnahmen im Gebiet um das Umspannwerk Kriegenbrunn. Für das Jahr 2012 beträgt der Rückgang 453 Stunden im Vergleich zum Vorjahr. Im Jahr 2011 stand das Gebiet um Kriegenbrunn noch an zweiter Stelle der am stärksten betroffenen

Netzelemente im deutschen Übertragungsnetz. Als Grund hierfür nannte der Netzbetreiber TenneT Baumaßnahmen am Umspannwerk im Jahr 2011¹⁴. In den Gebieten Hamburg-Flensburg, Conneforde sowie auf den Leitungselementen zwischen Sottrum und Borken ist die Dauer der Redispatch-Maßnahmen ebenfalls zurückgegangen. Dies ist unter anderem auf die reduzierte Windeinspeisung im Jahr 2012 zurückzuführen.

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

Tabelle 13: Veränderung von strom- und spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2011-2012

Betroffenes Netzelement	2012: Dauer in Std.	Absolute Veränderung Dauer in Std. zum Vorjahr	Prozentuale Veränderung Dauer in Std. zum Vorjahr
Remptendorf – Redwitz	1.857	130	7,5
Gebiet Lehrte (Lehrte-Mehrum, Lehrte-Godenau, Lehrte-Göttingen)	1.080	504	87,5
Wolmirstedt – Helmstedt	470	198	72,8
Pulgar-Vieselbach	346	346	-
Gebiet Conneforde (Conneforde-Dollern-Sottrum)	312	-89	-22,2
Gebiet Kriegenbrunn-Irsching-Raitersaich-Grafenrheinfeld	274	-453	-62,3
Gebiet Sottrum Borken (hauptsächlich: Ovenstädt-Twistetal)	268	-51	-16,0
Gebiet Hamburg-Flensburg (Hamburg Nord-Audorf-Kassö (DK))	117	-164	-58,4

¹⁴ Laut TenneT wurden im Jahr 2011 im Umspannwerk Kriegenbrunn im Zuge der Kompletterneuerung der 110kV-Anlage Baumaßnahmen durchgeführt, die notwendigerweise zu einer zeitweisen Nichtverfügbarkeit von TTG-Betriebsmitteln führten. Um drohende Überlastungen anderer Betriebsmittel (hauptsächlich des Trafos DK 9) in Kriegenbrunn abzuwenden, war daher im Jahr 2011 ein zusätzlicher Bedarf für Redispatcheinsätze gegeben

Die Darstellung verdeutlicht, dass im Kalenderjahr 2012 überwiegend die Regelzonen von 50Hertz und TenneT zeitweise starken Belastungen ausgesetzt waren. Die angespannte Netzsituation der TenneT ist hierbei besonders auffallend. 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 Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt.

Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1a EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen).

Im Berichtsjahr 2012 haben zwei ÜNB an vier Tagen über insgesamt zwölf Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Dabei wurden Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 4.805 MW und insgesamt eine Arbeit von 15.594 MWh reduziert. Weiterhin haben sieben VNB an 254 Tagen über 1.649 Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Es wurden Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 87 MW und insgesamt eine Arbeit von ca. 5.935 MWh reduziert.

Bei Unterstützungsmaßnahmen von dreizehn VNB nach § 13 Abs. 2 und § 14 Abs. 1a EnWG kam es an vier Tagen über zwölf Stunden zu einer Reduktion von Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 326 MW und eine Gesamtsumme der Arbeit von ca. 1.670 MWh bei konventionellen Erzeugungsanlagen und ca. 2.865 MWh bei EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen.

1.9 Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG

Das Einspeisemanagement (EMM) 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, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorzugte 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, 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 Netzausbau-pflichten 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. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Einspeisemanagementmaßnahme 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.

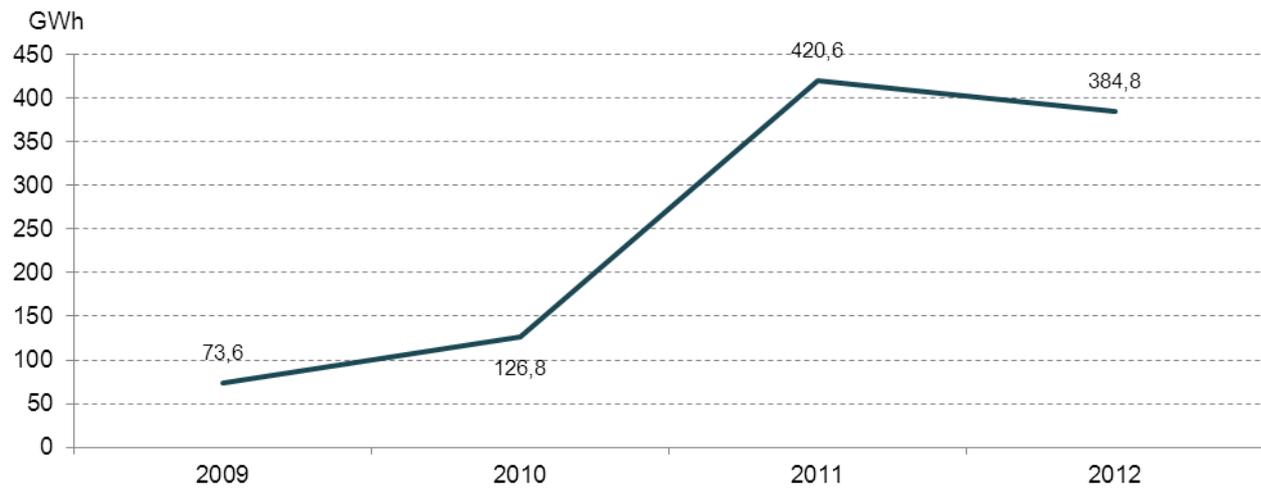
Laut Monitoringabfrage wurde von dem Einspeisemanagement im Jahr 2012 wie folgt Gebrauch gemacht.

Tabelle 14: Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach §§ 11 und 12 EEG im Jahr 2012

	Ausfallarbeit nach § 11 EEG in kWh		Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG in Euro	
Gesamt 2012	384.787.772,45	100 Prozent	33.099.279,87	100 Prozent
davon entschädigt durch Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlagen ange- schlossen waren	82.375.775,82	21 Prozent	7.341.112,55	22 Prozent
davon entschädigt durch den vorgelagerten Netzbe- treiber, in dessen Netz die Ursache für die EMM lag	256.817.401,63	67 Prozent	25.758.167,32	78 Prozent
davon bisher ohne Ent- schädigung	45.594.595,00	12 Prozent		

Im Vergleich zum Jahr 2011 (421 GWh) hat sich die Menge der Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 EEG, mit 385 GWh um 8,5 Prozent verringert. Dabei lassen sich lediglich zwei Prozent (8,1 GWh) der Ausfallarbeit auf Abregelung von Anlagen zurückführen, die direkt an das Übertragungsnetz von 50Hertz und TenneT angeschlossen waren. 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 oder des vorgelagerten Netzbetreibers als auch ein Engpass im Netz des abregelnden VNB gewesen sein.

Abbildung 23: Ausfallarbeit verursacht durch EMM in GWh



Neben einzelnen Maßnahmen der Netzbetreiber zum Ausbau ihrer Netze war die insgesamt günstige Wetterlage (kein Zusammentreffen von Extremeinspeisewerten bei der Photovoltaik und der Windkraft) im Jahr 2012 mit verantwortlich für den Rückgang der durch Einspeisemanagement entstandenen Ausfallarbeit. Zudem muss bei dem starken Anstieg der EMM im Jahr 2011 der Umstand berücksichtigt werden, dass bis Ende 2010 einer der vier ÜNB Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 11 EEG in der Praxis als Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG deklariert hat. Die richtige Zuordnung dieser Maßnahmen im Jahr 2011 hat wesentlich zum starken Anstieg der EMM von 2010 auf 2011 beigetragen.

Wie in den Vorjahren waren auch im Jahr 2012 Windkraftanlagen mit einem Anteil von 93,2 Prozent an der gesamten Ausfallarbeit am stärksten von EMM betroffen (2011: 97,4 Prozent). Der Anteil der PV-Anlagen lag im Jahr 2012 bei 4,2 Prozent und hat sich somit im Vergleich zum Jahr 2011 (0,6 Prozent) versiebenfacht. Auch beim Anteil der Biomasse-Anlagen ist eine Verdopplung der Ausfallarbeit nach § 11 EEG für das Jahr 2012 zu verzeichnen (2011: 1,4 Prozent).

Tabelle 15: Verteilung der Ausfallarbeit durch EMM auf die Energieträger

Energieträger	Ausfallarbeit (inkl. Wärme) in kWh	Anteil in Prozent
Windenergie	358.450.447	93,155
Solarenergie	16.057.791	4,173
Biomasse	9.431.194	2,451
Gase	45.620	0,012
Wasser	303.636	0,079
Geothermie	0	0
Anlagen nach KWKG	499.084	0,130
Gesamt	384.787.772	100

Insgesamt haben für das Jahr 2012 zwei ÜNB und 17 VNB die Vornahme von EMM gemeldet. Wie im Jahr 2011 waren dabei hauptsächlich Netzbetreiber mit Netzgebieten in Norddeutschland betroffen, erstmalig in 2012 jedoch auch Netzbetreiber mit Netzgebieten in Bayern und Baden-Württemberg.

Tabelle 16: Anzahl der Netzbetreiber in den verschiedenen Bundesländern, welche in 2012 EMM durchgeführt haben.

Bundesland	Anzahl der VNB, welche in 2012 EMM durchgeführt haben
Sachsen-Anhalt	3
Niedersachsen	3
Bayern	2
Brandenburg	2
Nordrhein-Westfalen	2
Schleswig-Holstein	2
Mecklenburg-Vorpommern	1
Hessen	1
Baden-Württemberg	1
Gesamt	17

Bezogen auf die gesamte Einspeisung der EEG-Anlagen (auch Direktvermarktung) im Jahr 2012 hat die durch EMM entstandene Ausfallarbeit lediglich einen Anteil von 0,33 Prozent (2011: 0,41 Prozent). Bezogen auf die gesamte EEG-Windeinspeisung ergibt sich ein Anteil von 0,71 Prozent (2011: 0,89 Prozent).

Die Summe der Entschädigungszahlungen ist mit ca. 33,1 Mio. Euro (2011: 33,5 Mio. Euro) trotz Rückgangs der Ausfallarbeit nahezu konstant geblieben. Dies lässt sich mit der Zunahme der Abregelung von PV-Anlagen begründen, welche im Vergleich zu Windkraftanlagen eine höhere Einspeisevergütung und entsprechend eine höhere EMM-Entschädigung nach dem EEG erhalten.

Lediglich 22 Prozent der Entschädigungszahlungen wurden dabei durch den Netzbetreiber geleistet, an dessen Netz die abgeregelter Anlage unmittelbar angeschlossen war. Bei 78 Prozent der Entschädigungszahlungen erfolgte die Entschädigung hingegen durch den vorgelagerten Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EMM lag.

2. Netzentgelte

2.1 Erlösbergrenzenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung

Zum 1. Januar 2009 hat die Bundesnetzagentur Erlösbergrenzen festgelegt, die bestimmen, wie viel ein Netzbetreiber in einem Kalenderjahr Erlösen darf. Zum 1. Januar 2013 konnten die Netzbetreiber bereits zum vierten Mal seit der Einführung des Anreizregulierungssystems die Erlösbergrenzen und die Netzentgelte gemäß Anreizregulierungsverordnung bzw. Stromnetzentgeltverordnung selbstständig unter Beachtung des geänderten Verbraucherpreisgesamindexes und der Veränderungen bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen anpassen.

Die von den Netzbetreibern vorgenommenen Anpassungen werden von der Bundesnetzagentur durch Abgleich mit den zulässigen Erlösen geprüft, so dass eventuell nicht berechtigte Anpassungen dem Netznutzer über das Regulierungskonto zukünftig verzinst wieder gutgeschrieben werden. Die gestiegenen Erlösbergrenzen der ÜNB sind in nennenswertem Umfang durch die Mehrkosten aus Investitionsmaßnahmen bzw. durch mit der Energiewende zusammenhängende Sondereinflüsse bedingt. Insbesondere die Ausdehnung erneuerbarer Energien und der Ausbau der Infrastruktur erfordern hohe Investitionen der Übertragungsnetze. Die genannten Anpassungen haben bei den ÜNB zu einer Erhöhung der Erlösbergrenzen von 2012 auf 2013 von rund 7,81 Prozent geführt.

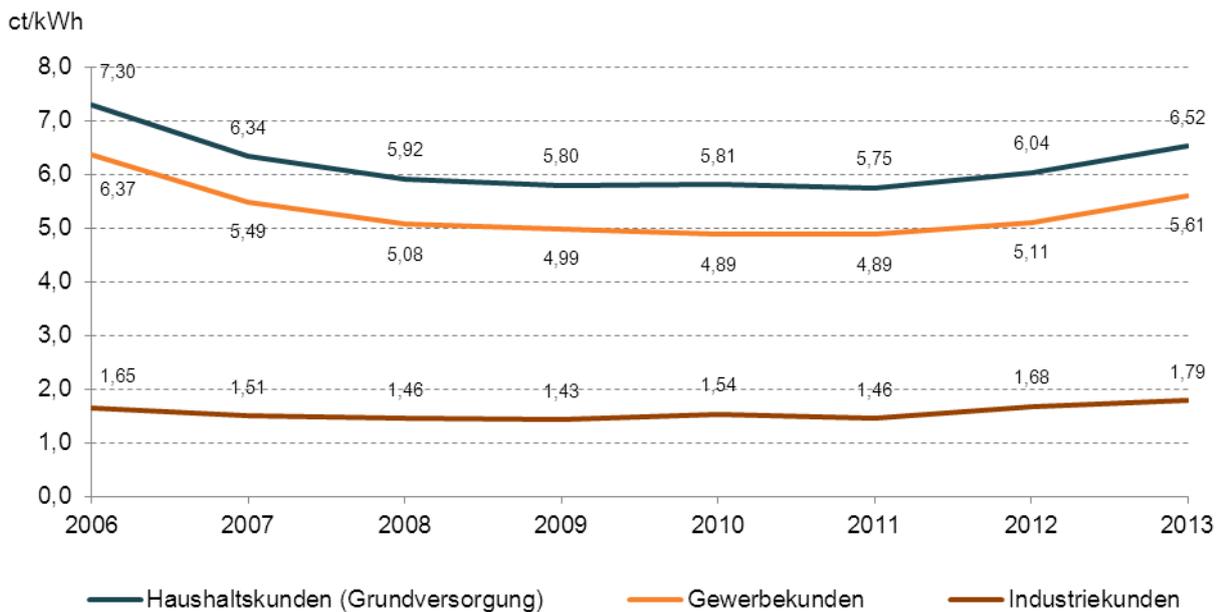
Die VNB können jährlich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe erneut für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen. 82 genehmigte Anträge auf Erweiterungsfaktor hatten im Jahr 2012 einen Anstieg der Erlösbergrenzen zur Folge. Außerdem galten 54 bereits in 2011 genehmigte Erweiterungsfaktoren weiter in 2012. Zum 30. Juni 2013 wurden erneut 113 Anträge auf Erweiterungsfaktor gestellt. Die steigenden Erweiterungsinvestitionen führen zu einem Anstieg der Erlösbergrenzen.

Bei den VNB ist eine Steigerung von 2012 auf 2013 um 15,3 Prozent zu verzeichnen. Auf Grundlage dieser Erlösbergrenzen werden die Entgelte der einzelnen Netzgebiete kalkuliert. Insgesamt kam es bei Haushaltskunden, Industriekunden und Gewerbekunden zu einem Anstieg der Netzentgelte.

2.2 Entwicklung der Netzentgelte

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Netto-netzentgelte einschließlich der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb nach Kunden-kategorie¹⁵ in ct/kWh vom 1. April 2006 bis zum 1. April 2013.

Abbildung 24: Entwicklung der Netzentgelte 2006 bis 2013 (mengengewichtete Mittelwerte)



Die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte sind im Zeitraum 1. April 2012 bis 1. April 2013 bei Haushaltskunden (Niederspannung), bei Gewerbekunden (Niederspannung, leistungsgemessen) sowie bei Industriekunden (Mittelspannung) sichtbar angestiegen. Die Darstellung zeigt, dass die durchschnittlichen Netzentgelte für Haushaltskunden seit 2006 bis zum Ende des Berichtszeitraums um rund 0,78 ct/kWh und für Gewerbekunden um rund 0,76 ct/kWh gesunken sind. Die durchschnittlichen Netzentgelte für Industriekunden sind jedoch seit 2006 bis 2013 insgesamt um rund 0,14 ct/kWh angestiegen.

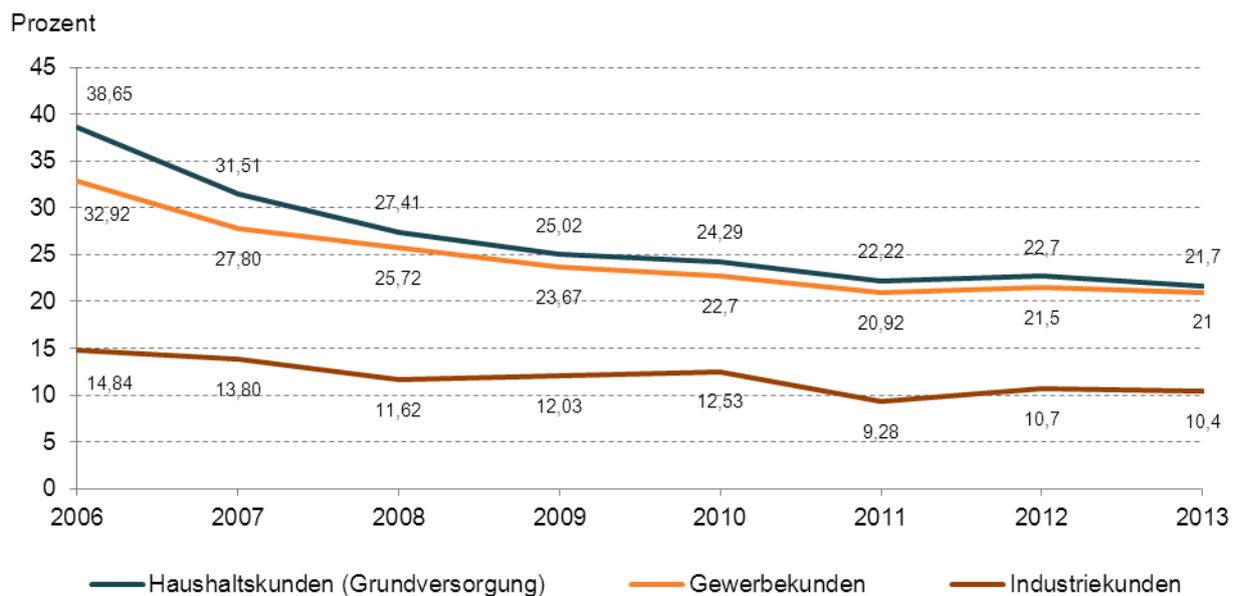
¹⁵ Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen

- 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 § 19 StromNEV-Umlage bleibt bei dieser Darstellung unberücksichtigt, führt aber bei Haushaltskunden zu einem weiteren Anstieg.

Die Regulierung der Netznutzungsentgelte im Strombereich wurde in 2005 mit dem Fokus eingeführt, bestehende Monopolrenditen und Ineffizienzen im Netzbetrieb abzubauen. Nach anfänglich erheblichen Reduktionen in den Netzkosten und den resultierenden Entgelten stabilisierten sich die Netzentgelte in den vergangenen Jahren. Gegenwärtig zeichnen sich nicht unerhebliche Steigerungen ab. Der Anstieg der Netzentgelte ist auf eine Vielzahl von Faktoren zurückzuführen, nicht zuletzt auf Investitionen in den Netzausbau.

Die Regulierung der Netze leistet dennoch einen wichtigen Beitrag zur Dämpfung des Preisanstieges auf den Elektrizitätsmärkten. Senkungen bei den Netzentgelten können allerdings nur partiell die gestiegenen Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb, Steuern und sonstige staatlich veranlasste Preisbestandteile ausgleichen, so dass lediglich ein abmildernder Effekt auf die steigenden Elektrizitätspreise zu erkennen ist.

Abbildung 25: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2013 (mengen- gewichtete Mittelwerte)



Im gesamten Berichtszeitraum von 2006 bis 2013 ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Industriekunden, Gewerbekunden und Haushaltskunden insgesamt gesunken. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis ist in 2013 gegenüber 2012 zurückgegangen.

Insgesamt zeigt sich, dass die fortlaufende Umsetzung des Ausbaus der Übertragungs- und Verteilernetze in Folge der Energiewende bei der Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2013 – wie bereits in 2012 – beachtliche Kosten und damit Entgeltzuwächse ausgelöst hat. Die durch die Anreizregulierung ausführbaren Effizienz- und Kostenreduktionspotenziale haben dagegen nicht mehr als eine mäßig bremsende Wirkung. Ziel ist eine einheitliche und transparente Netzentgeltregulierung, die eine zielori-

enterte und ebenso kosteneffiziente Weiterentwicklung des Energiesystems garantiert. Dies kann steigende Entgelte bewirken und damit auch entsprechend auf den Strompreis wirken. Diese Erhöhung gilt es auf das notwendige Maß zu begrenzen.

2.3 Kostenprüfung Elektrizität

Am 1. Januar 2014 startet die zweite Regulierungsperiode Strom für die VNB und ÜNB, die fünf Jahre andauern wird.

Die Bundesnetzagentur hat zur Bestimmung des Ausgangsniveaus für die Erlösobergrenze mit der Kostenprüfung gemäß den Vorschriften der StromNEV im Jahr 2012 begonnen. Erhoben wurden hierzu die Daten der Unternehmen des Geschäftsjahres 2011, diese mussten bei der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni 2012 von den Netzbetreibern übermittelt werden. Zusätzlich zur originären Zuständigkeit für 105 Netzbetreiber prüft die Bundesnetzagentur gemäß Verwaltungsabkommen nunmehr die Kosten von 173 weiteren Netzbetreibern. Diese Aufgabe wird im Zuge der Organleihe für die Länder Berlin, Brandenburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen wahrgenommen.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit einem Verteilernetz von weniger als 30.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden, konnten einen Antrag auf Teilnahme an einem vereinfachten Verfahren bis zum 30. Juni 2012 stellen. Diese Option wurde von insgesamt 168 zu prüfenden Netzbetreibern in Anspruch genommen.

Im Rahmen der Kostenprüfung wurden die betriebsnotwendigen Kosten der Stromnetzbetreiber ermittelt. Grundsätze der Netzkostenermittlung beinhalten, dass aufwandsgleiche und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs nur insoweit anzusetzen sind, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Die Schwerpunkte der Prüfung lagen dabei, neben der Prüfung der aufwandsgleichen Kosten, insbesondere auf der Ermittlung kalkulatorischer Abschreibungen, kalkulatorischer Eigenkapitalverzinsungen sowie kalkulatorischen Steuern unter Abzug Kosten mindernder Erlöse und Erträge.

Im Verlauf der Prüfungen hat sich der Rechtsrahmen geändert, u. a. hat es Anpassungen der StromNEV gegeben, die bei der Berechnung der betriebsnotwendigen Kosten berücksichtigt wurden. Betroffen sind die Indexreihen für das Sachanlagevermögen und die Verzinsung des Eigenkapitals, soweit die Eigenkapitalquote gemäß § 6 StromNEV überschritten wird.

Durch die Reformen wird es ab 2015 auch möglich sein, zusätzliche Kosten der Netzbetreiber für Forschung und Entwicklung bei den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen (Vgl. § 25a ARegV).

Im Anschluss an die Kostenprüfung wird die Bundesnetzagentur die Erlösobergrenzen für die jeweiligen Netzbetreiber festlegen.

2.4 Behandlung der Verlustenergiekosten in der zweiten Regulierungsperiode

Die Bundesnetzagentur hat nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 4a Anreizregelungsverordnung (ARegV) einen Beschluss hinsichtlich der Festlegung von volatilen Kostenanteilen nach

§ 11 Abs. 5 ARegV für die Kosten aus der Beschaffung von Verlustenergie für die 2. Regulierungsperiode getroffen. Wesentliche Elemente der freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) „Verlustenergie“ aus dem Jahr 2010 wurden beibehalten. Die ansatzfähigen Verlustenergiekosten des jeweiligen Kalenderjahres ergeben sich hierbei aus dem Produkt des Referenzpreises und der ansatzfähigen Menge. Differenzen zwischen den tatsächlichen jährlichen Beschaffungskosten und den jeweils ansatzfähigen Kosten darf der VNB als Bonus behalten bzw. sind durch den VNB als Malus zu tragen.

Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur eine Option als FSV angeboten, sodass die Verlustenergiekosten mit einem festen Preis von 54 Euro/MWh und der Verlustenergiemenge des Basisjahres 2006 für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode anzusetzen sind. Von dieser Option haben 28 Netzbetreiber Gebrauch gemacht.

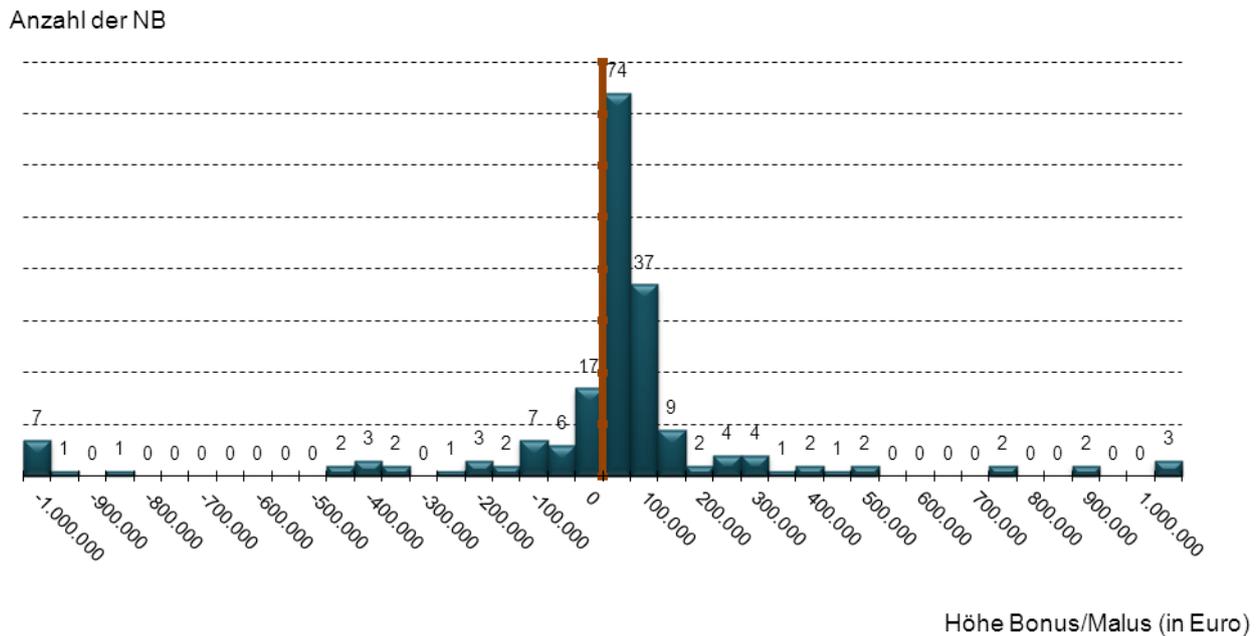
2.5 Start der Qualitätsregulierung Elektrizität zum 1. Januar 2012

Im Rahmen 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 dem zu begegnen, schreibt die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Einführung einer Qualitätsregulierung vor, welche über ein Qualitätselement, das Bestandteil der Erlösbergrenzenformel ist, umgesetzt wird. Die Netzbetreiber, deren Netz sich in den vergangenen Jahren im Vergleich zum Durchschnitt der Netzbetreiber durch eine gute Qualität ausgezeichnet hat, erhalten über das Qualitätselement einen Zuschlag auf die Erlösbergrenze, Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus- / Malussystem).

Die Bundesnetzagentur hat bereits im Jahr 2010 ein Konzept zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom entwickelt. Dieses sieht eine Grundvariante der Qualitätsregulierung für den Bereich Netzzuverlässigkeit Strom vor, die zum 1. Januar 2012 eingeführt wurde. Das Qualitätselement wurde für zwei Jahre festgelegt und in den Erlösbergrenzen der Jahre 2012 und 2013 zum Ansatz gebracht.

In der ersten Regulierungsperiode ergab sich für 143 Netzbetreiber durch das Qualitätselement für die Jahre 2012 und 2013 ein Bonus, während 59 Netzbetreiber einen Malus erhielten. Die Schwankungsbreite zwischen Bonuszu- bzw. Malusabschlägen für die einzelnen Netzbetreiber lag bei ca. -4.000.000 Euro bis ca. 4.000.000 Euro.

Abbildung 26: Bonuszu- bzw. Malusabschläge für die einzelnen Netzbetreiber



Für den Beginn der zweiten Regulierungsperiode (2014 - 2018) ist ein zweites Qualitätselement zu berechnen, das ebenfalls auf dem Konzept der Grundvariante basiert. Die zu berechnenden Qualitätselemente werden für die ersten drei Jahre der zweiten Regulierungsperiode erlöswirksam, d. h. für die Jahre 2014, 2015 und 2016. Zur Berechnung des Qualitätselementes werden die Berichtsjahre 2010, 2011 und 2012 herangezogen.

Basis für die derzeit umgesetzte Variante ist das im Auftrag der Bundesnetzagentur durch das Beraterkonsortium Consentec Consulting für Energiewirtschaft GmbH/Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V.(FGH)/Frontier Economics Limited erstellte Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze“¹⁶. In der Grundvariante wird zur Ermittlung des Qualitätselementes die Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) für den Bereich Niederspannung bzw. ASIDI (Average System Interruption Duration Index) für den Bereich Mittelspannung zur Abbildung der Unterbrechungsdauer herangezogen. Dabei werden alle Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten andauern. Grundlage für die Ermittlung des SAIDI/ASIDI sind die nach § 52 EnWG gemeldeten Versorgungsunterbrechungsdaten der Netzbetreiber. Aus den SAIDI- / ASIDI-Werten werden Referenzwerte ermittelt, wobei die Lastdichte als Parameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede zwischen den einzelnen Netzgebieten herangezogen wird.

¹⁶ Abrufbar auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/1Regulierungsperiode/1regulierungsperiode-node.html.

Weicht der individuelle SAIDI- / ASIDI-Wert eines Netzbetreibers von dem errechneten Referenzwert ab, so erhält dieser mittels einer Anreizrate einen entsprechenden Bonus bzw. Malus auf seine zulässige Erlösobergrenze.

Hervorzuheben ist, dass es sich bei den Referenzwerten nicht um Zielvorgaben handelt, mit denen die Regulierungsbehörde dem einzelnen Netzbetreiber vorgibt, welches Zielniveau seine Netzzuverlässigkeit zu erreichen hat. Stattdessen hat jeder Netzbetreiber eine integrierte Kosten- und Erläsoptimierung unter Berücksichtigung der Anreizrate vorzunehmen. Auf diese Weise wird langfristig eine Entwicklung in Richtung des gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveaus vollzogen.

Das Qualitäts-Anreiz-System hat bundesweite Daten zu berücksichtigen. Es findet in der Grundvariante Anwendung für alle Netze der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene, die am bundesweiten Effizienzvergleichsverfahren gemäß §§ 12 - 14 ARegV teilnehmen. Nicht berücksichtigt werden gemäß § 24 Abs. 3 ARegV folglich Netze von Netzbetreibern, die am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen. Netze der Hoch- und Höchstspannung sind in der Grundvariante vom Qualitätselement ausgenommen, weil sich diesbezüglich mit den derzeit vorliegenden Kennzahlen keine sinnvolle Qualitätsregulierung durchführen lässt.

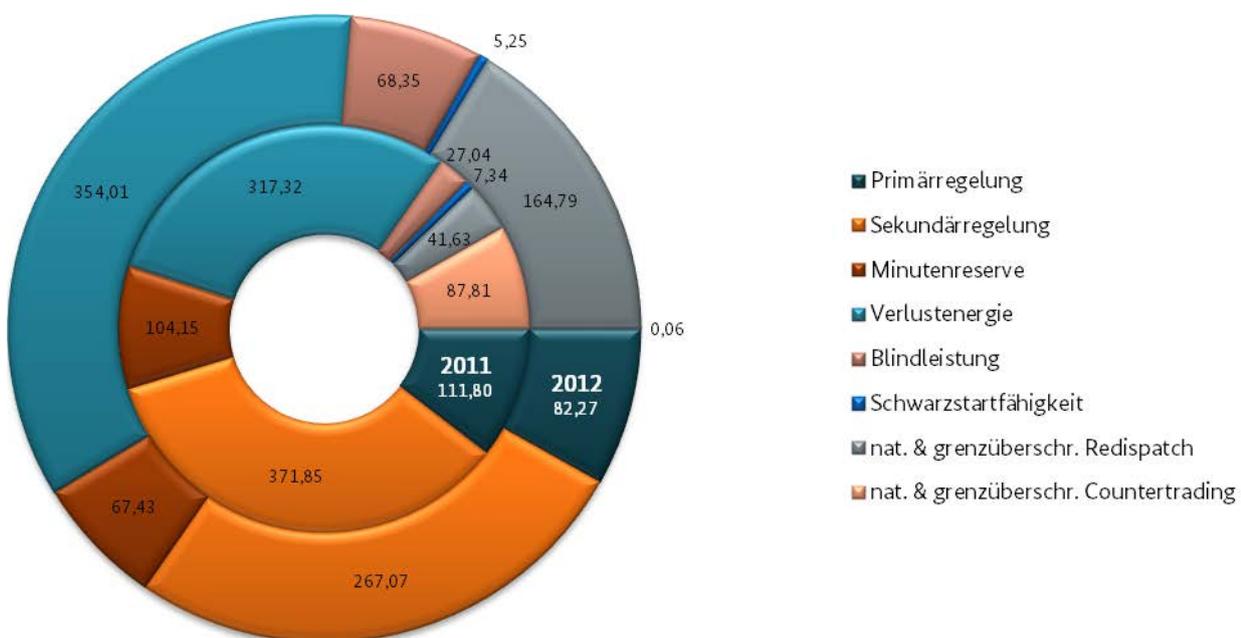
2.6 Stand des Effizienzvergleichs VNB Elektrizität für die zweite Regulierungsperiode

Die zweite Regulierungsperiode für die VNB Strom beginnt am 1. Januar 2014. Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 12 Abs. 1 ARegV für diese Netzbetreiber einen bundesweiten Effizienzvergleich durchzuführen. Zur Unterstützung der Bundesnetzagentur für die Bestimmung der Effizienzwerte wurde ein Beraterkonsortium bestehend aus Swiss Economics und Sumicid beauftragt. Die notwendigen Struktur- und Kostendaten aus dem Basisjahr 2011 von den 185 Netzbetreibern im Regelverfahren wurden von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden erhoben und auf Plausibilität geprüft. Am 12. Juli 2013 wurden Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise und Verbraucher im Rahmen einer Konsultation der Methoden, sowie einer Vorstellung der Parameter für den Effizienzvergleich der VNB Strom gemäß §§ 12 Abs. 1 und 13 Abs. 3 ARegV angehört. Nach Berücksichtigung der diesbezüglichen Stellungnahmen werden Effizienzwerte für die VNB Strom berechnet. Planmäßig sollen die individuellen Effizienzwerte rechtzeitig zur Verfügung stehen, sodass die Netzbetreiber zum 1. Januar 2014 individuelle Netzentgelte bestimmen können. Für diejenigen Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 2 ARegV teilnehmen, wird ein pauschaler Effizienzwert von 96,14 Prozent angesetzt.

D Systemdienstleistungen

Zu den Kernaufgaben der ÜNB zählen die Systemdienstleistungen. Diese 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 27: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB in 2011 und 2012 in Mio. Euro



Die Gesamtkosten der Systemdienstleistungen sind im Jahr 2012 auf 1.077 Mio. Euro zurückgegangen (2011: 1.135 Mio. Euro). Die Kosten mindernden Erlöse betragen insgesamt 68 Mio. Euro (2011: 66 Mio. Euro). Hierdurch reduzierten sich die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen auf 1.009 Mio. Euro (2011: 1.069 Mio. Euro). Als Hauptkostenblöcke tragen die Regelleistungsvorhaltung mit 417 Mio. Euro (2011: 588 Mio. Euro) und die Verlustenergie mit 354 Mio. Euro (2011: 317 Mio. Euro) zu den Gesamtkosten bei.

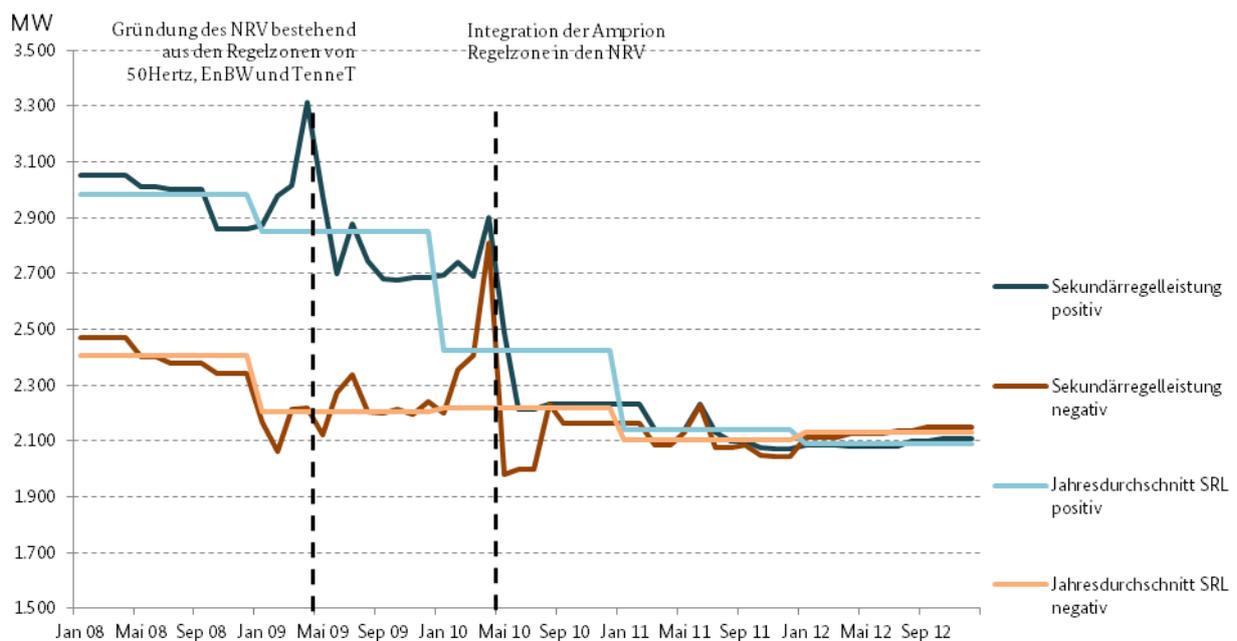
Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2012 gegenüber 2011 verändert. Die Gesamtkosten für Regelenergie sanken um 171 Mio. Euro, insbesondere aufgrund der um 105 Mio. Euro geringeren Kosten für Sekundärregelung. Demgegenüber stiegen die Kosten Blindleistung (+ 41 Mio. Euro) und für Verlustenergie (+37 Mio. Euro) an.

1. Regelenergie

Mit der im Jahr 2010 abgeschlossenen Integration von Amprion besteht der Netzregelverbund (NRV) nun aus den Regelzonen aller vier deutschen ÜNB (50Hertz, EnBW TNG, TenneT TSO, Amprion). Der modular aufgebaute NRV verhindert die Aktivierung gegenläufiger Sekundärregel- und Minutenreserveleistung (MRL), dimensioniert den Regelleistungsbedarf gemeinsam für alle Regelzonen, schafft einen deutschlandweit einheitlichen Markt für Sekundärregel- (SRL) und Minutenreserveleistung (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 Regelenergie 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 Minutenreserveleistung widerspiegelt.

Die im Jahr 2011 getroffenen Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Reduktion der Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben am Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreservemarkt hat unter Anderem zum Ziel, Marktzutritte neuer Anbieter zu fördern und den Regelenergiemarkt für weitere Technologien, z. B. für zu- und abschaltbare Verbraucher, für Stromspeicher etc. weiter zu öffnen.

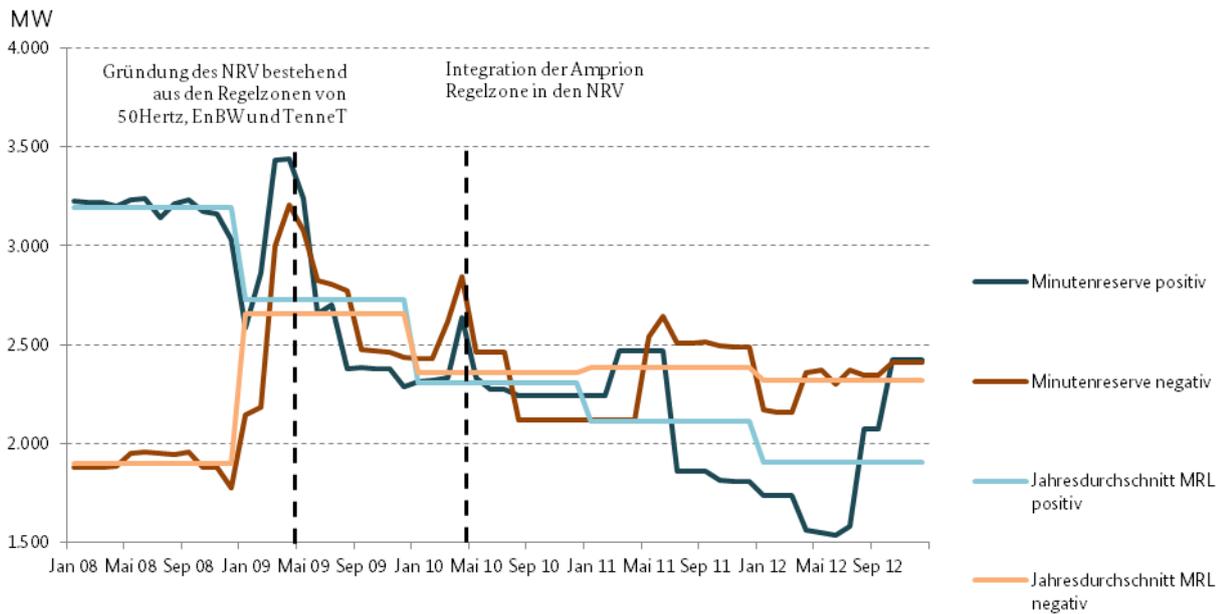
Abbildung 28: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT TSO



Die vorstehende Abbildung verdeutlicht die Effekte aus der Einführung des NRV: Die durchschnittlich in den Perioden zwischen Mai eines Jahres und April des nächsten Jahres ausgeschriebene SRL ist ungefähr

auf dem Niveau des Vergleichszeitraum in 2011 geblieben. Im Vergleich zum Vorjahr sank die durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL auf 2.091 MW (2011: 2.139 MW) und die negative SRL stieg leicht auf 2.133 MW (2011: 2.102 MW) an.

Abbildung 29: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT TSO



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. Der Bedarf der positiven MRL stieg im Laufe des Jahres 2012 von einem historischen Tiefstwert im Mai auf das Niveau Anfang 2011 an. Der Anteil der vorgehaltenen negativen Minutenreserve ist im Vergleich den Vorjahresdurchschnittswerten auf ähnlichem Niveau konstant niedrig geblieben. Die unterjährige Veränderung der Ausschreibungsmengen ist 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 erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Deutschland. Zum anderen finden sich die am Ende eines Jahres oft auftretenden Überdeckungen der Regelzone durch das angewendete Dimensionierungsverfahren mit einem zeitlichen Versatz in der Dimensionierung der vorzuhaltenden Regelleistung wieder.

Die Effizienzsteigerungsmöglichkeiten aus dem NRV sind innerhalb Deutschlands nach heutigem Kenntnisstand ausgeschöpft. Der modulare Aufbau des NRV ermöglicht jedoch dessen Ausdehnung auf benachbarte ausländische Regelzonen, wie sie von den deutschen ÜNB angestrebt wird. Wegen der noch unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Regelenergiemärkte in Europa können nicht alle Module des NRV unmittelbar ausgedehnt werden. Kurzfristig umsetzbar ist die Erweiterung des ersten Moduls, welches das Gegeneinanderregeln vermeidet. An den engpassbewirtschafteten Grenzen ist dabei eine Saldie-

rung des Regelenergieeinsatzes auf die nicht vom Markt genutzten Übertragungskapazitäten beschränkt. Eine Reservierung von Kapazitäten für den Regelenergieaustausch erfolgt nicht. Auch hat die geplante Kooperation mit ausländischen ÜNB keinen Einfluss auf die Höhe der von den deutschen ÜNB gemeinsam beschafften Regelleistung.

Die Leistungsspannen der im Jahr 2012 jeweils ausgeschriebenen Mengen sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 17: Übersicht über die 2012 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW (Leistungsspannen); Quelle: www.regelleistung.net

	Primärregelung	Sekundärregelung		Minutenreserve	
	pos. / neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
Ausgeschriebene Leistung in MW	567 - 592	2.081 - 2.109	2.114 - 2.149	1.536 - 2.426	2.158 - 2.413

Bei der Primärregelung (PRL) ist im Vergleich zum Jahr 2011 ein Rückgang des Bedarfs auf 567 - 592 MW (2011: 612 - 624 MW) zu verzeichnen.

Die deutschen ÜNB und der schweizerische ÜNB, Swissgrid, streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur und der schweizerischen Regulierungsbehörde, der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom an, beide Märkte für Primärregelleistung grenzüberschreitend zu harmonisieren. Seit dem 12. März 2011 werden in der ersten Ausbaustufe 25 MW des schweizerischen Bedarfs durch Swissgrid in Deutschland für die Deckung durch deutsche PRL-Anbieter ausgeschrieben. Für die Deckung des deutschen Bedarfs auch aus der Schweiz ist keine Begrenzung vorgesehen. Aufgrund der Regularien im Operation Handbook der Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) bestehen jedoch technische Grenzen. Swissgrid nimmt mit diesen 25 MW für die gemeinsame Ausschreibung als fünfter ÜNB an der deutschen Ausschreibung entsprechend den deutschen Regularien teil und ist Anschluss-ÜNB für die schweizerischen Anbieter.

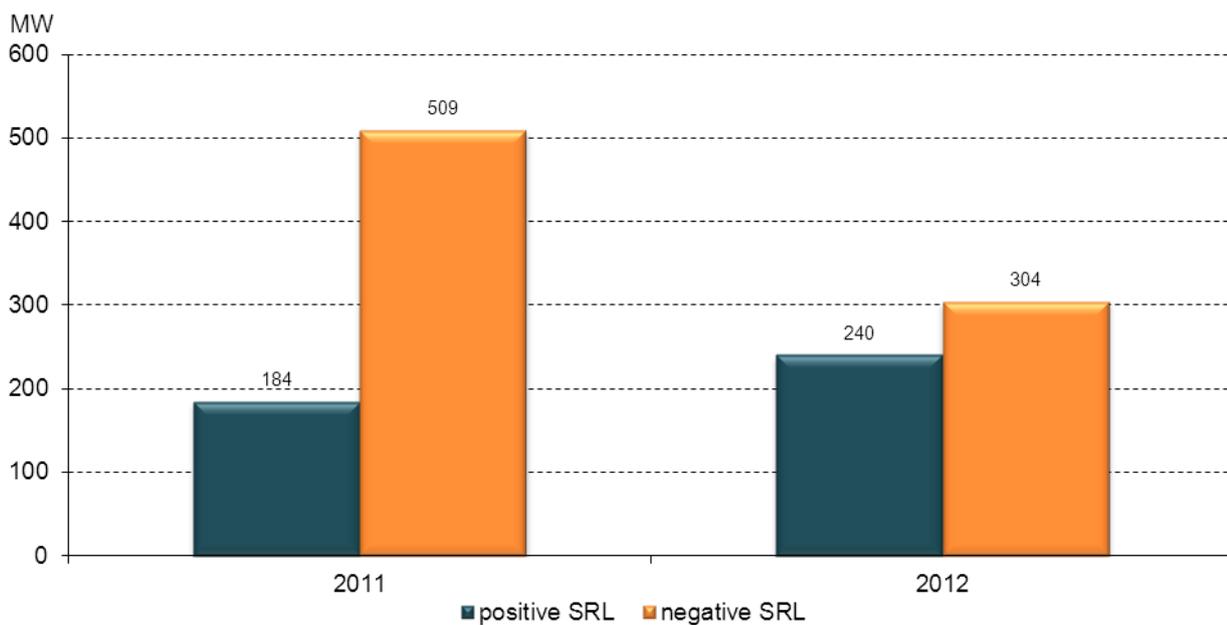
Der NRV und die Festlegungen der Bundesnetzagentur tragen durch die Vergrößerung des Marktgebietes durch Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für die SRL und MRL und Anpassung der Ausschreibungsbedingungen zu einem erhöhten Wettbewerbspotenzial bei. So stieg die Zahl der präqualifizierten Anbieter von Regelenergie bis 25. Juni 2013 auf 20 bei der Sekundärregelung (2010: 15) und auf 36 Anbieter für die Minutenreserve (2010: 35). Die Anzahl der Primärregelleistungsanbieter blieb im Vergleich zum Vorjahr konstant bei 14 Anbietern.

2. Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung

Der Einsatz von SRL ist im Jahr 2012 gegenüber 2011 leicht zurückgegangen. Wie in der Abbildung oben zu sehen, ist die beschaffte SRL in den Jahren 2011 und 2012 auf ähnlich niedrigem Niveau geblieben.

Bezogen auf das Berichtsjahr 2012 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 2,1 TWh (2010: 1,6 TWh) für positive und 2,7 TWh (2010: 4,5 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zu 2011 ist bei leicht zurückgegangener Gesamtarbeitssumme eine Verschiebung in Richtung der positiven SRL zu beobachten.

Abbildung 30: 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 in nachfolgender Tabelle abgebildet, im Jahr 2012 mit insgesamt 20.233 Abrufen um gut zehn Prozent im Vergleich zum Vorjahr angestiegen. Dies ist vor allem analog zur Sekundärregelleistung auf den Anstieg des positiven Minutenreserveeinsatzes zurückzuführen.

Abbildung 31: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

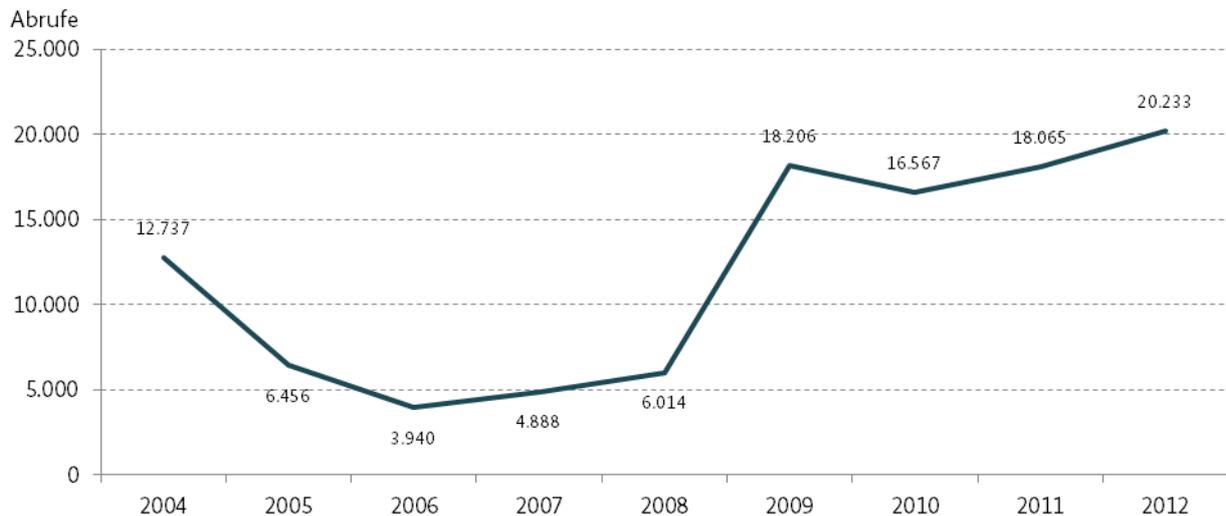
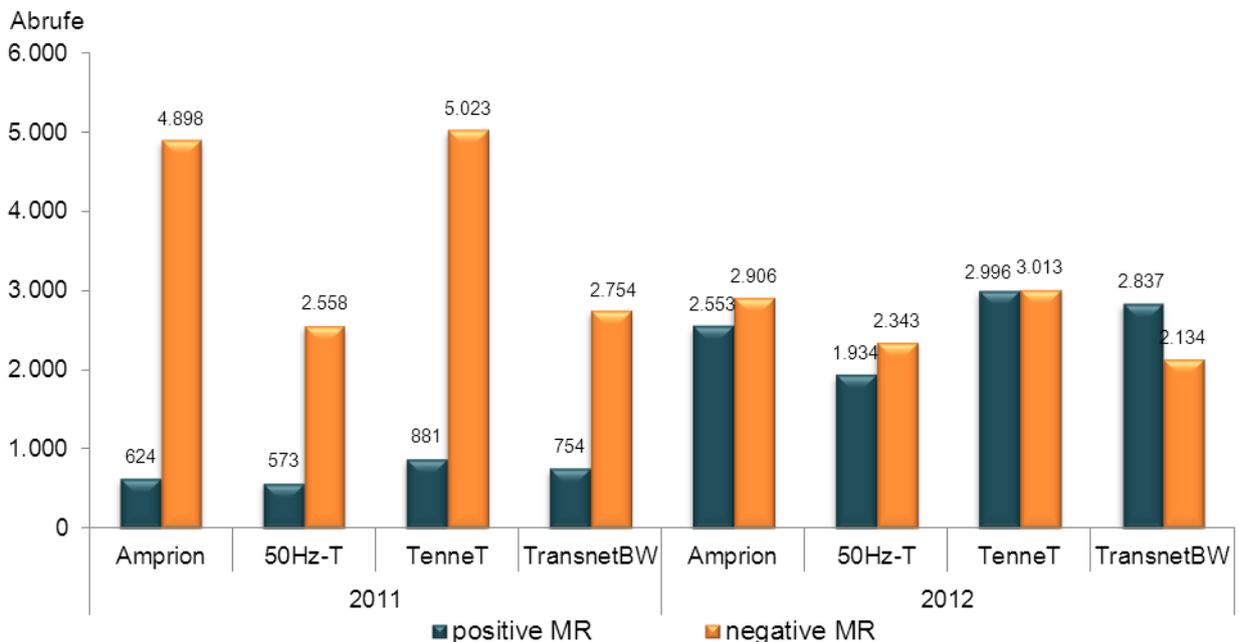


Abbildung 32: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2011 und 2012



Die bei einem Abruf von MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit rund 215 MW bei der positiven MRL niedriger als im Jahr 2011 (227 MW). Mit rund 233 MW bei der negativen MRL im Jahr 2012 sank die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Jahr 2011 (302 MW) erneut.

Abbildung 33: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2011 und 2012 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL)

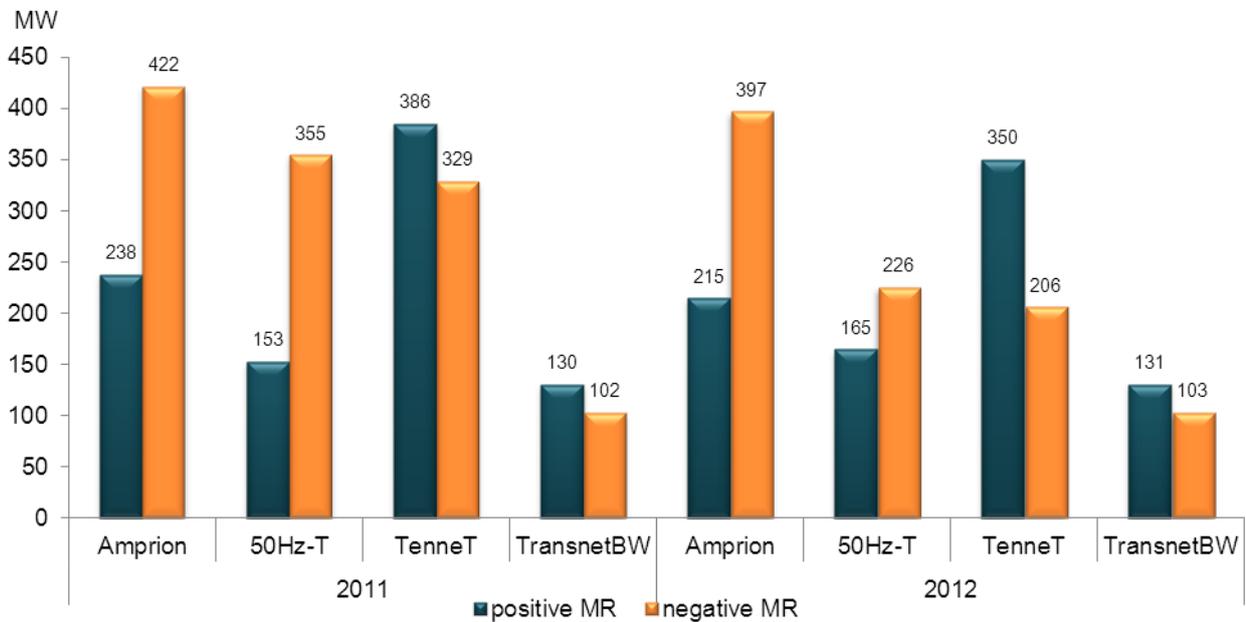
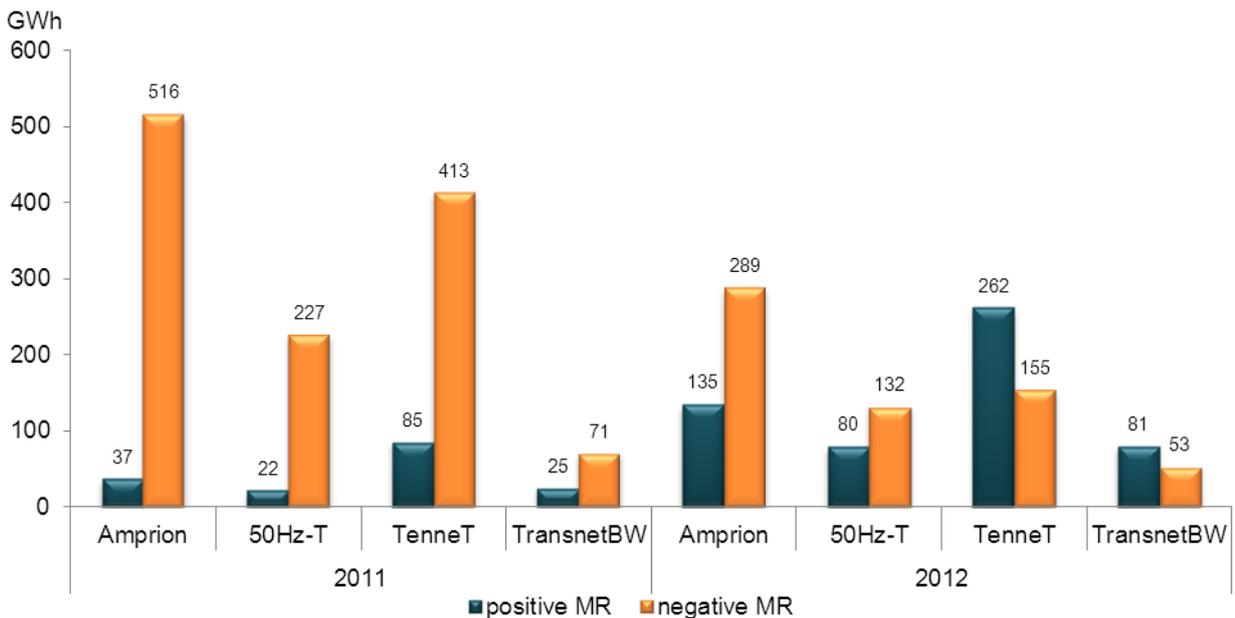


Abbildung 34: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2011 und 2012 in GWh

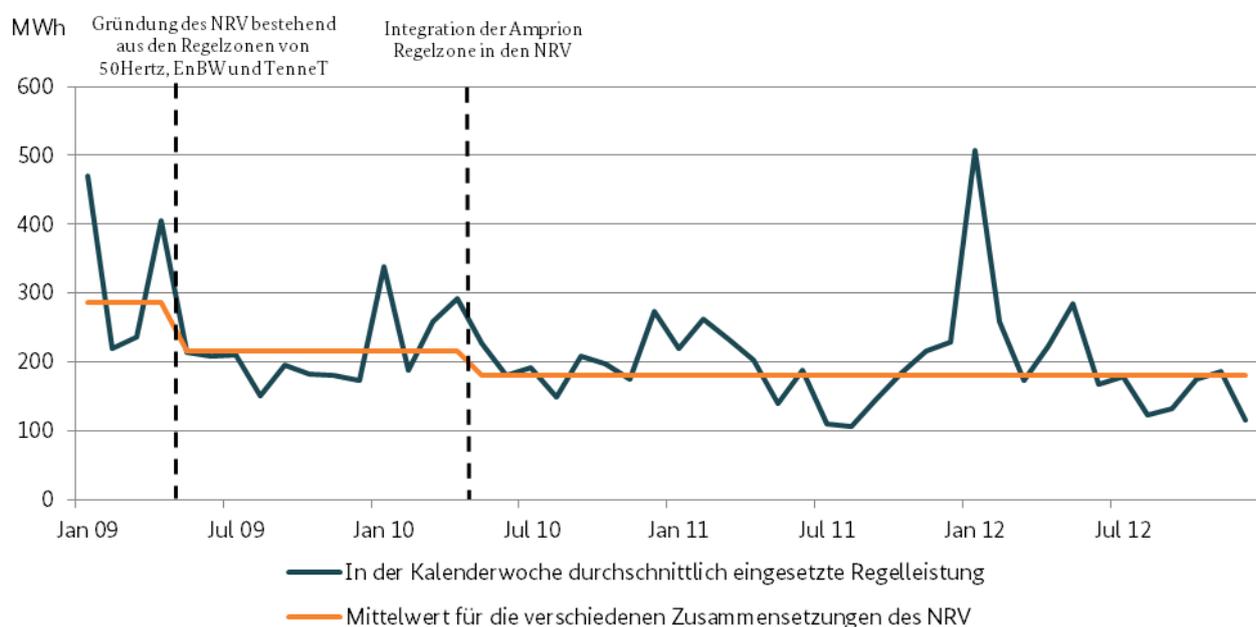


Insgesamt wurde damit für positive MRL im Jahr 2012 eine Energiemenge in Höhe von 558 GWh (2011: 168 GWh), für negative MRL in Höhe von 629 GWh (2011: 1.226 GWh) eingesetzt. Auch bei der eingesetz-

ten Minutenreservearbeit ist wie bei der Sekundärregularbeit ein Verschieben weg von der negativen hin zur positiven MRL zu beobachten.

In der folgenden Abbildung ist der durchschnittliche Regelenergieeinsatz 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 Regularbeit erkennen.

Abbildung 35: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in MWh



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.

Im Unterschied zum Jahr 2011 stieg der maximale Ausgleichsenergiepreise im NRV nennenswert an.

Tabelle 18: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2012

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

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Falle eines positiven Regelzonensaldo (Unterspeisung) in 2012 bei rund 107,95 Euro/MWh, im Falle eines negativen Regelzonensaldo (Überspeisung) bei rund 4,77 Euro/kWh. Im Vergleich zu 2011 ist in 2012 ein leichter Anstieg der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zu beobachten. Die durchschnittlichen gewichteten Ausgleichsenergiepreise des NRV lagen 2011 bei positivem Regelzonensaldo bei 130,53 Euro/MWh bei negativem Regelzonensaldo bei -14,54 Euro/MWh (vgl. Abbildung 37).

Abbildung 36: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2012

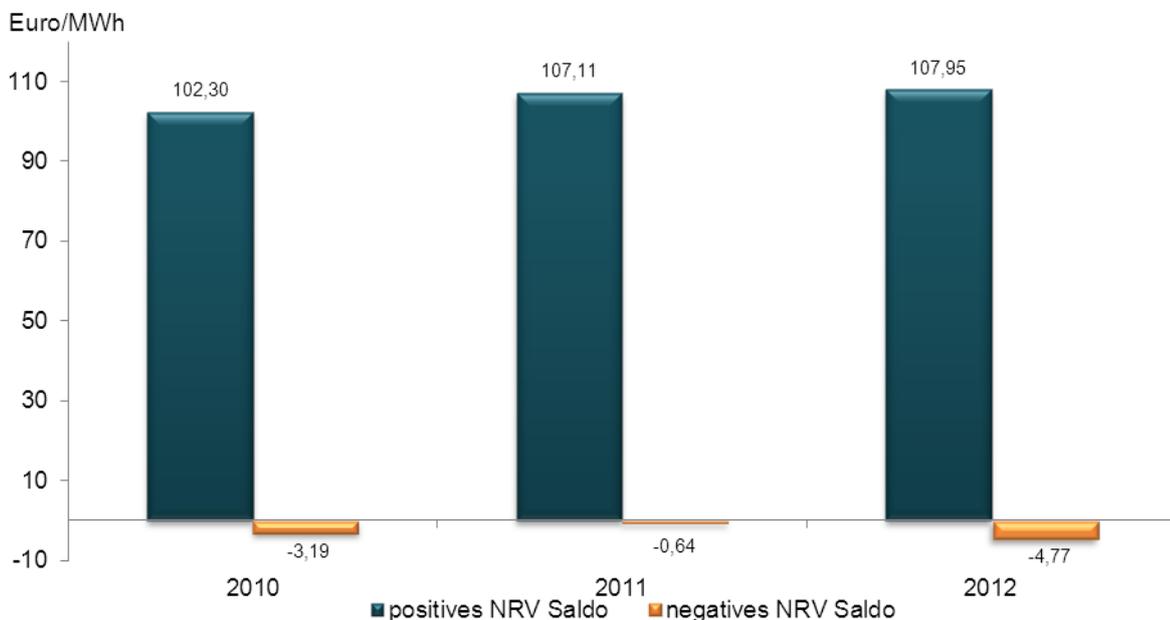
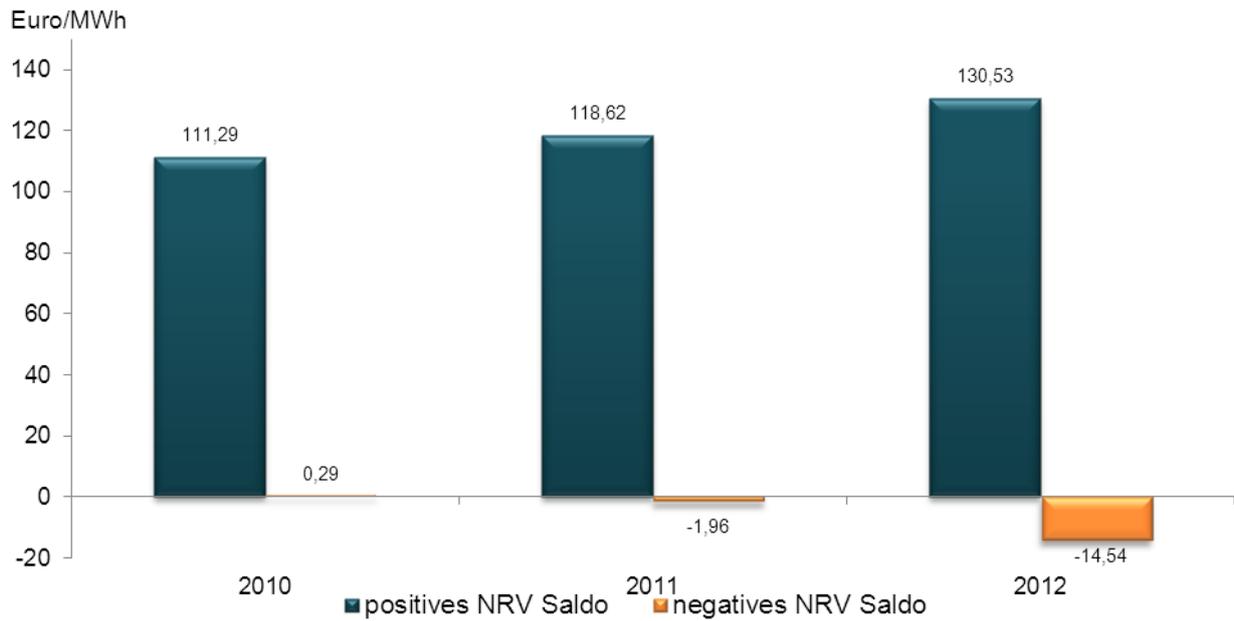
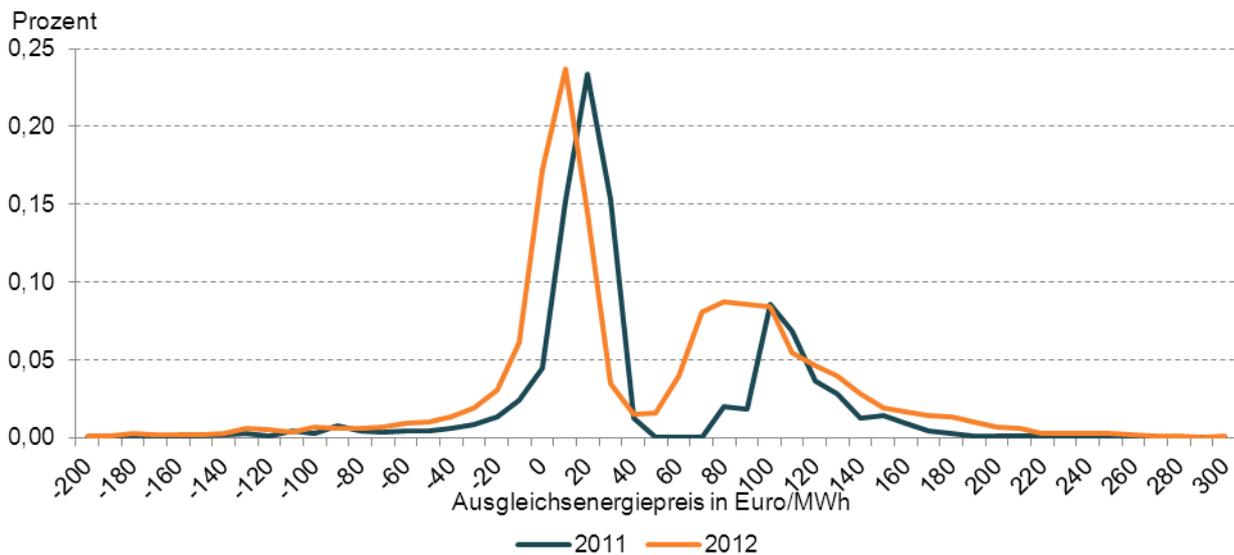


Abbildung 37: Durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2012



In der folgenden Abbildung ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise im NRV dargestellt. Bei negativem Regelzonensaldo ist eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 Euro/MWh zu erkennen. Dieser Effekt hat sich im Jahr 2012 im Vergleich zum Jahr 2011 noch einmal verstärkt.

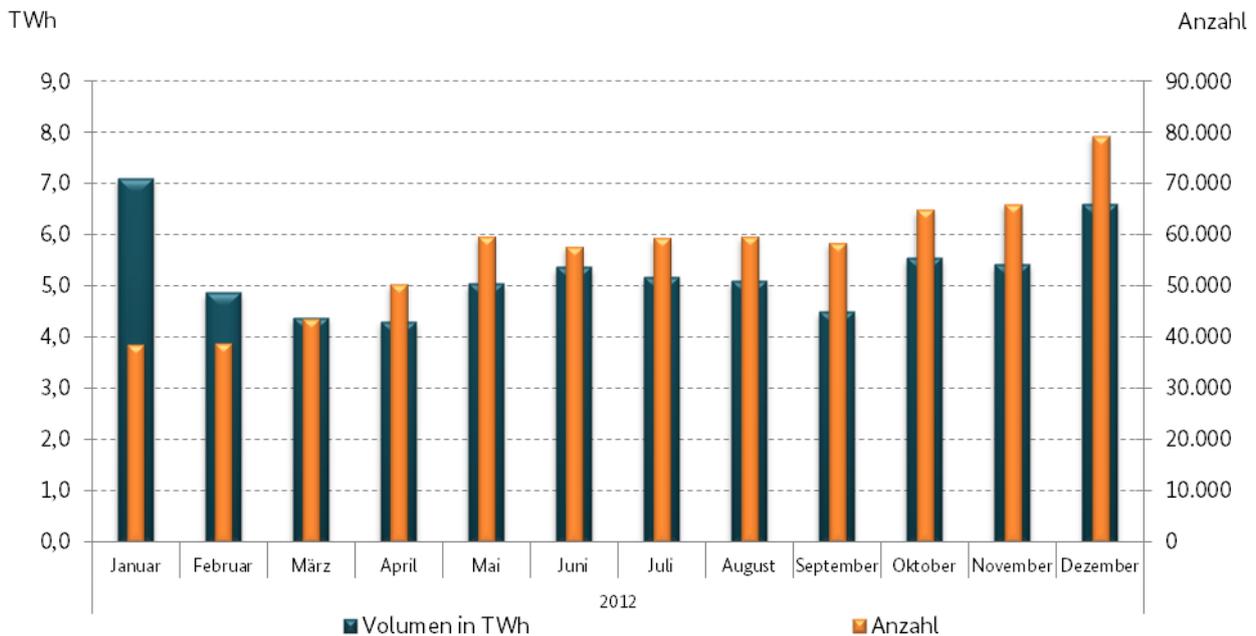
Abbildung 38: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2011 und 2012 in Prozent



5. Untertägiger Handel

Gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV sind Fahrplananmeldungen, in denen die Bilanzkreisverantwortlichen den ÜNB die geplanten Elektrizitätsliefergeschäfte und Elektrizitätshandelsgeschäfte für den jeweiligen Tag (auf Basis viertelstündigen Werten) mitteilen, bis 14:30 Uhr des Vortages möglich. Um 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 2012.

Abbildung 39: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen



Die (sowohl anzahl- als auch volumenmäßig) zu verzeichnende Zunahme der untertägigen Fahrplanänderungen lässt sich unter anderem durch die zunehmende intermittierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien erklären, die einen untertägigen Ausgleich über den Intraday Handel erforderlich macht. Fahrplanänderungen machten im Berichtsjahr 2012 ein Gesamtvolumen von 63,4 TWh (2011: 64,8 TWh) bei einer Anzahl von 676.902 Fahrplanänderungen (2011: 363.281) aus. Dabei wurden im Durchschnitt 56.400 Fahrplanänderungen pro Monat durchgeführt. Der höchste Wert lag im Jahr 2012 bei 79.238 Änderungen pro Monat, der niedrigste bei 38.629.

6. Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes

Der modular aufgebaute NRV der vier deutschen ÜNB ist bereits seit Mitte 2010 in allen Bereichen vollständig aktiv. Damit können nach aktuellem Wissensstand innerhalb Deutschlands keine weiteren Effizienzsteigerungsmöglichkeiten des operativen Einsatzes von Regelenergie erreicht werden.

Durch den modularen Aufbau ist jedoch eine schrittweise Ausweitung des Netzregelverbunds auf benachbarte ausländische Regelzonen möglich. Eine solche Ausweitung haben die ÜNB in den Jahren 2011 und 2012 bezogen auf das Modul 1 (Vermeidung einer gegenläufigen Aktivierung der Regelleistung) vorangetrieben. Da hierbei lediglich unter Berücksichtigung der nach den Handelsaktivitäten der Marktteilnehmer verbleibenden freien Übertragungskapazitäten eine Saldierung der Regelzonenungleichgewichte erfolgt, ist keine Änderung der nationalen Rahmenbedingungen notwendig. Das Optimierungspotenzial kann durch eine systemtechnische Einbindung relativ leicht realisiert werden. Das Optimierungssystem des Netzregelverbunds wird in der Hauptschaltleitung der TransnetBW in Wendlingen technisch betreut und von dort aus für alle Partner betrieben.

Eine Kooperation zur Vermeidung einer gegenläufigen Aktivierung der Regelleistung ist mit den Ländern Dänemark (seit Oktober 2011), Niederlande (seit Februar 2012), Schweiz (seit März 2012), Tschechien (seit Juni 2012) und Belgien (Oktober 2012) realisiert. Geplant ist als nächster Schritt die Aufnahme Österreichs.

7. Rahmenleitlinie Regelenergie

Im Januar 2012 hat die Europäische Kommission ACER offiziell mit der Erstellung dieser Rahmenleitlinien beauftragt. Die Bundesnetzagentur ist innerhalb von ACER maßgeblich daran beteiligt. Die Rahmenleitlinien sollen die in Artikel 8 (6) (h) und (j) der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 genannten Bereiche konkretisieren. Diese sollen Regeln für den Handel in Bezug auf die technische und operative Bereitstellung der Netzzugangsdienste und den Austausch von Regelenergie zwischen Netzen sowie für den Austausch von Ausgleichsenergie, einschließlich netzbezogener Regeln für die Reserveleistung vorgeben. Ziele der Rahmenleitlinie sind u. a. die Sicherung der operativen Versorgungssicherheit, die Stärkung des Wettbewerbs in den Regelenergiemärkten, das Ermöglichen der Teilnahme von Lastmanagement und Erneuerbaren Energien am Regelenergiemarkt sowie die Förderung von grenzüberschreitendem Regelenergieaustausch. Jede Rahmenleitlinie muss zur Nichtdiskriminierung, zu einem echten Wettbewerb und zum effizienten Funktionieren des Marktes beitragen. Dazu streben die Rahmenleitlinien für Regelenergie soweit notwendig die Integration, Koordination und Harmonisierung der nationalen Regelenergiesysteme an.

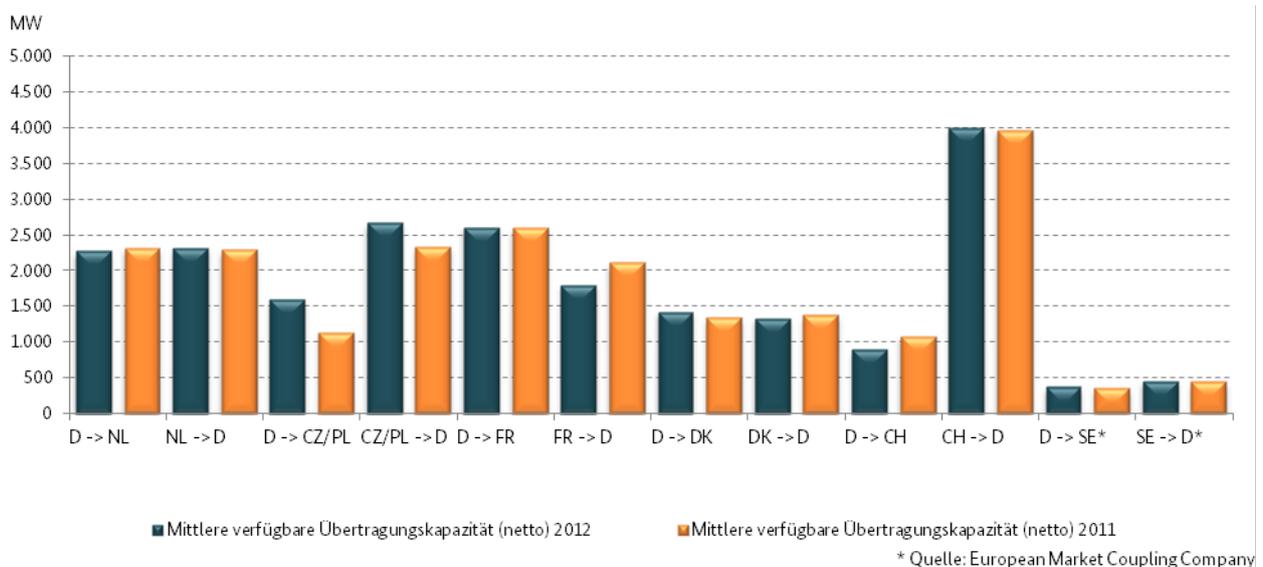
ACER hat die Rahmenleitlinien im September 2012 an die Europäische Kommission übermittelt. Anschließend ist der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-E aufgefordert worden, nach Maßgabe dieser Rahmenleitlinien entsprechende Netzkodizes zu erstellen.

E Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen

1. Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Für den Elektrizitätsbinnenmarkt spielt die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Mitgliedstaaten eine große Rolle. Zur Ermittlung der mittleren verfügbaren Übertragungskapazität wurden, soweit verfügbar, die Jahresdurchschnittswerte der jeweiligen stündlichen Network Transfer Capacity (NTC) -Werte der ÜNB herangezogen. Lücken wurden durch durchschnittliche NTC-Werte gemäß Berechnungsformeln von ENTSO-E ergänzt¹⁷.

Abbildung 40: Mittlere verfügbare Übertragungskapazität



Aus den daraus resultierenden Ergebnissen war Deutschland auch im Berichtsjahr 2012 zentraler Akteur für den Stromaustausch im zentraleuropäischen Verbundsystem. Insbesondere an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze sowie der deutsch-französischen und der deutsch-schweizerischen Grenze kam es zu Veränderungen. An der Grenze zu Polen und Tschechien erhöhte sich die Ex-

¹⁷ 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/> erhältlich.

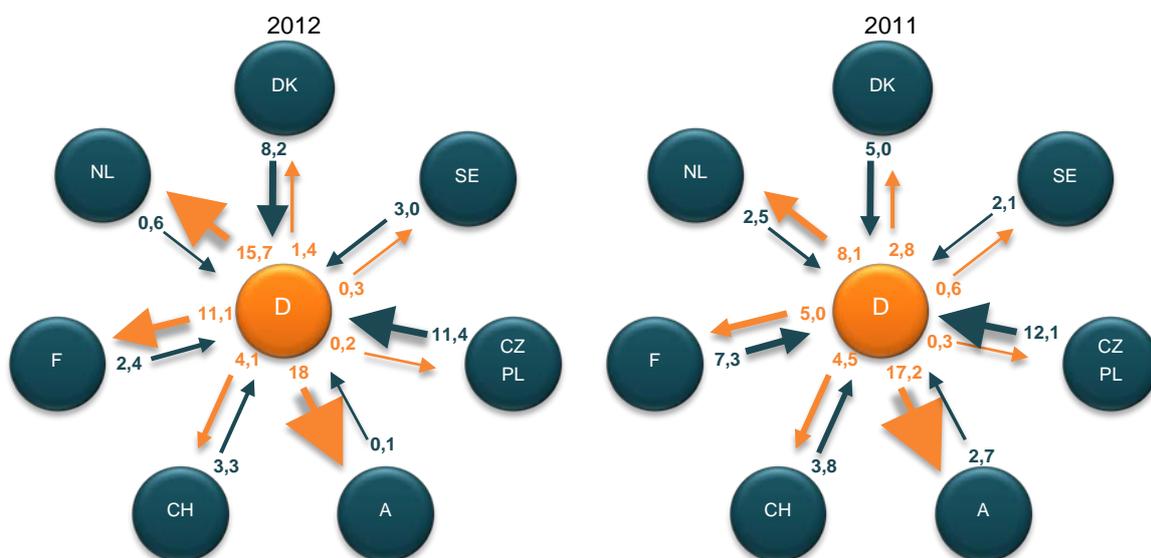
portkapazität um insgesamt 40 Prozent und die Importkapazität verzeichnete einen Zuwachs um 14,4 Prozent. Zu Frankreich hat sich die mittlere verfügbare Importkapazität um 14,8 Prozent verringert, während die Exporte (+0,4 Prozent) nahezu gleich blieben. Zu der Schweiz hat sich die Exportkapazität um 16,9 Prozent verringert, während die Importkapazität sich nur gering erhöhte (+0,8 Prozent). Nach Dänemark erhöhte sich die Exportkapazität um 6,3 Prozent, zugleich verminderte sich die Importkapazität um 3,2 Prozent. Die Exportkapazität nach Schweden erhöhte sich um 6,8 Prozent und die Importkapazität um 2,5 Prozent. Zu den Niederlanden veränderten sich die Exportkapazitäten um -1,5 Prozent und die Importkapazitäten erhöhten sich um ein Prozent. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg ist von insgesamt 21.336 MW im Jahr 2011 um 1,9 Prozent auf 21.735 MW (Import- und Exportkapazitäten) im Jahr 2012 gestiegen.

2. Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

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

Diese bilden Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab und folgen damit den Regeln des Marktes¹⁸. Die nachfolgende Abbildung zeigt die im Jahr 2012 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne.

Abbildung 41: Verbundaustauschfahrpläne in TWh (Grenzüberschreitender Stromhandel)



¹⁸ Der Elektrizitätshandel sollte vom günstigen ins teurere Land durch die Nutzung der Grenzkuppelstellen erfolgen.

In 2012 sind die grenzüberschreitend gehandelten Volumina von 74 TWh (2011) auf 79,7 TWh im Jahr 2012 angestiegen. Exportiert wurden davon 50,7 TWh; 29 TWh wurden importiert. Damit ist Deutschland im Jahr 2012 wie die letzten Jahre zuvor auch Nettoexporteur, mit einer Summe von ca. 21,7 TWh, dies stellt eine Zunahme von 18,7 TWh gegenüber 2011 dar.

Während der Nettoexport in 2012 in die Niederlande um 7,6 TWh angestiegen ist und er sich nach Frankreich mit einem Anstieg von 6,1 TWh sogar verdoppelte, blieb er zu den anderen Nachbarländern nahezu gleichbleibend. Nur nach Schweden verringerten sich die Nettoexporte um 0,3 TWh, was einer Halbierung entspricht. Hauptelektrizitätsabnehmer im Saldo aus deutscher Sicht waren im Jahr 2012 Österreich, gefolgt von den Niederlanden und Frankreich.

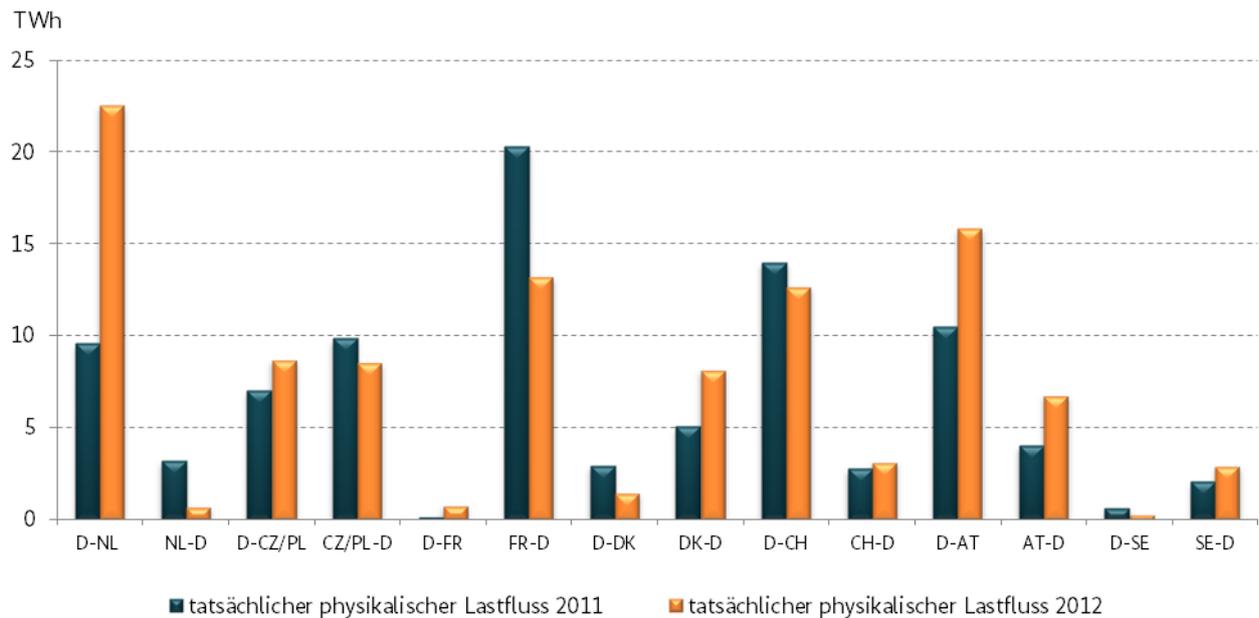
Die Zunahme der Exporte geht in 2012 einher mit der Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Besonders der Anteil aus Wind und Solarstrom ist hier zu benennen.

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 Veränderung von Angebot und Nachfrage in dem jeweiligen Nachbarland ab. Faktoren wie Temperatur und die jeweilige Jahreszeit wirken sich direkt auf die Nachfrage aus. Direkten Einfluss auf die Strompreise hatten auch eine schlechte Konjunkturlage und der daraus resultierende verminderte Stromverbrauch sowie die Brennstoffkosten, die auf den Weltmarkt bestimmt werden.

Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten tatsächlichen physikalischen Lastflüsse weichen von den Fahrplänen an den Grenzen ab¹⁹.

¹⁹ 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 Vermaschtheit 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.

Abbildung 42: Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse (Quelle: ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity)



3. Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 1 der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 findet zwischen den ÜNB ein Ausgleich (sog. Inter-ISO-Compensation - ITC) statt für die Kosten, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse (sog. Transite) über ihre Netze entstehen. Der ITC-Mechanismus wurde am 3. März 2011 eingeführt. ENTSO-E richtete den ITC-Fonds für die Kompensationen der ÜNB 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.

Im Berichtsjahr 2012 hat sich die Anzahl von 34 Teilnehmern am ITC-Verfahren nicht verändert. Der ITC-Fonds belief sich 2011 auf insgesamt 225 Mio. Euro. Davon waren 100 Mio. Euro zur Deckung der Kosten für die Bereitstellung der Infrastruktur und 125 Mio. Euro für die Kosten infolge der Durchleitung der grenzüberschreitenden Stromflüsse vorgesehen. In 2012 stieg der Anteil für die Durchleitung der grenzüberschreitenden Stromflüsse auf 179 Mio. Euro. Dies lag sowohl an einem gestiegenen Volumen der Stromflüsse, als auch einem ebenfalls gestiegenem durchschnittlichem Wert der entstanden Verluste. Das Fondsvolumen betrug somit insgesamt 279 Mio. Euro in 2012. Die Steigerung liegt im Rahmen des Gesamtanstieges des Volumens des Fonds.

Bei den vier deutschen ÜNB erhielten im Jahr 2012 Auszahlungen aus dem ITC-Fonds in Höhe von 26,8 Mio. Euro (2011: 22,06 Mio. Euro).

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 gestartete Vorbereitung der Kopplung der vortägigen Strommärkte von Nordwesteuropa (Deutschland, Frankreich, Benelux, Skandinavien und Großbritannien) wurde in 2012 weiter vorangetrieben. Der Start ist für November 2013 geplant. In der Folge sollen sich die anderen Regionen nach und nach der Region Nordwesteuropa anschließen.

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. Im Ergebnis führt die Methode daher zu einer Preisangleichung den jeweiligen 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. So sprang die volle Preiskonvergenz²⁰ zwischen Tschechien, der Slowakei und Ungarn von elf Prozent auf 82 Prozent nachdem diese Märkte 2012 gekoppelt wurden.

Auf europäischer Ebene hat ACER der Bundesnetzagentur die Projektleitung für die Umsetzung der gesamteuropäischen Marktkopplung bis 2014 übertragen. Dazu hat die Bundesnetzagentur für ACER einen Umsetzungsplan mit konkreten Meilensteinen erstellt.

2. Lastflussbasierte Kapazitätsallokation

Eine von ACER erstellte Rahmenleitlinie „Kapazitätsallokation und Engpassmanagement“ definiert die lastflussbasierte Marktkopplung als das Zielmodell für das kurzfristige Engpassmanagement. 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 Central-West Europe (CWE-Region) im Herbst 2010 wurde die zügige Implementierung der lastflussbasierten Methode in Angriff genommen. 2012 wurde dafür die Durchführung einer öffentlichen Konsultation beschlossen, die allen von der lastflussbasierte Kapazitätsallokation betroffenen Marktparteien die Möglichkeit gibt, die eigene Meinung darzulegen und Unklarheiten anzusprechen. Die Durchführung und Auswertung der Konsultation wird in 2013

²⁰ Volle Preiskonvergenz ist in diesen Berechnungen bis zu einer Preisdifferenz von einem Euro/MWh unterstellt.

erfolgen. Die lastflussbasierte Methode in der CWE-Region soll nach der Marktkopplung in der North-West Europe (NWE-Region) erfolgen, und dann auch dort eingeführt werden.

Neben der Einführung der lastflussbasierten Methode in der CWE Region wird derzeit die lastflussbasierte Methode ebenfalls in der Central-East Europe (CEE-Region) diskutiert, um den Zusammenschluss der CEE-Region mit den CWE und NWE-Regionen zu beschleunigen. ACER hat in diesem Zusammenhang einen regionenübergreifenden Ablaufplan zur Einführung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode in der CEE-Region erstellt. Ziel ist es, die lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsmethode in 2014 übergreifend in der CEE-Region anzuwenden. Vor diesem Hintergrund haben sich die ÜNB der CEE-Region zu einer Arbeitsgruppe zusammengeschlossen, die auf hochrangiger Ebene den Ablaufplan zur Umsetzung der Einführung dieser lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode zu entwickeln und die gemeinsame Koordination sicherzustellen.

Im weiteren Verlauf soll eine Zentral-Ost-West-Europa-Lastfluss-Arbeitsgruppe übergeordnete Aufgaben übernehmen, um einen Zusammenschluss der NWE und CEE Regionen zu ermöglichen. 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 regionenübergreifenden Harmonisierungsprozesses und die Erstellung des Abschlussberichts nach erfolgreichem Zusammenschluss der Märkte.

Darüber hinaus haben sich die ÜNB der Länder Tschechien, Slowakei und Ungarn der CEE-Region am 12. September 2012 zu einem trilateralen Markt, in dem die NTC-Berechnungsmethode angewendet wird, zusammengeschlossen. Für die beteiligten Länder in der CEE-Region ist es jedoch von Vorteil, dieselbe Kapazitäts-Berechnungsmethode anzuwenden, um letztlich das Ziel, einen gemeinsamen europäischen Strommarkt zu etablieren, zu erreichen. In verschiedenen Arbeitsgruppen der CEE-Region, den Regionalen Initiativen, wird daher derzeit an einer gemeinsamen Lösung gearbeitet.

3. Netzwerkkodex zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement

Um die europaweite Integration der einzelstaatlichen Elektrizitätsmärkte zu beschleunigen, sieht die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 unter anderem 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 first-come-first-served-Prinzip arbeiten. 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 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.

Vor dem Hintergrund der gemeinschaftsweit ausgerichteten Rahmenleitlinie wurden seit 2010 darüber hinaus zunehmend die Grenzen der jeweiligen Regionalen Initiativen verlassen und interregionale Kooperationen gestartet. Hervorzuheben ist hier insbesondere die Einführung des auf Volumenkopplung basierenden Market Coupling zwischen der Region Zentralwesteuropa (CWE)²¹ und den nordischen Staaten²².

Im September 2012 wurde der Netzkodex zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement durch ENTSO-E bei ACER zur Kommentierung eingereicht. ACER stimmte dem Netzkodex grundsätzlich zu, jedoch mit einer Reihe an Verbesserungsvorschlägen in den Bereichen, die nicht vollständig mit den Rahmenleitlinien übereinstimmen. Insbesondere sollen konkrete Umsetzungszeitpunkte für essentieller Bedingungen und Methoden mitaufgenommen werden, um das Ziel des Elektrizitätsbinnenmarktes bis Ende 2014 zu erreichen.

Daneben soll die Methode für die Kapazitätsberechnung genauer beschrieben werden und klare Vorgaben für das Redispatching aufgenommen werden. Da die von ACER geforderte Harmonisierung der Bepreisung des Redispatching nicht den Rahmenleitlinien entspricht, folgt die Bundesnetzagentur in diesem Fall nicht der Meinung von ACER.

Die regulatorischen Genehmigungsprozesse sollen derart geändert werden, dass die Genehmigungskompetenzen auch die Methoden einschließen und den Regulierungsbehörden ein Änderungsrechtsrecht eingeräumt wird. Hinsichtlich untertägiger Auktionen soll der Netzkodex so angepasst werden, dass im täglichen Prozess regionale Auktionen zusätzlich zu kontinuierlichem grenzüberschreitendem Handel ermöglicht werden. Für die wichtigsten Handelszeitpunkte sollen eindeutige und har-

²¹ Benelux, Deutschland und Frankreich

²² Dänemark, Schweden und Finnland sowie Norwegen

monisierte Vorgaben im Kodex festgeschrieben werden, so dass ein einheitlicher Zeitrahmen für die Handelsgeschäfte entsteht. Im Fall von höherer Gewalt sieht der Netzkodex vor, dass hier die Marktpreisdifferenz kompensiert wird. In den Rahmenleitlinien ist jedoch ausdrücklich vorgegeben, dass in diesen Fällen nur der Auktionspreis zurückgezahlt wird, daher muss der Kodex hier nach Meinung von ACER entsprechend geändert werden, was die Bundesnetzagentur ausdrücklich unterstützt.

Zur langfristigen Kapazitätsvergabe wird ein separater Netzkodex entwickelt.

Der Entwurfsprozess des Kodex ist laut ENTSO-E in der Endphase angelangt. So sind die öffentlichen Konsultationen abgeschlossen und im Oktober 2013 soll die finale Version des Netzwirkkodexes ACER übergeben werden.

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 die Verrechtlichung des Netzkodex CACM das dort zur Preiszonenfrage vorgesehene Verfahren bereits informell angewendet.

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

Der Prozess sieht des Weiteren vor, dass die ÜNB den nationalen Regulierungsbehörden einen technischen Bericht vorlegen, auf dessen Grundlage die Evaluierung der Marktstruktur, insbesondere im Hinblick auf die aktuelle Preiszonen-Gestaltung, durch die nationalen Regulierungsbehörden und ACER vorbereitet werden. Die Evaluierung bezieht sich dabei vorrangig auf die Kriterien Netzsicherheit, Markt-Effizienz und Stabilität der Preiszonen.

Von den ÜNB sollen Vorschläge zu einer alternativen Ausgestaltung der Preiszonen eingebracht werden, die im Rahmen 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 zu Durchführung einer Konsultation umgesetzt werden.

Auf der Grundlage der Auswertung der einzelnen Voten der Beteiligten im Rahmen der derzeit durchgeführten Evaluierung der bestehenden Preiszonen-Gestaltung wird zwischen ACER und den nationalen Regulierungsbehörden über das weitere Vorgehen entschieden werden. Dabei werden die Vorgaben aus dem Entwurf des Network Codes CACM entsprechend angewendet. Aus deutscher Sicht ist der Prozess zu begrüßen, da diese viel diskutierte Frage erstmals durch ein strukturiertes Verfahren untersucht wird. Dabei erscheint die Beibehaltung des engpassfreien deutsch-österreichischen Großhandelsmarktes wünschenswert und angesichts des angestrebten Netzausbaus auch realistisch.

4. Netzbelastung im angrenzenden Ausland

Vor dem Hintergrund der physikalischen Gesetzmäßigkeit, dass der Stromfluss über Leitungen mit dem geringsten Widerstand erfolgt, entspricht die Richtung des Stromflusses nicht immer der Handelsrichtung. 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 sind diese Stromflüsse besonders in Erzeugungssituationen mit starker Windeinspeisung geprägt. Innerdeutsche Nord-Süd-Flüsse 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 gezeigt. Allerdings würden 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 in Polen im Zeitraum 8. Januar bis 30. April 2013 werden derzeit ausgewertet. Parallel verhandelt die 50Hertz Transmission GmbH mit Polen und Tschechien über den Einsatz von physikalischen Phasenschiebern. Diese sollen voraussichtlich 2016 installiert werden. Zumindest teilweise im Zusammenhang mit der Beherrschung der Ringflüsse zu sehen, ist die Frage der Gestaltung von Gebotszonen. Insoweit wird derzeit im Rahmen der vorgezogenen Implementierung des Netzkodex „Kapazitätsberechnung und Engpassmanagement“ (NC CACM) eine Evaluierung der bestehenden Preiszonen durchgeführt und mögliche Alternativen zur Preiszonengestaltung geprüft.

G Großhandel

1. Allgemeines

Funktionierenden Großhandelsmärkten kommt eine entscheidende Bedeutung für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich zu. Dabei spielen Spotmärkte, auf denen kurzfristig benötigte Strommengen beschafft bzw. nicht benötigte Strommengen kurzfristig abgesetzt werden können, und Terminmärkte, die u. a. die mittel- und langfristige Absicherung von Preisrisiken ermöglichen, gleichermaßen eine zentrale Rolle. Die Börsen liefern dabei wichtige Preissignale für Marktteilnehmer auch in anderen Bereichen des Elektrizitäts-Großhandels²³. Eine Voraussetzung für das Funktionieren der Großhandelsmärkte ist die ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite.

Grundlagen der Erhebung

Im Rahmen des diesjährigen Monitoring sind Daten von 583 Großhändlern, ihre Handelsaktivitäten im Berichtsjahr 2012 betreffend, ausgewertet worden. Darüber hinaus sind mehrere Brokerplattformen in die Untersuchung einbezogen worden. Ebenso haben sich die für Lieferungen in die vier deutschen Regelzonen²⁴ und die österreichische Regelzone²⁵ maßgeblichen Börsen beteiligt.

Formen des Elektrizitäts-Großhandels

Im Elektrizitäts-Großhandel ist zu unterscheiden zwischen dem Handel am Marktplatz „Börse“ und dem außerbörslichen²⁶ Handel.

Dem OTC-Clearing kommt eine eigene Bedeutung als Schnittstelle zu: Im außerbörslichen Elektrizitäts-Großhandel besteht die Möglichkeit des bilateralen Handels i. e. S. – dies bezeichnet hier den unmittelbaren Handel zwischen einem Verkäufer und einem Käufer²⁷, sofern letzterer nicht als Letztverbraucher erwirbt – und des bilateralen Handels zwischen Unternehmen über Brokerplattformen²⁸. Ein außerbörslicher Kontrakt kann unter bestimmten Bedingungen an der Börse gecleart und damit im Nachhinein als

²³ In den Börsenpreisen zeigt sich u. a. die Wirkung der nach dem EEG vermarkteten Elektrizität auf die Großhandelsmärkte.

²⁴ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH.

²⁵ Austrian Power Grid (APG); die APG ist eine 100-Prozent-Tochter der Verbund AG.

²⁶ Handel „Over the Counter“ (OTC).

²⁷ Dabei kann es sich auch um verbundene Unternehmen handeln. Ausgenommen sind Systemdienstleistungen.

²⁸ Im Elektrizitäts-Großhandel sind die Formen unterstützender oder vermittelnder Dienstleistungen vielfältig. Im vorliegenden Bericht stehen Feststellungen zum Handelsumfang im Mittelpunkt, nicht zur Art der Erbringung der Leistungen im Einzelnen. Daten von Brokerplattformen bieten jedoch eine gute Möglichkeit, nähere Feststellungen zum Handelsumfang zu treffen.

Börsengeschäft registriert werden. Neben den Formen des außerbörslichen Handels stellt der Börsenhandel i. e. S. – d. h. die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage an einer Börse – eine eigenständige Handelsform dar.

Struktur der Erhebung

Neben der Unterscheidung der Handelsformen des Elektrizitäts-Großhandels sind bei der Betrachtung weitere Aspekte von Relevanz. Im Rahmen der Erhebung wird grundsätzlich auf den Lieferort Deutschland abgestellt²⁹. Für beide Handelsformen – börslich und außerbörslich – wird unterschieden nach kurzfristigem (Spotmarkt) und längerfristigem Handel (Terminmarkt), wobei am Spotmarkt die physische Erfüllung (Lieferung in den Bilanzkreis), am Terminmarkt die finanzielle Erfüllung im Vordergrund steht. Als spezieller Gesichtspunkt ist erfasst, ob Käufer und Verkäufer zur Anbahnung des Handelsgeschäfts eine Brokerplattform genutzt haben. Schließlich stellt sich die Frage, in welchem Umfang außerbörsliche Geschäfte mittels OTC-Clearing börslichen Geschäften gleichgestellt werden.

Tabelle 19: Struktur der Erhebung zum Großhandel Elektrizität

Handelsform	Terminmarkt	Spotmarkt
Over the Counter (OTC)	definiert als Handel mit Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche	definiert als Handel mit Erfüllungszeitraum von weniger als einer Woche
bilaterale Geschäfte i. e. S. bilaterale Geschäfte auf Brokerplattformen	Erfüllung im Jahr des Kontraktes Erfüllung in dem Kontrakt folgenden Jahren	Intraday und Day-After Day-Ahead sonstige Kontrakte
OTC-Clearing (Schnittstelle)	Bedingungen im Einzelnen nach Vorgabe der Börse	Bedingungen im Einzelnen nach Vorgabe der Börse
bilaterale Geschäfte i. e. S. bilaterale Geschäfte auf Brokerplattformen	grundsätzlich für die hier relevanten Produkte möglich	für Intraday (EPEX SPOT) möglich
Börse		
EEX/EPEX SPOT	Phelix Futures Optionen auf Phelix Futures	Intraday Day-Ahead
EXAA	–	Day-Ahead

²⁹ Im börslichen Terminhandel sowie im börslichen Day-Ahead-Handel werden Daten erhoben, die sich auf den Lieferort Deutschland / Österreich beziehen.

2. Börslicher Großhandel

2.1 Einführung

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Berichtsjahren, auf die Börsenplätze in Leipzig, Paris und Wien³⁰.

Die European Energy Exchange (EEX), Leipzig, bietet Stromprodukte im Terminhandel an, die EPEX SPOT³¹, Paris, Stromprodukte im Spotmarktbereich. Beide Börsenplätze sind über die Trägergesellschaften miteinander verbunden³². An der Energy Exchange Austria (EXAA), Wien, finden Spotmarktaktionen statt³³. An allen drei Börsen werden einheitliche Produkte³⁴ für die Lieferzonen Deutschland und Österreich mit jeweils einheitlichen Börsenpreisen gehandelt.

Die Börsen haben sich als wichtige Handelsplätze etabliert. Die Zahl zugelassener (nicht notwendig aktiver) Teilnehmer an den Börsen ist in den letzten sechs Jahren fast durchgehend kontinuierlich gestiegen. Am Terminmarkt der EEX hat sich die Teilnehmerzahl seit 2007 mehr als verdoppelt. Der Spotmarkt an der EXAA ist bezüglich der Teilnehmerzahl auf dem Weg zu einer ähnlichen Steigerung, und der Spotmarkt an der EPEX SPOT hat im gleichen Zeitraum jedenfalls einen Zuwachs von annähernd 50 Prozent an registrierten Teilnehmern verzeichnet. Von einer durchgreifenden Änderung des anzahlbezogenen Niveaus kann jedoch nicht gesprochen werden. Zu berücksichtigen ist andererseits, dass etwa bei Verbundunternehmen Beschaffungs- und Absatzaktivitäten konzernintern gebündelt werden. Tochterunternehmen werden über Konzernmütter versorgt. Darüber hinaus machen Unternehmen von (weiteren) Möglichkeiten vermittelten Handels Gebrauch (Einkaufsgemeinschaften; Broker).

³⁰ Darüber hinaus können auch andere Marktplätze für den Stromgroßhandel Deutschland relevant sein; so etwa die ELBAS, Intraday-Handelsplattform der Nord Pool Spot (Lysaker; Norwegen). Umgekehrt bieten die betrachteten Börsenplätze EEX und EPEX SPOT auch Stromprodukte für andere Lieferorte als Deutschland / Österreich. Dies wird in die hier angestellte Betrachtung nicht einbezogen.

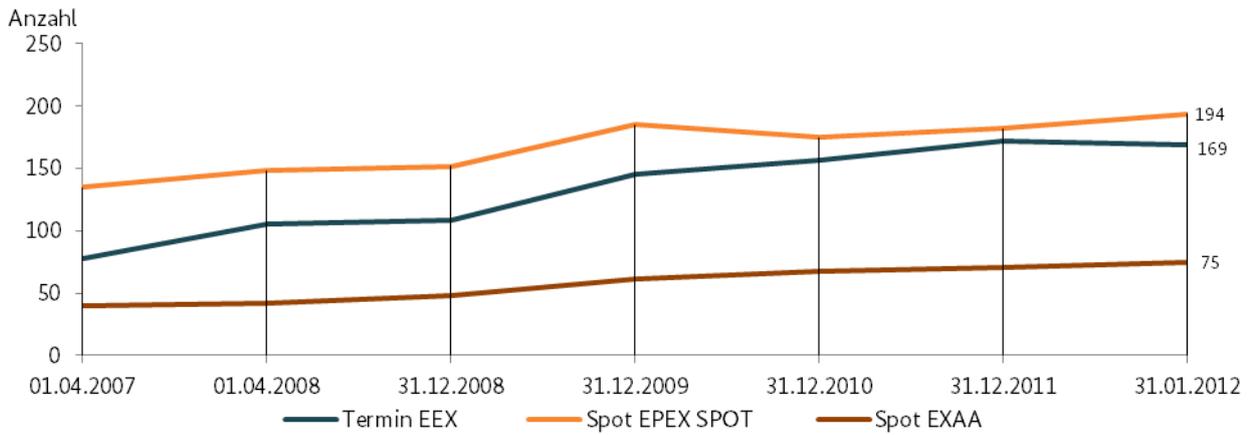
³¹ Bei Vergleichen mit Vorjahren wird im Folgenden durchgehend auf „EPEX SPOT“ abgestellt und nicht nach EEX Power Spot (früherer Leipziger Spotmarkt der EEX) und EPEX SPOT differenziert.

³² Die EEX ist eine Anstalt des öffentlichen Rechts nach § 2 Abs. 1 BörsG. Trägergesellschaft i. S. v. § 5 BörsG ist die European Energy Exchange AG (EEX AG) bzw. deren 80-prozentige Tochter EEX Power Derivatives GmbH, in der der Terminhandel Strom gebündelt ist. Verbleibende 20 Prozent an der EEX Power Derivatives GmbH werden von der französischen Powernext SA gehalten. Betreibergesellschaft der EPEX SPOT wiederum ist die EPEX SPOT SE, die zu gleichen Teilen zu EEX AG und Powernext SA gehört.

³³ An der EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG sind zwölf Aktionäre beteiligt. Größte Anteilseigner mit rund 35 bzw. 25 Prozent sind die APCS Power Clearing and Settlement AG und die Wiener Börse AG (WBAG). Daneben sind überwiegend Unternehmen der Energiewirtschaft mit Anteilen um je drei Prozent beteiligt.

³⁴ Das Intraday-Produkt an der EPEX SPOT wird für Österreich und Deutschland getrennt angeboten.

Abbildung 43: Anzahl der registrierten Handelsteilnehmer an Börsenplätzen bis Stichtag³⁵ 31. Dezember 2012

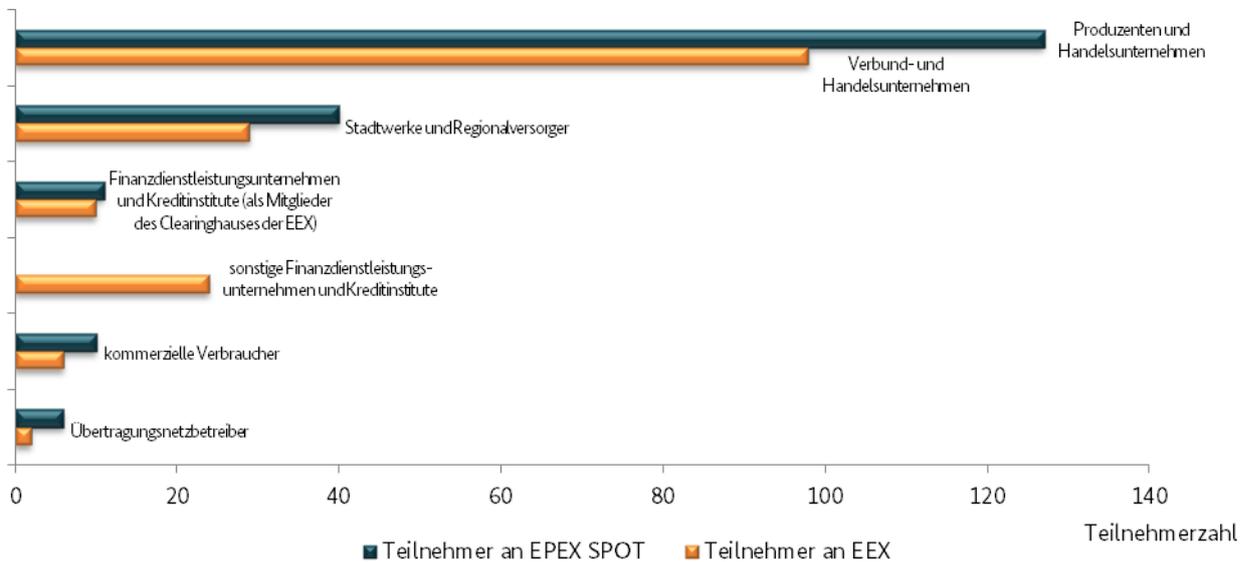


Nach den Kategorien, nach denen die EPEX SPOT bzw. die EEX ihre Börsenteilnehmer klassifizieren, ergibt sich für diese Börsenplätze folgendes Bild³⁶.

³⁵ Dargestellt sind die Verhältnisse zum jeweiligen Stichtag. Der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten sagt nichts über die innerjährige Entwicklung aus.

³⁶ Eine Schnittmengenbetrachtung ist nicht angestellt worden.

Abbildung 44: Registrierte Teilnehmer an EPEX SPOT und EEX zum Stichtag 31. Dezember 2012
(Börsenkategorien)



2.2 Spotmarkt EPEX SPOT und EXAA

An der EPEX SPOT sind die Standardprodukte für zwei verschiedene Handelsprozesse konzipiert, und zwar für die Day-Ahead-Auktion und für den kontinuierlichen Intraday-Markt (möglich jeweils u. a. für Lieferungen in jede deutsche und die österreichische³⁷ Regelzone). Die Day-Ahead-Auktion kommt neben Einzelstunden und standardisierten Blöcken auch für eine selbstgewählte Kombination von Einzelstunden (benutzerdefinierte Blöcke³⁸) in Betracht. Marktkopplungskontrakte³⁹ werden ebenfalls in einer täglichen Auktion gehandelt. Schließlich können Gebote für eine vollständige oder teilweise Erfüllung von Futures-Positionen aus an der EEX gehandelten Terminkontrakten eingereicht werden. Gegenstand des Intraday-Handels sind neben Einzelstunden ebenfalls (standardisierte oder benutzerdefinierte) Blöcke.

An der EXAA ist der Handel von Einzelstunden und standardisierten Blöcken im Rahmen einer Day-Ahead-Auktion möglich. Die physische Erfüllung erfolgt in die österreichische oder in eine deutsche Regelzone. Im Dezember 2012 ist für das Produkt „Strom“ die Qualitätsvariante „GreenPower“ einge-

³⁷ Der österreichische Intraday-Markt startete im Oktober 2012; Daten sind nur für Lieferungen in die vier deutschen Regelzonen erhoben worden.

³⁸ Mit der möglichen Abweichung von Standards wird der Vorteil derselben aufgegeben; die Wahrscheinlichkeit für ein Matching ist geringer.

³⁹ Für deutsche Regelzonen sind Market Coupling Contracts (MCC) von sowie nach Frankreich und in die Niederlande möglich.

führt worden, bei dem die physische Lieferung des Stroms mit einem spezifischen Herkunftsnachweis verknüpft ist.

Der Day-Ahead-Markt für Deutschland/Österreich

Aktive Teilnehmer

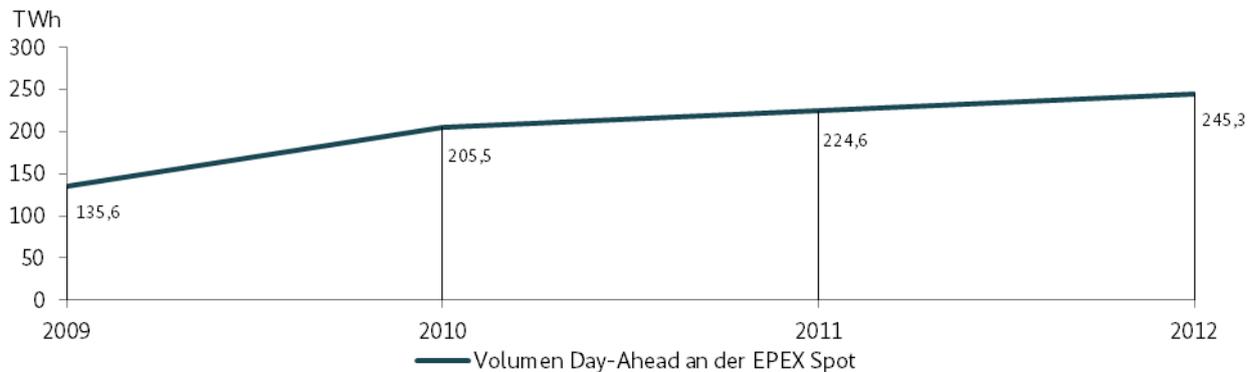
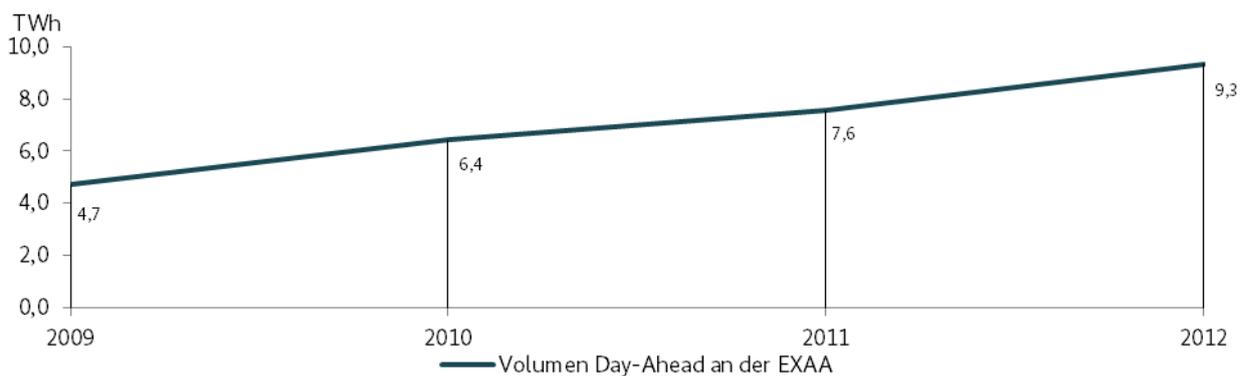
An der EPEX SPOT findet die Auktion ganzjährig statt, und zwar je Handelstag um 12 Uhr. Ein registrierter Teilnehmer gilt als „aktiv“ am Handelstag, wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) des Teilnehmers ausgeführt worden ist. Im Mittel waren 150 Teilnehmer (in 2011: 146 Teilnehmer) und damit rund 78 Prozent aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv. Auch die durchschnittliche Anzahl aktiver Käufer (117 zu 123 in 2011) bzw. Verkäufer (110 zu 105 in 2011) befindet sich auf dem Niveau der Vorjahreswerte. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten „Kauf“) ist von 89 Teilnehmern in 2011 auf 83 in 2012 (Rückgang: sieben Prozent) gesunken. Demgegenüber ist die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten „Verkauf“) um über 21 Prozent auf 68 (von 56 in 2011) gestiegen.

An der EXAA konzentrieren sich die Auktionen auf fünf Tage pro Woche, wobei der Auktionszeitpunkt (ab 10:12 Uhr) früher als an der EPEX SPOT liegt. Ein registrierter Teilnehmer gilt als „aktiv“, wenn mindestens ein Gebot (Kauf oder Verkauf) ausgeführt worden ist, und zwar bezogen auf jeden Liefertag⁴⁰. Im Mittel waren 37 Teilnehmer und damit rund fünfzig Prozent aller registrierten Teilnehmer je Handelstag aktiv; bei im Mittel zwanzig Teilnehmern je Handelstag wurden Gebote in die deutschen Regelzonen ausgeführt.

Gehandelte Volumina

Im Berichtsjahr ist das Volumen des Day-Ahead-Marktes an den beiden Marktplätzen EPEX SPOT und EXAA weiter gewachsen. Die Steigerungsrate an der EPEX SPOT liegt, wie im letzten Berichtsjahr, bei rund neun Prozent. Die EXAA verzeichnete einen Zuwachs von annähernd 24 Prozent (gegenüber rund 18 Prozent im Vorjahr).

⁴⁰ Der unterschiedliche Ansatz – Liefertag statt Handelstag – soll eine gleichgerichtete Betrachtung der Werte beider Spotmarktplätze trotz der verschiedenen Handelsbedingungen (Auktionstage, Auktionszeitpunkt) ermöglichen. Dies ist jedoch auch unabhängig von der deutlich unterschiedlichen Anzahl registrierter Teilnehmer an EPEX SPOT und EXAA nur bedingt möglich.

Abbildung 45: Volumen Day-Ahead an der EPEX SPOT von 2009 bis 2012⁴¹Abbildung 46: Volumen Day-Ahead an der EXAA von 2009 bis 2012⁴¹

Käufe für deutsche Regelzonen stellen 61,4 Prozent des Gesamtkaufvolumens der EXAA; beim Verkaufsvolumen (Lieferungen aus deutschen Regelzonen) liegt der Anteil bei 59,9 Prozent.

Preisunabhängige Gebote haben an der EPEX SPOT weiterhin sowohl auf Käufer- wie auch Verkäuferseite einen bedeutenden Anteil. Die Schere zwischen dem Anteil am Kaufvolumen (Absinken auf 70 Prozent gegenüber 73 Prozent in 2011) und dem Anteil am Verkaufsvolumen (Anstieg auf 83 Prozent gegenüber 82 Prozent in 2011) ist gegenüber dem Vorjahr von knapp neun Prozent auf gut 13 Prozent (höherer Anteil im Bereich Verkauf) auseinander gegangen.

Preisunabhängige Gebote sind im Rahmen der Einzelstundenauktionen möglich. Im Gegensatz zum preisabhängigen Gebot gibt der Teilnehmer keine festen Preis-Mengen-Kombinationen vor. Preisunabhängigkeit auf Käuferseite bedeutet, dass die Menge zur Bedarfsdeckung ungeachtet eines Preislimits

⁴¹ Dargestellt sind die Verhältnisse zum jeweiligen Jahresende. Der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten sagt nichts über die innerjährige Entwicklung aus.

beschafft werden soll. Auf Verkäuferseite bedeutet Preisunabhängigkeit, dass ungeachtet des Preises veräußert werden soll. Über ein Viertel dieser Handelsgeschäfte entfallen (käufer- und verkäuferseitig) auf Gebote für eine Erfüllung von finanziellen Terminmarktprodukten (Phelix Futures) der EEX. Auf Verkäuferseite ist eine noch wichtigere Kategorie die Vermarktung der EEG-Mengen durch die ÜNB, die auch in 2012 fast vollständig (zu 99,6 Prozent) preisunabhängig erfolgte. Die Detailbetrachtung sieht wie folgt aus:

Tabelle 20: Kaufvolumen am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012⁴²

Ausgeführte Kaufgebote am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012	Volumen in TWh	Anteil in Prozent
Preisunabhängige Gebote	171,60	70,0
davon durch ÜNB	0,05	0,0
davon physisch erfüllte Phelix Futures	48,48	28,3
davon sonstige	123,07	71,7
Preisabhängige Gebote	41,47	16,9
Blöcke	8,09	3,3
Importe (MCC)	24,10	9,8
Gesamt	245,27	100,0

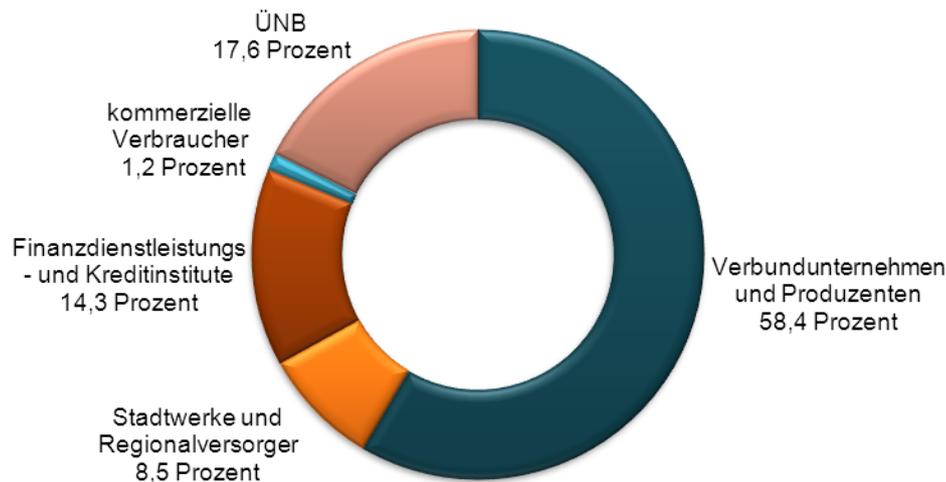
Tabelle 21: Verkaufsvolumen am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012⁴²

Ausgeführte Verkaufgebote am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012	Volumen in TWh	Anteil in Prozent
Preisunabhängige Gebote	204,53	83,4
davon durch ÜNB	69,28	33,9
davon physisch erfüllte Phelix Futures	52,52	25,7
davon sonstige	82,73	40,4
Preisabhängige Gebote	29,78	12,1
Blöcke	10,07	4,1
Exporte (MCC)	0,88	0,4
Gesamt	245,27	100

⁴² Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Auf die verschiedenen Teilnehmergruppen der EPEX SPOT entfielen im Berichtsjahr 2012 die in Abbildung 47 dargestellten Anteile am (addierten) Gesamtkaufs- und -verkaufsvolumen⁴³.

Abbildung 47: Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT am Gesamtkaufs- und -verkaufsvolumen 2012



Verbundunternehmen und Produzenten stellten einen höheren Anteil als alle anderen Gruppen zusammen. Die eigenen (unvermittelten) Aktivitäten der Stadtwerke und Regionalversorger betragen insgesamt weniger als zehn Prozent und liegen damit unter dem Anteil, der auf die Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute entfiel. Die Bedeutung der ÜNB ist fast ausschließlich auf ihren Anteil am Verkaufsvolumen zurückzuführen. Ein kleiner Anteil entfiel auf Unternehmen, die die Börse zur Abdeckung des Eigenbedarfs nutzen.

Preisniveau⁴⁴

Die Mittelwerte der Preise für die Day-Ahead-Produkte an den betrachteten Spotmarktbörsen EPEX SPOT und EXAA liegen weiterhin dicht beieinander (Abbildung 48), bei leicht höheren Werten der EXAA⁴⁵. Das Mittel für den Phelix-Day-Base (EPEX SPOT) betrug in 2012 42,60 Euro/MWh gegenüber

⁴³ Die Werte enthalten in dieser Betrachtung bereits die Anteile am Intraday-Markt der EPEX SPOT. Die Angaben sagen nichts darüber aus, in welchem Verhältnis der Anteil am Kaufvolumen einer Gruppe zu ihrem Anteil am Verkaufsvolumen steht.

⁴⁴ Betrachtet werden die folgenden Werte: Der Phelix-Day-Base als an der EEX / EPEX SPOT veröffentlichter Index bildet das Mittel der 24 Einzelstunden-Preise eines Tages für das Marktgebiet Deutschland / Österreich; der Phelix-Day-Peak umfasst einen Ausschnitt aus diesen Einzelstunden, und zwar die Stunden 9 bis 20. Die EXAA veröffentlicht den bEXAbase und bEXApeak, der sich auf die entsprechenden Einzelstunden (für das gleiche Marktgebiet) bezieht.

⁴⁵ Die Auktion an der EXAA wird rund zwei Stunden vor der Auktion an der EPEX SPOT durchgeführt.

43,22 Euro/MWh für bEXAbase (EXAA). Der Phelix-Day-Peak (EPEX SPOT) lag im Durchschnitt bei 48,51 Euro/MWh, der bEXApeak (EXAA) bei 48,88 Euro/MWh.

Abbildung 48: Day-Ahead-Auktionen – Entwicklung der Mittelwerte an EPEX SPOT und EXAA 2007 bis 2012⁴⁶

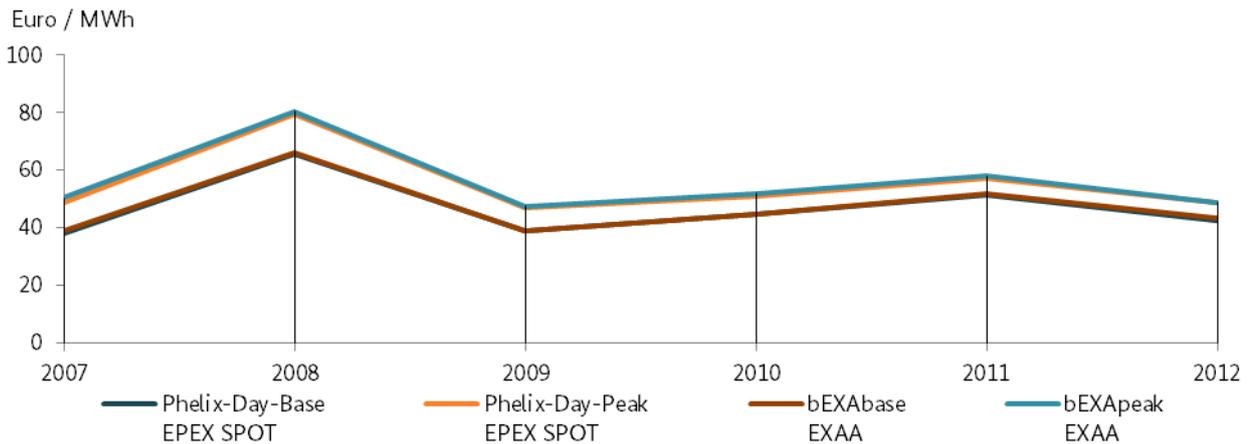
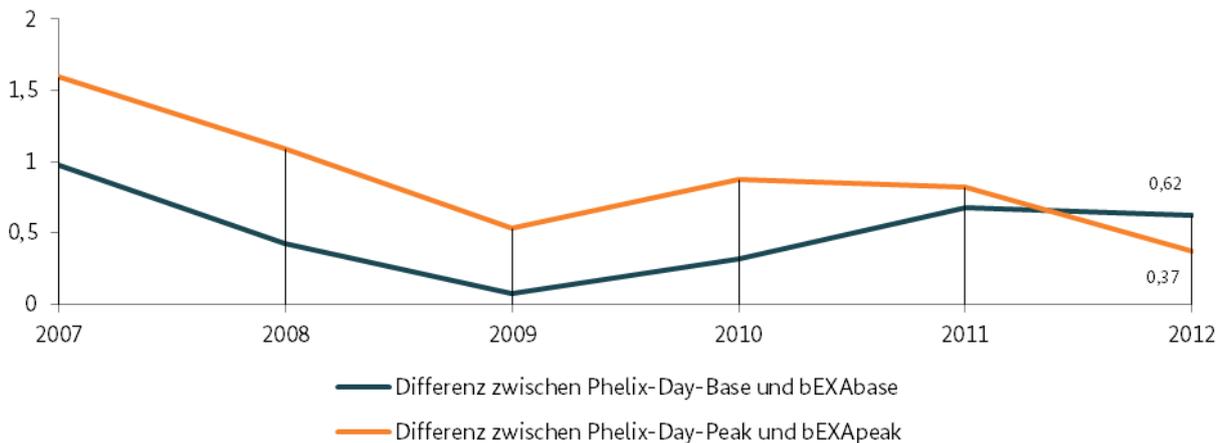


Abbildung 49: Day-Ahead-Auktionen – Differenzen der Mittelwerte an EPEX SPOT und EXAA 2007 bis 2012⁴⁶



Dabei haben sich die Unterschiede zwischen den Werten an der EPEX SPOT und der EXAA über mehrere Jahre im Base- und Peakbereich jeweils gleich verhalten. Während sich in 2011 der Abstand der Base-Produkte allerdings vergrößerte und im Berichtsjahr 2012 auf ähnlichem Niveau liegt, hatte sich der Ab-

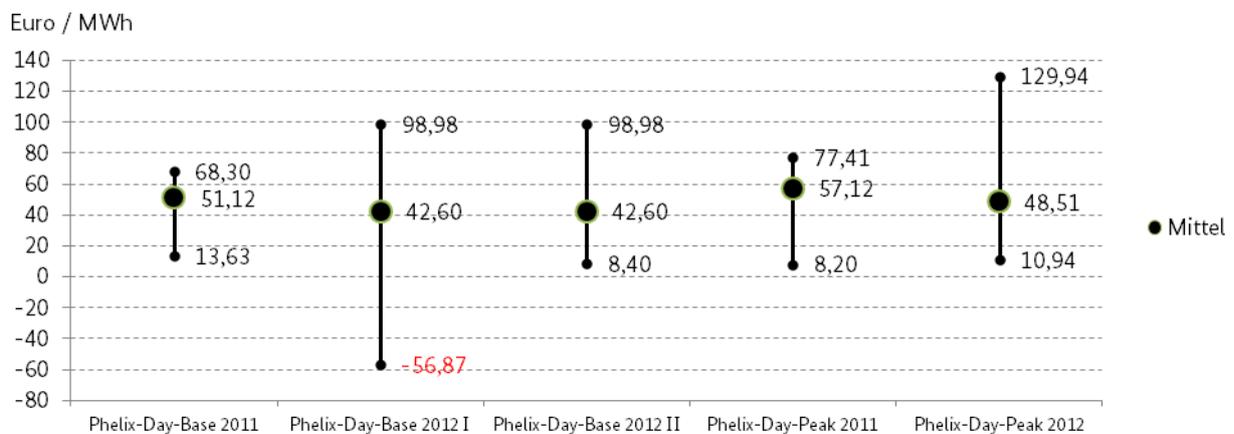
⁴⁶ Der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten dient nur dazu, diese und ihr Verhältnis zueinander sichtbar zu machen.

stand im Peak-Bereich bereits in 2011 leicht verringert; in 2012 liegen die Peak-Werte im Mittel nur um 0,37 Euro/MWh auseinander, was eine auffällige weitere Verringerung der Differenz bedeutet.

Die Jahresdurchschnittspreise sind im Berichtsjahr im Gegensatz zu den Vorjahren nicht gestiegen, sondern im Vergleich zum Vorjahr 2011 gesunken, und zwar jeweils um 15 bis 17 Prozent.

Bei Betrachtung der Preis-Spannweiten (Abstand Minimal- zu Maximalwert) an der EPEX SPOT zeigt sich eine deutliche Vergrößerung gegenüber dem Vorjahr:

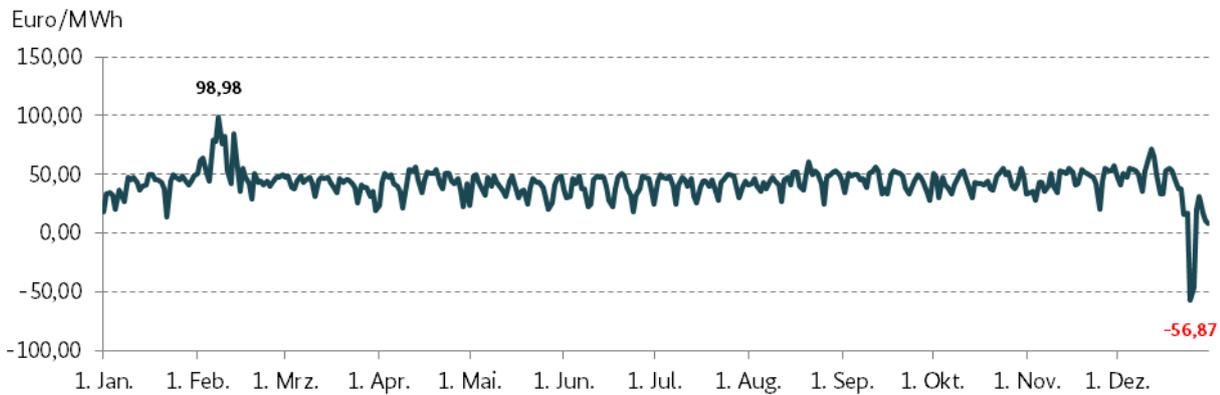
Abbildung 50: EPEX SPOT: Preisspannweiten 2011 zu 2012



Eine auffällige Veränderung liegt in stark gestiegenen Maximalwerten (Base, Peak). Beim Phelix-Day-Base ist es im Dezember 2012 zweimal zu negativen Werten gekommen (Phelix-Day-Base 2012 I). Werden diese ausgeblendet (nicht herausgerechnet), dann zeigt sich immer noch ein leichtes Absinken des Minimums (Phelix-Day-Base 2012 II). Für den Phelix-Day-Peak ergibt sich ein leichter Anstieg des Minimalwertes.

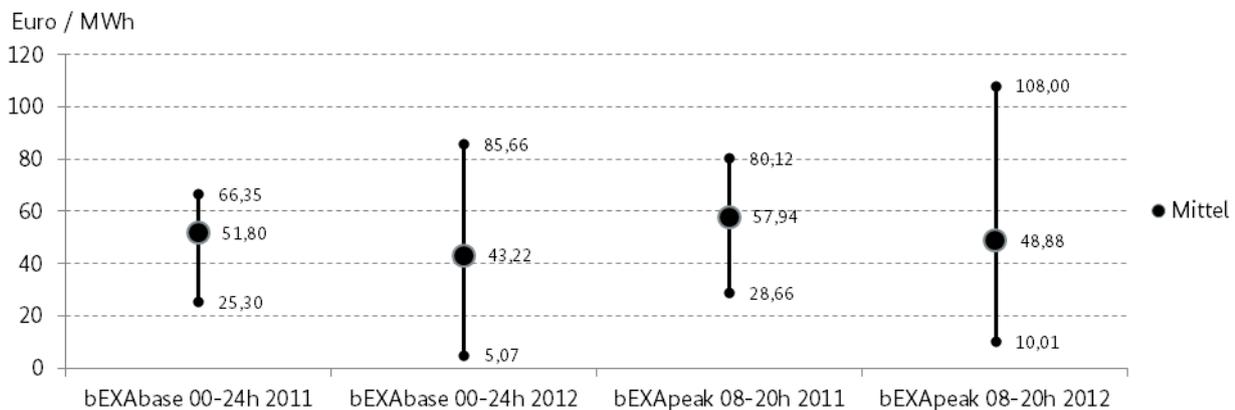
Insgesamt ist festzustellen, dass sich die Preise im betrachteten Spotmarktsegment auf durchschnittlich niedrigerem Niveau, aber innerhalb einer erheblich weiteren Spanne bewegen, bei stark gestiegenen Maximalwerten. Die Entwicklung für den Phelix-Day-Base in der Jahresübersicht.

Abbildung 51: Entwicklung des Phelix-Day-Base in 2012; Quelle: EEX; eigene Darstellung.



Auch an der EXAA (bEXAbase, bEXApeak) haben sich Preis-Spannweiten bei absinkendem Mittelwert erheblich vergrößert. Dabei sind die Maximalwerte deutlich gestiegen (Base: 29 Prozent; Peak: 35 Prozent) und die Minimalwerte relevant gesunken (Base: 80 Prozent; Peak: 65 Prozent).

Abbildung 52: EXAA: Preisspannweiten 2011 zu 2012



Der Intraday-Markt an der EPEX SPOT

Im kontinuierlichen börslichen Intraday-Handel für Lieferungen am gleichen oder nächsten Tag können Mengen bis 45 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden, so lässt sich die Lücke zwischen dem vortäglichen Handel und der Erzeugung / dem Beginn der Stromlieferung schließen. Nach der Einführung des Intraday-Handels im Jahr 2006 sind die jährlichen Handelsmengen kontinuierlich gestiegen⁴⁷. Erstmals

⁴⁷ Ab 2010 sind etwaige Mengen aus dem OTC-Clearing nicht berücksichtigt; zum OTC-Clearing s. „I.G.2.4 OTC-Clearing an der Börse“ ab Seite 111.

ist im Berichtsjahr 2012 mit einem Volumen von gut 15,5 TWh gegenüber 15,6 TWh im Vorjahr 2011 eine Stagnation zu verzeichnen.

2.3 Terminmarkt EEX

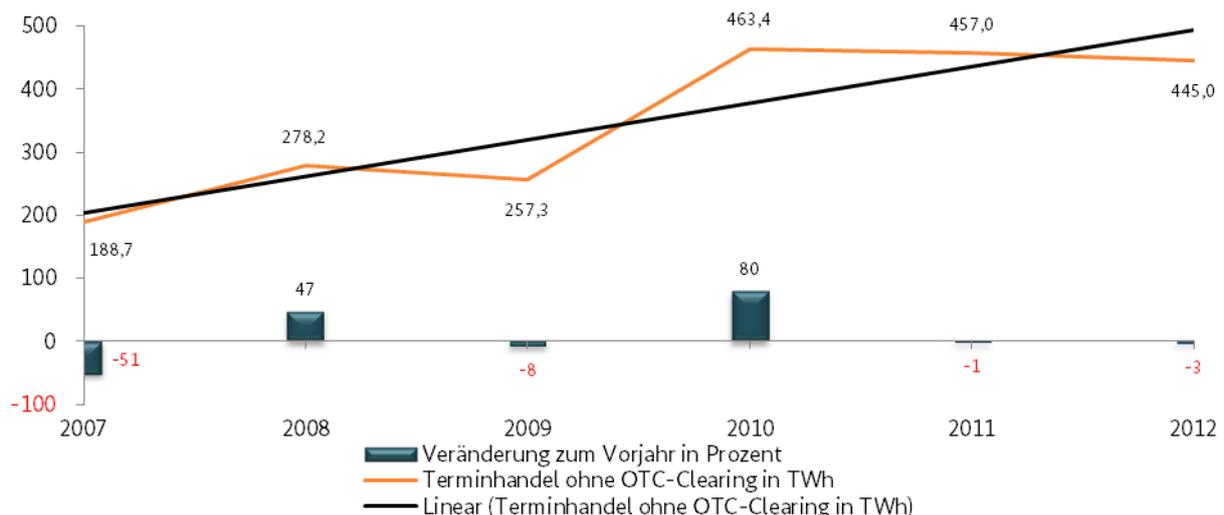
Für Deutschland / Österreich sind Phelix Futures mit verschiedenen standardisierten Lieferzeiträumen handelbar. Das Spektrum ist in 2012 um Day- und Weekend-Futures erweitert worden. Für spezifische Phelix Futures werden auch Optionen angeboten. Diese durch ihren Ausübungszeitpunkt bestimmten Produkte haben jedoch außerhalb des OTC-Clearing im Berichtsjahr 2012 keine Rolle gespielt.

Teilnehmer und Volumina im Überblick

Die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt im Berichtsjahr 2012 betrug im Durchschnitt je Handelstag 48,0 (Vorjahr: 43,4)⁴⁸. Da Voraussetzung für die Zählung eines Teilnehmers für den Tag die Ausführung mindestens eines Gebotes ist, sagt die Steigerung in diesem Bereich nichts darüber aus, ob Teilnehmer mehr Gebote abgegeben haben. Die Gebote konnten aber jedenfalls entsprechend häufig zusammengeführt werden. Das mag durch eine Zunahme von Geboten begründet sein, kann seine Ursache aber auch etwa darin haben, dass Gebote von vornherein besser aufeinander bezogen oder mit weniger Beschränkungen abgegeben werden.

Über die tatsächlich gehandelten Mengen sagt es ebenfalls nichts. Die Handelsmengen sind das zweite Jahr in Folge leicht rückläufig:

Abbildung 53: Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX 2007 bis 2012⁴⁹

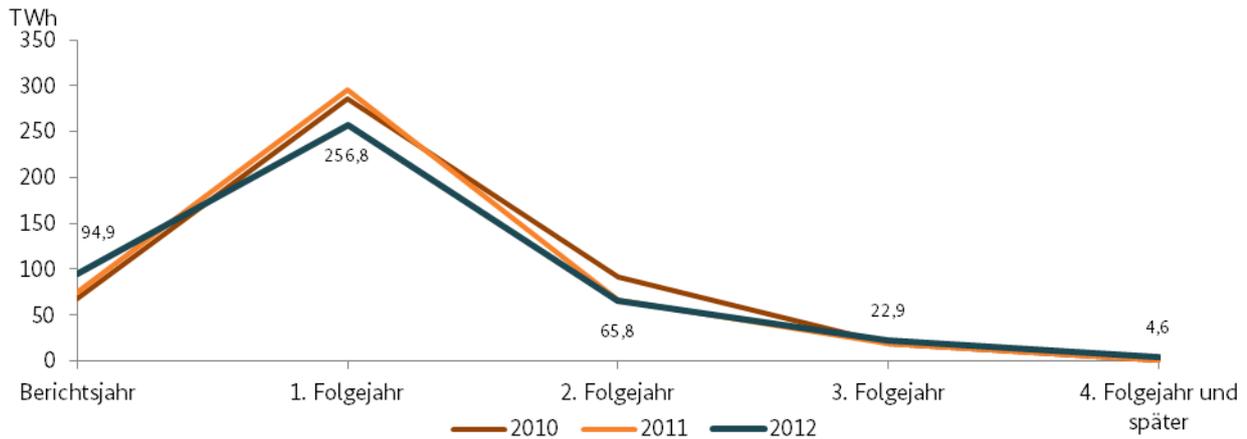


⁴⁸ Das Clearing von OTC-Geschäften (ohne Optionen) ist hier einberechnet.

⁴⁹ Der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten dient nur dazu, diese und ihr Verhältnis zueinander sichtbar zu machen.

Bei der Betrachtung der in 2012 abgeschlossenen rein börslichen Termingeschäfte und der in den Kontrakten vorgesehenen Lieferzeitpunkte ergibt sich im Vergleich zu den Vorjahren 2010 und 2011 eine leichte, aber dennoch auffällige Verschiebung⁵⁰.

Abbildung 54: Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX nach Erfüllungsjahr – Vergleich 2010 bis 2012⁵¹



Der Handel konzentriert sich weiterhin vorrangig auf Kontrakte, die das Folgejahr (2013 im Verhältnis zum Berichtsjahr 2012) als Erfüllungsjahr haben. Die dadurch bedingte Spitze ist jedoch geschrumpft, und zwar gegenüber dem Vorjahr 2011 um rund 13 Prozent. Dagegen hat sich die Menge, die bereits im Berichtsjahr geliefert werden soll, um knapp 28 Prozent erhöht. Die grundsätzliche Betonung der kurzfristigen, jedenfalls nicht über das Folgejahr hinausgehenden Erfüllungszeiten ist dadurch eher verstärkt worden.

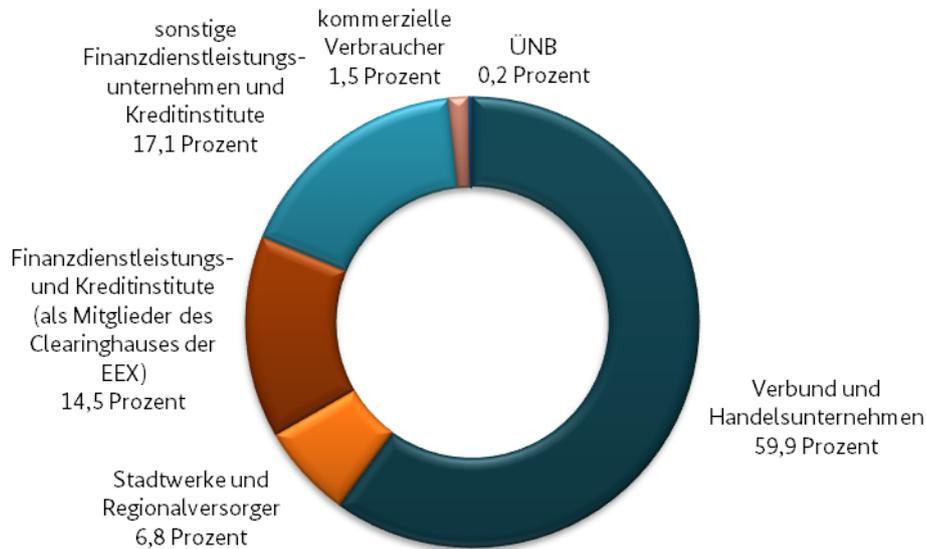
Auf die verschiedenen Teilnehmergruppen der EEX entfielen im Berichtsjahr 2012 die im Folgenden dargestellten Anteile am (addierten) Gesamtkauf- und -verkaufsvolumen⁵².

⁵⁰ Ein Vergleich mit weiteren Vorjahren ist wegen geänderter Datenabfrage nicht möglich.

⁵¹ Für 2012 sind die Werte in der Abbildung angegeben. Für alle Linien gilt: der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten dient nur dazu, diese und ihr Verhältnis zueinander sichtbar zu machen.

⁵² Die Angaben sagen nichts darüber aus, in welchem Verhältnis der Anteil am Kaufvolumen einer Gruppe zu ihrem Anteil am Verkaufsvolumen steht.

Abbildung 55: Anteile der Teilnehmergruppen der EEX am Gesamtkauf- und Verkaufsvolumen 2012

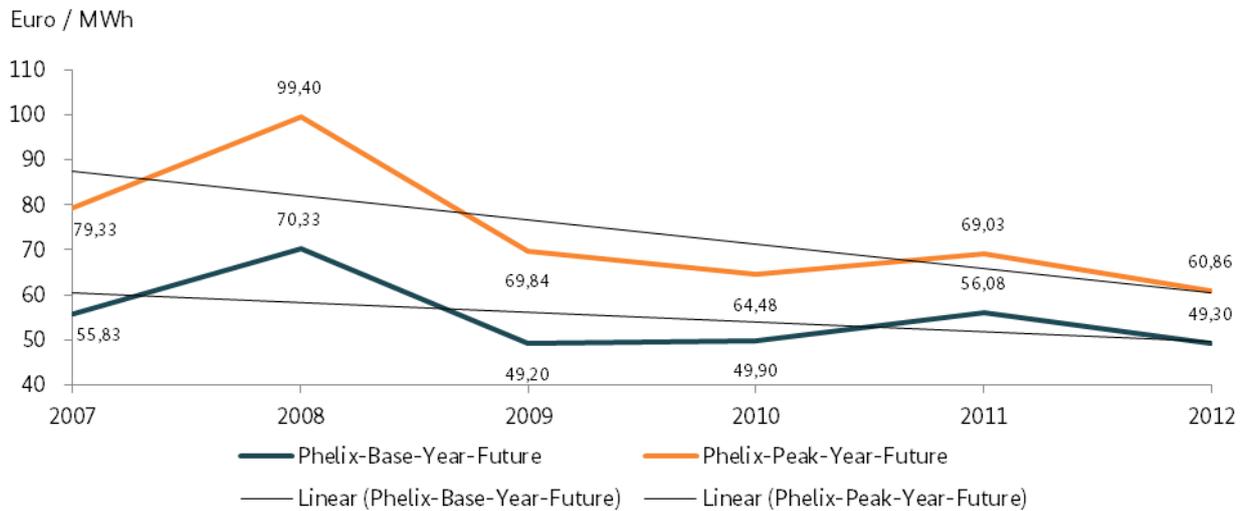


Verbundunternehmen und Handelsunternehmen stellten auch im börslichen Terminmarkt einen höheren Anteil als alle anderen Gruppen zusammen. Stadtwerke und Regionalversorger vereinigten mit knapp sieben Prozent einen geringeren Anteil als am börslichen Spotmarkt auf sich. Die Aktivitäten aller Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute trugen mit 31,6 Prozent zu fast einem Drittel zum Gesamtvolumen bei. Die Bedeutung der ÜNB am Terminmarkt ist verschwindend gering. Ihr Anteil war noch kleiner als der, der auf an der Börse aktive Letztverbraucher entfiel.

Preisniveau

Im letztjährigen Monitoring wurde festgestellt, dass die Mittelwerte für die Phelix-Futures (Base / Peak⁵³; bezogen auf alle feststellbaren Preise für das Frontjahr) über einen Fünf-Jahres-Zeitraum in der Tendenz fallen, auch wenn die Werte aus dem Berichtsjahr 2011 einen Anstieg auswiesen. Diese Tendenz hat sich bestätigt.

⁵³ Der Unterschied liegt im Lastprofil: Ein an der EEX gehandeltes Baseload-Future bezieht sich auf eine konstante und durchgehende Lieferrate (alle Stunden, alle Tage), ein Peakload-Future dagegen auf eine konstante, aber zeitlich eingegrenzte Lieferrate (Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr, nur Montag bis Freitag).

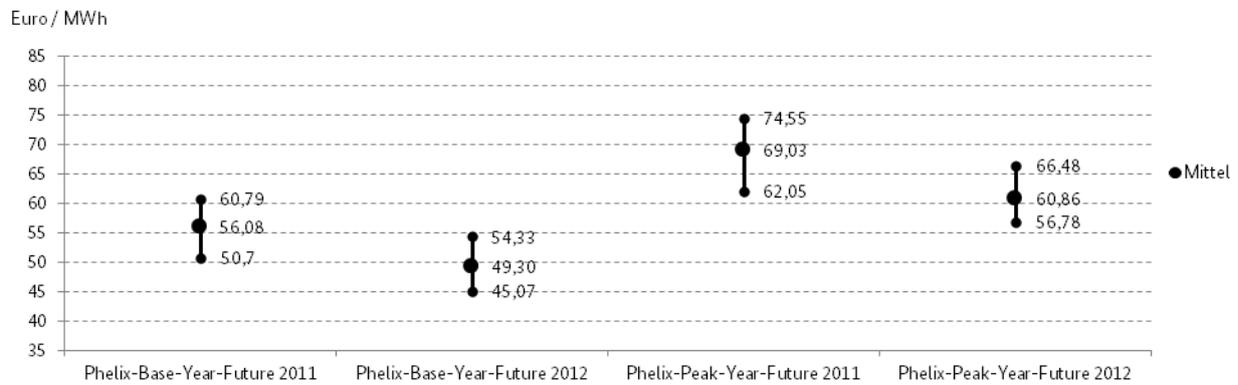
Abbildung 56: Phelix-Frontjahresprodukte - Entwicklung der Mittelwerte an der EEX von 2007 bis 2012⁵⁴

Darüber hinaus sind die sich in 2011 ergebenden Steigerungen ausgeglichen (im Basebereich: 49,30 Euro/MWh in 2012 gegenüber 49,90 Euro/MWh in 2010) bzw. überkompensiert (im Peakbereich: 60,86 Euro/MWh in 2012 gegenüber 64,48 Euro/MWh in 2010) worden. Das stellt für 2012 gegenüber dem Vorjahr 2011 eine Veränderung um je (Base, Peak) rund zwölf Prozent dar.

Im Ergebnis haben sich Base- und Peakprodukt an der Börse damit im Mittel auf 11,56 Euro/MWh im Berichtsjahr 2012 angenähert.

⁵⁴ Zur Darstellung des Phelix: Der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten dient nur dazu, diese und ihr Verhältnis zueinander sichtbar zu machen.

Abbildung 57: Phelix-Frontjahresprodukte – Preisspannweiten 2011 zu 2012



Im Vergleich zum Vorjahr zeigt sich, dass die Spannweite (Abstand Minimalwert zu Maximalwert) für das Phelix-Peak-Year-Future sich weiter verringert hat (von 12,50 Euro auf 9,70 Euro). Im Base-Bereich war die Spannweite in 2011 gegenüber 2010 geringfügig gewachsen; durch eine Verringerung des Abstandes in 2012 (von 10,09 Euro auf 9,26 Euro) ist dieser Anstieg überkompensiert worden. Für das Frontjahresfuture (Base oder Peak) liegt die Spannweite daher unter zehn Euro.

Die Entwicklung des Frontjahresfutures (Base) in der Jahresübersicht:

Abbildung 58: Phelix-Base-Year-Future (Frontjahr) in 2012; Quelle: EEX; eigene Darstellung



2.4 OTC-Clearing an der Börse

Neben dem Handel an der Börse besteht das nicht an die Börse gebundene „Over-The-Counter-Geschäft“ (OTC-Geschäft, bilateraler Handel, dazu s. u.). Das OTC-Clearing stellt eine Schnittstelle zwischen dem börslichen Bereich und dem nichtbörslichen OTC-Geschäft dar: Es ermöglicht den Parteien eines (nicht-

börslichen) OTC-Kontrakts, diesen im Nachhinein den Regeln des börslichen Handels zu unterstellen und so Vorteile beider Handelsformen zu kombinieren.

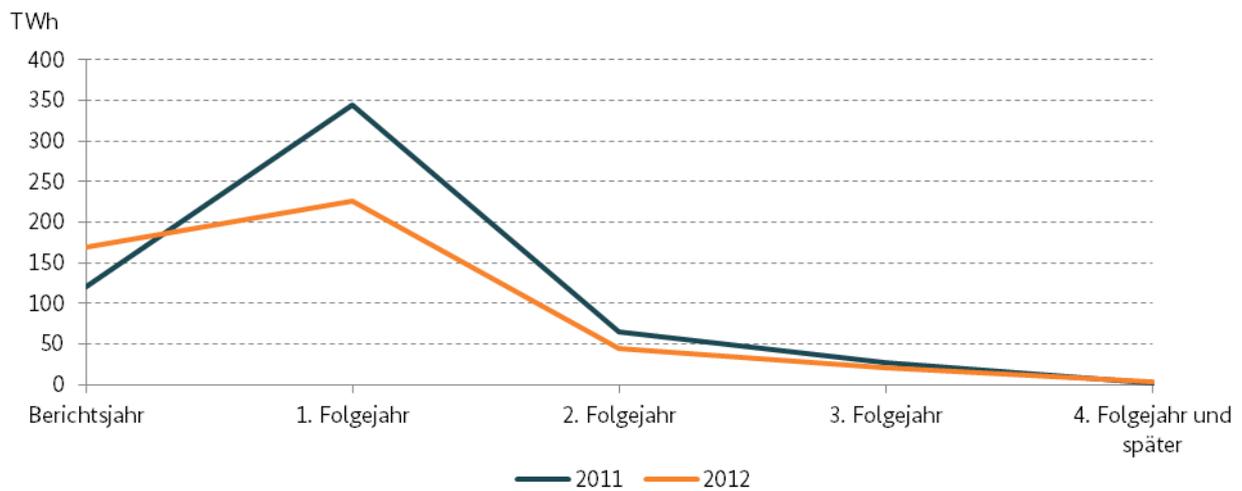
Kennzeichnend für den OTC-Handel ist, dass die Handelspartner einander bekannt sind; bei Einsatz eines Intermediärs (z. B. eines Brokers) wird die jeweilige Identität zumindest bei Handelsabschluss bekannt. Die Parteien haben im Rahmen der Privatautonomie die volle Flexibilität in der Gestaltung ihrer Vereinbarung. Der börsliche Handel ist dagegen anonym und es ist eine Standardisierung der Produkte notwendig, um Angebot und Nachfrage zusammenzuführen. Da die Börse selbst zum Vertragspartner der Handelnden wird, entfällt das Kontrahentenausfallrisiko (Counterpart-Risiko). Dieses kann im bilateralen Handel – außer durch die Auswahl des Vertragspartners – durch sichernde Vereinbarungen reduziert, aber zunächst nicht völlig ausgeschlossen werden. Mittels des Clearings für OTC-Geschäfte, einer besonderen Dienstleistung der Börse, kann dieses Counterpart-Risiko auf die Börse verlagert werden. Die Bedingungen im Einzelnen legt die Börse fest. Die EEX Power Derivatives GmbH ermöglicht für alle zugelassenen Terminmarktprodukte das Clearing. An der EPEX SPOT ist dies auch für den Intraday-Handel möglich. Für das Clearing selbst ist jeweils die European Commodity Clearing AG (ECC), Leipzig, zuständig.

Der Kontrakt kommt zunächst als bilaterales Handelsgeschäft – gegebenenfalls unter Hilfe eines Mittlers – außerbörslich zustande. Mit der Vornahme des Clearings sorgen die Vertragspartner dafür, dass ihr Kontrakt im Weiteren wie ein Börsengeschäft behandelt wird. Daher wird das OTC-Clearing im Folgenden unter dem Blickwinkel des börslichen Handels untersucht.

Betrachtet man die Bereiche von Börsenhandel und OTC-Clearing in Summe über die Jahre 2007 bis 2012, so weist das Gesamtvolumen des Handels insgesamt eine hohe Konstanz auf. Während das Volumen des OTC-Clearings nach anfänglichem Zuwachs tendenziell abnimmt, steigt das Volumen im unmittelbar börslichen Geschäft nach anfänglichem Rückgang.

Registrierte Teilnehmer an der Börse machen grundsätzlich auch von der Möglichkeit des OTC-Clearings von Spotgeschäften (nur für Intraday) oder Terminkontrakten Gebrauch; 14 (von 127) der an der EPEX SPOT registrierten Produzenten und Handelsunternehmen und fünf (von 40) der dort registrierten Stadtwerke und Regionalversorger nutzten die Möglichkeit des OTC-Clearings von Intraday-Kontrakten nicht.

Während der Anteil unmittelbarer börslicher Terminkontrakte in 2012 relativ stabil geblieben ist (Absinken um rund zwölf TWh, das sind 2,6 Prozent), decken die zum Clearing gemeldeten OTC-Termingeschäfte im Berichtsjahr Liefermengen von rund 95 TWh weniger als in 2011 ab. Das entspricht einem Absinken von knapp 17 Prozent.

Abbildung 59: OTC-Clearing von Termingeschäften⁵⁵ 2011 und 2012⁵⁶

Zu beobachten ist eine ähnliche Entwicklung wie im unmittelbaren Börsengeschäft. Während die Handelsaktivitäten für das laufende Jahr zunehmen (um rund 48 TWh oder 39 Prozent), sinkt der Umfang des Handels für spätere Jahre (zwischen 22 und 34 Prozent), wobei der Schwerpunkt „Handel für das Folgejahr“ deutlich um 118 TWh (34 Prozent) an Gewicht verliert.

Anders als im unmittelbaren börslichen Geschäft werden im außerbörslichen Geschäft nicht nur Optionen gehandelt, sondern auch dem OTC-Clearing zugeführt. Bemerkenswert ist, dass bei einem insgesamt erheblich gesunkenen Volumen der Teilbereich, der Optionen betrifft, von 31,5 TWh in 2011 auf 38,1 TWh zugenommen hat.

Die Rückläufigkeit des Volumens im Bereich OTC-Clearing für Termingeschäfte (Elektrizität Lieferort Deutschland) lässt sich auch andernorts feststellen. In der London Energy Brokers' Association (LEBA) sind für den Handel mit „German Power“ wichtige Brokerplattformen organisiert. Anhand der vom Verband bekanntgegebenen Daten⁵⁷ ist das OTC-Clearing für „German Power“ von 730 TWh auf 377 TWh (gut 48 Prozent) zurückgegangen⁵⁸. Soweit auswertbare Einzeldaten der Brokerplattformen vorliegen,

⁵⁵ Futures (Forwards) und Optionen.

⁵⁶ Der Kurvenverlauf zwischen zwei Datenpunkten dient nur dazu, diese und ihr Verhältnis zueinander sichtbar zu machen.

⁵⁷ <http://www.leba.org.uk/assets/LEBA%20December%202012%20volume%20report1.pdf>

⁵⁸ Das hiermit bezeichnete Volumen ist nicht vollständig als Teilmenge des Volumens aus OTC-Kontrakten anzusehen, das an der ECC gecleart worden ist. Das OTC-Clearing der in der LEBA organisierten Mitglieder findet zu einem kleineren, nicht näher zu beziffernden Teil auch an anderen Börsenplätzen statt. Umgekehrt ist ein Teil der oben bezifferten OTC-Clearing-Mengen im Ter-

aus deren Daten sich diese Gesamtwerte speisen, spiegelt sich auch hier die für das Berichtsjahr 2012 erkennbare Tendenz, dass das Handelsvolumen für das Folgejahr, das grundsätzlich weiterhin einen Schwerpunkt bildet, zugunsten des Berichtsjahres selbst, also der eher kurzfristig orientierten Kontrakte, abnimmt.

Abschließend ist zum Bereich „OTC-Clearing“ festzustellen, dass auch das Clearing-Volumen für Intraday-Kontrakte von 0,295 TWh auf 0,189 TWh gesunken ist.

3. Bilateraler Großhandel

Eine lückenlose Abbildung des bilateralen Elektrizitäts-Großhandels⁵⁹ mit Lieferort Deutschland anhand der erhobenen Daten ist grundsätzlich nicht möglich. Dies ergibt sich bereits daraus, dass nicht alle relevanten Unternehmen, insbesondere, soweit sie im Ausland niedergelassen sind, vollständig in die Erhebung eingebunden werden können. Zudem führen die vielfältigen Gestaltungsmöglichkeiten, die den Marktteilnehmern hinsichtlich der Produkte und der Abwicklungsmodi offen stehen, zu Abgrenzungsproblemen in der Erhebung.

Außerbörslich gibt es weder klar abgrenzbare Marktplätze, noch einen festen Kanon an Kontraktarten. Standardisierte Formen bilden sich zwar heraus, es besteht jedoch nicht wie an Börsen eine strikte Notwendigkeit, sich an feste Formen, die den Kontrakt bis in das Detail bestimmen, zu halten.

Bei aller Gestaltungsfreiheit wird aber auch im bilateralen Handel zwischen längerfristigen Termin- und kurzfristigen Spotmarktgeschäften unterschieden. Um eine Vorstellung vom Umfang des außerbörslichen Handelsvolumens entwickeln zu können, differenziert die an Großhändler gerichtete Befragung die Handelsgeschäfte in zeitlicher Hinsicht. Dabei werden Kontrakte mit einer Frist von mindestens einer Woche als Termingeschäfte und Kontrakte mit Erfüllungszeitraum von weniger als einer Woche als Spotgeschäfte erfasst. Die Großhändler werden auch zur Nutzung von Brokerplattformen befragt⁶⁰.

Teilnehmer

Den Ausführungen liegen Angaben von 590 Unternehmen zugrunde, die eine Tätigkeit im Bereich des Großhandels für das Berichtsjahr 2012 angegeben haben.

minbereich nicht diesen speziellen Brokerplattformen zuzurechnen, da auch andere Brokerplattformen aktiv sind. Schließlich wird eine Teilmenge auch von den Partnern des OTC-Geschäfts selbst zum Clearing gemeldet.

⁵⁹ Abgefragt werden im diesbezüglichen Fragebogen „alle Elektrizitätshandelsgeschäfte mit physischer oder finanzieller Erfüllung in eigenem Namen und auf eigene Rechnung sowie alle Elektrizitätslieferverträge mit physischer Erfüllung (Lieferung von Elektrizität) zwischen Unternehmen“ (ausgenommen Systemdienstleistungen sowie Lieferungen an Letztverbraucher).

⁶⁰ Hierzu stehen zumindest teilweise Vergleichsdaten zur Verfügung. Die Daten zum Handel auf Brokerplattformen sind ein Indiz (aber auch nicht mehr) für den Umfang des außerbörslichen Großhandels insgesamt.

Davon sind 522 auch als Lieferanten (Abgabe von Elektrizität an Letztverbraucher) tätig, 411 waren Grundversorger (in einem Netzgebiet oder in mehreren Netzgebieten). Werden die Aktivitäten der 522 Unternehmen getrennt nach Termin- bzw. Spotmarkthandel betrachtet, ergibt sich Folgendes:

Fast alle dieser Unternehmen, nämlich 512, tätigten Termingeschäfte (davon 334 daneben keine Spotgeschäfte). Rund die Hälfte (258) traten im Terminhandel ausschließlich als Käufer auf, davon waren 221 Grundversorger. Fünf Unternehmen gaben an, nur Terminverkäufe zu tätigen. Gut 40 Unternehmen (weniger als zehn Prozent) bedienten sich nach ihren Angaben einer Brokerplattform.

Erheblich geringer, nämlich 186, ist die Zahl derjenigen unter den betrachteten Unternehmen, die im außerbörslichen Spotmarktbereich aktiv waren. Von diesen Unternehmen waren nur acht nicht auch gleichzeitig im Terminhandel tätig. Die meisten der auch als Lieferanten an Letztverbraucher tätigen Großhändler (180) traten als Käufer, aber gleichzeitig auch als Verkäufer (172) auf. Über die Hälfte (135) versorgte gleichzeitig als Lieferant wenigstens ein Grundversorgungsgebiet. 35 von 186 Unternehmen (annähernd zwanzig Prozent) nutzten nach ihren Angaben eine Brokerplattform.

Fast alle nur als Großhändler auftretende Unternehmen (67 von 68) tätigten Termingeschäfte. Davon traten 58 sowohl als Käufer als auch als Verkäufer auf. Rund die Hälfte der reinen Großhändler nutzte jedenfalls auch Brokerplattformen.

Am Spothandel war die Teilnahme der reinen Großhändler etwas geringer (52 von 68). Von diesen traten praktisch alle als Käufer und Verkäufer auf. Der Anteil der Nutzer von Brokerplattformen lag im Spotmarkt (etwa sechzig Prozent) etwas höher als im Terminmarkt.

Soweit insgesamt im außerbörslichen Großhandel Brokerplattformen genutzt worden sind, kann von einer starken Stellung der in der LEBA⁶¹ organisierten Brokerplattformen ausgegangen werden. Die Großhändler haben jedoch auch eine größere Zahl anderer Intermediäre benannt, mit deren Hilfe sie im Spot- oder Terminhandel tätig sind. Die Bedeutung dieser weiteren Dienstleister lässt sich anhand der erhobenen Daten nicht genau abschätzen, dürfte aber insbesondere in Summe durchaus relevant sein.

Außerbörslich gehandelte Volumina

Wie im letzten Jahr werden im Folgenden je Segment und in der Summe Mengen dargestellt, die als ausreichend durch die Datenerhebung belegt gelten, mit dem ausdrücklichen Hinweis, dass der tatsächliche Handelsumfang im Berichtsjahr 2012 den hier abgebildeten überschritten hat⁶². Dabei ist nach den Erkenntnissen aus der Datenerhebung vor allem von zwei unterschiedlichen Arten von Fehlmengen auszugehen. Neben dem bereits angesprochenen Umstand, dass eine Reihe im Ausland ansässiger Großhändler nicht erreicht worden sind, haben eine größere Zahl der Lieferanten, die (fast) ausschließlich zur Beschaffung der benötigten Liefermenge im Großhandel auftreten, keine über Abgabemengen hinausge-

⁶¹ London Energy Brokers' Association, siehe: www.leba.org.uk.

⁶² Siehe dazu die Ausführungen zu Beginn des Kapitels.

henden Auskünfte erteilt⁶³. Daher ist in vorläufig nicht quantifizierbaren, aber jedenfalls nicht unerheblichen Umfang von einer größeren gehandelten Elektrizitätsmenge auszugehen.

Tabelle 22: Erfasste Volumina im bilateralen Terminmarkt (Erfüllungszeitraum ab einer Woche) 2012⁶⁴

Kontrakte im Berichtsjahr 2012	Volumen in TWh
Kontrakte ohne Brokerplattformen ⁶⁵ ohne OTC-Clearing	1.546,0
davon für Erfüllungsjahr 2012	372,8
davon für Erfüllungsjahr 2013	580,8
davon für Erfüllungsjahr 2014	318,8
davon für Erfüllungsjahr 2015	208,5
davon für Erfüllungsjahr 2016 und später	64,9
Kontrakte über Brokerplattformen ⁶⁶ ohne OTC-Clearing	4.829,0
nur Kontrakte mit OTC-Clearing ⁶⁷ (alle)	411,0
Gesamt	6.786,0

⁶³ Bei der Gruppe der (fehlenden) Lieferanten ließe sich von der Abgabemenge ausgehen, wobei etwaige Eigenerzeugung abzusetzen wäre. Kern der Abfrage ist jedoch die Differenzierung des Handels nach Erfüllungszeiträumen. Dies wäre mit der bloßen Hochrechnung zu beschaffender Mengen nicht abzubilden.

⁶⁴ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

⁶⁵ In den einzelnen Segmenten haben sich aus den Angaben der Großhändler zu Kauf und Verkauf abweichende Gesamtsummen ergeben. Dies erklärt sich bereits daraus, dass keine volle Abdeckung gegeben ist. Jedem Kauf steht jedoch ein Verkauf gegenüber, der der gleichen Kategorie und Anbahnungsform (ohne oder mit Brokerplattform) zuzuordnen ist; die jeweiligen Mengen aus bilateralem Kauf und Verkauf müssen sich spiegeln. Bei differierenden Gesamtwerten zu Kauf und Verkauf kann daher die Fehlmenge des geringeren Wertes zum Gesamtgeschäft ergänzt werden. Es wird daher vom jeweils größeren Wert ausgegangen.

⁶⁶ Ausgangswert sind die Angaben von sechs Brokerplattformen. Es wurden zwei Prozent pauschal für möglichen Handel kommerzieller Verbraucher abgezogen, da ein solcher Handel nicht Gegenstand der vorliegenden Betrachtung ist. Es ist aufgrund der Erkenntnisse in der Datenerhebung davon auszugehen, dass auch auf weiteren Brokerplattformen gehandelt wird. Dies unterstreicht die Bedeutung dieser Form der Vertragsanbahnung.

⁶⁷ Ausgangswert sind hier die Angaben der EEX zum OTC-Clearing, wonach für 466,0 TWh aus dem OTC-Handel (Phelix Futures und Optionen) das OTC-Clearing in Anspruch genommen wurde. Dabei wurde zunächst pauschal ein Zehntel für den die österreichische Regelzone betreffenden Handel abgesetzt (die Schätzung orientiert sich am Verhältnis der Bevölkerungszahlen); des Weiteren wurden zwei Prozent pauschal für möglichen Handel kommerzieller Verbraucher abgezogen; nach den aus der Datenerhebung vorliegenden Informationen beträgt der Anteil der kommerziellen Verbraucher am Termingeschäft (ohne OTC-Clearing) unter zwei Prozent.

Tabelle 23: Erfasste Volumina im bilateralen kurzfristigen Handel (Erfüllungszeitraum weniger als eine Woche) 2012⁶⁸

Kontrakte im Berichtsjahr 2012	Volumen in TWh
Kontrakte ohne Brokerplattformen ohne OTC-Clearing	241,0
davon Intraday ⁶⁹ und Day-After	15,4
davon Day-Ahead	101,4
davon sonstige Kontrakte Erfüllungszeitraum < eine Woche	124,3
Kontrakte über Brokerplattformen ohne OTC-Clearing ⁷⁰	102,2
nur Kontrakte mit OTC-Clearing ⁷¹ (alle)	0,2
Gesamt	343,4

Teilnehmer und Volumina in der Gesamtbetrachtung

Dass von einem liquiden außerbörslichen Elektrizitätsmarkt auszugehen ist, ergibt sich bereits aus den festgestellten Werten zu Mindestumsätzen. Dazu soll beispielhaft der Terminhandel für 2013, also für das Folgejahr zum Erhebungsjahr 2012, betrachtet werden. Allein die (durch externe Quellen verifizierten) Angaben eines (relevanten) Teils der aktiven Brokerplattformen belegen für diesen Ausschnitt einen Handel von rund 2.840 TWh. Mit den festgestellten rund 580 TWh, die (als Mindestmenge) ohne Brokerplattformen gehandelt worden sind, ergeben sich 3.420 TWh und damit etwa das Siebenfache der rund 500 TWh, die derzeit jährlich als Elektrizitätsmenge für Deutschland benötigt werden; dabei ist noch nicht berücksichtigt, dass ein Teil des von Lieferanten zu beschaffenden Bedarfs aus Eigenerzeugung des jeweiligen Lieferanten stammt.

⁶⁸ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

⁶⁹ Die Befragung hat ergeben, dass die Kontrakte unternehmensseitig zeitlich in manchen Fällen anders erfasst worden sind (so dass z. B. Mengen als Intraday-Kontrakt eingetragen wurden, obwohl nach Abgrenzung der Erhebung ein Day-Ahead-Geschäft vorlag). Mögliche Differenzen in der Kategorisierung ändern aber nichts an der als sicher festgestellten Gesamtmenge aus Kontrakten mit kurzfristiger Erfüllung.

⁷⁰ Ausgangswert sind die Angaben von sechs Brokerplattformen. Es wurden zwei Prozent pauschal für möglichen Handel kommerzieller Verbraucher abgezogen, da ein solcher Handel nicht Gegenstand der vorliegenden Betrachtung ist.

⁷¹ Ausgangswert sind hier die Angaben der EEX zum OTC-Clearing. Dabei wurden ebenfalls zwei Prozent pauschal für möglichen Handel kommerzieller Verbraucher abgezogen; nach den aus der Datenerhebung vorliegenden Informationen beträgt der Anteil der kommerziellen Verbraucher am Spotgeschäft (ohne OTC-Clearing) unter zwei Prozent.

Die Handelsaktivitäten insgesamt verteilen sich auf zahlreiche Teilnehmer. Die Anteile an der Herstellung der Liquidität sind jedoch nicht gleichmäßig verteilt. Wird hier das Beispiel „Terminhandel in 2012 für das Erfüllungsjahr 2013“, und zwar hinsichtlich der Angaben der Großhändler selbst zu den außerhalb von Brokerplattformen (mindestens) gehandelten 580 TWh⁷², betrachtet, ergibt sich folgendes Bild:

478 Käufer stehen 248 Verkäufern gegenüber, wobei alle Verkäufer auch als Käufer auftreten. Auf Käuferseite sorgen weniger als zwanzig Teilnehmer für siebzig Prozent des Umsatzes. Ein größerer Teil dieser Gruppe von Teilnehmern erfüllt auch eine Marktrolle als Lieferant (teilweise als Grundversorger). Auf Verkäuferseite steht eine vergleichbare Anzahl von Teilnehmern sogar für 85 Prozent des Umsatzes. Die Zahl der Unternehmen, die gleichzeitig als Lieferanten tätig sind, ist geringer.

Zwar ist das Bild in den anderen Segmenten des Terminmarktes (andere Erfüllungszeiträume; Einbeziehung von Brokerplattformen oder OTC-Clearing) nicht identisch. Die betrachtete Gruppe der Käufer stellt aber auch bezogen auf die Gesamtkäufe (Werte ohne Hochrechnung) einen Anteil von immerhin fünfzig Prozent. Bei der betrachteten Gruppe der Verkäufer ergeben sich (gegenüber den 85 Prozent für den Ausschnitt) immerhin siebzig Prozent Anteil am Gesamtverkaufsvolumen (Werte ohne Hochrechnung). Insgesamt ist im außerbörslichen Handel daher von einer hohen Konzentration auszugehen.

4. Ergänzende Aspekte

Market Maker am Terminmarkt der EEX

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 erhöht die Liquidität des Marktes⁷³.

Im Berichtszeitraum waren die Unternehmen RWE Supply & Trading GmbH, Vattenfall Energy Trading GmbH und E.ON Energy Trading SE durchgängig als Market Maker am Elektrizitäts-Terminmarkt der EEX für Phelix-Futures aktiv. Alle drei Unternehmen waren bereits in den Vorjahren entsprechend tätig. Im November 2012 ist EDF Trading Limited als Market Maker in diesem Bereich hinzugetreten.

Der kumulierte Anteil der Market Maker am Kaufvolumen von Phelix Futures sank von 27 Prozent (2011) auf 20,2 Prozent (2012), der entsprechende Anteil am Verkaufsvolumen von 31,5 Prozent (2011) auf 28,4 Prozent (2012).

⁷² Die Menge von 580 TWh ergab sich aus den Angaben zu Verkäufen. Die sich im Kauf ergebende entsprechende Summe aller angegebenen Mengen betrug rund 560 TWh. Gemäß der Überlegung, dass jedem Verkauf ein entsprechender Kauf gegenüberstehen muss, ist das Volumen insgesamt auf 580 TWh hochgerechnet worden. Für die im Folgenden angestellten Detailbetrachtungen zur Käuferseite wird jedoch auf 560 TWh abgestellt.

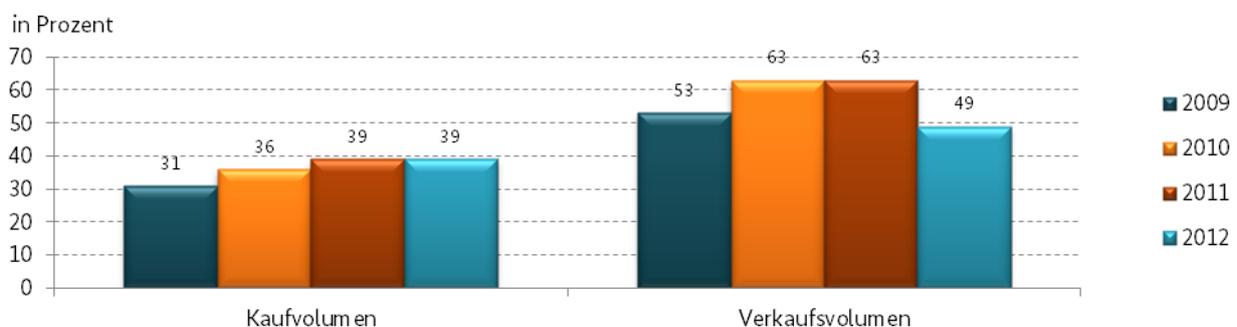
⁷³ Die spezifischen (variierenden) Bedingungen werden zwischen Börse und Market Maker in Market Maker Agreements geregelt (Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl, Maximalspread usw.).

Mit den dargestellten Aktivitäten im Market Making wird keine Aussage darüber gemacht, in welchem Umfang die betreffenden Unternehmen im Übrigen (d. h. nicht in ihrer Eigenschaft als Market Maker bzw. zu den hierfür geltenden Bedingungen) am börslichen Handel teilnehmen.

Anteil umsatzstärkster Unternehmen an Börsenplätzen

Die Betrachtung der umsatzstärksten Unternehmen⁷⁴ an einer Börse gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Handel konzentriert ist. Es wird in der folgenden Darstellung zwischen Kauf- und Verkaufsvolumen unterschieden. Zur Verdeutlichung der Entwicklung sind die Anteile (in Prozent) der letzten vier Berichtsjahre abgebildet.

Abbildung 60: Anteil der je fünf umsatzstärksten Unternehmen am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT



Werden die Kauf- und Verkaufsvolumina aggregiert betrachtet, so ergibt sich für 2012 ein Anteil der fünf umsatzstärksten Unternehmen von 35 Prozent (gegenüber 42 Prozent zum Vorjahr). Bezogen auf den absoluten Gesamtumsatz (Kauf plus Verkauf) bedeutet dies, dass 171,7 TWh Umsatz im Jahr 2012 auf die fünf umsatzstärksten Unternehmen fiel und 318,8 TWh auf alle anderen Unternehmen; in 2011 dagegen entfielen 188,7 TWh auf die fünf umsatzstärksten Unternehmen und nur 260,5 TWh auf sonstige Unternehmen. Die Differenz des absoluten Umsatzes zwischen den fünf umsatzstärksten Unternehmen und allen anderen hat sich von 71,9 TWh auf 147,2 TWh mehr als verdoppelt. Der börsliche Day-Ahead-Umsatz ist um rund 40 TWh gestiegen. Die Annahme, dass hieran die in 2011 fünf umsatzstärksten Unternehmen keinen Anteil hatten, liegt zwar nahe, lässt sich aber nicht treffen, da keine Aussage darüber möglich ist, ob die fünf umsatzstärksten Unternehmen in 2011 mit denen in 2012 identisch sind. Sicher ist dagegen Folgendes: Die Abnahme der Gesamtkonzentration ist abzuleiten aus der Abnahme der Konzentration im Bereich Verkauf. Die relevante Stellung der ÜNB im Hinblick auf den Gesamtumsatz⁷⁵ leitet sich aus der Beteiligung der ÜNB am Verkaufsvolumen ab⁷⁶ und diese aus der

⁷⁴ Es wird nichts darüber ausgesagt, ob die Zusammensetzung der jeweiligen Gruppe umsatzstärkster Unternehmen über die betrachteten Jahre oder Handelsbereiche variiert oder konstant ist.

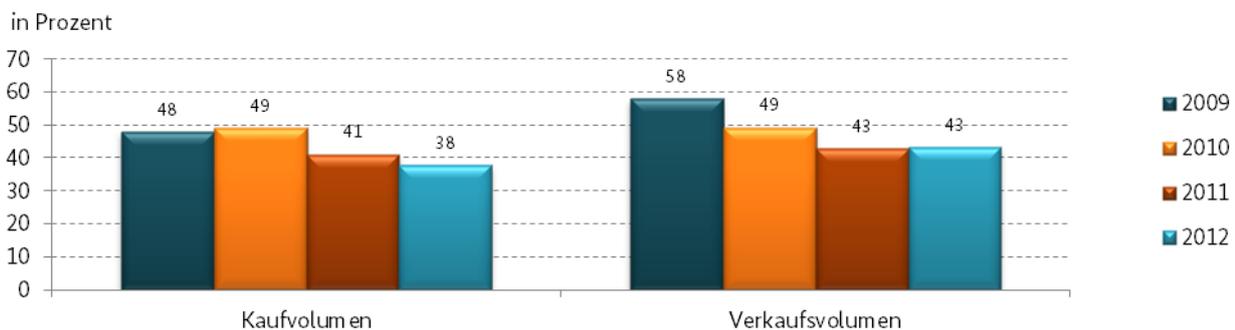
⁷⁵ Siehe Abbildung 47 auf Seite 103: Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT am Gesamtkauf- und Verkaufsvolumen 2012

Rolle der ÜNB bei der Vermarktung der EEG-Stroms. Hier hat eine Verlagerung stattgefunden: Bei Vermarktung von Elektrizität aus nach EEG vergütungsfähigen Anlagen hat die Direktvermarktung durch die Erzeuger absolut, aber auch relativ im Verhältnis zur Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung zugenommen⁷⁷. Verstärkte Selbstvermarktung von Strom aus nach EEG vergütungsfähigen Anlagen hat daher auch einen relativierenden Effekt auf die Konzentration des börslichen Spothandels.

Auch an der EXAA als weiterem Börsenplatz für Day-Ahead-Auktionen hat die Konzentration erneut abgenommen. Während in den Vorjahren die Anteile der drei umsatzstärksten Unternehmen am Kaufvolumen von 38 Prozent (2010) auf 32 Prozent (2011) sank und der entsprechende Anteil am Verkaufsvolumen von 29 Prozent auf 24 Prozent zurückging, ist in 2012 ein Anteil der drei umsatzstärksten Unternehmen am Gesamtvolumen von nur 22 Prozent festzustellen. Bei Erweiterung auf die fünf umsatzstärksten Unternehmen ergeben sich 33 Prozent Anteil am Gesamtvolumen in 2012.

Die Betrachtung des börslichen Terminmarktes zeigt folgende Ergebnisse:

Abbildung 61: Anteil der je fünf umsatzstärksten Unternehmen am Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing)

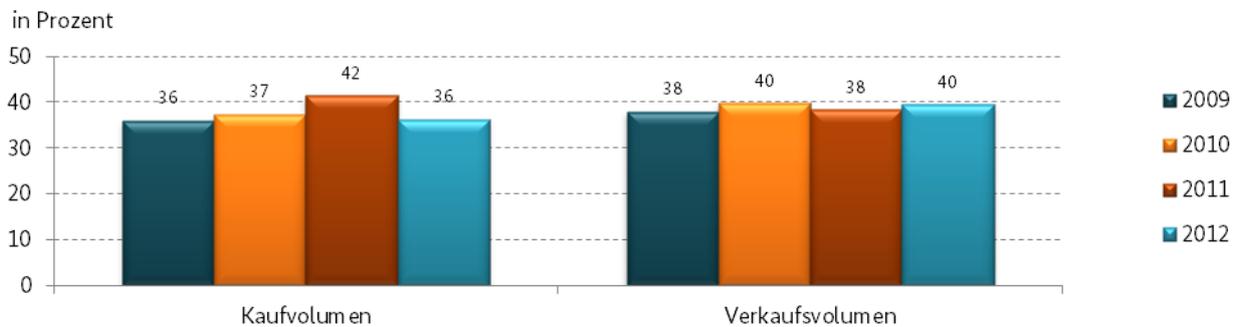


Die Konzentration auf Käuferseite nimmt ab; dies gilt tendenziell auch für die Verkäuferseite, wenn die Konzentration in 2012 gegenüber dem Vorjahr auch leicht gestiegen ist.

⁷⁶ Siehe Tabelle 20 auf Seite 102: Kaufvolumen am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012 Tabelle 21: Verkaufsvolumen am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012

⁷⁷ Siehe I.B.1.3 Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung auf Seite 34 und I.B.1.4 Entwicklung der direkt vermarkteten Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien auf Seite 38.

Abbildung 62: Anteil der je fünf umsatzstärksten Unternehmen⁷⁸ am Terminmarkt der EEX (inkl. OTC-Clearing)



Beim Verkaufsvolumen bewegt sich die Konzentration über die Jahre auf annähernd gleichem Niveau (Schwankungen unter zwei Prozent). Das gilt für die Käuferseite mit Ausnahme des Jahres 2011 auch; in 2011 bestand eine um sechs (fünf) Prozent höhere Konzentration als in 2012 (2010).

Entwicklungen beim wettbewerblichen börslichen Elektrizitätsmarkt in Bezug auf Erneuerbare Energien

Für Strom, der nachweislich aus Erneuerbaren Energien stammt, besteht eine relevante Nachfrage bei Endkunden⁷⁹. Auch wenn bei Netzentnahme nicht nach Herkunft des Stroms zu unterscheiden ist, beeinflusst der Endkunde mit seiner Nachfrageentscheidung das Verhalten auf Seiten der Erzeugung. Bei der Vermarktung von Ökostromprodukten an Endkunden spielen daher Herkunftsnachweise eine wichtige Rolle. Mit diesen belegt der Lieferant, aus welchen Quellen der von ihm beschaffte Strom, der in das Netz eingespeist wird, stammt.

Im Sommer 2013 hat die EEX den Handel mit spezifischen Herkunftsnachweisen aufgenommen. Damit reagierte sie auf das Bedürfnis der Unternehmen der Handelsstufen, das preisrelevante Merkmal nachzuweisen.

Die physische Beschaffung von Strommengen aus Erneuerbaren Energien, die zu einer Vermarktung gleicher Mengen als Ökostrom an Letztverbraucher legitimieren, erfolgt grundsätzlich OTC. Die EXAA hat im Dezember 2012 für ihre Day-Ahead-Auktion den Handel mit einem Grünstromprodukt eingeführt. Händler vermarkteten den nicht aufgrund staatlicher Regelungen geförderten Strom, der in

⁷⁸ Die je Jahr und Gruppe (Kauf, Verkauf) zugrunde liegende Ausgangsmenge umfasst auch die Ausgangsmengen aus der vorherigen Darstellung (Terminmarkt ohne OTC-Clearing). Es wird aber keine Aussage darüber getroffen, ob ein umsatzstärkstes Unternehmen im Bereich „ohne OTC-Clearing“ auch zu den umsatzstärksten Unternehmen bei Einbeziehung der Mengen aus dem OTC-Clearing gehört (siehe Fußnote 74 auf Seite 119).

⁷⁹ Siehe Kapitel I.H.6 Ökostromsegment auf Seite 161

speziell für den entsprechenden Handel an der Börse zugelassenen Kraftwerken für Erneuerbare Energien erzeugt wird (Grünstrom im Gegensatz zu Graustrom). Der Käufer erwirbt mit dem eingekauften Strom gleichzeitig einen Herkunftsnachweis (HKN). Die Lieferung (Netzeinspeisung) erfolgt am Tag nach der Handelstransaktion. Nicht vermarkteter Grünstrom kann in der um wenige Minuten zeitversetzten Graustromauktion mit vermarktet werden. Um Doppelvermarktung auszuschließen, ergeben sich erhebliche Anforderungen an das (auch technische) Regelwerk.

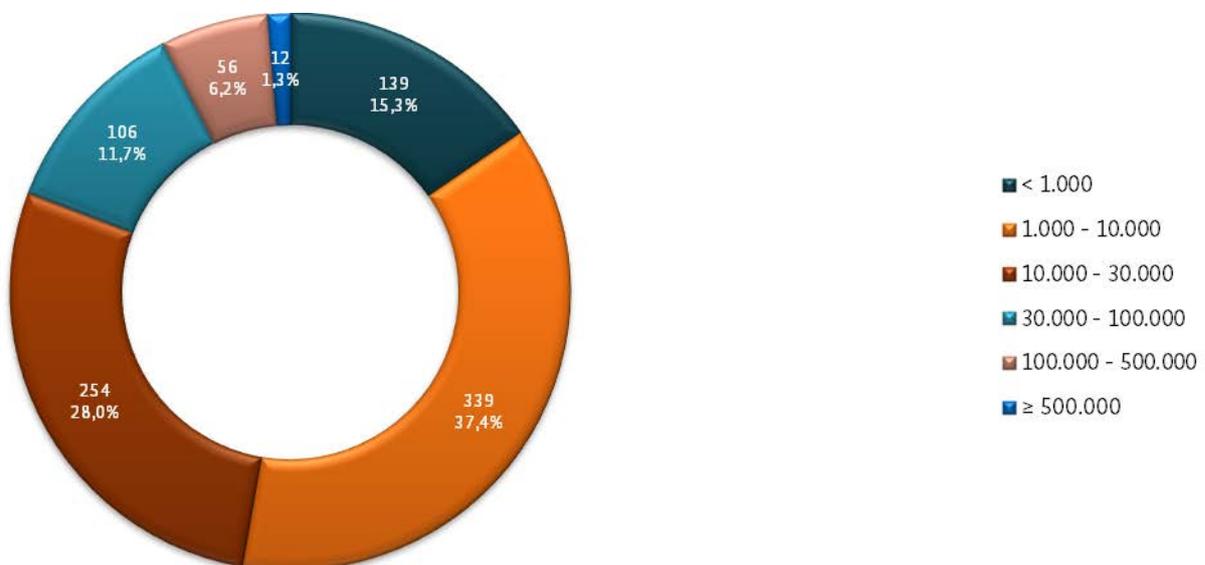
Im Dezember 2011 führte die EPEX SPOT den Handel von 15-Minuten-Kontrakten für den deutschen Intraday-Markt ein. Da Strom aus regenerativen Energiequellen besonderer Volatilität ausgesetzt ist, ergeben sich höhere Anforderungen an eine Prognose. Das Produkt der EPEX SPOT bietet die Möglichkeit, noch kurzfristiger auf Veränderungen zu reagieren und kann daher zur besseren Marktintegration Erneuerbarer Energien beitragen.

H Einzelhandel

1. Marktstruktur 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 906 Lieferanten zu den von ihnen versorgten Zählpunkten verdeutlicht, dass in absoluten Zahlen die meisten Lieferanten relativ wenige Zählpunkte beliefern. Unter Berücksichtigung der Konzernbeteiligungen der vier größten Lieferanten mit Hilfe der Dominanzmethode fallen ca. 80 Prozent aller am Monitoring beteiligten Unternehmen in die Gruppe von Lieferanten, die jeweils unter 30.000 Zählpunkte beliefern. In der Gesamtsumme sind dies mit knapp 6 Mio. Zählpunkten nur etwa 13 Prozent aller gemeldeten Zählpunkte⁸⁰. 7,5 Prozent aller Lieferanten versorgen jeweils über 100.000 Zählpunkte. Diese Gruppe umfasst jedoch ca. 35,8 Mio. Zählpunkte und somit etwa 75 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. Wenige große Lieferanten beliefern hingegen absolut gesehen die meisten Zählpunkte.

Abbildung 63: Lieferanten nach Anzahl der belieferten Zählpunkte⁸¹

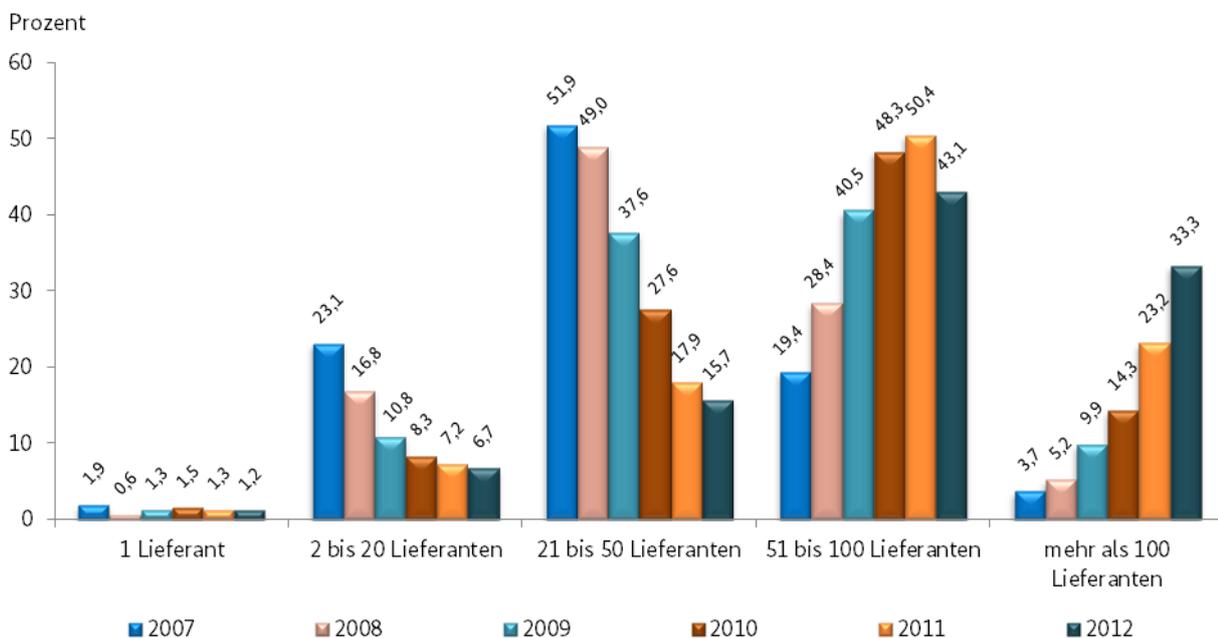


⁸⁰ Insgesamt wurden von den Lieferanten 47,8 Mio. versorgte Zählpunkte von Letztverbrauchern gemeldet.

⁸¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, zwischen einer Vielzahl von Lieferanten wählen zu können, haben sich gegenüber dem Vorjahr 2011 nochmals verbessert. In über drei Viertel aller Netzgebiete waren 2012 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2007 lag dieser Wert noch bei knapp einem Viertel. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 88 Anbietern (2011: 80) wählen, für Haushaltskunden liegt der Wert bei 72 Anbietern (2011: 65). Eine große Anzahl von Lieferanten ist jedoch nicht automatisch mit einem hohen Wettbewerbsgrad gleichzusetzen. Viele Grundversorger bieten Tarife in mehreren Netzgebieten an, ohne dabei eine nennenswerte Anzahl an Kunden in diesen Gebieten zu akquirieren.

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



2. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

2.1 Lieferantenwechsel

Zur Ermittlung der Lieferantenwechsel wurden die ÜNB und VNB nach Menge und Anzahl der Wechsel an den Zählpunkten in ihrem Netzgebiet befragt. Die Ergebnisse dieser reinen Lieferantenwechsel sind als Gesamtwert und für die jeweiligen drei Kundenkategorien von Letztverbrauchern angegeben. In die Letztverbraucherkategorie ≤ 10 MWh/Jahr fallen dabei typische Haushaltskunden, in die Kategorie > 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr Gewerbe- und kleinere Industriekunden und in die Kategorie > 2 GWh/Jahr reine Industriekunden. Die aus der Abfrage resultierenden Werte werden in den nachstehenden Tabellen aufgeführt.

Tabelle 24: Menge der Lieferantenwechsel nach Kundenkategorien in 2012

Letztverbraucher- kategorie	2012: Entnahmemengen VNB und ÜNB in TWh	2012: Lieferantenwechsel in TWh	2012: Anteil Lieferanten- wechsel an Gesamtent- nahmemenge in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	124,5	9,7	7,8
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	134,8	15,6	11,6
> 2 GWh/Jahr	242,4	27	11,1
Gesamt	501,7	52,3	10,4

Tabelle 25: Anzahl der Lieferantenwechsel nach Kundenkategorien in 2012

Letztverbraucher- kategorie	2012: Anzahl Letztverbrau- cher VNB und ÜNB	2012: Anzahl Lieferan- tenwechsel	2012: Anteil Lieferanten- wechsel an Anzahl Letzt- verbraucher in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	46.221.649	2.617.745	5,7
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	2.474.295	204.092	8,2
> 2 GWh/Jahr	18.707	2.743	14,7
Gesamt	48.714.651	2.824.580	5,8

Auf Basis der erhobenen Daten ist die Zahl der Lieferantenwechsel im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen. Die auf alle Wechselvorgänge entfallende Elektrizitätsmenge beträgt im Berichtsjahr 52,3 TWh. Dies sind 3,7 TWh weniger als für das Jahr 2011 ausgewiesen, was einem Rückgang um 6,7 Prozent entspricht. Insgesamt haben 2.824.580 Letztverbraucher den Lieferanten gewechselt. Davon entfallen 206.835 Wechsel auf das Segment der Industrie- und Gewerbekunden, 12.437 weniger als im Jahr 2011. In der Kategorie der Letztverbraucher ≤ 10 MWh/Jahr wurden für das Jahr 2012 insgesamt 2.617.745 Wechsel gemeldet⁸².

Die mengen- und anzahlbezogenen Lieferantenwechselquoten in den Verbrauchskategorien mit Elektrizitätsentnahmemengen von mehr als 10 MWh/Jahr liegen deutlich über den Quoten von Letztverbrauchern mit geringeren Elektrizitätsentnahmemengen. Hierzu kann auch der Umstand beitragen, dass

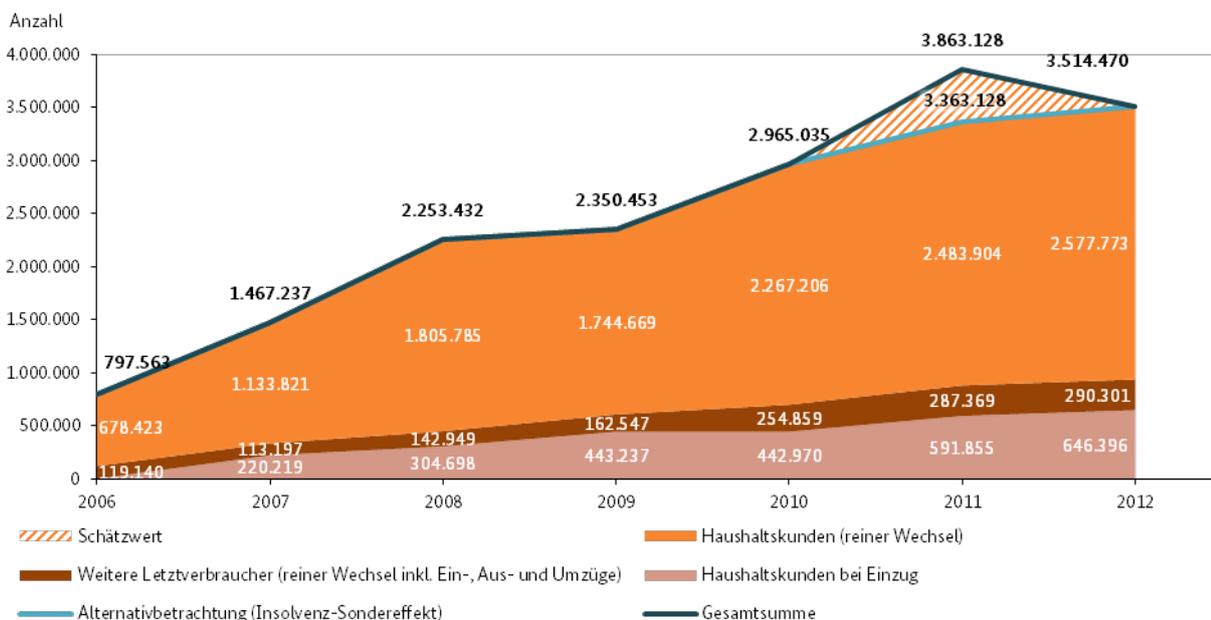
⁸² Aufgrund einer Veränderung in der Methodik der Datenauswertung sind die anzahlbezogenen Ergebnisse in der Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“ nicht direkt mit dem Vorjahr vergleichbar. Die Daten bedürfen zudem, vor einer näheren Untersuchung des Wechselverhaltens, einer Bereinigung, siehe Abbildung 65.

Letztverbraucher mit hohen Verbrauchsmengen im Allgemeinen über eine größere Preissensitivität verfügen als Geringverbraucher, was wiederum zu einer höheren Wechselbereitschaft führt. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass sich bereits der Wechsel eines einzigen großen Industriekunden anteilig erheblich niederschlägt. Die mengen- sowie anzahlbezogene Wechselquote beträgt bei großen Industriekunden 11,1 bzw. 14,7 Prozent. Damit haben sich die Quoten im Vergleich zum Vorjahr (2011) in diesem Bereich nur unwesentlich verändert. Die Dämpfung der Wechselrate bei den Industrie- und Gewerbekunden ist somit vor allem auf den Rückgang in der Kategorie mit einem Verbrauch von „> 10 MWh/Jahr; ≤ 2 GWh/Jahr“ zurückzuführen. Hier hat sich die mengen- sowie die anzahlbezogene Wechselquote um 1,4 bzw. 0,7 Prozentpunkte reduziert.

Die mengenbezogene Lieferantenwechselquote über alle Abnehmergruppen ist auf Basis der erhobenen Daten im Vergleich zum Jahr 2011 um 0,9 Prozentpunkte gesunken und liegt nun bei 10,4 Prozent. Die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote aller Letztverbraucher beträgt 5,8 Prozent.

Der auf Grundlage der erhobenen Daten zu verzeichnende Rückgang der Anzahl der Lieferantenwechsel der Letztverbraucher ist vor allem das Ergebnis eines deutlichen Rückgangs von Wechseln im Bereich der Haushaltskunden. Dieser Wert ist allerdings durch einen abfragebedingten Sondereffekt geprägt, der ein verzerrtes Bild von den tatsächlichen Wechselentscheidungen der Kunden gibt.

Abbildung 65: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (inkl. Ein-, Aus- und Umzüge)



Durch die Insolvenz eines großen Discount-Anbieters in 2011 sind die betroffenen Kunden 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 2011 vorliegenden Zahlen) von geschätzt 500.000

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 2011 um die 500.000 insolvenzbedingten Wechsel wird das Bild der abnehmenden Zahl von Wechselvorgängen entscheidend korrigiert. Die Zahl der Lieferantenwechsel ist bei Neutralisierung des Insolvenz-Sondereffekts von 2011 auf 2012 weiterhin gestiegen, auch wenn sich die Steigerungsrate gegenüber den beiden Vorjahren deutlich verringert hat. Betrag der Zuwachs der Lieferantenwechsel bei den Haushaltskunden (ohne Haushaltskunden bei Einzug) zwischen 2009 und 2010 +30 Prozent, sind es zwischen 2011 und 2012 noch +3,8 Prozent. Im Jahreszeitraum 2008 - 2009 war demgegenüber tatsächlich eine Abnahme (-9,1 Prozent) bei der Zahl der Wechsel unter Haushaltskunden zu verzeichnen. Die detaillierte Entwicklung unter Berücksichtigung des Sondereffektes der Insolvenz sind der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Tabelle 26: Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden (mit und ohne Bereinigung um den Insolvenz-Sondereffekt)

Veränderung zum Vorjahr	Bereinigung ⁸³ 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	+ 30,0	+ 522.538	+ 30,0
2010-2011	+ 216.698	+ 9,6	+ 716.698	+ 31,6
2011-2012	+ 93.869	+ 3,8	- 406.131	- 13,6

Angesichts der Abnahme der Zuwachsraten stellt sich die Frage, ob sich im Bereich der Haushaltskunden ein gewisses Niveau der Sättigung an wechselwilligen Kunden einstellt.

Neben der dargestellten Entwicklung der reinen Wechselzahlen von Haushaltskunden, ist die Anzahl der Haushaltskunden, die im Rahmen eines Einzuges in eine neue Wohnung direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben um etwas mehr als 50.000 angestiegen. Sie liegt im Berichtsjahr bei ca. 646.000 Haushaltskunden. Die, bei den Einzügen gemeldeten, Entnahmemengen haben sich gegenüber dem Vorjahr mit 0,06 TWh nur unwesentlich erhöht.

⁸³ Bei der bereinigten Betrachtung wurden von den Wechselzahlen des Jahres 2011 pauschal 500.000 Wechsel abgezogen.

Tabelle 27: Lieferantenwechsel vom Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Einzügen⁸⁴

Kategorie	2012: Lieferanten- wechsel in TWh	Anteil an Gesamt- entnahmemenge (124,5 TWh) in Prozent	2012: Liefe- ranten- wechsel Anzahl	Anteil an Gesamt- anzahl Haushalts- kunden ⁸⁵ in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	8,7	7,0	2.577.773	5,7
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	1,5	1,2	646.596	1,4
Gesamt	10,2	8,2	3.224.369	7,1

Bei einer gemeinsamen Betrachtung der reinen Lieferantenwechsel von Haushaltskunden zusammen mit den Einzügen ergeben sich für das Jahr 2012 insgesamt 3,2 Mio. Wechsel mit einem Gesamtvolumen von 10,2 TWh. Dies entspricht einer mengen- und anzahlmäßigen Wechselquote von 8,2 bzw. 7,1 Prozent. Damit liegt die mengenbezogene Quote abermals leicht über der anzahlbezogenen Quote. Daraus ist abzuleiten, dass ein hoher Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltskunden, dessen Wechselbereitschaft positiv beeinflusst. Die durchschnittliche Verbrauchsmenge von wechselnden Haushaltskunden beträgt im Jahr 2012 ca. 3.200 kWh. Haushaltskunden, die über die Grundversorgung beliefert werden, weisen im Gegensatz dazu einen Durchschnittsverbrauch von nur ca. 2.500 kWh auf.

Die Anzahl der Wechsel von Industrie- und Gewerbekunden, einschließlich der Wechsel durch Ein-, Aus- und Umzüge, liegt im Berichtsjahr 2012 bei knapp 290.000 und damit auf dem Niveau von 2011.

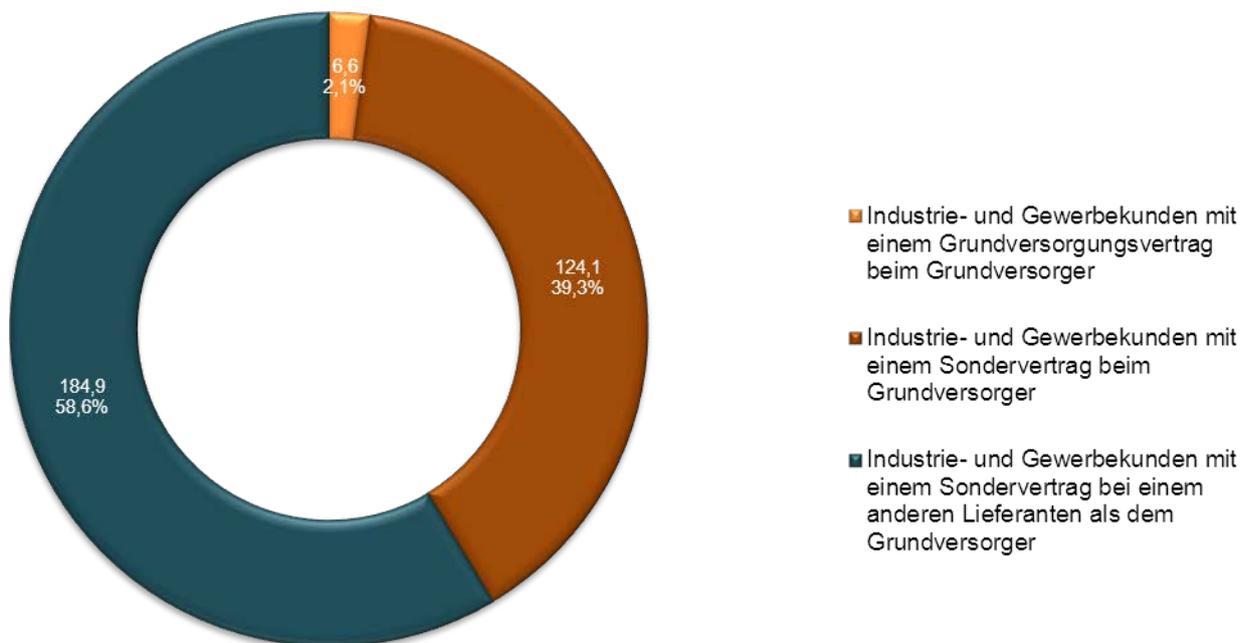
2.2 Vertragsstruktur von Gewerbe- /Industriekunden

Neben den Lieferantenwechselquoten ist auch die Vertragsstruktur der Endkunden wettbewerbsrelevant. Für die folgende Analyse zu Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden wurden die Datenmeldungen von 957 Elektrizitätslieferanten ausgewertet. Die nachstehende Abbildung zeigt, welche Vertragsstruktur bei Industrie- und Gewerbekunden im Berichtsjahr 2012 vorliegt.

⁸⁴ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

⁸⁵ Die Gesamtanzahl Haushaltskunden beträgt 45.259.096.

Abbildung 66: Vertragsstruktur von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2012



Mit Stand 31. Dezember 2012 befinden sich lediglich rund 2,1 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden in der⁸⁶ Grundversorgung. Dies sind fast ausschließlich kleinere Gewerbekunden; größere Gewerbekunden sowie Industriekunden werden im Wesentlichen über andere Vertragsformen als die Grundversorgung beliefert. Etwa 39,3 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden haben einen Sondervertrag mit dem Grundversorger des jeweiligen Netzgebietes. Die überwiegende Mehrzahl der Industrie- und Gewerbekunden wird durch andere Lieferanten als den Grundversorger beliefert. Im Berichtsjahr 2012 sind dies ca. 58,6 Prozent der versorgten Unternehmen.

RLM-Kunden

Eine registrierende Leistungsmessung (RLM) ist grundsätzlich bei Kunden mit höherem Verbrauch – also Industriekunden und größeren Gewerbekunden – anzutreffen. Im Rahmen des Monitoring wird auf Kunden mit einer Elektrizitätsabnahmemenge ab 100.000 kWh/Jahr abgestellt.

Im Bereich der RLM-Kunden liegen Daten von insgesamt 870 Lieferanten⁸⁷ vor, die Angaben zu belieferten Zählpunkten und Abgabemengen im Endkundenbereich gemacht haben. Bei den Angaben haben die Lieferanten nach Grundversorgung, Sondervertrag mit Kunden aus dem Grundversorgungsgebiet des

⁸⁶ Die Lieferanten sind gebeten worden, in Fällen unklarer Einordnung (z. B. Ersatzversorgung) Mengen und Zählpunkte in der Grundversorgung anzugeben. Auch dadurch erklärt sich ein – nicht näher eingrenzbarer – Anteil an solchen Kunden in der Grundversorgung, die keine Haushaltskunden sind.

⁸⁷ Zum Vergleich: Im Monitoring 2012 konnten Daten von 758 Unternehmen in diesem Bereich ausgewertet werden.

betreffenden Lieferanten und Sondervertrag mit anderen Kunden (aus dem Grundversorgungsgebiet eines anderen Lieferanten) differenziert.

Die Belieferung von RLM-Kunden in Rahmen der Grundversorgung ist atypisch, aber nicht ausgeschlossen. Rund einhundert Lieferanten geben an, RLM-Kunden in der Grundversorgung zu beliefern. Dabei werden insgesamt lediglich rund 4.200 Zählpunkte mit gut 0,7 TWh versorgt; das ist nur gut ein Prozent der Zählpunkte im RLM-Bereich und weniger als ein halbes Prozent der Abgabemenge. Die Werte sind darüber hinaus mit einer Einschränkung zu betrachten: Die Lieferanten waren aufgefordert, in Fällen unklarer Zuordnung zu den vorgegebenen Kategorien (z. B. der Ersatzversorgung) Zählpunkte und Mengen in die Kategorie „Grundversorgung“ einzutragen⁸⁸.

RLM-Kunden schließen in aller Regel einen Sondervertrag ab, dabei sind sie frei in der Wahl des Lieferanten. Dies kann der örtliche Grundversorger oder ein anderer Lieferant sein.

Rund 700 Lieferanten beliefern RLM-Kunden in ihrem Grundversorgungsgebiet im Rahmen eines Sondervertrages. Von diesen Unternehmen sind rund 280 nur örtlich (innerhalb ihres Grundversorgungsgebietes) tätig und die verbleibenden rund 420 auch darüber hinaus. Weitere rund 140 Lieferanten, die RLM-Kunden beliefern, haben in keinem Gebiet einen Grundversorgerstatus⁸⁹.

Von den Lieferanten, die RLM-Kunden beliefern und dabei in keiner Region Grundversorger sind⁹⁰, wurden im Berichtsjahr 2012 rund 81 TWh an knapp 46.000 Zählpunkte abgegeben. Auf diese Lieferanten entfallen etwa 15 Prozent aller erfassten Zählpunkte und fast 30 Prozent aller erfassten Abgabemengen im RLM-Bereich. Dieses Verhältnis von Zählpunkten zu Abgabemenge weist darauf hin, dass ausschließlich ortsunabhängig tätige Lieferanten eher Kunden mit höheren Abnahmemengen versorgen.

Die Lieferanten, die RLM-Sondervertragskunden nur innerhalb des eigenen Grundversorgungsgebietes beliefern, setzten an diese Kunden weniger als sechs TWh (rund zwei Prozent der festgestellten Abgabemenge) an knapp 12.000 Zählpunkten (knapp vier Prozent aller festgestellten Zählpunkte) ab. Das sind im Mittel weniger als 0,5 GWh/Jahr je Zählpunkt. Bei den belieferten Unternehmen handelt es sich also in der Regel eher um (größere) Gewerbekunden als um Industriekunden.

Lieferanten, die im Berichtsjahr 2012 örtlich (innerhalb ihres Grundversorgungsgebietes) und überörtlich tätig waren, belieferten RLM-Kunden auf Sondervertragsbasis örtlich (in ihrem Grundversorgungsgebiet) mit gut 90 TWh an weniger als 170.000 Zählpunkten, was ungefähr 33 Prozent der festgestellten Gesamt-
abgabemenge und annähernd 55 Prozent der gesamten festgestellten belieferten Zählpunkte im RLM-

⁸⁸ Diese Vorgabe bestand auch im SLP-Bereich. Die Werte dort sind jedoch so hoch, dass die (mit)erfassten Sonderfälle in der Gesamtheit zurücktreten dürften, auch, wenn sie im Umfang nicht näher abschätzbar sind.

⁸⁹ Wenige Lieferanten versorgen nach ihren Angaben RLM-Kunden nur als Grundversorger; siehe dazu auch vorherige Fußnote.

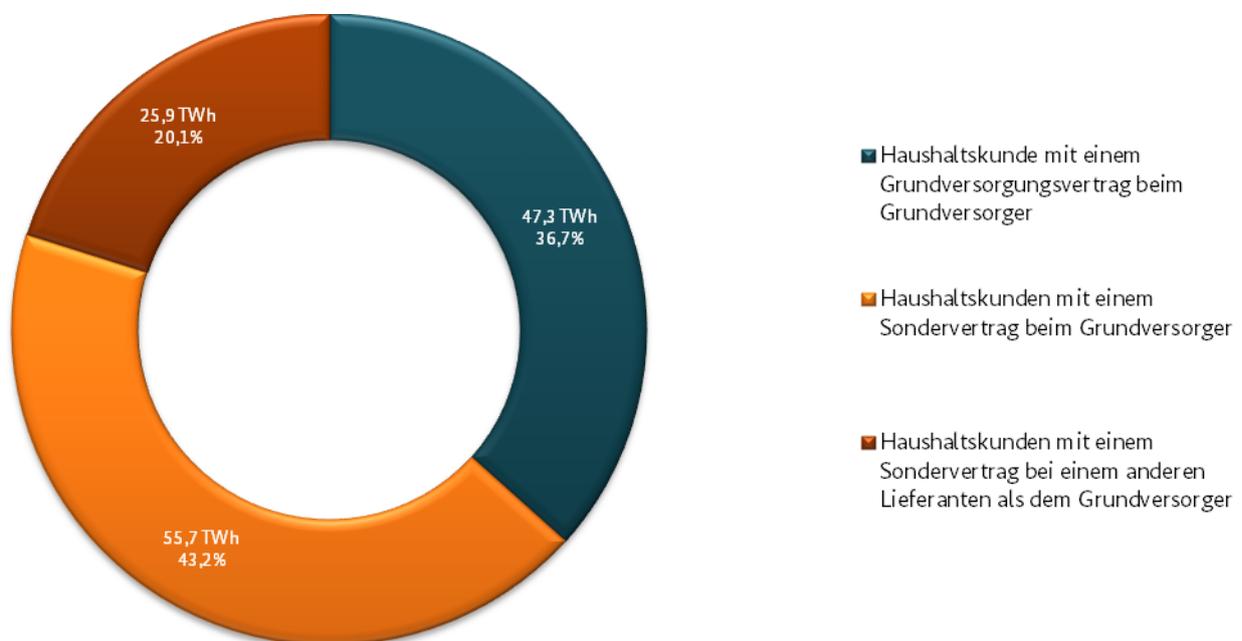
⁹⁰ Da der Grundversorgerstatus an die Anzahl der versorgten Haushaltskunden geknüpft ist, kann ein Lieferant Grundversorger sein (und eine ausreichend hohe Zahl an Haushaltskunden in einem Netzgebiet versorgen), im Bereich der RLM-Kunden aber dennoch nur überörtlich tätig sein. Auf Grundlage der Erhebung kann von solchen Fällen jedoch nicht ausgegangen werden.

Bereich entspricht. Demgegenüber versorgte dieselbe Lieferantengruppe überörtlich knapp 74.000 Zählpunkte (rund 24 Prozent der Gesamtmenge an Zählpunkten im RLM-Bereich) mit über 92 TWh (was einem Anteil an der Gesamtabgabemenge von rund 34 Prozent entspricht). Zwischen dem örtlichen und dem überörtlichen Anteil an RLM-Kunden ergeben sich Unterschiede im Verhältnis von Gesamtmengen und Gesamtzahl an Zählpunkten. Im örtlichen Bereich entspricht das Verhältnis mit gut 0,5 GWh je Zählpunkt im Jahr in etwa dem bei Lieferanten, die im RLM-Bereich ausschließlich örtlich tätig sind. RLM-Sondervertragskunden mit geringeren Abnahmemengen finden sich insgesamt eher beim örtlichen Grundversorger, RLM-Sondervertragskunden mit höheren Abnahmemengen eher bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist (ungeachtet der Tatsache, ob er andernorts Grundversorger ist).

Die gemittelte jährliche Abnahmemenge eines RLM-Sondervertragskunden bei einem ausschließlich überörtlich tätigen Lieferanten beträgt annähernd 1,8 GWh, gegenüber knapp 1,3 GWh eines entsprechenden Kunden bei einem Lieferanten, der außerdem auch in einem Grundversorgungsgebiet RLM-Kunden betreut. Zu erwähnen ist noch, dass einige Industriekunden mit hohem Verbrauch auch die Börse als Möglichkeit der Elektrizitätsbeschaffung nutzen.

2.3 Vertragsstruktur von Haushaltskunden

Abbildung 67: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, Stand 2012



Die Daten aus dem Monitoring 2013 für die Belieferung von Haushaltskunden ergeben, dass im Berichtsjahr 2012 eine relative Mehrheit von 43,2 Prozent der Haushaltskunden einen Sondervertrag beim lokalen Grundversorger abgeschlossen hat. Der Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung als teuerste Form des Elektrizitätsbezuges beläuft sich auf 36,7 Prozent. Ein Fünftel aller Haushaltskunden wird von einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger beliefert. Der Anteil der Kunden, die nicht mehr mit dem Grundversorger in einem Vertragsverhältnis stehen, erreicht einen neuen Höchstwert;

80 Prozent aller Haushalte werden jedoch weiterhin 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 abgenommen.

Der Anteil der vier größten Elektrizitätsunternehmen beträgt nach dem Ergebnis der Erhebung innerhalb ihrer jeweiligen eigenen Grundversorgungsgebiete ca. 44 Prozent und außerhalb ihrer Grundversorgungsgebiete ca. 36 Prozent. Diese Unternehmen haben weiterhin eine starke Marktstellung, insbesondere in ihren eigenen Netzgebieten.

Tabelle 28: Anteil der vier größten Elektrizitätslieferanten an der Belieferung von Haushaltskunden 2012

Belieferung von Haushaltskunden	Elektrizitäts- abgabemenge in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an Elektrizitäts- abgabemenge in Prozent
in den Grundver- sorgungsnetzgebieten	103,0	45,3	44
außerhalb der Grund- versorgungsnetzgebiete	25,9	9,4	36
Gesamt	128,9	54,7	42

SLP-Kunden

Ein Standardlastprofil (SLP), als Vereinfachung der Verbrauchserfassung, findet bei Kunden Anwendung, bei denen der zeitliche Verlauf der abgenommenen elektrischen Leistung nicht anhand einer registrierenden Leistungsmessung (RLM) erfasst wird. Dies ist grundsätzlich (nur) für Kunden vorgesehen, die jährlich bis maximal 100.000 kWh aus dem Elektrizitätsverteilstrom entnehmen (§ 12 StromNZV). Weit überwiegend sind dies Kunden aus dem Bereich Haushalte und Gewerbe⁹¹.

Im Bereich der SLP-Kunden liegen Daten von insgesamt 939 Lieferanten⁹² vor, die Angaben zu belieferten Zählpunkten und Abgabemengen im Endkundenbereich gemacht haben. In der Befragung wurde nach Grundversorgung, Sondervertrag mit Kunden aus dem Grundversorgungsgebiet des betreffenden Lieferanten und Sondervertrag mit anderen Kunden (außerhalb eines eigenen Grundversorgungsgebietes) differenziert.

Die Belieferung der SLP-Kunden in der Grundversorgung erfolgt ausschließlich nach den Bedingungen der allgemeinen Versorgung (Grundversorgung), d. h. ohne vereinbarte Sonderkonditionen. Grundversorger ist der Elektrizitätslieferant, der in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung die meisten

⁹¹ Standardlastprofile sind nach § 12 Abs. 2 Nr. 5 StromNZV u. a. auch für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen einzurichten; zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen s. unter S. 159 f.

⁹² Zum Vergleich: Im Monitoring 2012 konnten Daten von 809 Unternehmen in diesem Bereich ausgewertet werden.

Haushaltskunden beliefert. Dies wird regelmäßig vom Netzbetreiber mit Geltung für jeweils drei Jahre festgestellt (§ 36 Abs. 2 EnWG). Der Erhalt dieser Stellung für die jeweils nächste Periode hängt davon ab, ob der Grundversorger weiterhin die meisten Haushaltskunden (in der allgemeinen Versorgung oder mit Sondervertrag) versorgt.

Nach den Angaben der Lieferanten entfällt auf SLP-Kunden in der Grundversorgung eine Elektrizitätsabgabemenge von 52,9 TWh an rund 20 Mio. Zählpunkten. Je Zählpunkt werden an diese Kunden im Mittel rund 2.600 kWh/Jahr abgegeben. Dieser Durchschnittswert fasst eine breite Spanne von unterschiedlichen Verbrauchsfällen zusammen (die bis zu einem Verbrauch von 100.000 kWh/Jahr reichen). Die entsprechende Durchschnittszahl betrug im letzten Jahr (fast identische) 2.620 kWh.

Gut 730 Lieferanten versorgen nach ihren Angaben SLP-Kunden in der Grundversorgung; weniger als vier Prozent dieser Lieferanten beliefern nur diese Kundengruppe. Die große Mehrheit dieser Grundversorger (nahezu 700) beliefern SLP-Kunden in ihrem Grundversorgungsgebiet auch aufgrund eines Sondervertrages. Von dieser Gruppe von Unternehmen wiederum beliefern fast 80 Prozent auch SLP-Kunden über das eigene Grundversorgungsgebiet hinaus. Umgekehrt beträgt der Anteil der Grundversorger mit Sondervertragskunden, die solche nur außerhalb ihres Grundversorgungsgebietes beliefern, nur rund zwei Prozent.

Die teilnehmenden Lieferanten (hier nur Grundversorger) belieferten im Berichtsjahr 2012 in ihren Grundversorgungsgebieten SLP-Sondervertragskunden an rund 18,5 Mio. Zählpunkten mit 82,7 TWh Elektrizität. Je Zählpunkt wurden im Mittel knapp 4.500 kWh/Jahr abgegeben (im letzten Berichtsjahr betrug der entsprechende Wert rund 4.600 kWh/Jahr). Das ist ein deutlich höherer Durchschnittswert, als er für die Belieferung von SLP-Kunden im Bereich der Grundversorgung ermittelt worden ist.

Im Durchschnitt verteilen sich die Elektrizitätsabgabemengen eines Lieferanten im Bereich der SLP-Kunden in einem etwaigen Grundversorgungsgebiet (nach Abgabemenge) zu 60 Prozent auf Sondervertragskunden und zu 40 Prozent auf Kunden in der Grundversorgung. Tatsächlich ist jedoch unter den betrachteten Lieferanten nahezu jedes mögliche Verhältnis von Grundversorgung zu Sondervertrag im Grundversorgungsgebiet (SLP-Kunden nach Abgabemenge) vertreten. Wird diese Betrachtung auf Zählpunkte statt auf Abgabemengen gestützt, dann verschiebt sich das Zahlenverhältnis auf gut 52 Prozent (Grundversorgung) zu knapp 48 Prozent (Sondervertrag). Auch hier gibt es auf Lieferantenseite eine ähnliche Streuung, was die Anteile an SLP-Kunden im Bereich Grundversorgung und mit Sondervertrag betrifft. Die Zahlen illustrieren noch einmal aus einem anderen Blickwinkel, dass die SLP-Kunden mit höherem Jahresverbrauch eher in einem Sondervertragsverhältnis zu ihrem Lieferanten stehen.

Im Berichtsjahr 2012 wurden nach Angaben der Lieferanten an SLP-Kunden in einem Sondervertragsverhältnis mit einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger war, rund 36,2 TWh Elektrizität, verteilt auf knapp 8,8 Mio. Zählpunkte, abgegeben. Im Mittel entfallen auf SLP-Kunden in diesem Bereich je Zählpunkt gut 4.100 kWh/Jahr. Dieser Wert betrug im letzten Berichtsjahr rund 4.500 kWh/Jahr. Die Kennzahlen (durchschnittliche Menge je Zählpunkt nach Vertragsstatus des SLP-Kunden) für die Belieferung von SLP-Kunden mit Sondervertrag beim Grundversorger bzw. mit Sondervertrag bei einem anderen Lieferanten liegen vergleichsweise nahe beieinander, während die entsprechende für die Grundversorgung ermittelte Kennzahl deutlich niedriger liegt.

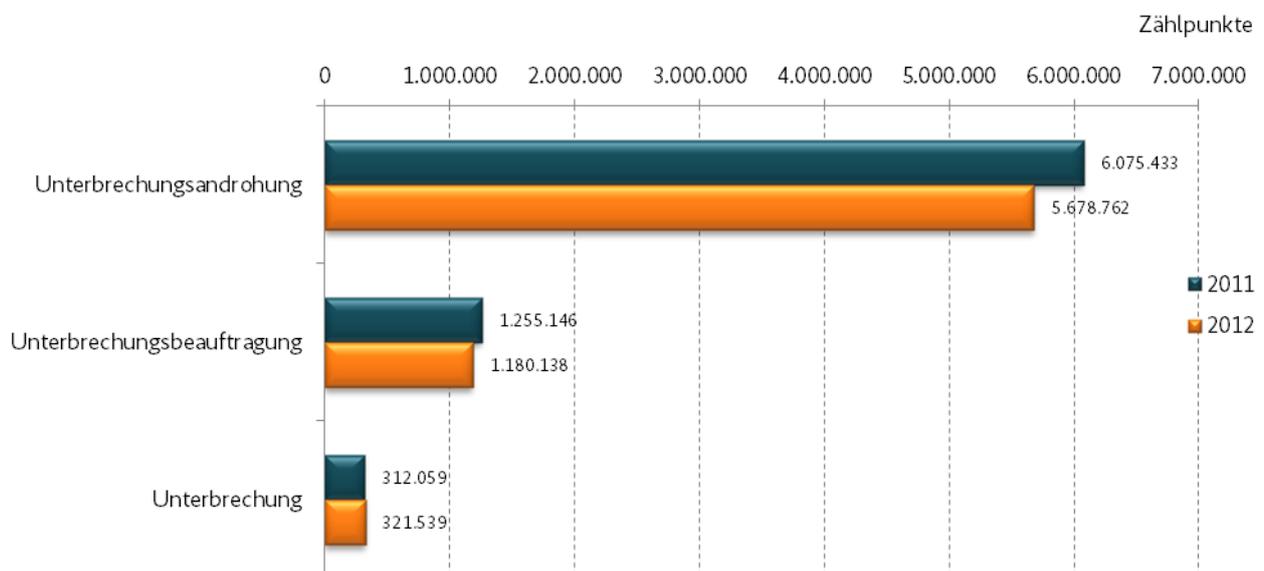
Knapp ein Viertel der Lieferanten hat in keinem Gebiet den Status eines Grundversorgers und belieferte SLP-Kunden damit ausschließlich in Grundversorgungsgebieten anderer Unternehmen. Auf diese Lieferanten entfielen gut 70 Prozent der Elektrizitätsmenge, die insgesamt an solche SLP-Sondervertragskunden geliefert wurde, die keinen Sondervertrag bei ihrem Grundversorger abgeschlossen haben. Die verbleibenden rund 30 Prozent entfallen damit auf Grundversorger, die in anderen Grundversorgungsgebieten aktiv sind.

3. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

3.1 Versorgungsunterbrechungen

Zum Berichtsjahr 2012 hat die Bundesnetzagentur zum zweiten 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.

Abbildung 68: Unterbrechungsandrohungen, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung im Bereich Elektrizität



Die StromGVV gibt dem 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 angestiegen. Einige Unternehmen waren nicht in der Lage, exakte Zahlen zu liefern und teilten Schätzwerte mit. Insgesamt hat sich das im Monitoringbericht 2012 dargestellte Verhältnis zwischen Unterbrechungs-

androhungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen bestätigt.

Stromnetzbetreiber wurden gefragt, bei wie vielen Zählpunkten sie im Berichtsjahr 2012 im Auftrag des Lieferanten die Versorgung unterbrochen bzw. wiederhergestellt haben. Von den Netzbetreibern wurden insgesamt 321.539 Versorgungsunterbrechungen gemeldet.

Gleichzeitig wurden Netzbetreiber und Lieferanten befragt, wie häufig Sie im Berichtsjahr 2012 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Unternehmen gaben an, insgesamt fast 5,7 Mio. Sperrungen gegenüber Haushaltskunden angedroht zu haben. Aus den Unternehmensdaten geht hervor, dass neben den übrigen gesetzlichen Voraussetzungen des § 19 StromGKV im Durchschnitt bei einem Rückstand von 114 Euro eine Sperrung angedroht wurde. Von den 5,7 Mio. Sperrandrohungen mündeten jedoch nur ca. 1,2 Mio. in eine Beauftragung einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber. Letztendlich sind von den Netzbetreibern 321.539 Unterbrechungen von Haushaltskunden tatsächlich durchgeführt worden. Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Lieferanten ihren Kunden durchschnittlich Kosten in Höhe von 31 Euro, wobei die Spannbreite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 0 und 155 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 2012 boten lediglich ca. 11 Prozent der Lieferanten lastvariable Tarife an. Etwa 81 Prozent der Lieferanten bieten tageszeitabhängige Tarife an, darüber hinaus bieten rund 17 Prozent noch weitere Tarife an.

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten ebenfalls verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Nachfrage der Letztverbraucher nach derartigen Abrechnungen ist nach wie vor verschwindend gering. 136 Unternehmen meldeten insgesamt 3.480 Kundenanfragen nach unterjährigen Abrechnungen.

Trotz der dargestellten, relativ hohen Anzahl von Unterbrechungsandrohungen und Sperrbeauftragungen wollen sich nur wenige Lieferanten von ihren Kunden trennen. Im Berichtsjahr 2012 haben Lieferanten gegenüber ihren Kunden ca. 123.000 Kündigungen ausgesprochen.

4. Preisniveau

Im Rahmen des Monitoring wurden Lieferanten, die in der Bundesrepublik Deutschland Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern, zum durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens befragt. Dazu sollten sämtliche Preisbestandteile (Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, etc.), die dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden, berücksichtigt werden. Die Preise waren für typisierte Abnahmefälle eines Haushalts-, eines Gewerbe- und eines Industriekunden zum Stichtag 1. April 2013 in ct/kWh anzugeben. Dabei sollte eine detaillierte Aufschlüsselung der Preise in Nettonetzentgelte, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Steuern (Strom- und

Umsatzsteuer) und sonstige staatlich determinierte Preisbestandteile, wie die Umlagen nach KWKG, EEG, § 19 StromNEV, und für die Offshore-Haftung sowie den Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“, vorgenommen werden. Die Berechnung der durchschnittlichen Preise für die einzelnen Abnahmefälle erfolgt durch die Methodik eines mengengewichteten Mittelwertes. Dafür werden die einzelnen Preismeldungen der Unternehmen mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge im betreffenden Kundensegment gewichtet, aggregiert und so anschließend die Preise für den Elektrizitätsbezug, die Endkunden in Deutschland durchschnittlich bezahlen müssen, ermittelt⁹³.

4.1 Gewerbe- /Industriekunden

Im Folgenden wird die Entwicklung der Endkundenpreise für Industrie- und Gewerbekunden untersucht. Die Darstellungen des Einzelhandelspreisniveaus für Industriekunden basieren auf folgendem Abnahmefall:

- Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr,
- Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden,
- Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)⁹⁴.

Bei der Angabe der Industriekundenpreise wurden die antwortenden Lieferanten angehalten, eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2013 geltenden Konditionen für die Abrechnung von Kunden ihres Unternehmens mit einer dem Abnahmefall vergleichbaren Abnahmestruktur vorzunehmen⁹⁵. Die Auswertung der Angaben von 206 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert: Tarife und Mengen) hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt.

⁹³ Bei der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert können nur Preisangaben verwendet werden, bei denen die Unternehmen auch in der entsprechenden Kundenkategorie Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher vorgenommen haben. Da nicht von allen Unternehmen, die Angaben zum Preisniveau geliefert haben, auch Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher in der entsprechenden Kundenkategorie vorliegen, weicht die Anzahl der Unternehmen in der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert von der Unternehmenszahl bei dem arithmetischen Mittelwert ab.

⁹⁴ Für die Kategorie Industriekunden wurden folgende ergänzende Annahmen getroffen: Vergünstigungen für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 40 bis 44 EEG, die Bestimmungen des § 9 Abs. 7 Satz 3 KWKG, des § 17 f EnWG sowie des § 19 Abs. 2 StromNEV sollten ausdrücklich nicht berücksichtigt werden.

⁹⁵ Da sich die Abfrage nur auf einen konkreten Abnahmefall bezieht, Industriekunden mit Blick auf ihre Abnahmemengen aber eine breite Streuung aufweisen, stellt die Einbeziehung von Schätzwerten eine ausreichende Datenbasis sicher. Die vorgenommene Gewichtung selbst stellt eine weitere Schätzung dar. Dabei kann der Gewichtung im Industriekundenbereich gerade wegen der breiten Streuung zu den Abnahmemengen nicht die gleiche Aussagekraft wie in anderen Kundengruppen beigemessen werden.

Tabelle 29: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2013 für Industriekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten⁹⁶

Industriekunden (mengengewichtet) 1. April 2013	Preisbestandteil in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	1,78	10,37
Entgelt für Abrechnung	0,002	0,012
Entgelte für Messung	0,002	0,012
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,003	0,017
Konzessionsabgabe	0,11	0,62
Umlage nach EEG	5,28	30,74
Umlage nach § 19 StromNEV	0,05	0,29
Umlage nach KWKG	0,06	0,33
Umlage Offshore-Haftung	0,05	0,29
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	4,79	27,89
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	5,05	29,44
Gesamt	17,17	100

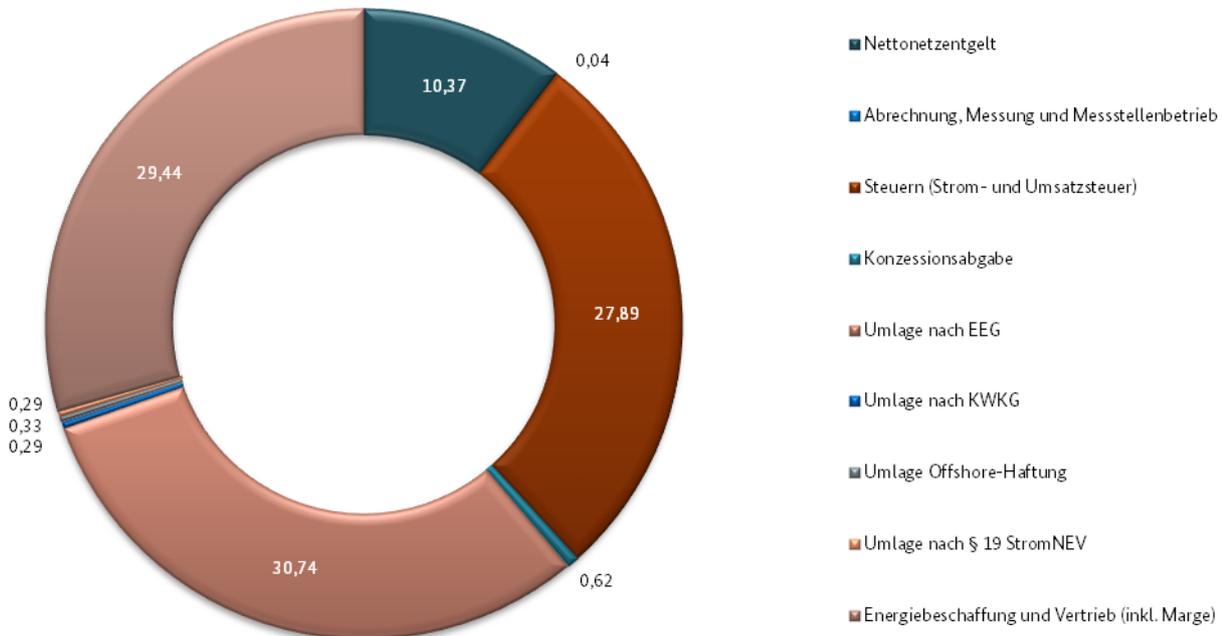
Der durchschnittliche, mengengewichtete Gesamtpreis für Industriekunden in Deutschland liegt damit bei 17,17 ct/kWh. Das hier nicht dargestellte arithmetisch gemittelte Preisniveau liegt um ca. 0,9 ct/kWh über dem mengengewichteten Preisniveau. Erstmalig aufgeführt ist die neu eingeführte Offshore-Haftungsumlage⁹⁷, die seit dem 1. Januar 2013 erhoben wird.

⁹⁶ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

⁹⁷ Die Umlage dient dem Ausgleich von Entschädigungszahlungen von den ÜNB an Betreiber von Offshore-Windparks im Falle von Verzögerungen beim Netzanschluss oder Unterbrechungen der Netzanbindung. Die entstehenden Kosten werden auf alle Letztverbraucher umgelegt.

Bei der Betrachtung der prozentualen Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile ergibt sich die folgende Darstellung:

Abbildung 69: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Industriekunden zum 1. April 2013 in Prozent⁹⁸



Wie die Berechnung zeigt, hat das Nettonetzentgelt⁹⁹ einen Anteil von 10,4 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis der Industriekunden. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb betragen lediglich 0,04 Prozent des Gesamtpreises. Der wettbewerbliche Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ hat einen Anteil von 29,4 Prozent am Gesamtelektrizitätspreis für Industriekunden. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 27,9 Prozent, die Summe aller Abgaben (Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und Offshore-Haftung sowie Konzessionsabgabe) auf ca. 32,3 Prozent. Die EEG-Umlage hat mit 30,7 Prozent dabei den weitaus größten Anteil. Somit machen Steuern und Abgaben knapp 60 Prozent des Elektrizitätspreises für Industriekunden aus. Allerdings muss dabei beachtet werden, dass bei der Monitoring-Preiserhebung die Berücksichtigung besonderer Ausgleichsregelungen für stromintensive Unternehmen explizit ausgeschlossen wurde, um ein möglichst einheitliches Abfragebild zu gewährleisten. Da dieses Thema von großem, allgemeinem Interesse ist, soll an dieser Stelle kurz beispielhaft quantifiziert werden, welche Vergünstigungen für ein stromintensives Unternehmen in der Kategorie des Abnahmefalls von 24 GWh/Jahr maximal möglich wären.

⁹⁸ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

⁹⁹ Der Begriff des „Nettonetzentgelts“ versteht sich im Monitoringbericht als reines Netzentgelt ohne die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb. Werden diese Bestandteile hinzu gerechnet wird der Begriff „Netzentgelt“ verwendet.

Unter der Annahme, dass ein solches Unternehmen alle Voraussetzungen der in den entsprechenden Verordnungen und Gesetzen vorgesehenen Ausgleichsregelungen erfüllen kann, ergeben sich Reduzierungen beim Nettonetzentgelt, sowie bei den Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und Offshore-Haftung¹⁰⁰. Für die Konzessionsabgabe wird zudem eine gemäß § 2 Abs. 4 S. 1 KAV mögliche Befreiung angenommen¹⁰¹. Die maximalen Reduzierungsmöglichkeiten für ein typisiertes stromintensives Unternehmen mit einer Abnahmemenge von 24 GWh sind in der folgenden Tabelle zusammen mit den übrigen, nicht-reduzierten Preisbestandteilen aufgeführt:

Tabelle 30: Preiszusammensetzung für einen Industriekunden (24 GWh) unter Berücksichtigung maximal möglicher Vergünstigungen¹⁰²

Industriekunden (mengengewichtet) 1. April 2013	Preisbestandteil in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	0,36	3,78
Entgelt für Abrechnung	0,002	0,02
Entgelte für Messung	0,002	0,02
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,003	0,03
Konzessionsabgabe	0,00	0,00
Umlage nach EEG	0,45 ¹⁰³	4,72
Umlage nach § 19 StromNEV	0,03	0,31
Umlage nach KWKG	0,03	0,31
Umlage Offshore-Haftung	0,03	0,31
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	3,57	37,47
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	5,05	53,01
Gesamt	9,53	100

¹⁰⁰ Vergünstigungen für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 40 bis 44 EEG, die Bestimmungen des § 19 StromNEV, des § 9 Abs. 7 Satz 3 KWKG sowie des § 17 f EnWG.

¹⁰¹ Maßgeblich für eine Befreiung ist, dass der durchschnittliche vom Unternehmen zu zahlende Strompreis unter dem durchschnittlichen Strompreis aller Sondervertragskunden liegt. Dieser als Grenzpreis durch das Statistische Bundesamt ermittelte Wert für das Jahr 2013 liegt bei 11,57 ct/kWh (Basisjahr 2011).

¹⁰² Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

¹⁰³ Ergibt sich aus der im § 41 Abs. 3 EEG aufgeführten Staffelung nach Verbrauchsmenge.

Als durchschnittlicher Gesamtpreis ergibt sich so ein beispielhafter Wert von 9,53 ct/kWh. Ein maximaler vergünstigter Preis läge also um fast 50 Prozent unter dem Preis ohne jede Vergünstigungsmöglichkeit. Besonders die Ausgleichsregelungen der EEG-Umlage fallen hier stark ins Gewicht, da diese den fälligen Betrag drastisch um 4,83 ct/kWh auf 0,45 ct/kWh reduzieren. Die Abgabenhöhe der Umlagen nach KWKG, § 19 StromNEV und Offshore-Haftung halbiert sich in etwa. Für das Nettonetzentgelt wurde die maximal mögliche Reduzierung von 80 Prozent gemäß § 19 StromNEV Abs. 2 S. 1 angenommen. Hinsichtlich der Steuerbelastung ist noch anzumerken, dass für die gezahlte Stromsteuer von 2,05 ct/kWh ebenfalls Befreiungs- und Erstattungsmöglichkeiten vorliegen (vgl. § 9a StromStG.), die an dieser Stelle jedoch nicht weiter ausgeführt werden, da sie ex-post erfolgen müssen.

Neben der Abfrage für Industriekunden wurden die Lieferanten ebenfalls zu den Preisen für Gewerbekunden befragt. Die Darstellung des Einzelhandelspreisniveaus basiert dabei auf dem Abnahmefall:

- Jahresverbrauch von 50 MWh/Jahr,
- 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).

Tabelle 31: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2013 für Gewerbekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten¹⁰⁴

Gewerbekunden (mengengewichtet) 1. April 2013	Preisbestandteil in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	5,49	20,53
Entgelt für Abrechnung	0,08	0,28
Entgelte für Messung	0,04	0,14
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,06	0,23
Konzessionsabgabe	1,24	4,65
Umlage nach EEG	5,28	19,73
Umlage nach KWKG	0,13	0,47
Umlage nach § 19 StromNEV	0,33	1,23
Umlage Offshore-Haftung	0,25	0,93
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	6,31	23,59
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	7,54	28,21
Gesamt	26,74	100

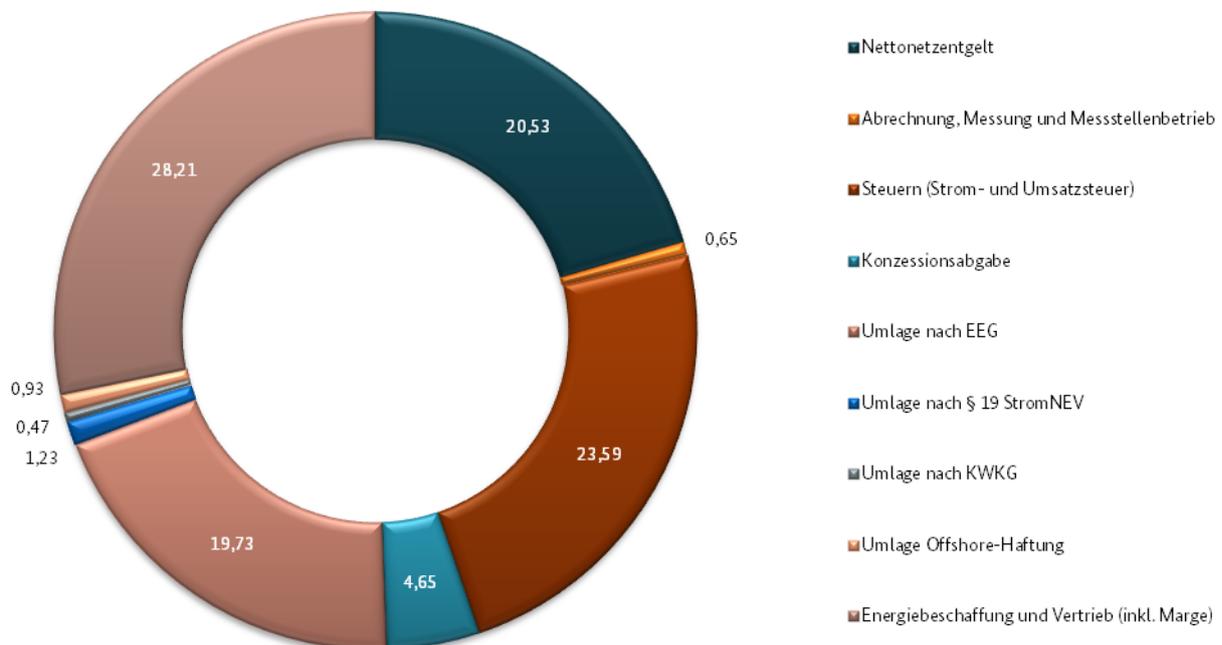
¹⁰⁴ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Für die Kategorie der Gewerbekunden haben 641 Unternehmen Angaben zu Tarifen und Mengen vorgelegt. Dies hat zu den in Tabelle 31 dargestellten Ergebnissen geführt.

Der durchschnittliche, mengengewichtete Gesamtpreis für Gewerbekunden in Deutschland liegt damit bei 26,74 ct/kWh. Das hier nicht dargestellte arithmetisch gemittelte Preisniveau liegt um ca. 0,6 ct/kWh unter dem mengengewichteten Preisniveau.

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

Abbildung 70: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Gewerbekunden zum 1. April 2013, in Prozent¹⁰⁵



Die Analyse zeigt, dass das Nettonetzentgelt einen Anteil von 20,5 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis der Gewerbekunden ausmacht. Damit ist der Anteil ungefähr doppelt so groß wie bei Industriekunden. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb belaufen sich auf 0,6 Prozent des Gesamtpreises. Der wettbewerbliche Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ hat einen Anteil von 28,2 Prozent am Gesamtelektrizitätspreis für Gewerbekunden. Der Anteil liegt somit auf einem ähnlichen Niveau wie bei den Industriekunden. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 23,6 Prozent und liegen ca. vier Prozentpunkte unter dem Anteil bei industriellen Letztverbrauchern. Die Summe aller Abgaben (Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und

¹⁰⁵ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Offshore-Haftung sowie Konzessionsabgabe) beträgt bei Gewerbekunden etwa 27 Prozent. Sie liegt mit ca. fünf Prozentpunkten unter dem Anteil bei den Industriekunden. Mit 19,7 Prozent hat die EEG-Umlage den mit Abstand größten Anteil an den Abgaben bei Gewerbekunden. Dies liegt deutlich unter dem Anteil bei industriellen Verbrauchern. Insgesamt entfällt etwa die Hälfte des Preises, der Gewerbekunden in Rechnung gestellt wird, auf Steuern und Abgaben.

Es wird deutlich, dass ein Großteil der Endkundenpreise der Industrie- und Gewerbekunden durch staatlich determinierte Preisbestandteile wie Steuern und Abgaben, sowie durch die Netzkosten bestimmt wird. Der wettbewerbliche Bereich des Endkundenmarktes in beiden Kundensegmenten beträgt inzwischen weniger als ein Drittel des Endkundenpreises. Diese Verschiebung ist auch Ausdruck eines starken Preisanstiegs, der insbesondere im Bereich der Abgaben stattgefunden hat. Die detaillierte Entwicklung wird im Folgenden dargestellt.

Tabelle 32: Veränderung des Elektrizitätspreises: 1. April 2013 gegenüber 1. April 2012 (absolute und prozentuale Veränderung)¹⁰⁶

Mengengewichteter Mittelwert	Industriekunde		Gewerbekunde	
	in ct/kWh	in Prozent	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt	0,11	6,6	0,54	10,9
Entgelt für Abrechnung	0	0	0,01	7,8
Entgelt für Messung	0	0	0,01	24,3
Entgelt für Messstellenbetrieb	0	0	-0,01	-11,6
Konzessionsabgabe	0	0	0,05	4,5
Umlage nach EEG	1,69	47,0	1,69	47,0
Umlage nach KWKG	0,02	40,0	0,13	640,0
Umlage nach § 19 StromNEV	0	0	0,18	119,3
Umlage Offshore-Haftung	0,05	-	0,25	-
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	0,18	3,8	0,32	5,3
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	-0,66	-11,5	-0,31	-3,9
Gesamt	1,39	8,8	2,85	11,9

¹⁰⁶ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Gegenüber dem Vorjahr mit Stichtag 1. April 2012 sind die durchschnittlichen (mengengewichteten) Endkundenpreise für Industrie- und Gewerbekunden um 8,8 bzw. sogar 11,9 Prozent angestiegen. Tabelle 32 zeigt die Veränderung der mengengewichteten Mittelwerte der Einzelpreisbestandteile sowie des Gesamtpreises für Industrie- und Gewerbekunden vom 1. April 2012 gegenüber 1. April 2013 in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile aufgezeigt.

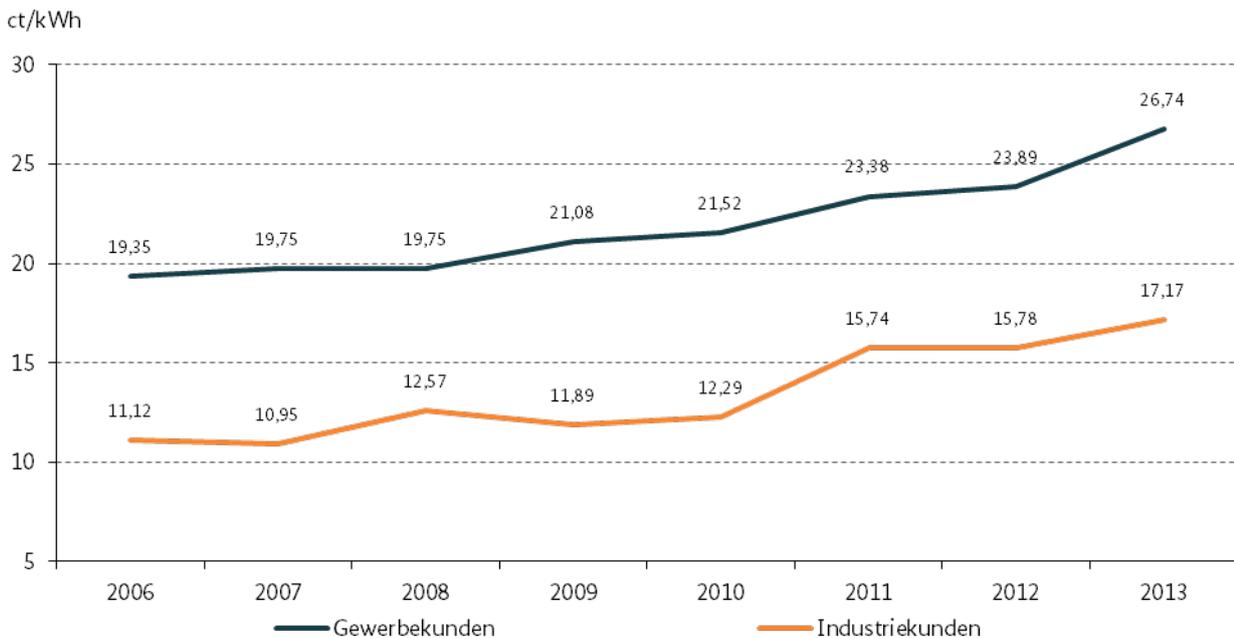
Im Vergleich zum Vorjahr (Stichtag 1. April 2012) sind bei einer mengengewichteten Mittelwertbetrachtung der Preisbestandteile für Industrie- und Gewerbekunden Preiszuwächse bei den Umlagen, den Netzentgelten (inkl. Abrechnung, Messung, Messstellenbetrieb) und den Steuern zu beobachten. Vor allem der Anstieg der EEG-Umlage fällt deutlich aus. Erstmals aufgeführt wird die Offshore-Haftungsumlage. Bei den Gewerbekunden ist zudem ein marginaler Anstieg bei den Entgelten für Messung und der Konzessionsabgabe zu verzeichnen, während die Entgelte für den Messstellenbetrieb unwesentlich zurückgehen. Der Anstieg aller Steuern und Abgaben sowie der Netzentgelte beträgt bei den Industriekunden in Summe 2,04 ct/kWh, bei den Gewerbekunden sogar 3,16 ct/kWh.

Diese deutlichen Zuwächse werden durch einen abermaligen Rückgang beim Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ gedämpft. Gegenüber dem Vorjahr ist der Anteil bei den Industriekunden um 0,66 ct/kWh gesunken bei den Gewerbekunden um 0,31 ct/kWh. Damit hat sich der Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb seit dem Jahr 2011 bei Industriekunden um insgesamt 1,15 ct/kWh verbilligt, bei Gewerbekunden sind es 0,4 ct/kWh. Dies dürfte vor allem auf die gesunkenen Großhandelspreise zurückzuführen sein. Dass die Weitergabe dieser Preissenkungen an die Endkunden im Bereich der industriellen Verbraucher stärker ausfällt als bei den Gewerbekunden, ist vor allem den unterschiedlichen Beschaffungsstrategien geschuldet. Bei Industriekunden sind die Beschaffungsportfolios der Lieferanten wesentlich kurzfristiger ausgerichtet als für andere Kundengruppen. Diese Wirkmechanismen bestätigten sich auch in den Analysen früherer Monitoringberichte.

Insgesamt steigt der Gesamtpreis für Industriekunden im Vergleich zum Vorjahreszeitraum deutlich um 1,39 ct/kWh. Bei den Gewerbekunden ist eine noch signifikantere Steigerung des Gesamtpreises, um 2,85 ct/kWh zu beobachten. Dies ist der stärkste Preisanstieg innerhalb eines Jahreszeitraumes seit Beginn der Monitoringerhebung im Jahr 2006. Seitdem sind die Gewerbekundenpreise von ursprünglich durchschnittlich 19,35 ct/kWh auf 26,74 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von 38,2 Prozent bzw. 7,34 ct/kWh. Im gleichen Zeitraum sind die Industriekundenpreise ebenfalls stark angestiegen, von 11,12 ct/kWh im Jahr 2006 auf 17,17 ct/kWh im Jahr 2013. Der Zuwachs in dieser Kundengruppe beträgt damit sogar 54,4 Prozent bzw. 6,05 ct/kWh. Allerdings muss beachtet werden, dass die Preisabfrage für die Industriekunden in den vergangenen Jahren ebenfalls ohne die Berücksichtigung besonderer Ausgleichsregelungen durchgeführt wurde.

Der genaue Verlauf der Preiskurven für Industrie- und Gewerbekunden ist der folgenden Abbildung zu entnehmen.

Abbildung 71: Entwicklung der Industrie- und Gewerbekundenpreise 2006 bis 2013 (mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh¹⁰⁷



4.2 Haushaltskunden

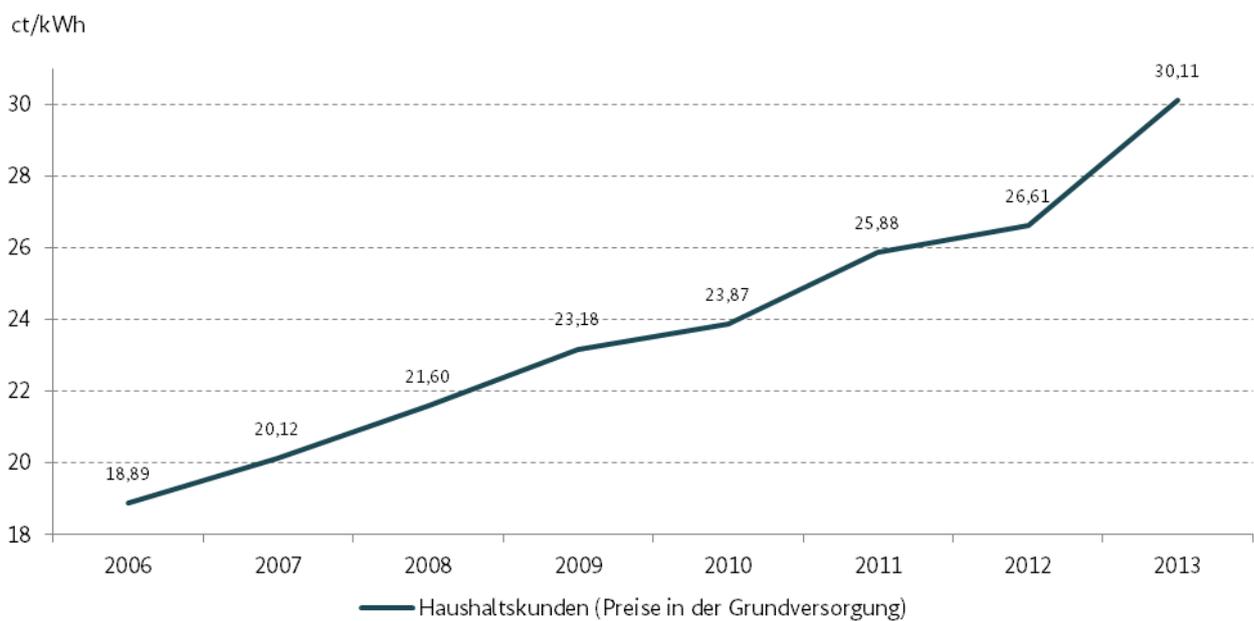
Im Folgenden werden die Endkundenpreise für Haushaltskunden als mengengewichtete Mittelwerte für einen typischen Abnahmefall (Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)) für die relevanten Vertragsverhältnisse betrachtet. Daraus ergeben sich Auswertungen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

Die starken Preissteigerungen bei den Industrie- und Gewerbekunden setzten sich im Berichtszeitraum auch in der Endkundengruppe der Haushaltskunden fort. Der Preisanstieg hat sich gegenüber den Vorjahren in allen Abnahmegruppen – Grundversorgung, Sondervertrag beim Grundversorger, Sondervertrag bei einem dritten Lieferanten – noch einmal deutlich verstärkt.

¹⁰⁷ Gesetzliche Änderungen in der Stromsteuer-Gesetzgebung sind in den hier dargestellten Werten jeweils auf das aktuelle Berichtsjahr angepasst worden.

Für die Kategorie der Grundversorgung haben 688 Unternehmen Angaben zu Tarifen und Mengen im Monitoring 2013 gemacht. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2013 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 30,11 ct/kWh ermittelt¹⁰⁸. Damit liegt der Preis für Kunden in der Grundversorgung um 13,2 Prozent bzw. 3,50 ct/kWh über dem Wert des Vorjahres mit Stichtag 1. April 2012. Das ist der stärkste Preisanstieg seit dem Jahr 2006. Innerhalb von sieben Jahren ist der Preis von ursprünglich 18,89 ct/kWh um 11,22 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von 59,4 Prozent. Der detaillierte Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise in der Grundversorgung kann der folgenden Abbildung entnommen werden.

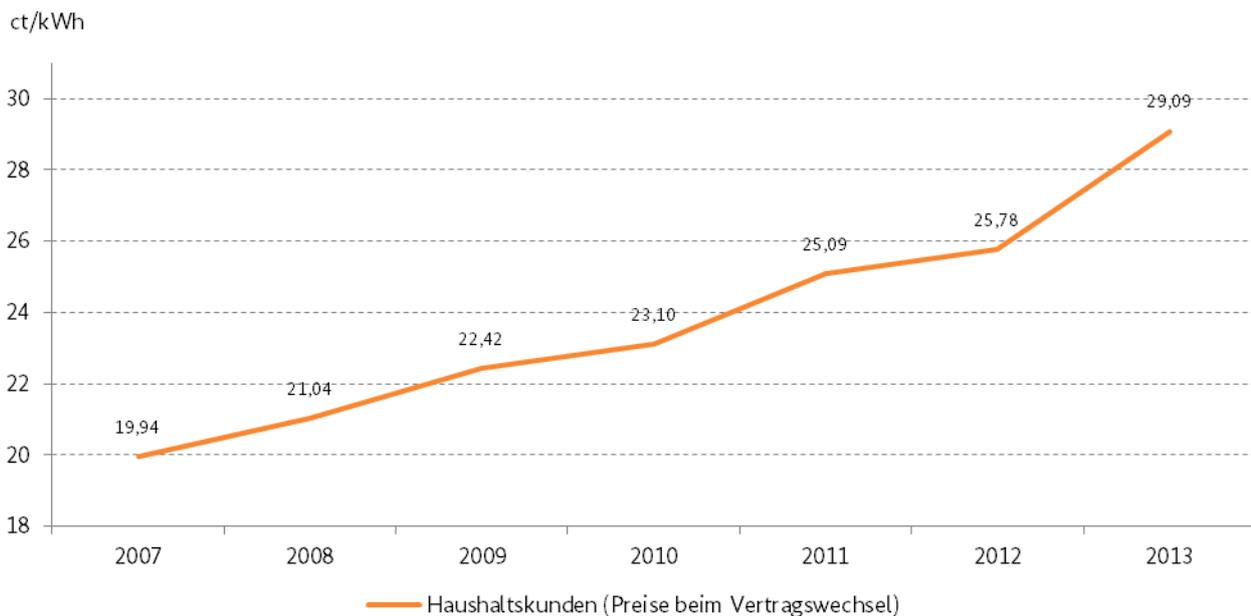
Abbildung 72: Entwicklung der Haushaltskundenpreise in der Grundversorgung von 2006 bis 2013 (mengengewichteter Mittelwert) in ct/kWh



¹⁰⁸ Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,6 ct/kWh unter dem mengengewichteten Ergebnis.

Für die Tarifgruppe „Sondervertrag beim Grundversorger“ haben 635 Lieferanten Angaben zu Tarifen und Mengen übermittelt. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2013 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 29,09 ct/kWh ermittelt¹⁰⁹. Damit liegt der Preis für Kunden, die ihr Vertragsverhältnis beim Grundversorger auf einen Sondervertrag umgestellt haben, um 12,8 Prozent bzw. 3,31 ct/kWh über dem Wert aus dem Jahr 2012. Auch in dieser Tarifkategorie ist dies der stärkste Preisanstieg seit dem Beginn der Abfrage. Innerhalb von sechs Jahren ist der Preis um 9,15 ct/kWh angestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs von 45,9 Prozent. Der Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise beim Vertragswechsel kann anhand der folgenden Abbildung nachvollzogen werden.

Abbildung 73: Entwicklung der Haushaltskundenpreise beim Vertragswechsel von 2007 bis 2013 (mengengewichteter Mittelwert) in ct/kWh



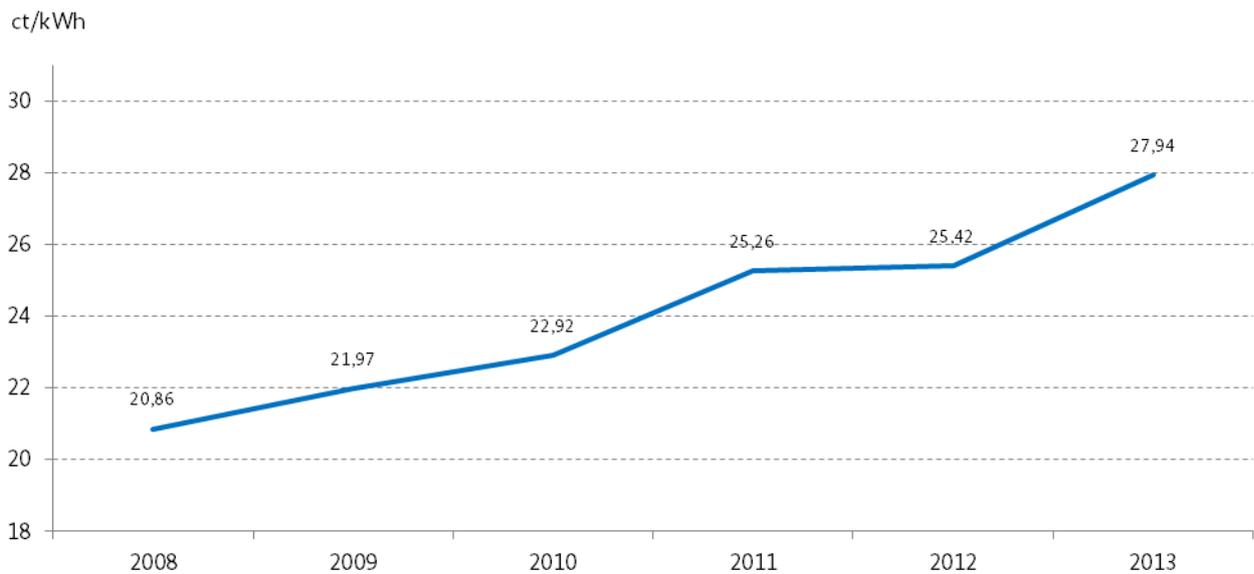
Für die Kategorie des Lieferantwechsels haben 459 Unternehmen Angaben zu Tarifen und Mengen gemacht. Basierend auf diesen Datenmeldungen wurde für den 1. April 2013 ein mengengewichteter Durchschnittspreis von 27,94 ct/kWh ermittelt¹¹⁰. So liegt der Preis für Kunden, die einen Sondervertrag mit einem Lieferanten, der nicht der lokale Grundversorger ist, um 9,9 Prozent bzw. 2,52 ct/kWh über dem Wert des Vorjahres. Das ist prozentual gesehen der zweitstärkste Preisanstieg seit dem Beginn der Abfrage im Jahr 2008. Innerhalb von fünf Jahren ist der Preis also um 7,08 ct/kWh angestiegen. Dies ent-

¹⁰⁹ Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 1,0 ct/kWh unter dem mengengewichteten Ergebnis.

¹¹⁰ Der arithmetische Mittelwert liegt um ca. 0,2 ct/kWh über dem mengengewichteten Ergebnis.

spricht einem Zuwachs von 33,9 Prozent. Der detaillierte Verlauf der mengengewichteten Durchschnittspreise beim Lieferantenwechsel kann der nachstehenden Abbildung entnommen werden.

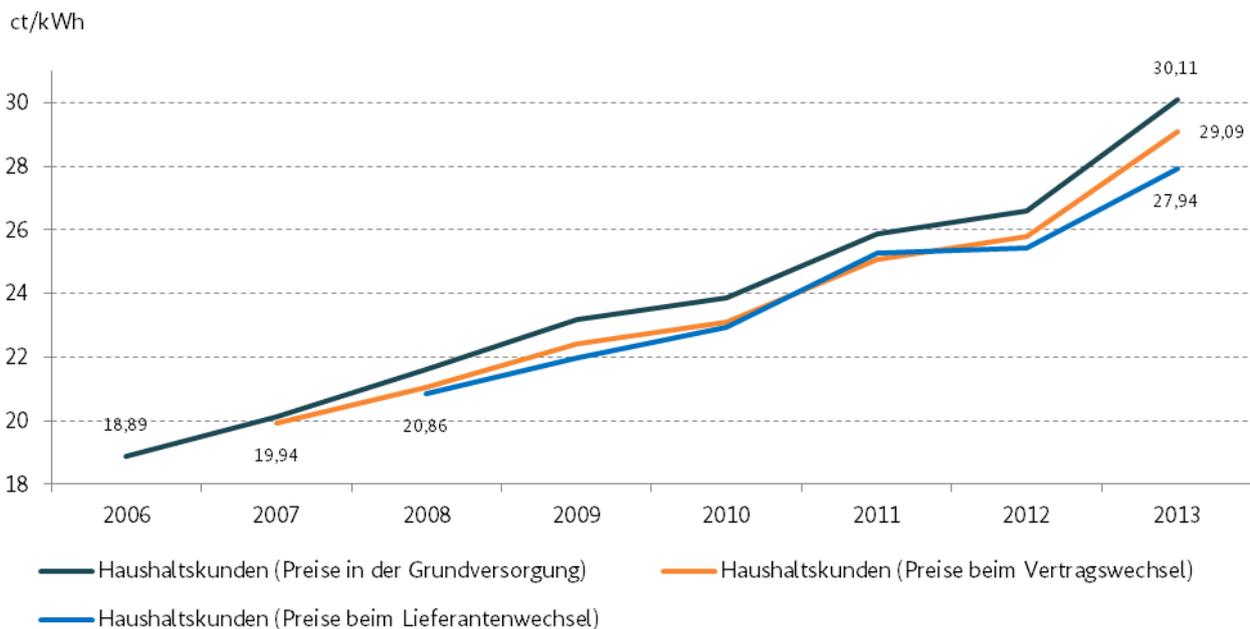
Abbildung 74: Entwicklung der Haushaltskundenpreise bei Lieferantenwechsel von 2008 bis 2013 (mengengewichteter Mittelwert) in ct/kWh



Ein direkter Vergleich der drei Tarifkategorien, Grundversorgung, Sondervertrag mit dem Grundversorger (Vertragswechsel) und Sondervertrag mit einem anderen Anbieter (Lieferantenwechsel) verdeutlicht, dass die Grundversorgung nach wie vor die teuerste Versorgungsart darstellt.

Niedrigere Preise können Haushaltskunden durch einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel erzielen, wobei der Lieferantenwechsel die günstigere Alternative darstellt. Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien in dem gesamten Berichtszeitraum (Monitoring 2008 bis 2013) zeigt, dass die Grundversorgung durchgehend die teuerste Kategorie des Elektrizitätsbezugs für Haushaltskunden ist. Die Kategorie Vertragswechsel 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 fünf von sechs der betrachteten Jahre lag der mittlere Preis in der Kategorie Lieferantenwechsel – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Vertragswechsel.

Abbildung 75: Entwicklung der Haushaltskundenpreise 2006 bis 2013
(mengengewichtete Mittelwerte je Tarif) in ct/kWh



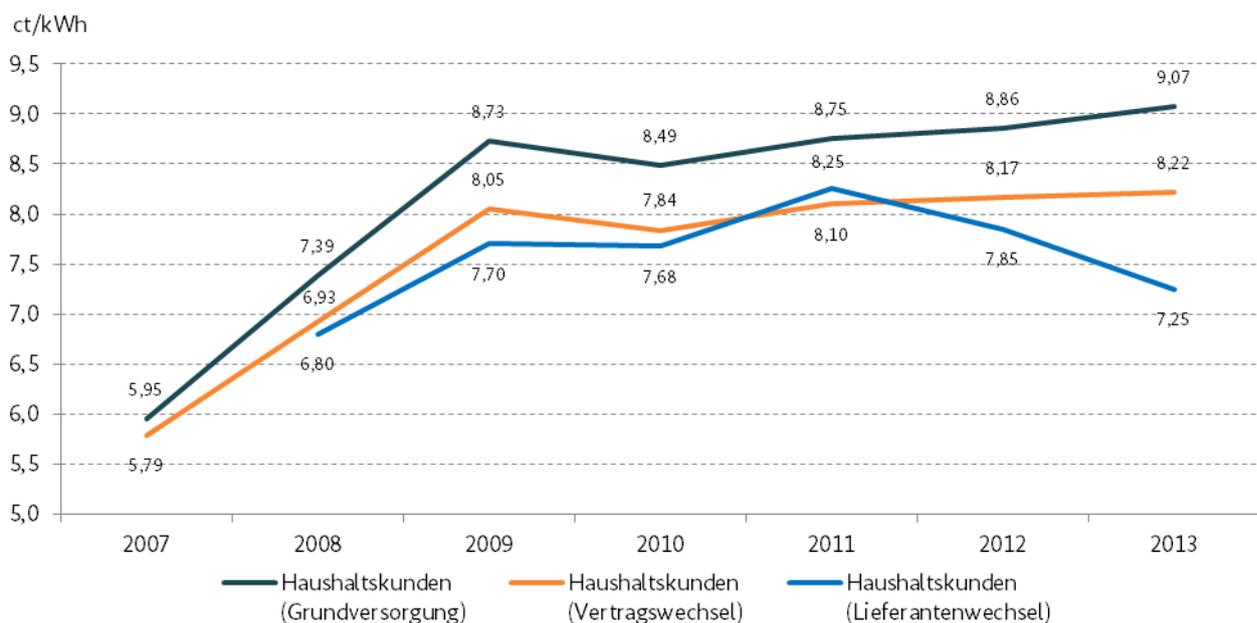
Auch bei den Haushaltskunden bezog sich die Befragung der Grundversorger auf den Gesamtpreis und die einzelnen Preisbestandteile. Da bestimmte Preisbestandteile gesetzlich festgelegt (Umlagen, Stromsteuer) oder für das Grundversorgungsgebiet geregelt (Nettonetztgelt) sind, ist eine wesentliche Variable im Vergleich zwischen Grundversorgung und Sondervertrag beim Grundversorger der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“. Hierzu konnten Angaben von knapp 690 (Grundversorgung) bzw. gut 630 (Tarifwechsel) Lieferanten ausgewertet werden. An Lieferanten, die Kunden im Rahmen eines für jene fremden Grundversorgungsgebietes beliefern (Lieferantenwechsel), war die Frage nach der Höhe des Preisbestandteiles „Energiebeschaffung und Vertrieb“ gesondert gerichtet. In die nachfolgende Darstellung sind Angaben von rund 460 Lieferanten eingeflossen.

Zum 1. April 2013 liegt der durchschnittliche Preis der Tarifkategorie Lieferantenwechsel 2,17 ct/kWh bzw. 7,8 Prozent unter dem Preis der Grundversorgung. Die Differenz zwischen Grundversorgung und Vertragswechsel liegt bei 1,02 ct/kWh bzw. einem Unterschied von 3,5 Prozent. Zwischen Vertrags- und Lieferantenwechsel beträgt die Differenz 1,15 ct/kWh bzw. 4,1 Prozent. Es fällt auf, dass sich damit die Spreizung des Endkundenpreises zwischen den zwei möglichen Vertragsverhältnissen beim Grundversorger und dem Lieferantenwechsel im zweiten Jahr in Folge verstärkt hat. Der Grund dafür findet sich in der unterschiedlichen Entwicklung der von den Lieferanten angegebenen Kosten für die Energiebeschaffung und den Vertrieb.

In der Grundversorgung liegen die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb im Jahr 2013 mit 9,07 ct/kWh um 25 Prozent über dem Durchschnittswert in der Kategorie Lieferantenwechsel, für welche die Kosten mit durchschnittlich 7,25 ct/kWh gemeldet wurden. Im Jahr 2012 betrug die Differenz zwi-

schen den beiden Kategorien noch 13 Prozent. Beim Wechsel zu einem Sondervertrag mit dem lokalen Grundversorger werden durchschnittlich 8,22 ct/kWh als Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb beziffert. Damit liegen die betreffenden Durchschnittskosten in dieser Kategorie zehn Prozent unter denen der Grundversorgung. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 76: Entwicklung "Energiebeschaffung und Vertrieb" 2007 bis 2013
(mengengewichtete Mittelwerte je Tarif) in ct/kWh



Der Vergleich des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ in den drei Tarifkategorien verdeutlicht, dass die entsprechenden Kosten in der Kategorie Lieferantenwechsel seit dem Jahr 2011 gefallen sind, während sie in den beiden Vertragsverhältnissen mit dem Grundversorger angestiegen sind. Die schon im Kapitel „Gewerbe- und Industriekunden“ festgestellte Weitergabe der gesunkenen Großhandelspreise an die Endkunden wird im Haushaltskundenbereich offenbar nur von den Lieferanten durchgeführt, die außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete aktiv sind.

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 Tarifkategorien werden in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Tabelle 33: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden je Tarifkategorie 2013

Haushaltskunden (mengengewichtet) 01.04.2013 (Angaben in ct/kWh)	Grund- versorgungstarif	Tarif außerhalb der Grundversor- gung (Vertrags- wechsel)	Tarif außerhalb des Grundversor- gungsnetzgebie- tes (Lieferanten- wechsel)
Nettonetzentgelt		5,83	
Entgelt für Abrechnung		0,35	
Entgelte für Messung		0,09	
Entgelte für Messstellenbetrieb		0,25	
Energiebeschaffung und Vertrieb	9,07	8,22	7,25
Konzessionsabgabe		1,67	
Umlage nach EEG		5,28	
Umlage nach KWKG		0,13	
Umlage nach § 19 StromNEV		0,33	
Umlage Offshore-Haftung		0,25	
Stromsteuer		2,05	
Umsatzsteuer	4,81	4,64	4,46
Gesamt	30,11	29,09	27,94

Sonderverträge (Vertragswechsel; Lieferantenwechsel) 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. Vorkasse, Mindestvertragslaufzeit), wobei ein entsprechender Ausgleich zwischen den Vertragspartnern an anderer Stelle (Gesamtpreis) erfolgt.

Zu solchen Elementen sind die Lieferanten gesondert befragt worden. Dabei sind Mindestvertragslaufzeit oder Preisstabilitätsgarantie besonders häufig vertreten. Die durchschnittlichen Bindungsfristen betragen hierbei je nach Sonderregelung zwischen zehn und 13 Monaten.

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

Tabelle 34: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden 2013

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen (Stand 1. April 2013)	Haushaltskunden (Vertragswechsel)		Haushaltskunden (Lieferantenwechsel)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	321	10 Monate	343	10 Monate
Preisstabilität	200	13	246	13
Vorauskasse	65	11	41	11
einmalige Bonuszahlung	115	55 Euro	64	34 Euro
Kaution	2	-	0	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	41	-	36	-

Die Anzahl (unterschiedlich kombinierbarer) preisbildender Elemente erschwert die Vergleichbarkeit der Tarife, deren Vielfalt wettbewerbsrelevant ist. Im Folgenden wird ein einzelner Durchschnittspreis für alle Haushaltskunden als Kennzahl dargestellt. Dafür wird ein über alle Tarifkategorien mengengewichteter Mittelwert berechnet, indem die Einzelpreise der drei Vertragskategorien mit ihrer jeweiligen Elektrizitätsabgabemenge gewichtet werden. Für das Jahr 2013 errechnet sich daraus ein durchschnittlicher Preis für Haushaltskunden von 29,38 ct/kWh. Der Preis liegt um 3,32 ct/kWh bzw. 12,7 Prozent über dem Wert des Jahres 2012. Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile stellt sich wie folgt dar.

Tabelle 35: Durchschnittliches mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden über alle Tarifkategorien 2013¹¹¹

Haushaltskunden 1. April 2013 (über alle Tarifkategorien)	über alle Tarife mengen- gewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	5,83	19,8
Entgelt für Abrechnung	0,35	1,2
Entgelte für Messung	0,09	0,3
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,25	0,9
Energiebeschaffung	6,25	21,3
Vertrieb (inkl. Marge)	2,21	7,5
Konzessionsabgabe	1,67	5,7
Umlage nach EEG	5,28	18,0
Umlage nach KWKG	0,13	0,4
Umlage nach § 19 StromNEV	0,33	1,1
Umlage Offshore-Haftung	0,25	0,9
Stromsteuer	2,05	7,0
Umsatzsteuer	4,69	16,0
Gesamt	29,38	100

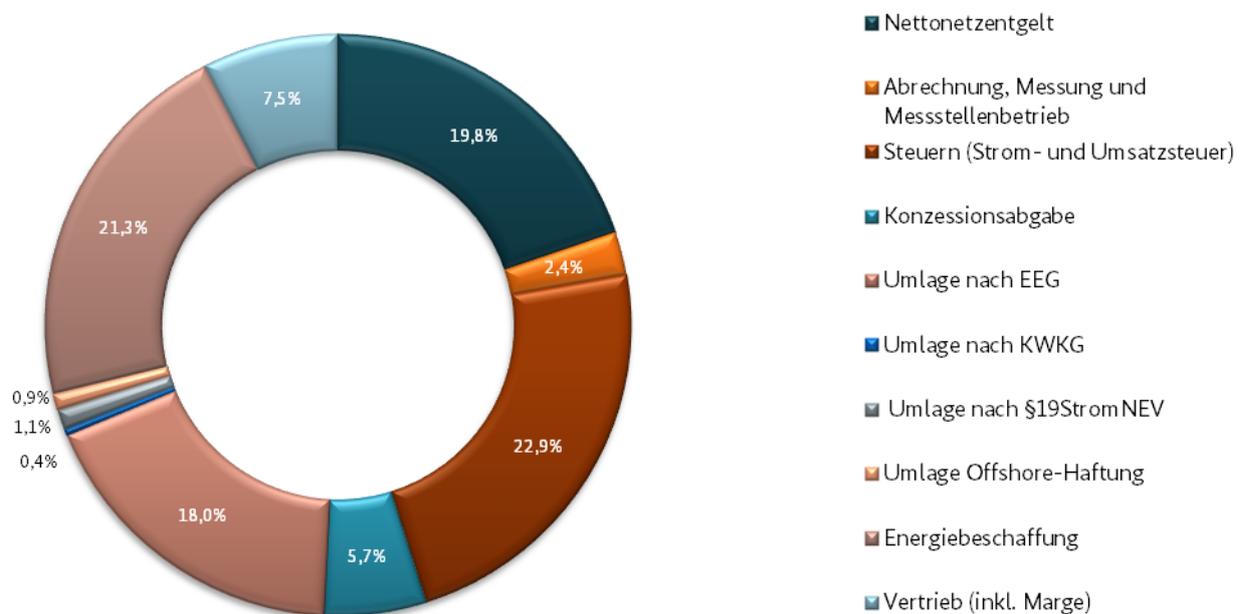
Ergänzend zur bisherigen Darstellung erfolgt bei dem über alle Tarifkategorien mengengewichteten Haushaltskundenpreis eine differenzierte Ausweisung der einzelnen Komponenten des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“¹¹². Die Kosten für Energiebeschaffung beziffern sich danach im Jahr 2013 auf durchschnittlich 6,25 ct/kWh, die Kosten für den Vertrieb inklusive Marge belaufen sich auf durchschnittlich 2,21 ct/kWh.

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

¹¹¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

¹¹² Die Aufteilung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ (als Differenz zwischen Gesamtpreis und der Summe aller sonstigen benannten Preisbestandteile) in „Energiebeschaffung“ und einen „Restbetrag“, der Vertrieb und Marge enthält, beruht auf einer ergänzenden Befragung der Lieferanten. Die sich daraus ergebende Grundgesamtheit an Daten zu dieser Detailabfrage ist geringer als bei der Gesamtabfrage aller Preisbestandteile.

Abbildung 77: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2013



Das Nettonzentgelt kommt auf einen Anteil von 19,8 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis für Haushaltskunden. Die Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb betragen 2,4 Prozent des Gesamtpreises. Auf die Kosten für Energiebeschaffung entfallen 21,3 Prozent, auf den Vertrieb (inkl. Marge) 7,5 Prozent. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 22,9 Prozent, die Summe aller Abgaben (Umlagen nach EEG, KWKG, § 19 StromNEV und Offshore-Haftung sowie Konzessionsabgabe) auf ca. 26,1 Prozent. Die EEG-Umlage hat von allen Abgaben mit 18 Prozent den weitaus größten Anteil. Steuern und Abgaben betragen in Summe fast 50 Prozent des durchschnittlichen Elektrizitätspreises für Haushaltskunden.

Nachfolgend ist die Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Strompreises von 2012 auf 2013 dargestellt. Der Strompreis steigt im Jahr 2013 deutlich um 12,7 Prozent (+3,32 ct/kWh) gegenüber dem Jahr 2012. Dies liegt hauptsächlich an höheren Netzentgelten sowie an gestiegenen Steuern und Abgaben. Vor allem die EEG-Umlage ist stark angestiegen. Die Summe der Steigerungen bei Steuern und Abgaben liegt bei insgesamt 2,78 ct/kWh. Im Abgabebereich sind einzig die Kosten für die Konzessionsabgabe marginal gesunken. Ein ganz leichter Rückgang ist auch im Kostenblock der Energiebeschaffung feststellbar. Dagegen sind die Kosten für den Vertrieb (inkl. Marge) leicht um 0,10 ct/kWh angestiegen¹¹³.

¹¹³ Die Preisauswertung bewegt sich bei Veränderungen in dieser Größenordnung in einem statistischen Grenzbereich.

Tabelle 36: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteter Preisniveaus für Haushaltskunden

Haushaltskunden (über alle Tarife mengengewichtet)	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt	0,45	8,4
Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	0,03	4,6
Energiebeschaffung	-0,03	-0,01
Vertrieb (inkl. Marge)	0,10	4,7
Konzessionsabgabe	-0,01	-0,01
Umlage nach EEG	1,69	47,1
Umlage nach KWKG	0,13	640
Umlage nach § 19 StromNEV	0,18	83,3
Umlage Offshore-Haftung	0,25	-
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	0,53	8,5
Gesamt	3,32	12,7

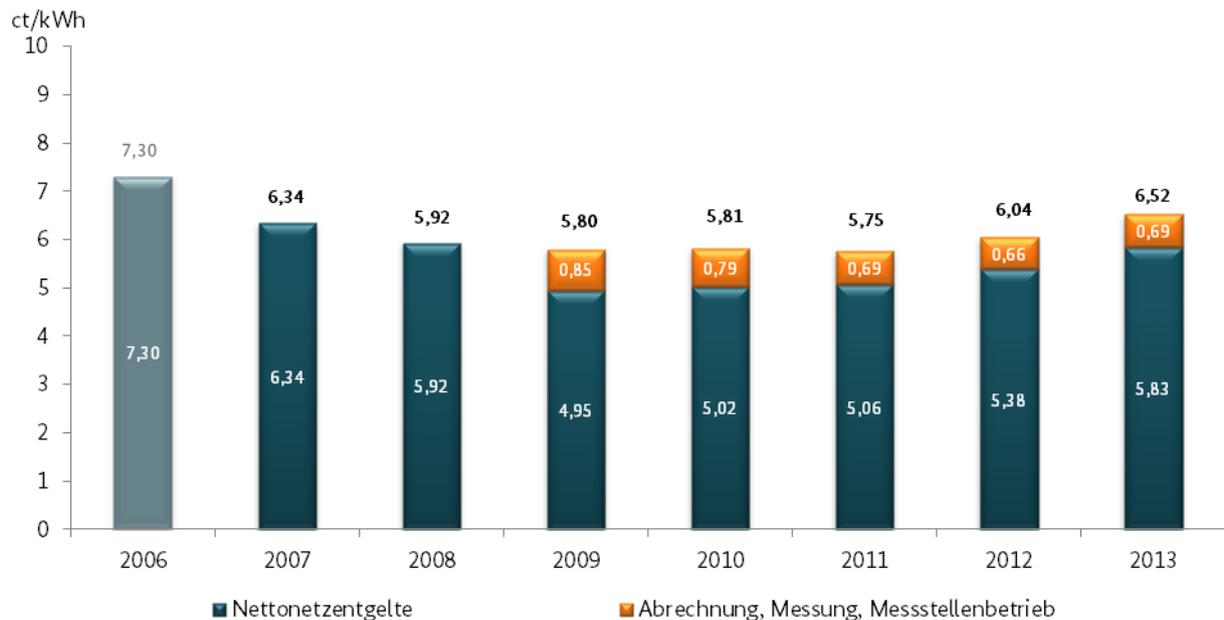
Im Anschluss wird die Entwicklung der wesentlichen Preisblöcke des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden dargestellt. Zunächst erfolgt eine Betrachtung der Netzentgelte. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens bis 2011 sind die Netzentgelte¹¹⁴ im Jahr 2013 abermals gestiegen. Der Anstieg beträgt 7,9 Prozent (+0,48 ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr 2012. In einer Betrachtung über sieben Berichtsjahre ist die Höhe der Netzentgelte um durchschnittlich 10,7 Prozent gesunken. Diese Betrachtung umfasst die Netzentgelte ohne Umlage nach § 19 StromNEV in Höhe von 0,33 ct/kWh¹¹⁵.

¹¹⁴ Nettonetzentgelt inkl. Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb.

¹¹⁵ Die Umlage nach § 19 Strom NEV war im Jahr 2011 noch in den Netzentgelten berücksichtigt und wird seit dem Jahr 2012 separat ausgewiesen.

Die Netzentgeltbestandteile für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind im Vergleich zum Jahr 2012 um fast fünf Prozent gestiegen. Seit dem Jahr 2009 sind diese Preisbestandteile um insgesamt 18,8 Prozent gesunken. Das Verhältnis der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb zum Nettonetzentgelt beträgt 11:89 im Jahr 2013.

Abbildung 78: Entwicklung Netzentgelte für Haushaltskunden 2006¹¹⁶ bis 2013¹¹⁷



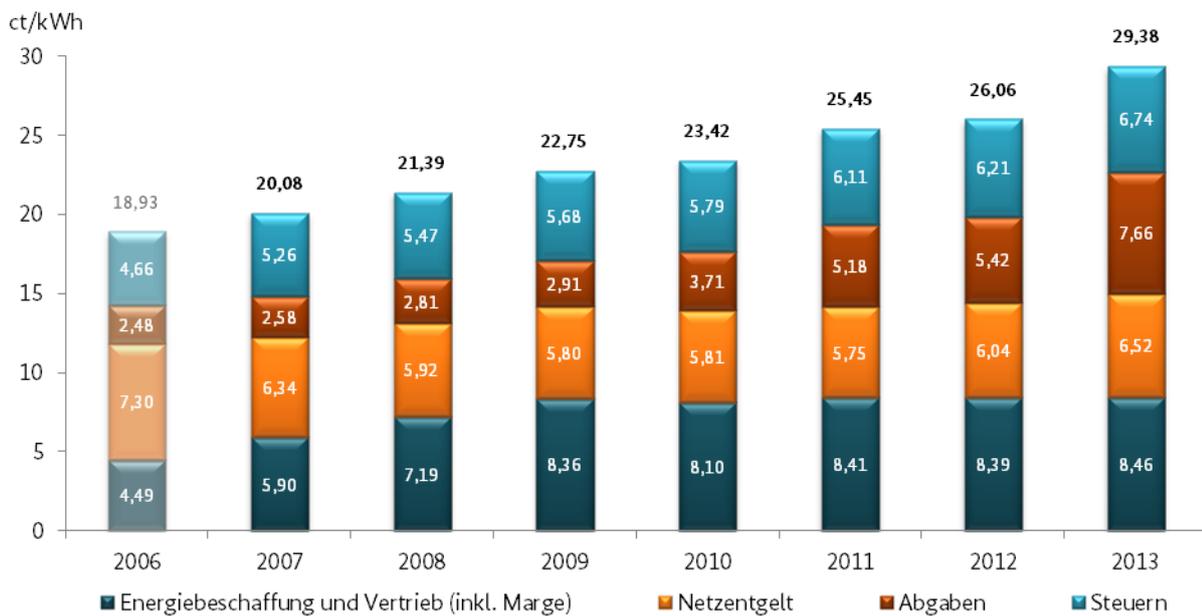
Im Anschluss erfolgt eine Übersicht über die Entwicklung der übrigen Preisbestandteile des über alle Tarifkategorien mengengewichteten Haushaltskundenpreises. Der Anteil von Abgaben und Steuern am Elektrizitätspreis ist stetig angestiegen. Bei den Abgaben ist in einem Zeitraum von sechs Jahren ein Anstieg von 197 Prozent, bei den Steuern um 28,1 Prozent zu beobachten. Bei den Abgaben kann zwischen dem Jahr 2012 und 2013 mit einem Plus von 41,3 Prozent der stärkste Anstieg seit dem Beginn des Monitoring verzeichnet werden. Die Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) sind im Zeitraum von 2007 bis 2013 um 43,4 Prozent gestiegen. Der größte Anstieg ist dabei zwischen den

¹¹⁶ 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.

¹¹⁷ Für den Zeitraum 2006 bis 2008 wurde der Preisbestandteil „Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb“ nicht separat erhoben und ist daher in den Nettonetzentgelten enthalten.

Jahren 2007 und 2009 erfolgt. Seit dem Jahr 2011 bewegt sich der Anteil dieser Preiskomponenten auf einem ähnlichen Niveau. Auffallend ist, dass trotz gesunkener Großhandelspreise, in der Betrachtung über alle Tarifkategorien, bisher keine Weitergabe der Preissenkungen im Beschaffungsbereich an die Haushaltskunden erfolgt ist¹¹⁸. Bei den Industrie- und Gewerbekunden ist hingegen eine solche Entwicklung feststellbar.

Abbildung 79: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 2006¹¹⁹ bis 2013¹²⁰



Unter den Steigerungen im Bereich der Abgaben fällt insbesondere die EEG-Umlage ins Gewicht. Die EEG-Umlage dient dem Ausgleich zwischen den, bei den ÜNB entstehenden Transaktionskosten der

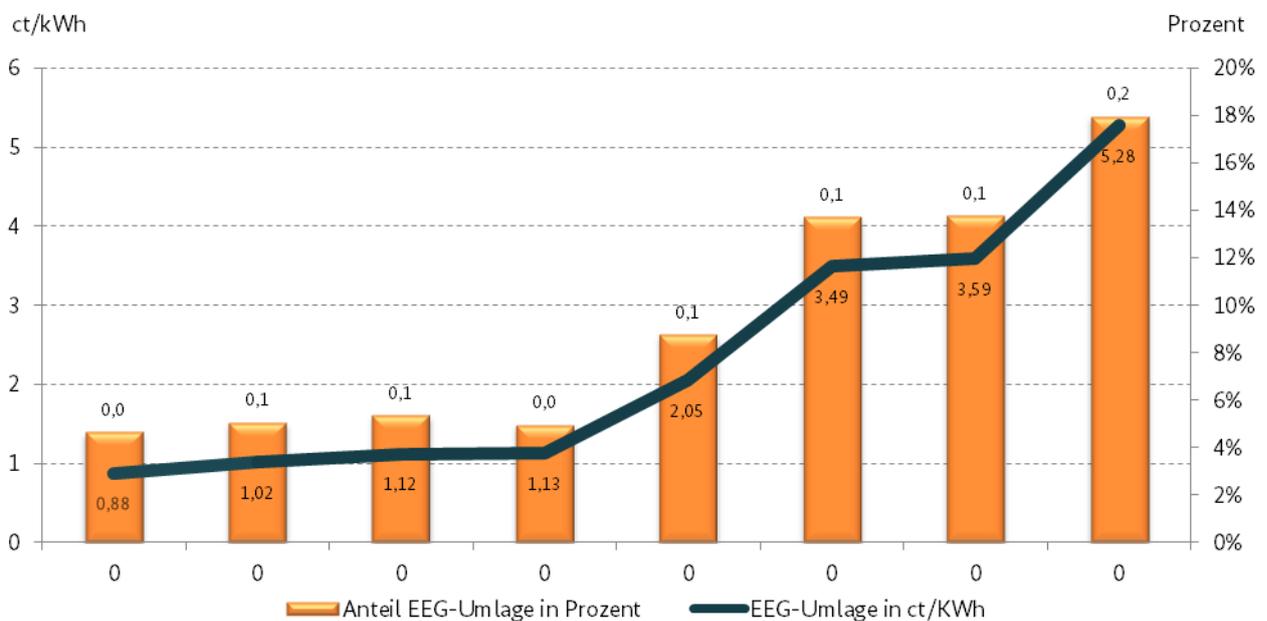
¹¹⁸ Dies trifft insbesondere auf die Tarifkategorien Grundversorgung und Sondervertrag beim Grundversorger zu, wie die Analyse auf Seite 149 verdeutlicht. Hier sind die Kosten sogar gestiegen. In der Tarifkategorie Lieferantenwechsel konnte dagegen bei den Preisbestandteilen für Energiebeschaffung und Vertrieb ein Rückgang ermittelt werden, welcher von den Zuwächsen der anderen Kategorien überkompensiert wird.

¹¹⁹ 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.

¹²⁰ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

EEG-Vermarktung sowie den Vergütungszahlungen für Anlagenbetreiber und 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 2013 ist die EEG-Umlage auf 5,28 ct/kWh angestiegen. Dies liegt darin begründet, dass die Differenz zwischen den Vergütungszahlungen für EEG-Anlagen und den Einnahmen aus der Vermarktung des Stromes an der Börse stark gestiegen ist. Zudem ist mit einem weiteren starken Zubau von EEG-geförderten Anlagen zu rechnen. Je niedriger das Preisniveau an der Börse ist und je mehr Anlagen vergütet werden, 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 18 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.

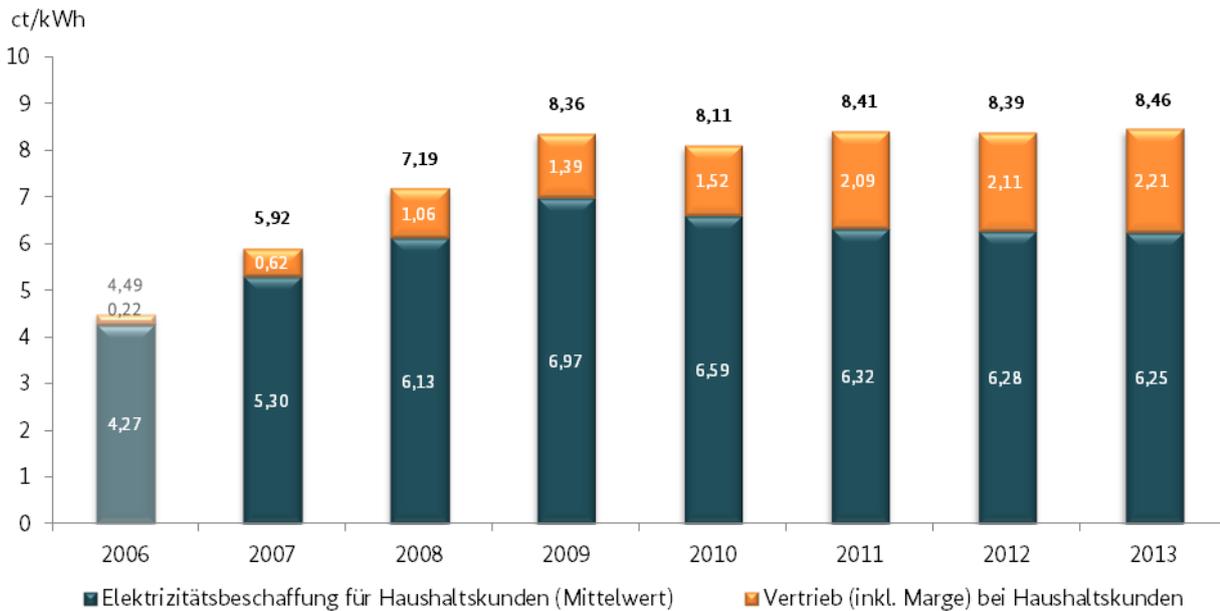
Abbildung 80: Entwicklung EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 2006 bis 2013 (über alle Tarife mengengewichtete Mittelwerte)



Im Folgenden soll das Verhältnis von Energiebeschaffung und Vertrieb näher untersucht werden. Die Kosten der Energiebeschaffung wurden in der Vergangenheit aus erhobenen Daten näherungsweise indirekt durch die Bundesnetzagentur berechnet. Erstmals wurden im Berichtsjahr 2012 die Werte der Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertriebskosten für Haushaltskunden unmittelbar einzeln erhoben. Diese erhobenen Daten sind gut vereinbar mit den näherungsweise berechneten Daten der vorherigen Berichtsjahre, wie Abbildung 81 zeigt. An der Summe der Preiskomponenten für den Vertrieb einschließlich Marge und für die Energiebeschaffung hat der Vertrieb einen Anteil von 26 Prozent. Dabei fallen 74 Prozent auf die Energiebeschaffung. Damit bewegt sich das Verhältnis zwischen den beiden

Preisbestandteilen im Jahr 2013 auf einem zum Vorjahr vergleichbarem Niveau, mit einer leichten Verschiebung zugunsten des Gewichtes des Vertriebs (Verhältnis 2012: Vertrieb: 25 Prozent, Energiebeschaffung: 75 Prozent).

Abbildung 81: Entwicklung Energiebeschaffung sowie Vertrieb 2006¹²¹ bis 2013 (über alle Tarife mengen- gewichteter Mittelwert)¹²²

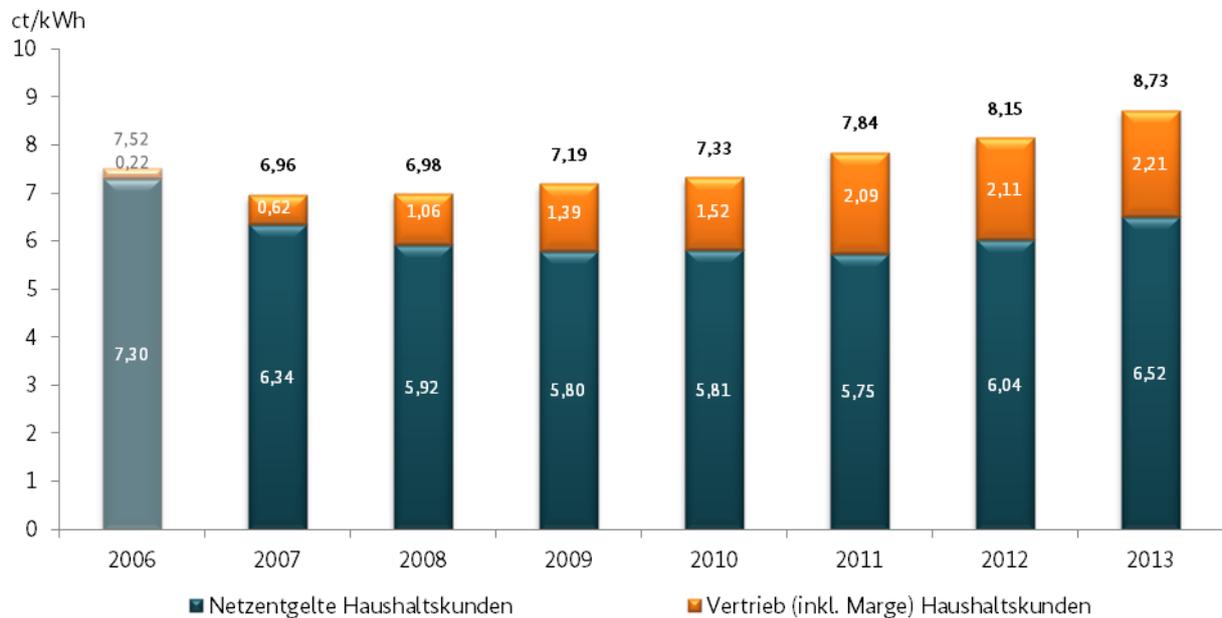


Das Verhältnis der Netzentgelte zu den Vertriebskosten (einschließlich Marge) hat sich im zweiten Jahr in Folge zu einem leicht höheren Gewicht der Netzentgelte hin verschoben. Im Jahr 2011 betrug das Verhältnis 73 : 27 (Netzentgelte : Vertrieb), für 2013 wurde ein Verhältnis von 75 : 25 (Netzentgelte : Vertrieb) errechnet. Zwar sind auch die Vertriebskosten in diesem Zeitraum leicht angestiegen, jedoch wurde dieser Anstieg durch einen starken Netzentgeltanstieg überkompensiert.

¹²¹ 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.

¹²² 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.

Abbildung 82: Entwicklung Netzentgelte sowie Vertrieb 2006¹²³ bis 2013 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwerte)



5. Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen)

Bei der Datenerhebung zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen wurden hinsichtlich der Abgabemengen und belieferten Zählpunkte¹²⁴ einerseits Nachtspeicherheizungen und andererseits Wärmepumpen erfasst. Die Abfrage zum Preisniveau bezog sich demgegenüber nur auf Nachtspeicherheizungen.

Den folgenden Ausführungen liegen die Angaben von 742 Lieferanten¹²⁵ zu Grunde. Sie belieferten im Berichtsjahr 2012 insgesamt rund 2 Mio. Zählpunkte mit gut 15,3 TWh Elektrizität. Dies entspricht im Mittel einer Belieferung mit knapp 7.700 kWh/Jahr je Zählpunkt.

¹²³ 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.

¹²⁴ Doppeltarifzähler waren als ein Zählpunkt anzugeben.

¹²⁵ Die letztjährige Auswertung zum Berichtsjahr 2011 stützte sich auf die Angaben von 621 Unternehmen.

Nachtspeicherheizungen sind von 717 Lieferanten und Wärmepumpen von 686 Lieferanten versorgt worden. Die meisten der mit Heizstrom versorgenden Unternehmen (661) sind in der Belieferung beider Arten von Einrichtungen tätig¹²⁶. 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 7.800 kWh/Jahr abgegeben worden. Dem steht eine Abgabemenge an Wärmepumpen von knapp 2,2 TWh an weniger als 330.000 Zählpunkten gegenüber; es ergibt sich daraus ein Mittel von 6.900 kWh/Jahr (gerundet). Nachtspeicherheizungen stellen den überwiegenden Verbrauchsanteil (je gerundet 84 Prozent an Zählpunkten und 86 Prozent an Abgabemenge); Wärmepumpen spielen demgegenüber eine untergeordnete Rolle (je gerundet 16 Prozent an Zählpunkten und 14 Prozent an Abgabemenge).

Zu knapp 98 Prozent erfolgt die Versorgung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (unabhängig von einer Betrachtung nach Nachtspeicherheizung oder Wärmepumpen) durch den jeweiligen Grundversorger. Der Anteil der Kunden (nach Zählpunkten oder Abgabemengen), die in diesem Bereich einen anderen Lieferanten als den örtlichen Grundversorger haben, ist mit über zwei Prozent nach wie vor sehr niedrig, aber höher als bei der letztjährigen Erhebung (1,7 Prozent). Weniger als 50 Lieferanten sind in diesem Bereich ausschließlich überörtlich tätig.

Die 30 abgabestärksten Lieferanten lieferten insgesamt (nicht differenziert nach Art der Verbrauchseinrichtungen) gut 77 Prozent der in Summe an unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen abgegebenen Elektrizitätsmenge. Dies entspricht weitgehend den Feststellungen des letzten Jahres (76 Prozent Anteil).

Die Preisbetrachtung im Bereich Nachtspeicherheizung (Versorgung durch den örtlich zuständigen Grundversorger) stützt sich auf die Auswertung der Angaben von 581 Lieferanten. Abzustellen war auf einen Abnahmefall „Haushalt mit einem Tarif zum Betreiben einer Nachtspeicherheizung bei einem Verbrauch von 7.500 kWh/Jahr“; das Preisniveau wurde zum Stichtag 1. April 2013 erhoben.

Danach liegt der Gesamtpreis im arithmetischen Mittel bei 20,3 ct/kWh (gegenüber 17,6 ct/kWh als Ergebnis der letztjährigen Erhebung). Eine relevante Veränderung gegenüber dem letzten Jahr liegt in der Steigerung der EEG-Umlage (netto 1,69 ct/kWh) und der Einführung der Offshore-Haftungsumlage (netto 0,25 ct/kWh). Unter Berücksichtigung des darauf entfallenden Steueranteils sind 2,3 ct/kWh beim Vergleich der Veränderung einzelner Preisbestandteile mehr zu zahlen. Auf den Preisbestandteil Energiebeschaffung und Vertrieb entfallen 5,8 ct/kWh (gegenüber 5,7 ct/kWh in 2012).

Zur Aufteilung des Preisbestandteils Energiebeschaffung und Vertrieb in die Einzelbestandteile „Beschaffung“ und „Restbetrag“ (dies umfasst Vertriebskosten und Marge) haben 477 Lieferanten verwertbare Angaben gemacht. Für diese Teilmenge der Lieferanten liegt der Mittelwert für Energiebeschaffung

¹²⁶ 56 Lieferanten hatten keine Kunden im Bereich Wärmepumpen, 25 Lieferanten hatten keine Kunden im Bereich Nachtspeicherheizung.

und Vertrieb bei 5,9 ct/kWh. Auf die Energiebeschaffung entfallen im Durchschnitt 5,4 ct/kWh; als Restbetrag ergeben sich damit im Durchschnitt 0,5 ct/kWh¹²⁷.

Die Rahmenbedingungen für mehr Wettbewerb in der Versorgung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen sind gegeben. 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. Gleichwohl zeigt die niedrige Wechselquote, dass die Wettbewerbssituation bei der Versorgung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen weiterhin nicht befriedigend ist.

Ein Wechsel des Versorgers ist bislang mit vergleichsweise hohen Suchkosten für den Kunden verbunden gewesen hinsichtlich der Frage, ob und welche Unternehmen in seinem Netzgebiet Angebote für die Versorgung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen im Wettbewerb zum etablierten Anbieter machen. Diese aus Kundensicht unbefriedigende Situation kann sich durch die Ausweitung der Informationsangebote von Internet-Portalen zur Verbraucherberatung ändern¹²⁸. Verbraucherportale, die zuvor schon ortsbezogene Unterstützung bei der Suche nach alternativen Anbietern von Haushaltsstrom boten, haben im laufenden Jahr begonnen, ihr Informationsangebot auf die Versorgung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen auszuweiten. Eine erhöhte Transparenz könnte zu einer Wettbewerbsbelebung führen.

6. Ökostromsegment

Die im Rahmen des Monitoring 2013 befragten Lieferanten haben über die Lieferungen von Ökostrom an Letztverbraucher Auskunft gegeben. Die Anzahl der mit Ökostrom belieferten Letztverbraucher sowie die gelieferte Menge sind erneut gestiegen. Im Jahr 2012 wurden insgesamt 44,6 TWh Ökostrom an 7,25 Mio. Letztverbraucher geliefert. Dies ist ein deutlicher Zuwachs von elf TWh gegenüber dem Jahr 2011. Die gelieferte Menge entspricht mittlerweile einem Anteil von zehn Prozent an der gesamten Elektrizitätsabgabemenge, was ein Anstieg um 2,6 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr 2011 bedeutet. Der Anteil von Ökostromkunden an der Gesamtanzahl von Letztverbrauchern beträgt 15,2 Prozent und ist im Vergleich zum Jahr 2011 um 3,4 Prozentpunkte gestiegen. Eine detaillierte Aufschlüsselung über die Ökostromabgabe an Letztverbraucher ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

¹²⁷ Über die örtlich zuständigen Grundversorger hinaus sind die überörtlich tätigen Lieferanten (Lieferanten, die nicht Grundversorger oder außerhalb ihres Grundversorgungsgebietes tätig sind) zur Aufteilung des Preisbestandteils Energiebeschaffung und Vertrieb in die Einzelbestandteile „Beschaffung“ und „Restbetrag“ befragt worden. Für verlässliche Aussagen ergab sich hier keine hinreichende Datenbasis.

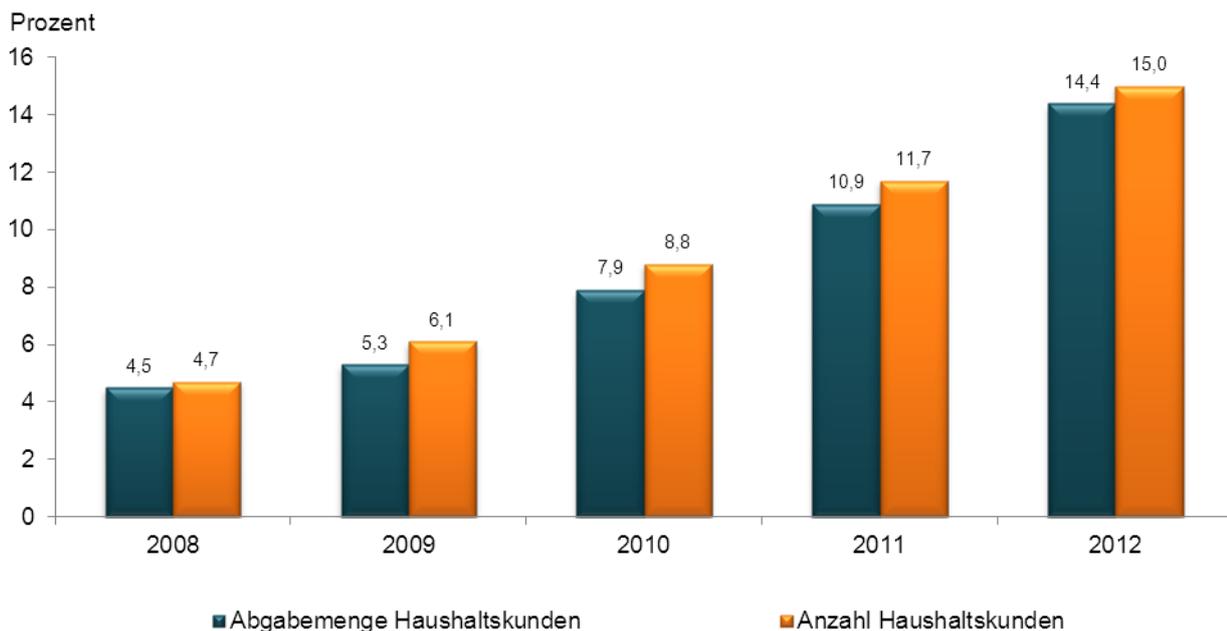
¹²⁸ Siehe etwa www.stromvergleich.de (Nachtsstromrechner); www.verivox.de (Strompreisvergleiche / Heizstrom).

Tabelle 37: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2012

Kategorie	Gesamte Elektrizitätsabgabe in TWh (Klammerwerte: Anzahl Zählpunkte)	Gesamte Ökostromabgabe in TWh (Klammerwerte: Anzahl Zählpunkte)	Anteil an Abgabemenge in Prozent (Klammerwerte: Prozent)
Haushaltskunden	128,9 (43.163.104)	18,5 (6.470.250)	14,4 (15,0)
Weitere Letztverbraucher	319,3 (4.589.104)	26,1 (800.001)	8,2 (17,4)
Gesamt	448,2 (47.752.207)	44,6 (7.270.251)	10,0 (15,2)

Bezogen auf den Bereich der Haushaltskunden liegt der Anteil für Ökostrom an der gesamten Elektrizitätsabgabemenge bei 14,4 Prozent. Der Anteil der Haushalte mit einer Ökostrombelieferung beziffert sich gegenüber der Zahl aller Haushaltskunden auf insgesamt 15 Prozent. Daraus lässt sich ableiten, dass Ökostromkunden, relativ betrachtet, einen etwas geringeren Elektrizitätsverbrauch als die übrigen Haushaltskunden aufweisen. Dieses Verhältnis bestätigt sich auch für die vorangegangenen Jahre, wie der nachstehenden Abbildung zu entnehmen ist.

Abbildung 83: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden



Wichtiger Preisbestandteil, auch im Ökostromsegment, sind die Positionen Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge).

Tabelle 38: „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mengengewichteter Mittelwert für Haushaltskunden (Ökostrom) 2013

Ökostromkunden 1. April 2013	Haushaltskunden in ct/kWh	Entwicklung 2012 zu 2013 in ct/kWh
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	8,27	-0,15

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.

Tabelle 39: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) 2013

Sonderbonifikationen und -regelungen 1. April 2013	Haushaltskunden (Ökostrom)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittlicher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	321	10 Monate
Preisstabilität	246	12 Monate
Vorauskasse	63	11 Monate
einmalige Bonuszahlungen	67	57 Euro
Kaution	2	-
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	37	-

7. Europäischer Strompreisvergleich

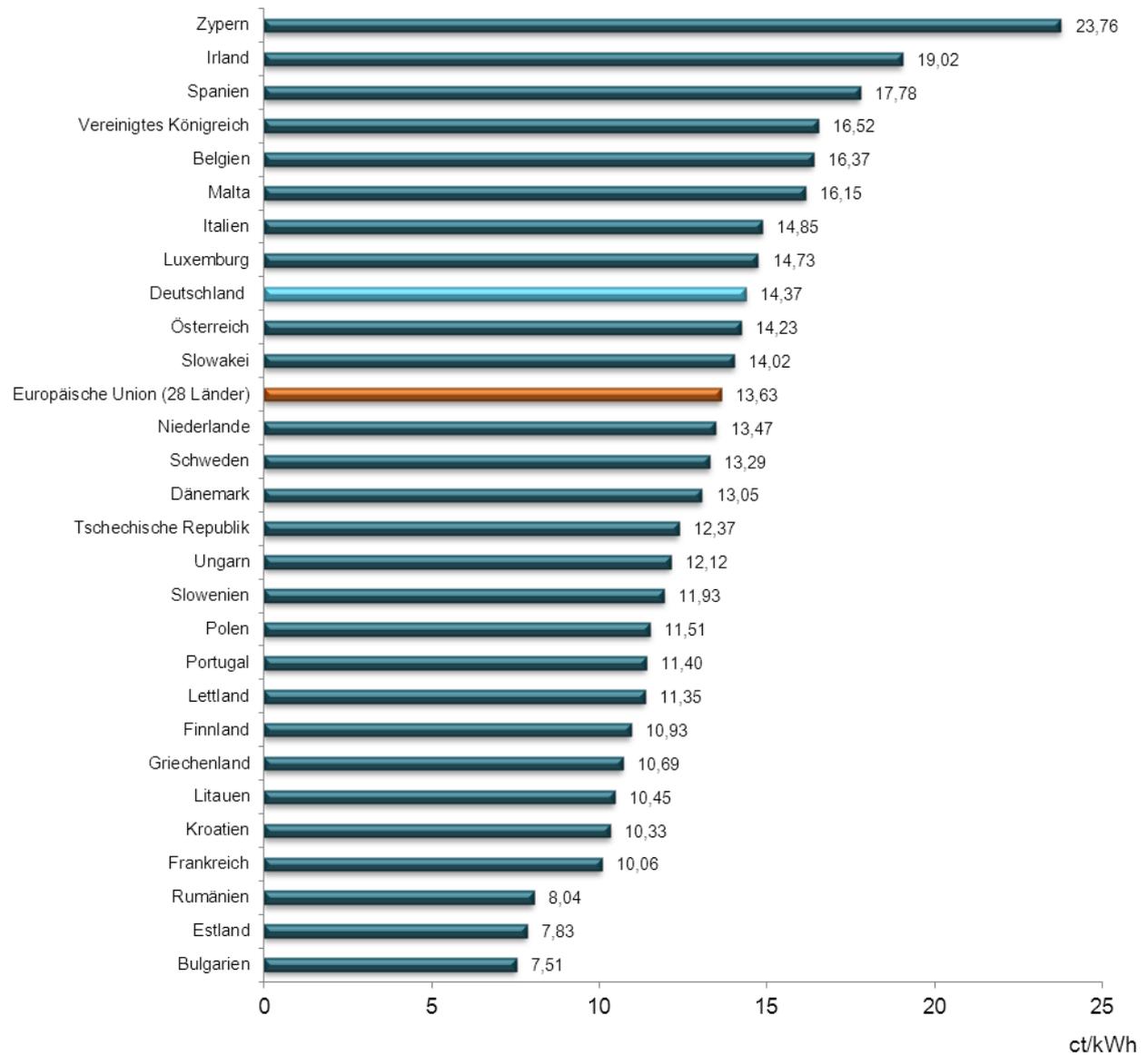
Der Vergleich der Strompreise in der Europäischen Union zeigt, dass sich Deutschland gesamteuropäisch betrachtet auf den Endkundenmärkten weiterhin über dem Durchschnitt bzw. in der Spitzengruppe bewegt. Dabei ist wesentlich, ob die Betrachtung der Preise ohne oder mit Abgaben und Steuern erfolgt. Die

Datengrundlage des Vergleichs bildet eine Erhebung von Eurostat über die nationalen Durchschnittspreise für Haushaltskunden im Jahr 2012¹²⁹.

Bei der Betrachtung der Haushaltskundenpreise ohne Abgaben und Steuern, wurde nach Eurostat für Deutschland ein Mittelwert von 14,37 ct/kWh ermittelt, wobei der gesamteuropäische Durchschnitt bei 13,63 ct/kWh liegt. Demnach ist der Preis in Deutschland im Mittel fünf Prozent höher. In Bulgarien sind, wie im Vorjahr, die Preise für Haushaltskunden mit 7,51 ct/kWh am niedrigsten, in Zypern mit 23,76 ct/kWh am höchsten. Die genauen Werte für alle betrachteten EU-Länder sind der nachstehenden Abbildung zu entnehmen.

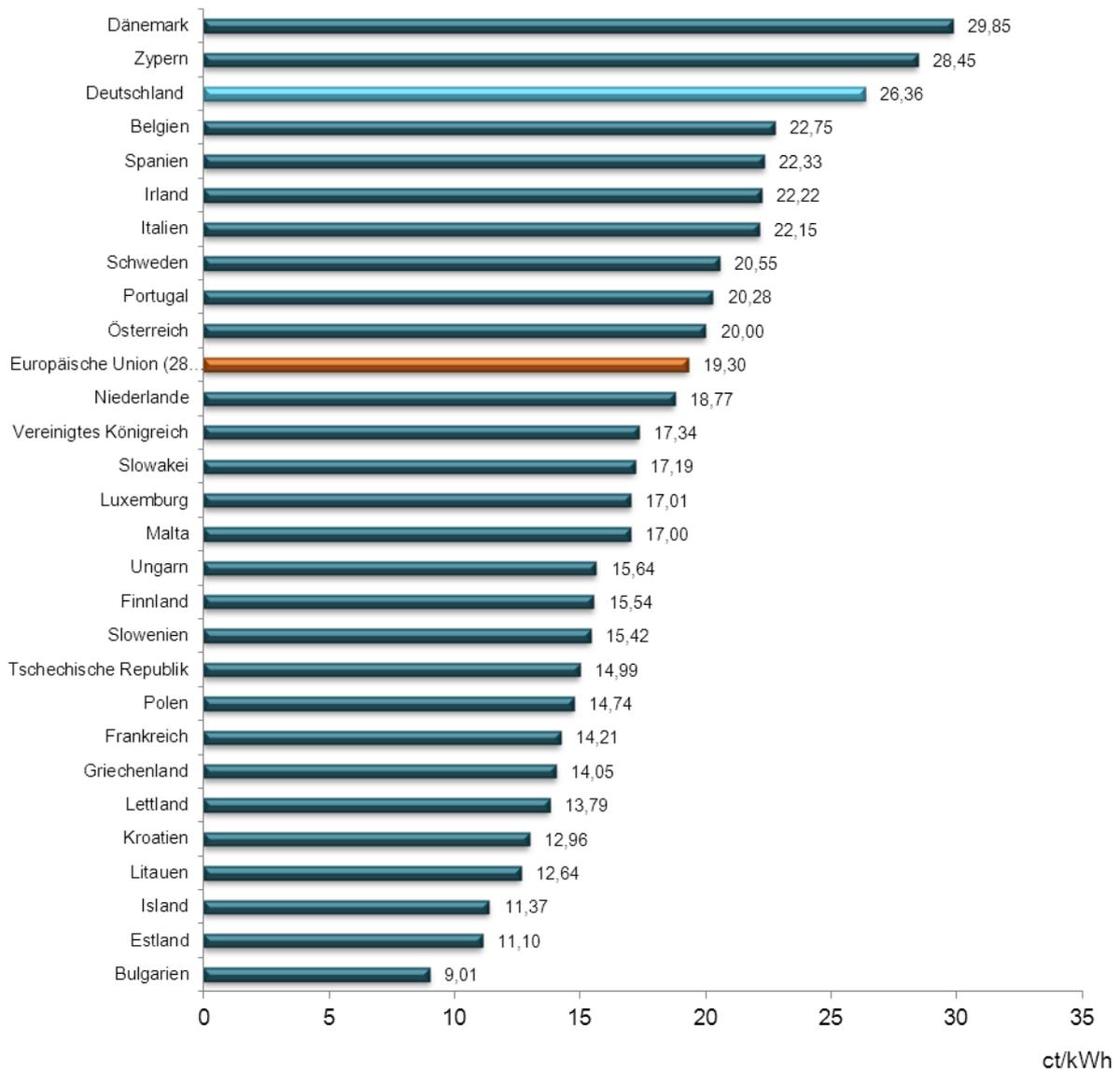
¹²⁹ Betrachtet werden Haushalte der Gruppe DC mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh. Gebildet wurde das Mittel für das erste und zweite Halbjahr 2012 (Erhebung 2012S1, 2012S2), Gesamtwerte für EU-27 auf provisorischer Basis („p“). Durch den anderen Betrachtungszeitraum und einer abweichenden Berechnungsmethodik ergeben sich Abweichungen zu den Monitoringergebnissen. Vgl.: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> (Zugriff: 5. August 2013)

Abbildung 84: Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben



Bei der Betrachtung der Haushaltspreise einschließlich Steuern und Abgaben ergibt sich für Deutschland ein Mittelwert von 26,36 ct/kWh. Damit liegt Deutschland im gesamteuropäischen Vergleich an dritter Stelle und 36 Prozent über dem europäischen Durchschnitt. Die höchsten Preise wurden für Dänemark (29,85 ct/kWh), die niedrigsten für Bulgarien (9,01 ct/kWh) ermittelt.

Abbildung 85: Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2012 mit Steuern und Abgaben

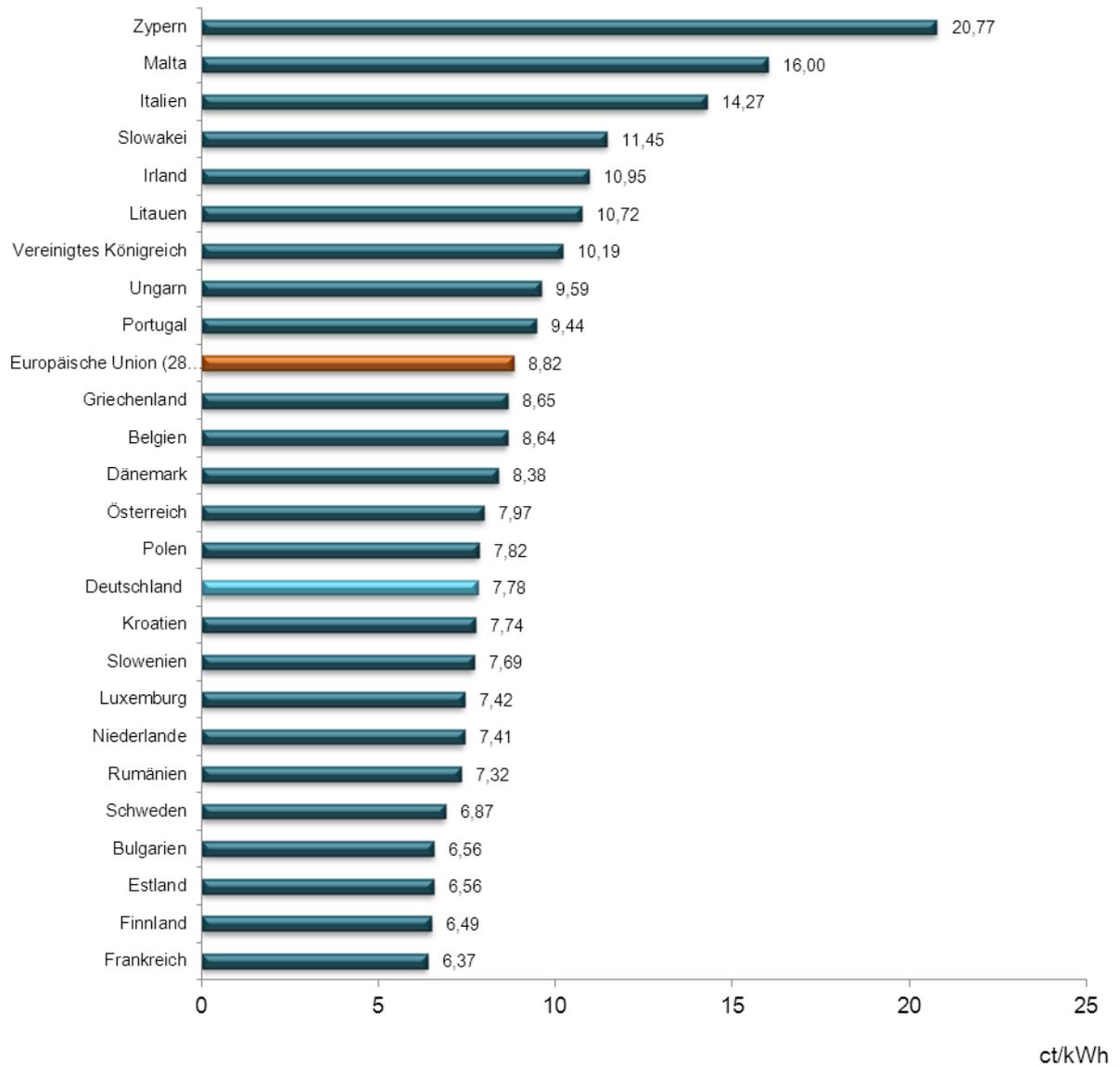


Beim Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher¹³⁰ ist Deutschland bei der Betrachtung mit 7,78 ct/kWh günstiger als der europäische Durchschnitt, der bei 8,82 ct/kWh liegt. Die

¹³⁰ Betrachtet werden nationale Durchschnittspreise ohne Steuern für industrielle Verbraucher der Gruppe ID mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.000 und 20.000 MWh für das erste und zweite Halbjahr 2012 (Erhebung 2012S1, 2012S2). Gesamtwerte für EU-27 auf provisorischer Basis („p“). Vgl.: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>. (Zugriff: 5. August 2013)

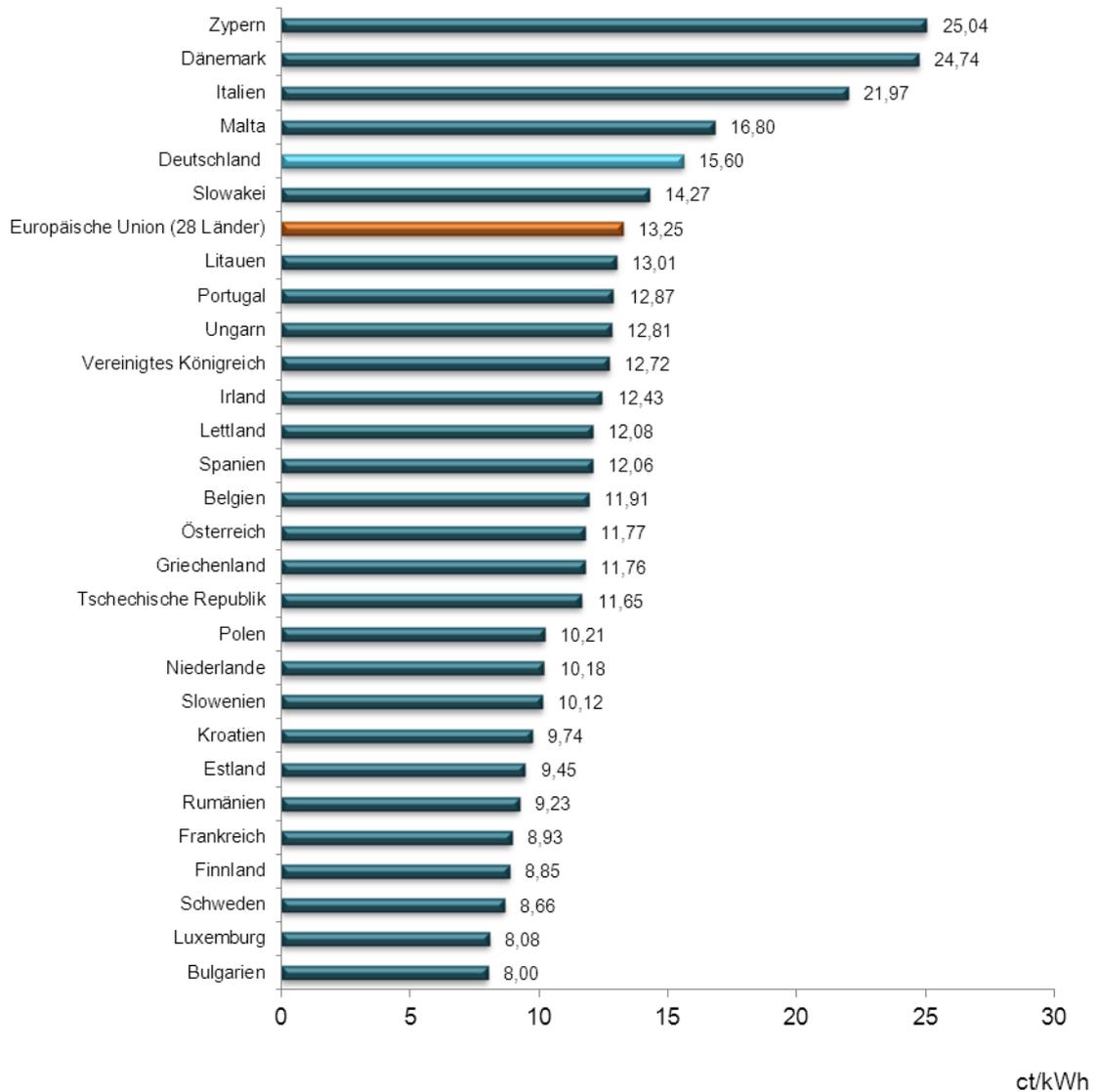
höchsten Preise im Industriekundenbereich zahlt man auf Zypern, die niedrigsten in Norwegen. Die detaillierten Werte werden in folgender Abbildung aufgezeigt.

Abbildung 86: Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben



Bei der Betrachtung mit Steuern und Abgaben liegt Deutschland mit einem Mittelwert von 15,60 ct/kWh 18 Prozent über dem europäischen Durchschnitt.

Abbildung 87: Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2012 mit Steuern und Abgaben



Der gesamteuropäische Preisvergleich zeigt, dass Deutschland auf den Endkundenmärkten auch 2012 ein überdurchschnittliches Preisniveau aufweist. Dies ist vor allem durch Steuern und Abgaben bedingt. Hierdurch ergeben sich im europäischen Vergleich Endkundenpreise, welche vor allem im Haushaltskundensegment zu den höchsten in Europa zählen. Letztlich zahlten die deutschen Haushaltskunden im Jahr 2012 im Schnitt 7 ct/kWh und die Industriekunde 2,3 ct/kWh mehr als der europäische Durchschnitt.

I Mess- und Zählwesen

Die Monitoringabfrage 2013 erfasste Angaben der Netzbetreiber als „grundzuständige“ Messstellenbetreiber und den „Dritten“ Messstellenbetreibern, was Lieferanten oder von Netzbetreiber und Lieferant verschiedene Unternehmen sein können. Im Monitoring 2013 beteiligten sich 783 Unternehmen im Bereich Mess- und Zählwesen. Die Fragen im Bereich Messwesen wurden aufgrund der geänderten Gesetzeslage gegenüber dem Berichtsjahr 2011 angepasst. Hieraus resultieren zahlenmäßige Unterschiede bei ähnlich formulierten Abfragen.

Netzbetreiber als grundzuständiger Messstellenbetreiber und Dritte Messstellenbetreiber

647 Netzbetreiber gaben an, grundzuständiger Messstellenbetreiber zu sein. 102 Netzbetreiber sind darüber hinaus als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist, am Markt tätig. 21 Unternehmen sind als Lieferant zugleich auch Messstellenbetreiber und davon gaben zwei Unternehmen an, auch als Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber aufzutreten, d. h. reiner Messstellenbetrieb ohne gleichzeitige Belieferung des Kunden. Sechs Unternehmen sind von Netzbetreiber und Lieferant unabhängig agierende Messstellenbetreiber. Sieben Unternehmen ordneten sich keiner der vorgegebenen Antworten zu.

Neue Anforderungen gem. § 21 b ff. EnWG

Im 2011 novellierten EnWG wurden die Anforderungen an intelligente Messsysteme neu definiert und Pflichteinbaufälle vorgegeben:

- a) Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung unterzogen werden,
- b) Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh,
- c) Anlagenbetreiber nach dem EEG oder KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als sieben Kilowatt.

2013 wurde abgefragt, wie hoch die Anzahl an Zählpunkten ist, die gem. § 21c EnWG, ausgestattet werden müssten (Pflichteinbaufälle):

Bezogen auf a):	343.642 Zählpunkte
Bezogen auf b):	4.398.207 Zählpunkte
Bezogen auf c):	136.176 Zählpunkte

Die Anzahl der tatsächlich mit elektronischen Messsystemen ausgerüsteten Zählpunkte belaufen sich auf:

Bezogen auf a):	141.510 Zählpunkte
Bezogen auf b):	171.461 Zählpunkte
Bezogen auf c):	23.226 Zählpunkte
Sonstige:	33.627 Zählpunkte

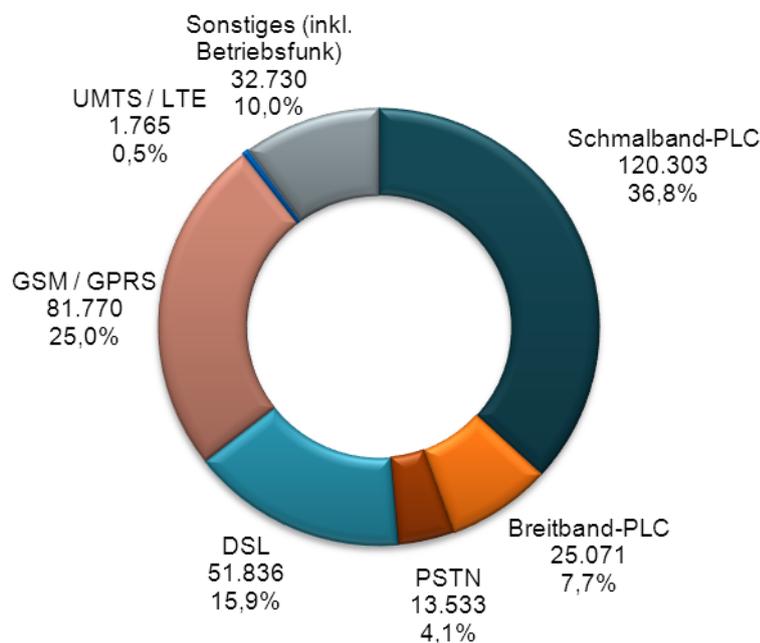
Bei den sonstigen Kriterien wurde insbesondere der § 21c Abs. 1d EnWG (also Einbauten, die vor der Gesetzesänderung vorgenommen wurden) angeführt sowie Kundenwunsch bzw. Turnuswechsel.

Werden diese Zahlen (Anzahl der Zählpunkte, die ausgestattet werden müssten und Anzahl der Zählpunkte, die ausgestattet sind) ins Verhältnis gesetzt, so können aufgrund der vorliegenden Angaben folgende Aussagen getroffen werden: 41,2 Prozent der Neubauten und Renovierungen, 3,8 Prozent der Verbraucher mit einem Verbrauch höher als 6000 kWh und 17,1 Prozent der Erzeugungsanlagen nach EEG / KWKG sind bereits mit Messsystemen ausgestattet .

Verwendete Zähl- und Messtechnik im Bereich Standardlastprofil (SLP)-Kunden

Im Bereich der Haushaltskunden (SLP-Kunden) werden nach wie vor vorwiegend Ferraris-Zähler eingesetzt: Dies betrifft 45.190.243 Zählpunkte. Davon sind 3.089.734 Zählpunkte (ca. sieben Prozent) Zwei- bzw. Mehrtarifzähler. Für die kommunikative Fernanbindung der elektronisch ausgelesenen Zähler ergibt sich folgende Verteilung der Übertragungstechnologien:

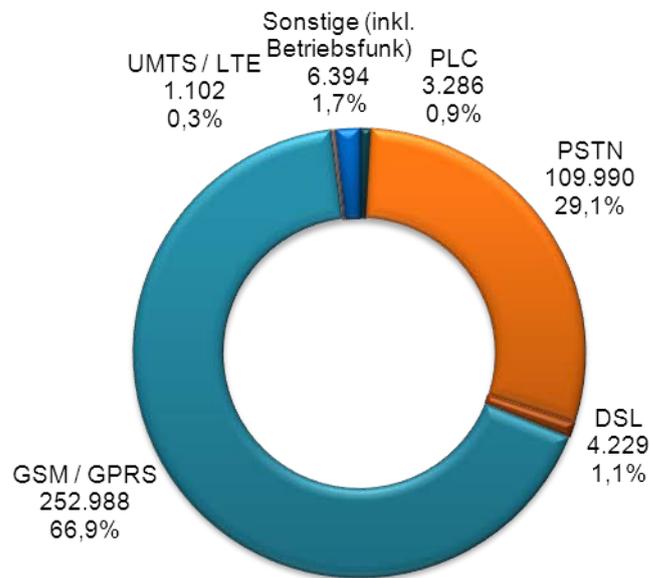
Abbildung 88: Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich



Verwendete Messtechnik im Bereich Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM)

Im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden (RLM-Kunden) werden 386.993 Zählpunkte mit Lastgangzählern, 17.732 Zählpunkte mit einem Messsystem, das § 21d und e EnWG neuer Fassung entspricht und 5.562 Zählpunkte mit sonstiger Messtechnik eingesetzt. Für die kommunikative Fernanbindung ergibt sich folgende Verteilung der Übertragungstechnologien:

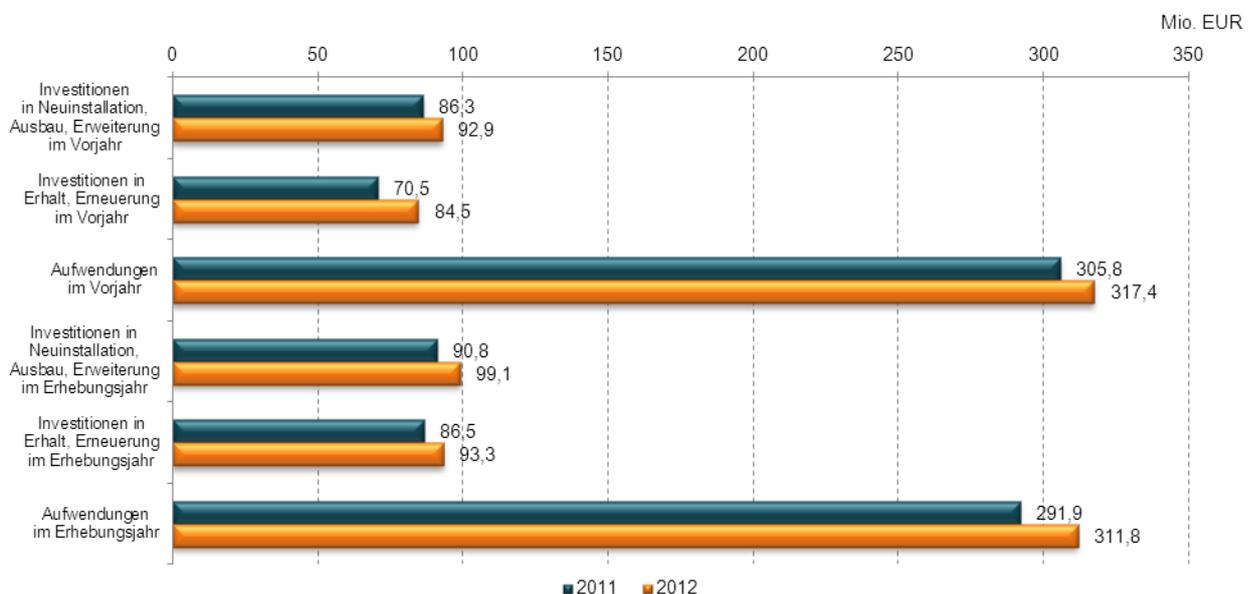
Abbildung 89: Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Kunden-Bereich



Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen

Die Investitionen und Aufwendungen bewegen sich auf gleichem Niveau zum Berichtsjahr 2011:

Abbildung 90: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen



II Gasmarkt

A Entwicklung auf den Gasmärkten

1. Kernaussagen

Im Berichtsjahr 2012 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 1,2 Mrd. m³ auf 10,7 Mrd. m³ (9,7 Prozent) zurück. Die Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung und Verwässerung der vorhandenen Lagerstätten zurückzuführen. Die statische Reichweite der Erdgasreserven betrug am 1. Januar 2013 insgesamt etwa 10,5 Jahre.

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.411 TWh (2011) auf 1.535 TWh um rund 124 TWh (8,78 Prozent) in 2012 gestiegen. Hauptlieferländer sind nach wie vor Russland / GUS, Norwegen und die Niederlande.

Die Gasexportmenge stieg von 516,8 TWh im Jahr 2011 auf 667,3 TWh in 2012 (29,12 Prozent). Die Exporte flossen im Wesentlichen nach Tschechien, Frankreich, Niederlande und die Schweiz.

Bedingt durch die lang anhaltende Heizperiode 2012 / 2013 wurden die Untergrundgasspeicher stark entleert und erreichten Mitte April 2013 einen Befüllungsgrad von 17,5 Prozent. Ab Anfang Juni 2013 wurde jedoch verstärkt eingespeist. Mit Stand vom 15. September 2013 wurde ein Befüllungsgrad von ca. 70 Prozent erreicht¹³¹. Die Einspeicherung wurde bis Anfang November 2013 fortgesetzt und ein maximaler Speicherfüllstand von über 90 Prozent, bezogen auf das Gesamtarbeitsgasvolumen zu Beginn des vergangenen Winters, erreicht. Durch die Fertigstellung neuer Speicherkapazitäten hat sich im Laufe des Jahres 2013 das Arbeitsgasvolumen um etwa eine Mrd. m³ erhöht, so dass der maximale Befüllungsgrad bei rund 91 Prozent lag.

Die Investitionen der Verteilernetzbetreiber (VNB) Gas in Neubau / Ausbau / Erweiterung sowie in Erhalt und Erneuerung stiegen im Jahr 2012 gegenüber 2011 um ca. 18 Prozent an. Die Erhaltungsaufwendungen fielen dagegen um ca. fünf Prozent.

Das OTC-Handelsvolumen an den virtuellen Handelspunkten der Marktgebiete NCG und Gaspool ist qualitätsübergreifend (H-Gas und L-Gas) von insgesamt ca. 2.066 TWh im Jahr 2011 auf 2.460 TWh im Jahr 2012 gestiegen. Dies entspricht einem Anstieg um rund ein Fünftel. Das Handelsvolumen an der EEX betrug im Jahr 2012 ca. 76 TWh (2011: ca. 59 TWh). Das entspricht einem Anstieg um ca. 29 Prozent. Der durchschnittliche Tagesreferenzpreis an den virtuellen Handelspunkten stieg auf 25,19 Euro/MWh (2011: 22,81 Euro/MWh). Der durchschnittliche Grenzübergangspreis betrug ca. 29 Euro/MWh (2011: 25,75 Euro/MWh). Der durchschnittliche Gaspreis für Termingeschäfte an der EEX betrug 24,66 Euro/MWh (2011: 23,53 Euro/MWh).

¹³¹ Bezugsgröße ist das Arbeitsgasvolumen von 23,53 Mrd. m³ (s. a. II.H.2 „Zugang zu Untertagespeichieranlagen“ auf Seite 260)

Die im Jahr 2012 durch die Gaslieferanten abgegebene Gasmenge an Letztverbraucher (inklusive Gaskraftwerke) beträgt 815,4 TWh. Diese Menge liegt fünf Prozent über dem Wert des Jahres 2011. Die Abgabemenge an private Haushalte übertraf den Vorjahreswert um knapp zehn Prozent. Die erfasste Auspeisemenge der Gasnetzbetreiber in Deutschland (Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), VNB) lag im Jahr 2012 bei 955,68 TWh. Bei den privaten Haushalten und dem Kleingewerbe lag der Zuwachs der ausgaspeisten Gasmenge bei knapp acht Prozent.

Im Berichtsjahr 2012 hat sich der Trend zu einer größeren Lieferantenvielfalt verfestigt. In knapp 86 Prozent der Netzgebiete beliefern 31 oder mehr Gaslieferanten jetzt Letztverbraucher.

Die von einem Lieferantenwechsel betroffene Gasmenge betrug laut Gasnetzbetreibern im Berichtsjahr 2012 ca. 102,06 TWh. Dies sind 5,8 TWh bzw. 5,37 Prozent weniger als im Vorjahr. In der kleinsten Kategorie „≤ 300 MWh/Jahr“ der Haushalts- und Gewerbekunden sank das Lieferantenwechselvolumen um 4,89 TWh.

Im Berichtsjahr 2012 wurden von den Netzbetreibern insgesamt 1.039.471 Lieferantenwechselfälle gemeldet. Im Vergleich zum Vorjahr 2011 sind die Lieferantenwechselfälle damit insgesamt um ca. 18 Prozent bzw. 236.177 Lieferantenwechselfälle gesunken. Fast der komplette Rückgang an Lieferantenwechselfällen entfällt auf die Kundenkategorie „≤ 300 MWh/Jahr“.

Die Preise für Gewerbe- und Industriekunden haben sich wie nachstehend entwickelt.

Tabelle 40: Entwicklung der mengengewichteten durchschnittlichen Gaspreise nach Kundenkategorien

	Mengengewichteter durchschnittlicher Preis zum 01.04.2013 in ct/kWh	Mengengewichteter durchschnittlicher Preis zum 01.04.2012 in ct/kWh	Abweichung in Prozent
Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel	6,28	6,26	0,32
Industriekunden mit Vertrags- wechsel beim gleichen Anbieter	4,68 (arithm. Mittelwert)	4,61 (arithm. Mittelwert)	1,52
Haushaltskunden in der Grundversorgung	7,09	6,95	2,01
Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel	6,69	6,58	1,67
Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel	6,66	6,48	2,78

Im europäischen Gaspreisvergleich ergibt sich für das Jahr 2012 folgendes Bild.

Tabelle 41: Europäischer Gaspreisvergleich mit und ohne Steuern und Abgaben nach Kundenkategorien

	Deutschland in ct/kWh	Europa in ct/kWh	Abweichung in Prozent
Haushaltskundenpreise ohne Steuern und Abgaben in 2012	4,81	5,22	- 7,85
Haushaltskundenpreise mit Steuern und Abgaben in 2012	6,43	6,74	- 4,60
Industriekundenpreise ohne Steuern und Abgaben in 2012	4,40	3,70	18,91
Industriekundenpreise mit Steuern und Abgaben in 2012	5,72	4,78	19,66

Der gesamteuropäische Vergleich der Gaspreise ergibt ein differenziertes Bild. Während Deutschland sich bei den Haushaltskundenpreisen im mittleren Bereich bewegt, werden bei den Industriekunden Spitzenplätze eingenommen. Der Anteil von Steuern und Abgaben am Endkundenpreis ist dabei nicht so hoch wie im Elektrizitätsbereich.

2. Marktübersicht

2.1 Anteile der größten Unternehmen

Im Rahmen der Ermittlung der Marktanteile der größten Unternehmen in den Einzelbereichen des Gasmarktes bei Erdgasförderung, Gasimport, Gasexport, Untertagespeicher-Arbeitsgasvolumen und Gasabgabe an Letztverbraucher (LV) zum Berichtsjahr 2012 wurden die Mehrheitsbeteiligungen von etwa 850 Unternehmen, die am Monitoring 2013 teilgenommen haben, analysiert und die entsprechenden Marktanteile den konsolidierten Mutterunternehmen nach der Dominanzmethode¹³² zugeordnet.

Nach Berechnung der Marktanteile der Unternehmen in neun untersuchten Einzelbereichen des Gasmarktes (siehe Tabelle 42) waren in den Gruppen der größten Drei und größten Fünf über alle Marktkategorien hinweg zwölf Unternehmen präsent. Hierbei handelt es sich vor allem um Unternehmen mit mehrheitlich deutschen Gesellschaftsanteilen.

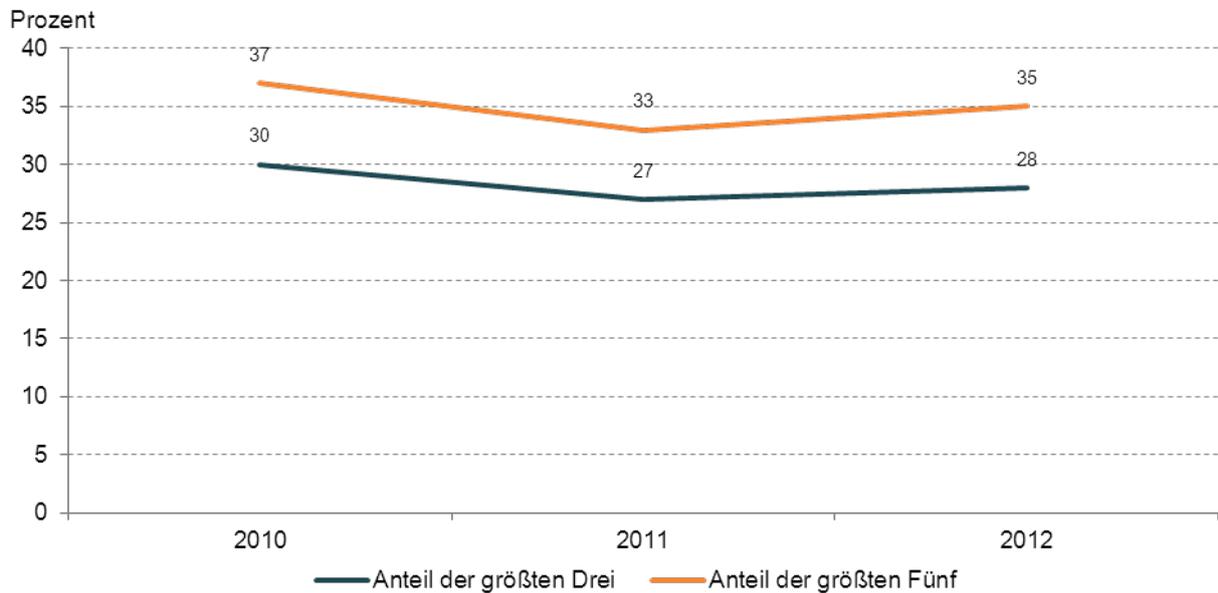
¹³² Die Dominanzmethode ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu, es erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet.

Die größten drei und größten fünf Unternehmen decken den Im- und Export sowie die Gasförderung zu einem hohen Prozentanteil ab. Im Bereich der Gasabgabe an Letztverbraucher über die nachfolgend dargestellten Kategorien ist eine deutlich geringere Marktkonzentration festzustellen. Nachfolgend sind die Marktanteile der größten drei und der größten fünf Unternehmen in den untersuchten Einzelbereichen des Gasmarktes, die auf der Grundlage der Dominanzmethode berechnet wurden, dargestellt.

Tabelle 42: Anteile der größten drei und größten fünf Unternehmen in den einzelnen Sektoren des Gasmarktes 2010 bis 2012

Jahr	Anteile der größten Drei in Prozent			Anteile der größten Fünf in Prozent		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Förderung	66,2	67,1	67,3	82,6	79,2	83,1
Import	56,4	55,8	59,9	72,9	69,2	68,5
Export	66,0	67,6	69,0	82,7	82,2	94,7
Speicher – Arbeitsvolumen	56,0	58,9	49,4	72,2	72,0	53,7
Gasabgabe an LV Gesamt	29,5	27,1	28,5	37,1	33,3	35,5
Gasabgabe an LV ≤ 300 MWh/a	26,7	23,6	23,0	31,5	29,3	28,6
Gasabgabe an LV > 300 MWh/a ≤ 100.000 MWh/a	25,5	20,5	25,5	33,3	27,6	34,4
Gasabgabe an LV > 100.000 MWh/a	46,7	43,8	51,4	57,7	54,0	60,2
Gasabgabe an Gaskraftwerke	39,2	38,2	35,6	50,0	40,6	39,4

Abbildung 91: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2010 bis 2012



Die Anteile der größten drei und größten fünf Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher stieg im Jahr 2012 gegenüber dem Jahr 2011 geringfügig an.

Abbildung 92: Anteil der größten drei Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2010 bis 2012

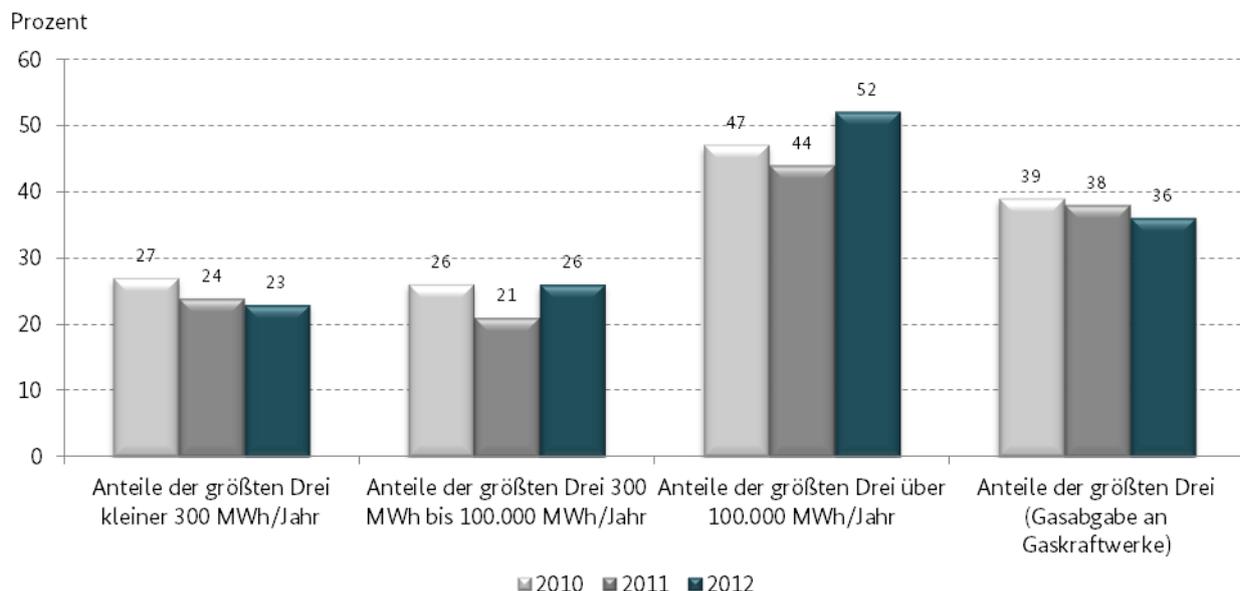


Abbildung 93: Anteil der größten fünf Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucherkategorien 2010 bis 2012

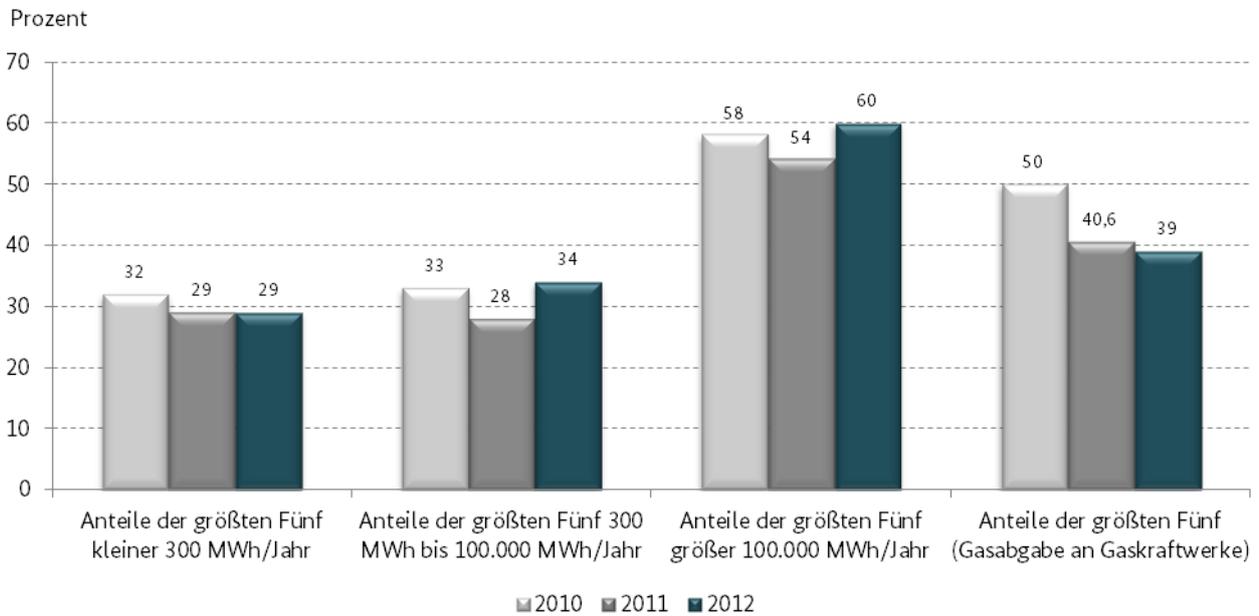
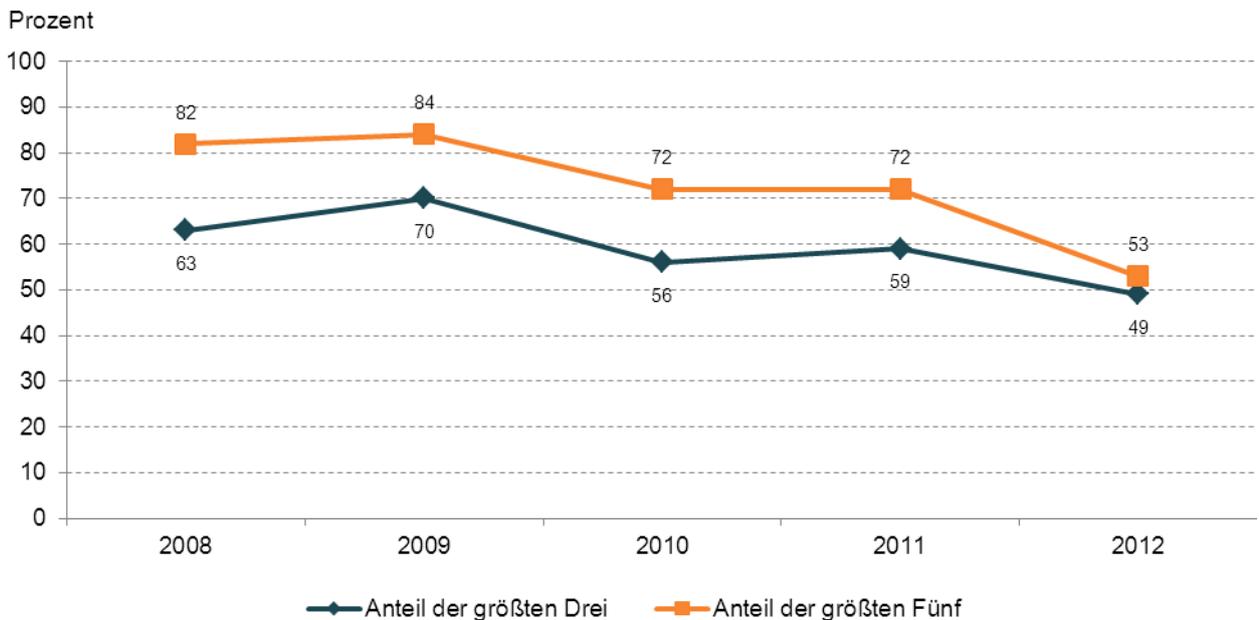


Abbildung 94: Anteile der größten Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen



Die Berechnung der Anteile nach der Dominanzmethode erfolgte für 2012 an Hand des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen ausschließlich bezogen auf Untergrundgasspeicher (UGS) und deren Betreiber.

Im Ergebnis verfügten im Berichtsjahr 2012 insgesamt 22 Untertagegasspeicherbetreiber über ein nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von 23,531 Mrd. m³. Die drei (fünf) größten Unternehmen verfügten 2012 über 49,0 (53,3) Prozent am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen (siehe Tabelle 42). Das Absinken der Anteile der größten Fünf im Vergleich zum Jahr 2011 beruht auf dem Verkauf von Unternehmensanteilen, so dass die Konsolidierungsschwelle von 50 Prozent nach der Dominanzmethode unterschritten wird. Der Anstieg des Speicherarbeitsvolumens ergibt sich aus der Erschließung von Untertagegasspeichern.

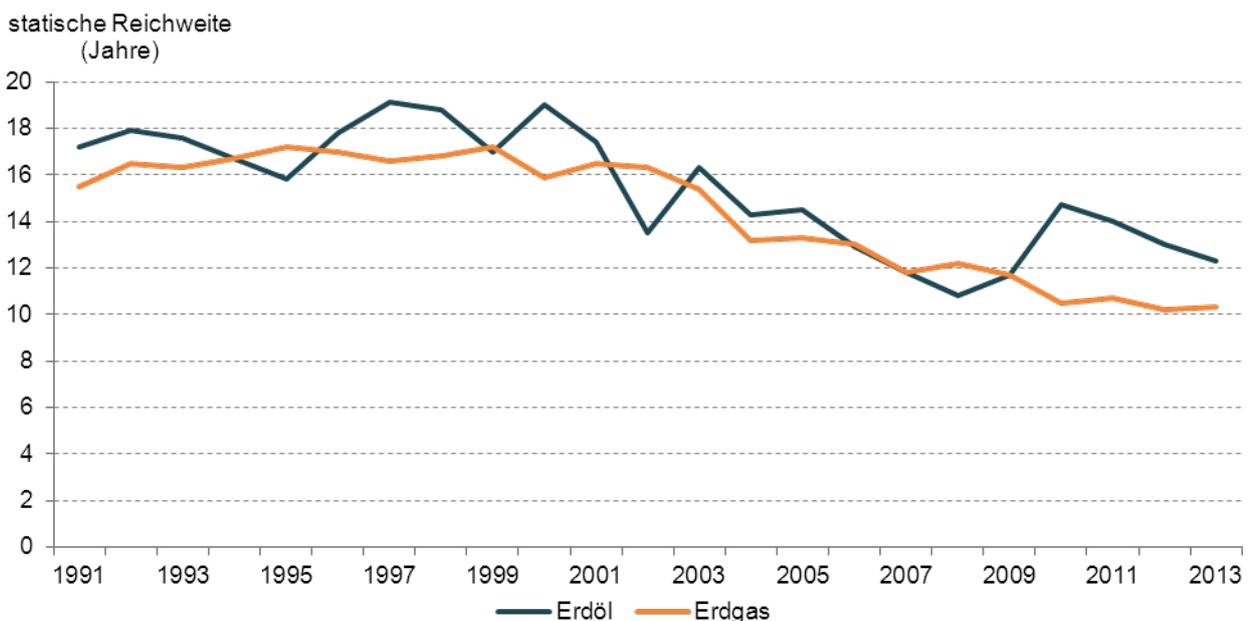
B Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export/Versorgungssicherheit

1. Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- & Export

1.1 Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Berichtsjahr 2012 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 1,2 Mrd. m³ auf nunmehr 10,7 Mrd. m³ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 9,7 Prozent gegenüber dem Jahr 2011. 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 10,5 Jahre am 1. Januar 2013 und erholt sich nach dem letztjährigen Wert wieder leicht. 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 2013; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen).

Abbildung 95: Statische Reichweite der deutschen Erdöl- und Erdgasreserven seit 1991,
Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen



1.2 Entwicklung der Im- / Exporte von Gasmengen

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.411 TWh (2011) auf 1.535 TWh (2012) um rund 124 TWh (8,78 Prozent) gestiegen.

Abbildung 96: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen in 2012

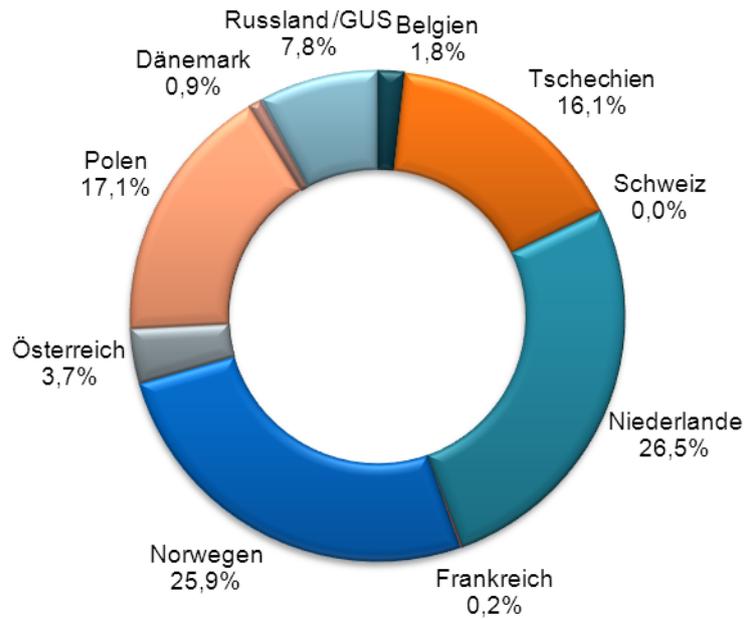
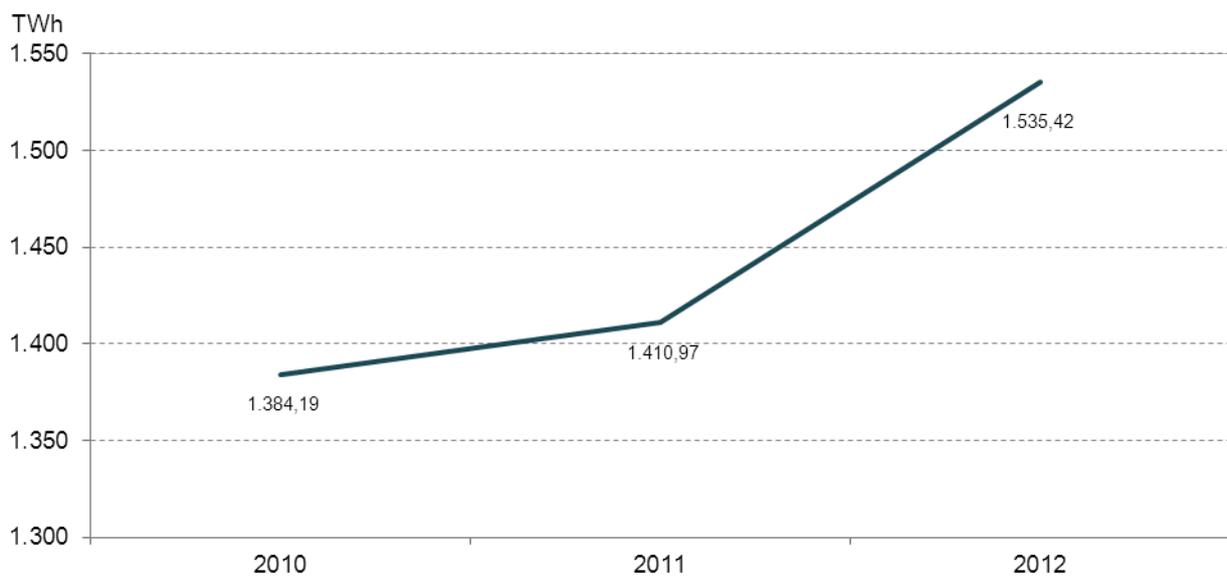


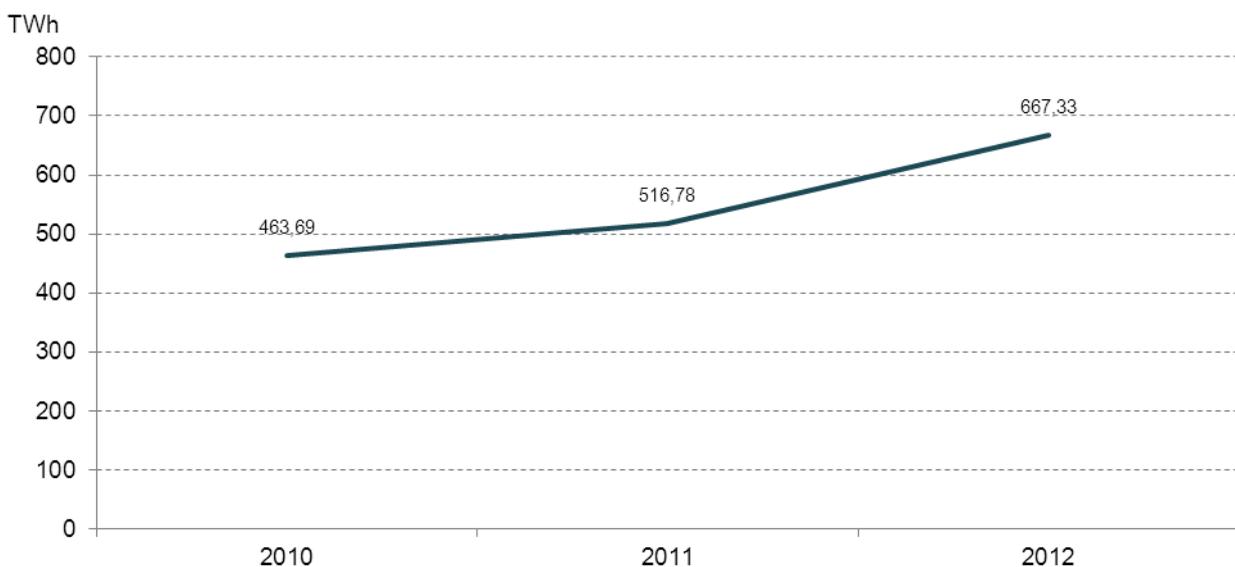
Abbildung 97: Entwicklung der Gasimporte



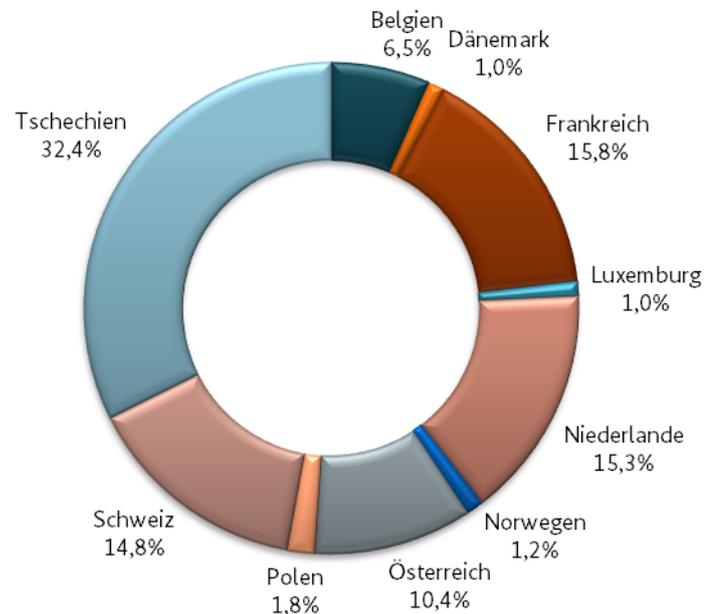
Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland geliefertes Gas sind nach wie vor Russland / die GUS-Staaten und Norwegen. Aber auch die Niederlande, als etablierter und liquider europäischer Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen 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 erste volle Betriebsjahr der Nordstream Pipeline durch die Ostsee führte zu einer Steigerung der Gasimporte aus Russland / GUS-Staaten. Der Anteil des aus Russland / GUS importierten Gases an der Gesamtimportmenge beträgt ca. 45 Prozent.

Auch der Export von Gas ist angestiegen. Betrug er 516,8 TWh in 2011, so wurden 667,3 TWh im Jahr 2012 (29,12 Prozent) exportiert.

Abbildung 98. Entwicklung der Gasexporte



Bei der Analyse der Zielländer der aus Deutschland exportierten Gasmengen haben sich gegenüber dem Jahr 2011 zum Teil erhebliche Veränderungen ergeben. Auffallend ist der deutlich erhöhte Export nach Tschechien, der sich im Vergleich zum Jahr 2011 bedingt durch die Nordstreampipeline und die Ostsee-anbindungspipeline mengenmäßig verdoppelte. Der prozentuale Anteil am Export stieg von 20,3 Prozent auf 32,4 Prozent. Weniger stark stiegen die Exporte nach Frankreich, die sich um rund 24 Prozent im Vergleich zum Jahr 2011 erhöhten. Verringert haben sich die Exporte nach Dänemark. Die übrigen Exportmengen blieben in etwa konstant, verringerten sich jedoch prozentual auf Grund des deutlich erhöhten Exportvolumens.

Abbildung 99: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer in 2012¹³³

2. Versorgungssicherheit

Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung zu den Gasversorgungsunterbrechungen durchgeführt. Gemäß § 52 EnWG sind alle Gasnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 31. 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 1,91 Minuten (gerundet) für das Jahr 2012. Das heißt, dass ein deutscher Letztverbraucher im Jahr 2011 durchschnittlich knapp zwei Minuten von der Gasversorgung unterbrochen war. Damit war die Zuverlässigkeit der deutschen Gasversorgung auch im Jahr 2012 hoch und liegt im mehrjährigen Mittel.

¹³³ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

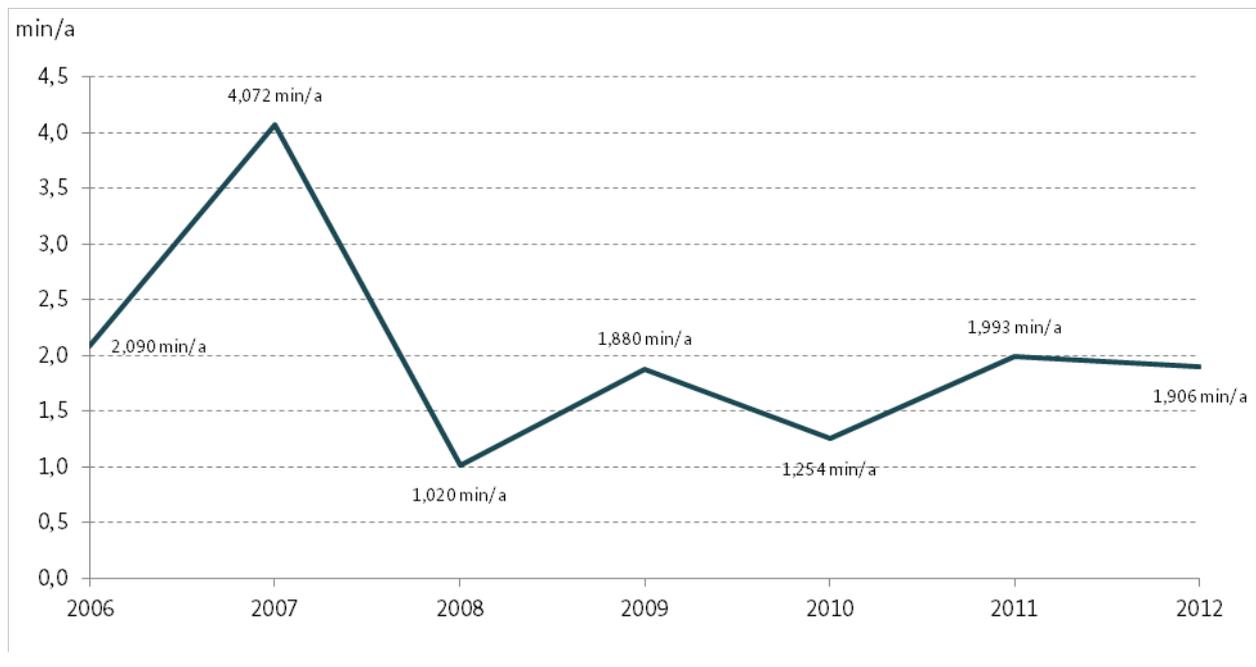
Die Vollerhebung der Versorgungsunterbrechungen aller in der Bundesrepublik Deutschland existierenden und in der Energiedatenbank der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzen (ca. 720) hat folgendes Erhebungsergebnis für das Jahr 2012 ergeben:

Tabelle 43: Erhebungsergebnis für das Berichtsjahr 2012

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100 mbar	0,795 min/a	Haushalts- und Kleinverbraucher
> 100 mbar	1,111 min/a	Großverbraucher
> 100 mbar	2,777 min/a	nachgelagerte Netzbetreiber
druckstufenunabhängig	1,906 min/a	SAIDI-Wert über alle Letztverbraucher

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitablauf ergibt sich folgende Reihe:

Abbildung 100: Zeitablauf der SAIDI-Werte (2006 - 2012)



C Netze / Investitionen / Netzentgelte

1. Netze / Investitionen

1.1 Netzdaten

Die Netzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihrer Netze, sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Prüfnennndruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich folgendes Bild:

Tabelle 44: Gesamtlänge der Netze mit Unterteilung nach Druckbereichen

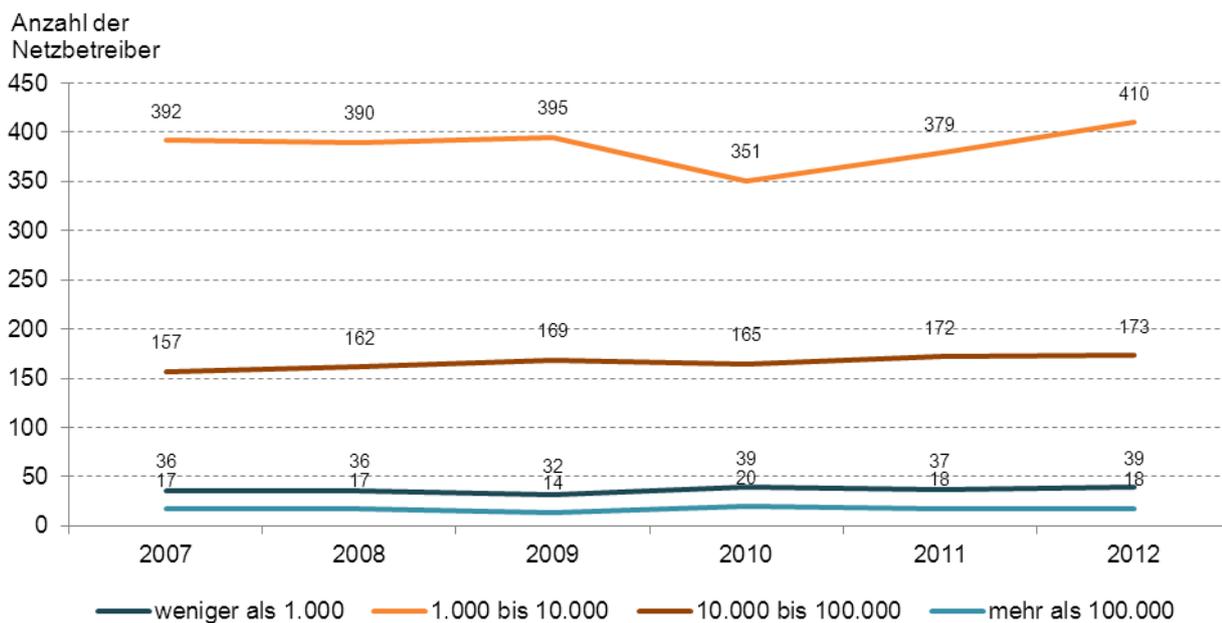
	Gesamtlänge	Druckbereich ≤ 0,1 bar	Druckbereich > 0,1 – 1 bar	Druckbereich > 1 bar
Verteilernetzbetreiber	470.433 km	154.505 km	223.075 km	92.853 km
Fernleitungsnetzbetreiber	37.695 km	0 km	1 km	37.694 km

Eine Veröffentlichung dieser Daten gemäß § 27 Abs. 2 GasNEV haben 97 Prozent der befragten Unternehmen vorgenommen, bei drei Prozent war dies nicht der Fall oder machten keine Angaben. Die Summe aller Einspeisepunkte sämtlicher Gasversorgungsnetze beträgt 5.413, hiervon dienen 198 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Über mehrere Netzkoppelpunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber verfügen 77 Prozent der antwortenden Unternehmen, bei 22 Prozent ist dies nicht der Fall, ein Prozent machte keine Angaben.

Die VNB wurden gefragt, ob sie im Berichtsjahr 2012 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, fünf Prozent verneinten die Frage, zwei 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 elf Prozent der fraglichen Unternehmen der Fall. Diesen wiederum wurden in fast allen Fällen alternativ unterbrechbare Kapazitäten zur internen Bestellung angeboten. Eine Überschreitung der internen Bestellung bzw. Vorhalteleistung im Berichtsjahr 2012 lag bei 52 Prozent der Unternehmen vor, was einen erheblichen Anstieg gegenüber dem Vorjahr (14 Prozent) bedeutet.

Bei der Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkte über die Jahre 2007 bis 2012 ergibt sich folgendes Bild:

Abbildung 101: Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkten



1.2 Netzentwicklungsplan Gas 2012 und 2013

Der Netzentwicklungsplan Gas, dessen jährliche Auflage das EnWG in § 15a verbindlich vorschreibt, enthält Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und bedarfsgerechten Ausbau des Netzes, die in den nächsten zehn Jahren zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit netztechnisch erforderlich sind. Inhaltlich fokussiert der Netzentwicklungsplan Gas einerseits Ausbauforderungen durch den Anschluss neuer Gaskraftwerke – hier besteht vor allem die Schnittstelle zum Elektrizitätsmarkt – und Speicher, andererseits weitere Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes mit den Fernleitungsnetzen europäischer Nachbarstaaten und den Kapazitätsbedarf in den nachgelagerten Netzen.

Der Netzentwicklungsplan Gas 2012 wurde der Bundesnetzagentur von den FNB fristgemäß am 1. April 2012 vorgelegt. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur daraufhin umfassend konsultiert¹³⁴. Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse hat die Bundesnetzagentur am 10. Dezember 2012 ein umfangreiches Änderungsverlangen an die FNB formuliert. Darin wurden die FNB u. a. angewiesen, alle verbindlichen Netzausbaumaßnahmen der nächsten zehn Jahre in vollständiger und transparenter Weise darzustellen. Daneben wurden FNB zur Durchführung konkreter Netzaus-

¹³⁴ Die im Rahmen der Konsultation abgegebenen Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht (http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungSmartGrid/Gas/NEP_Gas2012/netzentwicklungsplan_Gas2012-node.html)

baumaßnahmen verpflichtet¹³⁵. Der Netzentwicklungsplan Gas 2012 ist mit Bekanntgabe des Änderungsverlangens gegenüber den FNB verbindlich geworden. Der entsprechend dem Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur überarbeitete Netzentwicklungsplan Gas 2012 ist auf der Internetseite der FNB veröffentlicht¹³⁶.

Die verbindlichen Netzausbaumaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weisen ein Investitionsvolumen von 3.200 Mio. Euro aus. Damit gehen bis 2022 ein Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von 1.320 km und eine zusätzliche Verdichterleistung von 485 MW einher¹³⁷. Darin eingeschlossen sind Netzausbaumaßnahmen, die kein direktes Ergebnis der Netzberechnungen zum Netzentwicklungsplan 2012 darstellen und sich zur Zeit der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2012 bereits in der Realisierung befanden.

Am 1. April 2013 haben die FNB der Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan Gas 2013 vorgelegt, welcher mehrere Modellierungsvarianten enthält, die sich insbesondere hinsichtlich der zur Netzberechnung anzusetzenden Kapazitätsprodukte und / oder -höhen für Gaskraftwerke, Speicher und nachgelagerte Netze unterscheiden. Je nach Modellierungsvariante ergibt sich bis 2023 ein Investitionsbedarf in die Fernleitungsnetze zwischen 1.400 Mio. Euro und 3.243 Mio. Euro. Die FNB schlagen hiervon eine Variante basierend auf effizienten Kapazitätsprodukten vor, die Kosten in Höhe von 1,6 Mrd. Euro verursacht. Das vorgelegte Dokument wurde von der Bundesnetzagentur bis 21. Juni 2013 konsultiert¹³⁸. Eine Auswertung der Konsultationsergebnisse und ein Änderungsverlangen befanden sich bei Redaktionsschluss des Monitoringberichtes noch in der Erstellung.

¹³⁵ s. Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur vom 10. Dezember 2012

(http://www.bundesnetzagentur.de/cn_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2012/netzentwicklungsplan_Gas2012-node.html)

¹³⁶ <http://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/nep-2012/nep-2012.html>

¹³⁷ Vgl. Netzentwicklungsplan 2012, Anlage 3

¹³⁸ s. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 (<http://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/nep-2013/nep-2013.html>)

Abbildung 102: Graphische Darstellung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2012

Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2012

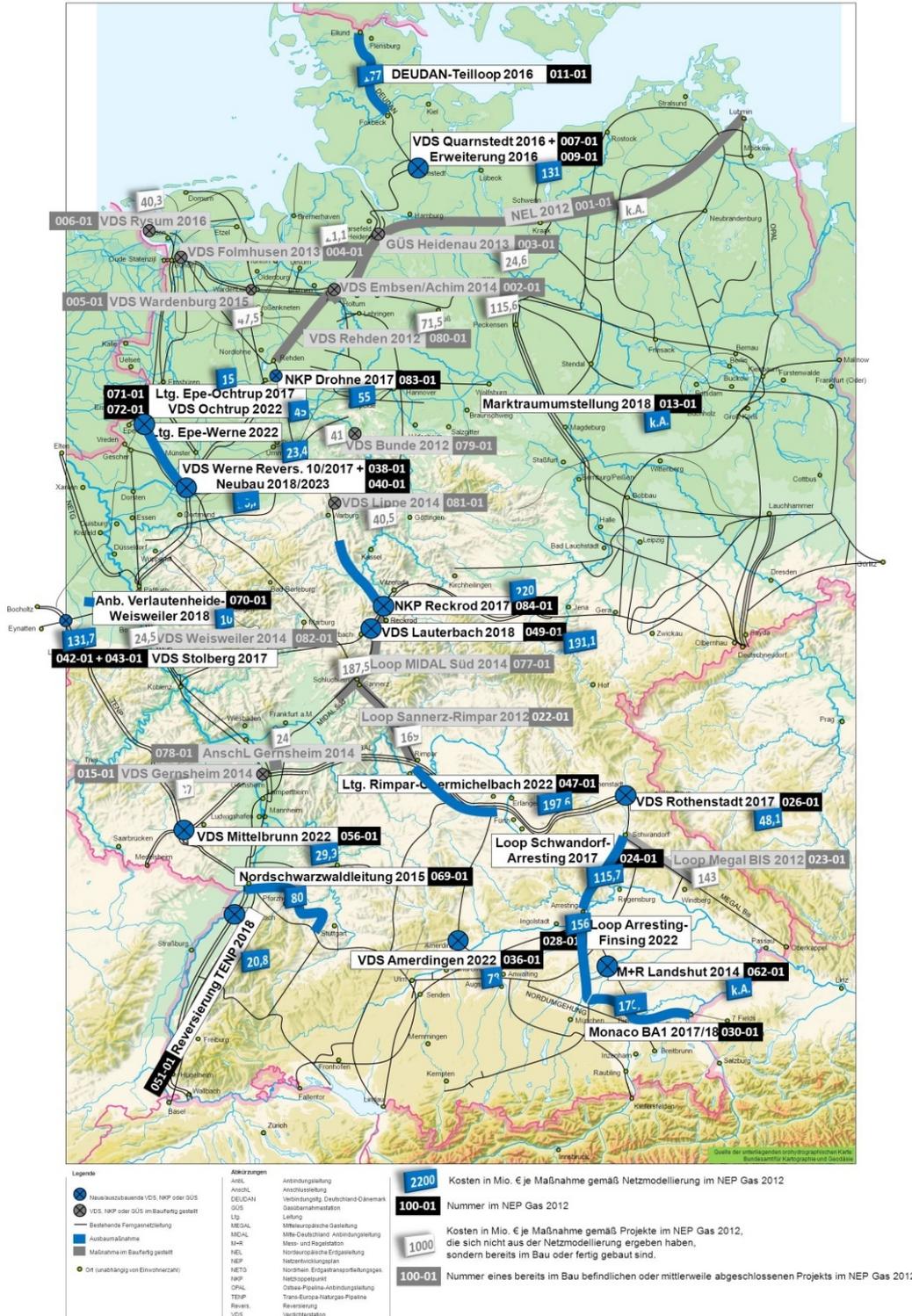
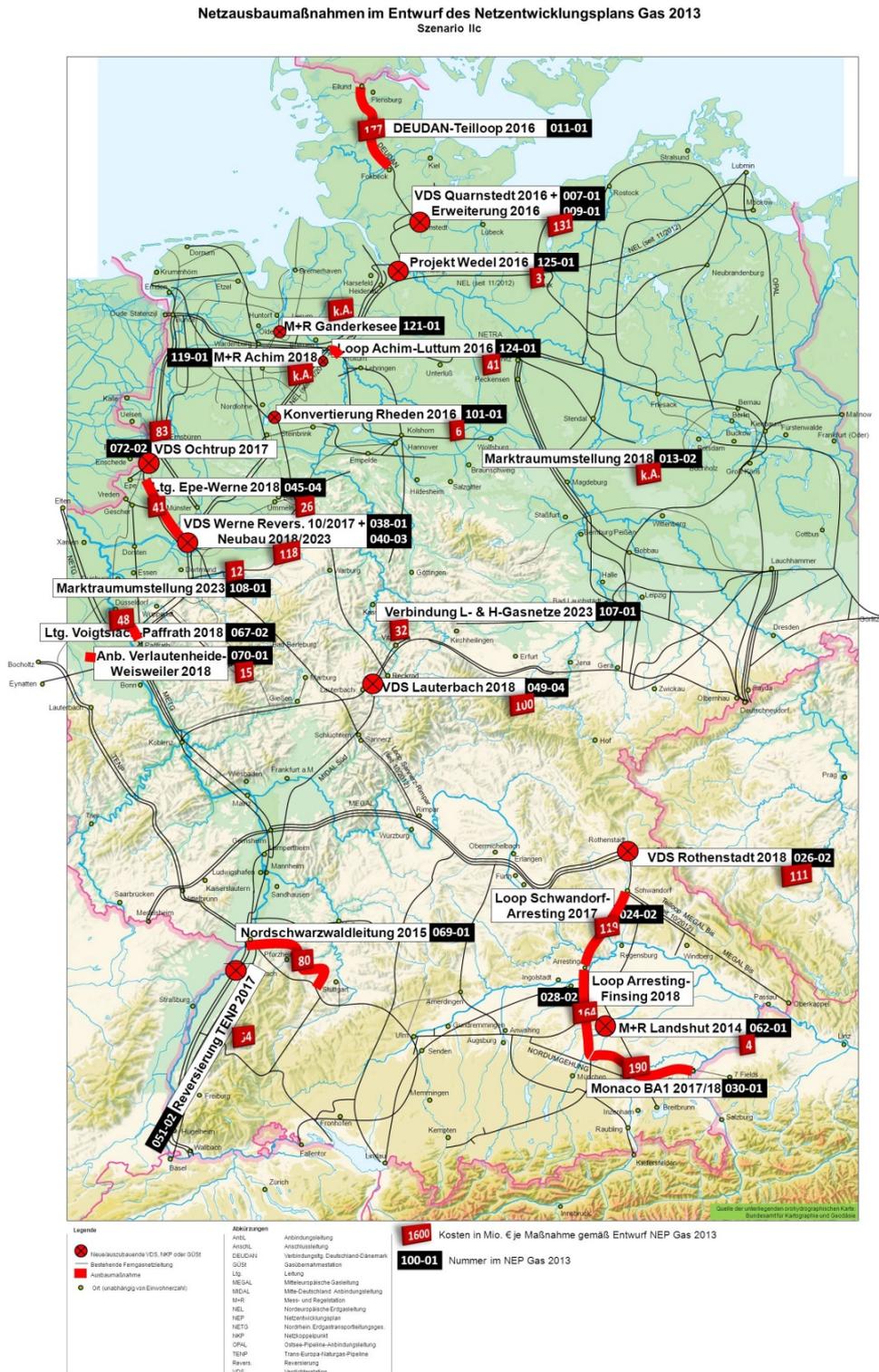


Abbildung 103: Graphische Darstellung der Ergebnisse gemäß Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 (Szenario IIc)



1.3 Kapazitätsangebot und Vermarktung

Wie im letzten Berichtsjahr 2011 wurden Fragen zur Buchung, Nutzung, Verfügbarkeit und Präferenz von Transportkapazitäten zum Berichtsjahr 2012 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. Ähnlich wie im letzten Berichtsjahr spricht sich mit 60 Prozent der Transportkunden (entspricht 143 Transportkunden) eine Mehrheit für die Zwei-Produkt-Variante aus, 40 Prozent (entspricht 96 Transportkunden) befürworteten weitere Kapazitätsprodukte (GWJ 2010 / 2011: 55 zu 45 Prozent für die Zwei-Produkt-Variante). Die absolute Anzahl ist in der Abbildung innerhalb der Säule zu erkennen.

Transportkunden wurden ebenso befragt, ob zur Absicherung von FZK in großen Marktgebieten Lastflusszusagen (LFZ) kontrahiert oder ob anstelle von FZK andere Kapazitätsprodukte angeboten werden sollten (z. B. bFZK oder DZK). LFZ sind vertragliche Vereinbarungen zwischen einem FNB und einem Dritten (i. d. R. Transportkunde oder Speichernutzer) über die Bereitstellung von Gasflüssen oder die Einschränkung von Gasflüssen an einem Ein- oder Ausspeisepunkt bzw. an einer Ein- oder Ausspeisezone des Netzes. Die LFZ erscheint zum Planungszeitpunkt erforderlich und geeignet das Angebot von FZK auf ein ausreichendes Maß zu erhöhen. LFZ können von Dritten angeboten werden, die entweder Import-, Export- oder Marktgebietsübergangspunkte bzw. Speicher oder Verbrauchsanlagen in ihrem Portfolio haben und gegen Zahlung des Netzbetreibers bereit sind die ursprünglich freie Nutzung ihrer Kapazitäten bei Bedarf gemäß den Anforderungen des FNB anzupassen.

Bei den Transportkunden ergab sich eine Mehrheit von 59 Prozent (entspricht 158 Transportkunden) für den Einsatz von LFZ. 41 Prozent (entspricht 110 Transportkunden) befürworteten die alternative Variante anderer Kapazitätsprodukte. Betrachtet man – unabhängig davon, ob beide Fragen beantwortet wurden – die Antwortergebnisse zusammen, scheinen sich die Transportkunden mehrheitlich für die Zwei-Produkt-Variante (nur feste und unterbrechbare Kapazitäten) ggf. mit der Absicherung von FZK durch LFZ auszusprechen. Schaut man allerdings genauer auf die einzelnen Antworten, ergibt sich bei fast einem Drittel der Transportkunden ein Widerspruch. Es wird bevorzugt, neben FZK nur noch unterbrechbare Kapazitäten angeboten zu bekommen. Allerdings sollten keine LFZ kontrahiert werden um das Angebot an FZK im ausreichenden Maße darzustellen, sondern dann doch vorzugsweise weitere feste Kapazitätsprodukte wie bFZK oder DZK angeboten werden.

1.4 Kapazitätsumwandlung

Im Gaswirtschaftsjahr 2011 / 2012 gab nur ein Transportkunde an, dass 6,7 Mio. kWh/h FZK seiner Ausspeisekapazität in andere Kapazitätsprodukte umgewandelt wurden. Einspeiseseitig wurden keine bestehenden Kapazitätsverträge umgewandelt. Im Vergleich zum GWJ 2010 / 2011 entspricht dies einem Rückgang von 47 Mio. kWh/h. Ein Grund der nötigen Umwandlung von FZK-Verträgen in Verträge anderer Kapazitätsprodukte im letzten Berichtszeitraum war die Zusammenlegung der Marktgebiete. Da

es im aktuellen Abfragezeitraum keine weitere Zusammenlegung von Marktgebieten gab entfiel einer der Hauptgründe für die Kapazitätsumwandlung. Dennoch hat es Veränderungen in Bezug auf das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten gegeben. Im Vergleich zum letzten Bericht handelte es sich dabei aber weniger um eine Reduzierung der Mengen, sondern insgesamt eher um eine Verschiebung von der Einspeise- zur Ausspeiseseite. Im NetConnect Germany Marktgebiet reduzierte sich die Einspeisekapazität um 5,6 Mio. kWh/h, während das Angebot von Ausspeisekapazitäten um 23,5 Mio. kWh/h anstieg. 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.

Abbildung 104: Angebot von Einspeisekapazitäten in den Marktgebieten von NetConnect Germany und Gaspool

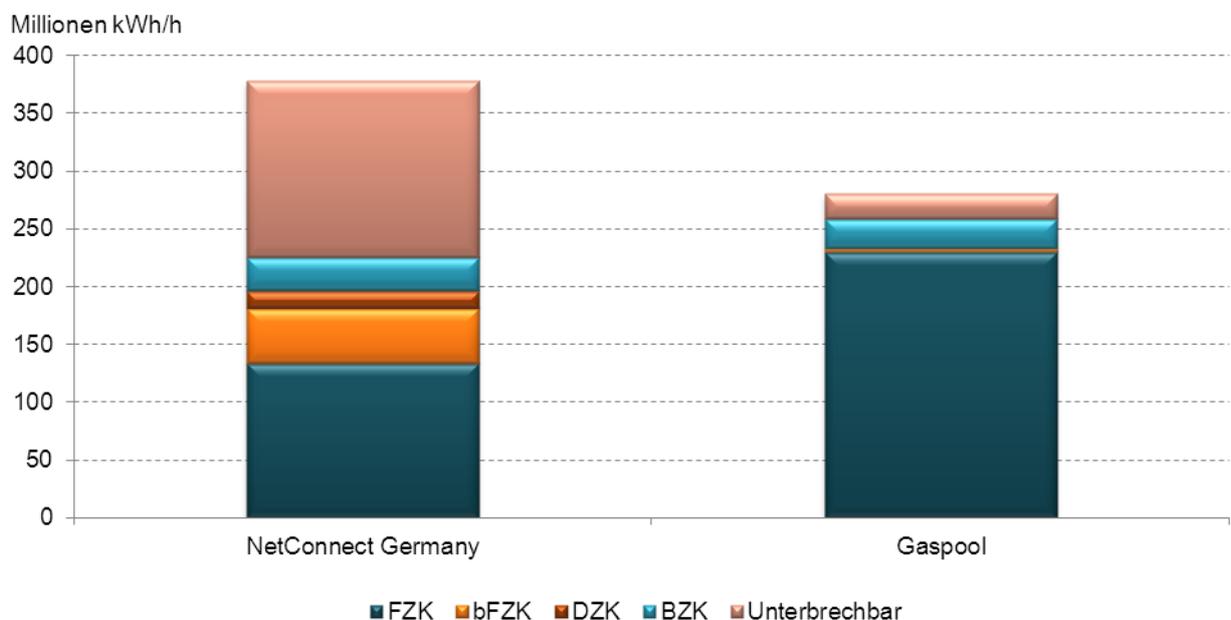
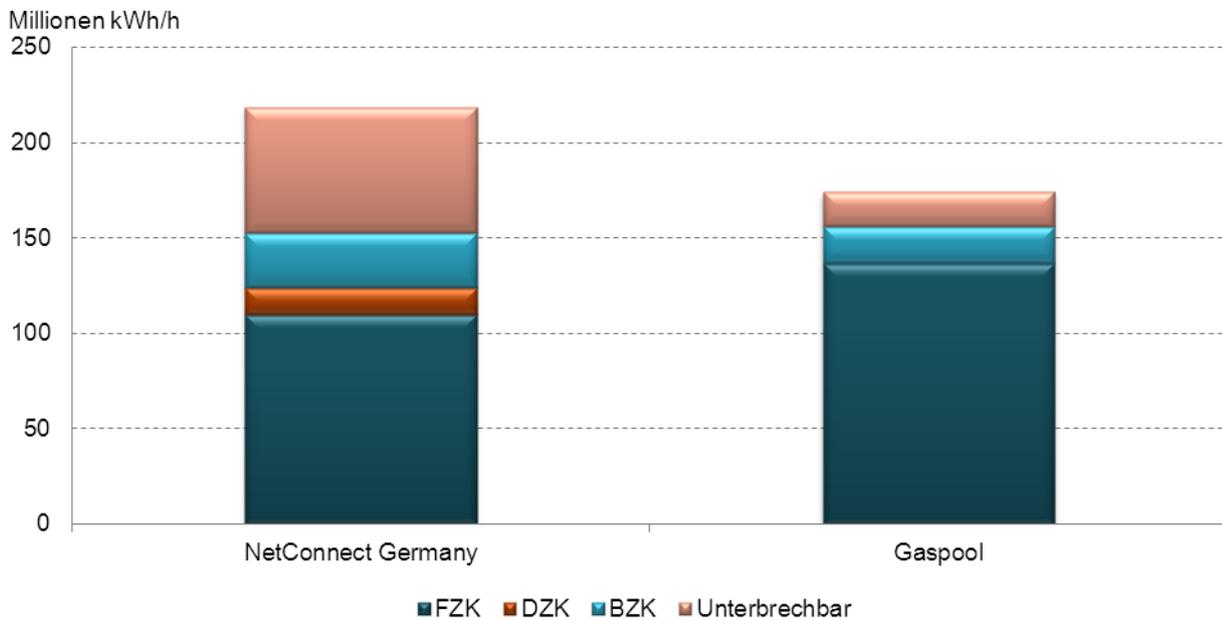


Abbildung 105: Angebot von Ausspeisekapazitäten in den Marktgebieten von NetConnect Germany und Gaspool

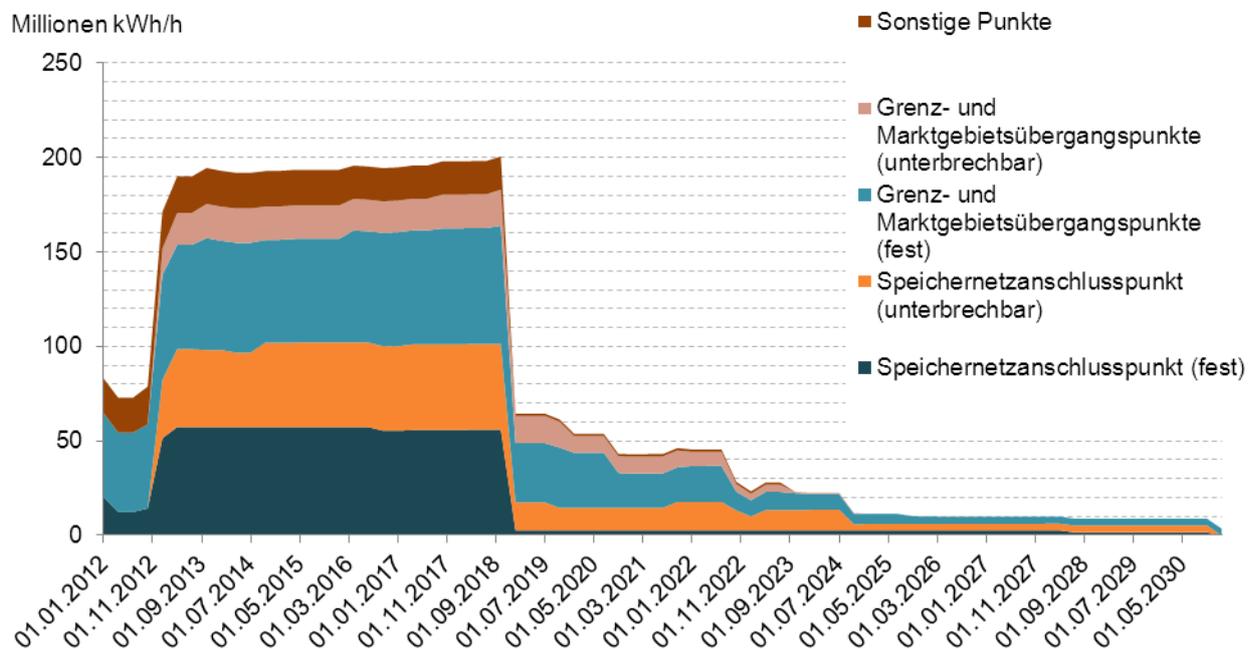


1.5 Kapazitätskündigungen

Im Berichtszeitraum wurden in erheblichem Maße langfristige Kapazitätsverträge von Transportkunden bei den FNB aufgrund von Preisanpassungen gekündigt. Vor allem Verträge mit Laufzeiten zwischen 2013 und 2018 wurden gekündigt, in der Spitze mit einem Volumen von ca. 200 Mio. kWh/h. Dies macht fast ein Viertel (ca. 834 Mio. kWh/h) des mittleren Gesamtbuchungsstandes (ohne interne Bestellungen) aus. Abgefragt wurden explizit Kündigungen aufgrund von Preiserhöhungen. Kündigungen sind jedoch auch möglich, wenn sich essentielle Vertragsbedingungen ändern. Daher spiegelt die Menge nicht zwingend die tatsächliche Höhe der Kündigungen wider, sondern nur den Teil, der aufgrund von Entgelterhöhungen vollzogen wurde. Auf Grund der deutlich geringer vermarkteten Kapazitätsmenge und der in etwa gleich bleibenden Erlösbergrenze der Netzbetreiber, werden sich die spezifischen Kapazitätsentgelte wiederum erhöhen, was sich bereits in den Preisblättern der FNB für das Kalenderjahr 2013 widerspiegelt. Ob dies zu weiteren Kündigungen langfristiger Kapazitätsverträge führt, bleibt abzuwarten.

Die folgende Abbildung zeigt die Volumina der gekündigten Verträge auf den jeweilig ursprünglich kontrahierten Vertragszeitraum in einer Quartalsauflösung. Laufzeiten einzelner Verträge können auch innerhalb von Quartalen starten oder enden. Dadurch kann es bei einzelnen Quartalen zu einer minimalen Überhöhung in der Darstellung kommen.

Abbildung 106: Kapazitätskündigungen (vgl. mittlerer Gesamtbuchungsstand 2012: ca. 834 Mio. kWh/h)



Folgende Ursachen könnten den Kapazitätskündigungen zugrunde liegen:

- Die Maßnahmen der Kapazitätsbewirtschaftung und des Engpassmanagements ermöglichen eine kurzfristige Kapazitätsbeschaffung;
- die Laufzeitfaktoren auf Entgelte (Preisaufläge 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 FNB. 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. Es zeigt sich außerdem, dass auch an Speichern wenig Nachfrage an langfristig festen Transportkapazitäten besteht, was die Frage aufwirft, welchen Wert bzw. welche Zahlungsbereitschaft Speicherkunden der jederzeitigen festen (frei zuordenbaren) Transportleistung wirklich beimessen (siehe Kapitel H Speicher, S. 260). Auf der Seite der Herausforderungen steht das kommerzielle Liquiditätsproblem der FNB. Ein weniger gut prognostizierbares

Buchungsgerüst macht die Bildung von spezifischen Entgelten und die Planung von Erlösströmen anspruchsvoller. Folglich muss auch mit größeren Schwankungen dieser Entgelte von einem zum anderen Jahr gerechnet werden.

1.6 Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten

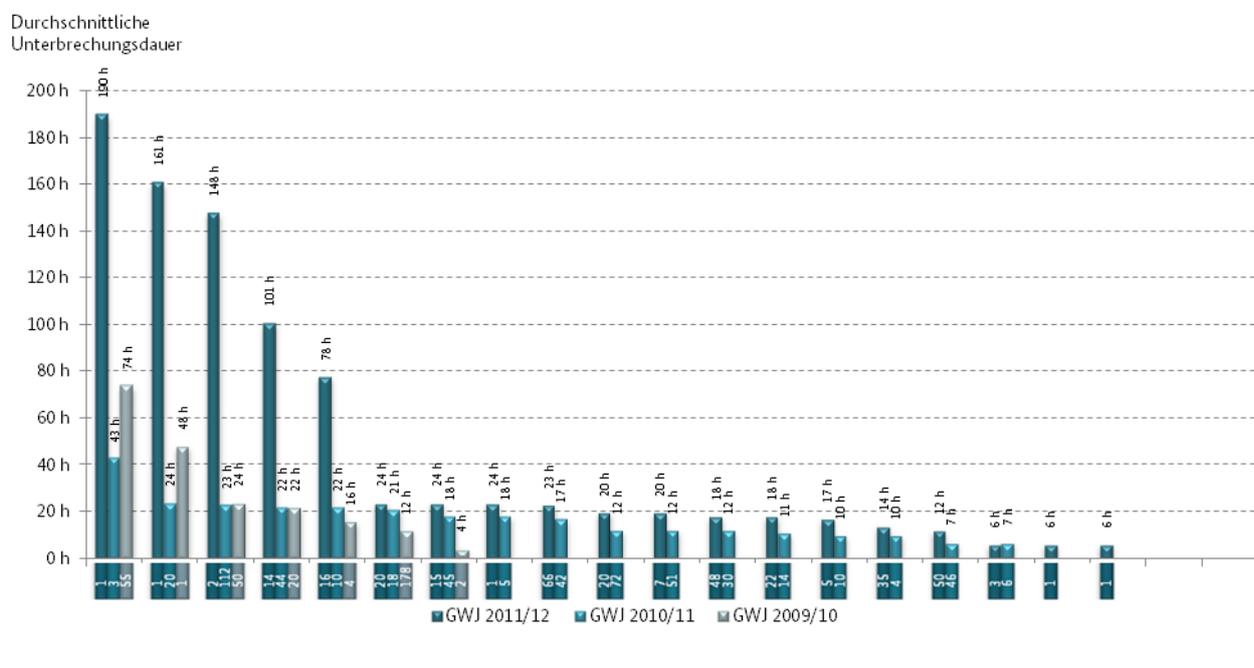
Grundsätzlich sind unterbrechbare Gas-Kapazitäten kostengünstiger als feste Kapazitäten. Sie beinhalten allerdings das Risiko, dass ggf. der gewünschte Gastransport nicht durchgeführt werden kann.

Die Buchungen von unterbrechbaren Kapazitäten sind im Vergleich zum Vorjahr stabil. Allerdings erhöhte sich der Anteil unterbrechbarer Buchungen nach Angaben der FNB auf der Einspeiseseite, während es eine Reduktion auf der Ausspeiseseite gab. Im aktuellen Berichtszeitraum liegt der Gesamtanteil unterbrechbarer Buchungen bezogen auf den mittleren Buchungsstand auf der Einspeiseseite bei 38 Prozent. Auf der Ausspeiseseite beträgt der Anteil 23 Prozent. Somit hat sich der relative Anteil der gebuchten unterbrechbaren Ausspeisekapazität gegenüber dem Vorjahr (2011: 35 Prozent) deutlich verringert.

Aufgrund der Marktgebietszusammenlegungen in den letzten Berichtszeiträumen und dem damit verbundenen Wegfall von buchbaren Punkten zwischen den ehemals getrennten Marktgebieten wurde das Angebot an festen Transportkapazitäten, insbesondere fest frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) reduziert. Dies führte im letzten Berichtsjahr u. a. auch dazu, dass die Buchung fester Kapazität verringert wurde und daher der relative Anteil der unterbrechbaren Buchungen bezogen auf die Höhe der festen Kapazitätsbuchungen anstieg.

19 von 60 Großhändlern und Lieferanten, die unterbrechbare Kapazitätsverträge haben, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2011 / 2012 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 gestiegen. Im Durchschnitt wurde 26 Stunden gegenüber 17 Stunden des Vorjahres unterbrochen. Der Wert liegt damit (ähnlich wie die Menge insgesamt kontrahierter unterbrechbarer Kapazitäten) auf dem Niveau des GWJ 2009 / 2010. Allerdings hat sich in Summe über alle betroffenen Unternehmen die Unterbrechungszeit im Verhältnis zum Vorjahr leicht verringert (GWJ 2010 / 2011: 8.787 h; GWJ 2011 / 2012: 8.648 h).

Abbildung 107: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen für die GWJ 2009 / 10 und 2010 / 11, 2011 / 12



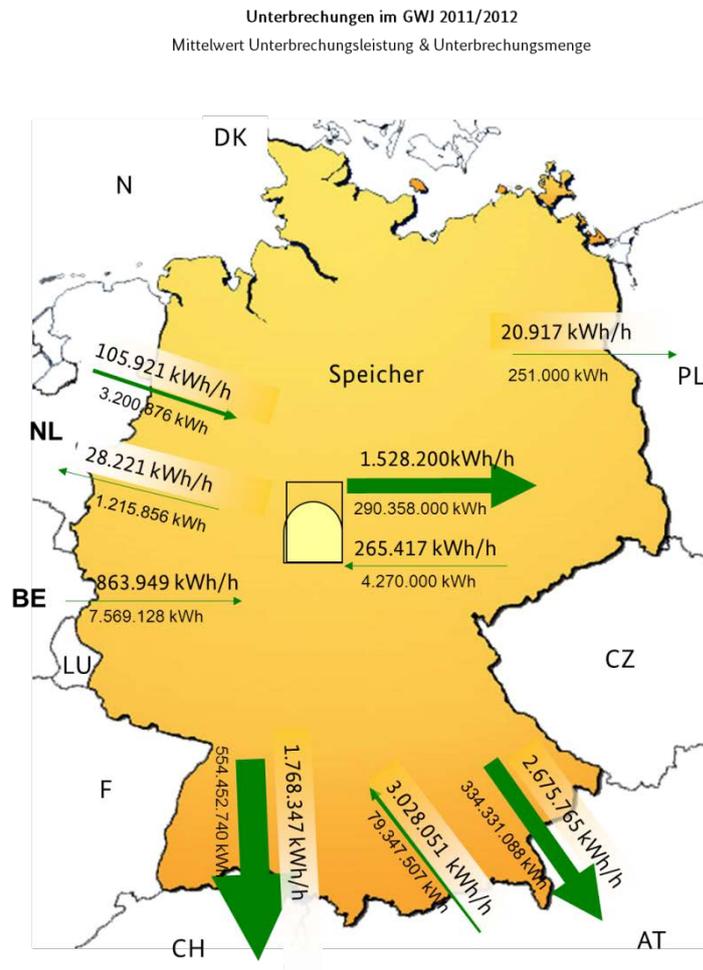
Für das nähere Verständnis der Abbildung eine kurze beispielhafte Erläuterung: Das Unternehmen mit der höchsten durchschnittlichen Unterbrechungsdauer (1. Säule des GWJ 2011 / 2012) wurde insgesamt einmal für 190 Stunden unterbrochen. Ein anderes Unternehmen (4. Säule des GWJ 2011 / 2012) wurde mit 14 Unterbrechungen viel häufiger unterbrochen, allerdings durchschnittlich nur für jeweils 101 Stunden. Daher ist die gesamte Unterbrechungszeit dieses Unternehmens mit 1.414 Stunden im Vergleich zum ersten Unternehmen mit 190 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 2011 / 2012 wurden über alle Ein- und Ausspeisepunkte zusammen eine Gasmenge von 1,3 Mrd. kWh nicht transportiert gegenüber 3,3 Mrd. kWh im letzten Berichtszeitraum. Davon bildet die Unterbrechung unterbrechbarer Kapazitäten mit 99,7 Prozent den Großteil der Unterbrechungen. Durch die Unterbrechung fester Kapazitäten (hauptsächlich waren bFZK betroffen) wurde insgesamt 4,3 Mio. kWh der nominierten Mengen nicht transportiert (im Jahr 2011: 30,5 Mio. kWh). Bezogen auf die insgesamt transportierte Menge im Gaswirtschaftsjahr in Höhe von 2.690 Mrd. kWh wurden lediglich 0,05 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 Abbildung gilt zu beachten, dass die Pfeildicke den proportionalen Anteil der unterbrochenen Menge gegenüber der Gesamtunterbrechung darstellt. Die Leistung entspricht dem gewichteten Mittelwert bezogen auf die Summe der Unterbrechung in Stunden

und der nominierten Menge über alle Punkte in der jeweiligen Region. Dies bedeutet, dass bei gleicher mittlerer Leistung (Kapazitätshöhe) aber unterschiedlicher Dicke der Pfeile die Unterbrechung häufiger beim dickeren Pfeil auftrat. Dies ist am Beispiel der Unterbrechung von Ausspeisekapazitäten in Richtung Schweiz und aus Speichern darstellbar. Die durchschnittlich unterbrochene Ausspeiseleistung bei Speichern (1.528.200 kWh/h) ist in etwa so groß wie bei den Ausspeisepunkten in Richtung Schweiz (1.768.347 kWh/h). Allerdings ist der Pfeil in Richtung Schweiz wesentlich dicker als der am Speicher. Um die gleiche Menge Gas zu unterbrechen, muss entweder mehr Leistung im gleichen Zeitraum unterbrochen werden, oder weniger Leistung über einen längeren Zeitraum (bzw. häufiger). Da die Leistung in etwa gleich ist wurde demnach in Richtung Schweiz über einen längeren Zeitraum unterbrochen (Ausspeisung Schweiz 856 Stunden; Ausspeisung Speicher: 190 Stunden).

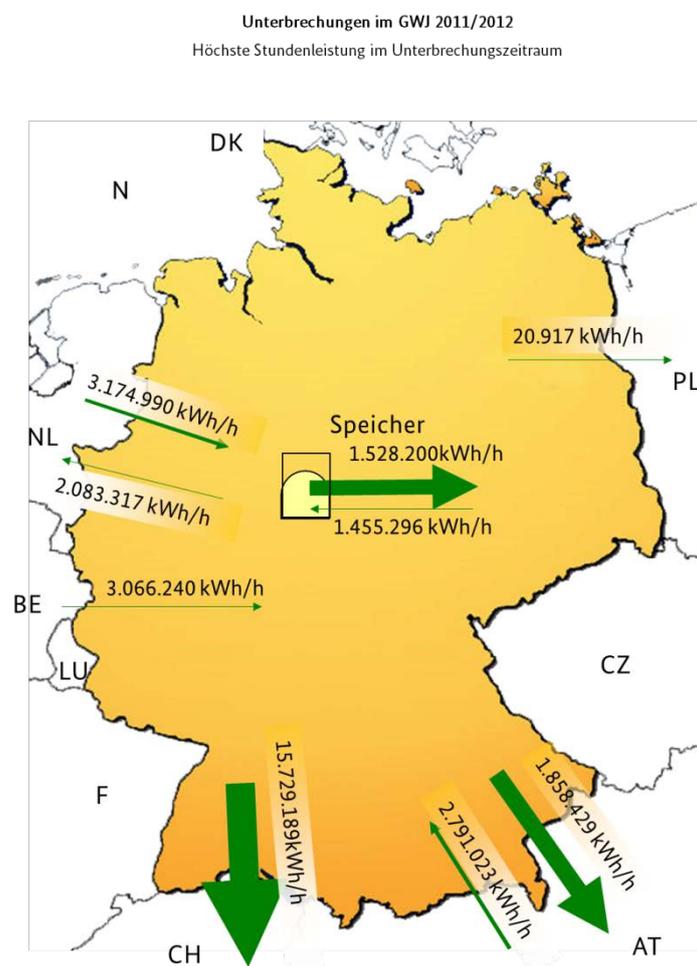
Abbildung 108: Unterbrechungsleistungen und -mengen nach Ländern im GWJ 2011 / 2012



In Richtung Österreich wurde durchschnittlich eine Leistung von 2.675.765 kWh/h unterbrochen. Von Österreich nach Deutschland wurde eine höhere Leistung unterbrochen, allerdings trat die Unterbrechung weniger häufig auf und betraf demnach auch geringere Mengen Gas (Pfeildicke).

Zudem sind Unterbrechungen zu Letztverbrauchern nicht grafisch dargestellt. Die unterbrochene Menge zu Letztverbrauchern ist bezogen auf die gesamte unterbrochene Menge mit 0,08 Prozent äußerst gering. Im Gegensatz zum letzten Berichtszeitraum fanden keine Unterbrechungen an Marktgebietsübergangspunkten statt. Im letzten Bericht wurde noch eine Menge von zehn Prozent, in Relation zur gesamten unterbrochenen Menge an Marktgebietsübergangspunkten unterbrochen.

Abbildung 109: Unterbrechungen nach höchster Stundenleistung im GWJ 2011 / 2012



1.7 Vertragliche Abschaltvereinbarungen

Erstmals wurde im Monitoring 2013 nach Abschaltvereinbarungen gefragt, die Netzbetreiber mit ihren Kunden abgeschlossen haben. Hintergrund dafür ist, dass den Netzbetreibern durch die Änderung des

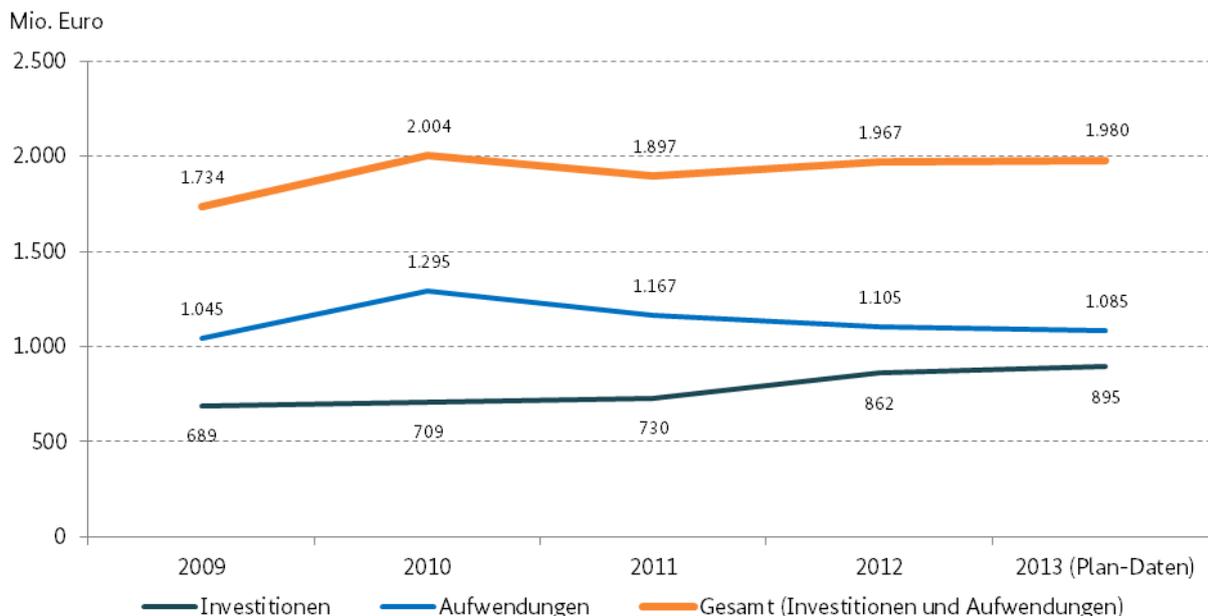
§ 14b EnWG diese Möglichkeit eröffnet wurde, soweit und solange diese Maßnahme der Vermeidung von Engpässen im vorgelagerten Netz dient. Insgesamt haben sieben Prozent der Netzbetreiber davon Gebrauch gemacht, 87 Prozent machten keinen Gebrauch und sechs Prozent der Unternehmen machten hierzu keine Angaben.

Dabei wurden pro Netzbetreiber durchschnittlich 3,9 Verträge abgeschlossen. Der Maximalwert lag bei 23 Abschaltvereinbarungen. In aller Regel sind diese Vereinbarungen auf ein Jahr befristet und bieten dem Anschlussnehmer eine Entgeltreduzierung von maximal 80 Prozent (durchschnittlich 48 Prozent). Die durchschnittliche abschaltbare Leistung liegt bei 64.276 kW pro Netzbetreiber. Der Höchstwert beträgt 1.232.640 kW. Bei 67 Prozent der abgeschlossenen Verträge wurde von der Möglichkeit der Abschaltung letztlich auch Gebrauch gemacht. Auf die Frage, wie das Angebot der Abschaltvereinbarung veröffentlicht wurde, gaben 33 Prozent der Netzbetreiber zur Antwort, dass sie das Angebot im Preisblatt veröffentlicht haben. 54 Prozent wählten einen anderen, nicht näher ausgeführten Weg, während 13 Prozent die eigene Homepage wählten.

1.8 Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas

Die VNB Gas wurden nach der Gesamtsumme der jährlichen Investitionen sowie der Aufwendungen für Neubau / Ausbau / Erweiterungen und Erhalt / Erneuerung der Netzinfrastruktur (ohne Messeinrichtungen) im Jahr 2012 sowie den diesbezüglichen Prognosewerten für 2013 befragt.

Abbildung 110: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas



Bei der Kategorie „Investitionen in Neubau / Ausbau / Erweiterung“ zeigt der Vergleich des Ist-Wertes 2012 (581 Mio. Euro) mit dem von 2011 (461 Mio. Euro), dass in diesem Zeitraum eine deutliche Zunahme der Investitionstätigkeit eingetreten ist. Diese Zunahme ist im Wesentlichen auf verstärkte

Investitionstätigkeit einiger großer Netzbetreiber zurückzuführen, hauptsächlich wegen des Netzan schlusses von Biogasanlagen. Die Unternehmen rechnen in ihrer Prognose für 2013 mit einem nahezu gleichbleibenden Niveau. Die Prognose für das Jahr 2013 in der Kategorie „Investitionen in Erhalt / Erneuerung“ zeigt eine leicht steigende Tendenz, bei den „Aufwendungen in Wartung / Instandhaltung (Neuinstallation / Ausbau / Erweiterung, Erhalt und Erneuerung)“ ist die Tendenz der Prognose geringfügig rückläufig¹³⁹.

2. Netzentgelte

2.1 Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Die VNB 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 2012 wurden 75 Anträge auf Erweiterungsfaktor gestellt. Im Jahr 2013 liegen 92 Anträge auf Erweiterungsfaktor vor.

2.2 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. Der Erhebungsbogen hierzu ist im Internet veröffentlicht. 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.

2.3 Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV

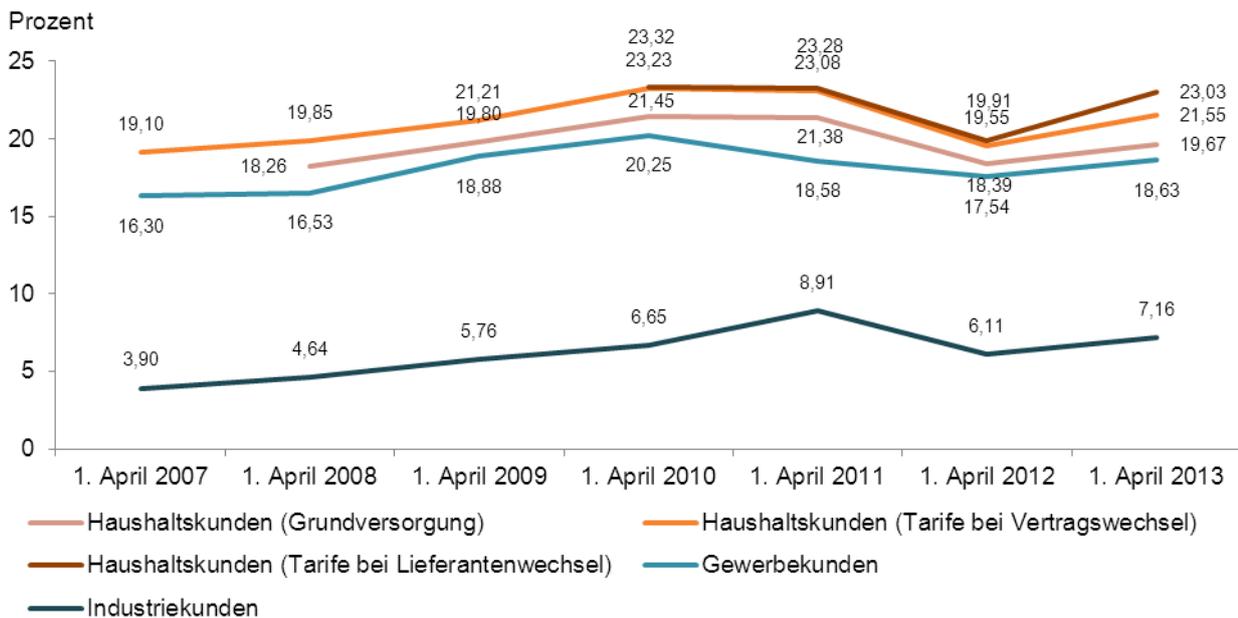
Im Berichtsjahr 2012 wurden bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich insgesamt 24 Anträge auf Übergang von Netzen, Netzzusammenschlüsse oder -aufspaltungen gemäß § 26 Abs. 2 ARegV gestellt. Die Netzbetreiber zeigen in ihren Anträgen an, welcher Erlösanteil dem übergehenden und welcher Erlösanteil dem verbleibenden Netzteil zugeordnet werden soll. Dabei ist durch die Bundesnetzagentur insbesondere sicherzustellen, dass die Summe beider Erlösanteile die insgesamt bereits festgelegte Erlösobergrenze nicht überschreitet.

¹³⁹ Für Investitionen Netzinfrastruktur FNB siehe Kapitel II.C.1.2 „Netzentwicklungsplan Gas 2012 und 2013“ (Seite 188)

2.4 Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2013

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anteils der durchschnittlichen mengengewichteten Nettoneztentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum Preisstand 1. April in den Jahren 2007 bis 2013 am Gasgesamtpreis.

Abbildung 111: Entwicklung der Anteile der mengengewichteten Netzentgelte am Gaspreis 2007 bis 2013. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas



Nachdem in den letzten beiden Jahren ein Absinken der Netzentgelte am Gasgesamtpreis beobachtet werden konnte, steigt der Anteil des Netzentgeltes am Gasgesamtpreis über alle Kundenkategorien hinweg erstmals wieder. Hiervon ausgenommen ist allerdings die Gruppe der Industriekunden, bei denen auch im Jahr 2013 ein leichtes Absinken der Netzentgelte am Gasgesamtpreis stattfand. Der Anstieg in den übrigen Kundengruppen ist auf den Wegfall von Sondereffekten zurückzuführen. In der Vergangenheit von den Netzbetreibern zu Unrecht erzielten Mehrerlösen führten in den letzten Jahren zu einer Senkung der Netzentgelte. Diese Ausschüttung ist weitgehend ausgeschöpft.

2.5 Kostenprüfung nach § 6 ARegV und zum Effizienzvergleich nach § 22 ARegV

Die Bundesnetzagentur hat das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode Gas (2013 - 2017) durch eine Kostenprüfung ermittelt. Insgesamt waren 243 Betreiber von Gasversorgungsnetzen verpflichtet, die zur Bestimmung des Ausgangsniveaus nach § 6 Abs. 1 ARegV für die zweite Regulierungsperiode (2013 - 2017) erforderlichen Unterlagen bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Von den 249 Netzbetreibern befinden sich 106 Netzbetreiber im regulären Verfahren (Effizienzvergleich) und 143 Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren.

Gemäß §§ 12, 13 und 14 ARegV führte die Bundesnetzagentur für die zweite Regulierungsperiode (Gas) einen Effizienzvergleich durch. Im Berichtszeitraum haben 106 Netzbetreiber, die gemäß § 54 EnWG oder aufgrund der Organleihe in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen, am Effizienzvergleich teilgenommen. Von den 106 Netzbetreibern sind zwölf FNB, die jedoch an einem separaten Benchmark teilgenommen haben. Beim Effizienzvergleich sind Effizienzwerte von 81,95 Prozent bis 100 Prozent ermittelt worden, wobei 34 Betreiber einen Effizienzwert von 100 Prozent realisieren konnten. Beim Benchmark der FNB wurde für die Meisten ein Effizienzwert von 100 Prozent ermittelt. In der ersten Regulierungsperiode wiesen alle Netzbetreiber Effizienzwerte in der Bandbreite von 60,04 Prozent bis 100 Prozent auf.

Nach § 15 Abs. 1 S. 1 ARegV ist eine Bereinigung des Effizienzwertes durch einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 ARegV ermittelten Effizienzwert vorzunehmen, wenn der Netzbetreiber nachweist, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe im Sinne des Vorliegens außergewöhnlicher struktureller Umstände bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 ARegV nicht hinreichend berücksichtigt wurden und durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ARegV ermittelten Kosten um mindestens fünf Prozent erhöht. Hiervon haben etwas mehr als 20 Netzbetreiber Gebrauch gemacht und Anträge gestellt. Diese befinden sich in der Prüfung und werden dem Netzbetreiber in Form des Erlösobergrenze(EOG)-Beschlusses übermittelt.

Neben der Kostenprüfung hat die Bundesnetzagentur im Berichtszeitraum die Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode zum Ausgleich des Regulierungskontosaldos Gas geprüft und finalisiert. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur die Effekte, die im Zusammenhang mit der Novelle zur Netzentgeltverordnung einhergingen, in den Fokus genommen. Geplant ist es diese Änderungen in den verfahrensabschließenden EOG-Bescheiden erlöswirksam zu berücksichtigen.

2.6 Vorbereitung und Durchführung der Effizienzvergleiche der VNB Gas und der FLNB Gas für die zweite Regulierungsperiode

Stand des Effizienzvergleichs VNB Gas für die zweite Regulierungsperiode

Die zweite Regulierungsperiode für die VNB begann am 1. Januar 2013. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2012 gemäß § 12 Abs. 1 ARegV für diese Netzbetreiber einen bundesweiten Effizienzvergleich durchgeführt und abgeschlossen. Die Effizienzberechnungen wurden von der Bundesnetzagentur mit Unterstützung von Frontier Economics und Consentec durchgeführt. Die notwendigen Struktur- und Kostendaten (Basisjahr 2010) wurden von der Bundesnetzagentur und den Landesregulierungsbehörden zur Verfügung gestellt. Ab dem Dezember 2012 wurden die individuellen Effizienzwerte der 186 Netzbetreiber im Regelverfahren angehört. Als ungewichtete durchschnittliche Effizienz ergab sich ein Wert von 92,1 Prozent. Damit lag die durchschnittliche Effizienz um 4,8 Prozentpunkte über dem Wert des ersten Effizienzvergleichs von 2008. Auf Basis der Effizienzwerte bestimmte die Bundesnetzagentur die zulässigen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode. Für diejenigen Netzbetreiber, die am vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 2 ARegV teilnehmen, wurde ein pauschaler Effizienzwert von 89,97 Prozent angesetzt.

Stand des Effizienzvergleichs FNB Gas für die 2. Regulierungsperiode

Die zweite Regulierungsperiode für die FNB begann, analog zu den VNB, am 1. Januar 2013. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2012 gemäß § 22 Abs. 3 ARegV für zwölf FNB einen nationalen Effizienzvergleich durchgeführt und abgeschlossen. Die Effizienzwertberechnungen wurden von einem Beraterkonsortium bestehend aus Frontier Economics und Consentec durchgeführt. Die notwendigen Struktur- und Kostendaten wurden von der Bundesnetzagentur bereitgestellt. Die endgültigen Effizienzwerte der FNB betragen in elf von zwölf Fällen 100 Prozent, während in der ersten Regulierungsperiode zehn von zwölf Netzbetreibern einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten hatten. Auf Basis der Effizienzwerte hat die Bundesnetzagentur die zulässigen Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode ermittelt.

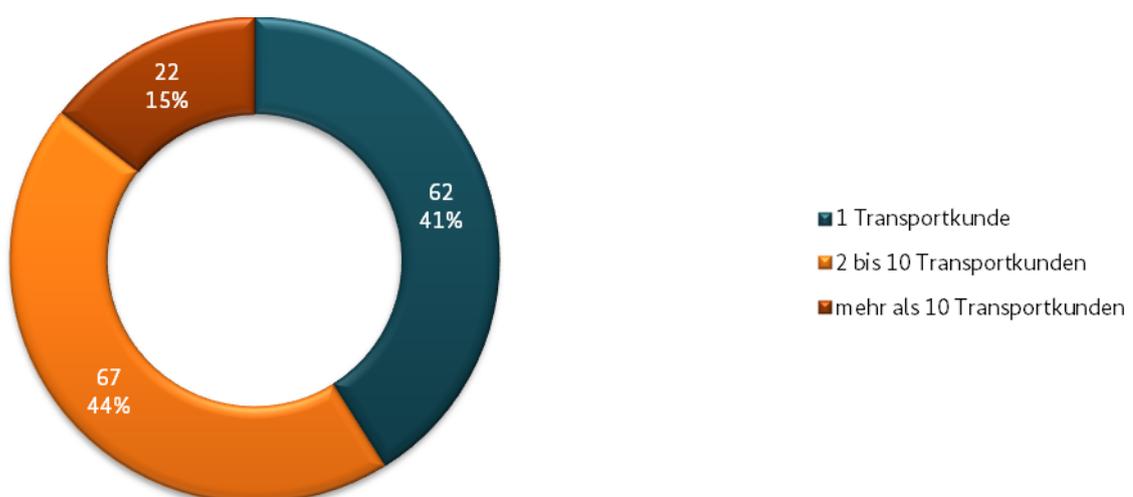
D Bilanzierung

1. Stündliche Übermittlung von RLM-Messwerten an Transportkunden

Die Versorgung von Transportkunden mit relevanten Informationen stellt einen wesentlichen Eckpunkt des Bilanzierungssystems der Bundesnetzagentur nach dem Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzregeln im Gassektor (GABi Gas) dar. Auch im Netzkodex Bilanzierung, durch dessen Umsetzung eine Harmonisierung der in der Europäischen Union implementierten Bilanzierungsregeln erfolgen soll, spielt die Informationsbereitstellung an die Transportkunden eine wesentliche Rolle. Im optimalen Fall erhalten die Transportkunden alle relevanten Daten, die sie für die Erfüllung ihrer Bilanzierungspflichten benötigen und ihrerseits mit den vorhandenen Informationssystemen verarbeiten können.

Insgesamt haben im Abfragezeitraum 151 Netzbetreiber – davon zwei FNB – stündliche Messwerte von Entnahmestellen mit registrierender Lastgangsmessung (RLM) an Transportkunden, die eine stündliche Datenübermittlung angefragt haben, übermittelt. Bei einem Großteil der Netzbetreiber lagen dagegen keine Anfragen für eine stündliche Übermittlung von Messwerten vor. Wurden Messdaten im Stundentakt übermittelt, so erfolgte die Übermittlung in etwa 15 Prozent der Fälle (22 Netzbetreiber) an mehr als zehn Transportkunden. In 45 Prozent der Fälle (67 Netzbetreiber) wurden RLM-Messwerte an zwei bis zehn Transportkunden stündlich übermittelt. Die restlichen 40 Prozent (62 Netzbetreiber) haben die Daten an genau einen Transportkunden übermittelt.

Abbildung 112: Stündliche Übermittlung von Messdaten an Transportkunden



2. Fallgruppen und Fallgruppenwechsel

Je nach Abnahmeverhalten und Vorhalteleistung werden Letztverbraucher im Bilanzierungssystem nach GABi Gas verschiedenen Fallgruppen zugeordnet. Neben den Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden) unterscheidet man zwischen gewerblichen und industriellen Großverbrauchern mit registrierender Lastgangmessung mit und ohne Tagesband (RLMmT und RLMoT). Grundsätzlich werden Letztverbraucher mit einer Vorhalteleistung von mehr als 300 kWh/h der Fallgruppe der RLMoT zugeordnet, bei weniger der Fallgruppe RLMmT. Allerdings ermöglicht ein Fallgruppenwechsel den Transportkunden ihre RLM-Kunden auch der anderen Fallgruppe zuzuordnen. Zusätzlich zu den genannten Fallgruppen existieren noch RLM-Entnahmestellen, für die ein Nominierungsersatzverfahren zur Anwendung kommt.

Auf die Frage nach der Fallgruppenzugehörigkeit und dem Fallgruppenwechsel ihrer RLM Kunden für den Befragungszeitraum Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2011 / 2012 haben 414 Transportkunden / Gashändler im Monitoring 2013 geantwortet. Es lässt sich beobachten, dass die Kundengruppe der RLMmT verstärkt das Wahlrecht eines Fallgruppenwechsels in die Fallgruppe der RLMoT wahrgenommen hat. Die Zahlen belegen, dass es für viele Bilanzkreisverantwortliche (BKV) oft wirtschaftlich attraktiver war, die im Vergleich zur Kundengruppe der RLMmT geringere Toleranz (zwei im Vergleich zu 15 Prozent) auf die stündliche Bilanzkreisabweichung auf sich zu nehmen und dafür den Aufwand der Regel- und Ausgleichsenergieumlage zu umgehen. Die „Flucht“ vor der Regel- und Ausgleichsenergieumlage lässt sich in den folgenden Abbildungen auch daran erkennen, dass mittlerweile in beiden Marktgebieten über 80 Prozent der der Fallgruppe RLMoT zugeordneten Letztverbraucher eine Anschlussleistung von weniger als 300 kWh/h haben und somit nicht ihrer Größe entsprechend zugeordnet sind. Der Anteil hat sich im Vergleich zu vergangenen Betrachtungszeiträumen leicht erhöht. Die Kosten der Regel- und Ausgleichsenergieumlage werden somit von einer geringeren Anzahl an Letztverbrauchern getragen.

Abbildung 113: Anzahl Fallgruppenwechsel von RLM-Kunden im Marktgebiet NCG

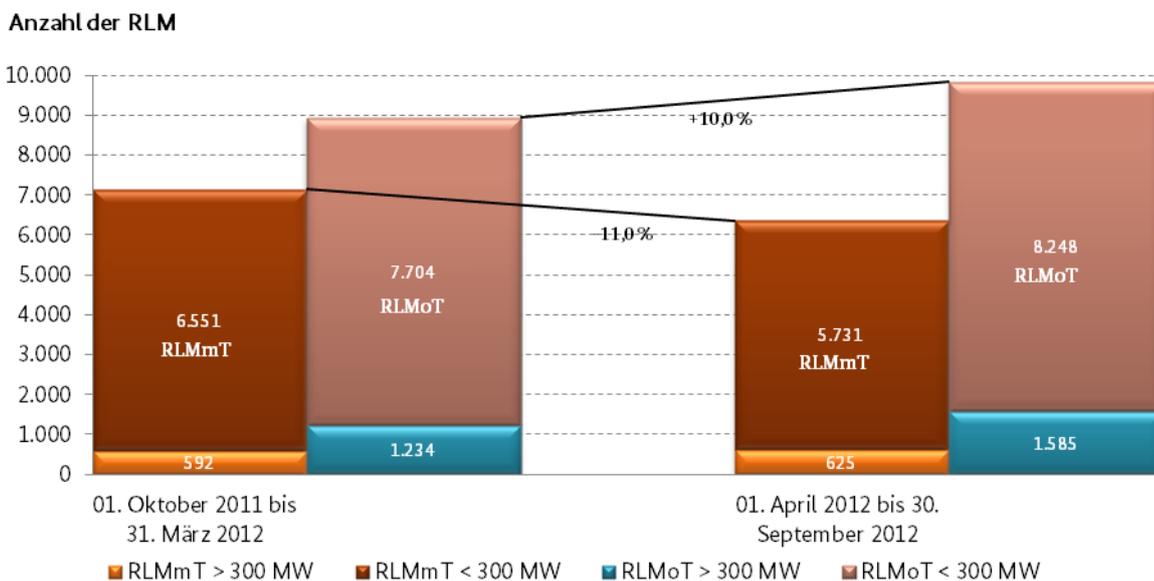
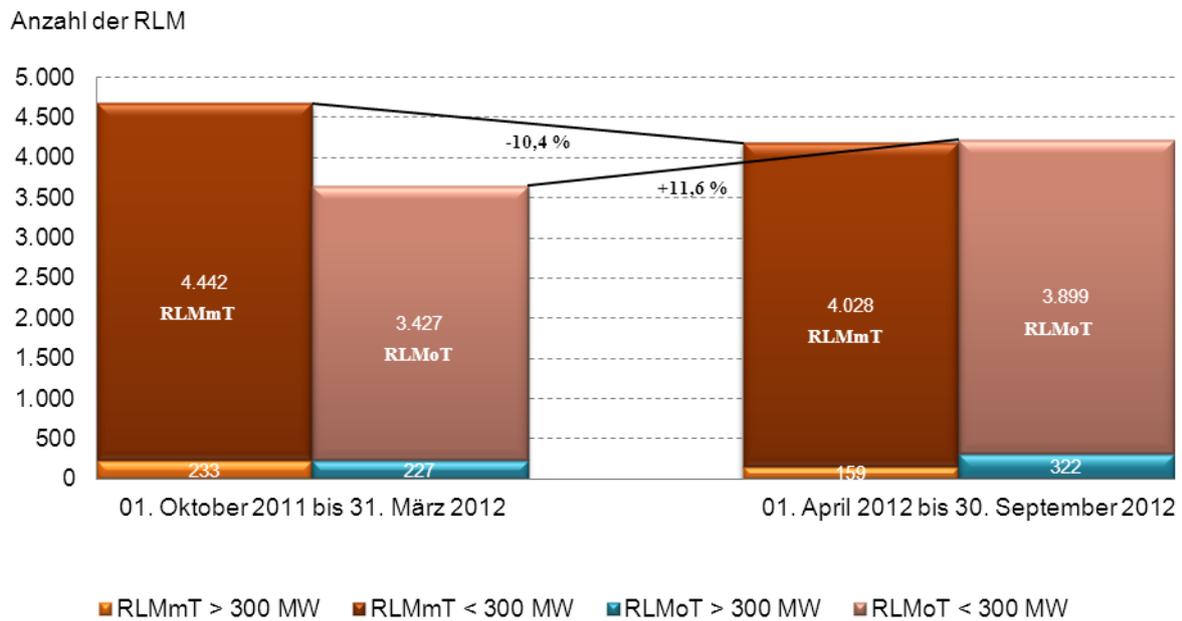


Abbildung 114: Anzahl Fallgruppenwechsel von RLM-Kunden im Marktgebiet Gaspool



Grundsätzlich ist ein Fallgruppenwechsel immer möglich, es sei denn, der Marktgebietsverantwortliche (MGV) befürchtet, dass der Wechsel zu einer unzumutbaren Beeinträchtigung der Systemstabilität führen könnte. In diesem Fall besteht die Möglichkeit, eine Erklärung eines BKV bzgl. eines Wechsels abzulehnen. Im GWJ 2011 / 2012 wurde keiner der 4.903 angestrebten Erklärungen eines BKV vom MGV aus technischen Gründen widersprochen.

E Regelenergie

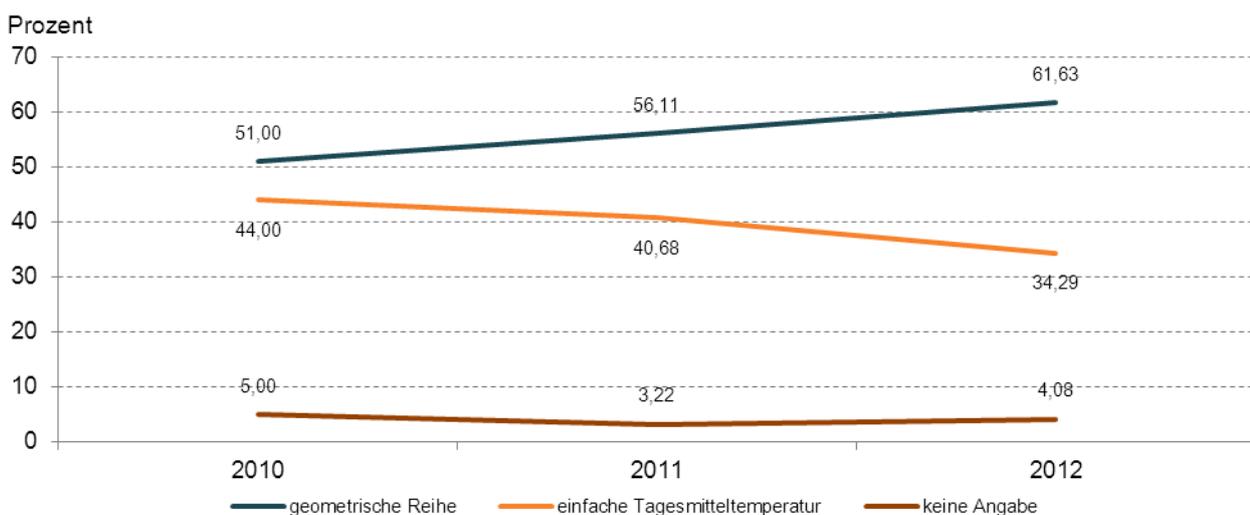
1. Standardlastprofile

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 2012 von 89,6 Prozent der Netzbetreiber genutzt, die analytischen Verfahren von 10,4 Prozent. Im Jahr 2011 waren es 9,7 Prozent.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass fast alle (98,5 Prozent) Ausspeisenetzbetreiber auf sie zurückgegriffen haben, also Haushalts- oder Kleingewerbekunden beliefern. Mit einer Marktdeckung von 95,2 Prozent sind die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt werden, dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Jahr 2011 mit 96,5 Prozent nahezu unverändert.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profile. Auf die Frage hin, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 50,7 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2011 waren es noch 47,8 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 (2011: sechs Profile) Anwendung finden.

Abbildung 115: Wahl der Wetterprognose¹⁴⁰

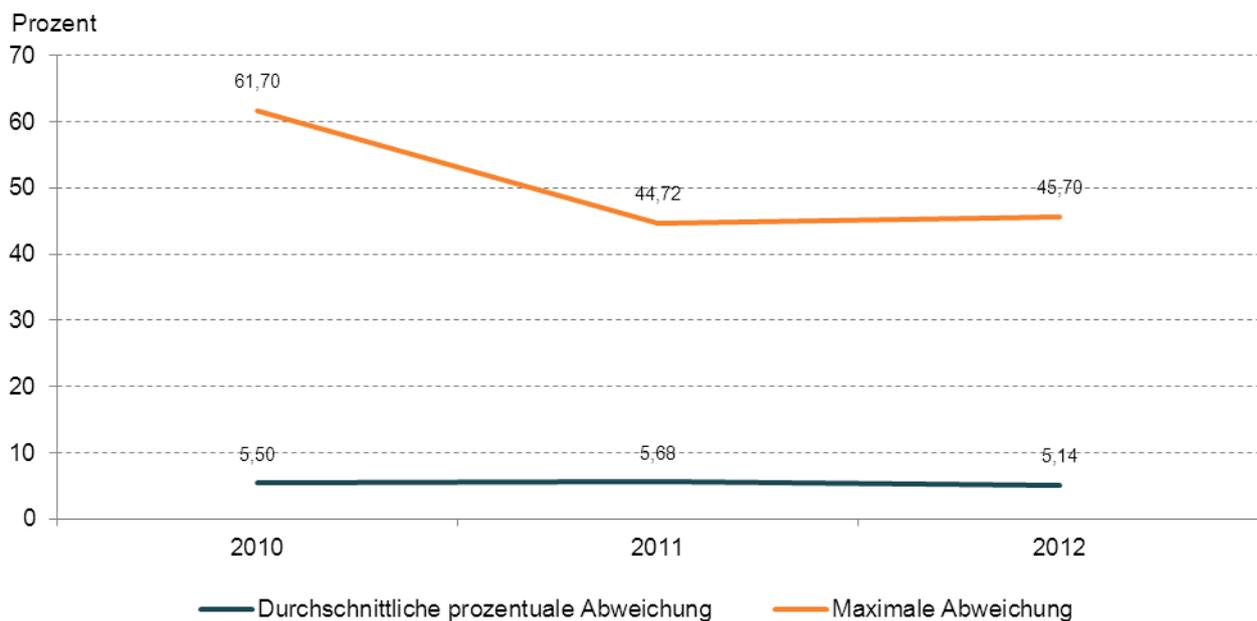


¹⁴⁰ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Immer deutlicher wird, dass die Güte der Lastprofile auch maßgeblich von der Qualität der Wetterprognose abhängt. Wie in der Abbildung 115 ersichtlich, sind weitere Netzbetreiber dazu übergegangen, statt der Tagesmitteltemperatur eine geometrische Reihe unter Verwendung der Temperaturen der vergangenen Tage zu nutzen. Diese Lösung wird mittlerweile von 61,6 Prozent der Netzbetreiber genutzt. Der Trend der letzten Jahre setzt sich somit fort.

Standardlastprofile sind als Prognosen naturgemäß von Ungenauigkeiten geprägt. Die Höhe der durchschnittlichen prozentualen Abweichung zwischen Allokation und der tatsächlichen Entnahme auf Tagesbasis liegt bei 5,1 Prozent und leicht unter dem Niveau von 2011 (5,7 Prozent). Der Wert ist etwas weniger aussagekräftiger als der des Jahres 2011, da nur 57,9 Prozent der Netzbetreiber im aktuellen Monitoring Angaben gemacht haben (2011: 63 Prozent). Die durchschnittliche Maximalabweichung an einem Tag ist mit 45,7 Prozent auf in etwa auf Vorjahresniveau (44,7 Prozent) geblieben, siehe Abbildung 116. Diese maximalen Ausschläge treten nur vereinzelt auf, sind aber bedenklich, da sie jeweils ein Aufkommen an Regelernergie generieren können. Zu Bedenken ist allerdings, dass diese Zahlen möglicherweise nicht repräsentativ sind, da man vermuten könnte, dass tendenziell die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Prognosegüte geantwortet haben.

Abbildung 116: Abweichungen der Standardlastprofile

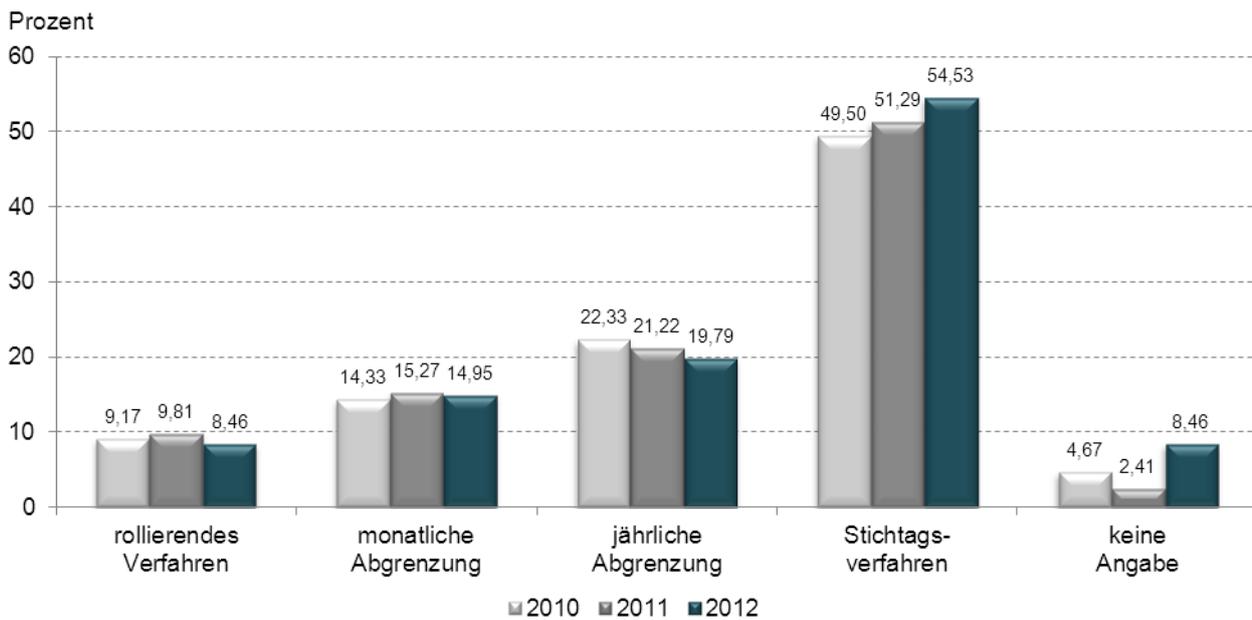


Konkrete Anpassungen der Lastprofile aufgrund der Abweichungen wurden von 18,1 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen, was einer erneuten Steigerung von 13,3 Prozent im Vergleich zum Jahr 2011 entspricht.

2. Mehr- und Mindermengenabrechnung

Den Netzbetreibern stehen für die Durchführung der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung verschiedene Verfahren zur Verfügung. Hierbei ist, wie in Abbildung 117 zu sehen, ein auch schon in den Vorjahren beobachtbarer Trend hin zum Stichtagsverfahren zu erkennen.

Abbildung 117: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung



Bei den Standardlastprofilkunden haben für den abgefragten Zeitraum von Oktober 2010 bis September 2012 im Schnitt rund 423 Netzbetreiber die Abrechnung abgeschlossen (siehe Abbildung 118). In der Monitoringabfrage 2012 waren es noch deutlich weniger Netzbetreiber. Für das Gaswirtschaftsjahr von Oktober 2011 bis September 2012 sind die Abrechnungen bei rund 335 Netzbetreibern bereits vollständig abgeschlossen. Damit liegt dieser Wert mit 265 deutlich höher noch im Jahr 2011. Der Knick in der Kurve ist durch die unterschiedlichen Abrechnungsperioden bei den verschiedenen Abrechnungsverfahren zu erklären.

Die anfänglichen Probleme bei der Mehr- und Mindermengenabrechnung der Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) scheinen die meisten Ausspeisenetzbetreiber mittlerweile in den Griff bekommen zu haben, wie die vergleichsweise hohe und im Vergleich zum Vorjahr mit 430 noch gestiegene Zahl von 495 Netzbetreibern, die die Abrechnung bereits vollständig durchgeführt haben, zeigt Abbildung 119.

Abbildung 118: Mehr- und Mindermengenabrechnung bei SLP-Kunden

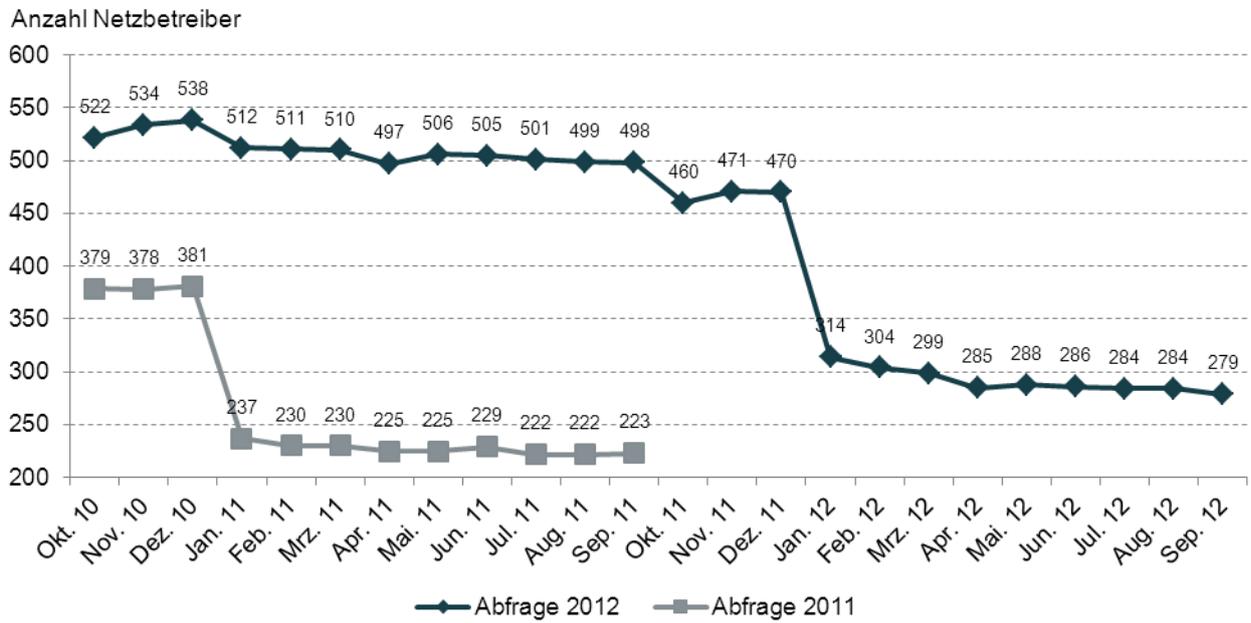
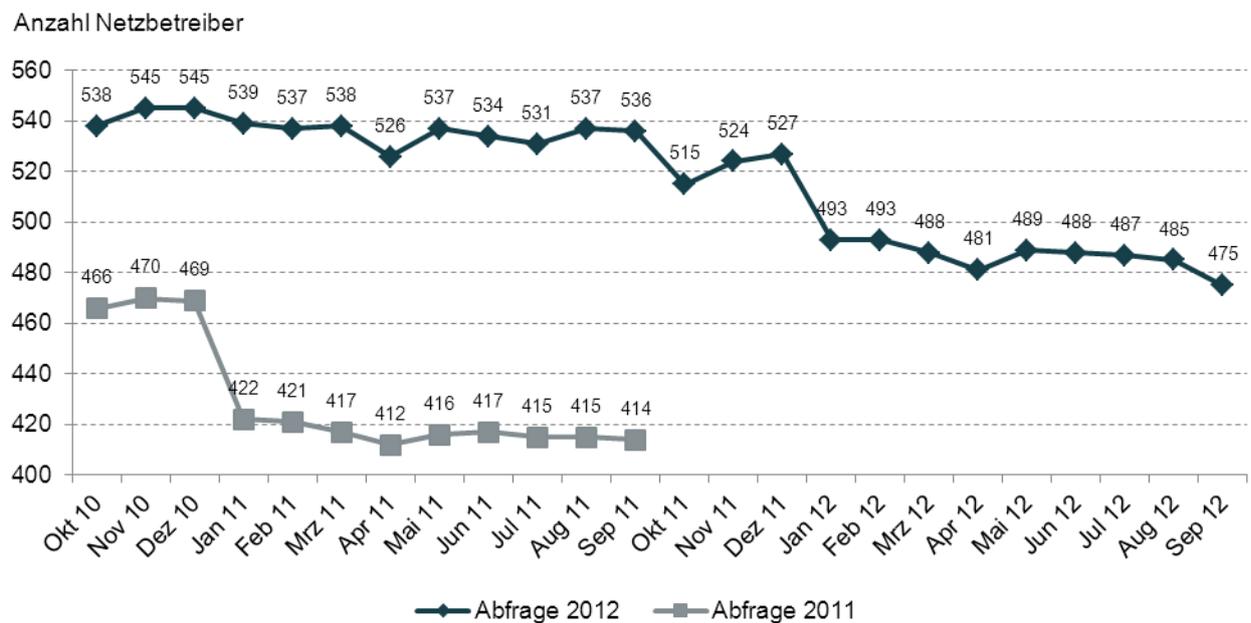
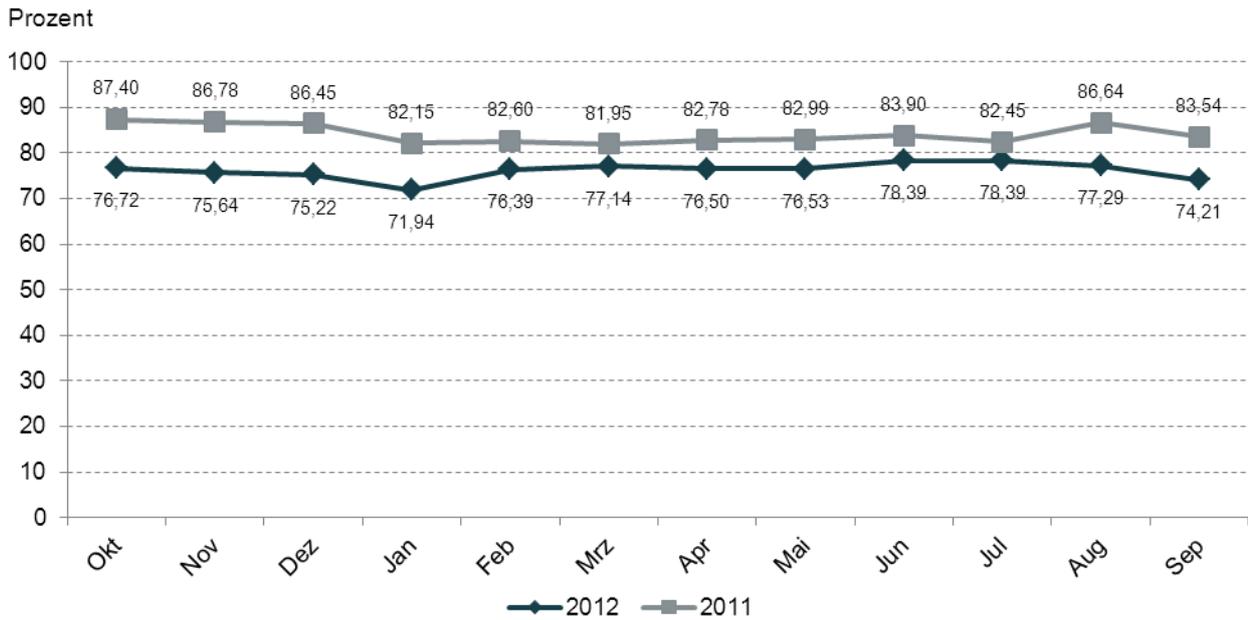


Abbildung 119: Monatliche Abrechnung der Mehr- und Mindermengen von RLM-Kunden



Was das Gaswirtschaftsjahr von Oktober 2011 bis September 2012 angeht, wurden, bezogen auf die Auspeisemenge, durchschnittlich 76,2 Prozent der RLM-Mehr- und Mindermengenabrechnungen durchgeführt, vgl. Abbildung 120. Dieser Wert liegt unter dem der Monitoringabfrage 2012, als zum Abfragezeitpunkt bereits 84,1 Prozent der Mengen für den Vergleichszeitraum abgerechnet worden waren.

Abbildung 120: Anteil der abgerechneten Mengen von leistungsgemessenen Kunden



F Großhandel

1. Entwicklungen auf den Gasmärkten

Der Großhandel mit Erdgas umfasst Handelsgeschäfte zwischen professionellen Marktteilnehmern, die in der Regel nicht den eigenen Verbrauch zum Gegenstand haben. 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 in langfristigen Lieferverträgen zu binden. Effiziente und liquide Großhandelsmärkte erweitern die Optionen der Marktteilnehmer, bspw. für Vertragsbeziehungen aus einer Vielzahl von Handelspartnern auszuwählen und ein diversifiziertes Portfolio an kurz- und langfristigen Handelskontrakten zu halten. Liquide Terminmärkte erlauben eine strategische Erdgasbeschaffung außerhalb langfristiger Lieferverträge. Liquide Märkte erleichtern Markteintritte und fördern so den Wettbewerb um Letztverbraucher.

2. Die Entwicklung des OTC-Handels

Der überwiegende Teil des Großhandels mit Erdgas wird außerbörslich „over-the-counter“ (OTC), und zwar auf bilateralem Wege, abgewickelt, d. h. unmittelbar zwischen zwei Handelspartnern, die zielgerichtet miteinander in Kontakt treten. Der bilaterale Handel bietet den Vorteil, dass er kurzfristig und flexibel durchgeführt werden kann, d. h. insbesondere ohne zwingenden Rückgriff auf Standardkontrakte. Eine alternative Form des OTC-Handels zum direkten bilateralen Handel ist der über eine Brokerplattform vermittelte Handel (s. u.).

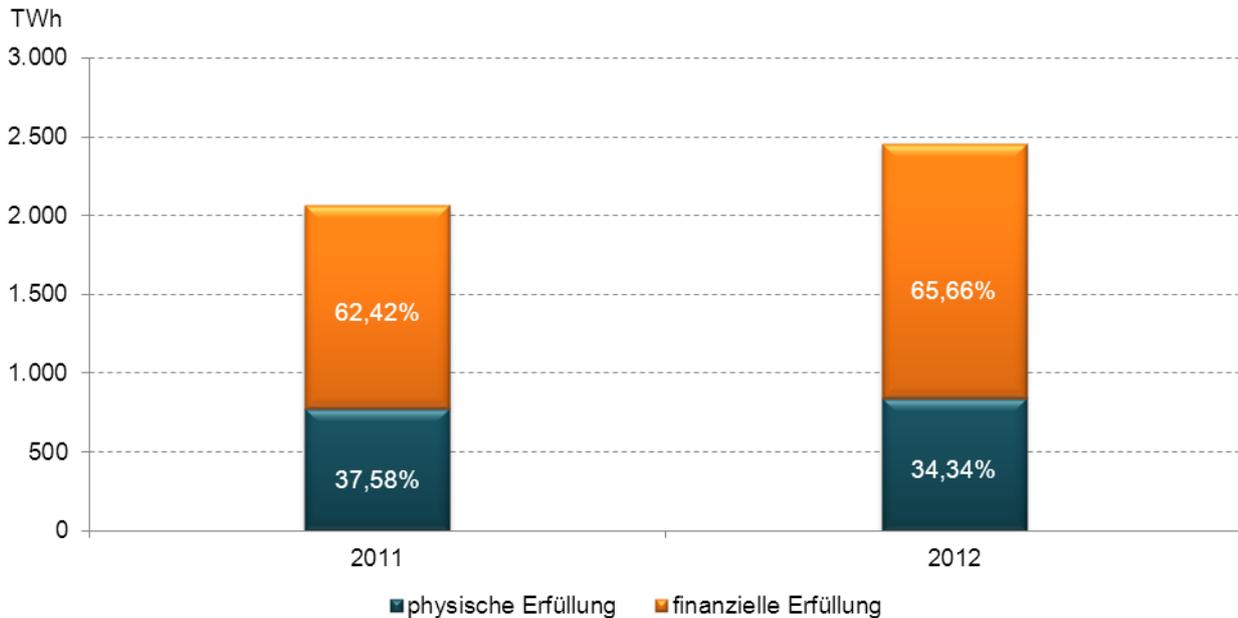
Der bilaterale Erdgashandel wird über die virtuellen Handlungspunkte (VHP) der deutschen Marktgebiete abgewickelt. Seit dem 1. Oktober 2011 existieren in Deutschland lediglich zwei Marktgebiete, NetConnect Germany (NCG) und Gaspool (vgl. Monitoringbericht 2012). Mit der Konsolidierung der Marktgebiete war bereits im Jahr 2011 gegenüber dem Jahr 2010 eine Steigerung der Liquidität an den virtuellen Handlungspunkten zu verzeichnen. Auch im Berichtsjahr setzte sich dieser Trend fort.

Begünstigend für die Liquidität dürften sich des Weiteren auch im Jahr 2012 die in den Vorjahren eingeführten Verbesserungen der Rahmenbedingungen der Vergabe von Kapazitäten ausgewirkt haben. Dies sind erstens die Regelungen zur Vergabe von Ein- und Ausspeisekapazitäten an Marktgebietsübergangs- und Grenzübergangspunkten (GasNZV vom 3. September 2010) sowie zweitens die Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor (KARLA Gas vom 24. Februar 2011).

Das OTC-Handelsvolumen an den virtuellen Handlungspunkten der Marktgebiete NCG und Gaspool ist qualitätsübergreifend (H-Gas und L-Gas) von insgesamt ca. 2.066 TWh im Jahr 2011 auf 2.460 TWh im Jahr 2012 gestiegen (vgl. Abbildung 121). Dies entspricht einem Anstieg um rund ein Fünftel. Dabei liegt der Anteil der Handelsgeschäfte mit physischer Erfüllung am Gesamthandelsvolumen bei 34,3 Prozent im Jahr 2012 und damit etwas unter den 37,6 Prozent im Vorjahr. In absoluten Zahlen haben sich die

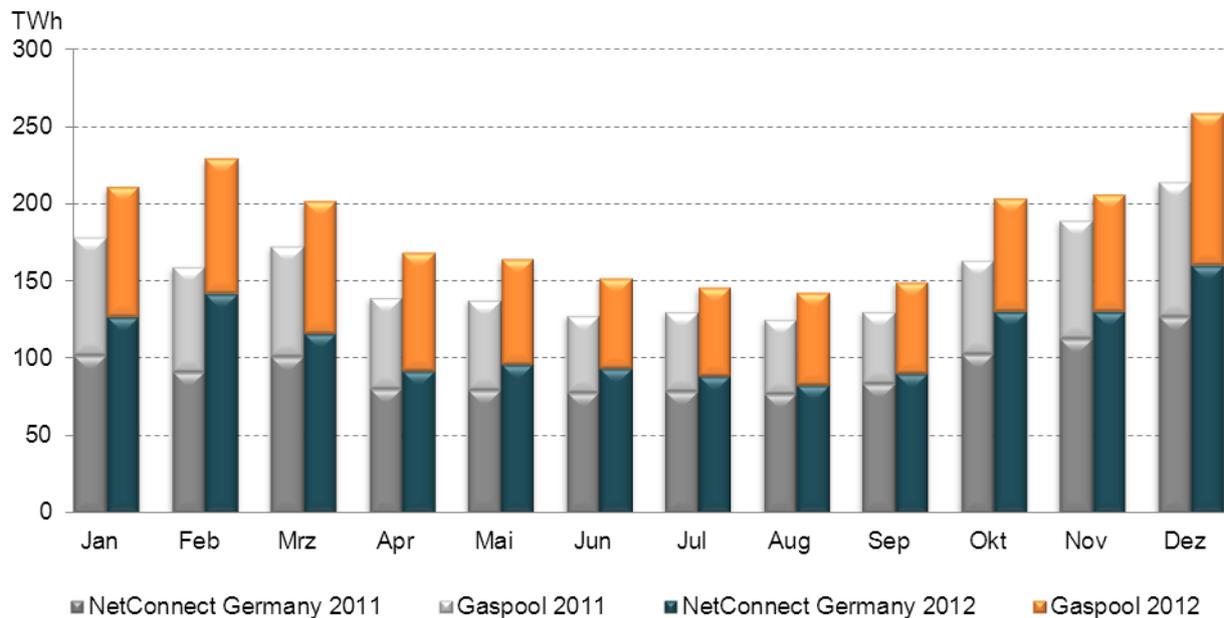
physisch beschafften Mengen Erdgas von 777 TWh auf 845 TWh erhöht. Die sog. „Paper Trades“, d. h. finanzielle Transaktionen, beliefen sich entsprechend auf knapp zwei Drittel des Handelsvolumens.

Abbildung 121: OTC-Handelsvolumen 2011 / 2012¹⁴¹



Das OTC-Handelsvolumen im Bereich H-Gas vergrößerte sich im Jahr 2012 um 363 TWh und betrug insgesamt rund 2.235 TWh. Dies entspricht einem Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von rund einem Fünftel. Diese Entwicklung hat sich deutschlandweit vollzogen: so entfielen 234 TWh auf das Marktgebiet NCG und rund 129 TWh auf das Gebiet Gaspool, was einer Steigerung um rund 21 Prozent bzw. 17 Prozent entspricht. Dabei übertrafen die addierten monatlichen Handelsvolumina (Gaspool plus NCG) die Volumina des Vorjahres (vgl. Abbildung 122).

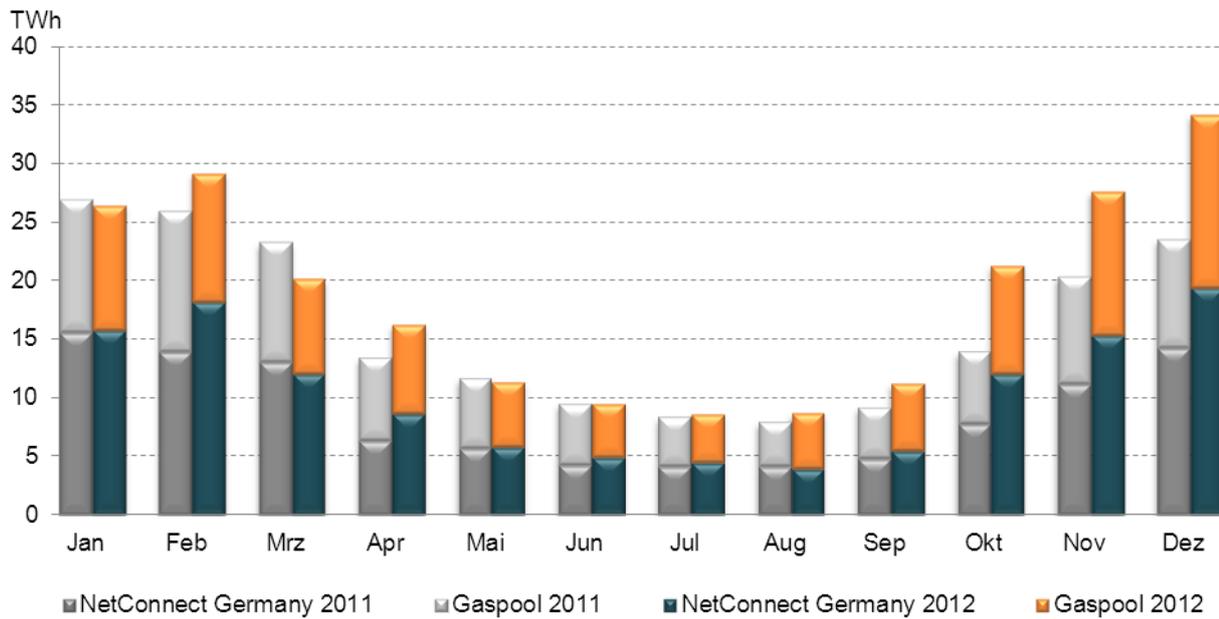
¹⁴¹ Dargestellt ist das gesamte Handelsvolumen in beiden Marktgebieten NCG und Gaspool für beide Gasqualitäten (H-Gas, L-Gas) zusammen, differenziert nach dem Anteil mit physischer bzw. finanzieller Erfüllung.

Abbildung 122: OTC-Handelsvolumen H-Gas 2011 / 2012¹⁴²

Erwartungsgemäß zeigen sich saisonale Unterschiede im Handelsvolumen: in den Monaten Juni bis September 2012 lag das OTC-Handelsvolumen unterhalb bzw. knapp oberhalb von 150 TWh, während es im Dezember 2012 einen Jahreshöchststand von mehr als 250 TWh erreichte.

Das OTC-Handelsvolumen im Bereich L-Gas lag im Jahr 2012 bei rund 224,5 TWh. Dies ist eine Steigerung um rund 30 TWh oder rund 16 Prozent gegenüber dem Wert des Vorjahres. Die Stagnation aus dem Vorjahr hat sich damit nicht weiter fortgesetzt. Diese Entwicklung wurde im Wesentlichen von der Handelstätigkeit innerhalb des Marktgebiets NCG getragen. Unterjährig sind allerdings deutliche Schwankungen zu verzeichnen, so dass vor allem die Zuwächse in den Monaten Oktober bis Dezember 2012 für die insgesamt positive Entwicklung verantwortlich sind (vgl. Abbildung 123).

¹⁴² Die Handelsvolumina im Marktgebiet NCG bis einschließlich März 2011 setzen sich aus den Handelsvolumina NCG und Thyssengas (H-Gas) zusammen.

Abbildung 123: OTC-Handelsvolumen L-Gas 2011 / 2012¹⁴³

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer, die im jeweiligen Monat mindestens eine Angebots- bzw. Gebotseinstellung vorgenommen haben, hat sich in beiden Marktgebieten positiv entwickelt. Im Marktgebiet Gaspool ist die über das Jahr gemittelte Teilnehmerzahl erheblich, um 37,9 Prozent (L-Gas) bzw. 39,9 Prozent (H-Gas), gestiegen und lag im Berichtsjahr bei 120 bzw. 277 Teilnehmern. Im Gebiet NCG stieg die Anzahl aktiver Handelsteilnehmer in geringerem Maße, um 14,7 Prozent (L-Gas) bzw. 6,6 Prozent (H-Gas), und lag bei 117 bzw. 257 Teilnehmern.

Einen wichtigen Indikator für die Liquidität eines Handelsplatzes stellt die sog. Churn Rate dar, die das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge Erdgas wiedergibt. Hohe Churn Rates weisen auf eine hohe Liquidität des Marktes hin. Auch im Jahr 2012 lagen die Churn Rates für H-Gas in den beiden Marktgebieten wieder oberhalb der Werte für L-Gas. Dabei lag die Churn Rate für H-Gas in beiden Marktgebieten, NCG und Gaspool, nahezu unverändert bei knapp unter 3. Die Churn Rates für L-Gas stagnierten in beiden Marktgebieten und lagen – vergleichbar dem Vorjahr – bei jeweils rund 1,5. Die höhere Anzahl aktiver Handelspartner hat sich demnach vor allem bei den gestiegenen physisch gehandelten Mengen niedergeschlagen. Im Unterschied zu den beiden Marktgebieten NCG und Gaspool betrug die am bedeutenden Handelsplatz Zeebrügge (Belgien) gehandelte Erdgasmenge im Jahresdurch-

¹⁴³ Die Handelsvolumina im Marktgebiet NCG bis einschließlich März 2011 setzen sich aus den Handelsvolumina Open Grid Europe (L-Gas) und Thyssengas (L-Gas) zusammen. Die Handelsvolumina Gaspool bis einschließlich September 2011 entsprechen den Handelsvolumina des Aequamus-Marktgebiets.

schnitt 2012 das 4,5-fache der physisch transportierten Erdgasmenge; das Handelsvolumen belief sich auf rund 742,5 TWh¹⁴⁴.

Ähnlich wie die Teilnahme am Börsenhandel erweitert die Nutzung einer Brokerplattform den Kreis von möglichen Handelspartnern, der einem Handelsteilnehmer offen steht. 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 reduziert die Suchkosten und erleichtert tendenziell die Realisierung größerer Transaktionen. Gleichzeitig ermöglicht sie grundsätzlich eine breitere Risikostreuung. Schließlich bieten Broker die Dienstleistung an, dass sie das von ihnen vermittelte Handelsgeschäft zum Clearing an der Börse registrieren lassen, womit das Handelsrisiko der Parteien abgesichert wird.

Die vorliegenden Daten stützen sich auf die Angaben von vier europäischen Brokern mit Liefergebiet Deutschland, die zusammen einen großen Teil des europäischen über Broker getätigten Erdgashandels abdecken und die bereits im Vorjahr an der Befragung teilgenommen hatten. Demnach wurden im Jahr 2012, wie bereits im Vorjahr, Broker vorrangig für die Abwicklung von langfristigen Handelsgeschäften herangezogen. Dabei nehmen die Handelsvolumina ab, je weiter der Lieferzeitpunkt in der Zukunft liegt. Langfristige Handelsgeschäfte im Sinne der Datenerhebung sind solche Geschäfte, bei denen eine Erdgaslieferung frühestens eine Woche nach Handelsabschluss erfolgt; der Zeitpunkt kann auch mehrere Jahre in der Zukunft liegen. Der kurzfristige Erdgashandel hingegen deckt Geschäfte mit Lieferung innerhalb einer Woche ab, beginnend mit dem jeweiligen Handelstag selbst.

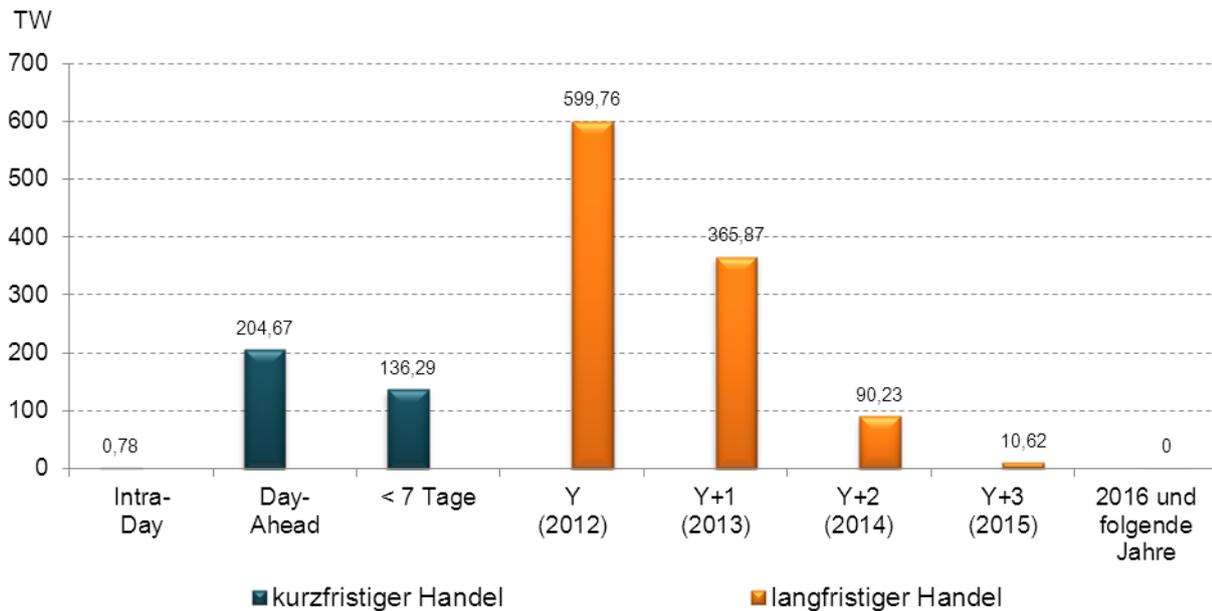
Insgesamt wurden über die befragten Broker im Jahr 2012 rund 1.408 TWh Erdgas mit Lieferort Deutschland gehandelt (vgl. Abbildung 124). Dies entspricht ca. 57,3 Prozent des OTC-Handelsvolumens an den VHP der Marktgebiete Gaspool und NCG. Demgegenüber betrug das Handelsvolumen dieser Broker im Jahr 2011 rund 1.012 TWh Erdgas (d. h. ca. 49 Prozent des OTC-Handelsvolumens 2011¹⁴⁵). Die langfristigen Handelsvolumina übersteigen die kurzfristigen Handelsvolumina deutlich (vgl. Abbildung 124)¹⁴⁶.

¹⁴⁴ www.huberator.com, Meldung „Traded Volumes: Zeebrugge Beach confirms strong traded volumes“ (aufgerufen am 27.08.2013).

¹⁴⁵ Bei der Abfrage zum Monitoringbericht 2012 haben insgesamt fünf Broker teilgenommen. Deren Handelsvolumen für das Jahr 2011 belief sich auf rund 1.114 TWh (vgl. Monitoringbericht 2012).

¹⁴⁶ Zwar basieren die hier dargestellten Angaben nicht auf einer Vollerhebung der Brokertätigkeit in Europa mit Liefergebiet Deutschland. Über die befragten Broker wird jedoch ein wesentlicher Teil des europäischen Brokerhandels für Erdgas-Produkte abgewickelt. So belief sich das Handelsvolumen der in der London Energy Brokers Association (LEBA) organisierten Broker im Jahr 2012 auf rund 1.538 TWh (Marktgebiete NCG und Gaspool) (http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59&title=leba_data_notifications). Das Monitoring deckt also rund 92 Prozent der dort erfassten Brokertätigkeit ab.

Abbildung 124: Über Broker gehandelte OTC-Kontrakte 2012



3. Die Entwicklung des Börsenhandels

Der börsliche Erdgashandel in Deutschland vollzieht sich über die EEX European Energy Exchange AG bzw. seit dem 1. Januar 2012 über die Tochtergesellschaft EGEX European Gas Exchange GmbH. Dort können Spotmarkt- und Terminmarkt-Kontrakte gehandelt werden (s. u.). Der Börsenhandel stellt eine Alternative neben dem Brokerhandel und dem nicht vermittelten bilateralen Handel dar. Bezogen auf das gesamte Erdgas-Handelsvolumen (d. h. börslich und außerbörslich) ohne Brokertätigkeit deckt der Börsenhandel an der EEX entsprechend dem Vorjahr rund 3,5 Prozent des Großhandels ab.

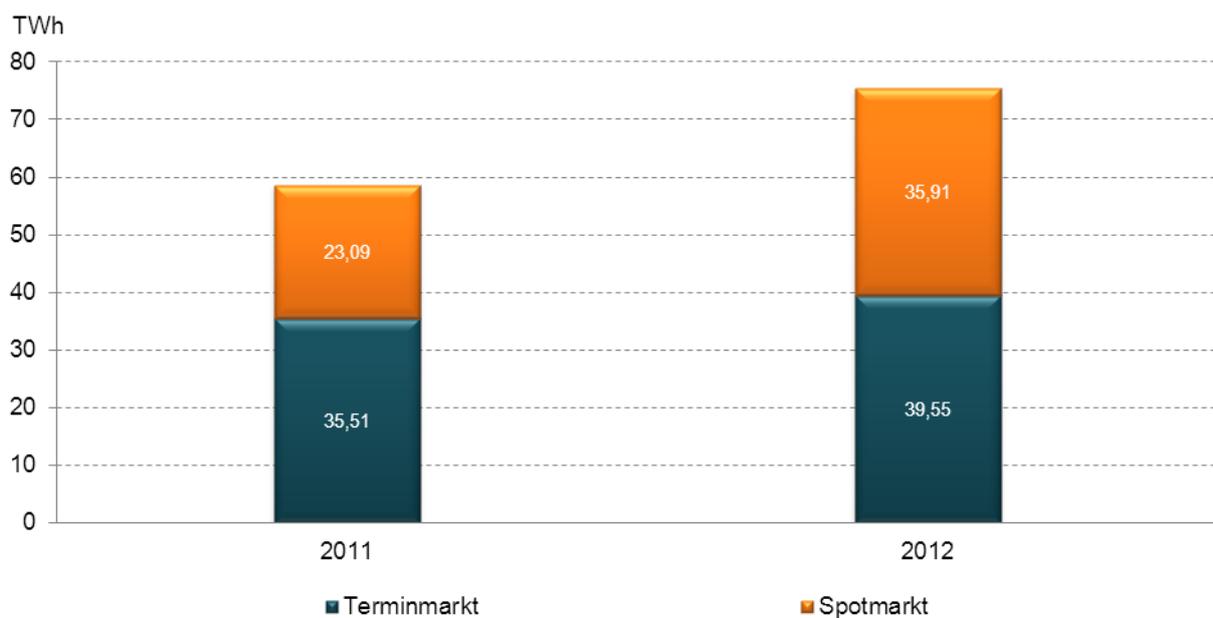
Am Spotmarkt der EEX werden Handelskontrakte für die Lieferung zu den VHP der deutschen Marktgebiete Gaspool und NCG sowie des niederländischen Marktgebiets Title Transfer Facility (TTF) geschlossen. Dabei ist der Erdgashandel für den aktuellen Gaslieferstag mit einer Vorlaufzeit von drei Stunden (Within-Day-Kontrakt), für einen oder zwei Tage im Voraus (Day-Kontrakt) und für das folgende Wochenende (Weekend-Kontrakt) möglich, und zwar seit dem Jahr 2011 auch kontinuierlich (sog. 24/7-Handel).

Die Mindestkontraktgröße liegt bei einem MW. Somit können Unternehmen auch kleinere Mengen Erdgas kurzfristig beschaffen oder absetzen. Dies erleichtert tendenziell die Integration des Regelernergiehandels an der Börse. Darüber hinaus sind auch Vielfache davon handelbar, wie auch der Standardkontrakt von zehn MW.

Der Spotmarkt wies mit rund 35,9 TWh im Jahr 2012 ein geringeres Volumen als der Terminmarkt mit 39,5 TWh auf, verzeichnete aber im Berichtsjahr ein deutlich stärkeres Wachstum (vgl. Abbildung 125).

So lag die Zuwachsrate gegenüber dem Vorjahr im Bereich der kurzfristigen Beschaffung bei 56 Prozent, während sie im Bereich der langfristigen Beschaffung elf Prozent betrug. Zur Belebung mag auch das im Februar 2012 eingeführte und im Juli 2012 ausgelaufene Anreizprogramm der EEX beigetragen haben¹⁴⁷. Das Modell sieht vor, den jeweils drei aktivsten Börsenteilnehmern für jedes der Marktgebiete Gaspool, NCG oder TTF bei Erreichen von bestimmten Volumengrenzen monatlich eine Prämie auszuzahlen. Das Programm beinhaltet alle Day-Ahead-Produkte für Erdgas. Alle am Spotmarkt für Erdgas zugelassenen Teilnehmer, ausgenommen die Marktgebietsverantwortlichen, werden automatisch in die Bewertung einbezogen. Ziel des Anreizprogramms war die Erhöhung der Liquidität. Darüber hinaus dürften auch die bereits in 2011 begonnenen Maßnahmen, wie die Erweiterung des Spotmarkts auf den 24/7-Handel und die Einführung des Spothandels für das niederländische Marktgebiet TTF, der Entwicklung weiterhin förderlich sein.

Abbildung 125: EEX-Handelsvolumen am Spot- und Terminmarkt 2011 / 2012¹⁴⁸

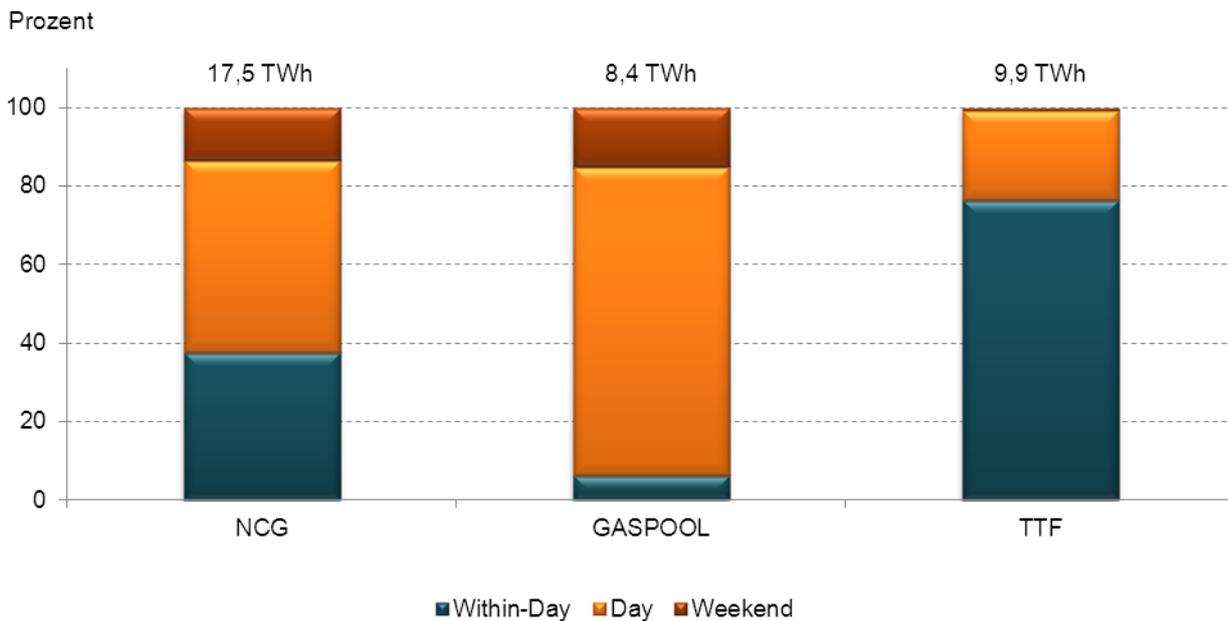


Im Bereich der kurzfristigen Handelsgeschäfte entfiel rund die Hälfte des Handels auf das Marktgebiet NCG (17,5 von insgesamt 35,9 TWh). Dabei dominierten Day-Kontrakte für dieses Marktgebiet, wie auch für das Marktgebiet Gaspool. Für das Gebiet TTF wurden überwiegend Within-Day-Kontrakte gehandelt (vgl. Abbildung 126).

¹⁴⁷ <http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/103476>

¹⁴⁸ Der Terminmarkt umfasst die Marktgebiete NCG und Gaspool, der Spotmarkt die Marktgebiete NCG, Gaspool und TTF. Quelle Spotmarktdaten: EEX (2013): EEX-Geschäftsbericht 2012, S. 3.

Abbildung 126: Handelskontrakte EEX-Spotmarkt 2012



Am Terminmarkt der EEX werden, wie am EEX-Spotmarkt, Handelskontrakte für die Lieferung zu den virtuellen Handelspunkten (VHP) der Marktgebiete Gaspool und NCG geschlossen, nicht aber, insoweit anders als am Spotmarkt, zum niederländischen TTF. Handelbare Lieferperioden sind der aktuelle Restmonat (Balance-of-the-Month-Future, BoM) bzw. die folgenden sechs Monate (Month-Futures), sieben Quartale (Quarter-Futures) oder sechs Kalenderjahre (Year-Futures), sowie für das Marktgebiet NCG auch die nächsten vier Seasons (Season-Futures; es wird zwischen Summer Season und Winter Season unterschieden). Der Handel am Terminmarkt findet börsentäglich von 8.00 bis 18.00 Uhr (MEZ) statt.

Zusätzlich bietet die EEX das Clearing von außerbörslich getätigten Geschäften für standardisierte Terminmarkt-Produkte zur Lieferung an die deutschen VHP an. Beim OTC-Clearing handelt es sich um eine Dienstleistung der Börse, wodurch Handelspartner ihre außerbörslich abgeschlossenen Geschäfte, sofern die Kontraktsspezifikationen Börsengeschäften entsprechen, für das Clearing und die Abwicklung im Clearinghaus registrieren lassen können (sog. „trade registration“). Ziel des OTC-Clearing ist die Minimierung von Kreditrisiken, die aus einem Ausfall des Handelspartners und der zukünftigen Entwicklung von Marktpreisen erwachsen. Dabei tritt die EEX jeweils an die Stelle des Kontrahenten. Mittlerweile umfasst das OTC-Clearing zusätzlich den Spotmarkthandel wie auch den Handel mit Futures-Produkten am britischen National Balancing Point (NPB) und am italienischen virtuellen Handelspunkt PSV (Punto do Scambio Virtuale). Damit wurde die Anbindung an europäische Gasmärkte weiter verbessert. Clearing und Settlement der OTC-Termingeschäfte erfolgt durch die European Commodity Clearing AG (ECC). Die Mindestgröße der Kontrakte beträgt zehn MW im Falle des Börsenhandels bzw. ein MW für die Registrierung von OTC-Geschäften.

Der Terminmarkt dient der langfristigen Gasbeschaffung bzw. der Portfoliooptimierung und der Absicherung gegen Preis- und Mengenrisiken. Auf dem Terminmarkt stieg das Handelsvolumen um insgesamt elf Prozent wie bereits im Vorjahr auf nun 39,5 TWh (vgl. Abbildung 125). Hier dürfte auch das im September 2012 ausgelaufene, volumenbasierte Anreizsystem für alle am Terminmarkt für Erdgas zugelassenen Teilnehmer und Produkte eine Rolle gespielt haben, welches ebenfalls die Auszahlung einer Prämie an die jeweils drei aktivsten Börsenteilnehmer eines Monats vorsah¹⁴⁹.

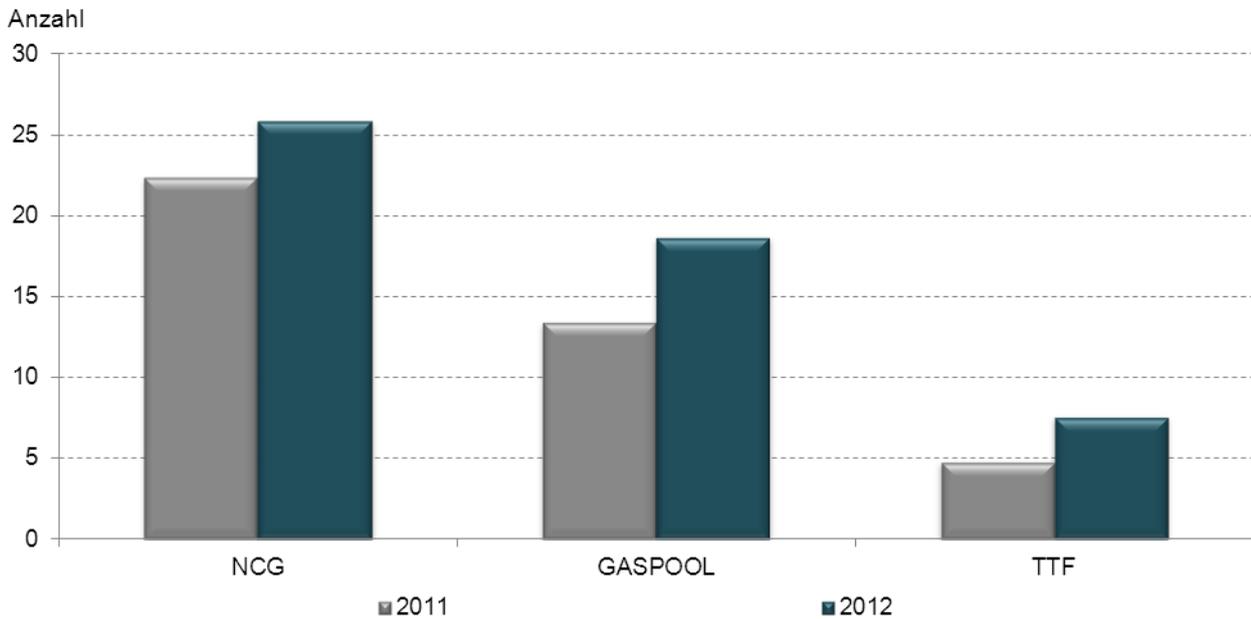
Hinter dem Anstieg des Handelsvolumens stehen zwei gegenläufige Entwicklungen: Während die Handelsgeschäfte mit physischer Erfüllung in absoluten Zahlen deutlich gestiegen sind und bei 21 TWh nach 9,5 TWh im Vorjahr lagen, ist der Handel mit finanzieller Erfüllung sowohl absolut als auch relativ geschrumpft: nach einem Anteil von rund 70 Prozent des gesamten Handelsvolumens (26 TWh) im Vorjahr betrug dieser im Jahr 2012 lediglich 45 Prozent (18 TWh). Auch auf die Möglichkeit des Clearings von OTC-Geschäften über die ECC wurde deutlich weniger zurückgegriffen (Rückgang um mehr als 50 Prozent in beiden Marktgebieten).

Bezogen auf die Marktgebiete ist das Handelsvolumen für den Handelspunkt NCG insgesamt deutlich gestiegen, während es sich für den Handelspunkt Gaspool leicht rückläufig entwickelte, wenngleich auch dort die Handelsgeschäfte mit physischer Erfüllung in absoluten Zahlen einen deutlichen Zuwachs verzeichneten.

Die Zahl der an der EEX registrierten Börsenteilnehmer hat sich im Jahr 2012 nur geringfügig von 219 auf 221 erhöht. Der Zuwachs der Anzahl aktiver Handelsteilnehmer (d. h. Teilnehmer, deren Gebote tatsächlich ausgeführt worden sind), ist zumindest am Spotmarkt merklich größer, und zwar durchgängig für alle Marktgebiete (vgl. Abbildung 127). Die erhöhte Liquidität des Börsenhandels am Spotmarkt geht demnach mit einer erhöhten (durchschnittlichen) Anzahl aktiver Handelsteilnehmer einher.

¹⁴⁹ Das Anreizprogramm war von August 2011 bis Ende September 2012 in Kraft. Zunächst war vorgesehen, das Programm zu Ende Juni 2012 auslaufen zu lassen, doch wurde während der Laufzeit eine Verlängerung um weitere drei Monate beschlossen (http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/Press/show_detail/111560).

Abbildung 127: Aktive Handelsteilnehmer Spotmarkt 2011 / 2012

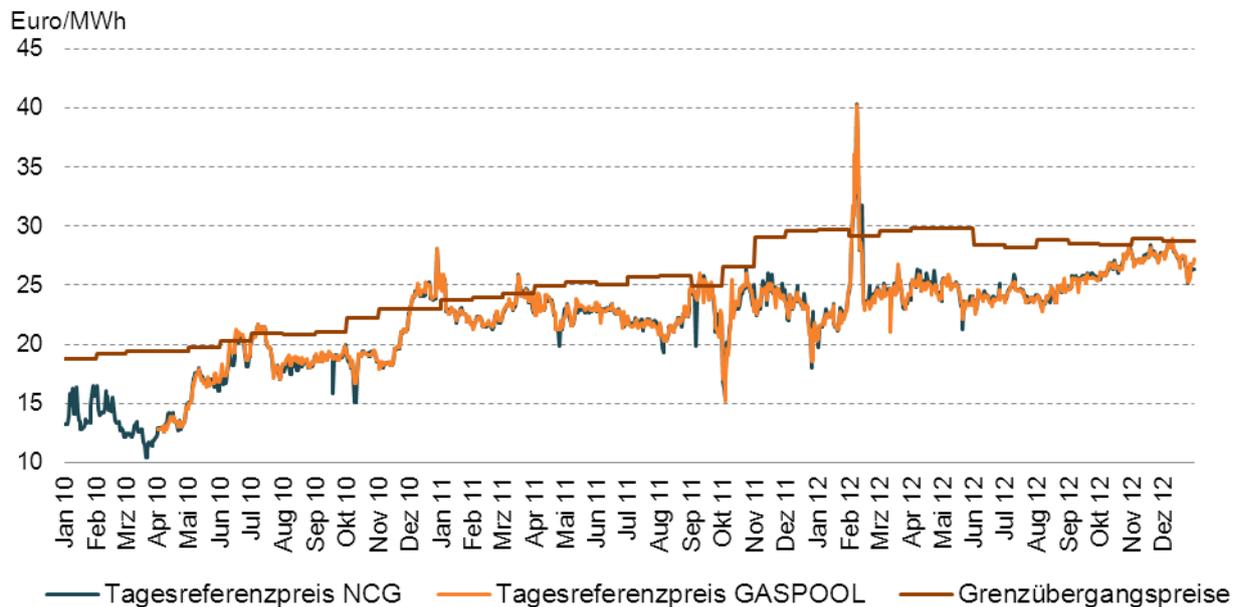


4. Handelspreise

Am börslichen Spotmarkt ermittelt die EEX Tagesreferenzpreise für die Marktgebiete Gaspool und NCG, indem der volumengewichtete Mittelwert der Preise über alle Handelsgeschäfte (1 MW- und 10 MW-Kontrakte) für Gasliefertage am letzten Handelstag vor der physischen Erfüllung gebildet wird. 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.

Während der Tagesreferenzpreis für Erdgas an den virtuellen Handelspunkten NCG und Gaspool im Jahr 2011 im Mittel bei jeweils 22,81 Euro/MWh lag¹⁵⁰, belief er sich im Berichtsjahr im Mittel auf 25,19 bzw. 25,11 Euro/MWh (vgl. Abbildung 128). Dabei machten sich im Jahr 2012 auch vorübergehende Engpässe in der Versorgungssituation mit Erdgas im Februar 2012 bemerkbar, was zu einem deutlichen Preisanstieg auf bis zu 40 Euro/MWh geführt hat.

¹⁵⁰ Die Methode zur Berechnung des Tagesreferenzpreises ist im Mai 2011 abgewandelt worden.

Abbildung 128: Preisentwicklung Großhandel Erdgas¹⁵¹

Das Preisniveau auf dem 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 bestimmt sich durch das Verhältnis des Gesamtwerts aller Erdgaszugänge aus den Ländern Russland, Niederlande, Norwegen, Dänemark und Großbritannien (in Euro) zur eingeführten Erdgasmenge (in TJ). Abgebildet werden dabei hauptsächlich die in Importverträgen vereinbarten Importmengen, während kurzfristig außerhalb solcher Verträge beschaffte Spotmengen nicht vollständig erfasst werden. Während den älteren Importverträgen in der Regel eine an den Ölpreis gebundene Preisvereinbarung zu Grunde lag, wurde hiervon in Verträgen der letzten Jahre zunehmend abgewichen. Der Grenzübergangspreis dürfte sich daher schrittweise vom Trend des Ölpreises entkoppeln. Er dürfte zunehmend die (zeitlich verzögert) wirksam werdenden Preisrevisionsverhandlungen zwischen den Importeuren und den Erdgasproduzenten widerspiegeln. Von Bedeutung sind dabei insbesondere die Spotmarkt-Preise, die gegebenenfalls zur Indexierung herangezogen werden.

Die Grenzübergangspreise für Erdgas verblieben im Jahr 2012 weitestgehend auf dem bereits im vierten Quartal 2011 erreichten Niveau. Sie lagen im Jahr 2012 im Mittel erneut über den Werten des Vorjahres, d. h. bei 29,00 Euro/MWh nach einem durchschnittlichen Preis von 25,75 Euro/MWh im Jahr 2011 bzw. 20,66 Euro/MWh im Jahr 2010. Die Schere zwischen Grenzübergangspreis und Tagesreferenzpreis hat sich im abgelaufenen Kalenderjahr weiter vergrößert.

¹⁵¹ Quelle: EEX, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Gasbeschaffung über den Terminmarkt der EEX. Mit Einführung des Gaspreisindex EGIX (European Gas Index) im Jahr 2011 veröffentlicht die EEX einen börsenbasierten Referenzpreis für den Terminmarkt. Der Gaspreisindex wird börsentäglich nach Handelsschluss für die Marktgebiete Gaspool und NCG sowie ein virtuelles Marktgebiet Deutschland veröffentlicht. EGIX basiert auf börslichen Terminmarkthandelsgeschäften, die in den jeweils aktuellen Frontmonatskontrakten der Marktgebiete NCG und Gaspool abgeschlossen wurden, d. h. für denjenigen Monat, dessen Monatskontrakt vollständig mit allen Liefertagen handelbar ist. Aus allen Handelsgeschäften wird börsentäglich der volumengewichtete Durchschnittspreis berechnet. Der Index entspricht dem arithmetischen Mittelwert über alle bis dahin ermittelten Tageswerte, die sich auf den gleichen Frontmonat beziehen. Im Ergebnis bildet er den aktuellen Börsenpreis für die Gaslieferungen des Folgemonats ab.

Auch der EGIX verzeichnete im Jahr 2012 einen Anstieg und lag nach durchschnittlich 23,53 Euro/MWh im Jahr 2011 bei 24,66 Euro/MWh im vergangenen Jahr¹⁵². Während er im Jahr 2011 noch innerhalb der Spanne zwischen Tagesreferenzpreis und Grenzübergangspreis lag, fiel er im Jahr 2012 unter den mittleren Tagesreferenzpreis.

¹⁵² Vgl. EEX, EEX Reference Prices, https://cdn.eex.com/document/142972/20130801_EEX_Reference_Price_EGIX.pdf

G Einzelhandel

1. Marktabdeckung

Die Zahl der Unternehmen, welche sich am Monitoring 2013 beteiligten, konnte noch einmal gesteigert werden. In nahezu sämtlichen Marktbereichen konnte die bereits hohe Marktabdeckung ausgebaut werden, was wiederum zu einer soliden Datenbasis für den vorliegenden Berichtsteil zum Thema Gasmarkt geführt hat. Die folgenden Ausführungen beinhalten eine kurze Übersicht über die Marktabdeckung, wobei teilweise in den einzelnen Abschnitten zusätzliche Aussagen zur verwendeten Datenbasis gemacht werden.

FNB

17 FNB haben sich an der Datenerhebung 2013 beteiligt. Die Marktabdeckung liegt in diesem Bereich somit bei 100 Prozent.

VNB

Die Zahl der teilnehmenden VNB hat sich gegenüber der Datenerhebung 2012 noch einmal erhöht. So sind insgesamt 674 Rückmeldungen eingegangen (629 Unternehmen in 2012). Für die Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher in Deutschland konnte eine Marktabdeckung von über 96 Prozent erzielt werden.

Großhändler und Lieferanten

Auch die Zahl der bei der Datenerhebung 2013 eingegangenen Rückmeldungen der Großhändler und Lieferanten hat sich erhöht. Hier ist ein Eingang von 792 Rückmeldungen zu verzeichnen (726 Unternehmen in 2012). Gemessen an der gesamten Gasausspeisemenge an Letztverbraucher ist eine Marktabdeckung von über 93 Prozent erzielt worden.

Importeure und Exporteure

Im Rahmen der Datenerhebung 2013 sind Rückmeldungen von 38 Gasimporteuren und Gasexporteuren eingegangen (41 Unternehmen in 2012). Damit wurde auch in diesem Bereich eine nahezu vollständige Marktabdeckung erreicht.

Speicherbetreiber

Mit 28 Rückmeldungen konnte die Marktabdeckung gegenüber dem Monitoring 2012 auch hier auf einem hohen Niveau gehalten werden (24 Unternehmen in 2012). Die Marktabdeckung beträgt in diesem Bereich über 96 Prozent.

2. Marktöffnung und Wettbewerb

2.1 Abgabemengen der Gaslieferanten

Die im Jahr 2012 durch die Gaslieferanten abgegebene Gasmenge an Letztverbraucher (inklusive Gaskraftwerke) beträgt 815,4 TWh. Diese Menge liegt fünf Prozent über dem Wert des Jahres 2011. Die Abgabemenge an private Haushalte übertraf den Vorjahreswert um knapp zehn Prozent.

Gemessen an der Ausspeisemenge der FNB und VNB Gas mit 955,68 TWh im Berichtsjahr 2012 in Deutschland, liegt die ermittelte Marktabdeckung der Datenerhebung im Bereich der Großhändler und Lieferanten Gas bei über 93 Prozent. Zum Stichtag 31. Dezember 2012 belieferten die Gaslieferanten in Deutschland etwa 13 Mio. Letztverbraucher. Dabei gehörten knapp 11 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Die nachfolgende Tabelle beinhaltet die bei der Datenerhebung 2013 erfassten Abgabemengen der Gaslieferanten in den Jahren 2011 sowie 2012, aufgeteilt nach den einzelnen Abnahmekategorien.

Tabelle 45: Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁵³

Kategorie	2011		2012	
	Abgabemenge in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Abgabemenge in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/a	277,08	35,71	303,54	37,23
> 300 MWh/a	183,66	23,67	200,57	24,60
≤ 100.000 MWh/a				
> 100.000 MWh/a	207,53	26,75	216,76	26,58
Gaskraftwerke	107,59	13,87	94,52	11,59
Gesamt	780,66	100	815,39	100

Nach Entscheidungspraxis des Bundeskartellamts werden im Bereich der Belieferung von Letztverbrauchern mit Erdgas zwei sachlich relevante Märkte abgegrenzt, einerseits der Markt für die Belieferung von

¹⁵³ Die Summe Gasabgabe über die einzelnen Kategorien ist kleiner als die gesamte Gasabgabe, da einige Gaslieferanten keine Angaben zu den Einzelkategorien gemacht haben.

SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) mit Erdgas sowie andererseits der Markt für die Belieferung von RLM-Kunden (Kunden mit einer registrierenden Leistungsmessung) mit Erdgas. Die Versorgungsunternehmen haben in Summe rund 13 Mio. SLP-Kunden und ca. 65.000 RLM-Kunden beliefert¹⁵⁴. Dabei betrug die Gasabgabe rund 353,38 TWh im Falle der SLP-Kunden und rund 435,03 TWh im Falle der RLM-Kunden¹⁵⁵.

2.2 Ausspeisemengen der Gasnetzbetreiber

Die erfasste Ausspeisemenge der Gasnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2012 lag bei 955,68 TWh. Bei den privaten Haushalten und dem Kleingewerbe lag der Zuwachs der ausgespeisten Gasmenge bei knapp acht Prozent. Insgesamt wurden von den Gasnetzbetreibern ca. 13,7 Mio. Zählpunkte zum Stichtag 31. Dezember 2012 registriert. Dabei gehörten etwa 12,42 Mio. Zählpunkte zur Gruppe der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Tabelle 46: Ausspeisemengen Gas in 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas¹⁵⁶

Kategorie	2011		2012	
	Abgabemengen FNB und VNB in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Abgabemengen FNB und VNB in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/a	312,44	33,45	336,91	35,25
> 300 MWh/a	192,99	20,66	212,46	22,23
≤ 100.000 MWh/a				
> 100.000 MWh/a	304,85	32,64	274,98	28,77
Gaskraftwerke	123,80	13,25	131,33	13,75
Gesamt	934,61	100	955,68	100

¹⁵⁴ Die Angaben beziehen sich genauer auf Zählpunkte von SLP-Kunden bzw. RLM-Kunden.

¹⁵⁵ Die Summe der Gasabgabe an SLP- und RLM-Kunden ist geringer als die gesamte Gasabgabe an Letztverbraucher, da einige Gaslieferanten keine Aufteilung der Gasabgabemenge auf die Letztverbrauchergruppen vorgenommen haben. Gleiches gilt für die Anzahl der Letztverbraucher.

¹⁵⁶ Die Summe der Gasabgabe über die einzelnen Kategorien ist kleiner als die gesamte Gasabgabe, da einige Gasnetzbetreiber keine Angaben zu Einzelkategorien gemacht haben.

Tabelle 47: Anzahl der Zählpunkte Gas in 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas¹⁵⁷

Kategorie	Anzahl Zählpunkte VNB Gas	Anzahl Zählpunkte FNB	Anzahl Zählpunkte VNB Gas und FNB
≤ 300 MWh/a	13.542.633	55	13.542.688
> 300 MWh/a	153.150	332	153.482
≤ 100.000 MWh/a			
> 100.000 MWh/a	1.516	162	1.678
Gaskraftwerke	870	62	932
Gesamt	13.698.169	611	13.698.780

3. Grundversorgung

Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung zum Monitoring 2013 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 228,73 TWh im Jahr 2012, davon wurden 61,56 TWh im Rahmen der Grundversorgung abgegeben.

Im Bereich der Haushaltskunden sank der Anteil der Grundversorgung an der Gesamtversorgung leicht von 27,82 Prozent auf 26,91 Prozent. In der Kategorie der „weiteren Letztverbraucher“, welche alle Letztverbraucher enthält, die nicht Haushaltskunden sind (Gewerbe- und Industriekunden), ist eine Gasabgabemenge in Höhe von 566,05 TWh zu verzeichnen. Dabei entfallen 12,65 TWh auf die Grundversorgung, was zu einer Grundversorgungsquote von 2,23 Prozent führt. Bei der Gesamtbetrachtung und einer erfassten Gasabgabemenge von 794,78 TWh sowie einer Menge von 74,21 TWh, welche auf die Grundversorgung entfällt, ergibt sich eine gesamte Grundversorgungsquote von 9,34 Prozent¹⁵⁸. Insgesamt bleiben die Anteile der Grundversorgung gegenüber den Vorjahren konstant.

Von der an sämtliche Letztverbraucher gelieferten Gasmenge wurden 7,75 Prozent an Haushalte in der Grundversorgung abgegeben. 1,59 Prozent der an Letztverbraucher abgegebenen Gasmenge wurden an

¹⁵⁷ Die Summe der Zählpunkte Gas über die einzelnen Kategorien ist kleiner als die gesamte Summe der Zählpunkte, da einige Gasnetzbetreiber keine Angaben zu Einzelkategorien gemacht haben.

¹⁵⁸ Die Angabe weicht von der Angabe in Tabelle 45 ab, da nicht alle Lieferanten diese Frage beantwortet haben.

Letztverbraucher, die keine Haushalte i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG sind, in der Grundversorgung geliefert. Die restlichen 90,66 Prozent der an Letztverbraucher abgegebenen Gasmenge setzten die Erdgaslieferanten folglich außerhalb der Grundversorgung ab.

Von den insgesamt an SLP-Kunden abgegebenen 353,38 TWh Erdgas entfielen 20,9 Prozent auf die Gasabgabe im Rahmen der Grundversorgung. Damit ist die Grundversorgungsquote im Vergleich zum Vorjahr (21,7 Prozent) geringfügig gesunken¹⁵⁹.

Tabelle 48: Abgabemengen der Lieferanten in der Grundversorgung nach Kundenkategorie 2007 bis 2012

Kategorie	Berichtsjahr	Abgabemenge in TWh	Abgabemenge Grundversorgung in TWh	Anteil Grundversorgung an der Abgabemenge in Prozent
Haushaltskunden	2007	199,60	72,34	36,24
	2008	236,01	69,58	29,48
	2009	228,00	61,21	26,85
	2010	273,91	68,26	24,92
	2011	211,01	58,71	27,82
	2012	228,73	61,56	26,91
Weitere Letztverbraucher	2007	638,40	20,86	3,27
	2008	669,14	17,48	2,61
	2009	615,66	16,36	2,66
	2010	602,66	13,88	2,30
	2011	549,18	12,79	2,33
	2012	566,05	12,65	2,23
Gesamt	2007	838,00	93,20	11,12
	2008	905,15	87,06	9,62
	2009	843,66	77,57	9,19
	2010	876,57	82,14	9,37
	2011	760,19	71,50	9,41
	2012	794,78	74,21	9,34

¹⁵⁹ Im Fragebogen wurde darum gebeten, bei Zuordnungsproblemen (z. B. Fälle von Ersatzversorgung) Mengen in der Grundversorgung anzugeben. Im Ergebnis sind 0,4 Prozent der auf RLM-Kunden entfallenden Menge von 435,03 TWh in die Kategorie „Grundversorgung“ eingetragen worden.

Abbildung 129: Anteil der Abgabemengen der Lieferanten an Letztverbraucher in der Grundversorgung 2006 - 2012 nach Kundenkategorie

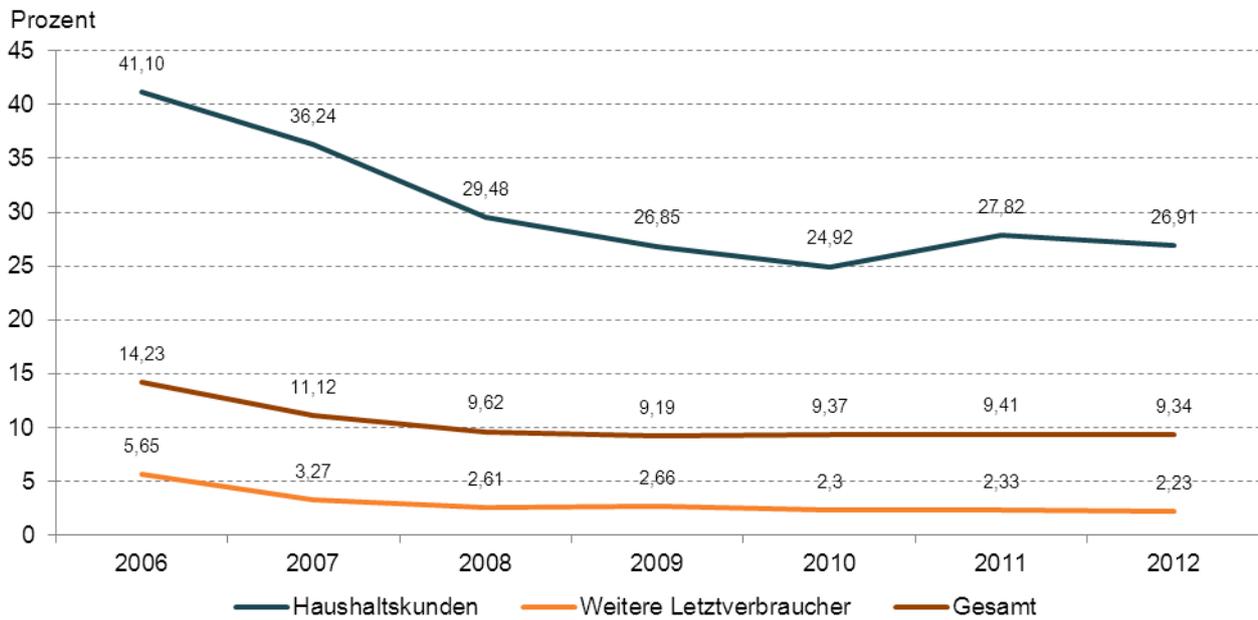
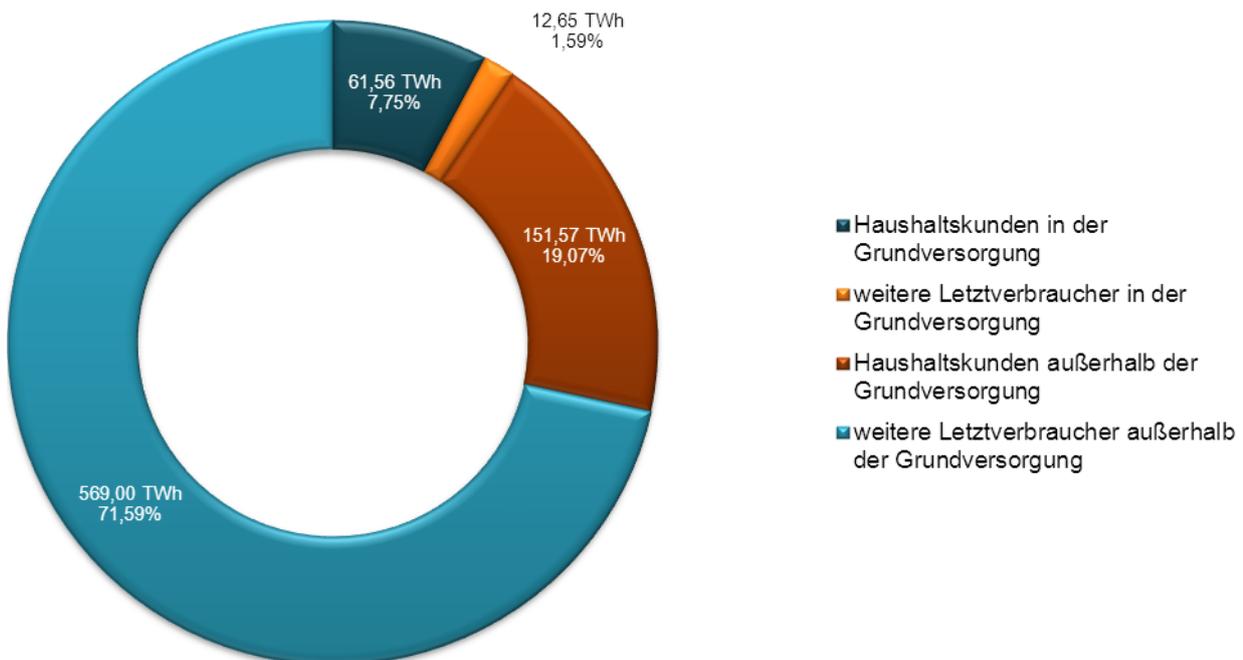
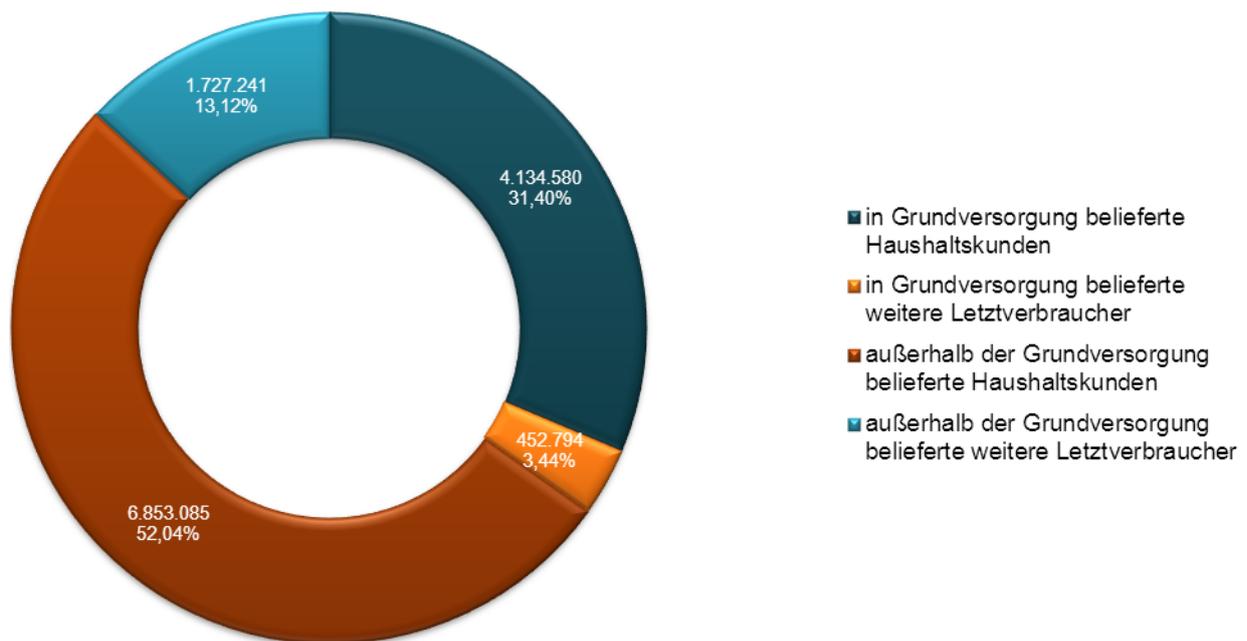


Abbildung 130: Liefermengen an Letztverbraucher in und außerhalb der Grundversorgung in TWh in 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas



Die anzahlmäßige Verteilung der belieferten Letztverbraucher auf die einzelnen Möglichkeiten der Gasbelieferung veranschaulicht die folgende Abbildung. Etwa 4,1 Mio. Haushaltskunden, was einer Quote von 31,4 Prozent aller Letztverbraucher entspricht, werden in der Grundversorgung beliefert. Etwa 6,8 Mio. Haushaltskunden werden außerhalb der Grundversorgung beliefert, was einer Quote von 52,04 Prozent aller Letztverbraucher entspricht.

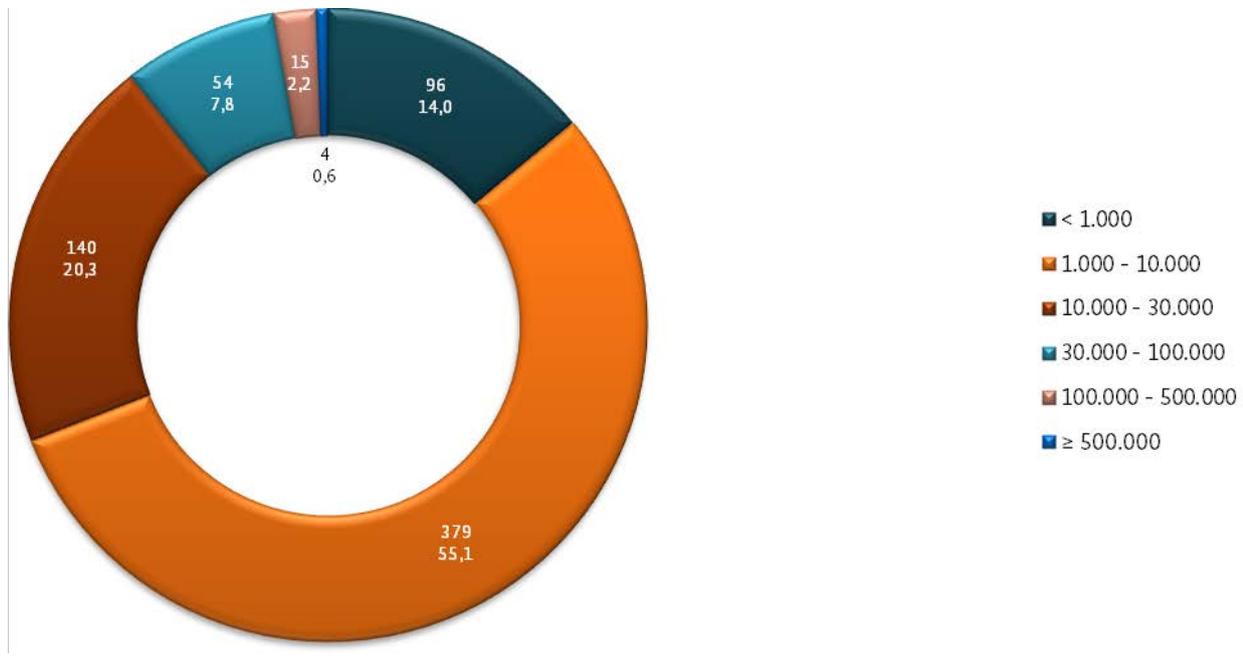
Abbildung 131: Anzahl der belieferten Letztverbraucher in- und außerhalb der Grundversorgung in 2012



4. Anbieterzahl

Die Darstellung nach Zählpunkten nach Konzernzugehörigkeit unter Berücksichtigung der fünf größten Lieferanten mittels Dominanzmethode stellt sich wie folgt dar. Mehr als drei Viertel aller Lieferanten in Deutschland beliefern weniger als 30.000 Zählpunkte. Der größte Anteil entfällt dabei auf die Gruppe der Lieferanten mit 1.000 bis 10.000 Zählpunkten. Knapp drei Prozent der Lieferanten versorgen mehr als 100.000 Zählpunkte.

Abbildung 132: Lieferanten nach Anzahl der belieferten Zählpunkte nach Konzernzugehörigkeit



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 2013 wurden die Gasnetzbetreiber aufgefordert, die Anzahl der Lieferanten anzugeben, die in ihren Netzen mindestens einen Letztverbraucher beliefern.

Seit der Marktöffnung und Schaffung einer rechtlichen Grundlage für einen funktionierenden Lieferantenwechsel hat sich die Zahl der aktiven Gaslieferanten in den verschiedenen Netzgebieten stets positiv entwickelt. Im Berichtsjahr 2012 hat sich der Trend zu mehr Vielfalt weiterhin verfestigt. In knapp 86 Prozent der Netzgebiete beliefern 31 oder mehr Gaslieferanten Letztverbraucher. Im Jahr 2010 beispielsweise traf dies nur für rund 38 Prozent der Netze zu. Mittlerweile stehen in fast 60 Prozent der Netze sogar mehr als 50 Gaslieferanten zur Verfügung. Nur noch in weniger als einem Prozent der Netzgebiete beliefern fünf oder weniger Gasversorger Letztverbraucher (siehe Abbildung 133).

Bei einer gesonderten Betrachtung der Kundenkategorie Haushaltskunden in Abbildung 134 ähnelt das Bild der Darstellung aller Letztverbraucher. In der Mehrzahl der Netzgebiete werden Haushaltskunden von mehr als 50 verschiedenen Gaslieferanten versorgt.

Abbildung 133: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (alle Letztverbraucher) gemäß Abfrage VNB 2008 - 2012¹⁶⁰

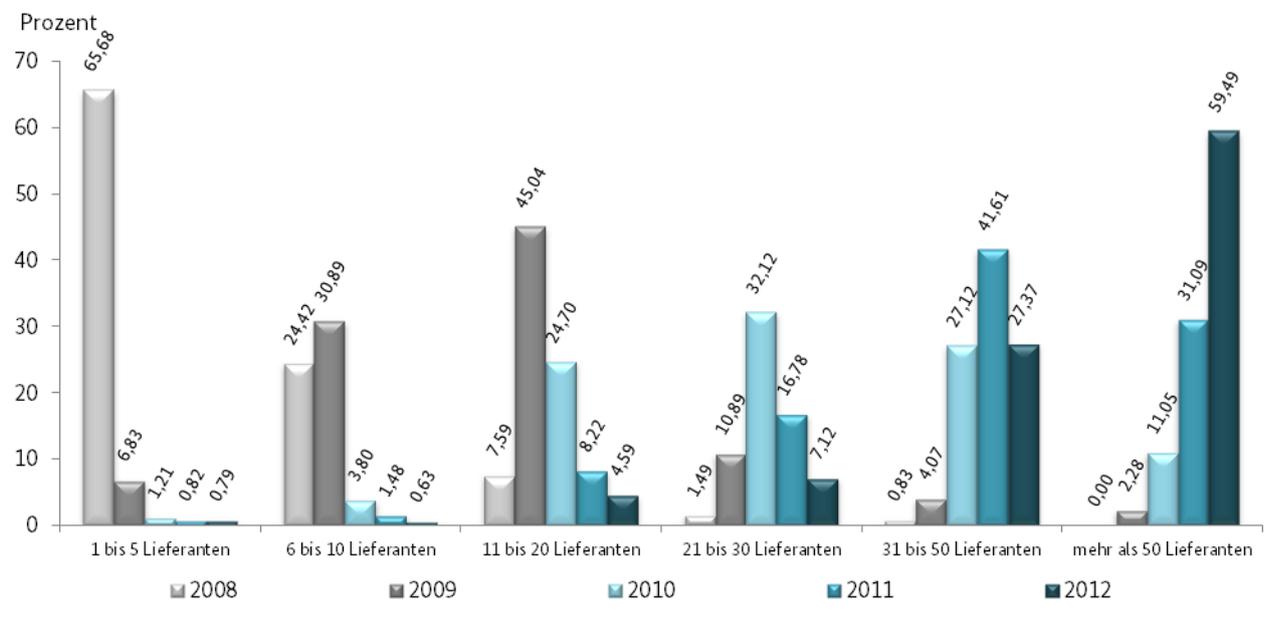
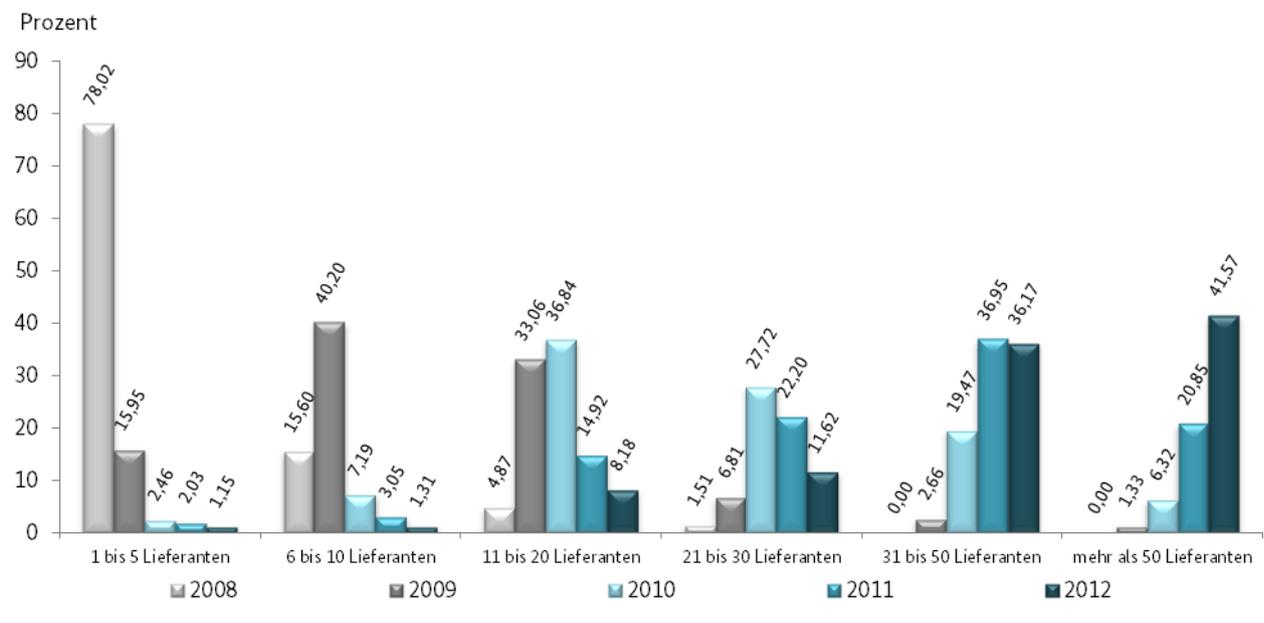


Abbildung 134: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (Haushaltskunden) gemäß Abfrage VNB Gas 2008 - 2012



¹⁶⁰ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

5. Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

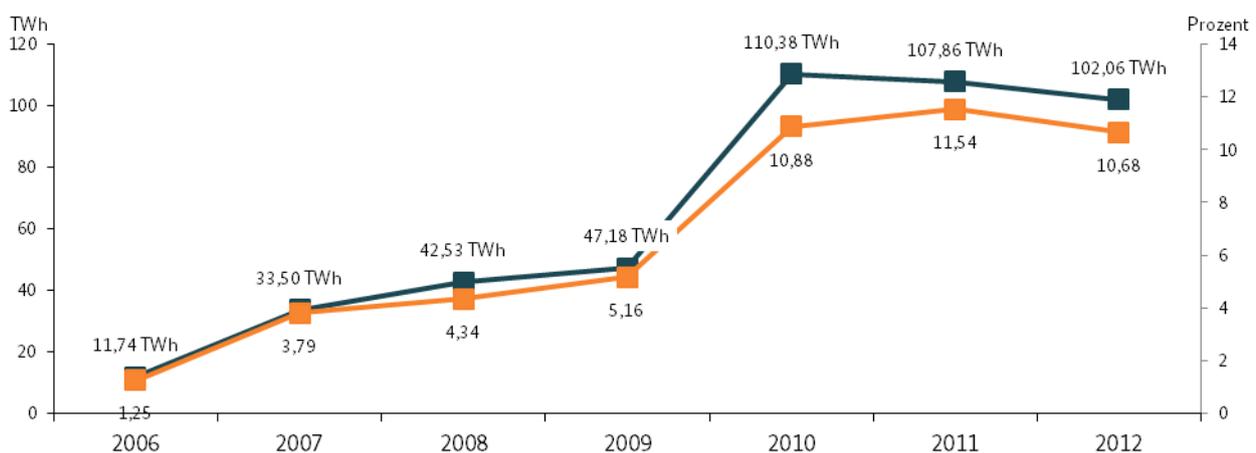
5.1 Lieferantenwechsel

Bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Gas sind drei vertragliche Gestaltungsmöglichkeiten zu unterscheiden. Neben der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung kann die Belieferung durch den Grundversorger zu Sondervertragskonditionen erfolgen. Bei dieser Belieferungsmöglichkeit bleibt der Letztverbraucher bei seinem bisherigen Versorger, schließt jedoch einen neuen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab (Vertragswechsel).

Unter einem Lieferantenwechsel hingegen versteht man den Vorgang, dass ein Letztverbraucher an einer Messstelle (z. B. Hausanschluss) von seinem derzeitigen Lieferanten (Altlieferanten) zu einem neuen Lieferanten (Neulieferanten) wechselt. Aus- / Ein- und Umzüge sowie infolge eines Konzessionswechsels übertragene Lieferverträge mit Kunden werden bei der Betrachtung der Kundenkategorien nicht als Lieferantenwechsel angesehen. Die Zahl der Lieferantenwechsel ist ein wesentlicher Indikator für die Wettbewerbsentwicklung im Einzelhandelsbereich in Deutschland.

Die von den Gasnetzbetreibern im Rahmen der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2013 mitgeteilte Gasmenge, die vom Lieferantenwechsel betroffen ist, beträgt 102,06 TWh im Berichtsjahr 2012. Die Wechselquote entspricht in etwa dem Niveau aus den Vorjahren.

Abbildung 135: Entwicklung der Lieferantenwechselmenge in TWh sowie der Lieferantenwechselquote (2006 -2012), gemäß Abfrage FNB und VNB Gas



In der kleinsten Kategorie „ ≤ 300 MWh/a“ der Haushalts- und Kleingewerbekunden sank das Lieferantenwechselvolumen um 4,89 TWh. In der Kategorie der Gaskraftwerke ist das Wechselvolumen im Berichtsjahr geschrumpft, nachdem es im Jahr zuvor leicht gestiegen war. Bei diesen Kunden ist zu berücksichtigen, dass sie in hohem Maße durch längerfristige Verträge gebunden sind, so dass ein kurzfristiger Wechsel wie bei Haushaltskunden nicht in Frage kommt.

Tabelle 49: Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas¹⁶¹

Kategorie	2011 Lieferantenwechsel FNB und VNB in TWh	2012 Lieferantenwechsel FNB und VNB in TWh	Veränderung 2011 zu 2012 in TWh
≤ 300 MWh/a	31,56	26,67	-4,89
< 300 MWh/a ≤ 100.000 MWh/a	26,95	32,10	5,15
> 100.000 MWh/a	33,82	36,80	2,98
Gaskraftwerke	15,80	6,49	-9,31
Gesamt	107,86	102,06	-5,80

Tabelle 50: Anteil Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher an der Gesamtausspeisemenge Gas gemäß Abfrage FNB und VNB Gas¹⁶¹

Kategorie	2011		2012	
	Lieferanten- wechsel FNB und VNB in TWh	Anteil an Ausspeisemenge in Prozent	Lieferanten- wechsel FNB und VNB in TWh	Anteil an Ausspeisemenge in Prozent
≤ 300 MWh/a	31,56	7,11	26,67	7,92
> 300 MWh/a ≤ 100.000 MWh/a	26,95	11,35	32,10	15,11
> 100.000 MWh/a	33,82	16,00	36,80	13,38
Gaskraftwerke	15,80	9,37	6,49	4,94
Gesamt	107,86	10,88	102,06	10,68

¹⁶¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Im Berichtsjahr 2012 wurden insgesamt 1.039.471 Lieferantenwechselfälle von den Netzbetreibern gemeldet. Im Vergleich zum Berichtsjahr 2011 sind die Lieferantenwechselfälle damit insgesamt um ca. 18 Prozent bzw. 236.177 Lieferantenwechselfälle gesunken. Fast der komplette Rückgang an Lieferantenwechselfällen entfällt auf die Kundenkategorie „≤ 300 MWh/a“. Stellt man die vom Wechsel betroffene Gasmenge von 26,67 TWh ins Verhältnis zu den 1.021.793 Wechselfällen, ergibt sich ein durchschnittliches Wechselvolumen pro Letztverbraucher in der Kategorie Haushaltskunden und Kleingewerbe (≤ 300 MWh/a) von etwa 26.000 kWh. Damit lag der durchschnittliche Verbrauch eines wechselnden Haushaltskunden über dem Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

Mit Blick auf alle Letztverbraucher liegt die anzahlmäßige Lieferantenwechselquote in Höhe von 7,59 Prozent unterhalb der mengenbezogenen Lieferantenwechselquote in Höhe von 10,68 Prozent.

Tabelle 51: Anzahl der Letztverbraucher sowie Anzahl der Lieferantenwechsel in 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Kategorie	Anzahl Letztverbraucher VNB und FNB	Anzahl Lieferantenwechsel VNB und FNB	Anteil der Lieferanten- wechsel an der Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 300 MWh/a	13.542.688	1.021.793	7,54
<300 MWh/a ≤ 100.000 MWh/a	153.482	17.459	11,38
> 100.000 MWh/a	1.678	189	11,26
Gaskraftwerke	932	30	3,22
Gesamt	13.698.780	1.039.471	7,59

Bei der gesonderten Betrachtung der Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG, basierend auf den Daten der Gaslieferanten, zeigt sich folgendes Bild: Insgesamt wechselten 677.839 Haushaltskunden im Berichtsjahr 2012 ihren Gaslieferanten. Das sind etwa 260.000 Haushaltskunden weniger als im Jahr 2011, was einem Rückgang von etwa 28 Prozent entspricht. Insgesamt 156.544 Haushaltskunden haben im Jahr 2012 direkt bei Einzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt. Die Gasneukunden nutzen also weiterhin die Gelegenheit eines Umzugs, um einen neuen günstigen Lieferanten am neuen Wohnort zu wählen. Um gut 27.000 Kunden auf 191.694 Gewerbe- und Industriekunden stieg die Anzahl der Gewerbe- und Industriekunden, welche einen Lieferantenwechsel durchführten.

Abbildung 136: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (2006 bis 2012)

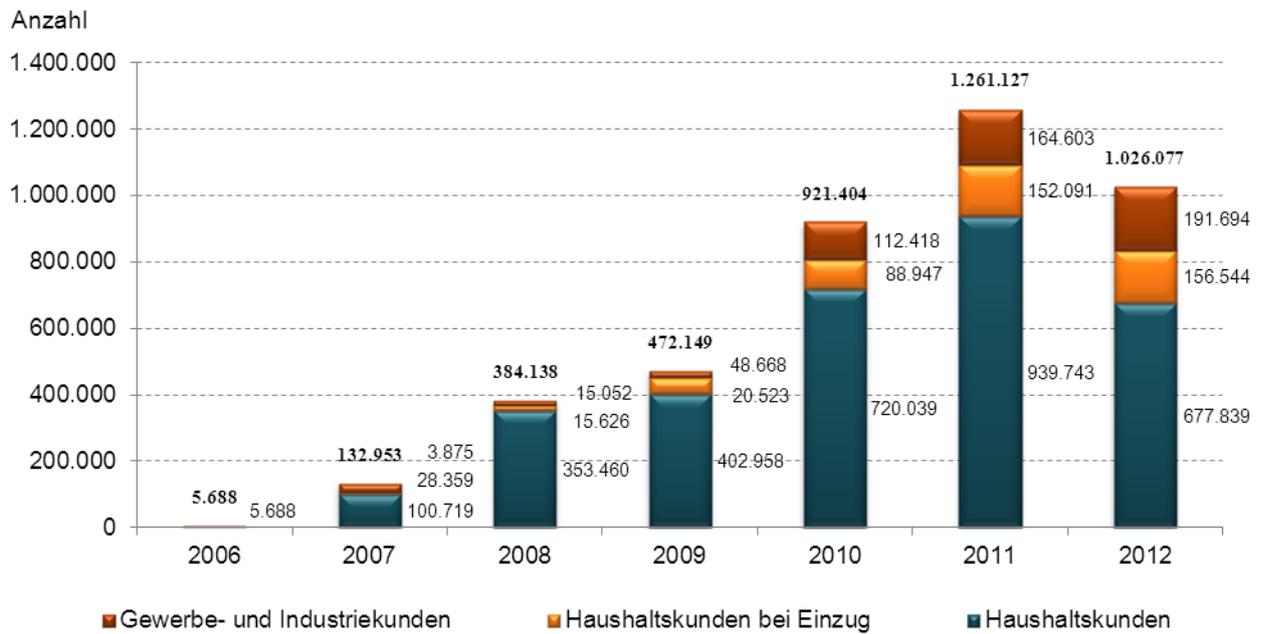
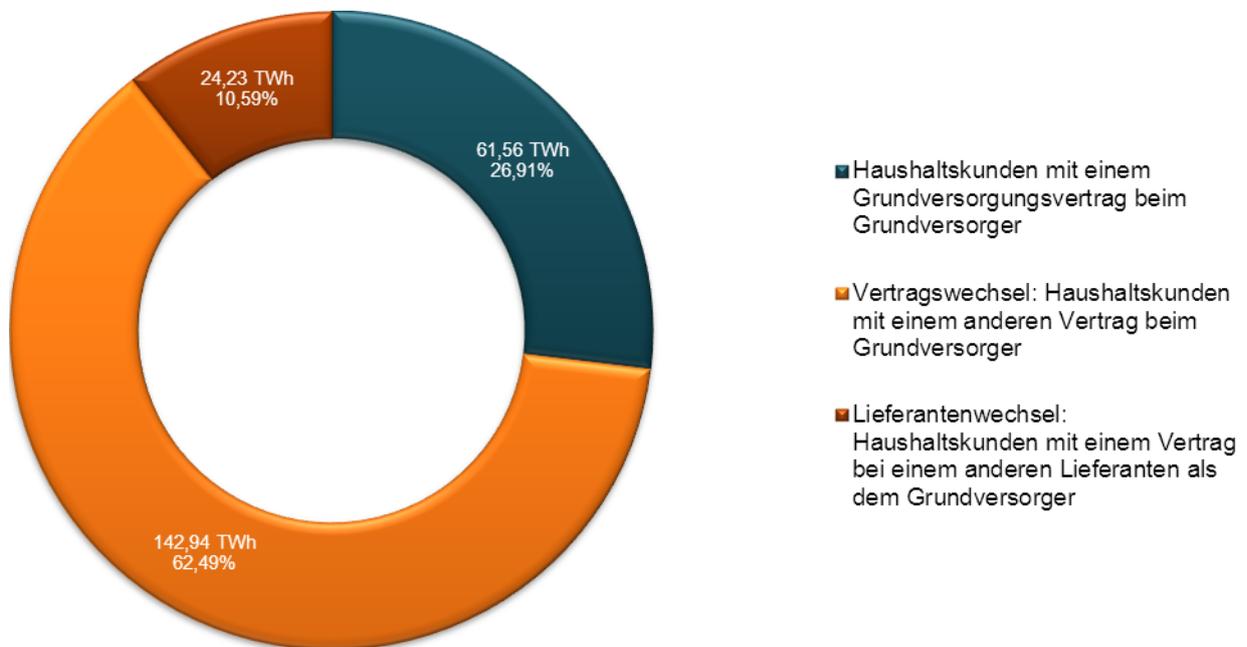


Abbildung 137: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten, Stand 31. Dezember 2012



Bei der Betrachtung der Belieferungsstruktur der Haushaltskunden zum Stichtag 31. Dezember 2012 zeigt sich oben dargestelltes Bild: Insgesamt knapp elf Prozent der Haushaltskunden wurden von einem anderen Gaslieferanten als dem Grundversorger beliefert. Etwa 63 Prozent der Haushaltskunden wurden von

ihrem Grundversorger mit einem Sondervertrag beliefert. Knapp 27 Prozent der an die Haushaltskunden abgegebenen Gasmenge erfolgte im Rahmen der Grundversorgung. Schließlich nutzten Sondervertragskunden, z. B. Heizgaskunden, weiterhin die Möglichkeit eines Lieferantenwechsels und beendeten das Vertragsverhältnis mit ihrem bisherigen Grundversorger, um Kunde eines Wettbewerbers zu werden.

Von der Mehrheit der VNB (75 Prozent) wird die Durchführung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel selber durchgeführt. 25 Prozent der VNB nutzen dafür einen Dienstleister. 82 Prozent der VNB verwenden hierbei keinen Konverter, der die Übertragung der Inhalte in das Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport (EDIFACT)-Format sicherstellt, sondern generieren die jeweiligen Nachrichtentypen durch das eigene IT-System. Die Resultate der Monitoringabfrage dokumentieren, dass die im Rahmen der Umsetzung des Beschlusses GeLi Gas für den Datenaustausch vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen nahezu durchgehend im ganzen Umfang angewendet wurden. 96 Prozent der VNB meldeten, dass sie alle für den Datenaustausch vorgesehenen EDIFACT-Nachrichtentypen benutzen. Bei den von den VNB verwendeten Übertragungsmedien dominiert nach dem Übergang in den Wirkbetrieb immer noch die Nutzung von E-Mails mit 90 Prozent. Der FTP-Zugang wird von zwei Prozent als Übertragungsmedium genutzt. Sonstige Übertragungsmedien entfallen auf zwei Prozent der VNB. Keine Angaben machten sechs Prozent der VNB.

6. Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

6.1 Versorgungsunterbrechungen

Auch im Gasbereich hat die Bundesnetzagentur zum zweiten Mal zum Berichtsjahr 2012 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. Die GasGVV gibt dem Grundversorger in § 19 Abs. 2 GasGVV das Recht, die Versorgung insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen. Für die Unterbrechung der Gasversorgung ist im Gegensatz zur Stromversorgung kein Mindestrückstand von 100 Euro für eine Sperrung erforderlich. Auch in der Gasgrundversorgung ist im Vergleich zum Vorjahr die Zahl der durchgeführten Unterbrechungen angestiegen. Einige Unternehmen waren auch im Gasbereich nicht in der Lage, exakte Zahlen zu liefern und teilten Schätzwerte mit. Insgesamt hat sich auch hier das im Berichtsjahr 2012 erhobene Verhältnis zwischen Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen bestätigt.

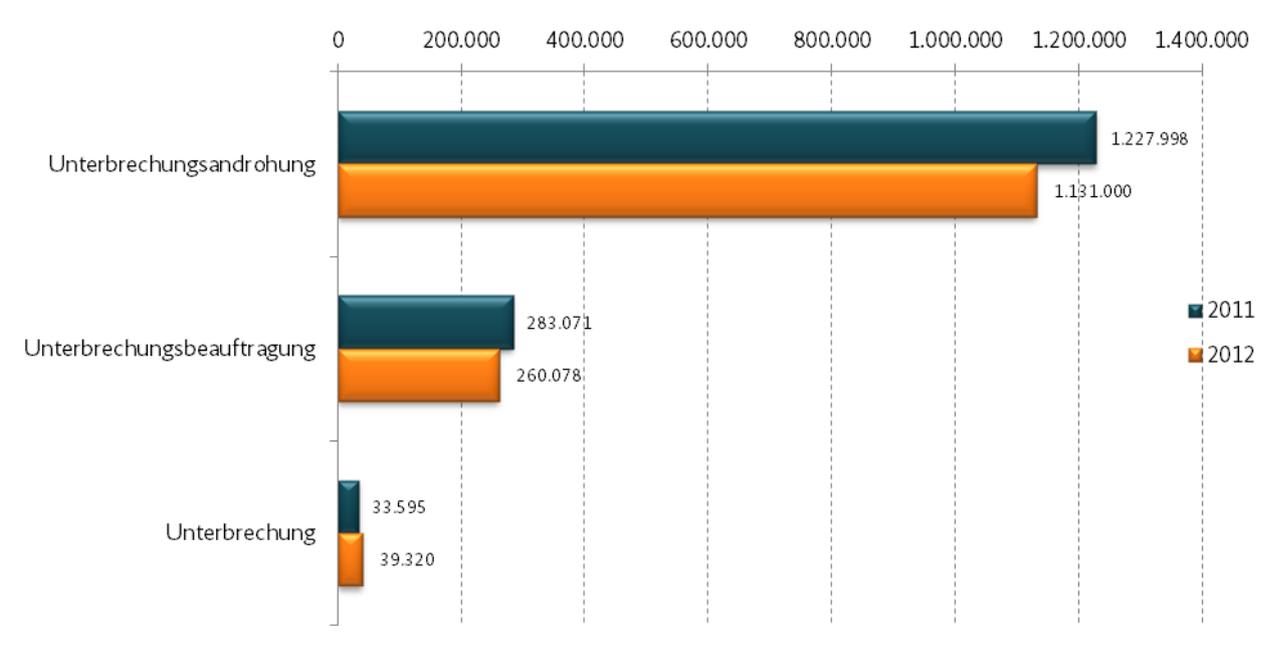
Gasnetzbetreiber wurden gefragt, bei wie vielen Zählpunkten (Kunden) sie im Berichtsjahr 2012 im Auftrag des Grund- / Ersatzversorgers die Versorgung erfolgreich unterbrochen bzw. wiederhergestellt haben. Von den Gasnetzbetreibern wurden insgesamt 39.320 Versorgungsunterbrechungen gemeldet.

Für eine Unterbrechung haben die Gasnetzbetreiber den Lieferanten durchschnittlich 40 Euro in Rechnung gestellt, wobei die tatsächlich berechneten Kosten bis zu 271 Euro betragen. Gleichzeitig wurden Lieferanten und Großhändler befragt, wie häufig sie im Berichtsjahr 2012 eine Unterbrechung der Ver-

sorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Unternehmen gaben an insgesamt ca. 1,13 Mio. Versorgungsunterbrechungen angedroht zu haben. Obwohl die GasGVV keinen Mindestrückstand als Bedingung für die Sperrung vorschreibt, wurde im Durchschnitt erst bei einem Rückstand von 107 Euro eine Sperrung angedroht. Lediglich ca. 260.078 Unterbrechungsandrohungen mündeten in eine Beauftragung zur Unterbrechung beim zuständigen Netzbetreiber.

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Lieferanten ihren Kunden durchschnittlich Kosten in Höhe von 36 Euro, wobei die Spannweite der tatsächlich berechneten Kosten zwischen 0 und 192 Euro betrug.

Abbildung 138: Androhung, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Versorgung im Bereich Gas



6.2 Tarife und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten im Gasbereich verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Nachfrage der Letztverbraucher nach derartigen Abrechnungen ist jedoch in der Gasversorgung gering. 88 Unternehmen meldeten der Bundesnetzagentur insgesamt 2525 Kundenanfragen nach unterjährigen Abrechnungen.

In der Gasversorgung trennen sich nur wenige Lieferanten von ihren Kunden. Im Berichtsjahr 2012 wurden durch Lieferanten ca. 24.000 Kündigungen gegenüber ihren Kunden ausgesprochen. Dabei ist wie auch im Bereich Strom 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.

7. Preisniveau

Bei der Datenerhebung zum Monitoringbericht 2013 wurden die Großhändler und Lieferanten zum durchschnittlichen Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens zum Stichtag 1. April 2013, differenziert nach drei Kundenkategorien (s. u.) befragt. Im Gesamtpreis sollten alle fixen und variablen Preisbestandteile wie Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis und Verrechnungspreis, die dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden, berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollte eine geschätzte Aufteilung in durchschnittliches Nettonetzentgelt inkl. vorgelagerter Netzkosten, durchschnittliches Entgelt für Abrechnung, durchschnittliches Entgelt für Messung, durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb, durchschnittliche Konzessionsabgabe, derzeitige Gassteuer sowie durchschnittliche Umsatzsteuer angegeben werden. Ferner wurde der Durchschnittswert für den Preisbestandteil Energiebeschaffung und Vertrieb, welcher auch die Marge des Lieferanten enthält, abgefragt.

Bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Erdgas sind grundsätzlich drei vertragliche Gestaltungsmöglichkeiten zu unterscheiden. Neben der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung zu Grundversorgungstarifen existieren zwei Varianten, welche einen besonderen Wettbewerbscharakter haben. Die Belieferung im eigenen Netzgebiet, aber außerhalb der Grundversorgung, ist gleichzusetzen mit der Belieferung nach einem Vertragswechsel. Bei dieser Belieferungsvariante verbleibt der Letztverbraucher beim örtlichen Versorger, schließt jedoch einen neuen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab. Bei der Belieferung von Letztverbrauchern außerhalb des eigenen Grundversorgungsnetzgebietes schließen Lieferant und Letztverbraucher ebenfalls einen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab. Dies ist gleichzusetzen mit der Belieferung nach einem Lieferantenwechsel.

Im Folgenden werden im Falle der Haushalts- und Gewerbekunden sowohl der ungewichtete als auch der gewichtete Mittelwert des Einzelhandelspreisniveaus dargestellt (s. u.). Im Falle der Industriekunden wird im Monitoring 2013 auf eine Darstellung der mengengewichteten Werte verzichtet¹⁶². Für die Ermittlung der mengengewichteten Mittelwerte wurden für jede Kundenkategorie die jeweiligen Preisbestandteile mit den jeweiligen Absatzmengen der Unternehmen multipliziert, aggregiert und durch die Gesamtabsatzmenge aller Gaslieferanten geteilt. In der Kundenkategorie „Haushaltskunden“ wurden die abgesetzten Mengen an Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten verwendet. Die Gewichtung der Preisbestandteile in der Kundenkategorie „Gewerbekunden“ basiert auf den Absatzmengen an die entsprechende Kundengruppe in der Abgabekategorie „Verbrauchsmengen unter 300 MWh/a“ gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten, abzüglich der – gesondert abgefragten – auf die Haushaltskunden entfallenden Absatzmenge.

Wie in vorangegangenen Monitoringberichten werden in den folgenden Abbildungen neben dem durchschnittlichen Nettonetzentgelt (inklusive vorgelagerter Netzkosten) die durchschnittlichen Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb in einer Summe ausgewiesen. In den Tabellen erfolgt jedoch eine Nennung der Einzelwerte.

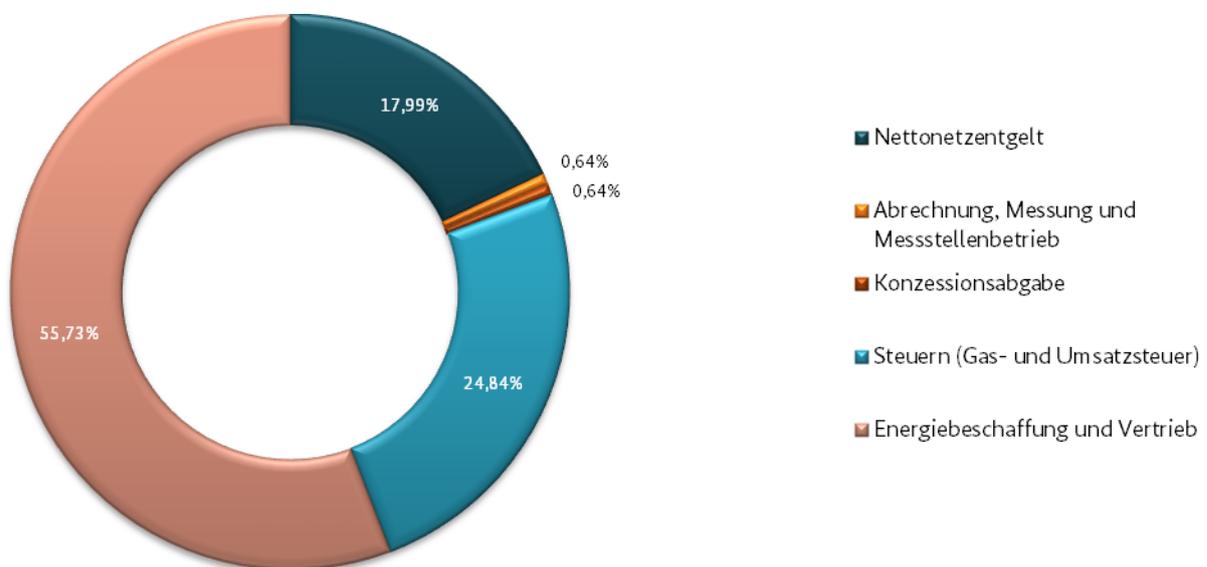
¹⁶² Die in der Befragung erfassten Industriekunden weisen mit Blick auf ihre Abnahmemengen eine zu breite Streuung auf, so dass eine sinnvolle Mengengewichtung der Preisbestandteile nicht vorgenommen werden konnte.

Die Ergebnisse der Lieferantenbefragung werden im Folgenden nach Kundenkategorie gegliedert dargestellt.

7.1 Gewerbe- /Industriekunden¹⁶³

Zum Stichtag 1. April 2013 sind die Gaspreise im Segment der Gewerbekunden nur geringfügig gestiegen: Der durchschnittliche Gaspreis in diesem Segment betrug mengengewichtet 6,28 ct/kWh (ungewichteter Mittelwert: 6,31 ct/kWh) nach 6,26 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2012 (ungewichteter Mittelwert: 6,24 ct/kWh) (vgl. Tabelle 52). Zwar lag das Preisniveau nur rund 0,3 Prozent über dem Vorjahreswert, so dass der Anstieg deutlich geringer als im Vorjahr (rund zehn Prozent) ausfiel. Dennoch erreichte das Preisniveau zum 1. April 2013 den höchsten Stand seit der Abfrage zum Stichtag 1. April 2009. Der jüngste Preisanstieg ist auf die gestiegenen Netznutzungsentgelte inklusive vorgelagerter Netzkosten zurückzuführen, welche sich binnen Jahresfrist von mengengewichtet 1,05 ct/kWh auf 1,13 ct/kWh erhöhten. Demgegenüber entwickelte sich der auf Energiebeschaffung und Vertrieb entfallende gewichtete Preisbestandteil rückläufig und lag nach 3,58 ct/kWh zum 1. April 2012 nun bei 3,50 ct/kWh. Weiterhin entfiel der höchste Anteil von rund 55,7 Prozent auf das Produkt selbst (vgl. Abbildung 139).

Abbildung 139: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁶⁴



¹⁶³ Es ist davon auszugehen, dass die beim Grundversorger abgefragten Abnahmefälle für Gewerbekunden und Industriekunden ausschließlich Kunden mit Sondervertrag betreffen.

¹⁶⁴ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

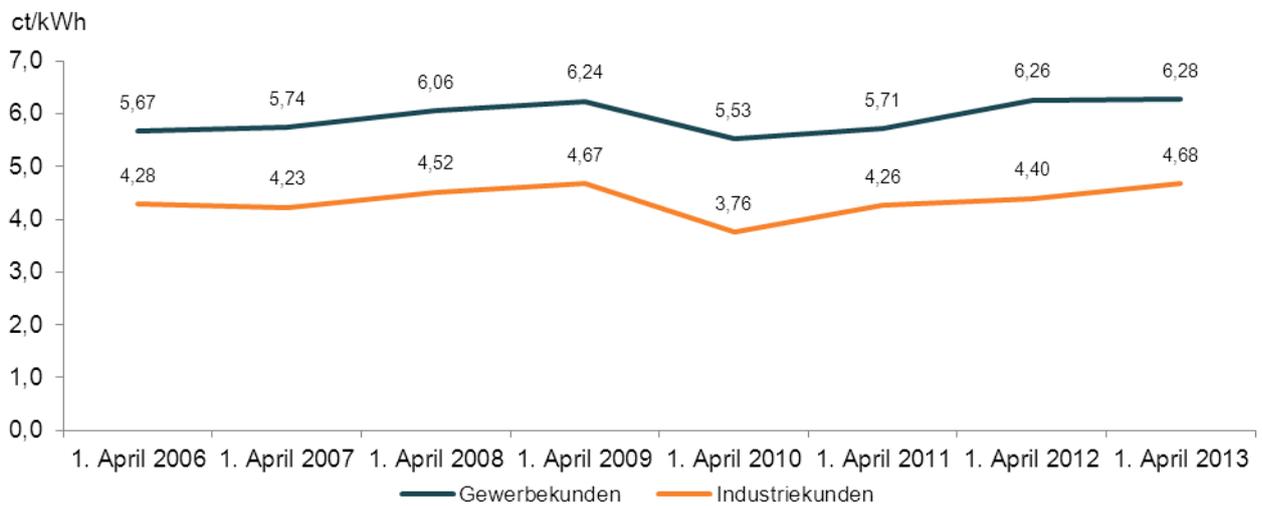
Tabelle 52: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁶⁵

Stand 1. April 2013	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,16	18,38	1,13	17,99
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,01	0,16	0,01	0,16
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,01	0,16	0,01	0,16
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,03	0,48	0,02	0,32
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,05	0,79	0,04	0,64
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,72	0,55	8,76
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,01	16,01	1,01	16,08
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb	3,49	55,31	3,50	55,73
Gesamt	6,31	100	6,28	100

Bei Betrachtung der Gaspreisentwicklung im Zeitverlauf ist nach dem Preiseinbruch von 2010 eine kontinuierliche Entwicklung zu einem höheren Gaspreis erkennbar.

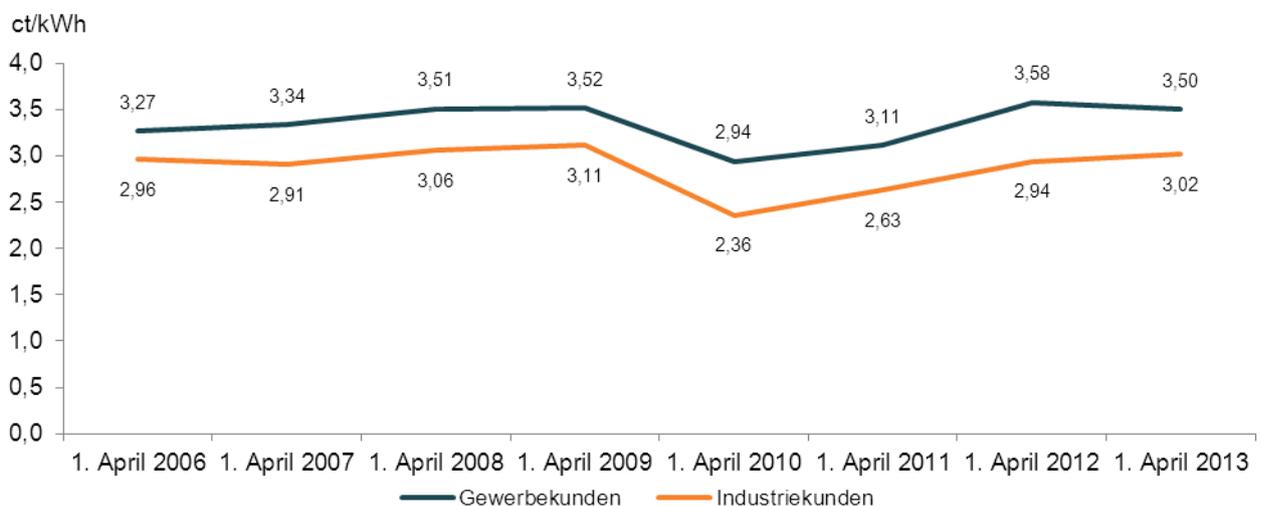
¹⁶⁵ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Abbildung 140: Entwicklung der Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2013. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas



Bei Betrachtung der mehrjährigen Zeitreihen des Preisbestandteils Energiebeschaffung und Vertrieb ist im Segment der Gewerbekunden ein deutlicher Preiseinbruch im Jahr 2010 zu konstatieren, begleitet von z. T. kräftigen Preisanstiegen in den Folgejahren. Im Berichtszeitraum hat sich diese Tendenz nicht weiter fortgesetzt. So entwickelte sich das mengengewichtete Preisniveau zum Stichtag 1. April 2013 leicht rückläufig.

Abbildung 141: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2013. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas



Im Bereich der Belieferung von Industriekunden erhöhte sich das mittlere Preisniveau von 4,61 ct/kWh auf 4,68 ct/kWh (vgl. Tabelle 53).¹⁶⁶ Dies entspricht einem Anstieg um 1,5 Prozent. Ursächlich hierfür sind die im Durchschnitt leicht gestiegenen Preisbestandteile Energiebeschaffung und Vertrieb sowie Netzentgelte (inkl. vorgelagerter Netzkosten). So lag der Preisbestandteil für Erdgasbezug und Vertrieb zum 1. April 2013 bei 3,02 ct/kWh nach 2,99 ct/kWh im Jahr zuvor. Der Preisbestandteil entsprach, vergleichbar dem Vorjahr, rund 64,5 Prozent des mittleren Gaspreises (vgl. Abbildung 142). Das durchschnittliche Nettonetzentgelt (inklusive vorgelagerter Netzkosten) stieg von 0,33 ct/kWh auf 0,36 ct/kWh und entsprach zum Stichtag 1. April 2013 knapp 7,7 Prozent des durchschnittlichen Gesamtpreises nach rund 7,2 Prozent im Vorjahr.

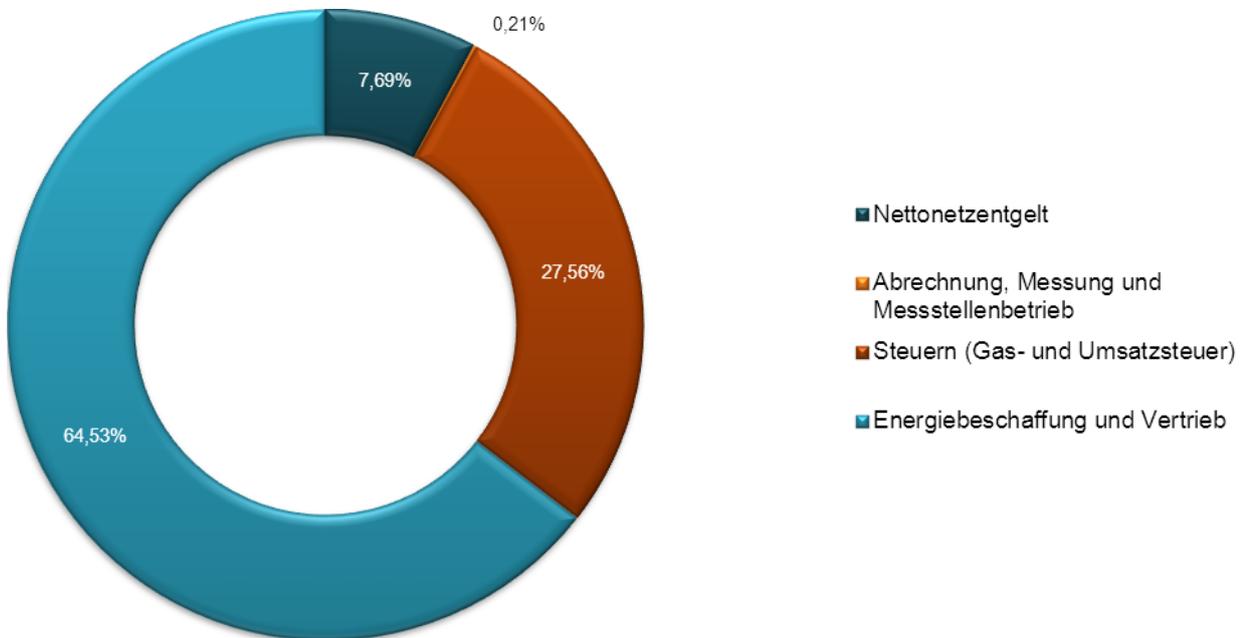
¹⁶⁶ Im Monitoringbericht 2013 wird auf eine Darstellung der mengengewichteten Werte verzichtet, da eine Gewichtung des Abnahmefalls mit den Abnahmemengen angesichts der Spezifika der Belieferung von Industriekunden nicht sinnvoll ist. Bei der Darstellung in der Tabelle ist zu beachten, dass Werte mit max. zwei Dezimalstellen dargestellt werden. Werte unter 0,01 erscheinen daher als 0,00.

Tabelle 53: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁶⁷

	Stand 1. April 2012		Stand 1. April 2013	
	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtwert in Prozent	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil am Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	0,33	7,16	0,36	7,69
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,00	0,00	0,00	0,00
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,00	0,00	0,00	0,00
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,00	0,00	0,01	0,21
Derzeitige Gassteuer	0,55	11,93	0,55	11,75
Durchschnittliche Umsatzsteuer	0,74	16,05	0,74	15,81
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb	2,99	64,86	3,02	64,53
Gesamt	4,61	100	4,68	100

¹⁶⁷ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Abbildung 142: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁶⁸



7.2 Haushaltskunden

Zum Stichtag 1. April 2013 sind wiederholt gestiegene Gaspreise im Segment der Haushaltskunden zu verzeichnen. In allen drei Abnehmerkategorien hat ein Preisanstieg stattgefunden; dieses Ergebnis zeigt sich sowohl bei Betrachtung des gewichteten als auch des ungewichteten mittleren Gaspreises. Bei Betrachtung des Verlaufs der mengengewichteten Werte seit 2008 wird in den Kategorien „Vertragswechsel“ und „Lieferantenwechsel“ jeweils ein neuer Höchststand erreicht, in der Kategorie „Grundversorgung“ liegt der Wert des Jahres 2013 geringfügig unter dem Höchstwert, der im Jahr 2009 erreicht wurde.

Im Bereich der Belieferung innerhalb der Grundversorgung stieg der mengengewichtete Gaspreis binnen Jahresfrist von 6,95 ct/kWh auf 7,09 ct/kWh. Dies entspricht einem Preisanstieg um 2,1 Prozent. Das durchschnittliche Nettonetzentgelt (inklusive vorgelagerter Netzkosten) erhöhte sich von 1,16 ct/kWh auf 1,27 ct/kWh. Der Anteil am Gesamtpreis stieg entsprechend von rund 16,7 Prozent auf rund 18 Prozent.

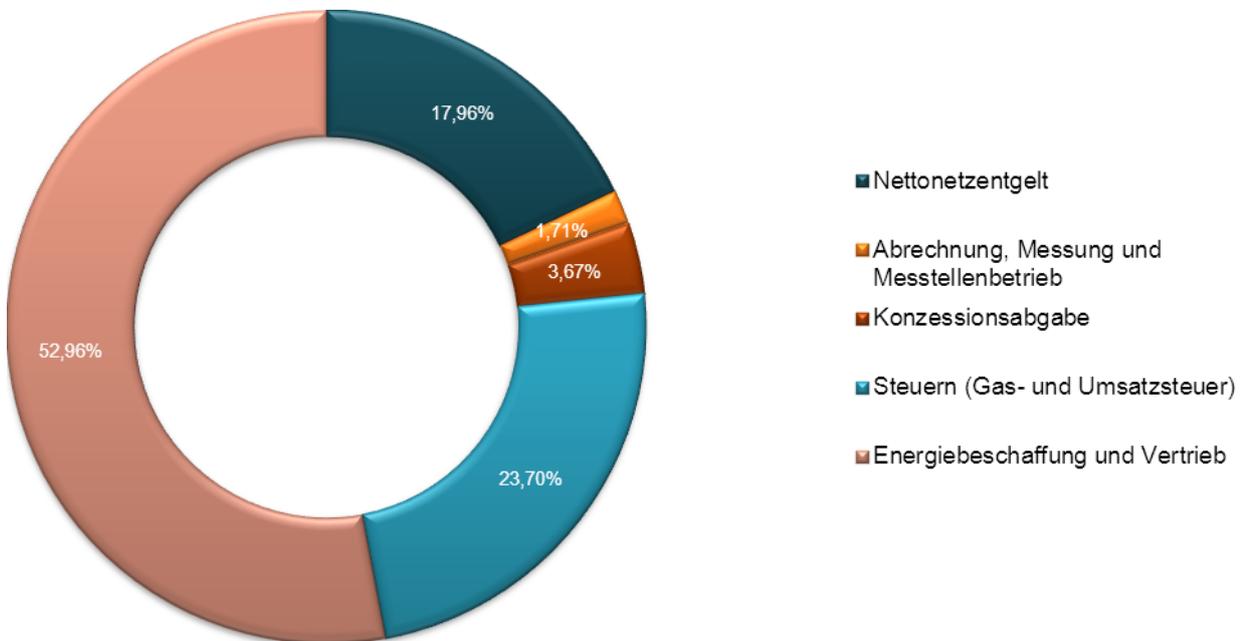
¹⁶⁸ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Tabelle 54: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁶⁹

Stand 1. April 2013	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengenwichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,36	18,48	1,27	17,96
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,05	0,68	0,05	0,71
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,27	0,02	0,26
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,06	0,82	0,05	0,74
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,25	3,40	0,26	3,67
Derzeitige Gassteuer	0,55	7,47	0,55	7,76
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,18	16,03	1,13	15,94
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb	3,89	52,85	3,75	52,96
Gesamt	7,36	100	7,09	100

¹⁶⁹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Abbildung 143: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas



Das mittlere Preisniveau in den Kategorien Vertragswechsel und Lieferantenwechsel (s.u.) lag zum Stichtag 1. April 2013 erneut unter den Gaspreisen, die bei Belieferung in der Grundversorgung im Mittel zu entrichten waren.

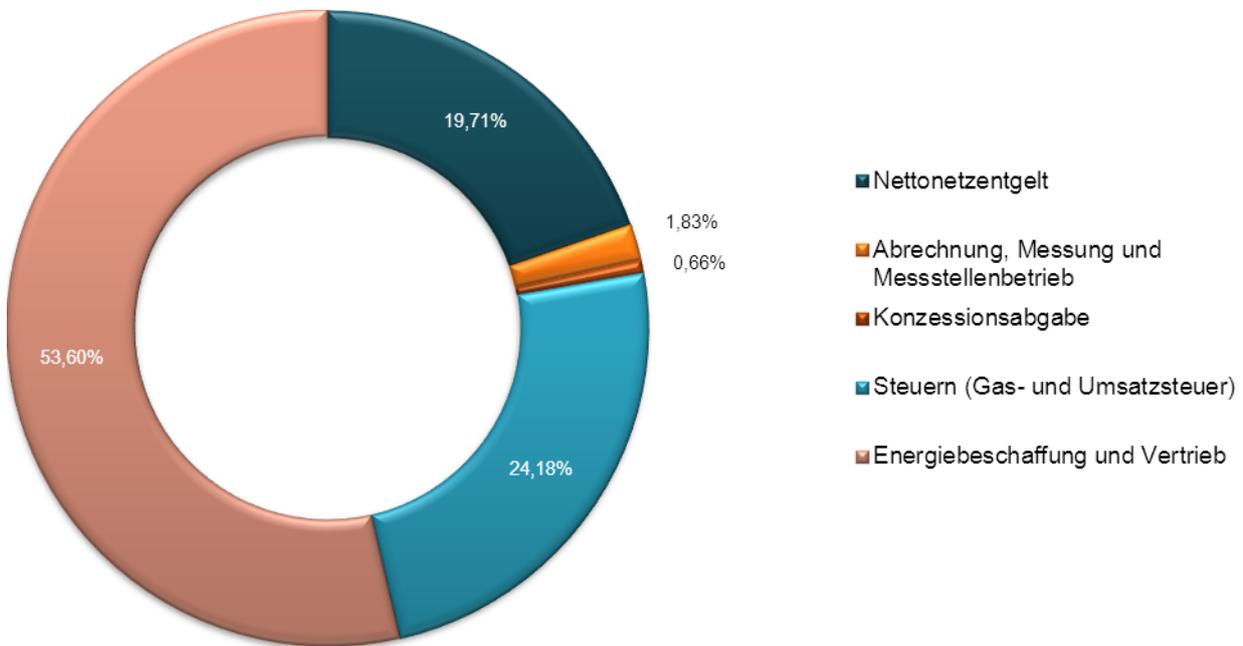
Im Bereich der Belieferung zu Tarifen bei Vertragswechsel sind die mittleren mengengewichteten Gaspreise von 6,58 ct/kWh zum Vorjahreszeitpunkt auf 6,69 ct/kWh zum Stichtag 1. April 2013 gestiegen. Dies entspricht einem Zuwachs um unter zwei Prozent. Demnach fiel der Preisanstieg in dieser Abnahmekategorie geringer als in der Grundversorgung aus. Nachdem der auf Energiebeschaffung und Vertrieb entfallende Preisbestandteil im Vorjahr noch kräftig um rund 18 Prozent gestiegen war, ging er binnen Jahresfrist von 3,65 ct/kWh auf 3,59 ct/kWh zurück. Schließlich stiegen auch in dieser Abnahmekategorie die durchschnittlichen Nettonetzentgelte (inklusive vorgelagerter Netzkosten) von 1,17 ct/kWh auf 1,32 ct/kWh. Das Netzentgelt betrug zuletzt rund 19,7 Prozent des Gaspreises und liegt damit um etwa zwei Prozentpunkte über dem Vorjahreswert.

Tabelle 55: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁷⁰

Stand 1. April 2013	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,37	20,21	1,32	19,71
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,05	0,74	0,05	0,79
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,29	0,02	0,28
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,05	0,74	0,05	0,77
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,06	0,88	0,04	0,66
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,11	0,55	8,22
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,08	15,93	1,07	15,96
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb	3,60	53,10	3,59	53,60
Gesamt	6,78	100	6,69	100

¹⁷⁰ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Abbildung 144: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁷¹



Wie in den anderen Abnahmekategorien erhöhte sich das durchschnittliche Preisniveau auch im Bereich der Belieferung zu Tarifen bei Lieferantenwechsel. Nach einem Anstieg auf 6,66 ct/kWh lag das mengengewichtete Preisniveau am 1. April 2013 fast drei Prozent über dem Wert des Vorjahres. Damit fiel in dieser Kundenkategorie die Preiserhöhung größer aus als in den beiden anderen Kundenkategorien. Vergleichbar der Kategorie „Vertragswechsel“ stehen hinter dem Anstieg des mengengewichteten Preisniveaus in der Kategorie „Lieferantenwechsel“ zwei gegenläufige Entwicklungen: ein Anstieg der durchschnittlichen Nettonetzentgelte (inklusive vorgelagerter Netzkosten) und ein Rückgang des auf Energiebezug und Vertrieb entfallenden Preisbestandteils. Der Preisbestandteil für Gasbeschaffung und Vertrieb zum 1. April 2013 machte nur noch rund 52,0 Prozent nach rund 54,8 Prozent im Jahr zuvor aus.

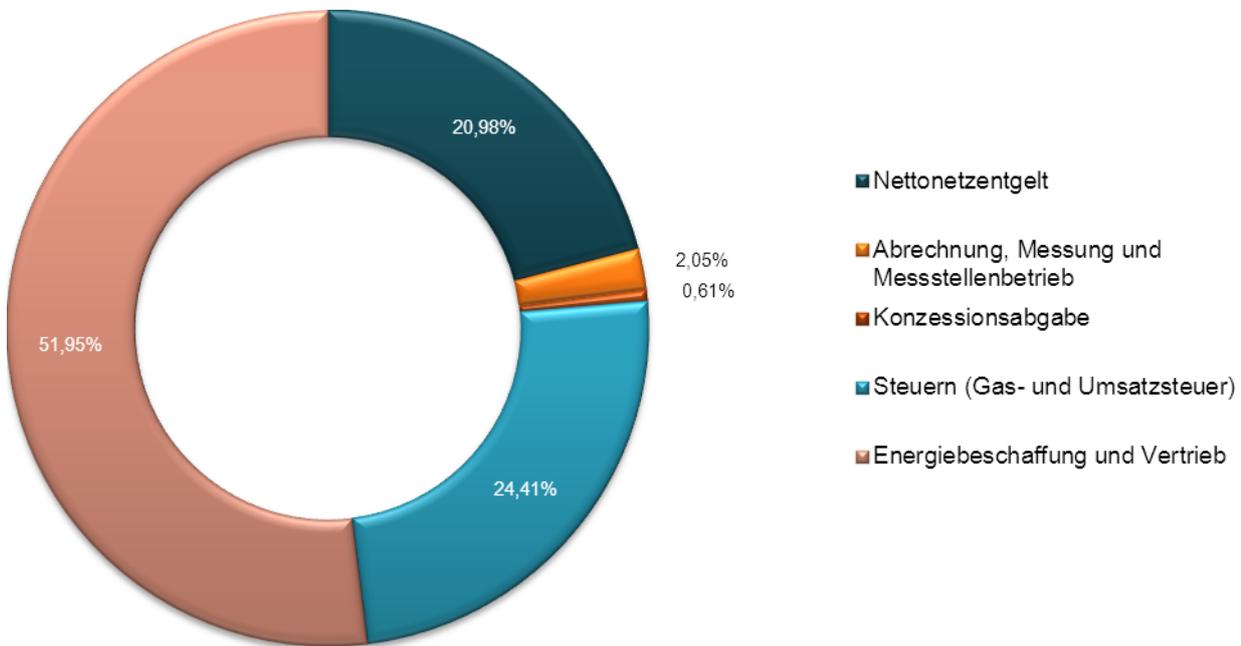
¹⁷¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Tabelle 56: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas¹⁷²

Stand 1. April 2013	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten	1,39	20,78	1,40	20,98
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung	0,05	0,75	0,06	0,83
Durchschnittliches Entgelt für Messung	0,02	0,30	0,03	0,40
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb	0,05	0,75	0,05	0,82
Durchschnittliche Konzessionsabgabe	0,05	0,75	0,04	0,61
Derzeitige Gassteuer	0,55	8,22	0,55	8,26
Durchschnittliche Umsatzsteuer	1,08	16,14	1,08	16,34
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb	3,50	52,32	3,46	51,95
Gesamt	6,69	100	6,66	100

¹⁷² Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Abbildung 145: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas



Im Berichtszeitraum hat sich die Spanne zwischen Grundversorgungstarifen und Tarifen bei Vertragswechsel weiter in geringem Maße vergrößert. Betrug die Differenz zum Grundversorgungstarif zum Stichtag 1. April 2012 noch 0,37 ct/kWh, hatte sich der Unterschied zuletzt auf 0,40 ct/kWh vergrößert. Ein Anreiz zum Vertragswechsel besteht also weiterhin. Bei Betrachtung der mehrjährigen Zeitreihen ist in beiden Belieferungskategorien eine Preissteigerungstendenz erkennbar.

Bei Betrachtung der zeitlichen Entwicklung des Preisbestandteils, der auf Energiebeschaffung und Vertrieb entfiel, ist ein stagnierender Trend (Grundversorgung) bzw. ein sinkender Trend (Vertragswechsel, Lieferantenwechsel) zu erkennen (vgl. Abbildung 147).

Dabei machen die reinen Energiebeschaffungskosten bei allen Abnahmekategorien in etwa den gleichen Anteil am Preisbestandteil Energiebeschaffung und Vertrieb aus, nämlich rund 81 Prozent im Falle der Belieferung von Kunden in der Grundversorgung, 85,8 Prozent im Falle der Belieferung zu Tarifen bei Vertragswechsel und rund 86,5 Prozent im Falle der Belieferung zu Tarifen bei Lieferantenwechsel¹⁷³.

¹⁷³ Diese Betrachtung basiert auf ungewichteten Mittelwerten.

Abbildung 146: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden 2006 bis 2013.

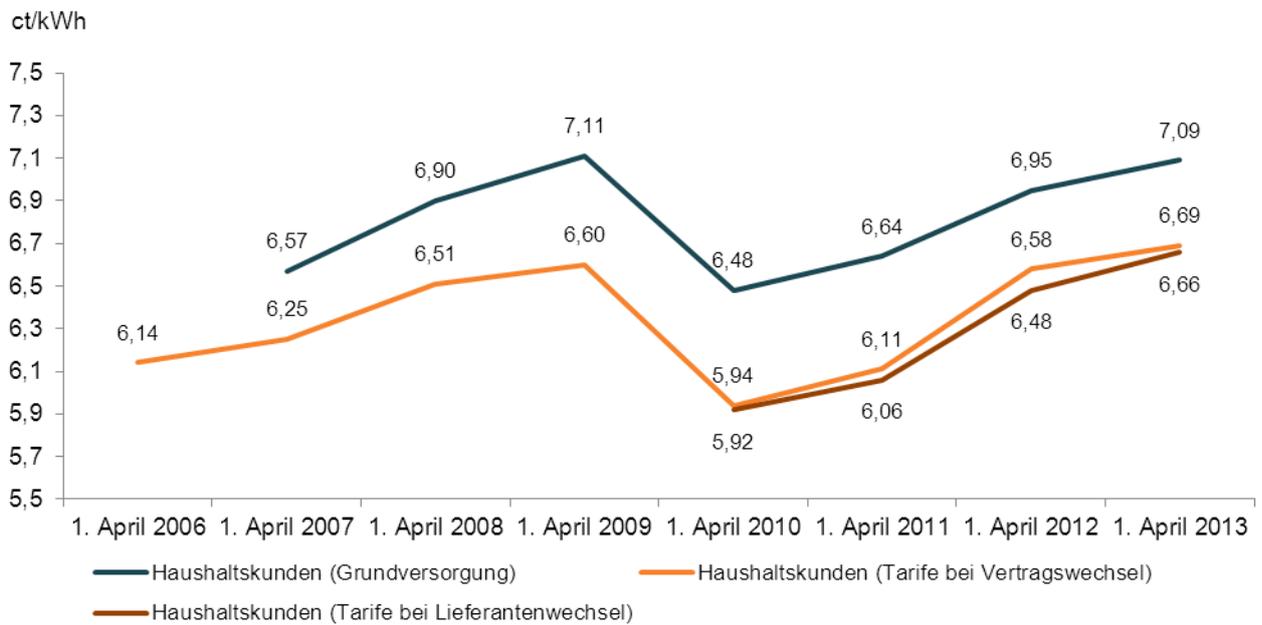
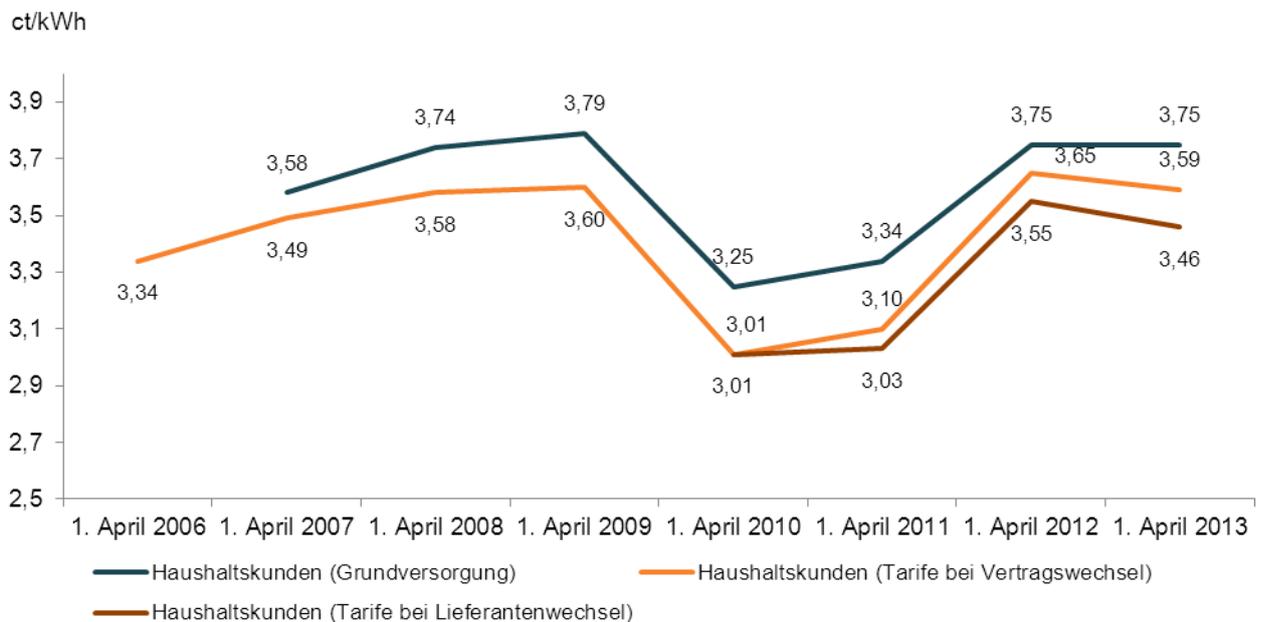


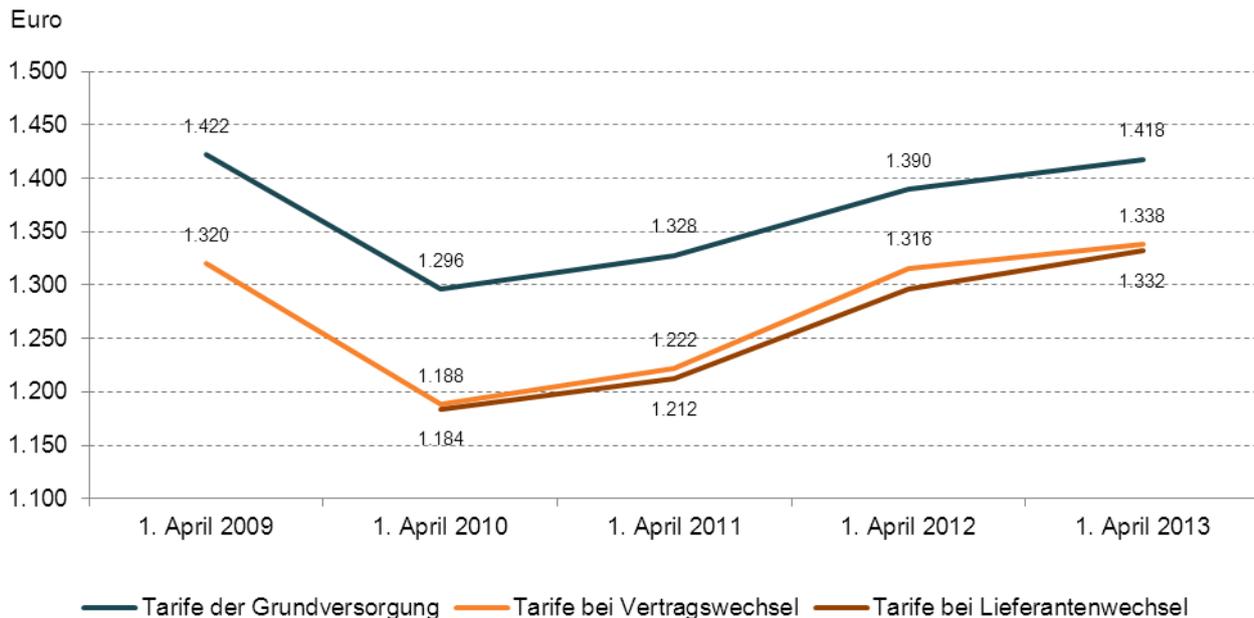
Abbildung 147: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Haushaltskunden 2006 bis 2013. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas



Da in allen betrachteten Abnahmekategorien das Gaspreisniveau gestiegen ist, wurde ein hypothetischer Haushaltskunde mit einem Verbrauch von 20.000 kWh/a in jeder Kategorie mit Mehrkosten im Vergleich zum Vorjahr belastet. Im Falle einer Belieferung zu Tarifen der Grundversorgung beliefen sich die Mehr-

kosten auf rund 28 Euro, während sie bei Belieferung zu Tarifen bei Vertragswechsel bzw. Lieferantenwechsel rund 22 Euro bzw. 36 Euro betragen.

Abbildung 148: Durchschnittliche jährliche Gaskosten eines Haushaltskunden innerhalb der verschiedenen Belieferungsarten bei einem durchschnittlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh, 2009 bis 2013



Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung zum Monitoring 2013 befragt, ob sie Gaskunden Sonderbonifikationen sowie vertragliche Sonderregelungen anbieten. Die am häufigsten anzutreffende Sonderbonifikation ist die einmalige Bonuszahlung, welche auf die erste Jahresabrechnung geleistet wird. Die Höhe der Bonuszahlung bewegt sich zwischen fünf Euro und 170 Euro, wobei im Durchschnitt etwa 50 Euro als Sonderbonifikation gewährt werden. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel bewegt sich die Höhe der Bonuszahlung zwischen fünf Euro und 330 Euro, wobei im Durchschnitt etwa 65 Euro als Sonderbonifikation erstattet werden.

Zu den vertraglichen Sonderregelungen für Haushaltskunden zählt auch die vertragliche Verpflichtung zu einer Preisstabilität, welche die vom Unternehmen beeinflussbaren Preisbestandteile wie Energiebeschaffung und Vertrieb umfasst. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel bieten die Unternehmen eine Preisstabilität mit einer Laufzeit zwischen einem und 31 Monaten an, wobei die durchschnittlich vertraglich vereinbarte Preisstabilität 14 Monaten beträgt. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel bieten die Unternehmen eine Preisstabilität mit einer Laufzeit zwischen einem und 36 Monaten an, wobei die durchschnittlich vertraglich vereinbarte Preisstabilität ebenfalls 14 Monate beträgt.

Eine weitere vertraglich fixierte Sonderregelung ist die Vorkasseleistung, welche sehr häufig mit einem deutlichen Preisnachlass verbunden ist. Die teilweise enorme Kostenersparnis ist für den Haushalts-

kunden jedoch teilweise mit einem unkalkulierbaren Risiko verbunden, da meist die Gaskosten eines ganzen Verbrauchsjahres im Voraus an den Gaslieferanten gezahlt werden. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel bieten knapp zehn Prozent der Lieferanten, die die Frage mit „Ja“ oder „Nein“ beantwortet haben, die Möglichkeit der Vorkassezahlung an. Dabei wird Vorkasse für einen Zeitraum zwischen drei und zwölf Monaten verlangt, wobei die durchschnittliche Laufzeit der Vorkasseleistung zwölf Monate beträgt. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel bieten knapp sieben Prozent der Lieferanten, die auf die Frage geantwortet haben, die Möglichkeit der Vorkassezahlung an. Dabei wird ebenfalls Vorkasse für einen Zeitraum zwischen drei und zwölf Monaten verlangt, wobei die durchschnittliche Laufzeit der Vorkasseleistung auch in diesem Fall zwölf Monate beträgt.

Eine weitere vertragliche Sonderregelung ist die Vereinbarung einer Mindestvertragslaufzeit für den Gasliefervertrag. Insbesondere bei den kostengünstigen und mit Sonderbonifikationen ausgestatteten Tarifen ist diese Vertragsregelung anzutreffen. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel sowie bei der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel, verlangen die Gaslieferanten eine Mindestvertragslaufzeit mit einer Dauer zwischen einem und 24 Monaten, wobei die durchschnittlich vertraglich vereinbarte Mindestvertragslaufzeit in beiden Fällen zwölf Monate beträgt.

8. Europäischer Gaspreisvergleich

Ein Vergleich der Gaspreise in der Europäischen Union zeigt, dass sich Deutschland im Bereich der Haushaltskunden im gesamteuropäischen Durchschnitt bewegt. Die Datengrundlage bildet im Wesentlichen eine Erhebung von Eurostat über die nationalen Durchschnittspreise für Haushaltskunden¹⁷⁴. Nach diesen Daten wurde für das Jahr 2012 ein Mittelwert ohne Steuern und Abgaben von 4,81 ct/kWh (2011: 4,57 ct/kWh) errechnet, bei der Betrachtung mit Steuern und Abgaben 6,43 ct/kWh (2011: 6,14 ct/kWh). Im Vergleich zum Jahr 2011 bewegen sich die Gaspreise für private Haushalte für 2012 demnach in Deutschland damit deutlich unterhalb der europäischen Durchschnittspreise. Der Einfluss der Steuern und Abgaben verändert die Positionierung im Gesamtvergleich geringfügig. In Rumänien sind die Preise für Haushaltskunden am niedrigsten, in Schweden am höchsten. Werte für Griechenland liegen erstmalig ab dem zweiten Halbjahr 2012 vor. Die Werte für die betrachteten EU-Länder sind den nachstehenden Abbildungen zu entnehmen.

¹⁷⁴ Betrachtet werden die Preise für Haushalte der Gruppe D2 mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ, gemittelt für das erste und zweite Halbjahr 2012 (Erhebung 2012S1, 2012S2). Vgl.:

<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> (Zugriff: 26. August 2013).

Abbildung 149: Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat)

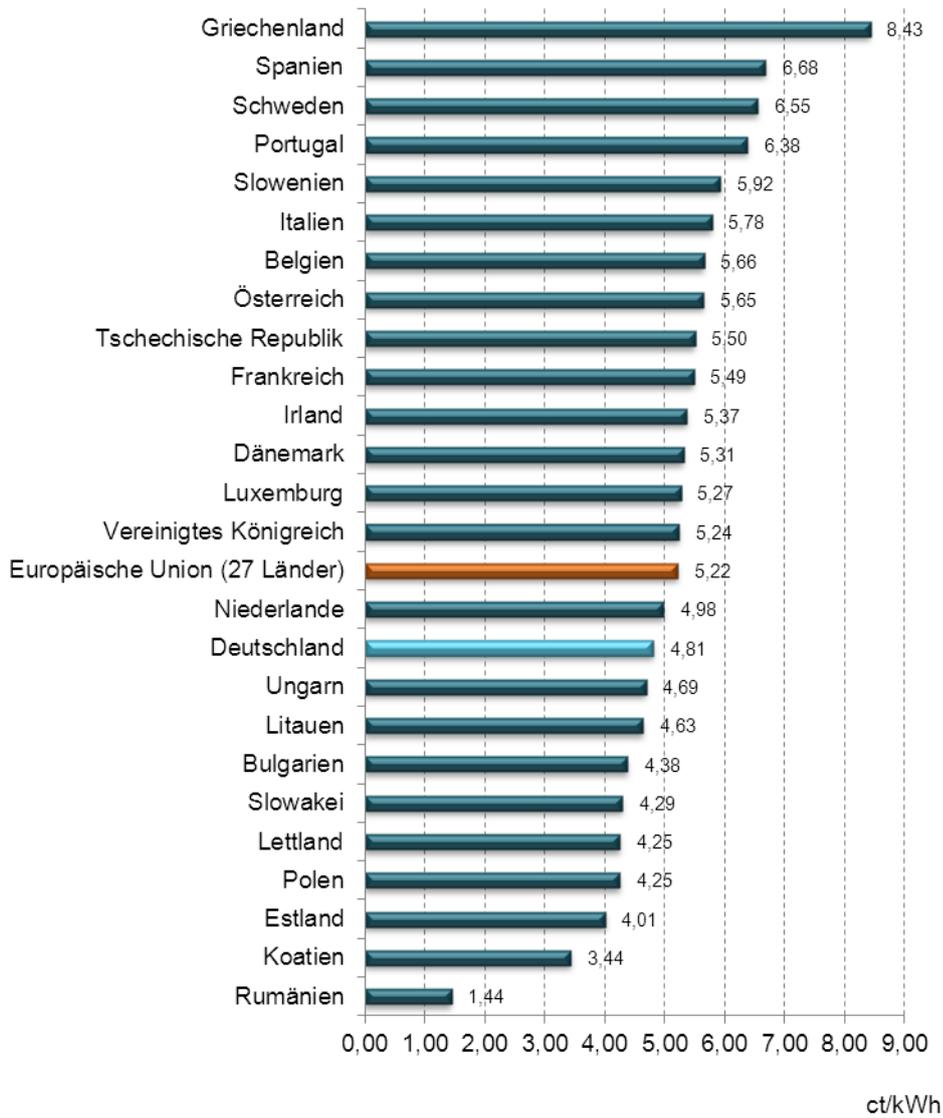
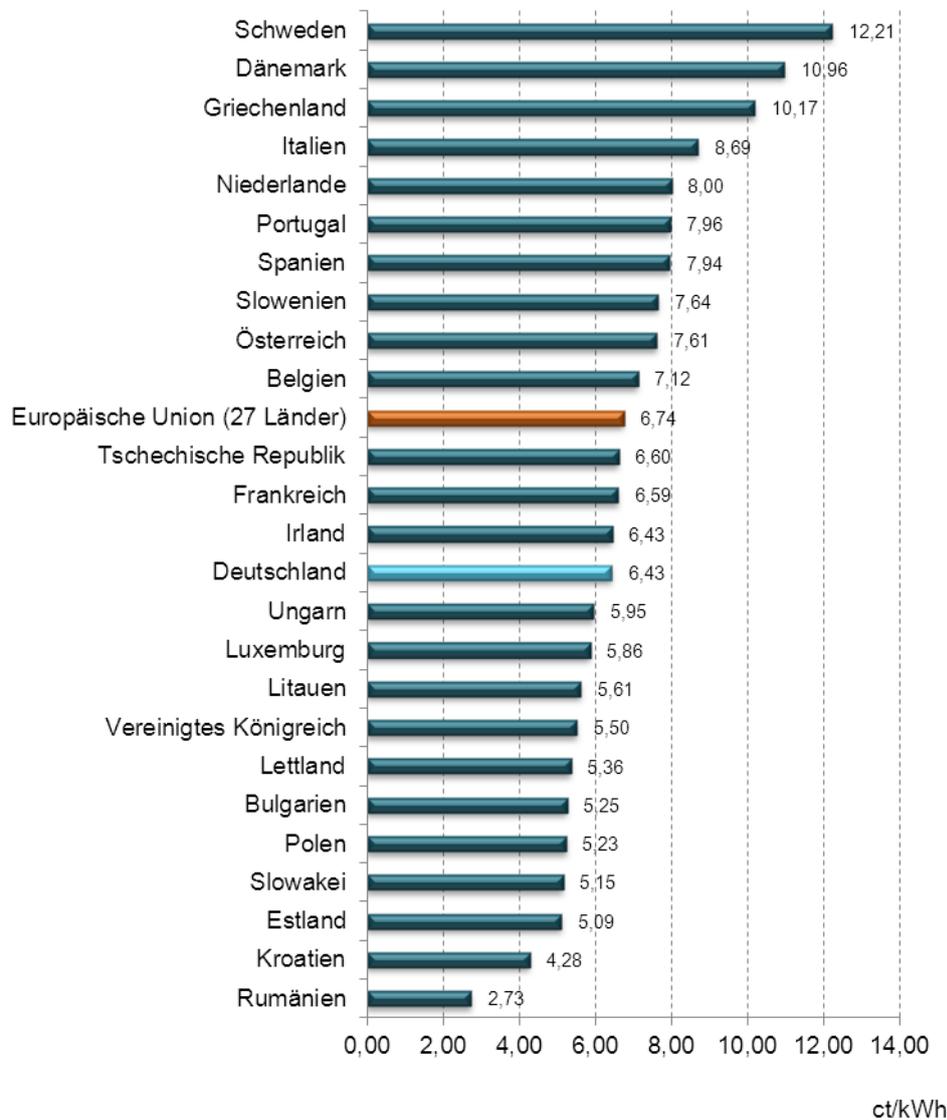


Abbildung 150: Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte 2012 mit Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat)



Beim Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher¹⁷⁵ schneidet Deutschland etwas schlechter ab. In diesem Kundenbereich liegt Deutschland im Jahr 2012 nach Eurostat mit 4,40 ct/kWh (2011: 4,37 ct/kWh) ohne Steuern bzw. 5,72 ct/kWh (2011: 5,68 ct/kWh) mit Steuern und Abgaben über den jeweiligen gesamteuropäischen Durchschnittswerten und befindet sich - wie im Jahr 2011 - dadurch in

¹⁷⁵ Betrachtet werden nationale Durchschnittspreise industrielle Verbraucher mittlerer Größe der Gruppe Ic mit einem Jahresverbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh. Die Werte wurden gemittelt für das erste und zweite Halbjahr 2012 (Erhebung 2012S1, 2012S2). Vgl.: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> (Zugriff: 26. August 2013).

der Spitzengruppe. Auch hier verändert der Einfluss der Steuern und Abgaben die Positionierung im europäischen Gesamtvergleich kaum. Werte für Griechenland liegen erstmalig ab dem zweiten Halbjahr 2012 vor. Die detaillierten Werte werden in den folgenden Abbildungen aufgezeigt.

Abbildung 151: Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat)

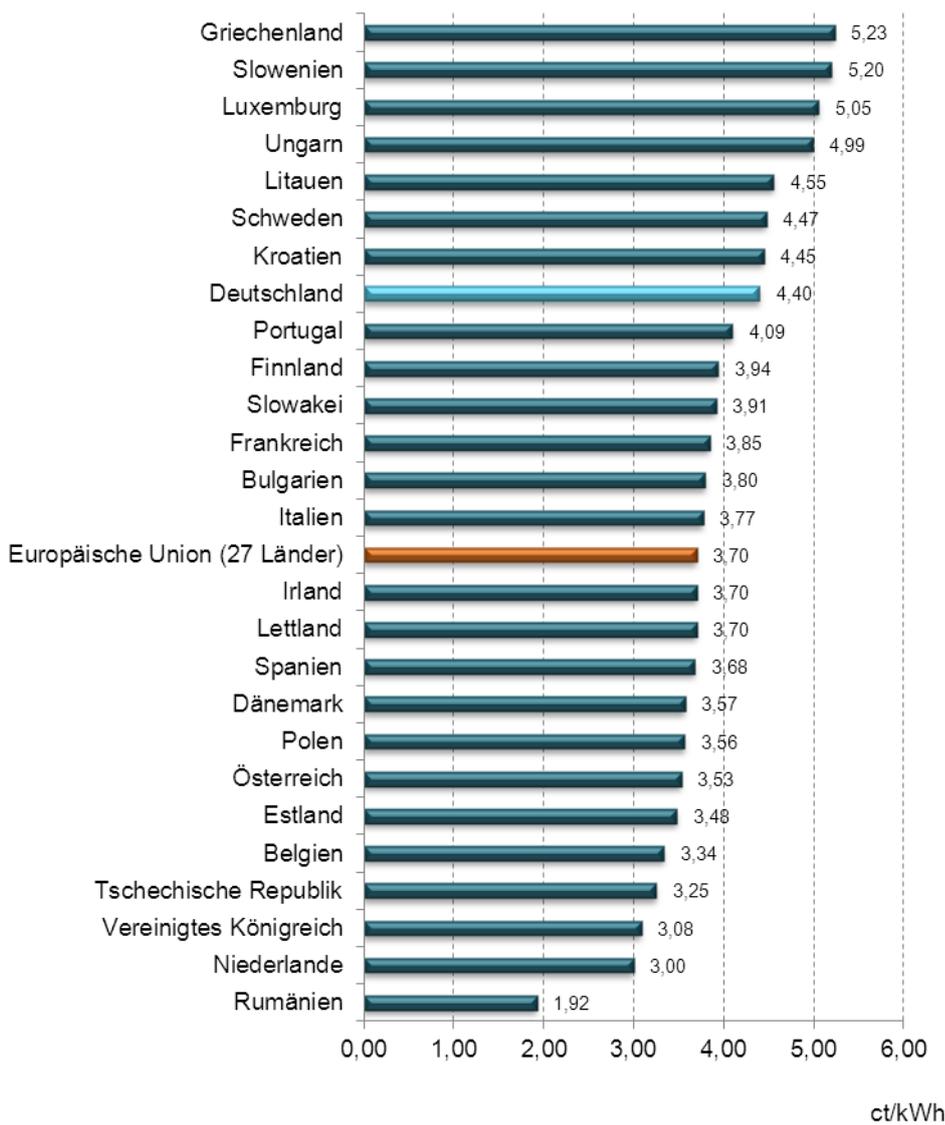
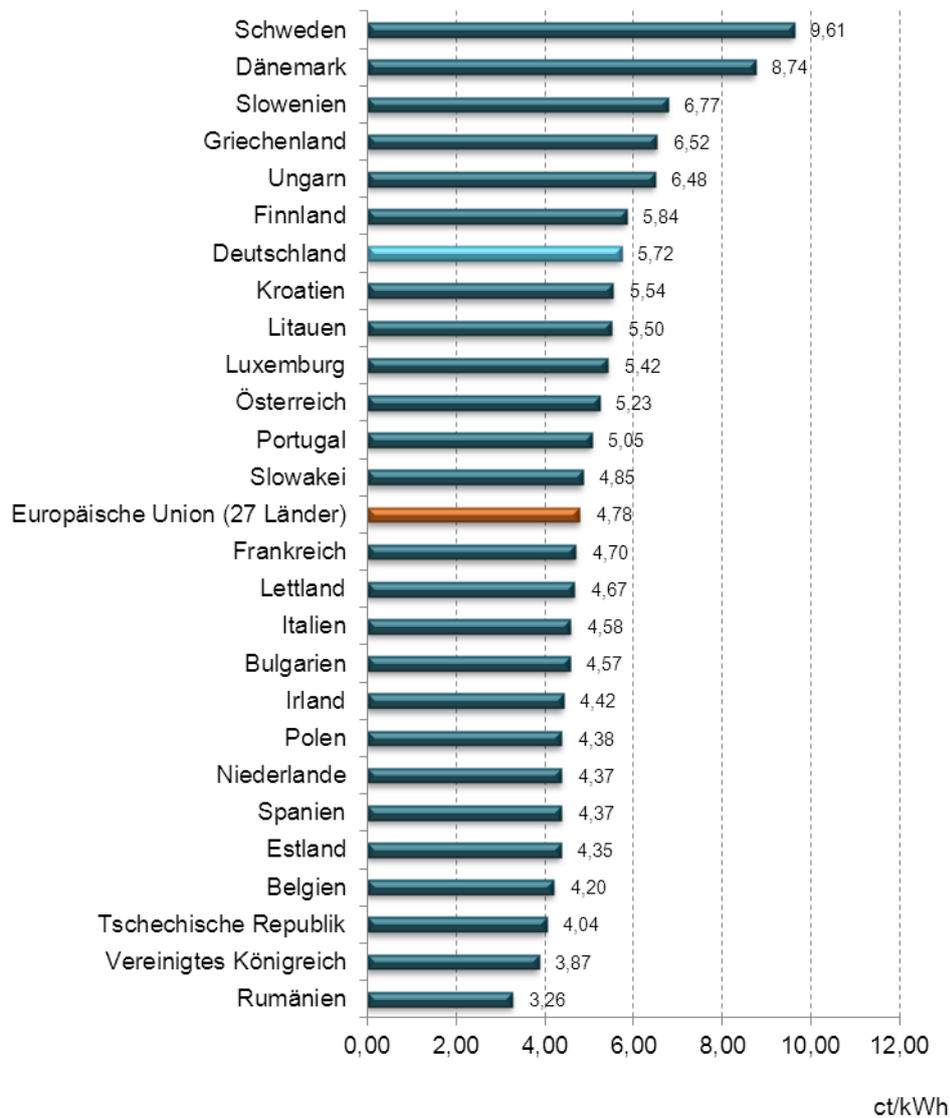


Abbildung 152: Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher 2012 mit Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat)



Der gesamteuropäische Vergleich der Gaspreise ergibt ein differenziertes Bild. Während Deutschland sich bei den Haushaltskundenpreisen im mittleren Bereich bewegt, befindet sich Deutschland bei den Industriekunden eher im vorderen Bereich. Der Einfluss der Steuern und Abgaben auf die Endkundenpreise ist dabei nicht so nachhaltig wie im Elektrizitätsbereich¹⁷⁶.

¹⁷⁶ Siehe Gliederungspunkt „Europäischer Strompreisvergleich“ auf Seite 163.

H Speicher

1. Einspeicherung von Gas (Wintervorsorge 2013 / 2014)

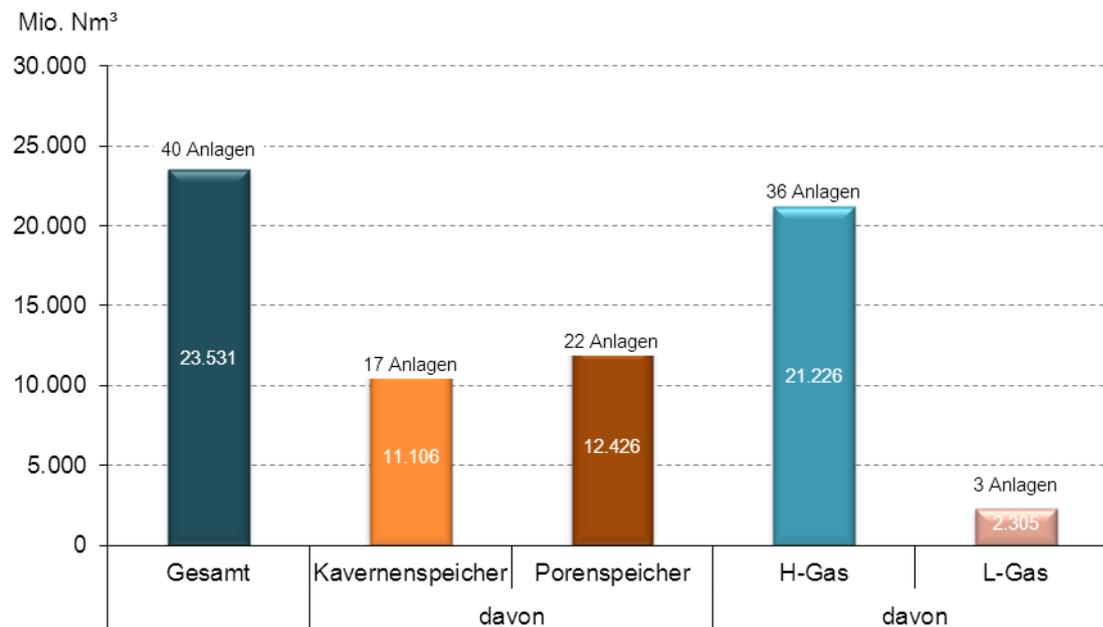
Bedingt durch die lang anhaltende Heizperiode 2012 / 2013 wurden die Untergrundgasspeicher stark entleert und erreichten Mitte April 2013 einen Befüllungsgrad von 17,5 Prozent. Ab Anfang Juni 2013 wurde jedoch verstärkt eingespeist. Mit Stand vom 30. September 2013 wurde ein Befüllungsgrad von ca. 74 Prozent erreicht¹⁷⁷. Die Einspeicherung wird bis Mitte Oktober 2013 fortgesetzt werden, so dass voraussichtlich die Gasspeicher zu mindestens 80 Prozent gefüllt sein werden. Im Hinblick auf den Buchungsstand von Speicherkapazitäten für das Speicherjahr 2013 / 2014 lässt sich zudem feststellen, dass der größte Teil der Speicherkapazitäten vermarktet ist und die Speichernutzer die Kapazität auch nutzen werden. Mit Blick auf die Kundengruppe der Haushaltskunden wird voraussichtlich somit eine ausreichende Gasversorgung gesichert sein.

2. Zugang zu Untertagespeichieranlagen

Am Monitoring 2013 nahmen 22 Unternehmen teil, die insgesamt 39 Untertageerdgasspeichieranlagen (UGS) betreiben und vermarkten. Insgesamt beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 23,53 Mrd. Nm³. Davon entfallen 11,11 Mrd. Nm³ auf Kavernenspeicher- und 12,43 Mrd. Nm³ auf Porenspeichieranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speichieranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (21,23 Mrd. Nm³; 2,30 Mrd. Nm³ für L-Gas).

¹⁷⁷ Bezugsgröße ist das Arbeitsgasvolumen von 23,53 Mrd. m³ (s. a. II.H.2 „Zugang zu Untertagespeichieranlagen“ auf Seite 260)

Abbildung 153: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS 2012



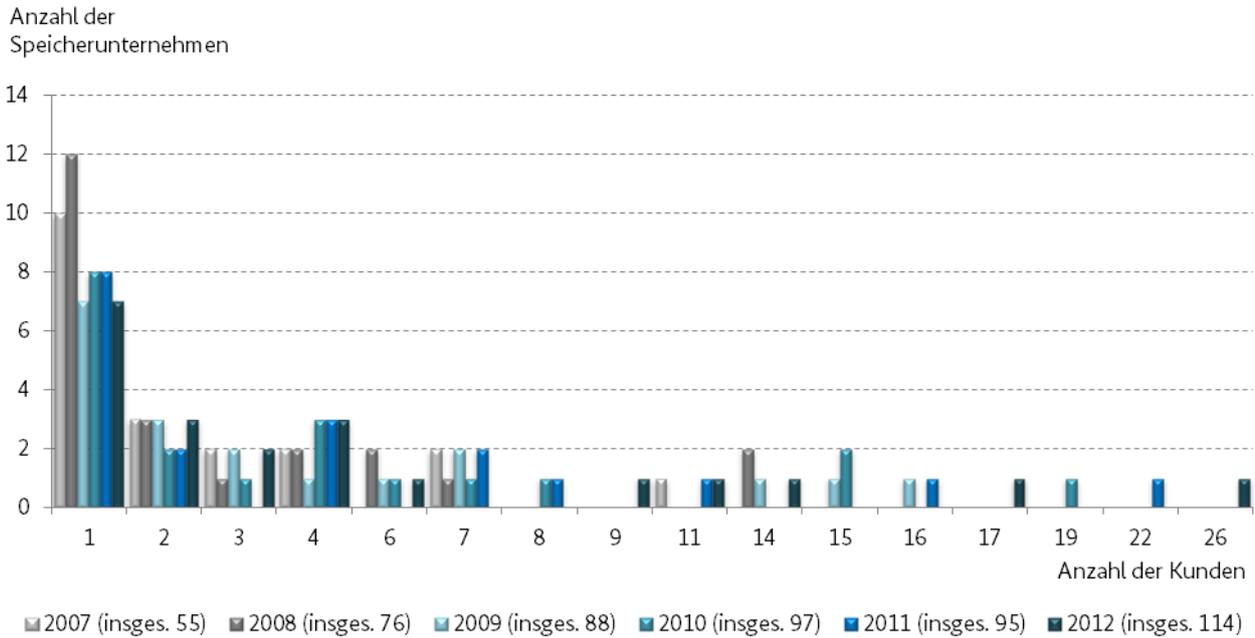
3. Nutzung der Untertagespeichieranlagen für Gewinnungstätigkeit

Im Berichtsjahr 2012 lag die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit in einem Speicher unter einem Prozent (keine Veränderung zu 2011) des erfassten maximal nutzbaren UGS-Arbeitsgasvolumen (AGV). Nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit ergibt sich für das Berichtsjahr 2012 ein zugangsfähiges AGV für Dritte von insgesamt 23,37 Mrd. Nm³ (2011: 22,09 Mrd. Nm³) sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 11,37 Mio. Nm³/h und eine Ausspeicherleistung von 19,94 Mio. Nm³/h.

4. Nutzung der Untertagespeichieranlagen durch Dritte - Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten der Unternehmen hatten diese in 2012 im Mittel 5,4 Speicherkunden (2008: 3,2; 2009: 4,2; 2010: 4,4; 2011: 5,0). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber seit 2008 lässt sich an der nachstehenden Abbildung ablesen:

Abbildung 154: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2007 bis 2012

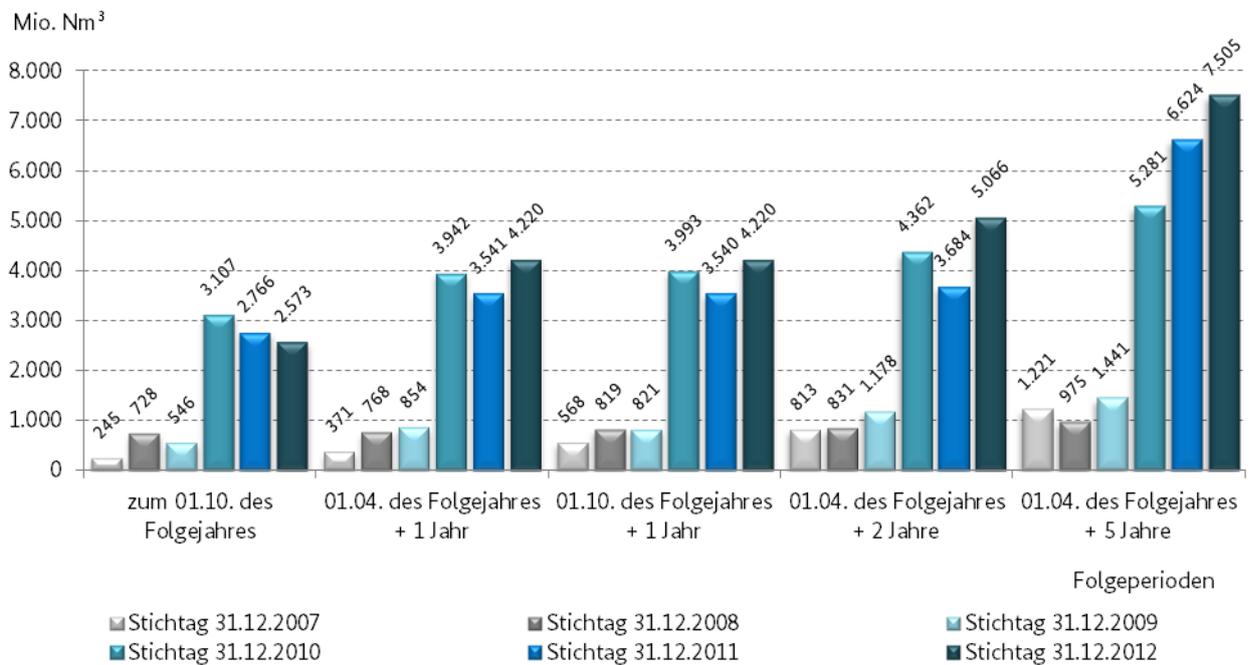


Die Anzahl der Speicherkunden hat sich im Vergleich zum Vorjahr von 95 auf 114 in 2012 erhöht. Allerdings zeigt es sich weiterhin, dass ein Drittel der Speicherunternehmen nur über einen Kunden verfügen. Das Speicherunternehmen mit den meisten Speichernutzern kann in diesem Jahr bis zu 26 Kunden aufweisen.

5. Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2012 freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahren dargestellt.

Abbildung 155: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2007 bis 2012



Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2013) 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. Dies deckt sich damit, dass vor allem an Speicheranschlusspunkten in großem Umfang langfristig gebuchte Netzkapazitäten in größeren Umfängen gekündigt worden sind.

I Mess- und Zählwesen

Mit der vollständigen Öffnung des Messwesens bei Elektrizität und Gas durch die Novellierung des § 21b EnWG im Jahr 2008 sind Anschlussnutzer grundsätzlich frei, sich bezüglich Messstellenbetrieb und Messung an einen anderen Anbieter zu wenden. Im Falle, dass sich der Anschlussnutzer nicht an einen Dritten wendet, bleibt der Netzbetreiber kraft Gesetzes weiterhin tätig.

Im folgenden Abschnitt wird der Bereich Messstellenbetrieb, untergliedert nach VNB in ihrer Funktion als Messstellenbetreiber und VNB 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 die Messstellenbetreiber am Markt auftreten, sowie die Einordnung der Tätigkeiten Messstellenbetrieb / Messung:

Tabelle 57: Rolle des Messstellenbetreibers

	Anzahl
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 1 EnWG	645
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess)Leistungen am Markt anbietet	4
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	6
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	0

Tabelle 58: Tätigkeiten Messstellenbetrieb / Messung

	Anzahl Messstellen
Messstellenbetrieb incl. die Messung und Übermittlung der Daten i. S. d. § 21b EnWG	13.937.039

VNB Gas

Die VNB gaben an, dass im Berichtsjahr 2012 die Gesamtzahl von nahezu 14 Mio. Messeinrichtungen im Vergleich zum Jahr 2011 um ca. 7,5 Prozent gestiegen ist. Der Anteil der Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung hat sich auf 0,4 Prozent verringert (2011: 0,5 Prozent). Die Anzahl der Zähl-

punkte, die vom Messstellenbetreiber mit Messeinrichtungen i. S. d. § 21f EnWG ausgestattet und die mit Messsystemen nach § 21d EnWG verbunden werden können, betrug ca. 583.000 Zählpunkte.

Messstellenbetreiber

Die nachfolgende Tabelle zeigt die durch die Messstellenbetreiber eingesetzten Zähl- / Messeinrichtungen für Verbraucher mit Standardlastprofil (SLP):

Tabelle 59: Zähl- / Messeinrichtung für SLP-Kunden

Zähl- / Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße		
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	9.360.264	306.724	40.930
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	3.849.595	127.175	12.655
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	9.351	312	805
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	228	533	4.224
andere mechanische Gaszähler	4.722	1.989	23.384
andere elektronische Gaszähler	2.557	7	1.173
Summe der Zähler i. S. d. § 21f EnWG	106.536	5.599	1.281
Summe der Zähler, die i. S. d. § 21f EnWG umgerüstet werden können	891.946	21.778	4.410

Die nachfolgende Tabelle zeigt, wie die Messstellenbetreiber die kommunikative Anbindungen der Messeinrichtungen an ein Messsystem i. S. d. § 21d EnWG realisiert haben:

Tabelle 60: Kommunikative Anbindung an ein Mess- oder Kommunikationssystem für SLP-Kunden

	Anzahl Zählpunkte
Impulsausgang	343.166
Funktechnologien (Zigbee o. ä.)	844
UMTS/LTE	597
PLC	1.207
M-Bus*	2.399
wireless M-Bus*	1.663
OMS-Standard	839
Sonstige (Encoder o. ä.)	2.261

Die Messstellenbetreiber wurden außerdem befragt, welche Zählertechnik sie für Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) verwenden. In der folgenden Tabelle sind Anzahl und Eigentumsanteil der Zählpunkte näher dargestellt.

Tabelle 61: Zähl- / Messeinrichtung für RLM-Kunden

	Anzahl Zählpunkte
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler und Registriergerät/Datenspeicher	14.720
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler und Zustandsmengenumwerter	6.604
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler und Zustandsmengenumwerter und Registriergerät/Datenspeicher	16.690
Sonstige	117

Die folgende Tabelle zeigt die unterschiedlichen Möglichkeiten der kommunikativen Fernanbindung sowie den prozentualen Anteil, der hiervon in Eigenleistung erbrachten Anbindungsmöglichkeiten.

Tabelle 62: kommunikative Anbindung für RLM-Kunden

	Anzahl Zählpunkte
PLC	102
PSTN, Telefonleitung (analog, ISDN)	9.651
DSL, Breitband(-kabel)	254
eigene Steuerleitung	177
Mobilfunk/GSM/GPRS/UMTS/LTE	26.008
DSfG	895
Sonstige	151

III Übergreifende Themen

A Gemeinsame Tätigkeit von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur

Markttransparenzstelle

Auf Grund des Gesetzes zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas, welches am 12. Dezember 2012 in Kraft getreten ist, sowie der EU-Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts („Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency“, REMIT-Verordnung) vom 28. Dezember 2011 haben die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt neue Kompetenzen erhalten. Um die Organisationsstrukturen und sonstigen Voraussetzungen für die dauerhafte Erfüllung der neuen gesetzlichen Aufgaben zu erarbeiten, wurde ein „Aufbaustab Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas, Aufgaben nach REMIT“ eingerichtet.

Der Aufbaustab bereitet die Einrichtung der Markttransparenzstelle bei der Bundesnetzagentur vor. Die Aufgaben der Markttransparenzstelle, die in der fortlaufenden Überwachung der deutschen Großhandels- und Erzeugungsmärkte für Strom und Gas bestehen, nehmen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt einvernehmlich wahr. Dazu werden Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt Personal in die Markttransparenzstelle einbringen. Organisatorisch sollen sowohl die Überwachungsaufgaben der Markttransparenzstelle als auch die Durchsetzungs- und Organisationsaufgaben nach der REMIT-Verordnung innerhalb eines Referates bei der Bundesnetzagentur verankert sein.

Die Markttransparenzstelle wird den Energiehandel überwachen und einen wichtigen Beitrag zur Wettbewerbsaufsicht im Bereich des Großhandels mit Strom und Gas leisten.

Die Energiehandelsüberwachung basiert dabei auf der REMIT-Verordnung, welche Insiderhandel und Marktmanipulation auf Energiegroßhandelsmärkten verbietet. Die Verbote sollen dazu beitragen, dass die Großhandelspreise auf einem fairen Wettbewerb beruhen und keine unrechtmäßigen Gewinne aus einem etwaigen Marktmissbrauch gezogen werden. Während die laufende Marktüberwachung und die Ermittlung von Anhaltspunkten für Verstöße gegen die REMIT-Verordnung im Rahmen der Markttransparenzstelle geschehen, obliegt die Untersuchung von entsprechenden Verdachtsfällen sowie die spätere Durchsetzung der Verbote der Bundesnetzagentur.

Bei der Mitwirkung der Markttransparenzstelle an der Wettbewerbsaufsicht über die Energiemärkte durch das Bundeskartellamt steht das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Vordergrund. Die Mitwirkung erstreckt sich darüber hinaus auf die Unterstützung des Bundeskartellamtes bei der Fusionskontrolle und bei Sektoruntersuchungen. Weiterhin werden Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt in ihren jeweiligen Monitoring-Aufgaben (§ 35 EnWG bzw. § 48 Absatz 3 GWB) unterstützt.

Für die Erfüllung ihrer Aufgaben benötigt die Markttransparenzstelle umfangreiche Daten von Marktteilnehmern. Zur Erfassung der Daten soll sie möglichst „bestehende Quellen und Meldesysteme“ nutzen

(§ 47b Absatz 3 GWB). Die wichtigste Datenquelle ist die Datenerhebung nach der REMIT-Verordnung, die zentral auf europäischer Ebene durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) durchgeführt wird. Im Wege des Erlasses von Durchführungsrechtsakten nach Artikel 8 Absatz 2 und Artikel 8 Absatz 6 REMIT-Verordnung konkretisiert die Europäische Kommission derzeit die Meldepflichten der Marktteilnehmer an ACER. Die Datensammlung durch ACER beginnt ein halbes Jahr nach Inkrafttreten der Durchführungsrechtsakte, voraussichtlich ab dem 3. Quartal 2014. Die Markttransparenzstelle wird all diese Handels- und Fundamentaldaten erhalten sofern sie den deutschen Strom- oder Gasgroßhandel betreffen erhalten.

Die Markttransparenzstelle kann, über die von ACER erhaltenen Daten hinaus, zur Erfüllung ihrer Aufgaben weitere Daten erheben. Der Gesamtrahmen der möglichen Datenerhebung ist durch die Festlegungsbereiche in § 47g GWB abgesteckt. Der Umfang der tatsächlich von der Markttransparenzstelle über die von ACER erhaltenen Daten hinaus zu erhebenden Daten ist durch Festlegung der Markttransparenzstelle zu bestimmen. Die Festlegungen werden auf der Grundlage einer noch nach § 47f GWB zu erlassenden Verordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie getroffen. Eine über die ACER-Daten hinausgehende Datensammlung durch die Markttransparenzstelle erfolgt voraussichtlich frühestens zeitgleich mit dem Beginn der Datensammlung durch ACER.

Die Markttransparenzstelle wird die Daten und Informationen, welche sie erhält, auf Anhaltspunkte für Verstöße gegen die Verbote der REMIT-Verordnung, §§ 1, 19, 20, 29 GWB, die Artikel 101 oder 102 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, das Wertpapierhandelsgesetz und das Börsengesetz untersuchen.

Marktüberwachung nach REMIT

Zentraler Bestandteil der REMIT-Verordnung ist das Verbot von Insiderhandel und Marktmanipulation im Energiegroßhandel (Artikel 3 und Artikel 5 der REMIT-Verordnung) für alle Energiegroßhandelsprodukte, die nicht der Finanzmarktaufsicht unterliegen (gemäß Artikel 9 der Richtlinie (EG) 2003/6/EG, sog. „Market Abuse Directive“, in Deutschland umgesetzt durch das Wertpapierhandelsgesetz).

Bei der praktischen Umsetzung der REMIT-Verordnung spielt ACER eine wichtige Rolle. Artikel 7 und Artikel 8 der REMIT-Verordnung sehen vor, dass die Datensammlung und die erste Datenauswertung zur Marktüberwachung („Market Monitoring“) durch ACER durchgeführt wird. Die nationalen Energieregulierungsbehörden wiederum können den Handel auch auf nationaler Ebene gemeinsam mit nationalen Marktüberwachungsstellen (in Deutschland die Markttransparenzstelle) überwachen und sind zuständig für die Durchsetzung der Verbote von Insiderhandel und Marktmanipulation und der Veröffentlichungspflichten in Bezug auf Insider-Informationen sowie für die Registrierung der Marktteilnehmer.

Um ein gemeinsames Verständnis zur Auslegung der REMIT-Verordnung zwischen ACER und den europäischen Energieregulierern herzustellen, erarbeitet ACER auf Basis von Artikel 16 Absatz 1 der REMIT-Verordnung unverbindliche Leitlinien für die Anwendung der Begriffsbestimmungen aus REMIT-Verordnung („Non-binding Guidance“). Diese werden fortlaufend präzisiert und erweitert und auf der Internetseite von ACER veröffentlicht.

Die Bundesnetzagentur ist an der Ausgestaltung der Europäischen Marktüberwachung maßgeblich beteiligt. Zusammen mit der spanischen Regulierungsbehörde hat sie seit Mitte 2013 den Vorsitz in der „ACER Market Integrity and Transparency Working Group“ (AMIT WG) inne, in der alle REMIT-relevanten Fragen zwischen den europäischen Regulierungsbehörden und ACER diskutiert werden. Weiterhin leitet sie seit 2011 eine der drei zugehörigen Unterarbeitsgruppen.

Kartellrechtliche Aufgaben der Markttransparenzstelle

Die Markttransparenzstelle hat neben den handelsbezogenen Zuständigkeiten die Aufgabe, das Bundeskartellamt bei der Wahrnehmung einer intensivierten kartellrechtlichen Aufsicht über die Großhandelsmärkte für Strom und Gas zu unterstützen.

Eine intensivierte Aufsicht hatte die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten 2007 (Tz. 211) zur leitungsgebundenen Energie gefordert, indem sie die „Einführung eines Market Monitoring“ mittels „einer speziellen Marktüberwachungsstelle“ befürwortete.

Neuere Konzepte für die kartellrechtliche Aufsicht speziell in den betroffenen Industrien entwickelte das Bundeskartellamt im Zuge seiner Sektoruntersuchung Stromerzeugung/ Stromgroßhandel, deren Abschlussbericht Anfang 2011 vorgelegt wurde. Eines der Konzepte befasst sich mit dem Nachweis von Einzelmarktbeherrschung durch möglicherweise mehr als ein Unternehmen im Strom-Erstabsatz. Ein weiteres Konzept dient der eingehenden Analyse von möglicherweise missbräuchlichem Verhalten von marktbeherrschenden Stromerzeugungsunternehmen durch Kapazitätszurückhaltung.

Die Markttransparenzstelle erlaubt es, diese Konzepte weiterzuentwickeln und anzupassen, um sie mit der Stetigkeit, die eine einmalige Sektoruntersuchung nicht bietet, anwenden zu können. Damit wird es möglich, insbesondere die Wirkungen des rapiden Umbruchs in der deutschen Stromerzeugungswirtschaft durch die Energiewende unter kartellrechtlichen Gesichtspunkten mit hinreichend präziser quantitativer Fundierung zu erfassen.

Registrierung der Marktteilnehmer

Nach Artikel 9 der REMIT-Verordnung müssen sich alle "Marktteilnehmer, die Transaktionen abschließen, die gemäß Artikel 8 Absatz 1 der Agentur zu melden sind, [...] bei der nationalen Regulierungsbehörde in dem Mitgliedstaat, in dem sie ihren Sitz haben oder ansässig sind, oder, falls sie nicht in der Union ihren Sitz haben oder ansässig sind, in dem Mitgliedstaat in dem sie tätig sind, registrieren lassen". Die Registrierung beginnt "spätestens drei Monate nach dem Erlass der Durchführungsrechtsakte gemäß Artikel 8 Absatz 2 durch die Kommission" und muss bis zum Beginn der Datenmeldung, welche sechs Monate nach Erlass der Durchführungsrechtsakte beginnen wird, abgeschlossen sein.

Zu diesem Zweck wird die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite ein Registrierungsportal einrichten, über welches sich alle Marktteilnehmer mit Sitz in Deutschland registrieren müssen. Marktteilnehmer, die ihren Sitz nicht in der Europäischen Union haben oder dort ansässig sind, müssen sich in dem Mitgliedstaat bzw. einem der Mitgliedstaaten, in dem oder in denen sie tätig sind, registrieren lassen.

Die Daten, die von den Marktteilnehmern bei der Registrierung abgefragt werden, stehen bereits fest. Sie wurden von ACER auf Grundlage von Artikel 9 Abs. 3 der REMIT-Verordnung am 26. Juni 2012 festgelegt und sind auf der Internetseite von ACER veröffentlicht („ACER Decision 01/2012“).

B Ausgewählte Tätigkeiten

Bundeskartellamt

1. Schwerpunkte der kartellrechtlichen Wettbewerbsaufsicht

In der fusionskontrollrechtlichen Praxis des Bundeskartellamtes war insbesondere die Neubewertung von vertikalen Beteiligungen durch große Energieversorger an Stadtwerken und Weiterverteilern von Bedeutung. In der Missbrauchsaufsicht wurde eine Grundsatzentscheidung des Bundeskartellamtes zu überhöhten Gas-Konzessionsabgaben vom Bundesgerichtshof bestätigt. Auch im Zusammenhang mit der Vergabe von Wegenutzungsrechten für Elektrizität und Gas schloss das Bundeskartellamt ein Verfahren wegen Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung mit einer förmlichen Entscheidung ab. Darüber hinaus wurden nach Abschluss der Sektoruntersuchung Fernwärme Missbrauchsverfahren wegen des Verdachts überhöhter Fernwärmepreise gegen mehrere Versorgungsunternehmen eingeleitet.

2. Fusionskontrolle

Das Bundeskartellamt hat das Vorhaben, eine vertraglich befristete Minderheitsbeteiligung der RWE Deutschland AG (RWE) an der Stadtwerke Ahaus GmbH (SW Ahaus) zu entfristen, in der ersten Phase der fusionskontrollrechtlichen Prüfung freigegeben. Eine konkrete Verschlechterung der Wettbewerbsverhältnisse (d. h. insbesondere die Verstärkung einer etwaigen marktbeherrschenden Stellung) war auf den betroffenen Märkten nicht feststellbar. Nach Vollzug des Vorhabens hält RWE unbefristet 36 Prozent der Anteile an der SW Ahaus. In den 1990er-Jahren hatten sich Energieversorger in über 30 Fällen befristet an Stadtwerken beteiligt. Die Beteiligung der RWE an SW Ahaus lief zum 31. Dezember 2013 aus. Die Entfristung der Beteiligung stellt einen Zusammenschluss i. S. d. § 37 Abs. 1 GWB dar, da RWE ohne diesen Schritt aus dem Gesellschafterkreis der SW Ahaus ausgeschieden wäre.

Infolge verschiedener Marktentwicklungen sieht das Bundeskartellamt im Erwerb einer Minderheitsbeteiligung eines großen Energieversorgers an einem Stadtwerk grundsätzlich keine relevante Wettbewerbsverschlechterung durch vertikale Effekte mehr. Insbesondere ist eine Strategie der großen Stromkonzerne, sich an zahlreichen Stadtwerken zu beteiligen, nicht mehr zu erkennen. Aufgrund der inzwischen hohen Liquidität der Stromgroßhandelsmärkte ist es auch nicht mehr plausibel, dass eine etwaige Kundenabschottungsstrategie durch Erwerb von Stadtwerkebeteiligungen noch erfolgreich praktiziert werden könnte. Aus diesen Gründen hat das Bundeskartellamt auch drei weitere Entfristungsvorhaben von RWE – bezüglich der Beteiligungen an Energieversorgung Oelde GmbH, WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, sowie Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG – freigegeben.

Im Gasbereich hatte das Bundeskartellamt die Beteiligung der überregionalen Ferngasgesellschaft VNG an der goldgas, einem (regionalen) Weiterverteiler, der Endkunden versorgt, fusionskontrollrechtlich zu prüfen. Bei diesem Beteiligungsvorhaben wurde – anders als in der Vergangenheit, wo Beteiligungen in direkten Lieferanten-Abnehmer-Verhältnissen erfolgten – eine zwischengeschaltete Lieferstufe, die der regionalen Ferngasgesellschaften, übersprungen. Ein ähnlich gelagerter Fusionsfall betraf die Beteiligung

der überregionalen Ferngasgesellschaft Wingas an der Hellweg Energie. Beide Zusammenschlussvorhaben konnten freigegeben werden, da eine Verstärkung oder Entstehung einer marktbeherrschenden Stellung der beteiligten Unternehmen nicht zu befürchten war. Ein weiterer Zusammenschluss, der ebenfalls freigegeben wurde, betraf eine Beteiligung des regionalen Weiterverteilers Stadtwerke München an der regionalen Ferngasgesellschaft Bayerngas. Auch diesen Zusammenschluss, bei dem ein Stadtwerk die Beteiligung an einem potentiellen Vorlieferanten erhöhte, konnte das Bundeskartellamt in der ersten Phase freigegeben.

Ebenfalls den Gasbereich betraf das Vorhaben, den Kreis der Gesellschafter der PRISMA European Capacity Platform (bis Ende 2012: Trac-X Transport Capacity Exchange) um weitere Betreiber von Ferngasnetzen zu erweitern, nämlich die Gasunie Deutschland, die französische GRTgaz und die italienische Snam Rete Gas. Das Vorhaben sollte der Umsetzung der „Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen“ und der (vorzeitigen) Erfüllung weiterer (künftiger) Vorgaben dienen. Insbesondere hat ACER in den „Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Networks“ vorgesehen, dass der durch ENTSOG vorzubereitende „Network Code on Capacity Allocation Mechanisms“ eine Verringerung der Anzahl an Plattformen und schließlich die Errichtung einer einzigen EU-weiten Plattform vorsehen solle. Das Vorhaben konnte freigegeben werden, da zwar eine bestehende marktbeherrschende Stellung verstärkt wird, aber zugleich überwiegende Verbesserungen der wettbewerblichen Bedingungen zu erwarten sind.

3. Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen

Der Bundesgerichtshof hat eine Grundsatzentscheidung des Bundeskartellamtes bestätigt, wonach kommunale Gasnetzbetreiber von durchleitenden Drittlieferanten keine missbräuchlich überhöhten Konzessionsabgaben erheben dürfen (KVR 54/11). Das Bundeskartellamt hatte im September 2009 der GAG Gasversorgung Ahrensburg GmbH in Schleswig-Holstein untersagt, von neuen Gaslieferanten überhöhte Konzessionsabgaben zu erheben (B10-11/09). Mit dem letztinstanzlichen Urteil des Bundesgerichtshofs wurde die Rechtsbeschwerde des Unternehmens zurückgewiesen. In erster Instanz hatte zuvor bereits das Oberlandesgericht Düsseldorf die Entscheidung des Bundeskartellamtes bestätigt (VI-3 Kart 1/11 [V]). Der Bundesgerichtshof bestätigte die Zuständigkeit des Bundeskartellamtes für Missbrauchsverfügungen gegen mit der Gemeinde verbundene Netzbetreiber, wenn es um Konzessionsabgaben für die Einräumung von Wegerechten geht. Von dritten Lieferanten für Erdgas darf die Gemeinde, die der Bundesgerichtshof bei der entgeltlichen Gestattung der Nutzung von Wegerechten als Monopolist ansieht, laut der Entscheidung nur den Konzessionsabgabensatz für Sondervertragskunden von höchstens 0,03 ct/kWh verlangen, insoweit dritte Lieferanten nur Sondervertragskunden beliefern.

Nach der Entscheidung des Bundesgerichtshofs konnten die zwei noch offenen Verfahren betreffend Karlsruhe und Rüsselsheim gegen schriftliche Zusagen beendet werden. Weitere rund 200 Gasversorger haben ebenfalls zugesagt, die gerichtliche Entscheidung zu beachten.

In einem Missbrauchsverfahren bezüglich der Vergabe ausschließlicher Wegerechte hat das Bundeskartellamt der Stadt Mettmann untersagt, die Wegenutzungsrechte für das Elektrizitäts- und das Gasnetz im Stadtgebiet ohne ein transparentes und diskriminierungsfreies Auswahlverfahren „inhouse“ an ihr eigenes Tochterunternehmen zu vergeben. Die Stadt Mettmann hatte zunächst im Rahmen eines europaweit-

ten Vergabeverfahrens einen Kooperationspartner mit einer Minderheitsbeteiligung für ihr neu zu gründendes Stadtwerk gesucht. Das kommunale Stadtwerk sollte dann ohne Auswahlverfahren die Wegennutzungsrechte für die Elektrizitäts- und Gasnetze erhalten. Andere Bewerber, die sich allein für die Wegennutzungsrechte interessieren, wären damit ausgeschlossen worden, selbst wenn sie die Netze effizienter oder verbraucherfreundlicher betreiben könnten. Die Stadt Mettmann hatte sich bei ihrer Auswahlentscheidung in unzulässiger Weise in erster Linie an nicht netzspezifischen Interessen, insbesondere ihren finanziellen Interessen orientiert, und nicht an den Zielen des § 1 EnWG („möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltfreundliche leitungsgebundene Energieversorgung“). Die Untersagungsentscheidung des Bundeskartellamtes ist bestandskräftig. Eine Inhouse-Vergabe verstößt auch nach der Rechtsprechung des OLG Düsseldorf (Beschl. v. 09.01.2013, VII-Verg 26/12 – Münsterland, juris Rn 79f), des OLG Schleswig (Urt. v. 22.11.2012, 16 U (Kart) 21/12, juris Rn 100) und des VGH Baden-Württemberg (Beschl. v. 22.08.2013, 1 S 1047/13, juris RN 28 unter Verweis auf Beschl. VG Stuttgart v. 29.04.2013, 7 K 929/13, juris RN 31f) gegen § 46 Abs. 1, Abs. 2 und 4 EnWG sowie gegen §§ 19, 20 GWB.

Das Bundeskartellamt hat Verfahren wegen des Verdachts überhöhter Fernwärmepreise gegen sieben Versorgungsunternehmen eingeleitet. Die Ermittlungen konzentrieren sich auf rund 30 verschiedene Wärmeversorgungsgebiete, verteilt über das gesamte Bundesgebiet.

Im Fernwärmebereich ist zu berücksichtigen, dass Kunden lediglich vor der erstmaligen Entscheidung für ein bestimmtes Heizsystem die Auswahl zwischen verschiedenen Versorgungswegen haben. Wenn die Entscheidung einmal für die Fernwärme gefallen ist, hat ein Kunde auf lange Sicht keine Wechselmöglichkeit. Daher sind bei überhöhten Preisen Missbrauchsverfahren des Bundeskartellamts angezeigt, um die Verbraucher zu schützen. In vielen Wärmeversorgungsgebieten besteht darüber hinaus auch eine rechtliche Anschlussverpflichtung, so dass die Kunden nicht nur faktisch, sondern auch rechtlich keine Wechselmöglichkeit zu einem anderen Energieträger haben.

Im Zuge seiner im August 2012 abgeschlossenen Sektoruntersuchung Fernwärme hatte das Bundeskartellamt Daten von Fernwärmeversorgern für die Jahre 2007 und 2008 erhoben und einen Erlösvergleich durchgeführt. Dabei lagen die durchschnittlichen Fernwärmeerlöse einiger Unternehmen deutlich über dem Durchschnitt der Vergleichsgruppe. Dem dadurch begründeten Anfangsverdacht auf Preishöhenmissbrauch geht das Bundeskartellamt nach. Zur Aktualisierung der Angaben aus der Sektoruntersuchung wurden sowohl bei den betroffenen Unternehmen als auch bei acht potentiellen Vergleichsunternehmen mit durchschnittlich sehr niedrigen Erlösen und günstigen Fernwärmepreisen Daten für die Jahre 2010 bis 2012 erhoben.

Fernwärmeunternehmen versorgen oft verschiedene Gebiete mit Fernwärme. Die Tarife desselben Versorgers können in den unterschiedlichen Versorgungsgebieten voneinander abweichen. Auch bei den Unternehmen, gegen die Verfahren eröffnet worden sind, weisen nicht alle Versorgungsgebiete auffällig hohe Erlöse auf. Die Fernwärmeversorgung mit den Stufen Erzeugung, Netz und Vertrieb ist meist in einem Unternehmen integriert. Unterschiedliche Bedingungen, wie zum Beispiel die Erzeugungs- und Netzstruktur, können verschieden hohe Erlöse und Preise rechtfertigen, was im Einzelfall zu prüfen ist. 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 reduzierte Rentabilität der Stromerzeugung (angesichts der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien) noch betont wird.

Darüber hinaus hat das Bundeskartellamt im Bereich Gas gegenüber zwei Ferngasnetzbetreibern, OGE und Thyssengas, die vorläufige Einschätzung vertreten, dass eine Angleichung von Entgelten an gemeinsam betriebenen Ein- und Ausspeisepunkten eine Wettbewerbsbeschränkung i. S. d. Art. 101 AEUV, § 1 GWB darstellt, die nicht freistellungsfähig ist. Insgesamt betrachtet das Bundeskartellamt mit Sorge Tendenzen, den ohnehin geringen verbleibenden Wettbewerb in diesem Bereich weiter zu beschränken, sei es durch individuelle Vereinbarungen, sei es durch Bestrebungen zu weiterer, die verbleibende Freiheit der Marktteilnehmer einschränkender Regulierung.

4. Competition Advocacy

Das Bundeskartellamt setzt sich in der leitungsgelassenen Energiewirtschaft nachdrücklich für wettbewerbliche Strukturen ein. Auch bei der Ausgestaltung der Energiewende plädiert das Bundeskartellamt dafür, das Wettbewerbsprinzip nicht außer Acht zu lassen.

Das derzeitige Förderregime für Erneuerbaren Energien (EE) zeichnet sich durch staatliche Planung statt durch Marktmechanismen aus und droht mit seinen massiven Kostensteigerungen Verbraucher und Wirtschaft zu überfordern. Das Bundeskartellamt spricht sich daher für eine grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes aus. Zumindest Neuanlagen sollten durch eine verpflichtende Direktvermarktung unmittelbar in den Markt integriert werden.

Bei der Diskussion um ein neues Marktdesign für die konventionelle Stromerzeugung sollte nicht vor- schnell Abschied vom Wettbewerbsprinzip genommen werden. Sofern staatliche Eingriffe zur Sicherung der Versorgungssicherheit notwendig werden, sollten diese so weit wie möglich Marktmechanismen berücksichtigen und sich auf das zwingend erforderliche Ausmaß beschränken.

Erhöhte Aufmerksamkeit verlangen auch die Tendenzen zur sogenannten „Rekommunalisierung“, also dem Bestreben von Kommunen, selbst im Bereich der Energieversorgung tätig zu sein. Dies zeigt sich deutlich im Bereich der Wegrechte für Versorgungsnetze für Elektrizität und Gas, wo das Bundeskartellamt neben dem Werben für das Wettbewerbsprinzip förmliche Verfahren führt (s. o.). Die Wegrechte sind periodisch in einem wettbewerblichen und diskriminierungsfreien Verfahren durch die Kommune zu vergeben. Der Kommune ist es nicht verwehrt, sich selbst – mittels eines kommunalen Tochterunternehmens – um diese Wegrechte zu bewerben. Die Vergabe der Wegrechte muss jedoch in einem diskriminierungsfreien und transparenten Auswahlverfahren erfolgen und den gesetzlichen Regeln entsprechen, die u. a. im Gemeinsamen Leitfaden von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt konkretisiert sind.

C Ausgewählte Tätigkeiten

Bundesnetzagentur

1. Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)

Mit dem Inkrafttreten des dritten Energiebinnenmarktpakets ist die Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-Regulierungsbehörden (ACER) seit dem 3. März 2011 tätig. Durch eine aktive Beteiligung im zentralen Regulierungsrat der Agentur und seinen Arbeitsgruppen wirkt die Bundesnetzagentur an der Erfüllung der Aufgaben der Agentur mit und vertritt die Interessen der deutschen Energieregulierung, um ein dem deutschen Energiemarkt adäquates Gewicht auf europäischer Ebene sicherzustellen.

1.1 Entwicklung von Rahmenleitlinien und Netzkodizes

Die EU hat sich 2011 das Ziel gesetzt, den Binnenmarkt für Elektrizität und Gas bis Ende 2014 zu verwirklichen. Dazu erarbeiten nationale Regulierungsbehörden, Marktteilnehmer, die Europäische Kommission und die Mitgliedsstaaten in einem mehrstufigen Verfahren rechtsverbindliche Marktregeln die den grenzüberschreitenden Strom- und Gasmarkt einfacher, effizienter, transparenter und sicherer gestalten sollen.

Auf Basis von „Rahmenleitlinien“ der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) erstellen die europäischen Verbände der ÜNB und FNB (ENTSO-E für Strom bzw. ENTSOG für Gas) „Netzkodizes“ die nach einem durch ein die Europäische Kommission eingeleiteten Komitologieverfahren mit Beteiligung der Mitgliedsstaaten Rechtskraft erlangen. Die Bundesnetzagentur hat sich in den zuständigen ACER-Arbeitsgruppen intensiv an der Erarbeitung der Rahmenleitlinien bzw. Stellungnahmen zu Netzkodizes beteiligt und unterstützt das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bei den laufenden Komitologieverfahren.

Die folgende Tabelle zeigt den aktuellen Stand dieser Vorhaben:

Tabelle 63: Aktueller Stand der Komitologieverfahren

Elektrizität	Rahmenleitlinie (ACER)	Netzkodex (ENTSO-E)	Reaktion von ACER	Stand Komitologieverfahren
Kapazitätsallokation und Engpassmanagement	29.07.2011	27.09.2012	Empfehlung mit Änderungen am 14.03.2013	Noch nicht eingeleitet
Längerfristige Kapazitätszuweisung	29.07.2011	Noch nicht vorgelegt	-	-
Netzanschluss von Erzeugern	20.07.2011	26.06.2012	Empfehlung mit Änderungen am 25.03.2013	Noch nicht eingeleitet
Anschluss von VNB und industriellen Lasten	20.07.2011	21.12.2012	Empfehlung mit Änderungen am 25.03.2013	Noch nicht eingeleitet
Betriebssicherheit	02.12.2011	27.02.2013	Stellungnahme am 28.05.2013	Noch nicht eingeleitet
Betriebsplanung	02.12.2011	28.03.2013	Stellungnahme am 19.06.2013	Noch nicht eingeleitet
Last-Frequenz-Steuerung und Reserven	02.12.2011	28.06.2013	Noch nicht vorgelegt	-
Regelenergie Elektrizität	18.09.2012	Noch nicht vorgelegt	-	-
Gas	Rahmenleitlinie (ACER)	Netzkodex (ENTSOG)	Reaktion von ACER	Stand Komitologieverfahren
Kapazitätszuweisung	03.08.2011	06.03.2012	Empfehlung mit Änderungen am 04.10.2012	Netzkodex verabschiedet am 15.04.2013
Bilanzierung Gas	18.10.2011	26.10.2012	Empfehlung am 25.03.2013	Noch nicht eingeleitet
Interoperabilität und Datenaustausch	26.07.2012	Noch nicht vorgelegt	-	-

Im Anschluss werden die, in den Tabellen dargestellten Netzkodizes weitergehend erläutert.

Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators

Wie bei den anderen Netzkodizes basieren auch die technischen Netzkodizes „Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators“ (kurz: NC RfG) und „Network Code on Demand Connection“ (kurz: NC DCC) auf einer seitens der Europäischen Kommission nach Art. 6 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 („Stromhandelsverordnung“) beantragten Rahmenleitlinie von ACER. Die insoweit einschlägige Rahmenleitlinie zu Stromnetzanschlüssen (Framework Guidelines on Electricity Grid Connections) veröffentlichte ACER am 20. Juli 2011.

Sofern es den NC RfG anbelangt, fand allerdings bereits vor diesem förmlichen Initiationsakt zur Festlegung der Netzkodizes ab dem Sommer 2009 bis zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Stromhandelsverordnung, dem 3. März 2011, ein intensiver informeller Dialog mit den betroffenen Marktteilnehmern statt. Die Ergebnisse dieses Dialogs fanden Eingang in die anschließenden Verhandlungen zur Ausgestaltung der Rahmenleitlinie.

Der NC RfG determiniert die technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen, wobei auch generatorgetriebene Synchronmaschinen (Synchrongeneratoren), einzelne asynchrone Leistungsanlagen und Offshore-Anlagen erfasst werden. Darüber hinaus setzt der Netzkodex die rechtlichen Rahmenbedingungen, nach denen Betreiber von Stromversorgungsnetzen verpflichtet sind, auf transparente, diskriminierungsfreie und auf angemessene Art und Weise Gebrauch von den Stromerzeugungsanlagen zu machen, um faire Wettbewerbsbedingungen auf dem künftigen Energiebinnenmarkt der Europäischen Union sicherzustellen.

In seiner ursprünglichen Fassung wurde der NC RfG seitens des Verbandes Europäischer ÜNB (European Network of Transmission System Operators for Electricity, kurz ENTSO-E) am 13. Juli 2012 ACER vorgelegt. ACER übermittelte ENTSO-E daraufhin am 13. Oktober 2012 entsprechend des nach Art. 6 Abs. 7 der Stromhandelsverordnung vorgesehenen Verfahrens ihre mit Gründen versehene Stellungnahme zu dem NC RfG, wobei insbesondere auch die Eingaben einer engagierten Nutzergruppe und der Expertengruppe der VNB einbezogen wurden. Auf der Basis dieser Stellungnahme von ACER nahm ENTSO-E Änderungen an der ursprünglichen Fassung des NC RfG vor und übermittelte diesen am 8. März 2013 erneut an ACER. Die geänderte Fassung des NC RfG berücksichtigt die Stellungnahmen, die während der Konsultationsphase bei ENTSO-E eingegangen waren.

Per Empfehlung vom 25. März 2013 hat ACER den NC RfG in der Fassung vom 8. März 2013 der Kommission vorgelegt und dessen Annahme unter der Bedingung empfohlen, dass eine Abänderung hinsichtlich der Bestimmungen erfolge, die neue Technologien weitestgehend vom Anwendungsbereich des Netzkodex ausnehmen. Dabei geht es um folgende Problematik: Nach Art. 57 des NC RfG in seiner bisherigen Fassung soll der Netzkodex weitestgehend keine Anwendung auf solche Stromerzeugungsanlagen finden, die am Tag ihres Anschlusses an das Stromnetz als „neue Technologie“ („emerging technology“) qualifiziert werden. Dabei sieht der Netzkodex vor, dass als „neue Technologie“ nur eine solche Stromerzeugungsanlage qualifiziert werden kann, die „wirtschaftlich durchführbar“ („commercially viable“) ist. Nach Auffassung von ACER ist dieser Begriff indes nicht hinreichend eindeutig und birgt daher die Gefahr, dass bei der Rechtsanwendung eine Normauslegung Platz greift, die ein Hemmnis für neue Technologien bedeuten könnte. Denn diese würden dann nicht weit genug vom Anwendungsbereich des Netzkodex ausgenommen. ACER schlägt daher der Europäischen Kommission vor, den Begriff

„commercially viable“ durch „commercially available“ zu ersetzen und zugleich weitere Präzisierungen dieses Kriteriums vorzunehmen.

Network Code on Demand Connection

Der Vorlegung des NC DCC in der Fassung vom 21. Dezember 2012 durch ENTSO-E an ACER am 4. Januar 2013 ist ebenfalls ein eingehender Dialog mit den Marktteilnehmern in zahlreichen Arbeitstreffen, Workshops sowie ein sog. „Call for Stakeholder Input“ vorausgegangen. Der NC RfG determiniert die technischen Anforderungen für den Netzanschluss von signifikanten Verbrauchsanlagen, Verteilernetzen und Schnittstellen zwischen Verteiler- und Übertragungsnetzen. Dabei legt der Netzkodex einen einheitlichen Rechtsrahmen für Netzverbindungsabreden zwischen Netzbetreibern und Verbrauchsanlagenbetreibern bzw. VNB fest.

Per Empfehlung vom 25. März 2013 hat ACER den NC DCC in der Fassung vom 8. März 2013 gemäß Art. 6 Abs. 9 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 der Europäischen Kommission vorgelegt. Dabei hat ACER bestätigt, dass der Netzkodex die Anforderungen der Rahmenleitlinie zu Stromnetzanschlüssen wahrt und dementsprechend der Kommission die Annahme des Netzkodex empfohlen. Zugleich hat ACER der Kommission Verbesserungsvorschläge unterbreitet, die sich vor allem auf rechtstechnische Unklarheiten, wie etwa unvollständige Verweisungen, nicht hinreichend bestimmte Definitionen, Widersprüchlichkeiten und Inkonsistenzen einiger Bestimmungen und dergleichen beziehen.

Eine zwischenzeitlich aufgekommene Erwägung, die beiden Netzkodizes zusammenzuschließen, wurde auf dem Planning Group Meeting am 12. April 2013 in Brüssel, an dem die Europäische Kommission, ACER und ENTSO-E teilnahmen, wieder verworfen. Damit stehen nunmehr beide Netzkodizes vor der Einbringung in das so genannte Komitologieverfahren durch die Kommission.

1.2 Energie-Infrastrukturpaket

Die neue TEN-E Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur trat am 15. Mai 2013 in Kraft.

Sie regelt für Projekte von gemeinsamem Interesse die Behandlung des Projekts in beschleunigten Genehmigungsverfahren (Art. 8ff), besondere Verfahren zur Kostenteilung zwischen ÜNB bei grenzüberschreitenden Leitungen (Art. 12), die Gewähr von besonderen Investitionsanreizen bei riskanten Projekten durch die Regulierungsbehörden und MS (Art. 13) sowie ggf. eine (Teil)-Finanzierung des Projekts aus EU-Mitteln zur Folge (Art. 14 f.).

Die Auswahl der Projekte wurde von der Europäischen Kommission seit Februar 2012 vorbereitet. Hier hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der acht Regionalgruppen (gesamt im Strom- und Gasbereich) für die Bewertung sowie im Rahmen der ACER Infrastructure Task Force jeweils im Strom- und Gasbereich an der Auswahl der Projekte mitgearbeitet.

Auch die weiteren Aufgaben der Regulierungsbehörden nach der Verordnung wie die Veröffentlichung und Gewährung von Anreizen sowie mögliche Kostenaufteilungsentscheidungen für Projekte von ge-

meinsamem Interesse werden in enger Zusammenarbeit mit ACER durch die Regulierungsbehörden wahrgenommen bzw. vorbereitet. Auch hier bringt sich die Bundesnetzagentur fachlich ein.

2. Mitwirkung der Bundesnetzagentur im Council of European Energy Regulators (CEER)

Die Bundesnetzagentur ist seit 2005 Mitglied im unabhängigen Verband der europäischen Energie-Regulierungsbehörden (CEER). Der CEER wird auch nach Gründung von ACER fortgeführt und widmet sich verstärkt den Themen, die nicht in der Zuständigkeit von ACER liegen. Dies betrifft u. a. den Verbraucherschutz, regulatorische Aspekte der Endkundenmärkte, die Förderung erneuerbarer Energien sowie die internationale Zusammenarbeit. Daneben unterstützt der CEER in vielerlei Hinsicht die Arbeit von ACER.

2.1 Europäische Entwicklungen im Verbraucherschutz

Durch ihrer Mitarbeit in der Customer Retail Market Working Group (CRM WG) des CEER hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2012 erneut die Erarbeitung richtungsgebender Dokumente mit Bezug zu verbraucherrechtlichen Fragestellungen aktiv begleitet. Dabei ist ebenso die Interaktion mit der Europäischen Kommission von maßgeblicher Bedeutung, die sich in ihrer Arbeit zum Endkundenmarktdesign an den Leitfäden des CEER orientiert.

Zur weiteren Stärkung der Verbraucherrechte erarbeitete der CEER gemeinsam mit dem Europäischen Verbraucherverband vor dem Hintergrund einer sich stetig verändernden Energielandschaft eine Vision bis zum Jahr 2020, in deren Fokus die Endkunden stehen. Die Vision wurde maßgeblich durch eine mit der Europäischen Kommission gemeinsam organisierte Verbraucherkonferenz im Juni 2012, an der alle relevanten Stakeholder teilnahmen, mit gestaltet und weiterentwickelt. Sie basiert auf vier Kernbereichen, die das Verhältnis zwischen der Energiebranche und ihren Kundengruppen charakterisieren: eine zuverlässige sowie bezahlbare Energieversorgung, Einfachheit und Transparenz bei u. a. Angeboten und Rechnungen zu erzielen und die Handlungskompetenz der Verbraucher zu stärken und schützen.

Des Weiteren erarbeitete der CEER einen Statusbericht über die Umsetzung ausgewählter verbraucherrechtlicher Aspekte des Dritten Binnenmarktpakets („Status Review of Customer and Retail Market Provisions as of 1st January 2012). Ziel war es, einzelne Vorgaben des Gesetzespakets zu Universaldienst, Versorgerwechsel, schutzbedürftige Verbraucher, Kundeninformation, Streitbeilegungsverfahren sowie regulierte Endkundenpreise im Hinblick auf die Vorgaben für Einzelhandelsmärkte und Verbraucher mit Stichtag 1. Januar 2012 zu analysieren. Der Bericht stellt die maßgeblichen Anstrengungen sowie Fortschritte der Mitgliedsstaaten dar, diese in nationales Recht umzusetzen. Mitunter wurden dazu sehr unterschiedliche Ansätze gewählt, die Vorgaben sind jedoch bereits weitestgehend implementiert. Nachbesserungsbedarf besteht insbesondere bei der Maximaldauer des Versorgerwechsels sowie der Streitbeilegung.

Einer Studie zufolge, die die Europäische Kommission im Rahmen des Dritten Citizen's Energy Forum präsentierte, haben Verbraucher keinen Zugang zu unabhängigen, objektiven Informationen, um eine aktivere Rolle im Energiebinnenmarkt einzunehmen und beispielsweise ihren Versorger zu wechseln. Daraufhin organisierte CEER eine öffentliche Konsultation mit vorläufigen Empfehlungen, an der 36

Stakeholder teilnahmen. Diese wurden im März 2012 zu einer öffentlichen Anhörung eingeladen. Als Resultat entwickelte der CEER 14 Leitlinien für Preisvergleichsportale („Guidelines of Good Practice on Price Comparison Tools“). Sie sollen weitestgehend unabhängig, transparent, vollständig, klar und verständlich, korrekt, verbraucherfreundlich und zugänglich sein sowie die Verbraucher stärken.

Das Dritte Binnenmarktpaket sieht vor, dass die Agentur jährlich einen Bericht über den Stand der Entwicklung auf den Energiemärkten erstellt. Hier wirkte die Bundesnetzagentur durch ihre Mitgliedschaft im CEER bei der Erarbeitung des ersten Marktberichts mit („ACER/CEER Market Monitoring Report“). Ziel des Berichts ist es ferner darzustellen, wie Endkundenmärkte effizienter ausgestaltet werden können.

2.2 Internationale Mitarbeit der Bundesnetzagentur

Die internationalen Positionen des CEER sowie der Dialog mit strategisch wichtigen Partnern wurden durch die Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der International Strategy Group fortgesetzt und koordiniert. Die internationale Strategie des CEER („CEER’s International Activities: Core Strategy and Objectives“) eruiert drei Kernbereiche der internationalen Arbeit: Austausch bester regulatorischer Praktiken mit Regulieren und Regulierungszusammenschlüssen weltweit, die Hilfestellung zu spezifischen regulatorischen Fragestellungen sowie das Bewusstsein für unabhängige und gleichermaßen verantwortliche Energieregulierung international zu stärken. Die Rolle der nationalen Regulierungsbehörden wurde auf internationale Ebene weiter gefestigt, insbesondere im Hinblick auf die Energieaußenpolitik. Ferner galt es, gemeinsame regulatorische Praktiken durch den Erfahrungsaustausch und die Erarbeitung von Best Practices weiterzuentwickeln. Hierzu fand u. a. erneut ein intensiver Austausch mit der russischen Regulierungsbehörde (Federal Tariff Service) sowie den Staaten der „Eastern Partnership Platform“ der EU-Kommission statt.

Zusätzlich wurde als eine Priorität der russischen G20-Präsidentschaft das Thema „Sound regulation for energy infrastructure“ definiert. Vor diesem Hintergrund wurden die Energieregulierer der G20+¹⁷⁸ aufgefordert, sich aktiv in die Erarbeitung der Abschlusserklärung für das Gipfeltreffen im September einzubringen, woran sich auch die Bundesnetzagentur beteiligt hat.

Darüber hinaus wurden bestehende Kontakte mit der Internationalen Energieagentur (IEA) intensiviert. Die IEA veröffentlicht regelmäßig Studien zu regulatorischen Themen durch, u. a. zu erneuerbaren Energien, Reformen des Energiemarktes oder Energieeffizienz, an denen die Regulierer zukünftig aktiv beteiligt werden sollen.

Des Weiteren wurde ein Bericht über die Entwicklungen in den Mittelmeeraanrainerstaaten erstellt, der die aktuelle Lage in diesen Staaten analysiert und Handlungsempfehlungen gibt. In Zusammenarbeit mit der Association of Mediterranean Energy Regulators for Electricity and Gas (MEDREG) soll darauf aufbauend der Dialog mit diesen Staaten vertieft und regelmäßige Foren zum Austausch geschaffen werden.

¹⁷⁸ Argentinien, Australien, Brasilien, Kanada, China, Frankreich, Deutschland, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Südkorea, Mexiko, Saudi-Arabien, Südafrika, Türkei, Vereinigtes Königreich sowie USA. Es obliegt darüber hinaus der Präsidentschaft, weitere Staaten und Regionalorganisationen einzuladen.

3. Bericht über die Investitionsbedingungen in europäischen Ländern

Die von der Bundesnetzagentur geleitete Efficiency Benchmarking Task Force des CEER hat in 2012 erneut die Investitionsbedingungen in europäischen Ländern untersucht und dazu einen Bericht¹⁷⁹ erstellt.

Der Bericht analysiert die Investitionsbedingungen in den Strom- und Gasnetzen von nunmehr 23 europäischen Staaten mit dem Ziel, einen Überblick über die Rolle der Energieregulierung im gesamten Investitionsmarkt zu verschaffen. Vor diesem Hintergrund wurden insbesondere Schlüsselemente der Energieregulierung wie die Kosten-Nutzen-Verhältnisse, die Effizienzen und die Kapitalverzinsung für Energieinfrastrukturnetze in Europa betrachtet.

Auf Grund der komplexen und unterschiedlichen Regulierungssysteme in den europäischen Staaten ist eine Vergleichbarkeit einzelner Kennzahlen nur in der Gesamtbetrachtung möglich. Die Ergebnisse des Berichts fließen in die Aufgabenwahrnehmung der nationalen Regulierungsbehörden in unterschiedlichster Form ein. Im Jahr 2011 wurde dieser "Report on investment conditions in European countries" erstmalig erarbeitet. Zurzeit erfolgt die Aktualisierung für das Jahr 2013 sowie eine elektronische Aufbereitung in einer Datenbank beim CEER.

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.

Im Jahr 2012 sind 123 Anträge für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Dabei handelt es sich um ein Gesamtinvestitionsvolumen in Höhe von ca. 15,2 Mrd. Euro. Den Bereich Elektrizität betrafen 102 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 13,4 Mrd. Euro. Hiervon entfallen auf die vier ÜNB gemeinsam ca. 12,3 Mrd. Euro. Gasnetzbetreiber stellten insgesamt 21 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 1,8 Mrd. Euro. Gegenüber dem Jahr 2011 sind sowohl die Anzahl als auch das Volumen der Anträge angestiegen. Im Jahr 2011 waren es insgesamt 89 Anträge mit einem Gesamtvolumen von 8,7 Mrd. Euro.

Seit der Änderung des § 23 ARegV im Frühjahr 2012 ist für Investitionsmaßnahmen nur noch eine Genehmigung des Projekts dem Grunde nach vorgesehen. Nach erteilter Genehmigung kann der Netzbetreiber seine Erlösobergrenze um die mit dem Projekt verbundenen Betriebs- und Kapitalkosten selbstständig anpassen. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet durch die Bundesnetzagentur im Rahmen einer ex-post-Kontrolle statt. Durch die Ordnungsänderung wurde außerdem eingeführt,

¹⁷⁹ Eine Zusammenfassung des Berichts wurde als „CEER Memo on Regulatory aspects of energy investment conditions in European countries“ veröffentlicht: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab/C13-EFB-09-03_Investment%20Conditions_memo.pdf

dass die Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund von Investitionsmaßnahmen nunmehr unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung stattfinden kann, d. h. nicht mehr mit einem Zeitverzug von zwei Jahren und, dass beim Übergang von Investitionsmaßnahmen zur allgemeinen Erlösobergrenze ein Abzugsbetrag zu berücksichtigen ist. Die Bundesnetzagentur hat aufgrund der Verordnungsänderung im Jahr 2012 insgesamt 104 bestehende Genehmigungen an die geänderte Rechtslage angepasst.

Genehmigungen gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV

Gemäß § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV erhalten Netzkunden die Möglichkeit, ihr Netzentgelt zu reduzieren, wenn ihr Höchstlastbeitrag erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus ihrer Netz- oder Umspannebene abweicht (atypische Netznutzung). Diese Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass sich die Kosten eines Stromnetzes nach der Leistung bestimmen, die über dieses Netz maximal transportiert werden muss. Letztverbraucher, bei denen der Höchstleistungsbezug vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene abweicht, leisten somit einen entsprechenden Beitrag zur Senkung der Netzkosten. Deshalb wird es ihnen ermöglicht, mit dem jeweiligen Netzbetreiber ein individuelles Netzentgelt zu vereinbaren, dessen Leistungsanteil sich um den Anteil der Lastverschiebung verringert. Das individuelle Netzentgelt beträgt in jedem Fall noch 20 Prozent des allgemeinen Netzentgelts.

Im Jahr 2012 stieg die Zahl der Anträge auf Genehmigung eines solchen individuellen Netzentgeltes im Vergleich zum Vorjahr stark an, auf 3.153 Anträge. Davon wurde bisher etwa ein Drittel positiv entschieden. Diese bereits beschiedenen Anträge erbringen eine Entlastungssumme von ca. 42 Mio. Euro. Dabei beruhen diese Werte zum Teil auf tatsächlichen Verbrauchswerten in 2012, zum Teil auch auf prognostizierten Daten.

Neben den Anträgen auf individuelle Netzentgelte wurden 137 Anträge auf Netzentgeltbefreiungen für stromintensive Unternehmen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV (a. F.) gestellt. Danach konnten Unternehmen mit einem Verbrauch von zehn GWh und mindestens 7.000 Benutzungsstunden an einer bestimmten Abnahmestelle sich für diese von den Netzentgelten befreien lassen. Diese Regelung begünstigt netzstabilisierendes Abnahmeverhalten, denn eine dauerhafte Stromentnahme (Bandlast) reduziert die relative Schwankungsbreite der gesamten Last. Dies führt zu einer besseren Prognostizierbarkeit sowie zu einer effizienteren Auslastung des gesamten Kraftwerksparks und damit zu positiven Auswirkungen auf die Versorgung aller Netzkunden. Die gleichmäßige Nachfrage über das Jahr wirkt sich ebenfalls positiv auf die Prognostizierbarkeit notwendiger Netzinfrastruktur aus. Betroffene Netzbetreiber müssen lediglich für oberhalb der relativ sicheren Bandlast liegende Verbrauchsschwankungen Prognoseunsicherheiten hinnehmen und diese ggf. durch zusätzlichen Netzausbau ausgleichen. Damit sind positive Auswirkungen auf die Netzkosten verbunden, die sich bereits daraus ergeben, dass die Prognoseunsicherheit bei einem Netz mit Bandlast geringer ausfällt als bei einem Netz ohne Bandlast.

Bei den Anträgen auf Netzentgeltbefreiung konnten bislang kein Verfahren positiv entschieden werden. Ursächlich hierfür waren zum einen von der EU Kommission geäußerte Bedenken im Hinblick auf eine Vereinbarkeit der Befreiungsregelung mit europäischen Beihilfebestimmungen und zum anderen vom OLG Düsseldorf im Rahmen eines Eilverfahrens geäußerte Bedenken in Bezug auf eine ausreichende Verordnungsermächtigung.

Die für 2012 anfallenden Entlastungsbeträge werden gemeinsam mit den Entlastungsbeiträgen aus 2011 bundesweit anteilig auf Letztverbraucher umgelegt.

Am 5. Dezember 2012 hat die zuständige Beschlusskammer eine Festlegung zu den Genehmigungsbedingungen für individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV getroffen. Diese Festlegung trägt dem Umstand Rechnung, dass nach Erfahrungen der VNB in den unteren Spannungsebenen das zuvor angewendete Kriterium einer relativen Lastverlagerung allein nicht ausreicht, um tatsächliche netzentlastende Effekte vollständig abzubilden. Deshalb wurde das zusätzliche Erfordernis einer absoluten Lastverlagerung um 100 kW eingeführt. Dieses Erfordernis ist für neue Anträge ab dem 1. Januar 2013 zu beachten.

D Entflechtung

Die Prüfung der Einhaltung der Entflechtungsvorschriften war im Berichtszeitraum wesentlich durch die erstmalige Zertifizierung der Transportnetzbetreiber (ÜNB und FNB) geprägt. Den Schwerpunkt auf Ebene der VNB bildete die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung von Kommunikationsverhalten und Markenpolitik zwischen Netzbetreibern und Vertriebsunternehmen. Beide Themenbereiche haben ihren Ursprung im 3. Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union aus dem Jahr 2009 und wurden 2011 im Rahmen einer EnWG-Novelle in deutsches Recht umgesetzt.

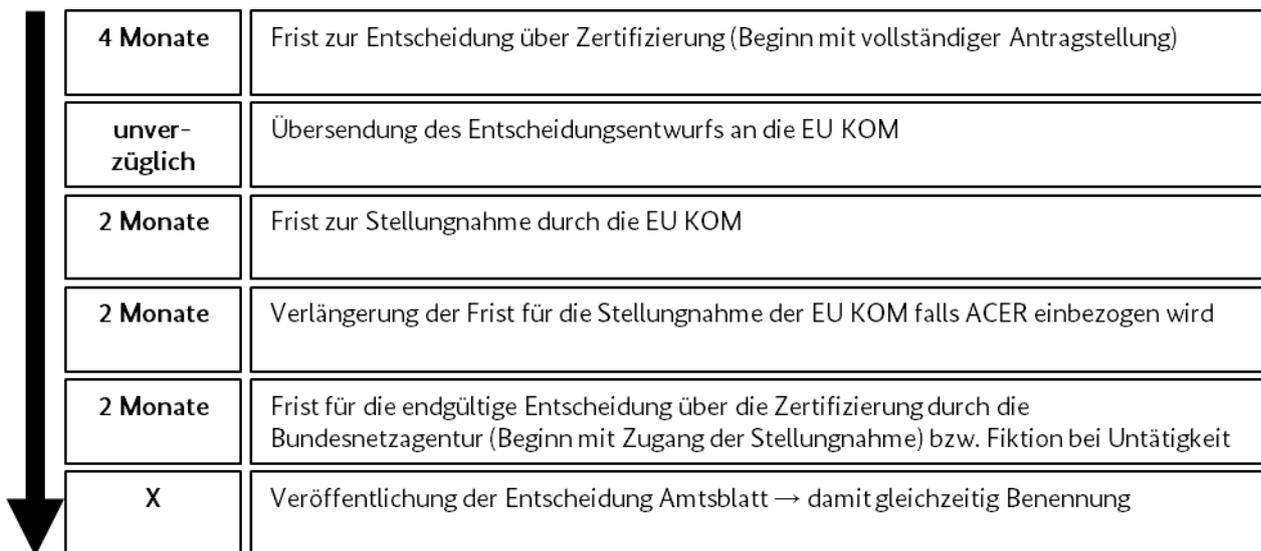
1. Zertifizierung

Gegenstand der Zertifizierungsverfahren ist der Nachweis der Einhaltung der Entflechtungs- bzw. Organisationsvorgaben durch die Transportnetzbetreiber. Dabei stehen drei Modelle zur Verfügung:

- der Eigentumsrechtlich entflochtene Transportnetzbetreiber (§ 8 EnWG),
- der Unabhängige Transportnetzbetreiber (§§ 10 ff. EnWG) sowie
- der Unabhängige Systembetreiber (§ 9 EnWG).

Alle bereits tätigen Transportnetzbetreiber oder Transportnetzeigentümer hatten bis zum 3. März 2012 einen Antrag zu stellen. Der durch starre gesetzliche Fristen geprägte Prüfungsgang nach Einleitung des Verfahrens lässt sich graphisch wie folgt darstellen:

Abbildung 156: Übersicht der Fristen im Zertifizierungsverfahren



4 Monate	Frist zur Entscheidung über Zertifizierung (Beginn mit vollständiger Antragstellung)
unverzüglich	Übersendung des Entscheidungsentwurfs an die EU KOM
2 Monate	Frist zur Stellungnahme durch die EU KOM
2 Monate	Verlängerung der Frist für die Stellungnahme der EU KOM falls ACER einbezogen wird
2 Monate	Frist für die endgültige Entscheidung über die Zertifizierung durch die Bundesnetzagentur (Beginn mit Zugang der Stellungnahme) bzw. Fiktion bei Untätigkeit
X	Veröffentlichung der Entscheidung Amtsblatt → damit gleichzeitig Benennung

Im Jahr 2012 gingen 19 Anträge auf Zertifizierung von folgenden Unternehmen bei der Bundesnetzagentur ein:

Tabelle 64: Liste der Unternehmen, die 2012 einen Antrag auf Zertifizierung stellten

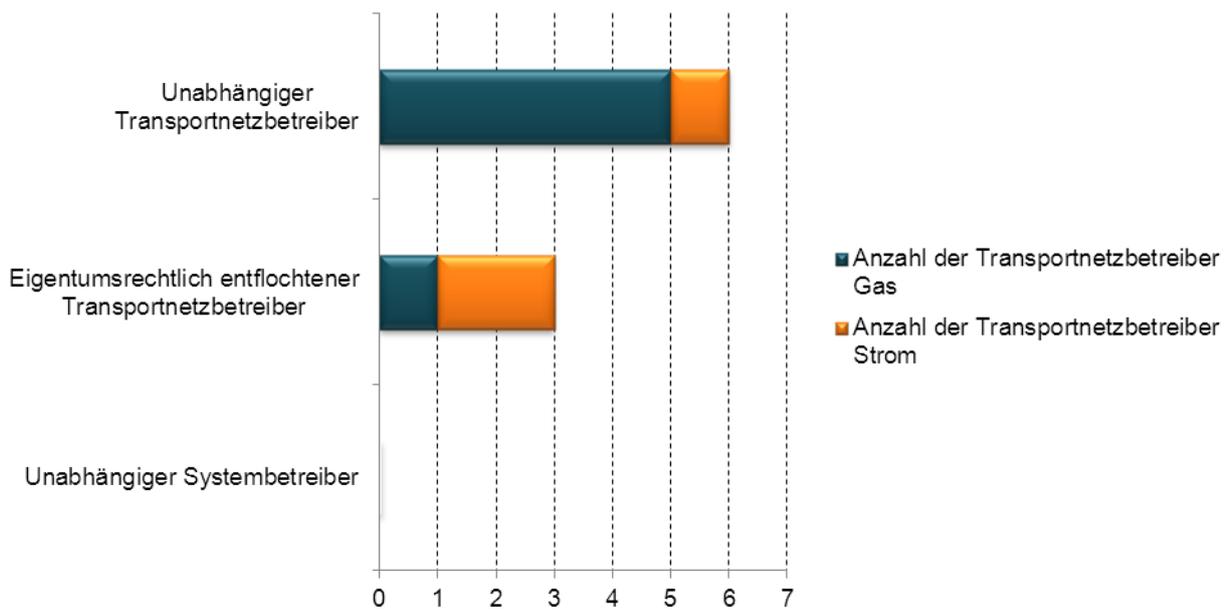
Transportnetzbetreiber	Sparte
Amprion GmbH	Strom
50Hertz Transmission GmbH	
TenneT TSO GmbH	
TransnetBW GmbH	
bayernets GmbH	Gas
Fluxys Deutschland GmbH	
Fluxys TENP GmbH	
GASCADE Gastransport GmbH	
Gastransport Nord GmbH	
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH	
GRTgaz Deutschland GmbH	
jordgas Transport GmbH	
NEL Gastransport GmbH	
Nowega GmbH	
ONTRAS - VNG Gastransport GmbH	
Open Grid Europe GmbH	
terranets bw GmbH	
Thyssengas GmbH	

Hiervon wurden in 2012 neun Verfahren mit einem Beschluss beendet. In acht Fällen wurde die Zertifizierung unter Auflagen erteilt. In einem Fall wurde die Zertifizierung verweigert, weil der Netzbetreiber insbesondere nicht über die finanziellen Ressourcen zur Erfüllung der Netzanschlusspflicht verfügte. Die anderen Verfahren befanden sich zum Jahreswechsel im Stadium der Erstellung des Entscheidungsentwurfs bzw. zur Stellungnahme bei der Europäischen Kommission.

In den im Berichtszeitraum durch die Bundesnetzagentur beendeten Verfahren wurde in der Mehrzahl das Modell des Unabhängigen Transportnetzbetreibers gewählt. Dieses Modell erlaubt es den vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen, weiterhin Anteile an einem Transportnetzbetreiber zu halten, wenn auch mit stark eingeschränkten Rechten. Allerdings wurde auch in drei Fällen der Weg der

eigentumsrechtlichen Entflechtung gewählt. Die strukturellen Voraussetzungen hierzu waren allerdings bereits vor der Zertifizierung vorhanden. Einen Netzverkauf eines vertikal integrierten Unternehmens unmittelbar wegen der Zertifizierung hat es nicht gegeben. Ein Antrag auf Zertifizierung als unabhängiger Systembetreiber wurde nicht gestellt.

Abbildung 157: Transportnetzbetreiber nach Zertifizierungsmodell



Durch die neuen Regelungen gibt es nunmehr deutlich selbständigere Netzbetreiber. Hierfür waren die getroffenen strukturellen Veränderungen notwendig. Die Tiefe der Einbindung der Netzbetreiber in die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen hat ganz entscheidend abgenommen.

Gleichwohl befanden sich die Transportnetzbetreiber im Jahr 2012 noch in einer Phase, in der die Umstrukturierungsprozesse nicht vollkommen abgeschlossen waren. Auch über das Jahr hinaus sind Auflagen aus den Zertifizierungsentscheidungen zu erfüllen. So sind etwa:

- bestimmte Dienstleistungen künftig zu unterlassen,
- räumliche Trennungen abzuschließen,
- Gewinnabführungsverträge zu beenden oder anzupassen,
- Geschäftsordnungen zu ändern,
- Nutzungsüberlassungen von Netzinfrastrukturen aufzulösen, um der gesetzlichen Anforderung des Eigentums am Transportnetz zu entsprechen.

2. Kommunikationsverhalten und Markenpolitik

Eine für die VNB 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, Umsetzungsarbeiten in diesem Bereich aufgenommen zu haben. Im Berichtszeitraum wurden hierzu „Gemeinsame Auslegungsgrundsätze III der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu den Anforderungen an die Markenpolitik und das Kommunikationsverhalten bei den VNB (§ 7a Abs. 6 EnWG)“ am 16. Juli 2012 veröffentlicht. Eine vollständige Umsetzung aller verpflichteten VNB ist bis zum jetzigen Zeitpunkt allerdings nicht erreicht. So fehlt es etwa noch bei der Hälfte der betroffenen Netzbetreiber an einer verwechslungssicheren Markenpolitik und damit auch an einer Grundvoraussetzung für eine entflechtungskonforme Kommunikation im Allgemeinen. Um die Anforderungen durchzusetzen, wurde bereits im Berichtszeitraum ein Beschlusskammerverfahren geführt.

E Verbraucherschutz und -service

Durch die Umsetzung des 3. Binnenmarktpaketes ins deutsche Energierecht im August 2011 wurden das Verbraucherbeschwerdeverfahren bei Unternehmen sowie das Schlichtungsverfahren neu in das Energiewirtschaftsgesetz eingefügt. Eine Stärkung der Verbraucherrechte erfolgte insbesondere durch die Verkürzung der Dauer des Lieferantenwechselprozesses sowie durch die Festlegung neuer und erweiterter Vertrags-, Informations- und Rechnungslegungsanforderungen für Lieferanten, welche von den Unternehmen in vollem Umfang bis zum Frühjahr 2012 umzusetzen waren. Der Bundesnetzagentur wurde durch die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes die Rolle der zentralen Informationsstelle für Energieverbraucher zugewiesen.

Das Verbraucherbeschwerdeverfahren, das Schlichtungsverfahren und die neue Rolle der Bundesnetzagentur als zentraler Informationsstelle für Energieverbraucher, haben zu einer Verschiebung der Aufgaben zwischen der Bundesnetzagentur und der zum 1. November 2011 neu gegründeten Schlichtungsstelle Energie geführt. Energieverbraucher haben nun 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 durchzuführen. Die Schlichtungsstelle Energie verzeichnete im ersten Jahr ihres Bestehens bis Anfang November 2012 ca. 14.000 Antragseingänge. 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.

Die Aufgabe der Bundesnetzagentur als zentraler Informationsstelle für Energieverbraucher besteht in der Information von Energieverbrauchern über das geltende Recht, ihre Rechte als Haushaltskunden sowie über das Schlichtungsverfahren. Der Verbraucherservice Energie der Bundesnetzagentur verzeichnete im Berichtsjahr 2012 insgesamt 22.112 Anfragen- und Beschwerdeingänge, davon 19.771 im Bereich Elektrizität und 2.341 im Bereich Gas. Ein erheblicher Teil der Verbraucheranfragen und -beschwerden in beiden Bereichen konzentrierte sich - wie bereits im Vorjahr - auf Unstimmigkeiten bei der Energieabrechnung und damit verbundene vertragliche Auslegungsfragen. Aufgrund erheblicher Verzögerungen bei der Erstellung von Jahres- und Schlussrechnungen, Unregelmäßigkeiten bei der Guthabenerstattung und Bonusauszahlung gegenüber den Kunden sowie der vielfältigen und komplexen Vertragsstrukturen, kam es zu einer hohen Anzahl von Anfragen und Beschwerden zu diesen Themenbereichen.

Zur Umsetzung der mit den im August 2011 novellierten energierechtlichen Anforderungen einhergehenden IT-Prozesse wurde den Netzbetreibern und Lieferanten eine Frist bis zum 1. April 2012 gewährt. Bis dahin hatten die Unternehmen ihren Datenaustausch an die von der Bundesnetzagentur festgelegten geänderten Geschäftsprozesse anzupassen. Aufgrund vielfacher Beschwerden über Verzögerungen beim Lieferantenwechsel, welche auf die Nichteinhaltung der elektronischen Marktkommunikationsregelungen zurück zu führen waren, drohte die Bundesnetzagentur im Juni 2012 gegenüber einem großen regionalen Netzbetreiber ein Zwangsgeld in Höhe von 1,2 Mio. Euro an.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Netzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte.....	25
Abbildung 2: Anteile der vier größten Unternehmen an den einzelnen Sektoren des Strommarktes.....	28
Abbildung 3: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand 31. Dezember 2011 / 31. Dezember 2012)	29
Abbildung 4: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Oktober 2013 (Nicht-EEG) bzw. August 2013 (EEG)).....	30
Abbildung 5: Summe Nettostromerzeugung 2011 / 2012.....	31
Abbildung 6: Nicht EEG-vergütungsfähige Erzeugungskapazitäten und Einspeisungen in Netze der Allgemeinen Versorgung mit Anteilen der vier größten Erzeuger.....	32
Abbildung 7: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Bundesweite Plandaten 2013-2018 für Netto-Nennleistungen, Stand: Oktober 2013).....	33
Abbildung 8: Aufnahme kommerzielle Stromeinspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher 2013-2018, Netto-Nennleistungen, Stand: Oktober 2013)	34
Abbildung 9: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2004 bis 2012	35
Abbildung 10: Eingespeiste nach EEG vergütete Jahresarbeit in 2012 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2011). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.....	37
Abbildung 11: EEG-Einspeisevergütung 2012 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2011). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.....	38
Abbildung 12: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG (Elektrizität).....	42
Abbildung 13: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG je Netzebene (Elektrizität)	43
Abbildung 14: Stand des Ausbaus von Energieleitungen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum zweiten Quartal 2013	45
Abbildung 15: Der derzeitige Prüfungsstand des Netzentwicklungsplans 2013 (Stand: September 2013)	48
Abbildung 16: Der derzeitige Prüfungsstand des Offshore-Netzentwicklungsstands 2013; Nordsee	49
Abbildung 17: Der derzeitige Prüfungsstand des Offshore-Netzentwicklungsstands 2013; Ostsee.....	50
Abbildung 18: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)	53

Abbildung 19: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB.....	54
Abbildung 20: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG.....	55
Abbildung 21: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG.....	56
Abbildung 22: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB. Quelle: Eigene Darstellung mittels BNetzA GIS.....	60
Abbildung 23: Ausfallarbeit verursacht durch EMM in GWh	65
Abbildung 24: Entwicklung der Netzentgelte 2006 bis 2013 (mengengewichtete Mittelwerte).....	68
Abbildung 25: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2013 (mengengewichtete Mittelwerte).....	69
Abbildung 26: Bonuszu- bzw. Malusabschläge für die einzelnen Netzbetreiber	72
Abbildung 27: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen ÜNB in 2011 und 2012 in Mio. Euro	74
Abbildung 28: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT TSO	75
Abbildung 29: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT TSO	76
Abbildung 30: Durchschnittlicher Einsatz von Sekundärregelleistung inkl. Bezüge und Lieferungen im Rahmen der Online-Saldierung beim NRV	78
Abbildung 31: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung	79
Abbildung 32: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2011 und 2012.....	79
Abbildung 33: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2011 und 2012 von den ÜNB abgerufenen Minutenreserve (MRL).....	80
Abbildung 34: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2011 und 2012 in GWh.....	80
Abbildung 35: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in MWh.....	81
Abbildung 36: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2012.....	82
Abbildung 37: Durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2012.....	83
Abbildung 38: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2011 und 2012 in Prozent	83
Abbildung 39: Monatliche Anzahl und Volumen der untertägigen Fahrplanänderungen	84
Abbildung 40: Mittlere verfügbare Übertragungskapazität	86
Abbildung 41: Verbundaustauschfahrpläne in TWh (Grenzüberschreitender Stromhandel).....	87

Abbildung 42: Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse (Quelle: ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity)	89
Abbildung 43: Anzahl der registrierten Handelsteilnehmer an Börsenplätzen bis Stichtag 31. Dezember 2012	98
Abbildung 44: Registrierte Teilnehmer an EPEX SPOT und EEX zum Stichtag 31. Dezember 2012 (Börsenkategorien)	99
Abbildung 45: Volumen Day-Ahead an der EPEX SPOT von 2009 bis 2012	101
Abbildung 46: Volumen Day-Ahead an der EXAA von 2009 bis 2012	101
Abbildung 47: Anteile der Teilnehmergruppen der EPEX SPOT am Gesamtkaufs- und -verkaufsvolumen 2012	103
Abbildung 48: Day-Ahead-Auktionen – Entwicklung der Mittelwerte an EPEX SPOT und EXAA 2007 bis 2012	104
Abbildung 49: Day-Ahead-Auktionen – Differenzen der Mittelwerte an EPEX SPOT und EXAA 2007 bis 2012	104
Abbildung 50: EPEX SPOT: Preisspannweiten 2011 zu 2012	105
Abbildung 51: Entwicklung des Phelix-Day-Base in 2012; Quelle: EEX; eigene Darstellung.	106
Abbildung 52: EXAA: Preisspannweiten 2011 zu 2012	106
Abbildung 53: Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX 2007 bis 2012	107
Abbildung 54: Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX nach Erfüllungsjahr – Vergleich 2010 bis 2012	108
Abbildung 55: Anteile der Teilnehmergruppen der EEX am Gesamtkauf- und Verkaufsvolumen 2012 .	109
Abbildung 56: Phelix-Frontjahresprodukte - Entwicklung der Mittelwerte an der EEX von 2007 bis 2012	110
Abbildung 57: Phelix-Frontjahresprodukte – Preisspannweiten 2011 zu 2012	111
Abbildung 58: Phelix-Base-Year-Future (Frontjahr) in 2012; Quelle: EEX; eigene Darstellung	111
Abbildung 59: OTC-Clearing von Termingeschäften 2011 und 2012	113
Abbildung 60: Anteil der je fünf umsatzstärksten Unternehmen am Day-Ahead-Volumen der EPEX SPOT	119
Abbildung 61: Anteil der je fünf umsatzstärksten Unternehmen am Terminmarkt der EEX (ohne OTC-Clearing)	120
Abbildung 62: Anteil der je fünf umsatzstärksten Unternehmen am Terminmarkt der EEX (inkl. OTC-Clearing)	121
Abbildung 63: Lieferanten nach Anzahl der belieferten Zählpunkte	123

Abbildung 64: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl Lieferanten tätig ist	124
Abbildung 65: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (inkl. Ein-, Aus- und Umzüge)	126
Abbildung 66: Vertragsstruktur von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2012	129
Abbildung 67: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden, Stand 2012	131
Abbildung 68: Unterbrechungsandrohungen, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung im Bereich Elektrizität	134
Abbildung 69: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Industriekunden zum 1. April 2013 in Prozent	138
Abbildung 70: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Gewerbekunden zum 1. April 2013, in Prozent	141
Abbildung 71: Entwicklung der Industrie- und Gewerbekundenpreise 2006 bis 2013 (mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh	144
Abbildung 72: Entwicklung der Haushaltskundenpreise in der Grundversorgung von 2006 bis 2013 (mengengewichteter Mittelwert) in ct/kWh	145
Abbildung 73: Entwicklung der Haushaltskundenpreise beim Vertragswechsel von 2007 bis 2013 (mengengewichteter Mittelwert) in ct/kWh	146
Abbildung 74: Entwicklung der Haushaltskundenpreise bei Lieferantenwechsel von 2008 bis 2013 (mengengewichteter Mittelwert) in ct/kWh	147
Abbildung 75: Entwicklung der Haushaltskundenpreise 2006 bis 2013 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif) in ct/kWh	148
Abbildung 76: Entwicklung "Energiebeschaffung und Vertrieb" 2007 bis 2013 (mengengewichtete Mittelwerte je Tarif) in ct/kWh	149
Abbildung 77: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2013	153
Abbildung 78: Entwicklung Netzentgelte für Haushaltskunden 2006 bis 2013	155
Abbildung 79: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 2006 bis 2013	156
Abbildung 80: Entwicklung EEG-Umlage und Anteil am Haushaltskundenpreis 2006 bis 2013 (über alle Tarife mengengewichtete Mittelwerte)	157
Abbildung 81: Entwicklung Energiebeschaffung sowie Vertrieb 2006 bis 2013 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert)	158
Abbildung 82: Entwicklung Netzentgelte sowie Vertrieb 2006 bis 2013 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwerte)	159
Abbildung 83: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden	162

Abbildung 84: Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben	165
Abbildung 85: Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2012 mit Steuern und Abgaben	166
Abbildung 86: Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben	167
Abbildung 87: Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2012 mit Steuern und Abgaben	168
Abbildung 88: Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich	170
Abbildung 89: Verteilung der Übertragungstechnologien im RLM-Kunden-Bereich	171
Abbildung 90: Investitionen und Aufwendungen im Bereich Messwesen.....	171
Abbildung 91: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2010 bis 2012	179
Abbildung 92: Anteil der größten drei Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2010 bis 2012	179
Abbildung 93: Anteil der größten fünf Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2010 bis 2012	180
Abbildung 94: Anteile der größten Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen... 180	
Abbildung 95: Statische Reichweite der deutschen Erdöl- und Erdgasreserven seit 1991, Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.....	182
Abbildung 96: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen in 2012.....	183
Abbildung 97: Entwicklung der Gasimporte	183
Abbildung 98: Entwicklung der Gasexporte	184
Abbildung 99: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer in 2012.....	185
Abbildung 100: Zeitablauf der SAIDI-Werte (2006 - 2012).....	186
Abbildung 101: Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkten	188
Abbildung 102: Graphische Darstellung der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2012	190
Abbildung 103: Graphische Darstellung der Ergebnisse gemäß Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2013 (Szenario IIc)	191
Abbildung 104: Angebot von Einspeisekapazitäten in den Marktgebieten von NetConnect Germany und Gaspool.....	193
Abbildung 105: Angebot von Ausspeisekapazitäten in den Marktgebieten von NetConnect Germany und Gaspool.....	194

Abbildung 106: Kapazitätskündigungen (vgl. mittlerer Gesamtbuchungsstand 2012: ca. 834 Mio. kWh/h)	195
Abbildung 107: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Unternehmen für die GWJ 2009 / 10 und 2010 / 11, 2011 / 12.....	197
Abbildung 108: Unterbrechungsleistungen und -mengen nach Ländern im GWJ 2011 / 2012.....	198
Abbildung 109: Unterbrechungen nach höchster Stundenleistung im GWJ 2011 / 2012.....	199
Abbildung 110: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas	200
Abbildung 111: Entwicklung der Anteile der mengengewichteten Netzentgelte am Gaspreis 2007 bis 2013. Preisstand 1.April.2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas	202
Abbildung 112: Stündliche Übermittlung von Messdaten an Transportkunden	205
Abbildung 113: Anzahl Fallgruppenwechsel von RLM-Kunden im Marktgebiet NCG	206
Abbildung 114: Anzahl Fallgruppenwechsel von RLM-Kunden im Marktgebiet Gaspool.....	207
Abbildung 115: Wahl der Wetterprognose	208
Abbildung 116: Abweichungen der Standardlastprofile	209
Abbildung 117: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung	210
Abbildung 118: Mehr- und Mindermengenabrechnung bei SLP-Kunden	211
Abbildung 119: Monatliche Abrechnung der Mehr- und Mindermengen von RLM-Kunden.....	211
Abbildung 120: Anteil der abgerechneten Mengen von leistungsgemessenen Kunden	212
Abbildung 121: OTC-Handelsvolumen 2011 / 2012.....	214
Abbildung 122: OTC-Handelsvolumen H-Gas 2011 / 2012.....	215
Abbildung 123: OTC-Handelsvolumen L-Gas 2011 / 2012.....	216
Abbildung 124: Über Broker gehandelte OTC-Kontrakte 2012.....	218
Abbildung 125: EEX-Handelsvolumen am Spot- und Terminmarkt 2011 / 2012.....	219
Abbildung 126: Handelskontrakte EEX-Spotmarkt 2012.....	220
Abbildung 127: Aktive Handelsteilnehmer Spotmarkt 2011 / 2012.....	222
Abbildung 128: Preisentwicklung Großhandel Erdgas.....	223
Abbildung 129: Anteil der Abgabemengen der Lieferanten an Letztverbraucher in der Grundversorgung 2006 - 2012 nach Kundenkategorie.....	230
Abbildung 130: Liefermengen an Letztverbraucher in und außerhalb der Grundversorgung in TWh in 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	230
Abbildung 131: Anzahl der belieferten Letztverbraucher in- und außerhalb der Grundversorgung in 2012	231

Abbildung 132: Lieferanten nach Anzahl der belieferten Zählpunkte nach Konzernzugehörigkeit	232
Abbildung 133: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (alle Letztverbraucher) gemäß Abfrage VNB 2008 - 2012	233
Abbildung 134: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (Haushaltskunden) gemäß Abfrage VNB Gas 2008 - 2012.....	233
Abbildung 135: Entwicklung der Lieferantenwechsellmenge in TWh sowie der Lieferantenwechselquote (2006 -2012), gemäß Abfrage FNB und VNB Gas	234
Abbildung 136: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (2006 bis 2012).....	237
Abbildung 137: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten, Stand 31. Dezember 2012	237
Abbildung 138: Androhung, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Versorgung im Bereich Gas.....	239
Abbildung 139: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	241
Abbildung 140: Entwicklung der Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden 2007 bis 2013. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	243
Abbildung 141: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbe- und Industriekunden 2006 bis 2013. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	243
Abbildung 142: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	246
Abbildung 143: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	248
Abbildung 144: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	250
Abbildung 145: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	252
Abbildung 146: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden 2007 bis 2013....	253
Abbildung 147: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Haushaltskunden 2007 bis 2013. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	253

Abbildung 148: Durchschnittliche jährliche Gaskosten eines Haushaltskunden innerhalb der verschiedenen Belieferungsarten bei einem durchschnittlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh, 2009 bis 2013	254
Abbildung 149: Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat)	256
Abbildung 150: Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte 2012 mit Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat)	257
Abbildung 151: Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2012 ohne Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat).....	258
Abbildung 152: Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher 2012 mit Steuern und Abgaben (Quelle: Eurostat)	259
Abbildung 153: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS 2012.....	261
Abbildung 154: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber 2007 bis 2012.....	262
Abbildung 155: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2007 bis 2012	263
Abbildung 156: Übersicht der Fristen im Zertifizierungsverfahren	288
Abbildung 157: Transportnetzbetreiber nach Zertifizierungsmodell.....	290

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzstrukturdaten von 2012	23
Tabelle 2: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2006 bis 2013	23
Tabelle 3: Markt- und Netzbilanz von 2012.....	24
Tabelle 4: Summierte Entnahmemengen Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB	27
Tabelle 5: Anteile der vier größten Unternehmen an den einzelnen Sektoren des Strommarktes 2011-2012	28
Tabelle 6: Installierte Leistung von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen je Energieträger (jeweils zum 31. Dezember)	35
Tabelle 7: Eingespeiste nach dem EEG vergütete Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger 2012.....	36
Tabelle 8: Direkt vermarktete Strommengen nach § 33b EEG im Jahr 2012	39
Tabelle 9: Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2011 gemäß Meldungen der ÜNB	57
Tabelle 10: Regelzonenscharfe Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB.....	58
Tabelle 11: Strombedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB	59
Tabelle 12: Spannungsbedingte Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2012 gemäß Meldungen der ÜNB.....	61
Tabelle 13: Veränderung von strom- und spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen zwischen den Jahren 2011-2012.....	62
Tabelle 14: Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach §§ 11 und 12 EEG im Jahr 2012.....	64
Tabelle 15: Verteilung der Ausfallarbeit durch EMM auf die Energieträger.....	66
Tabelle 16: Anzahl der Netzbetreiber in den verschiedenen Bundesländern, welche in 2012 EMM durchgeführt haben.	66
Tabelle 17: Übersicht über die 2012 von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung in MW (Leistungsspannen); Quelle: www.regelleistung.net	77
Tabelle 18: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 bis 2012	82
Tabelle 19: Struktur der Erhebung zum Großhandel Elektrizität	96
Tabelle 20: Kaufvolumen am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012	102
Tabelle 21: Verkaufsvolumen am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2012	102

Tabelle 22: Erfasste Volumina im bilateralen Terminmarkt (Erfüllungszeitraum ab einer Woche) 2012 .	116
Tabelle 23: Erfasste Volumina im bilateralen kurzfristigen Handel (Erfüllungszeitraum weniger als eine Woche) 2012.....	117
Tabelle 24: Menge der Lieferantenwechsel nach Kundenkategorien in 2012.....	125
Tabelle 25: Anzahl der Lieferantenwechsel nach Kundenkategorien in 2012.....	125
Tabelle 26: Lieferantenwechselzahlen bei Haushaltskunden (mit und ohne Bereinigung um den Insolvenz-Sondereffekt)	127
Tabelle 27: Lieferantenwechsel vom Haushaltskunden einschließlich der Betrachtung von Einzügen ...	128
Tabelle 28: Anteil der vier größten Elektrizitätslieferanten an der Belieferung von Haushaltskunden 2012	132
Tabelle 29: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2013 für Industriekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten	137
Tabelle 30: Preiszusammensetzung für einen Industriekunden (24 GWh) unter Berücksichtigung maximal möglicher Vergünstigungen.....	139
Tabelle 31: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2013 für Gewerbekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten	140
Tabelle 32: Veränderung des Elektrizitätspreises: 1. April 2013 gegenüber 1. April 2012 (absolute und prozentuale Veränderung)	142
Tabelle 33: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden je Tarifkategorie 2013..	150
Tabelle 34: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden 2013	151
Tabelle 35: Durchschnittliches mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden über alle Tarifkategorien 2013.....	152
Tabelle 36: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteter Preisniveaus für Haushaltskunden....	154
Tabelle 37: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2013	162
Tabelle 38: „Energiebeschaffung und Vertrieb“ mengengewichteter Mittelwert für Haushaltskunden (Ökostrom) 2013.....	163
Tabelle 39: Sonderbonifikationen und -regelungen für Haushaltskunden (Ökostrom) 2013	163
Tabelle 40: Entwicklung der mengengewichteten durchschnittlichen Gaspreise nach Kundenkategorien	176
Tabelle 41: Europäischer Gaspreisvergleich mit und ohne Steuern und Abgaben nach Kundenkategorien	177
Tabelle 42: Anteile der größten drei und größten fünf Unternehmen in den einzelnen Sektoren des Gasmarktes 2010 bis 2012	178
Tabelle 43: Erhebungsergebnis für das Berichtsjahr 2012	186

Tabelle 44: Gesamtlänge der Netze mit Unterteilung nach Druckbereichen.....	187
Tabelle 45: Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	226
Tabelle 46: Ausspeisemengen Gas in 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	227
Tabelle 47: Anzahl der Zählpunkte Gas in 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	228
Tabelle 48: Abgabemengen der Lieferanten in der Grundversorgung nach Kundenkategorie 2007 bis 2012	229
Tabelle 49: Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	235
Tabelle 50: Anteil Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2011 und 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher an der Gesamtausspeisemenge Gas gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	235
Tabelle 51: Anzahl der Letztverbraucher sowie Anzahl der Lieferantenwechsel in 2012 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas.....	236
Tabelle 52: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	242
Tabelle 53: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	245
Tabelle 54: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	247
Tabelle 55: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	249
Tabelle 56: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2013 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas.....	251
Tabelle 57: Rolle des Messstellenbetreibers.....	264
Tabelle 58: Tätigkeiten Messstellenbetrieb / Messung	264
Tabelle 59: Zähl- / Messeinrichtung für SLP-Kunden	265
Tabelle 60: Kommunikative Anbindung an ein Mess- oder Kommunikationssystem für SLP-Kunden...	266
Tabelle 61: Zähl- / Messeinrichtung für RLM-Kunden	266
Tabelle 62: kommunikative Anbindung für RLM-Kunden.....	267
Tabelle 63: Aktueller Stand der Komitologieverfahren	280
Tabelle 64: Liste der Unternehmen, die 2012 einen Antrag auf Zertifizierung stellten.....	289

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
Anschluss	<p><i>Elektrizität</i></p> <p>Umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden.</p> <p><i>Gas</i></p> <p>Der Netzanschluss verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.</p>
Arbeitsgas	<p>Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt:</p> <p>Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.</p>
Aufwendungen für Instandhaltung	<p>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.</p>
Ausgleichsenergie	<p>Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.</p>
Ausspeisepunkt	<p>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.</p>
Beistellung	<p>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.</p>

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
Bruchteileigentum	Leistungsabschnitte, 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 zugeordnet. 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 +/- ΔP abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. ²⁾
Entbündelte Speicherdienstleistungen	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.
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 Emissionsberechtigungen zu einem festgelegten Preis in einem festgelegten zukünftigen Zeitraum (Lieferperiode) zu kaufen (Futureskäufer) oder zu liefern (Futuresverkäufer). Futures werden entweder physisch oder über Barausgleich erfüllt. 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 Gas-handel stattfindet.
Implizite Auktion	s. Market Coupling
Intraday Handel	Im Intraday-Handel der EEX werden Gas- sowie Stromkontrakte mit Lieferung am selben oder folgenden Tag gehandelt. (vgl. www.eex.de)
Investitionen	<p>Als Investitionen gelten die im Berichtsjahr aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen sowie der Wert der im Berichtsjahr neu gemieteten und gepachteten neuen Sachanlagen.</p> <p>Zu den Bruttozugängen zählen auch Leasing-Güter, die beim Leasingnehmer aktiviert wurden.</p> <p>Die Bruttozugänge sind ohne die als Vorsteuer abzugsfähige Umsatzsteuer zu melden.</p> <p>Einzubeziehen ist der auf dem Anlagenkonto aktivierte Wert (Herstellungskosten) der selbsterstellten Anlagen. Ferner sind die noch im Bau befindlichen Anlagen (angefangene Arbeiten für betriebliche Zwecke, soweit aktiviert) mitzumelden. Falls ein besonderes Sammelkonto „Anlagen im Bau“ geführt wird, sind nur die Bruttozugänge ohne die schon zu Beginn des Berichtsjahres auf diesem Sammelkonto ausgewiesenen Bestände zu melden. Anzahlungen sind nur einzubeziehen, soweit sie abgerechneten Teilen von im Bau befindlichen Anlagen entsprechen und aktiviert sind.</p> <p>Nicht einzubeziehen sind der Erwerb von Beteiligungen, Wertpapieren usw. (Finanzanlagen), der Erwerb von Konzessionen, Patenten, Lizenzen usw. und der Erwerb von ganzen Unternehmen oder Betrieben sowie der Erwerb ehemals im Unternehmen eingesetzter Mietanlagen, Zugänge an Sachanlagen in Zweigniederlassungen oder fachlichen Unternehmensteilen im Ausland sowie die bei Investitionen entstandenen Finanzierungskosten.⁵⁾</p>
Jahresbenutzungsdauer (Letztverbraucher)	Die Jahresbenutzungsdauer bestimmt die Regelmäßigkeit, mit der elektrische Energie von dem Verbraucher im Laufe des Jahres aus dem Netz entnommen wird. Je höher die Dauer ist, umso mehr verteilt sich der Verbrauch regelmäßig auf die 8.760 Stunden (Schaltjahr 8784 Stunden) des Jahres. Sie gibt die Zahl der Stunden an, in denen der Verbraucher seinen Jahresverbrauch bei ständiger Inanspruchnahme der seiner Jahreshöchstlast entsprechenden Leistung erreichen könnte (Jahresbenutzungsdauer = Jahresverbrauch dividiert durch Jahreshöchstlast). 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 Ausspeicherkapazitäten 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	Reservekraftwerke: Kraftwerke, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit betrieben werden. Sonderfälle: Kraftwerke, die vorübergehend nicht bzw. nur eingeschränkt in Betrieb sind.
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-Nominierungsverfahren	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	<p><i>Elektrizität</i></p> <p>Mehrere Lieferorte (ÜNB) werden zu einem Marktgebiet zusammengefasst, wenn es keine Übertragungsempässe 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⁾</p> <p><i>Gas</i></p> <p>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.</p>
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. Ausgegliche 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 anlage-spezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann. ²⁾

Nennleistung	<p>Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z. B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d. h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z. B. die Kühlwasser- und Luft Eintrittstemperatur), der elektrische und dampfseitige Eigenbedarf sich ausgleichen und dass idealtypische Bedingungen bei der Abnahmemessung, wie z.B. spezielle Kreislaufschaltungen, auf normale Betriebsbedingungen umzurechnen sind. Die Nennleistung darf im Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden. Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerende nur noch mit einer verminderten Leistung betrieben werden darf.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, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG. <i>Gas</i> Gasnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.
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.
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.
Schwarzstartfähigkeit	Fähigkeit einer Erzeugungseinheit (Kraftwerk), ohne Eigenbedarfsversorgung über das Elektrizitätsnetz, den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können. Dies ist insbesondere bei einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt, als erster Schritt zum Wiederaufbau der Versorgung von Bedeutung. Darüber hinaus ist eine „Inselnetzfähigkeit“ erforderlich, d.h. eine stabile Spannung liegt vor und Last kann aufgenommen werden, ohne dass es zu erheblichen Spannungs- und Frequenz-änderungen kommt.
SLP-Kunde	Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind zu verstehen: (A) Elektrizität: Letztverbraucher (gem. § 12 StromNZV) mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen über die definierte Entnahmegrenze hinaus können in Ausnahmefällen durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden) (B) Gas: Letztverbraucher (gem. § 24 GasNZV) mit einer jährlichen maximalen Entnahme von bis zu 1,5 Mio. kWh und einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von bis zu 500 kWh pro Stunde, bei denen keine registrierende Lastgangmessung durch den Verteilernetzbetreiber erforderlich ist. (Abweichungen unter oder über die definierten Entnahme- und Ausspeiseleistungsgrenzen hinaus können durch die Verteilernetzbetreiber festgelegt werden)
Speicherbetreiber	Der Begriff des Speicherbetreibers wird in diesem Zusammenhang als wirtschaftlicher Betreiber verstanden. Es geht somit nicht um den technischen Betreiber; angesprochen ist das Unternehmen, das die Kapazitäten des Speichers vermarktet und als Marktakteur auftritt.
Spotmarkt	Markt, an dem die Geschäfte einer sofortigen Abwicklung zugeführt werden.
Stammdaten	Daten eines Unternehmens für die erfolgreiche Abwicklung von Geschäftsvorgängen. Hierzu zählen u. a. Vertragsdaten von Kunden, wie z. B. Name, Adresse, 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- austauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaus- tauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaus- tausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaus- tauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendiger- weise übereinstimmen.
Verbundene Unter- nehmen i. S. d. § 15 AktG	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehr- heitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzern- unternehmen (§ 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 Ver- hältnis 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 Han- delspunkt genannt)	Um die Gashandels- und Gastransportgeschäfte innerhalb des Zwei-Vertrags- Modells darzustellen wird der VP als Bezugspunkt für die Abwicklung ver- wendet. Mit der Gaseinspeisung in ein Marktgebiet steht das Gas am VP die- ses 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 Gasverteilernetzbetreiber (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 Regelenergiebedarfs 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, 04. 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.

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.
Day-ahead Kapazitäten	Kapazität für den Folgetag
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
ERGEG	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
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 01. 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 (öffentliches Festnetz, also leitungsgebunden)
pos.	positiv
PRL	Primärregelleistung
PRS	General Packet Radio Service („allgemeiner paketorientierter Funkdienst“, paketorientierter Dienst zur Datenübertragung in GSM- bzw. UMTS-Netzen)
REMIT	EU-Verordnung über Transparenz und Integrität des Energiemarktes
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
