



Bundesnetzagentur

Bundeskartellamt

bericht

Monitoringbericht 2012

Monitoringbericht 2012

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

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.

Herausgeber

Bundesnetzagentur
für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen
Referat 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E-Mail: Harald.Doerr@bnetza.de

Bundeskartellamt
Arbeitsgruppe Energie-Monitoring
Kaiser-Friedrich-Str. 16
53113 Bonn

E-Mail: Markus.Lange@bundeskartellamt.bund.de

Vorwort

Mit dem Monitoring-Bericht 2012 legen die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt erstmals einen gemeinsamen Bericht über die Entwicklung der Elektrizitäts- und Gasmärkte in Deutschland vor. Die enge Zusammenarbeit trägt der Tatsache Rechnung, dass seit dem Berichtsjahr 2011 beide Behörden federführend mit dem Monitoring befasst sind. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt haben gemeinsam die Datenerhebung 2012 durchgeführt. Dies diente auch dazu, die Belastung der betroffenen Unternehmen so gering wie möglich zu halten. In ihrer Zusammenarbeit haben beide Behörden auf den Erfahrungen in den Monitoring-Prozessen der Bundesnetzagentur in den Vorjahren, in die das Bundeskartellamt bereits eingebunden war, aufgebaut.

Der Monitoring-Bericht 2012 dokumentiert, analysiert und bewertet die Entwicklungen auf den Märkten der leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas. Die Erhebungen und Auswertungen belegen die dynamischen Veränderungen, denen der deutsche Energiemarkt im Jahr 2011 unterworfen war.

Der Bericht untermauert eindrucksvoll die Tatsache, dass die Energiewende insbesondere im Bereich der Stromerzeugung einen signifikanten Umbau der Energieversorgungsstruktur in Deutschland nach sich zieht. Die Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Frühjahr 2011, einhergehend mit dem starken Zubau volatiler Erzeugungskapazitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien (insbesondere Solaranlagen), hat zu einem erkennbaren Rückgang der Kapazitäten der vier führenden Unternehmen RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW geführt. Die konventionellen Erzeugungskapazitäten sind durch den Zubau der Erneuerbaren Energien zudem wirtschaftlich unter Druck gekommen. Der Zubau an Kapazitäten aus Erneuerbaren Energien drängt – angesichts des vom Marktgeschehen entkoppelten Einspeisevorrangs – die durch den Markt gesteuerte konventionelle Erzeugung zurück. Der Bericht belegt den Paradimenwechsel in der deutschen Stromwirtschaft, der mit dem Atomausstieg und dem expansiven Zubau von Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien verbunden ist.

Eine große Herausforderung besteht darin, die Schwankungen der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien im Interesse einer sicheren Versorgung verlässlich auszugleichen. Dieser Herausforderung wurden die Stromnetzbetreiber im Jahre 2011, trotz der gegenüber dem Jahr 2010 erheblich angespannteren Netzsituation, gerecht. Ungeachtet einer leichten Erhöhung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer in der Mittel- und Niederspannung befindet sich die Versorgungsqualität weiterhin auf einem sehr hohen Niveau. Jedoch belegen die zahlreichen erforderlichen Eingriffe der Netzbetreiber – im Wesentlichen Netzschaltungen, Redispatch und Countertrade, sowie Reduzierung von Stromeinspeisungen –

und die Aktivierung konventioneller Kraftwerke aus der Kaltreserve, wie kritisch die Netzsituation geworden ist.

Es besteht ein hoher Bedarf für den Ausbau des Stromleitungsnetzes, vor allem des Übertragungsnetzes. Gemessen an dem starken Zubau der erneuerbaren Energien schreitet der Netzausbau nur äußerst langsam voran, wichtige Netzausbauprojekte haben erheblichen Zeitverzug. Positiv zu vermerken ist in diesem Zusammenhang, dass auf Basis des von der Bundesnetzagentur im Dezember 2011 genehmigten ersten Szenariorahmens Strom inzwischen erstmalig der Entwurf eines nationalen Netzentwicklungsplans vorgelegt wurde, aus dem bis zum Ende des Jahres 2012 der Entwurf für ein Bundesbedarfsplangesetz erarbeitet werden soll.

Die Liquidität des Stromgroßhandels hat sich im Berichtsjahr weiter positiv entwickelt. Dies ist ein wichtiger Faktor für den Wettbewerb im gesamten Strombereich, da Börse und bilateraler Großhandel den nachgelagerten regionalen und lokalen Elektrizitätsversorgern ein breites Spektrum von Möglichkeiten zur wettbewerblichen Elektrizitätsbeschaffung eröffnen. So haben sich die Möglichkeiten für Endkunden, den Versorger zu wechseln, weiter verbessert.

Im Gasbereich hat der Import zentrale Bedeutung für die Versorgung des deutschen Marktes. Die Grenzübergangspreise auf dem deutschen Importmarkt – größtenteils noch immer bestimmt durch die Ölpreisbindung in den langfristigen Importverträgen – sind seit 2010 kontinuierlich gestiegen, wodurch sich die Differenz zu den Spotmarktpreisen auf dem nachgelagerten Markt erhöht hat. Preisrevisionsverhandlungen zwischen Abnehmern und Gasimporteuren bzw. -produzenten haben bereits zu Preissenkungen in langfristigen Verträgen geführt.

Zum 1. April 2011 und zum 1. Oktober 2011 fanden Zusammenlegungen von Gas-Marktgebieten statt, so dass derzeit noch zwei Marktgebiete in Deutschland bestehen. Diese Zusammenlegungen haben auch die Liquidität und Effizienz der Großhandelsmärkte erhöht. Liquide Großhandelsmärkte, insbesondere die Börse, haben große Bedeutung für die Preisbildung gewonnen. Die positive Entwicklung der Großhandelsmärkte und die Möglichkeit, kurzfristig oder auf Termin Gas zu kaufen oder zu verkaufen, haben entscheidend dazu beigetragen, dass Regionalversorger und Stadtwerke ihre Gasbeschaffung von langfristigen Verträgen auf kurzfristigere und flexiblere Verträge umstellen. Der Einzelhandelsmarkt im Gasbereich ist weiterhin von einer dynamischen Entwicklung geprägt. So hat die Zahl der Lieferantenwechselfälle gegenüber dem Vorjahr deutlich zugenommen, die Zahl der aktiven Gaslieferanten in den Netzgebieten ist gestiegen. Auch im Gasbereich hat sich damit die Möglichkeit für Kunden, den Versorger zu wechseln, weiter verbessert.

Die Erfolge der Wettbewerbsentwicklung, wie sie sich z.B. im Großhandel und im Einzelhandel im Strom- und im Gasbereich zeigen, sind jedoch keineswegs dauerhaft gesichert. Risiken für Wettbewerb und Markt bestehen insbesondere im Strombereich mit der nicht marktwirtschaftlichen Organisation der volatilen Erneuerbaren Energien.

Für das Gelingen der Energiewende ist hohe gesellschaftliche Akzeptanz eine Grundvoraussetzung. Dies gilt für die erforderlichen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen, ebenso wie für die Umgestaltung der Erzeugungsstruktur. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt begleiten – jede Behörde in ihrem Aufgabenbereich – im Interesse der Energiekunden und des Wettbewerbs den Umbau der Energieversorgung in Deutschland mit großem Verantwortungsbewusstsein und großem Engagement.



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

Andreas Mundt
Präsident des Bundeskartellamtes

Inhaltsverzeichnis

Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten	13
Marktentwicklung (BNetzA)	13
Erzeugung	13
Netze	13
Europäische Integration der Strommärkte	15
Einzelhandel	15
Marktentwicklung (BKartA)	16
Erzeugung	16
Großhandel	17
Einzelhandel	18
Fazit und Ausblick	18
Marktdaten und Marktabdeckung	19
Anteile der größten Unternehmen (Dominanzmethode)	21
Erzeugung / Versorgungssicherheit	22
Erzeugung	22
Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches	22
Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung	33
Entwicklung der direktvermarkteten Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien ..	38
Bewertung der Versorgungssicherheit	39
Versorgungssicherheit	39
Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG	42
Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte	44
Netze / Netzausbau / Investitionen	44
Stand Netzausbau (EnLAG-Projekte, Offshore-Windparks)	44
Netzentwicklungsplan Strom	46
Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)	50
Investitionen Verteilernetze	51
Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im Verteilernetz	52
Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2010 und 2011	54
Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG	58
Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG	58
Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen	60
Netzentgelte	60
Erlösobergrenzenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung	60
Entwicklung der Netzentgelte	62
Kostenprüfung Elektrizität	65
Pan-European TSO Efficiency Benchmarking	66
Behandlung der Verlustenergiekosten in der 2. Regulierungsperiode	66
Geschlossene Verteilernetze	66
Start der Qualitätsregulierung Elektrizität zum 01. Januar 2012	67
Vorbereitung der Effizienzvergleiche VNB Elektrizität für die 2. Regulierungsperiode	69
Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen	69
Mittlere verfügbare Übertragungskapazität	69
Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne	70

Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse	73
Europäische Integration	74
Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte	74
Lastflussbasierte Kapazitätsallokation	75
Rahmenleitlinie Systembetrieb und zugehörige Netzkodizes	76
Rahmenleitlinie zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement	77
Transparenz.....	78
Untertägiger Handel.....	79
Systemdienstleistungen	80
Regelenergie	81
Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung	84
Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung	85
Ausgleichsenergie	88
Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes	90
Rahmenleitlinie Regelenergie	91
Redispatch - angemessene Vergütung	91
Veröffentlichungspflichten	92
Großhandel	93
Formen des Elektrizitäts-Großhandels	94
Börslicher Großhandel	95
Einführung	95
Spotmarkt EPEX SPOT und EXAA.....	97
Terminmarkt EEX Power Derivatives GmbH	104
OTC-Clearing an der Börse	107
Bilateraler Großhandel (inklusive Broker).....	110
Ergänzende Aspekte	112
Einzelhandel	117
Anbieterzahl.....	117
Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	118
Gewerbe- / Industriekunden.....	118
Haushaltskunden	121
Grundversorgung: Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen.....	124
Preisniveau	127
Gewerbe-/Industriekunden.....	127
Haushaltskunden	133
Ökostromsegment	144
Entwicklung der Netzentgelte	148
Europäischer Strompreisvergleich.....	149
Mess- und Zählwesen	154
Entwicklungen auf den Gasmärkten.....	158
Marktentwicklung (BNetzA).....	158
Marktentwicklung (BKartA)	159
Marktdaten und Marktabdeckung	160
Anteile der größten Unternehmen (Dominanzmethode).....	160
Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export / Versorgungssicherheit	165
Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export.....	165
Bewertung der Versorgungssicherheit.....	168
Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG	170

Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte	172
Netze	172
Netzdaten	172
Veränderungen in der Marktgebietslandschaft Gas	173
Kapazitätsangebot	177
Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten (Gas)	180
Netzausbau und Investitionen	183
Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber	184
Erhöhung der technischen Kapazität	186
Verteilernetzbetreiber	187
Netzentgelte	188
Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV	188
Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV	188
Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2012	188
Kostenprüfung nach § 6 ARegV und zum Effizienzvergleich nach § 22 ARegV	189
Bilanzierung	190
Regelenergie	193
Saldo Regelenergiekosten Winter 2010 und 2011	193
Standardlastprofile	194
Mehr- und Mindermengenabrechnung	196
Veröffentlichungspflichten	199
Speicher	200
Großhandel	203
Entwicklungen auf den Gasmärkten	203
Die Entwicklung des OTC-Handels	203
Die Entwicklung des Börsenhandels	208
Handelspreise	210
Einzelhandel	211
Marktabdeckung	211
Marktöffnung und Wettbewerb	212
Grundversorgung	215
Anbieterzahl	220
Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel	224
Preisniveau	230
Gewerbe- / Industriekunden	231
Haushaltskunden	237
Europäischer Gaspreisvergleich	245
Mess- und Zählwesen	250
Übergreifende Themen	253
Beschlüsse der Gasnetzzugangsregulierung	253
Vorbereitung und Durchführung der Effizienzvergleiche der VNB Gas und der FLNB Gas für die 2. Regulierungsperiode	262
Netzentwicklungsplan Gas 2012	263
Übergreifend	266
Tätigkeiten Bundeskartellamt	266
Tätigkeiten Bundesnetzagentur	270
Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energierегulierungsbehörden (ACER)	270

Mitwirkung der Bundesnetzagentur im Council of European Energy Regulators (CEER)	274
Elektrizität	276
Gas	279
REMIT und Finanzmarktregulierung	279
Energy Transparency Award 2011	280
Europäische Aktivität der Bundesnetzagentur im Bereich Handelsaufsicht	281
Bericht über die Investitionsbedingungen in europäischen Ländern	282
Investitionsmaßnahmen/Anreizregulierung.....	283
Smart Grid / Smart Market	285
Entflechtung.....	286
Glossar	289
Abkürzungsverzeichnis	299
Quellenverzeichnis.....	305

Entwicklungen auf den Elektrizitätsmärkten

Marktentwicklung (BNetzA)

Erzeugung

Der Erzeugungsbereich war im Berichtsjahr 2011 durch die endgültige Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Frühjahr von einem deutlichen Rückgang dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten geprägt. Vorrangig durch den starken Zubau von Solaranlagen stiegen dagegen die volatilen Erzeugungskapazitäten 2011 weiter an, wobei sich dieser Zuwachs im laufenden Jahr fortsetzte. Vor dem Hintergrund der Stilllegung der acht Kernkraftwerke wurden im Sommer 2011 umfangreiche Netzberechnungen hinsichtlich der Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Winter 2011/12 durchgeführt. Als Ergebnis konnte auf die Wiederinbetriebnahme eines der acht stillgelegten Kernkraftwerke verzichtet werden. Zur Gewährleistung der insbesondere in Süddeutschland gefährdeten Systemsicherheit wurden konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland und Österreich aus der Kaltreserve aktiviert und als Reservekraftwerke wieder in Betrieb genommen. Im Winter 2011/12 kam es zu mehreren Situationen, in denen zum Erhalt der Netzstabilität auf die Reservekraftwerke durch die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen werden musste. Aufgrund der Stilllegung eines Kraftwerksblocks aus technischen Gründen wird für den Winter 2012/13 eine leichte Reduzierung der dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland erwartet. Von den Übertragungsnetzbetreibern sind in diesem Jahr erneut Netzberechnungen durchgeführt worden, um den Bedarf an Reservekraftwerken zur Absicherung der Versorgungssicherheit im Winter 2012/2013 zu ermitteln. Hierbei wurde ein Bedarf von rund 2.500 MW an verfügbarer Erzeugungsleistung zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs identifiziert. Dieser Bedarf kann durch die im Winter 2012/2013 zur Verfügung stehenden Reservekraftwerke gedeckt werden.

Netze

Die Versorgungsqualität der Stromversorgung befindet sich bei einer leichten Erhöhung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer in der Mittel- und Niederspannung weiterhin auf relativ hohem Niveau. Die mittlere Nichtverfügbarkeit (System Average Interruption Duration Index - SAIDI) für Letztverbraucher betrug für die Nieder- und Mittelspannung 15,31 Minuten und lag damit geringfügig über dem für das Jahr 2010 ermittelten Wert von 14,90 Minuten. Jedoch lag sie deutlich unter dem Mittelwert von 17,44 Minuten für den Zeitraum von 2006 bis 2010.

Trotz der im Vergleich zum Kalenderjahr 2010 erheblichen Zunahme der Zahl der angespannten Netzsituationen waren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2011 in der Lage, die Situation mit vorhandenen Instrumenten nach § 13 Abs. 1 EnWG (i. W. Netzschaltungen, Re-

dispatch und Countertrade) sowie § 13 Abs. 2 EnWG (i.W. Reduzierung von Stromeinspeisungen) zu beherrschen.

Im Vergleich zu 2010 hat sich mit etwa 421 GWh die Menge an Ausfallarbeit nach §11 EEG auf den verschiedenen Netzebenen (2010: etwa 127 GWh) mehr als verdreifacht. Der starke Anstieg des Umfangs von Einspeisemanagementmaßnahmen, zur temporären Reduzierung der Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengasanlagen steht mit dem ungebremsten Zubau der erneuerbaren Energien und dem nur langsam voranschreitenden Netzausbau im unmittelbaren Zusammenhang. Die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung wurde 2011 insbesondere in Netzgebieten mit einer hohen installierten Windleistung in Norddeutschland nötig.

Ein Großteil der 24 im Anhang des Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) benannten Netzausbauprojekte geht nach Angaben der ÜNB (Stand: Oktober 2012) später als erwartet in Betrieb. 15 der 24 Vorhaben haben bereits einen voraussichtlichen Zeitverzug zwischen einem und fünf Jahren.

Der am 19. Juli 2011 von den ÜNB der Bundesnetzagentur vorgelegte Entwurf des ersten Szenariorahmens Strom wurde von der Bundesnetzagentur zunächst konsultiert und sodann genehmigt, sodass die ÜNB der Bundesnetzagentur - erstmalig zum 03. Juni 2012 - einen gemeinsamen nationalen Entwurf eines Netzentwicklungsplans vorlegen konnten. Dieser enthält alle aus Sicht der ÜNB wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes.

Insgesamt wurden im Jahr 2011 von den vier deutschen ÜNB ca. 847 Mio. Euro (2010: 807 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur ausgegeben. Im Bereich der VNB betragen Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur im Jahr 2011 insgesamt ca. 6.281 Mio. Euro (2010: 6.401 Mio. Euro). Der Aus- und Umbau der Netzinfrastuktur auf Ebene der Übertragungs- und Verteilernetze wird in den kommenden Jahren allerdings erheblich zunehmen. Insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien erfordert hohe Investitionen in die Infrastruktur der Netze. Vor diesem Hintergrund werden die Erlösobergrenze und in der Folge die Netzentgelte weiter ansteigen. Die Erlösobergrenze, auf deren Grundlage die Entgelte der einzelnen Netzgebiete kalkuliert werden, erhöhte sich bei den Übertragungsnetzbetreibern von 2011 auf 2012 um rund 16,71 Prozent. Bei den Verteilernetzbetreibern betrug die Steigerung 8,87 Prozent. Die durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte sind im Zeitraum vom 01. April 2011 bis zum 01. April 2012 sowohl bei Haushalts- (Niederspannung) und Gewerbekunden (Niederspannung, leistungsgemessen) als auch bei Industriekunden (Mittelspannung) deutlich angestiegen, was auf eine Vielzahl von Faktoren zurückzuführen ist.

Europäische Integration der Strommärkte

Deutschland war auch im Jahr 2011 die Drehscheibe für den Stromaustausch im zentral-europäischen Verbundsystem. Im Vergleich zum Jahr 2010 ist die mittlere verfügbare Übertragungskapazität aus unterschiedlichen Gründen über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg um 7,12 Prozent auf 21.336 MW (Import- und Exportkapazitäten) gesunken. Veränderungen ergaben sich insbesondere an der deutsch-französischen Grenze durch den Rückgang der mittleren verfügbaren Exportkapazität um 9,2 Prozent und der Importkapazität um 13,5 Prozent sowie an der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark. Hier verringerte sich die mittlere verfügbare Exportkapazität um 7,8 Prozent und die Importkapazität um 30,8 Prozent. Auf dem Baltic Cable (Deutschland-Schweden) hat sich ein Rückgang der Kapazitäten um 35 Prozent in Exportrichtung und um 20,5 Prozent in Importrichtung ergeben. Vor diesem Hintergrund ist nach der erfolgreichen Einführung der Marktkopplung in der Region CWE im Herbst 2010 nun die zügige Implementierung der lastflussbasierten Methode der Marktkopplung geplant. Im April 2011 wurde hierzu die erste Machbarkeitsstudie und zeitgleich ein aktualisierter Projektplan präsentiert, nach dem mit der Einführung Mitte 2013 zu rechnen ist.

Einzelhandel

Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, aus einem breiten Angebot von Lieferanten wählen zu können, haben sich im Jahr 2011 weiter verbessert. In knapp drei Viertel aller Netzgebiete waren 2011 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2007 lag dieser Wert noch bei knapp einem Viertel. Insgesamt sind im Berichtsjahr 2011 im Segment der Industrie- und Gewerbekunden 219.258 und somit knapp 29.000 Lieferantenwechsel mehr als im Jahr 2010 zu verzeichnen. Mit Stand Ende des Jahres 2011 befinden sich lediglich noch 3,1 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden in der Grundversorgung. 42,8 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden haben einen Sondervertrag mit dem Elektrizitätsunternehmen, das Grundversorger im betreffenden Gebiet ist. 54 Prozent werden durch andere Lieferanten als den Grundversorger beliefert. Bei den Haushaltskunden hält der Trend, den Grundversorgungsvertrag zu verlassen, weiter an. 43,4 Prozent der Kunden haben inzwischen einen Sondervertrag beim Grundversorger, 17 Prozent aller Haushaltskunden haben einen Versorgungsvertrag mit einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger. Dennoch sind knapp 40 Prozent aller Haushaltskunden weiterhin in der Grundversorgung. Im Jahr 2011 haben insgesamt über 3,8 Mio. Letztverbraucher den Lieferanten gewechselt. Gegenüber dem Jahr 2010 ist dies ein Zuwachs von 27 Prozent.

Der durchschnittliche Gesamtpreis für Industriekunden steigt im Jahr 2012 im Vergleich zum Vorjahr geringfügig um 0,04 ct/kWh. Bei den Gewerbekunden ist eine durchschnittliche Steigerung des Gesamtpreises um 0,51 ct/kWh zu beobachten. Gegenüber dem Jahr 2011 ist der Durchschnittspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung um 2,8 Prozent angestiegen.

Der Preisanstieg in allen Abnahmegruppen – Grundversorgung, Sondervertrag beim Grundversorger, Sondervertrag bei einem dritten Lieferanten – hat sich gegenüber dem Vorjahr etwas abgeschwächt. Die Grundversorgung stellt nach wie vor die teuerste Versorgungsart dar. Niedrigere Preise können Haushaltskunden durch einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel erzielen. Der durchschnittliche Strompreis für alle Haushaltskunden (als mengengewichteter Mittelwert über alle Tarifkategorien) betrug im Jahr 2012 26,06 ct/kWh. Er liegt damit, trotz einer preisdämpfenden Wirkung durch vollzogene Lieferanten- und Vertragswechsel, um 2,4 Prozent (+ 0,61 ct/kWh) über dem Wert des Jahres 2011.

Ein Vergleich der Strompreise in der Europäischen Union zeigt, dass sich Deutschland im Bereich der Haushaltskunden gesamteuropäisch betrachtet über dem Durchschnitt bzw. in der Spitzengruppe bewegt, je nachdem ob eine Betrachtung ohne oder mit Abgaben und Steuern erfolgt. Beim Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher liegt Deutschland unter dem gesamteuropäischen Durchschnitt (ohne Steuern und Abgaben) bzw. im oberen Viertel (mit Steuern und Abgaben).

Für das Berichtsjahr 2011 hat die Bundesnetzagentur erstmals Erhebungen zu Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen nach § 19 Abs. 2 StromGVV sowie den damit verbundenen Kosten vorgenommen. Die Unternehmen gaben an, insgesamt ca. sechs Mio. Sperrungen gegenüber Kunden angedroht zu haben; bei einem durchschnittlichen Zahlungsrückstand von 120 Euro. In ca. 1,25 Mio. Fällen wurden Versorgungsunterbrechungen vom Lieferanten beauftragt, wobei es bei ca. 312 000 zu einer Sperrung durch den Netzbetreiber kam. Stromnetzbetreiber haben den Lieferanten für eine durchgeführte Sperrung durchschnittlich Kosten in Höhe von 32 Euro in Rechnung gestellt.

Marktentwicklung (BKartA)

Im Mittelpunkt der wettbewerblichen Betrachtung der Elektrizitätswirtschaft durch das Bundeskartellamt im Monitoringbericht stehen die Großhandelsmärkte und die Einzelhandelsmärkte, allerdings kommt auch der Erzeugung erhebliche wettbewerbliche Bedeutung zu.

Erzeugung

Für die Betrachtung des Großhandels und des Einzelhandels ist die Situation im vorgelagerten Erzeugungssektor von besonderer Bedeutung. Auf der Erzeugungsstufe grenzt das Bundeskartellamt in sachlicher Hinsicht einen Markt für den erstmaligen Absatz von Elektrizität (Erstabsatzmarkt) ab, der auch die Im- und Exporte umfasst. Diesem Markt kommt eine Schlüsselrolle auch für die nachgelagerten Stufen der Distribution, der Netze und der Endverbraucher zu.

Mit der Stilllegung von Kernkraftwerken und dem erheblichen Zubau an Kapazitäten aus Erneuerbaren Energien hat sich der Erzeugungsmarkt verändert. Die Stilllegungen der Kernkraftwerke haben die Erzeugungskapazitäten und damit auch die Marktanteile der führenden Erzeugungsunternehmen E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall reduziert. Die vier Unternehmen vereinen in Deutschland noch immer etwa 73 Prozent der im Wettbewerb stehenden Erzeugungskapazitäten auf sich. Das Bundeskartellamt sieht wegen fehlender Engpässe an den Interkonnektoren Deutschland und Österreich als einen gemeinsamen Markt an: Auf diesem räumlich relevanten Markt ist der Anteil der großen vier Versorger an den im Wettbewerb stehenden Erzeugungskapazitäten um etwa ein Zehntel niedriger.

Die konventionellen Erzeugungskapazitäten sind zudem durch den Zubau der Erneuerbaren Energien wirtschaftlich unter Druck geraten. Der Zubau an Kapazitäten aus Erneuerbaren Energien drängt – angesichts des vom Marktgeschehen entkoppelten Einspeisevorrangs – die durch das Marktgeschehen gesteuerte Erzeugung zurück. Die nicht im Wettbewerb stehenden Kapazitäten an Erneuerbaren Energien betragen in Deutschland inzwischen 68 GW, gegenüber 105 GW an im Wettbewerb stehender, konventioneller Erzeugungskapazität. Der enorme Zubau der subventionierten und mit Einspeisevorrang ausgestatteten Erneuerbaren Energien begrenzt die Marktmacht der großen vier Erzeuger auf dem Erstabatzmarkt. Im Einzelhandelsbereich sind die Anteile der großen vier Versorger im Verlauf der letzten Jahre ebenfalls zurückgegangen. Bei den Haushaltskunden lag der kumulierte Anteil der großen vier Unternehmen im Jahr 2011 bei 45 Prozent. Im Jahr 2008 betrug er noch 50 Prozent.

Großhandel

Der Großhandel ist durch hohe Liquidität geprägt, wie der Börsenhandel beispielhaft illustriert. An den Spotmärkten ist das Börsenhandelsvolumen gestiegen, im Terminmarkt ist das hohe Volumen des letzten Jahres erreicht worden. Am börslichen Spotmarkt wurden insgesamt 240 TWh gehandelt, am Terminmarkt waren es 457 TWh. Gegenüber dem Gesamtwert des Jahres 2002, in dem die Elektrizitätsbörsen von Frankfurt/Main und von Leipzig fusionierten, ist dies eine Erhöhung um den Faktor 4,6.

Der Börsenhandel stellt nur einen kleinen Ausschnitt des Großhandels dar, hat aber eine wichtige Signalfunktion für die Preisbildung auch im außerbörslichen Großhandel. Gegenüber dem Mittelwert des Jahres 2010 sind die mittleren Preise der Standardprodukte im börslichen Spot- und Terminmarkt im Jahr 2011 um fünf bis 15 Prozent gestiegen.

Die Liquidität des Großhandels ist entscheidend für den Wettbewerb, da Börse und bilateraler Großhandel den nachgelagerten regionalen und lokalen Elektrizitätsversorgern ein breites Spektrum von Möglichkeiten zur Elektrizitätsbeschaffung eröffnen und damit die wettbewerblchen Aktionsmöglichkeiten dieser Unternehmen erweitern.

Einzelhandel

Der Elektrizitätseinzelhandel weist eine wettbewerblich positive Entwicklung auf. Die Möglichkeiten für Endkunden, den Versorger zu wechseln, haben sich weiter verbessert. Wettbewerb beruht darauf, dass Nachfragern unterschiedliche Angebote von verschiedenen Anbietern zur Verfügung stehen, aus denen sie frei wählen können. Damit haben sie die Möglichkeiten, das Versorgungsangebot zu wechseln, eine entscheidende Bedeutung für die Entwicklung des Marktes. Im Gegensatz zu den Wechselmöglichkeiten für Gewerbe- und Industriekunden sowie bei Haushaltsstrom bestehen bei Heizstrom noch erhebliche Hindernisse für den Wechsel des Lieferanten. Hier verfügen die Grundversorger nach wie vor praktisch über Monopolstellungen. Die wettbewerbliche Öffnung dieses Marktes steht – bei gewissen Erfolgen, die nicht zuletzt durch kartellbehördliche Verfahren erzielt werden konnten – noch am Anfang.

Im Berichtsjahr sind die Endkundenpreise, die sich in den vergangenen Jahren erheblich erhöht haben, in den wichtigen Abnehmergruppen der Industriekunden, Gewerbekunden und Haushaltsstromkunden im Mittel gegenüber dem Vorjahr weitgehend unverändert geblieben oder vergleichsweise moderat gestiegen. Erhöht haben sich insbesondere die nicht im Wettbewerb gebildeten Preisbestandteile für Netzentgelte, Steuern und staatliche Abgaben.

Fazit und Ausblick

Die Abschaffung überkommener Marktregulierungen und Beschränkungen durch die Liberalisierung hat die Entstehung und Belebung von Wettbewerb in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, insbesondere im Elektrizitätsbereich, erst möglich gemacht. Der Erfolg der Marktentwicklung im Wettbewerb ist jedoch keineswegs dauerhaft gesichert. Risiken für Wettbewerb und Markt gehen von der nicht marktwirtschaftlichen Organisation der volatilen Erneuerbaren Energien aus.

Marktfremde Mechanismen bei den Erneuerbaren Energien führen zu Verdrängungen und Verwerfungen bei der wettbewerblich organisierten konventionellen Stromerzeugung. Konventionelle Kraftwerke werden aus dem Markt gedrängt; gleichzeitig werden diese Kapazitäten wegen der unsicheren Einspeisung der Erneuerbaren Energien dennoch gebraucht. Dies löst weitere regulierende Eingriffe in den Markt aus, die die Funktionsfähigkeit des Marktes weiter beeinträchtigen.

Eine effiziente und kostensparende Energieversorgung ist letztlich nur in einem wettbewerblichen Rahmen zu erreichen. Wettbewerb und Versorgungssicherheit stellen keinen Widerspruch dar. Wettbewerb ist vielmehr ein effizienter Weg, der zum Ziel der Versorgungssicherheit führt.

Marktdaten und Marktabdeckung

Netzstrukturdaten 2011	ÜNB	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	4	735	739
Stromkreislänge (in km)	34.404	1.869.670	1.904.074
davon Höchstspannung	34.314	483	34.797
davon Hochspannung	90	94.932	95.022
davon Mittelspannung		532.894	532.894
davon Niederspannung		1.241.361	1.241.361
Trassenlänge (in km)	17.799		
davon Höchstspannung	17.248		
davon Hochspannung	531		
Leistung angeschlossener Erzeugungsanlagen (in GW) Stand: Juli 2012			172,4
davon konventionelle Erzeugungsanlagen			101,2
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			71,2
davon aus nach EEG vergüteten Anlagen			67,5
Erzeugungsmengen (in TWh)			551,4
davon aus konventionellen Anlagen			436,2
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			115,2
davon aus nach EEG vergütungsfähigen Anlagen			91,2
Nicht eingespeiste Erzeugungsmengen (in TWh)			37,3
Netzverluste (in TWh)	3,3	18,1	21,4
davon Höchstspannung	2,6	0	2,6
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	0,7	3,4	4,1
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)	0	6	6
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)	0	8,7	8,7
Grenzüberschreitender Handel (in TWh) (Realisierte Verbund austauschfahrpläne)			74
davon Importe			35,5
davon Exporte			38,5
Entnahmemengen (in TWh)	44,8	461,3	506,1
davon Industrie- und Gewerbekunden	34,7	334,2	368,9
davon Haushaltskunden	0	126	126
davon Pumpspeicher	10,1	1,1	11,2
Letztverbraucher (Zählpunkte)	630	47.660.927	47.661.557
davon Industrie- und Gewerbekunden	496	2.894.412	2.894.908
davon Haushaltskunden	134	44.766.515	44.766.649

Tabelle 1: Netzstrukturdaten der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland 2011¹

¹ Die Differenz zwischen der Aufkommenseite (Erzeugung 551,4 TWh) und der Verwendungsseite (567,8 TWh) lässt sich im Wesentlichen mit kleineren konventionellen Erzeugungsanlagen, die bislang nicht erfasst worden sind, erklären.

Am Monitoring 2012 haben sich die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beteiligt. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der ÜNB betrug zum 31. Dezember 2011 in der Höchstspannungsebene 34.314 km und in der Hochspannungsebene 90 km. Insgesamt belief sich die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 in den Netzgebieten der vier ÜNB am 31. Dezember 2011 auf insgesamt 630 Zählpunkte. Davon wiesen 496 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Die gesamte Entnahmemenge der 141 (Stand: 31. Dezember 2011) an den Netzen der ÜNB angeschlossenen Letztverbraucher betrug 34,7 TWh im Berichtsjahr 2011.

Mit Stand 25. Juli 2012 sind bei der Bundesnetzagentur insgesamt 883 Verteilernetzbetreiber (VNB) Elektrizität erfasst. Davon haben sich 735 VNB am Monitoring 2012 der Bundesnetzagentur beteiligt. Diese VNB weisen eine Entnahmemenge der Letztverbraucher von 460,2 TWh auf.

Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der am Monitoring 2012 teilnehmenden VNB summierte sich zum 31. Dezember 2011 auf 1.869.670 km. Auf allen Netzebenen wurden insgesamt 47.661.557 Zählpunkte beliefert. In den Netzgebieten der VNB Elektrizität betrug die Anzahl der Zählpunkte abzüglich sog. virtueller Zählpunkte i. S. d. Metering Code 2006 insgesamt 47.660.927 Zählpunkte zum 31. Dezember 2011. Davon wiesen 334.773 Zählpunkte eine registrierende Lastgangmessung auf. Insgesamt sind 44.766.515 Zählpunkte Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen, von diesen werden 35.517.935 (79,3 Prozent) vom jeweiligen Grundversorger i. S. d. § 36 Abs. 2 EnWG beliefert.

Im Bereich der Elektrizitätsgroßhändler und -lieferanten haben sich 923 Unternehmen am Monitoring 2012 der Bundesnetzagentur beteiligt. Von diesen sind 562 Unternehmen ausschließlich als Großhändler, die keine Letztverbraucher beliefern und 846 als Lieferanten tätig. Die von den Lieferanten angegebenen Abgabemengen an Letztverbraucher betragen im Berichtsjahr 2011 insgesamt 455,6 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 2011 ergeben. Ebenfalls aufgeführt ist der jeweilige prozentuale Anteil der einzelnen Kategorien für die gesamte Entnahme- bzw. Abgabemenge an Letztverbraucher.

2011				
Kategorie	Elektrizitätsentnahmemengen VNB/ÜNB in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	Abgabemengen Lieferanten in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	125,6	25,4	128,7	28,3
> 10 MWh/Jahr ≤2 GWh/Jahr	132,7	26,8	105,9	23,4
> 2GWh/Jahr	236,2	47,8	219,3	48,3
Gesamtsumme	494,5	100	453,9	100

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

Trotz einer verhältnismäßig geringen Anzahl von großen Industriekunden entspricht der mengenmäßige Anteil der großen Industriekunden ca. 47,8 Prozent des Elektrizitätsmarktes. Kleinere Industrie- und Gewerbekunden kommen auf einen mengenbezogenen Anteil von ca. 26,8 Prozent. Die anzahlmäßig größte Kundenkategorie der Haushaltskunden erreicht mengenbezogen einen Anteil von ca. 25,4 Prozent des Elektrizitätsmarktes.

Weiterhin sind in der oben benannten Struktur die Geschäftsbereiche für Ökostrom sowie für Wärmespeicherstrom und Wärmepumpenstrom enthalten. Im Berichtsjahr 2011 wurden 5.544.571 Letztverbraucher mit Ökostrom sowie 1.963.599 Letztverbraucher mit Wärmespeicher- und Wärmepumpenstrom beliefert. Die Abgabemengen beliefen sich hierbei für Ökostrom auf 33,6 TWh bzw. für Wärmespeicher- und Wärmepumpenstrom auf 13,2 TWh.

Anteile der größten Unternehmen (Dominanzmethode)

Bei Anwendung der Dominanzmethode weisen im Jahr 2011 vier Unternehmen (E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW) in Deutschland einen mengenbezogenen Anteil an der gesamten Abgabemenge von mindestens fünf Prozent auf. Nach dem letztjährigen Rückgang um knapp vier Prozentpunkte ist der Anteil der vier größten Lieferanten im Berichtsjahr 2011 erneut um knapp zwei Prozentpunkte gesunken. Im Berichtsjahr 2011 weisen die vier größten Lieferanten eine Elektrizitätsabgabe in Deutschland von insgesamt 208,9 TWh an Letztverbraucher auf. Dies entspricht einem Anteil von ca. 42 Prozent an der gesamten Elektrizitätsentnahmemenge in Höhe von 494,5 TWh in Deutschland aus den Netzen der Allgemeinen Versorgung. Dabei wurden die Abgabemengen der beherrschten (konsolidierten) Unternehmen nach der Dominanzmethode dem beherrschenden Unternehmen (Stand der Beteiligungsverhältnisse zum Zeitpunkt der Berichtserstellung) zugeordnet.

2011			
Kategorie	Elektrizitätsentnahmemengen VNB/ÜNB in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an Summe in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	125,6	59,5	47
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	132,7	36,3	27
> 2GWh/Jahr	236,2	113,1	48
Gesamtsumme	494,5	208,9	42

Tabelle 3: Anteile (Anhaltswerte) der vier größten Unternehmen nach Kundenkategorien Letztverbraucher unter Verwendung der Dominanzmethode für 2011

Erzeugung / Versorgungssicherheit

Erzeugung

Bestand und Struktur des Erzeugungsbereiches

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat die Bundesnetzagentur gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 12 EnWG den Auftrag erhalten, ein Monitoring über den Bestand sowie den Zu- und Rückbau von Erzeugungsanlagen sowie von Stromspeichern mit einer Leistung von mehr als 10 MW durchzuführen. Eine monatlich aktualisierte Übersicht der Erzeugungskapazitäten mit wesentlichen Kenndaten (u. a. Standort, Energieträger, Leistung, Netzan-schluss) ist seither auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de) frei verfügbar. Neben der Einzelnennung von Anlagen ab 10 MW sind die erneuerbaren Energien je Bundesland und Energieträger auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur umfänglich erfasst.

Die veröffentlichte Kraftwerksliste beinhaltet zudem zusammengefasste Auswertungen nach eingesetzten Energieträgern, Betriebsstatus der Kraftwerke, Bundesländern sowie erneuerbaren Energieträgern. Eine Übersicht zum erwarteten Zubau von dargebotsunabhängigen Kraftwerken, die sich im Bau befinden, sowie geplanten endgültigen Stilllegungen der Kraftwerksbetreiber im entsprechenden Zeitraum sind ebenfalls dort veröffentlicht.

Im Erzeugungsbereich war das Jahr 2011 durch die endgültige Stilllegung von acht Kernkraftwerken auf Basis des novellierten Atomgesetzes von einem deutlichen Rückgang dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Demgegenüber nahmen die dargebotsabhängigen Erzeugungskapazitäten (Solar, Wind und Wasser) im Wesentlichen durch einen erneut starken Zubau von Solaranlagen weiter zu. Der Leistungsanteil erneuerbarer Energieträger am gesamten Erzeugungsmix stieg als Ergebnis dieser Entwicklung von ca. 34 Prozent (Stand: 31. Dezember 2010) auf ca. 41 Prozent im Juli 2012.

Die solare Strahlungsenergie ist nunmehr mit 30,5 GW der Energieträger mit der höchsten installierten Leistung vor der Windenergie mit 29,4 GW. Die beiden erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind liegen damit deutlich vor dem nicht erneuerbaren Energieträger Steinkohle mit der dritthöchsten installierten Leistung je Energieträger in Höhe von 20,5 GW.

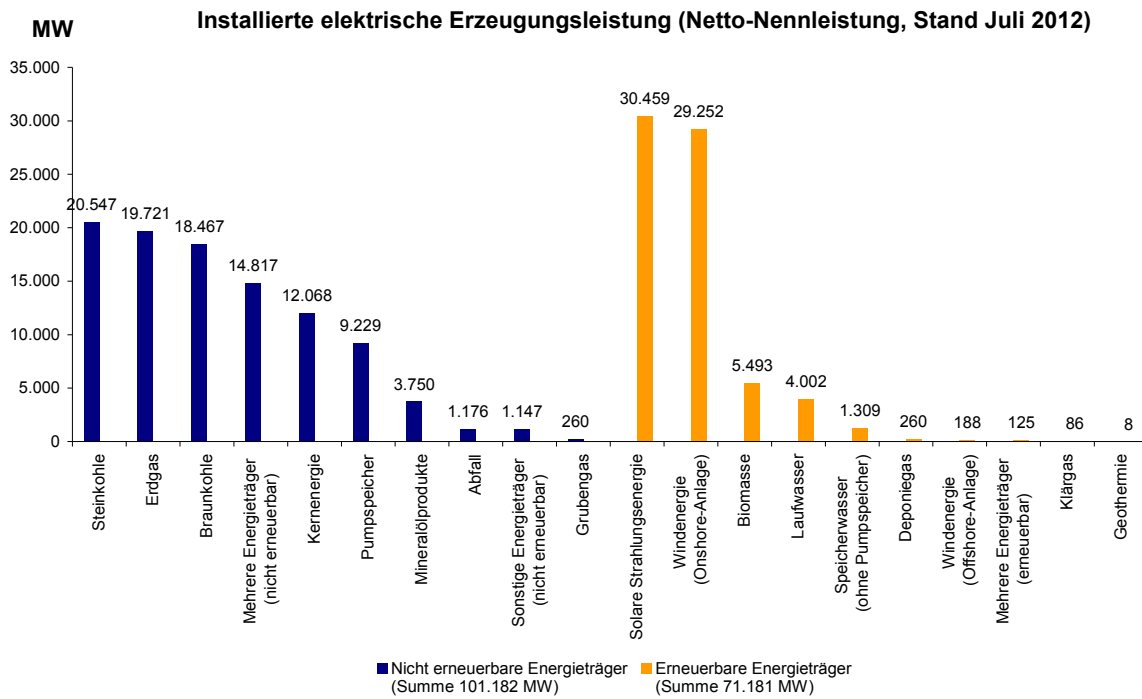


Abbildung 1: Installierte elektrische Erzeugungsleistung (Netto-Nennleistung, Stand Juli 2012)

Die insgesamt installierte Erzeugungskapazität, die mit dem deutschen Stromnetz verbunden ist, beträgt gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur 172,4 GW.² Dabei sind 71,2 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzurechnen. Insgesamt 67,5 GW sind nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütungsfähig.

² Bisher nicht erfasst sind Anlagen kleiner 10 MW, die nicht nach EEG vergütet werden. Hier ist eine Anpassung der Monitoringabfrage 2013 zu den Erzeugungskapazitäten bei den Netzbetreibern geplant, um hierfür zusammengefasste Werte in die Kraftwerksliste aufnehmen zu können.

Von den insgesamt 172,4 GW befinden sich derzeit 2,7 GW dargebotsunabhängige Erzeugungskapazitäten in Kaltreserve, welche innerhalb von sechs Monaten wieder in Betrieb genommen werden können. Kaltreservekapazitäten befinden sich jedoch fast ausnahmslos nördlich von Frankfurt am Main und könnten mit einer Inbetriebnahme somit keinen positiven Beitrag zur Verbesserung der angespannten Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum leisten.

Die für die Versorgungssicherheit bedeutsamen Kraftwerke auf Basis dargebotsunabhängiger Energieträger, d. h. alle Energieträger ohne die volatilen Energieträger Sonne, Wind und Wasser, befinden sich mit 35,4 GW von insgesamt 107,2 GW schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen. Es folgen mit deutlichem Abstand Bayern (13,3 GW), Baden-Württemberg (11,4 GW) und Niedersachsen (10,4 GW).

Dargebotsunabhängige Erzeugungsleistungen (ohne Solar, Wind und Wasser)

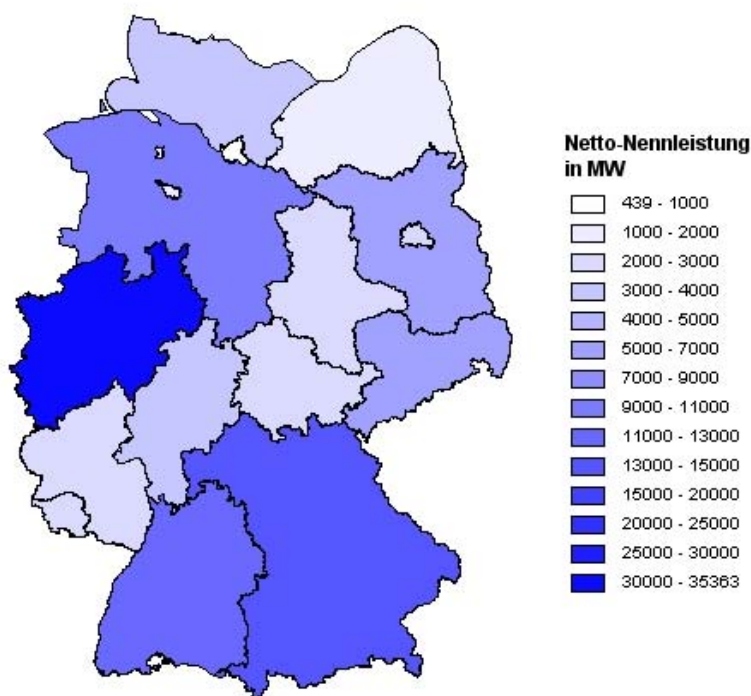


Abbildung 2: Dargebotsunabhängige Erzeugungsleistungen (ohne Solar, Wind und Wasser) nach Bundesländern (Netto-Nennleistung in MW, Stand Juli 2012)

Bei der räumlichen Analyse der dargebotsabhängigen Erzeugungsleistungen (Solar, Wind und Wasser) lassen sich zwei Schwerpunkte feststellen. Dies sind Bayern mit 11,7 GW als auch Niedersachsen mit 10,2 GW, welche die höchsten Werte für dargebotsabhängige Erzeugungsleistungen je Bundesland abbilden. Wie die detaillierte Darstellung für die Energieträger Sonne und Wind zeigt, basiert hierbei der Wert für Bayern im Wesentlichen auf solarer Strahlungsenergie (9,1 GW) und für Niedersachsen auf Windenergie (7,3 GW).

Dargebotsabhängige Erzeugungsleistungen (Solar, Wind und Wasser)

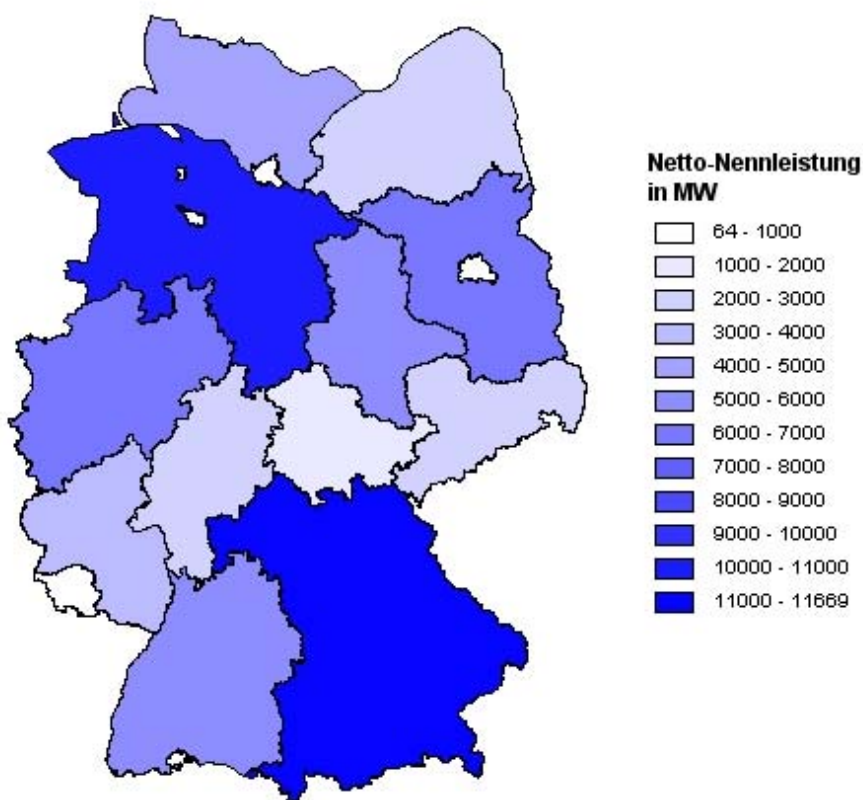


Abbildung 3: Dargebotsabhängige Erzeugungsleistungen (Solar, Wind und Wasser) nach Bundesländern (Netto-Nennleistung in MW, Stand Juli 2012)

Die Erzeugungsleistungen auf Basis von Solarenergie in Höhe von bundesweit 30,5 GW sind schwerpunktmäßig in den südlichen Bundesländern Bayern (9,1 GW) und Baden-Württemberg (4,1 GW) zu finden. Es folgt Nordrhein-Westfalen mit 3,4 GW Solarenergie.

Erzeugungsleistungen - Solare Strahlungsenergie (Stand Juli 2012)

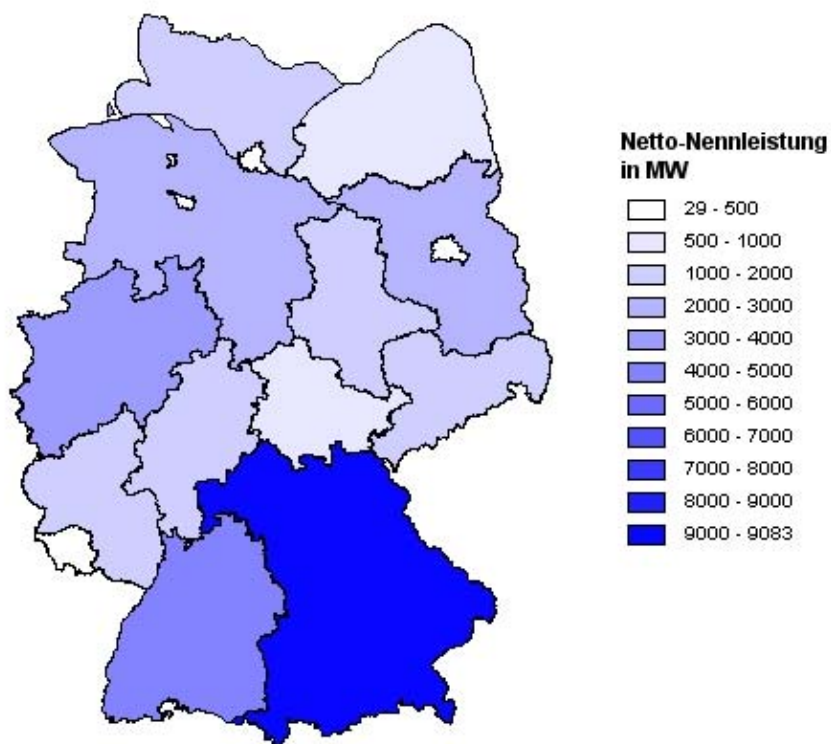


Abbildung 4: Erzeugungsleistungen – Solare Strahlungsenergie nach Bundesländern (Netto-Nennleistung in MW, Stand Juli 2012)

Demgegenüber liegen die installierten Windkapazitäten hauptsächlich im nördlichen und östlichen Teil Deutschlands. Niedersachsen ist hierbei mit 7,3 GW das Bundesland mit der höchsten installierten Windenergieleistung, gefolgt von Brandenburg (4,6 GW) und Sachsen-Anhalt (3,8 GW).

Erzeugungsleistungen - Windenergie (Stand Juli 2012)

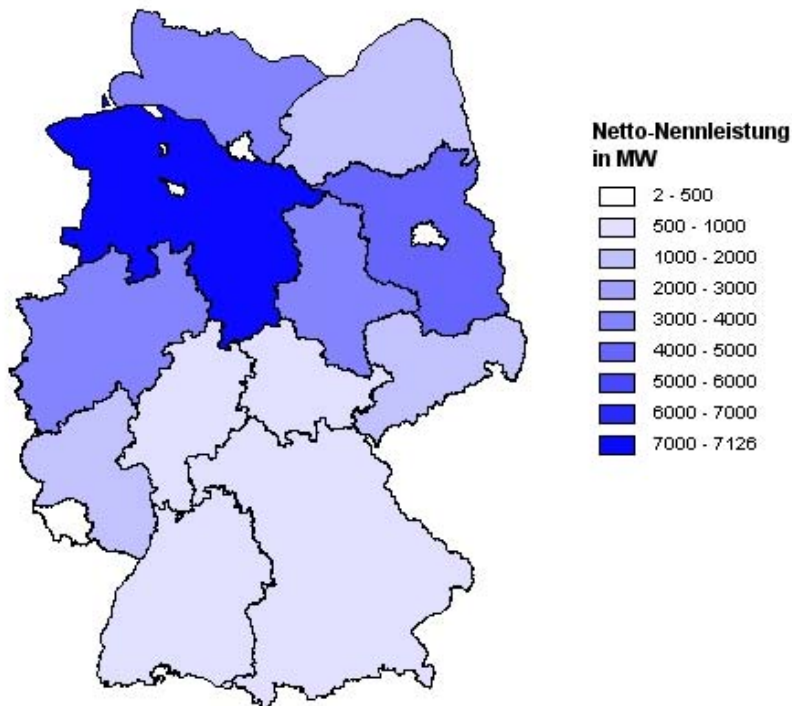


Abbildung 5: Erzeugungsleistungen – Windenergie nach Bundesländern (Netto-Nennleistung in MW, Stand Juli 2012)

Die im Berichtsjahr 2011 erzeugte Menge der in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur erfassten Anlagen betrug 551,4 TWh.³ Davon sind 115,2 TWh bzw. 20,9 Prozent durch Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern erzeugt worden. Nach dem EEG wurden 91,2 TWh im Berichtsjahr 2011 vergütet.

³ Bislang nicht erfasst sind Anlagen kleiner 10 MW, die nicht nach EEG vergütet werden. Hier ist eine Anpassung der Monitoringabfrage 2013 zu den Erzeugungskapazitäten bei den Netzbetreibern geplant, um hierfür zusammengefasste Werte in die Kraftwerksliste aufnehmen zu können.

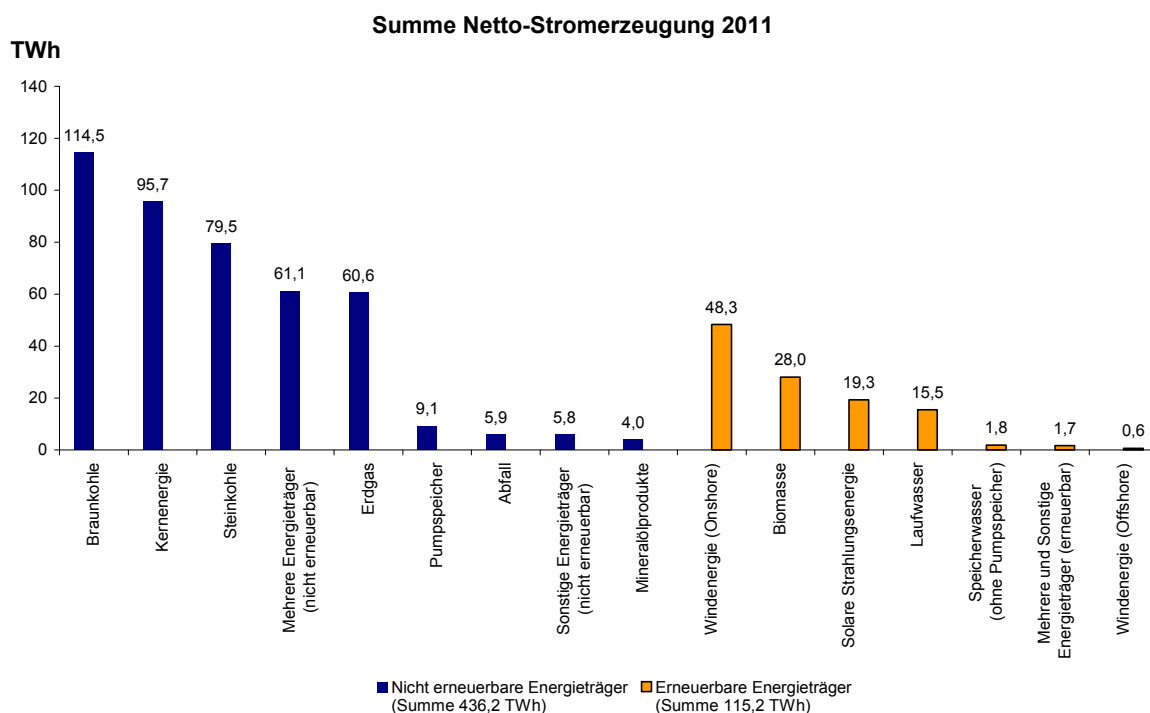


Abbildung 6: Summe Netto-Stromerzeugung 2011

Die im Monitoring 2012 erfassten Erzeugungsunternehmen verfügen insgesamt zum 31. Dezember 2011 über eine Netto-Nennleistung von 104,0 GW in Deutschland, die nicht nach EEG vergütet wird. Der mit der Dominanzmethode errechnete Anteil der vier größten Erzeuger (E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall) bezogen auf die erfassten Kapazitäten von 104,0 GW (ohne EEG) im marktgeführten Erzeugungsbereich in Deutschland betrug zum 31. Dezember 2011 ca. 73,6 Prozent (76,5 GW). Die nach EEG vergüteten Erzeugungsmengen werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da diese Einspeisemengen eine nach EEG festgelegte Einspeisevergütung erhalten und nicht dem marktgeführten Erzeugungsmarkt zuzurechnen sind.

**Erfasste Erzeugungskapazitäten (ohne EEG) und
Einspeisungen in Netze der Allgemeinen Versorgung
mit Anteilen der vier größten Erzeuger**

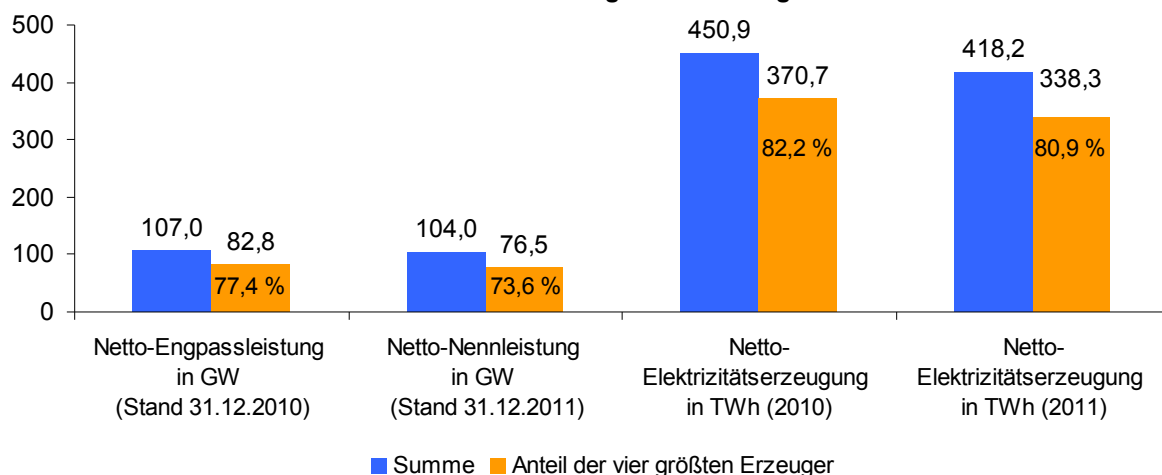


Abbildung 7: Erfasste Erzeugungskapazitäten (ohne EEG) und Einspeisungen in Netze der Allgemeinen Versorgung mit Anteilen der vier größten Erzeuger in Deutschland

Vor allem bedingt durch die endgültige Stilllegung von acht Kernkraftwerken gemäß Atomgesetz ist die Nettoleistung der vier größten Erzeuger von 82,8 GW (31. Dezember 2010) auf 76,5 GW in Deutschland zum 31. Dezember 2011 gesunken.

Die Einspeisemengen in die Netze der Allgemeinen Versorgung betragen im Berichtsjahr 2011 insgesamt 418,2 TWh (ohne EEG). Hier lag der Anteil der vier größten Erzeuger im marktgeführten Erzeugungsmarkt bei 338,3 TWh (80,9 Prozent). Während der Leistungsanteil um 3,8 Prozentpunkte sank, reduzierte sich der Einspeiseanteil der vier größten Erzeuger nur um 1,4 Prozentpunkte.

Erwarteter Zu- und Rückbau von Erzeugungskapazitäten

Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen des Erzeugungsmix mit einem kontinuierlich steigenden Anteil volatiler Energieträger ist der Zubau dargebotsunabhängiger Kraftwerke, insbesondere in Süddeutschland, von hervorgehobener Bedeutung für die Systemsicherheit in der Stromversorgung.

Die bundesweiten Plandaten der Kraftwerksbetreiber weisen bis 2015 einen Zuwachs im Saldo von Zu- und Rückbau in Höhe von ca. 4,0 GW auf. Gegenüber der Monitoringerhebung 2011 haben sich die Zuwachszahlen jedoch reduziert. Wesentlicher Grund hierfür sind Planungen von Kraftwerksbetreibern, aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen, diese bereits frühzeitiger endgültig stillzulegen.

Eine Analyse der im Bau befindlichen Kraftwerksprojekte zeigt zudem, dass es bei fünf Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von ca. 3,5 GW zu einer Verzögerung der Inbetriebnahme

um ein Jahr gegenüber der Monitoringerhebung 2011 kommt. Positiv zu vermerken ist hingegen der Baubeginn von weiteren ca. 0,6 GW dargebotsunabhängigen Kapazitäten gegenüber der Monitoringerhebung 2011.

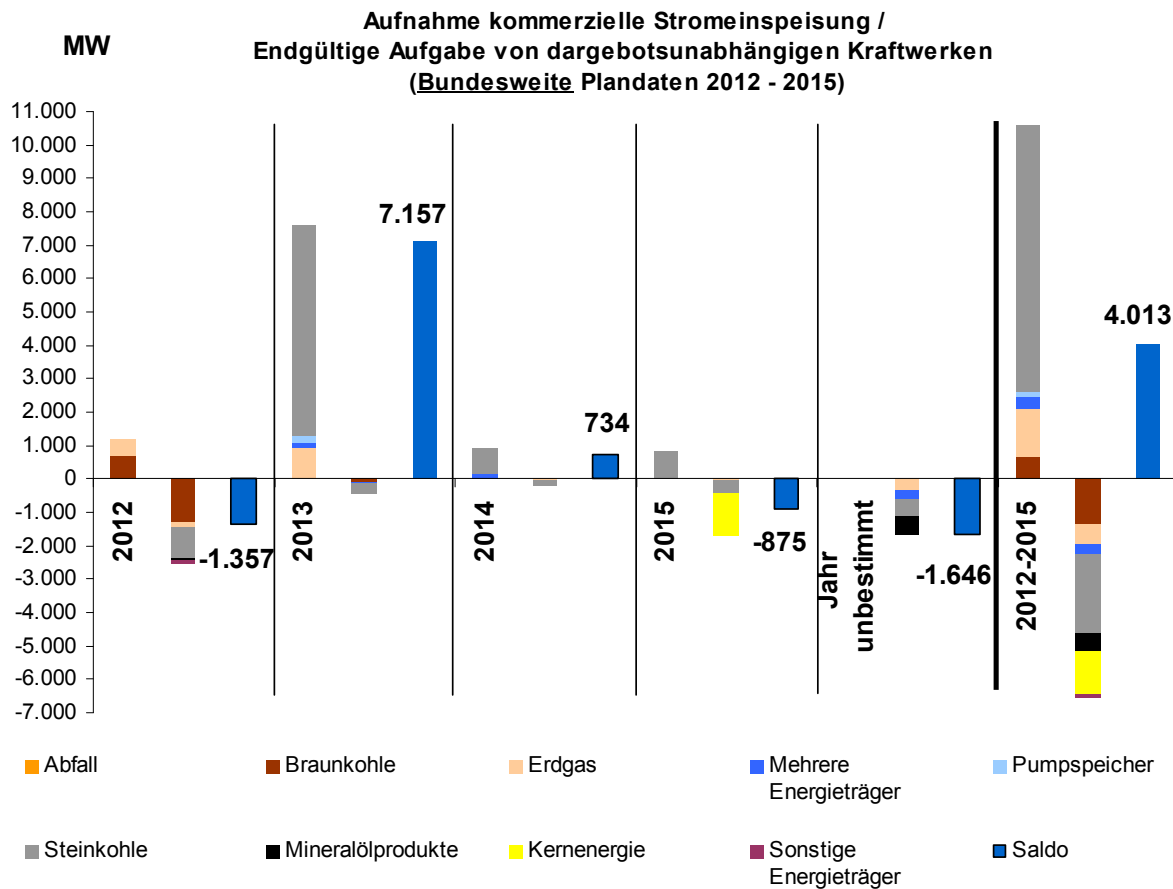


Abbildung 8: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Bundesweite Plandaten 2012 – 2015 für Netto-Nennleistungen, Stand: September 2012)

Netto-Nennleistung in MW	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Summe
Energietr.	2012		2013		2014		2015		Jahr noch unbestimmt		
Abfall	13	-8	26	0	0	0	0	0	0	0	31
Braunkohle	640	-1.306	0	-60	0	0	0	0	0	0	-726
Erdgas	523	-125	884	-37	10	-13	8	-45	0	-353	852
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	-1.275	0	0	-1.275
Mineralölprodukte	0	-30	0	0	0	0	0	0	0	-543	-573
Pumpsp.	0	0	195	0	0	0	0	0	0	0	195
Steinkohle	0	-954	6.343	-304	760	-186	843	-406	0	-494	5.602
Mehrere Energietr.	0	0	160	-50	169	-6	0	0	0	-256	17
Sonstige Energietr.	0	-110	0	0	0	0	0	0	0	0	-110
Summe	1.176	-2.533	7.608	-451	939	-205	851	-1.726	0	-1.646	4.013
Saldo	0	-1.357	7.157	0	734	0	0	-875	0	-1.646	4.013

Tabelle 4: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2012 – 2015 (Bundesweite Plandaten für Netto-Nennleistungen, Stand: September 2012)

Für Süddeutschland ergibt sich bis 2015 ein voraussichtlicher Rückgang im Saldo von Zu- und Rückbau dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten gemäß den Planungen der Kraftwerksbetreiber von bis zu 1,7 GW. Demgegenüber ergaben die Erhebungen zum Monitoring 2011 einen Zuwachs von 1,3 GW im Zeitraum 2012 bis 2014 für Kraftwerke, die sich südlich von Frankfurt am Main befinden. Maßgeblich für diese negative Entwicklung sind die Planungen der Kraftwerksbetreiber zur vorzeitigen Stilllegung von Erzeugungsanlagen aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit, die zurzeit fast ausnahmslos Kraftwerke in Süddeutschland betreffen.

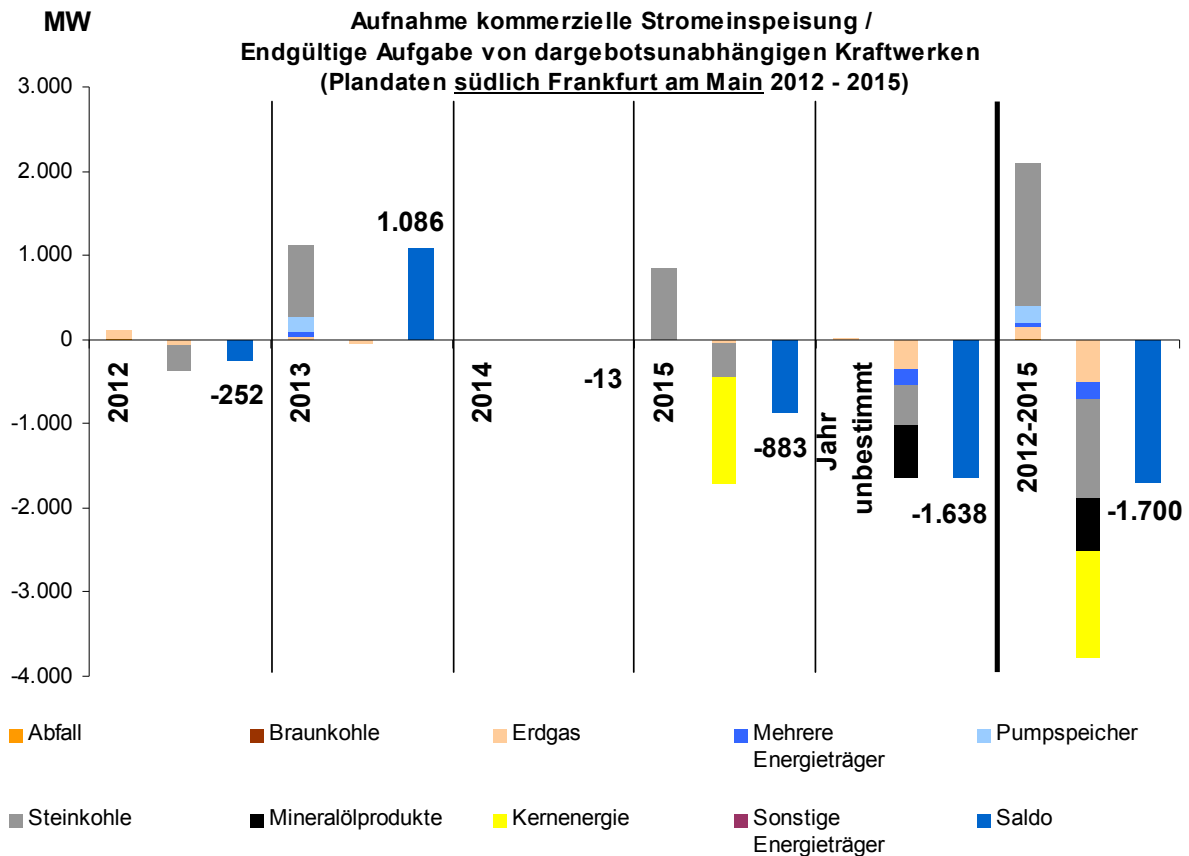


Abbildung 9: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher 2012 - 2015, Netto-Nennleistungen in MW, Stand: September 2012)

Netto-Nennleistung in MW	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Zu-bau	Rück-bau	Summe
Energieträger	2012		2013		2014		2015		Jahr noch unbestimmt		
Abfall	13	-8	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	97	-61	39	-37	0	-13	0	-45	8	-353	-365
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	-1.275	0	0	-1.275
Mineralölprodukte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-629	-629
Pumpsp.	0	0	195	0	0	0	0	0	0	0	195
Steinkohle	0	-293	842	0	0	0	843	-406	0	-476	510
Mehrere Energietr.	0	0	47	0	0	0	0	0	0	-188	-141
Sonstige Energietr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe	110	-362	1.123	-37	0	-13	843	-1.726	8	-1.646	-1.700
Saldo	0	-252	1.086	0	0	-13	0	-883	0	-1.638	-1.700

Tabelle 5: Aufnahme kommerzielle Stromspeisung / Endgültige Aufgabe von dargebotsunabhängigen Kraftwerken 2012 – 2015 (Plandaten für Kraftwerke Frankfurt am Main und südlicher für Netto-Nennleistungen in MW, Stand: September 2012)

Entwicklung der nach EEG vergüteten Elektrizitätserzeugung

Im Rahmen ihrer Aufgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhebt die Bundesnetzagentur jährlich Daten bei ca. 900 Verteilernetzbetreibern (VNB), den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und ca. 1.200 Elektrizitätslieferanten. Als Basis für den Monitoringbericht 2012 dienten die EEG-Abrechnungsdaten dieser Unternehmen für das Jahr 2011.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Monitoringberichtes 2012 war die Erhebung und der Abgleich der von der Bundesnetzagentur erhobenen EEG-Daten für das Abrechnungsjahr 2011 noch nicht vollständig abgeschlossen. Mit dem vollumfänglichen Datenabgleich konnte erst nach dem Eingang der Meldung der ÜNB, welche eine gesetzliche Frist zur Datenabgabe bis zum 31. Juli 2012 hatten, begonnen werden. Die EEG-Zahlen des Abrechnungsjahres 2011 haben daher im Hinblick auf die installierte Leistung der einzelnen EEG-Energieträger vorläufigen Charakter. Im Gegensatz zu den der Bundesnetzagentur vorliegenden EEG-Jahresendabrechnung 2011 der ÜNB zur eingespeisten EEG-Jahresarbeit und an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Mindestvergütungen, die diesem Bericht zugrunde liegen, ist die installierte EEG-Leistung ein nicht zu testierender Wert. Diese Angaben müssen durch die Bundesnetzagentur aus den vorliegenden Einzeldaten zunächst aufwendig ermittelt werden.

Detaillierte Ergebnisse der Jahresendabrechnung 2010, einschließlich bundeslandscharfer Darstellungen, finden sich im EEG-Bericht der Bundesnetzagentur unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VeroeffentlichungZahlenEEG_Basepage.html?nn=135464.

Zum 31. Dezember 2011 belief sich die gesamte installierte Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen in Deutschland auf ca. 60,5 GW (31. Dezember 2010 ca. 51,4 GW). Die installierte Leistung aller EEG vergütungsfähigen Anlagen ist damit 2011 um ca. 9,1 GW angestiegen. Dies entspricht einem relativen Zuwachs von ca. 18 Prozent in einem Jahr.

Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen

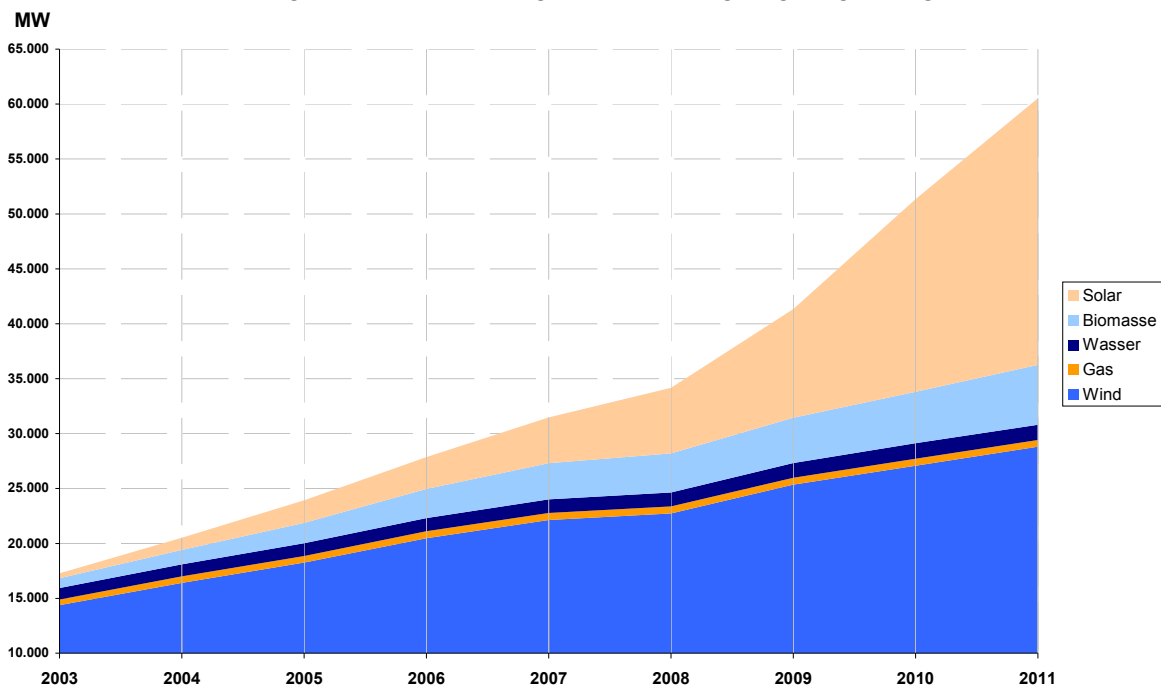


Abbildung 10: Entwicklung der installierten Leistung der nach EEG vergütungsfähigen Anlagen von 2003 bis 2011

	Wasserkraft	Gas	Biomasse	Geothermie	Windenergie	Solar	Summe
Gesamt in 2011	1.384	606	5.454	8	28.807	24.279	60.538
Gesamt in 2010	1.417	629	4.685	8	27.071	17.554	51.364
Zuwachs/Rückgang im Vergleich zu 2010	-2,3 %	-3,7 %	16,4 %	0,0 %	6,4 %	38,3 %	17,9 %

Tabelle 6: Installierte Leistung in MW von nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen (31. Dezember 2011) je Energieträger

Im Berichtsjahr 2011 war erneut ein starker Zubau bei den Solaranlagen zu verzeichnen. Es wurden nach Angaben der Netzbetreiber Anlagen mit einer Leistung von ca. 6,7 GW neu installiert (2010: ca. 7,0 GW).⁴ Daraus leitet sich eine Steigerungsrate bei den Solaranlagen von etwa 38 Prozent im Berichtsjahr 2011 ab. Die installierte Leistung von Windkraftanlagen nahm

⁴ Hinweis: Im Zusammenhang mit den Meldungen von Photovoltaikanlagen nach § 17 Abs. 2 Nr. 1a EEG wurde der Bundesnetzagentur im Jahr 2011 in Summe eine Solarleistung von ca. 7,5 GW gemeldet. Die Abweichung zu den vorläufigen Angaben der Netzbetreiber (6,7 GW Solarzubau) beträgt damit ca. 0,8 GW. Die Ursache für die Differenz zwischen den hier dargestellten vorläufigen Auswertungen der Netzbetreiber und den ermittelten Werten der Bundesnetzagentur liegt aus Sicht der Bundesnetzagentur im Wesentlichen in einem teilweise erheblichen Zeitverzug der Datenweitergabe der VNB an die ÜNB, insbesondere bezüglich der Meldungen von Solaranlagen. Gerade vor erheblichen Einschnitten in die Fördersätze von Solaranlagen ist regelmäßig ein Zubauboom zu verzeichnen. Viele VNB können dann aus logistischen und organisatorischen Gründen nur mit einem erheblichen Zeitverzug die notwendige Rückmeldung an die ÜNB geben. Dies führt dazu, dass die Datenmeldungen der ÜNB zur installierten Leistung verschiedener EEG-Energieträger für ein bereits gemeldetes Jahr nachträglich noch bereinigt werden müssen. Darüber hinaus leidet die Vergleichbarkeit der Angaben der Netzbetreiber zur aktuell installierten Solarleistung und den Angaben der Bundesnetzagentur aus dem PV-Meldeverfahren aus definitorischen Gründen. Für die Angaben der Netzbetreiber ist das Inbetriebnahmedatum der Anlage, für die Angaben bei der Bundesnetzagentur das Eingangsdatum der Meldung wesentlich. Aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit mit den Angaben aus früheren Monitoringberichten wird im Folgenden auf die Angaben der Netzbetreiber zum Solarzubau abgestellt.

2011 um ca. 1,7 GW zu, was einer Steigerungsrate von sechs Prozent entspricht. Der Zuwachs von Biomasseanlagen betrug ca. 0,8 GW, die Steigerungsrate damit 16,4 Prozent. Die installierte Leistung bei den übrigen EEG-Energieträgern bewegte sich in der Größenordnung des Vorjahres. Der von den Anlagenbetreibern regenerativ erzeugte EEG-Strom wird bei der Einspeisung in das öffentliche Elektrizitätsnetz von den VNB mit einem gesetzlich festgelegten Satz vergütet, der für die einzelnen Erzeugungsarten unterschiedlich ausfällt.

Die Tabelle „Eingespeiste Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger in 2011“ gibt die relative Veränderung gegenüber dem Jahr 2010 wieder.

Energieträger	Summe 2011		Veränderung gegenüber 2010 in Prozent
Wasser	GWh	2.397	-52,5
	Mio. €	231	-45,1
Biomasse	GWh	23.374	-7,0
	Mio. €	4.476	5,6
Gas⁵	GWh	487	-58,0
	Mio. €	36	-56,6
Geothermie	GWh	19	-32,1
	Mio. €	4	-33,3
Wind	GWh	45.611	21,2
	Mio. €	4.250	27,2
Solar	GWh	19.339	65,5
	Mio. €	7.766	52,6
Summe	GWh	91.227	13,0
	Mio. €	16.763	27,2

Tabelle 7: Eingespeiste nach dem EEG vergütete Jahresarbeit und an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung je Energieträger 2011

Nach der EEG-Datenerhebung und der Bundesnetzagentur vorliegenden testierten EEG-Jahresendabrechnung der ÜNB betrug im Berichtsjahr 2011 die insgesamt eingespeiste Jahresarbeit 91.227 GWh (2010: 80.700 GWh) und die an Anlagenbetreiber ausgezahlte Mindestvergütung in Summe 16.763 Mio. Euro (2010: 13.182 Mio. Euro). Damit ist die Einspeisung von allen EEG-Anlagen von 2010 auf 2011 um ca. 13 Prozent, die Gesamtvergütung um ca. 27 Prozent angestiegen.

⁵ Klär-, Deponie- und Grubengas

**Eingespeiste nach EEG vergütete Jahresarbeit in 2011
(in Klammern Werte für 2010)**

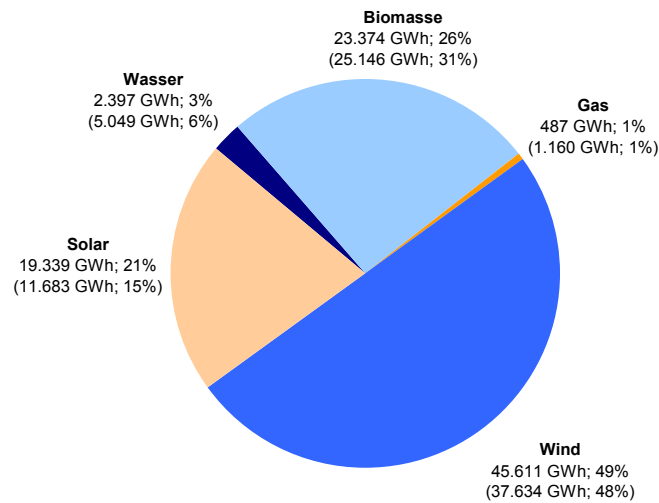


Abbildung 11: Eingespeiste nach EEG vergütete Jahresarbeit in 2011 je Energieträger, absolut und anteilig (Klammern Werte für 2010). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

Die Entwicklung des Einspeiseverhaltens im Vergleich zum Jahr 2010 bleibt wie in den Vorjahren bei den einzelnen Energieträgern sehr unterschiedlich. Die Einspeisung aus Windenergieanlagen lag 2011 um 21 Prozent höher als im windschwachen Jahr 2010. Entsprechend stieg die von Netzbetreibern auszahlende Mindestvergütung deutlich an. Neben den ca. 45.611 GWh nach EEG vergüteten Windeinspeisungen sind noch ca. 3.272 GWh erzeugter Windstrom zu berücksichtigen, der direkt vermarktet wurde und entsprechend keine EEG-Vergütung erhalten hat.

EEG-Einspeisevergütung 2011 (in Klammern Werte für 2010)

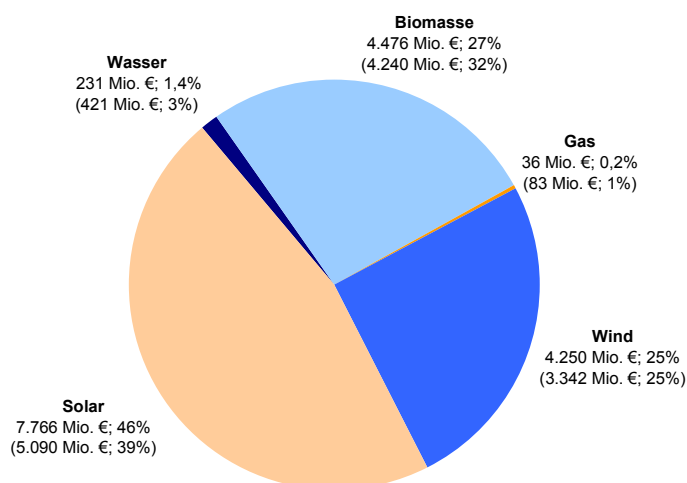


Abbildung 12: EEG-Einspeisevergütung 2011 je Energieträger, absolut und anteilig (in Klammern Werte für 2010). Aufgrund des geringen Anteils wurde auf die Darstellung "Geothermie" verzichtet.

Durch den oben dargestellten sehr starken Zubau bei den Solaranlagen in 2011 sind sowohl die eingespeiste Jahresarbeit mit absolut 19.339 GWh (2010: 11.683 GWh) als auch die gezahlten Vergütungen mit absolut 7.766 Mio. Euro (2010: 5.090 Mio. Euro) im Vergleich zum Jahr 2010 wieder deutlich angestiegen. Insgesamt haben die Solaranlagen an der gesamten nach EEG vergüteten Strommenge des Jahres 2011 aber nur einen Anteil von ca. 21 Prozent. Bezogen auf den gesamten Letztverbraucherabsatz des Jahres 2011 entspricht dies einem Anteil von 4,2 Prozent und damit einer Steigerung um 1,8 Prozentpunkte im Vergleich zum Jahr 2010. Die Solarenergie nimmt mit einem Anteil von 46 Prozent den mit Abstand größten Anteil an den EEG-Vergütungszahlungen in Anspruch. 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. Unabhängig von der zukünftigen Entwicklung des Zubaus von Solaranlagen und den jüngsten vorgenommenen starken Einschnitten in die Vergütungssätze von Solaranlagen werden sich die an die Solaranlagenbetreiber auszahlenden Vergütungen auch in den nächsten Jahren insgesamt auf einem sehr hohen Niveau bewegen.

Entwicklung der direktvermarkteten Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien

Als Alternative zur festen EEG-Einspeisevergütung besteht für Anlagenbetreiber auch die Option, den erzeugten Strom nach § 17 EEG eigenständig zu vermarkten. Bis einschließlich 2009 hatten sich nur wenige Anlagenbetreiber für diesen Weg entschieden. Im Jahr 2010 konnte ein Anstieg, wenngleich auf niedrigem Niveau, verzeichnet werden. Im Berichtsjahr 2011 haben deutlich mehr Anlagenbetreiber den Weg in die Direktvermarktung gewählt, sodass die direkt vermarktete EEG-Menge mit ca. 11.650 GWh im Vergleich zu 2010 (1.587 GWh) um mehr als das Siebenfache angestiegen ist. Damit wurden 2011 etwas mehr als 11 Prozent aller erzeugten EEG-Mengen direkt vermarktet. Dominierender Energieträger bei der Direktvermarktung war 2011 die Biomasse mit einem Anteil von knapp 40 Prozent. Darüber hinaus entfiel ein großer Anteil auf Wind (ca. 28 Prozent) und auf Wasserkraft (21 Prozent).

Energieträger	Direkt vermarktete Strommenge in GWh	Anteil der einzelnen Energieträger an der gesamten Direktvermarktung, in Prozent
Biomasse	4.603	39,51
Windkraft onshore	3.272	28,09
Wasserkraft	2.446	21,00
Deponie-, Klär- und Grubengas	1.328	11,40
Solar	1	0,01
Geothermie	0	0
Gesamt	11.650	100

Tabelle 8: Direkt vermarktete Strommengen nach § 17 EEG im Jahr 2011

Der Grund für den Anstieg liegt in dem Zusammenspiel aus Direktvermarktung nach §17 EEG und dem sogenannten Grünstromprivileg nach § 37 Abs. 1 EEG. Anlagenbetreiber, die sich für die Direktvermarktung entscheiden, schließen im Wesentlichen Verträge mit Händlern ab, die wiederum diesen generell EEG-vergütungsfähigen Strom nutzen, um die Kriterien des Grünstromprivilegs zu erfüllen. 2011 gewann das Grünstromprivileg als Geschäftsmodell noch einmal deutlich an Attraktivität und löste eine Sogwirkung in Richtung der Direktvermarktung aus. Der Gesetzgeber hat in der Zwischenzeit reagiert und die Anforderungen an die Erfüllung

des Grünstromprivilegs deutlich verschärft. Für das Jahr 2012 ist daher mit einem deutlichen Rückgang dieser Direktvermarktungsform zu rechnen.

Bewertung der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit

Nach der Nuklearkatastrophe im Japanischen Kernkraftwerk Fukushima I wurde am 14. März 2011 von der Bundesregierung ein dreimonatiges Atom-Moratorium beschlossen, infolgedessen die acht ältesten deutschen Kernkraftwerke zunächst vorübergehend abgeschaltet wurden. Hierdurch kam es zu einem Wegfall von knapp 5.000 MW an gesicherter Erzeugungsleistung allein im süddeutschen Raum. In diesem Zusammenhang untersuchte die Bundesnetzagentur gemeinsam mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern die Auswirkungen des Moratoriums auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Für den angenommenen Fall des gleichzeitigen Ausfalls von Netzbetriebsmitteln und eines Großkraftwerkes hat sich die potenzielle Überlastung einzelner Leitungstrassen und die Spannungshaltung (Vermeidung von Unterspannung) in Süddeutschland sowie im Raum Hamburg als besonders problematisch gezeigt. Durch die Änderung des Atomgesetzes wurde beschlossen, den acht ältesten Kernkraftwerken die Genehmigung zum Leistungsbetrieb zu entziehen, wobei die Bundesnetzagentur bis zum 31. August 2011 zu beurteilen hatte, ob eines der abgeschalteten Kernkraftwerke als sogenannte Kaltreserve zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu bestimmen sei. Weitere detaillierte Untersuchungen haben ergeben, dass die Systemsicherheit im Übertragungsnetz unter Berücksichtigung zahlreicher Maßnahmen auch bei Eintritt der oben genannten Störungsereignisse gewährleistet bleibt, womit der Einsatz einer nuklearen Kaltreserve vermieden werden konnte. Die Analysen und zu ergreifenden Maßnahmen für den Winter 2011/2012 hat die Bundesnetzagentur im „Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit“ am 31. August 2011 veröffentlicht.

Hierbei ist hervorzuheben, dass der sichere Betrieb des Übertragungsnetzes dadurch abgesichert werden konnte, dass den ÜNB im Zeitraum von Oktober 2011 bis März 2012 konventionelle Kraftwerke als sog. Reservekraftwerke zur Leitungsentlastung zur Verfügung standen. Durch den Einsatz der „Reserveleistung“ dieser Kraftwerke ist es den ÜNB möglich, auftretende Transportengpässe auf bestimmten Leitungen im Übertragungsnetz zu beheben. Durch den Abruf dieser Reservekraftwerke zum sog. Redispatch, d. h. einer kurzfristigen Änderung der Einsatzplanung (Dispatch) eines Kraftwerks durch den ÜNB, können geplante Kraftwerkseinspeisungen innerhalb des Netzes verlagert werden, um so lokal auftretende Leistungsüberlastungen zu verhindern. Als „Reservekraftwerk“ eignet sich indes nur eine Anlage,

die vom Kraftwerksbetreiber nicht mehr zur Produktion für den Strommarkt genutzt wird, sondern ausschließlich für den Redispatcheinsatz durch den ÜNB zur Verfügung steht.

Die Auswahl geeigneter Anbieter von Reservekraftwerken sowie die Prüfung von Art und Höhe der anerkennungsfähigen Kosten der Kraftwerksbetreiber für die Bereitstellung ihrer Kraftwerke erfolgten unter der Aufsicht der Bundesnetzagentur. Auf Grundlage der einzelnen abgeschlossenen Verträge wurde mit den Übertragungsnetzbetreibern eine freiwillige Selbstverpflichtung Reservekraftwerk (FSV Reservekraftwerk) abgeschlossen. Hierdurch wurde eine Wälzung der Kosten über die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber möglich gemacht.

Über die FSV Reservekraftwerk wurden zur Netzstabilität im süddeutschen Raum aus Deutschland der Block 3 der Großkraftwerk Mannheim AG (200 MW) und der Block 2 der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (350 MW) in die Erlösobergrenzen der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber implementiert. Aus Österreich wurden von der Energieversorgung Niederösterreich AG (EVN AG) der Kraftwerksblock Theiß Kombi (450 MW) und weitere Blöcke aus den Kraftwerken Theiß und Korneuburg (insgesamt 335 MW) vertraglich fixiert. Darüber hinaus wurde der Block 2 des Kraftwerks Neudorf-Werndorf (150 MW) der Verbund AG kontrahiert. Für Spannungshaltungsprobleme im Frankfurter Raum wurde über die FSV Reservekraft die Refinanzierung des Phasenschiebers über die Netzentgelte ermöglicht, der im Februar 2012 den Betrieb aufnahm. Hierzu wurde der Generator in Block A des Kernkraftwerks Biblis für den Phasenschieberbetrieb umgebaut.

Diese durch den Netzbericht vom 31. August 2011 analysierten und hier beschriebenen Maßnahmen wurden von der zuständigen Beschlusskammer der Bundesnetzagentur über die FSV Reservekraft in die Erlösobergrenzen der systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber implementiert. Dies beinhaltet ebenfalls eine ex-post Kostenkontrolle.

Zu einem tatsächlichen Abruf der Reserveleistung durch einen ÜNB zur Leitungsentlastung kam es am 08. und 09. Dezember 2011. Zu diesem Zeitpunkt stand das Kernkraftwerk Gundremmingen C nicht zur Einspeisung bereit, wodurch das Redispatchpotenzial in Süddeutschland wesentlich eingeschränkt war. Zudem führte eine Windfront zu einer besonders hohen Einspeisung von mehr als 19.000 MW aus Windenergieanlagen bei einer gleichzeitig vorliegenden hohen Netzlast (Abend eines Winterwerktags). Zur Beseitigung der hierdurch verursachten Leitungsbelastung auf der Nord-Süd-Trasse bedurfte es der Inanspruchnahme österreichischer Reservekraftwerke zum Redispatch. In diesen Situationen konnte die zuvor berechnete Wirksamkeit der Reservekraftwerke zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit praktisch unter Beweis gestellt werden. Zudem lieferte der Umbau des Generators im Block 1

des Kernkraftwerks Biblis zum rotierenden Phasenschieber einen wesentlichen Beitrag zur Spannungshaltung.

Ein weiterer für die Versorgungssicherheit kritischer Zeitraum lag zwischen Weihnachten und Silvester 2011. Während dieser Zeit kam es teilweise zur erheblichen Überspeisung der Bilanzkreise. Es wurde mehr Strom erzeugt als verbraucht. Dabei wurde zeitweise die vorgehaltene negative Regelenergie ausgeschöpft, sodass ein Anstieg der Netzfrequenz im gesamten kontinentaleuropäischen Verbundnetz zu beobachten war. Dabei handelte es sich nicht um ein rein deutsches, sondern um ein europäisches Vorkommnis. Ein Zusammenhang mit dem deutschen Kernenergieausstieg war nicht gegeben.

Im Februar 2012 traten während einer Kältewelle zwei potenziell kritische Rahmenbedingungen gleichzeitig auf. Zum einen konnten aufgrund von Engpässen im Gasnetz nicht alle deutschen Gaskraftwerke ausreichend mit Gas versorgt werden, zum anderen trat zeitweise eine erhebliche Unterspeisung der Bilanzkreise auf. Die Unterspeisung der Bilanzkreise führte in einigen Stunden zur vollständigen Ausschöpfung der Regelenergie reserven und überschritt sogar zeitweilig die vorgehaltene Kapazität deutlich. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, mussten die Übertragungsnetzbetreiber die Reservekraftwerke zur Ergänzung der Regelenergie heranziehen und zusätzlich Energie im Intraday-Markt in Deutschland und im benachbarten Ausland beschaffen. Der Ausfall eines weiteren größeren Kraftwerks hätte in dieser Situation nur schwer kompensiert werden können. Aufgrund der insbesondere im Süden Deutschlands ausgefallenen Gaskraftwerke, sowie einer hohen Netzlast und erheblichen Exporten nach Frankreich, Österreich und in die Schweiz, war das Netz hoch ausgelastet, was die sog. (n-1)-Sicherheit in wenigen Stunden gefährdete. Eine ausführliche Analyse hat die Bundesnetzagentur in ihrem „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12“ vom 03. Mai 2012 veröffentlicht.

Weitere im Bericht vom 03. Mai 2012 vorgeschlagene Maßnahmen für den kommenden Winter 2012/2013 in Bezug zur Unterstützung der Netzsicherheit werden derzeit von der Bundesnetzagentur vorangetrieben.

Die fortwährend angespannte Netzsituation in Süddeutschland machte auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Winter 2012/2013 eine Neuberechnung des Bedarfs an Reserveleistung erforderlich, die durch entsprechende Reservekraftwerke den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wird. Hierbei wurde festgestellt, dass sich der Bedarf auf bis zu 2.500 MW beläuft, damit in bestimmten Situationen, in denen netzkritische Ereignisse gegeben sind, die Netzstabilität und die Stromversorgungssicherheit aufrecht erhalten werden kann. Der genannte Bedarf wurde für ein Szenario ermittelt, in dem von einer hohen Windeinspeisung, der typischerweise hohen Verbrauchslast am Abend eines Winterwerktags und der

gleichzeitigen Nichtverfügbarkeit einiger Kraftwerke im ganzen Bundesgebiet aufgrund von Revisionen oder aufgrund von technischen Mängeln ausgegangen wird. Angesichts der Verfügbarkeit von 2.600 MW an Reserveleistung kann der ermittelte Bedarf von 2.500 MW kompensiert werden.

Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG

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

Für das Berichtsjahr 2011 haben 864 Netzbetreiber ca. 206.673 Versorgungsunterbrechungen für 928 Netze zur Berechnung der mittleren Nichtverfügbarkeit Qu (System Average Interruption Duration Index - SAIDI) für Letztverbraucher übermittelt. Der für die Nieder- und Mittelspannung ermittelte Wert von 15,31 Minuten liegt geringfügig über dem für das Jahr 2010 ermittelten Wert von 14,90 Minuten und – wie die folgende Abbildung aufzeigt - deutlich unter dem Mittelwert von 17,44 Minuten für den Zeitraum von 2006 bis 2010.

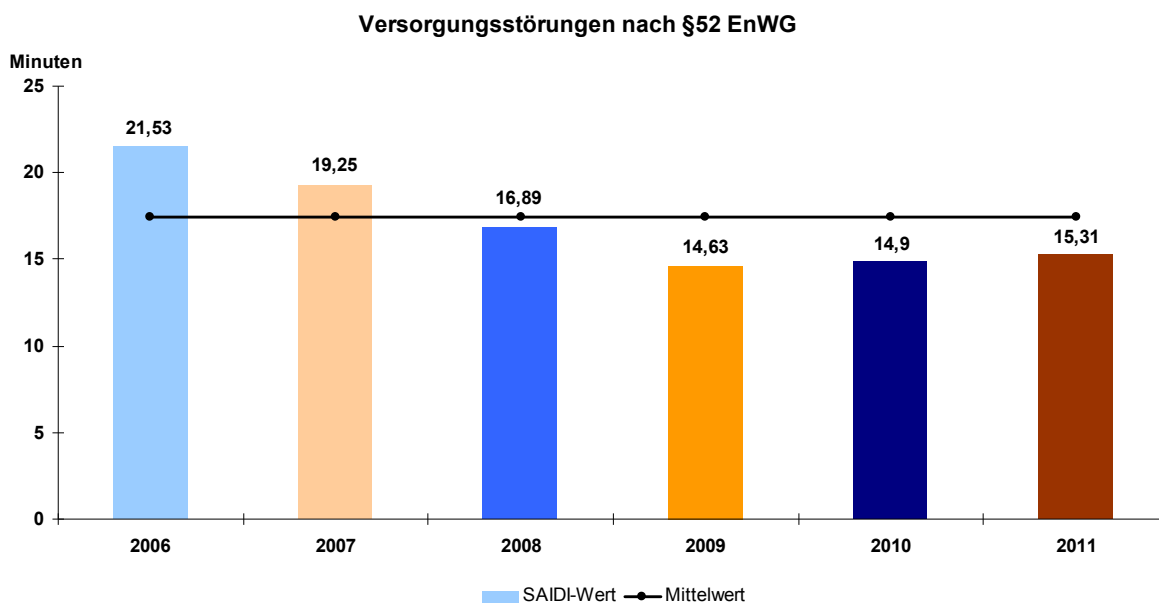


Abbildung 13: Versorgungsstörungen nach §52 EnWG (Elektrizität)

Die Versorgungsqualität hält sich somit im Berichtsjahr 2011 auf hohem Niveau. Die leichte Erhöhung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer ist ausschließlich auf die Mittelspannung mit einer Zunahme in Höhe von 34,8 Sekunden von 12,10 Minuten auf 12,68 Minuten

zurückzuführen. In der Niederspannung verringert sich die durchschnittliche Unterbrechungsdauer hingegen um 10,2 Sekunden von 2,80 Minuten auf 2,63 Minuten.

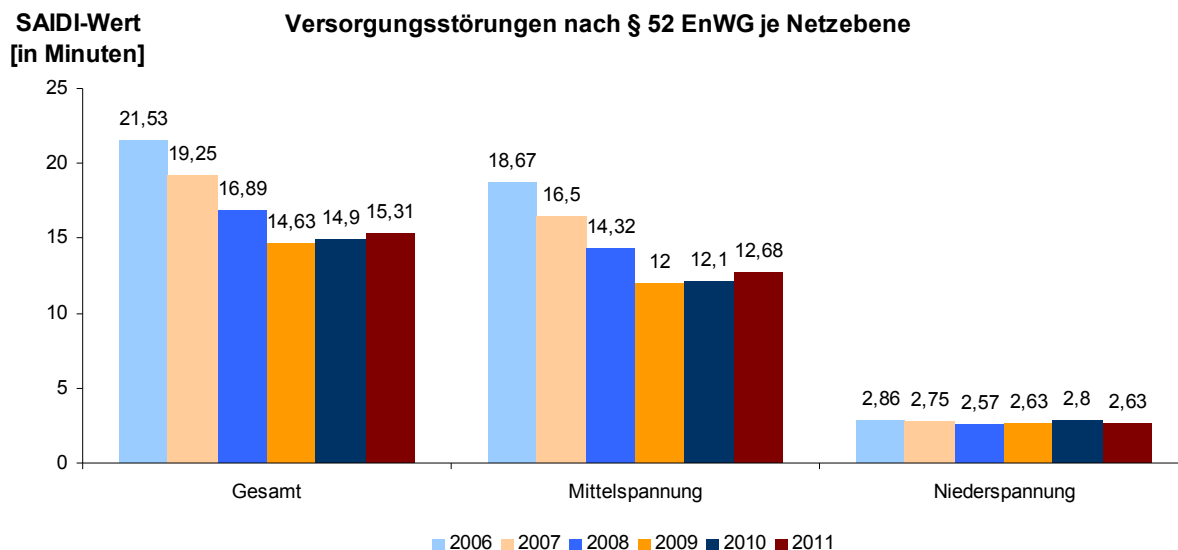


Abbildung 14: Versorgungsstörungen nach §52 EnWG je Netzebene (Elektrizität)

In beiden Spannungsebenen ist eine hohe Zunahme von Rückwirkungsstörungen zu verzeichnen. Eine Rückwirkungsstörung liegt laut Definition der Bundesnetzagentur dann vor, wenn es im betrachteten Netz zu einer Versorgungsunterbrechung aufgrund einer Störung in einem vor- oder nachgelagerten Netz, in der Anlage eines Letztverbrauchers oder aufgrund einer Versorgungsunterbrechung bei einspeisenden Kraftwerken kommt. Dem steht jedoch in beiden Spannungsebenen ein deutlicher Rückgang von Störungen aufgrund atmosphärischer Einwirkungen - wie bspw. Blitzschlag - entgegen. Auch die Störungen aufgrund Höherer Gewalt, die als sogenannte „Exceptional Events“ keinen Eingang in die Berechnung des SAIDI finden, haben im Vergleich zum Jahr 2010 deutlich abgenommen.

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.

Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte

Netze / Netzausbau / Investitionen

Stand Netzausbau (EnLAG-Projekte, Offshore-Windparks)

Im Jahr 2009 haben Bundestag und Bundesrat das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) verabschiedet. Das Gesetz soll den Ausbau der Übertragungsnetze beschleunigen. Es nennt 24 Vorhaben, die für die Energieversorgung in Deutschland notwendig sind. Mit dem EnLAG wurde erstmalig die energiewirtschaftliche Notwendigkeit bestimmter Leitungsbaumaßnahmen gesetzlich festgestellt.

Mit dem EnLAG hat der Gesetzgeber auf die Notwendigkeit des Ausbaus der Übertragungsnetze reagiert. Vor allem die zunehmende Transportentfernung und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien machen diesen Netzausbau notwendig. Die 24 im EnLAG benannten Ausbauprojekte sollen beschleunigt realisiert werden. Sie umfassen 1.834 km an neu zu realisierenden und zu ertüchtigenden Trassen. Zum Vergleich macht das Bestandsnetz auf der Höchstspannungsebene eine Trassenlänge von 17.610 km aus. Die Bundesnetzagentur dokumentiert kontinuierlich den aktuellen Stand der Genehmigungsverfahren der einzelnen Projekte auf ihrer Internetseite unter www.netzausbau.de. Grundlage hierfür sind Quartalsberichte der vier Übertragungsnetzbetreiber TenneT, 50Hertz, Amprion und TransnetBW zu den aktuellen Bau- und Planungsfortschritten.

Die Auswertung der ÜNB-Angaben (Stand: Oktober 2012) zeigt, dass ein Großteil der geplanten Leitungen später als erwartet in Betrieb gehen wird:

Von insgesamt 1.834 Kilometern EnLAG-Leitungen sind erst 214 Kilometer (knapp zwölf Prozent) realisiert. Im Jahr 2012 werden voraussichtlich nur 35 Kilometer hinzukommen.

Von den 24 Projekten sind derzeit zwei vollständig fertiggestellt und in Betrieb, ebenfalls zwei sollen bis Ende 2012 hinzukommen. Bei weiteren vier Vorhaben sind zumindest Teilabschnitte errichtet. Für zwei weitere EnLAG-Projekte werden noch Machbarkeitsstudien erstellt; im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2012 ist vorgesehen, auf diese beiden Vorhaben zu verzichten. Die restlichen 16 Vorhaben befinden sich in unterschiedlichen Stufen der Genehmigungsverfahren. 15 der 24 Vorhaben haben voraussichtlich einen Zeitverzug zwischen einem und fünf Jahren. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist in Bau.

Der Stand der einzelnen Projekte und ihr Verlauf lassen sich in der folgenden Abbildung erkennen. Die vier Regelzonen des deutschen Übertragungsnetzes, das Bestandsnetz und die 16 Bundesländer sind ebenfalls dargestellt.

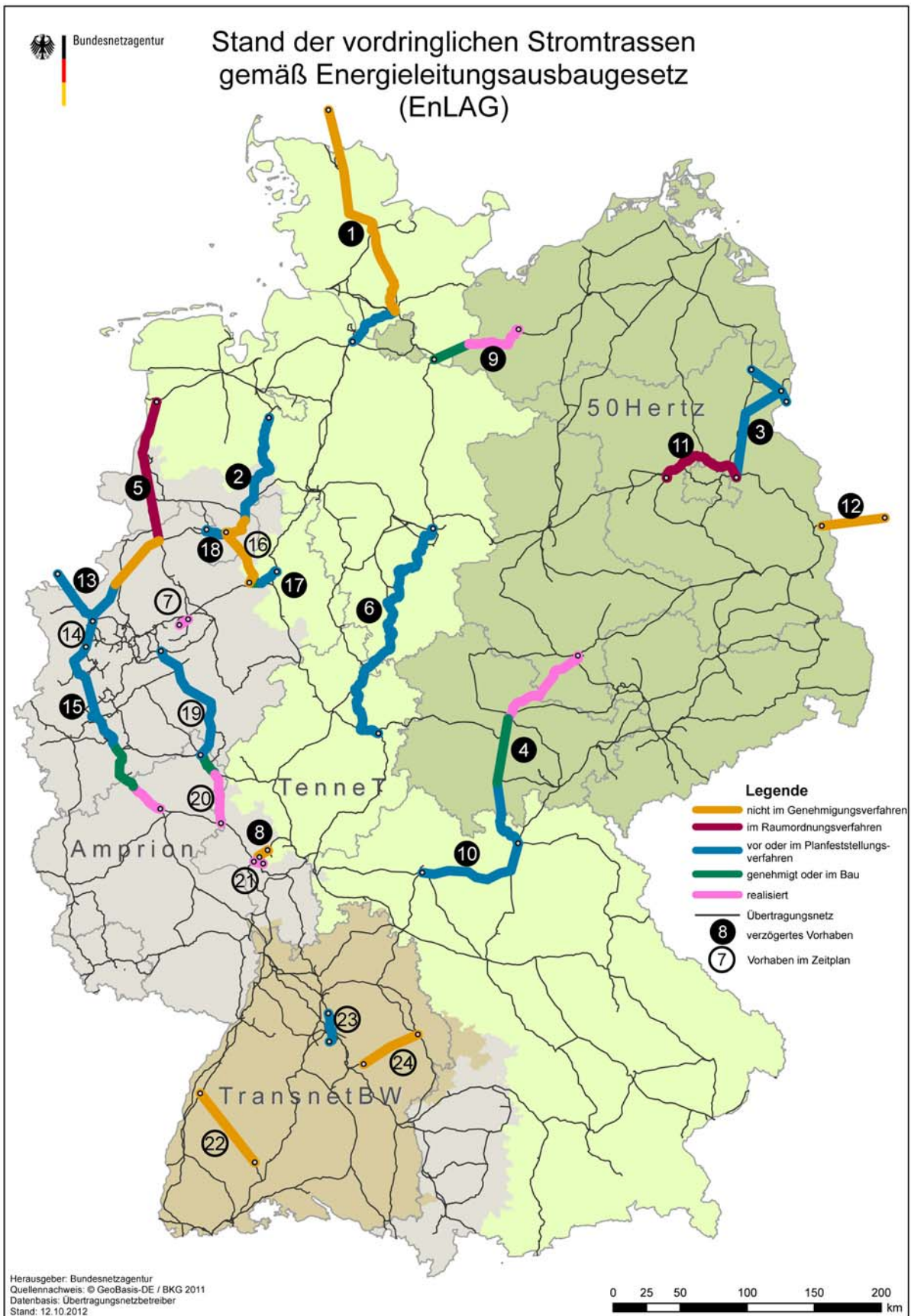


Abbildung 15: Stand der vordringlichen Stromtrassen gemäß EnLAG

Die Daten des zweiten Quartals 2012 zeigten im Vergleich zum ersten Quartal 2012 weitere Verzögerungen auf. Gleich vier Planfeststellungsanträge, die in diesem Jahr gestellt werden sollten, werden erst im kommenden Jahr eingereicht. TenneT erwartet, dass sich die Inbetriebnahme eines Abschnitts des EnLAG-Vorhabens Redwitz-Grafenrheinfeld (Nr. 10) um ein weiteres Jahr auf 2013 verzögert. Positiv hervorzuheben ist, dass im April 2012 der Planfeststellungsbeschluss zum schleswig-holsteinischen Bauabschnitt des Vorhabens Hamburg/Krümmel-Schwerin (Nr. 9) erging. Der Bau des noch fehlenden Teilstücks konnte noch im Mai 2012 beginnen. TenneT ist weiterhin zuversichtlich, den im Sommer fortgesetzten Bau des EnLAG-Vorhabens Hamburg/Krümmel-Schwerin (Nr. 9) noch bis Jahresende fertigzustellen und das Vorhaben als Ganzes in Betrieb zu nehmen. Das wäre ein großer Schritt für die Sicherung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit im Großraum Hamburg und ganz Norddeutschland, der die Auswirkungen der Stilllegung der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel auffängt. Auch der Bau des Vorhabens Osterath-Weißenthurm (Nr. 15) wurde mit dem rund 30 Kilometer langen Teilstück Sechtem-Landesgrenze mittlerweile fortgesetzt.

Im dritten Quartalsbericht wurden weitere Verfahrensfortschritte sichtbar. Während 50Hertz beim EnLAG-Vorhaben Neuenhagen-Bertikow/Vieraden-Krajnik (Nr. 3) damit rechnet, dass sich die Fertigstellung ins Jahr 2016 hinein verzögern könnte, erwartet 50Hertz beim Vorhaben Eisenhüttenstadt-Baczyna (Nr. 12) bereits 2017 – und damit ein Jahr früher als zuletzt angenommen – fertig zu werden. Allerdings ist bei diesem Vorhaben auf polnischer Seite erst mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2022 zu rechnen.

Auch der Bau des EnLAG-Vorhabens Lauchstädt-Redwitz (Nr. 4) schreitet im Teilabschnitt Vieselbach-Altenfeld trotz anhängigem Klageverfahren gegen den Planfeststellungsbeschluss voran, da im Eilverfahren kein Baustopp verhängt wurde.

Netzentwicklungsplan Strom

Anlässlich der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2011 wurde mit dem Bundesbedarfsplan ein neues Verfahren zur Ermittlung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs eingeführt.

Der Aufstellung des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber liegt neben einer Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit anhand Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan auch eine Prüfung der Umweltauswirkungen anhand einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) durch die Bundesnetzagentur zugrunde.

Gemeinsam ist allen Verfahrensstufen, dass die seitens der Übertragungsnetzbetreiber am 15. August 2012 erstmals vorgelegten Daten von der Bundesnetzagentur zu prüfen und öffentlich zu konsultieren sind.

Zum Ende des Jahres wird die Bundesnetzagentur der Bundesregierung den Umweltbericht sowie den Netzentwicklungsplan 2012 als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übergeben. Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens werden durch den Erlass des Bundesbedarfplangesetzes vom Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf der im Bundesbedarfsplan enthaltenen Leitungsvorhaben verbindlich festgestellt.

Szenariorahmen

Gemäß § 12a Energiewirtschaftsgesetz erarbeiten die Betreiber von Übertragungsnetzen jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen, der die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans ist.

Am 19. Juli 2011 haben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den Entwurf des ersten Szenariorahmens Strom eingereicht. Dieser wurde von der Bundesnetzagentur bis zum 29. August 2011 konsultiert und am 20. Dezember 2011 genehmigt.

Parallel zu den Arbeiten am ersten Netzentwicklungsplan wurden zwischenzeitlich die Vorbereitungen für den Netzentwicklungsplan 2013 begonnen; so haben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur im Juli 2012 den zweiten Szenariorahmen eingereicht, der die Grundlage für den Netzentwicklungsplan 2013 bilden wird. Zu diesem konnte bis zum 30. August 2012 Stellung genommen werden.

Netzentwicklungsplan Strom

Auf Grundlage des Szenariorahmens haben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur gemäß § 12b Energiewirtschaftsgesetz jährlich zum 3. März, erstmalig aber zum 3. Juni 2012, einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan vorzulegen. Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Im Anschluss an die Genehmigung des Szenariorahmens im Dezember 2011 haben die Übertragungsnetzbetreiber den Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 erarbeitet und im Zeitraum vom 30. Mai bis zum 10. Juli 2012 konsultiert. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur den aufgrund ihrer Konsultation überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 Mitte am 15. August 2012 eingereicht.

Es ist Aufgabe der Bundesnetzagentur den überarbeiteten Netzentwicklungsplan als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz zu prüfen. Am 06. September 2012 veröffentlichte die Bundesnetzagentur den überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 samt

eines hierzu erarbeiteten Begleitdokuments und des Entwurfs des Umweltberichts 2012 der Bundesnetzagentur im Internet. Parallel hierzu erfolgte vom 6. September 2012 bis zum 17. Oktober 2012 eine öffentliche Auslegung im Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn. Stellungnahmen hierzu konnten vom 6. September 2012 bis zum 2. November 2012 bei der Bundesnetzagentur eingereicht werden. Nach erfolgter Auswertung der eingegangenen Stellungnahme wird der Entwurf des Netzentwicklungsplans und des Umweltberichts 2012 abschließend überarbeitet und dem Bundestag nach § 12e Absatz 1 als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übermittelt.

Umweltbericht

Die Bundesnetzagentur hat auf Basis des Netzentwicklungsplans die Strategische Umweltprüfung zum Bundesbedarfsplan erarbeitet. Im Umweltbericht als Grundlage der Strategischen Umweltprüfung werden entsprechend § 14g 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 Umweltwirkungen in den Untersuchungsräumen.

Die Strategische Umweltprüfung beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens. Der Festlegung des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung durch die Bundesnetzagentur ging eine ausführliche Diskussion mit den betroffenen Netzbetreibern, Vertretern von Fachbehörden und Verbänden im Rahmen der Scoping-Konferenz am 27. Februar 2012 voraus.

Der Umweltbericht wurde gemeinsam mit dem Entwurf des Netzentwicklungsplans öffentlich konsultiert. Hierfür erfolgten ab dem 06. September 2012 die sechswöchige Auslegung am Sitz der Bundesnetzagentur sowie die Veröffentlichung im Internet. Die betroffene Öffentlichkeit kann sich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans und zum Umweltbericht 2012 bis zwei Wochen nach Ende der Auslegung äußern. Die Behördenbeteiligung richtet sich nach § 14h UVPG. Nach Abschluss der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden die Darstellungen und Bewertungen des Umweltberichts entsprechend der ausgewerteten Stellungnahmen überprüft und gegebenenfalls überarbeitet (§ 14k UVPG).

Die Ergebnisse der Konsultation und anschließenden Prüfung werden der Bundesregierung zur abschließenden Entscheidung durch den Bundesgesetzgeber voraussichtlich Ende des Jahres übergeben werden.

Vorbereitung der Bundesfachplanung

Im Anschluss an das vom Bundestag zu beschließende Bundesbedarfsplangesetz können von den Übertragungsnetzbetreibern für die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend markierten Vorhaben die ersten Bundesfachplanungsverfahren beantragt werden. Das Bundesfachplanungsverfahren ist ein an die Stelle der Raumordnungsverfahren der Länder tretendes Planungsinstrument, mit dem die Trassenkorridore für den Verlauf der grenzüberschreitenden und länderübergreifenden Vorhaben verbindlich festgelegt werden. Die Aufgabe der Bundesfachplanung wurde mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) einheitlich der Bundesnetzagentur übertragen.

Um die teils erheblichen landesspezifischen Unterschiede bei der Raumordnung zu vereinheitlichen, wurden seitens der Bundesnetzagentur im Vorfeld bundesweit einheitliche Anforderungen erarbeitet und veröffentlicht. Die derzeit bestehenden landesspezifischen Unterschiede betreffen sowohl die angewendeten Verfahren als auch die einschlägigen Maßstäbe für die Raumordnungsverfahren.

Damit diese Verfahren zügig begonnen werden können, wurde mit der Erarbeitung der an die Antragsunterlagen zu stellenden Anforderungen hinsichtlich Form und Inhalt bereits 2012 begonnen, um sie frühzeitig an alle Betroffenen kommunizieren zu können. Hierdurch sollen unmittelbar nach Beschluss des Bundesbedarfsplangesetzes 2013 die ersten Antragsverfahren auf Basis einheitlicher und nach abgestimmten Methoden erarbeiteter Antragsunterlagen beginnen können. Eine Methodenkonferenz mit Behördenvertretern des Bundes und der Länder fand hierzu am 1. Juni 2012 statt.

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

Ausblick

Parallel zu den Arbeiten am ersten Netzentwicklungsplan wurden bereits die Vorbereitungen für den Netzentwicklungsplan 2013 begonnen; so haben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur den zweiten Szenariorahmen, der die Grundlage für den Netzentwicklungsplan 2013 bilden wird, im Juli eingereicht. Zu diesem konnte bis zum 30. August 2012 Stellung genommen werden.

Netzanbindungen von Offshore-Windparks

Im Berichtsjahr 2011 wurden keine neuen Netzanbindungen für Offshore-Windparks (OWP) in Betrieb genommen. Für OWPs in der Ostsee hat der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz jeweils eine Netzanbindung bezuschlagt und öffentlich ausgeschrieben. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat nach der Bezuschlagung einer Sammelanbindung in der Nordsee für das Cluster SylWin im Januar 2011 für im Cluster HelWin und DolWin befindliche OWPs nach öffentlicher Ausschreibung zwei weitere Sammelanbindungen bezuschlagt. Zusätzlich wurde auch der Zuschlag für die Errichtung der Netzanbindungen der OWP Riffgat und Nordergründe erteilt. Weiterhin wurde von TenneT im Frühjahr 2011 die dritte Sammelanbindung für im Cluster DolWin befindliche OWP's ausgeschrieben. Diese Anbindung hätte eigentlich nach den Vorgaben des im Oktober 2009 von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Absatz 2a EnWG – weiter konkretisiert mittels Annex im Januar 2011 – Ende des Jahres 2011 bezuschlagt und auch zwei weitere Sammelanbindungen für das Cluster BorWin öffentlich ausgeschrieben werden müssen.

Stattdessen hat TenneT im November 2011 dargelegt, dass es für die Netzanbindung weiterer Offshore-Windparks an Material, Personal und Finanzmitteln fehle. Deshalb könne TenneT unter den bestehenden Rahmenbedingungen keine neuen Gleichstromverbindungen errichten.

Die Bundesnetzagentur hat sich intensiv in den Diskussionsprozess eingebracht. Dieser hat letztlich dazu geführt, dass eine neue gesetzliche Regelung auf den Weg gebracht wurde, die die Probleme der anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber lösen. TenneT hat daher die Verhandlungen zur Sammelanbindung DolWin 3 wieder aufgenommen und die beiden Sammelanbindungen BorWin 3 und 4 ausgeschrieben.

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

Bei der Bundesnetzagentur wurden bis Ende 2011 insgesamt 22 Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für die Netzanbindung von OWPs mit einem Volumen von insgesamt ca. 12,4 Mrd. Euro gestellt, davon wurden 14 Anträge mit einem Volumen ca. 6 Mrd. Euro bereits genehmigt.

Investitionen Übertragungsnetze (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Im Jahr 2011 wurden von den vier deutschen ÜNB insgesamt ca. 847 Mio. Euro (2010: 807 Mio. Euro) für Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur ausgegeben. Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 13 Mio. Euro (2010: 5 Mio. Euro). Abermals besteht – insbesondere aufgrund

von verzögerten Netzausbauprojekten – ein Delta zwischen den tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur und den im Vorjahr gemeldeten Planwerten (Planwert für 2011: ca. 910 Mio. Euro). Die Ursache für das Delta liegt im Wesentlichen in der Kategorie Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung, da hier der Ist-Wert für 2011 (470 Mio. Euro) im Vergleich zu dem Planwert für 2011 (530 Mio. Euro) um 60 Mio. Euro geringer ausgefallen ist. Ein Vergleich mit den Vorjahren zeigt jedoch auf, dass die Differenz zwischen Plan-Werten und Ist-Werten tendenziell geringer wird.

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitender Verbindungen)

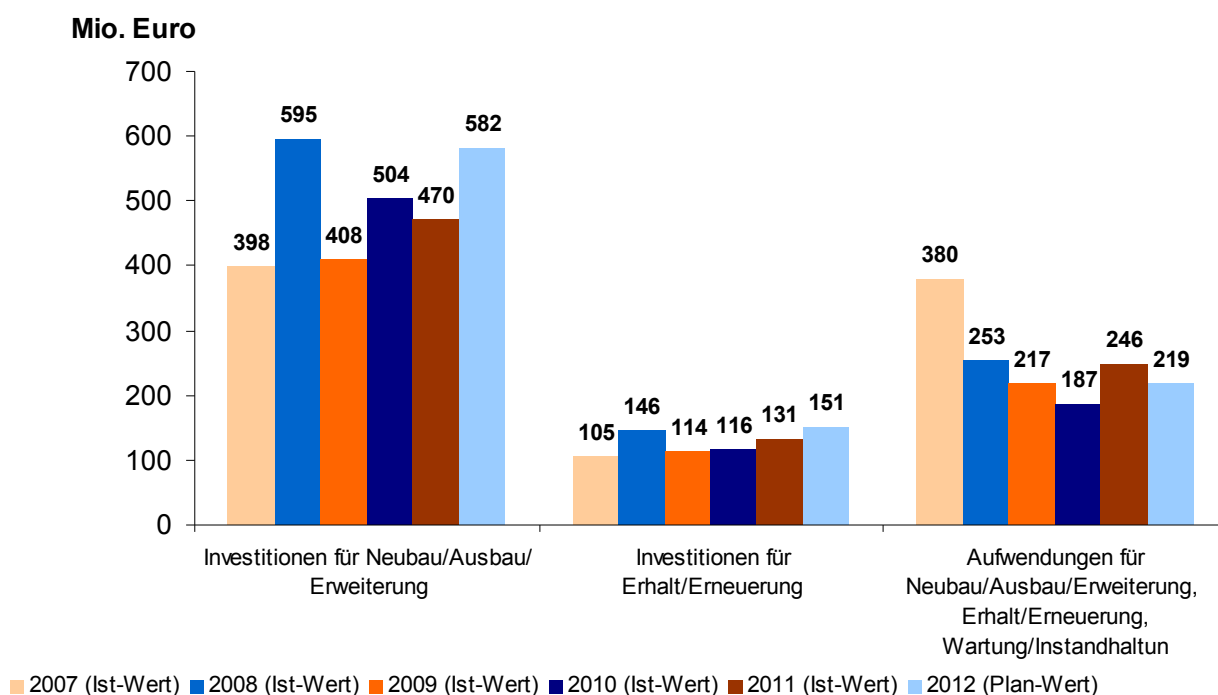


Abbildung 16: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB seit 2007 (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

Investitionen Verteilernetze

Die Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur von 735 VNB betragen im Jahr 2011 insgesamt ca. 6.281 Mio. Euro (2010: 6.401 Mio. Euro). Darin enthalten sind Investitionen und Aufwendungen für Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur in Höhe von ca. 462 Mio. Euro (2010: 432 Mio. Euro). Bei der Kategorie Investitionen für Erhalt/Erneuerung ist im Gegensatz zu den zwei anderen Kategorien erstmals eine rückläufige Tendenz zu erkennen. Insgesamt liegen die tatsächlichen Ausgaben der VNB für die Netzinfrastruktur mit einem Delta von 270 Mio. Euro unter den Planwerten für 2011 von 6.551 Mio. Euro. Auffällig hierbei ist jedoch, dass bei der Kategorie Investitionen für Neu-

bau/Ausbau/Erweiterung der Ist-Wert für 2011 (1.604 Mio. Euro) im Vergleich zu dem Planwert für 2011 (1.510 Mio. Euro) um 94 Mio. Euro höher ausgefallen ist.

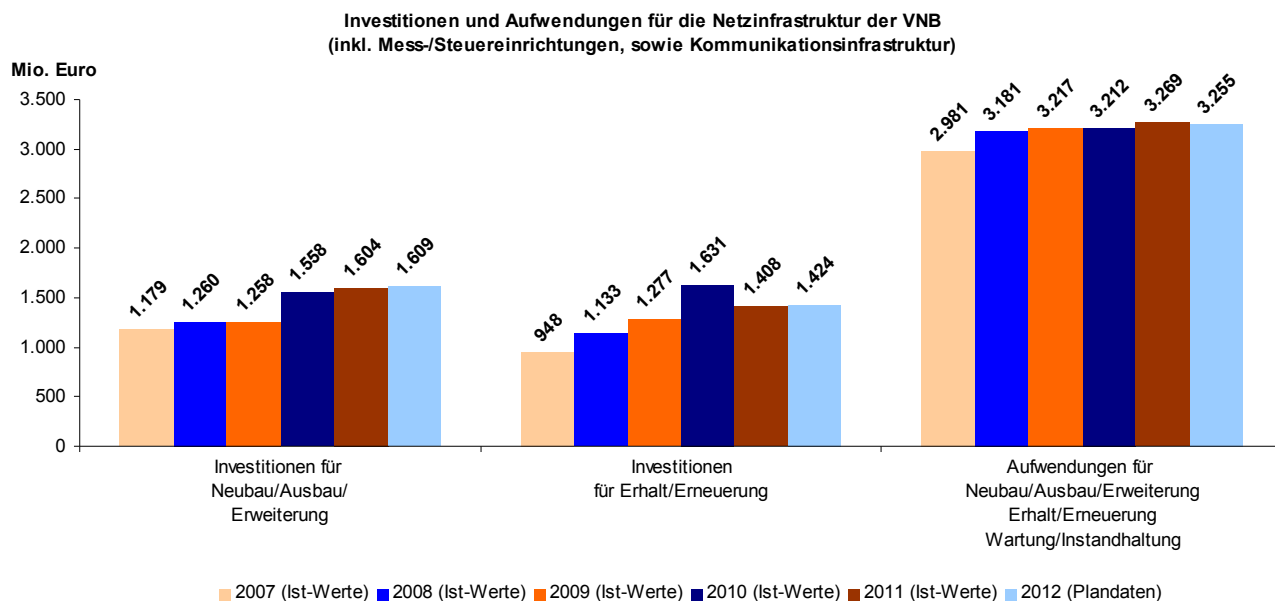


Abbildung 17: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur (inkl. Mess- und Steuereinrichtungen, sowie Kommunikationsinfrastruktur) der VNB

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 01. April 2012 haben insgesamt 735 (01. April 2011: 686) 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.

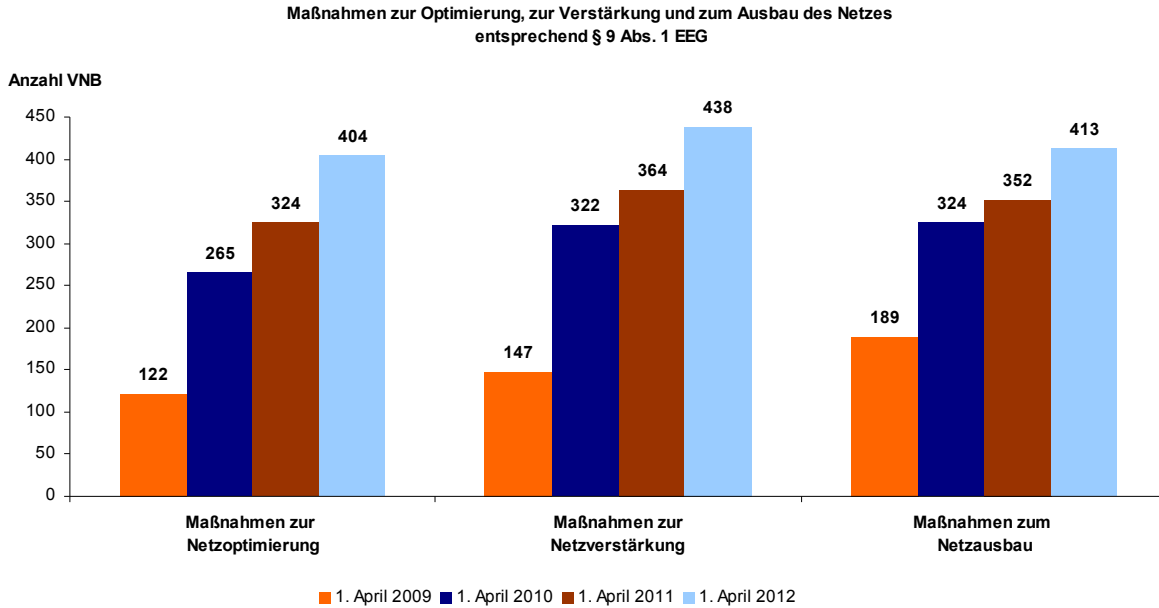


Abbildung 18: Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes entsprechend § 9 Abs. 1 EEG

Folgende Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung werden dabei von den VNB angewandt. Die Maßnahmen „Erhöhung des Querschnitts von Kabeln“, „Verkabelung von Freileitungen“ und „Änderung der Netztopologie“ wurden abgefragt. Hierzu liegen keine Vergleichswerte zum Stichtag 01. April 2010 vor.

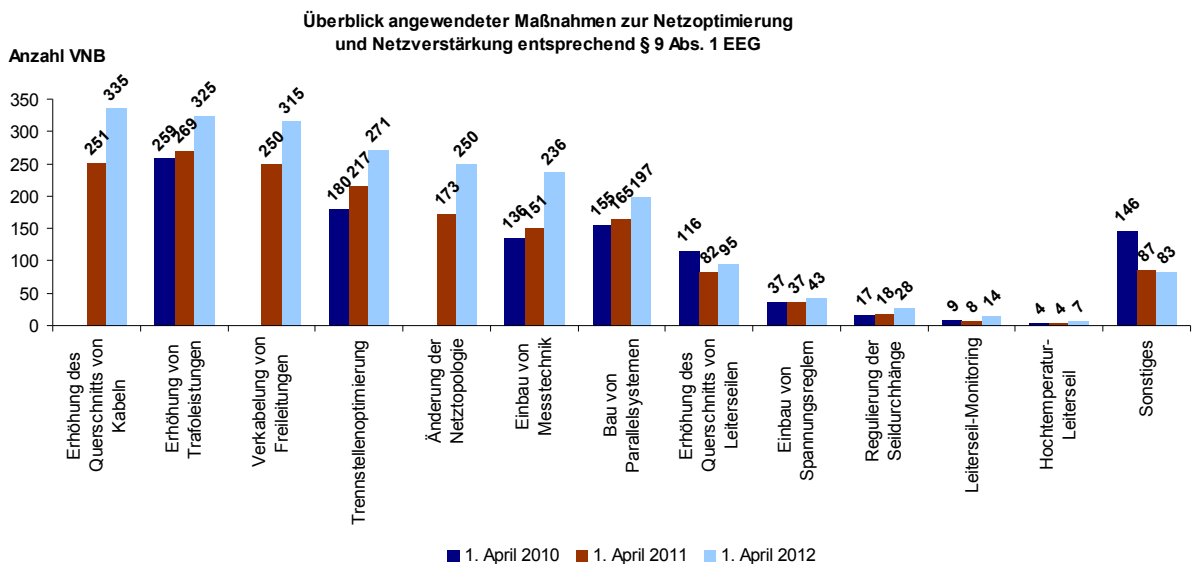


Abbildung 19: Überblick angewandeter Maßnahmen zur Netzoptimierung und Netzverstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG⁶

Im Vergleich zu den Vorjahren ist bei allen Maßnahmen ein Zuwachs zu verzeichnen. Den größten Anstieg haben dabei die Maßnahmen „Einbau von Messtechnik“, „Erhöhung des Querschnitts von Kabeln“ und „Änderung der Netztopologie“.

⁶ Die Werte zum 01. April 2011 wurden gegenüber dem Monitoringbericht 2011 angepasst.

Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2010 und 2011

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

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den Übertragungsnetzbetreibern nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Bei den marktbezogenen Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen des Engpassmanagements relevant. Zu unterscheiden sind Redispatch und Countertrading: Redispatch ist die präventive oder kurative Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen und Speichern durch die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen oder Maßnahmen zur Spannungshaltung. 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 bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert. Countertrading ist demgegenüber das präventive oder kurative, vom Übertragungsnetzbetreiber veranlasste gegenläufige und regelzonenübergreifende Handelsgeschäft mit dem Ziel, kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

Kalenderjahr 2010

Im Kalenderjahr 2010 sind insbesondere die nachfolgend in tabellarischer Form aufgeführten Gebiete durch eine angespannte Netzsituationen aufgefallen, bei denen die Übertragungsnetzbetreiber Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (Redispatch und Countertrade) durchführen mussten, um das Netz (n-1)-sicher zu betreiben:

Betroffenes Netzelement	Anzahl Stunden
Leitung Remptendorf – Redwitz	790,82
Gebiet Vierraden / Krajnik	278,28
Gebiet Flensburg / Hamburg (<i>hauptsächlich betroffen: Umspannwerke Audorf, Emden, Leitung Audorf-Hamburg</i>)	196,43
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	59,33
Gebiet Conneforde / Sottrum (<i>hauptsächlich betroffen: Umspannwerke Conneforde, Maade, Sottrum, Unterweser, Farge</i>)	55,72
Gebiet Kriegenbrunn (<i>hauptsächlich belastet: Umspannwerke Kriegenbrunn, Raitersaich, Irsching</i>)	25,70

Tabelle 9: Ergriffene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2010 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz.

Wie auch in den Jahren zuvor zeichnet sich insbesondere die Situation auf der Leitung Remptendorf (50Hertz) – Redwitz (TenneT) mit einem überdurchschnittlich hohen Bedarf an Redispatch-Maßnahmen aus. An zweiter Stelle folgt das Gebiet um die Grenzkuppelleitung Vierraden / Krajnik (50Hertz), an dritter Stelle die Leitung Audorf – Hamburg (TenneT).

Die übrigen im deutschen Übertragungsnetz notwendigen Redispatch-Maßnahmen umfassen einen Gesamtzeitraum von 181,79 Stunden und damit ein Viertel der Maßnahmen auf dem Netzelement Remptendorf – Redwitz allein.

Kalenderjahr 2011 (Berichtsjahr)

Die Daten des Kalenderjahres 2011 zeigen, dass die Anzahl der angespannten Netzsituationen insgesamt stark angestiegen ist und insgesamt auch mehr Gebiete und damit Netzelemente betroffen waren.

Das für Redispatch-Maßnahmen herangezogene Volumen ist ebenfalls stark angestiegen.

Die Leitung Remptendorf – Redwitz war auch im Kalenderjahr 2011 wieder starken Belastungen ausgesetzt. Weiterhin ist ein deutlicher Anstieg für das Gebiet um und südlich von Kriegenbrunn zu verzeichnen. Die Anzahl der Stunden mit Redispatch-Maßnahmen ist aber nicht nur auf diesen Leitungen deutlich angestiegen, wie die nachfolgende Tabelle verdeutlicht.

Betroffenes Netzelement	Anzahl Stunden	Veränderung im Vergleich zum KJ 2010 in Prozent
Leitung Redwitz – Remptendorf	1.727,20	+ 218,4 %
Gebiet Kriegenbrunn (hauptsächlich belastet: Umspannwerke Kriegenbrunn, Raitersaich, Irsching)	726,58	- 11 %
Gebiet Lehrte / Mehrum / Borken (hauptsächlich betroffen: Leitung Lehrte – Mehrum)	575,53	+ 577 %
Gebiet Conneforde / Sottrum (hauptsächlich betroffen: Umspannwerke Conneforde, Maade, Sottrum, Unterweser, Farge)	400,82	+ 719,5 %
Gebiet Sottrum / Borken (hauptsächlich betroffen: Umspannwerke Bechterdissen, Eickum, Ovenstädt, Twistetal, Sottrum, Landesbergen)	319,11	+ 1.242 %
Gebiet Flensburg / Hamburg (hauptsächlich betroffen: Umspannwerke Audorf, Emden, Leitung Audorf-Hamburg)	281,29	+ 43,5 %
Leitung Helmstedt - Wolmirstedt	271,87	+ 358 %
Gebiet Vierraden / Krajnik	249,54	- 10,5 %

Tabelle 10: Ergriffene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG im Kalenderjahr 2011 auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im deutschen Übertragungsnetz.

Zudem sind noch weitere Redispatch-Maßnahmen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ergriffen worden, welche einen Gesamtzeitraum von immerhin noch knapp 447 Stunden umfassen. Die nachfolgende Karte stellt die Leitungen bzw. Umspannwerke dar, aufgrund derer im Kalenderjahr 2011 Redispatch-Maßnahmen ergriffen werden mussten und ordnet sie anhand der Daten aus der vorstehenden Tabelle in Bezug auf die Häufigkeit der angespannten Netzsituationen ein.

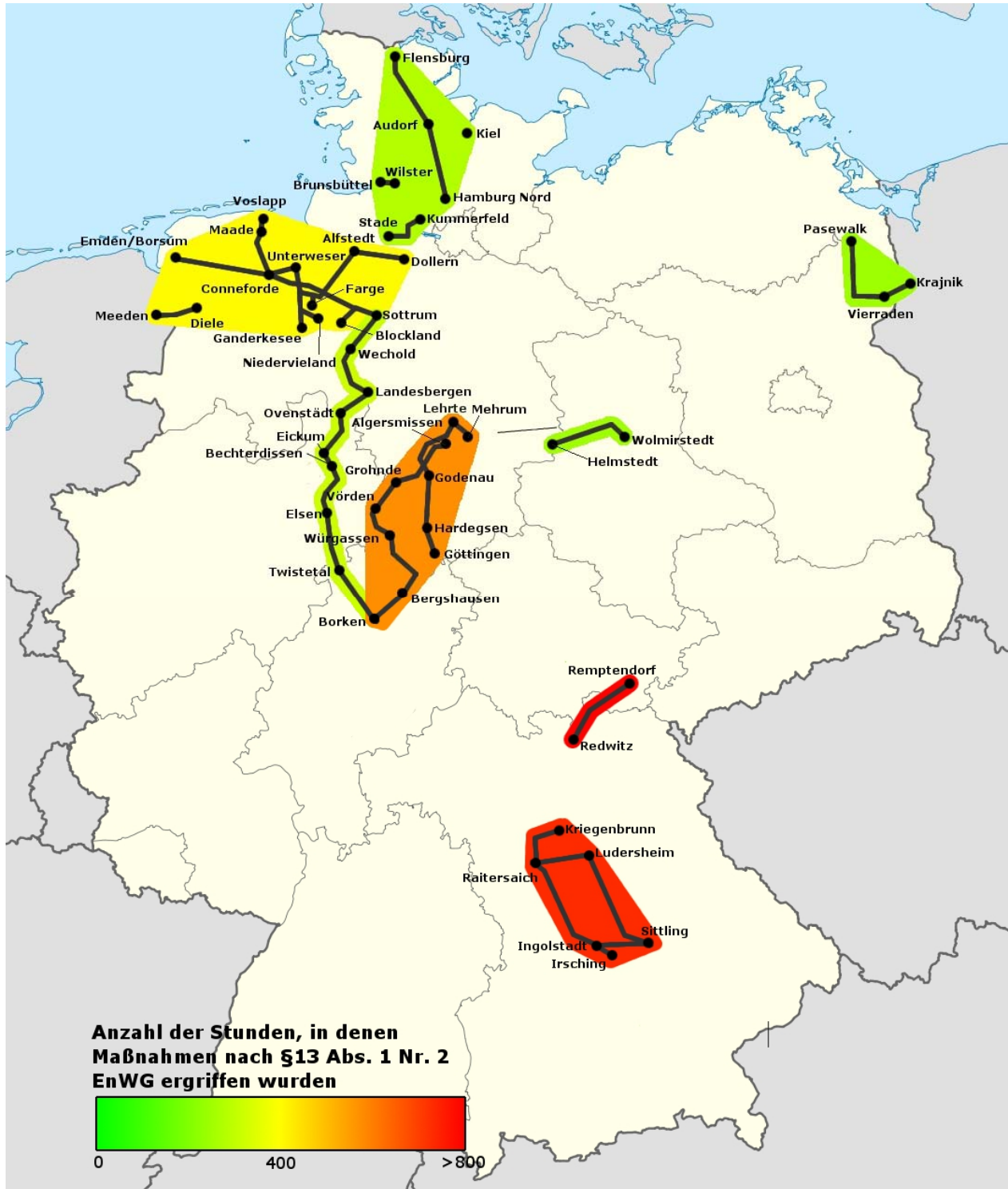


Abbildung 20: Darstellung der Netzelemente, auf denen Redispatch-Maßnahmen in mehr als 250 Stunden im Kalenderjahr 2011 durchgeführt werden mussten.

Die Darstellung verdeutlicht, dass im Kalenderjahr 2011 das Netz der 50Hertz Transmission (wie auch bereits im Jahr 2010) erneut Belastungen ausgesetzt war. Die sehr angespannte Netzsituation der TenneT TSO ist hierbei besonders auffallend. Trotz der erheblichen Verschärfung der angespannten Netzsituationen nach Anzahl und Umfang im Vergleich zum Kalenderjahr 2010 waren die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in der Lage, die Situation mit vorhandenen Instrumenten zu beherrschen. Es wird davon ausgegangen, dass die Situation, insbesondere in den Übertragungsnetzen der TenneT TSO und 50Hertz Transmission, wei-

terhin angespannt bleibt und im kommenden Jahr mit Eingriffen in die Fahrweise von Kraftwerken zu rechnen ist. Umso wichtiger ist die zügige Umsetzung der noch nicht realisierten Netzausbauprojekte des EnLAG, insbesondere die Fertigstellung der Leitungsbauprojekte Lauchstädt-Redwitz (EnLAG-Projekt Nr. 4) sowie Hamburg/Krömmel – Schwerin (EnLAG-Projekt Nr. 9). Mit deren Fertigstellung ist eine deutliche Entspannung der Situation zu erwarten, wodurch deutlich weniger angespannte Netzsituationen entstehen würden, denen die Übertragungsnetzbetreiber mit Eingriffen begegnen müssen.

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

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, Strom einspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt. Soweit Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch Verteilernetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet.

Im Jahr 2011 hat ein ÜNB an 45 Tagen über insgesamt 342 Stunden Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG im eigenen Netz und/oder den nachgelagerten Netzen durchgeführt bzw. durchführen lassen. Dabei wurden Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 1000 MW und insgesamt eine Arbeit von 44.771 MWh reduziert.

Weiterhin haben im Jahr 2011 neun VNB an 73 Tagen über 384 Stunden Anpassungsmaßnahmen nach §§ 14 Abs. 1, 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt. Es wurden Stromeinspeisungen um eine maximale Leistung von 113 MW und insgesamt eine Arbeit von ca. 5.360 MWh reduziert.

Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG

Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) beschreiben die temporäre Reduzierung der Einspeisleistung von erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengasanlagen. Gemäß § 11 EEG sind Netzbetreiber dazu berechtigt, unbeschadet ihrer Pflicht zu entsprechenden Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Erzeugung von Strom aus solchen Anlagen zu regeln. Dies gilt insbesondere, wenn andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen

Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre und gleichzeitig sichergestellt ist, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien, aus Kraft-Wärme-Kopplung und Grubengasanlagen abgenommen wurde.

Die Netzbetreiber, in deren Netz die Ursache für die EMM liegt, dies können sowohl VNB als auch ÜNB sein, sind zur Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und –wärme nach § 12 EEG verpflichtet. Laut Monitoringabfrage 2012 wurde von dieser Regelung in 2011 wie folgt Gebrauch gemacht.

	Ausfallarbeit nach § 11 EEG in kWh bzw. in Prozent		Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG in € bzw. in Prozent	
Gesamt	420.646.809,40	100 %	33.456.759,63	100 %
davon entschädigt durch Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlagen angeschlossen waren	135.735.336,75	32 %	11.661.804,13	35 %
davon entschädigt durch den vorgelagerten Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EMM lag	234.961.472,65	56 %	21.794.955,49	65 %
davon bisher ohne Entschädigung	49.950.000,00	12 %		

Tabelle 11: Einspeisemanagementmaßnahmen (EMM) nach §§ 11 und 12 EEG im Jahr 2011

Im Vergleich zu 2010 hat sich die Menge der Ausfallarbeit mit etwa 421 GWh mehr als verdreifacht (2010: etwa 127 GWh). Der starke Anstieg der Ausfallarbeit steht mit dem ungebremsten Zubau der erneuerbaren Energien und dem nur langsam voranschreitenden Netzausbau im unmittelbaren Zusammenhang. Von EMM waren hauptsächlich Windkraftanlagen (97,4 Prozent) sowie in geringem Umfang Biomasse-, Photovoltaik- und KWK-Anlagen betroffen. Die Anwendung der EMM konzentrierte sich auf Netzgebiete mit einer hohen installierten Windleistung in Norddeutschland. Dabei haben im Wesentlichen die gleichen Netzbetreiber wie im Jahr 2010 EEM durchgeführt. In Bezug auf die Gesamteinspeisung der EEG-Anlagen lag die Ausfallarbeit im Jahr 2011 bei einem Anteil von 0,41 Prozent (2010: 0,16 Prozent). Der Anteil bezogen auf die gesamte Windeinspeisung hatte einen Anteil von 0,89 Prozent (2010: 0,34 Prozent). Bei 56 Prozent der durch EMM entstandenen Ausfallarbeit lag die Ursache und Verpflichtung zur Zahlung der Entschädigungen beim vorgelagerten Netzbetreiber (2010: ca. 40 Prozent). Insgesamt hat sich die Summe der geleisteten Entschädigungszahlungen mit rund 33,5 Mio. Euro, genau wie die Menge der Ausfallarbeit, mehr als verdreifacht (2010: ca. 10 Mio. Euro) zwölf Prozent der Ausfallarbeit blieben bis zum Ende der Datenerhebung unentschädigt. Grund hierfür waren u. a. (noch) nicht gestellte Forderungen des betroffenen Anlagenbetreibers oder Verzögerungen der Auszahlungen aufgrund von Rechtsstreitigkeiten.

Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen

Angesichts des ansteigenden Stromtransportaufkommens aus regenerativen Energiequellen im Norden zu Abnehmern im Süden Deutschlands hat die Bundesnetzagentur untersucht, ob die Nutzung von Bahnstromfernleitungstrassen für Energieleitungen der öffentlichen Stromversorgung einen hilfreichen Beitrag im Rahmen der aktuellen Netzausbauplanung leisten kann. Das Gutachten wurde unter der Leitung der Bundesnetzagentur und in Begleitung durch das BMWi und BMVBS, das Eisenbahnbundesamt, die Deutsche Bahn AG und Vertreter der vier Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Das Gutachten mit dem Titel "Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen" ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht: <http://www.bundesnetzagentur.de/GutachtenBahnstromtrassen> Das Gutachten kommt unter anderem zu dem Ergebnis, dass die Nutzung der Trassen der Bahnstromfernleitung nicht ausgeschlossen ist, allerdings ergibt sich kein als erheblich anzusehender Vorteil hinsichtlich der Planungen und Genehmigungen für die gemeinsame Nutzung von Trassenräumen. Im Einzelfall sind Parallelführungen neuer Übertragungsnetze mit Bahnstromfernleitungen als realistisch einzuschätzen.

Netzentgelte

Erlösobergrenzenentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung

Netze; Netzentgelte (Elektrizität)

Zum 01. Januar 2009 hat die Bundesnetzagentur erstmalig im Rahmen der Anreizregulierung Erlösobergrenzen⁷ festgelegt, die bestimmen, wie viel ein Netzbetreiber in einem Kalenderjahr Erlösen darf. In den folgenden Jahren haben die Netzbetreiber die Erlösobergrenze selbst angepasst. Zum 01. Januar 2012 konnten die Netzbetreiber bereits das dritte Mal seit der Einführung des Anreizregulierungssystems die Erlösobergrenzen und die Netzentgelte gemäß Anreizregulierungsverordnung bzw. Stromnetzentgeltverordnung selbstständig unter Berücksichtigung des geänderten Verbraucherpreisgesamtindex und der Veränderungen bei den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen anpassen.

Zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zählen bei den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere die Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen. Bei den Verteilernetzbetreibern gehören die Kosten für das vorgelagerte Netz sowie für die vermiedenen Netzentgelte hierhin, für Verteilernetzbetreiber im Regelfahrer darüber hinaus bspw. auch Kosten

⁷ Mit den Erlösobergrenzen wird regulatorisch festgelegt, welche Einnahmen ein Netzbetreiber im Jahr aus Netzentgelten einnehmen darf. Der Netzbetreiber legt auf der Basis dieser Erlaubnis seine Netzentgelte fest und strebt dabei an, die gestattete Summe möglichst genau zu erreichen. Abweichungen zwischen der Erlösobergrenze und den tatsächlichen Einnahmen werden in den Folgejahren über das Regulierungskonto ausgeglichen.

für die im gesetzlichen Rahmen ausgeübte Betriebs- und Personalratstätigkeit und Betriebssteuern. Zudem hat der sich aus den individuell ermittelten Ineffizienzen der Netzbetreiber ergebene Abbaubetrag einen Einfluss auf die Erlösobergrenze. Die von den Netzbetreibern vorgenommenen Anpassungen werden von der Bundesnetzagentur durch Abgleich mit den zulässigen Erlösen geprüft, sodass eventuell nicht berechtigte Anpassungen dem Netznutzer über das Regulierungskonto zukünftig verzinst wieder gutgeschrieben werden. Im Rahmen des Regulierungskontos wurde zudem bei 24 Netzbetreibern aufgrund der Differenzen zwischen den zulässigen und erzielbaren Erlösen des Jahres 2010 bei Überschreitung eines Schwellenwertes von fünf Prozent in Bezug auf die zulässigen Erlöse eine Anpassung der Netzentgelte erforderlich. Eine Angleichung der Netzentgelte bei Unterschreiten des Schwellenwertes von fünf Prozent war 15 Netzbetreibern möglich.

Die Verteilernetzbetreiber konnten im Jahr 2011 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 Erlösobergrenzen zur Folge. Außerdem gelten 54 bereits in 2011 genehmigte Erweiterungsfaktoren weiter in 2012.

Wesentliche Treiber für den Anstieg der Erlösobergrenzen sind die Mehrkosten aus Investitionsbudgets der Übertragungsnetzbetreiber einschließlich des Wechsels auf einen t-0-Zeitversatz, die Folgen des BGH-Urteils (Beschluss EnVR 48/10 vom 28. Juni 2011) zum sektoralen Produktivitätsfaktor und der Wegfall von Annuitäten aus der Mehrerlösabschöpfung. Weiterhin haben die Veränderungen bei den Erweiterungsfaktoren ihren Anteil an den steigenden Erlösobergrenzen. Eine dämpfende Wirkung auf die Erlösobergrenze hat neben dem Abbaubetrag lediglich die Veränderung von Verbraucherpreisindex (VPI) und sektoralem Produktivitätsfaktor (Pf).

Die genannten Anpassungen haben bei den Übertragungsnetzbetreibern zu einer Erhöhung der Erlösobergrenzen von 2011 auf 2012 von rund 16,71 Prozent geführt. Insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien erfordert hohe Investitionen in die Infrastruktur der Übertragungsnetze.

Bei den Verteilernetzbetreibern ist eine Steigerung von 2011 auf 2012 um 8,87 Prozent zu verzeichnen. Auf Grundlage dieser Erlösobergrenzen werden die Entgelte der einzelnen Netzgebiete kalkuliert. Insgesamt kam es bei Haushaltskunden, Industriekunden und Gewerbetunden zu einem Anstieg der Netzentgelte.

Der Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur auf Ebene der Übertragungs- und Verteilernetze wird in den kommenden Jahren erheblich zunehmen. Der mit den EnLAG-Projekten bereits

vorgezeichnete Ausbaubedarf auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber wurde mit dem in 2012 vorgelegten Netzentwicklungsplan weiter konkretisiert. Auf Ebene der Verteilernetze besteht daneben ein partieller Umbau- und Erweiterungsbedarf, dessen Kostenwirksamkeit noch näher zu bestimmen ist. Die Kosten des Netzentwicklungsbedarfs werden dabei vorrangig über den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV und das Investitionsbudget nach § 23 ARegV berücksichtigt.

Eine weitere Erhöhung der Entgelte ergibt sich langfristig durch die zunehmende Implementierung und weitere Entwicklung von zusätzlichen Vergütungssystemen, z.B. von Vergütungen für abschaltbare Lasten, ansteigende Kosten aus der Zahlung vermiedener Netzentgelte, den „roll-out“ von Smart-Metern sowie die Ausstattung von Solarmodulen mit neuen Wechselrichtern zur Vermeidung der sog. „50,2 Hertz-Problematik“. Daneben resultieren auch ansteigende Kosten aus dem mit der Energiewende verbundenen, notwendigen Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur, vor allem aus dem Bau von Offshoreanbindungsleitungen.

Die Veränderungen bei den Netzentgelten und folglich beim Strompreis können sich in den einzelnen Netzen deutlich unterscheiden.

Entwicklung der Netzentgelte

Entwicklung der Netzentgelte

Durch die Einführung der Entgeltregulierung im Jahr 2005 konnten die Entgelte für die Netznutzung im Elektrizitätsbereich bis 2009 durchgängig gesenkt werden. Seitdem ist ein leichter Anstieg des Entgeltniveaus zu verzeichnen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Begrenzung der spezifischen Entgelte auch in diesem Zeitraum bereits im Wesentlichen durch „Sondereffekte“ wie die Mehrerlösabschöpfung in 2010 sichergestellt wurde. Ohne diese Effekte wären bereits in den vergangenen Jahren steigende spezifische Netzentgelte zu verzeichnen gewesen.

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Nettonetzentgelte einschließlich der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb nach Kundenkategorie in ct/kWh vom 01. April 2006 bis zum 01. April 2012.⁸

⁸ Die Darstellungen der Netzentgelte basieren auf den folgenden Abnahmefällen:

- Haushaltskunden: Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/Jahr, Versorgung in Niederspannung (0,4 kV)
- Gewerbekunden: 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.)
- Industriekunden: Jahresverbrauch von 24 GWh/Jahr, Jahreshöchstlast von 4.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden, Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV)

Entwicklung der Netzentgelte 2006 bis 2012 (mengengewichtete Mittelwerte)

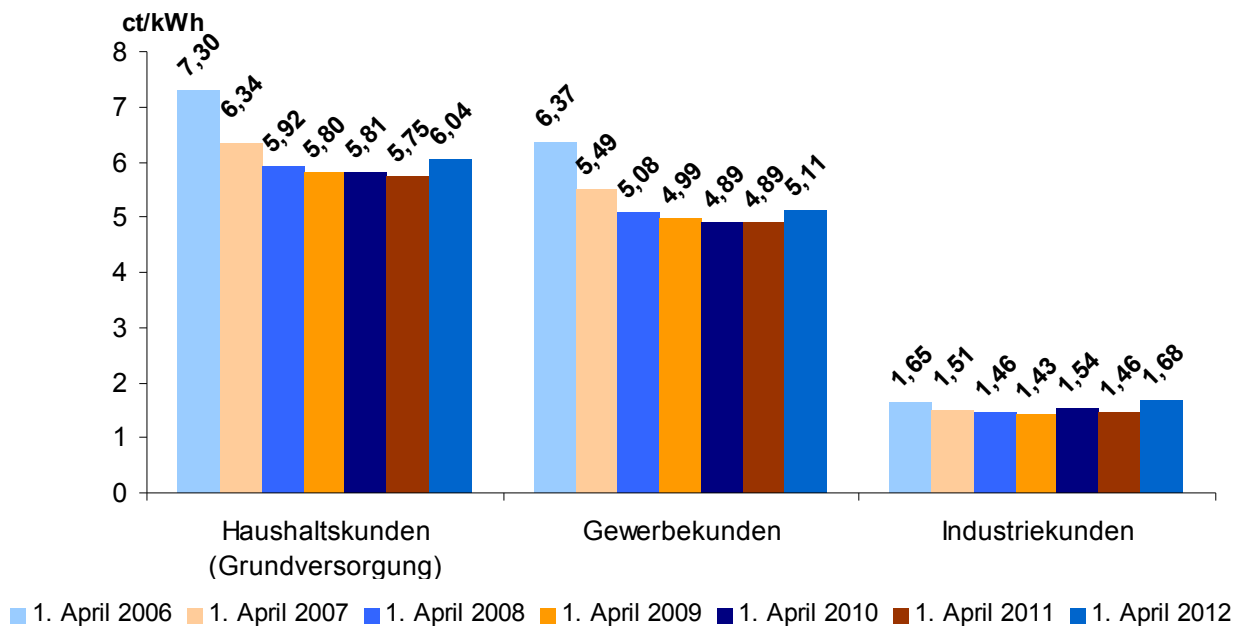


Abbildung 21: Entwicklung der durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte⁹

Die durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgelte sind seit 2006 bis zum 01. April 2011 bei Haushaltskunden (Niederspannung) und Gewerbekunden (Niederspannung, leistungsgemessen) zunächst gesunken. Für Industriekunden (Mittelspannung) sind die Netzentgelte über den gesamten Betrachtungszeitraum jedoch angestiegen. Im Betrachtungszeitraum 01. April 2011 bis 01. April 2012 ist ein deutlicher Anstieg der Netzentgelte für alle Kundengruppen sichtbar.

Die Regulierung der Netznutzungsentgelte im Strombereich wurde in 2005 mit dem Fokus eingeführt, bestehende Monopolrenditen und Ineffizienzen im Netzbetrieb abzubauen. Nach anfänglich sehr erheblichen Reduktionen in den Netzkosten und den resultierenden Entgelten hatten sich die Netzentgelte in den vergangenen Jahren stabilisiert. Für die Zukunft zeichnen sich nicht unerhebliche Steigerungen ab.

Der Anstieg der Netzentgelte von 2011 auf 2012 ist auf eine Vielzahl von Faktoren zurückzuführen. Während sich in den vergangenen Jahren Einmaleffekte dämpfend auf die Netzentgelte ausgewirkt hatten, führen diese – bspw. der Wegfall der Effekte aus der Mehrerlösabschöpfung – neben neuen, auf Dauer angelegten Effekten, die u.a. auch auf die Energiewende zurückzuführen sind, im Jahre 2012 zu einer Steigerung der Netzentgelte.

⁹ Die §19 StromNEV-Umlage bleibt bei dieser Darstellung unberücksichtigt, führt aber bei Haushalts- und Gewerbekunden zu einem weiteren Anstieg um 0,151 ct/kWh sowie bei Industriekunden um 0,05 ct/kWh.

Grundsätzlich ist für die Entwicklung der spezifischen Netzentgelte neben der Erhöhung der gesamthaften Erlösobergrenze auch die Veränderung der für die Entgeltbildung zugrunde gelegten Strommengen ein wesentlicher Faktor. Ohne einen Anstieg der für die Entgeltbildung herangezogenen Strommengen hätte sich zwischen 2011 und 2012 eine noch stärkere Steigerung der spezifischen Netzentgelte ergeben. Der Steigerungseffekt aus einer höheren Erlösobergrenze wurde durch eine höhere Bezugsmenge gebremst.

Im Übrigen ist bei dem Anstieg der Netzentgelte zu berücksichtigen, dass diese Steigerung bereits durch die schrittweise Einschränkung des Poolings gedämpft ist. Nach Berechnungen der BNetzA hätte ein Beibehalten des Poolings im bisherigen Umfang hätte einen noch deutlicheren Anstieg bedeutet. Netzbetreiber wie auch Industriekunden, die bislang von einer zeitgleichen Leistungszusammenfassung profitierten, werden dagegen nunmehr sachgerechter belastet.

Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2012 (mengengewichtete Mittelwerte)

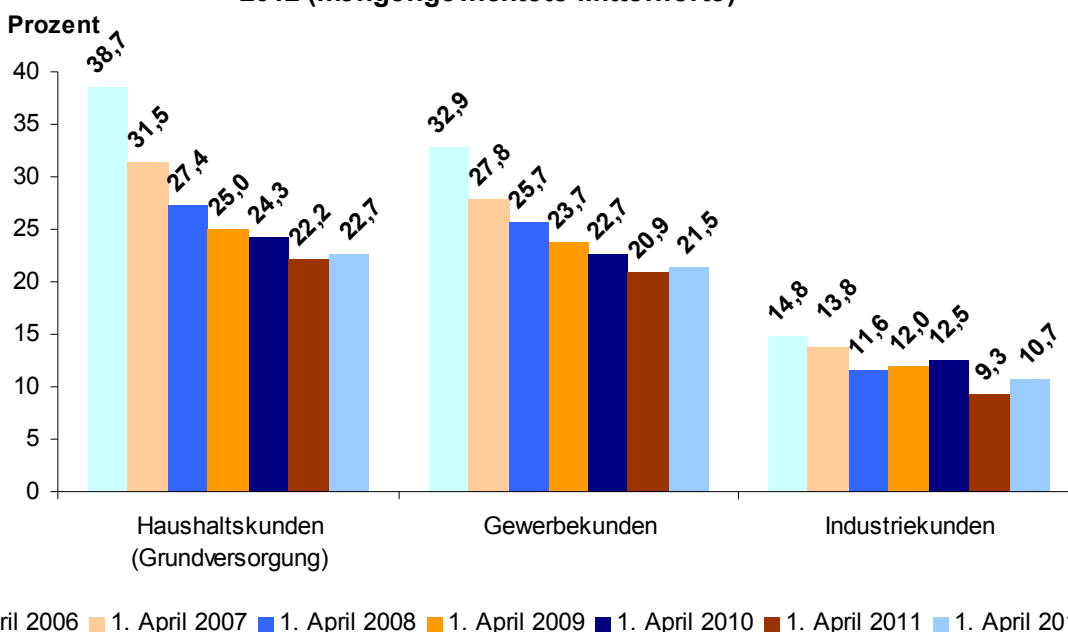


Abbildung 22: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis

Im gesamten Berichtszeitraum von 2006 (vor Erteilung der ersten Netzentgeltgenehmigung) bis zum 01. April 2012 ist der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis bei Industriekunden, Gewerbekunden und Haushaltskunden insgesamt gesunken. Der Anteil der Netzentgelte am Gesamtelektrizitätspreis ist in 2012 gegenüber 2011 nicht unerheblich angestiegen.

Fazit

Insgesamt zeigt sich, dass durch den Wegfall einzelner nicht regulierungssystematischer Sondereffekte sowie die beginnende und fortlaufende Umsetzung des Ausbaus der Übertragungsnetze auch in Folge der Energiewende schon bei der Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2012 erhebliche Kosten- und damit Entgeltzuwächse ausgelöst wurden. Die durch die Anreizregulierung realisierbaren Effizienz- und Kostenreduktionspotenziale haben dagegen nicht mehr als eine geringfügig bremsende Wirkung.

Ziel der Bundesnetzagentur ist eine einheitliche und transparente Netzentgeltregulierung, die eine zielorientierte und gleichzeitig kosteneffiziente Weiterentwicklung des Energiesystems gewährleistet. Dies kann steigende Entgelte bedingen und damit auch entsprechend auf den Strompreis wirken. Diese Erhöhung gilt es jedoch auf das notwendige Maß zu beschränken.

Kostenprüfung Elektrizität

Die Bundesnetzagentur ermittelt im Elektrizitätsbereich im Jahr 2012 das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode (2014 - 2018) durch eine Kostenprüfung auf der Grundlage der Daten der Unternehmen des Geschäftsjahres 2011. Hierzu hat die zuständige Beschlusskammer am 14. Mai 2012 die Vorgaben zur Durchführung der Datenerhebung festgelegt, wonach die zur Kostenprüfung notwendigen Daten bis zum 30. Juni 2012 von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur übermittelt werden mussten.

Die Bundesnetzagentur führt die Kostenprüfung in originärer Zuständigkeit für 98 Netzbetreiber mit 174 betriebenen Netzen durch. Zudem prüft die Bundesnetzagentur gemäß Verwaltungsabkommen die Kosten für 171 weitere Netzbetreiber in Wahrnehmung der Aufgaben für die Länder Berlin, Brandenburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Thüringen.

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, an deren Verteilernetz weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, konnten bis zum 30. Juni 2012 einen Antrag auf „Teilnahme am vereinfachten Verfahren“ stellen. Insgesamt haben zahlreiche Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht, sodass nun insgesamt 155 Netzbetreiber am vereinfachten Verfahren der zweiten Regulierungsperiode teilnehmen. Die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren müssen die für die Kostenprüfung notwendigen wesentlichen Unterlagen bis zum 30. September 2012 an die Bundesnetzagentur übertragen.

Pan-European TSO Efficiency Benchmarking

In Vorbereitung der Erlösbergrenzenbestimmung für die 2. Regulierungsperiode ist ein europäischer Effizienzvergleich der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 22 ARegV durchzuführen. Ziel des europäischen Effizienzvergleichs ist die Ermittlung von Effizienzwerten für die deutschen sowie europäischen Übertragungsnetzbetreiber. In Anbetracht der Tatsache, dass die meisten nationalen Regulierungsbehörden nur einen oder sehr wenige Übertragungsnetzbetreiber regulieren, ist die Bewertung der Effizienz von Übertragungsnetzbetreibern auf der Basis eines europäischen Vergleichs vorzunehmen. Der europäische Effizienzvergleich soll die strukturelle Vergleichbarkeit gewährleisten und demnach bewährten, fundierten und wissenschaftlichen Methoden erfolgen. Es soll die Effizienzvergleichsmethode DEA (Data Envelopment Analysis) angewendet werden. Bei der Effizienzvergleichsmethode sollen insbesondere nationale Besonderheiten (wie bsp. Lohnniveau) berücksichtigt werden. Die Bundesnetzagentur hat den europäischen Effizienzvergleich im Rahmen eines Gutachtens im Jahr 2012 ausgeschrieben. Der Zeitrahmen für dieses Projekt wird sich voraussichtlich von August 2012 bis Juni 2013 erstrecken. Die Vorbereitung und Durchführung des Gutachtens erfolgt innerhalb der CEER Task Force Efficiency Benchmarking unter dem Vorsitz der Bundesnetzagentur.

Behandlung der Verlustenergiekosten in der 2. Regulierungsperiode

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, das Vorgehen für die Behandlung der Verlustenergiekosten in der 2. Regulierungsperiode zu bestimmen. Für die 2. Regulierungsperiode sollen die Verlustenergiekosten grundsätzlich im Rahmen der volatilen Kosten nach § 11 Abs. 5 ARegV festgelegt werden. Dabei werden die wesentlichen Elemente der freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) „Verlustenergie“ aus dem Jahr 2010 beibehalten.

Geschlossene Verteilernetze

Nach § 110 des EnWG sind Verteilernetze unter bestimmten Voraussetzungen auf Antrag als geschlossene Verteilernetze einzustufen. Auf geschlossene Verteilernetze finden bestimmte Regelungen des EnWG keine Anwendung. Das gilt insbesondere für die Anreizregulierung und die Entgeltgenehmigung. Die Regulierungsbehörden der Bundesländer und die Bundesnetzagentur haben am 23. Februar 2012 ein gemeinsames Positionspapier zu geschlossenen Verteilernetzen verabschiedet, das sich mit den Voraussetzungen und Rechtsfolgen des § 110 EnWG befasst, wobei auch die Abgrenzung zur Kundenanlage und Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung thematisiert wird. Des Weiteren wurde in diesem Zusammenhang ein elektronisches Verfahren für Anträge auf Einstufung als geschlossenes Verteilernetz entwickelt und implementiert.

Start der Qualitätsregulierung Elektrizität zum 01. Januar 2012

Netzbetreiber sind im Rahmen der Anreizregulierung angehalten ihre Erlöse abzusenken. Dabei besteht jedoch das Risiko, dass Kosten eingespart werden, indem erforderliche Investitionen in die Netze unterlassen werden. Eine mögliche Folge ist eine Verschlechterung der Versorgungsqualität. Aus diesem Grund sieht die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Einführung einer Qualitätsregulierung vor. Die Netzbetreiber, deren Netz sich in den vergangenen Jahren im Vergleich zum Durchschnitt der Netzbetreiber durch eine gute Qualität ausgezeichnet hat, erhalten demnach einen Zuschlag auf die Erlösobergrenze, Netzbetreiber mit einer vergleichsweise schlechten Qualität müssen dagegen Abschläge in Kauf nehmen (Bonus-/Malussystem).

Die Qualitätsregulierung Elektrizität muss laut § 19 Abs. 1 ARegV spätestens zur zweiten Regulierungsperiode starten. Bei Vorliegen einer hinreichend belastbaren Datenbasis ist jedoch ein Beginn der Qualitätsregulierung bereits zur oder während der ersten Regulierungsperiode angezeigt. Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2010 ein Konzept zur Ausgestaltung des Qualitätselementes Netzzuverlässigkeit Elektrizität entwickelt. Dieses sah die Umsetzung einer Grundvariante der Qualitätsregulierung für den Bereich Netzzuverlässigkeit Elektrizität zum 01. Januar 2012 vor.

In der Grundvariante wird zur Ermittlung des Qualitätselementes die Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) für die Niederspannungsebene bzw. ASIDI (Average System Interruption Duration Index) für die Mittelspannungsebene zur Abbildung der Netzzuverlässigkeit herangezogen. Hierbei werden lediglich Versorgungsunterbrechungen, die länger als drei Minuten andauern, berücksichtigt. 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 Netzen herangezogen wird. Weicht der individuelle SAIDI-/ASIDI-Wert eines Netzbetreibers von dem errechneten Referenzwert ab, so erhält dieser einen 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.

Im Qualitätsregulierungssystem sind bundesweite Daten zu berücksichtigen. Es findet in der Grundvariante nur Anwendung für Netze der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene, die am Effizienzvergleichsverfahren gemäß § 12 ARegV teilnehmen. Netze der Hoch- und

Höchstspannung sind in der Grundvariante vom Q-Element ausgenommen, weil sich diesbezüglich mit den oben genannten Kennzahlen keine belastbare Qualitätsregulierung durchführen lässt.

Die Qualitätsregulierung fand in der ersten Regulierungsperiode bei 202 Elektrizitätsverteilernetzbetreibern mit insgesamt 214 Netzen Anwendung. Für 143 Netzbetreiber ergab sich hieraus für die Jahre 2012 und 2013 ein Bonus, während 59 Netzbetreiber einen Malus erhielten. Eine Grundprämisse bei der Berechnung des Qualitätselements war die Erlösneutralität zwischen der Summe der Bonuszu- und Malusabschläge aller Netzbetreiber. Die Abweichung von der Erlösneutralität lag im Ergebnis bei 220.000 Euro, was insbesondere in der Kappung der Bonuszu- bzw. Malusabschläge begründet war. Die Schwankungsbreite zwischen Bonuszu- bzw. Malusabschlägen für die einzelnen Netzbetreiber liegt bei ca. -4.000.000 Euro bis ca. 4.000.000 Euro.

Höhe Bonuszuschläge/Malusabschläge in €

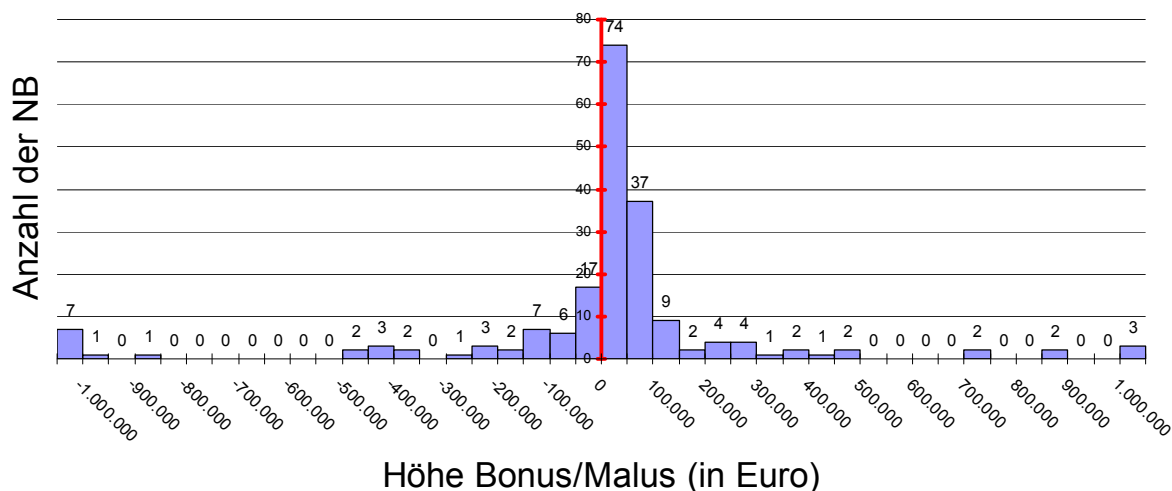


Abbildung 23: Bonuszu- bzw. Malusabschläge für die einzelnen Netzbetreiber

Für die zweite Regulierungsperiode sind die Qualitätselemente hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Elektrizität erneut zu bestimmen.

Gemäß §§ 19 und 20 ARegV können auch Zu- oder Abschläge auf die Erlösbergrenze vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit von Kennzahlvorgaben abweichen. Die Bundesnetzagentur untersucht aus diesem Grund, wie ein Qualitätselement bezüglich der Netzleistungsfähigkeit Elektrizität bzw. Gas ausgestaltet werden kann. Da es sich hierbei jedoch um eine relativ neue Begrifflichkeit der Qualitätsregulierung

handelt, zu der auch im internationalen Kontext noch keine Erfahrungen vorliegen, gilt es, diese Größe vor der eigentlichen Anwendung eingehend zu untersuchen.

Vorbereitung der Effizienzvergleiche VNB Elektrizität für die 2. Regulierungsperiode

Die zweite Regulierungsperiode für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber beginnt am 01. Januar 2014. Die Bundesnetzagentur hat für diese Netzbetreiber ebenfalls einen bundesweiten Effizienzvergleich durchzuführen (§ 12 Abs. 1 ARegV).

Die Strukturdaten für den Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Elektrizität für die zweite Regulierungsperiode sind von den Stromverteilernetzbetreibern bis zum 01. September 2012 an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Im Jahr 2013 sind die Effizienzwerte für die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zu berechnen.

Grenzüberschreitender Handel, Grenzkuppelstellen 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 ergänzt.¹⁰

Wie die Daten zeigen, war Deutschland auch im Jahr 2011 Drehscheibe für den Stromaus-tausch im zentral-europäischen Verbundsystem. Insbesondere an den französischen und dänischen Grenzen sowie auf dem Baltic Cable (Deutschland-Schweden) kam es zu Veränderungen. An der deutsch-französischen Grenze ist ein Rückgang der mittleren verfügbaren Exportkapazität um 9,2 Prozent und der Importkapazität um 13,5 Prozent zu beobachten. An der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark hat sich die mittlere verfügbare Exportkapazität um 7,8 Prozent verringert. Die Importkapazität an der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark ist um 30,8 Prozent gesunken.

¹⁰ 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/resources/ntc-values/> bzw. http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/Allgemeines_Kapazitätsberechnungsmodell.pdf erhältlich.

Auf dem Baltic Cable (Deutschland-Schweden) hat sich ein Rückgang der Kapazitäten um 35 Prozent in Exportrichtung und um 20,5 Prozent in Importrichtung ergeben. Die mittlere verfügbare Übertragungskapazität über alle deutschen Grenzkuppelstellen hinweg ist von insgesamt 22.970 MW im Jahr 2010 um 7,12 Prozent auf 21.336 MW (Import- und Exportkapazitäten) im Jahr 2011 gesunken.

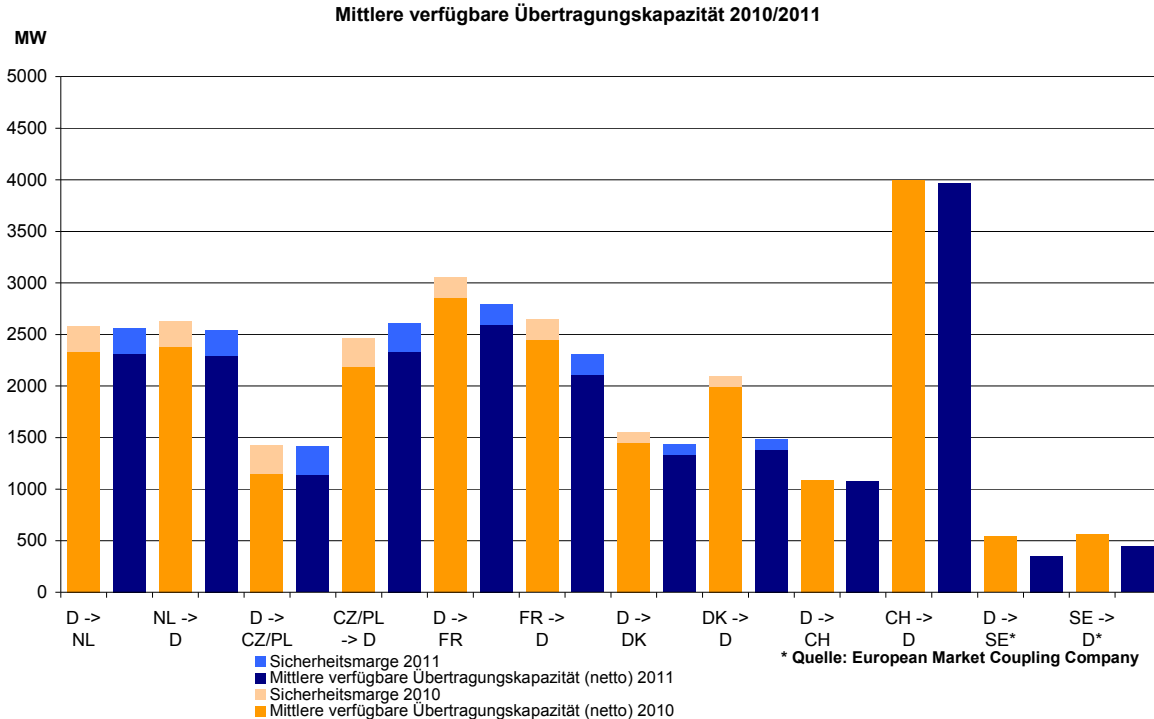


Abbildung 24: Mittlere verfügbare Übertragungskapazität

Die Netzberechnungen der deutschen ÜNB ergaben, dass infolge der seit Frühjahr 2011 abermals angespannteren Netzsituation Anpassungen an der Höhe insbesondere der langfristig zu vergebenen Kapazitäten notwendig waren. Durch eine „Verlagerung“ von Kapazitäten aus dem langfristigen in den kurzfristigen Bereich verfügen die ÜNB über weitere Flexibilität zur Reaktion auf kurzfristig eintretende Änderungen. Bezogen auf die Grenze DE/DK waren, nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber, Baumaßnahmen seitens des dänischen Übertragungsnetzbetreibers im Hinblick auf die Installation eines Querreglers, Baumaßnahmen seitens TenneT an den relevanten Betriebsmitteln und ein erhöhtes Aufkommen an Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Schleswig Holstein weitere Gründe für eine Anpassung der Höhe der Kapazitäten.

Grenzüberschreitende Lastflüsse und realisierte Verbundaustauschfahrpläne

Für die Betrachtung der Nettostrombilanz an den einzelnen Außengrenzen und an der Gesamtheit der deutschen Grenzen sind die realisierten Verbundaustauschfahrpläne entscheidend. Diese folgen den Regeln des Marktes¹¹ und bilden Erzeugungsüberschüsse bzw. Nachfrageknappheiten ab, die sich auch in den Ergebnissen des physischen Elektrizitätstransports

¹¹ Der Elektrizitätshandel sollte vom günstigen ins teurere Land durch die Nutzung der Grenzkuppelstellen erfolgen.

widerspiegeln. Die nachfolgende Abbildung zeigt die im Jahr 2011 an den deutschen Grenzen realisierten Verbundaustauschfahrpläne.

Verbundaustauschfahrpläne (Grenzüberschreitender Handel)

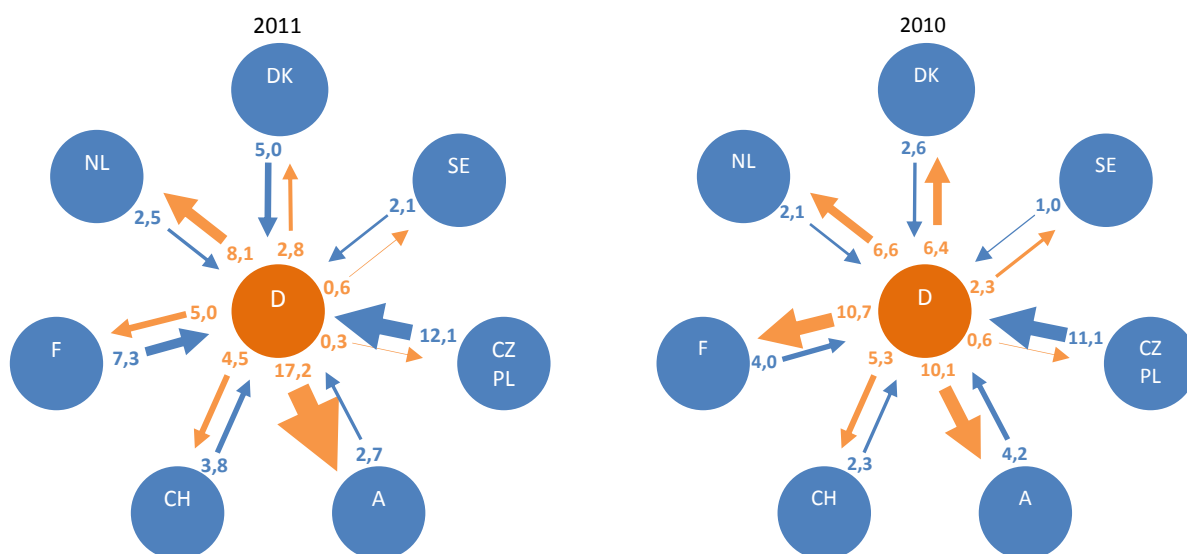


Abbildung 25: Verbundaustauschfahrpläne in TWh (Grenzüberschreitender Stromhandel)

Die grenzüberschreitend gehandelten Volumina sind von 69,3 TWh (2010) auf 74 TWh im Jahr 2011 angestiegen. Davon wurden 38,5 TWh exportiert und 35,5 TWh importiert. Damit ist Deutschland auch im Jahr 2011 mit in Summe ca. 3 TWh Nettoexporteur. Dies stellt einen Rückgang um 11,7 TWh im Vergleich zum Vorjahr 2010 dar¹².

Die grenzüberschreitend gehandelten Volumina sind von 69,3 TWh (2010) auf 74 TWh im Jahr 2011 angestiegen. Davon wurden 38,5 TWh exportiert und 35,5 TWh importiert. Damit ist Deutschland auch im Jahr 2011 mit in Summe ca. 3 TWh Nettoexporteur. Dies stellt einen Rückgang um 11,7 TWh im Vergleich zum Vorjahr 2010 dar¹³.

Auch im Jahr 2011 wurde Elektrizität im Saldo aus Tschechien und Polen in weitgehend unveränderter Größenordnung importiert. Ebenfalls Netto-Importeur war Deutschland an der Grenze zu Frankreich, an der sich die Handelsvolumina in 2011 gegenüber 2010 stark verändert haben. Während die Importe nach Deutschland stark zugenommen haben (+ 82 Prozent), nahmen die Exporte nach Frankreich um 53 Prozent ab. Dem steht eine starke Erhöhung der Exporte in Richtung Österreich (+ 70 Prozent) gegenüber. Auch in Richtung Niederlande wur-

¹² Der Wert bezieht sich auf alle deutschen Außengrenzen ausgenommen der Grenzen zu Schweden und Luxemburg; für diese Grenzen waren keine Daten erhältlich.

¹³ Der Wert bezieht sich auf alle deutschen Außengrenzen ausgenommen der Grenzen zu Schweden und Luxemburg; für diese Grenzen waren keine Daten erhältlich.

den 23 Prozent mehr Elektrizität exportiert. Hauptelektrizitätsabnehmer im Saldo aus deutscher Sicht waren im Jahr 2011 Österreich sowie die Niederlande.

Die Entwicklung der grenzüberschreitenden Handelsvolumina ist dabei vor allem ein Spiegelbild von Veränderungen in den Preisdifferenzen zwischen Deutschland und dem jeweiligen Nachbarland. Die Gründe für diese Preisdifferenzen können vielfältig sein und hängen letztendlich von verschiedensten Faktoren ab, die einen Einfluss auf die Merit-Order und damit den Großhandelspreis der jeweiligen Länder haben. Die Entwicklungen in den Handelsvolumina sind folglich nicht allein im deutschen Markt begründet, sondern bilden ebenso Veränderungen von Angebot und Nachfrage in dem jeweiligen Nachbarland ab.

Ein wichtiger Faktor auf der Nachfrageseite sind dabei Temperatur und Jahreszeit, welche sich direkt auf die Nachfrage auswirken, z.B. in Form von Heiz-/Kühlleistung oder Beleuchtungsbedarf. Auch die gesamtwirtschaftliche Situation kann eine Rolle spielen, da eine schlechte Konjunkturlage oft in einem geringeren Stromverbrauch resultiert.

Auch die Angebotsseite ist teilweise vom Wetter abhängig, da dieses direkt die Einspeisung der Wind- und Photovoltaikanlagen bestimmt. Für die konventionellen Energieträger sind darüber hinaus die Brennstoffkosten wichtig, da diese oft durch die Preise am Weltmarkt bestimmt sind und sich direkt in den Stromgroßhandelspreisen niederschlagen. Der Effekt auf die einzelnen europäischen Länder ist dabei unterschiedlich stark ausgeprägt, da sich die Struktur der jeweiligen Kraftwerksparks deutlich unterscheidet. Für den deutschen Markt kann dabei in diesem Jahr ebenfalls von Bedeutung sein, dass der Merit-Order durch die Abschaltung von Kernkraftwerken ab März 2011 grundlastfähige Kapazität entzogen wurde.

Da sich die genannten Effekte größtenteils zeitlich überschneiden und zum Teil nur sehr ungenau messbar sind, kann der jeweilige Einfluss auf den Stromgroßhandelspreis und damit auf den grenzüberschreitenden Handel nicht im Einzelnen ermittelt werden.

Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten tatsächlichen physikalischen Lastflüsse weichen von den Fahrplänen an den einzelnen Grenzen ab.¹⁴

¹⁴ 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.

Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse 2010/2011

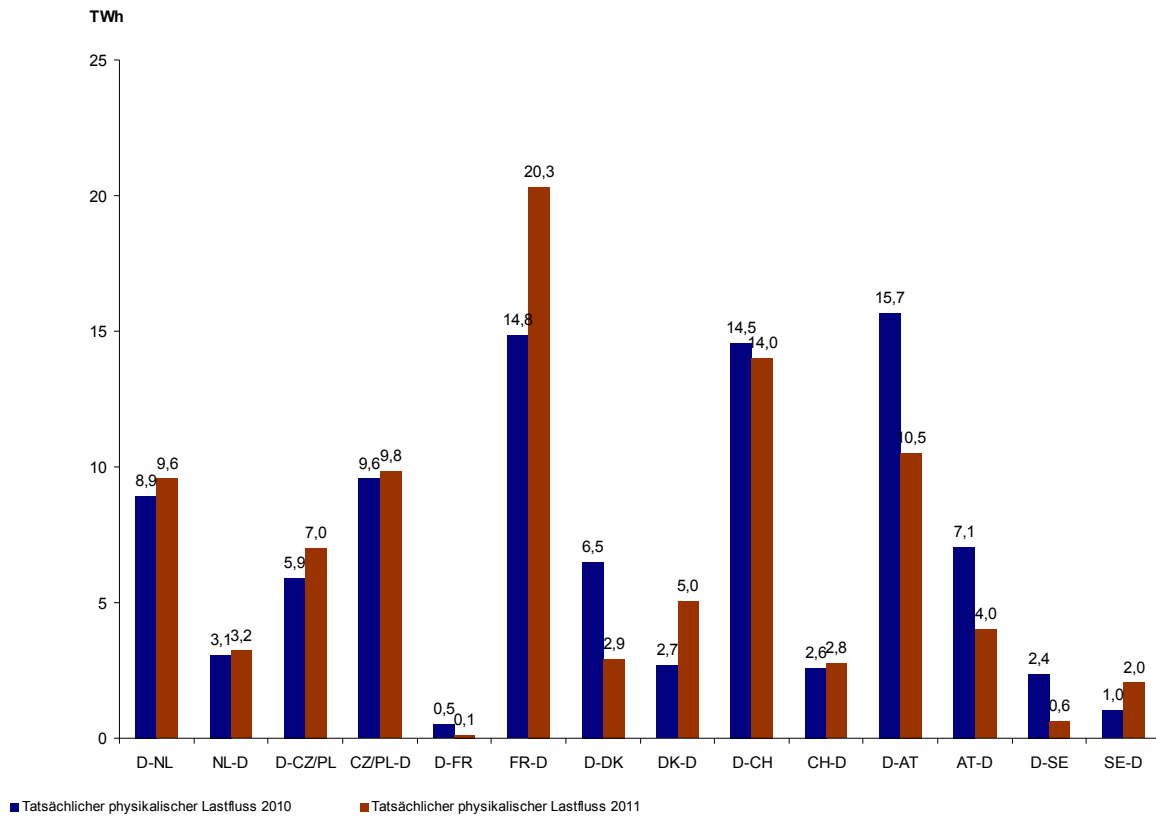


Abbildung 26: Physikalische grenzüberschreitende Lastflüsse
 Quelle: ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity

Einnahmen aus Kompensationszahlungen für grenzüberschreitende Lastflüsse

Nach Artikel 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 findet zwischen den ÜNB ein Ausgleich (sog. Inter-TSO-Compensation - ITC) statt für die Kosten, die ihnen durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse (sog. Transite) über ihre Netze entstehen. Seit dem 23. September 2010 regelt die Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleich zwischen ÜNB und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte den Inter-TSO-Kompensation Mechanismus.

Die vier deutschen ÜNB haben im Jahr 2011 einen Gesamtbetrag von 22,06 Mio. Euro (2010: 12,5 Mio. Euro) als Kompensationszahlungen aus dem ITC-Mechanismus erhalten.

Zukünftig wird die europäische Regulierungsagentur ACER (Agency for Cooperation for European Regulators) eine gewichtige Rolle im Rahmen des ITC-Mechanismus einnehmen. So erstellt sie u.a. innerhalb von zwei Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung (EU) Nr. 838/2010 einen Vorschlag für den jährlichen Ausgleichsbetrag für grenzüberschreitende Infrastrukturen auf der Grundlage einer europaweit durchgeführten Bewertung der für die Förderung

grenzüberschreitender Stromflüsse benötigten Übertragungsinfrastruktur. Diesen legt sie der Europäischen Kommission vor, welche danach einen Ausgleichsbetrag festlegt. Ferner wurden ACER mit dieser Verordnung zahlreiche Überwachungsrechte eingeräumt und ENTSO-E Mitteilungspflichten auferlegt. Derzeit finalisiert ACER einen Bericht zur Umsetzung des ITC Mechanismus (Bericht zur Implementierung des ITC-Mechanismus und Management des ITF-Fonds im Jahr 2011) gemäß Punkt 1.4 des Annex Teil A der Verordnung (EU) Nr. 838/2010.

Ferner hat ACER umfangreiche Datenabfragen zu den erwarteten langfristigen durchschnittlichen zusätzlichen Kosten im Jahr (sog. long-run average incremental costs) sowie der Berechnung der Verluste in den einzelnen ITC-Staaten durchgeführt (d.h. es werden auch Daten aus Nicht-EU-Ländern erfragt, soweit sie ITC-Teilnehmer sind, wie z.B. die Schweiz). Diese Datenabfrage ist Teil der Untersuchungen des von ACER beauftragten Beratungsunternehmens Consentec (Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH). Die Untersuchung bezieht sich auf den Infrastruktur-Fonds des ITC-Mechanismus und dessen Angemessenheit zur Kompensation von Übertragungsnetzbetreibern, deren Netze durch grenzüberschreitende Elektrizitätsflüsse genutzt werden. Ziel ist neben dem Monitoring der Umsetzung auch die Gewinnung von Erkenntnissen bezüglich der in den einzelnen Ländern vorgenommenen Berechnungsverfahren, der einzelnen Inputparameter sowie eine Bewertung des derzeitigen ITC-Mechanismus. Inwieweit eine weitergehende Verbesserung bzw. Erweiterung des ITC-Mechanismus vorzunehmen ist, wird nicht untersucht. Ein öffentlicher Workshop zu den ersten Ergebnissen von Consentec findet im Oktober statt.

Im März 2013 plant ACER die Übergabe ihrer Ergebnisse an die Europäische Kommission.

Europäische Integration

Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Die bereits im November 2010 gestartete Kopplung der day-ahead Strommärkte von Nordwesteuropa (Deutschland, Frankreich, Benelux und Skandinavien) erfüllte im gesamten Jahr 2011 sowohl operativ als auch hinsichtlich der Marktergebnisse die an sie gerichteten Erwartungen. Operativ wird die Marktkopplung in zwei unterschiedlichen Verfahren, die aber eng miteinander koordiniert sind, durchgeführt: Das CWE Market Coupling koppelt die Strommärkte Zentralwesteuropas (CWE: Deutschland, Frankreich, Benelux). Die Kopplung zwischen CWE und Skandinavien wird durch die European Market Coupling Company (EMCC) mit Sitz in Hamburg betrieben. Dieses zweistufige System soll bis Ende des zweiten Quartals 2013 jedoch durch eine einheitliche Kopplung ersetzt werden und zudem noch Großbritannien und das Baltikum mit einbeziehen.

Ziel der Marktkopplung ist die effiziente Nutzung der day-ahead verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den beteiligten Ländern. Im Ergebnis führt die Methode daher zu einer Preisangleichung der nationalen day-ahead Märkte.

Im Jahr 2011 ist in CWE die erhöhte Preiskonvergenz und damit der Erfolg der verbesserten Engpassmanagementmethode klar erkennbar: Vor Einführung des CWE Market Coupling herrschte in 0,3 Prozent der Stunden eines Jahres Preisgleichheit zwischen Deutschland, Frankreich und den Benelux-Staaten. Sofort mit dem Start der Marktkopplung ist dieser Wert stark angestiegen und lag im Jahr 2011 bei über 65 Prozent.¹⁵ In 23 Prozent der Stunden sind die Preise in Deutschland und mindestens einem weiteren Land angeglichen. Vollständige Preisungleichheit in CWE gab es in 2011 nur in 0,4 Prozent der Stunden.

Vor diesem Hintergrund besteht bei weiteren angrenzenden Ländern wie der Schweiz, Spanien und Großbritannien großes Interesse, ebenfalls an der Marktkopplung teilzunehmen. 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. Die Bundesnetzagentur ist bestrebt, die nordwesteuropäische Marktkopplung sukzessive um weitere Regionen bzw. Märkte zu erweitern.

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

Ausgehend von den Regionalen Initiativen werden derzeit zwei Projekte vorangetrieben. Sowohl in Nordwesteuropa (NWE) als auch in Mittelosteuropa (CEE) arbeiten die Netzbetreiber an der auf die regionalen Besonderheiten zugeschnittenen Einführung der lastflussbasierten Berechnungsmethode.

Nach der erfolgreichen Einführung der Marktkopplung in CWE im Herbst 2010 wurde die zügige Implementierung der lastflussbasierten Methode in Angriff genommen. Im April 2011 präsentierten die Projektparteien, Börsen und Übertragungsnetzbetreiber, die erste Machbarkeitsstudie und zeitgleich einen aktualisierten Projektplan. Dieser sah eine Vorbereitungsphase bis November 2011 gefolgt von einer Implementierungsphase vor. Nach dem detaillierten

¹⁵ Preisgleichheit ist in diesen Berechnungen bis zu einer vernachlässigbaren Preisdifferenz von 5 ct/MWh unterstellt.

Projektplan ist mit der Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung in CWE bis Mitte 2013 zu rechnen. Im Juni 2011 wurde das Projekt zum ersten Mal in einem Forum den Verbänden der Marktteilnehmer präsentiert. Die Machbarkeitsstudie wurde im Oktober 2011 in aktualisierter Form präsentiert und stellt dem Projekt unabhängig von der genauen Implementierungsvariante einen positiven Einfluss auf den Markt in Aussicht.

Das ursprüngliche Projekt in CEE sah eine explizite Allokation von Übertragungskapazitäten, basiert auf einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung vor. Trotz der großen Erwartung und sechsjähriger Projektarbeit gab es bedauerlicherweise im Herbst 2011 keine Einigung der ÜNB auf die Einführung der Methode. Nach intensiven Diskussionen über den Jahreswechsel 2011/2012 hinweg wurde in der Region CEE beschlossen, nun das Zielmodell (lastflussbasiertes Market Coupling) unter Auslassung des Zwischenschritts über eine explizite lastflussbasierte Allokation direkt anzugehen und nach der Einführung des lastflussbasierten Market Coupling in CWE/ NWE soll nun möglichst schnell eine gemeinsame Kopplung der Märkte in CEE und NWE erreicht werden, die auf den beiden lastflussbasierten Berechnungsmethoden in CWE und CEE basieren. Alle für diese Zusammenarbeit nötigen Harmonisierungsschritte der beiden Methoden werden zurzeit entwickelt.

Eine besondere Herausforderung besteht darin, das gemeinsame lastflussbasierte Market Coupling Ende 2013 einzuführen, ohne dass für die Projekte in der Region CWE bzw. NWE Verzögerungen entstehen.

Rahmenleitlinie Systembetrieb und zugehörige Netzkodizes

Im Dezember 2011 hat die ACER die Arbeiten zur Erstellung einer Rahmenleitlinie zum Systembetrieb abgeschlossen, die sie ein Jahr zuvor im Auftrag der Europäischen Kommission begonnen hatte. Zuvor war eine öffentliche Konsultation der Rahmenleitlinie von Juli bis September durchgeführt worden und die Anmerkungen der Marktteilnehmer in das Dokument eingepflegt. Die Bundesnetzagentur ist innerhalb von ACER daran beteiligt. Die Rahmenleitlinien sollen die in Artikel 8 (6) (a), (d), (e), und (f) der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 genannten Bereiche konkretisieren. Diese sollen Regeln für Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit einschließlich der Regeln für technische Übertragungsreservekapazitäten zur Sicherstellung der Netzbetriebssicherheit, Regeln für den Datenaustausch und die Abrechnung, Regeln für Interoperabilität und operative Verfahren bei Notfällen vorgeben.

ACER hat die Rahmenleitlinien im Dezember 2011 an die Europäische Kommission übermittelt. Anschließend ist der europäische Netzbetreiberverband (ENTSO-E) aufgefordert, nach Maßgabe dieser Rahmenleitlinien entsprechende Netzkodizes zu erstellen. Zurzeit arbeitet

ENTSO-E an den drei geplanten Netzkodizes (Operational Security, Operational Planning and Scheduling, Load-Frequency Control and Reserves).

Rahmenleitlinie zur Kapazitätsallokation und Engpassmanagement

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

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

Für die langfristige Kapazitätsvergabe ist vorgesehen, finanzielle Übertragungsrechte einzuführen. Zudem soll eine die Gemeinschaft umfassende Plattform für den Sekundärhandel mit langfristig erworbenen Transportrechten aufgesetzt werden. Der vortägliche Kapazitätshandel soll implizit, also zeitgleich mit dem Stromhandelsgeschäft abgewickelt werden. Diese hat im Wege einer Preiskopplung basierend auf einem einheitlichen Algorithmus zu erfolgen. Der untertägliche Handel soll ebenfalls implizit organisiert werden. Ein entsprechender Berechnungsalgorithmus soll nach dem first-come-first-served-Prinzip arbeiten. Die untertägig 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)¹⁶ und den nordischen Staaten¹⁷.

Im Zuge der Erstellung des Netzkodex werden auch Diskussionen zu Steuerungs-, Struktur und Fragen der Rollenverteilung (Governance) für den vortäglichen sowie untertäglichen Handel geführt. Konkret werden Fragen des Verhältnisses zwischen Börsen und Übertragungsnetzbetreibern bei der Durchführung des vortäglichen sowie untertägigen grenzüberschreitenden Stromhandels sowie Fragen der Kostentragung diskutiert. Derzeit wird überlegt, ob die Arbeiten an dieser sogenannten Governance-Leitlinien (deren Verantwortlichkeit bei der Europäischen Kommission liegt) in den Netzkodex eingefügt und mit diesem, in dem im Frühjahr 2013 voraussichtlich startenden Komitologieverfahren zur Verrechtlichung des Netzkodex verabschiedet werden oder ob die Regelungen der Governance-Leitlinien separat verrechtlicht werden. Diesbezüglich hat sich die Kommission noch nicht abschließend geäußert.

Der Themenbereich der langfristigen Kapazitätsallokation soll in einem separaten Netzkodex behandelt werden, da diesbezüglich zunächst noch weitergehende Diskussionen und Studien benötigt werden. Die Übermittlung an ACER ist derzeit für September 2013 vorgesehen.

Transparenz

Die Entwicklung der Markttransparenz war auch im Jahr 2011 zufriedenstellend. Wie schon in den letzten Jahren konnte die Marktabdeckung der Transparenz-Plattform bei der EEX verbessert werden. Sie betrug im Herbst 2012 96,21 Prozent. Weitere Verbesserungen werden angestrebt.

Zur Herstellung vergleichbarer Veröffentlichungspflichten in ganz Europa war im Jahr 2010 von den europäischen Regulierungsbehörden im Rahmen von ERGEG vorgeschlagen worden, verbindliche Leitlinien für den Strombereich zu erlassen. Diesen Vorschlag hat die Europäische Kommission aufgegriffen und 2011 das Verfahren zur Verabschiedung dieser Leitlinien im Komitologieverfahren angestoßen. Im Juni 2012 wurde ein erster Entwurf diskutiert; die Verabschiedung ist für Winter 2012 geplant. Dieser Prozess wird intensiv von der Bundesnetzagentur begleitet. Nach den Leitlinien sollen zentrale Daten zur Erzeugung, Übertragung und Verbrauch von Elektrizität in einer einheitlichen Weise auf einer zentralen Plattform veröffentlicht werden. Die genannten Leitlinien haben auch eine weitere wichtige Bedeutung. Im Rahmen der REMIT (Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes)¹⁸ wird die Veröffentlichung von Insider-Informationen nach diesen Leitlinien auch im Rahmen dieser Verordnung als ausreichend angesehen (Art. 4 der Verordnung).

¹⁶ Benelux, Deutschland und Frankreich.

¹⁷ Dänemark, Schweden und Finnland sowie Norwegen.

¹⁸ Weiterführende Informationen zu REMIT erfolgen im Kapitel Übergreifend – Tätigkeiten der Bundesnetzagentur.

Untertägiger Handel

Grundsätzlich sind Fahrplananmeldungen, in denen die Bilanzkreisverantwortlichen den Übertragungsnetzbetreibern die geplanten Elektrizitätsliefer- und -handelsgeschäfte für den jeweiligen Tag (auf Basis von viertelstündlichen Werten) mitteilen, gemäß § 5 Abs. 1 StromNZV 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.

Für untertägige Fahrplanänderungen sah § 5 Abs. 2 StromNZV bisher vor, dass Fahrpläne innerhalb einer Regelzone sowie regelzonenübergreifende Fahrpläne mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden können. Nach § 5 Abs. 4 StromNZV ist es außerdem möglich, im Fall von ungeplanten Kraftwerksausfällen, Fahrpläne mit einem Vorlauf von 15 Minuten zur Viertelstunde zu ändern. Zum 01. Dezember 2010 haben die deutschen ÜNB die Vorlaufzeit nach Absatz 2 auf 15 Minuten verkürzt und damit angepasst an die Regelungen des Absatz 4. Nunmehr ist einheitlich eine Änderung der untertäglichen Fahrpläne mit einer Vorlaufzeit von 15 Minuten möglich.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Anzahl und des Volumens der untertägigen Fahrplanänderungen im Jahr 2011.

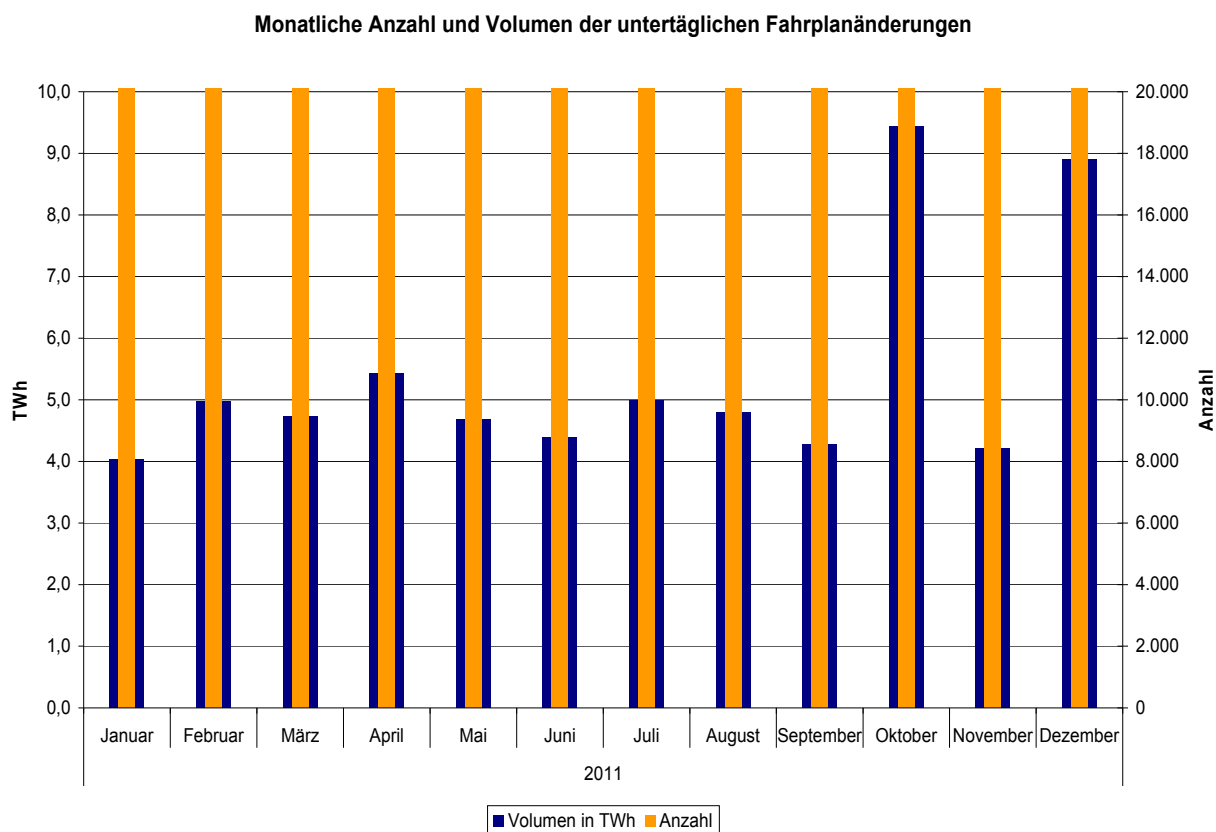


Abbildung 27: Monatliche Anzahl und Volumen der untertäglichen Fahrplanänderungen im Jahr 2011

Die (sowohl anzahl- als auch volumenmäßig) zu verzeichnende Zunahme der untertägigen Fahrplanänderungen lässt sich u. a. durch die zunehmende intermittierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien erklären, die einen untertägigen Ausgleich über den Intraday Handel erforderlich macht. Fahrplanänderungen machten im Berichtsjahr 2011 ein Gesamtvolumen von 64,8 TWh (2010: 41,3 TWh) bei einer Anzahl von 363.281 Fahrplanänderungen (2010: 265.710) aus. Dabei wurden im Durchschnitt 30.000 Fahrplanänderungen pro Monat¹⁹ durchgeführt.

Systemdienstleistungen

Zu den Kernaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber 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.

Saldierte Kosten der Systemdienstleistungen in Mio. Euro

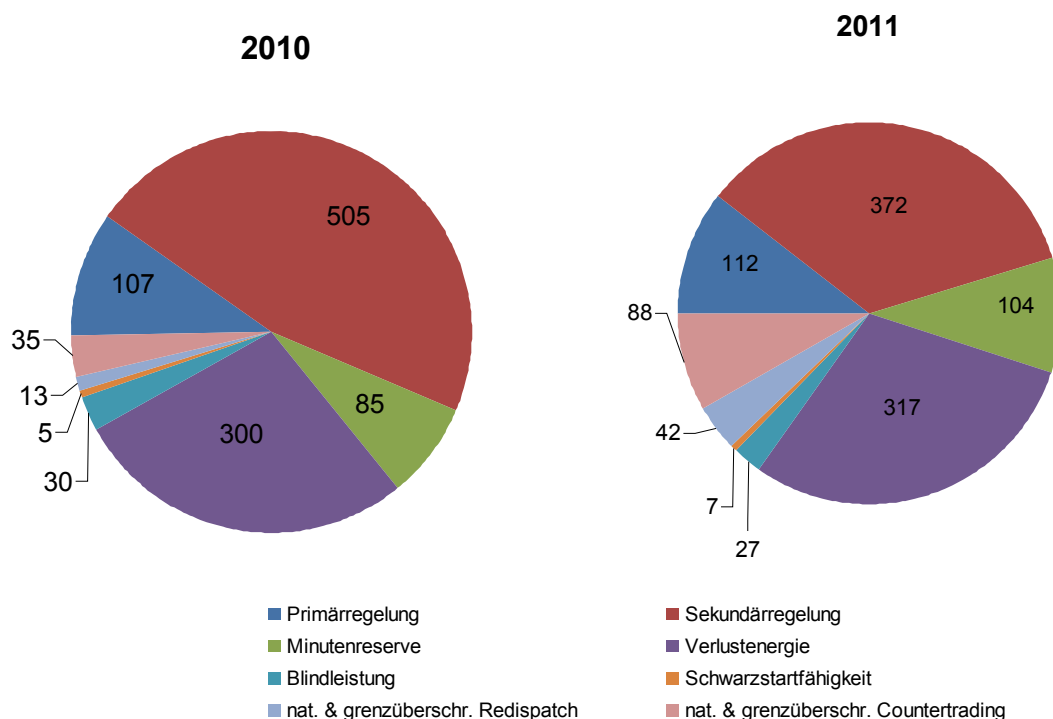


Abbildung 28: Saldierte Kosten (aufwandsgleiche Kosten abzüglich Kosten mindernde Erlöse) der Systemdienstleistungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in 2011 und 2010 in Mio. Euro

Die Gesamtkosten der Systemdienstleistungen sind im Jahr 2011 leicht auf 1.135 Mio. Euro zurückgegangen (2010: 1.176 Mio. Euro). Trotz geringerer Kosten mindernder Erlöse von insgesamt 66 Mio. Euro (2010: 96 Mio. Euro) reduzierten sich die saldierten Kosten für die Systemdienstleistungen leicht auf 1.069 Mio. Euro (2010: 1.080 Mio. Euro). Als Hauptkostenblock

¹⁹ Der höchste Wert lag im Jahr 2011 bei 34.948 Änderungen pro Monat, der niedrigste bei 26.870.

trägt die Regelleistungsvorhaltung mit 588 Mio. Euro zu den Gesamtkosten (2011: 697 Mio. Euro) bei.

Die Kostenstruktur der Systemdienstleistungen hat sich 2011 gegenüber 2010 verändert. Die Gesamtkosten für Regelernergie sanken, insbesondere aufgrund der geringeren Kosten für Sekundärregelung, merklich um 109 Mio. Euro. Demgegenüber stiegen die Kosten für Redispatch (+29 Mio. Euro) und Countertrading (+ 53 Mio. Euro) deutlich an.

Regelernergie

Mit der im Jahr 2010 abgeschlossenen Integration von Amprion besteht der Netzregelverbund (NRV) nun aus den Regelzonen aller vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50 Hertz, 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 Regelernergie ausgeglichen werden muss. Dies verhindert das Gegeneinanderregeln nahezu vollständig und reduziert die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung, was sich im Rückgang der ausgeschriebenen und auch der in Anspruch genommenen Sekundärregel- und Minutenreservearbeit widerspiegelt.

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

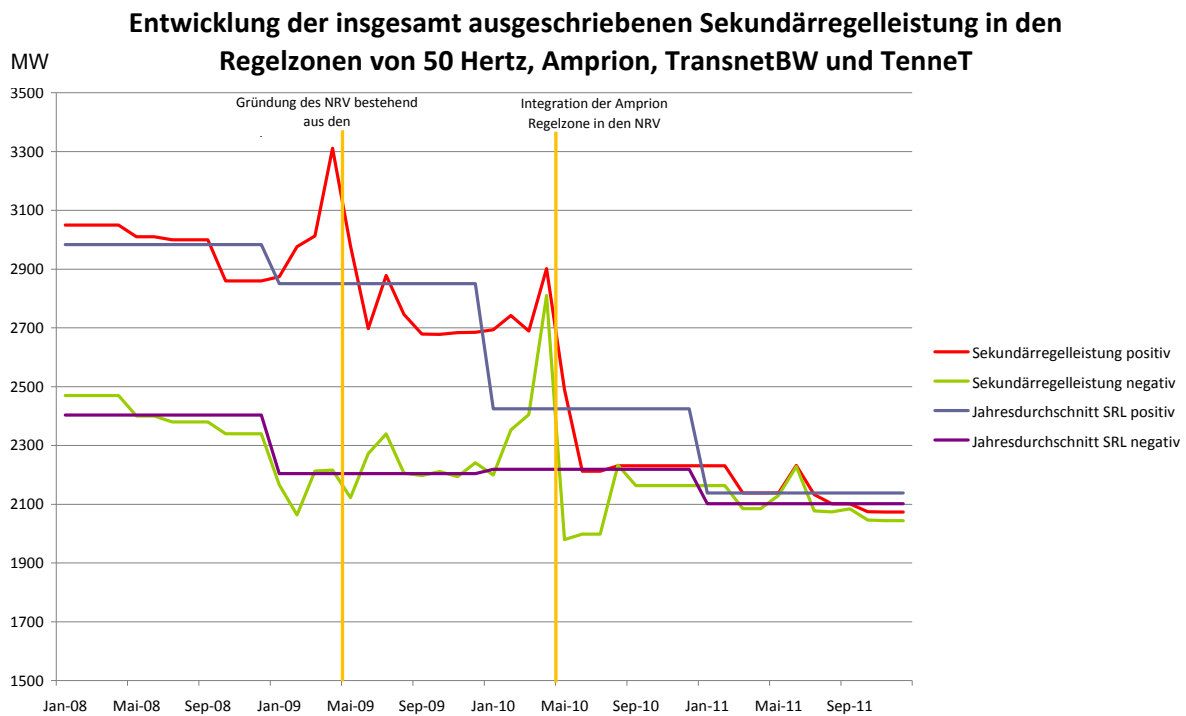


Abbildung 29: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Sekundärregelleistung in den Regelzonen von 50 Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT TSO

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 deutlich gesunken. Im Vergleich zu 2010 sank die durchschnittlich ausgeschriebene positive SRL auf 2.139 MW (2010: 2.425 MW) und die negative SRL auf 2.102 MW (2010: 2.219 MW).

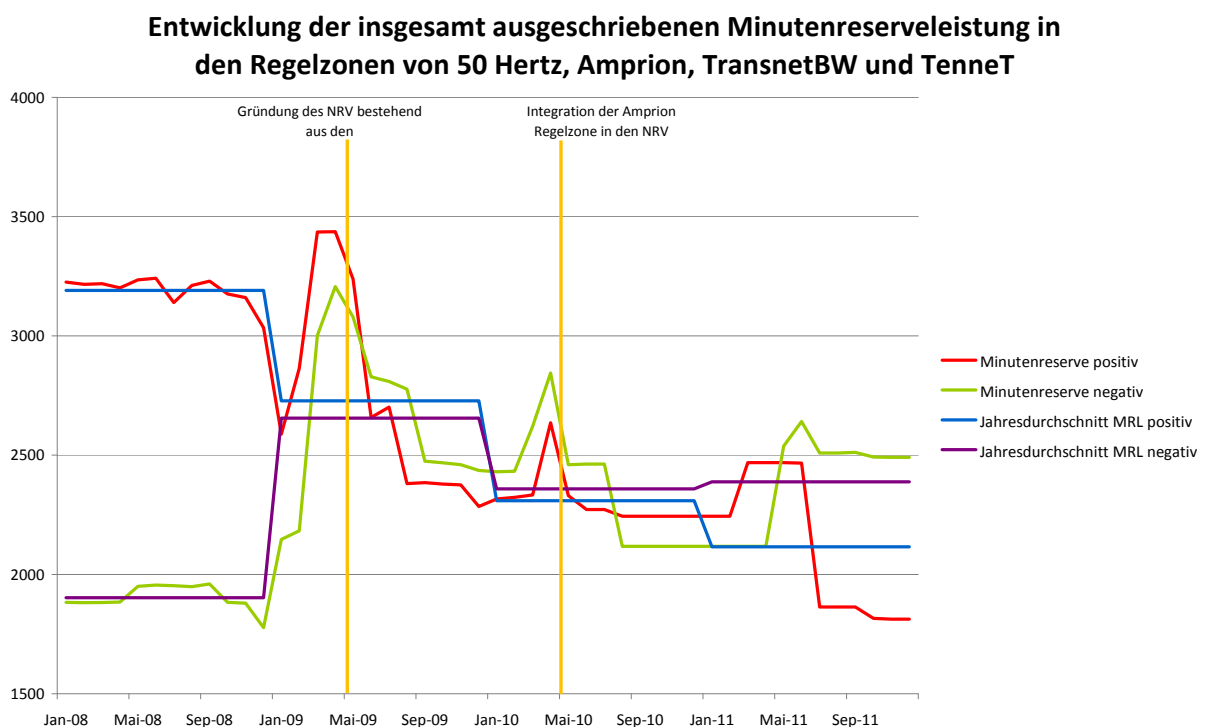


Abbildung 30: Entwicklung der insgesamt ausgeschriebenen Minutenreserveleistung in den Regelzonen von 50Hertz, Amprion, TransnetBW und TenneT TSO

Ein weniger einheitliches Bild ergibt sich bei der Vorhaltung von Minutenreserve. Während auch hier die durchschnittlich ausgeschriebene positive MRL in den Jahren 2010 und 2011 sukzessive von 2.316 MW auf 1.812 MW zurückging, ist der Anteil der vorgehaltenen negativen Minutenreserve Ende 2010 und Anfang 2011 zunächst konstant niedrig geblieben und stieg dann wieder annähernd auf das Anfangsniveau Anfang 2010. 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 nun ausgeschöpft. Der modulare Aufbau des NRV ermöglicht jedoch dessen Ausdehnung auf benachbarte ausländische Regelzonen, wie sie von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern 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 Saldierung 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 2011 jeweils ausgeschriebenen Mengen können auch der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

	Primärregelung**	Sekundärregelung**		Minutenreserve**	
	pos. / neg.	pos.	neg.	pos.	neg.
Ausgeschriebene Leistung [MW]	612	2073 - 2231	2044 - 2228	1812 - 2469	2118 - 2642

Tabelle 12: Übersicht über die 2011 von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebene Regelleistung in MW (Leistungsspannen); Quelle: www.regelleistung.net

Bei der Primärregelung (PRL) ist im Vergleich zu 2010 ein Rückgang des Bedarfs auf 612 MW (2010: 623 MW) zu verzeichnen.

Die deutschen ÜNB und der schweizerische ÜNB Swissgrid streben in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur und der schweizerischen Regulierungsbehörde, der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ECom an, beide Märkte für Primärregelleistung grenzüberschreitend

zu harmonisieren und perspektivisch zusammenzuführen. 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 26. Juni 2012 auf 14 bei der Primärregelung (2010: acht), auf 15 bei der Sekundärregelung (2010: elf) und auf 35 Anbieter für die Minutenreserve (2010: 28).

Einsatz der vorgehaltenen Sekundärregelleistung

Der Einsatz von SRL ist im Jahr 2011 gegenüber 2010 leicht zurückgegangen. In der nachfolgenden Darstellung ist zu beachten, dass ab 01. Mai 2010 jeweils der Saldo des deutschlandweiten NRV in die Berechnung Eingang findet. Wie in der Abbildung oben zu sehen, ist die beschaffte SRL in den Jahren 2010 und 2011 bedarfsgerecht sukzessive zurückgegangen. Dieser geringere Bedarf begründet sich unter anderem aus dem NRV.

Bezogen auf das Berichtsjahr 2011 betrug die insgesamt eingesetzte Energiemenge rund 6,5 TWh (2010: 12,1 TWh) für positive und 17,8 TWh (2010: 12,6 TWh) für negative SRL. Im Vergleich zu 2010 ist bei leicht zurückgegangener Gesamtarbeitssumme eine Verschiebung in Richtung der negativen SRL zu beobachten. Dies kann unter anderem auf den vermehrten Zubau erneuerbarer Erzeugung und der damit zusammenhängenden stärker fluktuierenden Einspeisung zurückzuführen sein.

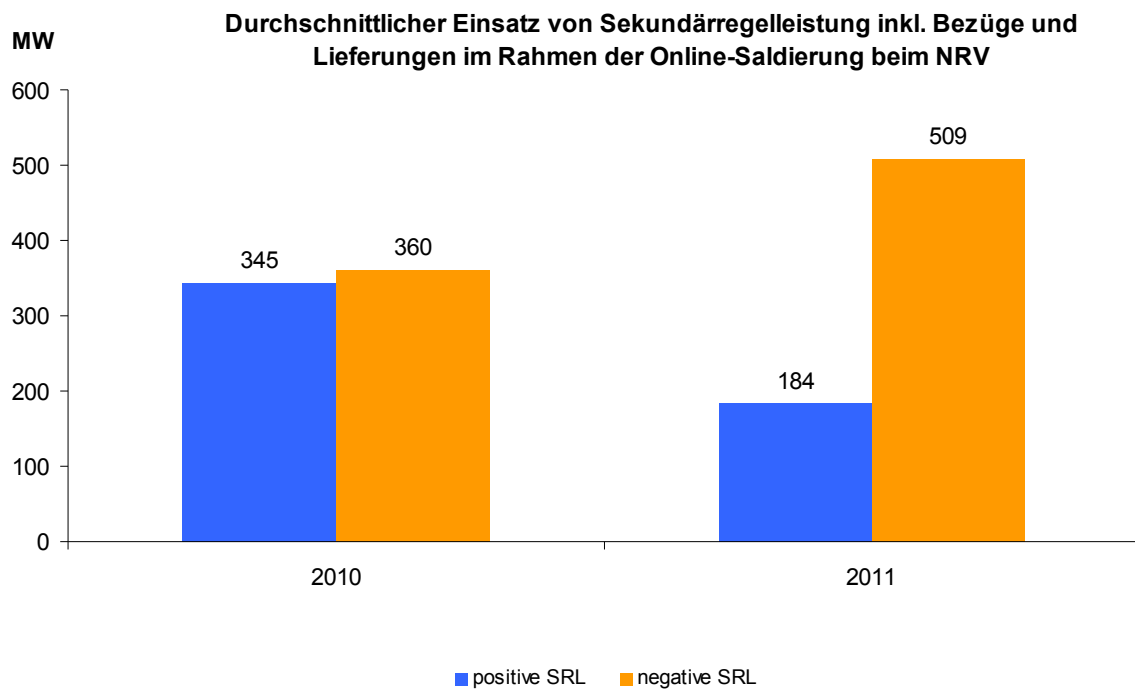


Abbildung 31: Durchschnittlicher Einsatz von SRL je Viertelstunde 2010 und 2011

Einsatz der vorgehaltenen Minutenreserveleistung

Die Einsatzhäufigkeit der MRL hat sich wie in nachfolgender Tabelle abgebildet, im Jahr 2011 mit insgesamt 18.065 Abrufen wieder auf das Niveau von 2009 eingependelt. Dies ist vor allem analog zur Sekundärregelleistung auf den Anstieg des negativen Minutenreserveeinsatzes zurückzuführen.

Jahr	Abrufe
2004	12.737
2005	6.456
2006	3.940
2007	4.888
2008	6.014
2009	18.206
2010	16.567
2011	18.065

Tabelle 13: Einsatzhäufigkeit der Minutenreserveleistung

Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve

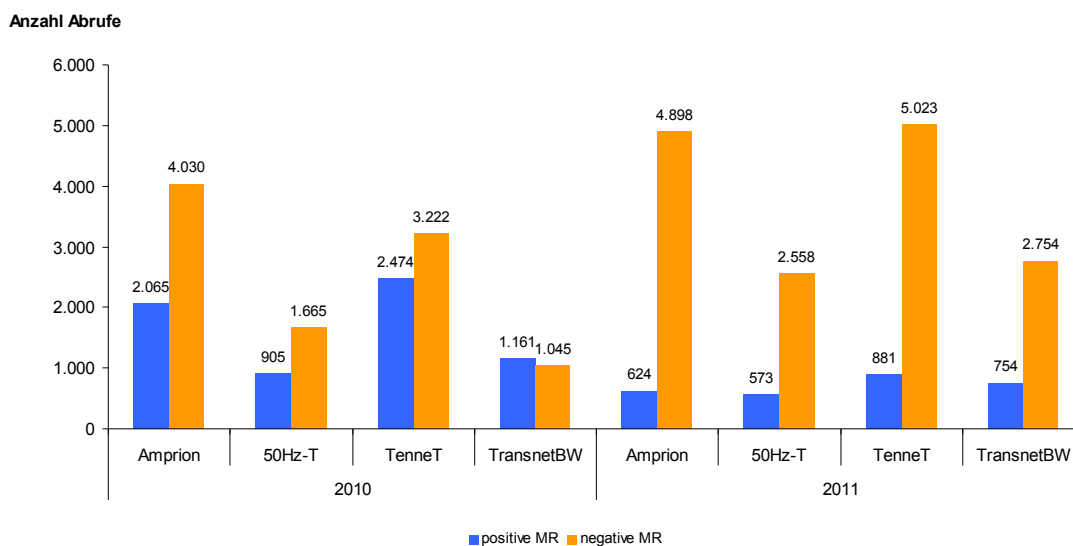


Abbildung 32: Entwicklung der Einsatzhäufigkeit der Minutenreserve (MRL) innerhalb der vier deutschen Regelzonen 2010 und 2011

Die bei einem Abruf von MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist mit rund 238 MW bei der positiven MRL niedriger als in 2010 (262 MW). Mit rund 322 MW bei der negativen MRL im Jahr 2011 stieg die durchschnittlich angeforderte Leistung im Vergleich zum Jahr 2010 (318 MW) wieder an.

Entwicklung der durchschnittlich abgerufenen Minutenreserveleistung

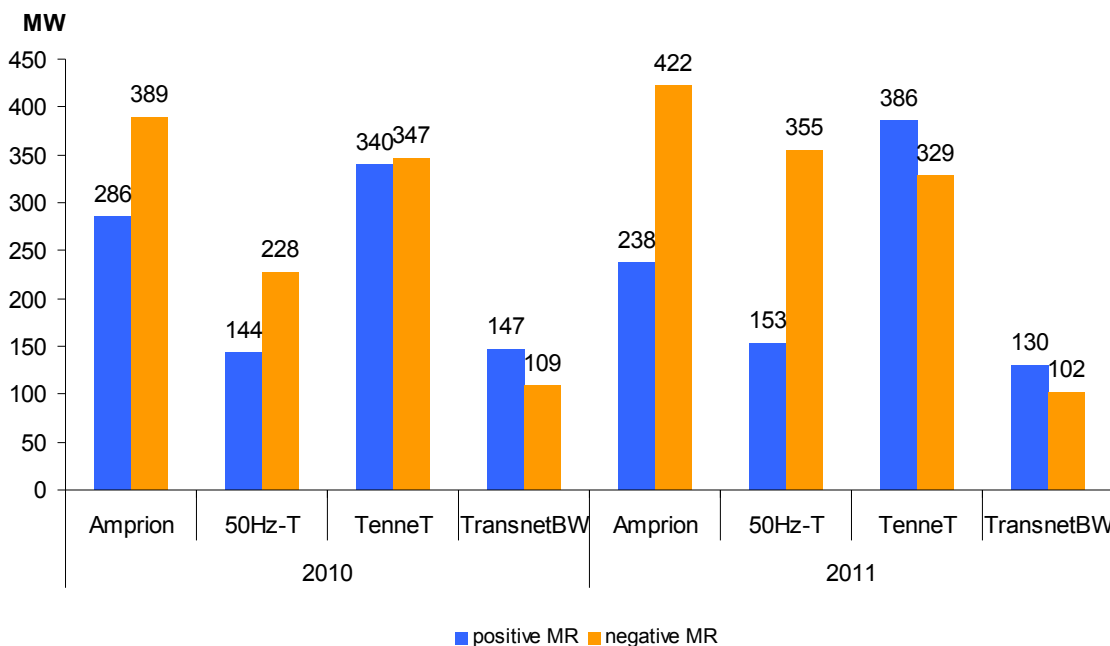


Abbildung 33: Entwicklung der Durchschnittswerte der 2010 und 2011 von den Übertragungsnetzbetreibern abgerufenen Minutenreserve (MRL)

Entwicklung der insgesamt abgerufenen Minutenreserveleistung in GWh

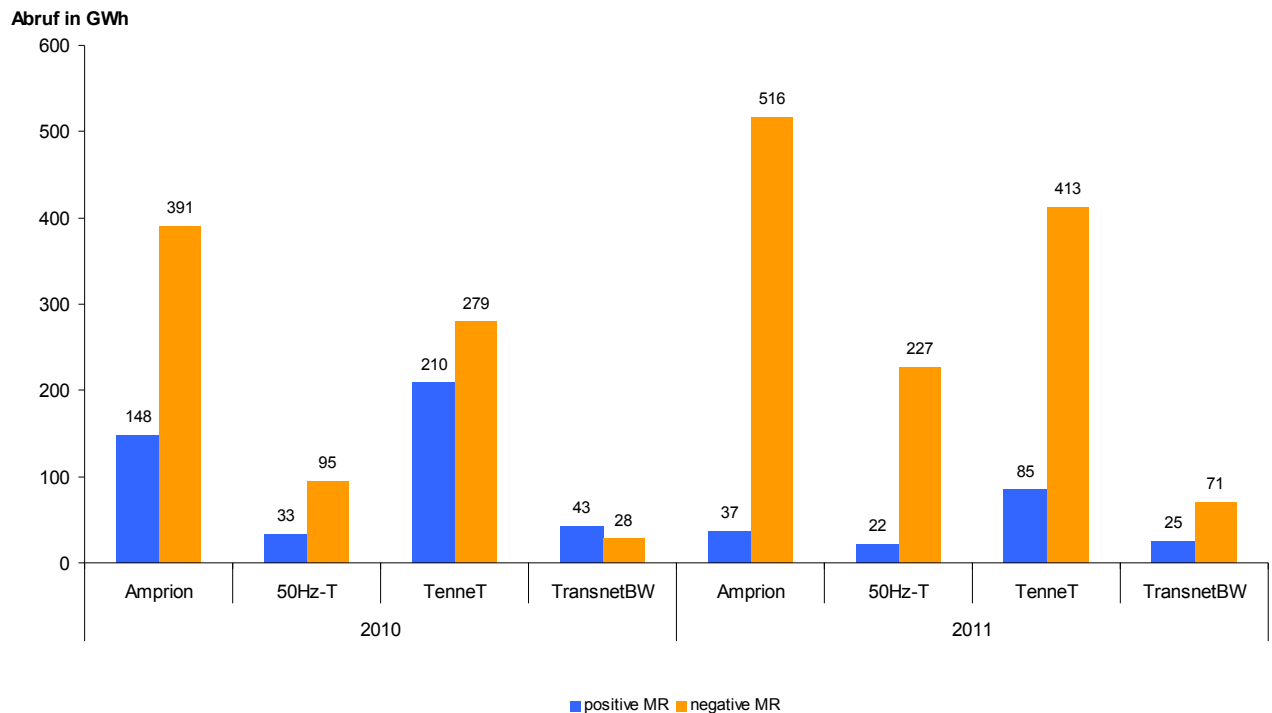


Abbildung 34: Entwicklung der abgerufenen Energiemenge 2010 und 2011 in GWh

Insgesamt wurde damit für positive MRL im Jahr 2011 eine Energiemenge in Höhe von 168 GWh (2010: 433 GWh), für negative MRL in Höhe von 1.226 GWh (2010: 794 GWh) eingesetzt. Auch bei der eingesetzten Minutenreservearbeit ist wie bei der Sekundärregularbeit ein Verschieben weg von der positiven hin zur negativen MRL zu beobachten, was möglicherweise unter anderem auf den vermehrten Zubau erneuerbarer Erzeugung und der damit zusammenhängenden stärker fluktuierenden Einspeisung zurückgeführt werden kann.

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.

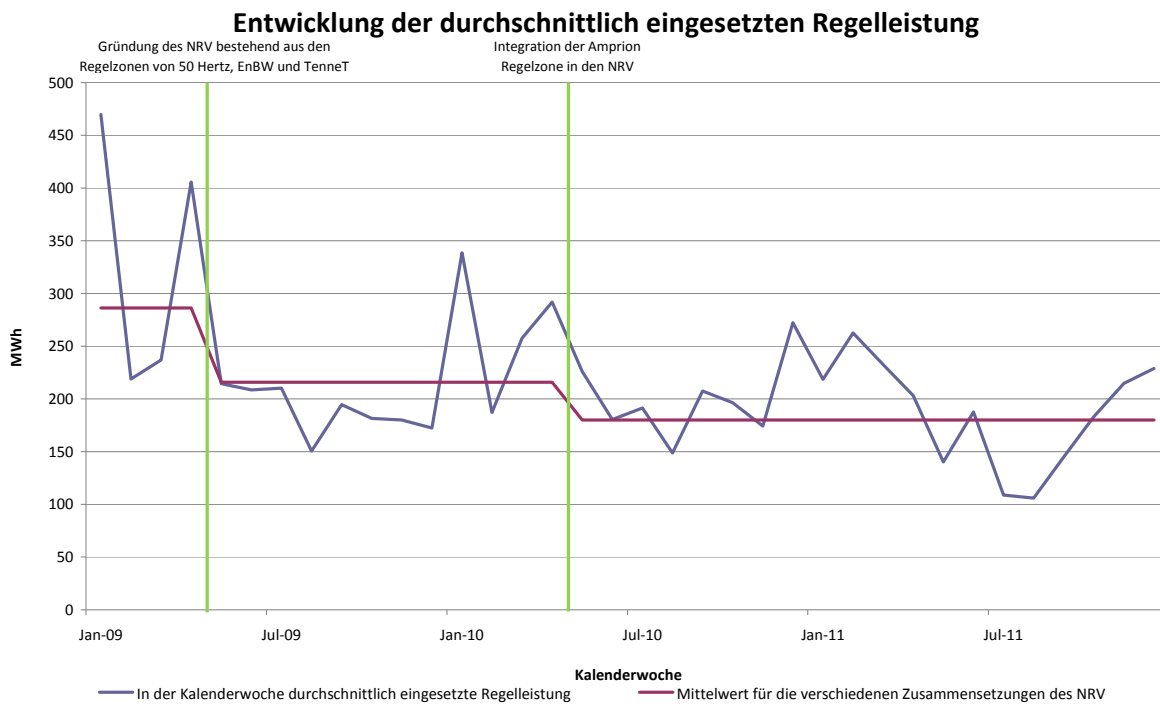


Abbildung 35: Entwicklung der durchschnittlich eingesetzten Regelleistung in MWh

Ausgleichsenergie

Im Unterschied zum Jahr 2010 sind die Maxima der Ausgleichsenergiepreise im NRV zurückgegangen. Der Rückgang der Maxima im NRV ist unter anderem durch den Zutritt von Amprion zum NRV und die damit verbundenen Synergien zu erklären. Dieser Effekt wird im Jahr 2011 nochmals verstärkt, da nun für den gesamten Betrachtungszeitraum alle Übertragungsnetzbetreiber am NRV teilnehmen.

Jahr	Amprion in ct/kWh	NRV in ct/kWh
2010	130,1 ²⁰	60,09
2011	55,16	55,16

Tabelle 14: Maximale Ausgleichsenergiepreise 2010 und 2011

Der durchschnittliche viertelstündliche Preis für Ausgleichsenergie im NRV lag im Falle eines positiven Regelzonensaldo (Unterspeisung) in 2010 bei rund 10,71 ct/kWh, im Falle eines negativen Regelzonensaldo (Überspeisung) bei rund -0,06 ct/kWh. Im Vergleich zu 2010 ist in 2011 ein leichter Anstieg der durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise zu beobachten. Die durchschnittlichen gewichteten Ausgleichsenergiepreise des NRV lagen 2011 bei positivem

²⁰ Gilt bis zum Beitritt Amprions zum NRV im Mai 2010

Regelzonensaldo bei 11,86 ct/kWh, bei negativem Regelzonensaldo bei -0,20 ct/kWh (vgl. Abbildung 35).

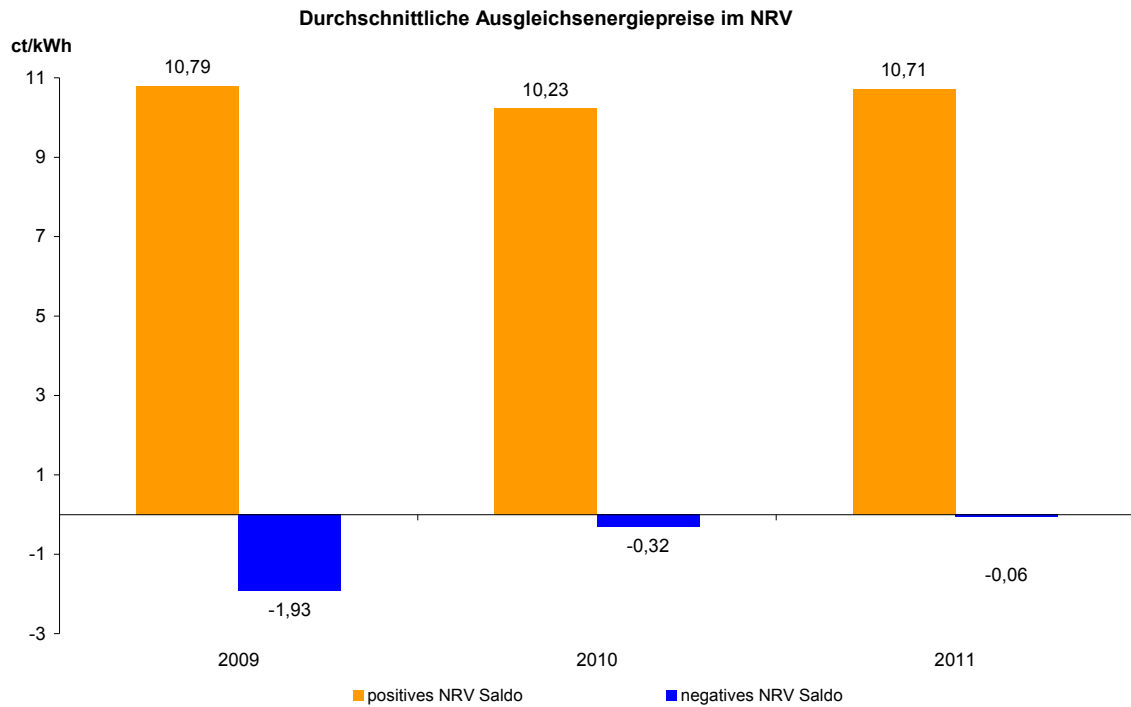


Abbildung 36: Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise

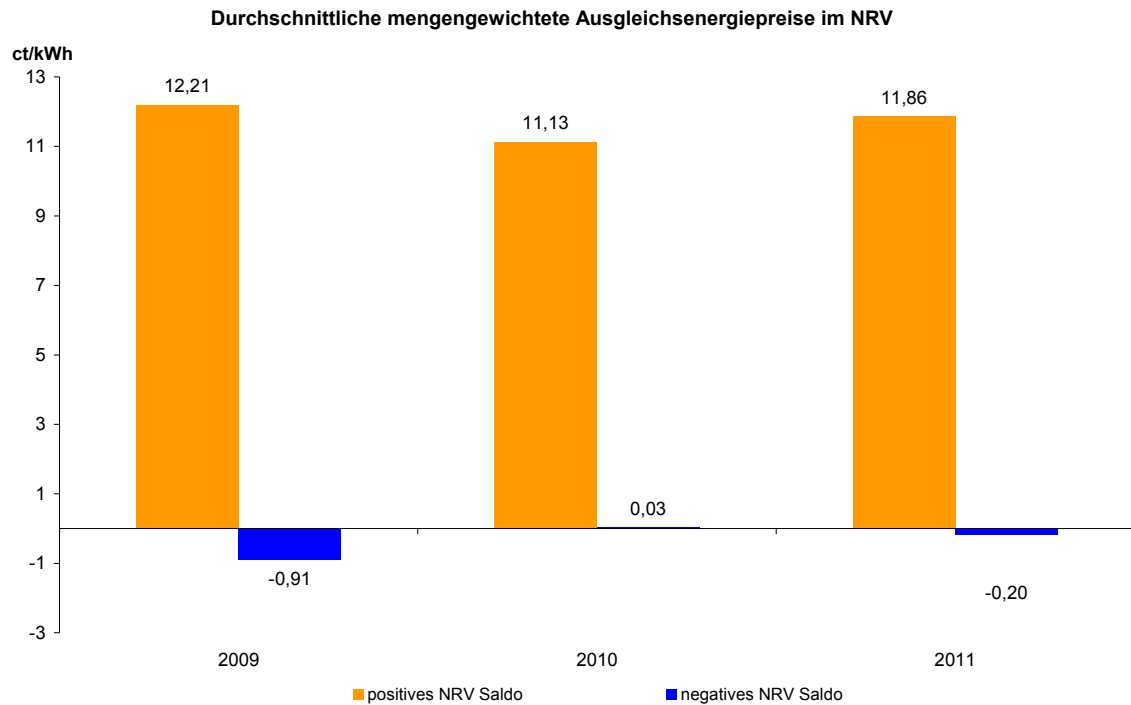


Abbildung 37: Durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichsenergiepreise 2009, 2010 und 2011

In der folgenden Abbildung ist die Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise im NRV dargestellt. Bei negativem Regelzonensaldo ist eine Häufung der Ausgleichsenergiepreise um 0 €/MWh zu erkennen. Dieser Effekt hat sich im Jahr 2011 im Vergleich zum Jahr 2010 noch einmal verstärkt, was auf die Erweiterung des NRV und den gestiegenen Wettbewerb zurückzuführen ist. Stärker ist dieser Effekt sogar noch bei positivem Regelzonensaldo zu erkennen. Dort ist eine klare Verdichtung der Ausgleichsenergiepreise am unteren Preisniveau im Jahr 2011 zu sehen, was wiederum auf der Erweiterung des NRV und der damit verbundenen Effekte beruht.

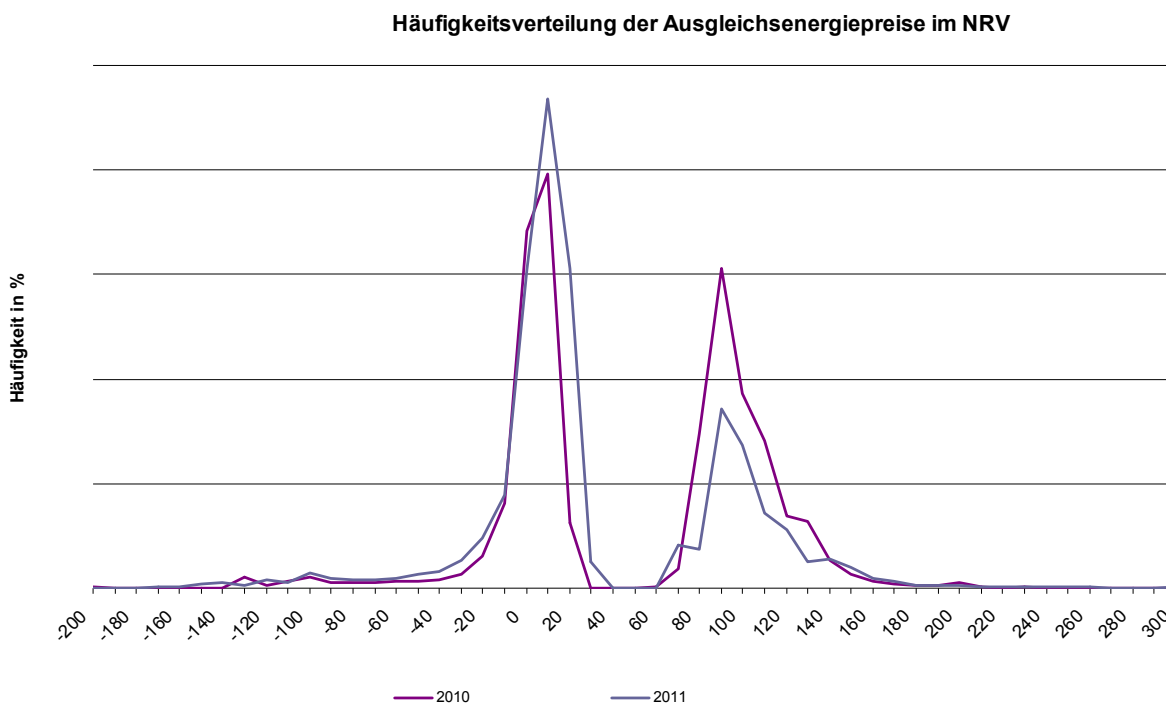


Abbildung 38: Häufigkeitsverteilung der Ausgleichsenergiepreise 2011 und 2012 in Prozent

Internationale Erweiterung des Netzregelverbundes

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

Durch den modularen Aufbau ist jedoch eine schrittweise Ausweitung des Netzregelverbunds auf benachbarte ausländische Regelzonen möglich. Eine solche Ausweitung haben die Übertragungsnetzbetreiber 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 Netzregelverbands 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) und Tschechien (seit Juni 2012) realisiert. Geplant ist als nächster Schritt voraussichtlich noch im Laufe des Jahres 2012 die Aufnahme Belgiens.

Rahmenleitlinie Regelenergie

Im Juni 2011 hat die ACER mit den vorbereitenden Arbeiten zur Erstellung einer Rahmenleitlinie Regelenergie begonnen. 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 wird die Rahmenleitlinien bis September 2012 an die Europäische Kommission übermitteln. Anschließend ist der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-E aufgefordert, nach Maßgabe dieser Rahmenleitlinien entsprechende Netzkodizes zu erstellen.

Redispatch - angemessene Vergütung

Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2012 Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung von strombedingten Redispatchmaßnahmen festgelegt. Mit Redispatchmaßnahmen werden Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Kraftwerken zum Erhalt der Systemsicherheit bezeichnet. Beim Auftreten von Netzengpässen werden bestimmte Leitungen durch die Verlagerung von Kraftwerkseinspeisung entlastet. Hierzu wird die Kraftwerksleistung in der Region vor dem Engpass reduziert und die Leistung in der Region hinter dem Engpass erhöht. Durch diese Maßnahme wird der Stromfluss auf dem von der Überlast betroffenen Netzelement reduziert. Bei einer Redispatch-Maßnahme bekommen diejenigen Kraftwerke, die ihre Leistung erhöhen, vom Übertragungsnetzbetreiber eine Vergü-

tung, die ihre zusätzlichen Kosten deckt. Kraftwerke mit verringerter Erzeugung müssen eine Zahlung in Höhe der entsprechenden Kostenersparnis an den Übertragungsnetzbetreiber leisten. Eine Festlegung regelt die Höhe der angemessenen Vergütungen.

Veröffentlichungspflichten

Nationale Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber

Nach dem EnWG und den darauf basierenden Verordnungen sind VNB dazu verpflichtet, Informationen beispielsweise zum Netzzugang, zu den Netzentgelten und zu Netzstrukturdaten zu veröffentlichen. Diese Daten sind vollständig und möglichst standardisiert darzustellen, damit Marktteilnehmer wie Erzeuger, Lieferanten, Messstellenbetreiber oder auch Letztverbraucher sich informieren und die verschiedenen VNB miteinander vergleichen können.

Im Rahmen der Monitoringerhebung 2012 wurden die VNB befragt, ob sie ihren Veröffentlichungspflichten entsprechend EnWG und den darauf basierenden Verordnungen mit Stand vom 01. April 2012 nachkommen. Von insgesamt 735 (01. April 2011: 677) Unternehmen haben 614 (01. April 2011: 601) Unternehmen mit „Ja“ geantwortet, 100 (01. April 2011: 75) haben die Veröffentlichungspflichten nach eigenen Angaben nur „teilweise“ erfüllt und 20 (01. April 2011: 1) Unternehmen machten keine Angaben.

Weiterhin sollten die VNB angeben, inwieweit sie die Veröffentlichungspflichten nach dem „Leitfaden der Bundesnetzagentur für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber“ umsetzen. Hierbei haben von insgesamt 635 (01. April 2011: 672) Unternehmen 511 (01. April 2011: 465) Unternehmen mit „Ja“ geantwortet, 183 (01. April 2011: 200) mit „teilweise“ und 41 (01. April 2011: 7) Unternehmen haben mit „Nein“ geantwortet bzw. machten keine Angaben.

Die Auswertung der Antworten weisen in der prozentualen Verteilung keine wesentlichen Veränderungen zu den Vorjahren auf. Jedoch ist im Vergleich zu den Vorjahren ein leichter Anstieg der VNB, welche mit „Nein“ geantwortet haben bzw. keine Angaben machten, zu verzeichnen.

Erfüllung der Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber (Elektrizität)

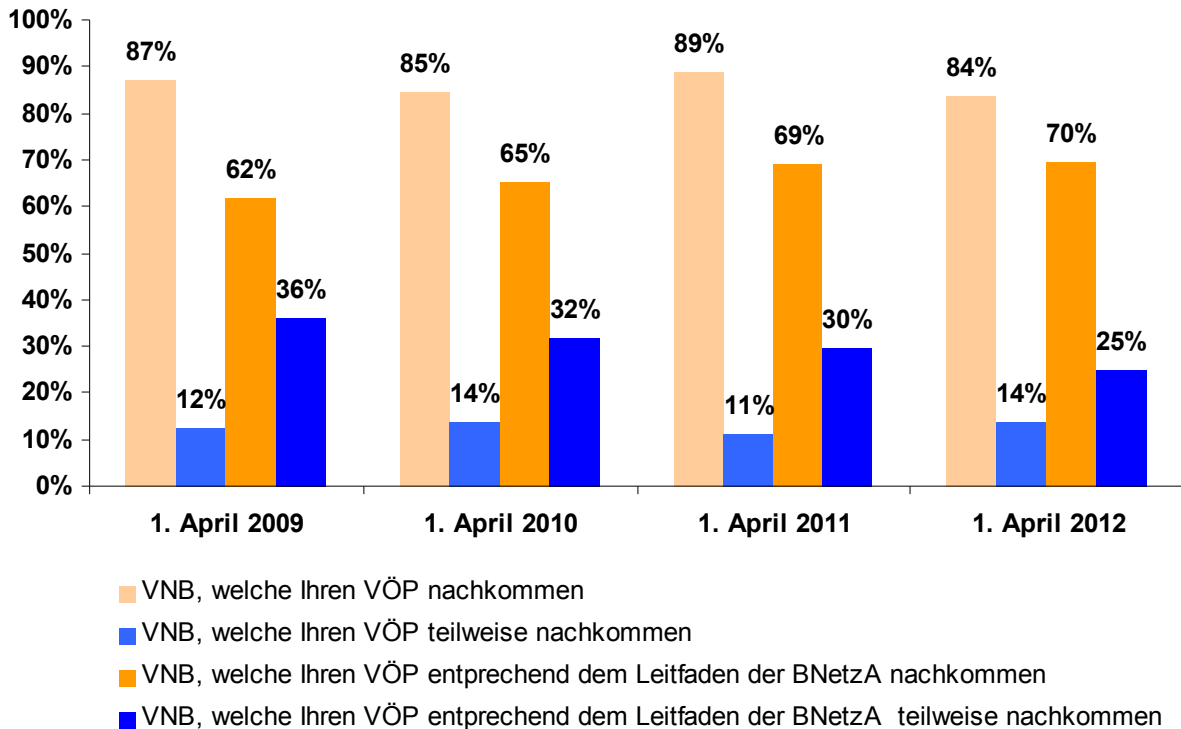


Abbildung 39: Erfüllung der Veröffentlichungspflichten Verteilernetzbetreiber (Elektrizität)

Großhandel

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-Großhandels. Eine Voraussetzung für das Funktionieren der Großhandelsmärkte ist die ausreichende Liquidität, also ein hinreichendes Volumen auf Angebots- und Nachfrageseite.

Grundlagen der Erhebung

Im Zuge der Datenerhebung haben 562 Unternehmen Angaben zur Tätigkeit im Großhandel gemacht. Wie in den beiden vergangenen Jahren sind zudem fünf Brokerplattformen in die

Untersuchung einbezogen worden, ebenso wie die für Lieferungen in die vier deutschen Regelzonen und die österreichische Regelzone²¹ maßgeblichen Börsen.

Formen des Elektrizitäts-Großhandels

Im Elektrizitäts-Großhandel ist zu unterscheiden zwischen dem börslichen und dem außerbörslichen Handel. Dem OTC-Clearing²² kommt eine eigene Rolle als Schnittstelle zu:

Im außerbörslichen Elektrizitäts-Großhandel besteht die Möglichkeit des bilateralen Handels i. e. S.– dies bezeichnet den unmittelbaren Handel zwischen einem Verkäufer und einem Käufer²³, sofern Letzterer nicht als Letztverbraucher erwirbt – und des bilateralen Handels zwischen Unternehmen über Brokerplattformen²⁴. Ein außerbörslicher Kontrakt kann unter bestimmten Bedingungen an der Börse gecleart und damit im Nachhinein als Börsengeschäft registriert werden²⁵. 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

Im Großhandel lässt sich nach kurzfristigem (Spotmarkt) und längerfristigem Handel (Terminmarkt) unterscheiden bzw. nach Kontrakten mit physischer oder finanzieller Erfüllung. Dabei steht am Spotmarkt die physische Erfüllung, am Terminmarkt die finanzielle Erfüllung im Vordergrund:

²¹ Im Berichtsjahr 2011 gehörte Vorarlberg noch zur Regelzone VKW-Netz; diese ist seit dem 1. Januar 2012 in die Regelzone Austrian Power Grid (APG) integriert, wie bereits zuvor zum 1. Januar 2011 die Regelzone TIWAG Netz (für Tirol).

²² Dazu im Einzelnen unter „OTC-Clearing an der Börse“

²³ Dabei kann es sich auch um verbundene Unternehmen handeln. Ausgenommen sind Systemdienstleistungen.

²⁴ 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.

²⁵ „OTC Clearing ist der bilaterale Austausch von außerbörslich geschlossenen Geschäften und die einvernehmliche Registrierung dieser Geschäfte als OTC Trades in den EEX-Handelssystemen“; § 1 Abs. 2 OTC Clearing Bedingungen der European Energy Exchange (EEX); s. www.eex.com.

	Terminmarkt	Spotmarkt
<p>Over the Counter (OTC)</p> <p>bilaterale Geschäfte i. e. S.</p> <p>bilaterale Geschäfte auf ausgewählten Brokerplattformen</p> <p>jeweils Lieferort Deutschland</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Erfüllung im Jahr des Kontraktes • Erfüllung in dem Kontrakt folgenden Jahren <p>definiert als Handel mit Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Intra-Day und Day-After • Day-Ahead • sonstige Kontrakte <p>definiert als Handel mit Erfüllungszeitraum von weniger als einer Woche</p>
<p>OTC-Clearing (bilaterale Geschäfte i. e. S. und auf Brokerplattformen) an der Börse</p> <p>Großhändler / Broker: Lieferort Deutschland</p>	<p>Bedingungen im Einzelnen nach Vorgabe der Börse</p> <p>grundsätzlich für die hier relevanten Produkte möglich</p>	<p>Bedingungen im Einzelnen nach Vorgabe der Börse</p> <p>zugelassen für Intra-Day an EPEX SPOT²⁶</p>
<p>Börse (EEX / EPEX SPOT; EXAA²⁷)</p> <p>grundsätzlich Lieferort Deutschland/Österreich</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Phelix Futures • German Power Futures²⁸ • Optionen auf Phelix Futures <p>(hier keine Differenzierung nach Wochen-, Monats-, Quartals- oder Jahres-Futures)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Intra-Day nur Lieferort Deutschland • Day-Ahead

Tabelle 15: Struktur der Erhebung zum Großhandel Elektrizität in 2011

Börslicher Großhandel

Einführung

Die Betrachtung des börslichen Stromhandels bezieht sich, wie in den vergangenen Berichtsjahren, auf die European Energy Exchange (EEX) bzw. die European Energy Exchange AG (EEX AG), Leipzig, die EPEX SPOT SE (EPEX SPOT), Paris und die Energy Exchange Austria (EXAA), Wien. An allen drei Börsen werden einheitliche Produkte für die Lieferzonen

²⁶ s. „Börslicher Großhandel – Einführung“

²⁷ s. „Börslicher Großhandel – Einführung“

²⁸ Abfrage ergab keine Mengen. Handel zum 23. Januar 2012 eingestellt; Customer Information der European Energy Exchange AG vom 20. Januar 2012, www.eex.com.

Deutschland und Österreich gehandelt²⁹. Die umfassten fünf Regelzonen – Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und EnBW Transportnetze für Deutschland sowie Austrian Power Grid für Österreich³⁰ – bilden für Stromhandelsprodukte ein Marktgebiet mit jeweils einheitlichen Börsenpreisen.

Die EEX ist eine Anstalt des öffentlichen Rechts; § 2 Abs. 1 BörsG. Trägergesellschaften i. S. v. § 5 BörsG sind die EEX AG sowie deren 80-prozentige Tochter EEX Power Derivatives GmbH³¹. Die EEX Power Derivatives GmbH bietet als Teil der EEX AG Stromprodukte im längerfristig orientierten Terminhandel an³². Die 2008/2009³³ gegründete EPEX SPOT ist ein Joint Venture der EEX AG und der französischen Powernext SA zu gleichen Teilen. An der EPEX SPOT wie an der EXAA werden Spotmarktprodukte gehandelt.

Die Börsen haben sich als wichtige Handelsplätze etabliert³⁴. Die Zahl zugelassener (nicht notwendig aktiver) Teilnehmer an den Börsen ist in den letzten fünf Jahren fast durchgehend kontinuierlich gestiegen:

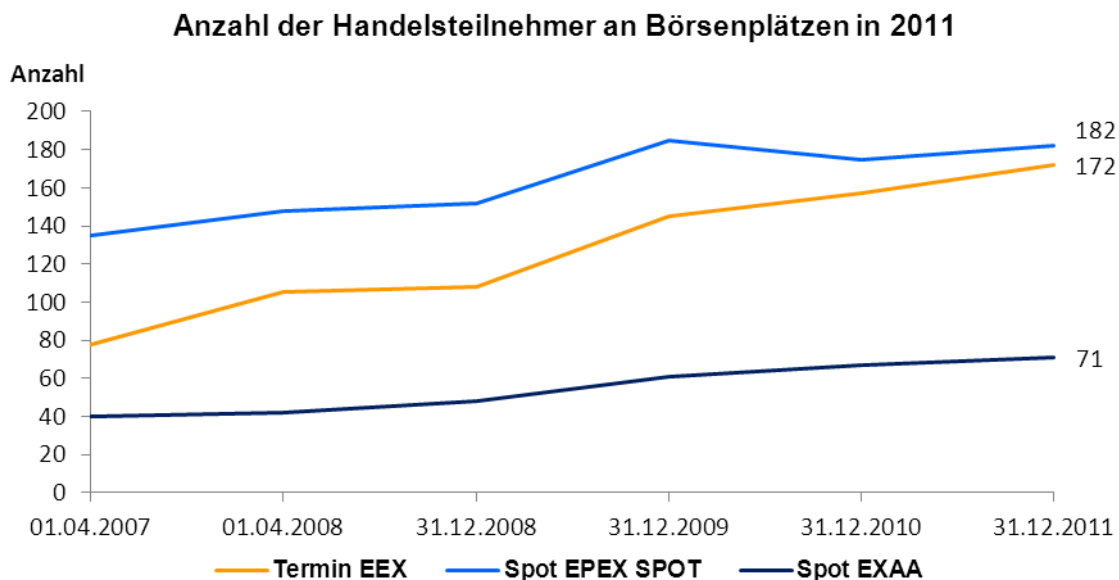


Abbildung 40: Anzahl der Handelsteilnehmer an Börsenplätzen in 2011

Seitens der EEX werden die zugelassenen Teilnehmer – im Rahmen der Erhebung auch für die EPEX SPOT – wie folgt kategorisiert³⁵:

²⁹ Darüber hinaus können auch andere Marktplätze für den Stromgroßhandel Deutschland relevant sein; so etwa die ELBAS, Intra-Day-Handelsplattform der Nord Pool Spot (Lysaker; Norwegen).

³⁰ Im Berichtsjahr 2011 bestand für Österreich noch die Regelzone VKW-Netz; s. auch Fußnote in „Grundlagen der Erhebung“.

³¹ Die verbleibenden 20 Prozent werden von der französischen Powernext SA gehalten.

³² Im Folgenden ist vereinfachend von „EEX“ in Bezug auf den Terminhandel die Rede.

³³ 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.

³⁴ Durch die Kooperation zwischen der deutschen und der französischen Börse im Terminhandel (Leipzig) und Spothandel (Paris) werden im Stromhandel auch Frankreich und – mit Eingrenzung auf den Spotmarkt – die Schweiz erfasst. Der Bericht zum Großhandel betrachtet diese Regionen nicht.

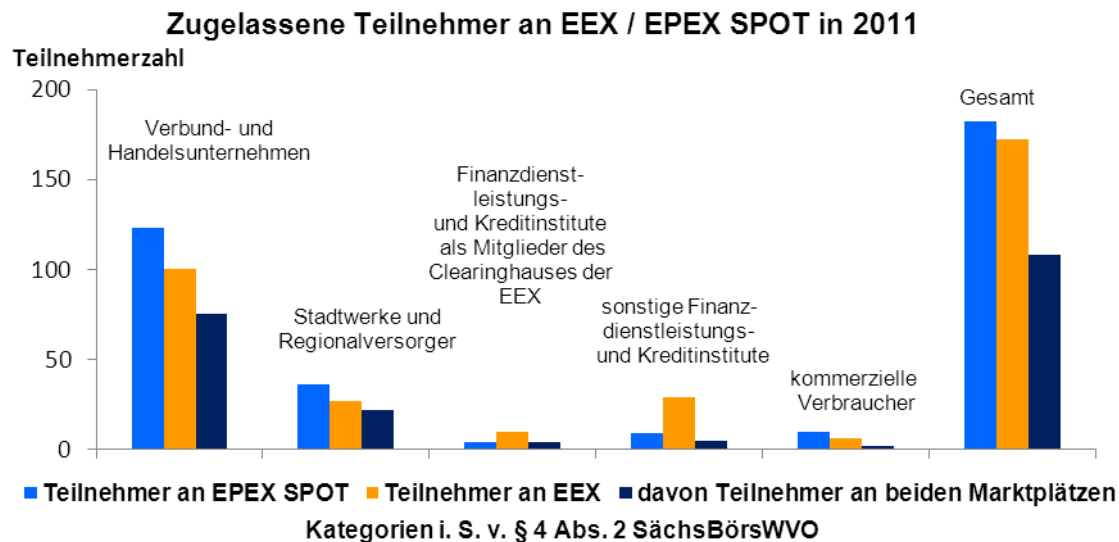


Abbildung 41: Zugelassene Teilnehmer an EEX / EPEX SPOT in 2011

Am Spotmarkt stellen Verbund- und Handelsunternehmen gemeinsam mit Stadtwerken und Regionalversorgern 87 Prozent der zugelassenen Teilnehmer, am Terminmarkt 74 Prozent. Die Kategorie der „sonstigen Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute“ ist am Terminmarkt (29 Teilnehmer; 17 Prozent) deutlich stärker vertreten als am Spotmarkt (neun Teilnehmer; fünf Prozent).

Spotmarkt EPEX SPOT und EXAA

An der EPEX SPOT sind die Standardprodukte für zwei verschiedene Handelsprozesse konzipiert, und zwar für die Day-Ahead-Auktion (möglich u. a. für Lieferungen in jede deutsche und die österreichische Regelzone) sowie für den kontinuierlichen Intra-Day-Markt (für die deutschen Regelzonen möglich, nicht für die österreichische Regelzone). Die Day-Ahead-Auktion kommt sowohl für Einzelstunden als auch für standardisierte oder benutzerdefinierte Blöcke³⁶ in Betracht. Auch in der Untersuchung zum Großhandel nicht näher betrachtete Marktkopplungskontrakte (Market Coupling Contracts; MCC) werden in einer täglichen Auktion gehandelt. Gegenstand des Intra-Day-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.

³⁵ Dieser Einteilung folgt die Besetzung des Börsenrates an der EEX. An der EPEX SPOT ist von „Produzenten und Handelsunternehmen“ die Rede und es gibt nur eine Kategorie Finanzdienstleistungs- und Kreditinstitute, dafür aber die Gruppe „Übertragungsnetzbetreiber“.

³⁶ Die im „Blockgebot“ kombinierten Einzelkontrakte können nur gemeinsam ausgeführt werden.

Der Day-Ahead-Markt für Deutschland/Österreich

Aktive Teilnehmer

Ein möglicher Indikator dafür, wie sich die Bedeutung der Marktplätze entwickelt hat, ist die Veränderung der Zahl der aktiven Teilnehmer. Betrachtet werden Jahresdurchschnittswerte für die Gesamtzahl der Tage³⁷ über einen Zeitraum von fünf Jahren. Dabei gilt als „aktiv“ der Teilnehmer, für den ein ausgeführtes Gebot (Kauf oder Verkauf) zu verzeichnen ist.

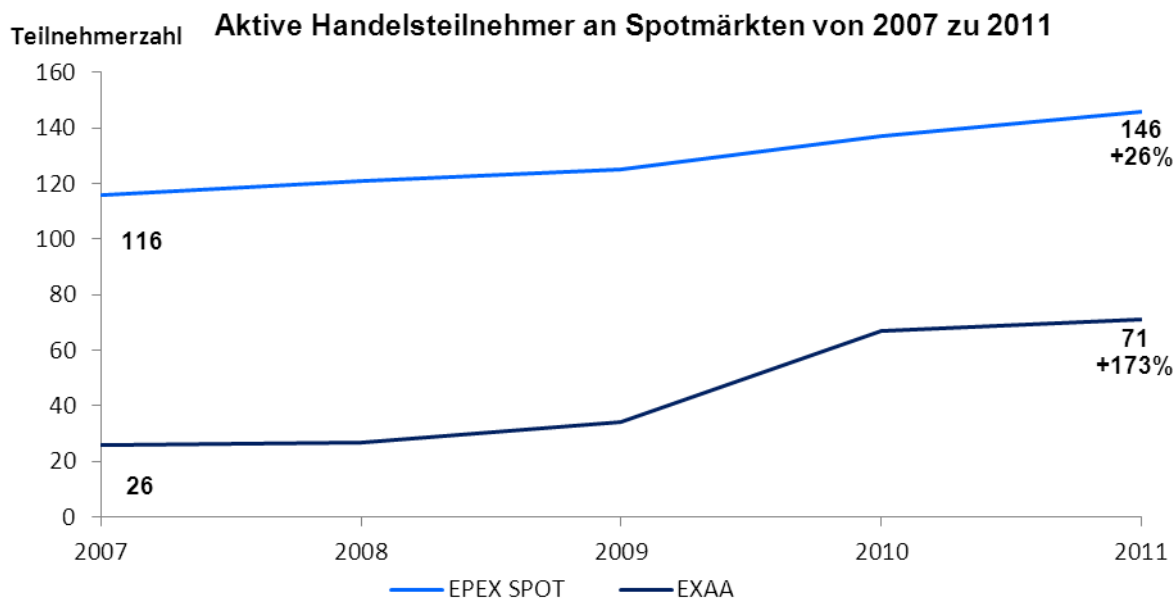


Abbildung 42: Aktive Handelsteilnehmer an Spotmärkten in 2011

Die aktive Teilnahme am Spotmarkt / Day-Ahead der EPEX SPOT hat kontinuierlich zugenommen. Der entsprechende Zuwachs aktiver Teilnahme an der EXAA ist insbesondere von 2009 zu 2010 beachtlich. Bei Betrachtung des prozentualen Gesamtanstiegs ist zu berücksichtigen, dass die Grundgröße an der EXAA für 2007 im Verhältnis zur EPEX SPOT erheblich kleiner war. Es ist jedoch festzustellen, dass die Zahl der aktiven Teilnehmer an der EXAA³⁸ inzwischen fast die Hälfte des entsprechenden Wertes der EPEX SPOT erreicht hat. An der EPEX SPOT ist die durchschnittliche Anzahl der Teilnehmer je Handelstag, die in der Stundenauktion in mindestens einer Stunde gekauft haben, von 101 (2010) auf 123 (2011) gestiegen; auf Verkäuferseite ist dagegen eine Abnahme von 118 (2010) auf 105 (2011) festzustellen. Die Zahl der Netto-Käufer je Handelstag (Saldo zugunsten „Kauf“) ist nahezu un-

³⁷ Das Geschäft an der EXAA konzentriert sich auf fünf Handelstage / Woche, während es sich an der EPEX SPOT auf sieben Tage verteilt. Die Abfrage stellt bei der EXAA auf Liefertage, nicht Handelstage ab, um die Vergleichbarkeit zu verbessern.

³⁸ Auktionszeitpunkt an der EXAA ist mit 10:15 Uhr früher als an anderen Börsen; die EXAA betrachtet dies als Vorteil für den OTC-Markt, der so entsprechend früh eine Preisreferenz erhalten (EXAA; Infobroschüre 2011).

verändert (89 Teilnehmer in 2011 statt 88 in 2010), die Zahl der Netto-Verkäufer (Saldo zugunsten „Verkauf“) ist gestiegen (von 49 in 2010 auf 56 in 2011).

Gehandelte Volumina

Im Berichtsjahr ist das Volumen des Day-Ahead-Marktes an den beiden Marktplätzen EPEX SPOT und EXAA weiter gewachsen, wenngleich die Steigerungsrate gegenüber dem Vorjahr (relativer Anstieg von 2009 zu 2010) niedriger ist:

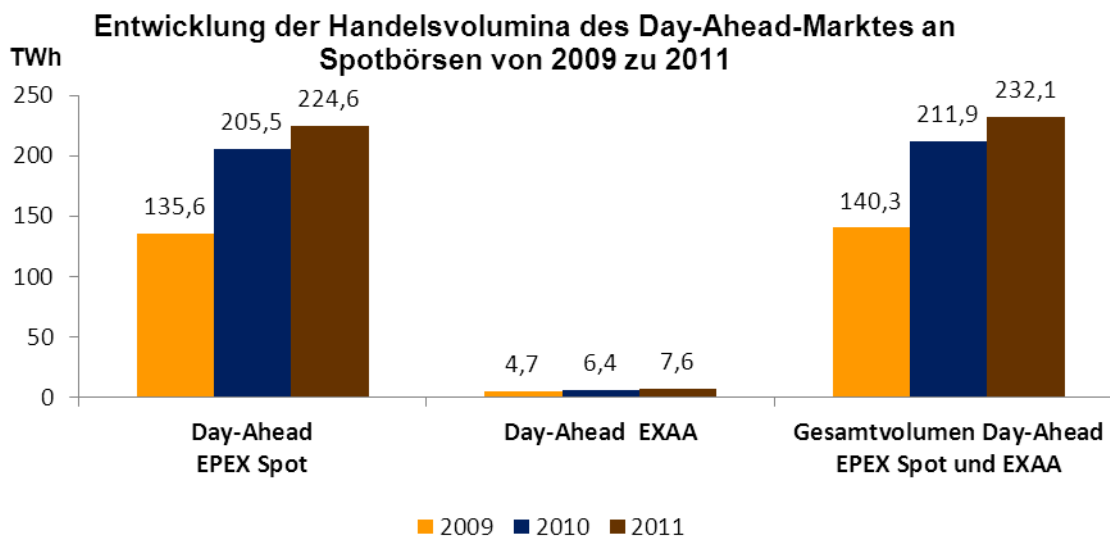


Abbildung 43: Entwicklung der Handelsvolumina des Day-Ahead-Marktes an Spotbörsen von 2009 zu 2011

Das gesamte Elektrizitäts-Handelsvolumen an der EPEX SPOT beläuft sich auf 224,6 TWh gegenüber 7,6 TWh im entsprechenden Segment an der EXAA. Damit beträgt das Handelsvolumen von Kontrakten im Day-Ahead-Markt an der EXAA lediglich 3,4 Prozent des entsprechenden Handelsvolumens an der EPEX SPOT.

Bei den an der EPEX SPOT gehandelten Strommengen haben preisunabhängige Gebote sowohl auf Käufer- wie auch Verkäuferseite einen bedeutenden Anteil:

Preisabhängiger und -unabhängiger Handel am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2011

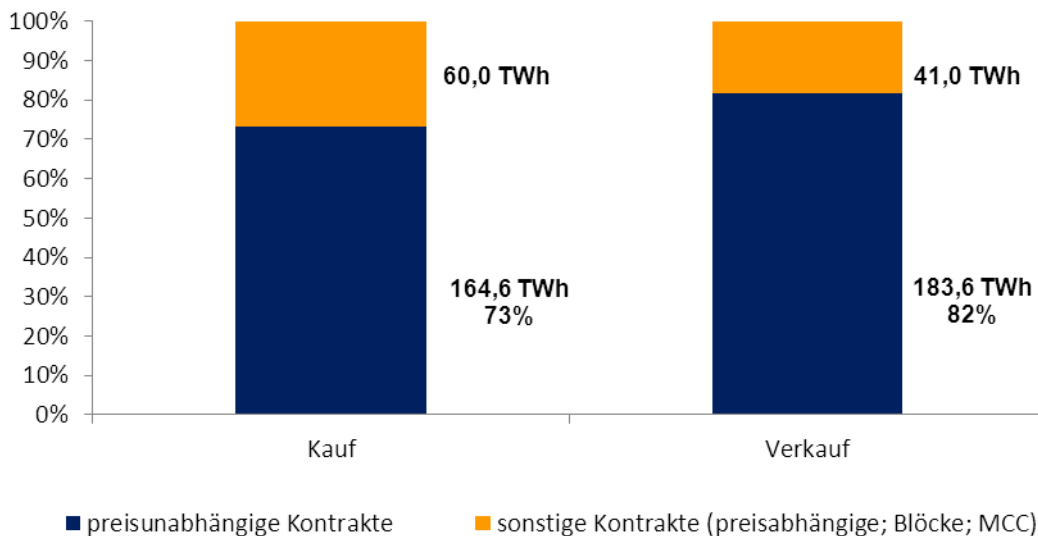


Abbildung 44: Preisabhängiger und -unabhängiger Handel am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2011

Preisunabhängige Gebote sind im Rahmen der Einzelstundenauktionen möglich. Im Gegensatz zum preisabhängigen Gebot wird vom Teilnehmer keine feste Preis-Mengen-Kombination vorgegeben. Preisunabhängigkeit auf Käuferseite bedeutet, dass die Menge zur Bedarfsdeckung ungeachtet eines Preislimits beschafft werden soll; auf Verkäuferseite bedeutet Preisunabhängigkeit, dass unabhängig vom Preis veräußert werden soll. Während die ÜNB bei preisunabhängigen Käufen kaum in Erscheinung treten, spielen die Strommengen, die die ÜNB anbieten, bei preisunabhängigen Verkäufen eine große Rolle. Die preisunabhängigen Verkäufe der ÜNB entfallen maßgeblich, aber nicht ausschließlich auf die Vermarktung von EEG-Mengen. Schließlich gibt es die Möglichkeit physischer Erfüllung finanzieller Terminmarktprodukte der EEX. Die Abwicklung erfolgt dabei ebenfalls durch preisunabhängige Gebote im Spothandel. Die folgende Abbildung stellt die Bedeutung der Kategorien preisunabhängigen Handels für das Berichtsjahr dar:

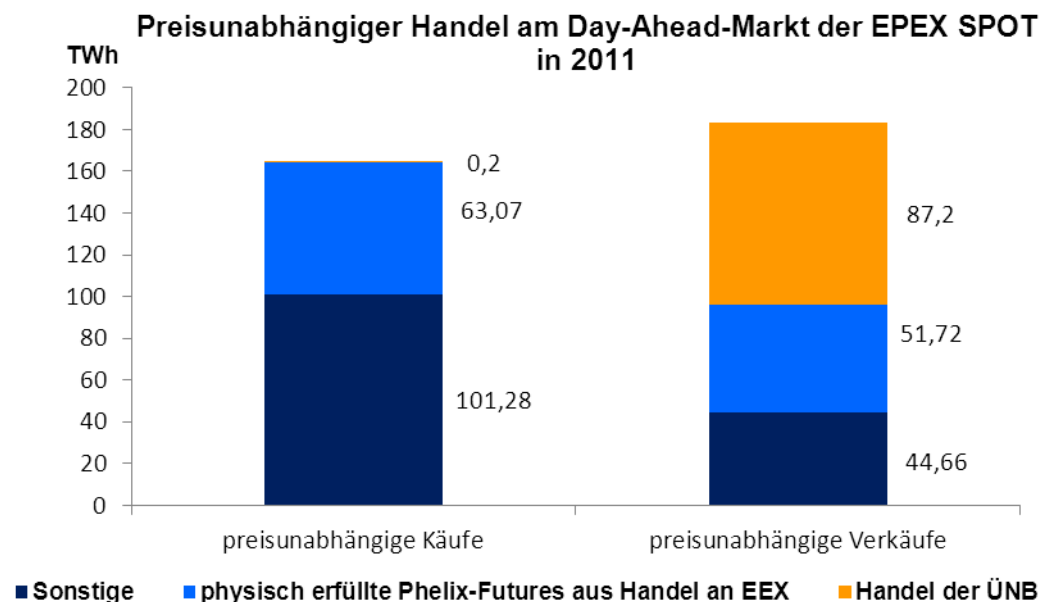


Abbildung 45: Preisunabhängiger Handel am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT in 2011

Im Einzelnen stellen sich die Anteile der gehandelten Produkte im Berichtsjahr wie folgt dar:

	Kauf		Verkauf	
	in TWh	in %	in TWh	in %
preisunabhängige Gebote	164,6	73.3%	183,6	81.8%
• davon durch ÜNB	0,2	0,1%	87,2	47,5%
• davon physisch erfüllte Phelix Futures	63,1	38,3%	51,7	28,2%
• davon sonstige	101,3	61,5%	44,7	24,3%
preisabhängige Gebote	35,6	15.9%	24,8	11.0%
Blöcke	15,2	6.8%	8,4	3.8%
Import / Export (MCC)	9,2	4.1%	7,8	3.5%
Gesamt (Rundungsdifferenzen)	224,6	100%	224,6	100%

Tabelle 16: Kauf und Verkauf am Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT nach Produkten in 2011

Während das Volumen physisch erfüllter Phelix Futures durch preisunabhängige Käufe absolut (um 17,6 TWh) und relativ (um 38,6 Prozent) gegenüber dem Vorjahr zugenommen hat, sank 2011 das Volumen preisunabhängiger Verkäufe um 4,6 TWh (8,1 Prozent).

Preisniveau

Die Mittelwerte der Preise für die Day-Ahead-Produkte an den betrachteten Spotmarktbörsen liegen erwartungsgemäß dicht beisammen; die Mittelwerte an der EXAA sind gegenüber denen an der EPEX SPOT grundsätzlich geringfügig höher.

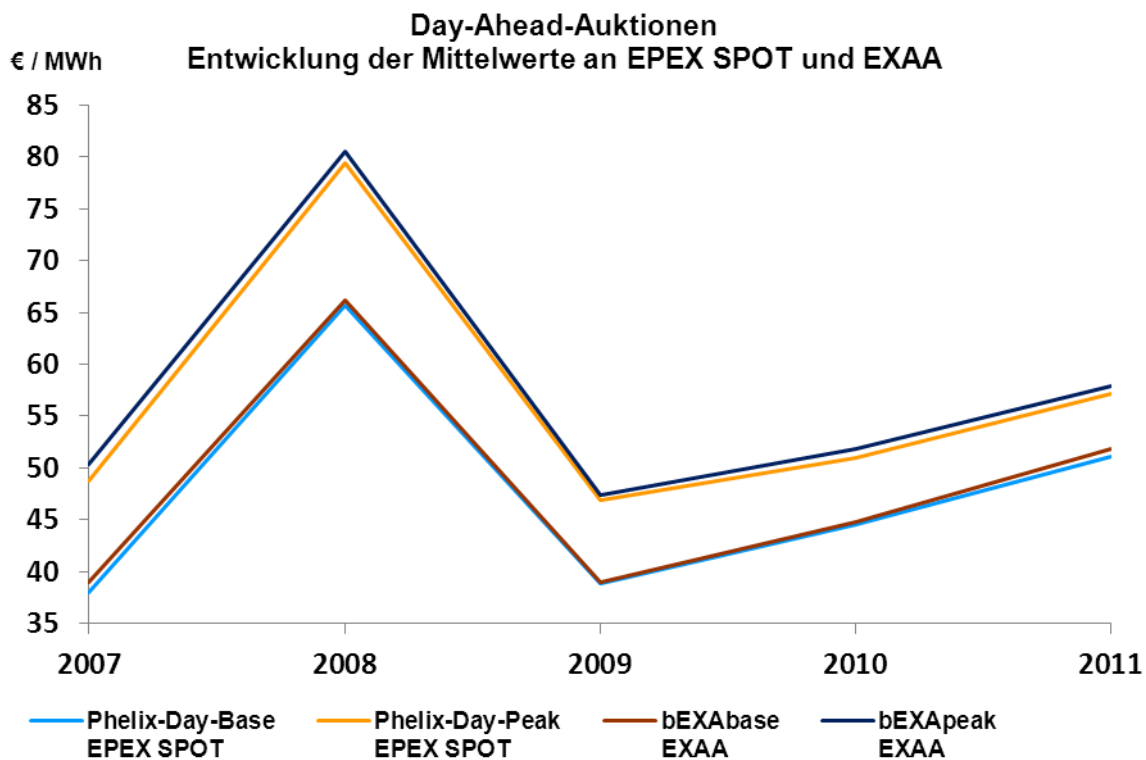


Abbildung 46: Day-Ahead-Auktionen - Entwicklung der Mittelwerte an EPEX SPOT und EXAA

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011
Phelix-Day-Base EPEX SPOT	37,99	65,76	38,85	44,49	51,12
Phelix-Day-Peak EPEX SPOT	48,75	79,43	46,83	50,95	57,12
bEXAbase EXAA	38,96	66,18	38,92	44,81	51,80
bEXApeak EXAA	50,34	80,52	47,36	51,82	57,94

Tabelle 17: Day-Ahead-Auktionen - Entwicklung der Mittelwerte an EPEX SPOT und EXAA

Der Anstieg der Jahresdurchschnittspreise (je Vorjahr zum Berichtsjahr) lag bei den Base-Produkten für die letzten beiden Jahre jeweils zwischen 15 Prozent und 16 Prozent; bei den Peak-Produkten war von 2009 auf 2010 ein Anstieg von je neun Prozent zu verzeichnen, von 2010 auf 2011 dagegen von zwölf Prozent.

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen die Preis-Spannweite (Abstand Minimal- zu Maximalwert) der gleichen Produkte für das Berichts- und das Vorjahr. Hier ist neben dem Anstieg

der Durchschnittspreise auch die Veränderung der Spannbreiten abzulesen. Bei den Werten der EXAA ist deren Verkürzung besonders sichtbar, da hier die Maximalwerte sinken und die Minimalwerte gleichzeitig steigen. Bei den Phelix-Produkten der EPEX SPOT sinken beide Extremwerte, der Maximalwert jedoch jeweils stärker als der Minimalwert, sodass auch hier die Spannweite im Berichtsjahr geringer ist. Insgesamt ist festzustellen, dass sich die Preise im betrachteten Spotmarktsegment auf durchschnittlich höherem Niveau, aber innerhalb einer engeren Spanne bewegen, bei gesunkenem Maximum.

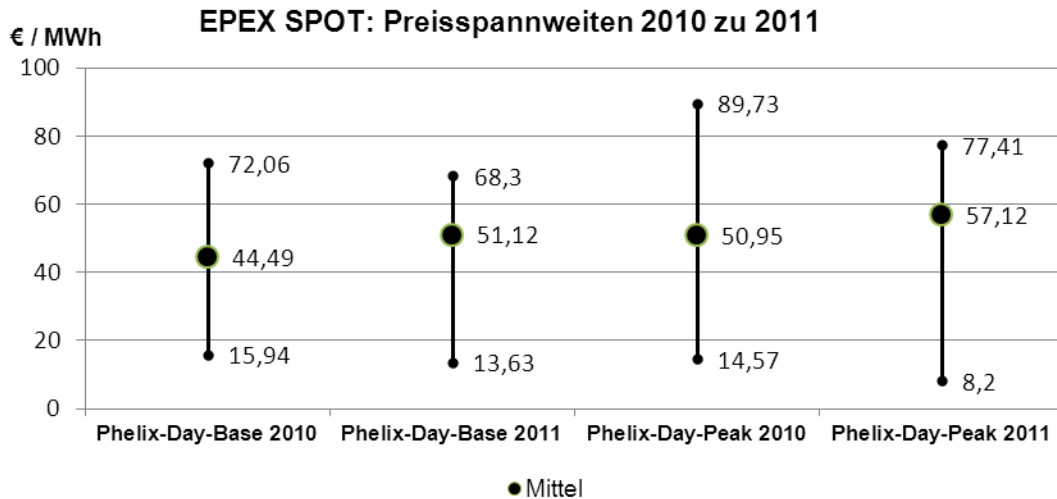


Abbildung 47: EPEX SPOT: Preisspannweiten 2010 zu 2011

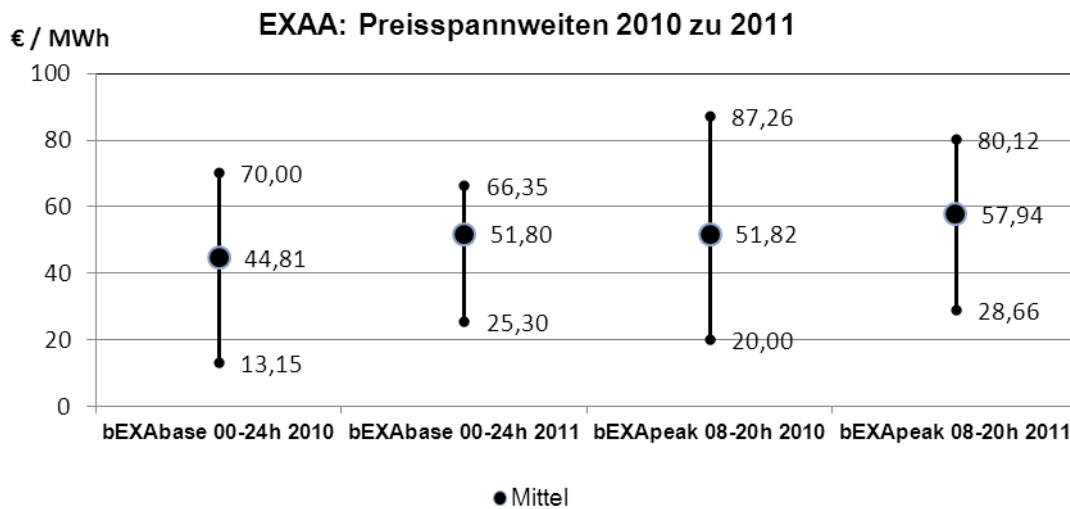


Abbildung 48: EXAA: Preisspannweiten 2010 zu 2011

Der Intra-Day-Markt an der EPEX SPOT

Der kontinuierliche, börsliche Intra-Day-Handel ist für Deutschland seit 2006 möglich. Die Entwicklung des Handelsvolumens von 2006 bis 2011 ist aus der nachfolgenden Abbildung ersichtlich³⁹:

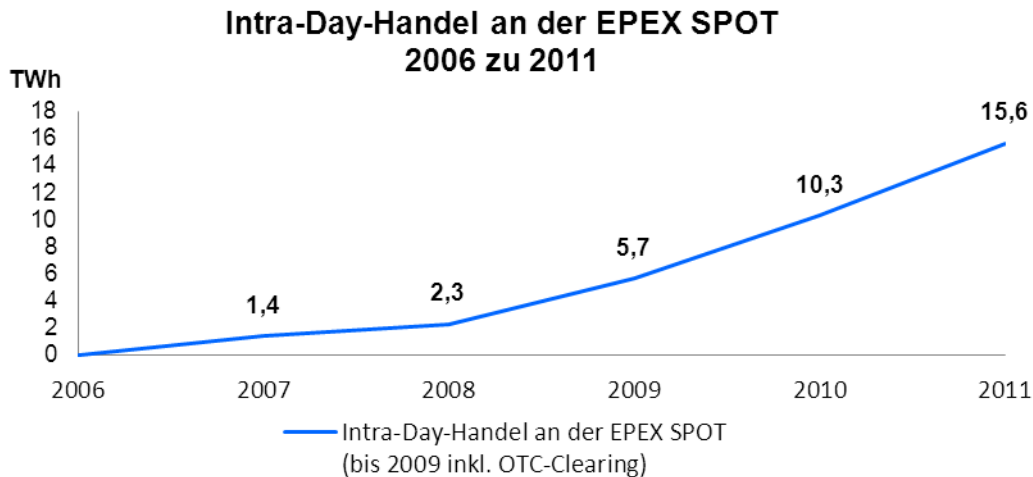


Abbildung 49: Intra-Day-Handel an der EPEX SPOT 2006 zu 2011

Das Marktsegment unterliegt beachtlichem Wachstum, zuletzt erreichte es eine jährliche Steigerungsrate (2010 zu 2011) von 52 Prozent.

Terminmarkt EEX Power Derivatives GmbH

Für Deutschland / Österreich sind Phelix Futures und Phelix-Optionen handelbar. Es besteht ein Spektrum an Produkten mit verschiedenen standardisierten Lieferzeiträumen (Futures) bzw. Ausübungszeitpunkten (Optionen).

Teilnehmer und Volumina im Überblick

Die Zahl der aktiven Teilnehmer am Terminmarkt im Berichtsjahr 2011 betrug im Durchschnitt je Handelstag 43,4 (Vorjahr: 23,3); der Wert bezieht sich nur auf den Handel mit Futures, wobei das Clearing von OTC-Geschäften eingeschlossen ist.

Im Berichtsjahr wurden am Terminmarkt Deutschland / Österreich – außerhalb des OTC-Clearings – wie bereits 2010 nur Phelix Futures gehandelt.

³⁹ Ab 2010 sind etwaige Mengen aus dem OTC-Clearing nicht berücksichtigt; zum OTC-Clearing s. „OTC-Clearing an der Börse“.

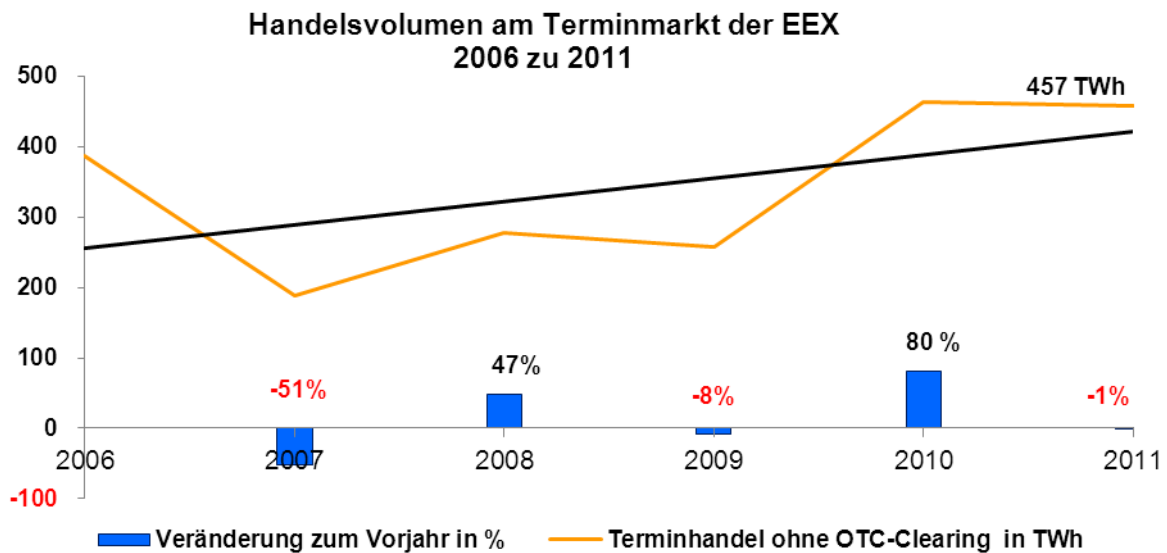


Abbildung 50: Handelsvolumen am Terminmarkt der EEX 2006 und 2011

Über mehrere Jahre haben die Mengen klar steigende Tendenz, was zwischenzeitliche Rückgänge nicht ausschließt.

Die Kontrakte werden für verschiedene Erfüllungszeiträume abgeschlossen. Der Handel konzentriert sich vorrangig auf das Folgejahr:

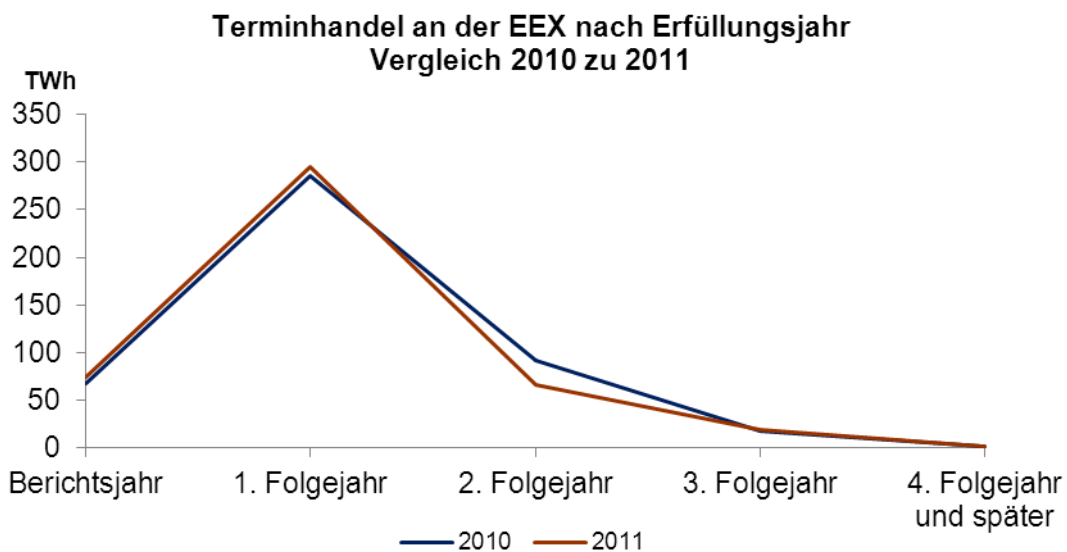


Abbildung 51: Terminhandel an der EEX nach Erfüllungsjahr – Vergleich 2010 zu 2011

Der Vergleich der Handelsaktivitäten im Jahr 2011 und im Jahr 2010⁴⁰ unter dem Aspekt der Erfüllungsfrist abgeschlossener Terminkontrakte weist auf ein nahezu gleiches Kontrahierungsverhalten in beiden Jahren hin.

⁴⁰ Ein Vergleich mit weiteren Vorjahren ist wegen geänderter Datenabfrage nicht möglich.

Preisniveau

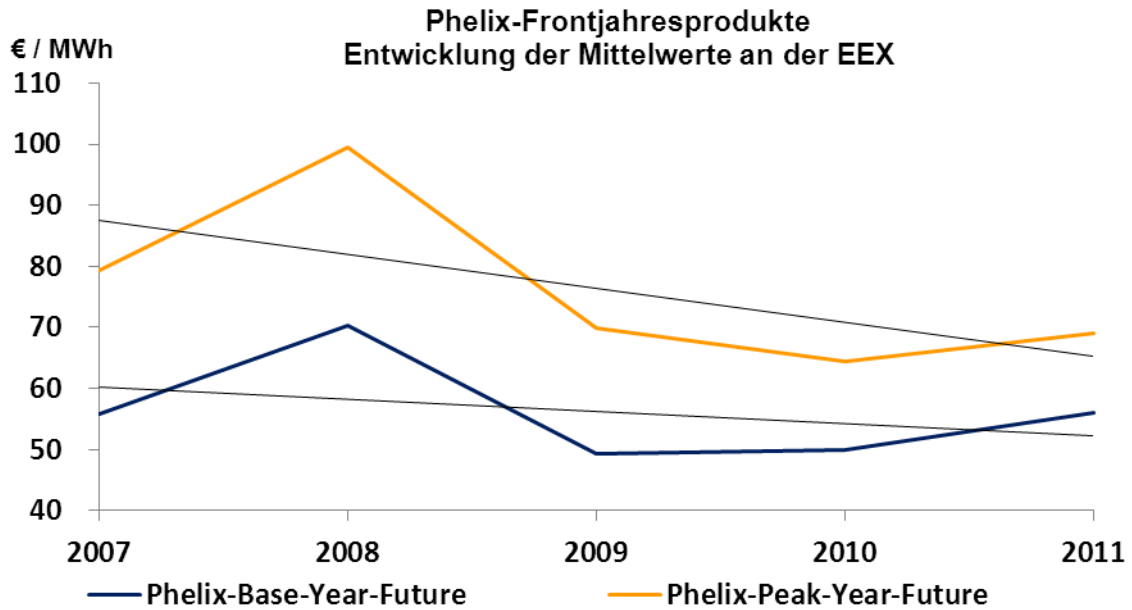


Abbildung 52: Phelix-Frontjahresprodukte - Entwicklung der Mittelwerte an der EEX

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011
Phelix-Base-Year-Future	55,83	70,33	49,20	49,90	56,08
Phelix-Peak-Year-Future	79,33	99,40	69,84	64,48	69,03

Tabelle 18: Phelix-Frontjahresprodukte - Entwicklung der Mittelwerte an der EEX

In der Tendenz fallen die Mittelwerte für die Phelix-Futures (Base/Peak; bezogen auf alle feststellbaren Preise für das Frontjahr) über die letzten fünf Jahre, im Peak-Bereich stärker als im Base-Bereich. Im Berichtsjahr ist allerdings gegenüber dem Vorjahr ein Anstieg festzustellen (Base: um zwölf Prozent; Peak: um sieben Prozent).

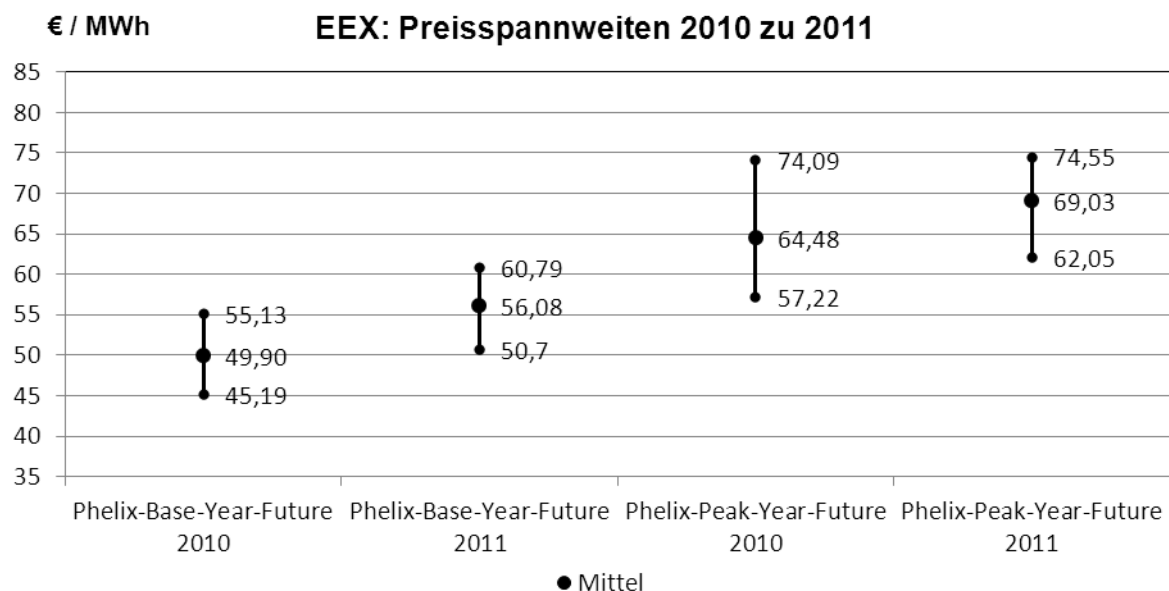


Abbildung 53: EEX: Preisspannweiten 2010 zu 2011

Im Vorjahresvergleich zeigt sich, dass die Spannweite (Abstand Minimalwert zu Maximalwert) für das Phelix-Peak-Year-Future erheblich geringer geworden ist (von 16,87 € auf 12,50 €). Im Base-Bereich ist die Spannweite geringfügig gewachsen (von 9,94 € auf 10,09 €).

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 (nichtbörslichen) 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; hier 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 Intra-Day-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 2006 bis 2011, 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.

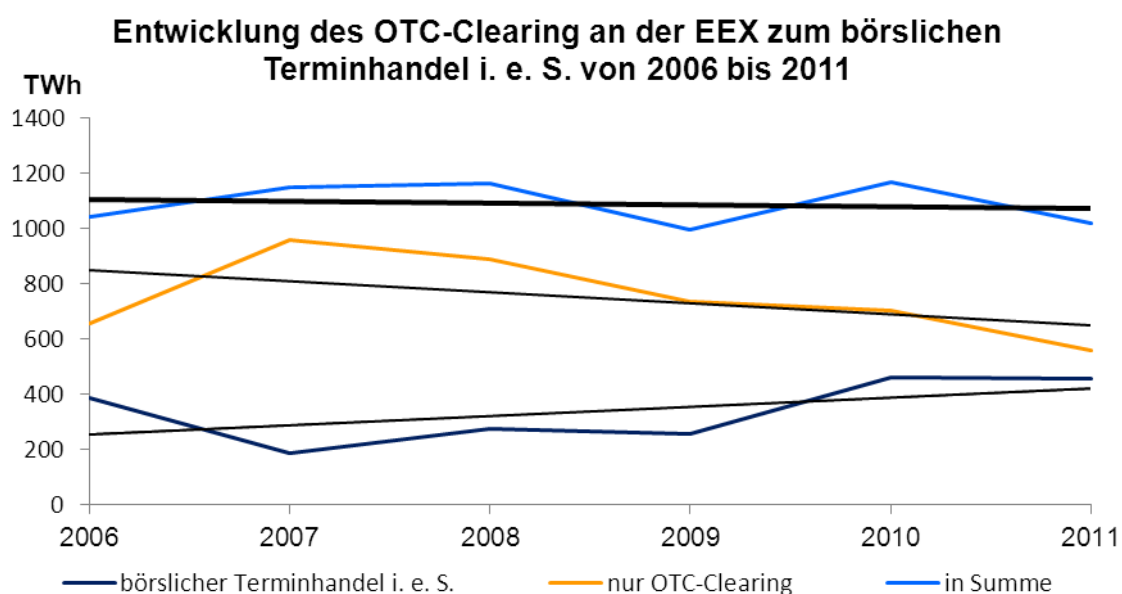


Abbildung 54: Entwicklung des OTC-Clearings an der EEX zum börslichen Terminhandel i. e. S. von 2006 bis 2011

Wie in den letzten beiden Jahren sind Daten von fünf Brokerplattformen erhoben worden, die sämtlich an der Börse zugelassen sind und in ihrer Summe für den Bereich „Großhandel Strom auf Brokerplattformen“ hohe Aussagekraft haben.

Die folgenden zwei Abbildungen vergleichen die Segmente „börslicher Terminhandel i. e. S.“ und „OTC-Clearing“, letzteres wiederum differenziert nach Clearing durch die einbezogenen Broker und sonstigem OTC-Clearing, in den Jahren 2011 und 2010. Aufgrund der Marktbedeutung der einbezogenen Broker ist davon auszugehen, dass das „sonstige OTC-Clearing“ in großem Maße Kontrakte umfasst, die von Käufern und Verkäufern unmittelbar selbst zum

Clearing angemeldet worden sind.⁴¹ In der Gesamtschau beider Grafiken sind ein Rückgang der von Brokern zum Clearing angemeldeten Mengen und ein deutlicher Anstieg der von Unternehmen selbst zum Clearing angemeldeten Mengen zu erkennen.

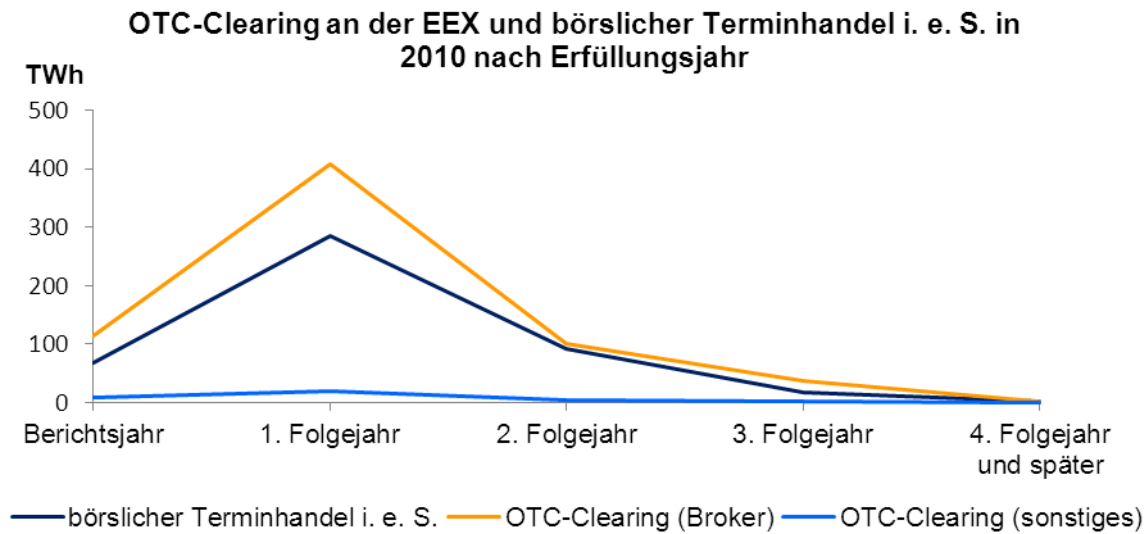


Abbildung 55: OTC-Clearing an der EEX und börslicher Terminhandel i. e. S. in 2010 nach Erfüllungsjahr

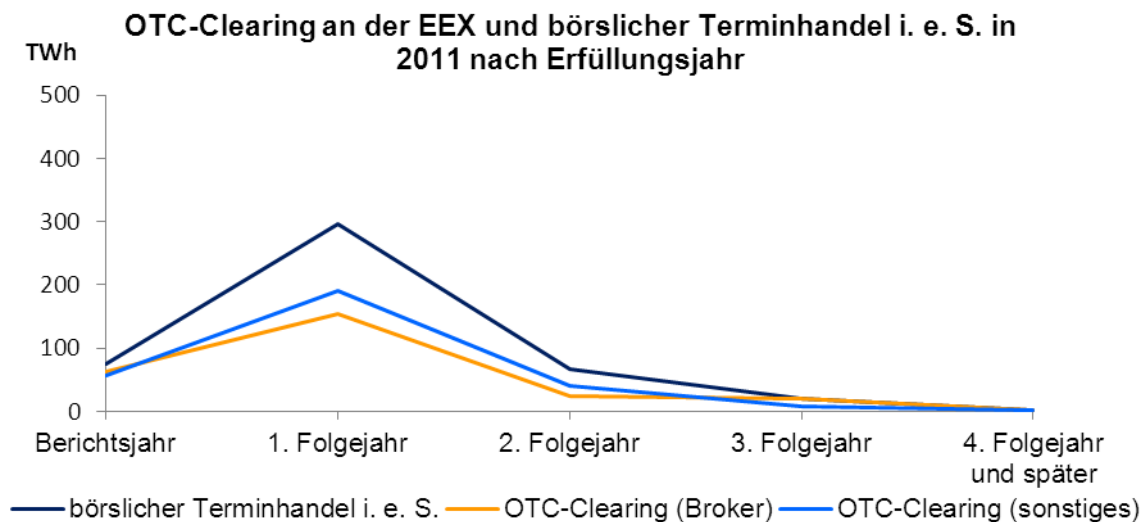


Abbildung 56: OTC-Clearing an der EEX und börslicher Terminhandel i. e. S. in 2011 nach Erfüllungsjahr

Abgesehen von diesen Aspekten verdeutlicht die Grafik⁴², dass auch für das OTC-Clearing von Termingeschäften der eindeutige Schwerpunkt auf Kontrakten mit Erfüllung im Folgejahr liegt.

⁴¹ Die erhobenen börslichen Daten geben Auskunft über das OTC-Clearing insgesamt. Die Daten zur Differenzierung innerhalb des OTC-Clearings beruhen auf Angaben der befragten fünf Broker, die nach vorliegenden Erkenntnissen den maßgeblichen Teil des diesbezüglichen Geschäfts stellen. Das „sonstige OTC-Clearing“ ergibt sich als Differenz zu den Werten der EEX.

Das Volumen des OTC-Clearings im Intra-Day-Markt der EPEX SPOT ist von 0,008 TWh in 2010 auf 0,295 TWh in 2011 angestiegen.

Bilateraler Großhandel (inklusive Broker)

Auch im bilateralen Handel ist, wie beim börslichen Handel, zwischen längerfristigen Termin- und kurzfristigen Spotmarktgeschäften zu unterscheiden. Die Datenerhebung differenziert zwischen dem Handel mit Erfüllungszeitraum von mindestens einer Woche und von weniger als einer Woche. Hinsichtlich beider Bereiche wurde gesondert abgefragt, inwieweit der Kontrakt mithilfe der einbezogenen Brokerplattformen zustande gekommen ist.

Eine vollständige Abbildung des bilateralen Elektrizitäts-Großhandels anhand der erhobenen Daten ist nicht möglich. Dem steht u. a. die Differenz zwischen den Angaben der Unternehmen bezüglich der Geschäfte mit bestimmten Brokern und den – davon erheblich abweichenden – vollständigen Angaben dieser befragten Broker entgegen.⁴³

Die in der Erhebung festgestellten – und im Folgenden dargestellten – Daten sind Mindestwerte, die in einem aus der Erhebung selbst nicht quantifizierbaren, aber jedenfalls nicht unerheblichen Umfang (s. o. zu Kontrolldaten Broker) überschritten werden:

⁴² Die Daten „nur OTC-Clearing Broker“ beruhen auf Angaben der befragten fünf Broker, die nach vorliegenden Erkenntnissen den maßgeblichen Teil des diesbezüglichen Geschäfts stellen. Der „nur OTC-Clearing-Rest“ ergibt sich als Differenz zu den Werten der EEX. In diesen Werten ist ein Anteil mit Erfüllung in die österreichische Regelzone enthalten. Bei den beiden vorausgehenden Abbildungen geht es jedoch um Tendenzen; die Vergleichswerte 2010 / 2011 stellen auf gleich definierte Größen ab.

⁴³ Abweichungen sind, allerdings nur in geringem Umfang, zu erwarten, da die Befragung von Unternehmen und Brokern nicht deckungsgleich erfolgte (die Broker-Daten enthalten einen auf durchschnittlich 2 Prozent geschätzten Anteil von Handel für kommerzielle Verbraucher). Der Umfang der Abweichung belegt aber, dass die Unternehmensabfrage keine volle Abdeckung erzielt.

Erfasste Volumina im bilateralen Terminmarkt 2011 (Erfüllungszeitraum ab einer Woche)

Kontrakte im Berichtsjahr	angenommene Mindestwerte ⁴⁴ in TWh
Erfüllungsjahr 2011	435,1
Erfüllungsjahr 2012	1.015,2
Erfüllungsjahr 2013	462,7
Erfüllungsjahr 2014	210,5
Erfüllungsjahr 2015 und später	58,7
Kontrakt über Broker ⁴⁵ ohne OTC-Clearing	4.019,3
nur Kontrakte mit OTC-Clearing ⁴⁶ (alle)	257,1
Summe	6.458,6

Tabelle 19: Erfasste Volumina im bilateralen Terminmarkt 2011

Erfasste Volumina im bilateralen kurzfristigen Handel⁴⁷ 2011 (Erfüllungszeitraum weniger als eine Woche)

Kontrakte im Berichtsjahr	angenommene Mindestwerte in TWh
Intra-Day ⁴⁸ und Day-After	18,0
Day-Ahead	115,5
sonstige Kontrakte Erfüllungszeitraum < eine Woche	30,4
Kontrakt über Broker (alle) ⁴⁹	89,9
Summe	253,8

Tabelle 20: Erfasste Volumina im bilateralen kurzfristigen Handel 2011

⁴⁴ Da bei Kontrakt über eine Brokerplattform der Handel beidseitig ein solcher über die Plattform ist (genauso wie ein gecleartes OTC-Geschäft dies nur beidseitig sein kann), müssen sich die Mengen aus bilateralem Kauf i. e. S. und bilateralem Verkauf i. e. S. insgesamt 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.

⁴⁵ Wert bereinigt (s. Schätzung Fußnote 42)

⁴⁶ Hier wurde ebenfalls auf die Angaben der Broker (Abschlag 2 Prozent) zurückgegriffen. Es steht zwar fest, dass an der ECC insgesamt 561 TWh aus OTC-Termingeschäften gecleart worden sind; dieser Wert enthält aber einen Anteil mit Erfüllung in die österreichische Regelzone sowie Handel kommerzieller Verbraucher. Bei hier angestellter Betrachtung gesicherter Mindestwerte ist deshalb bewusst der niedrigere Wert eingesetzt worden.

⁴⁷ Die hinsichtlich des Terminmarkts (vorherige Tabelle) gemachten Annahmen gelten hier entsprechend. Da zum Spotmarkt jedoch nicht differenziert nach geclearten Intra-Day-Kontrakten gefragt worden ist, wird unterstellt, dass die von der EPEX SPOT angegebene Menge in den von Unternehmen und befragten Brokern angegebenen Mengen enthalten sind.

⁴⁸ Die Befragung hat ergeben, dass die Kontrakte unternehmensseitig zeitlich in manchen Fällen anders erfasst worden sind (so dass z. B. Mengen als Intra-Day-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.

⁴⁹ Wert bereinigt (s. Schätzung Fußnote 42)

Die zum bilateralen Großhandel i. e. S. ermittelten Daten bieten eine verlässliche Darstellung des Marktes. Hierfür sprechen die Gesamtschau von Anzahl und Art der sich beteiligenden Unternehmen sowie der Umfang ihrer Angaben, unter Berücksichtigung verfügbarer Kontrolldaten. Auch die weitgehende Deckungsgleichheit der Kauf- und Verkaufsmengen (nach Produkt differenziert) stützt dies.

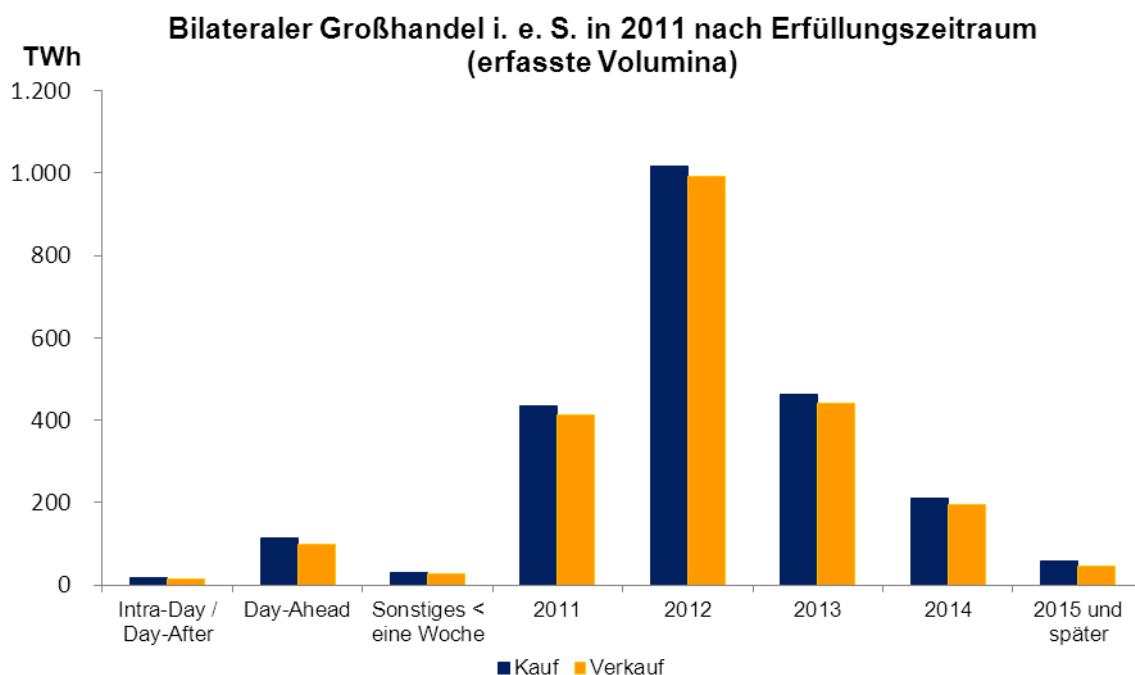


Abbildung 57: Bilateraler Großhandel i. e. S. in 2011 nach Erfüllungszeitraum (erfasste Volumina)

Wie bereits zum börslichen Handel inklusive OTC-Clearing festgestellt, liegt der Schwerpunkt des bilateralen Termingeschäfts auf Kontrakten mit Erfüllungszeitpunkt im Folgejahr. Im Spotmarkt spielt der Day-Ahead-Handel die zentrale Rolle.

Ergänzende Aspekte

Market Maker

Als Market Maker bezeichnet man einen Börsenteilnehmer, der sich dazu verpflichtet hat, gleichzeitig verbindliche Kauf- und Verkaufspreise (Quotierungen) zu veröffentlichen. Die Funktion des Market Maker erhöht die Liquidität des Marktes.⁵⁰

Im Berichtszeitraum waren die Unternehmen Vattenfall Energy Trading GmbH, RWE Supply & Trading GmbH und E.ON Energy Trading SE durchgängig als Market Maker am Elektrizitäts-

⁵⁰ Die spezifischen (variierenden) Bedingungen werden zwischen Börse und Market Maker in Market Maker Agreements geregelt (Quotierungszeiten, Quotierungsdauer, Mindestkontraktzahl, Maximalspread usw.).

Terminmarkt für Phelix-Futures aktiv. Alle drei Unternehmen⁵¹ waren bereits in den Vorjahren entsprechend tätig. Der Anteil der Market Maker am Kaufvolumen von Phelix Futures sank von 29,1 Prozent (2010) auf 27 Prozent (2011), der Anteil am Verkaufsvolumen von 33,7 Prozent (2010) auf 31,5 Prozent (2011).

Mit den genannten 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.

Umsatzstärkste Unternehmen an EPEX SPOT und EEX

Die Betrachtung der jeweils fünf umsatzstärksten Unternehmen⁵² an einer Börse gibt einen Eindruck davon, in welchem Maße der Handel konzentriert ist. Die Betrachtung wird mit Bezug auf bestimmte Handelsbereiche sowie differenziert nach Kauf- oder Verkaufsvolumen vorgenommen. Zur Verdeutlichung der Entwicklung sind die Anteile (in Prozent) der letzten drei Berichtsjahre abgebildet:

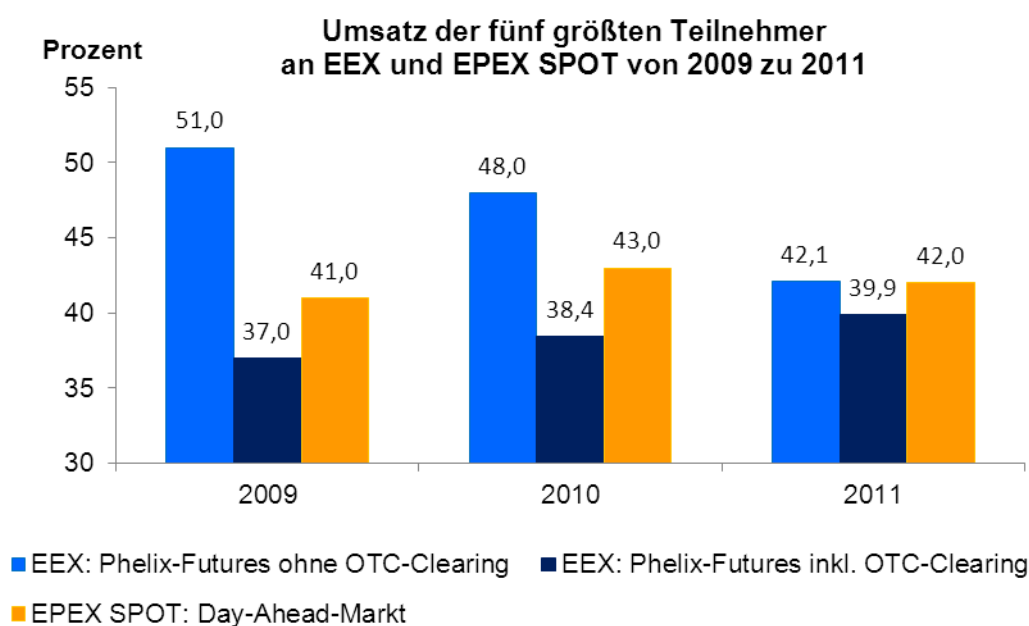


Abbildung 58: Umsatz der fünf größten Teilnehmer an EEX und EPEX SPOT von 2009 zu 2011

Stellt man auf das Gesamthandelsvolumen je Handelsbereich (summierte Kauf- und Verkaufsaktivitäten) ab, so hat sich die Konzentration am Day-Ahead-Markt von 2009 bis 2011 nur wenig verändert. Am Terminmarkt ist die Konzentration gestiegen, wenn die Volumina aus den geclearten OTC-Kontrakten einbezogen werden, während sie bei Ausblendung dieser Mengen von einem hohen Niveau stark gefallen ist.

⁵¹ Im ersten Halbjahr 2010 war neben den oben Genannten ein weiterer Market Maker aktiv.

⁵² Damit ist keine Aussage darüber verbunden, ob die Zusammensetzung der Gruppe der umsatzstärksten Unternehmen über die betrachteten Jahre oder Handelsbereiche variiert oder konstant ist.

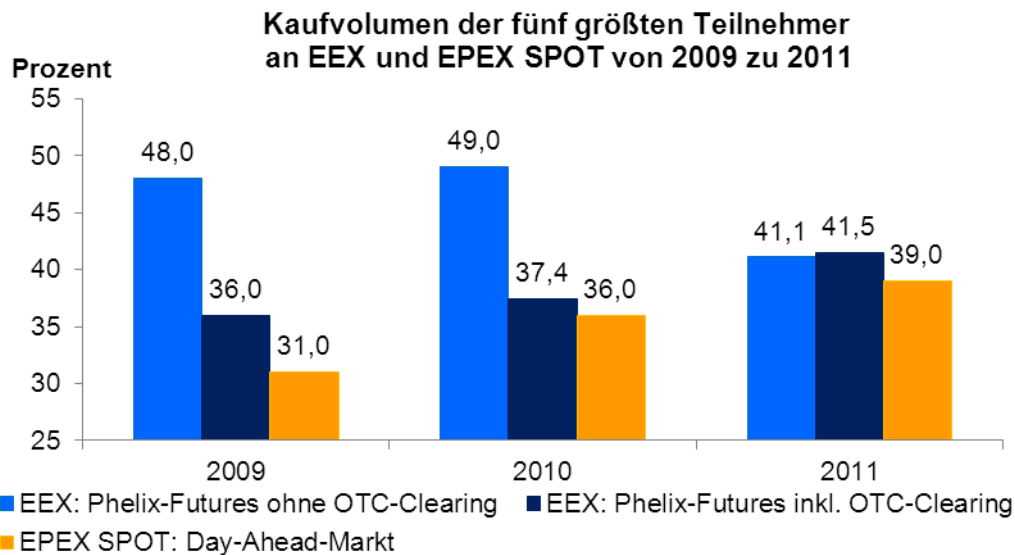


Abbildung 59: Kaufvolumen der fünf größten Teilnehmer an EEX und EPEX SPOT von 2009 zu 2011

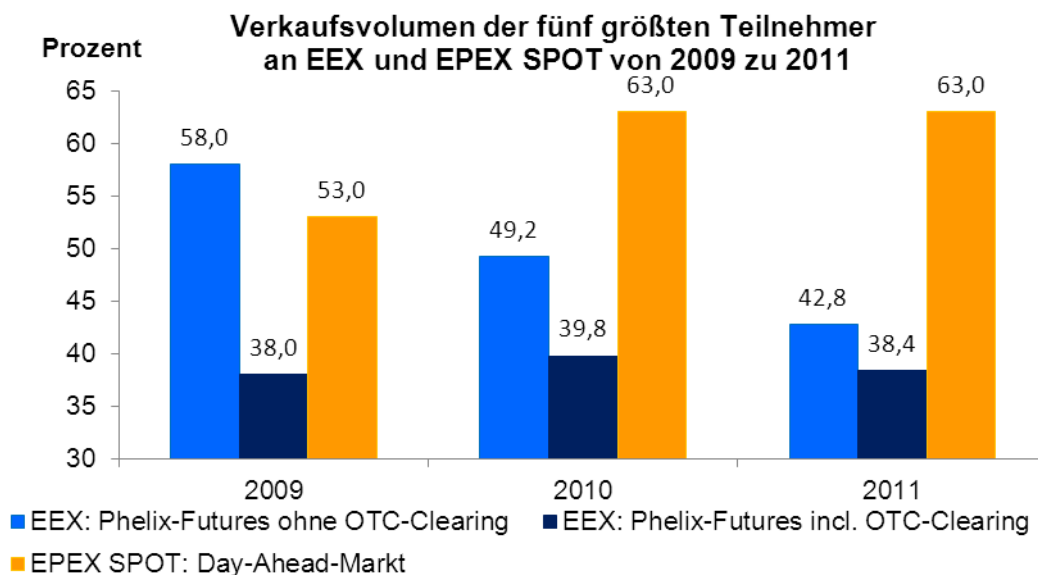


Abbildung 60: Verkaufsvolumen der fünf größten Teilnehmer an EEX und EPEX SPOT von 2009 zu 2011

Im Day-Ahead-Markt auf Käuferseite ist der Anteil der fünf stärksten Unternehmen von 31 Prozent im Jahr 2009 auf 39 Prozent im Jahr 2011 gestiegen; auf Verkäuferseite haben die fünf führenden Unternehmen im Berichtsjahr den Vorjahres-Anteil von 63 Prozent gehalten. Im Monitoringbericht 2011 wurde dargelegt, dass dieser hohe Anteil sich mit der Vermarktung der EEG-Stromvolumina durch die ÜNB erklärt⁵³. Im Terminmarkt ohne OTC-Clearing nimmt auf Käufer- wie auf Verkäuferseite die Konzentration auf die führenden fünf Unternehmen ab. Bei

⁵³ s. „Spotmarkt EPEX SPOT und EXAA“

Einbeziehung des OTC-Clearings ist demgegenüber der Anteil der fünf stärksten Verkäufer wenig verändert, während auf Käuferseite die Konzentration deutlicher zunimmt.

An der EEX werden die zugelassenen Teilnehmer nach § 4 Abs. 2 SächsBörsWVO in Kategorien eingeteilt (s. „Börslicher Großhandel – Einführung“). Die Gesamtumsatzmengen (Summe aus Kauf und Verkauf) lassen sich in Bezug auf diese Gruppen aufgliedern⁵⁴:

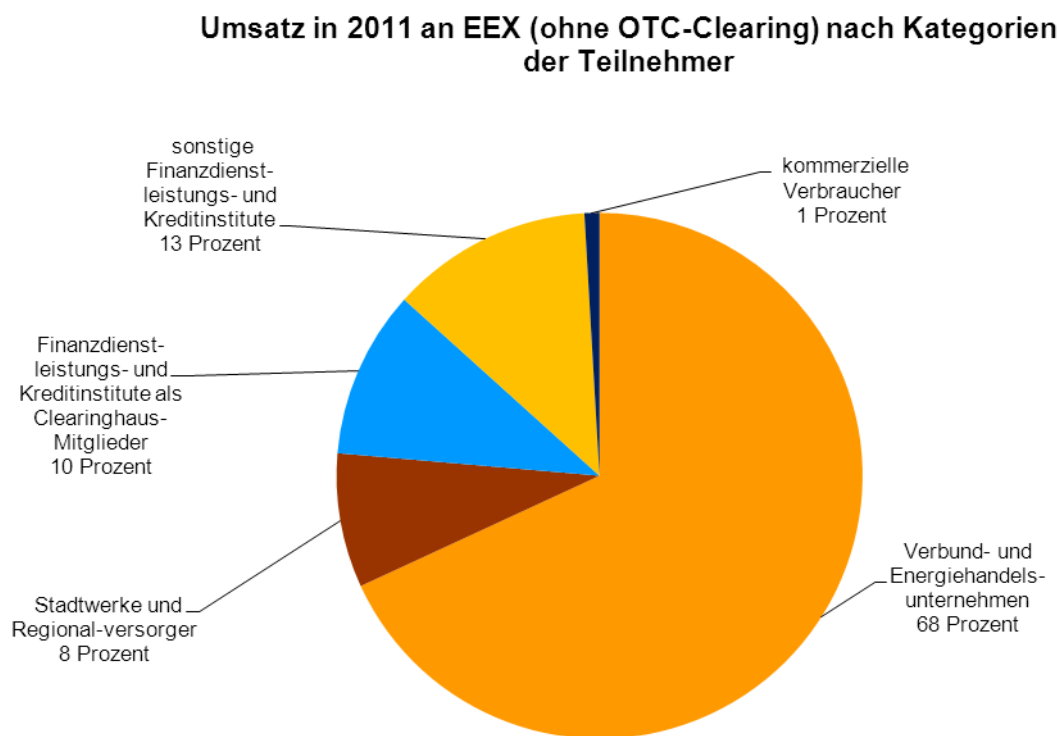


Abbildung 61: Umsatz in 2011 an EEX (ohne OTC-Clearing) nach Kategorien der Teilnehmer

Auf Verbund- und Energiehandelsunternehmen sowie Stadtwerke und Regionalversorger entfallen zusammen 76 Prozent des Handelsvolumens, auf Banken und Finanzdienstleistungsinstitute 23 Prozent.

⁵⁴ Die Vorjahresdaten liegen nur zur früher vorgenommenen Einteilung und damit nicht in vergleichbarer Form vor.

Umsatzstärkste Unternehmen an EXAA

Eine entsprechende Betrachtung der Umsatzkonzentration, die auf die führenden fünf Unternehmen entfällt, kann hinsichtlich des Day-Ahead-Marktes an der EXAA vorgenommen werden. Prozentual betrachtet gehen die Anteile der jeweils fünf⁵⁵ kauf- oder verkaufsstärksten Unternehmen zurück; die Konzentration auf die führenden Marktteilnehmer sinkt. Dies erklärt sich weitestgehend durch die gestiegenen Handelsaktivitäten anderer Marktteilnehmer und damit durch ein Wachstum des entsprechenden Handelsvolumens an der Börse. Die Aktivitäten der führenden Unternehmen sind – absolut betrachtet – im Verkauf nahezu gleich geblieben und im Kauf sogar gestiegen.

Bedeutung umsatzstärkster Unternehmen im bilateralen Handels i. e. S. (ohne OTC-Clearing)

533 Unternehmen geben Kaufmengen im Terminhandel an. Die fünf führenden Unternehmen dieser Gruppe decken 59 Prozent des gesamten Kaufvolumens ab; die zehn führenden Unternehmen vereinigen 70 Prozent des Kaufvolumens auf sich.

311 Unternehmen geben Verkaufsmengen im Terminhandel an. Die fünf Unternehmen mit den höchsten Verkaufsmengen stellen 63 Prozent der insgesamt von Verkäufern angegebenen Mengen. Die zehn führenden Unternehmen auf Verkäuferseite vereinigen auf sich 78 Prozent.

⁵⁵ Auch hier wird keine Aussage über gleiche (oder veränderte) Identität der umsatzstärksten Teilnehmer (2010 zu 2011) getroffen.

Einzelhandel

Anbieterzahl

Die Möglichkeiten für Elektrizitätskunden, aus einem breiten Angebot von Lieferanten wählen zu können, haben sich weiter verbessert. In knapp drei Viertel aller Netzgebiete waren 2011 mehr als 50 Anbieter aktiv. Im Jahr 2007 lag dieser Wert noch bei knapp einem Viertel. Eine hinreichend hohe Anbieterzahl in einem Marktgebiet wird allgemein als eine notwendige Bedingung für einen funktionierenden Wettbewerb angesehen, doch ist eine große Zahl 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. Im bundesweiten Durchschnitt kann ein Letztverbraucher in seinem Netzgebiet zwischen 80 Anbietern wählen, für Haushaltskunden liegt der Wert bei 65 Anbietern. Im einwohnergewichteten Mittelwert⁵⁶ waren 169 Lieferanten pro Netzgebiet im Jahr 2011 tätig.

Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

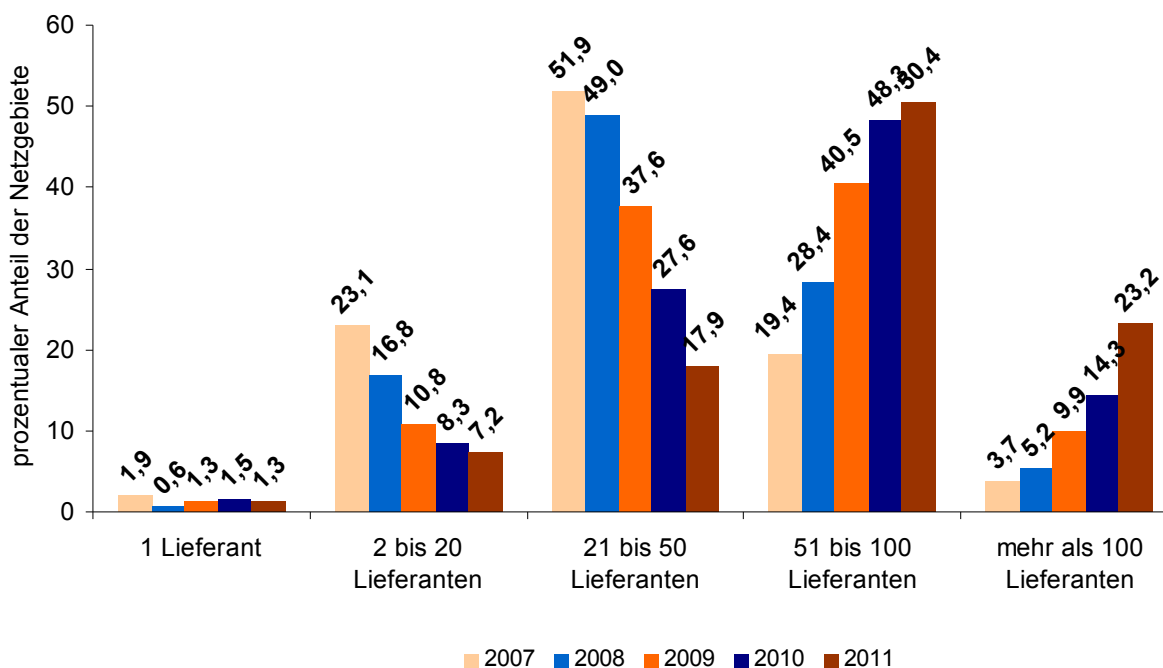


Abbildung 62: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist

⁵⁶ Dieser wird gebildet aus der nach der Einwohnerzahl gewichteten Summe der Lieferanten eines Netzgebietes, summiert über alle Netzgebiete und in das Verhältnis zur Gesamteinwohnerzahl gesetzt. Netzgebiete mit einer hohen Bevölkerungsdichte werden im ausgewiesenen Gesamtwert besonderes berücksichtigt.

Die meisten Lieferanten verfolgen eine regionale Absatzstrategie. Knapp zwei Drittel der Anbieter sind in maximal zehn Netzgebieten aktiv, ein Fünftel in nur einem einzigen Netzgebiet. Der Anteil der Lieferanten, die sich auf die Tätigkeit in einem Netzgebiet beschränken, hat sich damit in fünf Jahren halbiert. Dementsprechend ist zwischen 2007 und 2011 die Zahl der Anbieter, die in mehr als einem Netzgebiet auftreten, kontinuierlich gestiegen. Die größte Zuwachsrate mit plus 8,2 Prozentpunkten weist dabei die Gruppe der Lieferanten auf, die in elf bis 50 Netzgebieten operieren.

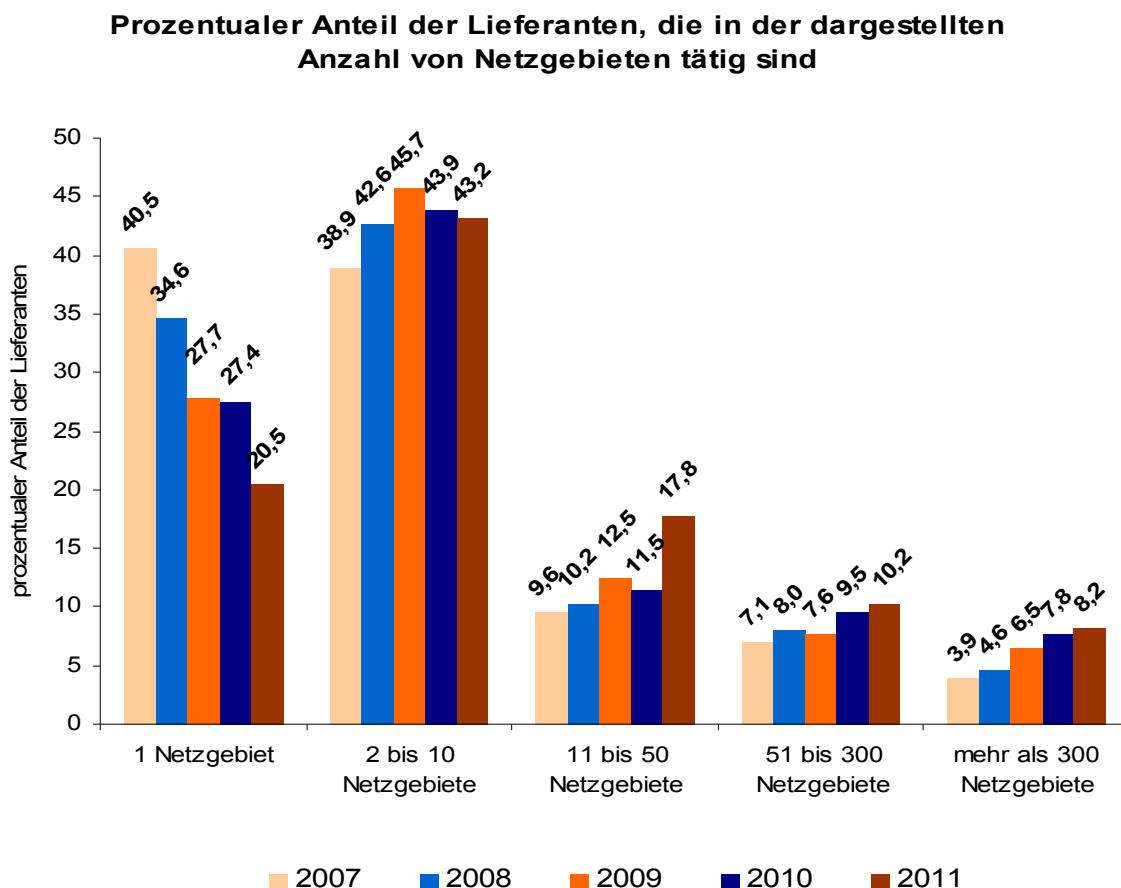


Abbildung 63: Prozentualer Anteil der Lieferanten, die in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten tätig sind

Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Gewerbe- / Industriekunden

Die befragten ÜNB und VNB haben die Menge und Anzahl der Lieferantenwechsel im Berichtsjahr 2011 in ihrem Netzbereich als Gesamtwert und für die jeweiligen drei Kundenkategorien angegeben. Die hieraus resultierenden Werte sind in nachstehender Tabelle aufgeführt.

Kategorie	2011	Anteil an	2011	Anteil
	Lieferantenwechsel in TWh	Entnahmemenge Kategorie in Prozent	Anzahl Lieferantenwechsel	Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr ⁵⁷	11,51	9,2	3.537.117	7,8
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	17,23	13,0	216.206	8,9
> 2 GWh/Jahr	26,69	13,2	3.052	14,1
Gesamt	55,43	12,1	3.756.374	7,9

Tabelle 21: Lieferantenwechsel Letztverbraucher nach Kundenkategorien gemäß Abfrage VNB und ÜNB

Die mengen- und anzahlbezogenen Lieferantenwechselquoten in den Kategorien mit Elektrizitätsentnahmemengen von mehr als 10 MWh/Jahr liegen deutlich über den Quoten von Letztverbrauchern mit geringeren Elektrizitätsentnahmemengen. Die mengen- sowie anzahlbezogene Wechselquote beträgt bei großen Industriekunden 13,2 bzw. 14,1 Prozent. Im Vergleich zum Berichtsjahr 2010 bedeutet dies eine Steigerung von drei Prozentpunkten. Gleiches ist bei kleineren Industrie- sowie Gewerbekunden zu beobachten. Diese weisen eine mengen- sowie anzahlbezogene Wechselquote von 13 bzw. rund 8,9 Prozent auf. Insgesamt sind im Berichtsjahr 2011 im Segment der Industrie- und Gewerbekunden 219.258 und somit knapp 29.000 Lieferantenwechsel mehr als im Jahr 2010 zu verzeichnen.

Die mengenbezogene Lieferantenwechselquote über alle Abnehmergruppen ist im Vergleich zum Jahr 2010 um 2,6 Prozentpunkte gestiegen. Die anzahlbezogene Lieferantenwechselquote zeigt einen Anstieg um 1,6 Prozentpunkte auf. Dieser Anstieg ist vor allem auf das vermehrte Wechseln von Haushaltskunden, nicht von Industrie- und Gewerbekunden zurückzuführen.

Neben den Lieferantenwechselquoten ist auch der Vertragswechsel wettbewerbsrelevant. Die folgende Abbildung zeigt, welche Vertragsstruktur bei Industrie- und Gewerbekunden vorliegt.

⁵⁷ Die Kategorie „≤ 10 MWh/Jahr“ umfasst Haushaltskunden, nicht Industrie- und Gewerbekunden, und wird im Interesse eines vollständigen Überblicks über alle Verbrauchergruppen aufgeführt.

Vertragsstruktur von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2011

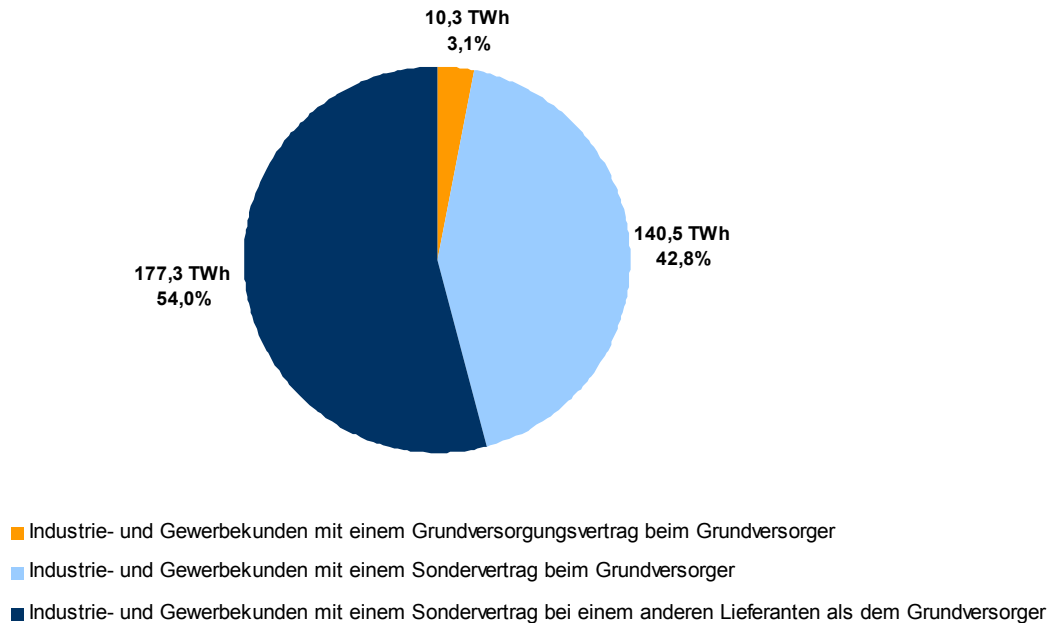


Abbildung 64: Belieferung von Industrie- und Gewerbekunden, Stand 2011

Mit Stand Ende des Jahres 2011 befinden sich lediglich 3,1 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden in der Grundversorgung. Dies sind fast ausschließlich kleinere Gewerbekunden; größere Gewerbekunden sowie Industriekunden werden im Wesentlichen nicht über die Grundversorgung beliefert. 42,8 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden haben einen Sondervertrag mit dem Elektrizitätsunternehmen, das Grundversorger im betreffenden Gebiet ist. Dies ist ein Rückgang um drei Prozentpunkte im Vergleich zum Berichtsjahr 2010. 54 Prozent werden durch andere Lieferanten als den Grundversorger beliefert, eine Steigerung um 3,2 Prozent zum Vorjahr (2010). Über die Hälfte aller Industrie- und Gewerbekunden fragen Elektrizität überregional nach. Diese Feststellungen decken sich weitgehend mit der Erhebung zur Kategorie der RLM-Kunden⁵⁸, die im Berichtsjahr erstmals durchgeführt wurde. Bei Zugrundelegung der Angaben von 758 Elektrizitätsunternehmen bezogen RLM-Kunden im Berichtsjahr insgesamt 282,16 TWh Elektrizität. Auf RLM-Kunden in der Grundversorgung entfielen davon insgesamt 4,58 TWh (1,6 Prozent der Gesamtabgabe an RLM-Kunden). Ein RLM-Kunde in der Grundversorgung wurde – im Mittel und auf ein Jahr bezogen – mit 163.000 kWh versorgt. Die Leistungen in der Grundversorgung für RLM-Kunden wurden insbesondere im Rahmen der Ersatzversorgung erbracht. RLM-Kunden mit Sondervertrag, abgeschlossen mit dem örtlichen Grundversorger, wurden im Berichtsjahr mit einer Elektrizitätsmenge von insgesamt 112,14 TWh (39,7 Prozent) beliefert, was pro Kunde im Mittel einer Elektrizitätsmenge von 473.000 kWh entspricht. RLM-Kunden mit Sondervertrag, abgeschlossen mit einem anderen Elektrizitätslieferanten als dem örtlichen Grundversorger, bezogen

⁵⁸ Kunden mit registrierender Leistungsmessung; jährliche Elektrizitätsentnahme von mehr als 100.000 kWh

insgesamt 165,44 TWh (58,6 Prozent) Elektrizität. Im Mittel wurde ein solcher Kunde pro Jahr mit 1.313.000 kWh Elektrizität beliefert.

Haushaltskunden

Lieferanten- und Vertragswechsel von Haushaltskunden⁵⁹

Die Analyse der Vertragsstruktur für die Belieferung von Haushaltskunden verdeutlicht, dass der Trend, den Grundversorgungsvertrag zu verlassen, weiter anhält. Der Anteil der Haushaltskunden in der Grundversorgung ist gegenüber dem Vorjahr um 3,7 Prozentpunkte zurückgegangen. 43,4 Prozent der Kunden haben inzwischen einen Sondervertrag beim Grundversorger, 17 Prozent aller Haushaltskunden haben einen Sondervertrag mit einem anderen Unternehmen als dem Grundversorger. Dennoch verharren knapp 40 Prozent aller Haushaltskunden weiterhin in der Grundversorgung, sodass weiterhin von einer starken regionalen Marktstellung der jeweiligen Grundversorger ausgegangen werden kann.

Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden 2011

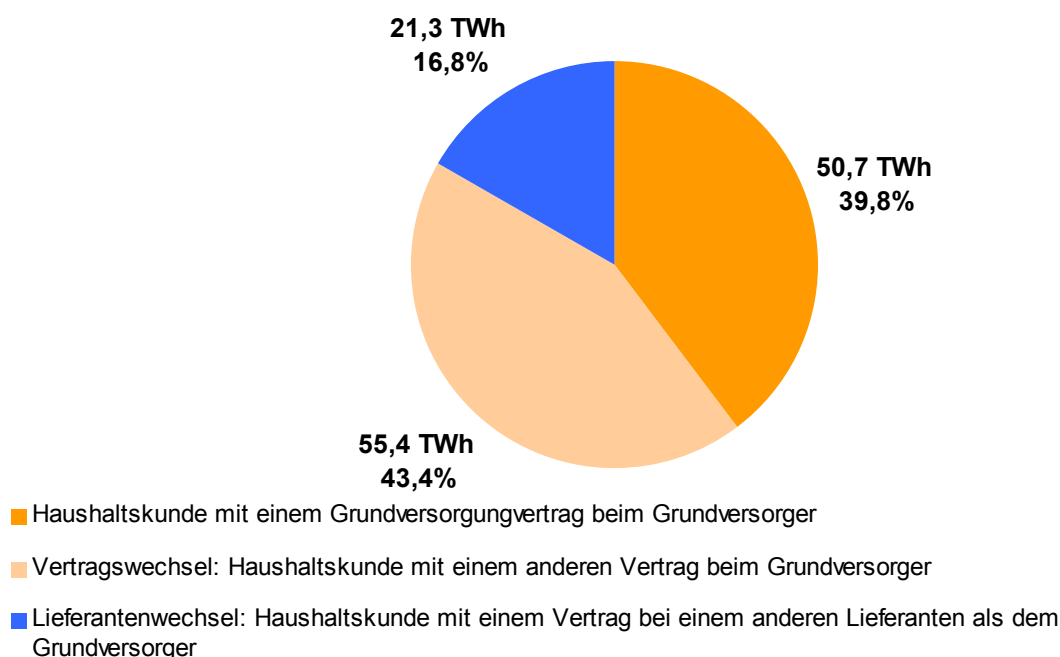


Abbildung 65: Vertrags- und Lieferantenwechsel von Haushaltskunden 2011

Dabei beträgt der Anteil der vier größten Elektrizitätsunternehmen innerhalb ihrer jeweiligen eigenen Grundversorgungsnetzgebiete ca. 45 Prozent und außerhalb ihrer jeweiligen Grundversorgungsnetzgebiete ca. 43 Prozent

⁵⁹ Dieses Kapitel bezieht sich auf das gesamte Segment der Haushaltskunden. Somit liegt den hier getroffenen Aussagen keine kartellrechtliche Marktsegmentierung der Märkte für SLP-Kunden (Grundversorgerkunden, Sondervertragskunden, Heizstromkunden) zugrunde.

2011			
Belieferung von Haushaltskunden	Elektrizitätsabgabemenge in TWh	Abgabemengen der vier größten Unternehmen in TWh	Anteil an Elektrizitätsabgabemenge in Prozent
in den Grundversorgungsnetzgebieten	105,8	47,5	45
außerhalb der Grundversorgungsnetzgebiete	21,3	9,1	43
Gesamtsumme	127,1	56,6	45

Tabelle 22: Anteil der vier größten Elektrizitätslieferanten an der Belieferung von Haushaltskunden 2011

Im Jahr 2011 haben über 3,8 Mio. Letztverbraucher den Lieferanten gewechselt. Gegenüber dem Jahr 2010 ist dies ein Zuwachs von 27 Prozent. Dabei muss jedoch die Auswirkung der Insolvenz eines großen Lieferanten mit ca. 500.000 Kunden berücksichtigt werden.⁶⁰

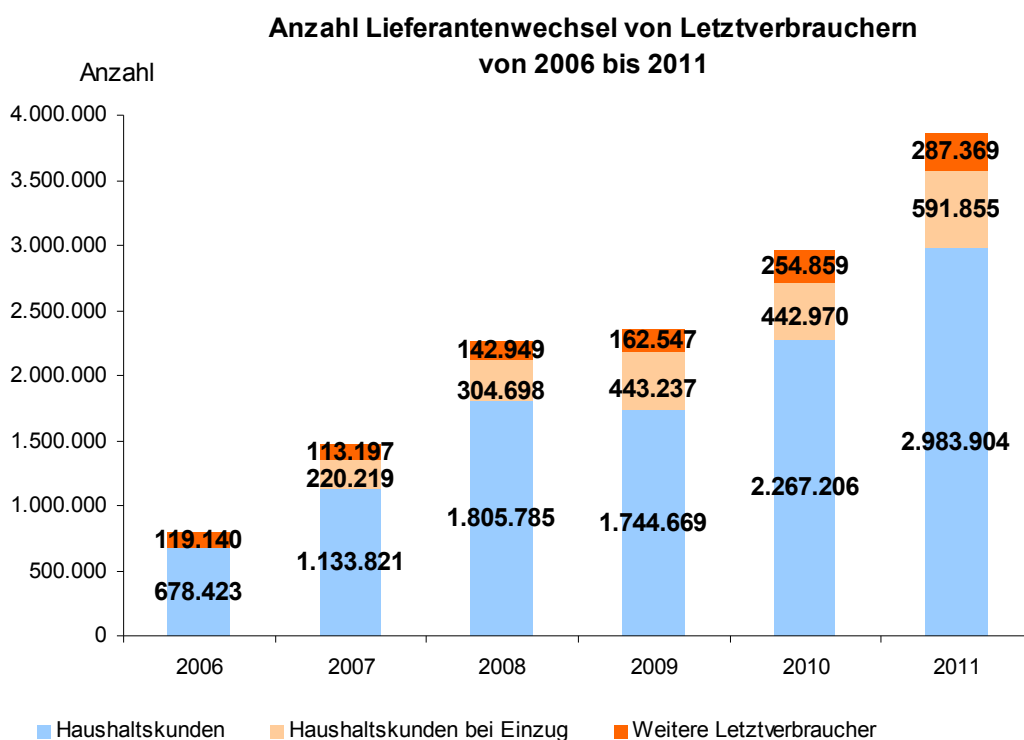


Abbildung 66: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern von 2006 bis 2011

⁶⁰ Nach der Insolvenz eines Anbieters sind dessen Kunden zunächst in die Grundversorgung zurückgefallen. Es ist anzunehmen, dass von dort aus ein großer Teil der Betroffenen zu einem anderen Anbieter gewechselt haben. Daher kann davon ausgegangen werden, dass sich ohne die Insolvenzwirkungen die Menge der Lieferantenwechsel auf einem ähnlichen Niveau wie im Vorjahr bewegt haben dürfte. Dafür spricht auch, dass der Anteil der von anderen Lieferanten als dem Grundversorger belieferten Kunden lediglich um 1,3 Prozent angestiegen ist.

Fast drei Mio. Haushaltskunden haben ohne Umzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt. Annähernd 600.000 Kunden haben im Rahmen eines Einzugs direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt. Die Wechselquote beträgt 7,8 Prozent, gemessen an der Gesamtzahl aller Haushaltskunden und 9,2 Prozent, gemessen an der Gesamtentnahmemenge.

Kategorie	2011 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Prozent	2011 Lieferantenwechsel Anzahl	Anteil an Anzahl Haushaltskunden in Prozent
Haushaltskunden, die ohne Umzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	10,15	8,1	2.983.904	6,6
Haushaltskunden, die bei Einzug direkt einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt haben	1,44	1,1	591.855	1,2
Gesamt	11,59	9,2	3.575.759	7,8

Tabelle 23: Lieferantenwechsel von Haushaltskunden 2011

Da Gewerbe- und Industriekunden im Allgemeinen über eine höhere Preissensitivität als Haushaltskunden verfügen, fallen die anteiligen Wechselraten im Bereich der Nicht-Haushaltskunden entsprechend höher aus. Die Wechselrate der Letztverbraucher mit einem Verbrauch über 10 MWh/Jahr und bis zu zwei GWh/Jahr liegt im Jahr 2011 bei 8,9 Prozent, die von Kunden mit einem Verbrauch über zwei GWh/Jahr bei 14 Prozent.

Kategorie	2011 Lieferantenwechsel in TWh	Anteil an Entnahmemenge in Kategorie in Prozent	2011 Anzahl Lieferantenwechsel	Anteil an Anzahl Letztverbraucher in Prozent
≤ 10 MWh/Jahr	11,5	9,2	3.537.117	7,8
> 10 MWh/Jahr ≤ 2 GWh/Jahr	17,3	13,0	216.211	8,9
> 2 GWh/Jahr	27,2	11,5	3.061	14,0
Gesamt	56,0	11,3	3.792.522	8,0

Tabelle 24: Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern nach Kundenkategorien

Entsprechend der Untersuchung zur Kategorie der RLM-Kunden sind im Berichtsjahr auch erstmals Angaben zur Kategorie der SLP-Kunden⁶¹ erhoben worden. Den folgenden Ausführ-

⁶¹ Kunden mit Standardlastprofil; jährliche Elektrizitätsentnahme von bis zu 100.000 kWh

rungen liegen die Angaben von 809 Elektrizitätsunternehmen zugrunde. SLP-Kunden bezogen im Berichtsjahr insgesamt 171,98 TWh Elektrizität. Auf SLP-Kunden in der Grundversorgung entfielen davon insgesamt 55,95 TWh (32,5 Prozent der Gesamtabgabe an SLP-Kunden), pro Kunde im Mittel 2.620 kWh. SLP-Kunden mit Sondervertrag, abgeschlossen mit dem örtlichen Grundversorger, wurden im Berichtsjahr mit einer Elektrizitätsmenge von insgesamt 82,96 TWh (48,2 Prozent) beliefert, was pro Kunde einer Elektrizitätsmenge von 4.616 kWh entspricht. SLP-Kunden mit Sondervertrag, abgeschlossen mit einem anderen Elektrizitätslieferanten als dem örtlichen Grundversorger, wurden mit insgesamt 33,07 TWh (19,2 Prozent) Elektrizität beliefert. Im Mittel wurde ein solcher Kunde mit 4.497 kWh Elektrizität beliefert.

Grundversorgung: Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

Strom – Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen Versorgungsunterbrechungen

Bislang gab es keine bundesweiten Erhebungen zu der Frage, wie häufig insbesondere Haushaltskunden von Versorgungsunterbrechungen betroffen sind. Schätzungen von Verbraucherschutzverbänden und aus der Wirtschaft lagen erheblich auseinander. Mit der EnWG-Novelle im Jahr 2011 wurden daher die Monitoringkompetenzen der Bundesnetzagentur unter anderem um den Punkt ‚Versorgungsunterbrechung bei Haushaltskunden‘ erweitert (§ 35 Abs. 1 Nr. 10 EnWG). § 19 Abs. 2 Stromgrundversorgungsverordnung (StromGKV) gibt dem Grundversorger das Recht, die Versorgung des Kunden insbesondere bei Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen bei einem Rückstand von 100 Euro sowie nach entsprechender Androhung zu unterbrechen.

Für das Berichtsjahr 2011 hat die Bundesnetzagentur daher erstmals Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie Lieferanten zu Unterbrechungsandrohungen, Unterbrechungsbeauftragungen und tatsächlich durchgeführten Versorgungsunterbrechungen nach § 19 Abs. 2 StromGKV sowie den damit verbundenen Kosten befragt. Damit liegen für diesen Bereich erstmals Informationen vor. Einige Unternehmen waren nicht in der Lage, exakte Zahlen zu liefern, übermittelten aber Schätzwerte. Somit ergibt sich aus den übermittelten Daten ein verwertbares Abbild.

Die Stromnetzbetreiber wurden gefragt, bei wie vielen Zählpunkten sie im Kalenderjahr 2011 im Auftrag eines Lieferanten die Versorgung unterbrochen bzw. wiederhergestellt haben. Von insgesamt 620 Netzbetreibern wurden 312.059 Versorgungsunterbrechungen gemeldet. Unter Berücksichtigung der in den Netzgebieten vorhandenen Zählpunkte decken die Antworten einen Anteil von weniger als einem Prozent der in Deutschland vorhandenen Zählpunkte ab. Stromnetzbetreiber haben den Lieferanten für eine durchgeführte Sperrung durchschnittlich Kosten in Höhe von 32 Euro in Rechnung gestellt, wobei die Spanne der berechneten Kosten von 0 Euro bis 300 Euro reichte.

Gleichzeitig wurden Lieferanten und Großhändler befragt, wie häufig sie im Berichtsjahr 2011 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben.

Die Unternehmen gaben an, insgesamt ca. sechs Mio. Sperrungen gegenüber Kunden angedroht zu haben. Aus den Unternehmensdaten geht hervor, dass neben den übrigen gesetzlichen Voraussetzungen des § 19 StromGVV im Durchschnitt bei einem Rückstand von 120 Euro eine Sperrung angedroht wurde. Von den sechs Mio. Sperrandrohungen mündeten jedoch nur ca. 1,25 Mio. in eine Beauftragung einer Sperrung beim zuständigen Netzbetreiber.

Anzahl	
von Lieferanten versandte Unterbrechungsandrohungen	6.075.433
von Lieferanten beauftragte Unterbrechungen	1.255.146
von Netzbetreibern durchgeführte Unterbrechungen	312.059

Tabelle 25: Unterbrechungen/Unterbrechungsandrohungen

Androhung, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Elektrizitätsversorgung

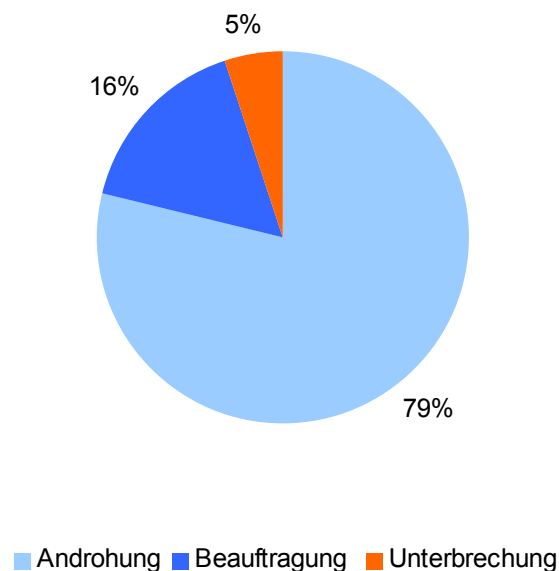


Abbildung 67: Androhung, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Versorgung

Für die Durchführung einer Sperrung berechneten die Lieferanten ihren Kunden durchschnittlich Kosten in Höhe von 32 Euro, wobei die Spanne der berechneten Kosten von 0 Euro bis 220 Euro reichte.

Tarife und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 5 EnWG haben Lieferanten von Elektrizität für Letztverbraucher, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten. Im Berichtsjahr 2011 bot jedoch lediglich eine sehr geringe Anzahl von Lieferanten lastvariable Tarife an. Die meisten Lieferanten bieten ausschließlich tageszeitabhängige Tarife an, nur sehr wenige bieten darüber hinaus 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 jedoch verschwindend gering. Die überwiegende Mehrheit der Lieferanten verzeichnet gar keine Nachfragen.

Trotz der oben dargestellten Anzahl von Unterbrechungsandrohungen und Sperrbeauftragungen wollen sich nur wenige Lieferanten von ihren Kunden trennen. Im Jahr 2011 haben Lieferanten gegenüber ihren Kunden ca. 143.000 Kündigungen ausgesprochen. Dabei ist jedoch 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.

Preisniveau

Gewerbe-/Industriekunden

Die Darstellungen des Einzelhandelspreisniveaus für Industriekunden basiert 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)⁶²

Für Industriekunden ergibt sich folgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus:

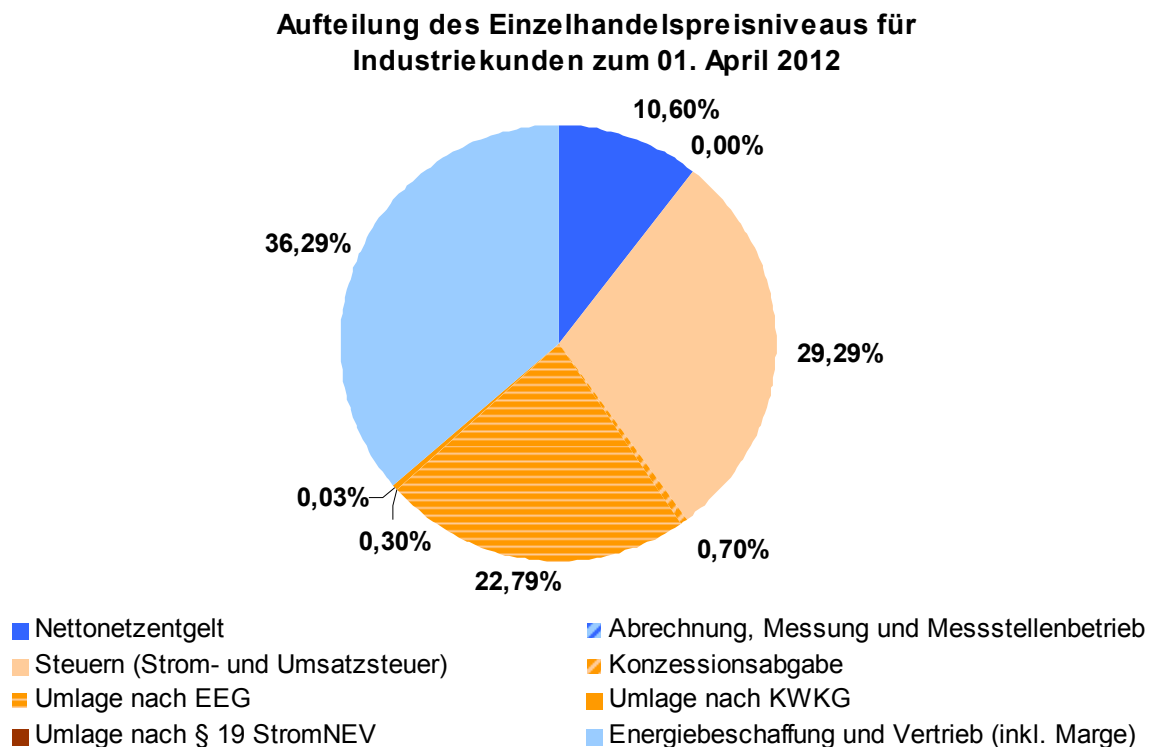


Abbildung 68: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Industriekunden zum 1. April 2012

Wie die Abbildung zeigt, haben die Nettonetzentgelte (inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) einen Anteil von 10,6 Prozent am gesamten Elektrizitätspreis der Industriekunden. Die Steuern (Strom- und Umsatzsteuer) summieren sich auf einen Anteil von 29,3 Prozent, die Abgaben auf ca. 22,8 Prozent. Somit machen Steuern und Abgaben weiterhin über 50 Prozent des Elektrizitätspreises für Industriekunden aus. Der Preisbestandteil „Energiebeschaffung und Vertrieb“ hat einen Anteil von 36,3 Prozent am Gesamtelektrizitätspreis für Industriekunden.

⁶² Für die Kategorie Industriekunden wurden folgende ergänzende Annahmen getroffen: Es war davon auszugehen, dass die Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 40 bis 44 EEG nicht angewendet wird und die Elektrizitätskosten im vorangegangenen Kalenderjahr vier Prozent des Umsatzes nicht überstiegen haben (bei der Ermittlung der derzeitigen Umlage nach KWKG, vgl. § 9 Abs. 7 KWKG).

Bei der Angabe der Industriekundenpreise wurden die antwortenden Lieferanten angehalten, eine plausible Abschätzung auf Basis der am 1. April 2012 geltenden Konditionen für die Abrechnung von Kunden ihres Unternehmens mit einer dem Abnahmefall vergleichbaren Abnahmestruktur vorzunehmen. Die Auswertung der Angaben von 614 Unternehmen (mengengewichteter Mittelwert) hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt⁶³.

Industriekunden (mengenweighted) 1. April 2012	Preisanteil in Cent	Anteil am Ge- samtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	1,67	10,6
Entgelt für Abrechnung	0	0,0
Entgelte für Messung	0	0,0
Entgelte für Messstellenbetrieb	0	0,0
Konzessionsabgabe	0,11	0,7
Umlage nach EEG	3,59	22,8
Umlage nach § 19 StromNEV	0,05	0,3
Umlage nach KWKG	0,04	0,3
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	4,61	29,2
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	5,71	36,2
Gesamtpreis	15,78	100,0

Tabelle 26: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2012 für Industriekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Das hier nicht dargestellte arithmetisch gemittelte Preisniveau für Industriekunden liegt um ca. ein ct/kWh über dem mengengewichteten Preisniveau.

Die Darstellungen des Einzelhandelspreisniveaus für Gewerbekunden basiert auf folgendem 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.)

⁶³ Bei der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert konnten 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 vorgenommen haben, auch Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher in der entsprechenden Kundenkategorie vorliegen, ist die Anzahl der Unternehmen in der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert geringer als die Unternehmenszahl bei dem arithmetischen Mittelwert.

Für Gewerbekunden ergibt sich nachfolgende Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus:

**Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für
Gewerbekunden zum 01. April 2012**

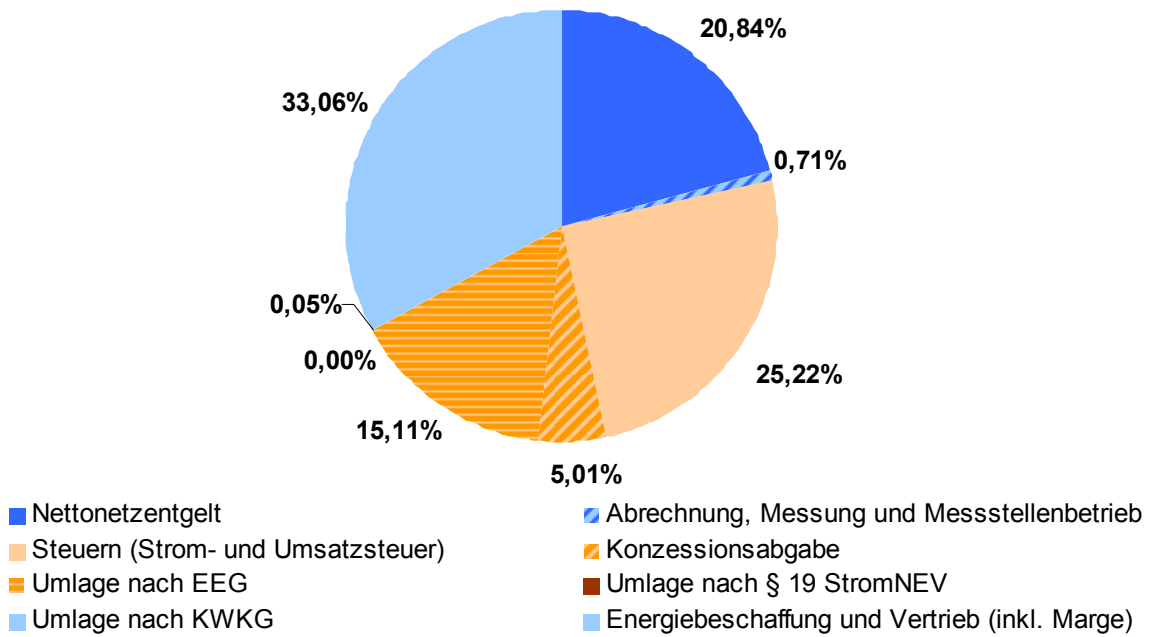


Abbildung 69: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus Gewerbekunden zum 1. April 2012

Für die Preise der Gewerbekunden haben 610 Unternehmen Angaben zu Tarifen vorgelegt. Dies hat zu den in der nachstehenden Tabelle dargestellten Ergebnissen geführt⁶⁴.

Gewerbekunden (mengengewichtet) 1. April 2012	Preisanteil in ct	Anteil am Gesamt- preis in Prozent
Nettonetzentgelt	4,95	20,7
Entgelt für Abrechnung	0,07	0,3
Entgelte für Messung	0,03	0,1
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,07	0,3
Konzessionsabgabe	1,19	5,0
Umlage nach EEG	3,59	15,0
Umlage nach KWKG	0	0,0
Umlage nach § 19 StromNEV	0,15	0,6
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	5,99	25,1
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	7,85	32,9
Gesamtpreis	23,89	100,00

Tabelle 27: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau (fixe und variable Preisbestandteile) mit Stand 1. April 2012 für Gewerbekunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten

Die folgende Tabelle zeigt die Veränderung der mengengewichteten Mittelwerte der Nettonetzentgelte, der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, der Steuern, der sonstigen staatlich veranlassten Preisbestandteile, von Energiebeschaffung und Vertrieb sowie der Gesamtelektrizitätspreise für Industrie- und Gewerbekunden vom 1. April 2011 gegenüber 1. April 2012 in ct/kWh. Darüber hinaus wird die prozentuale Veränderung der jeweiligen Preisbestandteile aufgezeigt.

⁶⁴ Bei der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert konnten 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 vorgenommen haben, auch Angaben zur Abgabemenge an Letztverbraucher in der entsprechenden Kundenkategorie vorliegen, ist die Anzahl der Unternehmen in der Auswertung für den mengengewichteten Mittelwert geringer als die Unternehmenszahl bei dem arithmetischen Mittelwert.

Elektrizitätspreisentwicklung 1. April 2012 zu 1. April 2011				
Mengengewichteter Mittelwert	Industriekunde		Gewerbekunde	
	in ct/kWh	in Prozent	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt	0,21	14,00	0,24	5,00
Entgelt für Abrechnung	-0,01	-100,00	0,00	0,00
Entgelte für Messung	0,00	0,00	-0,02	-40,00
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,00	0,00	0,01	17,00
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	-0,03	-2,00
Umlage nach EEG	0,15	4,00	0,12	3,00
Umlage nach KWKG	0,01	33,00	-0,03	-100,00
Umlage nach § 19 StromNEV	0,05	--	0,151	--
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	0,08	2,00	0,23	4,00
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	-0,45	-7,00	-0,16	-2,00
Gesamt	0,04	0,25	0,51	0,21

Tabelle 28: Entwicklung des mengengewichteten Preisniveaus der Industrie- und Gewerbekunden (Elektrizität)

Im Vergleich zum Jahr 2011 sind bei einer mengengewichteten Mittelwertbetrachtung der Preisbestandteile für Industriekunden die Umlagen nach KWKG und EEG, die Steuern sowie die Nettonetzentgelte gestiegen. Rückgänge sind bei den Preisbestandteilen Energiebeschaffung und Vertrieb und den Entgelten für Abrechnung zu verzeichnen. Bei den Gewerbekunden sind neben den Steigerungen bei den Steuern, der Umlage nach EEG und den Netzentgelten, Zuwächse im Bereich der Entgelte für Messstellenbetrieb festzustellen. Zurückgegangen sind die Bestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb, für die Umlage nach KWKG, für die Konzessionsabgabe und für die Messentgelte. Der Gesamtpreis für Industriekunden steigt im Vergleich zum Jahr 2011 geringfügig um 0,04 ct/kWh. Bei den Gewerbekunden ist eine durchschnittliche Steigerung des Gesamtpreises um 0,51 ct/kWh zu beobachten.

Entwicklung der Industrie- und Gewerbekundenpreise 2007 bis 2012 (mengengewichtete Mittelwerte) in ct/kWh

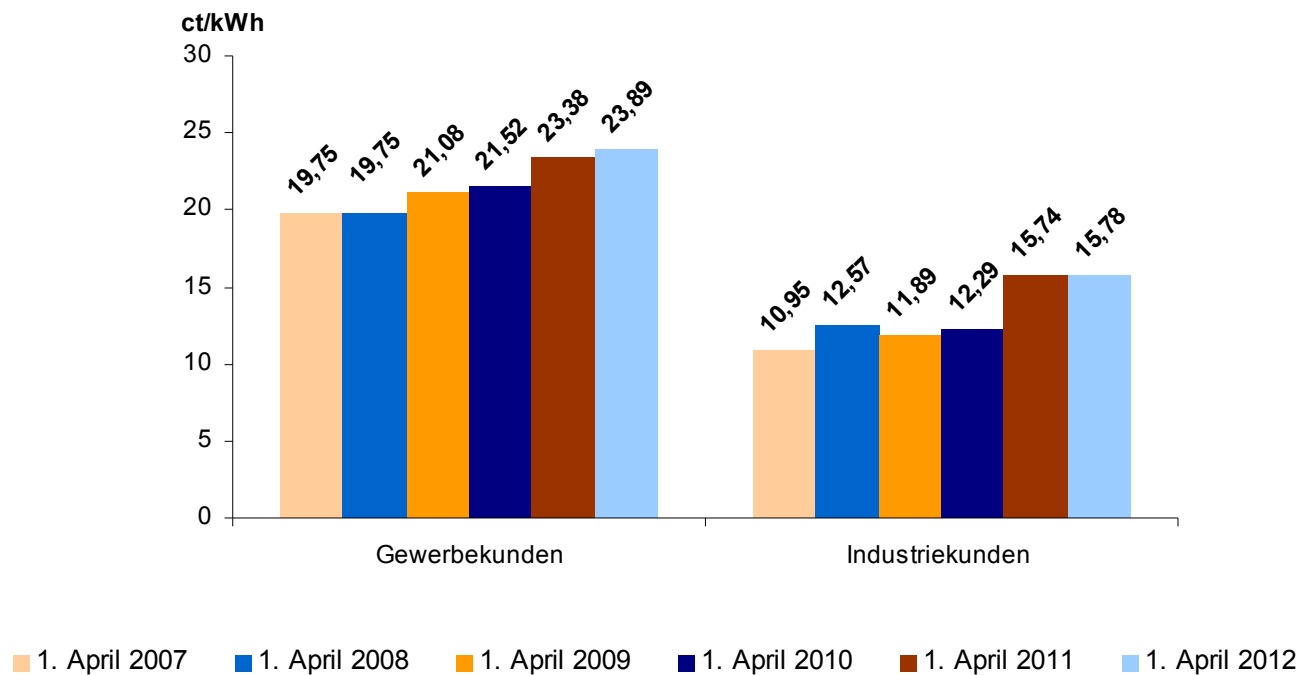


Abbildung 70: Entwicklung der mengengewichteten Industrie- und Gewerbekundenpreise von 2007 bis 2012

Die Industriekundenpreise weisen in den Jahren 2007-2012 keine gleichförmige Preissteigerung auf. In den letzten fünf Jahren lässt sich für Industriekunden insgesamt eine Elektrizitätspreiserhöhung von 4,83 ct/kWh festhalten. Dies entspricht einem Zuwachs von 44 Prozent. Diese Mehrbelastung kann bei den Elektrizitätspreisen für Industriekunden überwiegend auf die seit 2006 deutlich gestiegenen Abgaben zurückgeführt werden. So beträgt der Anteil der Abgabenerhöhung an der Gesamtpreiserhöhung zwischen 2007 und 2012 immer noch deutlich über 50 Prozent. Der Gesamtpreis der Industriekunden ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen.

Bei einer Betrachtung der Elektrizitätspreise für Gewerbekunden zwischen 2007 und 2012 ist insgesamt eine Steigerung um 4,14 ct/kWh bzw. 21 Prozent festzustellen. Diese ist zum überwiegenden Teil auf gestiegene Abgaben und auf den gestiegenen Preisbestandteil für „Energiebeschaffung und Vertrieb“ zurückzuführen. Im letzten Jahr wurde die verhältnismäßig deutliche Steigerung der Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb durch Reduktionen beim Preisbestandteil Beschaffung und Vertrieb gedämpft. Dies führte im Saldo zu einem Anstieg des ermittelten Gesamtpreises für Gewerbekunden in Höhe von 0,51 ct/kWh. Auch im Bereich der Gewerbekunden zeigt der Gesamtpreis im Vergleich zum Jahr 2011 ein nahezu konstantes Niveau.

Haushaltskunden

Entwicklung der Elektrizitätspreise für Haushaltskunden

Die Preise für Haushaltskunden werden im Folgenden als mengengewichtete Mittelwerte je Tarif betrachtet. Sie sind in den Tarifkategorien Grundversorgung, Vertragswechsel und Lieferantenwechsel im Berichtsjahr erneut gestiegen. Gegenüber dem Jahr 2011 ist im Jahr 2012 der Preis für Haushaltskunden in der Grundversorgung um 2,8 Prozent angestiegen. Dabei hat sich der Preisanstieg in allen Abnahmegruppen – Grundversorgung, Sondervertrag beim Grundversorger, Sondervertrag bei einem dritten Lieferanten – deutlich abgeschwächt. Die Grundversorgung stellt dabei nach wie vor die teuerste Versorgungsart dar. Niedrigere Preise können Haushaltskunden durch einen Vertrags- oder Lieferantenwechsel erzielen, wobei der Lieferantenwechsel die günstigere Alternative darstellt. Diese Kategorie liegt 4,7 Prozent unter dem Preis der Grundversorgung, dieser Preis ist um 0,6 Prozent gegenüber dem Jahr 2011 angestiegen. Die Entwicklung der Haushaltskundenpreise je Tarifkategorie für die Jahre 2007 bis 2012 kann in folgender Abbildung nachvollzogen werden.

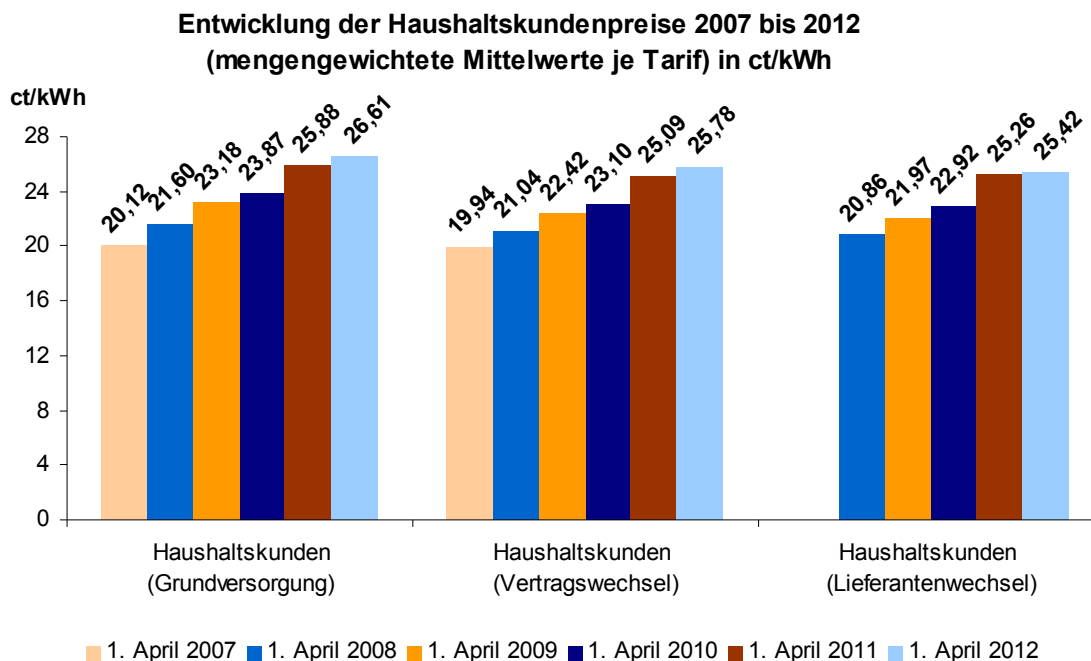


Abbildung 71: Entwicklung der Haushaltskundenpreise 2007 bis 2012

Die Preisdifferenzen zwischen den verschiedenen Haushaltskundenkategorien sind im Wesentlichen auf das unterschiedliche Gewicht der Kosten für Energiebeschaffung und die Kosten für Vertrieb zurückzuführen.⁶⁵ Dieser Preisbestandteil liegt in der Grundversorgung im Jahr 2012 mit 8,86 ct/kWh um 13 Prozent über dem Durchschnittswert bei Sonderverträgen mit einem Stromversorger, der nicht der lokale Grundversorger ist. Beim Wechsel zu einem Sondervertrag mit dem lokalen Grundversorger liegen die Durchschnittskosten für Energiebe-

⁶⁵ Die beiden Kostenbestandteile wurden für das diesjährige Monitoring erstmals getrennt erhoben.

schaffung und Vertrieb noch acht Prozent unter denen der Grundversorgung. Eine detaillierte Übersicht über die Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

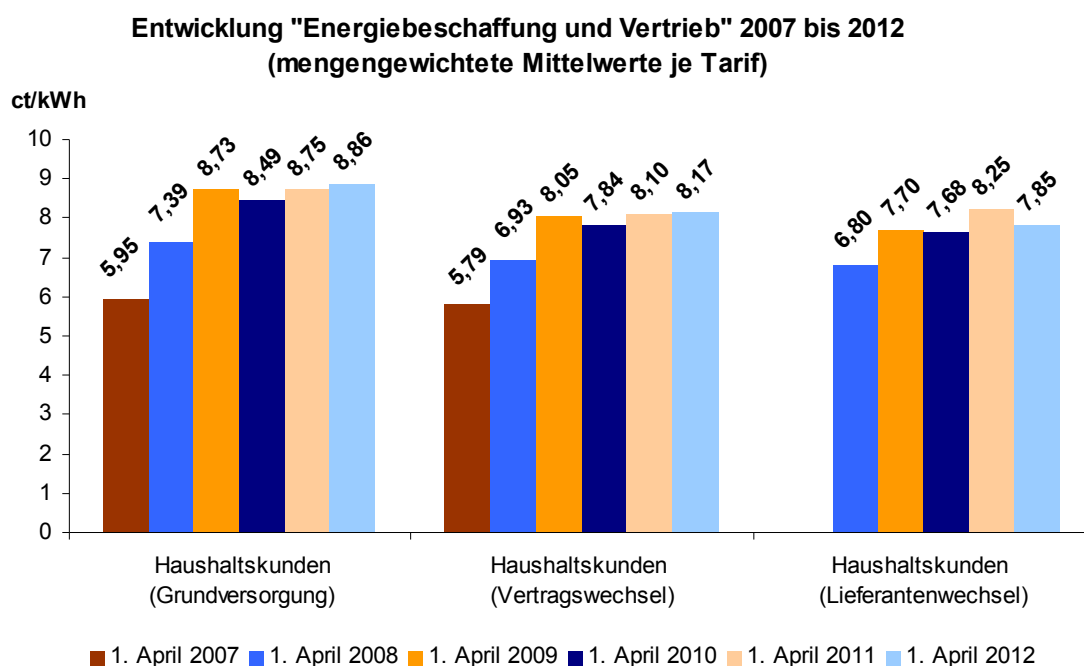


Abbildung 72: Entwicklung Energiebeschaffung und Vertrieb 2007 bis 2012

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

Haushaltskunden (mengengewichtet) 1. April 2012 (Angaben in ct/kWh)	Grund- versorgungstarif	Tarif außerhalb der Grundversor- gung (Vertragswechsel)	Tarif außerhalb des Grundversorgungs- netzgebietes (Lieferantenwechsel)
Nettonetzentgelt	5,38		
Entgelt für Abrechnung	0,33		
Entgelte für Messung	0,08		
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,24		
Energiebeschaffung	6,36	6,28	6,10
Vertrieb (inkl. Marge)	2,50	1,89	1,75
Konzessionsabgabe	1,68		
Umlage nach EEG	3,59		
Umlage nach KWKG	0,00		
Umlage nach §19 StromNEV	0,15		
Stromsteuer	2,05		
Umsatzsteuer	4,25	4,10	4,06
Gesamtpreis	26,61	25,78	25,42

Tabelle 29: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden je Tarifkategorie 2012

Hinsichtlich der Haushaltskunden ist für das Jahr 2012 festzustellen: Beim Vergleich der Abnehmerkategorien Grundversorgung, Sondervertrag mit dem Grundversorger (Vertragswechsel) und Sondervertrag mit einem anderen Anbieter (Lieferantenwechsel) ist im Mittel der Elektrizitätspreis in der Grundversorgung am höchsten, während der Elektrizitätspreis in der Kategorie Lieferantenwechsel am niedrigsten ist. Dazwischen liegt der mittlere Preis der Kategorie Vertragswechsel. Der Vergleich der Mittelwerte der drei Kategorien über den Zeitraum 2008 bis 2012 zeigt, dass die Grundversorgung durchgehend die teuerste Kategorie des Elektrizitätsbezugs für Haushaltskunden ist. Die Kategorie Vertragswechsel ist über den betrachteten Zeitraum in jedem Jahr günstiger als die Grundversorgung. Die Kategorie des Lieferantenwechsels ist ebenfalls im Mittel über den gesamten Zeitraum günstiger als die Grundversorgung. Die Beziehung zwischen den Kategorien Vertragswechsel und Lieferantenwechsel ist durch gewisse Schwankungen gekennzeichnet. In vier der betrachteten Jahre lag der mittlere Preis in der Kategorie Lieferantenwechsel – mehr oder weniger deutlich – unter jenem der Kategorie Vertragswechsel, so auch in diesem Jahr. Im letzten Berichtsjahr dagegen war die Kategorie Vertragswechsel im Mittel günstiger als die Kategorie Lieferantenwechsel.

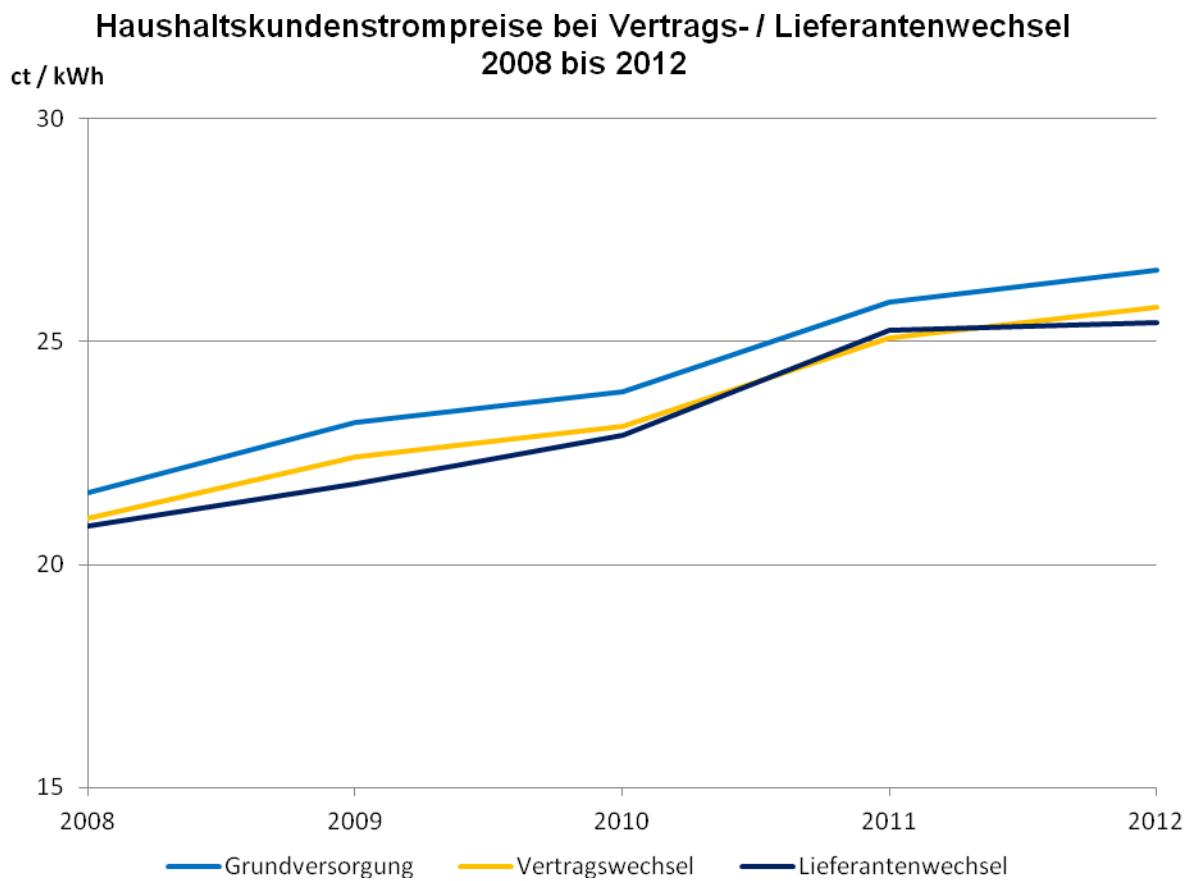


Abbildung 73: Haushaltskundenstrompreise bei Vertrags-/Lieferantenwechsel 2008 bis 2012

Neben den preisgünstigeren Angeboten bei einem Vertrags- oder Lieferantenwechsel bieten viele Energieversorgungsunternehmen (EVU) darüber hinaus vertragliche Sondervereinbarungen an, die einen Wechsel aus dem Grundversorgungstarif für die Kunden noch attraktiver gestalten.

Sonderbonifikationen und Sonderregelungen (Stand 1. April 2012)	Haushaltskunden (Vertragswechsel)		Haushaltskunden (Lieferantenwechsel)	
	Anzahl Tarife	Durchschnittli- cher Umfang	Anzahl Tarife	Durchschnittli- cher Umfang
Mindestvertragslaufzeit	304	10 Monate	302	10 Monate
Preisstabilität	200	13 Monate	223	14 Monate
Vorauskasse	61	11 Monate	40	12 Monate
einmalige Bonuszahlung	60	41 €	99	50 €
Kaution	3		2	
andere Bonifikationen und Sonderregelungen	91		90	

Tabelle 30: Sonderbonifikationen und Sonderregelungen für Haushaltskunden 2012

Insbesondere die Festlegung einer Mindestvertragslaufzeit oder eine Garantie auf Preisstabilität werden häufig angeboten, wobei die Bindungsfristen im Durchschnitt 10-14 Monate betragen.

Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden im Jahr 2012 von 26,06 ct/kWh ergibt sich aus der Berechnung eines über alle Tarifkategorien mengengewichteten Mittelwertes. Der durchschnittliche Strompreis im Jahr 2012 liegt damit um 2,4 Prozent über dem Wert des Jahres 2011.

Die detaillierte Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile stellt sich wie folgt dar.

Haushaltskunden 1. April 2012 (Angaben in ct/kWh)	über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert	Anteil am Ge- samtpreis in Prozent
Nettonetzentgelt	5,38	20,6
Entgelt für Abrechnung	0,33	1,3
Entgelte für Messung	0,08	0,3
Entgelte für Messstellenbetrieb	0,24	0,9
Energiebeschaffung	6,28	24,1
Vertrieb (inkl. Marge)	2,11	8,1
Konzessionsabgabe	1,68	6,4
Umlage nach EEG	3,59	13,8
Umlage nach KWKG	0,00	0,0
Umlage nach §19 StromNEV	0,15	0,6
Stromsteuer	2,05	7,9
Umsatzsteuer	4,16	16,0
Gesamtpreis	26,06	100,0

Tabelle 31: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden über alle Tarifkategorien 2012

Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwert) für Haushaltskunden zum 1. April 2012

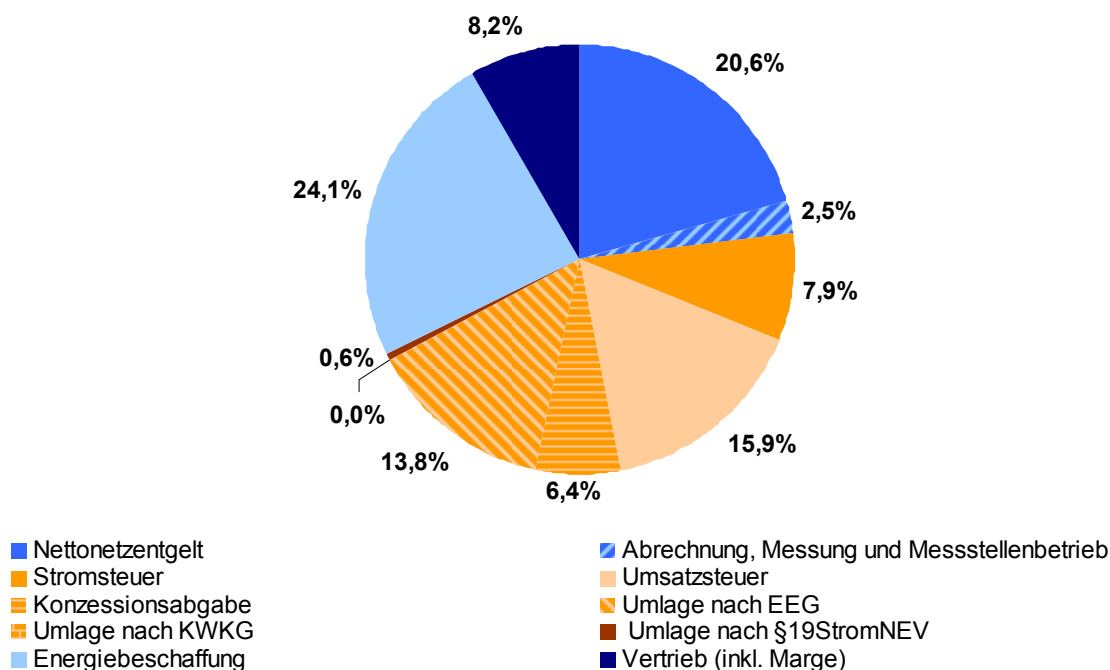


Abbildung 74: Aufteilung des Einzelhandelspreisniveaus für Haushaltskunden zum 1. April 2012

Auf die Energiebeschaffung entfallen 24,1 Prozent, den Vertrieb (inkl. Marge) 8,2 Prozent, Steuern 23,9 Prozent und die Netzentgelte (einschließlich Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb) 23,1 Prozent.

Nachfolgend ist die Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteten Strompreises von 2011 auf 2012 dargestellt. Trotz einer preisdämpfenden Wirkung durch vollzogene Lieferanten- und Vertragswechsel steigt der Strompreis um 2,4 Prozent (+0,61 ct/kWh) gegenüber 2011. Dies ist hauptsächlich auf höhere Netzentgelte sowie auf gestiegene Steuern und Abgaben zurückzuführen. Die Nettonetzentgelte steigen um 0,32 ct/kWh, die Umlage nach § 19 EnWG um 0,15 ct/kWh und die Steuern und die Umlage nach EEG jeweils um 0,10 ct/kWh gegenüber dem Vorjahreswerten an. (Die Umlage nach § 19 StromNEV war 2011 noch in den Netzentgelten berücksichtigt und wird seit diesem Jahr separat ausgewiesen.)

Veränderung des Elektrizitätspreises: 1. April 2012 gegenüber 1. April 2011		
Haushaltskunden (über alle Tarife mengengewichtet)	in ct/kWh	in Prozent
Nettonetzentgelt	+0,32	+6,3
Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb	-0,03	-4,3
Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge)	-0,02	-0,2
Konzessionsabgabe	+0,03	+1,8
Umlage nach EEG	+0,10	+2,9
Umlage nach KWKG	-0,04	-92,5
Umlage nach §19 StromNEV	+0,15	--
Steuern (Strom- und Umsatzsteuer)	+0,10	+1,6
Gesamtpreis	+0,61	+2,4

Tabelle 32: Entwicklung des über alle Tarife mengengewichteter Preisniveaus für Haushaltskunden

Im Anschluss wird die Entwicklung des mengengewichteten Elektrizitätspreises für Haushaltskunden seit dem Jahr 2006 dargestellt. Nach einer Periode des kontinuierlichen Absinkens zwischen dem Jahr 2006 und 2011 sind die Netzentgelte im Jahr 2012 erstmalig seit Beginn der Regulierung gestiegen. Der Anstieg beträgt fünf Prozent (+0,29 ct/kWh) gegenüber dem Vorjahr 2011. Dennoch ist in einer 6-Jahresbetrachtung die Höhe der Netzentgelte um durchschnittlich 17 Prozent gesunken.

Die Netzentgeltbestandteile für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb sind im Vergleich zum Jahr 2011 um vier Prozent (0,03 ct/kWh) gesunken, seit 2009 sogar um 22 Prozent. (Betrachtung Netzentgelte ohne Umlage nach § 19 StromNEV in Höhe von 0,15 ct/kWh)

Der Anteil von Abgaben und Steuern am Elektrizitätspreis ist seit 2006 angestiegen. Bei den Abgaben ist in einem Zeitraum von sechs Jahren ein Anstieg von 119 Prozent, bei den Steuern um 33 Prozent zu verzeichnen. Die Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb (inkl. Marge) sind im gleichen Zeitraum um 87 Prozent gestiegen. Der größte Anstieg ist dabei zwischen 2006 und 2009 erfolgt. Seit dem Jahr 2009 ist der Anteil für Energiebeschaffung und Vertrieb weitgehend konstant geblieben.

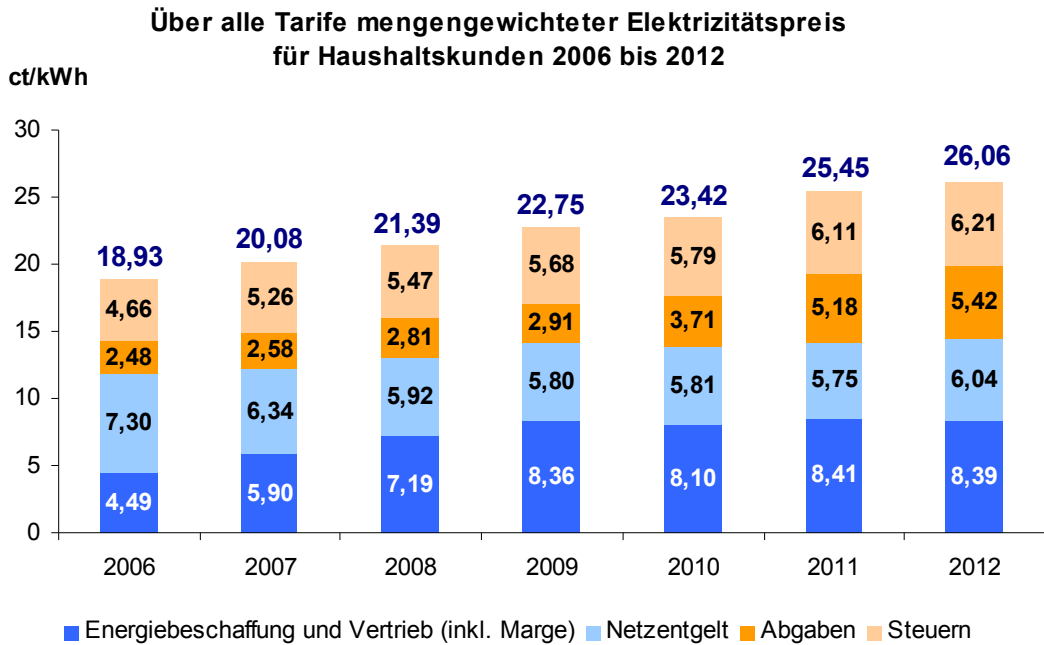


Abbildung 75: Über alle Tarife mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden 2006 bis 2012

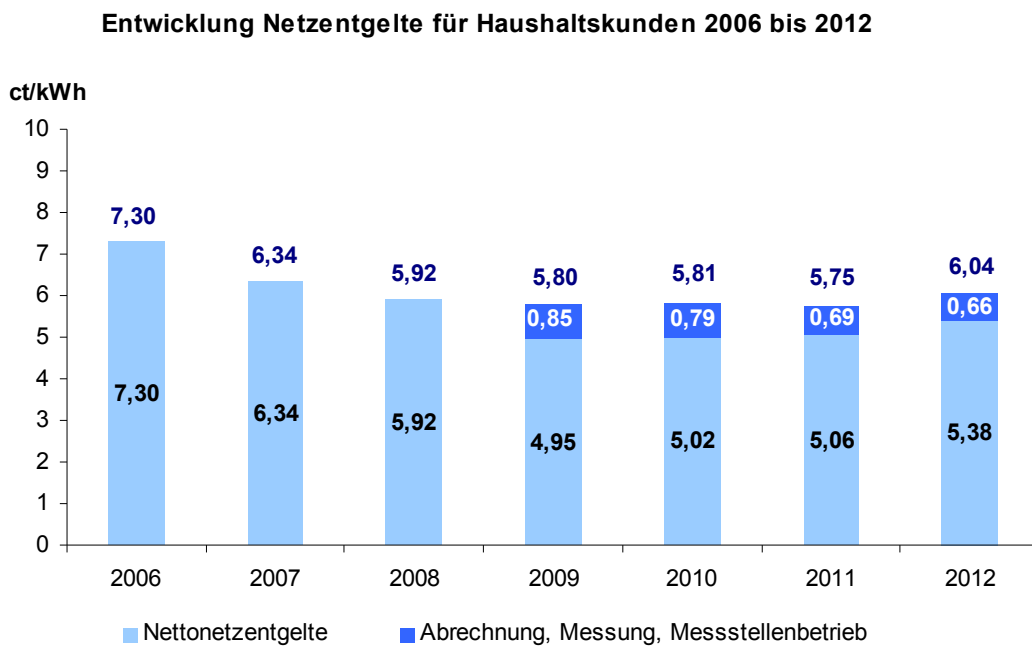


Abbildung 76: Entwicklung Netzentgelte inklusive Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb 2006 bis 2012⁶⁶

Die Kosten der Energiebeschaffung wurden in der Vergangenheit aus erhobenen Daten näherungsweise indirekt berechnet. Erstmals wurden für dieses Berichtsjahr die Werte der Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertriebskosten für Haushaltskunden unmittelbar erhoben. Diese erhobenen Daten sind gut vereinbar mit den näherungsweise berechneten Daten des letzten Berichtsjahres, wie die unten stehende Grafik zeigt. Ein unmittelbarer Vergleich ist aufgrund des Methodenwechsels gleichwohl nur eingeschränkt möglich. An der

⁶⁶ Für den Zeitraum 2006 bis 2008 wurde der Preisbestandteil „Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb“ nicht separat erhoben und ist daher in den Nettonetzentgelten enthalten.

Summe der Preiskomponenten für den Vertrieb einschließlich Marge und für die Energiebeschaffung hat der Vertrieb einen Anteil von 25 Prozent, 75 Prozent entfallen auf die Energiebeschaffung. Damit bewegt sich das Verhältnis zwischen den beiden Preisbestandteilen auf zum Vorjahr vergleichbarem Niveau.

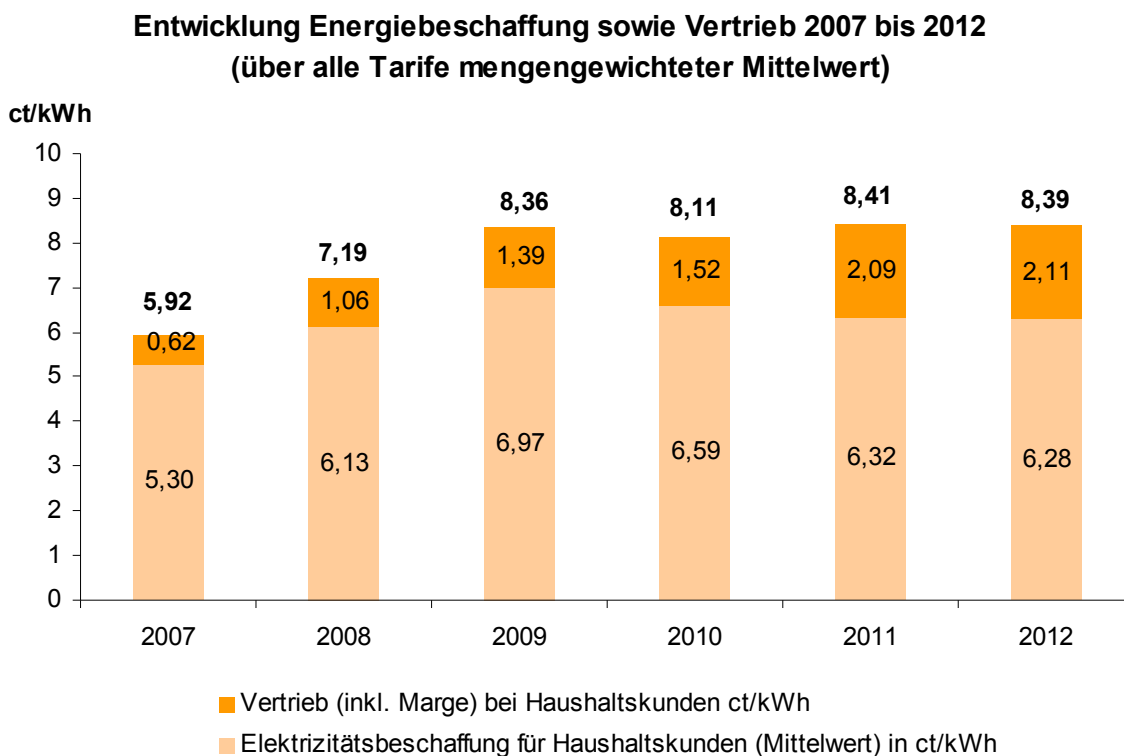


Abbildung 77: Entwicklung Energiebeschaffung und Vertrieb 2007 bis 2012 ⁶⁷

Das Verhältnis der Netzentgelte und der Vertriebskosten (einschließlich Marge) zueinander ist im Vergleich zum Vorjahr praktisch konstant geblieben, wie die folgende Darstellung zeigt. Während das Verhältnis im vergangenen Jahr bei 73:27 (Netzentgelte: Vertrieb) lag, beträgt es in diesem Jahr 74:26.

⁶⁷ Für das Jahr 2012 wurden 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 des Jahres 2012 nur eingeschränkt mit den Vorjahren vergleichbar.

Entwicklung Netzentgelte sowie Vertrieb 2007 bis 2012 (über alle Tarife mengengewichteter Mittelwerte)

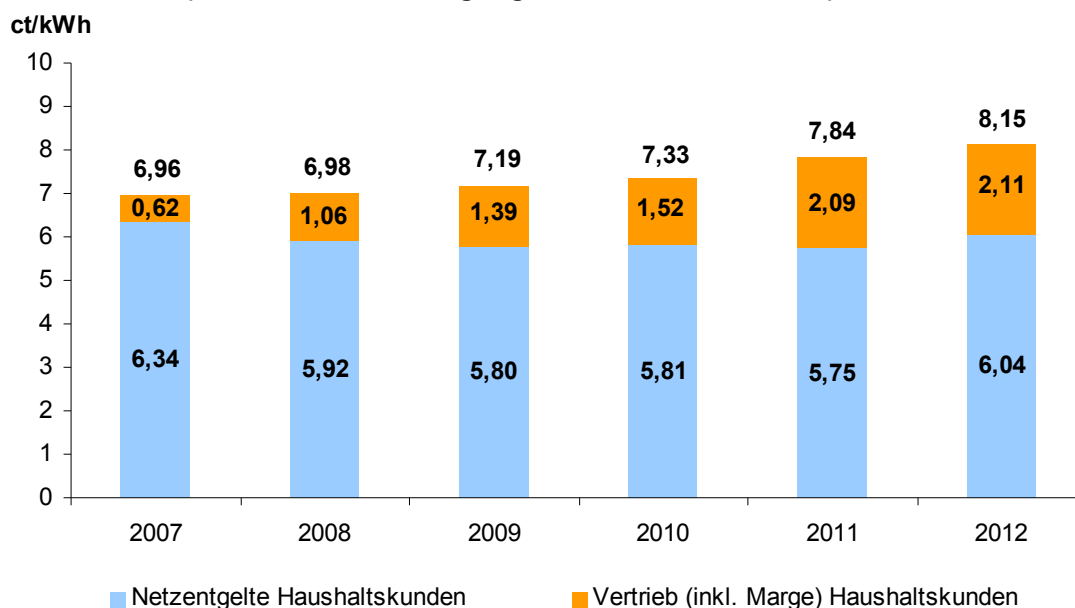


Abbildung 78: Entwicklung Netzentgelte und Vertrieb (inkl. Marge) 2007 bis 2012.

Heizstrom

Im Berichtsjahr sind Erhebungen zur Versorgung von Kunden mit Heizstrom (Elektrizität für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zum Zweck der Raumheizung, d.h. Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen) durchgeführt worden. Den folgenden Ausführungen liegen die Angaben von 621 Unternehmen zu Grunde. Auf die 30 abgabestärksten Lieferanten entfielen zusammen 76 Prozent der insgesamt abgegebenen Heizstrommenge. Die Versorgungsunternehmen belieferten im Berichtsjahr Heizstromkunden in ihren jeweiligen Grundversorgungsgebieten mit insgesamt 13,44 TWh Elektrizität.⁶⁸ Dies entspricht in etwa einer Elektrizitätsmenge von 7.373 kWh pro Kunde.

229 Unternehmen gaben an, Kunden in Gebieten zu versorgen, in denen sie nicht Grundversorger sind. Diese Versorger, die nicht die jeweiligen Grundversorger sind, lieferten in Summe eine Elektrizitätsmenge von 0,23 TWh (1,7 Prozent der Gesamtmenge) an Heizstromkunden. Im Jahr 2009 betrug die Wechselquote 0,46 Prozent⁶⁹, sie hat sich damit zum Berichtsjahr mehr als verdreifacht. Die Anzahl der Anbieter, die nicht die jeweiligen Grundversorger sind (229 von 621, d.h. 37 Prozent), und die leichte Erhöhung des Marktanteils sind ein positives Signal für die – langsame – Entwicklung von Wettbewerb. Zu diesen Entwicklungen könnten auch die jeweils vier strukturellen Zusagen von 25 großen Heizstromversorgern (die ca. 70 Prozent des Marktes abdecken) gegenüber dem Bundeskartellamt zum Abbau von Marktzutrittschranken (einheitliche Berechnungsmethode für Lastprofile, Veröffentlichung der Last-

⁶⁸ Gegenüber einem Heizstromvolumen von 13,88 TWh im Jahr 2009 bedeutet das einen leichten Rückgang; siehe Monitoringbericht 2010, S. 79

⁶⁹ Monitoringbericht 2010, S. 79

profile im Internet, Veröffentlichung der Heizstromtarife im Internet, einheitliche Konzessionsabgabe für Heizstromlieferungen von 0,11 ct/kWh) ⁷⁰ beigetragen haben. Die sehr geringen Heizstrommengen, die auf die Nicht-Grundversorger entfallen, zeigen jedoch, dass die Entwicklung des Wettbewerbs erst am Anfang steht.

Daneben wurden Angaben zu den Entgelten für die Versorgung speziell von Nachtspeicherheizungen (Haushaltskunden), die mehr als 80 Prozent des Heizstrommarktes ausmachen, erhoben. Basierend auf den Angaben von 598 Grundversorgern liegt der entsprechende Preis im arithmetischen Mittel bei 17,64 ct/kWh, auf die Preisbestandteile für Energiebeschaffung und Vertrieb entfallen im arithmetischen Mittel zusammen 5,72 ct/kWh.

Ökostromsegment

Die im Rahmen des Monitorings 2012 befragten Lieferanten haben über Menge und Anzahl der mit Ökostrom belieferten Letztverbraucher Auskunft gegeben. Im Jahr 2011 wurden insgesamt 33,6 TWh Ökostrom an 5,5 Mio. Letztverbraucher geliefert. Dies entspricht einem Anteil von 7,4 Prozent an der gesamten Elektrizitätsabgabe. Dieser Wert ist damit um 1,4 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr 2010 angestiegen. Der Anteil an der Gesamtanzahl von Letztverbrauchern hat sich dabei um 2,1 Prozentpunkte auf 11,8 Prozent erhöht. Eine detaillierte Aufschlüsselung über die Ökostromabgabe an Letztverbraucher ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

Kategorie	Gesamte Elektrizitätsabgabe in TWh (Anzahl)	Gesamte Ökostromabgabe in TWh (Anzahl)	Anteil an Abgabemenge bzw. Anzahl (Klammerwert) in Prozent
Haushaltskunden	127,4 (42.969.046)	13,9 (5.014.467)	10,9 (11,7)
Weitere Letztverbraucher	328,2 (4.179.030)	19,7 (530.104)	6,0 (12,7)
Gesamt	455,6 (47.148.076)	33,6 (5.544.571)	7,4 (11,8)

Tabelle 33: Ökostromabgabe an Haushaltskunden und weitere Letztverbraucher 2011

Bezogen auf den Bereich der Haushaltskunden liegt der Anteil für Ökostrom an der gesamten Elektrizitätsabgabemenge bei 10,9 Prozent. Der Anteil der Haushalte mit einer Ökostrombelie-

⁷⁰ Siehe Bundeskartellamt, Heizstrom – Marktüberblick und Verfahren, Bericht, September 2010, verfügbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/2010-09-28_Heizstrom-Bericht_verbessert101103.pdf und Entscheidung des Bundeskartellamtes vom 19.03.2012 (entega): <http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Missbrauchsaufsicht/B10-16-09.pdf?navid=60>

ferung gegenüber der gesamten Zahl aller Haushaltskunden beziffert sich jedoch auf insgesamt 11,7 Prozent. Daraus lässt sich ableiten, dass Ökostromkunden einen relativ geringeren Elektrizitätsverbrauch als die übrigen Haushaltskunden aufweisen. Diese Relation bestätigt sich auch für die vorangegangenen Jahre, wie der nachstehenden Abbildung zu entnehmen ist.

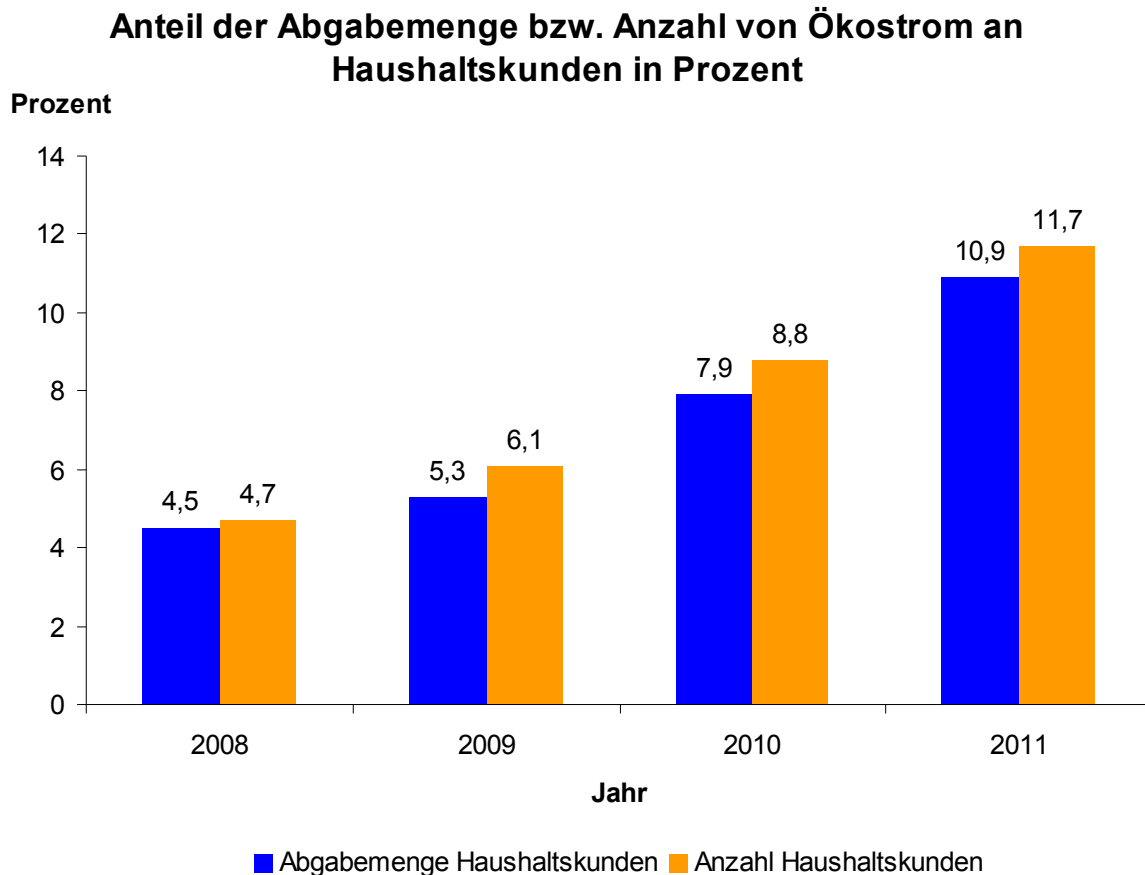


Abbildung 79: Anteil der Abgabemenge bzw. Anzahl von Ökostrom an Haushaltskunden in Prozent

In Deutschland existieren mehrere Labelorganisationen, welche Ökostromangebote nach fest definierten Kriterien über die ökologische Güte bewerten. Die folgende Abbildung gibt über die Labelanteile im Ökostromsegment Auskunft.

Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2011

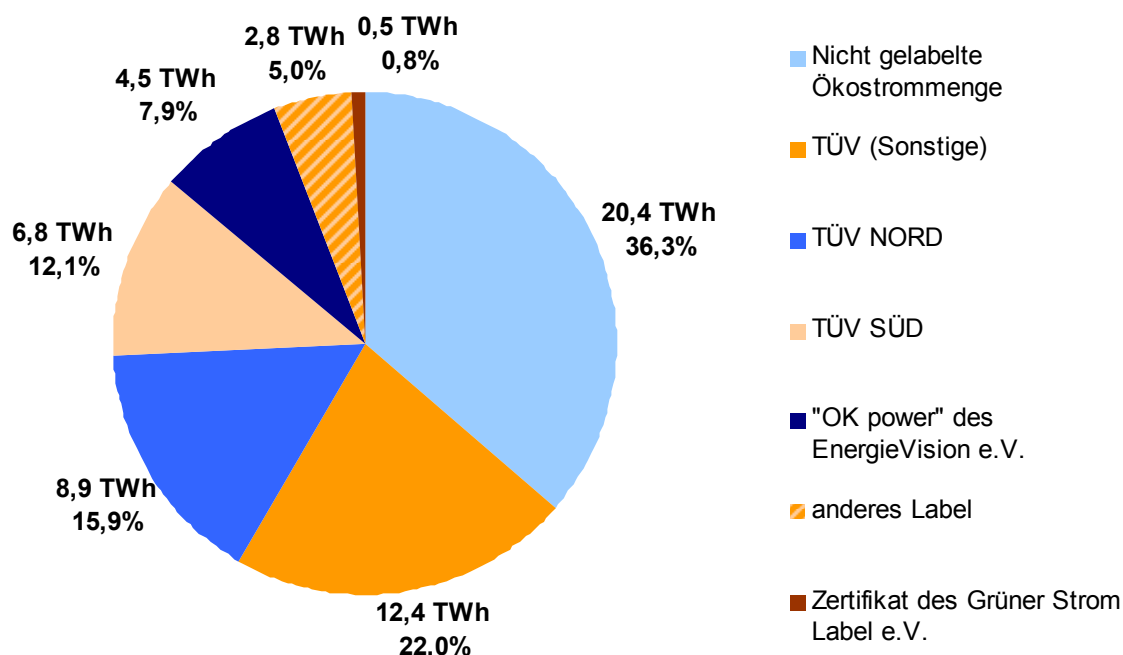


Abbildung 80: Labelanteile im Ökostromgeschäftsbereich 2011

Die Hälfte des in Deutschland gehandelten Ökostroms trägt das Label einer der TÜV-Organisationen. Gut 36 Prozent des Ökostroms sind nicht gelabelt. Fast acht Prozent sind dem Label „OK power“ zuzuordnen, das „Zertifikat des Grüner Strom Label“ hat einen Anteil von etwa einem Prozent an der Gesamtmenge. Die restlichen Mengen entfallen auf verschiedene weitere Label.

Die Differenz zwischen der gelabelten und nicht-gelabelten Ökostrommenge (56,3 TWh) und der an Letztverbraucher gelieferten Menge (33,6 TWh) kann unter anderem dadurch erklärt werden, dass die Lieferanten mit einer höheren Absatzmenge gerechnet haben, als sie letztlich realisieren konnten..

Der durchschnittliche Preis für ein Ökostromprodukt beläuft sich im Jahr 2012 auf 26,10 ct/kWh. Im Vergleich zum Vorjahr sind das 0,59 ct/kWh mehr, ein Anstieg um 2,3 Prozent. Der Preisanstieg fällt damit etwas geringer aus als beim durchschnittlichen Gesamtwert für Elektrizitätsbezug (+2,4 Prozent). Das Preisniveau von Ökostromprodukten liegt lediglich 0,04 ct/kWh über dem durchschnittlichen Preisniveau für alle Haushaltskunden (26,06 ct/kWh). Somit ist der Bezug von Ökostrom im Durchschnitt nur unwesentlich teurer als herkömmlicher Strom. Die Aufteilung der einzelnen Preisbestandteile für Ökostromkunden kann der folgenden Tabelle entnommen werden.

Entwicklung der Netzentgelte

Die Netzentgelte sind im Jahr 2012 in allen Kundenkategorien angestiegen. Das ergibt sich aus der Betrachtung der Netzentgelte für Haushaltskunden in der Grundversorgung, Gewerbekunden sowie Industriekunden als mengengewichtete Mittelwerte im Zeitraum von 2006 bis 2012.

Der absolut höchste Anstieg liegt mit 0,29 ct/kWh im Segment der Haushaltskunden. Dies entspricht einem Zuwachs von fünf Prozent gegenüber dem Vorjahr 2011. Prozentual betrachtet sind die Netzentgelte im Bereich der Industriekunden am stärksten angestiegen. Hier liegt die Steigerung bei 15 Prozent bzw. 0,22 ct/kWh in absoluten Werten. Die Netzentgelte Gewerbekunden sind ebenfalls um 0,22 ct/kWh angestiegen, was ein Plus von vier Prozent gegenüber dem Jahr 2011 bedeutet. Die genaue Entwicklung der Vorjahre ist Bestandteil folgender Abbildung.

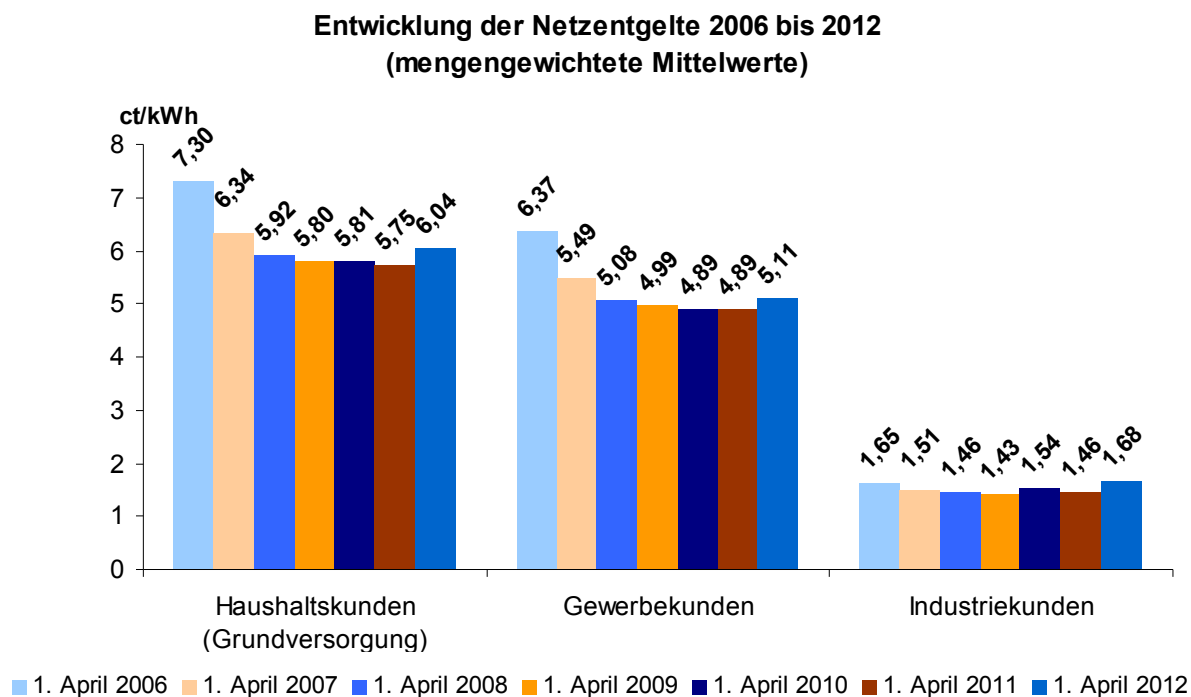


Abbildung 81: Entwicklung der durchschnittlichen mengengewichteten Netzentgelte

Der Anstieg der Netzentgelte wirkt sich auch auf das Gewicht der Entgelte am Gesamtelektrizitätspreis aus. Die Netzentgeltanteile haben sich in allen Kundensegmenten erhöht. Im Bereich der Haushaltskunden liegt der Anteil bei 22,7 Prozent, bei den Gewerbekunden sind es 21,5 Prozent und bei den Industriekunden 10,7 Prozent. Bei Haushalts- und Gewerbekunden entspricht dies einem Zuwachs von 0,5 Prozentpunkten bzw. 0,6 Prozentpunkten. Der größte anteilmäßige Zuwachs entfällt mit einem Plus von 1,4 Prozentpunkten auf den Bereich der Industriekunden. Die Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis wird in der folgenden Abbildung dargestellt.

Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis 2006 bis 2012 (mengengewichtete Mittelwerte)

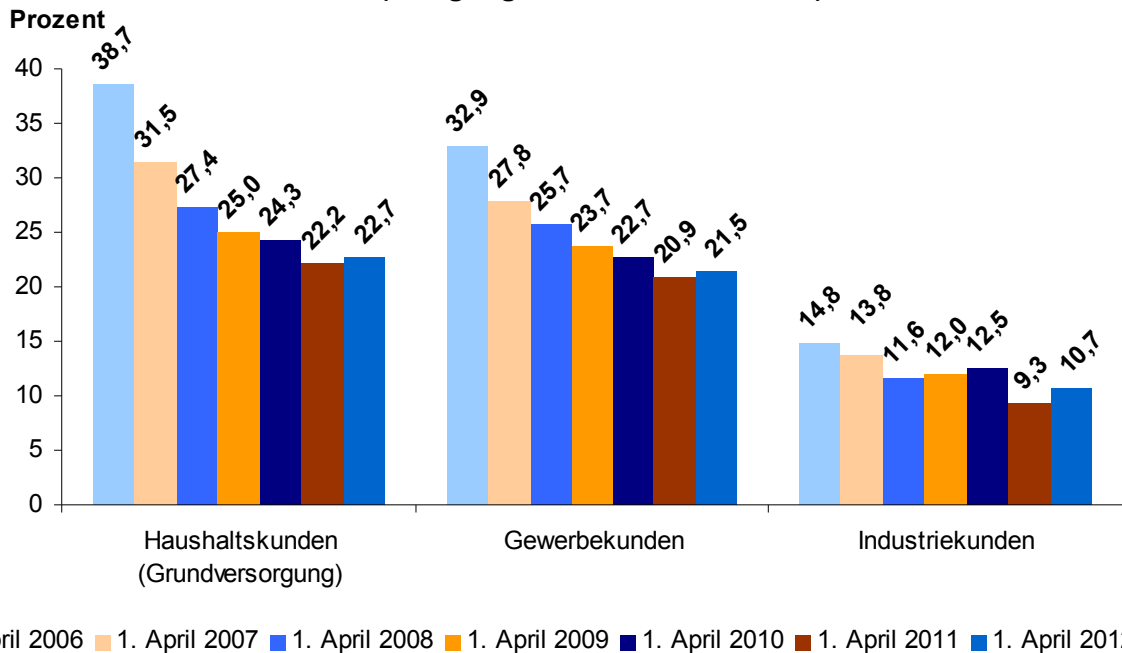


Abbildung 82: Entwicklung der Netzentgeltanteile am Gesamtelektrizitätspreis

Europäischer Strompreisvergleich

Die Höhe des Strompreises, insbesondere für Haushaltskunden, ist immer wieder Gegenstand der öffentlichen Diskussion. Ein Vergleich der Strompreise in der Europäischen Union zeigt, dass sich Deutschland im Bereich der Haushaltskunden gesamteuropäisch betrachtet über dem Durchschnitt bzw. in der Spitzengruppe bewegt, je nachdem ob eine Betrachtung ohne oder mit Abgaben und Steuern erfolgt. Die Datengrundlage des Vergleichs bildet eine Erhebung von Eurostat über die nationalen Durchschnittspreise für Haushaltskunden im Jahr 2011.⁷²

⁷² 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 2011 (Erhebung 2011S1, 2011S2), Gesamtwerte für EU-27 auf provisorischer Basis („p“). Vgl.: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> (Zugriff: 05.10.2012),

Bei der Betrachtung ohne angewandte Abgaben und Steuern wurde für Deutschland ein Mittelwert von 14,01 ct/kWh ermittelt, der gesamteuropäische Durchschnitt liegt bei 12,96 ct/kWh. Demnach ist der Preis in Deutschland im Mittel acht Prozent höher. In Bulgarien sind die Preise für Haushaltskunden am niedrigsten, in Zypern am höchsten. Die genauen Werte für alle betrachteten EU-Länder sind der nachstehenden Abbildung zu entnehmen.

Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

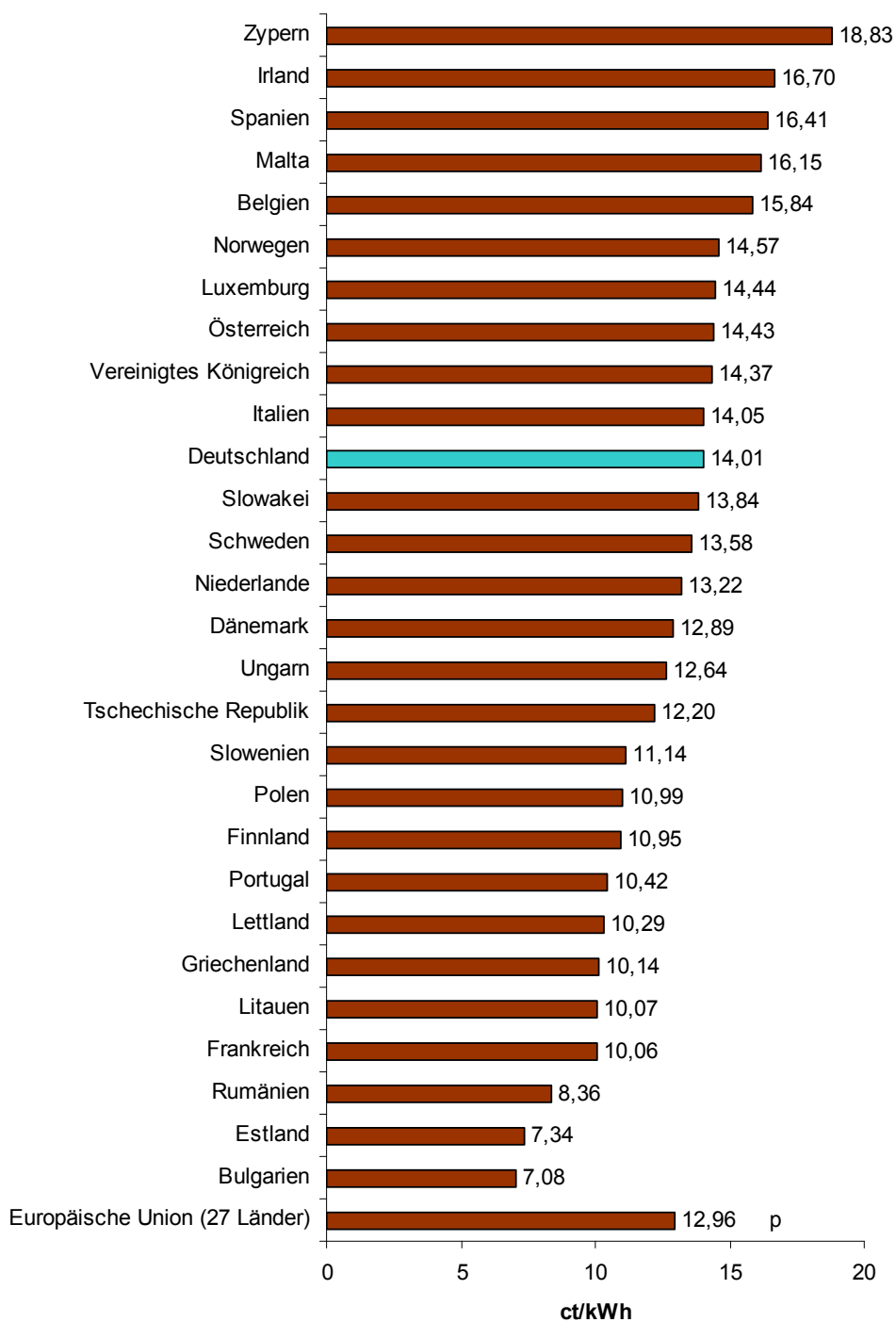


Abbildung 83: Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

Bei der Betrachtung der Haushaltspreise einschließlich Steuern und Abgaben ergibt sich für Deutschland ein Mittelwert von 25,30 ct/kWh. Damit liegt Deutschland im gesamteuropäischen Vergleich an zweiter Stelle und 39 Prozent über dem europäischen Durchschnitt. Die höchsten Preise wurden für Dänemark, die niedrigsten für Bulgarien ermittelt.

Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

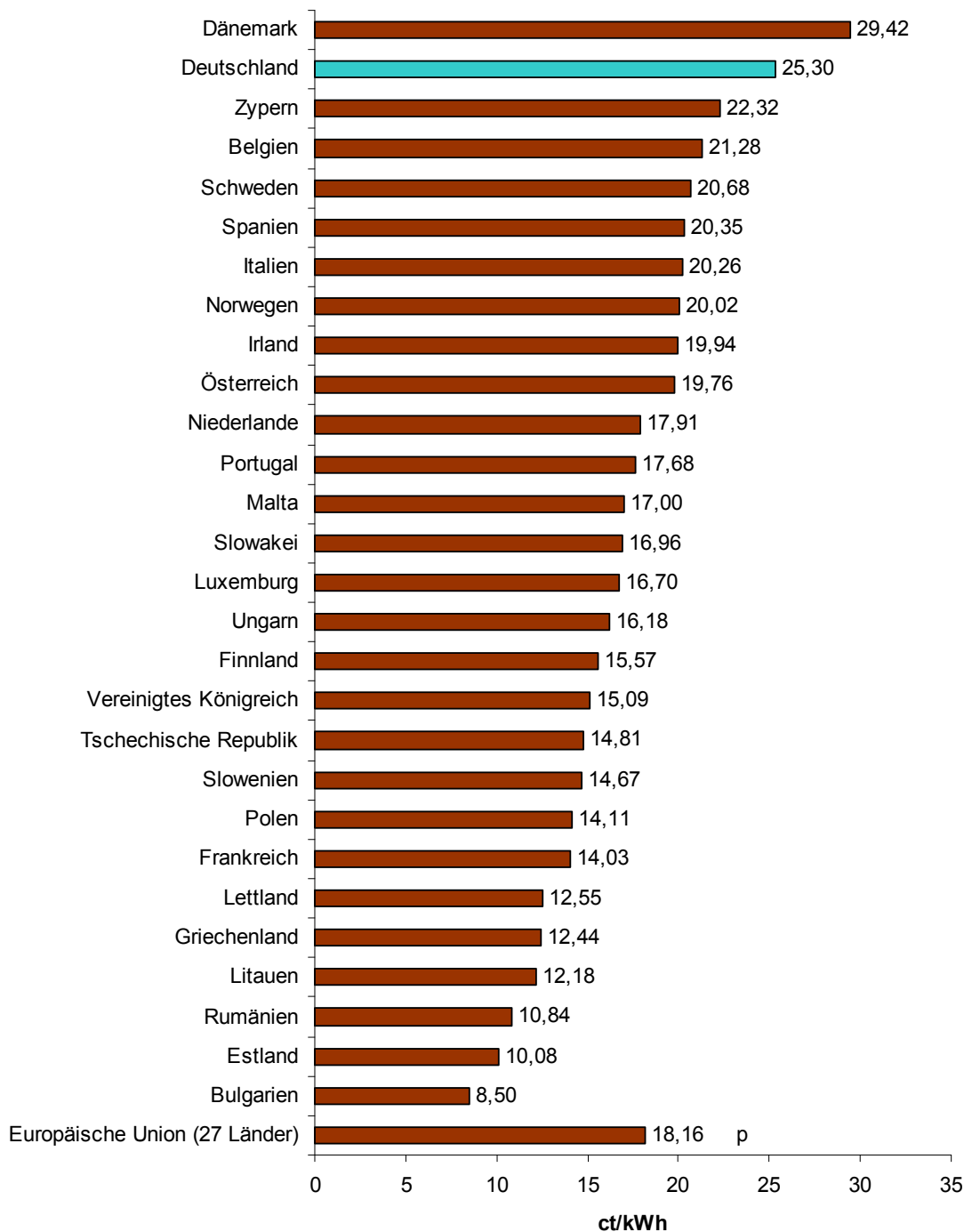


Abbildung 84: Vergleich der europäischen Strompreise für private Haushalte im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

Beim Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher⁷³ schneidet Deutschland bei der Betrachtung ohne Steuern wesentlich günstiger ab. In diesem Kundenbereich liegt Deutschland mit 9 ct/kWh noch unter dem gesamteuropäischen Durchschnitt von 9,35 ct/kWh. Die höchsten Preise werden auf Zypern veranschlagt, die niedrigsten sind in Estland zu bezahlen. Die detaillierten Werte werden in folgender Abbildung aufgezeigt.

Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

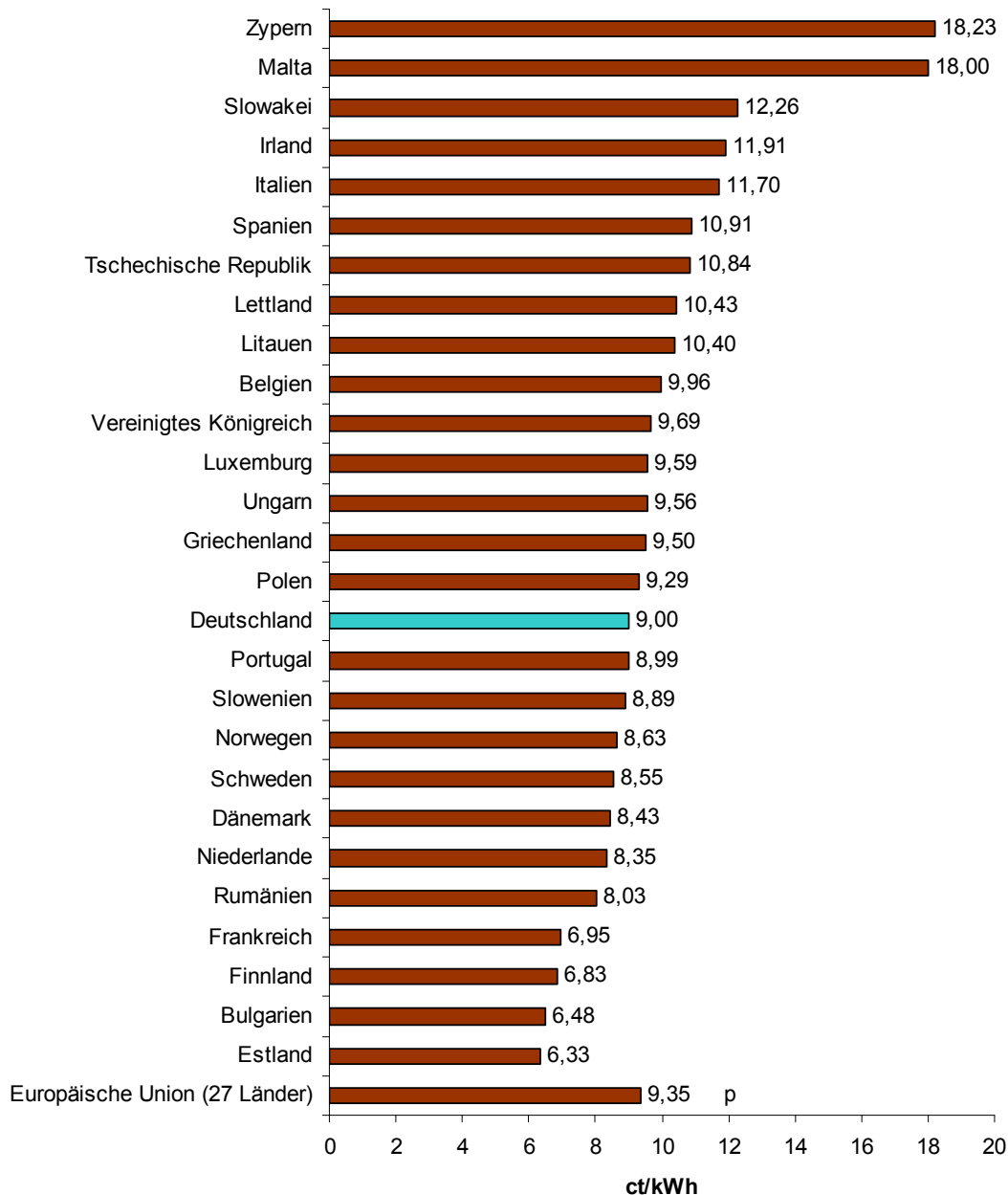


Abbildung 85: Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

⁷³ Betrachtet werden nationale Durchschnittspreise ohne Steuern für industrielle Verbraucher mittlerer Größe der Gruppe Ic mit einem Jahresverbrauch zwischen 500 und 2.000 MWh für das erste und zweite Halbjahr 2011 (Erhebung 2011S1, 2011S2). Gesamtwerte für EU-27 auf provisorischer Basis („p“). Vgl.: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>. (Zugriff: 05.10.2012).

Bei der Betrachtung mit Steuern und Abgaben liegt Deutschland mit einem Mittelwert von 16,65 ct/kWh dagegen 21 Prozent über dem europäischen Durchschnitt und im oberen Viertel beim Ländervergleich.

Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

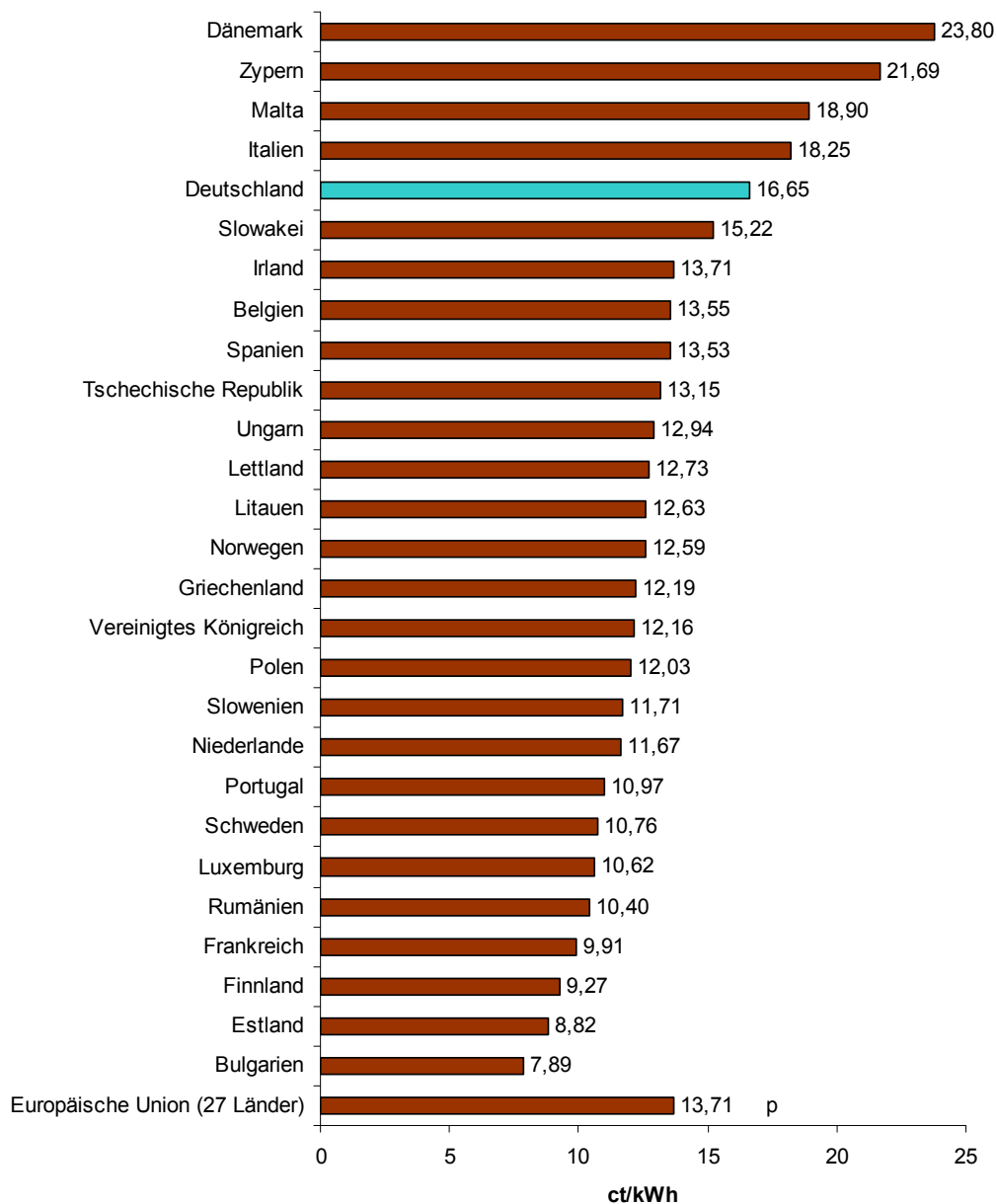


Abbildung 86: Vergleich der europäischen Strompreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

Der gesamteuropäische Preisvergleich ergibt ein differenziertes Bild. Bei einer Betrachtung ohne Steuern und Abgaben liegt Deutschland im Haushaltskundensegment im oberen Bereich, bei den Industriekunden dagegen unter dem Durchschnitt. Werden Steuern und Abgaben berücksichtigt, ergeben sich für beide Kundengruppen Endkundenpreise, die mit zu den höchsten Europas zählen.

Mess- und Zählwesen

Die Monitoringabfrage 2012 erfolgte sowohl bei den Netzbetreibern in ihrer Rolle als Netzbetreiber als auch in ihrer Rolle als „grundzuständiger“ Messstellenbetreiber und bei den „Dritten“ Messstellenbetreibern, die frei am Markt agieren (hierunter können auch Netzbetreiber fallen, wenn sie außerhalb ihres Netzgebiets tätig sind).

Darüber hinaus änderte sich die Monitoringabfrage 2012 im Vergleich zu den Vorjahren aufgrund der Novellierung des EnWG Mitte des Jahres 2011 und den daraus resultierenden Änderungen des § 21b ff. EnWG mit Auswirkungen auf das Messwesen.

EnWG-Verbrauchsmessung

653 Netzbetreiber machten die Angabe, dass Dritte Messstellenbetreiber in ihrem Netzgebiet im Rahmen der Verbrauchsmessung (Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz gem. § 21b EnWG alte und neue Fassung) tätig sind und insgesamt ca. 260.721 Zählpunkte betreuen. Dies entspricht nicht einmal ein Prozent der ca. 44,8 Mio. Zählpunkte, die im Haushaltskundenbereich für die Verbrauchsmessung näherungsweise angenommen werden können.

Gemäß EEG und KWKG können sowohl Anlagenbetreiber, Dritte als auch Netzbetreiber als Messstellenbetreiber für die Messung der Einspeisung von EEG- bzw. KWKG-Anlagen zuständig sein. Die Abfrage ergab, dass auch hier vorwiegend die Netzbetreiber den Messstellenbetrieb übernehmen, wie folgende Zahlen verdeutlichen.

EEG-Einspeisemessung

Von 1.165.776 angegebenen Zählpunkten aus dem Bereich EEG werden ca. 75 Prozent durch den Netzbetreiber als Messstellenbetreiber gemessen und ca. 25 Prozent durch den Anlagenbetreiber selbst oder einen Dritten Messstellenbetreiber.

KWKG-Einspeisemessung

Von 148.124 angegebenen Zählpunkten im Bereich KWK werden 97 Prozent durch den Netzbetreiber gemessen.

Zählpunkte, die die Kriterien des § 21c EnWG n.F. erfüllen

Aufgrund der neuen Fassung des EnWG wurden die Unternehmen gebeten, die Anzahl der Zählpunkte anzugeben, von denen bekannt ist, dass sie die neuen Kriterien zum verpflichtenden Einbau von Messsystemen erfüllen (§ 21c EnWG neue Fassung):

- 212.027 Zählpunkte entfallen auf Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen worden sind oder einer größeren Renovierung unterzogen worden;
- 838.159 Zählpunkte auf Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 kWh;
- 61.082 Zählpunkte auf Anlagenbetreiber nach dem EEG oder dem KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als sieben kW und
- 46.231 Zählpunkte auf Sonstige Gründe, worunter insbesondere alle übrigen Gebäude gem. § 21c Abs. 1d EnWG und der Turnuswechsel angegeben wurden.

Zählpunkte, die die Kriterien des § 21c EnWG n.F. erfüllen

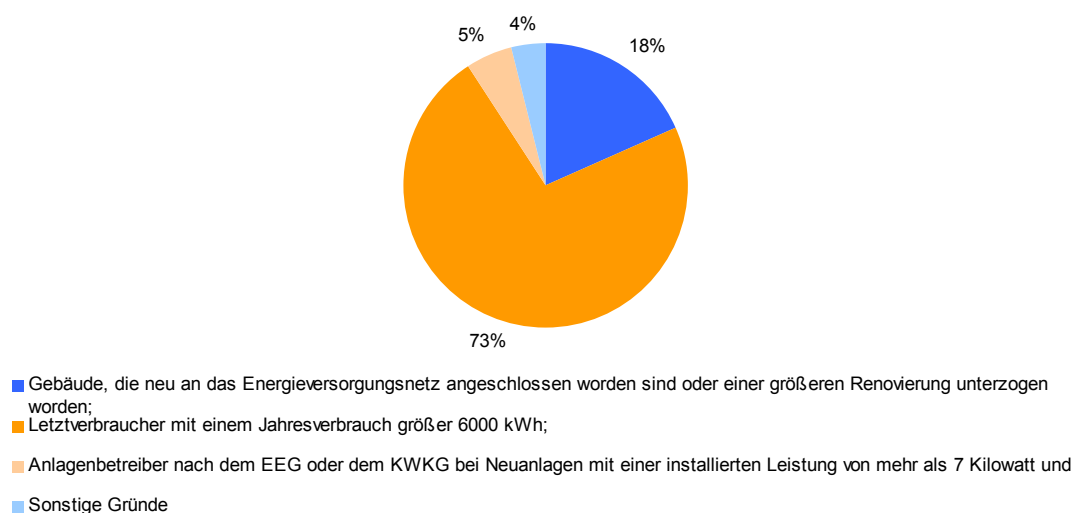


Abbildung 87: Zählpunkte nach den Kriterien des § 21c EnWG n.F.

Insgesamt sind somit etwa eine Mio. Zählpunkte zum Ende des Jahres 2011 durch die meldenden Messstellenbetreiber identifiziert worden, die die Anforderungen des § 21c EnWG erfüllen. Dies entspricht weniger als drei Prozent der insgesamt ca. 42 Mio. Zählpunkte im Haushaltskundenbereich.

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

Im Bereich der Haushaltskunden werden nach wie vor vorwiegend Ferraris-Zähler eingesetzt: 42.143.851 an der Zahl (bei 698 Unternehmen im Monitoring 2012). Davon sind 3.050.698 (ca. sieben Prozent) Zwei- bzw. Mehrtarifzähler. Von den Zwei- und Mehrtarifzählern sind 2.089.486 mit einer Rundsteuerung ausgestattet (ca. 2/3). Außerdem wurden 2.062.083 elektronische Zähler, die nicht fernausgelesen werden und 199.846 elektronische Zähler, die fernausgelesen werden, angegeben.

Für die kommunikative Fernanbindung der elektronisch ausgelesenen Zähler ergibt sich folgende Verteilung der Übertragungstechnologien.

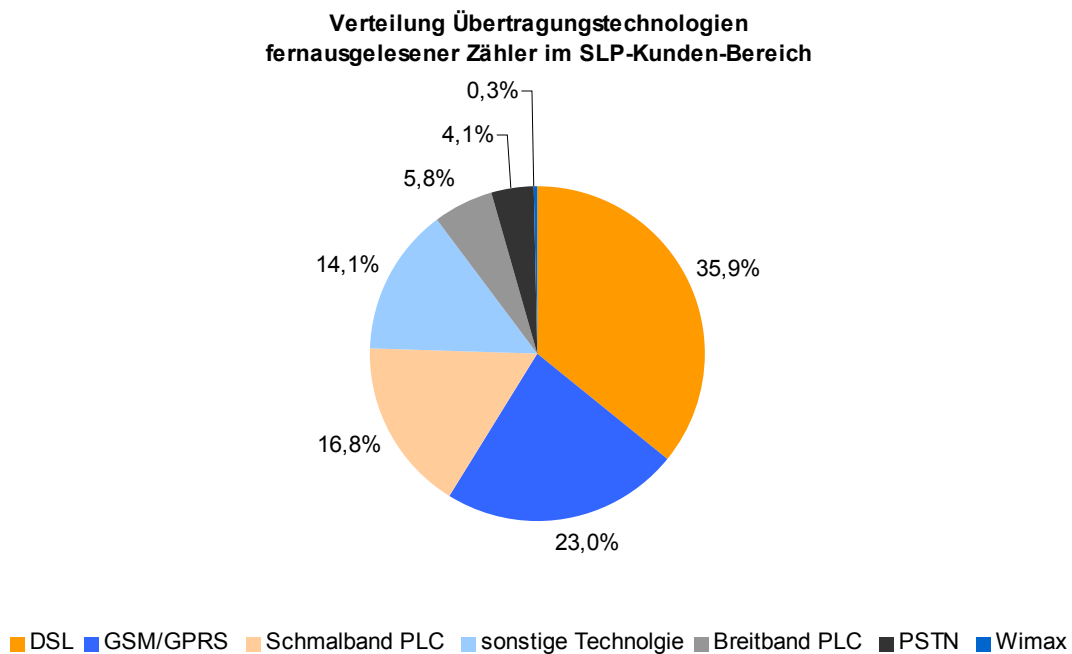


Abbildung 88: Verteilung Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler im SLP-Kunden-Bereich

Verwendete Messtechnik im Bereich RLM-Kunden

Im Bereich der RLM-Kunden werden 363.167 Lastgangzähler und 9.850 sonstige Messtechnik eingesetzt. Für die kommunikative Fernanbindung ergibt sich folgende Verteilung der Übertragungstechnologien:

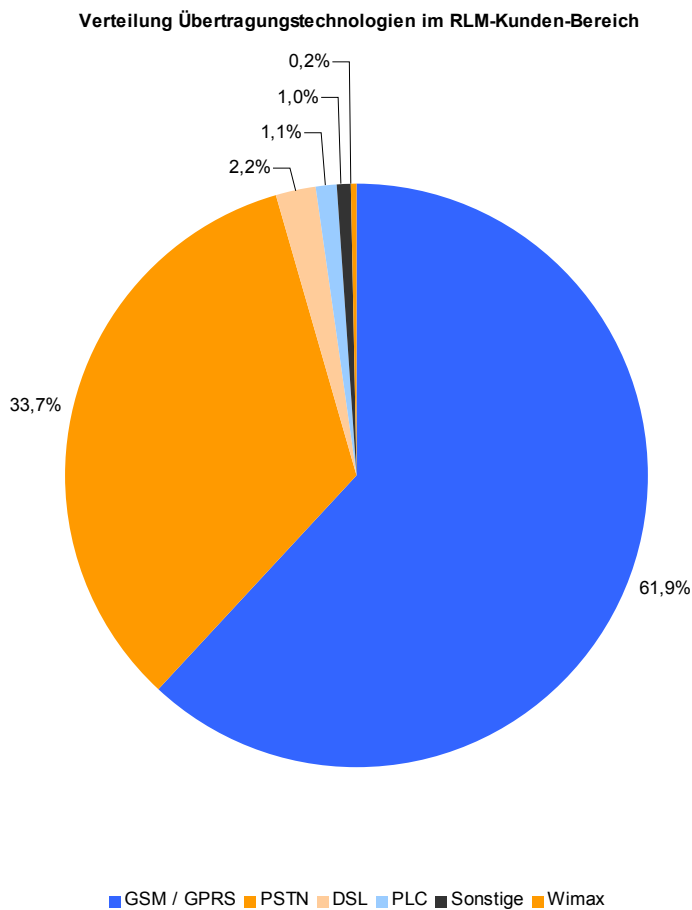


Abbildung 89: Verteilung Übertragungstechnologien im RLM-Kunden-Bereich

Entwicklungen auf den Gasmärkten

Marktentwicklung (BNetzA)

Die Gasimporte sind gegenüber dem Niveau des Jahres 2010 leicht gestiegen und belaufen sich auf 1.411 TWh (2010:1.384TWh). Im gleichen Zeitraum erhöhten sich die Exporte von 463 TWh im Jahr 2010 auf 516 TWh im Jahr 2011. Die Förderung von inländischen Gas ist weiterhin rückläufig und beträgt im Jahr 2010 ca. 11,9 Mrd. m³ (2010: 12,63 Mrd. m³). Die statistische Reichweite hat sich gegenüber dem Jahr 2010 nicht verändert und beträgt elf Jahre.

Zum 01. April 2011 wurde die Anzahl der Marktgebiete auf ein L-Gas Marktgebiet und zwei H-Gas Marktgebiete verringert. Zum 01.Oktober 2011 fand eine weitere Marktgebietsfusion statt, wobei die Marktgebiete L-Gas 1 (Nowega, EWE, Gasunie) und Gaspool zusammengelegt wurden, sodass derzeit noch zwei Marktgebiete in Deutschland bestehen.

Das erfasste maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen der Untertagespeicher beträgt 22,245 Mrd. mN³ (2011: 20,970 Mrd. mN³). Davon entfallen 9,250 Mrd. mN³ auf Kavernenspeicher- und 12,996 Mrd. mN³ auf Porenspeicheranlagen.

Der Einzelhandelsmarkt im Gasbereich ist weiterhin von einer dynamischen Entwicklung geprägt. Im Vergleich zu 2010 wurde knapp 15 Prozent weniger Gas an Letztverbraucher abgegeben. Bei den privaten Haushalten war der Rückgang des Verbrauchs besonders deutlich, was zum großen Teil mit der verhältnismäßig warmen Witterung in den Perioden Januar/Februar sowie November/Dezember des Jahres 2011 begründet werden kann. Von den Gasnetzbetreibern wurden an die Letztverbraucher im Jahr 2011 934,61 TWh Gas ausgespeist.

Schon in über 41 Prozent der Netzgebiete können die Letztverbraucher aus einer Vielfalt von 31 oder mehr Gaslieferanten auswählen, in über 31 Prozent der Netzgebiete stehen sogar mehr als 50 Gaslieferanten zur Auswahl. Die sich weiterhin sehr gut und dynamisch entwickelnde Vielfalt der Anbieter deutet auf eine hohe Attraktivität der regionalen und überregionalen Gasmärkte in Deutschland hin.

Über 1,2 Mio. Letztverbraucher wechselten im Jahr 2011 Ihren Gaslieferanten. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Lieferantenwechselfälle damit insgesamt um ca. 40 Prozent bzw. um 370.000 Lieferantenwechselfälle gestiegen. Für das Jahr 2011 errechnet sich damit eine relative Lieferantenwechselquote von 11,54 Prozent. Damit setzt sich die positive Entwicklung der Lieferantenwechselzahlen weiter fort und korrespondiert mit der bereits erwähnten gestiegenen Anzahl an Gaslieferanten in den einzelnen Netzgebieten.

Zum Stichtag 1. April 2011 betrug der Gaspreis für Haushaltskunden in der Grundversorgung 6,95 ct/kWh. Dies bedeutet einen Preisanstieg des Gaspreises um knapp fünf Prozent. Die Netzentgelte in dieser Verbraucherkategorie liegen bei 1,16 ct/kWh, was einen Anteil der Netzentgelte am Gesamtgaspreis von ca. 17 Prozent ausmacht. Die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb, deren Anteil am Einzelhandelspreis der Haushaltskunden bei 54 Prozent liegt, stiegen binnen eines Jahres um ca. zwölf Prozent auf 3,75 ct/kWh.

Marktentwicklung (BKartA)

Im Mittelpunkt der wettbewerblichen Betrachtung der Gaswirtschaft durch das Bundeskartellamt im Monitoringbericht stehen die Großhandelsmärkte und die Einzelhandelsmärkte, allerdings kommt auch der Produktion und dem Import erhebliche wettbewerbliche Bedeutung zu.

Import und Produktion

Der Import von Gas hat zentrale Bedeutung für die Versorgung des deutschen Marktes. Die Grenzübergangspreise auf dem deutschen Importmarkt, die größtenteils durch die Ölpreisbindung in den langfristigen Importverträgen bestimmt werden, sind seit 2010 kontinuierlich gestiegen. Dadurch hat sich die Differenz zu den Spotmarktpreisen auf dem nachgelagerten Markt erhöht. Angesichts der erheblichen Preisunterschiede – bis über 60 Prozent – sind Preisrevisionsverhandlungen zwischen Abnehmern und Gasimporteuren bzw. -produzenten aufgenommen worden. Die Ergebnisse dieser Verhandlungen, die bereits zu Preissenkungen in langfristigen Verträgen geführt haben, dürften sich, mit einer gewissen Verzögerung, in den Grenzübergangspreisen niederschlagen.

Großhandel

Diese Wechselwirkung von Spotmarktpreisen und Grenzübergangspreisen zeigt die Bedeutung, die liquide Großhandelsmärkte, insbesondere die Börse, für die Preisbildung gewonnen haben. Die positive Entwicklung der Großhandelsmärkte und die Möglichkeit, kurzfristig oder auf Termin beliebige Mengen Gas zu kaufen oder zu verkaufen, hat entscheidend dazu beigetragen, dass Regionalversorger und Stadtwerke ihre Gasbeschaffung von langfristigen Verträgen auf kurzfristigere und flexiblere Verträge umstellen. Die Liquidität und Effizienz der Großhandelsmärkte sind auch durch die Zusammenlegung von Marktgebieten auf nunmehr noch zwei Marktgebiete erhöht worden. Das Handelsvolumen an der Börse und im außerbörslichen Handel ist gegenüber dem Vorjahr wieder deutlich gestiegen, in beiden Bereichen um jeweils etwa 25 Prozent. Das Schwergewicht des Handels liegt dabei im außerbörslichen Bereich: Die an der Börse gehandelten Gasmengen machen lediglich drei Prozent des Gesamtvolumens aus, auf den außerbörslichen Handel entfallen 97 Prozent.

Einzelhandel

Im Endkundenbereich ist ein deutlicher Rückgang der Abgabemenge an Letztverbraucher (vor allem aufgrund milder Wintertemperaturen im Jahr 2011) um rund 15 Prozent zu verzeichnen. Angesichts dieses Rückgangs im Verbrauch überrascht es nicht, dass das absolute Lieferantenumwechselfolumen – also die Menge an Gas, die Letztverbraucher von einem neuen Lieferanten bezogen haben – geringfügig unter dem Vorjahresniveau liegt. Die Anzahl der Lieferantenumwechselfälle hat jedoch gegenüber dem Vorjahr zugenommen, und zwar um rund 40 Prozent. Ebenso ist die Zahl der aktiven Gaslieferanten in den Netzgebieten gestiegen. In über 70 Prozent der Netzgebiete versorgen mittlerweile 30 oder mehr Gaslieferanten Letztverbraucher mit Erdgas. Dies zeigt, dass sich auch im Gasbereich die Möglichkeit für Kunden, den Versorger zu wechseln, weiter verbessert hat. Das durchschnittliche Preisniveau in der Versorgung von Letztverbrauchern hat gegenüber dem Vorjahr allerdings über alle Endkundengruppen erneut zugenommen. Diese Entwicklung dürfte vor allem auf die steigenden Grenzübergangspreise für Erdgas zurückzuführen sein.

Marktdaten und Marktabdeckung

Anteile der größten Unternehmen (Dominanzmethode)

Im Rahmen der Ermittlung der Marktanteile der größten Unternehmen in den Einzelbereichen des Gasmarktes bei Erdgasförderung, Gas-Import, -Export, Untertagespeicher-Arbeitsgasvolumen und Gasabgabe an Letztverbraucher (LV) im Berichtsjahr 2011 wurden die Mehrheitsbeteiligungen von ca. 730 Unternehmen, die am Monitoring 2012 teilgenommen haben, analysiert und die entsprechenden Marktanteile den konsolidierten Mutterunternehmen nach der Dominanzmethode⁷⁴ zugeordnet.

Nach Berechnung der Marktanteile der Unternehmen in neun untersuchten Einzelbereichen des Gasmarktes waren in den Gruppen der größten Drei über alle Marktkategorien im Jahr 2011 insgesamt acht Unternehmen präsent. Bei Betrachtung der Verteilung der Präsenz der Unternehmen in den Gruppen der größten Drei über alle Marktkategorien ist festzustellen, dass ein Unternehmen in allen neun, ein Unternehmen in sechs Kategorien, zwei Unternehmen in drei Kategorien und ein Unternehmen in zwei Kategorien in der Gruppe der größten Drei vertreten waren.

Über alle Marktkategorien hinweg waren 2011 in den Gruppen der größten fünf insgesamt 13 Unternehmen präsent. Zwei Unternehmen waren in allen neun Marktkategorien in der Gruppe

⁷⁴ 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.

der größten fünf vertreten. Ein Unternehmen wurde in sechs Kategorien und ein Unternehmen wurde in fünf Kategorien in der Gruppe der größten fünf verzeichnet.

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.

Bereich	Anteile der größten drei in Prozent			Anteile der größten fünf in Prozent		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Jahr						
Förderung	82,6	66,2	67,1	99,4	82,6	79,2
Import	60,6	56,4	55,8	74,7	72,9	69,2
Export	53,5	66,0	57,6	76,0	82,7	82,2
Speicher - Arbeitsvolumen	69,5	56,0	58,9	84,3	72,2	72,0
Gasabgabe an LV Gesamt	30,1	29,5	27,1	39,6	37,1	33,3
Gasabgabe an LV ≤ 300 MWh/Jahr	25,9	26,7	23,6	31,7	31,5	29,3
Gasabgabe an LV > 300 bis ≤ 100.000 MWh/Jahr	22,8	25,5	20,5	30,4	33,3	27,6
Gasabgabe an LV > 100.000 MWh/Jahr	51,6	46,7	43,8	66,1	57,7	54,0
Gasabgabe an Gaskraftwerke	41,5	39,2	38,2	59,0	50,0	40,6

Tabelle 36: Anteile der größten Drei und größten Fünf Unternehmen in den einzelnen Sektoren des Gasmarktes 2009 bis 2011

Anteile der größten Unternehmen an der Erdgas-Förderung

Nachfolgend sind die Marktanteile der drei und der fünf größten Erdgas fördernden Unternehmen aufgeführt, die zugleich auch Erdgasimporteure sind.

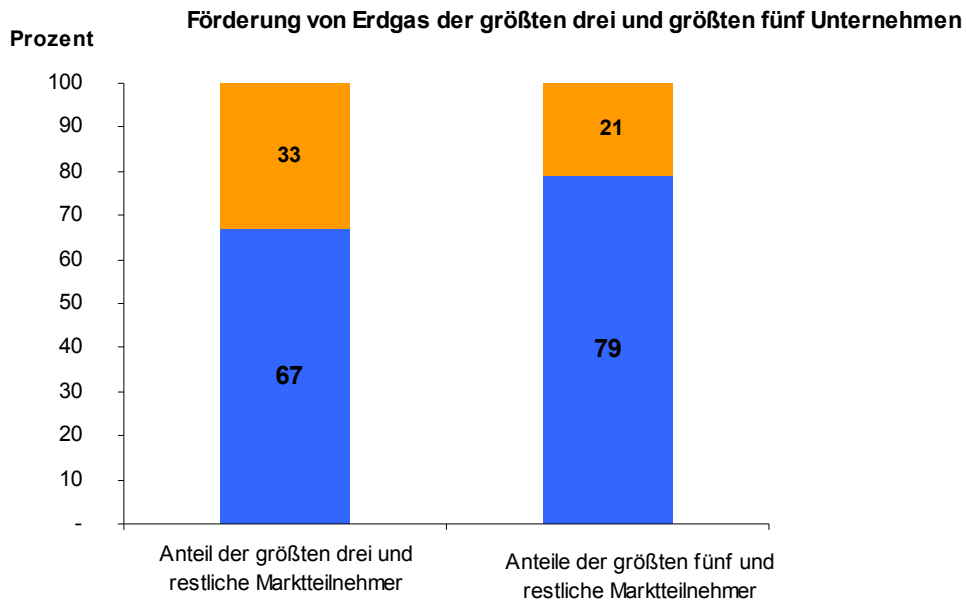


Abbildung 90: Anteile der größten drei und größten fünf Unternehmen an der Erdgas-Förderung

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import

Insgesamt beteiligten sich 31 Importunternehmen an der Monitoringabfrage 2012. Der Anteil der größten drei (größten fünf) Unternehmen am Gesamtimport im Jahr 2011 betrug 55,8 (69,2) Prozent.

Anteil der größten Unternehmen am Erdgas-Import 2009 bis 2011

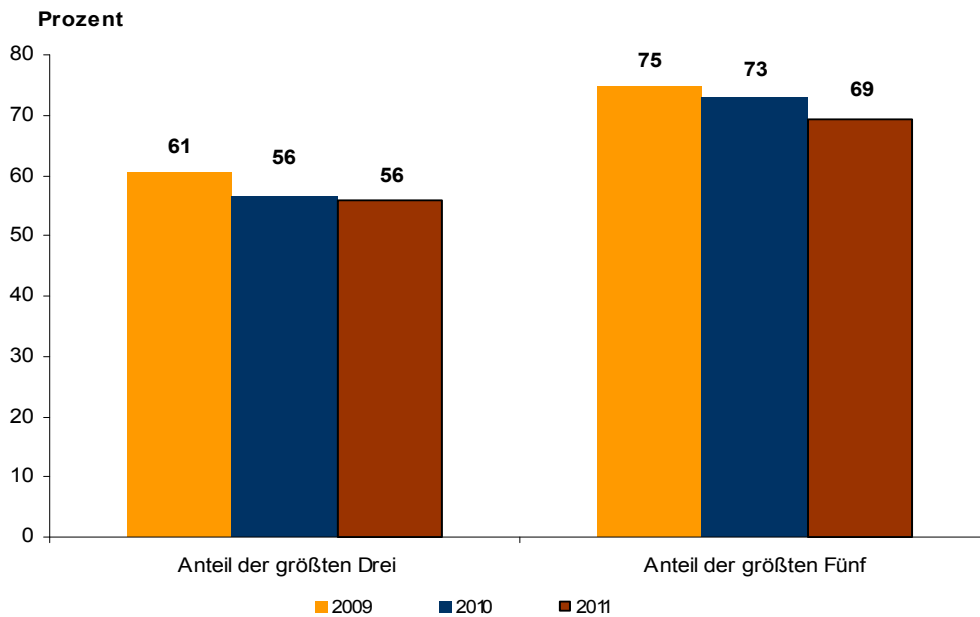


Abbildung 91: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Import 2009 bis 2011

Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export

Insgesamt beteiligten sich 24 Exportunternehmen an der Monitoringabfrage 2012. Der Anteil der größten drei (größten fünf) Unternehmen am Gesamtexport im Jahr 2011 betrug 67,6 (82,2) Prozent.

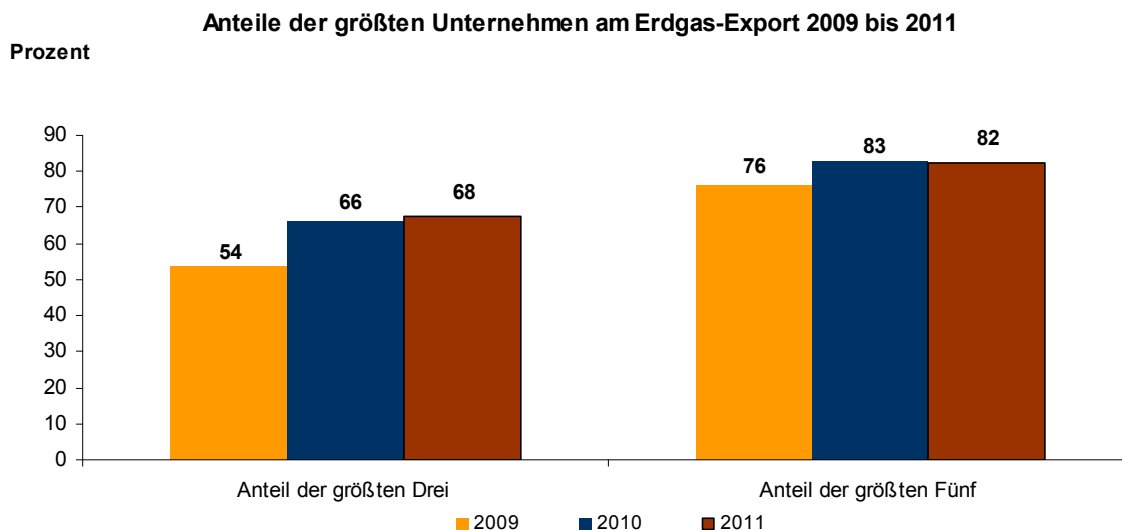


Abbildung 92: Anteile der größten Unternehmen am Erdgas-Export 2009 bis 2011

Anteil der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2009 bis 2011

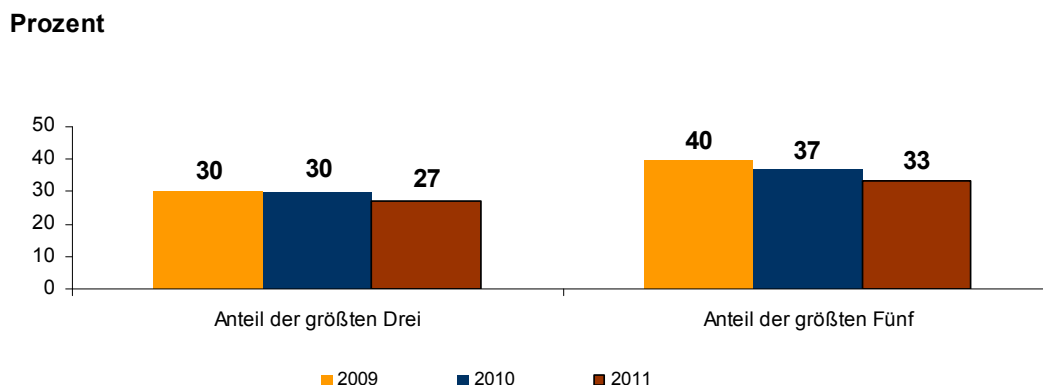


Abbildung 93: Anteile der größten Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher 2009 bis 2011

Die Anteile der größten drei und größten fünf Großhändler und Lieferanten an der gesamten Gasabgabemenge an Letztverbraucher sanken in den vergangenen drei Jahren beständig.

Anteil der größten drei Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2009 bis 2011

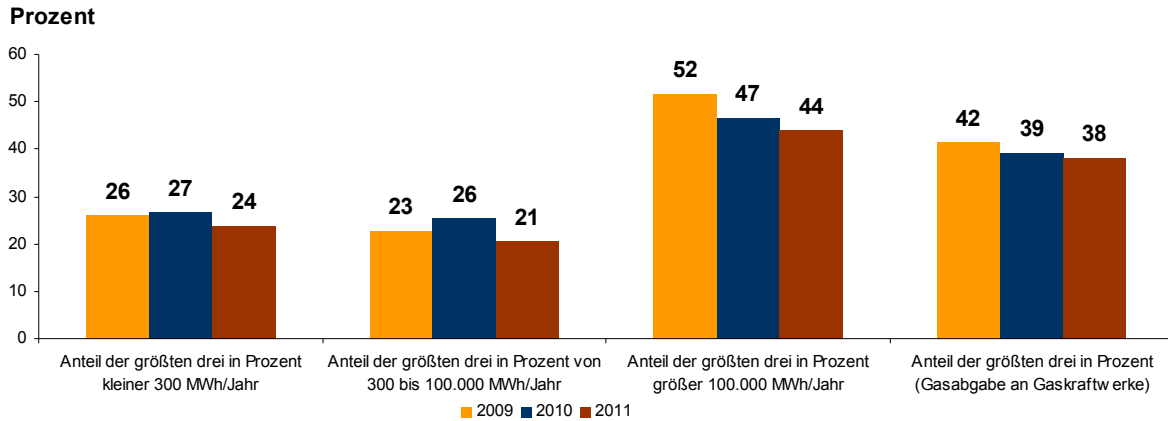


Abbildung 94: Anteil der größten drei Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2009 bis 2011

Anteil der größten fünf Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2009 bis 2011

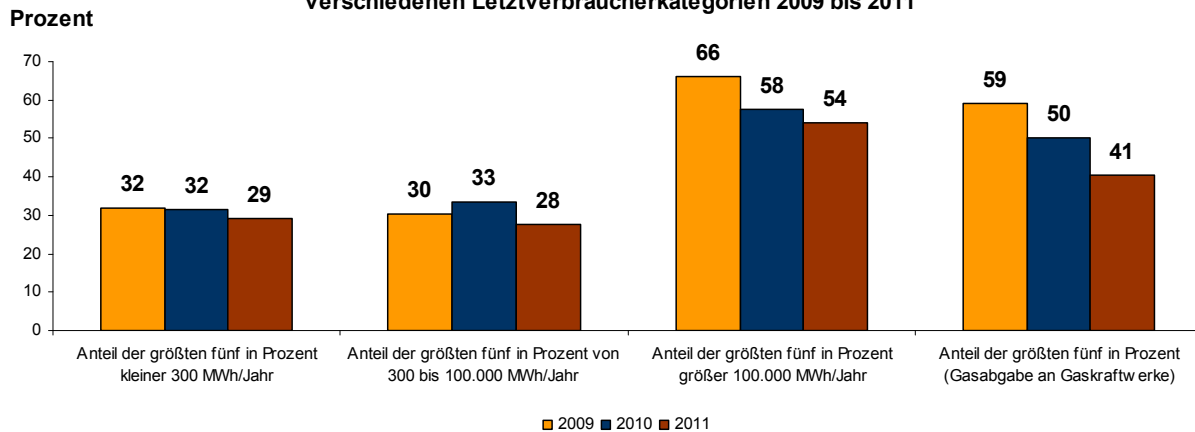


Abbildung 95: Anteil der größten fünf Großhändler und Lieferanten an der Gasabgabe nach verschiedenen Letztverbraucher kategorien 2009 bis 2011

Anteile der größten Gasspeicherbetreiber am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen

Die Berechnung der Anteile nach der Dominanzmethode erfolgte für 2011 an Hand des maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen ausschließlich bezogen auf Untergrundgasspeicher (UGS) und deren Betreiber.

Speicher - Arbeitsgasvolumen Gas von 2009 bis 2011

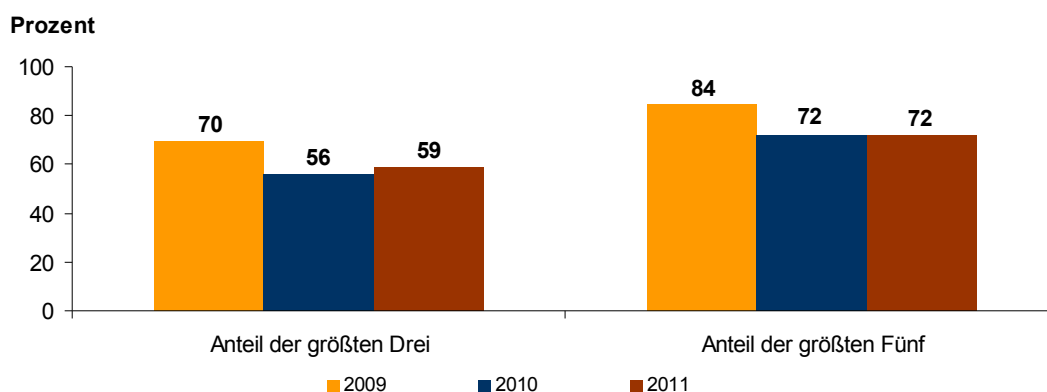


Abbildung 96: Anteil der größten drei und größten fünf Unternehmen am Speicher- Arbeitsgasvolumen

Im Ergebnis verfügten im Berichtsjahr 2011 insgesamt 19 Untertagegasspeicherbetreiber über ein nutzbares Arbeitsgasvolumen in Höhe von 22,245 Mrd. m³. Die Drei (Fünf) größten Unternehmen verfügten 2011 über 58,9 (72) Prozent am maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen. Die Abweichung zum Berichtsjahr 2010 ergibt sich aus der Erschließung von Untertagegasspeichern.

Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export / Versorgungssicherheit

Förderung von Erdgas in Deutschland sowie Im- und Export

Förderung von Erdgas in Deutschland

Die inländische Gasförderung ist mit ca. 11,9 Mrd. m³ (2010: 12,65 Mrd. m³) weiterhin rückläufig. Die als „sicher“ und „wahrscheinlich“ geschätzten Erdgasreserven betragen im Jahr 2011 ca. 125 Mrd. m³ (2010: 136,7 Mrd. m³). Die statistische Reichweite der deutschen Erdgasreserven unter Zugrundelegung der Förderung des Jahres 2011 beträgt wie auch im Vorjahr knapp elf Jahre. (Quelle: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG), Jahresbericht 2011).

Entwicklung der Importe / Exporte von Gasmengen

Die Importmenge von Gas nach Deutschland ist von 1.384,2 TWh (2010) auf 1.411 TWh (2011) um rund 27 TWh gestiegen. Das entspricht einem Anstieg von 1,95 Prozent.

Entwicklung der Gasimporte in Deutschland

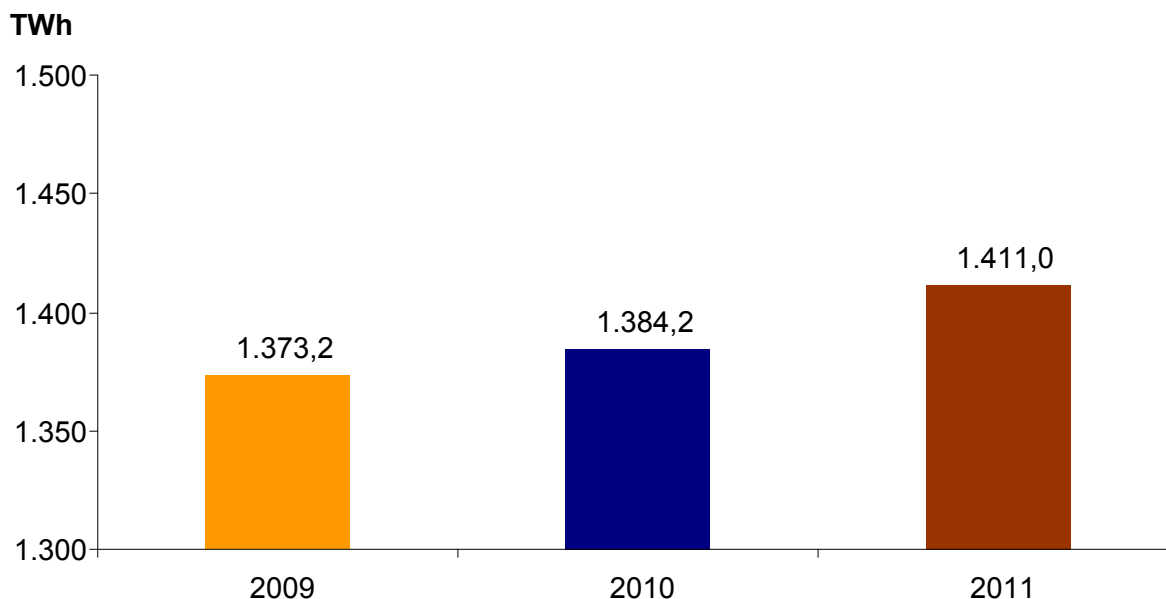


Abbildung 97: Entwicklung der Gasimporte

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. Insbesondere aus Belgien und Dänemark werden hier weitere Gasmengen importiert. Diese Entwicklung bildet sich insbesondere in der Kategorie „sonstige Bezugsländer“ ab.

Importländer 2011

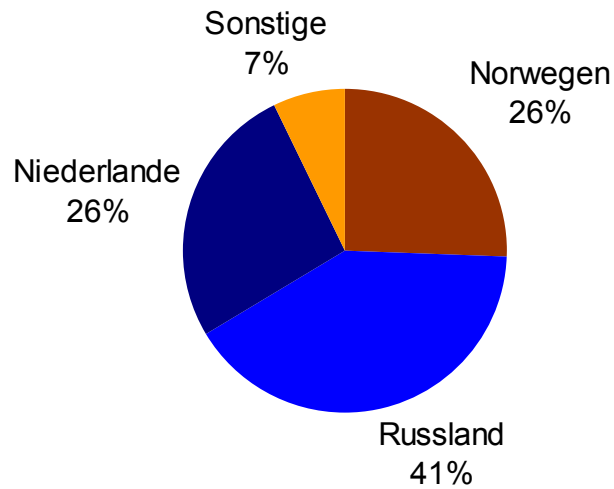


Abbildung 98: Herkunftsländer der nach Deutschland importierten Gasmengen

Auch der Export von Gas ist angestiegen. Betrug er 463,7 TWh in 2010, so beträgt er für das Jahr 2011 516,8 TWh. Dies entspricht einem Anstieg von 11,5 Prozent.

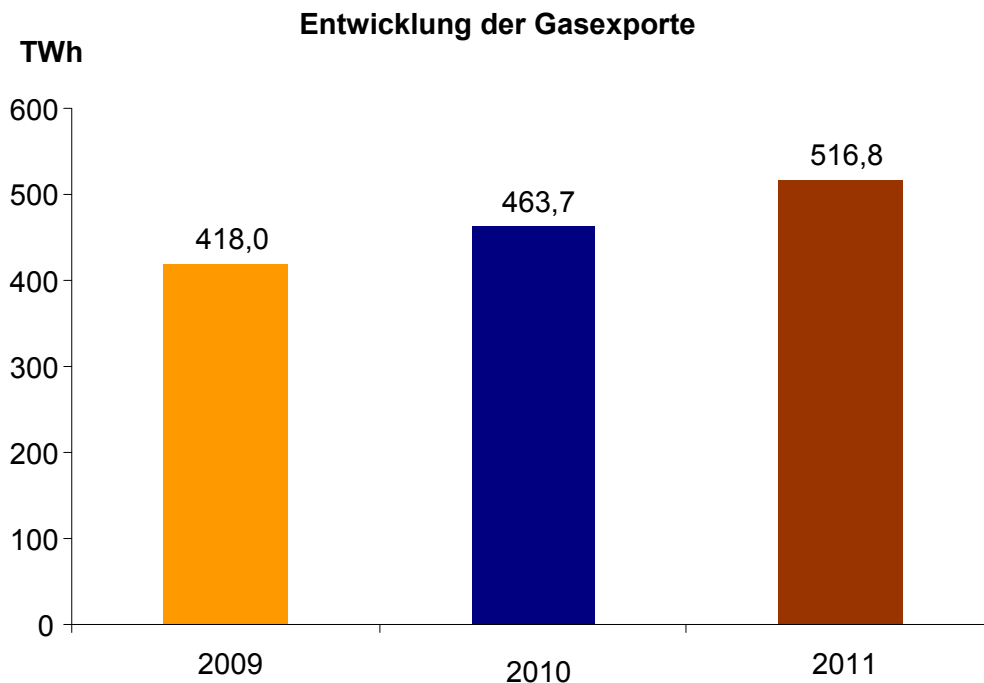


Abbildung 99: Entwicklung der Gasexporte in Deutschland

Bei der Analyse der Zielländer der aus Deutschland exportierten Gasmengen haben sich gegenüber dem Jahr 2010 zum Teil erhebliche Veränderungen ergeben. Auffallend ist der deutlich verringerte Export in die Niederlande. Der Exportanteil fiel hier von 28 Prozent im Jahr

2010 auf 19 Prozent im Jahr 2011. Im Vergleich dazu stieg der Export nach Tschechien von fünf Prozent Exportanteil im Jahr 2010 auf 21 Prozent Exportanteil im Jahr 2011. Die Exporte nach Belgien und in die Schweiz fielen ebenfalls. Nach Belgien von elf Prozent (2010) auf sieben Prozent (2011) und in die Schweiz von 24 Prozent (2010) auf 19 Prozent (2011). Die prozentualen Anteile der Exportmengen in die übrigen Staaten blieben in etwa konstant.

Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer 2011

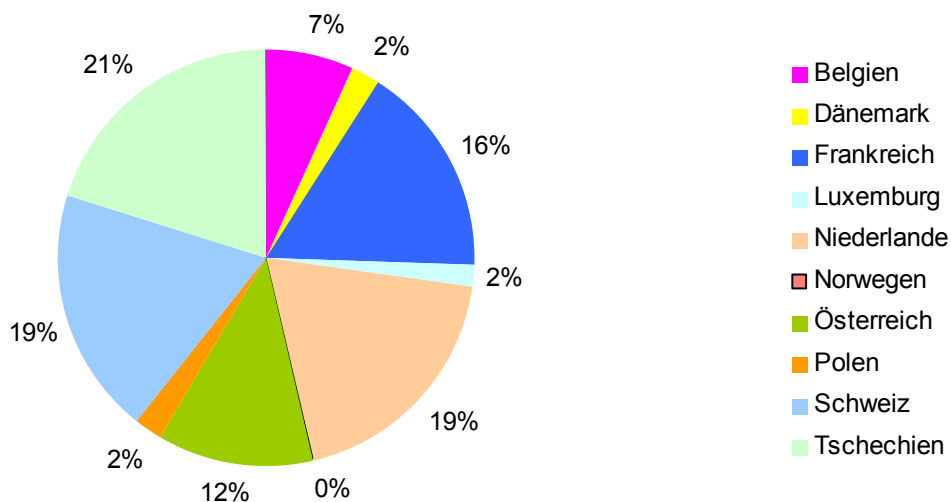


Abbildung 100: Aufteilung der exportierten Gasmengen auf die Nachbarländer

Bewertung der Versorgungssicherheit

Marktgegebenheiten und Gasinfrastruktur in Deutschland

Die Erdgasversorgungslage in Deutschland ist in hohem Maß als sicher und zuverlässig zu bewerten. Den Fernleitungsnetzbetreibern stehen im Fall von Versorgungsstörungen in großem Umfang marktbasierende Instrumente zur Verfügung, die zur Aufrechterhaltung der Versorgung der geschützten Kunden geeignet und in der Regel ausreichend sind.

Angesichts des nach heutiger Einschätzung mehr oder weniger stark ausfallenden Verbrauchsrückgangs von Erdgas ist trotz Rückgang der Eigenproduktion nicht damit zu rechnen, dass der Importbedarf Deutschlands zunehmen wird. Im Hinblick auf eine sichere und zuverlässige Gasversorgung ist von hoher Bedeutung, dass die in Deutschland vorhandene Gastransportinfrastruktur den deutschen Gasmarkt mit einer verhältnismäßig hohen Zahl an Gasbezugsquellen verbindet. Neben dem „klassischen“ Pipelinegas, das überwiegend aus Norwegen, Russland und den Niederlanden eingeführt wird, werden dem deutschen Markt mittelfristig mehr und mehr Gasmengen zur Verfügung stehen, die in Form von Liquefied Natural Gas (LNG) in Belgien und den Niederlanden anlanden.

Von gleicher Bedeutung ist, dass die Transportinfrastruktur in Deutschland dahingehend ausgelegt ist, dass regelmäßig mehrere Transportrouten zur Verfügung stehen, über die Gas von einer Bezugsquelle auf den deutschen Markt transportiert werden kann. In diesem Kontext ist beispielhaft die jüngst in Betrieb genommene Gasleitung „Nord-Stream“ zu nennen, die nunmehr eine direkte Verbindung zwischen Russland und Deutschland herstellt.

Der Versorgungssicherheit kommt zudem die hohe Verfügbarkeit von Erdgasspeichern in Deutschland (insgesamt 43 Untergrundspeicher) entscheidend zugute. Mit einem Arbeitsgasvolumen von gut 22 Mrd. m³ verfügt Deutschland mit Abstand über die höchste Speicherkapazität in der EU.

Infrastrukturstandard gemäß der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SoS-VO)

Art. 6 Abs. 1 SoS-VO sieht vor, dass durch die Mitgliedstaaten bzw. die zuständige Behörde gewährleistet wird, dass die notwendigen Maßnahmen ergriffen werden, damit bis spätestens 03. Dezember 2014 bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die Kapazität der verbleibenden Infrastruktur, die gemäß der n-1-Formel in Anhang I Nr. 2 bestimmt wurde, in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die zur Befriedigung der Gesamtnachfrage nach Erdgas in dem berechneten Gebiet an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt.

Deutschland erfüllt den Infrastrukturstandard ($N-1 \geq 100$ Prozent) der SoS-VO.

Bei einem Ausfall des Grenzübergangspunkte „Mallnow“ und „Waidhaus“ werden Werte von 180 und 179 Prozent erreicht. Diese Werte muss man aber insofern einschränken, als dass sie eine rein bilanzielle Gegenüberstellung von Einspeisekapazität und Tageshöchstlast bezogen auf ganz Deutschland darstellen. Vor dem Hintergrund, dass Versorgungsstörungen sich hauptsächlich regional aufgrund von netzphysikalischen Eigenschaften auswirken, wird die eingeschränkte Aussagekraft dieses Indikators deutlich.

Störungen der Gasversorgung im Februar 2012

Die Liefersituation am Grenzübergangspunkt Waidhaus im Februar 2012 fiel zusammen mit extrem niedrigen Temperaturen in Deutschland (insbesondere in Süddeutschland) sowie sehr hohen Transportanforderungen an das deutsche Gasnetz für Transitflüsse in die Schweiz und nach Italien. Hinzu kam die Anforderung, erhöhte Ausspeisungen nach Frankreich am Grenzübergangspunkt „Medelsheim“ vorzunehmen, die jedoch nicht mit entsprechend höheren Einspeisungen in die Leitung MEGAL am Grenzübergangspunkt „Waidhaus“ einhergingen. Ein wesentliches Merkmal des „Entry-Exit“-Systems besteht jedoch gerade darin, dass Ein- und Ausspeisungen unabhängig von den netzphysischen Gegebenheiten des Einzelfalls durchzu-

führen sind, also insbesondere Ein- und Ausspeisungen „netztechnisch“ nicht miteinander korrelieren müssen.

Die Liefersituation im Februar 2012 konnten die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) insbesondere durch den Einsatz marktbezogener Maßnahmen gegenüber nachgelagerten Netzbetreibern, Gaskraftwerken oder Industriekunden jedoch bewältigen. Ferner war es den FNB möglich, durch Verlagerungen von Gasströmen mit ausländischen Netzbetreibern, vor allem durch eine Maximierung des Nord-Süd-Transports, die Netzstabilität aufrecht zu erhalten. Verträge über feste Kapazitäten mussten nicht eingeschränkt werden. Im Ergebnis konnte die Versorgung aller Endkunden, nicht lediglich der geschützten Kunden, sichergestellt werden.

Die Situation im Februar 2012 hat gezeigt, dass Einschränkungen des Gasflusses Auswirkungen auf Gaskraftwerke und potenziell damit auch auf die Stabilität des Stromnetzes haben können. Angesichts der Abhängigkeit der Elektrizitätserzeugung von einer sicheren und zuverlässigen Gaslieferung bestimmter, für die Netzstabilität relevanter Gaskraftwerke, ist eine gemeinsame, übergreifende Betrachtung der Versorgungssicherheitslage im Gas- und Strombereich notwendig. Ebenso hat sich gezeigt, dass in Engpasssituationen strom- und gasnetzübergreifende schnelle Abstimmungsprozesse notwendig sind und entsprechende Entscheidungsprozesse mit klaren Entscheidungskriterien etabliert sein sollten. Dies ist eine Aufgabe, die im nationalen Notfallplan gelöst werden sollte.

Strukturelle Risiken, die die sichere und zuverlässige Erdgasversorgung in Deutschland ernsthaft beeinträchtigen können, wurden nicht identifiziert. Im Fall möglicher Versorgungsengpässe stehen den FNB marktbasierende und im Notfall auch nicht-marktbasierende Instrumente (wie z.B. die Anweisung von Speichern zur Ein- oder Ausspeicherung) zur Verfügung, um einer Versorgungskrise wirksam entgegenzuwirken. Zu beachten ist, dass die SoS-VO im Wesentlichen die Versorgungssicherheit aus einem gesamteuropäischen Blickwinkel betrachtet. Soweit es auf lokaler Ebene, etwa durch unvorhersehbare Ereignisse (z.B. Unfälle) oder ein pflichtwidriges Verhalten Einzelner, zu Störungen der Versorgungssicherheit kommt, müssen von den betroffenen Unternehmen und den zuständigen Behörden im Einzelfall Lösungen und Abhilfemaßnahmen gefunden werden.

Meldepflichten bei Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG

Die Bundesnetzagentur hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt. Gemäß § 52 EnWG sind alle Gasnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur bis zum 30. April eines

jeden Jahres alle Versorgungsunterbrechungen des Vorjahres zu melden. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus diesen Meldungen einen Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index). Diese Kenngröße bestimmt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. Beim SAIDI-Wert werden weder geplante Unterbrechungen noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, auf Rückwirkungen aus anderen Netzen oder auf andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind.

Der SAIDI-Wert (Gas) beträgt 1,993 Minuten für das Jahr 2011. Das heißt, dass jeder deutsche Letztverbraucher im Jahr 2011 durchschnittlich knapp zwei Minuten von der Gasversorgung unterbrochen war. Damit war die Zuverlässigkeit der deutschen Gasversorgung auch im Jahr 2011 hoch und liegt im mehrjährigen Mittel.

Die Vollerhebung der Versorgungsunterbrechungen aller in Deutschland existierenden und in der Energiedatenbank der Bundesnetzagentur registrierten Gasnetzen (ca. 720) hat folgendes Erhebungsergebnis für das Jahr 2011 ergeben:

Erhebungsergebnis für das Jahr 2011

Druckstufe	Spezifischer SAIDI	Anmerkungen
≤ 100mbar	1,373 min/a	Haushalts- u. Kleinverbraucher
> 100mbar	0,620 min/a	Großverbraucher
> 100mbar	0,497 min/a	nachgelagerte Netzbetreiber
druckstufenunabhängig	1,993 min/a	SAIDI-Wert über Kunden

Tabelle 37: Erhebungsergebnis für das Jahr 2011

Seit dem Jahr 2005 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetznetzbetreiber von der Bundesnetzagentur ermittelt. Im Zeitablauf ergibt sich folgende Reihe.

Jahr	SAIDI-Wert
2006	2,090 min/a
2007	4,072 min/a
2008	1,020 min/a
2009	1,880 min/a
2010	1,254 min/a
2011	1,993 min/a

Tabelle 38: Zeitablauf der SAIDI-Werte

Netze / Netzausbau / Investitionen / Netzentgelte

Netze

Netzdaten

Die Netzbetreiber wurden nach der Gesamtlänge ihres Netzes, sowie der Länge unterteilt nach Druckbereichen (Prüfnendruck in bar) befragt. Hierbei ergab sich folgendes Bild:

	Gesamtlänge	Druckbereich ≤ 0,1 bar	Druckbereich > 0,1 - 1 bar	Druckbereich > 1 bar
Verteilernetzbetreiber	471.213 km	157.300 km	224.879 km	89.033 km
Fernleitungsnetzbetreiber	39.496 km	0	1 km	39.495 km

Tabelle 39: Gesamtlänge der Netze mit Unterteilung nach Druckbereichen

Eine Veröffentlichung dieser Daten gemäß § 27 Absatz 2 GasNEV haben 96 Prozent der befragten Unternehmen vorgenommen, bei vier Prozent war dies nicht der Fall oder machten hierzu keine Angaben. Die Summe aller Einspeisepunkte sämtlicher Gasversorgungsnetze beträgt 6.181, hiervon dienen 198 Einspeisepunkte nur zur Noteinspeisung. Über mehrere Netzkoppelpunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber verfügen 76 Prozent der antwortenden Unternehmen, bei 23 Prozent ist dies nicht der Fall, ein Prozent machte hierzu keine Angaben.

Die Gasverteilernetzbetreiber wurden gefragt, ob sie im Berichtsjahr 2011 bei vorgelagerten Netzbetreibern eine interne Bestellung nach § 8 KoV IV aufgegeben oder alternativ die erforderliche Vorhalteleistung nach § 13 KoV IV mitgeteilt haben. Bei 93 Prozent der antwortenden Unternehmen war dies der Fall, sechs Prozent verneinten die Frage, ein Prozent machte hierzu 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 sieben 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 2011 lag bei 14 Prozent der Unternehmen vor, was einen deutlichen Rückgang gegenüber dem Vorjahr bedeutet. Diese Überschreitung beträgt in Einzelfällen über 25 Prozent.

Bei der Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkten über die Jahre 2007 bis 2011 ergibt sich folgendes Bild:

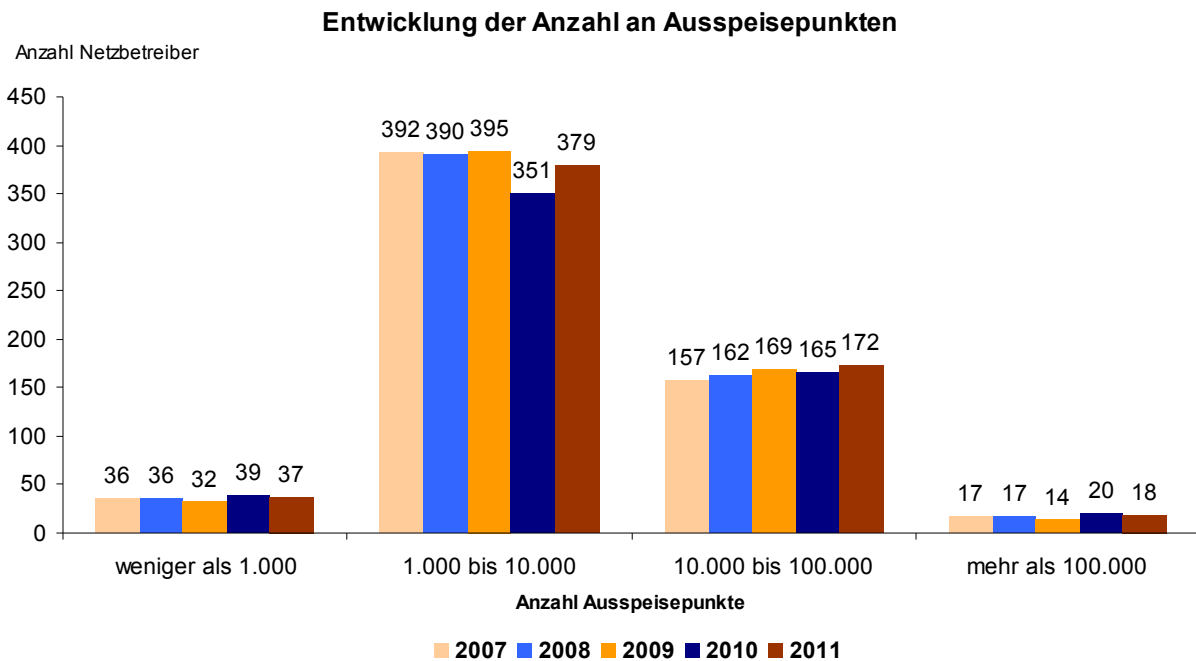


Abbildung 101: Entwicklung der Anzahl an Ausspeisepunkten

Veränderungen in der Marktgebietslandschaft Gas

Marktgebiete

Gemäß § 21 Abs. 1 GasNZV mussten die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), die Anzahl der Marktgebiete zum 01. April 2011 auf höchstens ein L-Gas Marktgebiet und höchstens zwei H-Gas Marktgebiete reduzieren. Dieser Vorgabe sind die FNB fristgerecht nachgekommen und haben zum 01. April 2011 die ehemaligen Marktgebiete Thyssengas H-Gas und Thyssengas L-Gas sowie das Marktgebiet OGE L-Gas in das H-Gas Marktgebiet NCG integriert. Somit existierten im April 2011 drei Marktgebiete in Deutschland, neben dem qualitätsübergreifenden Marktgebiet NCG noch die beiden qualitätsscharfen Marktgebiete L-Gas 1 und Gaspool.

Zum 01. Oktober 2011 fand eine weitere Marktgebietsfusion statt, wobei die Marktgebiete L-Gas 1 und Gaspool zusammengelegt wurden. Somit teilt sich der Erdgasmarkt in Deutschland in zwei qualitätsübergreifende Marktgebiete bzw. Bilanzierungszonen. Auf diese Weise ist es kommerziell möglich L-Gas Kunden mit H-Gas und vice-versa zu beliefern. Um die damit verbundenen zusätzlichen netzbetreiberseitigen Kosten sachgerecht zu allokalieren, wurde das Konvertierungssystem „Konni Gas“ eingeführt (vgl. S. x). Die Reduzierung auf zwei Marktgebiete erfolgte bereits weit vor der in § 21 Abs. 1 GasNZV gesetzten Frist zum 01. August 2013. Die geografische Lage der Marktgebiete zum 01. April 2011 sowie die aktuell existierende Marktgebietslandschaft sind in nachfolgender Abbildung dargestellt.

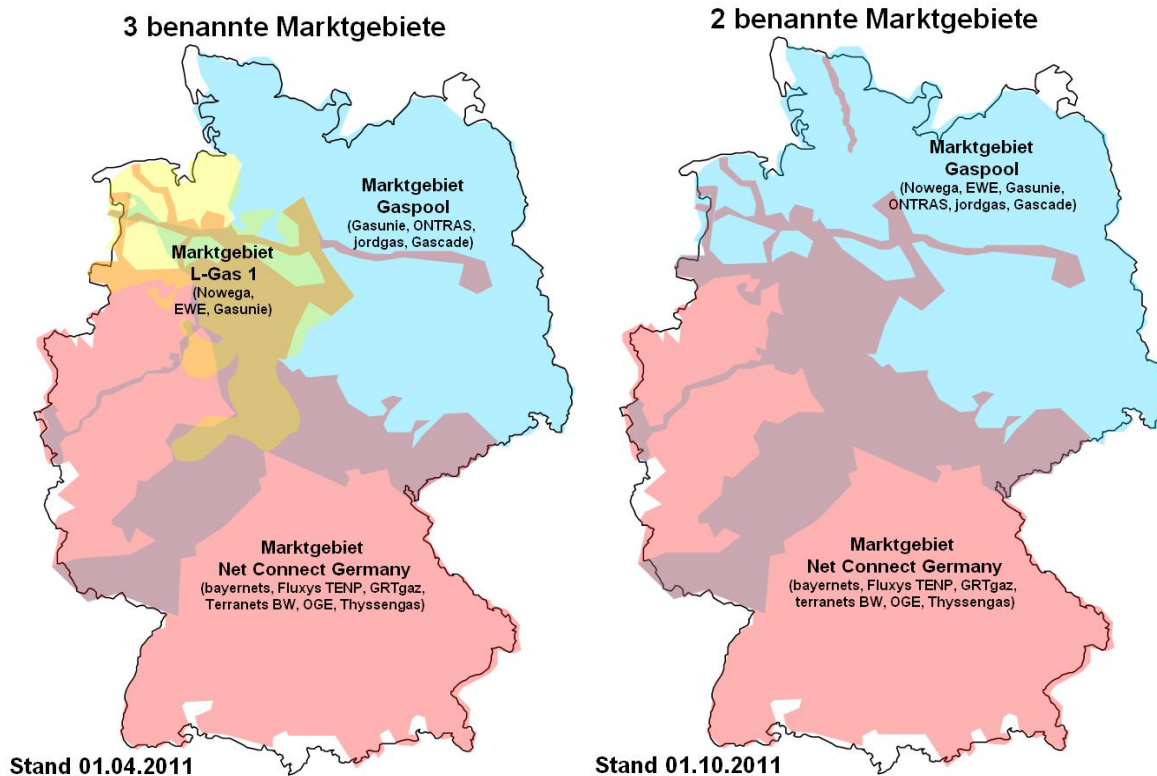


Abbildung 102: Darstellung der Marktgebietslandschaft im Gasbereich zum 01. April und 01. Oktober 2011.

Grundsätzlich sind nach der Marktgebietszusammenlegung sämtliche Ausspeisepunkte des einen Marktgebietes mit allen Einspeisepunkten des anderen Marktgebietes kombinierbar. Allerdings bestehen zwischen den ehemals getrennten Marktgebieten physikalische Engpässe bzgl. der Transportflüsse (Übergabemengen). Daher reduziert sich durch die Zusammenlegung der Marktgebiete das Angebot an festen frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) an den verbleibenden Buchungspunkten des zusammengelegten Marktgebietes. Allerdings erlangen die verbleibenden Kapazitäten eine deutlich größere Nutzbarkeit (vertraglich vereinbarte Reichweite) für die Transportkunden, da nun mit einer verbleibenden festen Einspeisekapazität des ehemaligen Marktgebietes B alle Ausspeisepunkte des ehemaligen Marktgebietes A beliefert werden können, was früher ggf. nicht oder nur eingeschränkt möglich war.

Neben FZK Kapazitäten wird von manchen FNB ein bedingt frei zuordenbares Kapazitätsprodukt (bFZK) angeboten. Bei bFZK hängt die Festigkeit der Kapazität oftmals von der Prognosetemperatur für den Folgetag oder prognostizierten Lastflüssen an neuralgischen Netzkopelpunkten innerhalb des Marktgebietes ab. Grundsätzlich gilt dabei, dass bei niedrigen Temperaturen viel Gas durch die Netze fließt, die Einspeisepunkte des Marktgebietes höher und damit auch gleichmäßiger ausgelastet sind (netzdienlichere Beschäftigung der Einspeisepunkte) und dadurch die Kapazitäten fest sind. Ist es wärmer und erhöht sich aufgrund der geringeren Gasflüsse die Flexibilität der Beschäftigung der Einspeisepunkte (überwiegende Einspeisung im Süden oder Norden), ist die Nutzung nur noch unterbrechbar – nach Können

und Vermögen der Netzbetreiber – möglich. Das heißt allerdings nicht, dass die nominierten Transporte wirklich unterbrochen werden müssen (bzgl. der Unterbrechungshäufigkeit vgl. S. x). Die Unterbrechung hängt ganz entscheidend von der Transportfähigkeit der Fernleitungsnetze und der Summe der Nominierungen sämtlicher Transportkunden ab. Zusätzlich kann bei den bFZK-Produkten theoretisch noch eine örtliche Komponente die Festigkeit erhöhen, indem z.B. die Nutzung eines südlichen Einspeisepunktes in Kombination mit südlichen Ausspeisepunkten in einem definierten örtlichen Bereich grundsätzlich, unabhängig von der Prognostemperatur des Vortages, auf fester Basis – ohne Unterbrechungsrisiko – möglich ist. Solche Kapazitäten werden heutzutage allerdings noch nicht von den Fernleitungsnetzbetreibern angeboten.

Im Rahmen des Monitoring 2012 wurden die Transportkunden – Großhändler und Lieferanten – gefragt, welche Lösungsoption sie bzgl. der kapazitiven Restriktionen an den verbleibenden Buchungspunkten bevorzugen würden. Zur Auswahl stand zum Einen die Absicherung der festen Kapazitätshöhe durch die Beschaffung von Lastflusszusagen oder zum Anderen die Umwandlung von festen FZK – zumindest teilweise – in bedingt fest frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK). Da die Antwortmöglichkeiten sich gegenseitig ausschließen, wurden die Transportkunden aufgefordert eine Option mit 1 oder 2 und die andere Option mit 3 oder 4 zu bewerten, wobei 1 für „sehr wichtig“ und 4 für „unwichtig“ steht. Zur Darstellung der Ergebnisse wurden die Transportkunden in drei Kategorien eingeteilt: Transportkunden, welche im Gaswirtschaftsjahr 2010/11 über keine Kapazitätsbuchung verfügten sowie Transportkunden, welche in Summe der Ein- und Ausspeisebuchungen unter bzw. über 1 Mio. kWh/h an Kapazität gebucht hatten.

Die Transportkunden mit hohen Kapazitätsbuchungen über 1 Mio. kWh/h bevorzugen mit über 80 Prozent (2011: 68 Prozent) eher die Absicherung der festen Kapazitäten durch die Beschaffung von Lastflusszusagen. Die Transportkunden mit Buchungen unter 1 Mio. kWh/h verteilen sich gleichmäßig auf beide Antwortmöglichkeiten, mit einer leichten Präferenz für die Absicherung der festen Kapazitäten durch Lastflusszusagen von 55 gegenüber 45 Prozent (2011: 50 zu 50 Prozent). Die nachfolgende Abbildung stellt das Ergebnis inklusive Anzahl der Antworten dar.

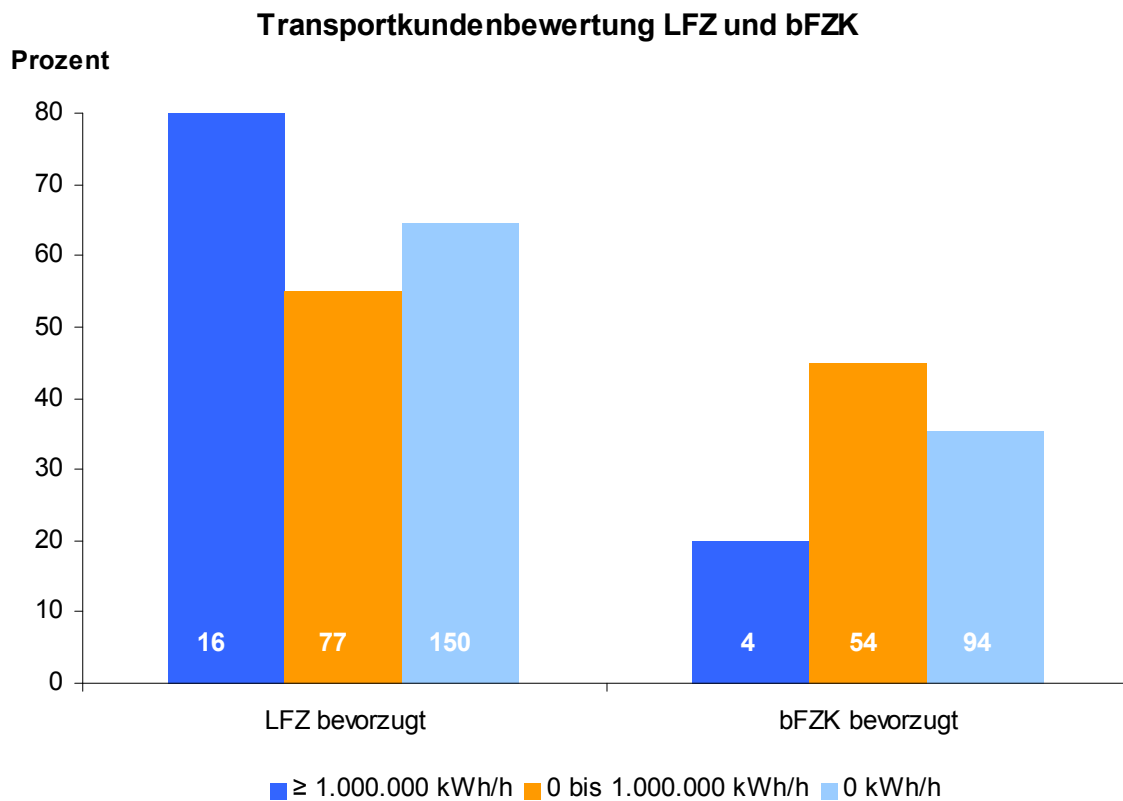


Abbildung 103: Transportkundenbewertung der zwei Optionen (LFZ oder bFZK) zur Darstellung fester Kapazität in großen Marktgebieten

Im Vergleich zum Jahr 2010 scheint es also eine stärkere Befürwortung von FZK Absicherung durch Lastflusszusagen zu geben. Allerdings haben im Berichtsjahr 2011 absolut weniger Transportkunden die Frage beantwortet (Anzahl der Antworten 2012: 244; 2011: 262), wodurch es zu einer deutlichen prozentualen Verschiebung gerade bei Transportkunden mit Buchungen über 1.000.000 kWh/h gekommen ist (Anzahl der Antworten 2012: 20; 2011: 25).

Die Transportkunden mit hohen Kapazitätsbuchungen, welche eine (teilweise) Kapazitätsumwandlung in bFZK gegenüber dem Einkauf von Lastflusszusagen bevorzugen, dürften schon heute einige Erfahrungen mit diesem Kapazitätsprodukt – insb. der geringen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten – haben. Zusätzlich werden die verbleibenden Marktgebiete immer liquider, sodass als Sicherung vor einer möglichen Unterbrechung der alternative Gasbezug am Spotmarkt eine echte Option darstellt. Hinzu kommt, dass die Beschaffung von Lastflusszusagen durch die Netzbetreiber immer schwieriger und kostenintensiver wird. Zusätzlich wirkt aus Transportkundensicht der Abruf einer Lastflusszusage wie eine Unterbrechung, da der Transportkunde nicht seine eigentliche Nominierung vornehmen kann, sondern den mit dem Netzbetreiber vertraglich vereinbarten Nominierungswert der Lastflusszusage einstellen muss. Daher könnte dem Kapazitätsprodukt bFZK zukünftig noch mehr Bedeutung zukommen. Allerdings sollte beim bFZK-Angebot der Netzbetreiber die oben erwähnte örtliche Komponente noch stärker berücksichtigt werden, um die Unterbrechungsszenarien noch weiter zu

reduzieren. Dies scheint ein guter Weg zu sein, die großen Marktgebiete in Deutschland auch ausreichend mit Kapazitätsangeboten zu versorgen.

Kapazitätsangebot

Wie im letzten Berichtsjahr wurden Fragen zur Buchung, Nutzung, Verfügbarkeit und Buchungspräferenz von Transportkapazitäten gestellt. Dabei wurde erstmalig genauer zwischen den unterschiedlichen Kapazitätsprodukten unterschieden.

Transportkunden wurden nach Ihrer Präferenz bzgl. unterschiedlicher Kapazitätsprodukte befragt. Sie sollten auf einer Skala von 1 (für sehr wichtig) bis 4 (für unwichtig) angeben, ob neben festen frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) nur unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden sollten oder ob im Gegensatz dazu neben festen FZK und unterbrechbaren Kapazitäten auch weitere feste Kapazitätsprodukte befürwortet werden. Zur Darstellung der Ergebnisse wurden die Transportkunden (Großhändler und Lieferanten) in drei Kategorien eingeteilt: Transportkunden, welche im Gaswirtschaftsjahr 2010/11 über keine Kapazitätsbuchung verfügten sowie Transportkunden, welche in Summe der Ein- und Ausspeisebuchungen unter bzw. über ein Mio. kWh/h feste und unterbrechbare Kapazitäten gebucht hatten.

Transportkunden, die mehr als ein Mio. kWh/h im Berichtszeitraum gebucht hatten, bevorzugten mit einer knappen Mehrheit von 55 gegenüber 45 Prozent, dass neben FZK nur noch unterbrechbare Kapazität angeboten werden sollte. Dagegen sprechen sich Transportkunden mit Buchungen bis ein Mio. kWh/h genau gegenteilig mit knapp 55 Prozent für weitere feste Kapazitätsprodukte aus. Allerdings ist hierbei zu beachten, dass viele Transportkunden bislang keine praktischen Erfahrungen mit weiteren festen Kapazitätsprodukten gemacht haben. Der Anteil bezogen auf die gesamte gebuchte Ein- und Ausspeisekapazität fällt mit ungefähr fünf Prozent im Vergleich zu anderen Produktarten relativ gering aus. Eine klare Präferenz weder zu einem „Zwei-Klassen Kapazitätsmodell“ noch zu einem „Mehrklassen Kapazitätsmodell“ ist nicht erkennbar. Die nachfolgende Abbildung stellt das Ergebnis inklusive Anzahl der Antworten dar.

Präferenz bzgl. angebotener Kapazitätsprodukte

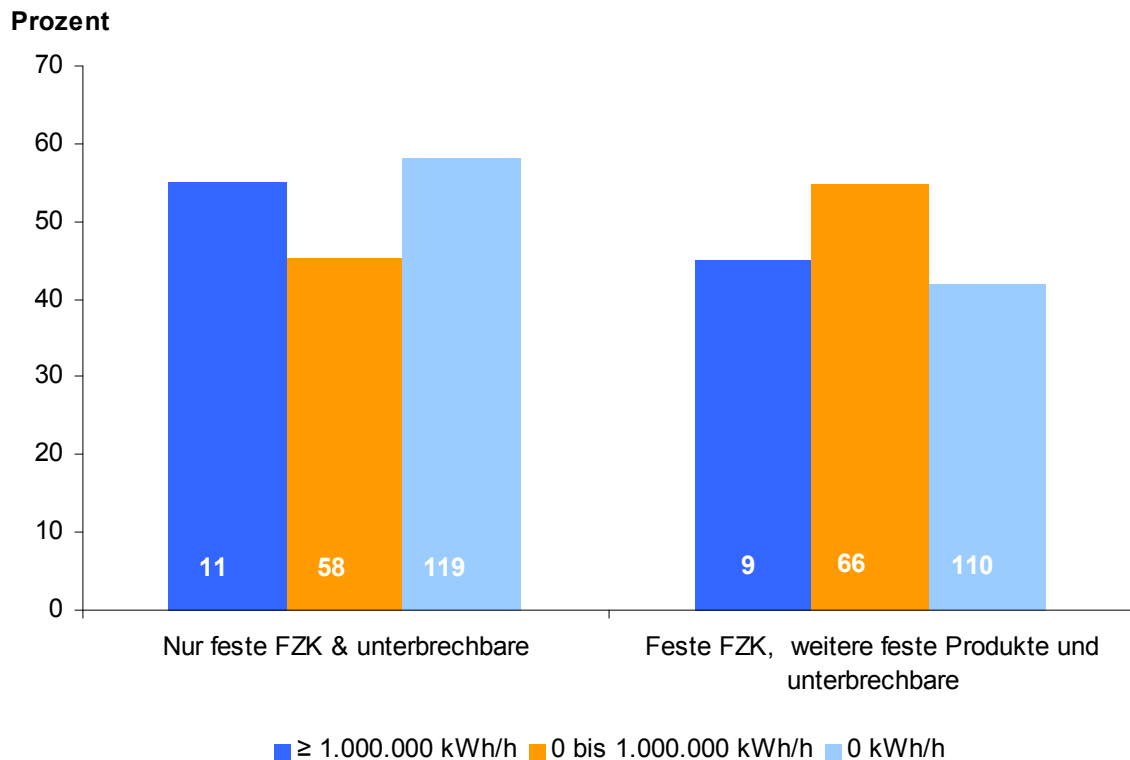


Abbildung 104: Präferenz für unterschiedliche Kapazitätsprodukte: feste FZK & unterbrechbar vs. feste FZK, weitere feste Produkte und unterbrechbare

Sechs Transportkunden waren im Gaswirtschaftsjahr 2010/11 von Kapazitätsumwandlungen fester FZK in andere Kapazitätsprodukte betroffen. In Summe wurden einspeiseseitig ca. 50,2 Mio. kWh/h und ausspeiseseitig ca. 3,5 Mio. feste FZK umgewandelt. Ein Grund für die notwendige Umwandlung von fester FZK in andere Kapazitätsprodukte war die Zusammenlegung der Marktgebiete (vgl. S. XY). Um den Effekt der Marktgebietszusammenlegung auf das Angebot der Kapazitätsprodukte zu bewerten, wurden die Netzbetreiber gefragt, in welcher Höhe die unterschiedlichen Kapazitätsprodukte zum Stichtag 15. März 2011 (vor der Reduzierung von sechs auf drei Marktgebiete) und zum Stichtag 15. Oktober 2011 (nach der Reduzierung von drei auf zwei Marktgebiete) angeboten wurden. Dabei wurde nach der Summe aus bereits vermarkteten Kapazitäten und noch verfügbaren Kapazitäten gefragt. Abweichend davon wurde bei unterbrechbaren Kapazitäten nur nach der Summe der zum jeweiligen Stichtag vermarkteten Kapazitäten gefragt, da unterbrechbare Kapazitäten teilweise unlimitiert angeboten werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis zum jeweiligen Stichtag jeweils für Ein- und Ausspeisekapazitäten separat und bezieht sich auf die beiden Marktgebiete. Hierbei gilt zu beachten, dass schon zum Stichtag 15. März in der Summendarstellung der Kapazitäten des Marktgebietes NCG die Werte aller Fernleitungsnetzbetreiber nach der Zusammenlegung (d.h. inkl. Thyssengas und OGE L-Gas) berücksichtigt wurden, um eine Vergleichbarkeit her-

zustellen. Die Angaben zu beiden Stichtagen umfassen also die Daten von Open Grid Europe L-Gas, Open Grid Europe H-Gas, Thyssengas L-Gas, Thyssengas H-Gas, terranets BW, bayernets, Fluxys TENP und grtGaz Deutschland.

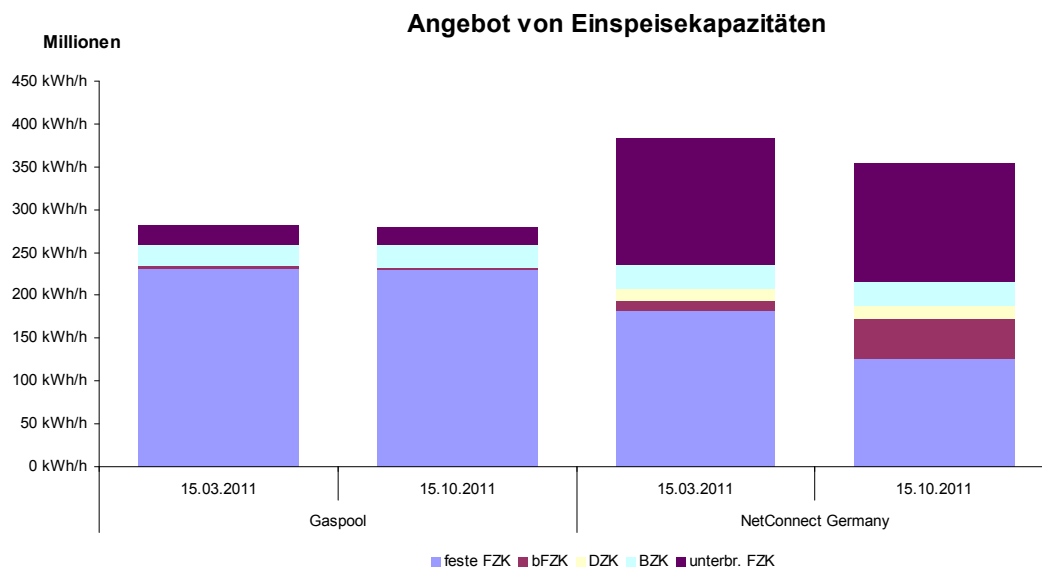


Abbildung 105: Veränderung des Angebotes von Einspeisekapazitäten aufgrund von Marktgebietsreduzierungen in Kalenderjahr 2011

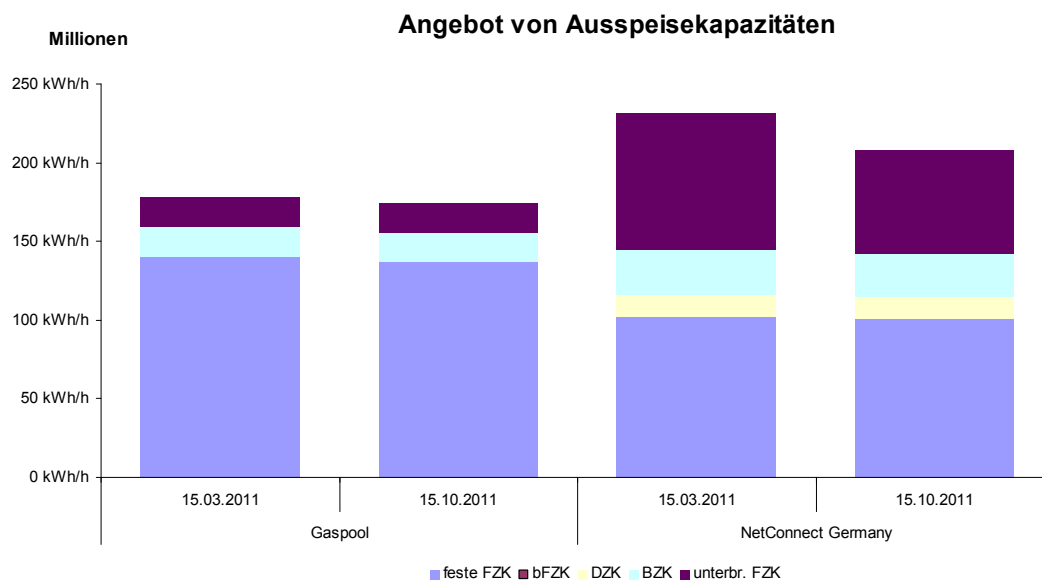


Abbildung 106: Veränderung des Angebotes von Ausspeisekapazitäten aufgrund von Marktgebietsreduzierungen in Kalenderjahr 2011

Die Abbildungen machen deutlich, dass die Marktgebietszusammenlegung insbesondere einen Effekt auf die Einspeisekapazitäten hatte. Hauptsächlich im NCG Marktgebiet kam es dabei zu einer Verringerung von fester FZK (-48 GWh/h) und einer Erhöhung der beschränkt fest frei zuordenbaren Kapazitäten (bFZK; +36 GWh/h). Weiterhin gilt zu beachten, dass die Angaben zu Ausspeisekapazitäten nicht die interne Bestellung umfassen, sondern nur Ausspeisekapazitäten, die von Transportkunden gebucht werden können.

Kapazitätsangebot; Unterbrechbare Kapazitäten (Gas)

Die Buchungen von unterbrechbaren Kapazitäten sind absolut im Vergleich zum Jahr 2010 gestiegen. Die Steigerung erfolgte jedoch nur bezogen auf die Buchung von Ausspeisekapazität. Grundsätzlich sind unterbrechbare Kapazitäten kostengünstiger als feste Kapazitäten. Sie beinhalten allerdings das Risiko, dass ggf. der gewünschte Gastransport nicht durchgeführt werden kann.

Aufgrund der Marktgebietszusammenlegung und dem damit verbundenen Wegfall von buchbaren Punkten zwischen den ehemals getrennten Marktgebieten (vgl. S. XX) wurde bei den übrigen Punkten das Angebot an festen Transportkapazitäten, insbesondere fest frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK), reduziert. Beide Effekte führten dazu, dass die Buchung fester Kapazitäten verringert wurde und daher der relative Anteil der unterbrechbaren Buchungen bezogen auf die Höhe der festen Kapazitätsbuchungen im Berichtsjahr auf über 35 Prozent angestiegen ist.

In der nachfolgenden Tabelle werden die Angaben der Großhändler und Lieferanten bezüglich der unterbrechbaren Kapazitätsbuchungen in den letzten Jahren dargestellt.

Jahr	Einspeisung		Ausspeisung	
	unterbrechbare Kapazität in Mio. kWh/h	Anteil an gebuchter fester Kapazität in Prozent	unterbrechbare Kapazität in Mio. kWh/h	Anteil an gebuchter fester Kapazität in Prozent
2011	127	38	76	35
2010	127	34	56	30
2009	137	21	71	23
2008	116	22	91	26
2007	44	8	59	10

Tabelle 40: Unterbrechbare Kapazitätsbuchungen in den Berichtsjahren 2007 bis 2011

18 von 62 Großhändlern und Lieferanten, die unterbrechbare Kapazitätsverträge kontrahiert haben, gaben an, tatsächlich im Gaswirtschaftsjahr 2010/11 unterbrochen worden zu sein, wobei ein Transportkunde die Unterbrechungsdauer nicht angeben konnte und somit nicht in der Abbildung unten aufgeführt ist. Damit hat sich die Zahl der Betroffenen im Vergleich zum Gaswirtschaftsjahr 2010/2011 (sieben Betroffene) mehr als verdoppelt. 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 Abbildung auch die absolute Anzahl der Unterbrechungen (farblich abgesetzte Zahlen auf der Horizontalen) der jeweiligen Großhändler und Lieferanten im entsprechenden Gaswirtschaftsjahr an. Insgesamt ist die durchschnittliche Unterbrechungszeit gegenüber den Vorjah-

ren erneut gesunken (GWJ 2009/10: 26 Stunden; GWJ 2010/11 17 Stunden). Im Fazit lässt sich festhalten, dass zwar mehr Transportkunden häufiger von einer Unterbrechung betroffen waren, allerdings im Durchschnitt wesentlich kürzer als in den Vorjahren.

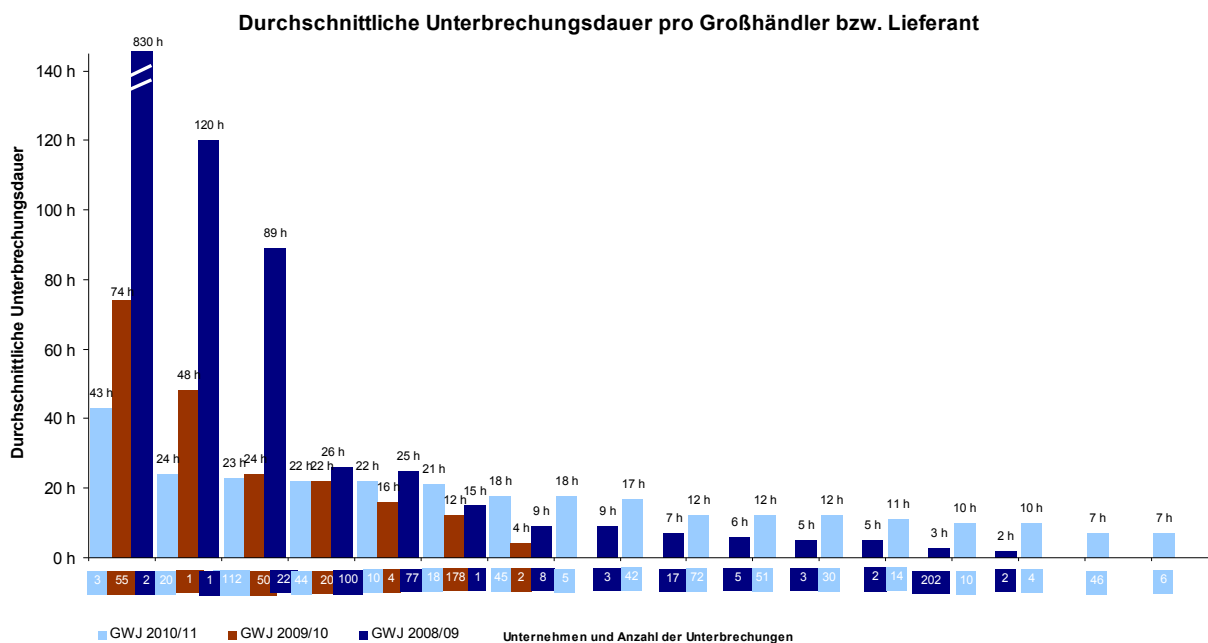


Abbildung 107: Anzahl der Unterbrechungen und durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Großhändler bzw. Lieferant für die GWJ 2008/09, 2009/10 und 2010/11.

Für das nähere Verständnis der Abbildung eine kurze beispielhafte Erläuterung: Das Unternehmen mit der höchsten durchschnittlichen Unterbrechungsdauer im GWJ 2010/11 (1. Säule) wurde insgesamt drei Mal für durchschnittlich 43 Stunden unterbrochen. In Summe über alle Kapazitätsverträge ergibt sich für dieses Unternehmen eine gesamte Unterbrechungszeit von 129 Stunden. Ein anderes Unternehmen (z.B. 3. Säule) wurde im GWJ 2010/11 mit 112 Unterbrechungen viel häufiger unterbrochen, allerdings durchschnittlich nur für jeweils 23 Stunden. Daher ist die gesamte Unterbrechungszeit für dieses Unternehmen mit 2.576 Stunden deutlich höher im Vergleich zum ersten Unternehmen. In Summe über alle betroffenen Unternehmen hat sich die Unterbrechungszeit im Verhältnis zum Vorjahr leicht erhöht (GWJ 2009/10: 8053 Stunden; GWJ 2010/11 8787 Stunden).

Spiegelbildlich wurden die Netzbetreiber nach Unterbrechungsdauer und Menge sowohl von unterbrechbaren, als auch von festen Kapazitätsprodukten bezogen auf die initiale Nominierung um 14 Uhr des Vortages befragt. Im Gaswirtschaftsjahr 2010/11 wurden über alle Ein- und Ausspeisepunkte zusammen eine Gasmenge von 3,3 Mrd. kWh nicht gemäß den Transportwünschen der Netznutzer transportiert. Überwiegend wurden unterbrechbare Kapazitäten unterbrochen. Bei Unterbrechung fester Kapazitätsprodukte wurde insgesamt 30,5 Mio. kWh der initial nominierten Menge nicht transportiert. Davon entfiel der Großteil auf die Unterbrechung von bFZK (93 Prozent). Bezogen auf die insgesamt transportierte Menge im Gaswirt-

schaftsjahr 2010/11 wurden lediglich 0,18 Prozent der nominierten Gasmengen tatsächlich unterbrochen.

Die nachfolgende Abbildung stellt die regionale Verteilung der tatsächlichen Unterbrechungen im Gaswirtschaftsjahr 2010/11 dar. Dabei gilt zu beachten, dass die Pfeildicke proportional zum Anteil der unterbrochenen Menge gegenüber der Gesamtunterbrechung ist. Die Leistung stellt einen gewichteten Mittelwert bezogen auf die Summe der Unterbrechung in Stunden und der nominierten Menge über alle Punkte in der jeweiligen Region dar. Dies bedeutet, dass bei gleicher Leistung aber unterschiedlich dicken Pfeilen die Unterbrechung häufiger, also über einen längeren Zeitraum oder mehrmals im Gaswirtschaftsjahr in der Region des dickeren Pfeils auftrat, wobei im gewichteten Mittel die gleiche Leistung (Kapazitätshöhe) unterbrochen wurde. Die Pfeilrichtung zeigt an, in welche Richtung unterbrochen wurde. Der rote Pfeil – Einspeicherung in nördliche Speicher – zeigt an, dass in dieser Region überwiegend feste Kapazitätsprodukte (insb. bFZK) unterbrochen wurden. Zudem sind Unterbrechungen zwischen Marktgebieten (Unterbrechungsmenge zehn Prozent; gemittelte Kapazität ca. 290.000 kWh/h) und zu Letztverbrauchern (Unterbrechungsmenge 0,02 Prozent; gemittelte Kapazität 143.602 kWh/h) nicht grafisch dargestellt.

Unterbrechungen im GWJ 2010/2011

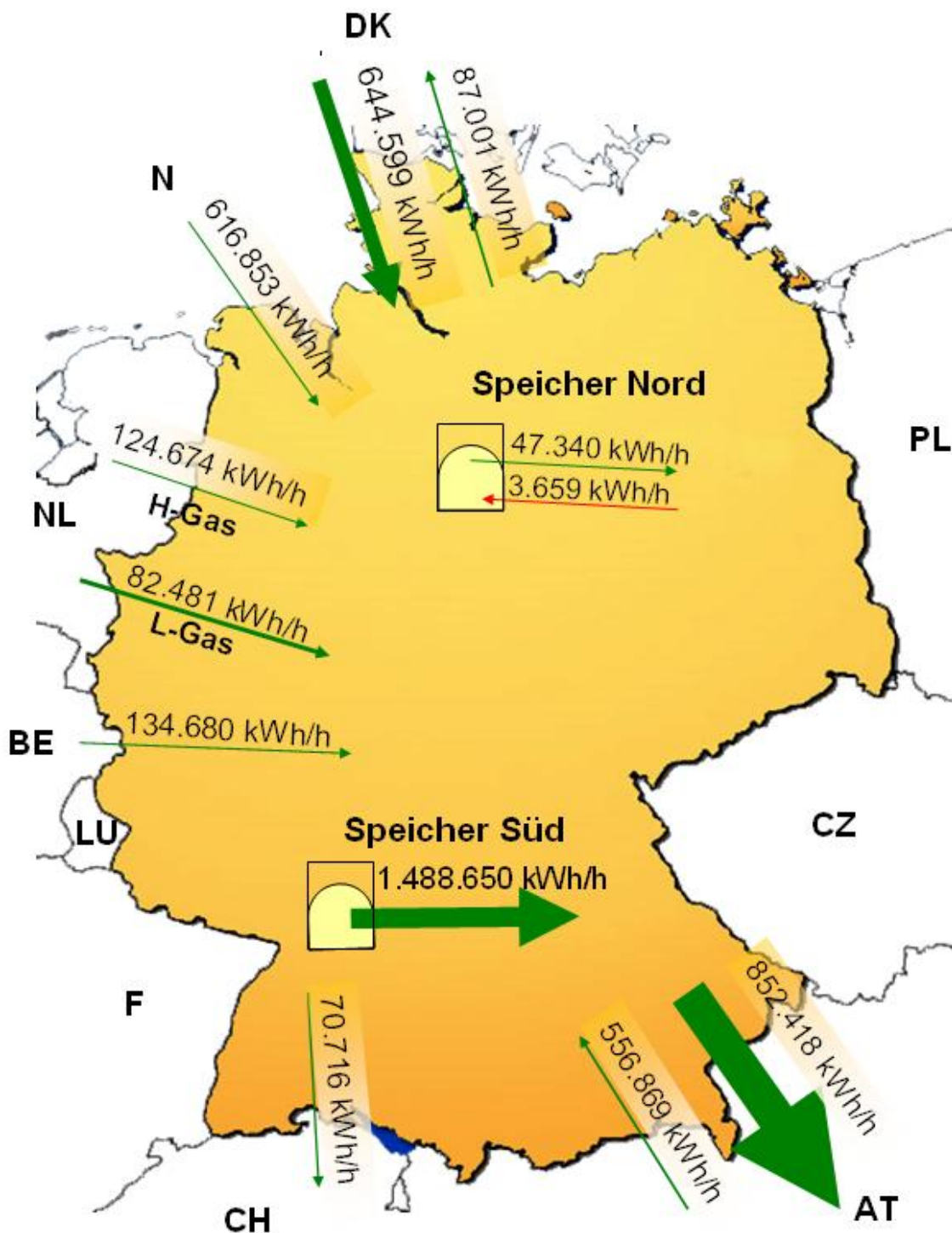


Abbildung 108: Regionale Übersicht von Unterbrechungen inkl. Angabe der mittleren Kapazitätshöhe

Netzausbau und Investitionen

Mit Hilfe der Erkenntnisse des Monitoring 2012 werden auf aggregierter Ebene die durchgeführten sowie die geplanten Investitionen in den Erhalt, die Erneuerung sowie in die Erweiterung der bestehenden Fernleitungsnetze sichtbar und überschlägig dargestellt. Die Fernlei-

tungsnetzbetreiber (FNB) wurden nach ihren Investitionen für 2011 und Investitionsvorhaben für die Zeiträume 2012-2014 sowie 2015-2017 befragt. Weiterhin wurden die Netzbetreiber gebeten, konkrete Einzelprojekte zu benennen und die Höhe der konkreten Einzelinvestition zu quantifizieren. Allerdings haben viele FNB ihre Investitionsvorhaben im Monitoring 2012 nicht weiter durch Einzelprojekte spezifiziert, wodurch die Gesamtsummen auf Basis der genannten Einzelprojekte nicht nachvollziehbar sind. Außerdem muss festgehalten werden, dass die hier genannten Zahlen keinen Vorgriff auf die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas darstellen. Für die zukünftig notwendigen und durchzuführenden Infrastrukturmaßnahmen bleibt der Netzentwicklungsplan Gas maßgebend. Die hier genannten Zahlen des Monitoring 2012 stellen insofern lediglich eine Abschätzung aus heutiger Sicht der FNB für den Zeitraum bis 2017 dar.

Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Grafik bildet die erwarteten Investitionsvolumina in das gesamte deutsche Fernleitungsnetz in einem Zeitraum bis 2017 ab. Gemäß den Angaben von 14 FNBs wurden im Jahr 2011 Investitionen in Höhe von 232 Mio. Euro getätigt. Hierbei wurden knapp 118 Mio. Euro in den Neubau/Ausbau oder die Erweiterung investiert und 114 Mio. Euro für den Erhalt und die Erneuerung ausgegeben. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung beliefen sich im Jahre 2009 auf insgesamt 398 Mio. Euro.

Für die Jahre 2012 bis 2014 gaben die antwortenden FNB geplante Investitionen in Neubau/Ausbau und Erweiterung in Höhe von 1.303 Mio. Euro an. Zusammen mit den Investitionen für den Erhalt und Erneuerung von 667 Mio. Euro sind also Investitionen von nahezu zwei Mrd. Euro geplant. 2012 bis 2014 sind 1,2 Mrd. Euro an Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung eingeplant.

Die Investitionen in den Jahren 2015 bis 2017 werden voraussichtlich 1,6 Mrd. Euro betragen. Diese Summe teilt sich zum einen auf die Investitionen für Neubau/Ausbau und Erweiterung, 1,3 Mrd. Euro und Investitionen für den Erhalt und die Erneuerung in Höhe von 0,4 Mrd. Euro auf. Die Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung sollen sich auf 0,9 Mrd. Euro belaufen.

Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber in Mio. €

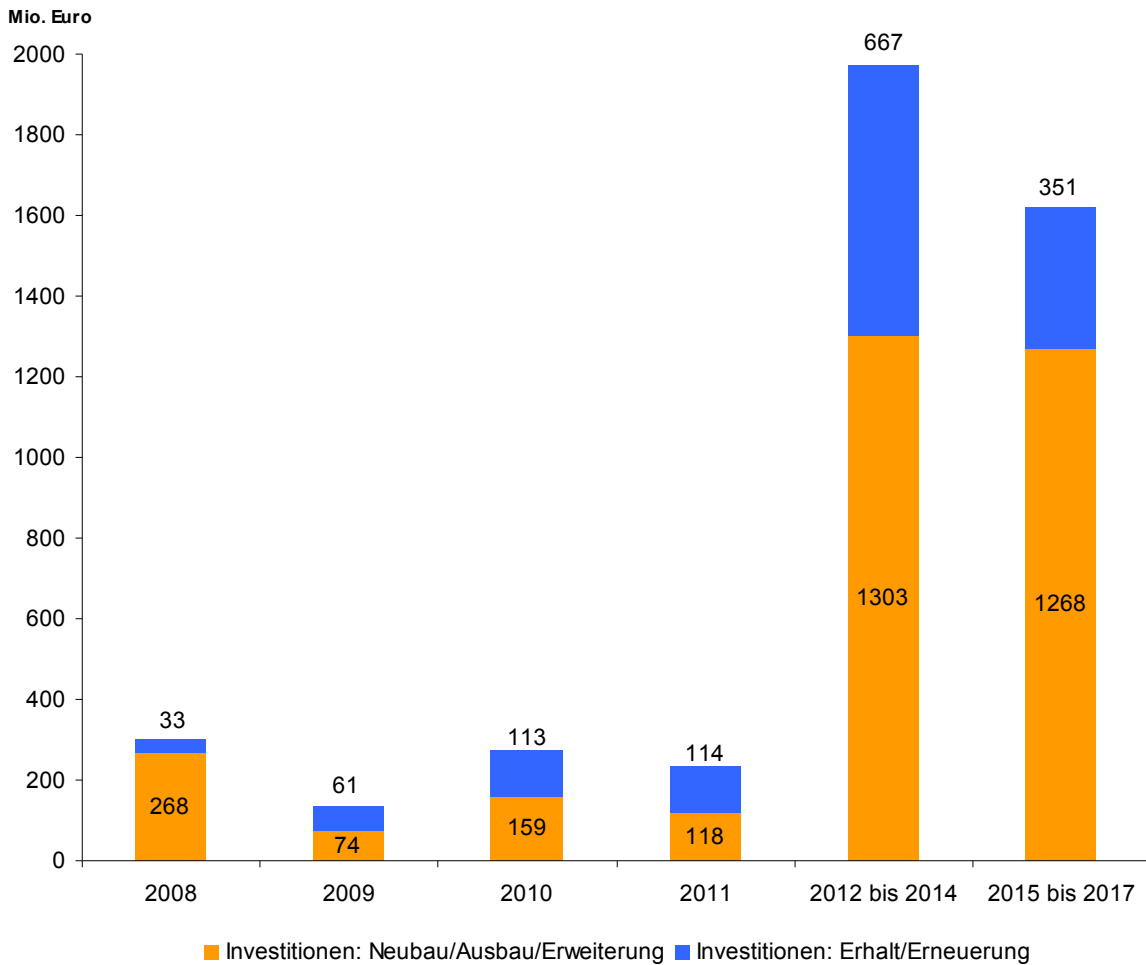


Abbildung 109: Investitionen der Fernleitungsnetzbetreiber

Im Vergleich zum Jahr 2011 zeichnet sich für die Jahre 2012 bis 2014 ein deutlicher Anstieg der geplanten Investitionen an, die dann auch für die Jahre 2015 bis 2017 auf vergleichbarem Niveau verbleiben. In diesen Zeitraum fallen größerer Einzelprojekte wie beispielsweise die Erdgastransportleitung MONACO oder auch die Einbindung des zweiten Strangs der Nord Stream an die deutsche Gasinfrastruktur. Den wesentlichen Teil der Investitionssumme machen also wenige sehr große Investitionsprojekte aus.

Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Fernleitungsnetzbetreiber in Mio. €

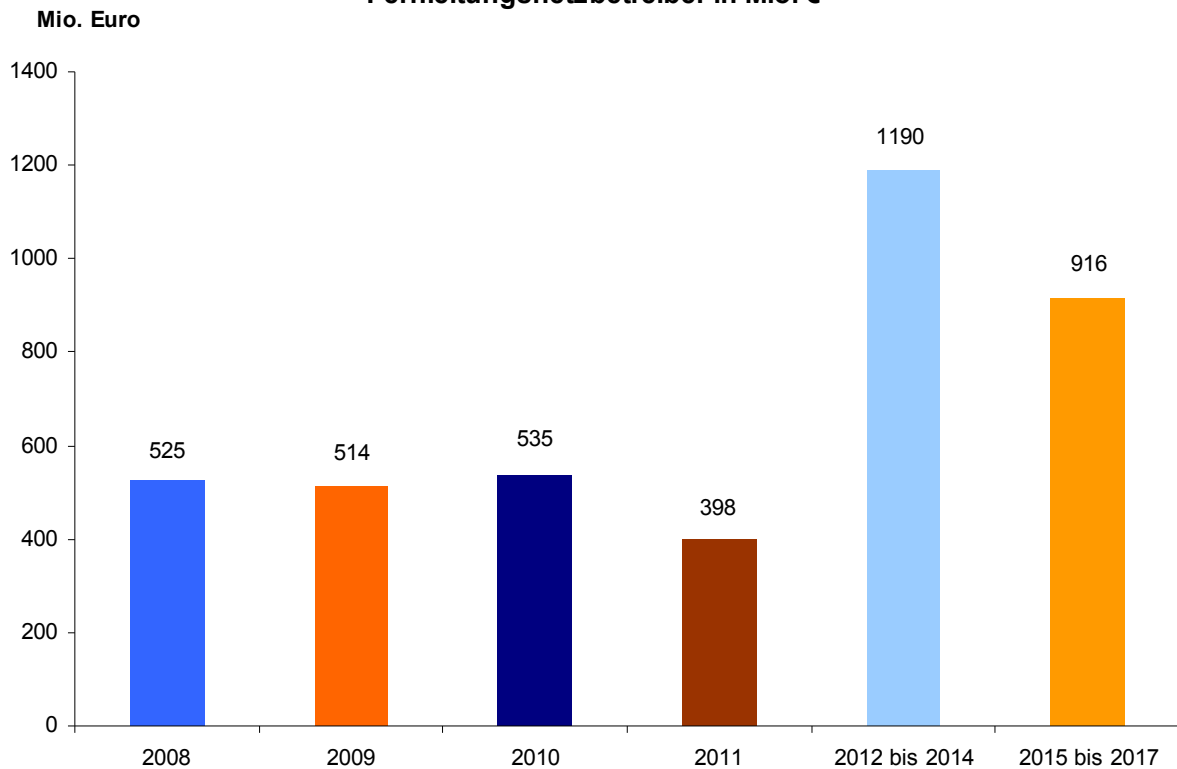


Abbildung 110: Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung der Fernleitungsnetzbetreiber

Die Aufwendung für Wartung und Instandhaltung fielen im Jahr 2011 etwas geringer aus als im Jahr 2010. Für die folgenden Jahre 2012 bis 2014 und 2015 bis 2017 wird ein deutlicher Anstieg um mehr als das Doppelte im Vergleich zum Jahr 2011 erwartet.

Erhöhung der technischen Kapazität

Analysiert man die vorliegenden Daten, so wurden in 2011 kaum zusätzliche Kapazitäten im signifikanten Umfang geschaffen. Für den Zeitraum von 2012 bis 2014 sind zusätzliche Kapazitäten in Höhe von 30 Mio. kWh/h durch 394 Einzelprojekte geplant, für den Zeitraum von 2015 bis 2017 sollen weitere 16 Mio. kWh/h durch 306 Einzelprojekte geschaffen werden. Aus den Angaben der FNB bleibt offen, wo zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden.

zusätzliche tech. Kapazität der Fernleitungsnetzbetreiber in Mio. kWh/h

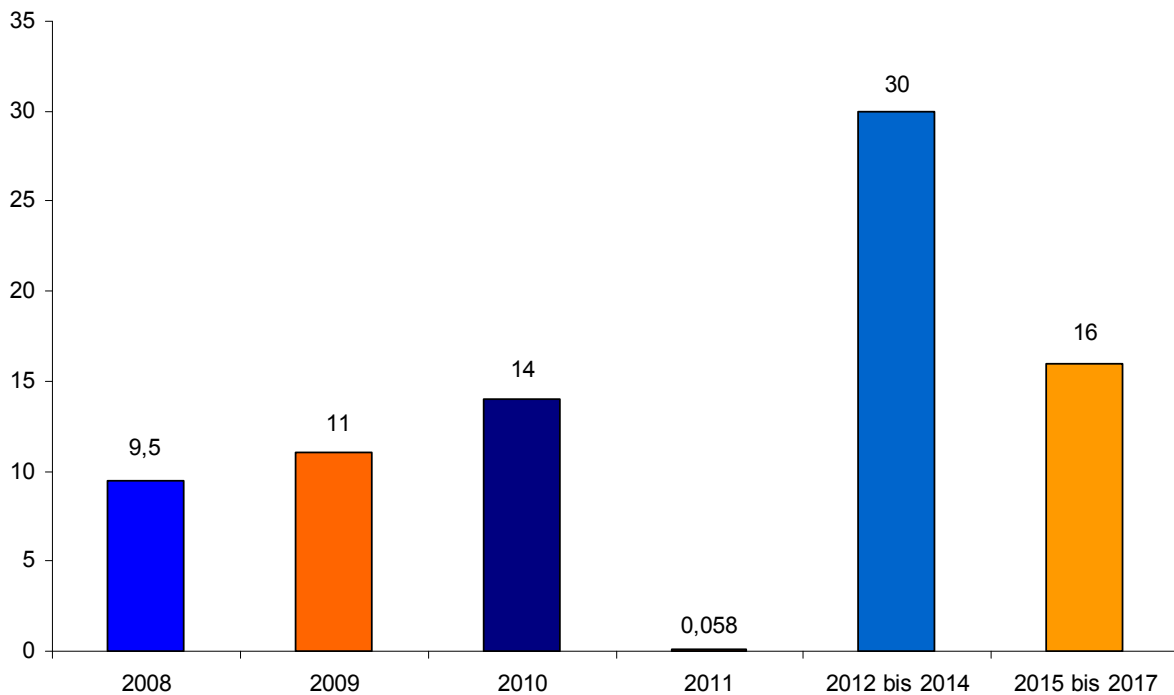


Abbildung 111: Zusätzliche technische Kapazität der Fernleitungsnetzbetreiber

Verteilernetzbetreiber

Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas

Die Gasverteilernetzbetreiber wurden befragt, wie hoch die Gesamtsumme der jährlichen Investitionen sowie der Aufwendungen für Neubau/Ausbau/Erweiterungen und Erhalt/Erneuerung der Netzinfrastruktur (ohne Messeinrichtungen) im Jahr 2011 war und 2012 vermutlich sein wird. Das Ergebnis zeigt folgende Abbildung:

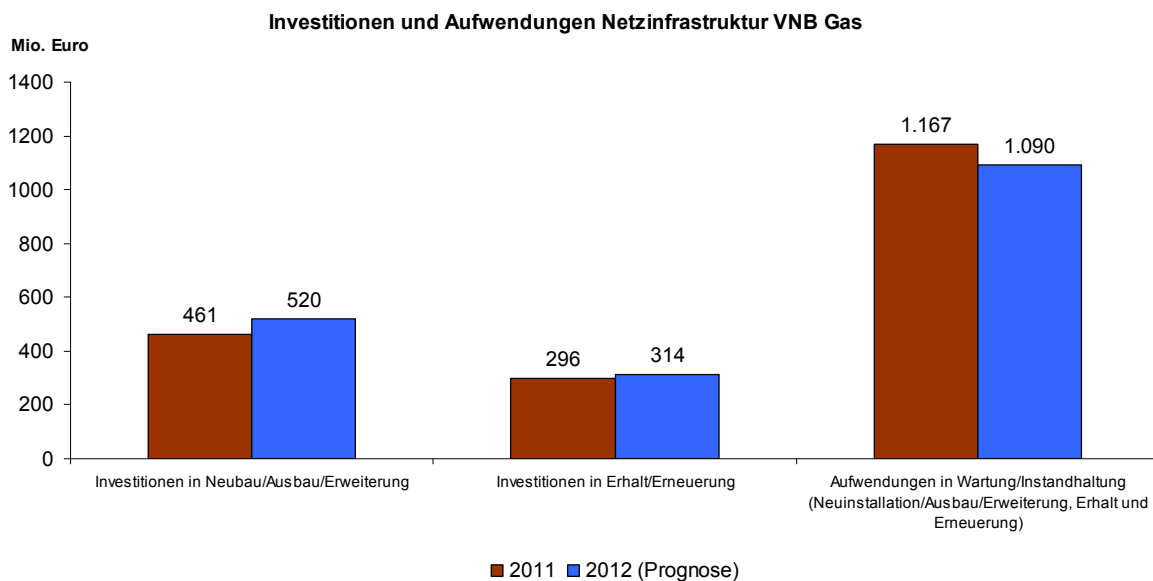


Abbildung 112: Investitionen und Aufwendungen Netzinfrastruktur VNB Gas

Bei der Kategorie „Investitionen in Neubau/Ausbau/Erweiterung“ zeigt der Vergleich des Ist-Wertes 2011 (461 Mio. Euro) mit dem von 2010 (388 Mio. Euro), dass in diesem Zeitraum eine deutliche Erhöhung der Investitionstätigkeit eingetreten ist. Die Unternehmen rechnen in ihrer Prognose für 2012, dass sich dieser Trend fortsetzt. Die Prognose für das Jahr 2012 in der Kategorie „Investitionen in Erhalt/Erneuerung“ zeigt eine zu erwartende steigende Tendenz, bei den „Aufwendungen in Wartung/Instandhaltung“ (Neuinstallation/Ausbau/Erweiterung, Erhalt und Erneuerung) ist diese Tendenz rückläufig.

Netzentgelte

Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV

Die Verteilnetzbetreiber (VNB) konnten bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe erneut für ihre Erweiterungsinvestitionen einen Erweiterungsfaktor beantragen. Der Erweiterungsfaktor stellt sicher, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösbergrenze 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. Hierzu wurden im Jahr 2011 insgesamt 62 Anträge auf Erweiterungsfaktor gestellt. Im Jahr 2012 liegen 74 Anträge auf Erweiterungsfaktor vor.

Netzübergänge gemäß § 26 Abs. 2 ARegV

Im Jahr 2011 wurden bei der Bundesnetzagentur im Gasbereich insgesamt 26 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 Erlösbergrenze nicht überschreitet.

Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gasgesamtpreis 2007 bis 2012

Die nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung des Anteils der durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgelte Gas inklusive vorgelagerter Netzkosten, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb jeweils zum Preisstand 01. April in den Jahren 2007 bis 2012 am Gasgesamtpreis. Über alle Kundenkategorien hinweg sinkt der Anteil des Netzentgeltes am Gasgesamtpreis.

Entwicklung der Anteile der Netzentgelte am Gaspreis 2007 bis 2012 (mengengewichtete Mittelwerte)

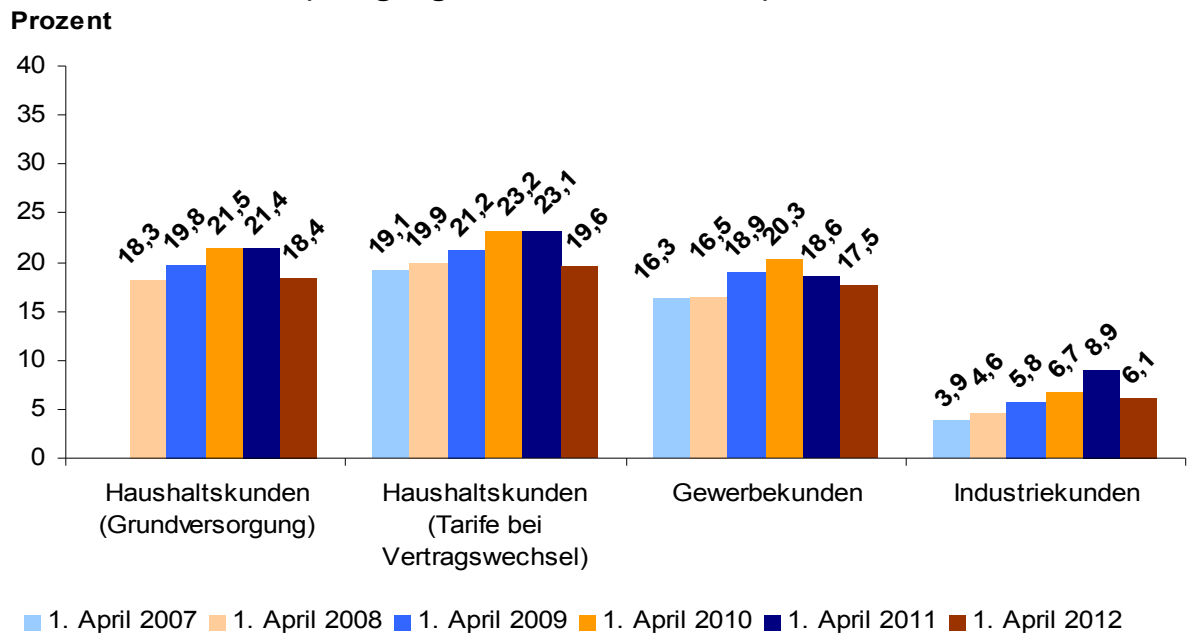


Abbildung 113: Entwicklung der Anteile der mengengewichteten Netzentgelte am Gaspreis 2007 bis 2012. Preisstand 01. April.2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Kostenprüfung nach § 6 ARegV und zum Effizienzvergleich nach § 22 ARegV

Die Bundesnetzagentur hat das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die 2. 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 243 Netzbetreibern befinden sich 100 Netzbetreiber im regulären Verfahren (Effizienzvergleich) und 143 Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Die Kostenprüfung im regulären und im vereinfachten Verfahren wurde abgeschlossen. Auf dieser Grundlage werden nun die Effizienzwerte der Netzbetreiber bestimmt und im Anschluss die Erlösobergrenzen festgelegt.

Die Abfragen im Rahmen der Kostenprüfung für die zweite Regulierungsperiode unterschieden sich von denjenigen in der ersten Regulierungsperiode insbesondere darin, dass für die Darlegung der Kalkulation der Kosten aufgrund der Dienstleistungserbringung durch Dritte im Rahmen der Festlegung ein elektronischer Datenerhebungsbogen durch die Netzbetreiber zu befüllen war. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur die Effekte, die im Zusammenhang mit dem Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz (BilMoG) einhergingen, in den Fokus genommen.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur, den Entscheidungen des BGH, insbesondere zum Wertansatz des betriebsnotwendigen Eigenkapitals, d.h. der Nachweispflichtigkeit der Be-

triebsnotwendigkeit des vom Netzbetreiber geltend gemachten Umlaufvermögens, Rechnung getragen.

Sobald die Kostenprüfung bei den Teilnehmern des Regelverfahrens abgeschlossen war, wurden diese in einem zweiten Schritt dazu aufgefordert, mitzuteilen, welche Kosten sie den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen i. S. d. § 11 Abs. 2 ARegV zuordnen. Diese vom Netzbetreiber vorgenommene „Überleitungsrechnung“ hat die Bundesnetzagentur ebenfalls abschließend geprüft.

Neben den Daten für die Kostenprüfung hat die Bundesnetzagentur im Berichtszeitraum Last-, Struktur- und Absatzdaten für das Geschäftsjahr 2010 erhoben. Diese Daten wurden im Anschluss auf Konsistenz und Plausibilität geprüft. Den Netzbetreibern wurde mitgeteilt, welche Vergleichsparameter der Ermittlung des Effizienzwertes zugrunde gelegt werden.

Bilanzierung

Mit Festlegung vom 28. Mai 2008 hatte die Bundesnetzagentur das Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas (GABi Gas) umfassend neu geregelt. Auf dieser Grundlage gilt seit dem 01. Oktober 2008 ein Tagesbilanzierungsregime in Deutschland. Die Ausgleichsenergieentgelte werden seitdem auf der Basis von Referenzpreisen nationaler und internationaler Handelsmärkte gebildet. Die Regelenergie wird vom Marktgebietsverantwortlichen zentral für das Marktgebiet beschafft, ihr Einsatz in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern von ihm gesteuert.

Nominierungsersatzverfahren

Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten Nominierungsersatzverfahren an, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist, was bei neun von 14 FNB der Fall ist. Kunden, die mittels dieser Verfahren versorgt werden, sind der Kundengruppe der sogenannten RLMNEV (registrierende Leastungmessung mit Nominierungsersatzverfahren) zugeordnet. Von insgesamt 546 angegebenen RLM Ausspeisestellen, die an den Fernleitungsnetzen angeschlossen sind, werden 94 (17 Prozent) über Nominierungsersatzverfahren versorgt. Betrachtet man die Fernleitungsnetzbetreiber einzeln, versorgen sie zwischen zwei Prozent und 67 Prozent ihrer angeschlossenen RLM-Ausspeisestellen über diese Verfahren. Ausspeisestellen der Kundengruppe RLMNEV werden vorrangig mit Einspeisungen aus Speichern und Produktionsanlagen versorgt. Insgesamt speisten die 14 Fernleitungsnetzbetreiber im Befragungszeitraum Gas-mengen von 230.191,84 GWh an RLM Kunden aus. Davon entfielen 89.088,34 GWh auf Ausspeisestellen, die mittels Nominierungsersatzverfahren beliefert werden. Hierbei werden vorrangig, neben Differenzabsteuerungen an Speichern oder Online-Umbuchungen am virtuellen Handelspunkt, Online-Flow-Control Verfahren (OFC) angeboten und genutzt. Der Zeit-

versatz zwischen der Ein- und Ausspeisung variiert stark zwischen den verschiedenen Verfahren und beträgt von null Minuten bis zu 240 Minuten, wobei drei Minuten der Regelfall sind.

Da mit der Etablierung des Ausgleichs- und Regelenergiesystem GABi Gas allen Transportkunden die Möglichkeit offensteht, sich durch geeignete Produkte am Markt kurzfristig prognosegerecht einzudecken, dürften Nominierungsersatzverfahren entbehrlich sein. Die Nutzung von Flexibilitäten allein aufgrund individueller Anforderungen einzelner Kunden führt zu einer ineffizienten Nutzung, da diese Flexibilitäten dem Regelenergiemarkt insgesamt entzogen werden.

Prozess der Harmonisierung der europäischen Bilanzierungsregeln

Die europäische Agentur ACER hat am 18. Oktober 2011 eine Rahmenleitlinie zu europaweit einheitlichen Bilanzierungsregeln („Framework Guideline on Gas Balancing“) veröffentlicht. Auf Grundlage dieser entwickelt der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-G nach Art. 6(6) der Verordnung (EU) No. 715/2009 derzeit einen Netzkodex. Dieser muss bis November 2012 fertiggestellt sein und wird im Anschluss durch die Europäische Kommission erlassen. Sie kann nach Art. 6(11) und Art. 28(2) der Verordnung (EU) No. 715/2009 zur Verrechtlichung des Netzkodex als Leitlinie dann ein Komitologieverfahren nach Art. 5a (1) bis(4) und Art. 7 des Beschlusses 1999/468/EG einleiten. Der Netzkodex wird auf diese Weise Bestandteil der Verordnung (EU) No. 715/2009. Fernleitungsnetzbetreiber müssen den von ENTSO-G entwickelten Netzkodex binnen zwölf Monaten nach seinem Inkrafttreten umsetzen. Ausnahmen machen eine Ausdehnung des Zeitraumes auf fünf Jahre möglich, dann sind die nationalen Systeme umzustellen. Eine schrittweise Einführung des Zielmodells ist teilweise möglich. Der erste Entwurf des Netzkodex liegt nun vor und wurde durch ENTSO-G öffentlich konsultiert.

Die deutschen Bilanzierungsregeln stimmen schon heute zu großen Teilen mit den Vorgaben des Entwurfs des Netzkodex überein. Die Fertigstellung des detaillierten endgültigen Netzkodex durch ENTSO-G auf Grundlage der Rahmenleitlinie wird im November 2012 erwartet. Erst danach ist eine abschließende Bewertung möglich.

Wesentliche Inhalte des vorliegenden Entwurfes des Netzkodex Bilanzierung sind:

Regeln zur Beschaffung von Regelenergie

Der Netzbetreiber soll Regelenergie entweder durch den Bezug von vier standardisierten kurzfristigen Produkten (VHP-Produkte, lokale Produkte, zeitlich befristete Produkte, lokale zeitlich befristete Produkte) über eine Handelsplattform oder durch Vorhaltung von Regelenergie mittels langfristigerer Verträge beschaffen. Eine Merit Order Liste gibt den kurzfristigen VHP Produkten (z.B. über eine Börse beschafft) Vorrang vor allen übrigen. Diese Vorgaben des Netzkodex decken sich mit den derzeitigen Bemühungen der Bundesnetzagentur und der Marktgebietsverantwortlichen zur Regelenergiebeschaffung und Standardisierung von Regelenergieprodukten.

Nominierungsregeln

Der Netzkodex gibt bestimmte Kriterien und Vorgaben für Inhalt und Ablauf von Nominierungen und Renominierungen an Grenzübergangspunkten vor. Grundsätzlich soll hier mit einer Vorlaufzeit von zwei Stunden bis zum Ende des Gastages renominiert werden können. Die deutschen Regelungen sind mit den Inhalten des Entwurfes des Netzkodex konform.

Ausgleichsenergiepreise

Der Netzkodex koppelt die Ausgleichsenergiepreise an die Grenzkosten der jeweiligen Marktgebietsverantwortlichen bei der Beschaffung der Regelenergie. Der "marginal buy price" ist der Höhere des tatsächlich bezahlten Regelenergiepreises oder des gewichteten Durchschnittspreis. Der "marginal sell price" ist entsprechend der Niedrigere dieser beiden Preise. Maßgeblich sind immer alle tatsächlich getätigten Regelenergiegeschäfte der jeweiligen Bilanzierungsperiode (des Gastages) unabhängig davon, ob ein Kauf oder Verkauf zugrunde lag. Der gewichtete Durchschnittspreis kann durch einen kleinen Auf- oder Abschlag (small adjustment) nach oben oder unten angepasst werden. Die Bundesnetzagentur wird die Systematik zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise in Deutschland perspektivisch entsprechend anpassen. Dieser Ansatz passt mittlerweile auch zu den Gegebenheiten auf dem deutschen Regelenergiemarkt.

Bilanzierungsperiode und untertägige Anreizmechanismen

Die Bilanzierungsperiode ist der Tag von 6 Uhr bis 6 Uhr. Der Netzkodex ermöglicht es, untertägige Anreizmechanismen einzuführen, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. So sind auch die im deutschen Bilanzierungssystem angelegten Strukturierungsbeiträge unter dem derzeit vorliegenden Entwurf als Anreizmechanismus weiterhin möglich. Jedoch ist zu erwarten, dass die europäischen Diskussionen diesen Punkt weiterhin behandeln werden. Eine weitere Ab-

schätzung zum Änderungsbedarf oder den Auswirkungen dieser Regelungen ist daher zurzeit nicht möglich.

Neutralitätsmechanismen

Der Entwurf des Netzkodex besagt, dass Netzbetreiber finanziell neutral gestellt werden müssen. Alle Kosten bzw. Einnahmen aus dem Bilanzierungssystem sollen den Netznutzern zugeordnet werden. Die Entscheidung über die Methode zur Berechnung und Verteilung der möglichen Neutralitätsentgelte obliegt der nationalen Regulierungsbehörde. Dies umfasst auch die deutsche Regel- und Ausgleichsenergieumlage.

Bereitstellung von Informationen

Der Netzkodex enthält im Entwurf Informationsvorschriften für Fern- und Verteilnetzbetreiber. Der Fernleitungsnetzbetreiber soll den Netznutzern den Systemstatus in Analogie mit Anhang I der Verordnung, seine Regelenergie Käufe und Verkäufe und die Einspeisungen und Ausspeisungen eines Netznutzers zur Verfügung stellen. Unterschieden werden der Basis Fall, die Variante eins und die Variante zwei, wobei Variante zwei hinsichtlich der nicht täglich gemessenen Ausspeisestellen dem deutschen Ansatz der Allokation von Vortagesprognosewerten für SLP Kunden gleichkommt. Dieser in hohem Maße wettbewerbsfördernde Ansatz vereinfacht die Belieferung von Haushaltskunden. Damit begünstigt er das übergeordnete Ziel der Beflügelung von Wettbewerb im Endkunden- und im Großhandelsmarkt auf sehr effektive Weise.

Ausspeiseinformationen zu Industriekunden und sonstigen Großabnehmern (Kunden mit registrierter Leistungsmessung, sog. RLM-Ausspeisepunkte) sind nach den Vorgaben des Entwurfes des Netzkodex nun nicht nur einmal, sondern mindestens zweimal untertäglich zu liefern. Der Zeitpunkt der ersten Lieferung müsste von 19 Uhr auf spätestens 18 Uhr vorverlegt werden. Hinsichtlich der Informationsvorschriften im Zusammenspiel mit untertägigen Anreizmechanismen sind die jeweiligen Regelungen im Entwurf noch zu unkonkret. Eine Abschätzung ist daher noch nicht angebracht.

Regelenergie

Saldo Regelenergiekosten Winter 2010 und 2011

Die Marktgebietsverantwortlichen NCG und Gaspool veröffentlichen mittlerweile umfangreiche Daten zu eingesetzten Regelenergiemengen und den daraus entstanden Kosten. Gesondert hingewiesen sei jedoch auf die angespannte Situation des Gas- und des Stromnetzes im Februar des Winters 2011/2012. Die Bundesnetzagentur hat diese „Kältephase“ in einen geson-

derden "Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012" analysiert und am 07. Mai 2012 auf ihrer Internetseite veröffentlicht⁷⁵.

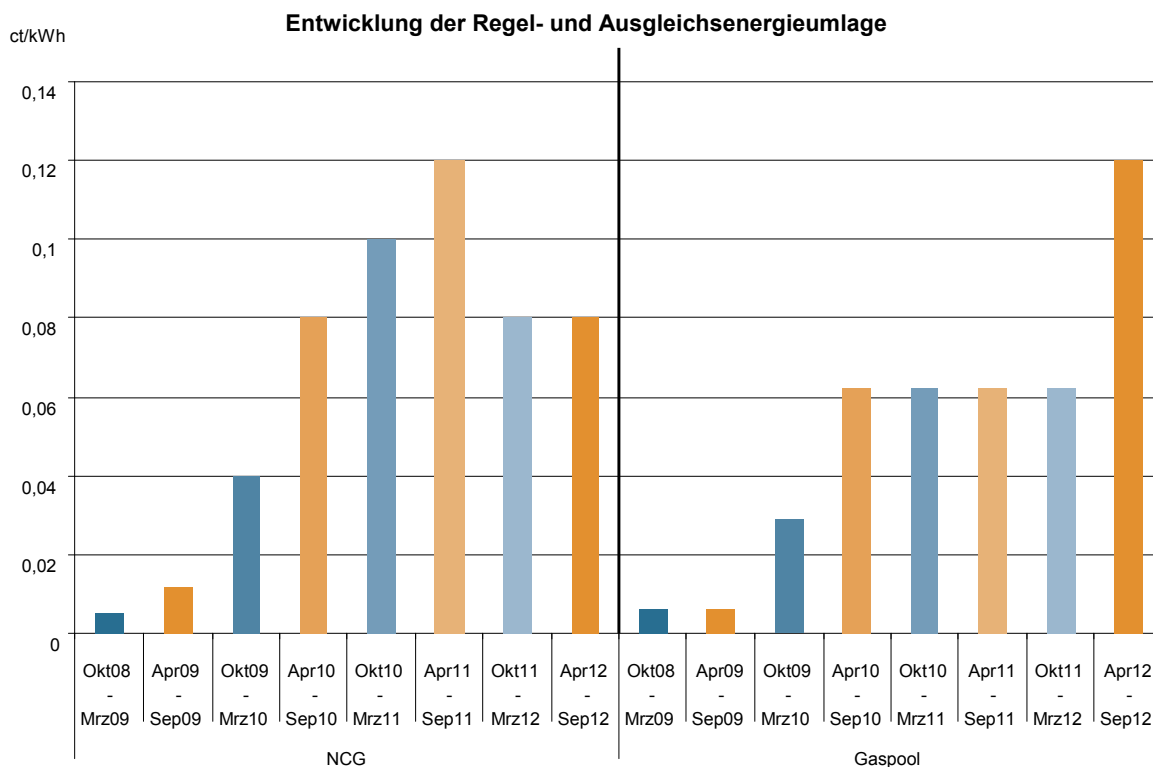


Abbildung 114: Entwicklung der Regel- und Ausgleichsenergieumlage

Die Regel- und Ausgleichsenergieumlage stieg vor allem auch vor diesem Hintergrund im Marktgebiet Gaspool sehr stark an. Im Marktgebiet NCG konnte die Höhe der Umlage nach Anstiegen Ende 2010 und Anfang 2011 schließlich für den derzeitigen Umlagezeitraum 01. April bis 30. September 2012 gegenüber der vorangegangenen Umlageperiode beibehalten werden.

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 analytischen Verfahren wurden 2011 von 9,7 Prozent der Netzbetreiber genutzt. Im Jahr 2010 waren es 10,8 Prozent.

Die Bedeutung der Standardlastprofile zeigt sich darin, dass alle Ausspeisenetzbetreiber (98,7 Prozent) auf sie zurückgreifen, wenn Sie Haushalts- oder Kleingewerbekunden beliefern. Wenn synthetische Profile angewendet wurden, sind mit einer Marktabdeckung von

⁷⁵http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/StromNetzEntwicklung/NetzberichtWinter/Netzbericht_Basepage.html

96,5 Prozent die synthetischen Profile der TU München, die in den Versionen von 2002 und 2005 genutzt werden, klar dominierend. Auch dieser Wert ist gegenüber dem Jahr 2010 (96,7 Prozent) nahezu unverändert.

Die TU München bietet eine Reihe von unterschiedlichen, das Abnahmeverhalten diverser Kundengruppen wiedergebenden Profile. Auf die Frage, ob alle verfügbaren Profile angewandt wurden, antworteten 47,8 Prozent der Netzbetreiber mit „Ja“. Im Jahr 2010 waren es 45,8 Prozent. Bei der Folgefrage, wie viele Profile tatsächlich genutzt wurden, zeichnet sich ab, dass, wie auch im Jahr 2010, im Haushaltskundenbereich in aller Regel zwei Profile genutzt wurden, während im Gewerbekundenbereich weiterhin durchschnittlich sechs Profile Verwendung finden.

Immer deutlicher wird, dass die Güte der Lastprofile auch maßgeblich von der Qualität der Wetterprognose abhängt. Wie in der folgenden Abbildung 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 56 Prozent der Netzbetreiber genutzt. Der Trend der letzten Jahre setzt sich somit fort.

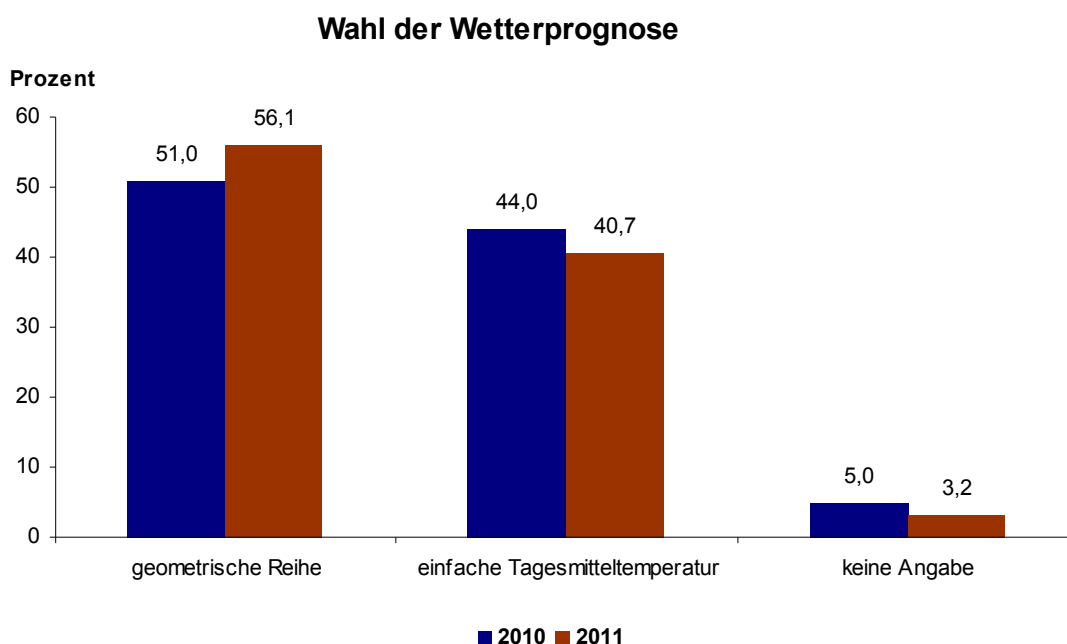


Abbildung 115: Wahl der Wetterprognose

Standardlastprofile sind als Prognosen naturgemäß von Ungenauigkeiten geprägt. Die Höhe der durchschnittlichen prozentualen Abweichung zwischen Allokation und der tatsächlichen Entnahme auf Tagesbasis liegt bei 5,7 Prozent und damit auf dem Niveau von 2010 (5,5 Prozent). Der Wert ist etwas aussagekräftiger als der des Jahres 2010, da 63 Prozent der Netzbetreiber im aktuellen Monitoring Angaben gemacht haben (2010: 53,4 Prozent). Die

durchschnittliche Maximalabweichung an einem Tag ist von 61,7 Prozent auf 44,7 Prozent gesunken. Diese maximalen Ausschläge treten nur vereinzelt auf, sind aber bedenklich, da sie jeweils ein Aufkommen an Regelenergie generieren können. Zu Bedenken ist allerdings, dass diese Zahlen möglicherweise nicht repräsentativ sind, da man vermuten könnte, dass tendenziell die Netzbetreiber mit einer vergleichsweise hohen Prognosegüte geantwortet haben.

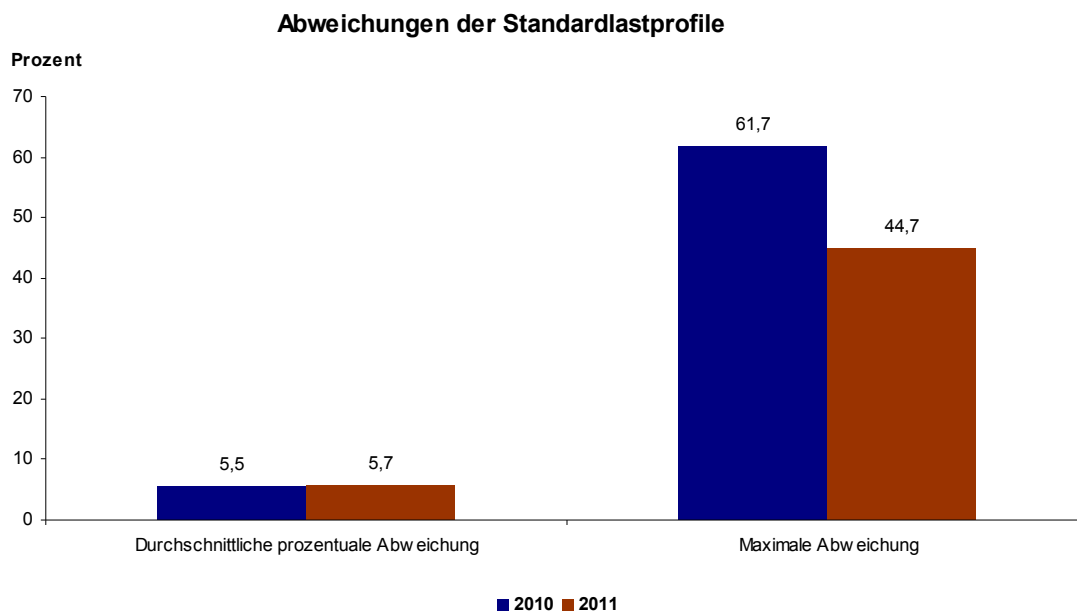


Abbildung.116: Abweichungen der Standardlastprofile

Konkrete Anpassungen der Lastprofile aufgrund der Abweichungen wurden von 13,3 Prozent der Netzbetreiber vorgenommen, was einer erneuten leichten Steigerung im Vergleich zum Jahr 2010 entspricht (12,9 Prozent).

Mehr- und Mindermengenabrechnung

Den Netzbetreibern stehen für die Durchführung der SLP-Mehr- und Mindermengenabrechnung verschiedene Verfahren zur Verfügung. Hierbei ist ein auch schon in den Vorjahren beobachtbarer Trend hin zum Stichtagsverfahren zu erkennen.

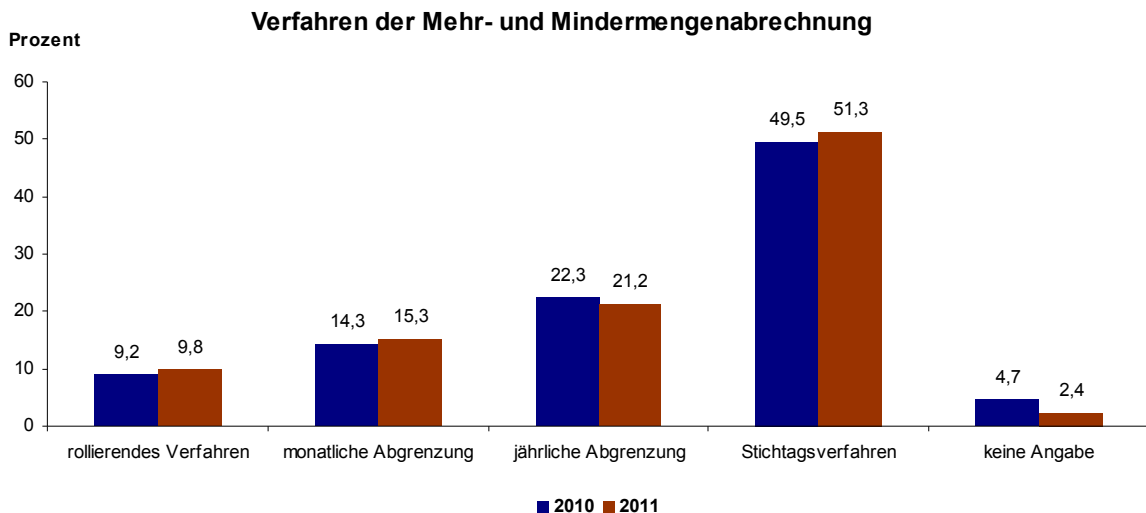


Abbildung 117: Verfahren der Mehr- und Mindermengenabrechnung

Bei den Standardlastprofilkunden haben für den abgefragten Zeitraum von Oktober 2009 bis September 2011 im Schnitt rund 347 Netzbetreiber die Abrechnung abgeschlossen. In der Monitoringabfrage 2011 waren es noch deutlich weniger Netzbetreiber. Für das Geschäftsjahr von Oktober 2010 bis September 2011 sind die Abrechnungen bei rund 265 Netzbetreibern bereits vollständig abgeschlossen. Damit liegt dieser Wert mehr als doppelt so hoch wie noch im Jahr 2010 (125). Der Sprung in der Kurve der nachfolgenden Abbildung ist durch die unterschiedlichen Abrechnungsperioden bei den verschiedenen Abrechnungsverfahren zu erklären.

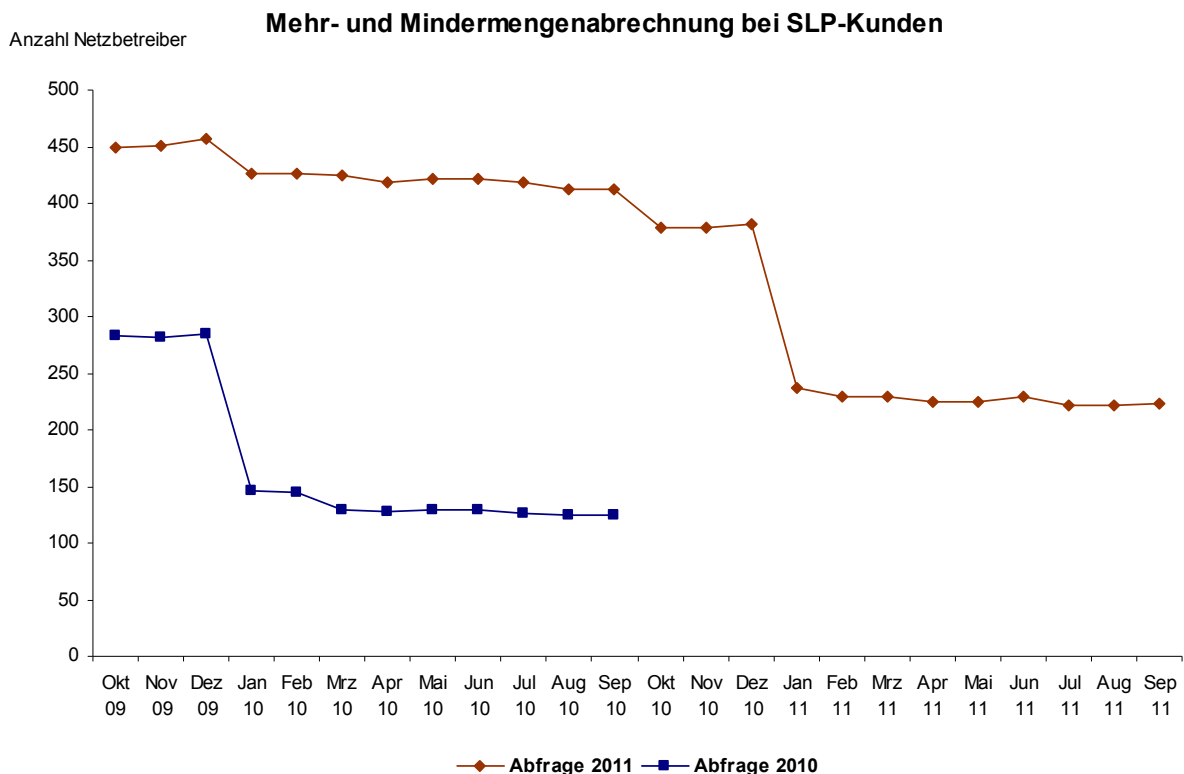


Abbildung 118: Mehr- und Mindermengenabrechnung bei SLP-Kunden

Die anfänglichen Probleme bei der Mehr- und Mindermengenabrechnung der Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) scheinen die meisten Ausspeisernetzbetreiber mittlerweile in den Griff bekommen zu haben. Dies wird deutlich an der vergleichsweise hohen Anzahl von Netzbetreibern, die die Abrechnung bereits vollständig durchgeführt haben.

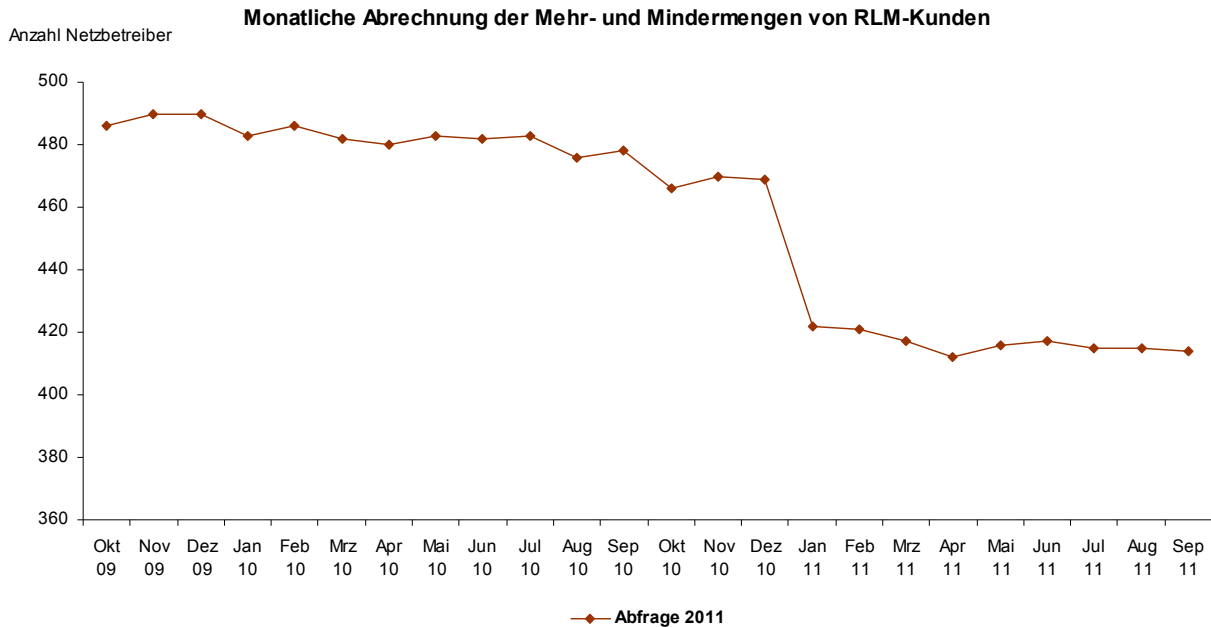


Abbildung 119: Monatliche Abrechnung der Mehr- und Mindermengen von RLM-Kunden

Was das Gaswirtschaftsjahr von Oktober 2010 bis September 2011 angeht, wurden, bezogen auf die Ausspeisemenge, durchschnittlich 84,1 Prozent der RLM-Mehr- und Mindermengenabrechnungen durchgeführt. Dieser Wert liegt deutlich über dem der Monitoringabfrage 2011, als 62 Prozent der Mengen abgerechnet worden waren.

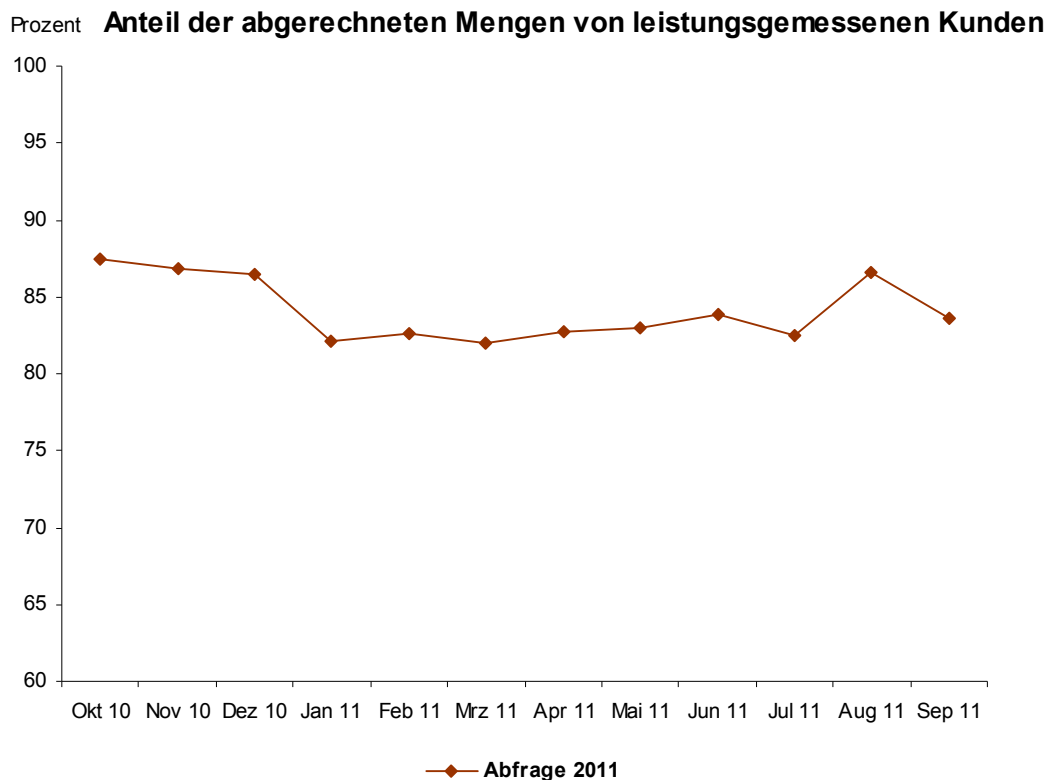


Abbildung 120: Anteil der abgerechneten Mengen von leistungsgemessenen Kunden

Veröffentlichungspflichten

Umsetzung der Veröffentlichungspflichten VNB Gas

Die Veröffentlichung netznutzungsrelevanter Daten durch die Betreiber von Gasverteilernetzen ist eine wichtige Anforderung des Gesetz- und Verordnungsgebers zur Schaffung von Transparenz und damit eines unverfälschten Wettbewerbs. In § 33 Abs. 3 GasNZV sind mehrere Veröffentlichungspflichten vorgesehen, die insbesondere im Hinblick auf den Anschluss von Biogasanlagen von besonderer Bedeutung sind. Die GasNZV gibt vor, dass die Veröffentlichung auf den Internetseiten der Netzbetreiber zu erfolgen haben.

Bei den Veröffentlichungspflichten handelt es sich im Einzelnen um die für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens mindestens erforderlichen Angaben (§ 33 Absatz 3 Nr. 1 GasNZV), standardisierte Bedingungen für den Netzanschluss (§ 33 Absatz 3 Nr. 2 GasNZV), sowie eine laufend aktualisierte, übersichtliche Darstellung der Netzauslastung im gesamten Netz des jeweiligen Netzbetreibers einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe (§ 33 Absatz 3 Nr. 3 GasNZV).

Der Umsetzungsstand dieser Veröffentlichungspflicht stellt sich wie folgt dar:

Umsetzung der Veröffentlichungspflichten gemäß § 33 Absatz 3 GasNZV

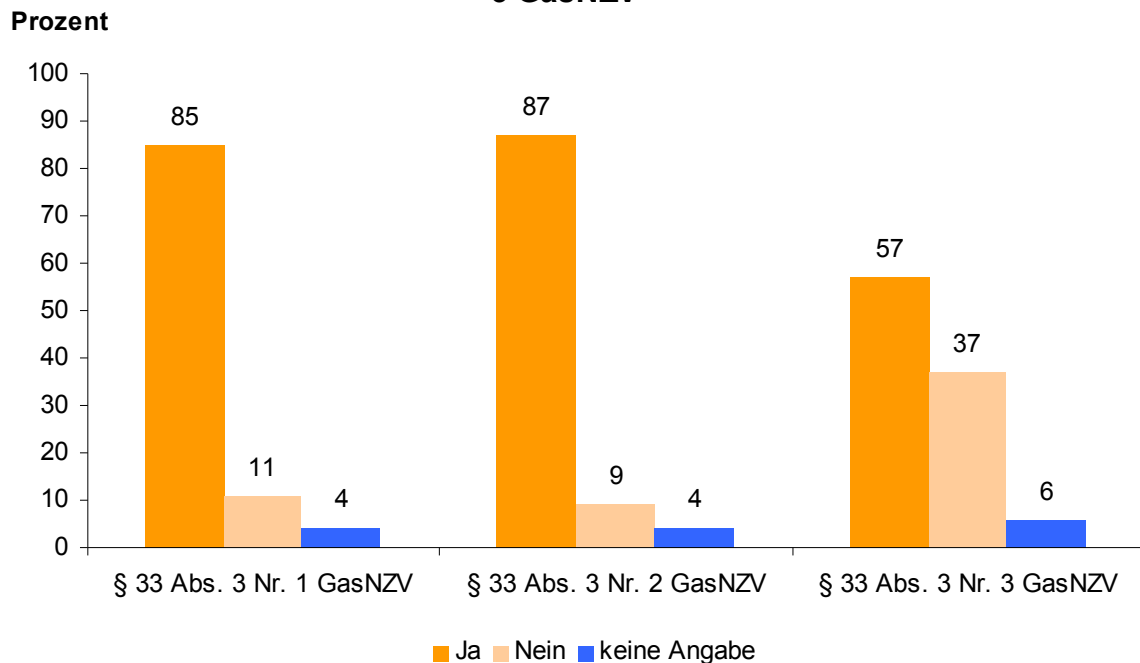


Abbildung 121: Umsetzung der Veröffentlichungspflichten gemäß § 33 Absatz 3 GasNZV neu

Im Vergleich zum Jahr 2010 ist bei allen drei Veröffentlichungspflichten ein deutlicher Anstieg der Umsetzungsquote festzustellen. Es stellte sich eine Verbesserung um jeweils neun Prozentpunkte ein. Die Quote bezüglich § 33 Absatz 3 Nr. 1 GasNZV liegt nunmehr bei 85 Prozent, bei § 33 Absatz 3 Nr. 2 GasNZV beträgt sie 87 Prozent. Die Veröffentlichungspflicht nach § 33 Absatz 3 Nr. 3 GasNZV wird nach der Monitoringerhebung 2012 von 46 Prozent der befragten Netzbetreiber erfüllt.

Speicher

Zugang zu Untertagespeichieranlagen

Am Monitoring 2012 nahmen 19 Unternehmen teil, die insgesamt 39 Untertageerdgasspeichieranlagen (UGS) betreiben und vermarkten. Insgesamt beträgt das in diesen UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen 22.245 Mio. m_N^3 . Davon entfallen 9.250 Mio. m_N^3 auf Kavernenspeicher- und 12.996 Mio. m_N^3 auf Porenspeichieranlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speichieranlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (20.055 Mio. m_N^3 für H-Gas im Vergleich zu 2.190 Mio. m_N^3 für L-Gas).

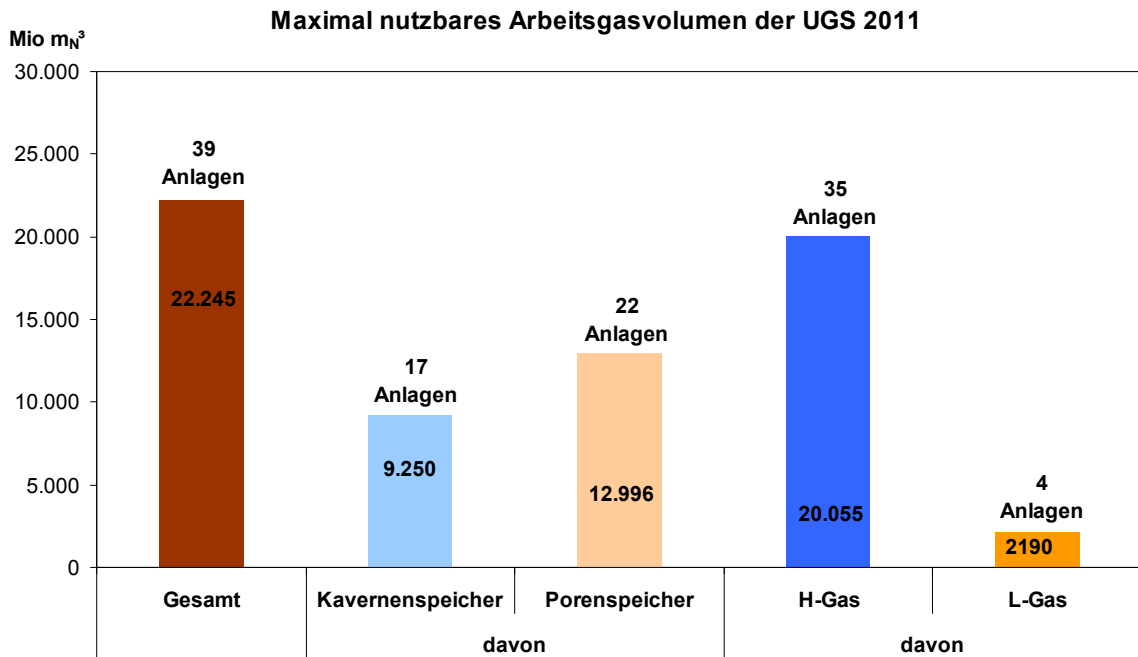


Abbildung 122: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen (AGV) der Untertageerdgasspeicheranlagen 2011

Nutzung für Gewinnungstätigkeit

Im Jahr 2011 betrug die Nutzung für die Gewinnungstätigkeit in einem Speicher unter einem Prozent (2010: 2,4 Prozent) des erfassten maximal nutzbaren Untertageerdgasspeicheranlagen - Arbeitsgasvolumen. Nach Abzug des genutzten AGV für Gewinnungstätigkeit vom erfassten maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen ergibt sich für das Berichtsjahr ein zugangsfähiges Arbeitsgasvolumen für Dritte von insgesamt 22,09 Mrd. m_N³ Arbeitsgasvolumen (2010: 20,48 Mrd. m_N³) sowie eine zugangsfähige Einspeicherleistung von 10,76 Mio. m_N³/h und eine Ausspeicherleistung von 20,68 Mio. m_N³/h.

Nutzung durch Dritte - Kundenentwicklung

Entsprechend den erfassten Daten der Unternehmen hatten diese im Jahr 2011 im Mittel fünf Speicherkunden (2010: 4,6). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber seit 2007 lässt sich an der nachstehenden Abbildung ablesen:

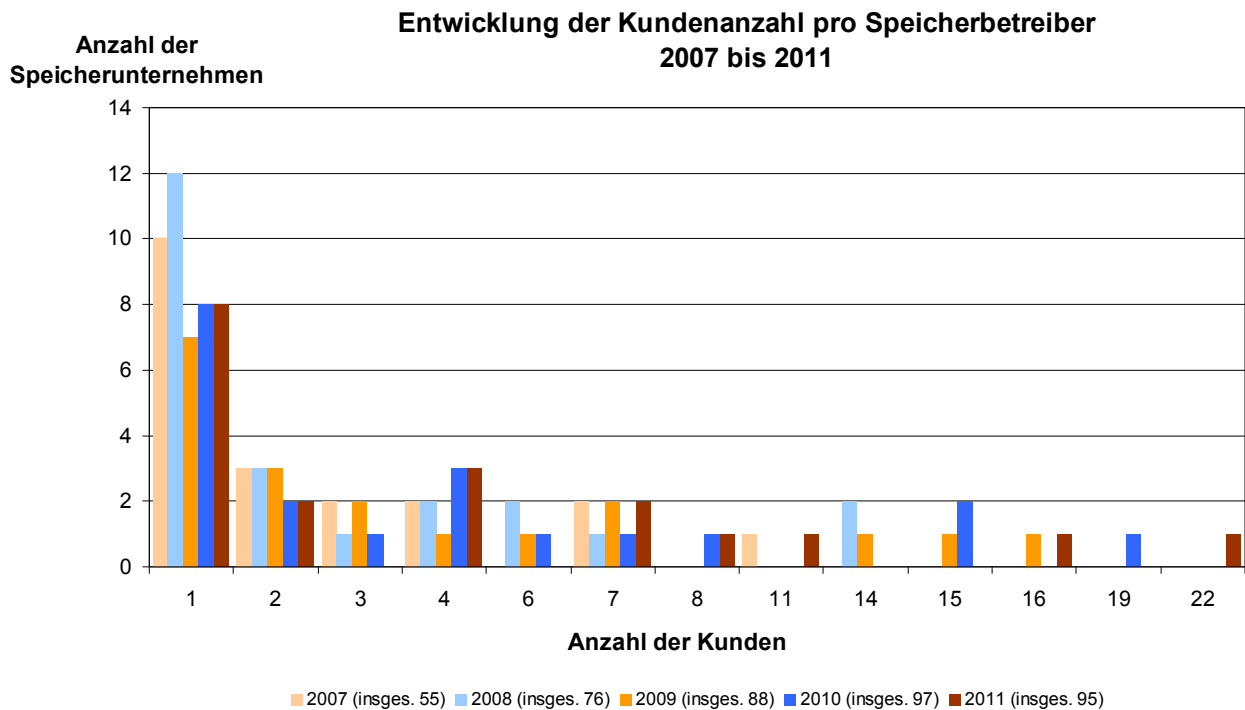


Abbildung 123: Entwicklung der Kundenanzahl auf die Speicherunternehmen

Die Anzahl der Speicherkunden hat sich im Vergleich zum Jahr 2010 von 97 auf jetzt 95 reduziert. Es zeigt sich, dass weiterhin viele Speicherunternehmen nur über einen Kunden verfügen, während andere im Jahr 2011 bis zu 22 Kunden aufweisen.

Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2011 freien Kapazitäten der Untertageerdgasspeicheranlagen sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahren ab 2007 dargestellt.

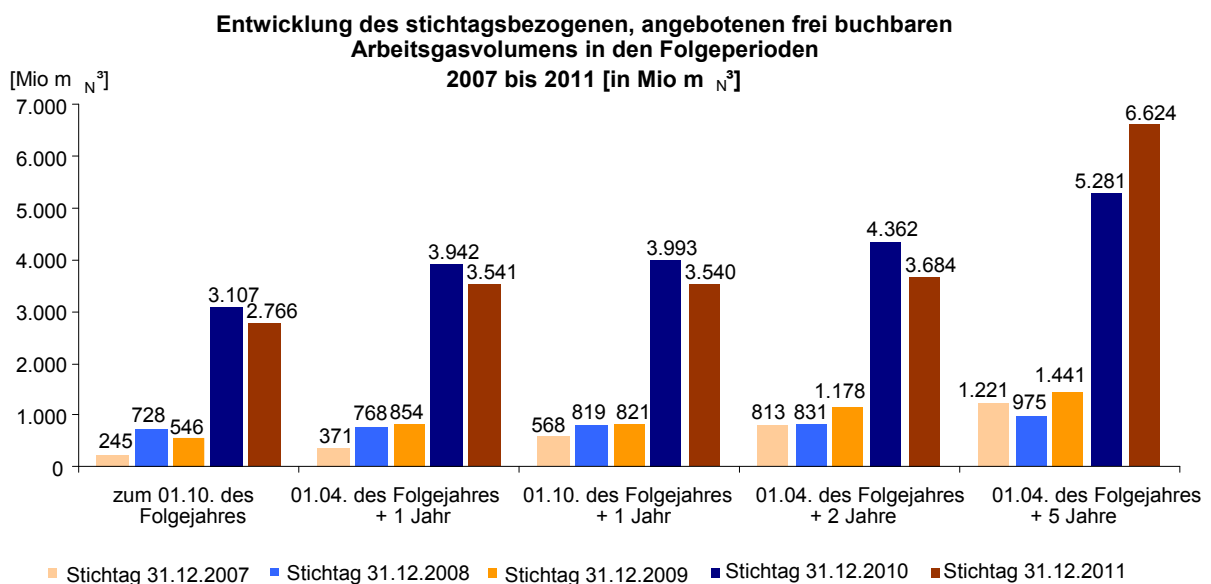


Abbildung 124: Entwicklung des stichtagsbezogenen, angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2007 bis 2011

Nach dem starken Anstieg des frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in 2010 ist dieses in 2011 für den kurzfristigen Bereich im Durchschnitt um etwa zehn Prozent zurückgegangen, für den Zeitraum Folgejahr plus fünf Jahre ist das verfügbare Arbeitsgasvolumen hingegen noch einmal um 25 Prozent angestiegen.

Großhandel

Entwicklungen auf den Gasmärkten

Effiziente Großhandelsmärkte sind eine wesentliche Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerb auf den Erdgasvertriebsmärkten. Liquide Spotmärkte erlauben in erster Linie eine problemlose, kurzfristige Beschaffung auch größerer Mengen Erdgas und ermöglichen Marktteilnehmern Alternativen zum Abschluss langfristiger Gaslieferverträge. Sind kurzfristig Gas-mengen in ausreichendem Umfang verfügbar, sind auch Markteintritte neuer Vertriebsunter-nehmen jederzeit möglich. Von den damit einhergehenden Liquiditätssteigerungen profitieren infolgedessen auch Letztverbraucher. Liquide Terminmärkte, auf denen im Gegensatz zu den Spotmärkten vorrangig finanzielle und nicht physische Transaktionen durchgeführt werden, bieten Marktteilnehmern die Möglichkeit, sich langfristig gegen Preisrisiken abzusichern und geben Aufschluss über die Erhebungen hinsichtlich der künftigen Marktentwicklungen.

Grundsätzlich erfolgt der Handel mit Erdgas innerhalb der Marktgebiete NCG und Gaspool an den virtuellen Handelspunkten. Der Großteil der Handelsvolumina mit Erdgas entfällt nach wie vor auf den außerbörslichen Handel (OTC-Handel, over the counter), welcher entweder bilate-ral zwischen den Handelsteilnehmern oder anonym über eine Brokerplattform abgewickelt wird. Alternativ werden Erdgasmengen über Börsen gehandelt. Während an einer Börse ano-nym standardisierte Produkte angeboten werden, sind die Marktteilnehmer am OTC-Handel in der Gestaltung ihrer Kontrakte frei.

Die Entwicklung des OTC-Handels

Mit dem Beitritt der Marktgebiete Thyssengas (H-Gas), Open Grid Europe (L-Gas) und Thys-sengas (L-Gas) zu NetConnect Germany zum 01. April 2011 wurden in Deutschland erstmals qualitätsübergreifende Marktgebiete geschaffen. Am 01. Oktober 2011 erfolgte die Zusam-menlegung der Marktgebiete Aequamus und Gaspool zum nun ebenfalls qualitätsübergreifen-ten Marktgebiet Gaspool. Zu einer Reduktion der Marktgebiete sind die Fernleitungsnetz-betreiber nach § 21 Abs. 1 GasNZV verpflichtet, da so Handelshemmnisse abgebaut und die Liquidität an den jeweiligen virtuellen Handelspunkten erhöht werden.

OTC-Handelsvolumen H-Gas 2010/2011

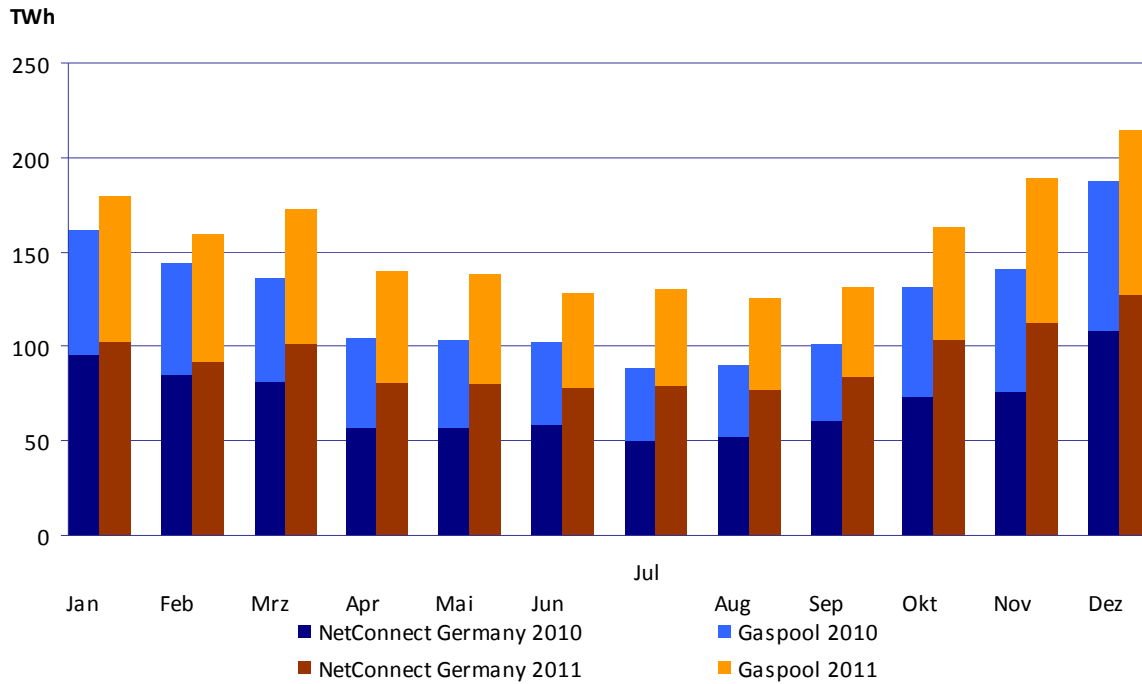


Abbildung 125: Handelsvolumen H-Gas in den Marktgebieten NCG und Gaspool. Die Handelsvolumina im Marktgebiet NCG bis einschließlich März 2011 setzen sich aus den Handelsvolumina NCG und Thyssengas (H-Gas) zusammen.

Die monatlichen Handelsvolumina für H-Gas sind gegenüber den monatlichen Handelsvolumina des Jahres 2010 in den Marktgebieten Gaspool und NCG sichtbar gestiegen. Insgesamt wurden im Jahr 2011 1872 TWh H-Gas und damit 25,6 Prozent mehr als im Jahr 2010 gehandelt. Darüber hinaus machten die Marktteilnehmer gegenüber dem Jahr 2010 vermehrt von den Beschaffungsmöglichkeiten über den OTC-Handel Gebrauch. In 2011 wurden 639 TWh im bilateralen Handel und damit 6,5 Prozent mehr H-Gas als im Jahr 2010 beschafft.

OTC-Handelsvolumen H-Gas ohne Paper Trades 2010/2011

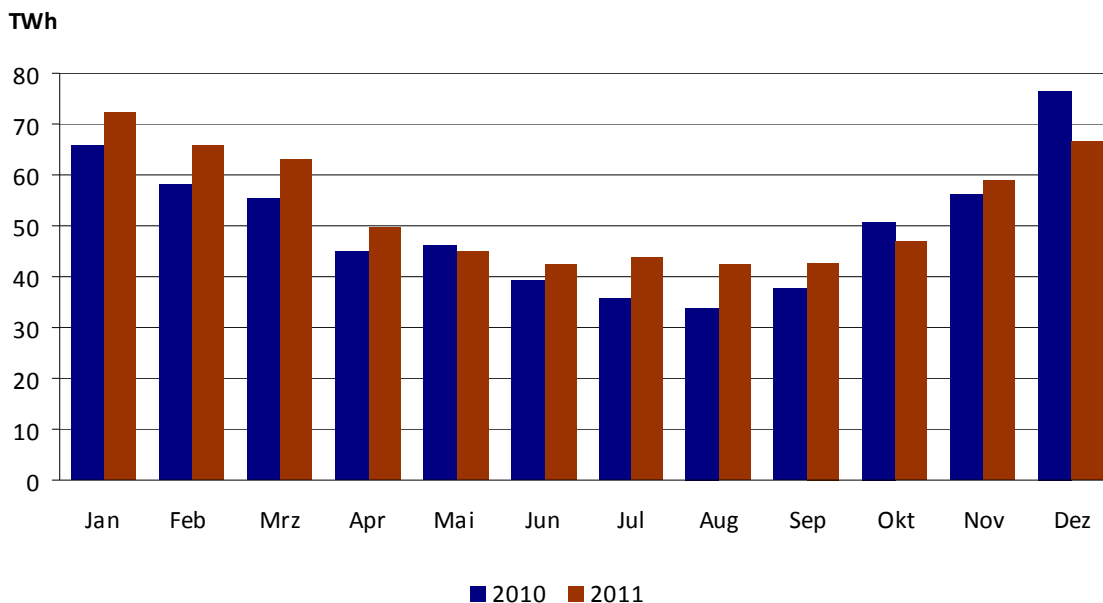


Abbildung 126: Handelsvolumen H-Gas ohne Paper Trades (nur physische Erfüllung)

Stagnierend hingegen ist der OTC-Handel für L-Gas. Betrug das OTC-Handelsvolumen für L-Gas im Jahr 2010 in den deutschen Marktgebieten 194 TWh, wurde in 2011 eine Menge von 196 TWh und damit nur unwesentlich mehr L-Gas gehandelt.

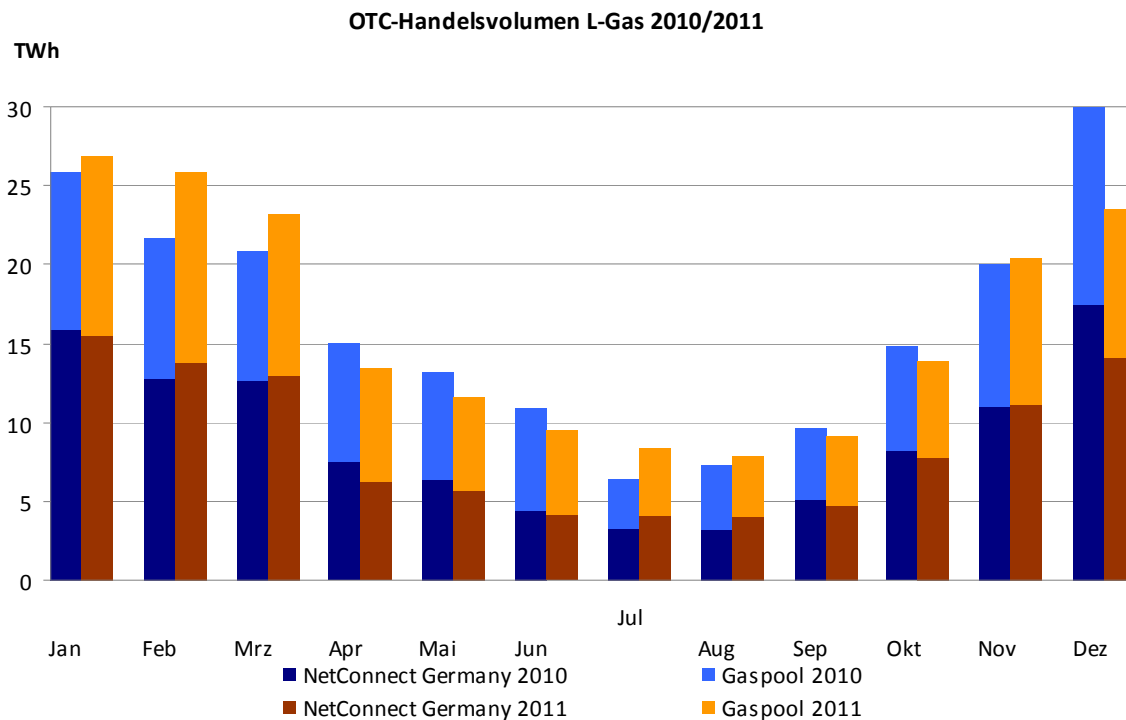


Abbildung 127: Handelsvolumen L-Gas in den Marktgebieten NCG und Gaspool. Die Handelsvolumina im Marktgebiet NCG bis einschließlich März 2011 setzen sich aus den Handelsvolumina Open Grid Europe (L-Gas) und Thyssengas (L-Gas) zusammen. Die Handelsvolumina Gaspool bis einschließlich September 2011 entsprechen den Handelsvolumina des Aequamus-Marktgebietes.

Langfristig wird der Rückgang der aus- und inländischen Produktion von L-Gas dazu führen, dass Letztverbraucher in L-Gas-Gebieten nur noch unter hohen Kosten mit Erdgas versorgt werden können und eine Umstellung der Netzgebiete auf H-Gas wirtschaftlich wird. Diese Entwicklungen zeichnen sich bereits in einem Rückgang der über den OTC-Handel beschafften L-Gas-Mengen ab. Bezogen die Marktteilnehmer in 2010 noch insgesamt 153 TWh L-Gas, beschafften sie 2011 nur noch 138 TWh L-Gas über den OTC-Handel in den deutschen Marktgebieten.

OTC-Handelsvolumen L-Gas ohne Paper Trades 2010/2011

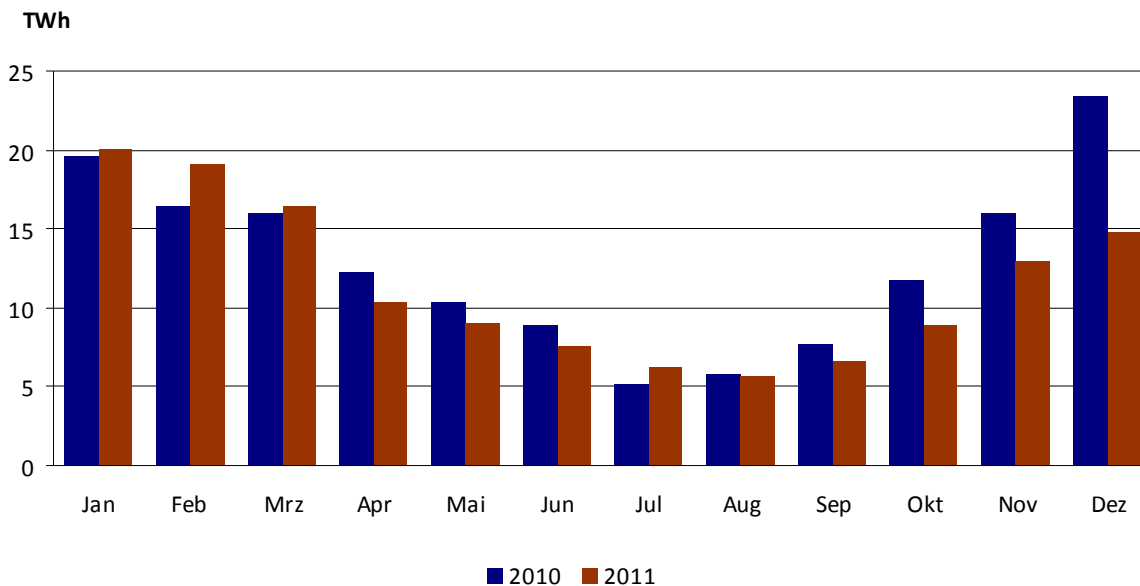


Abbildung 128: Handelsvolumen L-Gas ohne Paper Trades (nur physische Erfüllung)

Qualitätsübergreifend sind die Handelsvolumina von Erdgas an den deutschen Handelsplätzen um 22,5 Prozent auf 2066 TWh gegenüber dem Jahr 2010 gestiegen. Die physisch beschafften Mengen Erdgas erhöhten sich um 3,2 Prozent auf 777 TWh. Diese positive Tendenz dürfte neben der Reduzierung der Marktgebiete auch auf die neuen Regelungen zur Vergabe von Ein- und Ausspeisekapazitäten an Marktgebietübergangs- und Grenzübergangspunkten durch die GasNZV vom 03. September 2010 und die Festlegung in Sachen Kapazitätsregelungen und Auktionsverfahren im Gassektor (KARLA Gas) vom 24. Februar 2011 zurückzuführen sein. § 12 Abs. 1 GasNZV verpflichtet FNB, ab dem 01. August 2011 für die Vergabe von Ein- und Ausspeisekapazitäten eine gemeinsame Plattform einzurichten. Nutzen Transportkunden von ihnen gebuchte Kapazitäten nicht, sind sie nach § 16 Abs. 1 GasNZV verpflichtet, diese unverzüglich als Sekundärkapazitäten auf einer Sekundärkapazitätsplattform anzubieten oder dem Fernleitungsnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen, der diese wiederum als Primärkapazität vermarktet. Nicht nominierte Erdgasmengen werden Transportkunden in Form von Day-ahead-Kapazitäten erneut zur Verfügung gestellt. Damit wurden die Anreize und auch die Möglichkeiten für Marktteilnehmer auf den Vertriebsmärkten beseitigt, potenzielle Wettbewerber durch das Horten von Kapazitäten vom Markteintritt fernzuhalten oder aktuelle Wettbewerber zu behindern. Sind Transportkapazitäten in ausreichendem Umfang verfügbar, können Marktteilnehmer ihren Erdgasbedarf auch kurzfristig über den Handel decken. Die Beseitigung von Kapazitätsengpässen verbessert somit auch die Attraktivität des Gasgroßhandels.

Ein weiterer Indikator für die Liquidität eines Handelsplatzes ist die Churn Rate, die das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge Erdgas wiedergibt. Hohe Churn

Rates weisen auf eine hohe Liquidität eines Marktes hin. Im Jahr 2010 erreichten die Churn Rates an den deutschen virtuellen Handelspunkten für H-Gas kaum den Wert drei. Wesentlich geringer waren die Churn Rates für L-Gas, die einen Wert von 1,8 nicht überstiegen. Daher nahmen die gehandelten Mengen im Verhältnis zu den physisch transportierten Mengen am nun qualitätsübergreifenden Handelsplatz NCG auch kaum zu. Trotz einer zunehmenden Anzahl von Handelsteilnehmern überstieg die Churn Rate nur in wenigen Monaten Werte über drei. Am ebenfalls qualitätsübergreifenden Handelsplatz Gaspool schwankte die Churn Rate im Oktober 2011 zwischen zwei und drei. Der belgische Handelsplatz Zeebrügge, an dem im Jahr 2011 insgesamt rund 770 TWh gehandelt wurden, wies im Jahresdurchschnitt eine Churn Rate von 4,8 auf⁷⁶.

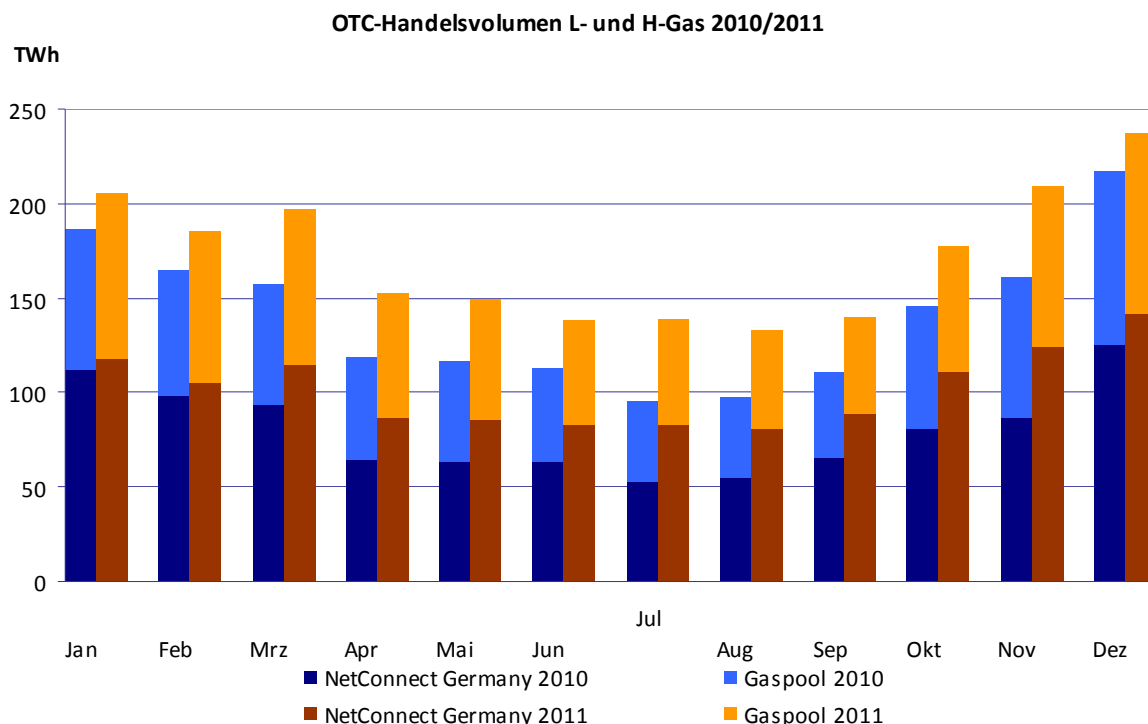


Abbildung 129: Handelsvolumen L- und H-Gas in den Marktgebieten NCG und Gaspool. Die Handelsvolumina im Marktgebiet NCG bis einschließlich März 2011 setzen sich aus den Handelsvolumina NetConnect Germany, Thyssengas (H-Gas), Thyssengas (L-Gas) und Open Grid Europe (L-Gas) zusammen. Die Handelsvolumina Gaspool bis einschließlich September 2011 entsprechen den Handelsvolumina der Marktgebiete Gaspool und Aequamus.

Einen Teil des OTC-Handels wickeln die Großhandelsteilnehmer auch über Brokerplattformen ab. Die Broker dienen als Intermediär zwischen Käufer und Verkäufer und bündeln Informationen zu Nachfrage und Angebot von Spot- und Terminmarktprodukten für Erdgas.

Die vorliegenden Daten basieren auf den Antworten von fünf europäischen Brokern (Jahr 2010: vier), die zusammen einen Großteil des europäischen Brokerhandels mit Erdgas abdecken.

⁷⁶ Huberator, Trading Volumes 2011, abgerufen am 12. September 2012 unter www.huberator.com.

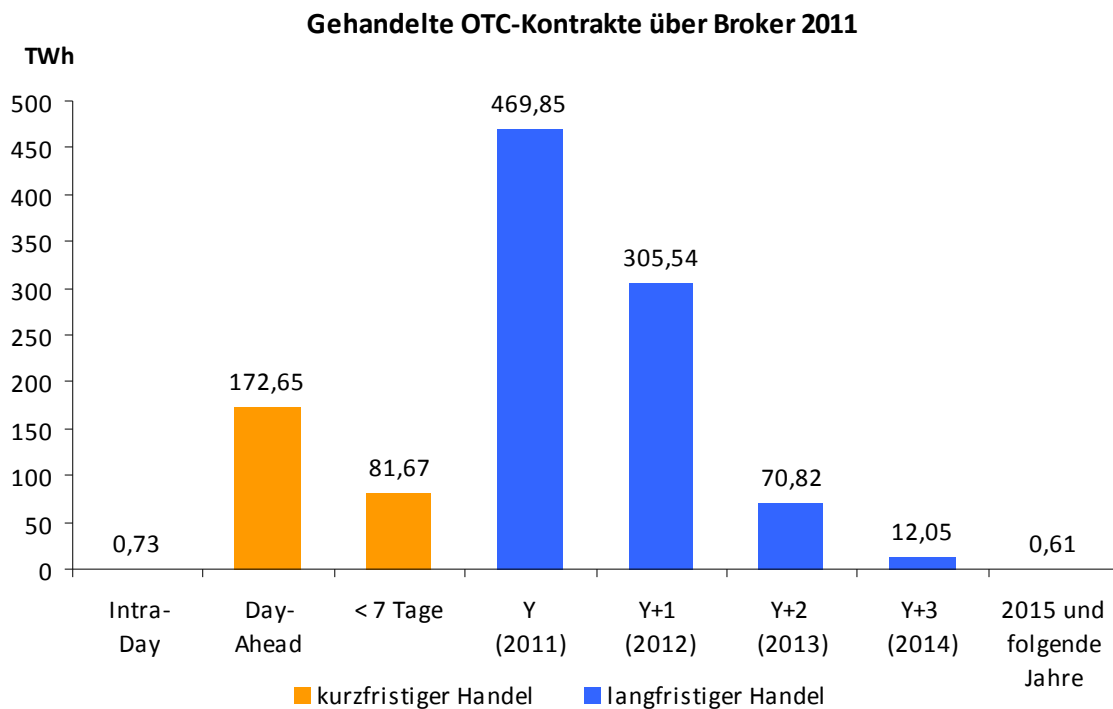


Abbildung 130: Gehandelte OTC-Kontrakte über Broker 2011

Die über Broker abgewickelten Terminmarkt-Handelsmengen übersteigen die des Spotmarktes deutlich, da Terminmarktverträge eine längere Laufzeit aufweisen als Spotmarktverträge und somit auch mit wesentlich größeren Handelsmengen verbunden sind. Die Handelsvolumina auf dem Terminmarkt nehmen ab, je weiter der Lieferzeitraum in der Zukunft liegt. Insgesamt wurden 1114 TWh Erdgas im Jahr 2011 mit Lieferort Deutschland über die befragten Broker gehandelt. Dies entspricht ca. 54 Prozent des OTC-Handelsvolumens an den deutschen virtuellen Handelspunkten. Im Jahr 2010 wickelten die befragten Broker Handelsgeschäfte mit einem Gesamtvolumen von 728 TWh ab (43 Prozent des Handelsvolumens an den deutschen virtuellen Handelspunkten). Zwar kann aufgrund der Tatsache, dass in diesem, wie in den vergangenen Monitoringberichten, keine Vollerhebung unter den im Erdgashandel tätigen Brokern durchgeführt werden konnte, keine genaue Aussage über den Zuwachs des gesamten Brokerhandels getroffen werden. Da über die befragten Broker jedoch ein wesentlicher Teil des europäischen Brokerhandels abgewickelt wird, ist auf Grundlage der vorliegenden Daten davon auszugehen, dass der Kauf und Verkauf von Spot- und Terminmarktprodukten über Brokerplattformen zunehmend an Attraktivität für die Marktteilnehmer gewinnt.

Die Entwicklung des Börsenhandels

An der Leipziger Energiebörse EEX können Handelsteilnehmer anonym Spotmarkt- und Terminmarktverträge für Erdgas handeln. Der Erdgashandel am Spotmarkt der EEX ist seit dem 30. Mai 2011 aufgrund des neu eingeführten 24/7-Handels mittlerweile durchgehend möglich. Bisher waren Spotmarkt-Handelsgeschäfte lediglich in einem Zeitfenster von 8 Uhr bis 18 Uhr

ausführbar. Am Spotmarkt können Marktteilnehmer Erdgasmengen für den aktuellen Tag (Within-Day), ein oder zwei Tage im Voraus oder für das folgende Wochenende handeln. Zeitgleich zum Beginn des 24/7-Handels führte die EEX neben den 10 MW-Kontrakten auch Kontrakte mit einer Mindestgröße von 1 MW (sowie einem Vielfachen davon) ein. Unternehmen können somit auch kleinere Mengen Gas über die Börse beschaffen oder handeln. Schließlich erweiterte die EEX zum selben Zeitpunkt den Spotmarkthandel um das niederländische Marktgebiet TTF (Title Transfer Facility), so dass nunmehr auch L-Gas-Handelsgeschäfte an der EEX abgeschlossen werden können. Die Erhöhung der Attraktivität des börslichen Spotmarkthandels spiegelt sich in den Handelsvolumina des vergangenen Jahres wider, die um ca. zehn Prozent auf 23,1 TWh gestiegen sind.

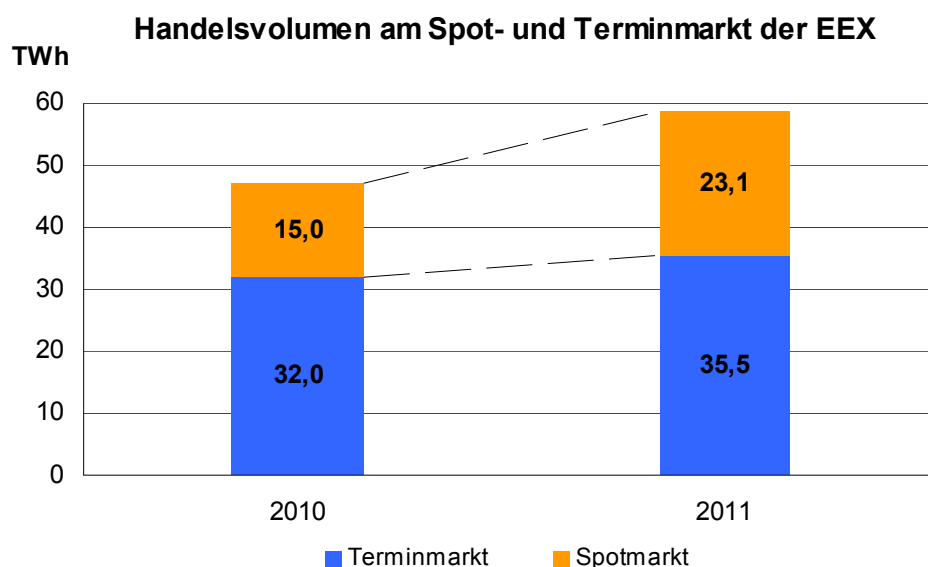


Abbildung 131: Gas-Handelsvolumen am Spot- und Terminmarkt der EEX 2010 / 2011. Terminmarkt: NCG und Gaspool. Spotmarkt: NetConnect Germany, Gaspool und TTF. Quelle Spotmarktdaten: EEX⁷⁷.

Ebenso erhöhten sich die Handelsmengen am Terminmarkt der EEX um rund elf Prozent auf 35,5 TWh. Dieser Zuwachs dürfte zumindest zum Teil auch auf die Einführung eines Anreizmodells zurückzuführen sein, welches die EEX im August 2011 für den Terminmarkthandel einführte. Das Anreizmodell sieht die Auszahlung einer Prämie an die jeweils drei aktivsten Börsenteilnehmer eines Monats vor, die auf Monatsbasis ein Volumen von mehr als ein bzw. zwei TWh handeln. Das Anreizmodell endete Ende September 2012.

Die von der EEX neu gesteckten Rahmenbedingungen für den Handel am Termin- und Spotmarkt und die Entwicklung der börslichen Handelsvolumina sind grundsätzlich als positiv zu bewerten. Mehr als 97 Prozent der gehandelten Erdgasmengen werden jedoch nach wie vor über den außerbörslichen Handel (OTC-Handel) abgewickelt.

⁷⁷ EEX, Pressemitteilung vom 12. Januar 2012: EEX-Jahresrückblick 2011, abrufbar unter www.eex.com.

Handelspreise

Die Tagesreferenzpreise für Erdgas an den virtuellen Handelspunkten Gaspool und NCG sind im Laufe des Jahres 2011 insgesamt nur leicht gestiegen, liegen aber größtenteils über den Werten des Jahres 2010. Sie stellen einen mengengewichteten Preis aller OTC-Handelsgeschäfte innerhalb eines Marktgebietes in 1 MW- und 10 MW-Produkten für Gaslieferung am letzten Handelstag vor der physischen Erfüllung dar.

Im Gegensatz dazu stiegen die Grenzübergangspreise⁷⁸ für Erdgas, welche die in den langfristigen Lieferverträgen vereinbarten Preisbedingungen abbilden, wie bereits in 2010 weiter an. Die Grenzübergangspreise spiegeln den Trend des Ölpreises wider, auf dem die Preisformeln in den Lieferverträgen überwiegend beruhen.

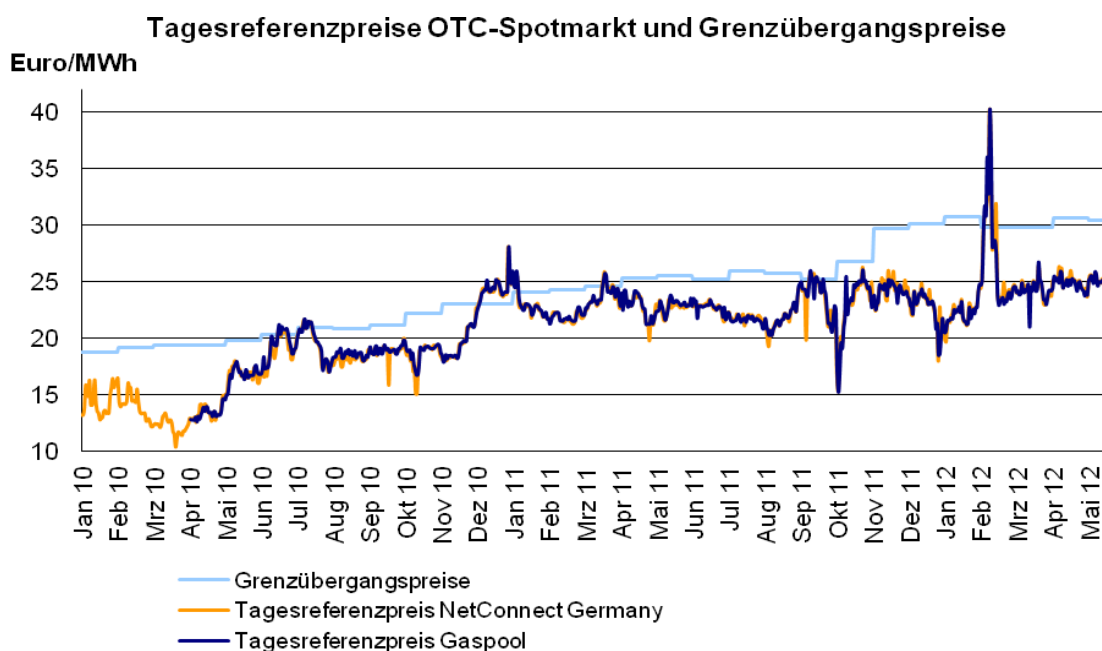


Abbildung 132: Grenzübergangspreise und Tagesreferenzpreise in den Marktgebieten. Quelle: NetConnect Germany, BAFA.

Damit nimmt die Differenz der Spotmarktpreise und Grenzübergangspreise seit November 2011 wieder deutlich zu. Während die Preise für Erdgas aus den langfristigen Lieferverträgen zu Beginn des Jahres 2011 und die Spotmarktpreise für Erdgas annähernd gleich waren, zahlten Unternehmen im vierten Quartal 2011 bis zu 68 Prozent mehr, wenn sie sich über langfristige Lieferverträge und nicht über den Spotmarkt eingedeckt hatten.

Unmittelbare Auswirkungen auf die Tagesreferenzpreise hatte die Versorgungssituation mit Erdgas im Februar 2012. Die niedrigen Temperaturen und der damit verbundene Anstieg im Erdgasverbrauch sowie die reduzierten Einspeisungen in die deutschen Erdgasnetze am

⁷⁸ Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) errechnet den statistischen Durchschnittswert der deutschen Erdgasimporte von Gashandelsgesellschaften. Nicht enthalten ist die deutsche Erdgassteuer.

Grenzübergangspunkt Waidhaus führten in beiden Marktgebieten zu einem Anstieg des Tagesreferenzpreises von rund 24 Euro/MWh zum Ende des Monats Januar bis auf 40 Euro/MWh am 08. Februar 2012.

Einzelhandel

Marktabdeckung

Die Zahl der Rückmeldungen im Rahmen des Monitoring 2012 liegt weiterhin auf einem hohen Niveau. In allen Marktbereichen wurde die hohe Marktabdeckung beibehalten, 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.

Fernleitungsnetzbetreiber

Alle 14 Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben sich bei der Datenerhebung 2012 beteiligt. Die Marktabdeckung liegt in diesem Bereich somit bei 100 Prozent.

Verteilernetzbetreiber

Die Zahl der teilnehmenden Verteilernetzbetreiber (VNB) hat sich gegenüber der Datenerhebung 2011 nicht wesentlich verändert. So sind bei der Datenerhebung 2012 insgesamt 629 Rückmeldungen eingegangen. Darüber hinaus ist mit weiteren Befragungen der Unternehmen sowie anhand statistischer Methoden die Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher auch durch diejenigen Unternehmen ermittelt worden, die nicht an der Monitoringabfrage 2012 teilgenommen hatten. Unter Berücksichtigung dieser gesamten Informationen konnte für die Ausspeisung von Gas an Letztverbraucher in Deutschland eine Marktabdeckung von über 95 Prozent erzielt werden.

Großhändler und Lieferanten

Auch die Zahl der bei der Datenerhebung 2012 eingegangenen Rückmeldungen der Großhändler und Lieferanten hat sich auf einem hohen Niveau gehalten. Hier ist ein Eingang von 726 Rückmeldungen zu verzeichnen. Gemessen an der gesamten Gasausspeisemenge an Letztverbraucher ist damit eine Marktabdeckung von knapp 84 Prozent erzielt worden.

Importeure und Exporteure

Im Rahmen der Datenerhebung 2012 sind Rückmeldungen von 41 Gasimport- und -exporteuren eingegangen. Damit wurde auch in diesem Bereich eine nahezu vollständige Marktabdeckung erreicht.

Speicherbetreiber

Mit 24 Rückmeldungen konnte die Marktabdeckung gegenüber dem Vorjahr 2011 auch hier auf einem hohen Niveau gehalten werden. Die Marktabdeckung beträgt in diesem Bereich über 95 Prozent.

Marktöffnung und Wettbewerb

Abgabemengen der Gaslieferanten

Die im Jahr 2011 durch die Gaslieferanten abgegebene Gasmenge an Letztverbraucher beträgt 780,66 TWh. Im Vergleich zu 2010 wurden damit knapp 15 Prozent weniger Gas an Letztverbraucher abgegeben. Insbesondere bei den privaten Haushalten war der Rückgang des Verbrauchs besonders deutlich, was zum großen Teil wohl auch mit der verhältnismäßig warmen Witterung in den Perioden Januar/Februar sowie November/Dezember des Jahres 2011 begründet werden kann.

Gemessen an der Ausspeisemenge der FNB und VNB Gas mit 934,61 TWh im Berichtsjahr 2011 in Deutschland, liegt die ermittelte Marktabdeckung der Datenerhebung im Bereich der Großhändler und Lieferanten Gas bei knapp 84 Prozent. Zum Stichtag 31. Dezember 2011 belieferten die Gaslieferanten in Deutschland etwa 13 Mio. Letztverbraucher. Dabei gehörten etwa 10,7 Mio. Letztverbraucher zur Gruppe der Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG.

Die nachfolgende Tabelle beinhaltet die bei der Datenerhebung 2012 erfassten Abgabemengen der Gaslieferanten in den Jahren 2010 sowie 2011, aufgeteilt nach den einzelnen Abnahmekategorien. Da die erfasste Abgabemenge der Gaslieferanten nur knapp 84 Prozent des Marktes umfasst, wurden die Abgabemengen in den Teilkategorien auf die gesamte deutsche Gasausspeisemenge in Höhe von 934,61 TWh, welche von den FNB und VNB Gas angegeben wurden, hochgerechnet. Bei der marktgebietsscharfen Betrachtung der Gasabgabemenge der Gaslieferanten entfällt auf das Marktgebiet NCG eine Gasabgabe von 413,36 TWh. Auf das Marktgebiet Gaspool entfällt eine Gasabgabe von 351,29 TWh⁷⁹. Bezogen auf die belieferten Letztverbraucher entfallen 7,49 Mio. Letztverbraucher auf das Marktgebiet NCG sowie 5,24 Mio. Letztverbraucher auf das Marktgebiet Gaspool.

⁷⁹ Die Summe der Gasabgabe an Letztverbraucher über die Marktgebiete ist kleiner als die gesamte Gasabgabe an Letztverbraucher, da einige Gaslieferanten keine Aufteilung der Gasabgabemenge über die Marktgebiete vorgenommen haben. Dies gilt auch für die folgende Anzahl der Letztverbraucher.

Kategorie	2010		2011		
	Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	Abgabemengen in TWh	Anteil an Gesamtsumme in Prozent	hochgerechnete Abgabemenge in TWh (inländ. Gasverbrauch von 934,61 TWh entspricht 100 %)
≤ 300 MWh/Jahr	328,53	36,04	277,08	35,71	333,77
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	199,85	21,93	183,66	23,67	221,24
> 100.000 MWh/Jahr	224,27	24,61	207,53	26,75	249,99
Gaskraftwerke	158,82	17,42	107,59	13,87	129,60
Gesamt	911,47	100	780,66	100	934,61

Tabelle 41: Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2010 und 2011 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas⁸⁰

Das Bundeskartellamt unterscheidet bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Erdgas in ständiger Entscheidungspraxis grundsätzlich zwischen einem Markt für die Belieferung von SLP-Kunden und einem Markt für die Belieferung von RLM-Kunden mit Erdgas.

SLP-Kunden sind Letztverbraucher, deren Erdgasverbrauch mangels registrierender Leistungsmessung auf Basis eines Standardlastprofils abgerechnet wird. Der Erdgasverbrauch von RLM-Kunden hingegen wird anhand einer registrierenden Leistungsmessung erfasst. Auf die Belieferung von SLP-Kunden entfielen insgesamt 321,23 TWh, auf die Belieferung von RLM-Kunden 437,92 TWh. Die befragten Lieferunternehmen gaben an, insgesamt 12,7 Mio. SLP-Kunden und 65.300 RLM-Kunden in Deutschland zu beliefern.⁸¹

Ausspeisemengen der Gasnetzbetreiber

Die erfasste Ausspeisemenge der Gasnetzbetreiber in Deutschland im Jahr 2011 lag bei 934,61 TWh. Insbesondere bei den privaten Haushalten und dem Kleingewerbe ist ein deutlicher Rückgang der ausgespeisten Gasmenge zu verzeichnen. Bei der marktgebietsscharfen Betrachtung der Ausspeisemengen entfallen auf das Marktgebiet NCG 502,17 TWh und auf das Marktgebiet Gaspool 397,96 TWh⁸². Insgesamt wurden von den Gasnetzbetreibern 13,42 Mio. Zählpunkte zum Stichtag 31. Dezember 2011 registriert. Dabei gehörten etwa 11,89 Mio. Zählpunkte zur Gruppe der Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG. Bezogen auf die belieferten Letztverbraucher entfallen 7,7 Mio. Zählpunkte auf das Marktgebiet NCG sowie 5,47 Mio. Zählpunkte auf das Marktgebiet Gaspool.

⁸⁰ Die Summe der Gasabgabe über die einzelnen Kategorien ist kleiner als die gesamte Gasabgabe, da einige Gaslieferanten keine Angaben zu den Einzelkategorien gemacht haben.

⁸¹ Die Summe der Gasabgabe an RLM- und SLP-Kunden ist kleiner als die gesamte Gasabgabe an Letztverbraucher, da einige Gaslieferanten keine Aufteilung der Gasabgabemenge auf die Letztverbrauchergruppen vorgenommen haben. Dies gilt auch für die Anzahl der Letztverbraucher.

⁸² Die Summe der Gasausspeisemenge an Letztverbraucher über die Marktgebiete ist kleiner als die gesamte Gasausspeisemenge an Letztverbraucher, da einige Gasverteilernetzbetreiber keine Aufteilung der Gasausspeisemenge über die Marktgebiete vorgenommen haben. Dies gilt auch für die Anzahl der Zählpunkte.

Kategorie	2010		2011	
	Ausspeisemengen FNB und VNB Gas in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent	Ausspeisemengen FNB und VNB Gas in TWh	Anteil an der Gesamtsumme in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	354,52	34,94	312,44	33,45
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	224,59	22,14	192,99	20,66
> 100.000 MWh/Jahr	284,97	28,09	304,85	32,64
Gaskraftwerke	150,42	14,83	123,80	13,25
Gesamt	1014,49	100	934,61	100

Tabelle 42: Ausspeisemengen Gas in 2010 und 2011 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas⁸³

Kategorie	2011		
	Anzahl Zählpunkte VNB Gas	Anzahl Zählpunkte FNB	Anzahl Zählpunkte VNB Gas und FNB
≤ 300 MWh/Jahr	13.166.818	77	13.166.895
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	127.722	339	128.061
> 100.000 MWh/Jahr	814	208	1.022
Gaskraftwerke	776	26	802
Gesamt	13.418.859	650	13.419.509

Tabelle 43: Anzahl der Zählpunkte Gas in 2011 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas⁸⁴

⁸³ Die Summe der Gasabgabe über die einzelnen Kategorien ist kleiner als die gesamte Gasabgabe, da einige Gasnetzbetreiber keine Angaben zu Einzelkategorien gemacht haben.

⁸⁴ Die Summe der Zählpunkte Gas über die einzelnen Kategorien ist kleiner als die gesamte Summe der Zählpunkte Gas, da einige Gasnetzbetreiber keine Angaben zu den Einzelkategorien gemacht haben.

Grundversorgung

Die Gaslieferanten wurden bei der Datenerhebung zum Monitoring 2012 gefragt, welche Gasmengen sie innerhalb bzw. außerhalb der Grundversorgung an Letztverbraucher liefern. Dabei beschreibt die nachfolgende Tabelle 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 211,01 TWh im Jahr 2011, davon wurden 58,71 TWh im Rahmen der Grundversorgung abgegeben.

Der Anteil der Grundversorgung an der Gesamtversorgung erhöhte sich leicht von 24,92 Prozent auf 27,82 Prozent, da die Gasabgabemenge außerhalb der Grundversorgung im Berichtsjahr stärker gesunken ist als die Gasabgabemenge in der Grundversorgung. In der Kategorie der „weiteren Letztverbraucher“, welche alle Letztverbraucher enthält, die nicht Haushaltskunden sind, ist eine Gasabgabemenge in Höhe von 549,18 TWh zu verzeichnen. Dabei entfallen 12,79 TWh auf die Grundversorgung, was zu einer Grundversorgungsquote von 2,33 Prozent führt.

Bei der Gesamtbetrachtung und einer erfassten Gasabgabemenge von 760,19 TWh sowie einem Anteil von 71,50 TWh, welcher auf die Grundversorgung entfällt, ergibt sich eine gesamte Grundversorgungsquote von 9,41 Prozent. Insgesamt bleiben die Anteile der Grundversorgung gegenüber den Vorjahren konstant.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei einer marktgebietsscharfen Betrachtung. Im Marktgebiet NCG wurden an Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG in 2011 123,74 TWh (davon 27,4 Prozent in der Grundversorgung) und im Marktgebiet Gaspool 83,67 TWh (davon 28,0 Prozent in der Grundversorgung) abgegeben.⁸⁵

An SLP-Kunden setzten die Erdgaslieferanten insgesamt 321,24 TWh Erdgas ab, davon entfielen 21,7 Prozent auf die Gasabgabe im Rahmen der Grundversorgung. An RLM-Kunden wurden 437,92 TWh bei einer Grundversorgungsquote von weniger als ein Prozent abgegeben.⁸⁶

⁸⁵ Die Summe der Gasauspeisemenge an Haushaltskunden über die Marktgebiete ist kleiner als die gesamte Gasauspeisemenge an Letztverbraucher, da einige Gasverteilernetzbetreiber keine Aufteilung der Gasauspeisemenge über die Marktgebiete vorgenommen haben.

⁸⁶ Die Summe der Gasabgabe an RLM- und SLP-Kunden ist kleiner als die gesamte Gasabgabe an Letztverbraucher, da einige Gaslieferanten keine Aufteilung der Gasabgabemenge auf die Letztverbrauchergruppen vorgenommen haben.

Kategorie	Berichtsjahr	Abgabemenge in TWh	Abgabemenge Grundversorgung in TWh	Anteil 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
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
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

Tabelle 44: Abgabemengen der Lieferanten in der Grundversorgung je nach Kundenkategorie 2007 bis 2011⁸⁷

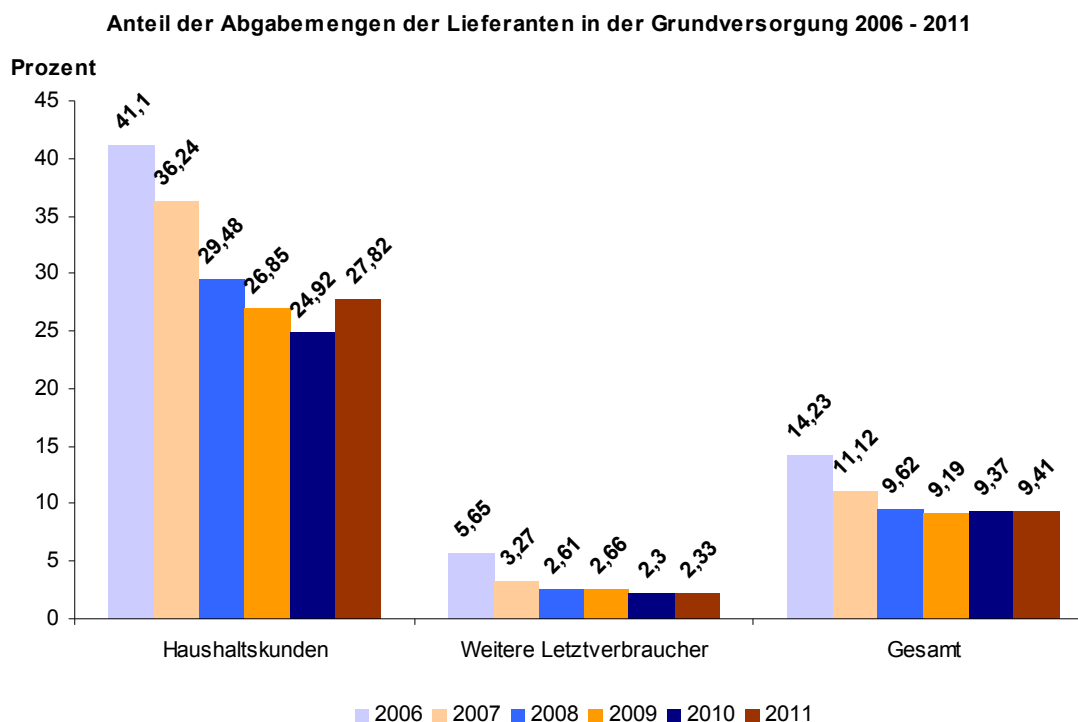


Abbildung 133: Anteil der Abgabemengen der Lieferanten in der Grundversorgung 2006 - 2011 nach Kundenkategorie

Von der an sämtliche Letztverbraucher gelieferten Gasmenge wurden 7,72 Prozent an Haushalte in der Grundversorgung abgegeben. 1,68 Prozent der an Letztverbraucher abgegebenen

⁸⁷ Die abweichende gesamte Gasabgabemenge in Höhe von 760,19 TWh ist begründet durch unvollständige Angaben der Gaslieferanten auf die Frage zur Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und sollte nur in diesem Zusammenhang und in dieser Betrachtung verwendet werden. Insgesamt wurde für das Berichtsjahr 2011 eine Gasabgabemenge in Höhe von 780,66 TWh erfasst. Siehe dazu die Tabelle „Gasabgabemengen an Letztverbraucher 2010 und 2011 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas“.

Gasmenge wurden an Letztverbraucher, die keine Haushalte i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG sind, in der Grundversorgung geliefert. Die restlichen 90,59 Prozent der an Letztverbraucher abgegebenen Gasmenge setzten die Erdgaslieferanten außerhalb der Grundversorgung ab.



Abbildung 134: Belieferung von Letztverbrauchern in der Grundversorgung in TWh in 2011 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 31,69 Prozent entspricht, werden zu den Konditionen der Grundversorgung beliefert. Davon entfallen auf das Marktgebiet NCG rund 2,4 Mio. Haushaltskunden und auf das Marktgebiet Gaspool rund 1,7 Mio. Haushaltskunden.

Deutschlandweit ist im Vergleich zum Jahr 2010 ein Rückgang der im Rahmen der Grundversorgung belieferten Haushaltskunden um etwa neun Prozent zu verzeichnen.

Etwa 6,5 Mio. Haushaltskunden werden zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung beliefert, was einer Quote von 50,32 Prozent entspricht. Im Marktgebiet NCG beziehen rund 3,3 Mio. Haushaltskunden, im Marktgebiet rund 2,2 Mio. Haushaltskunden ihr Erdgas außerhalb der Grundversorgung. Deutschlandweit ist hier im Vergleich zum Jahr 2010 ein Zuwachs von ca. acht Prozent zu verzeichnen.

Aufgrund der unvollständigen Unternehmensangaben ist die Betrachtung zwar nicht belastbar, es lässt sich aber ein Trend erkennen, nämlich eine Wanderung der privaten Haushaltskunden aus dem Grundversorgungsbereich in den Bereich außerhalb der Grundversorgung in

Höhe von ca. acht bis neun Prozent der belieferten Haushaltskunden. Bei den weiteren Letztverbrauchern werden etwa 0,6 Mio. Letztverbraucher zu Konditionen der Grundversorgung beliefert, was einer Quote von 4,69 Prozent entspricht. Weitere 1,7 Mio. Letztverbraucher werden zu Konditionen außerhalb der Grundversorgung beliefert, was einer Quote von 13,3 Prozent entspricht. Ein plausibler Vergleich mit Vorjahreswerten ist an dieser Stelle nicht möglich, da im Berichtsjahr 2011 eine deutlich höhere Marktabdeckung der Abfrage gegenüber dem Vorjahr erreicht werden konnte. Wie im Jahr 2010 auch setzt sich jedoch der Trend zu einer Belieferung außerhalb der Grundversorgung in allen Kundenbereichen fort.

Anzahl der belieferten Letztverbraucher in und außerhalb der Grundversorgung in 2011

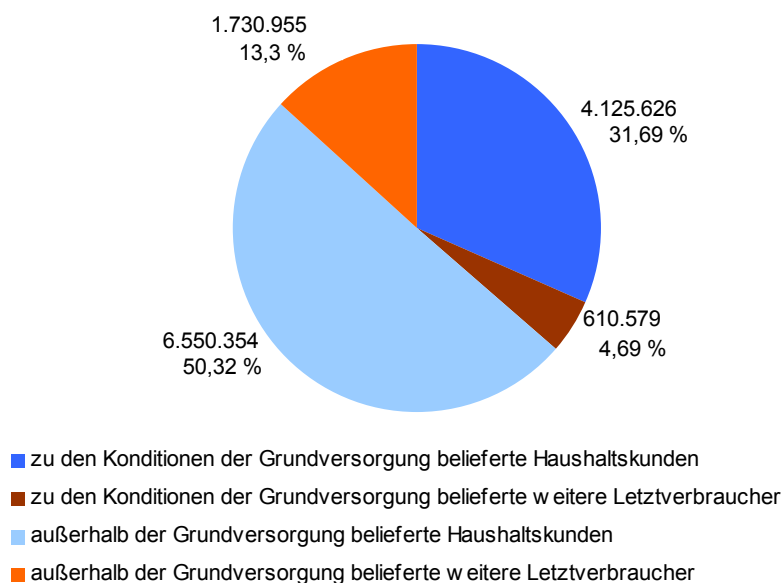


Abbildung 135: Anzahl der belieferten Letztverbraucher in- und außerhalb der Grundversorgung in 2011

Unterbrechungsandrohungen und Unterbrechungen, Tarife und Kündigungen

Mit der EnWG-Novelle im Jahr 2011 (§ 35 Abs. 1 Nr. 10 EnWG) wurden die Monitoringkompetenzen der Bundesnetzagentur unter anderem um den Punkt Versorgungsunterbrechung bei Haushaltskunden erweitert. Im Berichtsjahr 2011 hat die Bundesnetzagentur nun erstmals Erhebungen zu angebotenen Tarifen durchgeführt und Netzbetreiber sowie Lieferanten 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 notwendig. Auch für den Bereich der Gasversorgung lagen bisher keine flächendeckenden Zahlen zu Versorgungsunterbrechungen vor. Da diese Daten erstmalig abgefragt wurden, waren einige Unternehmen nicht in der Lage, exakte Zahlen zu liefern,

übermittelten aber Schätzwerte. Somit ergibt sich aus den übermittelten Daten ein verwertbares Abbild.

Gasnetzbetreiber wurden gefragt, bei wie vielen Zählpunkten sie im Kalenderjahr 2011 im Auftrag eines Lieferanten die Versorgung unterbrochen bzw. wiederhergestellt haben. Von insgesamt 375 Netzbetreibern wurden 33.595 Versorgungsunterbrechungen gemeldet.

Für eine Unterbrechung haben die Gasnetzbetreiber den Lieferanten durchschnittlich 36 Euro in Rechnung gestellt, wobei die tatsächlich berechneten Kosten zwischen 0 € und 386,20 Euro lagen.

Gleichzeitig wurden Lieferanten und Großhändler befragt, wie häufig sie im Kalenderjahr 2011 eine Unterbrechung der Versorgung aufgrund der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung angedroht oder beim zuständigen Netzbetreiber beauftragt haben. Die Unternehmen gaben an insgesamt ca. 1,23 Mio. Versorgungsunterbrechungen angedroht zu haben. Obwohl die GasGVV keinen Mindestrückstand von 100 Euro als Bedingung für die Sperrung vorschreibt, wurde im Durchschnitt erst bei einem Rückstand von 111 Euro eine Sperrung angedroht. Lediglich ca. 283.000 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 44 Euro, wobei die tatsächlich berechneten Kosten zwischen 0 Euro und 220 Euro lagen.

	Anzahl
von Lieferanten versandte Unterbrechungsandrohungen	1.227.998
von Lieferanten beauftragte Unterbrechungen	283.071
von Netzbetreibern durchgeführte Unterbrechungen	33.595

Tabelle 45: Unterbrechungen/Unterbrechungsandrohungen

Androhung, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Versorgung

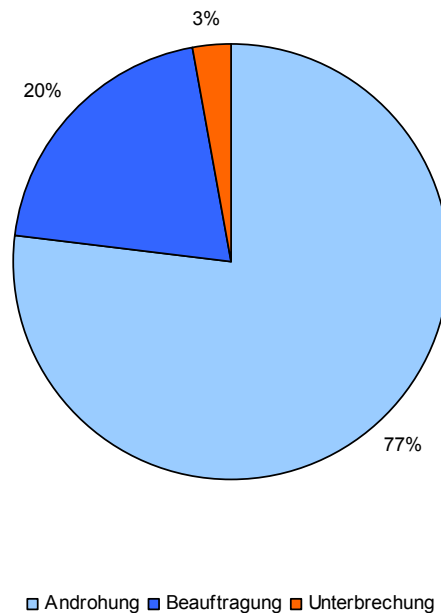


Abbildung 136: Androhung, Beauftragung des Netzbetreibers und Unterbrechung der Versorgung

Tarife und Kündigungen

Nach § 40 Abs. 3 EnWG sind Lieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Die Nachfrage der Letztverbraucher nach derartigen Abrechnungen ist jedoch wie auch im Bereich Strom verschwindend gering. Die überwiegende Mehrheit der Lieferanten verzeichnet gar keine Nachfragen. Auch in der Gasversorgung trennen sich nur wenige Lieferanten von ihren Kunden. Im Jahr 2011 wurden durch Lieferanten ca. 20.000 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.

Anbieterzahl

Ein weiterer Indikator für einen funktionierenden Wettbewerb der Gaslieferanten untereinander und damit gleichbedeutend mit einer größeren Auswahlvielfalt für den Gaskunden ist die Anzahl der pro Netzgebiet zur Verfügung stehenden Gaslieferanten. Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2012 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 seit 2006 stets positiv entwickelt. Schon in über 70 Prozent der Netzgebiete beliefern

31 oder mehr Gaslieferanten Letztverbraucher. 2010 traf dies nur für rund 38% der Netze zu. Mittlerweile stehen in über 31 Prozent der Netze sogar mehr als 50 Gaslieferanten zur Verfügung. Nur noch in weniger als einem Prozent der Netzgebiete beliefern fünf oder weniger Energieversorger Letztverbraucher. Im Jahr 2008 war dies noch der am häufigsten anzutreffende Fall.

Bei der marktgebietscharfen Betrachtung der aktiven Gaslieferanten in den Netzgebieten stellt sich das Ergebnis ähnlich dar. In beiden Marktgebieten beliefern in deutlich mehr als der Hälfte der Netzgebiete 31 oder mehr Lieferanten Letztverbraucher.

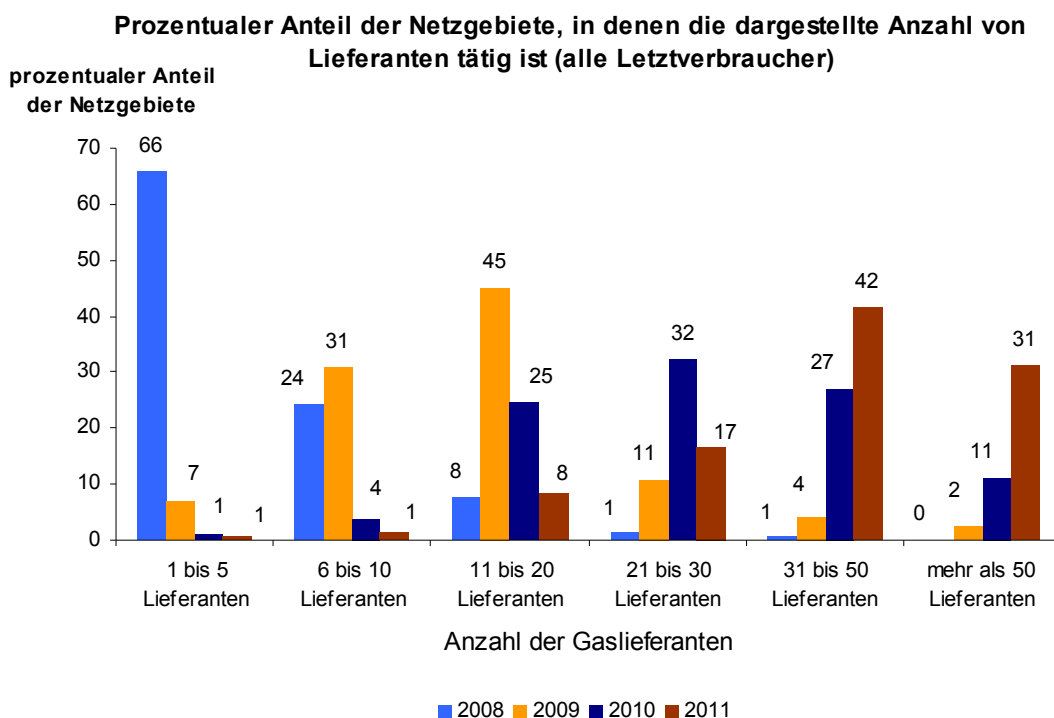


Abbildung 137: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (alle Letztverbraucher) gemäß Abfrage VNB 2008 - 2011

Bei einer gesonderten Betrachtung der Kundenkategorie Haushaltskunden ähnelt das Bild der oben aufgeführten Darstellung. In der Mehrzahl der Netzgebiete werden Haushaltskunden von mindestens 31 verschiedenen Gaslieferanten versorgt.

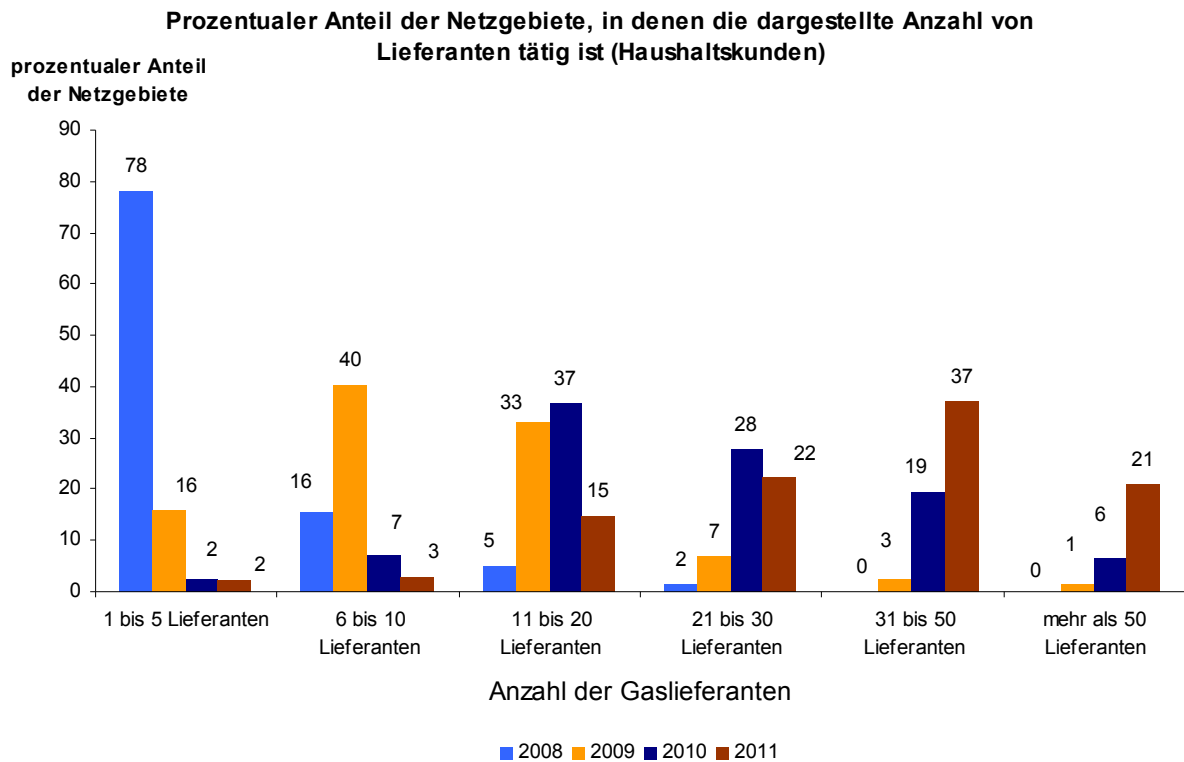


Abbildung 138: Prozentualer Anteil der Netzgebiete, in denen die dargestellte Anzahl von Lieferanten tätig ist (Haushaltskunden) gemäß Abfrage VNB Gas 2008 - 2011

Im Monitoring 2012 wurden ebenfalls die Gaslieferanten aufgefordert, die Anzahl der Netzgebiete anzugeben, in denen sie tätig sind und in denen sie mindestens einen Letztverbraucher beliefern.

Knapp über 33 Prozent der in Deutschland tätigen Lieferanten setzten in nur einem Netzgebiet Erdgas ab, während fast zwei Drittel der Lieferanten in zwei Netzgebieten oder mehr Letztverbraucher mit Erdgas versorgten. Erfreulich ist, dass immer mehr Gaslieferanten in mehreren Netzgebieten Gaskunden beliefern.

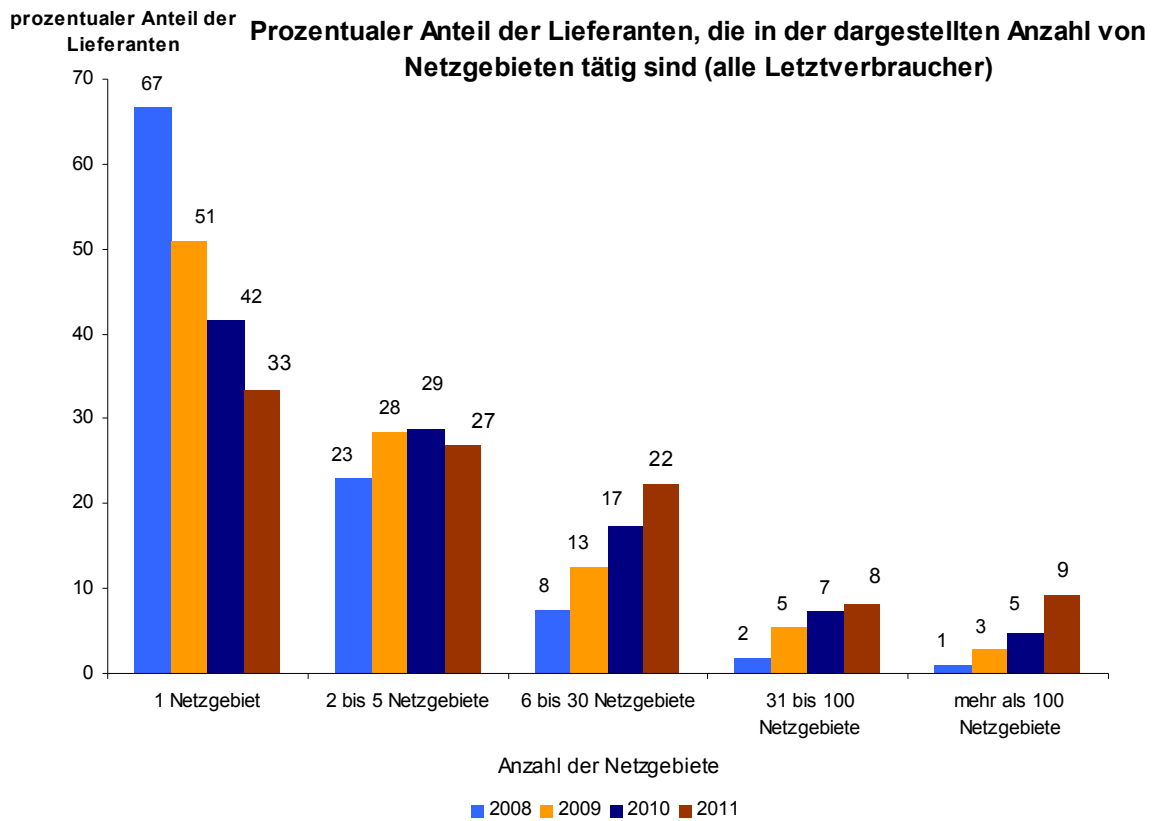


Abbildung 139: Prozentualer Anteil der Gaslieferanten, die in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten tätig sind (alle Letztverbraucher) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas 2008 - 2011

Bei der Betrachtung der Kundenkategorie Haushaltskunden ähnelt das Bild wieder der oben aufgeführten Abbildung. Auch in diesem Kundensegment sind die Gaslieferanten in immer mehr Netzgebieten gleichzeitig tätig.

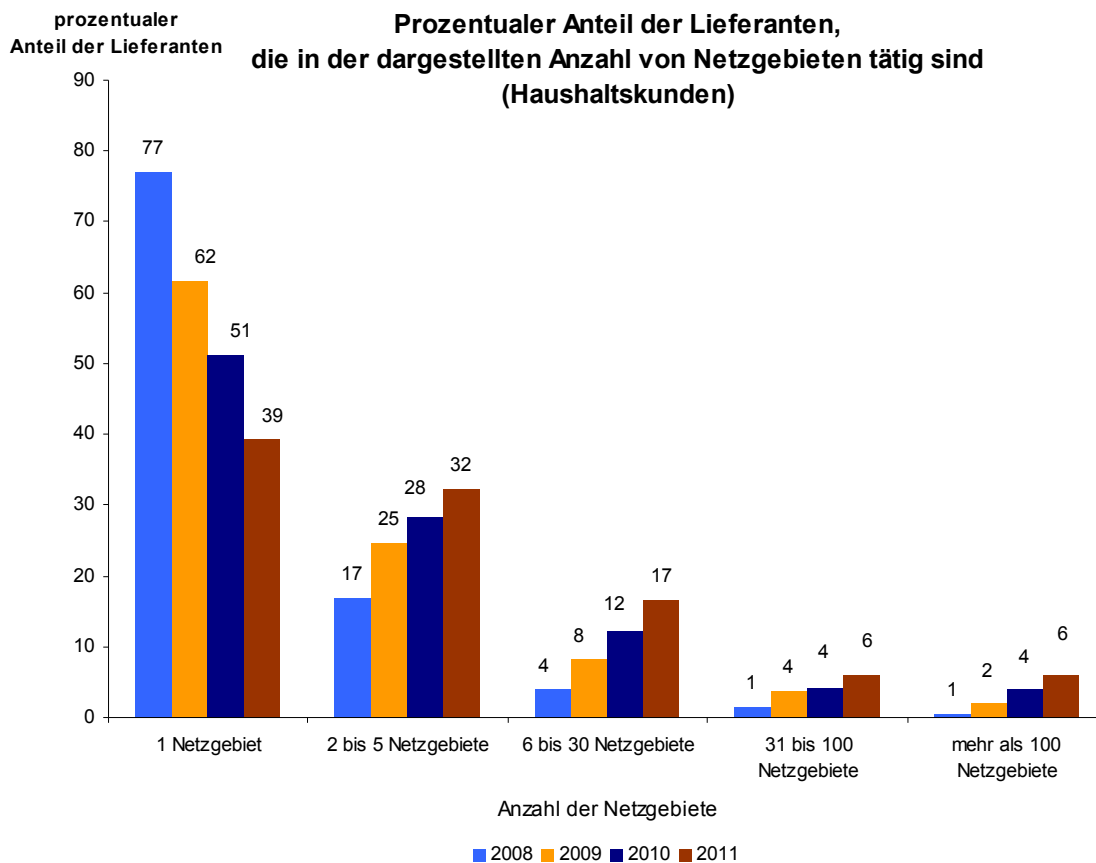


Abbildung 140: Prozentualer Anteil der Gaslieferanten, die in der dargestellten Anzahl von Netzgebieten tätig sind (Haushaltskunden) gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas 2008 - 2011

Vertragsstruktur und Lieferantenwechsel

Bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Gas sind drei Belieferungsmöglichkeiten 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 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 Monitoring 2012 mitgeteilte Gaslieferantenwechsellmenge beträgt im Berichtsjahr 2011 107,86 TWh. Davon entfallen 50,5 TWh auf das Marktgebiet NCG und 56,7 TWh auf das Marktgebiet Gaspool.⁸⁸

Bedingt durch das starke Sinken der ausgespeisten Gasmenge liegt das gesamte absolute Lieferantenwechselvolumen leicht unter dem Vorjahresniveau. Legt man jedoch die erfasste Gasausspeisemenge von 934,61 TWh zugrunde, ergibt sich eine relative Lieferantenwechselquote von 11,54 Prozent im Berichtsjahr 2011. Damit setzt sich die positive Entwicklung der Lieferantenwechselzahlen weiter fort und korrespondiert mit der bereits erwähnten gestiegenen Anzahl an Gaslieferanten in den einzelnen Netzgebieten. Die größere Vielfalt der Gaslieferanten in den jeweiligen Netzgebieten führt unter anderem auch dazu, dass die Gaskunden immer öfter aktiv ihren Gaslieferanten wechseln.

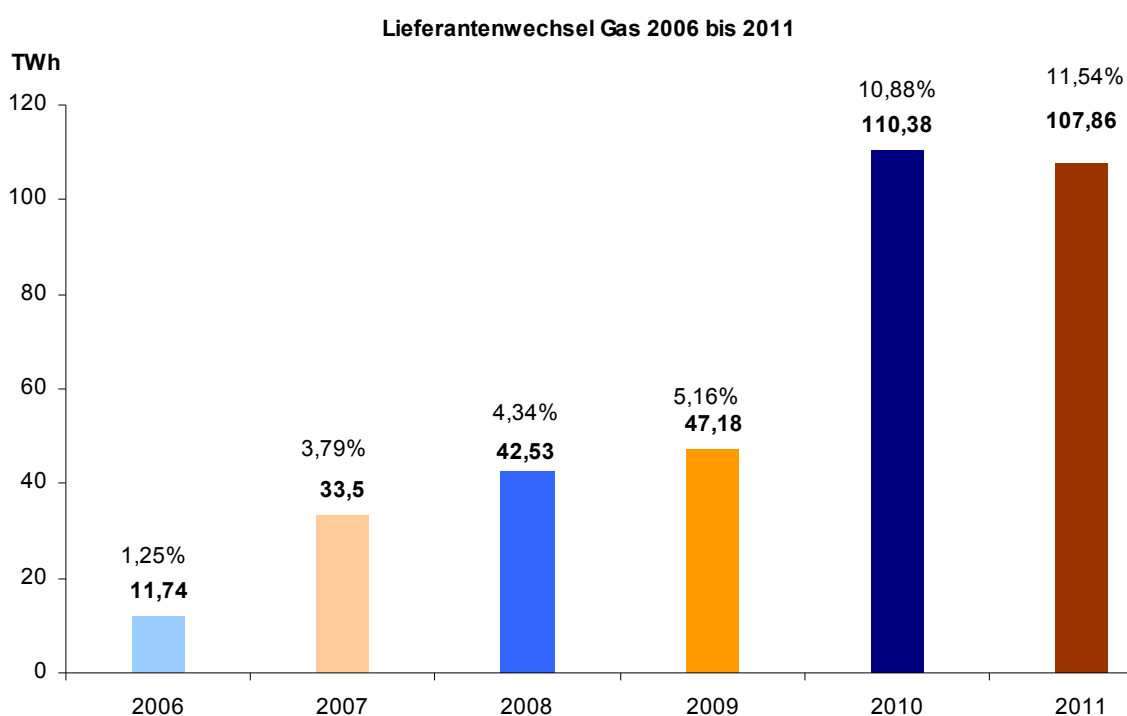


Abbildung 141: Entwicklung der Lieferantenwechsellmenge in TWh sowie der Lieferantenwechselquote (2006 -2011), gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Obwohl das Lieferantenwechselvolumen im Berichtsjahr etwas niedriger ist als das Volumen im Jahr 2010, sieht man bei der Betrachtung der einzelnen Segmente der Letztverbraucher weiterhin einen positiven Trend. Obwohl in der kleinsten Kategorie „≤ 300 MWh/Jahr“ die Gasausspeisemenge massiv zurückgegangen ist, stieg das Lieferantenwechselvolumen in diesem Bereich um über sechs TWh. Nur in der Kategorie „> 100.000 MWh/Jahr“ ist ein deutlicher Rückgang des Lieferantenwechselvolumens im Berichtsjahr 2011 sichtbar, welcher auch die Gesamtbetrachtung beeinflusst. Die hohen Schwankungen des Lieferantenwechselvolu-

⁸⁸ Die Summe der Lieferantenwechsellmengen über die Marktgebiete ist kleiner als das gesamte Lieferantenwechselvolumen, da einige Gasverteilernetzbetreiber keine Aufteilung der Wechselvolumina über die Marktgebiete vorgenommen haben.

mens in der Kategorie „> 100.000 MWh/Jahr“ dürften jedoch vor allem darauf zurückzuführen sein, dass Industriekunden mit einem hohen Erdgasbedarf langfristige Verträge abschließen, somit seltener wechseln und die Verträge in der Regel mit hohen Liefervolumina verbunden sind.

Kategorie	2010 Lieferantenwechsel FNB+VNB in TWh	2011 Lieferantenwechsel FNB+VNB in TWh	Veränderung 2010 zu 2011 in TWh (+/-)
≤ 300 MWh/Jahr	25,19	31,56	6,37
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	25,50	26,95	1,45
> 100.000 MWh/Jahr	45,60	33,82	-11,78
Gaskraftwerke	14,09	15,80	1,71
Gesamt	110,38	107,86	-2,52

Tabelle 46: Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2010 und 2011 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Kategorie	2010 Lieferantenwechsel FNB + VNB in TWh	Anteil an Ausspeisemenge in der Kategorie in Prozent	2011 Lieferantenwechsel FNB + VNB in TWh	Anteil an Ausspeisemenge in der Kategorie in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	25,19	7,11	31,56	10,10
> 300 MWh/Jahr ≤ 10.000 MWh/Jahr	25,50	11,35	26,95	13,96
> 100.000 MWh/Jahr	45,60	16	33,82	11,09
Gaskraftwerke	14,09	9,37	15,80	12,76
Gesamt	110,38	10,88	107,86	11,54

Tabelle 47: Anteil Gesamter Lieferantenwechsel Letztverbraucher Gas in 2010 und 2011 nach Kategorien der Letztverbraucher an der Gesamtausspeisemenge Gas gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Im Berichtsjahr 2011 wurden von den Netzbetreibern insgesamt 1.272.648 Lieferantenwechselfälle gemeldet, die sich in etwa zu gleichen Teilen auf die Marktgebiete NCG und Gaspool verteilen. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Lieferantenwechselfälle damit insgesamt um rund 40 Prozent bzw. 370.450 Lieferantenwechselfälle gestiegen. Fast der komplette Zuwachs an Lieferantenwechselfällen entfällt auf die Kundenkategorie „≤ 300 MWh/Jahr“. Stellt man die gewechselte Gasmenge von 31,56 TWh ins Verhältnis zu den 1.255.268 Wechselfällen, ergibt sich ein durchschnittliches Wechselvolumen pro Letztverbraucher in der Kategorie Hauskunden und Kleingewerbe (≤ 300 MWh/Jahr) von etwa 25.000 kWh. Damit liegt die durchschnittliche Wechselmenge über dem Durchschnittsverbrauch von 20.000 kWh.

Insgesamt liegt die auf die Anzahl der Letztverbraucher bezogene Lieferantenwechselquote in Höhe von 9,45 Prozent unter der errechneten mengenbezogenen Lieferantenwechselquote in Höhe von 11,54 Prozent.

Kategorie	2011 Anzahl Letzt- verbraucher VNB + FNB	2011 Anzahl Lieferan- tenwechsel VNB + FNB	2011 Anteil der Lieferan- tenwechsel an der Anzahl Letztverbrau- cher in Prozent
≤ 300 MWh/Jahr	13.166.895	1.255.268	9,53
> 300 MWh/Jahr ≤ 100.000 MWh/Jahr	128.061	15.526	12,12
> 100.000 MWh/Jahr	1.022	163	15,95
Gaskraftwerke	802	29	3,62
Gesamt	13.503.145	1.275.648	9,45

Tabelle 48: Anzahl der Letztverbraucher sowie Anzahl der Lieferantenwechsel in 2011 nach Kategorien der Letztverbraucher gemäß Abfrage FNB und VNB Gas

Bei der gesonderten Betrachtung der Haushaltskunden i.S.d. § 3 Nr. 22 EnWG verfestigt sich das positive Gesamtbild. Insgesamt wechselten 939.743 Haushaltskunden im Berichtsjahr 2011 ihren Gaslieferanten. Das sind knapp 220.000 Haushaltskunden mehr als im Jahr 2010, was einer Steigerung von über 20 Prozent entspricht. Insgesamt 152.091 Haushaltskunden haben im Jahr 2011 direkt bei Einzug einen anderen Lieferanten als den Grundversorger gewählt und nicht dem Grundversorger den Vorzug gegeben. Damit nutzen immer mehr preis-sensible Haushaltskunden die Chance eines Umzugs um direkt einen neuen Lieferanten am neuen Wohnort zu wählen.

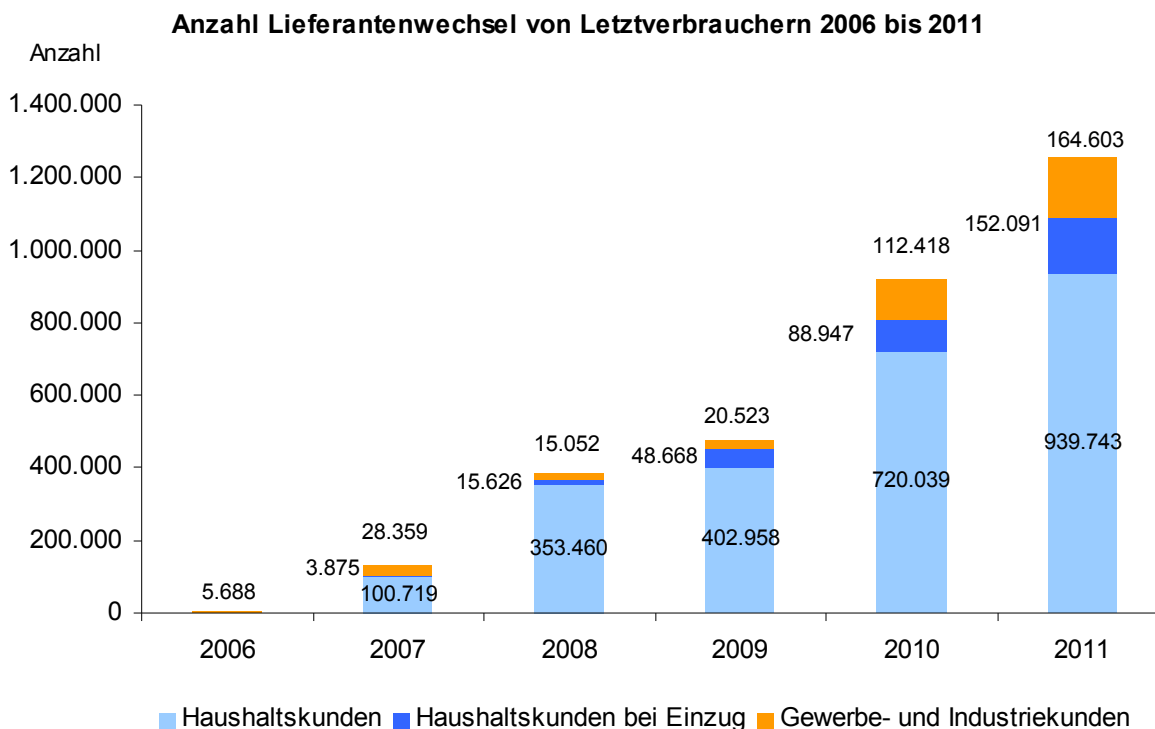


Abbildung 142: Anzahl Lieferantenwechsel von Letztverbrauchern (2006 - 2011)

Bei der Betrachtung der Kundenwanderungen zwischen den einzelnen Arten der Belieferung sowie zwischen den einzelnen Gruppen der Lieferanten ist zu beachten, dass aufgrund der

Tatsache, dass es sich beim Monitoring um keine Vollerhebung handelt, ein gewisses Saldo verbleibt. Aufgrund teilweiser unvollständiger Angaben der Unternehmen ist nicht feststellbar, wie sich die fehlenden Kunden auf die einzelnen Lieferantengruppen verteilen. Die nachfolgende Abbildung beinhaltet eine differenzierte Betrachtung der Kunden, die den Grundversorgungsbereich verlassen haben. Zum einen kann der Kunde einen Sondervertragstarif bei dem in seinem Netzgebiet tätigen Grundversorger wählen (Vertragswechsel). Zum anderen kann der Kunde einen Sondervertragstarif bei einem Anbieter abschließen, der nicht Grundversorger in seinem Netzgebiet ist (Lieferantenwechsel).

Wie aus der nachstehenden Abbildung ersichtlich, setzt sich die Abwanderung der Kunden aus dem Grundversorgungsbereich und dem Sondervertragsbereich beim Grundversorger fort. Die Kundenverluste in diesen Bereichen können jedoch über alle Unternehmensgrößen hinweg mit neuen Gaskunden kompensiert werden. Während im Vorjahr 2010 die kleinen und mittleren Gaslieferanten Nettokundengewinne verzeichnen konnten und die großen und sehr großen Gaslieferanten Nettokundenverluste aufwiesen, gestaltet sich das Gesamtbild im Berichtsjahr 2011 deutlich homogener.

Gaslieferanten mit bis zu 5.000 Zählpunkten weisen weiterhin eine sehr positive Kundenbilanz aus. Im mittleren Segment ist erstmals eine leicht negative Tendenz ablesbar, da etwas mehr Gaskunden abwandern, als neue Kunden hinzukommen. Erstmals ist bei den großen Gaslieferanten mit über 200.000 Zählpunkten die Kundenbilanz positiv. Dieses Unternehmenssegment hatte in den Vorjahren bisher die höchsten Abwanderungen an Gaskunden zu verzeichnen. Eine Umkehr dieser bisherigen Tendenz weist darauf hin, dass die großen Gaslieferanten sich jetzt dem Wettbewerb stellen und Gaskunden attraktive Angebote anbieten.

Vertragsstruktur von Haushaltskunden, Stand 31. Dezember 2011 in TWh

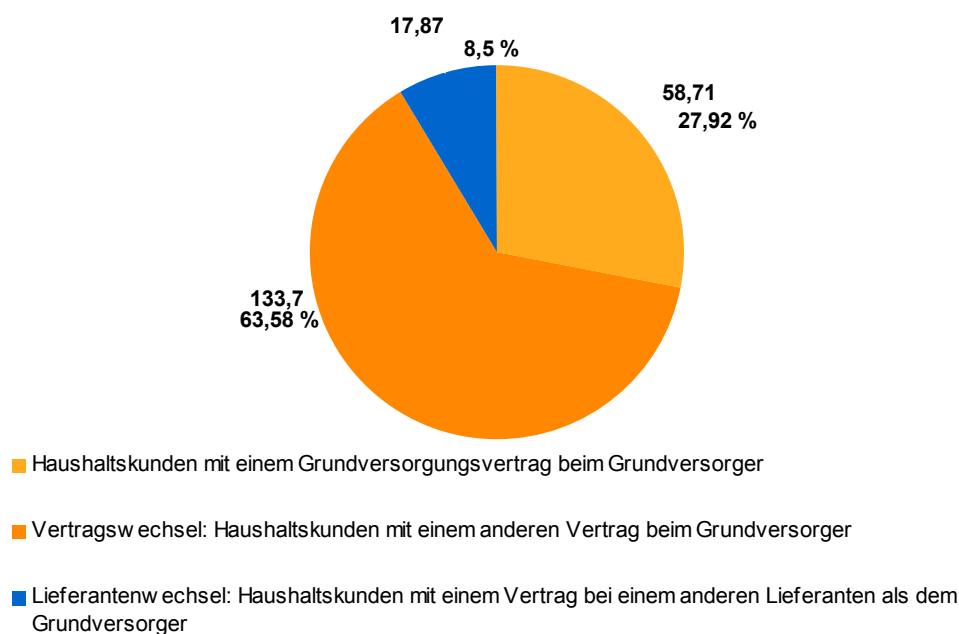


Abbildung 144: Vertragsstruktur von Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten, Stand 31. Dezember 2011

Preisniveau

Bei der Datenerhebung zum Monitoring 2012 wurden die Großhändler und Lieferanten aufgefordert, das durchschnittliche Einzelhandelspreisniveau ihres Unternehmens mit dem Preisstand 1. April 2012 in ct/kWh für die aufgeführten Kundenkategorien der Bundesnetzagentur mitzuteilen. 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 Haushaltskunden mit Gas sind grundsätzliche drei Belieferungsmöglichkeiten zu unterscheiden. Neben der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung mit Grundversorgungstarifen existieren zwei Belieferungsmöglichkeiten, welche einen besonderen Wettbewerbscharakter haben. Die Belieferung außerhalb der Grundversorgung, aber im etablierten Netzgebiet ist gleichzusetzen mit der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel. Bei dieser Belieferungsmöglichkeit bleibt der Haushaltskunde bei seinem angestammten Versorger, schließt jedoch einen neuen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab. Bei der Beliefe-

zung außerhalb des Grundversorgungsnetzgebietes schließt der Haushaltskunde mit einem neuen Lieferanten einen Liefervertrag auf Sondervertragsbasis ab. Dies ist gleichzusetzen mit der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel.

Für die Ermittlung der mengengewichteten Mittelwerte wurden für jede Kundenkategorie die Absatzmengen der Unternehmen mit den jeweiligen Preisbestandteilen multipliziert, aggregiert und durch die Gesamtabsatzmenge der Gaslieferanten geteilt. In der Kundenkategorie „Haushaltskunden“ wurden die abgesetzten Mengen an Haushaltskunden gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten für die Gewichtung verwendet. Die Gewichtung der Preisbestandteile in der Kundenkategorie „Gewerbekunden“ basiert auf den Absatzmengen an die Abgabekategorie „Verbrauchsmengen zwischen 300 MWh/Jahr und 100.000 MWh/Jahr“ gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten. Die Gewichtung der Preisbestandteile in der Kundenkategorie „Industriekunden“ wurden die Abgabemengen an die Abgabekategorie „Verbrauchsmengen >100.000 MWh/Jahr“ gemäß der Abfrage Großhändler und Lieferanten zugrunde gelegt.

Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den Vorjahren wird in den Abbildungen das durchschnittliche Nettonetzentgelt inklusive Entgelt für Abrechnung zusammen mit dem durchschnittlichen Entgelt für Messung sowie dem durchschnittlichen Entgelt für Messstellenbetrieb in einer Summe ausgewiesen. In den Tabellen erfolgt jedoch eine Nennung der Einzelwerte als Teilgröße des durchschnittlichen Nettonetzentgelts (inklusive Entgelt für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb).

Die Auswertung der an Gaslieferanten gerichteten Fragebögen hat zu folgendem Ergebnis geführt:

Gewerbe- / Industriekunden

Zum Stichtag 1. April 2012 sind wiederholt gestiegene Gaspreise im Segment der Gewerbe- und Industriekunden registriert worden. In den beiden Abnehmersegmenten „Beliieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel“ sowie „Beliieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel“ zeigt sich jeweils durchgehend ein Preisanstieg, wobei teilweise das bisher höchste Preisniveau mit Stichtag 1. April 2009 seit Erhebung erreicht bzw. überschritten wurde. Im Bereich der Belieferung der Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel stieg der mengengewichtete Gaspreis innerhalb eines Jahres von 5,71 ct/kWh auf 6,26 ct/kWh. Dies bedeutet einen Preisanstieg des mengengewichteten Gaspreises um knapp zehn Prozent. Der größte Anteil von knapp über 57 Prozent entfiel auf die Kosten für Energiebeschaffung und den Vertrieb und damit auf das Produkt selbst. Ihr absoluter Wert stieg innerhalb eines Jahres um rund 13 Prozent auf 3,58 ct/kWh.

Stand 1. April 2012	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,04	16,67	1,05	16,77
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,01	0,16	0,01	0,16
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,16	0,01	0,16
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,02	0,32	0,02	0,32
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,06	0,96	0,04	0,64
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	8,81	0,55	8,79
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,00	16,03	1,00	15,97
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,55	56,89	3,58	57,19
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,24	100	6,26	100

Tabelle 49: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2012

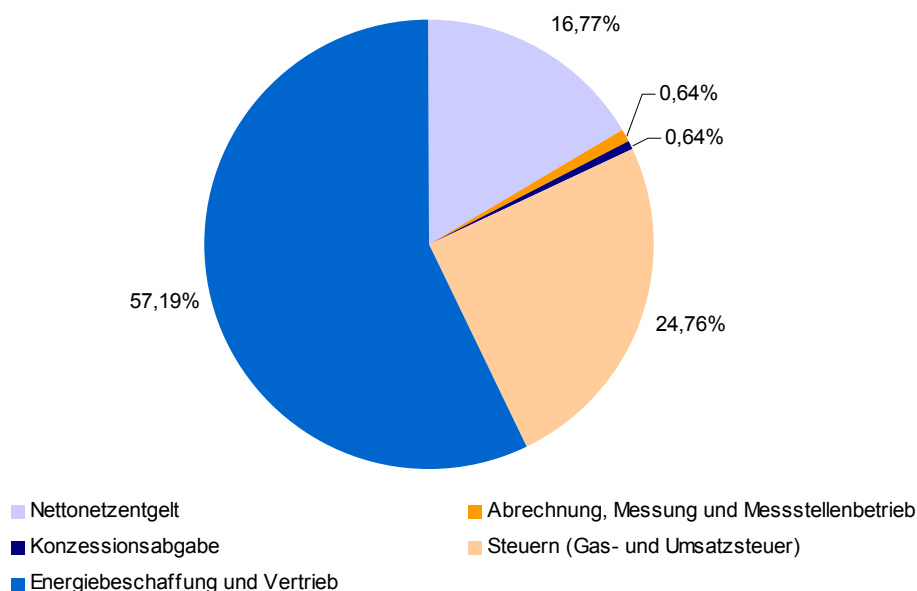


Abbildung 145: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Im Bereich der Belieferung der Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel stieg der mengengewichtete Gaspreis innerhalb eines Jahres von 5,49 ct/kWh auf 6,12 ct/kWh. Dies bedeutet einen Preisanstieg des mengengewichteten Gaspreises um knapp zwölf Prozent. Knapp über 56 Prozent des mengengewichteten Durchschnittspreises entfielen auf die Kosten

für Energiebeschaffung und den Vertrieb. Ihr absoluter Wert stieg innerhalb eines Jahres um rund 16 Prozent auf 3,44 ct/kWh.

Stand 1. April 2012	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,04	16,97	1,05	17,16
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,01	0,16	0,01	0,16
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,01	0,16	0,01	0,16
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,02	0,33	0,02	0,33
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,06	0,98	0,04	0,65
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	8,97	0,55	8,99
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,00	16,31	1,00	16,34
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,44	56,12	3,44	56,21
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,13	100	6,12	100

Tabelle 50: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2012

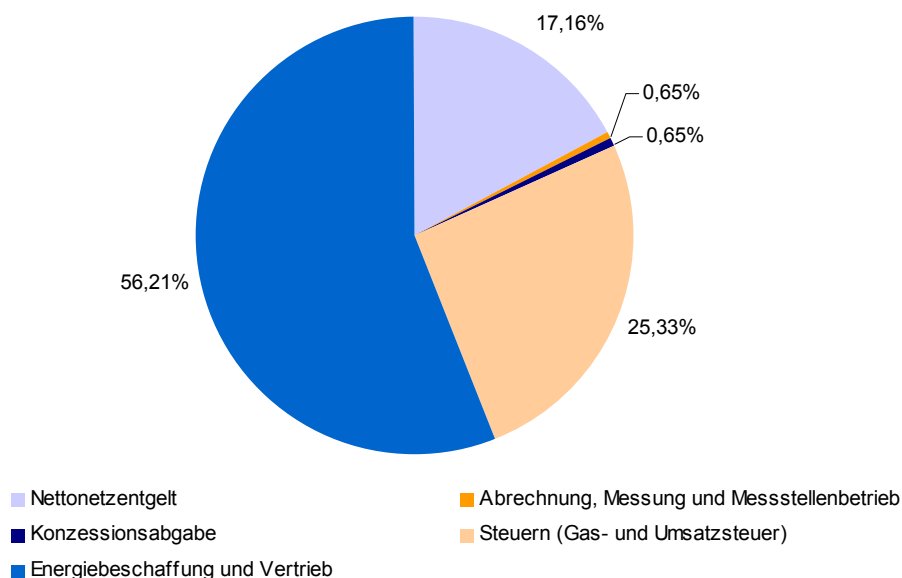


Abbildung 146: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Gewerbekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Im Bereich der Belieferung der Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel stieg der mengengewichtete Gaspreis innerhalb eines Jahres von 4,26 ct/kWh auf 4,40 ct/kWh. Dies

bedeutet einen Preisanstieg des mengengewichteten Gaspreises um etwa vier Prozent. Fast 67 Prozent des mengengewichteten Durchschnittspreises entfielen auf die Kosten für Energiebeschaffung und den Vertrieb. Ihr absoluter Wert stieg innerhalb eines Jahres um rund zehn Prozent auf 2,94 ct/kWh.

Stand 1. April 2012	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 in ct/kWh	0,33	7,16	0,21	4,77
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,00	0,00	0,0003	0,01
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,00	0,00	0,0004	0,01
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,00	0,00	0,0013	0,03
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	11,93	0,55	12,49
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	0,74	16,05	0,70	15,90
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	2,99	64,86	2,94	66,79
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	4,61	100	4,40	100

Tabelle 51: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2012

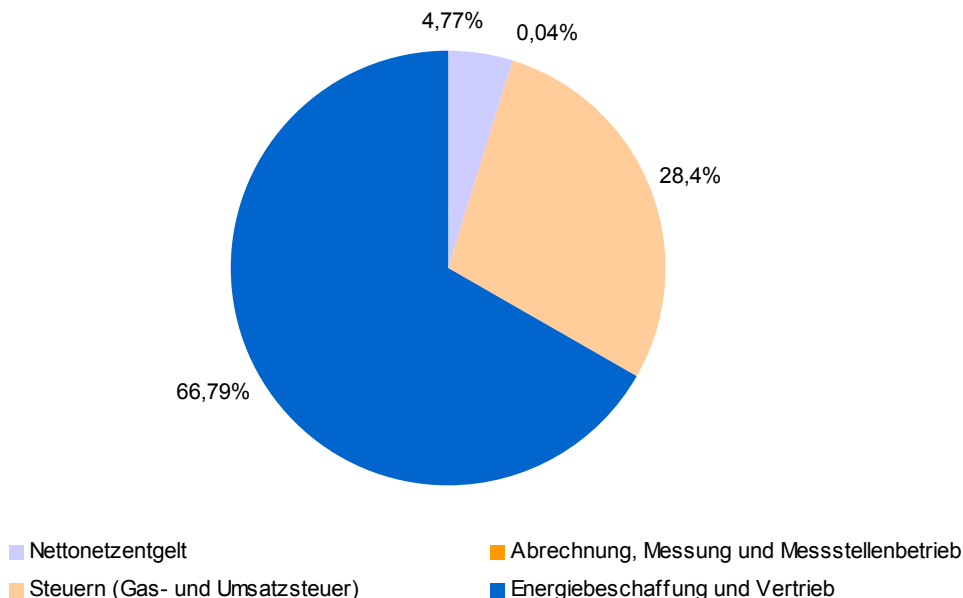


Abbildung 147: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Im Bereich der Belieferung der Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel stieg der mengengewichtete Gaspreis gegenüber dem Vorjahr von 4,19 ct/kWh auf 4,49 ct/kWh. Dies bedeutet einen Preisanstieg des mengengewichteten Gaspreises um etwa sieben Prozent. Auf die Kosten für Energiebeschaffung und den Vertrieb entfielen knapp über 67 Prozent des mengengewichteten Durchschnittspreises. Ihr absoluter Wert stieg innerhalb eines Jahres um rund 15 Prozent auf 3,03 ct/kWh.

Stand 1. April 2012	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 in ct/kWh	0,33	7,10	0,21	4,67
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,00	0,00	0,0003	0,01
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,00	0,00	0,0004	0,01
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,00	0,00	0,0013	0,03
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	11,83	0,55	12,24
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	0,74	15,91	0,70	15,58
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,03	65,16	3,03	67,45
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	4,65	100	4,49	100

Tabelle 52: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2012

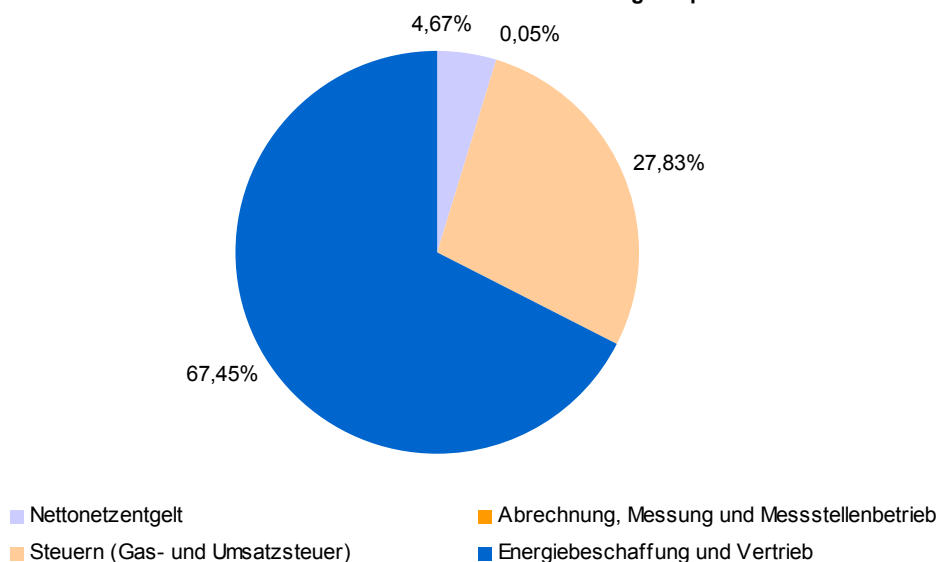


Abbildung 148: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Industriekunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Betrachtung der mehrjährigen Zeitreihen des Gaspreises für Gewerbe- und Industriekunden ist bei beiden Belieferungskategorien eine Tendenz zu einem höheren Gaspreis er-

kennbar. Bei der Belieferung zu Tarifen bei Vertragswechsel bleibt das Gaspreisniveau für die Industriekunden noch unter dem seit Erhebung gemessenen Höchststand mit dem Stichtag 1. April 2009. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel wird zum Stichtag 1. April 2012 ein neuer Höchststand des Gaspreises erreicht.

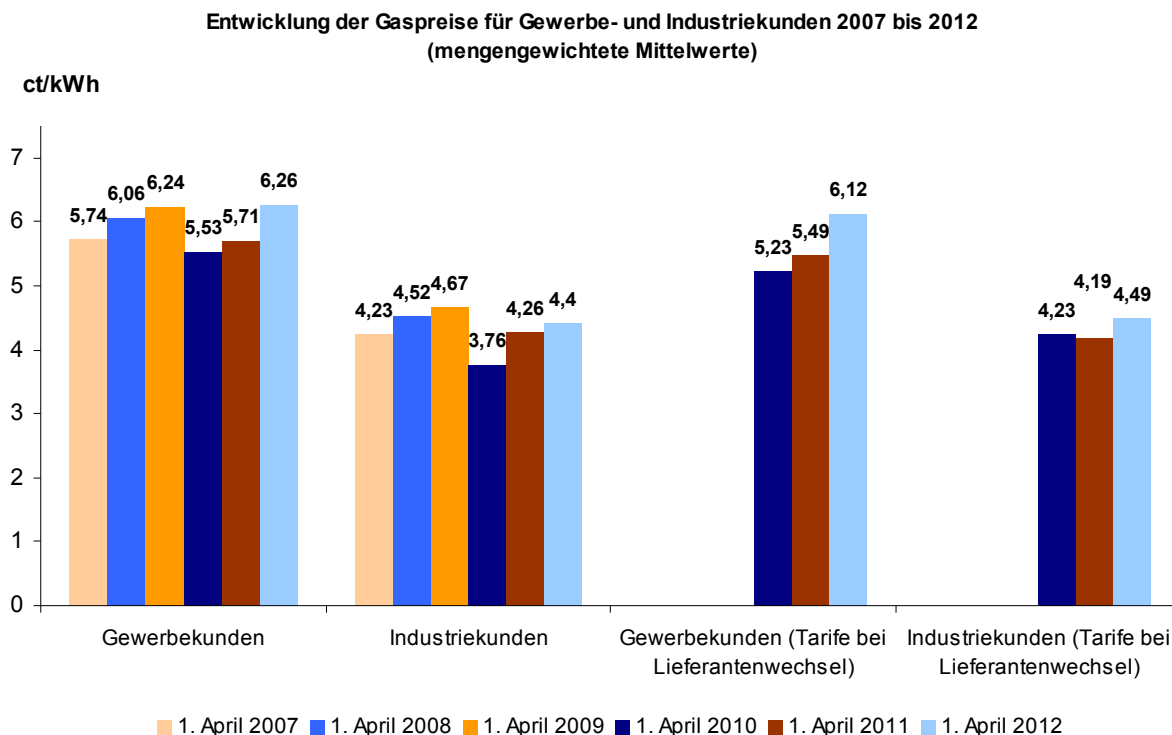


Abbildung 149: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Gewerbe- und Industriekunden 2007 - 2012. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Betrachtung der mehrjährigen Zeitreihen des Preisbestandteils Energiebeschaffung und Vertrieb ist bei beiden Belieferungskategorien der Gewerbe- und Industriekunden eine steigende Tendenz erkennbar. Insbesondere bei der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel haben die Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb neue Höchststände erreicht.

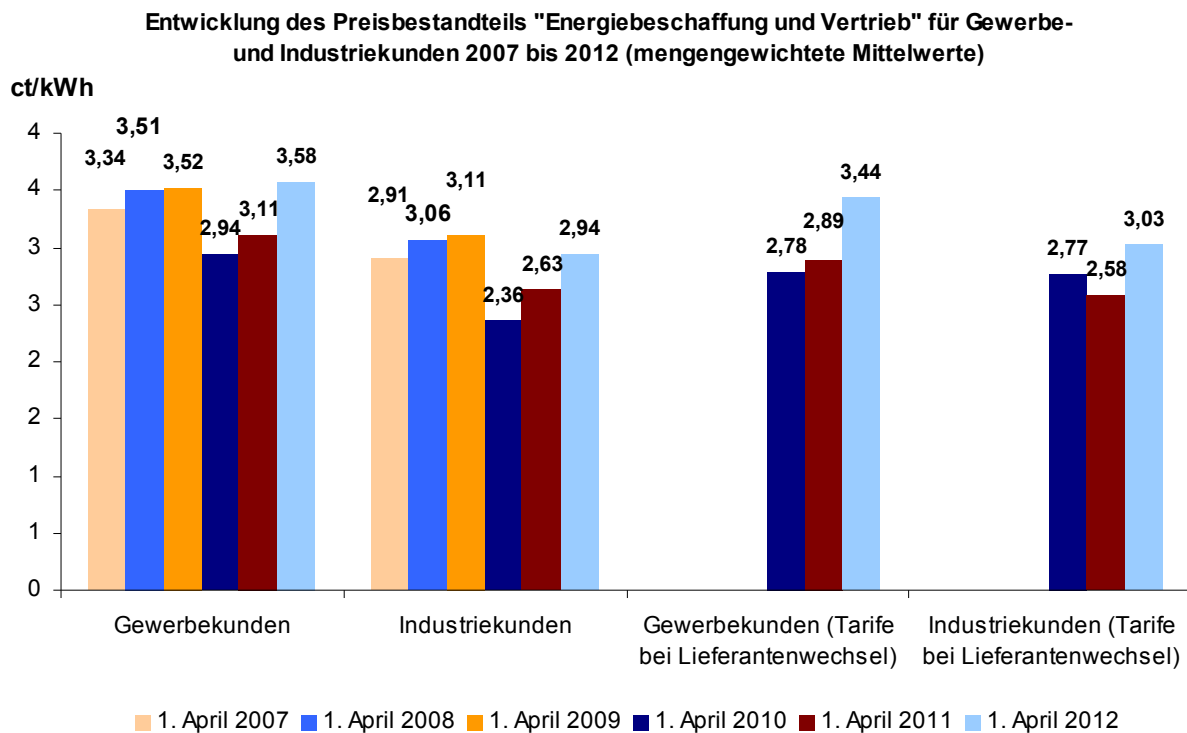


Abbildung 150: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Gewerbe- und Industriekunden 2007 - 2012. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Haushaltskunden

Zum Stichtag 1. April 2012 sind wiederholt gestiegene Gaspreise im Segment der Haushaltskunden registriert worden. In allen drei Abnehmersegmenten zeigt sich durchgehend ein Preisanstieg, wobei teilweise das bisher höchste Preisniveau mit Stichtag 1. April 2009 erreicht bzw. überschritten wurde.

Im Bereich der Belieferung innerhalb der Grundversorgung stieg der mengengewichtete Gaspreis innerhalb eines Jahres von 6,64 ct/kWh auf 6,95 ct/kWh. Dies bedeutet einen Preisanstieg des mengengewichteten Gaspreises um knapp fünf Prozent. Die Kosten für Energiebeschaffung und den Vertrieb machen zusammen einen Anteil von fast 54 Prozent am Gesamtpreis aus. Ihr absoluter Wert stieg innerhalb eines Jahres um rund zwölf Prozent auf 3,75 ct/kWh. Bereits ein Vertragswechsel beim Altlieferanten oder ein Lieferantenwechsel hin zu einem neuen Lieferanten, können hier zu deutlichen Preisminderungen führen.

Stand 1. April 2012	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 in ct/kWh	1,23	17,06	1,16	16,69
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,69	0,05	0,72
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,28	0,02	0,29
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,69	0,05	0,72
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,25	3,47	0,26	3,74
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	7,63	0,55	7,91
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,15	15,95	1,11	15,97
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,91	54,23	3,75	53,96
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	7,21	100	6,95	100

Tabelle 53: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung zum Stichtag 1. April 2012

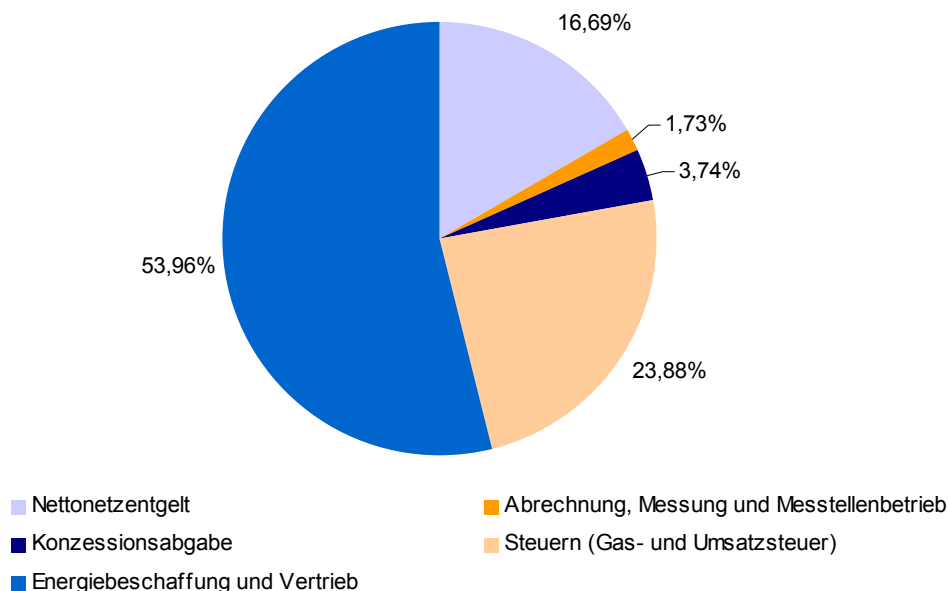


Abbildung 151: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden bei der Belieferung in der Grundversorgung. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel stieg der mengengewichtete Gaspreis innerhalb eines Jahres von 6,11 ct/kWh auf 6,8 ct/kWh. Dies bedeutet einen Preisanstieg des mengengewichteten Gaspreises um über elf Prozent. Damit ist der Gaspreis in die-

sem Wettbewerbssegment stärker gestiegen als der Gaspreis bei der Belieferung in der Grundversorgung. Die Kosten für die Energiebeschaffung und Vertrieb stiegen in diesem Kundensegment von 3,10 ct/kWh auf 3,65 ct/kWh, was einen Anstieg um fast 18 Prozent bedeutet.

Stand 1. April 2012	Arithmetischer Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent	Mengewichteter Mittelwert in ct/kWh	Anteil an Gesamtwert in Prozent
Durchschnittliches Nettonetzentgelt inklusive vorgelagerter Netzkosten in ct/kWh	1,24	18,56	1,17	17,21
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,75	0,05	0,74
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,30	0,02	0,29
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,75	0,05	0,74
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,05	0,75	0,26	3,82
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	8,23	0,55	8,09
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,07	16,02	1,05	15,44
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,65	54,64	3,65	53,68
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,68	100	6,8	100

Tabelle 54: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel zum Stichtag 1. April 2012

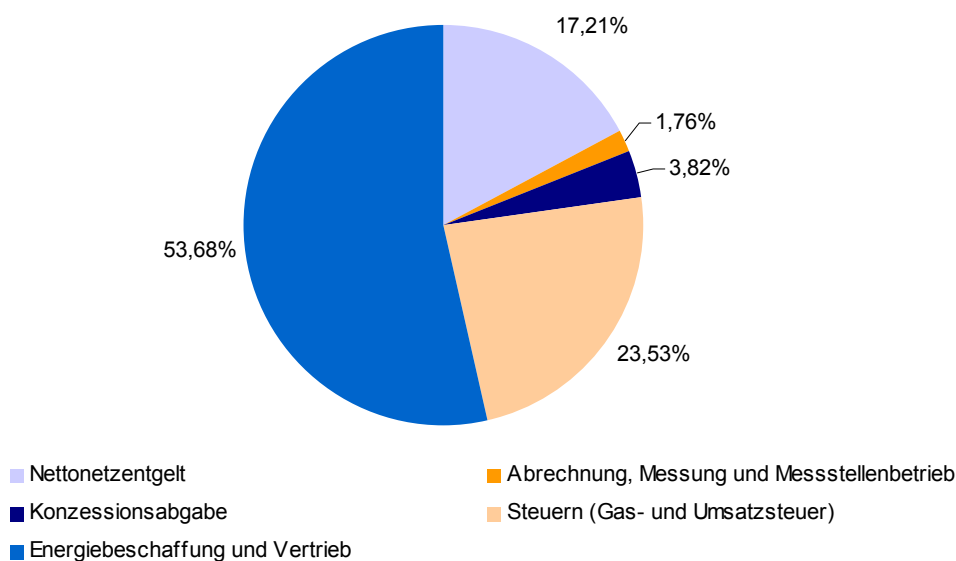


Abbildung 152: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Vertragswechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel stieg der mengengewichtete Gaspreis innerhalb eines Jahres von 6,06 ct/kWh auf 6,7 ct/kWh. Dies bedeutet einen Preisanstieg des mengengewichteten Gaspreises um über zehn Prozent.

Auch in diesem Wettbewerbssegment ist der Gaspreis stärker gestiegen als bei der Belieferung in der Grundversorgung. Die Kosten für die Energiebeschaffung stiegen in diesem Kundensegment von 3,03 ct/kWh auf 3,55 ct/kWh, was einen Anstieg um fast 18 Prozent bedeutet. Insgesamt lässt sich beobachten, dass die gestiegenen Energiebeschaffungskosten durch die Grundversorger an die Gaskunden im Grundversorgungstarif nicht in dem Umfang weitergegeben wurden, wie durch die Gaslieferanten, welche zu Tarifen bei Vertrags- oder Lieferantenwechsel den Gaskunden beliefern. Insgesamt ist dadurch der Preisunterschied zwischen den Grundversorgungstarifen und den Wettbewerbstarifen etwas geringer geworden.

Stand 1. April 2012	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 in ct/kWh	1,24	18,84	1,17	17,46
Durchschnittliches Entgelt für Abrechnung in ct/kWh	0,05	0,76	0,05	0,75
Durchschnittliches Entgelt für Messung in ct/kWh	0,02	0,30	0,02	0,30
Durchschnittliches Entgelt für Messstellenbetrieb in ct/kWh	0,05	0,76	0,05	0,75
Durchschnittliche Konzessionsabgabe in ct/kWh	0,05	0,76	0,26	3,88
Derzeitige Gassteuer in ct/kWh	0,55	8,36	0,55	8,21
Durchschnittliche Umsatzsteuer in ct/kWh	1,07	16,26	1,05	15,67
Durchschnittlicher Preisbestandteil für Energiebeschaffung und Vertrieb in ct/kWh	3,55	53,95	3,55	52,99
Durchschnittlicher Gesamtpreis in ct/kWh	6,58	100	6,7	100

Tabelle 55: Durchschnittliches Einzelhandelspreisniveau für die Kategorie Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Zusammensetzung des Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel zum Stichtag 1. April 2012

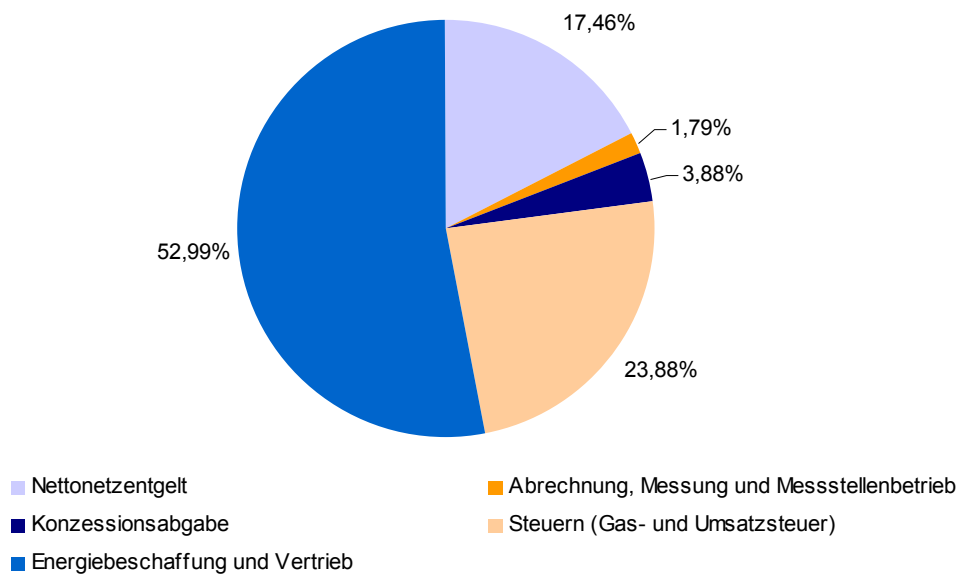


Abbildung 153: Zusammensetzung des mengengewichteten Einzelhandelspreisniveaus Gas für Haushaltskunden mit Tarifen bei Lieferantenwechsel. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Betrachtung der mehrjährigen Zeitreihen des Gaspreises ist in allen drei Belieferungskategorien eine Tendenz zu einem höheren Gaspreis erkennbar. Bei der Belieferung innerhalb der Grundversorgung bleibt das Gaspreisniveau noch unter dem seit Erhebung festgestellten Höchststand mit dem Stichtag 1. April 2009. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel wird der Höchststand aus dem Jahr 2009 bereits erreicht, bei der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel wird sogar zum Stichtag 1. April 2012 ein neuer Höchststand des Gaspreises erreicht.

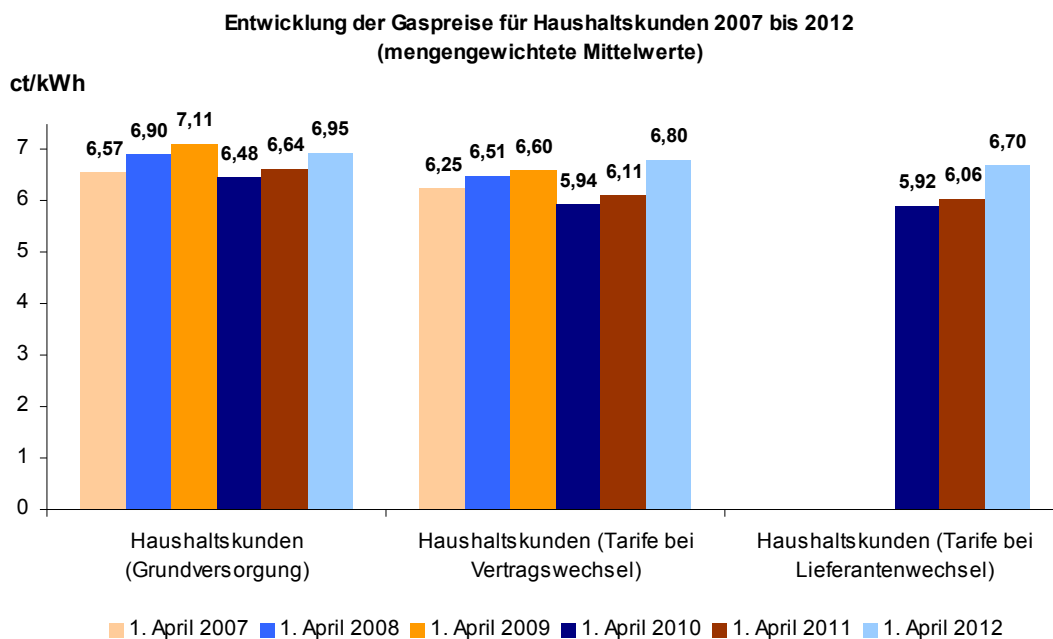


Abbildung 154: Entwicklung der mengengewichteten Gaspreise für Haushaltskunden 2007 - 2012. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bei der Betrachtung der mehrjährigen Zeitreihen des Preisbestandteils Energiebeschaffung und Vertrieb ist in allen drei Belieferungskategorien eine steigende Tendenz erkennbar. Während bei der Belieferung innerhalb der Grundversorgung die Höchststände aus dem Jahr 2009 noch nicht ganz erreicht wurden, liegen die Kosten für die Energiebeschaffung und den Vertrieb im Bereich des Vertrags- und Lieferantenwechsels seit dem jeweiligen Beginn der Erhebung auf einem neuen Höchstniveau. Der Anstieg der Beschaffungs- und Vertriebskosten dürfte vor allem auf die seit 2010 steigenden Grenzübergangspreise für Erdgas zurückzuführen sein. Die Grenzübergangspreise bilden die Importpreise des Erdgases ab und spiegeln den Trend des Ölpreises wider, auf dem die Preisformeln in den Erdgasimportverträgen überwiegend beruhen (s. Kap. „Großhandel Gas“).

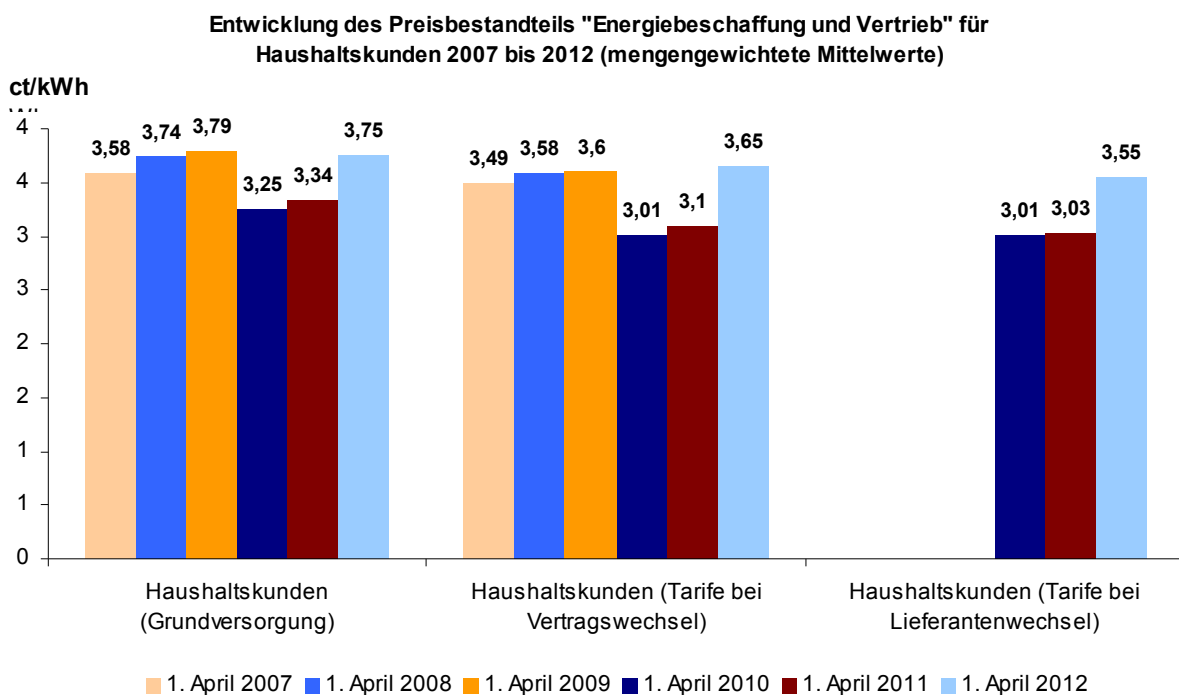


Abbildung 155: Entwicklung des Preisbestandteils „Energiebeschaffung und Vertrieb“ für Haushaltskunden 2007 - 2012. Preisstand 1. April 2012 gemäß Abfrage Großhändler und Lieferanten Gas

Bedingt durch den deutlichen Preisanstieg des Gaspreises in allen drei Abnehmerkategorien, hat der durchschnittliche Haushaltskunde mit einem Verbrauch von rund 20.000 kWh teilweise deutliche Mehrkosten zu tragen. Insbesondere in den Wettbewerbstarifen ist eine jährliche Mehrbelastung von bis zu 100 Euro möglich.

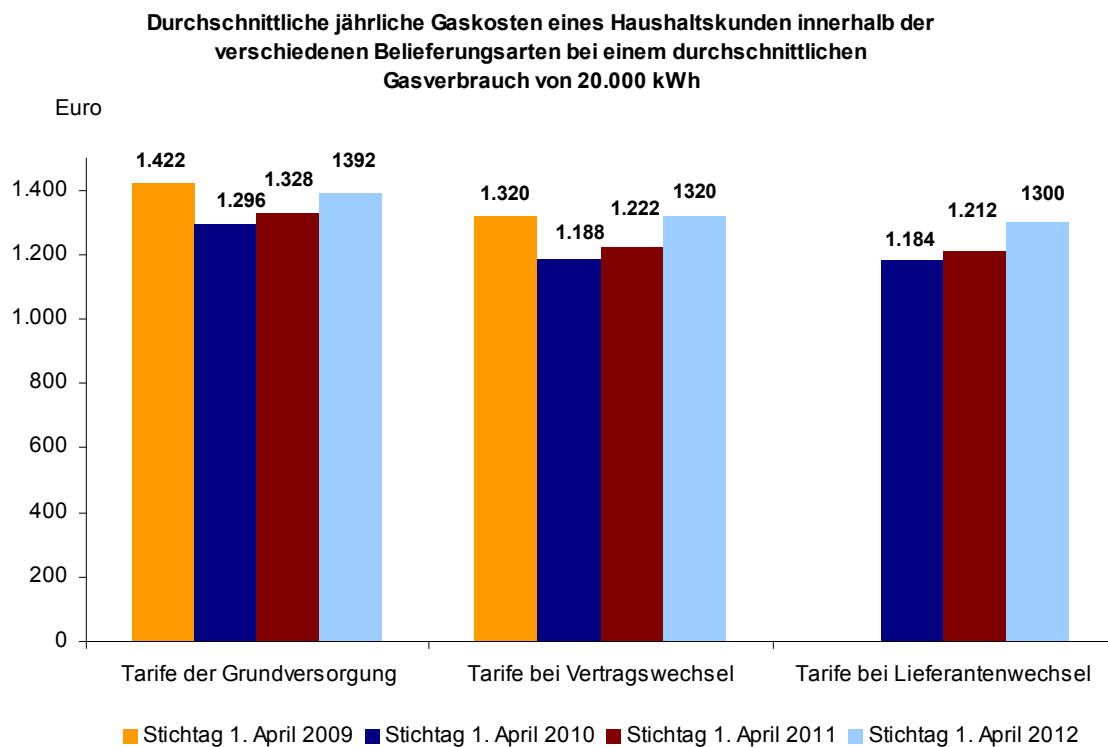


Abbildung 156: Durchschnittliche jährliche Gaskosten eines Haushaltskunden innerhalb der verschiedenen Belieferungsarten bei einem durchschnittlichen Gasverbrauch von 20.000 kWh

Die Gaslieferanten wurden im Monitoring 2012 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. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel bieten knapp 13 Prozent der Lieferanten, die auf die Frage geantwortet haben, eine einmalige Bonuszahlung an. Die Höhe der Bonuszahlung bewegt sich zwischen fünf Euro und 180 Euro, wobei im Durchschnitt etwa 55 Euro als Sonderbonifikation gewährt werden. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel bieten knapp 20 Prozent der Lieferanten, die die Frage mit „Ja“ oder „Nein“ beantwortet haben, eine einmalige Bonuszahlung an. Die Höhe der Bonuszahlung bewegt sich zwischen fünf Euro und 350 Euro, wobei im Durchschnitt etwa 75 Euro als Sonderbonifikation erstattet werden.

Eine weitere Art der Sonderbonifikation ist das Anbieten von Frei-kWh. Die Frei-kWh werden bei der ersten Jahresrechnung vom Gesamtverbrauch abgezogen und nicht berechnet. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel bieten etwa 16 Prozent der Lieferanten, die auf die Frage geantwortet haben, Frei-kWh an. Die Höhe der nicht berechneten kWh bewegt sich zwischen 600 kWh und 5000 kWh, wobei im Durchschnitt etwa 1.900 kWh also Sonderbonifikation nicht berechnet werden. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel bieten etwa 13 Prozent der Lieferanten, die die Frage mit „Ja“ oder „Nein“ beantwortet haben, Frei-kWh an. Die Höhe der nicht berechneten kWh bewegt sich zwischen

100 kWh und 700 kWh, wobei im Durchschnitt etwa 320 kWh also Sonderbonifikation nicht berechnet 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 13 Monaten beträgt. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel bieten die Unternehmen eine Preisstabilität mit einer Laufzeit zwischen einem und 24 Monaten an, wobei die durchschnittlich vertraglich vereinbarte Preisstabilität zwölf 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 Haushaltskunden 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 etwa 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 das Vereinbaren 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 verlangen die Gaslieferanten eine Mindestvertragslaufzeit mit einer Dauer zwischen einem und 60 Monaten, wobei die durchschnittlich vertraglich vereinbarte Mindestvertragslaufzeit zwölf Monate beträgt. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel verlangen die Gaslieferanten eine Mindestvertragslaufzeit mit einer Dauer zwischen einem und 24 Monaten, wobei die durchschnittlich vertraglich vereinbarte Mindestvertragsdauer ebenfalls zwölf Monate beträgt.

Eine zu vernachlässigende Sonderregelung ist das Verlangen einer Kautionsleistung durch den Gaslieferanten. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Vertragswechsel verlangen knapp ein

Prozent der Unternehmen eine Kautionszahlung vor der Belieferung zu entrichten ist. Im Bereich der Belieferung mit Tarifen bei Lieferantenwechsel ist diese Sonderregelung nicht anzutreffen.

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 eine Erhebung von Eurostat über die nationalen Durchschnittspreise für Haushaltskunden⁸⁹. Bei der Betrachtung ohne Steuern und Abgaben wurde für das Jahr 2011 ein Mittelwert von 4,57 ct/kWh errechnet, bei der Betrachtung mit Steuern und Abgaben 6,14 ct/kWh. Der Einfluss der Steuern und Abgaben verändert die Positionierung im Gesamtvergleich nur unwesentlich. In Rumänien sind die Preise für Haushaltskunden am niedrigsten, in Schweden am höchsten. Die genauen Werte für alle betrachteten EU-Länder sind den nachstehenden Abbildungen zu entnehmen.

⁸⁹ Betrachtet werden die Preise für Haushalte der Gruppe D2 mit einem Jahresverbrauch zwischen 20 und 200 GJ, gemittelt für das erste und zweite Halbjahr 2011 (Erhebung 2011S1, 2011S2). Vgl.: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> (Zugriff: 05.10.2012).

Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

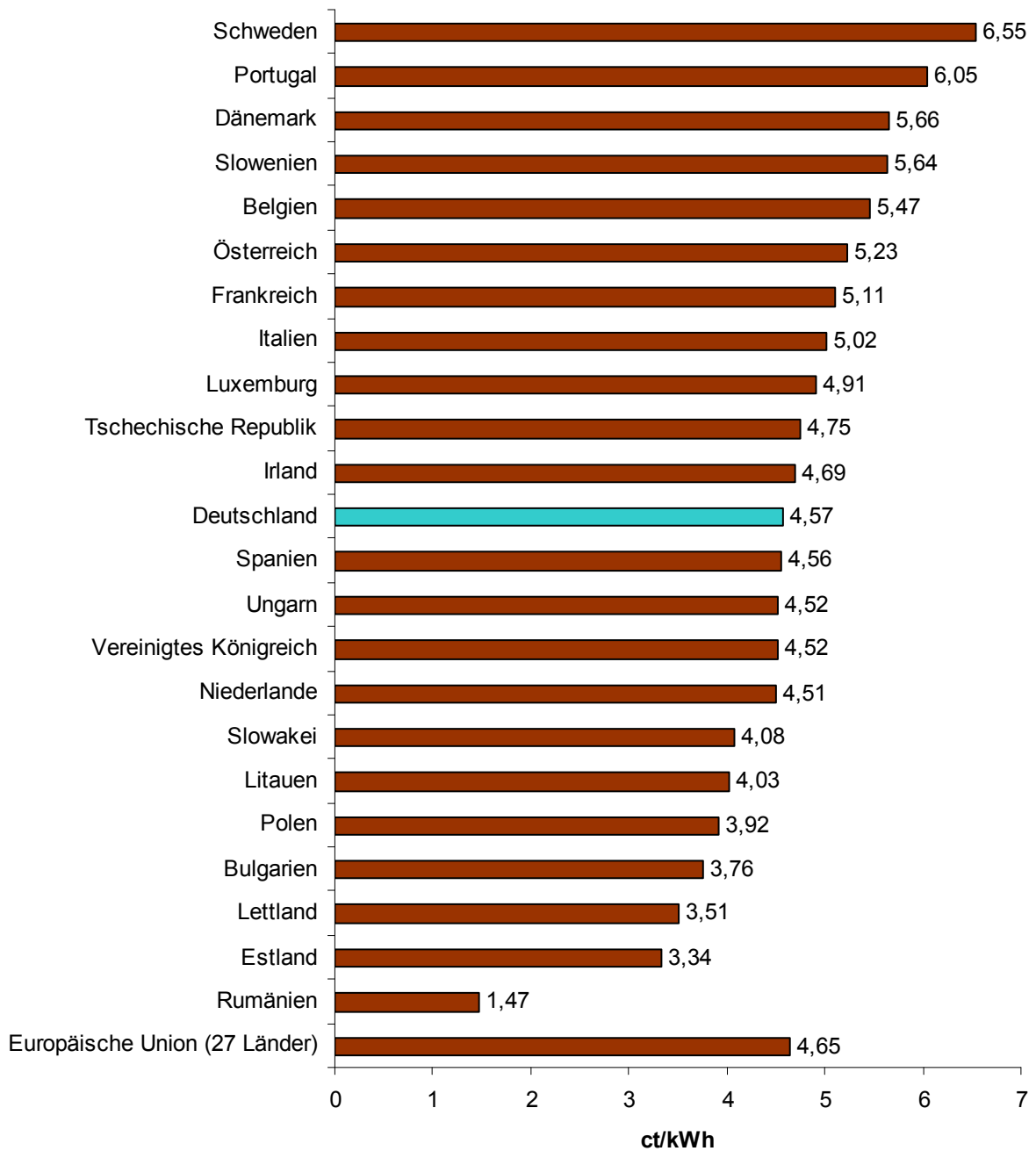


Abbildung 157: Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

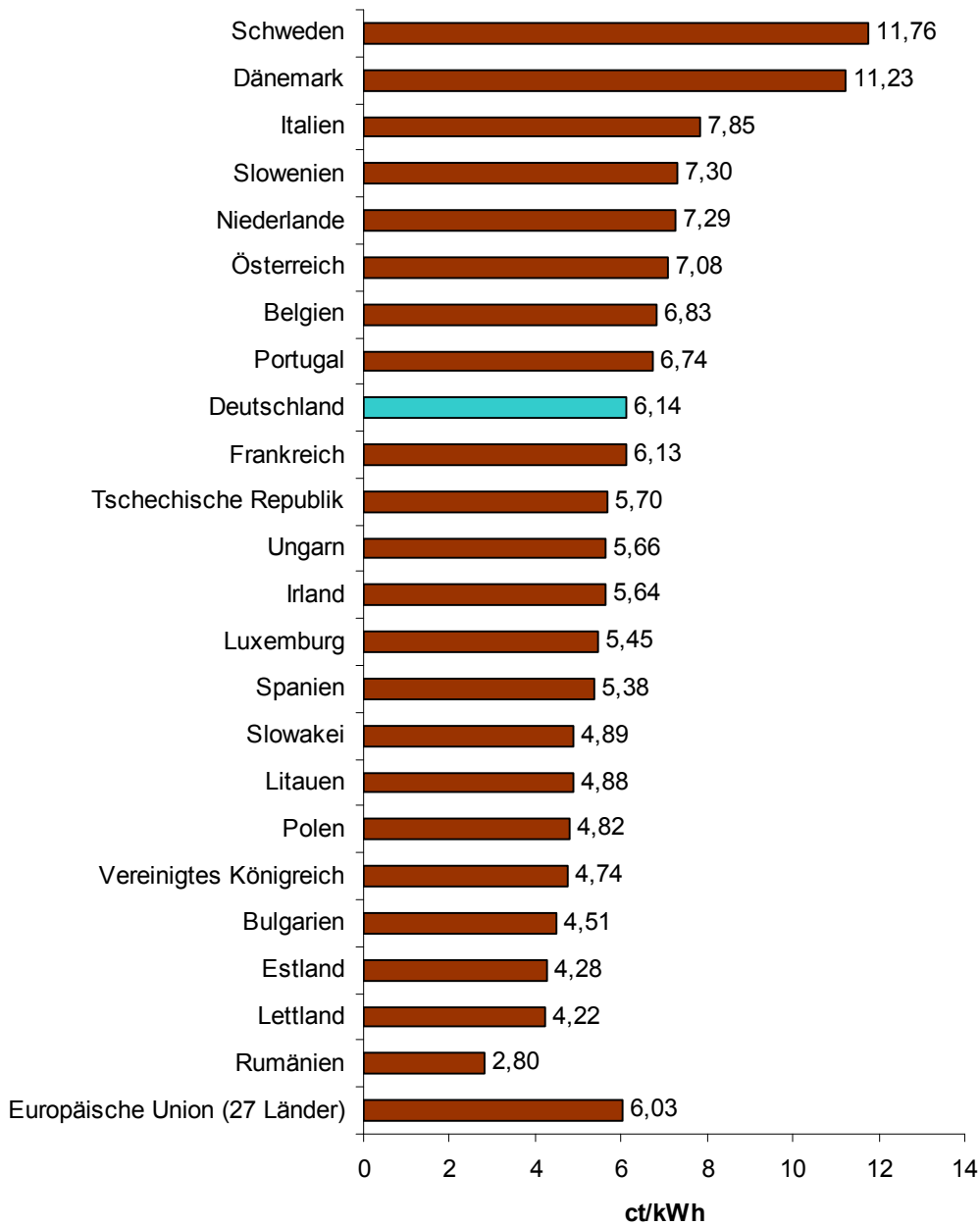


Abbildung 158: Vergleich der europäischen Gaspreise für private Haushalte im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

Beim Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher⁹⁰ schneidet Deutschland etwas schlechter ab. In diesem Kundenbereich liegt Deutschland mit 4,37 ct/kWh ohne Steuern bzw. 5,68 ct/kWh mit Steuern und Abgaben deutlich über den jeweiligen gesamteuropäischen Durchschnittswerten und befindet sich dadurch in der Spitzengruppe. Auch hier verändert der Einfluss der Steuern und Abgaben die Positionierung im europäischen Gesamtvergleich kaum. Die detaillierten Werte werden in den folgenden Abbildungen aufgezeigt.

Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

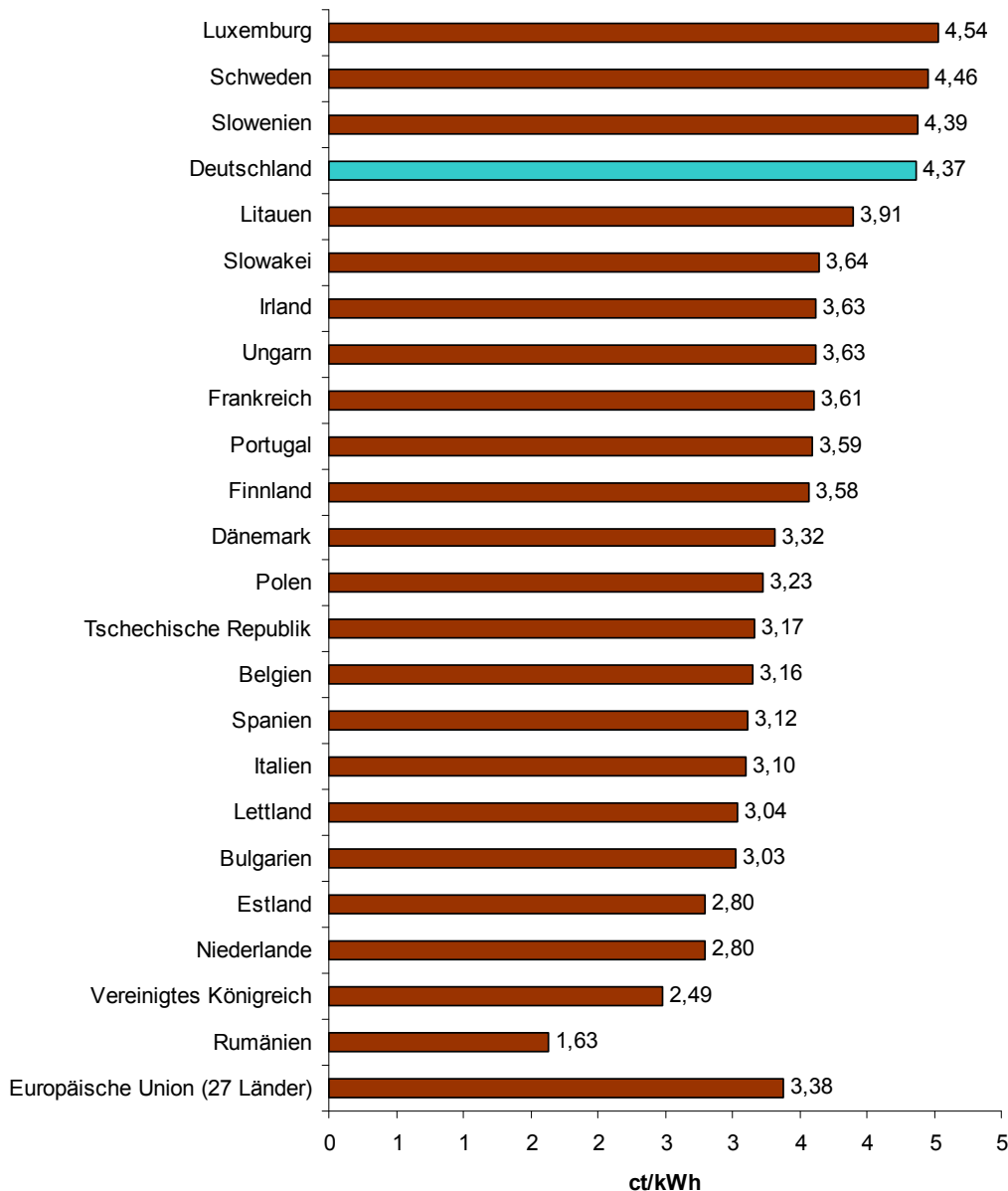


Abbildung 159: Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 ohne Steuern und Abgaben

⁹⁰ 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 2011 (Erhebung 2011S1, 2011S2). Vgl.: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> (Zugriff: 05.10.2012).

Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

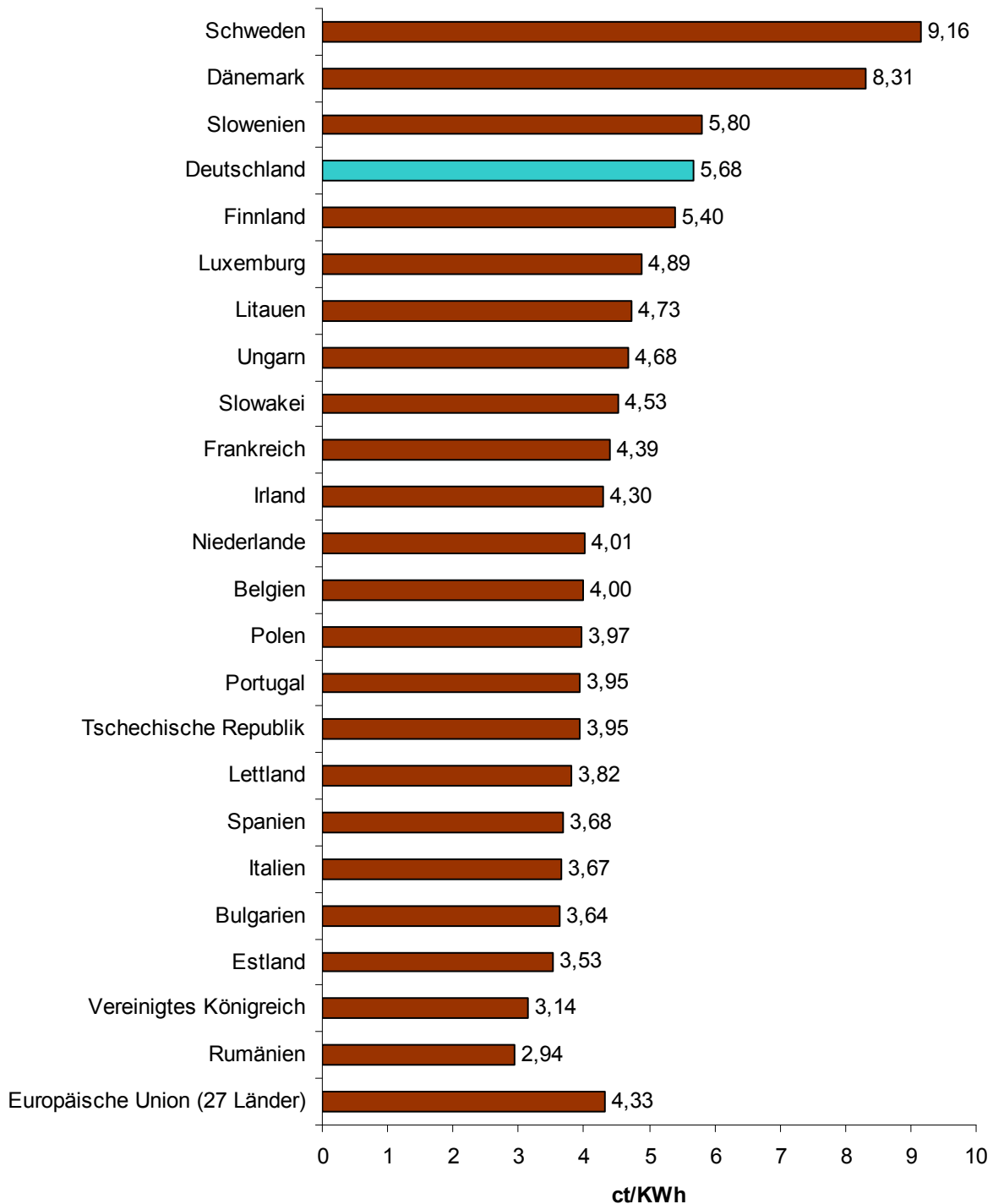


Abbildung 160: Vergleich der europäischen Gaspreise für industrielle Verbraucher im Jahr 2011 mit Steuern und Abgaben

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 Einfluss der Steuern und Abgaben auf die Endkundenpreise ist dabei nicht so nachhaltig wie im Elektrizitätsbereich.⁹¹

Mess- und Zählwesen

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 wird 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:

Funktion	Anzahl
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 1 EnWG	618
Netzbetreiber als Messstellenbetreiber i. S. d. § 21b Abs. 2 EnWG, der seine (Mess)Leistungen am Markt anbietet	9
Lieferant mit Tätigkeit als Messstellenbetreiber	0
Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber	0

Tabelle 56: Funktion des Messstellenbetreibers

Tätigkeit	Anzahl Messstellen
Messstellenbetrieb incl. die Messung und Übermittlung der Daten i. S. d. § 21b EnWG neue Fassung	12.800.000
ausschließlich den Messstellenbetrieb (ohne Messung) i. S. d. § 21b EnWG alter Fassung	36.000
ausschließlich die Messung (ohne Messstellenbetrieb) i. S. d. § 21b EnWG alter Fassung	19.000

Tabelle 57: Einordnung der Tätigkeiten Messstellenbetrieb/Messung

Verteilernetzbetreiber (Gas)

Im Berichtsjahr 2011 betrug die Gesamtzahl der Messeinrichtungen ca. 13 Millionen und ist damit im Vergleich zum Jahr 2010 ungefähr gleich geblieben. Der Anteil der Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung hat sich auf 0,5 Prozent erhöht (2010: 0,2 Prozent).

⁹¹ Siehe Gliederungspunkt „Europäischer Strompreisvergleich“.

Die Anzahl der Zählpunkte, die vom Messstellenbetreiber mit Messeinrichtungen i. S. d. § 21f EnWG ausgestattet und die mit Messsystemen nach § 21d EnWG verbunden werden können, betrug im Berichtsjahr 2011 ca. 347.000 Zählpunkte.

Messstellenbetreiber

Die nachfolgende Tabelle zeigt die durch die Messstellenbetreiber eingesetzten Zähl-/Messeinrichtungen für Verbraucher mit Standardlastprofil (SLP):

Zähl-/Messeinrichtung des Messstellenbetreibers für Standardlastprofilkunden	Anzahl Zählpunkte nach Zählergröße			
	G1,6 bis G6	G10 bis G25	ab G40	Prozentanteil Eigentum
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk	10.230.272	326.831	46.746	92
Balgengaszähler mit mechanischem Zählwerk und Impulsausgang	2.960.157	95.451	14.321	74
Balgengaszähler mit elektronischem Zählwerk	4.309	225	165	34
Lastgang-/Leistungsmessgerät wie bei RLM-Kunden	260	564	4.013	66
andere mechanische Gaszähler	3.353	1.285	20.550	77
andere elektronische Gaszähler	1.957	0	346	29
Summe der Zähler i.S.d. § 21f EnWG neue Fassung	103.856	5.630	795	37
Summe der Zähler, die i.S.d. § 21f EnWG neuer Fassung umgerüstet werden können	610.484	18.120	4.286	44

Tabelle 58: Zähl-/Messeinrichtung für SLP-Kunden

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Anzahl und den Eigenleistungsanteil von kommunikativen Anbindungen der Messeinrichtungen an ein Messsystem i. S. d. § 21d EnWG:

Übertragungsarten	Anzahl Zähl- punkte	Prozentanteil Eigenleistung
Impulsausgang	1.117.157	65
Funktechnologien (Zigbee o.ä.)	785	23
PLC	241	10
M-Bus	3.555	44
wireless M-Bus	1.331	16
OMS-Standard	742	11
Sonstige (Encoder o.ä.)	3.554	24

Tabelle 59: Kommunikative Anbindung an ein Mess- oder Kommunikationssystem für SLP-Kunden

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 dargestellt.

Funktion	Anzahl Zähl- punkte	Prozentanteil Eigentum
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler und Registriergerät/Datenspeicher	14.741	87
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler und Zustandsmengenumwerter	6.256	72
Geberzähler mit Impulsausgang bzw. Encoderzähler und Zustandsmengenumwerter und Registriergerät/Datenspeicher	14.794	85
Sonstige	79	18

Tabelle 60: Zähl-/Messeinrichtung für RLM-Kunden

Die folgende Tabelle zeigt die unterschiedlichen Möglichkeiten der kommunikativen Fernanbindung sowie den prozentualen Anteil, der hiervon in Eigenleistung erbrachten Anbindungsmöglichkeiten.

Übertragungstechnik	Anzahl Zählpunkte	Prozentanteil Eigenleistung
PLC	276	19
PSTN, Telefonleitung (analog, ISDN)	10.611	77
DSL, Breitband (-kabel)	219	23
eigene Steuerleitung	817	24
Mobilfunk / GSM / GPRS / UMTS	25.472	85
DSfG	496	28
Sonstige	87	17

Tabelle 61: Kommunikative Anbindung für RLM-Kunden

Übergreifende Themen

Beschlüsse der Gasnetzzugangsregulierung

E.ON „regi.on“

Im Berichtszeitraum hat die zuständige Beschlusskammer der Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 03. Februar 2012 in einer Musterentscheidung gegen die E.ON Bayern AG und E.ON Energie AG das im E.ON Konzern umgesetzte Strukturmodell „regi.on“ als nicht entflechtungskonform untersagt.

Das Konzept „regi.on“ wurde im E.ON Konzern für die Verteilnetzebene im Strom- und Gasbereich implementiert. Die Regionalversorgungsgesellschaften wurden dabei so umstrukturiert, dass jeweils die Vertriebsgesellschaften als Tochterunternehmen einer Netzmuttergesellschaft ausgegliedert wurden. Mit der E.ON Vertrieb Deutschland GmbH (EVD), an der sowohl die E.ON Energie AG als auch jeweils die regionalen Netzbetreibergesellschaften direkt beteiligt sind, wurde zudem eine zentrale Vertriebsgesellschaft gegründet, die für die regionalen Vertriebsgesellschaften strategische Vertriebsfunktionen übernimmt und bündelt.

Insgesamt wird durch diese Struktur eine wirtschaftliche Interessenverknüpfung zwischen den Bereichen Netz und Vertrieb hergestellt, die eine maßgebliche Ausrichtung auf Vertriebsinteressen bedeutet. Ein solches Modell ist deshalb strukturell nicht dazu geeignet, sicherzustellen, dass der Netzbetreiber den nötigen unternehmerischen Freiraum hat, um sein Geschäft ausschließlich an netzeigenen Interessen auszurichten – wie es die Bestimmungen der Entflechtungsregeln nach §§ 6 ff. EnWG vorsehen.

In ihrer Entscheidung vom 03. Februar 2012 stellte die zuständige Beschlusskammer daher fest, dass die „regi.on“-Struktur gegen die entflechtungsrechtlichen Unabhängigkeitsvorgaben aus § 6 S. 1 und 2 sowie § 7a Abs. 1 und 4 EnWG verstößt. Die E.ON Energie AG und die E.ON Bayern AG wurden insoweit verpflichtet, die jeweiligen gesellschaftsrechtlichen Beteiligungen in einer Übergangsfrist von sechs Monaten ab Bestandskraft des Beschlusses aufzugeben. Ein gerichtliches Beschwerdeverfahren gegen diese Entscheidung ist anhängig. Letztlich bedeutet die Entscheidung die Untersagung des Netzmuttermodells als mögliches Entflechtungskonzept für die Verteilernetzebene.

KARLA Gas

Ein weiteres Thema bildete die Festlegung zum Kapazitätsmanagement im Gasbereich. Die zuständige Beschlusskammer der Bundesnetzagentur hat am 24. Februar 2011 eine Festlegung erlassen, mit der wesentliche Regelungen des Kapazitätsmanagements und der Kapazitätsallokation neu gestaltet und vereinheitlicht wurden. Die Festlegung und damit ein verbessertes und vereinheitlichtes Kapazitätsmanagement gelten grundsätzlich für die Abwicklung aller Verträge ab dem 01. Oktober 2011.

Die Buchung und Nutzung von Kapazitäten ist die Grundlage des Zugangs zu den Fernleitungsnetzen. Um im Gasmarkt Transporte durchführen zu können, müssen Transportkunden Ausspeise- und Einspeisekapazitäten halten, die sie bei den Fernleitungsnetzbetreibern buchen. Bei der tatsächlichen Nutzung der wichtigen Netzkopplungspunkte an Marktgebietsgrenzen und an internationalen Grenzen hatte die Bundesnetzagentur insbesondere im Rahmen ihres jährlichen Monitoring festgestellt, dass die physischen Lastflüsse an vielen dieser Punkte keineswegs einer Vollauslastung des Netzes entsprachen. Gleichzeitig waren viele Punkte komplett und oft langfristig ausgebucht. Es bestanden oftmals nicht etwa physische, sondern vertragliche Engpässe. Dies führte dazu, dass der Markteintritt neuer Wettbewerber buchungsseitig nicht abgewickelt werden konnte, obwohl dies physikalisch in vielen Fällen problemlos möglich gewesen wäre. Hier setzt das neue Kapazitätsmanagement an. Die zentrale Zielvorstellung der Festlegung ist es, die technisch ungenutzten aber gebuchten Kapazitäten bei einem vertraglichen Engpass wirtschaftlich nutzbar zu machen und damit auf einen effizienteren Netzzugang hinzuwirken. Hierdurch soll einer größeren Zahl von Transportkunden der gleichzeitige Netzzugang ermöglicht werden. Absehbar ungenutzte Kapazitäten sollen spätestens kurzfristig („Day Ahead“) an den Markt zurückgegeben werden, sodass sie von anderen Transportkunden genutzt werden können. In diesem Zusammenhang wird das Recht zur Renominierung moderat eingeschränkt. Die nicht mehr durch eine Renominierung erreichbaren Anteile der gebuchten Kapazität können anderen Transportkunden zur Verfügung gestellt werden, die damit Gas zwischen zwei benachbarten Marktgebieten transportieren und

letztlich Gashandelsmärkte miteinander verbinden können. Wie festgelegt, wurden die Regelungen zur Rückgabe von Kapazitäten und zur Renominierung zum 01. April 2012 umgesetzt. Zudem soll der Transaktionsaufwand bei der Kapazitätsbuchung minimiert werden. Während bislang bei jeder Buchung Ausspeise- und korrespondierende Einspeisekapazität am gleichen Aus- bzw. Einspeisepunkt erworben werden musste um Gas zwischen Marktgebieten bzw. Ländern zu transportieren, enthält die Festlegung den Ansatz, dass diese künstliche Unterteilung perspektivisch aufgelöst und ein Übergang zu ausschließlichen Bündelbuchungen vollzogen werden soll. Eine Buchung wird sich damit auf den Übergang des Gases aus dem einen Markt in einen anderen Markt beziehen. Die Zusammenlegung zu einem einzelnen buchbaren Punkt erhöht zudem die Liquidität der virtuellen Handlungspunkte, da die Handelsaktivitäten dorthin verlagert werden. Im gleichen Zuge sinkt das Risiko der Transportkunden nur eine Seite der gewünschten Marktübergangskapazität zu erhalten und halbiert die Anzahl der notwendigen Auktionen pro buchbarem Punkt. Für die internationalen Grenzen ist eine verpflichtende Bündelung an Grenzkoppelpunkten zu den Nachbarstaaten im Ergebnis nur vorgesehen, soweit und solange der jeweils betreffende ausländische Netzbetreiber die Bündelung ermöglicht. Erste Projekte zur Bündelung von Kapazitäten an Grenzkopplungspunkten sind bereits umgesetzt.

Schließlich verfolgt die Festlegung das Ziel, die Buchung von Kapazitäten marktgerecht auszugestalten. Sie regelt daher die zentralen Eckpfeiler der Ausgestaltung der Primärkapazitätsplattform sowie des anzuwendenden Auktionsverfahrens. Die Plattform ist unter dem Namen „TRAC-X primary“ (Online Buchungsplattform der FNB) erfolgreich am 01. August 2011 gestartet. Anfängliche Schwierigkeiten sind mittlerweile überwunden. Dies gilt auch für den Day Ahead-Prozess, der für viele Punkte zum 01. April 2012 eingeführt wurde.

Genehmigung zur Ausnahme von Veröffentlichungspflichten zum Systemzustand

Nach Ziffer 3.4.5. des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen („FernleitungsVO“) sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, Informationen bzw. Prognosen zu dem im Fernleitungsnetz befindlichen Gasvolumen bzw. alternativ zu dem aggregierten Ausgleichsstatus aller Nutzer zu veröffentlichen. Mit Beschlusskammerbeschluss der Bundesnetzagentur vom 13. Dezember 2011 wurde den zwölf Fernleitungsnetzbetreibern bis zum 01. April 2013 eine Genehmigung zur Ausnahme von dieser Veröffentlichungspflicht erteilt. Da der Bedarf an externer Regelenergie im jeweiligen Marktgebiet maßgeblich durch die zu veröffentlichen Informationen zu dem im Fernleitungsnetz befindlichen Gasvolumen bzw. zu dem aggregierten Ausgleichsstatus aller Nutzer zustande kommt, wurden im Rahmen dieser Entscheidung insbesondere die von den Antragstellerinnen geltend gemachten Interessen der Marktgebietsverantwortlichen bei der Beschaffung von Regelenergie gegen das Interesse der Marktbeteiligten an der Veröffentlichung der Informationen zum Systemstatus abgewogen. Die

zuständige Beschlusskammer ist hierbei zu dem Ergebnis gekommen, dass die Veröffentlichung der geforderten Informationen zum Systemstatus ausgehend von den derzeitigen wettbewerblichen Strukturen im Regelenergiemarkt von Netznutzern missbräuchlich für ihre Preisgestaltung beim Angebot externer Regelenergie genutzt werden könnte. Da jedoch zukünftig Verbesserungen der wettbewerblichen Strukturen und der Liquidität im Regelenergiemarkt zu erwarten sind und eine Einschränkung der Veröffentlichungspflichten dann nicht mehr erforderlich sein dürfte, wurde die Ausnahmegenehmigung bis zum Ablauf des 01. April 2013 befristet.

Genehmigung maßgeblicher Punkte eines Fernleitungsnetzbetreibers

Nach Art. 18 Abs. 4 FernleitungsVO sind die maßgeblichen Punkte eines Fernleitungsnetzes, zu denen Informationen zu veröffentlichen sind, von den zuständigen Behörden zu genehmigen. Die zuständige Beschlusskammer hat im Juni 2011 zwölf Fernleitungsnetzbetreibern Genehmigungen ihrer maßgeblichen Punkte, zu denen Informationen zu veröffentlichen sind, erteilt. Durch die Genehmigungen wurden insgesamt 237 Ein- und Ausspeisepunkte in Deutschland als maßgebliche Punkte im Sinne der FernleitungsVO eingeordnet. Dies hat zur Folge, dass zu diesen Punkten ausführliche Informationen, u. a. zu technischer, gebuchter und verfügbarer Kapazität, Nominierungen, Renominierungen und tatsächlichen Lastflüssen zu veröffentlichen sind. Durch die Genehmigungen wird zusätzliche Rechtsklarheit hinsichtlich der Geltung von Veröffentlichungspflichten geschaffen. Dies wird zu einer weiteren Verbesserung der Veröffentlichungen und zu einer höheren Transparenz im Gasmarkt führen.

Lieferantenwechsel Gas

Die zuständigen Beschlusskammern der Bundesnetzagentur (Strom und Gas) haben im Oktober 2011 zwei weitgehend deckungsgleiche Festlegungen erlassen, mit denen die strom- und gasseitigen Prozesse zur Abwicklung des Lieferantenwechsels (Beschlüsse „GeLi Gas“ und „GPKE“) geändert wurden. Mit den Festlegungen hat die Bundesnetzagentur umgehend auf die Neuregelung des § 20a Abs. 2 Satz 1 EnWG reagiert, nach der ein Wechsel zu einem neuen Energieanbieter künftig in maximal drei Wochen abzuwickeln ist.

Die Abwicklung aller Lieferantenwechsel erfolgt ab dem 01. April 2012 über einen einheitlichen Prozess, unabhängig davon, ob ein Kunde an einer Entnahmestelle seinen Anbieter wechselt, in eine neue Wohnung einzieht oder eine neu errichtete Entnahmestelle erstmalig ans Netz anschließen will. Durch die Abschaffung des Fristenmonats verkürzt sich nicht nur die Frist für den Wechselvorgang, sondern ermöglicht auch gleichzeitig einen untermonatlichen Wechsel des Anbieters. Entsprechend der vom Neulieferanten beim Netzbetreiber eingegangenen Anmeldung kann die Belieferung des Letztverbrauchers damit an jedem beliebigen Tag des Monats beginnen. Zugleich beinhalten die neuen Festlegungen auch eng be-

grenzte Ablehnungsregeln für den Fall, dass ein Verbraucher trotz eines ungekündigten Liefervertrages wechseln will. Diese dienen einerseits dem Schutz des Wettbewerbs, andererseits auch dem Schutz der Verbraucher selbst, die andernfalls Schadensersatzansprüchen ausgesetzt wären.

Die für den Strom- und Gasbereich durch die Beschlusskammern der Bundesnetzagentur weitgehend vereinheitlichten Regelungen tragen somit dem gesetzlich formulierten Bedürfnis der Verbraucher nach einem schnellen und unkomplizierten Wechsel des Energielieferanten Rechnung. Zudem lassen sie weitere positive Signale für den Wettbewerb erwarten. Die Beschränkung der inhaltlichen Änderungen auf das unmittelbar zur Umsetzung des neuen Gesetzesrahmens Erforderliche, versetzt darüber hinaus die Unternehmen zeitnah in die Lage, die erforderliche Implementierung der Prozesse in die EDV-Systeme vorzunehmen.

Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem GABi Gas und Änderungsfestlegung GABi Gas

Die Bundesnetzagentur hat zum 01. April 2011 gemäß § 30 GasNZV einen Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit einer Evaluierung der wirtschaftlichen Auswirkungen des Ausgleichs- und Regelenergiesystems und Vorschlägen zu einer Weiterentwicklung dieses Systems vorgelegt. Im Ergebnis wurde darin festgestellt, dass sich das geltende Regel- und Ausgleichssystem nach mittlerweile überwundenen Startschwierigkeiten in der Einführungsphase bewährt hat und die Erwartungen an die Wettbewerbsbelebung erfüllt. Grundsätzlicher Handlungsbedarf war hinsichtlich der bestehenden Regelungen nicht zu erkennen. Die Bundesnetzagentur sah allerdings Weiterentwicklungsmöglichkeiten in Form von Feinjustierungen und dem Nachsteuern bei einzelnen Regelungen. Hierbei handelt es sich aber letztendlich um Randkorrekturen, welche die Rahmenbedingungen nicht grundsätzlich in Frage stellen. Allerdings wird zukünftig die Harmonisierung der europäischen Bilanzierungsregeln durch eine einheitliche Rahmenleitlinie Modifikationen des deutschen Regel- und Ausgleichsenergiesystems wahrscheinlich werden lassen.

Der Bericht der Bundesnetzagentur enthält mehrere Handlungsvorschläge. Anreize zur Verbesserung der Datenübermittlungsqualität, der Prognosequalität und der Anwendung von Standardlastprofilen sowie zu einer zeitnahen Abrechnung von Mehr- und Mindermengen bei den Ausspeisenetzbetreibern sollen mithilfe einer monatlichen Abrechnung der Netzkonten etabliert werden. Die Standardisierung von Regelenergieprodukten soll vorangetrieben und die Transparenz des gesamten Regelenergie- und Ausgleichssystems erhöht werden.

Daneben hat die zuständige Beschlusskammer der Bundesnetzagentur weitere Maßnahmen zum Gegenstand eines Änderungsverfahrens zur Festlegung GABi Gas gemacht. Dieses wurde im Mai 2011 eingeleitet. Das Änderungsverfahren zielte insbesondere auf Rechtssicherheit hinsichtlich der in § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV vorgegebenen Toleranzmenge (fünf Pro-

zent der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsersatzverfahren gelieferten Mengen). Im Rahmen einer durchgeführten Konsultation waren insgesamt 25 Stellungnahmen eingegangen. Die Auswertung der Konsultation ergab, dass die Mehrheit der Marktteilnehmer und der Verbände eine Einführung der 5 Prozent-Toleranz aus verschiedenen Gründen ablehnt. Neben einer generellen Erhöhung der Komplexität des Bilanzierungssystems wurde insbesondere die Anreizwirkung auf die Bilanzierungsdisziplin bemängelt, die nach Ansicht der Marktteilnehmer die Gefahr eines steigenden Regelenergiebedarfs beinhaltet. Die zuständige Beschlusskammer erwartete darüber hinaus negative Effekte der 5 Prozent-Toleranz für die Einführung des Konvertierungsentgeltsystems. Nach erneuter Konsultation wurde die Einführung der 5 Prozent-Toleranz im Rahmen eines Eilverfahrens vorläufig ausgesetzt. Mit dem Hauptsacheverfahren, das im Frühjahr 2012 abgeschlossen wurde, wurde die Aussetzung der 5 Prozent-Toleranz endgültig bestätigt.

Hinsichtlich weiterer Änderungsvorschläge stellte die Beschlusskammer der Bundesnetzagentur das Festlegungsverfahren ein. Dies betrifft die Ausweitung der an der Ausgleichs- und Regelenergieumlage beteiligten Kundengruppen auf die Kundengruppen RLM-Entnahmestellen ohne Tagesband („RLMoT“) und RLM-Entnahmestellen mit Nominierungsersatzverfahren („RLMNEV“), die Ausweitung der Ausgleichs- und Regelenergieumlage auf Marktgebietsübergangs-Ausspeise-, Grenzübergangs-Ausspeise- und Speicher-Ausspeisepunkte, die mögliche Einführung symmetrisch gespreizter Ausgleichsenergieentgelte durch Absenkung des Faktors für die Bildung des negativen Ausgleichsenergieentgelts auf 0,8 sowie die Einführung weiterer Veröffentlichungspflichten. Die teilweise Einstellung des Verfahrens findet ihren Grund in dem Umstand, dass der Prozess der Harmonisierung der europäischen Bilanzierungsregeln in einem Maße weiter voranschreitet, der erwarten lässt, dass dieser Prozess mit konkreten Vorgaben noch in diesem Jahr abgeschlossen wird. Zudem hat sich die Transparenz im Ausgleichs- und Regelenergiesystem zwischenzeitlich auch ohne Festlegung erheblich verbessert.

Festlegungsverfahren zur Erhebung von Entgelten zur Nutzung des virtuellen Handelspunktes (VHP-Entgelte)

Mittels Beschlusskammerbeschluss der Bundesnetzagentur wurde am 23. August 2011 eine Festlegung zur Erhebung von Entgelten zur Nutzung des virtuellen Handelspunktes (VHP-Entgelte) erlassen. Bei den VHP-Entgelten handelt es sich nicht um ein grundsätzlich neues Instrument. Bis zum Inkrafttreten der neuen Gasnetzzugangsverordnung vom 03. September 2010 war in einigen Marktgebieten zuvor ein VHP-Entgelt für die Übertragung von Gasmengen zwischen zwei Bilanzkreisen am VHP erhoben worden. Dieses Entgelt wurde erhoben, wenn Händler im Rahmen ihrer Handelsaktivitäten den VHP-Service in Anspruch nahmen. Zum VHP-Service zählen kostenrelevante Dienstleistungen der betroffenen Marktgebietsverantwortlichen, wie beispielsweise das Bereitstellen von Bilanzkreisen sowie die Bearbeitung von Matching und Mismatching.

§ 22 Abs. 1 S. 6 der novellierten GasNZV vom 03. September 2010 regelt, dass für die Nutzung des virtuellen Handelspunktes (VHP) – vorbehaltlich einer abweichenden Festlegung durch die Bundesnetzagentur gemäß § 50 Abs. 1 Ziff. 10 GasNZV – keine Gebühren erhoben werden dürfen. Ohne die Möglichkeit zur Erhebung von VHP-Entgelten wäre eine Finanzierung der bei Handelsaktivitäten am VHP anfallenden Kosten in erster Linie über Dienstleistungsverträge der Marktgebietsverantwortlichen mit den kooperierenden Fernleitungsnetzbetreibern im Marktgebiet möglich. Allerdings würde eine entsprechende Lösung nicht alle VHP-Nutzer, die Kosten verursachende Handelsaktivitäten am VHP tätigen, umfassen. Insbesondere wären in diesem Fall Händler, die lediglich finanzielle Handelsgeschäfte am VHP tätigen (sog. Paper Trader), weder unmittelbar noch mittelbar an den VHP-Entgelten beteiligt, da sie mangels Kapazitätsbuchung keine Netzentgelte zahlen.

Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG, dies insbesondere unter dem Aspekt der Verursachungsgerechtigkeit der Kostenallokation, hat die Bundesnetzagentur im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz nach § 50 Abs. 1 Ziff. 10 GasNZV die Festlegung zur Erhebung von VHP-Entgelten erlassen. Diese Festlegung ermöglicht den Marktgebietsverantwortlichen geringfügige VHP-Entgelte zu erheben. Dabei haben die Marktgebietsverantwortlichen das VHP-Entgelt unter Berücksichtigung der durch die zuständige Beschlusskammer festgelegten Obergrenze von 0,8 ct/MWh kostenorientierte VHP-Entgelte zu bestimmen. Das VHP-Entgelt wird bei jeder nominierten Übertragung von Gasmengen zwischen zwei Bilanzkreisen am VHP erhoben. Dabei wird es sowohl dem Bilanzkreisverantwortlichen des ausspeisenden als auch dem Bilanzkreisverantwortlichen des einspeisenden Bilanzkreises in Rechnung gestellt. Das VHP-Entgelt gilt für die Dauer von zwölf Monaten. Beginn des Geltungszeitraums ist der 01. Oktober eines Kalenderjahres, erstmals der 01. Oktober 2011.

Auf Basis der Festlegung haben die Marktgebietsverantwortlichen für den Geltungszeitraum vom 01. Oktober 2011 bis zum 30. September 2012 ein VHP-Entgelt in Höhe von 0,25 ct/MWh (Gaspool) bzw. in Höhe von 0,18 ct/MWh (NCG) ermittelt.

Festlegungsverfahren zur Einführung eines Konvertierungsentgeltsystems für qualitätsübergreifende Marktgebiete – Eilentscheidungen für die qualitätsübergreifenden Marktgebiete NCG und Gaspool

Ein Tätigkeitsschwerpunkt bildete im Jahr 2011 die weitere Zusammenlegung der deutschen Gas-Marktgebiete. § 21 Abs. 1 der novellierten Gasnetzzugangsverordnung verpflichtet die Gasnetzbetreiber dazu, die bislang bestehenden sechs Marktgebiete bis April 2011 auf drei und bis August 2013 auf zwei Marktgebiete zu reduzieren.

Auf Seiten der Netzbetreiber war im Jahr 2010 erstmals verstärkt die Tendenz erkennbar, die geforderte Reduzierung nicht wie bislang durch Zusammenlegung bestehender Marktgebiete derselben Gasqualität, sondern durch eine qualitätsübergreifende Integration von H- und L-Gas-Marktgebieten herbeiführen zu wollen. Bei einem qualitätsübergreifenden Marktgebiet werden die zusammengefassten H- und L-Gas-Netzbereiche physikalisch weiterhin in unterschiedlichen Gasqualitäten betrieben. Gleichwohl können die Transportkunden alle frei zuordenbaren Ein- und Ausspeisekapazitäten des gesamten Marktgebiets unabhängig von ihrer jeweiligen Gasqualität miteinander verbinden und somit Gas qualitätsübergreifend in dem gesamten Marktgebiet (bilanziell) transportieren. Im Fall qualitätsübergreifender Ein- und Ausspeisungen zwischen H-Gas-Netzbereichen und L-Gas-Netzbereichen des Marktgebietes kann der physische Ausgleich des Netzes gewährleistet werden, indem entweder technische Maßnahmen (z.B. technische Gaskonvertierung oder Gasmischung) oder kommerzielle Maßnahmen (z.B. Einsatz von Regelenergie oder Lastflusszusagen) eingesetzt werden.

Um die Rahmenbedingungen für die qualitätsübergreifenden Marktgebiete zu setzen, hat die zuständige Beschlusskammer am 13. Januar 2011 auf der Grundlage der §§ 29 EnWG, § 50 Abs. 1 Ziff. 1, Ziff. 9, Ziff. 10, § 30 Abs. 2 Ziff. 8 GasNEV ein Festlegungsverfahren eingeleitet. Da vor dem Abschluss des Festlegungsverfahrens zum Konvertierungssystem bereits die beiden qualitätsübergreifenden Marktgebiete NCG und Gaspool den Betrieb aufgenommen haben, hat die Beschlusskammer zum jeweiligen Starttermin am 01. April 2011 bzw. 01. Oktober 2011 im Wege einer einstweiligen Anordnung am 24. Februar 2011 und am 24. August 2011 vorläufige Festlegungen zur Einführung eines Konvertierungsentgelts im Marktgebiet NCG bzw. Gaspool erlassen.

Mit diesen Eilentscheidungen wurden notwendige Grundbestandteile des Konvertierungsentgeltsystems eingeführt und somit die wesentlichen Voraussetzungen für qualitätsübergreifende Marktgebiete geschaffen. So wurde die Erhebung eines Konvertierungsentgelts ermöglicht.

Das Konvertierungsentgelt dient dazu, die durch Verschiebungen der Gasflüsse in qualitätsübergreifenden Marktgebieten entstehenden Kosten zu decken und missbräuchliche Arbitragegeschäfte einzelner Marktbeteiligter zu verhindern. Seine Einführung ist zumindest für die Startphase der qualitätsübergreifenden Marktgebiete erforderlich. Das Konvertierungsentgelt gilt für die Dauer von sechs Monaten. Beginn des Geltungszeitraums ist der 01. April bzw. 01. Oktober eines Kalenderjahres.

Das auf Basis der Eilentscheidungen von den Marktgebietsverantwortlichen ermittelte Konvertierungsentgelt betrug für das Marktgebiet NCG für den Geltungszeitraum 01. April 2011 bis zum 30. September 2011 zwei Euro/MWh bzw. 1,5 Euro/MWh vom 01. Oktober 2011 bis zum 31. März 2012 und für das Marktgebiet Gaspool 2,2 Euro/MWh.

Im Rahmen der Hauptsacheentscheidung zum Konvertierungssystem werden umfassende Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung des Konvertierungssystems festgelegt. Sie vervollständigt somit die Grundbestandteile des Konvertierungssystems ausgehend von den Eilentscheidungen und löst diese ab.

Einspeisung von Biogas

Im Jahr 2011 konnte im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens durch die zuständigen Beschlusskammern bei der Bundesnetzagentur eine Reihe von auslegungsbedürftigen und strittigen Fragen zur GasNZV zwischen Betreibern von Biogasanlagen und Gasnetzbetreibern geklärt werden (Landwärme GmbH/E.ON edis AG). Im Einzelnen ging es dabei um die Einhaltung der Verfahrensfristen für die Durchführung der Anschlussprüfung und der Vorlage eines Netzanschlussvertrages durch den Netzbetreiber sowie den Umfang und die Verbindlichkeit von Anschlussprüfung und Anschlusszusage.

So muss insbesondere die Anschlussprüfung abschließend und die Mitteilung eines positiven Prüfergebnisses verbindlich sein. D.h. der Netzbetreiber kann grundsätzlich keine Vorbehalte mit der Anschlusszusage verbinden. Zudem können grundsätzlich nach einer Anschlusszusage keine Verweigerungsgründe mehr durch den Netzbetreiber geprüft werden, es sei denn, er konnte von diesen keine Kenntnis haben oder der Anschluss ist ihm objektiv technisch unmöglich.

Vorbereitung und Durchführung der Effizienzvergleiche der VNB Gas und der FLNB Gas für die 2. Regulierungsperiode

Die 2. Regulierungsperiode für die Gasnetzbetreiber beginnt am 01. Januar 2013. Gemäß § 1 Abs. 1 ARegV hat die Bundesnetzagentur vor Beginn einer Regulierungsperiode einen bundesweiten Effizienzvergleich für die Betreiber von Gasverteilernetzen durchzuführen. Auch für die Betreiber von Gasfernleitungsnetzen hat die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich gemäß § 22 ARegV durchzuführen. Ziel eines Effizienzvergleiches ist es, für die beteiligten Netzbetreiber jeweils einen Effizienzwert zu ermitteln⁹². Zur Ermittlung der Effizienzwerte hat die Bundesnetzagentur die in der Anlage 3 ARegV beschriebenen Methoden anzuwenden.

Zur Durchführung der Effizienzvergleiche hat die Bundesnetzagentur eine Datenbasis zu verwenden, die sowohl Aufwandparameter als auch Vergleichsparameter berücksichtigt. Als Aufwandparameter sind die nach § 14 ARegV ermittelten Kosten der Unternehmen anzusetzen. Die Vergleichsparameter gemäß § 13 ARegV sollen die Versorgungsaufgabe der Unternehmen abbilden. Auf Basis der so erhobenen Unternehmensdaten wird die relative Effizienz der Unternehmen ermittelt. Die Übermittlung der Strukturdaten im Jahr 2011 erfolgte seitens der Verteilernetzbetreiber Gas – wie bereits in der 1. Regulierungsperiode – über ein Webportal der Bundesnetzagentur. Die übermittelten Strukturdaten wurden durch die Bundesnetzagentur intensiv plausibilisiert. Die Bundesnetzagentur nutzte dabei vielfältige Möglichkeiten, um mögliche Missverständnisse, Fehler bei der Dateneingabe und Inkonsistenzen zu identifizieren und diese in Abstimmung mit den Netzbetreibern abzuklären und auszuräumen.

Für die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgte die Datenerhebung anhand vorbereiteter Excel-Tabellen, welche bis September 2011 ausgefüllt an die Bundesnetzagentur zu übermitteln waren. Diese Daten wurden ebenfalls intensiv plausibilisiert. Die Bundesnetzagentur hat ein Beratungsunternehmen mit der Durchführung der Effizienzvergleiche beauftragt. Zu Beginn des Jahres 2012 wurde mit den Vorbereitungen zur Durchführung der Effizienzvergleiche der Verteilernetzbetreiber Gas und der Fernleitungsnetzbetreiber begonnen.

⁹² Grundsätzlich werden dabei nur diejenigen Netzbetreiber einbezogen, welche am vollumfänglichen Verfahren der Anreizregulierungsverordnung teilnehmen. Kleine Netzbetreiber haben vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode die Option, das vereinfachte Verfahren nach § 24 ARegV zu wählen, sofern an ihr Netz weniger als 15.000 Kunden (Gasverteilernetz) oder 30.000 Kunden (Elektrizitätsverteilernetz) unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

Netzentwicklungsplan Gas 2012⁹³

Die genauen Anforderungen an die deutsche und europäische Gasnetzinfrastruktur in zehn Jahren sind derzeit allenfalls prognostisch antizipierbar. Dennoch muss die Entwicklung des Gastransportnetzes bereits heute erörtert werden, wenn die Gasversorgung der kommenden Dekade in gewohnter Qualität dargestellt werden soll.

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

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 15a Absatz 1 Satz 4 EnWG den Netzentwicklungsplan Gas 2012 auf der Grundlage eines sogenannten Szenariorahmens erarbeitet. Im Szenariorahmen wurden Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern getroffen und geplante Investitionsvorhaben in die regionale und gemeinschaftsweite Netzinfrastruktur sowie die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung identifiziert. Der Entwurf des Szenariorahmens wurde der Bundesnetzagentur im August 2011 vorgelegt und anschließend durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert⁹⁴.

Szenariorahmen Gas		Szenarien zur Stromerzeugung aus Gas		
		Szenario I: Gaskapazitäten stark wachsend	Szenario II: Gaskapazitäten moderat wachsend, Übernahme von ÜNB-Szenario B*	Szenario III: Gaskapazitäten nahezu konstant, Übernahme von ÜNB-Szenario A*
Szenarien zum Gas-Endenergiebedarf	Szenario I: Hoher Gasbedarf	Szenario I: Hohes Gasbedarfsszenario		
	Szenario II: Mittlerer Gasbedarf		Szenario II: Mittleres Gasbedarfsszenario	
	Szenario III: Niedriger Gasbedarf			Szenario III: Niedriges Gasbedarfsszenario

Tabelle 62: Die mit der Stromseite abgestimmten Szenarien. Quelle: Prognos (2011), vereinfachte Darstellung.
*bezogen auf den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), 2011

⁹³ Zum Zeitpunkt der Texterstellung lag nur der seitens der BNetzA noch unbestätigte Entwurf des Netzentwicklungsplans vor.

⁹⁴ Öffentliches Konsultationsverfahren der Fernleitungsnetzbetreiber, <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/szenariorahmen/szenariorahmen.html>

Nach Bestätigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur am 06. Februar 2012 gemäß § 15a Absatz 2 S. 7 EnWG⁹⁵ erstellten die Fernleitungsnetzbetreiber den Netzentwicklungsplan Gas, der auf zwei der drei vorgelegten Szenarien beruht. Zum einem auf dem gasverbrauchsbezogenen höheren Szenario I („hohes Gasbedarfsszenario“, indikative Betrachtung) und zum anderen auf dem moderaten Szenario II („mittleres Gasbedarfsszenario“, vollständige Betrachtung).

Bezogen auf den heutigen Gasbedarf wird in allen bis zum Jahr 2022 reichenden Szenarien ein Rückgang zwischen drei Prozent und 16 Prozent prognostiziert. Diese Entwicklung ergibt sich vor allem aus dem rückläufigen Gasbedarf der Endverbraucher, insbesondere aufgrund von verbesserter Wärmedämmung und Energieeffizienz. Grundlage für die prognostizierte installierte Gaskraftwerksleistung bildet eine zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmte Auflistung der Bestands- und Ersatzkraftwerke und der im Bau oder in Planung befindlichen Gaskraftwerke. Das Szenario I („hohes Gasbedarfsszenario“) bildet ein „Belastungsszenario“ in Bezug auf das Fernleitungsnetz ab und geht von einem besonders hohen Zuwachs an Erzeugungsleistungen durch Gaskraftwerke aus. Ferner wird davon ausgegangen, dass die Förderung von inländischem Erdgas im kommenden Jahrzehnt deutlich zurückgehen wird und auch nicht durch Steigerungen bei der Biogaseinspeisung kompensiert werden kann.

Der Netzentwicklungsplan Gas, welcher in separaten Verfahren sowohl durch die Fernleitungsnetzbetreiber als auch durch die Bundesnetzagentur mit dem Markt konsultiert worden ist⁹⁶, zeigt die erforderlichen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Weiterentwicklung des Fernleitungsnetzes auf. Diese beruhen auf den Ergebnissen der Modellierung des als realitätsnah angenommenen Szenarios II. Die Modellierungen ergeben für das Szenario II bis 2015 notwendige Maßnahmen im Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von knapp 200 km und einer zusätzlichen Verdichterleistung von 90 MW. Dies entspricht einem Investitionsbedarf in Höhe von 600 Mio. Euro. Bis 2022 ergeben die Maßnahmen aus heutiger Sicht einen Leitungsbau von 730 km und eine Verdichterleistung von knapp 360 MW mit einem Investitionsbedarf von insgesamt 2,2 Mrd. Euro.

⁹⁵ Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas: Entscheidung in dem Verwaltungsverfahren, 06. Februar 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/GasNetzEntwicklung_node.html#doc200612bodyText2

⁹⁶ Konsultation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 15a Abs. 3 Satz 1 EnWG, 08. Juni 2012, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/GasNetzEntwicklung/NetzEntwicklungsPlan/NetzEntwicklungsPlan_node.html

Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

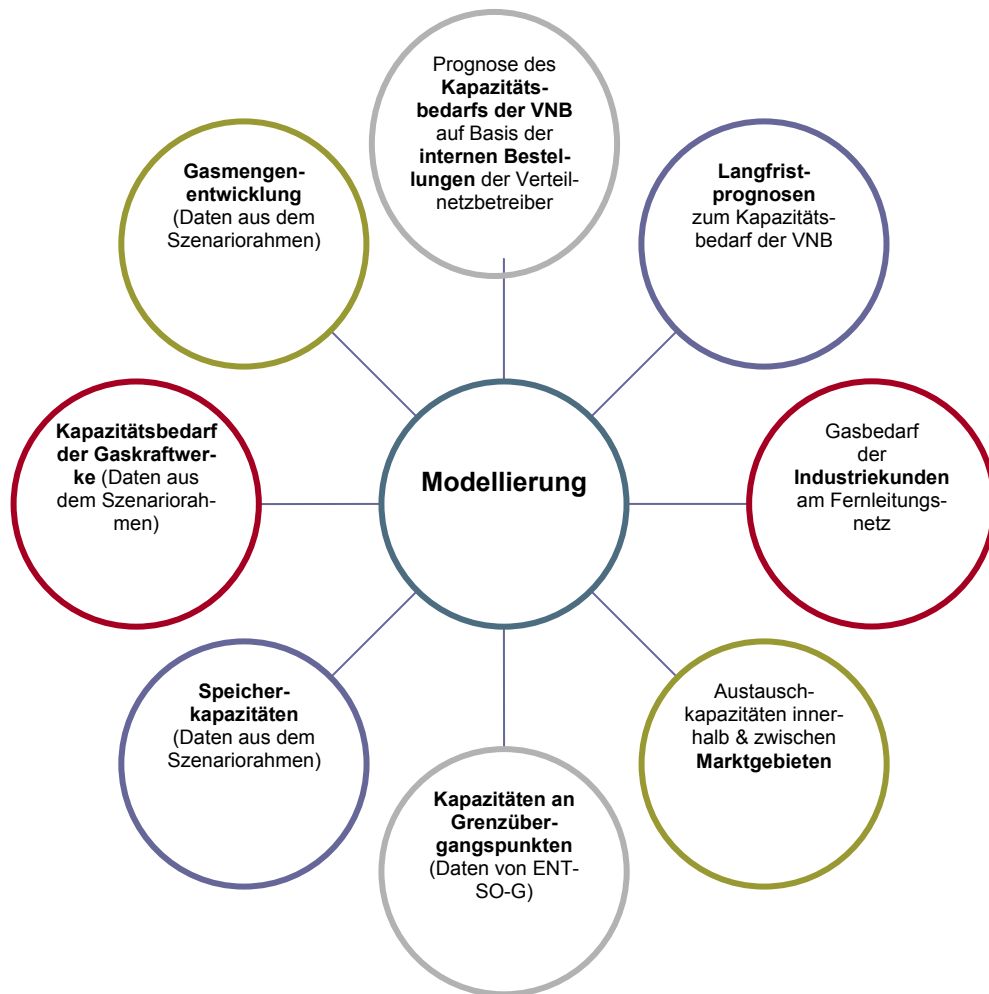


Abbildung 161: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung. Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber (2012), vereinfachte Darstellung. VNB: Verteilnetzbetreiber (zum Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagerter Netzbetreiber), ENT-SO-G: European Network of Transmission System Operators for Gas, Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, siehe www.ENTSO-G.eu.

Diese Ergebnisse wurden unter anderem auf Basis der internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber und der Kraftwerks- und Speicheranfragen kalkuliert. Der Netzentwicklungsplan Gas enthält neben der Umrechnung von Gasbedarf und -aufkommen in regional benötigte Gaskapazität den aktuellen Ausbaustand aller Projekte, die am Fernleitungsnetz angeschlossen sind. Darüber hinaus weist der Plan bereits beschlossene oder Anschlussplanungen mit höchster Realisierungswahrscheinlichkeit auf. Des Weiteren gibt es quantitative Abschätzungen zu den Möglichkeiten von Power-to-Gas und zu etwaigen Folgen eines Versorgungsengpasses für die Kunden.

Zu finden ist der Netzentwicklungsplan Gas 2012 unter www.netzentwicklungsplan-gas.de einsehen. Auf der Seite der Bundesnetzagentur, www.bundesnetzagentur.de (Rubrik Gasnetzentwicklung), gibt es darüber hinaus eine Kraftwerks- und Speicherliste, eine Gesamtfas-

sung zur Kapazitätsentwicklung, eine Netzausbaumaßnahmentabelle und eine Übersicht über alle eingegangenen Stellungnahmen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans.

Übergreifend

Tätigkeiten Bundeskartellamt

Schwerpunkte der kartellbehördlichen Wettbewerbsaufsicht

In der fusionskontrollrechtlichen Praxis des Bundeskartellamtes waren insbesondere vier Zusammenschlussvorhaben von besonderer Bedeutung. In der Missbrauchsaufsicht schloss das Bundeskartellamt zwei Verfahren aus dem Bereich Heizstrom mit förmlichen Entscheidungen ab sowie drei Verfahren, die die Vergabe von Konzessionen für Elektrizität und Gas betrafen. Das Bundeskartellamt hat darüber hinaus seine Sektoruntersuchung Fernwärme abgeschlossen und hierzu einen detaillierten Bericht veröffentlicht, ebenso wie einen Bericht zur Untersuchung von Gas-Konzessionsabgaben für die Belieferung von Haushaltskunden.

Fusionskontrolle

Das Bundeskartellamt hat die Beteiligung der RWE AG an der Stadtwerke Unna GmbH i.H.v. 24 Prozent im Hauptprüfverfahren freigegeben. Ungeachtet der Marktstellung von RWE auf den Strommärkten fehlte es an einer Verstärkungswirkung durch das Fusionsvorhaben. Die Minderheitsbeteiligung an den Stadtwerken Unna wurde bereits Ende der 1990er Jahre vom RWE-Vorgängerunternehmen VEW erworben, war jedoch auf zwölf Jahre befristet. Das neuerliche Vorhaben zielte auf eine dauerhafte Beteiligung von RWE an den Stadtwerken Unna. Trotz der schon bestehenden und nun erneut zu prüfenden Minderheitsbeteiligung von RWE hatten sich die Stadtwerke Unna in der Vergangenheit als eigenständiger Nachfrager beim Elektrizitäts- und Gasbezug gezeigt. Die Stadtwerke Unna hatten die langfristigen Lieferverträge zur Elektrizitäts-Vollversorgung und zur Gas-Vollversorgung mit RWE schon vor Jahren gekündigt und trotz der bestehenden RWE-Beteiligung ein selbstständiges, am Marktgeschehen orientiertes Beschaffungsmanagement praktiziert.

Das Bundeskartellamt hat die Minderheitsbeteiligung von Gazprom an dem größten ostdeutschen Gasversorger VNG in der Hauptprüfphase freigegeben. Das Vorhaben umfasste die Erhöhung der Beteiligung von Gazprom an der VNG auf 10,52 Prozent; zusammen mit der bestehenden Beteiligung von 15,79 Prozent der BASF-Tochter Wintershall sah das Bundeskartellamt darin die Ausübung eines gemeinsamen wettbewerblich erheblichen Einflusses durch Gazprom und Wintershall. Beide Gesellschaften kooperieren bereits in mehreren Gemeinschaftsunternehmen miteinander, unter anderem in der Ferngasgesellschaft Wingas. Das

Bundeskartellamt legte der Entscheidung einen Markt für Erschließung, Förderung und Absatz von Erdgas zugrunde, den das Bundeskartellamt als national auf Deutschland begrenzt einschätzte. Auf dem so abgegrenzten Markt erreichte das russische Staatsunternehmen Gazprom einen Marktanteil von rund einem Drittel und das niederländische Staatsunternehmen Gasterra ebenso wie das norwegische Staatsunternehmen Statoil von jeweils rund einem Fünftel. Die Frage, ob Gazprom auf dem Markt für die Förderung von Erdgas und den Import nach Deutschland ggf. einzelmarktbeherrschend oder gemeinsam mit Statoil und Gasterra als Oligopolist marktbeherrschend ist, wurde in diesem Verfahren offen gelassen, da mit der Minderheitsbeteiligung an der VNG jedenfalls keine nachteilige Verstärkung der Marktposition von Gazprom einherging. Zudem wurde auf zwei nachgelagerten Märkten – den Märkten für die Belieferung von regionalen Weiterverteilern durch überregionale Ferngasgesellschaften und für die Belieferung von großen Industriekunden durch überregionale Ferngasgesellschaften – die Praxis der räumlichen Marktabgrenzung geändert. Statt bislang regionaler, auf das jeweilige Versorgungsgebiet begrenzter Märkte legt das Bundeskartellamt hier nunmehr bundesweite Märkte zugrunde. Auf den betreffenden bundesweiten Märkten kommt sowohl VNG als auch Wintershall nach vorläufiger Einschätzung keine marktbeherrschende Stellung zu. Gegen den Freigabebeschluss des Bundeskartellamtes hat die beigeladene E.ON beim Oberlandesgericht Düsseldorf Beschwerde eingelegt, diese aber später – nach einer Einigung mit Gazprom in einem Schiedsgerichtsverfahren über Preisrevisionen in langfristigen Gasimportverträgen – zurückgenommen.

Das Bundeskartellamt hat den Erwerb der ESW Gas-Vertrieb durch die Enovos in der Hauptprüfphase freigegeben. Die Enovos ist 2009 aus dem Zusammenschluss zweier luxemburgischer Elektrizitäts- und Gasversorger sowie der Saar Ferngas entstanden. Das Unternehmen ist der etablierte Gasversorger in Luxemburg, dem Saarland und dem südlichen Rheinland-Pfalz. Das Fusionsvorhaben bot dem Bundeskartellamt Gelegenheit, seine bisherige Markteinschätzung angesichts des zunehmenden Wettbewerbs im Gassektor zu überprüfen. Auf der Weitervertrieblerstufe (Beliieferung von Stadtwerken und regionalen Weiterverteilern durch überregionale und regionale Ferngasgesellschaften) und der Letztverbraucherstufe hält das Bundeskartellamt derzeit noch an räumlich auf das jeweilige Netzgebiet begrenzten Märkten fest und ist noch nicht zu einer bundesweiten Marktabgrenzung übergegangen. Enovos verfügt auf dem Markt für die Belieferung von Weiterverteilern mit Gas im Saarland und im südlichen Rheinland-Pfalz gegenwärtig noch über eine marktbeherrschende Stellung. Nach der Prognose des Bundeskartellamtes wird der Wettbewerb hier innerhalb der nächsten Jahre stark zunehmen, sodass mit dem Zusammenschluss keine nachteilige Verstärkung der Marktposition von Enovos einhergeht.

Das Bundeskartellamt hat den Verkauf der E.ON-Tochter Open Grid Europe (OGE) an ein Konsortium von Investoren in der Hauptprüfphase fusionskontrollrechtlich freigegeben. OGE

betreibt das größte Gastransportnetz in Deutschland. Dieses Netz mit seinen Pipelines in Ost-West- und in Nord-Süd-Richtung ist eine zentrale Transit-Infrastruktur für Gas in Europa. Aufgrund von europarechtlich vorgegebenen Entflechtungsvorschriften hatte E.ON-RuhrGas das Netz im Herbst 2010 in die Gesellschaft OGE ausgegliedert. Einer der Erwerber, Macquarie, hatte bereits zuvor das ehemals zu RWE gehörende Gastransportnetz der Thyssengas erworben. Thyssengas betreibt vor allem in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen ein Gasfernleitungsnetz, darunter auch gemeinsame oder parallele Gasleitungen mit OGE. Eine Verstärkung der marktbeherrschenden Stellung von OGE und Thyssengas hat das Bundeskartellamt verneint, weil aufgrund von gesetzlichen Vorgaben auch künftig die Berechnung und Festsetzung der Netzentgelte bei OGE und Thyssengas allein von der Unternehmensleitung der beiden Gasnetzbetreiber ohne Einfluss der Gesellschafter getroffen werden müssen. OGE und Thyssengas werden nach dem Energiewirtschaftsgesetz als unabhängige Transportnetzbetreiber (UTB) geführt. Das UTB-Modell stellt sicher, dass der UTB alle Belange des Netzbetriebs unabhängig ausüben und entscheiden kann. Das Bundeskartellamt befasst sich in einem gesonderten Verfahren damit, ob eine mögliche Kooperation der beiden Unternehmen im Hinblick auf Kapazitäts- und Netzentgeltberechnung eine Wettbewerbsbeschränkung darstellen würde.

Missbrauchsaufsicht

In einem der Missbrauchsverfahren, die das Bundeskartellamt gegen Heizstromversorger eingeleitet und sukzessive, zum Teil nach Verpflichtungen der Versorger zur finanziellen Entlastung der Kunden, abgeschlossen hat, hat das Bundeskartellamt den Energieversorger Entega zu einer Rückerstattung von insgesamt rund fünf Mio. Euro an seine Heizstromkunden verpflichtet. Das Bundeskartellamt hatte festgestellt, dass das Unternehmen in den Jahren 2007 bis 2009 von Haushalts- und Kleingewerbekunden missbräuchlich überhöhte Preise verlangt hat. Im Heizstrombereich bestehen nach wie vor so gut wie keine Möglichkeiten für Verbraucher, den Versorger zu wechseln. Auf Beschwerde von Entega ist die Sache beim Oberlandesgericht Düsseldorf anhängig. Das Verfahren gegen einen weiteren Heizstromversorger, Städtische Werke AG, Kassel, wurde mit einer Zusagenentscheidung nach § 32b GWB beendet, in der sich die Städtischen Werke Kassel zu einer erheblichen Rückerstattung an bestimmte Kunden und zur Einhaltung von vier strukturellen Zusagen verpflichten.

Im Bereich der Missbrauchsverfahren wegen der Vergabe von Konzessionsverträgen für Strom und Gas hat das Bundeskartellamt drei Verfahren mit Zusagenentscheidungen nach § 32b GWB (Markkleeberg, Dinkelsbühl und Pulheim) abgeschlossen. Im Fall Pulheim haben die Beigeladenen gegen die Zusagenentscheidung Beschwerde beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt.

Im Verfahren GAG Ahrensburg, einem Musterfall zu Konzessionsabgaben, hat das Oberlandesgericht Düsseldorf die Entscheidung des Bundeskartellamtes bestätigt. Das Bundeskartellamt hatte es untersagt, dass Drittlieferanten bei der Durchleitung statt der niedrigeren Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden die höhere Konzessionsabgabe für Tarifkunden laut Konzessionsabgabenverordnung berechnet wird.

Berichte und Sektoruntersuchungen

Das Bundeskartellamt hat einen Bericht über Gaskonzessionen und die Auswirkungen von Konzessionsabgaben auf den Wettbewerb um Endkunden veröffentlicht. Konzessionsabgaben sind vom Netzbetreiber an die Kommune zu zahlende Entgelte für die Einräumung von Wegenutzungsrechten für die Verlegung von Gas- und Stromleitungen. Der Netzbetreiber ist berechtigt, die Konzessionsabgabe auf die Versorgungsunternehmen, die sein Netz nutzen, zu überwälzen. Die Belastung durch die überwälzte Konzessionsabgabe geben die Versorgungsunternehmen an ihre Endkunden weiter. Die Untersuchung des Bundeskartellamtes belegt empirisch, dass stark überhöhte Konzessionsabgaben, die auf die Versorgungsunternehmen und schließlich die Endkunden überwälzt werden, zu einer geringeren Wechselquote bei Gas-Haushaltskunden führen. Wenn durch die Abrechnung überhöhter Konzessionsabgaben die Kosten von Wettbewerbern bei der Belieferung von Gas-Haushaltskunden künstlich erhöht werden, liegt ein Behinderungsmissbrauch vor.

Das Bundeskartellamt hat den Abschlussbericht seiner im September 2009 eingeleiteten Sektoruntersuchung Fernwärme veröffentlicht. Die Untersuchung weist wettbewerbliche Defizite auf den Fernwärmemärkten nach. Die jeweils örtlich etablierten Versorger sind kaum Wettbewerb ausgesetzt und verfügen jeweils über eine marktbeherrschende Stellung. Die Verbraucher haben keine Wechselmöglichkeiten. Für ein flächendeckend überhöhtes Preisniveau im Fernwärmesektor gibt es keine deutlichen Hinweise, allerdings sind die Unterschiede zwischen den Preisen in den einzelnen Netzgebieten erheblich und betragen in einigen Fällen über 100 Prozent. Das Bundeskartellamt beabsichtigt, zunächst die Verhältnisse in den Netzgebieten mit den höchsten Erlösen in den Jahren 2007 und 2008 genauer zu untersuchen.

Competition Advocacy

Vom Wettbewerb auf den Energieerzeugungs- und Energievertriebsmärkten haben die Verbraucher seit der Liberalisierung stark profitiert, auch wenn dies angesichts steigender staatlicher oder staatlich veranlasster Abgaben nicht immer erkennbar ist. Besondere Aktualität gewinnt die Frage der wettbewerblichen Ausrichtung angesichts der im Jahr 2011 eingeleiteten Energiewende, mit der die Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten grundlegend umgestaltet werden. Das Bundeskartellamt hat im Berichtszeitraum immer wieder betont, dass

die wettbewerbliche Ausgestaltung der Energieerzeugungsmärkte zu einer effizienten und kostensparenden Energieversorgung beitragen kann. Wettbewerb und Versorgungssicherheit stellen dabei keineswegs einen Widerspruch dar. Eine wettbewerbliche Ausgestaltung der Energiemärkte kann dazu beitragen, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf möglichst viele Akteure zu verteilen. Die Planungen zu der im Energiekonzept der Bundesregierung vorgesehenen Markttransparenzstelle haben sich im Berichtszeitraum konkretisiert. Das Bundeskartellamt begrüßt die geplante Einrichtung dieser von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur gemeinsam zu betreibenden Stelle.

Tätigkeiten Bundesnetzagentur

Mitwirkung der Bundesnetzagentur in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)

Mit dem Inkrafttreten des dritten Energiebinnenmarktpakets hat die Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-Regulierungsbehörden (ACER) am 03. März 2011 ihre operative Tätigkeit in Ljubljana offiziell aufgenommen. 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.

Die 2003 gegründete Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas (ERGEG) wurde nach Übernahme ihrer Funktionen als offizielles Beratungsgremium der Kommission durch ACER im Juli 2011 von der Kommission aufgelöst. Im Rahmen von ERGEG hatten die Regulierungsbehörden mit der Europäischen Kommission beschlossen, die fast zweijährige Übergangsperiode nach Verabschiedung des dritten Energiebinnenmarktpakets in 2009 und seinem vollständigen Inkrafttreten in 2011 für vorbereitende Arbeiten zu nutzen. Dies erleichterte einen raschen Arbeitsbeginn der Agentur und ermöglichte bei verschiedenen Fragestellungen so zu agieren, als hätte die Agentur ihre Arbeit bereits aufgenommen.

Das Energie-Infrastrukturpaket

Seit Anfang 2011 begleiten die europäischen Energieregulierer in einem stetigen Dialog die Initiative der Europäischen Kommission für ein „Energie-Infrastrukturpaket“. In einer Reihe von Workshops unter Beteiligung von Netzbetreibern, institutionellen Investoren und Banken hinterfragten die Regulierer zentrale Annahmen der Kommission zu dem bis 2020 erwarteten Investitionsvolumen, den Hürden für die Realisierung dieser Investitionen und geeigneten Abhilfeinstrumenten. Wie auch die Vereinigungen der europäischen Netzbetreiber ENTSO-E und ENTSO-G betonten sie das zentrale Problem der komplexen und überlangen Planungs- und Genehmigungsverfahren. Das Ausmaß der durch regulierte Netzentgelte möglichen Refinanzierungen derartiger Projekte wird von den Regulierungsbehörden weitaus positiver eingeschätzt als durch die EU-Kommission. Daher sehen die Regulierer nur in geringem Umfang einen möglichen Bedarf für eine finanzielle Unterstützung einzelner Projekte im Rahmen der von der Kommission vorgeschlagenen „Connecting Europe Facility“. Auch die Rolle sog. „innovativer Finanzierungsinstrumente“ wie Projektbonds, wird mit Blick auf die spezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen des eng vermaschten kontinentalen Stromübertragungsnetzes skeptisch gesehen. Im CEER wurde unter Vorsitz der Bundesnetzagentur eine vergleichende Übersicht der Investitionsbedingungen im Rahmen der nationalen Entgeltregulierungssysteme erstellt.

Die europäischen Energieregulierer wirken konstruktiv in der öffentlichen Diskussion der Legislativ-Vorschläge der EU-Kommission vom Oktober 2011 mit und veröffentlichten im Januar 2012 ein Positionspapier über „Regulatory issues in the Energy Infrastructure Package“.

Zudem arbeitet die Bundesnetzagentur seit Februar 2012 an der vorzeitigen Umsetzung des Verordnungsentwurfs in zehn von zwölf Prioritätskorridoren mit. Hierbei sind vor allem die Regionalgruppen im Strombereich (Northern Sea Offshore Grid, North-South Electricity Interconnections in Western Europe, North South Electricity Interconnections in Eastern Europe und Baltic Energy Market Interconnection Plan in Electricity) und im Gasbereich (North South Gas Interconnections in Western Europe, North South Gas Interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe, Southern Gas Corridor, Baltic Energy Market Interconnection Plan in Gas) zu nennen. In diesen verschiedenen Korridoren wurden in von der EU-Kommission geleiteten Arbeitsgruppen, die aus Vertretern der Mitgliedsstaaten, der Regulierungsbehörden und den ÜNB bestehen, bereits potenzielle Projekte von allgemeinem Interesse (Project of Common Interest -PCIs) identifiziert und diskutiert.

Stellungnahmen zu dem gemeinschaftsweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan von ENTSO-E und ENTSO-G

ENTSO-E und ENTSO-G sind verpflichtet im Abstand von zwei Jahren einen europäischen Netzentwicklungsplan für Strom und für Gas anzufertigen, der mit einem Zeithorizont von zehn Jahren in die Zukunft weist. ACER hat wiederum die Aufgabe, innerhalb von zwei Monaten nach Erhalt des 10-Jahres-Netzentwicklungsplan eine Stellungnahme zu dem jeweiligen Plan anzufertigen. Dabei sollen auch die Ziele Diskriminierungsfreiheit, funktionierender Wettbewerb und Marktintegration berücksichtigt werden. Weiterhin soll geprüft werden, inwiefern der europäische Plan konsistent mit den jeweiligen nationalen Plänen ist. Im Strombereich wurde im Juli 2012 der aktuelle Plan von ENTSO-E vorgelegt und von ACER bewertet.

ACER hat den ENTSO-G-Plan am 18. Juli 2011 erhalten, im Anschluss daran hat ACER unter Mitarbeit der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden innerhalb von zwei Monaten den Plan im Hinblick auf Konsistenz und die beschriebenen Ziele geprüft und eine Stellungnahme angefertigt.

Elektrizität

Rahmenleitlinie Systembetrieb und zugehörige Netzkodizes

ACER hat finale Rahmenleitlinien Systembetrieb im Dezember 2011 an die EU Kommission übermittelt. Anschließend ist der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-E aufgefordert, innerhalb dieser Rahmenleitlinie entsprechende Netzkodizes zu erstellen.

Rahmenleitlinie zu Kapazitätsallokation und Engpassmanagement sowie zugehöriger Netzkodizes

Im April 2011 hat die ACER mit den Arbeiten zur Erstellung einer Rahmenleitlinie zu Kapazitätsallokation und Engpassmanagement begonnen. ACER hat die finale Rahmenleitlinie am 29. Juli 2011 an die Europäische Kommission übermittelt. Daraufhin hat die Europäische Kommission am 16. September 2011 den europäischen Netzbetreiberverband ENTSO-E aufgefordert, den Netzkodex innerhalb dieser Rahmenleitlinie (für die Teile Kapazitätsberechnung, vortäglicher und untertägiger Handel) zu erstellen. Der Teil zur langfristigen Kapazitätsallokation wird in einem separaten Netzkodex behandelt werden, da diesbezüglich zunächst noch weitergehende Diskussionen und Studien geführt werden müssen.

Rahmenleitlinie zu Regelenergie

Im Juni 2011 hat die ACER mit den vorbereitenden Arbeiten zur Erstellung einer Rahmenleitlinie zu Regelenergie begonnen. ACER wird die Rahmenleitlinie im September 2012 an die EU Kommission übermitteln. Anschließend ist der europäische Netzbetreiberverband ENTSO-E aufgefordert, den Vorgaben dieser Rahmenleitlinie entsprechende Netzkodizes zu erstellen.

Weiterführende Details zu den Rahmenleitlinien werden in den entsprechenden Kapiteln im Berichtsteil „Europäische Integration“ beschrieben.

Gas

Rahmenleitlinie für Regeln zur Kapazitätsvergabe und Leitlinie zum Engpassmanagement

Am 03. August 2011 wurde die erste Rahmenleitlinie im Gasbereich durch ACER verabschiedet. Die Rahmenleitlinie zur Kapazitätsallokation (Capacity Allocation Mechanisms, CAM) sieht eine diskriminierungsfreie Vergabe europaweit standardisierter Kapazitätsprodukte per Auktionsverfahren vor. Die Rahmenleitlinie bildet die Basis für die Entwicklung von Netzkodizes, die die Fernleitungsnetzbetreiber auf Gemeinschaftsebene im Rahmen des ENTSO (Gas) ausarbeiten. ENTSO-G übermittelte am 06. März 2012 den Netzkodex, der daraufhin auf Übereinstimmung mit den Vorgaben der Rahmenleitlinie überprüft wurde. Aktuell überarbeitet ENTSO-G den Netzkodex auf Basis der Bewertung der Agentur. Die Bundesnetzagentur hat den Vorsitz in der Arbeitsgruppe Kapazitäten inne und ist daher maßgeblich beteiligt.

Neben der Allokation von Kapazitäten veröffentlichte die Europäische Kommission den Entwurf zu Leitlinien über Engpassmanagement (Congestion Management Procedure, CMP). Dieser basiert auf den noch unter ERGEG verabschiedeten Empfehlungen. Die Bundesnetzagentur hat auch in diesem Bereich einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des europäischen Binnenmarktes geleistet. Der Vorschlag wurde im Ausschussverfahren im ersten Quartal 2012 nach Änderungen angenommen und ist nun Folge der Entscheidung 2012/490/EU der EU-Kommission nunmehr als Ergänzung des Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen. Beide Massnahmen sind in ihrer aktuellen Fassung gut mit der nationalen Festlegung zum Kapazitätsmanagement und der Kapazitätsallokation, KARLA Gas, der Bundesnetzagentur vereinbar.

Rahmenleitlinie zur Bilanzierung

Am 18. Oktober 2011 wurde die Rahmenleitlinie Bilanzierung, an deren Erstellung die Bundesnetzagentur grundlegend mitgearbeitet hat, durch die ACER verabschiedet. Die Kernpunkte der Leitlinie, zu denen neben dem Grundsatz der Tagesbilanzierung auch die Regelenergiebeschaffung über den kurzfristigen Großhandelsmarkt zählt, sind mit dem deutschen Bilanzierungsregime nach GABi Gas grundsätzlich vereinbar. Am 13. April 2012 haben die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des ENTSO (Gas) einen auf der Rahmenleitlinie basierenden Entwurf des Netzkodex Bilanzierung veröffentlicht und bis 12. Juni 2012 öffentlich konsultiert. Der finale Netzkodex, dessen Inhalte national bindend werden sollen und dessen Erstellung die Bundesnetzagentur weiterhin eng begleiten wird, soll im November 2012

vorgelegt werden. Eine detaillierte Beschreibung der wesentlichen Inhalte des vorliegenden Entwurfs des Netzkodex findet sich im Berichtsteil „Bilanzierung“.

Rahmenleitlinie zur Interoperabilität und zum Datenaustausch

ACER hat am 26. Juli 2012 eine “Framework Guideline on Interoperability and Data Exchange Rules for European Transmission Networks“ verabschiedet. Die Rahmenleitlinie wird anschließend dem Netzbetreiberverband ENTSO-G übergeben mit der Vorgabe einen Netzkodex zu erstellen. Die Rahmenleitlinie soll europaweit einheitliche Regeln zum Datenaustausch und zur Förderung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze etablieren. Die grundsätzlichen Vorgaben der Rahmenleitlinie werden im Netzkodex detailliert ausgearbeitet werden.

REMIT (Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency)- Umsetzung der Verordnung 1227/2011/EU über die Integrität und die Transparenz des Energiegroßhandels

Im Rahmen der Verordnung 1227/2011 EU über die Integrität und die Transparenz des Energiegroßhandels (REMIT-VO) vom 25. Oktober 2011 haben sowohl ACER als auch die nationalen Regulierungsbehörden neue Aufgaben übernommen, durch die Insiderhandel und Marktmanipulation auf Energiegroßhandelsmärkten verhindert werden sollen. Nach gegenwärtigem Zeitplan ist vorgesehen, dass das gesamte Aufsichtssystem der REMIT-VO auf europäischer und nationaler Ebene bis Ende 2013 vollständig und funktionsfähig eingerichtet ist. Dies zu erreichen, wird in den kommenden Jahren für ACER, Unternehmen und NRB eine große Herausforderung. Die Bundesnetzagentur ist in den entsprechenden Arbeitsgruppen vertreten und unterstützt ACER aktiv bei der Ausgestaltung eines effizienten und effektiven Aufsichtssystems.

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.

Europäische Entwicklungen im Verbraucherschutz

Im Rahmen der Mitarbeit in der Customer Retail Market Working Group (CRM WG) des CEER hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2011 die Entstehung mehrerer Dokumente mit Bezug auf Verbraucherthemen begleitet. Das dritte Binnenmarktpaket enthält verbraucherrechtliche Vorgaben für die nationalen Regulierer, auf Grundlage derer der CEER verschiedene Leitfäden zum Endkundenmarkt erarbeitet. Die EU-Kommission stützt sich in ihrer Arbeit zum Endkundenmarktdesign auf diese Empfehlungen.

Im Bereich Verbraucherschutz und –stärkung hat CEER im Juli 2011 einen Entwurf eines Leitfadens über das Endkundenmarktdesign für Strom und Gas mit Fokus auf Rechnungslegung und Lieferantenwechsel erarbeitet (“Guidelines of Good Practice on electricity and gas retail market design, with a focus on switching and billing”). In Vorbereitung dessen hat der CEER eine Zusammenfassung der hierzu bereits existierenden nationalen Praktiken erstellt.

Weiterhin wurden Fallstudien sowie ein erster Entwurf einer Empfehlung zu Preisvergleichs-Werkzeugen erstellt. Darüber hinaus wurde ein vergleichender Bericht über die Rollen und Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden im Hinblick auf Verbraucherstärkung und Verbraucherschutz erarbeitet. Dieser gibt einen Überblick über die Praktiken der nationalen Regulierungsbehörden vor Inkrafttreten des dritten Binnenmarktpakets („Benchmarking Report on the roles and responsibilities of NRA’s in customer empowerment and protection as of 1st January 2011”).

Auf eine Anfrage der EU-Kommission hatte ERGEG im Jahr 2010 Leitlinien guter fachlicher Praxis für die Bearbeitung von Verbraucher-Beschwerden erarbeitet. Im September 2011 erstellte CEER einen Statusbericht über die tatsächliche Anwendung dieser Leitlinien (“Status Review of the Implementation of the GGP on Complaint Handling, Reporting and Classification as of 1 January 2011”). Der Statusbericht zeigt, dass die meisten Empfehlungen vollständig, zumindest aber teilweise in allen Staaten umgesetzt wurden. Das dritte Binnenmarktpaket macht ebenfalls konkrete Vorgaben zu alternativen Streitbeilegungsverfahren. CEER hat sich in diesem Zusammenhang zur Einrichtung und Bezeichnung unternehmensinterner alternativer Streitbeilegungsverfahren geäußert („CEER position regarding the ‘branding’ of ADR bodies“).

In Deutschland wurden die Anforderungen aus dem dritten Binnenmarktpaket in der EnWG-Novelle 2011 umgesetzt, welche zu einer Erweiterung und Konkretisierung der Inhalte von Strom- und Gasrechnungen sowie von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden (vgl. §§ 40 ff EnWG) und zu Regelungen zum unternehmensinternen Beschwerdemanagement und der Einrichtung der Schlichtungsstelle Energie führten (vgl. §§ 111a ff EnWG).

International Strategy Group

Im Rahmen der International Strategy Group (ISG) wurden der Dialog mit strategisch wichtigen Staaten und Partnern fortgesetzt sowie die internationalen Positionen des CEERs koordiniert. Dies galt letztlich insbesondere der Stärkung der Rolle der europäischen Regulierungsbehörden auf internationaler Ebene. Besonderes Augenmerk wurde auf die Weiterentwicklung im Hinblick auf die europäische Energieaußenpolitik gelegt, hier übernahm die Gruppe eine aktive Mitgestaltungsfunktion. Ferner galt es, gemeinsame regulatorische Praktiken durch den Erfahrungsaustausch und die Erarbeitung von Best Practices weiter zu entwickeln. Beispielfürhaft hierfür sind die Diskussionen mit der russischen Regulierungsbehörde (Federal Tariff Service) sowie die Zusammenarbeit mit den Staaten der „Eastern Partnership Platform“ der EU-Kommission. Des Weiteren erfolgte ein enger bilateraler Austausch mit anderen Regulierer-Zusammenschlüssen bzw. –behörden (African Forum for Utility Regulators (AFUR), Association of Ibero-American Regulators (ARIAE), Federal Energy Regulatory Commission (FERC), National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), Association of Mediterranean Regulatory for Electricity and Gas (MEDREG)).

Elektrizität

CEER Bericht zur Förderung Erneuerbarer Energien in Europa

Der in 2011 erstmalig veröffentlichte „CEER Report on Renewable Energy Support in Europe“ diente dazu, einen vergleichbaren Datensatz zu Fördersystemen für erneuerbare Energien in 16 EU-Mitgliedsstaaten aufzubauen. Dabei wurden die unterschiedlichen Fördersysteme klassifiziert und geförderte Energiemengen und Kosten der Fördersysteme technologiespezifisch verglichen. In 2012 werden die Regulierungsbehörden eine Aktualisierung dieses Berichts erarbeiten und insbesondere auch Fortschritte bei der Marktintegration von erneuerbaren Energien untersuchen.

In Folge einer öffentlichen Konsultation in 2011 veröffentlichte CEER im Juni 2012 Schlussfolgerungen zu „The impact of non harmonisation of national RES support schemes“. Darin werden jenseits der öffentlich geführten Debatte zu den Modellen Einspeisevergütung versus Quotensystem insbesondere die langfristige Stabilität von Fördersystemen und die Minimierung des Investitionsrisikos als Erfolgsfaktoren herausgestellt. Darüber hinaus unterstreicht der Bericht die zentrale Bedeutung der Netzkodizes des Dritten Energiepakets für die Netzintegration der erneuerbaren Energien.

CEER Bericht zu Regulierungsansätzen für Smart Grids

Das CEER-Papier "CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids" ist eine Fortführung des ERGEG-Positionspapiers „Smart Grids“, welches 2010 veröffentlicht wurde. Die Untersuchung zeigt einmal mehr, dass auf europäischer Ebene das Thema Smart Grids weit davon entfernt ist, konsensfähig zu sein: Nur vier von 27 Länder verfügten zum Untersuchungszeitpunkt über eine Definition für Smart Grids.

Im Bereich „Regulatory Challenges“ wird ausgeführt, dass ein fehlendes nationales Verständnis sowie politische Initiativen, fehlende Standards und eine gewisse Ratlosigkeit, wie man Netzbetreiber dazu bewegen, innovative Lösungen zu wählen, noch hemmend auf die Entwicklung von Smart Grids wirken. Immerhin verfügen drei Länder über konkrete Roadmaps für Smart Grids und in elf weiteren Ländern werden diese erwogen. In drei Ländern wurden bereits Kosten-Nutzen-Analysen für Smart Grid-Aspekte unternommen, in sechs weiteren Ländern ist dies geplant. Dabei orientieren sich etliche Länder aktuell an ihren Demonstrationsprojekten, deren Auswertung noch bevorsteht.

CEER schlägt vor, Demonstrationsprojekte weiter voranzubringen und die Ergebnisse möglichst breit zu streuen. Außerdem soll weiter an Indikatoren gearbeitet werden, mit denen der Output von Smart Grids in der Zukunft gemessen und verglichen werden können soll.

Best-Practice-Leitlinien für regulatorische Fragen zu Smart Metering

Anfang 2011 wurden die Guidelines of Good Practice of Regulatory Aspects of Smart Metering von ERGEG veröffentlicht. Dieser Veröffentlichung ging ein einjähriger Prozess der Erstellung voraus und baute auf einer Statusabfrage bezogen auf das Jahr 2008 in den einzelnen Mitgliedsstaaten zum Stand der Umsetzung bei der Einführung von Smart Metering auf. Die Bundesnetzagentur hat durch aktive Mitarbeit in der Retail Market Functioning Task Force (RMF TF) von ERGEG/CEER einen wesentlichen Beitrag für die Entwicklung der Guidelines geleistet.

Die Leitlinien enthalten 29 Empfehlungen, die nach den Bereichen Strom und Gas unterschieden werden.

Innerhalb dieser beiden Sparten werden folgende Bereiche näher betrachtet:

- a) Services, die der Kunde von einem Smart Metering System erwarten kann und die mit bestimmten technischen Grundfunktionen verknüpft sind, die wiederum an das Mandat M/441 (Auftrag der EU-Kommission an Normungsorganisationen, Grundfunktionen elektronischer Zähler zu standardisieren) angelehnt sind. Die Services sind nicht mit technischen Funktionen am Gerät gleichzusetzen. Vielmehr sind Services aus Sicht

des Endkunden gesehene wünschenswerte und sinnvolle Auswirkungen sowie Resultate eines allumfassenden Smart-Metering-Systems.

- b) Kosten-Nutzen-Analyse und Rollout, sowie
- c) Datenschutz.

Das Dokument stellt zukunfts offene und im Einklang mit anderen europäischen Vorgaben stehende Forderungen auf, die durch die Mitgliedsstaaten selbst als auch durch die Industrie und Anwender beim Thema Smart Metering berücksichtigt werden sollen.

CEER-Empfehlung für die Einführung eines Demand Response Market mit Smart Metern

Die RMF TF des CEER verfasste unter Beteiligung der Bundesnetzagentur im Jahr 2011 den "CEER Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters" eine Empfehlung für die Einführung eines sogenannten Demand Response Marktes, der insbesondere die Lastseite zu mehr Beteiligung veranlassen soll.

In der Empfehlung wurden sieben Markttrollen identifiziert, die sowohl einzeln als auch im Zusammenspiel Einfluss auf die Etablierung eines lastseitig ausgerichteten Marktes haben und nehmen können: Kunden, Kleinstherzeuger, Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Versorger, Service-Dienstleister und nationale Regulierer. Alle Beteiligten werden dazu aufgefordert, einen funktionierenden Markt mit attraktiven Angeboten zu entwickeln.

Damit sich Haushalte an solchen Märkten beteiligen (wollen), müssen die angebotenen Anwendungen und Funktionen möglichst einfach und verständlich sein. Dabei muss die Initiative nicht ausschließlich vom Verteilnetzbetreiber ausgehen. Dynamische Netznutzungstarife als Mittel der Anreizsetzung zur Teilnahme von Kunden an einem solchen Markt werden kritisch gesehen, da dies zu einer höheren Komplexität und weniger Transparenz für alle Beteiligten führt.

Gas

Gas Target Model

Auf dem 18. Madrid Gas Forum im September 2010 wurden die Regulierer aufgefordert einen Prozess zu initiieren, an dessen Ende ein Zielmodell für den europäischen Gasmarkt stehen soll. Die Kommission nannte als ambitionierte Vorgabe die Vollendung des europäischen Gasbinnenmarktes bis 2014. Daraufhin haben die Regulierer einen engen Dialog mit den Stakeholdern angestoßen. Die Bundesnetzagentur hat dieses Projekt gemeinsam mit den Regulierungsbehörden aus Österreich und Großbritannien geleitet. Anfang 2012 wurde das Gas Target Model auf dem 21. Madrid Forum präsentiert. Das Gas Target Model ist ein starkes Plädoyer für die Schaffung von funktionsfähigen Großhandelsmärkten und definiert diese anhand von Kriterien. Während die Vorgaben aus dem Dritten Richtlinienpaket sowie den Rahmenleitlinien auf die möglichst effiziente Nutzung der vorhandenen Gasinfrastruktur abzielen, versucht das Gas Target Model den Faden an dieser Stelle aufzunehmen und bietet Vorschläge an, wie in einem nächsten Schritt funktionsfähige Handelsmärkte geschaffen und anschließend verbunden werden können. Das Ziel ist dabei möglichst vollständige Preisangleichung zu erreichen. Sowohl das verfolgte Gesamtkonzept als auch die beiden Teilschritte (Schaffung liquider Märkte und Verbindung derselben) sind mit dem deutschen System sehr gut vereinbar bzw. lassen dieses sinnvoll in ein europäisches Gesamtmodell ein.

Ergänzungen der Best-Practise-Leitlinien für den Drittzugang zu Gasspeichern zu den Themen Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement

Mitte 2011 wurde die von der Bundesnetzagentur miterarbeitete Erweiterung der bestehenden Guidelines of Good Practice for Storage System Operators (GGP SSO) zu CAM und CMP angenommen. Die nicht rechtsverbindliche Leitlinie befasst sich mit der Bestimmung der Kapazitätsvergabe an Speichern und rät zu standardisierten Open Subscription Periods⁹⁷. Ebenso werden Auktionen als marktbasierter Allokationsmechanismus sowie die Möglichkeit von „Combined Products“, d.h. der Bündelung von Speicher-Produkten und Transport-Kapazität bei entsprechender Marktnachfrage vorgeschlagen. Im Bereich Engpassmanagement wird die Verantwortlichkeit für die Etablierung von Sekundärmärkten bei den Speicherbetreibern gesehen. Zudem soll die Transparenz zur Nutzung unterbrechbarer Produkte verbessert werden.

REMIT und Finanzmarktregulierung

Die durch die Bundesnetzagentur geleitete Financial Services Working Group (FIS WG) hat innerhalb des CEER die Arbeiten der Europäischen Kommission am Verordnungsentwurf zur REMIT-Verordnung begleitet. Wichtige Projekte im Jahr 2011 waren unter anderem Empfehlungen zur Registrierung bzw. Lizenzierung von Energiehändlern (Einführung eines einheitlichen europäischen Energiehandelspasses) sowie ein Statusbericht zu den vor Inkrafttreten

⁹⁷ Standardisierte Buchungszeiträume.

der REMIT-Verordnung existierenden Aufsichtsregelungen im europäischen Energiehandel. Als Vorbereitung auf die Handelsüberwachung gemäß der REMIT-Verordnung wurde des Weiteren ein IT-Pilotprojekt durchgeführt, in dem IT-Strukturen und Analysemethoden getestet wurden. Insbesondere dafür und für das langjährige Engagement zur Verbesserung der Transparenz im Energiehandel wurde dem CEER und der FIS 2011 der „Energy Transparency Award“ der Florence School of Regulation verliehen (siehe unten). Die Market Integrity and Transparency Working Group, Nachfolgerin der FIS WG, wird die Implementierung der REMIT-Verordnung insbesondere hinsichtlich der Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden weiter verfolgen. Im Fokus stehen dabei die europäischen Finanzmarktregularien, deren Ausgestaltung durch den CEER eng begleitet wird. Der CEER arbeitet darauf hin, dass der Regulierungsrahmen auf die Bedürfnisse der Energiemärkte angepasst wird und sich dadurch ein positiver Effekt für Handel und Endverbraucher einstellt.

Energy Transparency Award 2011

Der Verband der europäischen Energieregulierer (CEER) ist Preisträger des „Energy Transparency Award 2011“. Das prämierte Projekt eines „Energy Trade Data Reporting Scheme“ (ETDRS) ist das Ergebnis einer Arbeitsgruppe, welche vom damaligen Vizepräsidenten der Bundesnetzagentur, Johannes Kindler, und dem Generalsekretär des „Ausschusses der europäischen Wertpapierregulierungsbehörden“ (CESR), Carlo Comporti, gemeinsam geleitet wurde.

Die Arbeit am ETDRS begann bereits im Jahr 2007. In einer gemeinsamen Marktuntersuchung durch die europäischen Energie- und Finanzmarktregulierungsbehörden stellte sich heraus, dass die damals geltende europäische Finanzmarktgesetzgebung den Energiemarkt nicht ausreichend vor Missbrauch und Manipulation schützen kann, da sie dessen Besonderheiten nicht in ausreichendem Maße berücksichtigt. Daher empfahlen die Regulierer der Europäischen Kommission in einem gemeinsamen Vorschlag, eine auf den Energiemarkt zugeschnittene Verordnung zu erlassen, die Transparenz fördert und Marktmissbrauch und -manipulation verhindert. Dies sollte nach Vorschlag der Regulierer durch speziell auf den Energiemarkt zugeschnittene Veröffentlichungspflichten und Sanktionsmechanismen erreicht werden. Diesen Vorschlag aufgreifend veröffentlichte die EU-Kommission im Dezember 2010 einen Entwurf der REMIT-VO, welche im November 2011 in Kraft trat.

Parallel dazu wurde im Jahr 2010 das ETDRS als Pilotprojekt für die spätere Umsetzung der REMIT-VO implementiert. Dabei wurden zum einen IT-Infrastruktur und Datenformate, zum anderen Methoden zur Analyse der Handelsdaten getestet. Es wurde gezeigt, dass eine kosteneffektive und standardisierte Erfassung der Handelsdaten möglich ist. Die Erfahrungen aus dem Pilotprojekt dienen heute als Grundlage bei der Implementierung der REMIT-VO, da bei

der Sammlung von Transparenzdaten und deren Analyse auf die Erfahrungen des ETDRS zurückgegriffen werden kann.

Europäische Aktivität der Bundesnetzagentur im Bereich Handelsaufsicht

Angesichts der immer größer werdenden wirtschaftlichen Bedeutung des Elektrizitäts- und Gashandels und der stetig fortschreitenden Europäisierung des Handelsgeschehens ist gleichzeitig das Erfordernis sichtbar geworden, die hoheitliche Aufsicht über die europäischen Energiehandelsplätze grundlegend zu verbessern.

Um Aufsichtslücken im Bereich des europäischen Energiehandels zu schließen, hat der europäische Gesetzgeber die Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (EU) Nr. 1227/2009, die Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT-Verordnung), verabschiedet, die am 28. Dezember 2011 in Kraft getreten ist. Das zentrale Regelungsmotiv der REMIT-Verordnung besteht darin, missbräuchliche Handelsaktivitäten Einzelner zu unterbinden, um so das Vertrauen der Marktteilnehmer in einen „funktionierenden“ Energiegroßhandelsmarkt zu schützen.

Die REMIT-Verordnung enthält zur Erreichung dieses Ziels zum einen das Verbot des Insiderhandels und zum anderen das Verbot von Marktmanipulation im Energiehandel, gerichtet jeweils an die Marktteilnehmer (Art. 3 und Art 5 der REMIT-Verordnung).

Zur Überwachung, ob gegen diese Verbote verstoßen wird, bedarf es umfangreicher Datenerhebungen und –analysen, um mögliche Fälle von Insiderhandel oder Marktmanipulation zu identifizieren. Hierbei kommt der europäischen Regulierungsagentur ACER eine wichtige Rolle zu, da sie gemäß der REMIT-Verordnung für die Datenerhebung und eine erste Datenauswertung zuständig ist. Im Zusammenhang mit der Datenerhebung besteht etwa die grundsätzliche Verpflichtung des Verkäufers und Käufers, die Rahmendaten zu jedem einzelnen Handelsgeschäft, insbesondere zur Produktbeschreibung, der gehandelte Menge und zum Preis an ACER zu melden.

National sollen Zuständigkeitsfragen hinsichtlich des Vollzugs der REMIT-Verordnung durch das Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle im EnWG (Bundesnetzagentur) bzw. GWB (Bundeskartellamt) geregelt werden. Es sieht eine gemeinsame Marktaufsicht von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur vor. Die Bundesnetzagentur ist dabei zuständig für die Registrierung der unter die REMIT-VO fallenden Marktteilnehmer und erhält die Befugnisse zur Durchsetzung des Verbots von Insiderhandel und Marktmanipulation. Das Gesetz regelt, dass Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt die Aufgaben der Markttransparenzstelle ein-

vernehmlich wahrnehmen; dazu gehört auch die Tätigkeit als nationaler "Market-Monitoring-Body", der die laufende Überwachungstätigkeit von ACER ergänzt. Die seitens ACER und MTS erhobenen Daten und Verdachtsfälle werden der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt, damit dort eine genaue Analyse der Informationen stattfinden kann. Bei identifizierten Verstößen gegen einen Verbotstatbestand kann die Bundesnetzagentur Ordnungswidrigkeitsmaßnahmen ergreifen. Im Fall besonders schwerwiegender Verstöße, die einen Straftatbestand begründen, erfolgt eine Übergabe des Verfahrens von der Bundesnetzagentur an die Staatsanwaltschaft.

Die in Deutschland aktiven Marktteilnehmer müssen sich künftig bei der Bundesnetzagentur registrieren, bevor es ihnen gestattet ist, mit Großhandelsprodukten zu handeln. Die Bundesnetzagentur übermittelt die Informationen über die registrierten Unternehmen an ACER.

Bei der Vielfalt der Zuständigkeiten wird es darauf ankommen, eine enge, aber auch flexible Kooperation mit den zuständigen Stellen zu etablieren, um eine effektive Aufsicht sicherzustellen. Hierzu gehören neben der MTS und ACER auch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht, Börsenaufsichtsbehörden, Handelsüberwachungsstellen sowie andere nationale Regulierungsbehörden (NRB).

Bericht über die Investitionsbedingungen in europäischen Ländern

Im Rahmen der Leitung der Efficiency Benchmarking Task Force beim CEER wird der interne "Report on Investment Conditions in European Countries" weiter entwickelt. Der Bericht analysiert die unterschiedlichen Investitionsbedingungen in den Strom- und Gasnetzen der einzelnen Europäischen Staaten. Im Jahr 2011 wurde dieser "Report on Investment Conditions in European Countries" erstmalig erarbeitet. Zurzeit erfolgt die Aktualisierung für das Jahr 2012 sowie die elektronische Aufbereitung in einer Datenbank beim CEER. Ferner werden interessante Teilaspekte (Nutzungsdauern, Bemessungsgrundlage und Zinssatzhöhe) aus dem letzten Bericht weiter analysiert.

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 2011 sind 89 Anträge für Investitionsmaßnahmen bei der zuständigen Beschlusskammer gestellt worden. Dabei handelt es sich um ein Gesamtinvestitionsvolumen in Höhe von ca. 8,7 Mrd. Euro. Den Bereich Elektrizität betrafen 62 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 8,15 Mrd. Euro, hiervon entfallen auf die vier Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam 7,6 Mrd. Euro. Gasnetzbetreiber stellten insgesamt 24 Anträge mit einem Volumen in Höhe von ca. 0,7 Mrd. Euro. Gegenüber dem Jahr 2010 ist die Zahl der Anträge damit leicht zurückgegangen. Das beantragte Investitionsvolumen betrug jedoch auch in 2010 bereits 9,1 Mrd. Euro, von denen 5,7 Mrd. Euro auf die vier Übertragungsnetzbetreiber entfielen. Im Gasbereich betrug das Gesamtvolumen im Jahr 2010 insgesamt 2,9 Mrd. Euro.

Aufgrund einer Änderung des § 23 ARegV aus dem Jahr 2010 umfassen Genehmigungen nach § 23 ARegV nicht mehr nur noch Kapitalkosten, sondern auch Betriebskosten. Die Bundesnetzagentur hat aufgrund dieser Änderung im Jahr 2011 insgesamt 214 bestehende Genehmigungen an die geänderte Rechtslage angepasst. Zur Konkretisierung der im Gesetz verankerten Betriebskostenpauschale von 0,8 Prozent der jährlichen für eine Investitionsmaßnahme ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten wurde die Bundesnetzagentur darüber hinaus mit einer Festlegungskompetenz (§ 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV) ausgestattet. Auf diesem Wege können für bestimmte Anlagengüter abweichende Pauschalen festgelegt werden. Von dieser Möglichkeit hat die zuständige Beschlusskammer in drei Fällen Gebrauch gemacht und für Offshore-Anlagen (3,4 Prozent), Erdgasverdichter (5,2 Prozent) und Gasdruckregel- und Messanlagen (5,8 Prozent) abweichende Werte bestimmt. Diese drei Entscheidungen sind bestandskräftig.

Eigenkapitalverzinsung (EK-Zins)

Die Bundesnetzagentur hat gemäß den Regelungen des § 7 Abs. 6 StromNEV bzw. GasNEV vor Beginn der 2. Regulierungsperiode (Strom: 2014-2018; Gas: 2013-2017) eine erneute Festlegung der für diese Regulierungsperiode geltenden Eigenkapitalzinssätze für Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen vorzunehmen. Dieser Aufgabe ist die Bundesnetz-

agentur mit der Festlegung vom 31. Oktober 2011 nachgekommen. Nach Konsultation hat die zuständige Beschlusskammer eine zulässige Eigenkapitalverzinsung von 9,05 Prozent festgelegt. Hierbei handelt es sich aufgrund der besonderen Regelungen in § 8 StromNEV und GasNEV um einen Wert nach Gewerbesteuer, aber vor Körperschaftsteuer. Nach sämtlichen Steuern ergibt sich ein Zinssatz in Höhe von 7,39 Prozent.

Gegenüber der für die erste Regulierungsperiode geltenden Eigenkapitalverzinsung von 9,29 Prozent sinkt der Wert moderat ab.

Genehmigungen gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV

Durch eine Neuregelung der energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften vom 04. August 2011 wurde die bisherige Regelung des § 19 Abs. 2 StromNEV in verschiedenen Punkten einer grundlegenden Änderung unterzogen (vgl. Artikel 7 des Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011, BGBl I S. 1554). Die Änderungen des § 19 Abs. 2 StromNEV haben dazu geführt, dass deutlich mehr atypische Netzkunden von der Möglichkeit zum Abschluss einer individuellen Netzentgeltvereinbarung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV Gebrauch machen und damit in den Genuss eines ermäßigten Netzentgeltes kommen als bisher. Darüber hinaus wurden im Zusammenhang mit der vollständigen Befreiung besonders stromintensiver Letztverbraucher gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV auch diese Voraussetzungen für die Inanspruchnahme herabgesetzt.

Diese Neuregelungen der rechtlichen Grundlage haben zu einem sehr starken Anstieg der Zahl von Anträgen bei der zuständigen Beschlusskammer geführt. Für das Jahr 2011 sind mit Bezug auf die Regelungen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV 1.286 Anträge eingereicht worden, welche eine Entlastungssumme von ca. 161 Mio. € erbringen. Mit Bezug auf § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sind 277 Anträge eingegangen, die eine Gesamtentlastungssumme von Höhe von ca. 209 Mio. Euro abbilden. Diese Entlastungsbeträge werden bundesweit anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt.

Smart Grid / Smart Market

Im Dezember 2011 wurde das Eckpunktepapier „Smart Grids und Smart Markets - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems“ fertiggestellt.

Das Eckpunktepapier befasst sich mit der Frage, wie das System der Energieversorgung im Zuge der Energiewende verändert werden sollte. Zentrale Forderung der Bundesnetzagentur ist die klare Abgrenzung der Bereiche intelligente Netze (Smart Grids) und intelligente Märkte (Smart Markets). Diese Unterscheidung trägt dem gesetzlichen Entflechtungsgedanken Rechnung, dass regulierte Monopolbereiche (Energienetz) von liberalisierten Markt Bereichen zu trennen sind.

Das Thema Smart Grids sieht die Bundesnetzagentur – entgegen der bisher üblichen Begriffsverwendung – eher als ein Spezialthema der Netzbetreiber, die durch den fakultativen zusätzlichen Einsatz von Kommunikations-, Mess-, Regel-, Steuer-, Automatisierungstechnik und IT-Komponenten die Steuerungsmöglichkeiten ihrer Netze erhöhen können. Ziel ist es im Wesentlichen „mehr Platz“ im Netz schaffen, also die tatsächlich nutzbaren Netzkapazitäten zu vergrößern, wenn dies wirtschaftlicher sein sollte als der Zubau weiterer konventioneller Netzkomponenten. Wichtig ist, dass die Bundesnetzagentur den Netzbetrieb nicht in den Mittelpunkt der Energiewende rückt, sondern Netzbetreibern eine dienende Rolle für den Markt zuerkennt indem das Netz und das Maß an Netzkapazitätsbereitstellung und -bewirtschaftung an den Bedürfnissen der Marktteilnehmer auszurichten ist.

Die Energiezukunft und die damit verbundene stark ansteigende Eingliederung von schwankend anfallender Erneuerbarer Energie erfordert massive Veränderungen im Energieversorgungssystem, die sich nur durch möglichst viele innovative Geschäftsmodelle und eine entsprechende Verbraucherakzeptanz (Verhaltensänderungen) umsetzen lassen. Diese werden aber nur entstehen, wenn sie von „Marktprofis“ in einem liberalisierten Umfeld organisiert werden und dabei Kundenwünschen Rechnung tragen. Diesen (wettbewerblichen) Teil der Energiezukunft bezeichnet die Bundesnetzagentur als „Smart Markets“.

Die Einführung von intelligenten Zählern / Messsystemen (Smart Meter) ist nach Ansicht der Bundesnetzagentur eher dem Bereich Smart Market zuzuordnen und könnte dort z.B. über die Nutzung variabler Tarife einen wichtigen Beitrag u.a. für die Einbindung fluktuierend dargebotener Mengen Erneuerbarer Energie leisten. Für die Weiterentwicklung der Energienetze zu Smart Grids ist ein flächendeckender Rollout dieser Technik nach Ansicht der Bundesnetzagentur allein nicht erforderlich.

Entflechtung

Mit Inkrafttreten des EnWG 2011 gelten seit August 2011 neue Entflechtungsregeln für Netzbetreiber. Insbesondere die Transportnetzbetreiber standen daher im Jahr 2011 vor neuen strukturellen und organisatorischen Herausforderungen. Aber auch für Verteilnetzbetreiber traten durch das EnWG 2011 zum Teil neue Regelungen in Kraft, die insbesondere das Kommunikationsverhalten der Verteilnetzbetreiber in Abgrenzung zu verbundenen Vertriebsaktivitäten betreffen.

Aufgrund geänderter Regelungen für das Monitoring der Entflechtung basieren die Daten nicht auf der durch die Bundesnetzagentur durchgeführten Monitoringbefragung. Die Datenbasis bilden stärker als in den Vorjahren die Gleichbehandlungsberichte der Verteilnetzbetreiber die der Bundesnetzagentur gem. § 7a Abs. 5 EnWG vorzulegen sind.

Der Trend der letzten Jahre, dass die Verteilnetzbetreiber personell besser ausgestattet sind und die von der Bundesnetzagentur in den Auslegungsgrundsätzen festgelegten diskriminierungsanfälligen Netzbetreiberaufgaben selbstständig wahrnehmen, scheint sich fortzusetzen. Einschränkend muss man sagen, dass dieser Trend auf die großen Netzgesellschaften zutrifft, während sich die personelle Ausstattung bei den 20 kleineren Netzgesellschaften im Vergleich zum Jahr 2008 kaum verändert hat. Diese Verteilnetzbetreiber sind zur Abgabe eines Gleichbehandlungsberichtes zum Teil nur deshalb verpflichtet, weil sie sich die Kunden des sie beherrschenden Unternehmens anrechnen lassen müssen. Die VNB haben zwischen 4.000 und 120.000 angeschlossene Kunden.

Auch ist der Trend bei den Stromnetzbetreibern stärker ausgeprägt als im Gasbereich. Aber auch hier ist eine Tendenz zu größeren Netzgesellschaften zu erkennen. Insgesamt scheint die Struktur dort etwas ausgeglichener als im Strombereich.

Durchschnittlich verfügen die Verteilnetzbetreiber über ca. 220 festangestellte Mitarbeiter. Lediglich bei neun Netzbetreibern kann festgestellt werden, dass die Anzahl der Mitarbeiter nicht einmal fünf Prozent der mit Netz Tätigkeit Beschäftigten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ausmacht. Auch die personellen Verflechtungen in den verbundenen Unternehmen sind noch immer nicht vollständig aufgehoben, gehen aber, vor allem durch gezielte Verfahren der Bundesnetzagentur weiter zurück.

Die Netzgesellschaften stehen immer wieder vor der Herausforderung, den Ablauf ihrer Prozesse so zu gestalten, dass der informatischen Entflechtung Rechnung getragen wird. Im Rahmen der Überprüfung der Gleichbehandlungsberichte wurde für das Berichtsjahr 2011 daher der Fokus auf die Themenfelder Netzentgelte und Einspeisemanagement gelegt.

Anhand der Prozessüberprüfung wird auch die erfolgreiche Arbeit der Gleichbehandlungsbeauftragten (GBB) in den Unternehmen deutlich. Über den Prozess der zur diskriminierungsfreien Ermittlung und Veröffentlichung der Netzentgelte wurde von 84 Prozent der GBB berichtet. Dies ist eine Steigerung um zehn Prozent zum Vorjahresbericht. Auch zur Überprüfung der diskriminierungsfreien Ausgestaltung des Einspeisemanagements, die erstmals in dem Bericht 2011 abgefragt wurde, wurde von 69 Prozent der GBB berichtet. Die Beschwerden über die Netzentgeltkalkulation im Berichtszeitraum sind ebenfalls zurückgegangen.

Auch wenn die Netzgesellschaften weiter wachsen, zeigt sich, dass die Stelle zur Überwachung der Entflechtung in den Unternehmen, der Gleichbehandlungsbeauftragte, meist beim Mutterunternehmen und seltener beim Netzbetreiber direkt angestellt ist. In einigen wenigen Fällen wird diese Funktion auch von einem externen Dienstleister wahrgenommen. Auch übt der Gleichbehandlungsbeauftragte bei einigen der Unternehmen noch weitere Funktionen aus. Dies kann in den Fällen, in denen der Gleichbehandlungsbeauftragte durch die Zusatzfunktionen stark ausgelastet ist, oder durch die jeweilige zusätzliche Funktion, problematisch sein und sollte im nächsten Gleichbehandlungsbericht einer genaueren Untersuchung unterzogen werden.

Eine für die Verteilnetzbetreiber wesentliche Änderung im neuen EnWG ergibt sich aus der Verpflichtung, eine zu verbundenen Vertriebsaktivitäten differenzierte Kommunikation einschließlich der Marke aufzubauen. 76 Prozent der Netzbetreiber haben im Berichtszeitraum über Arbeiten und Veränderungen in diesem Bereich berichtet. Über die Hälfte der Unternehmen berichtet auch über bereits geplante konkrete Maßnahmen zur Ausgestaltung des Kommunikationsverhaltens. Angesichts der seit August 2011 geltenden rechtlichen Verpflichtung, eine eigene Marke und Kommunikation zu haben, erfüllen nach Einschätzung der BNetzA bisher noch wenige der Verteilnetzbetreiber die Anforderungen. Weitere Umsetzungsmaßnahmen sind erforderlich. Erste Schritte in dieser Richtung zeigen sich bei ihrem Auftritt im Internet, wo inzwischen fast alle Netzbetreiber über einen vom Mutterunternehmen differenzierten Auftritt verfügen

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>Elektrizität</p> <p>Umfasst alle Betriebsmittel, die sich im Eigentum des Versorgers befinden und für nur einen Anschlussnehmer genutzt werden.</p> <p>Gas</p> <p>Der Netzanschluss verbindet das Gasversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung mit der Gasanlage des Anschlussnehmers, gerechnet von der Versorgungsleitung bis zu den Innenleitungen der Gebäude und Grundstücke. Er besteht aus der Netzanschlussleitung, einer gegebenenfalls vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptabsperrereinrichtung und gegebenenfalls Haus-Druckregelgerät. Auf ein Druckregelgerät sind die Bestimmungen über den Netzanschluss auch dann anzuwenden, wenn es hinter dem Ende des Netzanschlusses innerhalb des Bereichs der Kundenanlage eingebaut ist.</p>
Arbeitsgas	Gas, das in einem Gasspeicher zur Ausspeisung tatsächlich zur Verfügung steht. Hier gilt: Speichervolumen – Kissengas (nicht nutzbares Volumen) = Arbeitsgas.
Aufwendungen für Instandhaltung	Aufwendungen aus der Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements, die während des Lebenszyklus eines Anlagengutes zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustandes oder der Rückführung in diesen dienen, sodass es die geforderte Funktion erfüllen kann.
Ausgleichsenergie	Wird vom Bilanzkreisnetzbetreiber als Differenz zwischen Ein- und Ausspeisungen jedes Bilanzkreises im Marktgebiet am Ende der Bilanzierungsperiode ermittelt und mit den Bilanzkreisverantwortlichen verrechnet.
Ausspeisepunkt	Der Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze (eigene und/oder fremde) oder Weiterverteiler ausgespeist werden kann, zuzüglich der Netzknotenpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Beistellung	Im Rahmen der Beistellung beliefert der bisherige Versorger einen Kunden im Auftrag des neuen Lieferanten, der die Energie bei dem Altversorger erwirbt, um sie an seinen Kunden zu verkaufen. Der Wettbewerber schließt hierfür mit dem Altversorger einen Beistellungsvertrag ab.
Benutzungsdauer (Letztverbraucher)	Gibt die Zahl der Tage an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Tagesmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Tagen = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Tagesmenge). Die Benutzungsdauer in Stunden gibt die Stundenzahl an, die erforderlich wäre, um den Jahresverbrauch bei maximaler Stundenmenge zu entnehmen (Benutzungsdauer in Stunden = Jahresverbrauch dividiert durch maximale Stundenmenge). (vgl. Eurostat) ¹⁾
Betriebsnummer „Lieferanten“	Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 2000 und weiteren vier Stellen zu erkennen (z.B. 20001234).
Betriebsnummer „Netzbetreiber“	Die achtstellige Betriebsnummer wird von der Bundesnetzagentur als Kennzahl für die Zuordnung und Identifikation des Unternehmens je Tätigkeitsfeld vergeben und ist an der führenden 1000 (Elektrizität) bzw. 1200 (Gas) und weiteren vier Stellen zu erkennen (z.B. 10005678 oder 12005679).
Betriebszeit	Zeitspanne, in der eine Anlage Energie umwandelt oder überträgt. Die Betriebszeit beginnt mit der Zuschaltung und endet mit der Trennung der Anlage oder des Anlagenteiles zum bzw. vom Netz. An- und Abfahrzeiten von Erzeugungsanlagen ohne nutzbare Energieabgabe zählen insoweit nicht zur Betriebszeit. ²⁾
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)
Bruchteileigentum	Leitungsabschnitte, deren Kapazitäten (per Eigentum, o.ä.) zwischen zwei oder mehreren Netzbetreibern aufgeteilt sind und über die der Netzbetreiber nur anteilig neben Dritten verfügt.
Brutto-Leistung	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-Elektrizitäts-erzeugung	Erzeugte elektrische Arbeit einer Erzeugungseinheit, gemessen an den Generatorklemmen. ²⁾
Clearing	Die physische und finanzielle Erfüllung von Spot- bzw. Termingeschäften. Auf- und Verrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten aus Spot- bzw. Termingeschäften. Insbesondere umfasst es für den Spotmarkt die Abwicklung und die Erfassung der Sicherheiten und den täglichen Gewinn- und Verlustausgleich, die Erfassung der Sicherheiten sowie die Schlussabrechnung am letzten Handelstag. ⁴⁾
Churn-Rate	Bezeichnet das Verhältnis von gehandelter zu physisch transportierter Menge und ist damit ein Maß für Liquidität an Energiebörsen oder anderen Handelsplattformen.
Dauerleistung	Höchste Leistung einer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verbrauchsanlage, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und die Betriebssicherheit nicht beeinträchtigt. Anmerkung: Die Dauerleistung kann z.B. mit den Jahreszeiten (z.B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken. ²⁾
Day-Ahead-Handel	Im Day-Ahead-Handel werden Geschäfte abgeschlossen, bei denen Lieferung am Folgetag erfolgt. ⁴⁾
Dominanzmethode	Ordnet die Abgabemenge beherrschter (konsolidierter) Unternehmen den jeweiligen beherrschenden Unternehmen zu. Dann allerdings erfolgt eine Zurechnung zu 100 Prozent. Gemeinschaftsunternehmen bei einem Beteiligungsverhältnis von 50 Prozent zu 50 Prozent werden jeweils hälftig zugerechnet. Werte unter 50 Prozent entfallen. ³⁾
EEG-Umlage	Stromlieferanten sind berechtigt, die Differenz zwischen den zu erwartenden EEG-Vergütungen und den Strombezugskosten pro Kilowattstunde (Differenzkosten) gegenüber Dritten anzuzeigen. Dies geschieht mittels der EEG-Umlage, die unter Berücksichtigung der §§ 53 und 54 EEG von den Stromlieferanten ermittelt wird.
EEX / EPEX Spot	European Energy Exchange / European Power Exchange. Die EEX als Energiebörse betreibt Marktplätze für den Handel mit Elektrizität, Erdgas, CO2-Emissionsrechten und Kohle. Die EEX hält 50 Prozent an der EPEX Spot mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Elektrizitätshandel, den sogenannten Spotmarkt für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. (vgl. www.eex.com/de)
Eigenverbrauch	Elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Erzeugungseinheit (z.B. eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks) zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung sowie Rauchgasreinigung verbraucht wird. Er enthält nicht den Betriebsverbrauch. Die Verluste der Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren) in Kraftwerken rechnen zum Eigenverbrauch. Der Verbrauch von nicht elektrisch betriebenen Neben- und Hilfsanlagen ist im gesamten Wärmeverbrauch des Kraftwerks enthalten und wird nicht dem elektrischen Eigenverbrauch zugeschlagen. Der Eigenverbrauch während der Nennzeit setzt sich zusammen aus den Anteilen Betriebs-Eigenverbrauch während der Betriebszeit und Stillstands-Eigenverbrauch außerhalb der Betriebszeit. Der Stillstands-Eigenverbrauch bleibt bei der Netto-Rechnung unberücksichtigt. ²⁾
Eigenverbrauchsleistung	Elektrische Leistung einer Erzeugungseinheit, die für den Betrieb ihrer Neben- und Hilfsanlagen (z.B. zur Wasseraufbereitung, Dampferzeuger-Wasserspeisung, Frischluft- und Brennstoffversorgung, Rauchgasreinigung) benötigt wird, zuzüglich der Verlustleistung der

	Aufspanntransformatoren (Maschinentransformatoren). Unterschieden wird zwischen der Eigenverbrauchsleistung im Betrieb und im Stillstand. Die Betriebs-Eigenverbrauchsleistung ist die während des Betriebs einer Erzeugungseinheit für deren Neben- und Hilfsanlagen benötigte elektrische Leistung. Die Stillstands-Eigenverbrauchsleistung, außerhalb der Betriebszeit einer Erzeugungseinheit, ist die benötigte elektrische Leistung für die Neben- und Hilfsanlagen. ²⁾
Einspeisepunkt	Ein Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann, einschließlich der Übergabe aus Speichern, Gasproduktionsanlagen, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen.
Engpassleistung	Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen erreichbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlageteil (Engpass) begrenzt, wird durch Messungen ermittelt und auf Normalbedingungen umgerechnet. Bei einer längerfristigen Veränderung (z.B. Änderungen an Einzelaggregaten, Alterungseinflüsse) ist die Engpassleistung entsprechend den neuen Verhältnissen zu bestimmen. Die Engpassleistung kann von der Nennleistung um einen Betrag $\pm \Delta P$ abweichen. Kurzfristig nicht einsatzfähige Anlagenteile mindern die Engpassleistung nicht. ²⁾
Entbündelte 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 nachgelagerten Netzgebieten (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 Gashandel 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 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-Nutzwärme/KWK Netto-Wärmeerzeugung	Die KWK-Nettowärmeerzeugung ist die in einer Berichtszeit gemessene Nettowärmeerzeugung eines HKW bzw. einer KWK-Anlage, vermindert um eventuelle Wärmemengen aus ungekoppelter Erzeugung (Spitzenheizkesselanlage, Heizwerk oder Frischdampfentnahme). Die KWK-Nettowärmeerzeugung ist mit dem Begriff Nutzwärme des KWKModG identisch.
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	Elektrizität Mehrere Lieferorte (ÜNB) werden zu einem Marktgebiet zusammengefasst, wenn es keine Übertragungsengpässe zwischen den Netzen dieser ÜNB gibt. Die Auktionspreise der Stundenkontrakte gleicher Lieferstunde aber verschiedenen Lieferortes (ÜNB) sind gleich, wenn sie dem gleichen Marktgebiet angehören. ⁴⁾ Gas Marktgebiet ist die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher auspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.
Marktgebietsaufspannender Netzbetreiber	Der Fernleitungsnetzbetreiber, der das oberste Leitungsnetz in einem Marktgebiet betreibt. Sinngemäß gilt dies auch, wenn mehrere Netzbetreiber gemeinschaftlich ein Marktgebiet aufspannen.
Matching / Mismatching	Abgleich von Nominierungen in einem Bilanzkreis. Ausgeglichene Mengen zwischen Ein- und Auspeisung = Matching; Unausgeglichene Mengen = Mismatching
Messdienstleistung	Messung der gelieferten Energie nach eichrechtlichen Vorschriften sowie die Weiterverarbeitung der gemessenen Daten für Abrechnungszwecke.
Nennleistung	Höchste Dauerleistung einer Anlage unter Nennbedingungen, die eine Anlage zum Übergabezeitpunkt erreicht. Leistungsänderungen sind nur bei wesentlichen Änderungen der Nennbedingungen und bei konstruktiven Maßnahmen an der Anlage zulässig. Bis zur genauen Ermittlung dieser Nennleistung ist der Bestellwert gemäß der Liefervereinbarung anzugeben. Entspricht der Bestellwert nicht eindeutig den zu erwartenden realen Genehmigungs- und Betriebsbedingungen, so ist vorab, bis gesicherte Messergebnisse vorliegen, ein vorläufiger durchschnittlicher Leistungswert als Nennleistung zu ermitteln. Er ist so festzulegen, dass sich die möglichen Mehr- und Mindererzeugungen bezogen auf ein Regeljahr ausgleichen (z.B. aufgrund des Kühlwasser-Temperaturverlaufes). Die endgültige Feststellung der Nennleistung eines Kraftwerksblocks erfolgt nach Übergabe der Anlage, in der Regel nach Vorliegen der Ergebnisse aus den Abnahmemessungen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, dass sich die Nennbedingungen auf einen Jahresmittelwert beziehen, d.h. dass die jahreszeitlichen Einflüsse (z.B. die Kühlwasser- und Lufttemperatur), 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

	<p>Gegensatz zur Engpassleistung nicht an eine vorübergehende Leistungsänderung angepasst werden.</p> <p>Auch darf keine Änderung der Nennleistung vorgenommen werden bei Leistungsabsenkungen als Folge oder zur Vermeidung von Schäden. Ebenso ist eine Herabsetzung der Nennleistung wegen Alterung, Verschleiß oder Verschmutzung nicht statthaft. Leistungsänderungen sind nur zulässig, wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> - zusätzliche Investitionen, z.B. wirkungsgradverbessernde Retrofitmaßnahmen, getätigt werden mit dem Ziel, die Leistung der Anlage zu steigern, - Anlagenteile endgültig stillgelegt oder entfernt werden, unter bewusster Inkaufnahme von Leistungseinbußen, - die Anlage durch Außeneinflüsse, dauerhaft, d.h. für den Rest der Lebensdauer, außerhalb des in den Liefervereinbarungen festgelegten Auslegungsbereiches betrieben wird oder - die Anlage aufgrund von gesetzlichen Vorschriften bzw. behördlichen Anordnungen, ohne dass ein technischer Mangel innerhalb der Anlage vorliegt, bis zum Lebensdauerenende 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	<p>Elektrizität</p> <p>Stromnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer, Konzessionsabgabe sowie Umlagen nach EEG und KWKG.</p> <p>Gas</p> <p>Gasnetzentgelt ohne Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Umsatzsteuer und Konzessionsabgabe.</p>
Netzebene	<p>Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen, in welchen elektrische Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel- oder Niederspannung übertragen oder verteilt wird (§ 2 Nr. 6 StromNEV)</p> <p>Niederspannung (NS) $\leq 1 \text{ kV}$</p> <p>Mittelspannung (MS) $> 1 \text{ kV}$ und $\leq 72,5 \text{ kV}$</p> <p>Hochspannung (HS) $> 72,5 \text{ kV}$ und $\leq 125 \text{ kV}$</p> <p>Höchstspannung (HöS) $> 125 \text{ kV}$</p>
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. auszubauenen 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 12 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 Leistungsmessung) 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.
SLP-Kunde	Unter SLP-Kunden (Kunden mit Standardlastprofil) sind gem. § 12 StromNZV Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh (Strom) bzw. gem. § 24 GasNZV Letztverbraucher mit einer jährlichen maximalen Entnahme von 1,5 Mio. kWh

	oder einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kWh pro Stunde (Gas) zu verstehen.
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. ⁴⁾
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 Aquiferenspeicher.
Verbindliche Verbundaustauschfahrpläne	Im Gegensatz zu den physikalischen Lastflüssen, die den tatsächlichen grenzüberschreitenden Elektrizitätsfluss beschreiben, stellen die Verbundaustauschfahrpläne den kommerziellen grenzüberschreitenden Elektrizitätsaustausch dar. Physikalische Lastflüsse und kommerzielle Verbundaustauschfahrpläne müssen (beispielsweise aufgrund von Ringflüssen) nicht notwendigerweise übereinstimmen.
Verbundene Unternehmen i.S.d. § 15 AktG:	Rechtlich selbständige Unternehmen, die im Verhältnis zueinander in Mehrheitsbesitz stehende Unternehmen und mit Mehrheit beteiligte Unternehmen (§ 16 AktG), abhängige und herrschende Unternehmen (§ 17 AktG), Konzernunternehmen (§ 18 AktG), wechselseitig beteiligte Unternehmen (§ 19 AktG) oder Vertragsteile eines Unternehmensvertrags (§§ 291, 292 AktG) sind.
Verlustenergie	Die zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste benötigte Energie.
Verschiebungsfaktor	Der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ist der Kosinus des Phasenwinkels zwischen den Sinusschwingungen der Spannung und des Stroms. Er kann auch als Verhältnis der Wirkleistung zur Scheinleistung bezeichnet werden und ist ein Maß für den Umfang der Blindleistungsbeanspruchung. Man unterscheidet zwischen kapazitiver und induktiver Blindleistung. Eilt die Sinusschwingung des Stromes der Sinusschwingung der Spannung voraus, spricht man von kapazitiver Blindleistung, im umgekehrten Fall von induktiver Blindleistung.
Vertikale Netzlast	Die vertikale Netzlast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus einem Netzgebiet über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu nachgelagerten Netzgebieten und Letztverbrauchern. Horizontale Lastflüsse und Netzverluste sind hierbei nicht zu berücksichtigen.
Vertragswechsel	Wechsel des Versorgungstarifs bei dem gleichen Energieversorger von dem ein Kunde zuvor beliefert wurde.

Virtueller Punkt (VP) (Auch virtueller Handelspunkt genannt)	Um die Gashandels- und Gastransportgeschäfte innerhalb des Zwei-Vertrags-Modells darzustellen wird der VP als Bezugspunkt für die Abwicklung verwendet. Mit der Gaseinspeisung in ein Marktgebiet steht das Gas am VP dieses Marktgebietes zur Verfügung und kann dort beliebig gehandelt werden.
Wärme-Nennleistung	Die Wärme-Nennleistung einer Anlage ist die höchste Dauerleistung ohne zeitliche Einschränkung, für die sie gemäß den jeweiligen Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht nach den Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein unter Normalbedingungen durchschnittlich erreichbarer Leistungswert zu ermitteln. Netto- Wärmenennleistung ist die Brutto-Wärmenennleistung abzüglich aller Wärmeleistungen für Wärmeprozesse in der Anlage selbst.
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 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: VGB-Standard, Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, VGB-Standard-S002-2011-DE, Essen, 1. Ausgabe 2011
- 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, 28.04.2006
- 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, 04.10.2005

Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Definition
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
BGBI.	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
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
NWE	Nordwesteuropa
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 Bilanzgleichungsenergiepreis
RLM	registrierende Lastgang-/Leistungsmessung
RLMmT	registrierende Leistungsmessung mit Tagesband
RLMoT	registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband
RLMNEV	Registrierende Lastgangmessung mit Nominierungersatzverfahren
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

Quellenverzeichnis

BGH:

B. v. 10. Februar 2009, KVR 67/07, BGHZ 180, 323 – Langfristige Gaslieferverträge.

BDEW (vormals VDEW):

Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil B Elektrizität und Fernwärme, Heft 1,
Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe, 7. Ausgabe 1999

Bundeskartellamt (www.bundeskartellamt.de)

1. Sektoruntersuchung Kapazitätssituation in den deutschen Gasfernleitungsnetzen

2. Pressemitteilung vom 17. Dezember 2009

3.

				Beschlüsse:
-	30. November 2009,	Az. B8 – 107/09 –	Integra/Thüga,	Rn. 32 ff
-	Az. B8-109/09 zu	RWE/Energieversorgung	Plauen/Stadtwerke	Lingen und
	Stadtwerke			Radevormwald
-	Stadtwerke	Völklingen	GmbH,	B10-42/09
-	Stadtwerke	Torgau	GmbH,	B10-74/08
-	GGEW, B10-71/08			

4. Fallbericht B10-71/08 zum Missbrauchsverfahren gegen die Gruppen-Gas- und Elektrizitätswerk Bergstraße AG

5. Tätigkeitsberichte des Bundeskartellamts 2003/2004, 2005/2006 sowie 2007/2008

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Aufkommen und Verwendung von Erdgas; monatliche Statistik (www.bmwi.de).

CESR and ERGEG advice to the European Commission in the context of the Third Energy Package, Ref. E08-FIS-07-04, October 2008, (www.energy-regulators.eu)

Deutsche Bank Research „Gasschwemme erreicht Europa“, vom 27. Mai 2010.

EEX:

1. Einführung in den Börsenhandel an der EEX auf Xetra und Eurex, 28.04.2006
2. OTC-Clearing-Bedingungen, Bedingungen für die OTC Clearing Fazilität, Dokumentversion 0003c, Leipzig, 04.10.2005

3. Pressemitteilung vom 12. Januar 2012: EEX-Jahresrückblick 2011 (unter www.eex.com).

Europäische Gemeinschaften:

1. Elektrizitätspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

2. Gaspreise, Daten 1990 – 2003, Luxemburg, 2003

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG):

Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009.
(www.lbeg.niedersachsen.de)

Monopolkommission:

Strom und Gas (2009): Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG

OLG Düsseldorf

1. Az.: VI-2 Kart. 10/09 [V]
2. Beschl. v. 4. August 2010, Az. VI 2 Kart 8/09 (V), „Stadtwerke Flensburg“
3. Beschl. v. 20. Mai 2010, Az. VI-2 Kart 9/09 (V).

Pfeiffer: Konzentration auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt 1994 bis 2004, Dezember 2005;
Institut für Wirtschaftswissenschaft der Universität Erlangen-Nürnberg: IWE Working Paper Nr.
02, 2005.

Statistisches Bundesamt:

Fachserie 4 Reihe 6.1, Produzierendes Gewerbe; Beschäftigung, Umsatz,
Investitionen und Kostenstruktur der Unternehmen in der Energie- und
Wasserversorgung, 2005, Wiesbaden, 2007

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.: (www.erdoel-erdgas.de)
Jahresbericht 2011

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle:

Entwicklung der Grenzübergangspreise (www.bafa.de)

Huberator:

Trading Volumes 2011 (www.huberator.com).

NetConnect Germany:

Referenzpreise Hubs (datenservice.net-connect-germany.de).

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel.: +49 228 14-0
Fax.:+49 228 14-8872