



E-CONTROL

MARKTBERICHT 2015

Inhaltsverzeichnis

1. Maßgebliche Entwicklungen	4
1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen.....	4
1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen	7
1.3. Maßgebliche regulatorische Entwicklungen	9
2. Der Strommarkt.....	11
2.1. Netzregulierung.....	11
2.2. Funktionsweise des Marktes	14
2.3. Internationales	24
2.4. Wettbewerb am Großhandelsmarkt	31
2.5. Wettbewerb am Endkundenmarkt	35
3. Der Gasmarkt.....	48
3.1. Netzregulierung.....	48
3.2. Funktionsweise des Marktes	51
3.3. Wettbewerb am Großhandelsmarkt	70
3.4. Wettbewerb am Endkundenmarkt	82
4. Gemeinsame Strom- und Gasthemen	88
4.1. Endkundenservice	88
4.2. Überwachung des Energiegroßhandels.....	96

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Änderungen der Gasbilanzkomponenten 2014 gegenüber dem Vorjahr in TWh	6
Abbildung 2: Strompreisindizes	7
Abbildung 3: Netzentgeltentwicklung – Österreichstruktur	14
Abbildung 4: Entwicklung der Netto-Investitionen Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber	21
Abbildung 5: Preise am EXAA Day-Ahead Markt.....	32
Abbildung 6: EEX Base Terminmarkt.....	33
Abbildung 7: Jahreskosten Regelreserve	34
Abbildung 8: Einsatz Regelenergie: Mengen und durchschnittliche Abrufpreise	35
Abbildung 9: Entwicklung des Strom – VPI (Index Oktober 2001 = 100)	36
Abbildung 10: Entwicklung – Stromkosteneinsparpotenzial beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter, jeweils monatliches Maximum/Minimum österreichweit	38
Abbildung 11: Energiepreise der Endverbraucher vs. EEX Terminmarktpreise Year-Ahead.....	39
Abbildung 12: Haushaltsstrompreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (2. Halbjahr 2014, Gruppe DC 2.500 kWh - 5.000 kWh/Jahr)	41
Abbildung 13: Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2013	46
Abbildung 14: Entgeltveränderung für Musterkunde auf Ebene 2	49
Abbildung 15: Entgeltveränderung für Musterkunde auf Netzebene 3	50
Abbildung 16: Mengen in der Tagesbilanzierung des Marktgebietsmanagers in Kaufrichtung	52
Abbildung 17: Mengen in der Tagesbilanzierung des Marktgebietsmanagers in Verkaufsrichtung	52
Abbildung 18: Phys. Ausgleichsenergiemengen MG Ost	54
Abbildung 19: Phys. Ausgleichsenergiemengen MG Tirol und MG Vorarlberg.....	55
Abbildung 20: Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierung im Marktgebiet Ost	56
Abbildung 21: Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierung im Marktgebiet Ost	56
Abbildung 22: Jahresverbrauch Mrd. Nm ³	64
Abbildung 23: Entwicklung der Bruttoinvestitionen – Gas	65
Abbildung 24: Erdgas in Österreich – Bilanz	66
Abbildung 25: Mittlere Tagestemperatur Wien.....	67
Abbildung 26: CEGHIX Day-Ahead Markt.....	71
Abbildung 27: Handelsvolumina am CEGH Hub.....	72
Abbildung 28: CEGH OTC Gehandelte Volumina 2014.....	73
Abbildung 29: CEGH Exchange Gehandelte Volumina 2014	74
Abbildung 30: CEGH OTC Day-Ahead Bid/Ask Spread.....	75
Abbildung 31: Prämie CEGH gegenüber NCG Day-Ahead	76
Abbildung 32: Speicherentgelte für Standardbündel in Österreich, in EUR/MWh AGV pro Jahr	80
Abbildung 33: Speicherentgelte für Standardbündel in Österreich, in EUR/MWh Entnahmeleistung pro Jahr	81
Abbildung 34: Energiepreise der Endverbraucher vs. Großhandelspreise	84
Abbildung 35: Entwicklung – Gaskostensparpotenzial beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter, jeweils monatliches Maximum und Minimum im Bundesländervergleich.	85
Abbildung 36: Haushaltsgaspreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (Gruppe D2 5.555 kWh bis 55.555 kWh).....	87
Abbildung 37: Anfragegründe Energie-Hotline.....	90

1. Maßgebliche Entwicklungen

1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen

Indikatoren der Stromwirtschaft

Die Stromerzeugung ist 2014 das zweite Jahr in Folge zurückgegangen und lag mit 65,1 TWh etwa auf dem Niveau von 2011. Während die Wasserkrafterzeugung um lediglich 1 TWh zurückging, verringerte sich die Wärmekrafterzeugung um 2,8 TWh. Diese entspricht im langjährigen Vergleich etwa der Stromerzeugung der späten 80er Jahre und liegt knapp 11,5 TWh unter dem Spitzenwert des Jahres 2010. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, Photovoltaik und Geothermie) hat im Jahresvergleich um 870 GWh zugenommen.

	GWh (2014)	Veränderung zu 2013
Brutto Stromerzeugung	65.111	-4,27%
Physikalische Importe	26.712	7,02%
Physikalische Exporte	17.437	-1,42%
Pumpstromverbrauch	5.466	1,71%
Inlandstromverbrauch	68.920	-1,42%
Jahresspitze (3. Mittwoch; MW)	10.752	-1,10%

Tabelle 1: Indikatoren der Stromwirtschaft

Quelle: E-Control

Indikatoren der Gaswirtschaft

Das Jahr 2014 war in der zweiten Jahreshälfte (ab September) durch die Effekte der russischen Liefereinschränkungen geprägt. Mehrere Faktoren haben aber dazu beigetragen, dass die heimischen Endverbraucher von den negativen Folgen der Lieferkürzungen nicht betroffen waren:

- Der warme Winter 2014/2015 hat in der Gaswirtschaft den Absatz an Endverbraucher um 9,4 Prozent oder 8,2 TWh sinken lassen;
- Exporte sind gegenüber dem Vorjahr um 66,1 TWh gesunken.

	GWh (2014)	Veränderung zu 2013
Importe	468.087	-9,86%
Produktion	13.207	-9,07%
Ausspeicherung (Speicherentnahme)	49.320	-27,70%
Exporte	385.239	-14,65%
Einspeicherung	62.889	3,91%
Eigenverbrauch, Verluste	512	-84,17%
Abgabe an Endkunden	78.732	-9,39%
Max. Tagesverbrauch	427,4	-12,67%
Min. Tagesverbrauch	94,2	17,02%

Tabelle 2: Indikatoren der Gaswirtschaft

Quelle: E-Control

Diese beiden Effekte genügten, um die Importeinschränkungen, die gesunkene Ausspeicherung, die höhere Einspeicherung und die geringere heimische Produktion auszugleichen (siehe Abbildung 1).

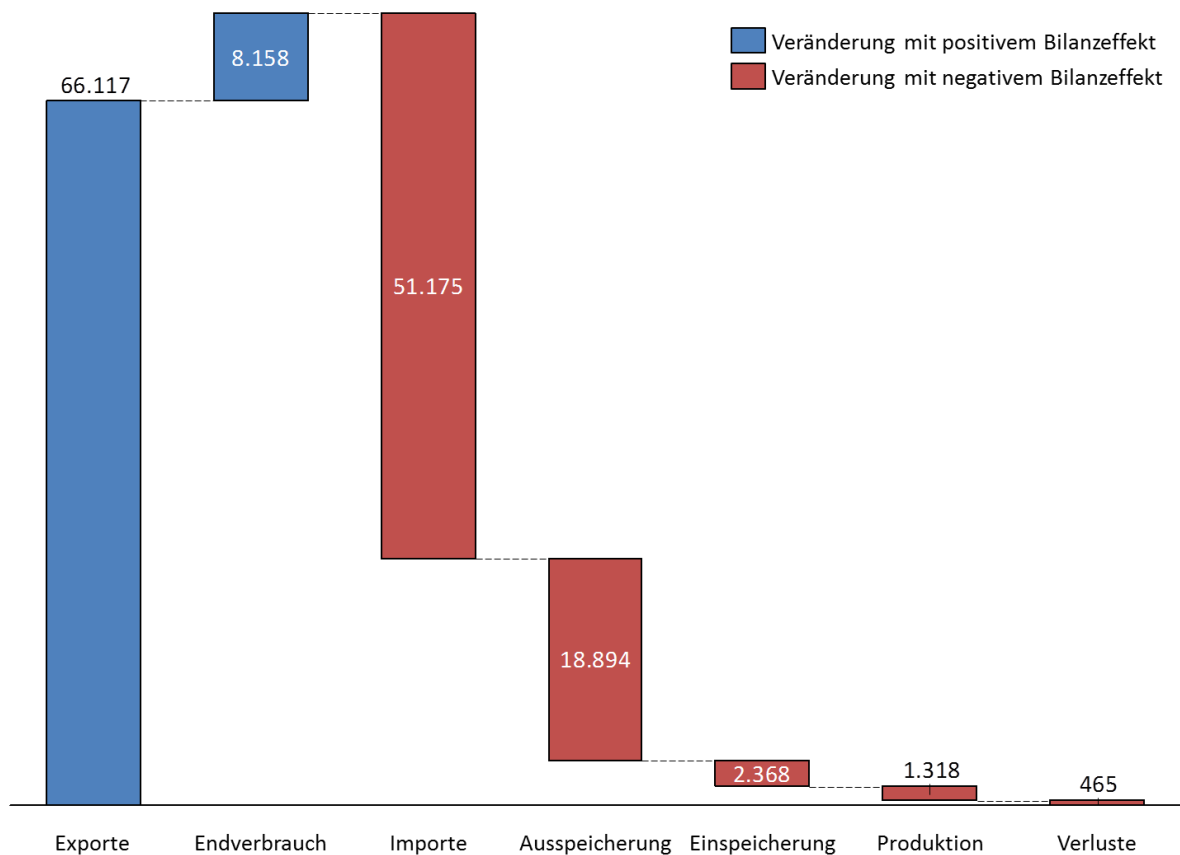


Abbildung 1: Änderungen der Gasbilanzkomponenten 2014 gegenüber dem Vorjahr in TWh

Quelle: E-Control

Preisentwicklungen

Sowohl Gas als auch Strom haben im Jahr 2014 durch konstante oder sinkende Preise zur Preisstabilität beigetragen. Während Gas über weite Strecken niedrigere Preisindizes zeigte als im Vorjahr, blieb der Strompreisindex zumeist in etwa auf dem Wert des vorangegangenen Jahres. Erst im Oktober 2014 änderte sich die Situation; ab diesem Zeitpunkt lagen die Gaspreise 0,6 Prozent über dem Vorjahr und die Strompreise 0,8 Prozent unter dem Vergleichswert des Jahres 2013.

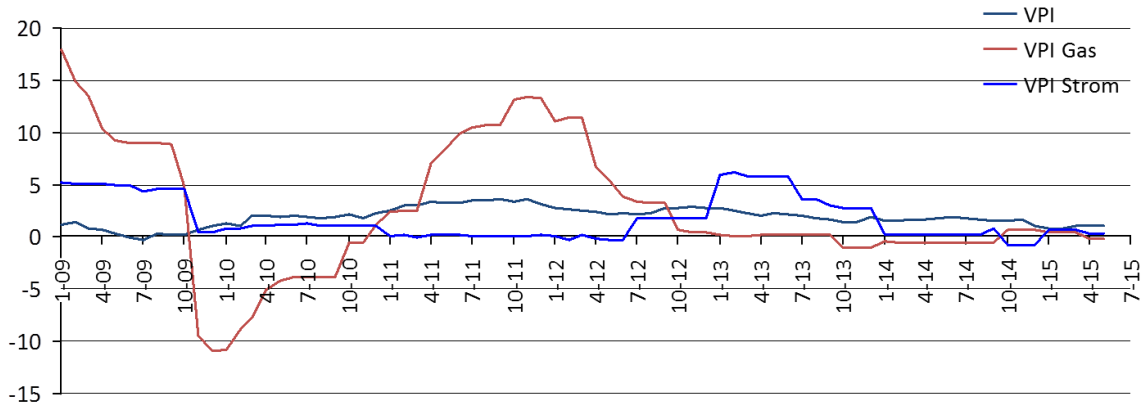


Abbildung 2: Strompreisindizes

Quelle: E-Control

1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen

Strommarkt

Der Stromgroßhandelspreis für den Base Day-Ahead Kontrakt ist auch 2014 weiter gesunken, und zwar um 12,1 Prozent auf durchschnittlich 32,9 Euro/MWh. Infolgedessen sind einerseits Importe gestiegen und die produzierten Mengen aus thermischer Erzeugung gesunken, da vor allem auch die Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in Deutschland preisdämpfend wirkte, andererseits konnten neue Endkundenlieferanten günstige Stromprodukte über kurzfristig getätigte Einkäufe anbieten.

Besonders hervorzuheben ist daher auch die Entwicklung des Endkundenmarktes 2014. Seit dem Jahr 2013 hat sich das Einsparpotenzial für Haushalte bei einem Lieferantenwechsel österreichweit kontinuierlich erhöht. Während zu Beginn des Jahres 2013 noch einige Bundesländer Einsparpotenziale von weit unter 50 Euro pro Jahr aufwiesen, liegt das Minimum jetzt bei etwa 100 Euro, das Maximum sogar bei mehr als 200 Euro jährlich. Diese Preisentwicklung hat auch dazu geführt, dass sich die Wechselzahlen im Jahr 2014 von 1,7 Prozent auf 3,7 Prozent mehr als verdoppelten. Obwohl eine derartige Wechselquote möglicherweise auch Einmaleffekte enthält, zeigte sich erstmals eine Reaktion des Marktes. Bisher konnte kein statistischer Zusammenhang zwischen Einsparpotenzial und Kundenwechsel festgestellt werden.

Im Rahmen einer Marktuntersuchung konnte die Vermutung, dass derart hohe Einsparpotenziale auf einem missbräuchlichen Verhalten der angestammten Lieferanten gegenüber ihren Kunden basieren, nicht bestätigt werden. Hohen Preisen stehen typischerweise tatsächlich auch hohe Einstands- oder Vertriebskosten gegenüber. Warum jedoch gerade einige angestammte Lieferanten so hohe Einstands- und Vertriebskosten aufweisen, konnte im Rahmen der Marktuntersuchung nicht geklärt werden.

Die gestiegene Dynamik fällt auch mit dem Markteintritt zahlreicher neuer Anbieter aus dem In- und Ausland zusammen.

Auf dem Regelreservemarkt waren marktseitige Kostensteigerungen zu verzeichnen. Obwohl die gesetzten Maßnahmen wie die Marktintegration, die Informationskampagne der E-Control zur Gewinnung neuer Marktteilnehmer und der Bilanzausgleich mit Nachbarländern erste Erfolge zeigten, stiegen die Kosten dennoch um 32 Millionen auf 203 Millionen Euro. Hauptverantwortlich für diese Entwicklung ist die negative Sekundärregelenergie, das heißt der kurzfristige Abruf von Energie aus dem Stromsystem. Die Vorhaltung dieses Dienstes (Sekundärregelleistung) ist hingegen günstiger geworden. Die E-Control wird auch 2015 in enger Zusammenarbeit mit dem Regelzonenführer APG alle Maßnahmen zur Reduktion der Kosten setzen.

Gasmarkt

Auch am Gasmarkt waren die Großhandelspreise gegenüber 2013 um 18,2 Prozent niedriger. Trotz der Liefereinschränkungen ab September 2014 zeigte sich der Markt entspannt, die Ausspeichermengen konnten sogar reduziert werden. Demzufolge ist es nicht verwunderlich, dass sich der maximale Monatsdurchschnittspreis bei ungefähr 24 Euro/MWh einpendelte, einem Preis, der sogar 1,9 Euro/MWh unter dem vergleichbaren Vorjahreswert liegt. Hinzu kommt, dass geringe Ausspeichermengen und ein milder Winter den Bedarf an saisonaler Flexibilität gering halten. Die Preise für die Speicherdienstleistung konnten daher nicht gehalten werden und mussten an die niedrigeren Winter/Sommer Spreads angepasst

werden. Die veröffentlichten Preise dürften dabei generell über den entsprechenden Auktionsergebnissen liegen.

Die Effekte am Gasmarkt sind zwar ausgeprägter, können aber mit jenen des Strommarktes verglichen werden. Die Wechselquote bei Haushalten stieg um 2,2 Prozentpunkte auf 4,6 Prozent. Die Wettbewerbsintensität lässt sich auch danach als höher als in der Vergangenheit einschätzen. Dieser Umstand beruht auf der Tatsache, dass Haushalte derzeit öfters ihren Lieferanten wechseln als Kleinverbrauchergruppen, wie Gewerbeunternehmen. Obgleich das Wechselverhalten typischerweise eigentlich umgekehrt ist, ist dies auch dadurch zu erklären, dass sich ein Durchschnittshaushalt derzeit jährlich maximal 374 Euro und immerhin etwa mindestens 138 Euro durch einen Wechsel ersparen kann.

Ausländische Markteinsteiger waren primär am Gasendkundenmarkt interessiert.

1.3. Maßgebliche regulatorische Entwicklungen

Im Jahr 2014 lag der Schwerpunkt der regulatorischen Entwicklungen in einer weiteren Standardisierung der Datenflüsse zwischen den Marktteilnehmern einerseits und der Implementierung eines österreichischen Meldewesens für Informationen über Energiegroßhandelsprodukte andererseits.

Marktregeln Strom

Im Zuge der erwähnten Standardisierung der Datenübertragung wurden im Berichtszeitraum drei Kapitel der sonstigen Marktregeln adaptiert.

Die sonstigen Marktregeln beschreiben die „Software“ zum Funktionieren eines liberalisierten Strommarktes und definieren Angaben über Fahrpläne, Lastprofile, Prozessbeschreibungen, Informationsübermittlung und Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern. Die Kapitel 7 „Elektronischer Austausch von Netza abrechnungsdaten,“ und 11 „Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten intelligenter Messgeräte vom Netzbetreiber an den Lieferanten“ wurden veröffentlicht und verpflichten nun grundsätzlich zur elektronischen

Rechnungslegung. Weiters wurden die Übertragungssysteme für den elektronischen Datenaustausch näher spezifiziert. Ziel dieser Maßnahmen war es unter anderem, der Forderung vieler Marktteilnehmer nach standardisierten Unternehmensprozessen nachzukommen. Unzureichend standardisierte bzw. in weiterer Folge automatisierbare Prozesse stellen eine wesentliche Eintrittsbarriere für Marktteilnehmer dar.

REMIT EGHD-VO

Im Laufe des Jahres 2014 wurde die gesetzlich vorgeschriebene Datensammlung für die Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte in Österreich entwickelt und am 28. Jänner 2015 schlussendlich veröffentlicht. Ziel der Verordnung der E-Control war es, die Überwachung möglichst gemäß den EU-weiten REMIT-Vorgaben zu gestalten.

Obwohl die zu meldenden Inhalte weitgehend ident sind, gibt es dennoch einige wesentliche Abweichungen:

Standardverträge und diesbezügliche Handelsaufträge sind seit dem 1. Mai 2015 von den Handelsplätzen zu übermitteln. Seit diesem Zeitpunkt sind auch Regelreservekontrakte an die Regulierungsbehörde zu übermitteln.

Nicht-Standardverträge sind von den Marktteilnehmern oder von beauftragten Dritten ab dem 1. Oktober 2015 zu übermitteln.

Die Übermittlungsverpflichtungen gelten grundsätzlich als erfüllt, sobald die Informationen an ACER übermittelt werden. Die österreichische Rechtslage sieht auch über das EU-Recht hinausgehende Ausnahmen von der Meldeverpflichtung vor, die für das heimische Meldewesen gelten.

2. Der Strommarkt

2.1. Netzregulierung

Seit 1. Jänner 2014 läuft die dritte Anreizregulierungsperiode für österreichische Stromverteilernetzbetreiber. Die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber werden nunmehr auf Basis eines weiterentwickelten Regulierungsmodells reguliert. Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik wurde in zwei Papieren dargestellt und öffentlich konsultiert. Das Schlussdokument ist auf der Homepage der E-Control zu finden.

Wie auch im Vorjahr wurden im Jahr 2014 Beschwerden gegen einige Kostenbescheide von Netzbetreibern eingelegt. Die vorgebrachten Beschwerdepunkte entsprechen im Wesentlichen jenen aus den Bescheidbeschwerden des Jahres 2013, die noch beim BVwG anhängig sind.

Im Übertragungsnetz wurde die Kostenbasis wie gehabt auf Basis einer jährlichen Kostenprüfung bestimmt und als Grundlage für die Ermittlung der Übertragungsnetzentgelte 2015 herangezogen.

Von Elektrizitätserzeugern wurden seit dem Jahr 2009 zahlreiche Gerichtsverfahren anhängig gemacht, die im Wesentlichen das Netzverlustentgelt für Einspeiser sowie das Systemdienstleistungsentgelt zum Gegenstand haben. Nach der Aufhebung der Systemnutzungstarife-Verordnungen der Energie-Control Kommission für die Jahre 2009, 2010 und 2011 durch den Verfassungsgerichtshof wurden die Verfahren vor den ordentlichen Gerichten fortgeführt. Gegenstand dieser Verfahren war die Ermittlung des - nach erfolgter Aufhebung der Verordnungen – „angemessenen“ Entgelts, das die Erzeuger nunmehr anstelle des verordneten Netztarifs dem jeweiligen Netzbetreiber zu entrichten haben.

Nicht zuletzt über mehrfache Anregung der E-Control wurden zwischen Netzbetreibern und Erzeugern Vergleichsverhandlungen aufgenommen, die auf eine vorzeitige Beendigung

dieser Gerichtsverfahren abzielten. Da die Kosten der Netzbetreiber gemäß § 48 EIWOG 2010 von der E-Control anzuerkennen sind, haben die Netzbetreiber eine Einigung mit den Erzeugern davon abhängig gemacht, dass etwaige Mindererlöse, die sich aufgrund eines Vergleichs ergeben, bei der Kostenanerkennung durch die E-Control Berücksichtigung finden. In zahlreichen Gesprächen konnte letztlich eine sachgerechte Lösung gefunden werden, die in weiterer Folge zur vergleichsweisen Beendigung zahlreicher Gerichtsverfahren führte. Erzeugern wurde dabei ein Teil des strittigen Netzentgelts vom Netzbetreiber rückerstattet. Seitens der E-Control werden in weiterer Folge Mindererlöse, die sich aufgrund eines Vergleiches auf Basis der akkordierten Eckpunkte ergeben, bei der Feststellung der Kostenbasis des Netzbetreibers im Wege des Regulierungskontos (§ 50 EIWOG 2010) berücksichtigt werden.

Damit konnten zahlreiche, jahrelang währende Gerichtsverfahren letztlich doch noch vorzeitig beendet werden.

Im Rahmen der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2015 (SNE-VO 2012-Novelle 2015) entwickelten sich die Netznutzungs- und Verlustentgelte im Österreich-Durchschnitt mit einem leichten Anstieg von 0,33 Prozent relativ stabil. Dabei fallen die Entgeltanpassungen je Netzbereich sehr unterschiedlich aus: In Linz, Vorarlberg, Niederösterreich und Oberösterreich konnten deutliche Senkungen von bis zu 7,4 Prozent erzielt werden. Die Auswirkungen des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 (gesetzlich gebotene Aufrollung von Mindererlösen in der Vergangenheit) führen zwar auch hier meistens zu einer Kostensteigerung, allerdings wirken die teils massiven Senkungen der Netzverlustentgelte aufgrund einer abermals starken Reduktion des Beschaffungspreises, den Netzbetreiber für Netzverluste zu bezahlen haben, an dieser Stelle entgegen. Insgesamt betrachtet kommt es daher in den meisten Netzbereichen vorrangig zu Entgeltsenkungen. Mit einer größeren Entgeltsteigerung stellen Klagenfurt, die Steiermark und Wien Ausnahmen dar. In Wien lässt sich diese Erhöhung auf eine verstärkte Investitionstätigkeit zurückführen, im Netzbereich Klagenfurt auf die Anwendung des Regulierungskontos. In der

Steiermark basiert die Entgeltsteigerung auf beiden genannten Faktoren. Insgesamt stiegen die Netzkosten im Jahr 2015 in Österreich um rund 5,3 Millionen Euro im Vergleich zum Vorjahr.

Im Bereich der nicht gemessenen Kunden kommt es bei allen Netzbetreibern zu einer Erhöhung des pauschalen Anteils des Netznutzungsentgeltes. Hierbei wurden Stellungnahmen von Netzbetreibern berücksichtigt, die eine Anpassung der pauschalen Komponenten im Sinne der verbesserten Verursachungsgerechtigkeit forderten. Neben der Vorgabe der Verursachungsgerechtigkeit ist gem. § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 auch die Energieeffizienz zu berücksichtigen, die eine Kostentragung durch verbrauchsabhängige Komponenten vorgibt und somit eine reine Pauschalabgeltung der Netznutzung nicht zulässt. Vor diesem Hintergrund erscheint allerdings eine Erhöhung und langfristige Vereinheitlichung des Pauschalentgelts in Österreich erforderlich. Hierbei entstehen keine zusätzlichen Einnahmen für Netzbetreiber und es wurde auch darauf geachtet, dass keine signifikante Mehrbelastung für Kleinkunden entsteht.

Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten die Entgelte gesenkt werden, sodass für Kunden eine jährliche Ersparnis von knapp 633 Millionen Euro erzielt wird. Im Durchschnitt liegen die Entgelte um mehr als 28 Prozent unter den Basiswerten aus dem Jahr 2001. Ergänzend ist hierbei darauf hinzuweisen, dass diese Senkung auf nominellen Werten beruht – unter Berücksichtigung der generellen Inflationsentwicklung liegen die Entgelte um rund 40 Prozent unter den Basiswerten aus dem Jahr 2001.

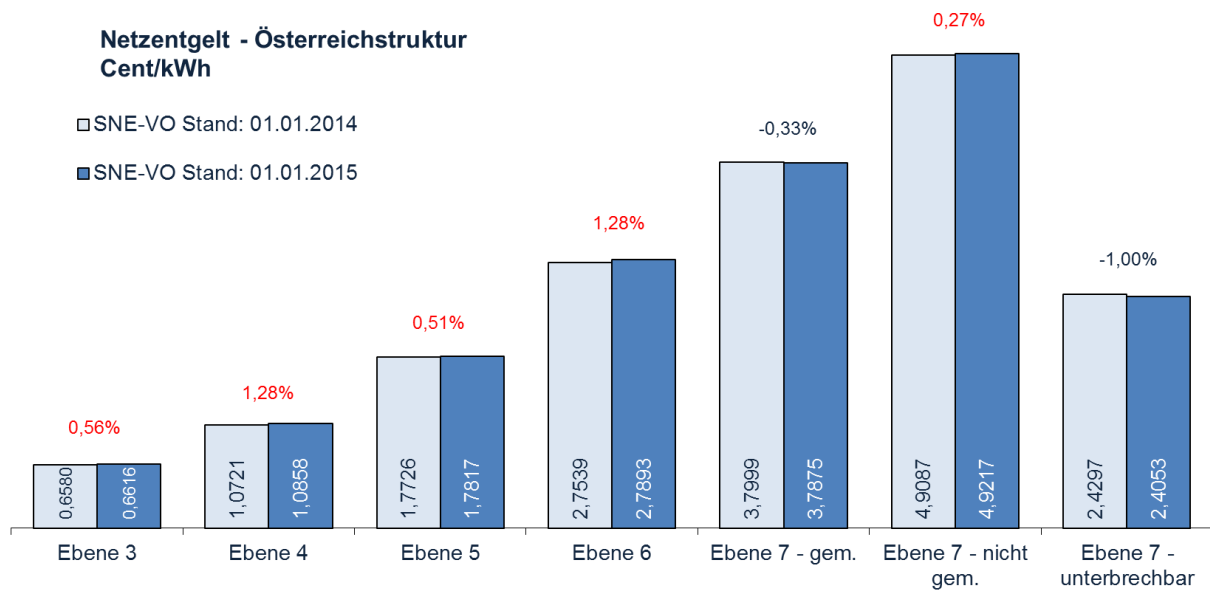


Abbildung 3: Netzentgeltentwicklung – Österreichstruktur
Quelle: E-Control

2.2. Funktionsweise des Marktes

Marktregeln

Die Marktregeln in ihrer Gesamtheit umfassen technische und organisatorische Regeln (TOR), sonstige Marktregeln und die Allgemeinen Bedingungen (AB) für Netzbetreiber, die Ökostromabwicklungsstelle (AB-ÖKO) sowie den Bilanzgruppenkoordinator (AB-BKO).

Die sonstigen Marktregeln und die TOR wurden auf Basis des § 22 Abs. 1 und 2 E-ControlG 2010 in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern bzw. Netzbetreibern erarbeitet und werden kontinuierlich weiterentwickelt. Die Allgemeinen Bedingungen sind gem. § 41 EIWOG 2010, § 39 ÖkostromG 2012 sowie § 11 VerrechnungsstellenG 2000 von der E-Control zu genehmigen. Rechtswirksam werden die Marktregeln erst durch die Einbindung in privatrechtliche Verträge zwischen den Marktteilnehmern.

Technisch organisatorische Regeln (TOR)

Die TOR stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar und wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. Die TOR sind angewandte Betriebs- und Erhaltungsregeln für Stromnetze zur Erzielung einer angemessenen Versorgungssicherheit und eines störungsfreien Verbundbetriebes und regeln das Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie von Anlagen von Netzbenutzern.

Im Berichtszeitraum wurden die TOR Teil E „Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“ adaptiert. Die Version 2.2 trat am 25.8.2014 in Kraft und enthält Anpassungen auf Basis des „Operation Handbook“ der ENTSOE.

Sonstige Marktregeln

Die sonstigen Marktregeln beschreiben die „Software“ zum Funktionieren eines liberalisierten Strommarktes. Sie definieren die Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern, Angaben über Fahrpläne, Lastprofile, Prozessbeschreibungen und Informationsübermittlung. Im Berichtszeitraum wurden die Kapitel 3, 7 und 10 der sonstigen Marktregeln adaptiert. Das Kapitel 3 „Fahrpläne“ trat in der Version 5.6 am 1.7.2015 in Kraft und beinhaltet Änderungen und Klarstellungen zu externen Fahrplänen, Erzeugungsfahrplänen und Verfügbarkeitsfahrplänen.

Die Kapitel 7 „Elektronischer Austausch von Netza abrechnungsdaten,“ und 11 „Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten intelligenter Messgeräte vom Netzbetreiber an den Lieferanten gem. §2 DAVID-VO“ wurden am 13.5.2015 in den Versionen 2.0 und 1.1 veröffentlicht und verpflichten nun grundsätzlich zur elektronischen Rechnungslegung. Weiters wurden die Übertragungssysteme für den elektronischen Datenaustausch näher spezifiziert und das Übertragungsschema und der Produktnummernkatalog geändert.

Eine Änderung des Kapitels 10 „Informationsübermittlung von Netzbetreibern an andere Marktteilnehmer; Grundsätze des 1. und 2. Clearings“ trat in der Version 2.3 mit 1.3.2015 in

Kraft. Darin wurde der Datenaustausch für die Abrechnung des mit der Novelle 2014 der SNE-VO eingeführten Netznutzungsentgelts für Regelreserve näher geregelt.

Regelreservemarkt

Der Ausgleich von Prognoseabweichungen und ungeplanten Ausfällen bei Erzeugung und Verbrauch erfolgt durch die Einspeisung oder Entnahme von Regelenergie. Je nach zeitlicher Dauer der Abweichung kommen unterschiedliche Anlagen und Produkte zum Einsatz:

- > Primärregelung: Anlagen der Primärregelung gleichen automatisch Systemungleichgewichte innerhalb der ersten 30 Sekunden aus und sollen Abweichungen der Netzfrequenz verhindern.
- > Sekundärregelung: Anlagen der Sekundärregelung kommen zum Einsatz, wenn Ungleichgewichte länger als 30 Sekunden andauern und sollen die Netzfrequenz von 50 Hz wiederherstellen.
- > Tertiärregelung: Anlagen der Tertiärregelung oder „Minutenreserve“ lösen die Anlagen der Sekundärregelung ab, wenn Ungleichgewichte länger als 15 Minuten bestehen.
- > Ungewollter Austausch: Ist die Anpassung innerhalb der Regelzone nicht ausreichend bzw. nicht möglich, so erfolgt der Ausgleich durch einen ungewollten Austausch mit den umliegenden Regelzonen im ENTSO-E Verbund.

Die Abweichung vom abgegebenen Fahrplan, zum Beispiel aufgrund von Prognoseabweichungen in einer Bilanzgruppe, verursacht Ausgleichsenergie. Die saldierte Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen einer Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, für dessen Bereitstellung der Regelzonenführer zu sorgen hat.

Die Bilanzierung der Ausgleichsenergie erfolgt in Österreich, im Gegensatz zu den meisten anderen Mitgliedstaaten, über eine unabhängige Verrechnungsstelle, die vom Regelzonenführer beauftragt wird. Seit Inkrafttreten der Kooperationsvereinbarung zwischen der APG und der Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH wird diese Aufgabe für das gesamte österreichische Netzgebiet von der Austrian Power Clearing and Settlement (APCS) ausgeführt.

Die Marktregeln für Ausgleichsenergie sind in den „Sonstigen Marktregeln“ bzw. in den „Allgemeinen Geschäftsbedingungen“ der Verrechnungsstelle festgelegt. Während die Marktregeln von der Regulierungsbehörde in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt werden, ist es Aufgabe der Regulierungsbehörde, die Geschäftsbedingungen der APCS zu genehmigen.

Die Beschaffung der Regelreserveprodukte erfolgt über wettbewerbliche Ausschreibungen durch den Regelzonenführer APG. Die teilnehmenden Anlagen müssen hohe technische Anforderungen erfüllen. Primär- und Tertiärregelung werden bereits seit dem Jahr 2010 bzw. 2001 auf diese Weise kontrahiert. Die Sekundärregelung wurde bis zum Jahr 2011 durch bilaterale Verträge mit einzelnen Kraftwerksbetreibern beschafft. Mit 1. Januar 2012 erfolgte auch hier die Umstellung auf einen wettbewerblichen Ausschreibungsmechanismus. Der ungewollte Austausch im ENTSO-E-Verbund wird mittels Kompensationsprogramm über die Strombörse EXAA ausgeglichen.

Um den mengen- und preisbedingten Kostensteigerungen bei der Beschaffung der Regelreserve entgegenzuwirken, hat die E-Control eine Informationskampagne für potentielle Marktteilnehmer am österreichischen Regelreservemarkt gestartet. Diese Kampagne wird von weiteren Maßnahmen begleitet, wie der Erhebung und ggf. der Beseitigung möglicher Markteintrittsbarrieren, der Förderung einer verbraucherseitigen Beteiligung am Regelreservemarkt, der Senkung der minimalen Poolgröße, der Abschaffung der minimalen Größe pro Anlage, der Anpassung von Marktregeln in Abstimmung mit dem Regelzonenführer sowie der Förderung von Initiativen zu grenzüberschreitenden Vernetzungen des Regelreservemarktes.

Ein Beispiel hierfür stellt die „Imbalance-Netting-Cooperation“ dar, die seit Mai 2013 gemeinsam mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES durchgeführt wird. Im Rahmen der Zusammenarbeit werden Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet, um notwendige Sekundärregelenergieabrufe zu verringern. Diese Maßnahme führte bereits zu Kosteneinsparungen im einstelligen Millionenbereich. Darüber hinaus nimmt die E-Control seit April 2014 an der International Grid Control Cooperation (IGCC) teil, die Regelzonenabweichungen mit neun Übertragungsnetzbetreibern aus Deutschland, Dänemark, den Niederlanden, der Schweiz, Tschechien und Belgien saldiert. Die Einsparungen liegen inzwischen im zweistelligen Millionenbereich. Angesichts dieser positiven Entwicklungen ist eine Ausdehnung der Kooperation auf weitere Nachbarländer geplant.

Die eingeleiteten nationalen Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes und die internationalen Kooperationen bewirken nachweislich eine Eindämmung der Kosten für Regelreserve.

Versorgungssicherheit, Sommerreserve

Zusätzlich zu den bekannten bestehenden Nord-Süd-Lastflüssen stellten zunehmend auch die Ost-West-Lastflüsse die Netze vor neue Herausforderungen. Gründe für die über die

Jahre geänderten Lastflüsse sind die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, die damit einhergehende Energiepreisentwicklung sowie die reduzierte Stromproduktion aus konventionellen Kraftwerken.

Während der Übertragungsnetzgesellschaft APG im Winter aufgrund der an das Netz angeschlossenen und in Betrieb befindlichen Wärmeenergieerzeugung ausreichend thermische Kapazitäten zur Verfügung stehen, müssen im Sommer zunehmend Kapazitäten explizit gesichert werden, um den vorhandenen Kraftwerkspark bei der Bewältigung dieser Herausforderungen zu ergänzen.

Nach einem mit der E-Control abgestimmten Auswahlprozess sicherte sich die APG auch für diesen Sommer thermische Kraftwerkskapazitäten. Zur Stabilisierung des Stromnetzes wurden zwei Kraftwerke mit einer Kapazität von zusammen ca. 800 Megawatt (MW) ausgewählt. Dies entspricht in etwa der Leistung von vier großen Donaukraftwerken. Die beiden Anlagen mit einer installierten Leistung von jeweils ca. 400 MW stehen damit vom 1. Mai bis zum 30. September als sogenannte Sommerreserve zur Verfügung. Diese Vereinbarung wurde für einen Zeitraum von drei Jahren getroffen. Der Auswahlprozess wurde transparent und nach einem klaren wirtschaftlichen und auf die technische Wirksamkeit bezogenen Kriterienkatalog durchgeführt.

Bereits 2014 sicherte sich die APG erstmals über einen Zeitraum von sieben Wochen thermische Kraftwerke. Die vorrätig gehaltenen Kapazitäten wurden phasenweise auch abgerufen.

Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur

Aufgrund des liberalisierten Strommarktes und der damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind sowohl die Anforderungen an die Verteilnetz- als auch die Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, steigender Stromverbrauch, neue Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der

Versorgungssicherheit sind deshalb Netzausbauten im Übertragungsnetz in Österreich aber vor allem auch in den Nachbarländern dringend erforderlich.

Größere Investitions- bzw. Erneuerungsprojekte wurden vor allem bei Verteilernetzbetreibern in Oberösterreich und der Steiermark abgeschlossen. Es wurde überwiegend in Leitungserneuerung sowie Kapazitätserweiterung investiert, um der Versorgungssicherheit und dem hohen Anschluss- und Einspeisebedarf der Erneuerbaren Energien (vorrangig Windenergie) gerecht zu werden. Wiederum gestiegen, aber weiter auf moderatem Niveau, waren Investitionen in „smarte“ Technologien (Smart Meter, Smart Grids). Grundsätzlich investierten Stromnetzbetreiber in Österreich aber weniger als in den Jahren zuvor.

Im Übertragungsnetz werden derzeit vorrangig Projekte zu Erweiterung und zum Ausbau des Umspannungsbereichs durchgeführt. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf den Kapazitätserweiterungen des Leitungsnetzes. Im Jahr 2015 kann mit einem ähnlich hohen Niveau der Investitionstätigkeit gerechnet werden. Dies ist vor allem auf die schon erwähnte Umrüstung der Netzinfrastruktur sowie den erhöhten Kapazitäts- und Netzanschlussbedarf aufgrund Erneuerbarer Energien im Verteilnetzbereich zurückzuführen. Für den Übertragungsnetzbereich wird die Entscheidung über die Investition für den „380 kV-Ringschluss“ in Form der Umsetzung des 380-kV-Salzburg-II-Leitungsprojektes Ende dieses Jahres relevant sein. Eine Realisierung dieses Projektes würde in den kommenden Jahren zu einem markanten Investitionsanstieg im Übertragungsnetzbereich führen und gleichzeitig die VErsorgungssicherheit deutlich verbessern.

Abschließend stellt folgende Grafik die Entwicklung der Investitionen im Stromvertei- und Übertragungsnetz der vergangenen elf Jahre dar. Bis zum Jahr 2013 ist ein kontinuierlicher Anstieg der Investitionstätigkeiten erkennbar. Einerseits basiert dies auf neuen Projekten im Übertragungs- und Verteilernetz, andererseits haben auch vermehrte Erneuerungsinvestitionen in das Bestandsnetz zu dieser Entwicklung beigetragen. Für die kommenden Jahre wird ein leichtes Abflachen des Investitionsniveaus erwartet, da der

Großteil der Erweiterungs- sowie Erneuerungsprojekte abgeschlossen wurde. Der zukünftige Fokus im Verteilnetz wird vor allem auf der Integration Erneuerbarer Energien (Wind & Solar) sowie dem Roll-Out der Smart Meter liegen. Im Übertragungsnetz stehen wie bereits erwähnt primär Aufrüstungsinvestitionen im Vordergrund. Die vorteilhaften regulatorischen Rahmenbedingungen für die Unternehmen bieten weiterhin nicht nur die entsprechende Abgeltung in Form kostenorientierter Netztarife, sondern auch die nötigen Anreize, notwendige Investitionen zeitgerecht durchzuführen.

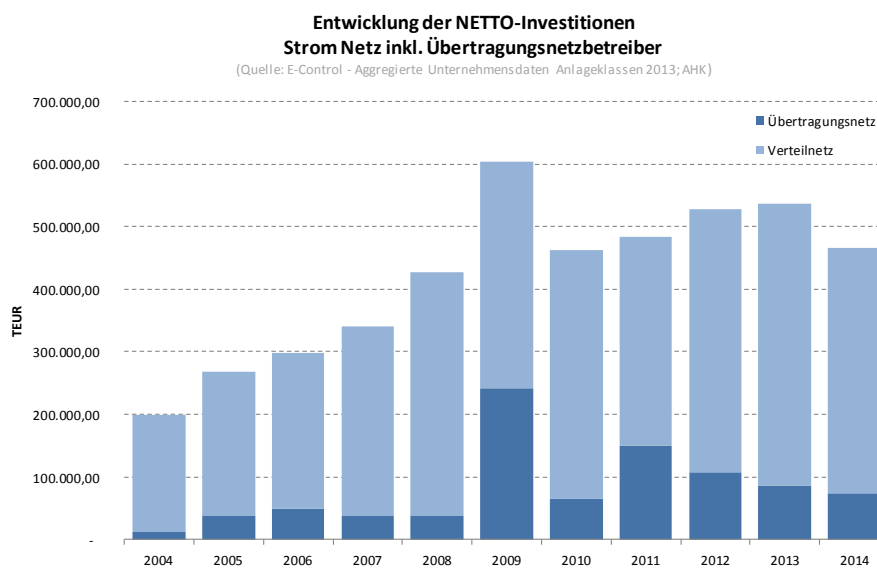


Abbildung 4: Entwicklung der Netto-Investitionen Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan (NEP)

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden 2014 von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) gemäß § 37 EIWOG erneut Netzentwicklungspläne eingereicht und Ende des Jahres vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grundlage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen

Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control, die in einem weiteren Schritt positiv bewertete Projekte per Bescheid genehmigt. Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem bzw. europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie seit 2012 auch Projekte, die keinen vollständigen Neubau von Leitungen erfordern, sondern die Adaption des bestehenden Netzes zur Leistungssteigerung und zu einem optimierten Betrieb beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet.

Im heurigen Jahr wurde der Prozess der NEP-Genehmigung in mehreren Punkten weiter entwickelt. Die Abfrage erfolgt nun nach einem standardisierten Schema. Dies ermöglicht eine strukturiertere und detailliertere Prüfung der Daten und bietet künftig einen leichteren Datenvergleich aufeinanderfolgender Jahre.

Vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von „Projects of Common Interest (PCI)“ auf europäischer Ebene, basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, ist eine fundierte Analyse der österreichischen Netzausbauprojekte wichtig und eine intensive und gute Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten ausschlaggebend für eine optimale Förderung der österreichischen Interessen.

Ökostrom

Bei den unterstützten Ökostrommengen konnte im Jahr 2014, verglichen mit dem Jahr 2013, eine Steigerung um 15 Prozent erzielt werden. Der größte mengenmäßige Zuwachs wurde mit 670 GWh, wie in den Jahren zuvor, im Bereich der Windkraft verzeichnet. Den größten prozentuellen Zuwachs innerhalb einer Kategorie gab es bei der Photovoltaik mit einer Steigerung um 63 Prozent. Im Bereich fester Biomasse und Biogas kam es bei den eingespeisten Mengen zu einem leichten Rückgang. In Tabelle 3 wird die Entwicklung der unterstützten Ökostrommengen dargestellt.

Unterstützte Ökostrommengen [in GWh]													
Energeträger	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Windkraft	203	366	924	1.328	1.738	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386	2.970	3.640
Biomasse fest	95	99	313	553	1.086	1.631	1.900	1.958	1.987	1.969	1.983	2.013	1.941
Biogas	20	42	102	220	358	440	503	525	539	520	554	544	543
Biomasse flüssig	3	2	18	33	54	71	36	39	30	12	0	0	0
Photovoltaik	3	11	12	13	13	15	17	21	26	39	101	215	351
Anderer unterstützter Ökostrom	88	78	76	65	55	54	52	46	45	41	32	26	21
Summe "Sonstiger" Ökostrom	412	598	1.445	2.212	3.304	4.230	4.496	4.503	4.647	4.464	5.057	5.769	6.496
Kleinwasserkraft	4.243	3.386	3.995	3.561	1.806	1.527	945	644	1.258	988	1.095	1.371	1.703
Summe unterstützter Ökostrom	4.655	3.984	5.440	5.773	5.110	5.757	5.441	5.147	5.905	5.452	6.152	7.140	8.199

Tabelle 3: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge
Quelle: OeMAG

Die Entwicklung der Engpassleistung jener Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, wird in Tabelle 4 dargestellt. Parallel zur Entwicklung der eingespeisten Menge wurde auch hier der größte Zuwachs im Bereich der Windkraft realisiert. Die installierte Leistung bei der Photovoltaik konnte um 25 Prozent gesteigert werden, wobei die Photovoltaik hinter der Windkraft rangierte, die eine Steigerung von 27 Prozent verzeichnen konnte. Bei den übrigen Technologien kam es überwiegend zu leichten Rückgängen. Eine Ausnahme stellt die flüssige Biomasse dar, deren Leistung sich um 44 Prozent verringerte.

Entwicklung der Engpassleistung [in MW] jener Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit Öko-BGV (bzw OeMAG) zum angegebenen Stichtag												
Energeträger	Vertragsverhältnis mit Öko-BGVs zum Jahresende (Stand 31.12.)			Vertragsverhältnis mit OeMAG ¹⁾ zum Jahresende (Stand 31.12.)								
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Biogas	15,0	28,4	50,7	62,5	74,9	76,2	77,0	79,2	79,8	81,2	82,5	80,5
Biomasse fest	41,1	87,5	125,9	257,9	309,1	311,7	313,4	324,9	325,4	319,8	321,5	318,6
Biomasse flüssig	2,0	6,8	12,4	14,7	16,5	14,5	9,6	9,4	9,4	8,7	5,0	2,8
Deponie- und Klärgas	22,7	20,3	21,2	13,7	21,4	21,2	21,1	21,2	16,0	16,6	15,8	14,3
Geothermie	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Photovoltaik	14,2	15,1	15,4	15,3	18,8	21,7	26,8	35,0	54,7	172,1	323,9	404,4
Windkraft	395,6	594,6	816,9	953,5	972,0	960,9	984,1	988,2	1.055,8	1.306,8	1.555,4	1.980,6
Summe "Sonstiger" Ökostrom	491,4	753,6	1.043,4	1.318,5	1.413,6	1.407,1	1.432,9	1.458,7	1.542,1	1.906,2	2.305,0	2.802,1
Kleinwasserkraft bis 10 MW (unterstützt) ²⁾	858,1	851,5	709,7	320,9	380,2	124,7	200,9	303,8	242,2	276,0	342,3	390,9
Summe "Sonstiger" Ökostrom und Kleinwasserkraft	1.349,5	1.605,1	1.753,1	1.639,3	1.793,8	1.531,8	1.633,8	1.762,5	1.784,3	2.182,2	2.647,3	3.193,0

¹⁾ Ökostromanlagen mit Vertragsverhältnis mit OeMAG, die bereits in Betrieb sind
²⁾ Diejenigen Kleinwasserkraftanlagen, die in keinem Vertragsverhältnis mit den Öko-BGVs bzw. mit der OeMAG stehen und anstelle der verordneten Einspeisetarife Marktpreise in freier Vereinbarung mit Stromlieferanten beziehen, sind in diesen Werten nicht enthalten.
[Quelle: Energie-Control Austria, Öko-BGV, OeMAG - vorläufige Werte, Stand April 2015]

Tabelle 4: Entwicklung der Engpassleistung

Diese Entwicklung spiegelt sich auch in der Anzahl der Anlagen wider, am deutlichsten im Bereich Photovoltaik und Windkraft. In diesen Bereichen wurden 1.711 neue Photovoltaik-

und 80 neue Windkraftanlagen registriert. Die Anzahl der Anlagen im Bereich der flüssigen Biomasse ging von 32 auf 27 zurück. Insgesamt standen 2014 um 1.840 Anlagen mehr unter Vertrag bei der OeMAG als 2013. Mit 1711 Anlagen stellten Photovoltaikanlagen wie auch in den vergangenen Jahren die überwiegende Mehrheit der Neuanlagen dar.

Energielenkung

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) idF des BGBl. I Nr. 41/2013 obliegen der E-Control die Vorbereitung und Koordinierung der wesentlichen im Rahmen der Energielenkung notwendigen Aktivitäten sowohl im Elektrizitäts- als auch im Erdgasbereich. Die dafür erforderlichen Daten werden auf Basis der Energielenkungsdaten-Verordnung erhoben, die im Jahr 2014 angepasst wurde, um mehr Informationen über vorhandene Flexibilitäten bzw. Randbedingungen im Fernwärme-Bereich zu bekommen.

Weiters werden regelmäßig Übungen zur Datenübermittlung im Engpassfall in Kooperation mit den Marktteilnehmern und den Behörden durchgeführt. Dabei werden Abläufe zwischen den Bundes-, Landes- und Bezirksbehörden insbesondere im Zusammenhang mit generellen Einschränkungen im Rahmen des Landesverbrauchs sowie im Falle konkreter Kontingentierungsmaßnahmen für einzelne Industriestandorte getestet.

Die in diesen Übungen gemachten Erfahrungen bilden eine Ausgangsbasis für weitergehende Aktivitäten.

Da könnten wir auch die große Cyber Security Übung erwähnen

2.3. Internationales

EU Energie Infrastruktur Paket

Die Realisierung bestimmter Projekte ist für die Verwirklichung der europäischen Energie- und Klima-Ziele, die Vollendung des Europäischen Energiebinnenmarktes und insbesondere für die Verbesserung der Energieversorgungssicherheit wesentlich.

Aus Sicht der Europäischen Kommission besteht allerdings die Gefahr, dass Infrastruktur-Projekte aufgrund von Hindernissen im Zusammenhang mit Genehmigungsverfahren, Regulierungssystematik und bzw. oder Finanzierung zum Teil nicht oder nicht rechtzeitig umgesetzt werden können. Um die Umsetzung von Projekten zu fördern, die für die zeitgerechte Entwicklung und die Interoperabilität von vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebieten erforderlich sind, wurde die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur¹ (Infrastruktur-Verordnung) verabschiedet.

Mit der seit 1. Juni 2013 anwendbaren Infrastruktur-Verordnung wurden die bis dahin bestehenden TEN-E-Leitlinien abgelöst. Die neue Infrastruktur-Verordnung sieht nunmehr vor, dass EU-weit bestimmte Infrastrukturprojekte als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) ausgewählt werden. Diese Projekte können in weiterer Folge von Erleichterungen im Genehmigungsverfahren, regulatorischen Begünstigungen sowie finanzieller Unterstützung durch die EU profitieren. Neben Strom- und Gasinfrastrukturprojekten betrifft dies auch Erdöl- und CO₂-Vorhaben.

Um in die Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen zu werden, muss ein Projekt mehrere Kriterien erfüllen. Insbesondere muss es für einen der in Anhang I zur Verordnung genannten Infrastrukturkorridore und für eines der genannten Infrastrukturgebiete erforderlich sein, zumindest zwei Mitgliedstaaten (oder einen Mitgliedstaat und einen EWR-Staat) betreffen und einen höheren potenziellen Gesamtnutzen als Kostenaufwand aufweisen. Strom- und Gasvorhaben müssen überdies erheblich zu Marktintegration, Wettbewerb (nur bei Gas), Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit beitragen.

Nach einem Pilot-Auswahlverfahren in den Jahren 2012 und 2013 präsentierte die Europäische Kommission im Oktober 2013 eine Liste mit 248 vorrangigen

¹ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

Energieinfrastrukturprojekten. Diese wurde schließlich als delegierte Verordnung von der Europäischen Kommission verabschiedet und ist am 10. Jänner 2014 in Kraft getreten.² Unter den Projekten befinden sich auch 14 Strom- und 4 Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung.

Die PCI-Liste soll zweijährlich aktualisiert werden, d.h. Vorhaben müssen erneut eingereicht werden, wobei bereits als vorrangig eingestufte Projekte den PCI-Status auch wieder verlieren können. Die Vorbereitungen für die zweite PCI-Liste, die 2015 verabschiedet werden soll, sind bereits 2014 unter Einbindung der nationalen Regulierungsbehörden angelaufen. Die Gesamtliste soll wiederum von der Europäischen Kommission als delegierter Rechtsakt verabschiedet werden und Anfang des Jahres 2016 in Kraft treten.

Für PCI der ersten Unionsliste konnten die Vorhabenträger bis zum 31. Oktober 2013 bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrages zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung einreichen. Über diese Investitionsanträge hatten die Regulierungsbehörden innerhalb von sechs Monaten koordinierte Entscheidungen hinsichtlich der Aufteilung der Investitionskosten sowie über ihre Einbeziehung in die Netznutzungsentgelte zu erlassen. EU-weit wurden mehrere Investitionsanträge gestellt. Die E-Control war an einem Kostenaufteilungsverfahren beteiligt, der daraus resultierende Bescheid wurde auf der Homepage der E-Control veröffentlicht.

Die Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSO-G zur Veröffentlichung einer Methode für eine harmonisierte energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse. Diese bildet die Grundlage für die Auswahl von PCI, etwaige Kostenaufteilungsverfahren sowie die Auswahl förderwürdiger Vorhaben durch die EU. Die Methoden sind nach Stellungnahmen von ACER, der Europäischen Kommission und gegebenenfalls der Mitgliedstaaten von der

² Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, ABl. 2013 L 349 S. 28.

Europäischen Kommission zu genehmigen, wobei die genehmigten Methoden im Februar 2015 auf den Homepages von ENTSO-E und ENTSO-G veröffentlicht wurden.

Bis zum 16. Mai 2015 haben die im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden eine Reihe von Indikatoren und entsprechende Referenzwerte für einen Vergleich der Investitionskosten pro Einheit bei vergleichbaren Strom- und Gasvorhaben zu definieren und zu veröffentlichen. Die Aktivitäten zur Festlegung der Indikatoren und zur Ermittlung von Referenzwerten sind bereits im Rahmen der ACER Arbeitsgruppen angelaufen.

Die Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ACER, einen Austausch über Handlungsalternativen und Empfehlungen hinsichtlich einer gemeinsamen Methode für die Bewertung der bei Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben eingegangenen höheren Risiken zu ermöglichen. In diesem Zusammenhang wurden die ACER Empfehlung Nr. 03/2014 über Anreize für PCI und eine gemeinsame Methode zur Risikoevaluierung erarbeitet. Die Infrastruktur-Verordnung sieht ebenfalls vor, dass bis zum 31. März 2014 jede nationale Regulierungsbehörde ihre Methode und die Kriterien, die für die Bewertung von Investitionen in Strom- und Gasinfrastrukturvorhaben und der bei ihnen eingegangenen höheren Risiken verwendet werden, zu veröffentlichen hatte. Die E-Control veröffentlichte Methode und Kriterien fristgerecht auf ihrer Homepage.

Im November 2014 veröffentlichte die EU-Kommission eine erste Liste von PCI, die im Rahmen der „Connecting Europe Facility“ eine Förderung erhalten sollen. Diese sieht auch eine Förderung eines österreichischen Vorhabens vor.

Ab dem Jahr 2015 hat ACER den für die Zwecke der Projektauswahl eingerichteten regionalen Gruppen jährlich einen konsolidierten Bericht über die Strom- und Gas-PCI zu übermitteln. In diesem sind die erzielten Fortschritte zu bewerten und gegebenenfalls Empfehlungen für die Bewältigung der aufgetretenen Verzögerungen und Schwierigkeiten zu geben. Die Aktivitäten zur Ausarbeitung der von den Vorhabenträgern hierfür zu liefernden

Berichte sowie die Abstimmung zwischen ACER, der EU-Kommission und den jeweiligen betroffenen zuständigen Behörden sind ebenfalls bereits im Jahr 2014 angelaufen.

Regional Initiatives - Engpassmanagement

In der Region CEE wurden die Projektarbeiten der TSOs und Börsen zur Vorbereitung eines lastflussbasierten Market-Couplings fortgesetzt. Die Fortschritte dazu gestalten sich jedoch noch nicht wie erhofft. Bislang konnte von den Projektpartnern eine Projektstruktur und ein Projektmanagement errichtet werden, zusätzlich wird am konkreten Projektplan und –budget gearbeitet. Besonderes Augenmerk richtet sich auch auf die Frage, wie angrenzende Nachbarländer, zum Beispiel Rumänien oder Kroatien, involviert werden können. Diese Strukturfragen führen jedoch gleichzeitig zu Verzögerungen, sodass zumindest bis zum Jahr 2016 keine Umsetzung zu erwarten ist. Eine wesentliche Aufgabe besteht in weiterer Folge darin, einen Zeitplan inklusive Testphasen zu spezifizieren, der durch eine möglichst enge Koordination mit benachbarten Regionen gekennzeichnet ist.

Wesentliche Fortschritte konnten in der Region Central-South erzielt werden. Im Jahr 2014 wurde von TSOs und Börsen ein Market-Coupling vorbereitet, das nach einer positiv verlaufenen Testphase Ende des Jahres im Februar 2015 erstmals direkt an einer österreichischen Grenze (zu Italien) in Betrieb genommen werden konnte. Die bisherigen Ergebnisse sind zufriedenstellend und zeigen eine effizientere Vergabe der täglichen grenzüberschreitenden Kapazitäten. Nachdem lediglich die Grenze zwischen Italien und Österreich von dieser Entwicklung betroffen ist, wird als nächster Schritt eine Ausweitung auf die Grenze zwischen Slowenien und Österreich geprüft bzw. vorbereitet.

Parallel wurde von den TSOs und Börsen aus Frankreich, Deutschland, der Schweiz und Österreich die Anbindung der Schweizer Nordgrenzen über implizite Auktionen an das bestehende europäische System vorbereitet. Wegen politisch nicht geklärter Fragen zur Einbindung der Schweiz in den rechtlichen Rahmen der Europäischen Union konnte jedoch bisher keine praktische Anwendung an diesen Grenzen erfolgen. Sobald die politischen

Diskussionen beendet sind, können auch diese Grenzen kurzfristig in das europäische Market-Coupling-System eingebunden werden.

Lastflussbasierte Kapazitätsberechnungen waren, obwohl als europäisches Zielmodell definiert, praktisch nicht umgesetzt worden. Nach längerfristiger Vorarbeit konnten die TSOs der Region Central-West Ende des Jahres 2014 ein System vorstellen und mit Mai 2015 erfolgreich implementieren. Durch ungeplante Ausfälle von relevanten Kraftwerken in Belgien musste die Einführung im Jahr 2014 noch verschoben werden, durch zusätzliche Überprüfungen und Verbesserungsmaßnahmen konnte aber Anfang des Jahres 2015 der Start von den Regulierungsbehörden genehmigt werden. Die Teilnahme der APG hat sich insofern verstärkt, als seit Ende des Jahres 2014 auch die Daten über die österreichische Netzsituation direkt eingeliefert und berücksichtigt werden.

Österreich ist auch für Intraday-Vergaben an der Entwicklung der zukünftigen europäischen Handelsplattform beteiligt. Durch die große Anzahl der involvierten Börsen und TSOs und der komplexen Prozesse zur Beschaffung der erforderlichen IT-Lösung kommt es jedoch immer wieder zu Verzögerungen. Mehrere geplante Projektmeilensteine konnten im Jahr 2014 nicht eingehalten werden. Durch die enge Einbindung der Europäischen Kommission und ACER soll ein rascherer Projektfortgang ermöglicht werden.

In Bezug auf die Marktintegration im Großhandelsbereich sind in den vergangenen Monaten verstärkt Diskussionen über die gemeinsame deutsch-österreichische Preiszone entstanden. In diesem Zusammenhang forderte ACER ENTSO auf, eine Evaluierung der Gebotszonen in Europa durchzuführen. Der Prozess hierfür wird noch bis in das Jahr 2016 reichen. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Ermittlung des Reservebedarfs für Redispatch nach der Reserve-Kraftwerksverordnung für den Winter 2019/20 ein Szenario mit einer Kapazitätsvergabe an der deutsch-österreichischen Grenze ermittelt. Für eine allfällige Entscheidung über eine Kapazitätsvergabe sind jedenfalls die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Varianten vollständig abzuwägen. Grundsätzlich entsprechen

grenzüberschreitende Marktgebiete dem Ziel des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes und den Zielen der Energie-Union-Initiative der Europäischen Kommission.

Redispatch - TSO Security Cooperation (TSC)

Die Kooperation der APG in der TSC-Initiative, an der sich auch eine große Anzahl von Übertragungsnetzbetreibern (aus Dänemark, den Niederlanden, Deutschland, der Schweiz, Kroatien, Slowenien, Ungarn, Tschechien und Polen) beteiligen, wurde weiter verfolgt und intensiviert. Maßgeblich hierfür war die Gründung eines im gemeinsamen Eigentum der TSOs stehenden Unternehmens. Diese positive Entwicklung wurde von einer verbesserten Abstimmung von multilateralen Maßnahmen in kritischen Netzsituationen begleitet. Neben der kurzfristigeren Abstimmung wird nunmehr auch die Kostentragung auf eine verursachungsgerechtere Basis gestellt. Im Zuge des von den TSOs Ende des Jahres 2014 entwickelten Verfahrens erteilten die Regulierungsbehörden die Zustimmung, die Berechnungsmethode in eine Testphase überzuführen. Diese beginnt voraussichtlich Mitte 2015.

Network Codes

Die Network Codes sind ein Kernstück des dritten Binnenmarktpaketes und sollen die technische Zusammenarbeit und die Marktintegration in Europa verbessern. Im Jahr 2014 wurde erstmals ein Network Code (Guideline) für den Elektrizitätsbereich im sogenannten „Cross-Border Committee“ der Mitgliedsstaaten beschlossen. Die Guideline zu Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement wird etwa Mitte 2015 in Kraft treten und die Engpassmanagementverfahren weiter harmonisieren bzw. effizienter gestalten.

Da der Prozess zur Vorbereitung der Codes, zur Beschlussfassung und zum Inkrafttreten eine umfassende und detaillierte Zusammenarbeit zwischen Europäischer Kommission, Übertragungsnetzbetreibern und Regulatoren erfordert, ist es in den vorangegangenen Jahren zu Verzögerungen gekommen. Mittlerweile existiert aber eine Reihe von Dokumenten, deren Beschlussfassung für die kommenden Monate vorgesehen ist. Einerseits handelt es sich hierbei um Network Codes zu Netzanschlüssen von

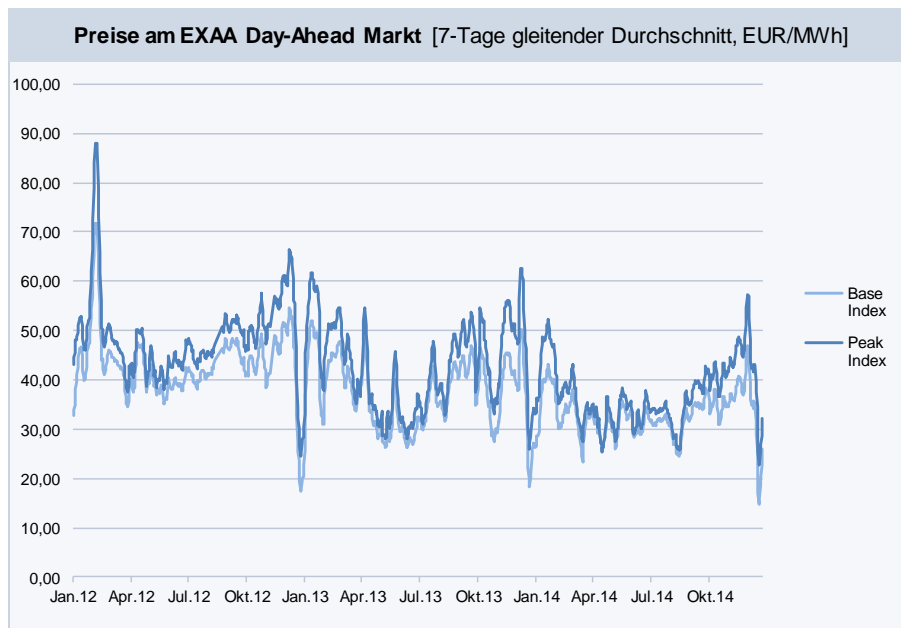
Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Hochspannungs-Gleichstrom-Kabelverbindungen, andererseits um Network Codes zu Übertragungsnetzbetrieb und Betriebsplanung und zu langfristiger Kapazitätsvergabe. Damit ergibt sich für die Marktgestaltung in Österreich mittelfristig ein entsprechender Umsetzungsbedarf.

2.4. Wettbewerb am Großhandelsmarkt

Am Day-Ahead Markt für die Lieferzone Deutschland/Österreich findet der börsliche Handel sowohl an der EXAA als auch an der europäischen Strombörse EPEX Spot statt. Im Jahr 2014 wurden an der österreichischen EXAA 7,83 TWh Strom gehandelt, an der EPEX 262,9 TWh für die Handelszone DE-AT bei einem Gesamt-Day-Ahead-Handelsvolumen von 382 TWh. Während das Handelsvolumen für die EXAA gleich blieb, konnte die EPEX ihre Volumina weiter steigern. An der EXAA wurde im Jahr 2014 in kleinerem Umfang ebenfalls ein Grünstrom-Produkt gehandelt, wobei hier, wie zu erwarten, Aufschläge gegenüber dem Standardprodukt zu beobachten waren. Im September 2014 startete die EXAA zudem mit dem Viertelstundenhandel, wobei das Prinzip der Arbitrage-Freiheit gilt, so dass der Preis für die Stunde immer dem Mittelwert aus den Viertelstunden entspricht. Auch die EPEX startete im deutschen Intraday-Markt einen Viertelstundenhandel.

Da die Preisunterschiede an der EXAA und der EPEX lediglich durch unterschiedliche Preislimits und Auktionszeiten bedingt sind, wiesen die Durchschnittswerte für „Base“ mit 32,90 Euro/MWh an der EXAA und 32,76 Euro/MWh an der EPEX kaum einen merklichen Unterschied aus. Dies war in beiden Fällen ein Rückgang von rund 5 Euro/MWh gegenüber dem Vorjahr. Die Peakstunden bewegten sich 2014 im Mittel um rund 38 Euro/MWh. Im Vergleich zu den benachbarten Marktgebieten war dies etwas günstiger, die Vergleichswerte für Grundlast lagen in Frankreich bei 34,63 Euro/MWh und in der Schweiz bei 36,79 Euro/MWh. Abbildung 5 zeigt dabei die Preisentwicklung im Zeitablauf, wobei vor allem in den Sommermonaten ein deutlicher Preisrückgang zu beobachten ist. Hauptgründe für die entspannte preisliche Situation waren die Rekord-Einspeisung der günstigen Braunkohle und

der Erneuerbaren. Auch die Preise für Emissionszertifikate lagen im Jahr 2014 durchwegs auf äußerst niedrigem Niveau.



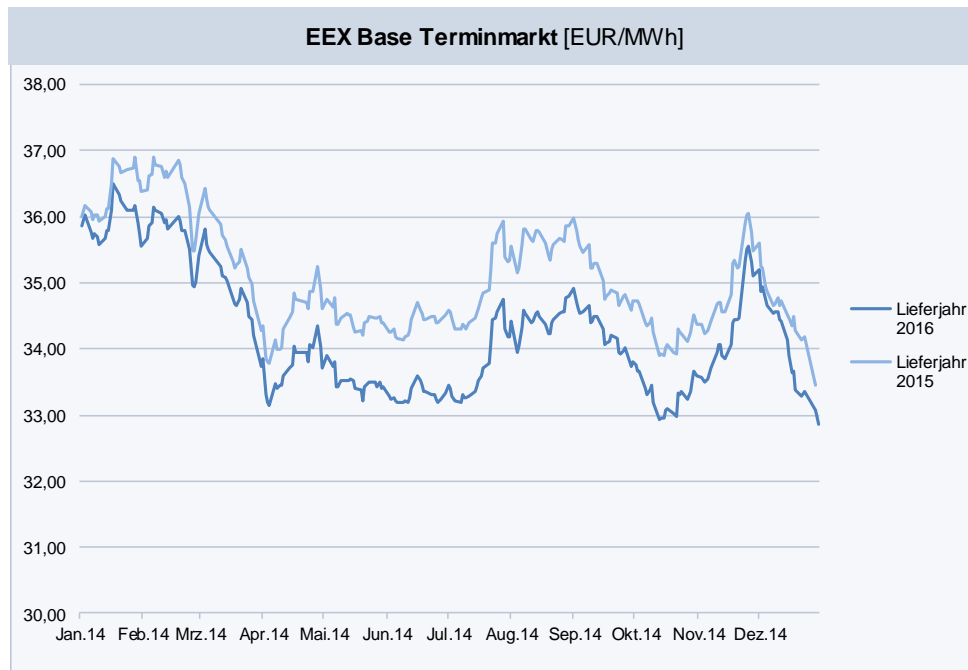
Quelle: EXAA

Abbildung 5: Preise am EXAA Day-Ahead Markt

Deutlich geringer fiel das Volumen am Intraday-Markt aus, hier belief sich der Fließhandel für die Lieferzonen AT/DE auf 26,4 TWh, allerdings war der Zuwachs gegenüber dem Vorjahr mit über 33 Prozent beträchtlich. Die Ursache dafür lag in einer weiteren Zunahme der Einspeisung von fluktuierenden Erneuerbaren und der Notwendigkeit des kurzfristigen Ausgleichs der Portfolios der Marktteilnehmer.

Am Terminmarkt der EEX konnten die Handelsvolumina ebenfalls gesteigert werden, bei den Stromkontrakten lagen die Mengen bei über 1.570,4 TWh, was einer Steigerung von 24 Prozent entspricht. Auch hier lagen die Preise niedriger als im Vorjahr; startete das Jahr 2013 noch mit Preisen von über 40 Euro/MW, so wurde im Jahresverlauf 2014 kaum die 36 Euro Marke durchbrochen. Ähnlich wie am Spotmarkt setzte sich hier die Erwartung durch, dass aufgrund der vermehrten Verstromung aus Kohle und niedriger CO₂-Zertifikatspreise sowie des stark wachsenden Anteils von Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen die Niedrigpreisstimmung im Frontjahr überwiegen werde. Ebenso zeigt Abbildung 6, dass über

das gesamte Jahr „Backwardation“ zu beobachten war, d.h., dass das Lieferjahr 2016 niedriger gehandelt wurde als das Lieferjahr 2015.



Quelle: EEX

Abbildung 6: EEX Base Terminmarkt

Transparenzbestrebungen am Großhandelsmarkt sind weiterhin hauptsächlich auf den börslichen Handel fokussiert, allerdings hat die stetige Ausweitung diverser Transparenz-Plattformen (ENTSO-E, EEX Transparency Plattform) für mehr Offenheit hinsichtlich der Fundamentaldaten gesorgt. Im Gegenzug sind Daten zum OTC-Handel, so wie Volumina und Preise, lediglich über kostenpflichtige Preisreporter verfügbar.

Entwicklung am Regelreservemarkt

Die Kosten der vom Regelzonenführer beschafften Regelreserve haben sich im Jahr 2014 gegenüber dem Vorjahr nochmals deutlich erhöht. Wie aus Abbildung 7 ersichtlich, sind dabei die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung gleich geblieben (Primärregelleistung) oder stark gesunken (Sekundärregelleistung und Ausfallsreserve/Tertiärregelleistung). Die Kosten der eingesetzten Regelenergie (Sekundärregelenergie und Tertiärregelenergie) haben sich dagegen annähernd verdoppelt. Den größten Kostenblock verursacht die

Sekundärregelenergie, wobei hier die Erbringung negativer Sekundärregelleistung mit 63 Prozent den Hauptanteil darstellt.

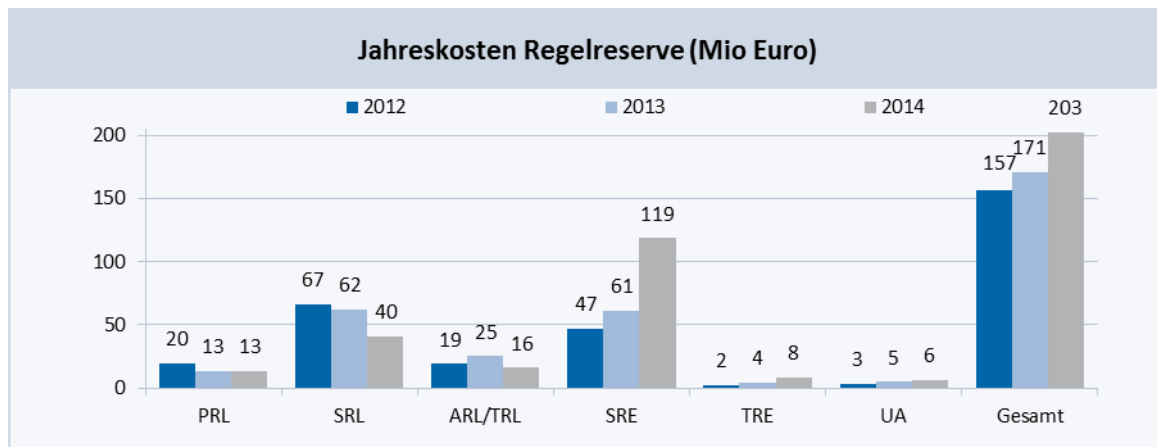


Abbildung 7: Jahreskosten Regelreserve

Quelle: APG

Abbildung 8 zeigt die in einer Kalenderwoche eingesetzte Regelenergie und die durchschnittlichen Abrufpreise bei Abruf von Regelenergie in dieser Woche. Mit Beginn der Teilnahme an der IGCC (vgl. Kapitel 2.2) in der Kalenderwoche 17 wird deutlich weniger negative Sekundärregelenergie benötigt. Dieser Mengenreduktion steht jedoch ein enormer Anstieg der Preise für negative Sekundärregelenergie gegenüber. Beträgt das Ausgangsniveau etwa -100 Euro/MWh, so liegt es in Woche 45 bei 533 Euro/MWh.

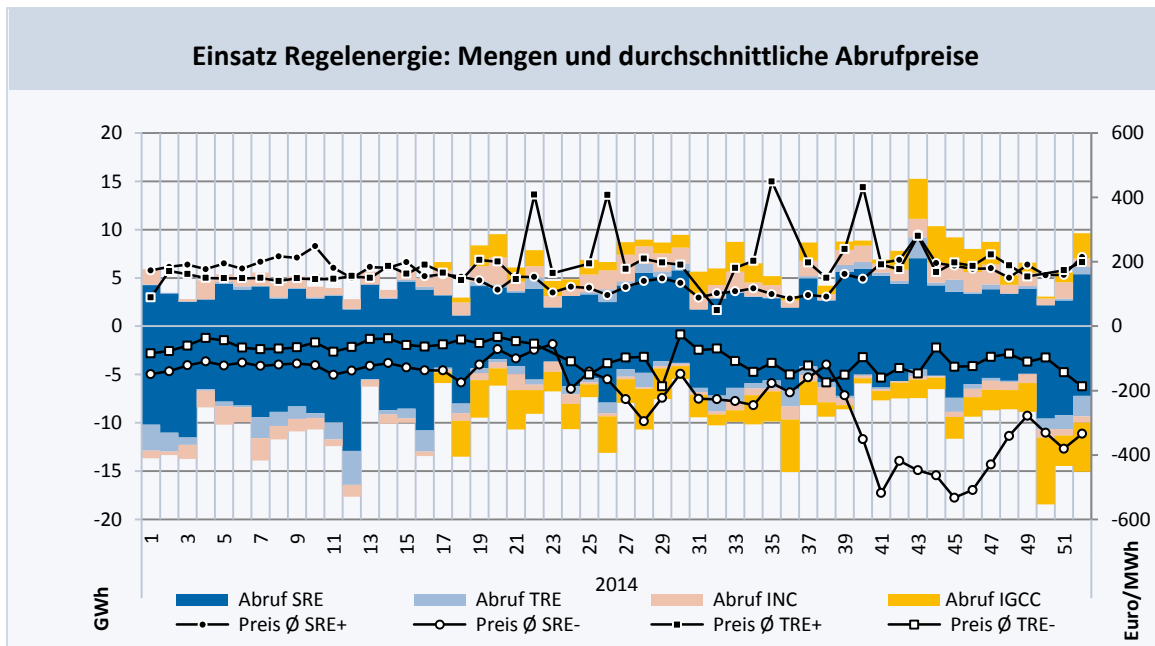


Abbildung 8: Einsatz Regelenergie: Mengen und durchschnittliche Abrufpreise
Quelle: APG

2.5. Wettbewerb am Endkundenmarkt

Marktentwicklung

Der Strom-Verbraucherpreisindex (VPI)³ ist Anfang des Jahres 2015, wie auch in den beiden Jahren zuvor, gestiegen und erreichte mit 136,7 Punkten den höchsten Wert seit der Marktliberalisierung.

³ Der Strom-Verbraucherpreisindex wird von der Statistik Austria erhoben und berücksichtigt dabei die Gesamtkosten inkl. Energiepreis, Kosten für Netznutzung sowie Steuern und Abgaben, die von Endkunden zu zahlen sind.

Entwicklung des Strom-Verbraucherpreisindex

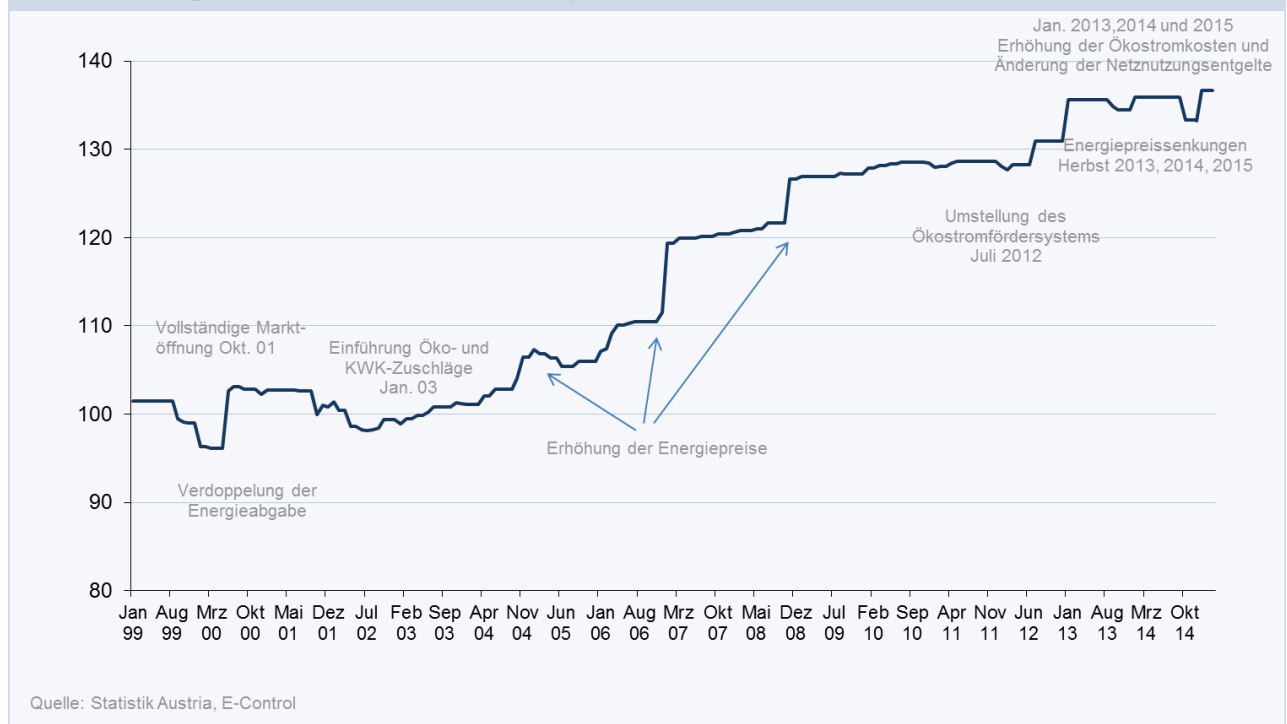


Abbildung 9: Entwicklung des Strom – VPI (Index Oktober 2001 = 100)

Diese Steigerung ist auf die Änderung der Ökostromkosten zurückzuführen. Die verbrauchsbezogenen Komponenten wurden geringfügig gesenkt, die Ökostrompauschale dagegen stark erhöht. Für einen Musterhaushalt⁴ bedeutete dies eine Erhöhung der Ökostromkosten von 68 auf 86 Euro jährlich (exkl. USt.). Seit dem 01.02.2015 wird allen Kunden eine – je nach Netzebene unterschiedlich hohe - KWK-Pauschale verrechnet, für Haushalte beträgt diese Pauschale 1,25 Euro/a.

Die Netznutzungsentgelte reduzierten sich Anfang 2015 im österreichischen Durchschnitt geringfügig um 0,21 Prozent. Mit 5,3 Prozent verzeichneten hierbei Haushalte in Klagenfurt den höchsten Anstieg, in Linz kam es zu einer Preissenkung von 8 Prozent.

Eine Preisentspannung brachten die im Herbst 2014 umgesetzten Preissenkungen der Energie Allianz Unternehmen (Energie Burgenland, EVN, Wien Energie und switch), die ihre

⁴ Ein Musterhaushalt repräsentiert einen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh.

Energiepreise um ca. 10 Prozent reduzierten. Anfang des Jahres 2015 senkte auch die Salzburg AG ihre Energiepreise um ca. 6 Prozent, im April folgten noch die Energie Steiermark und die Energie Graz mit einer zehnpromzentigen Preisminderung. Viele kleinere regionale Lieferanten folgten diesem Beispiel; bis Ende April reduzierten 32 Lieferanten ihre Energiepreise.

Insgesamt sind am Markt über 130 Stromanbieter für Haushalts- und Kleingewerbekunden tätig. Zwischen Januar 2014 und April 2015 sind die Stadtwerke Klagenfurt mit ihrer Marke Pullstrom, schlaustrom mit der E-Marke E-DI, Max Energy, ein privates Energieversorgungsunternehmen aus Deutschland und aWATTar, ein österreichisches Unternehmen, das Produkte für Kunden mit Smart Metern anbietet, hinzugekommen.

Haushalte in Wien, Niederösterreich und dem Burgenland können aus bis zu 55 Produkten⁵ wählen, im Vorjahr waren es noch 44, ein Jahr davor 35 Produkte. Die größten regionalen Lieferanten bieten insgesamt sechs bis acht Produkte an. Auch in Vorarlberg, wo das Angebot deutlich geringer ist, ist die Produktauswahl von 33 auf 44 gestiegen. Die Anzahl der Stromangebote für Kleingewerbebetriebe variiert je nach Standort zwischen 30 und 43, ein Produktangebot, das unter jenem für Haushaltskunden liegt.

Beinahe die Hälfte der Lieferanten gewähren Neukundenrabatte. Für Haushalte können diese Preisnachlässe bis zu 54 Prozent der Gesamtenergiekosten betragen, für einen Musterhaushalt bedeutet dies eine Preisminderung von bis zu 145 Euro. Die meisten Rabatte bewegen sich zwischen 30 und 50 Euro jährlich, werden im Rahmen verschiedener Aktionen angeboten und nicht nur pauschal, sondern sehr oft in Gratistagen, zum Beispiel 30 Tage, vier Monate u.dgl. abgerechnet.

⁵ Tarifkalkulator, Stand April 2015.

Stromkostensparpotential [EUR/a] (Haushalte, 3.500 kWh/a)

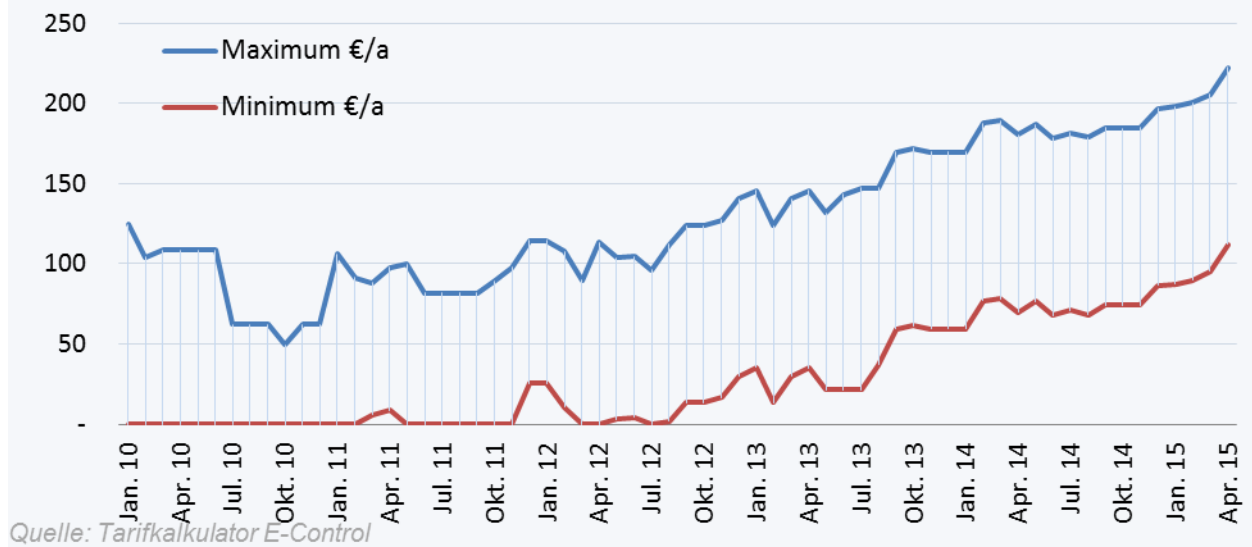


Abbildung 10: Entwicklung – Stromkosteneinsparpotenzial beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter, jeweils monatliches Maximum/Minimum österreichweit

Das Einsparpotenzial beim Wechsel vom Standardprodukt des regionalen Anbieters zum günstigsten Anbieter ist in den letzten 12 Monaten kontinuierlich gestiegen (Abbildung 10) und befand sich im April 2015 auf einem Höchststand. In Oberösterreich betrug es zuletzt 227 Euro/a inkl. Neukundenrabatten (179 Euro/a ohne Neukundenrabatte).

Ein Unternehmen in Oberösterreich mit 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 1.715 Euro jährlich ersparen. Ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 5.720 Euro (inkl. Neukundenrabatten).

Anfang April 2015 betrug der Energiepreis beim Bestbieter im Haushaltskundenbereich 3,45 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (Pullstrom), was deutlich unter dem günstigsten Angebot des Vorjahresmonats von 4,45 Cent/kWh (Verbund) lag. Der gewichtete Energiepreis Österreichs ist im gleichen Zeitraum von 7,58 Cent/kWh auf 7,11 Cent/kWh gesunken (Abbildung 11).

Die Preise für Industriekunden orientieren sich sehr an den Großhandelsmarktpreisen (EEX/EPEX) und sind somit im Laufe des Jahres 2014 von 5,31 Cent/kWh auf 5,12 Cent/kWh gesunken⁶.

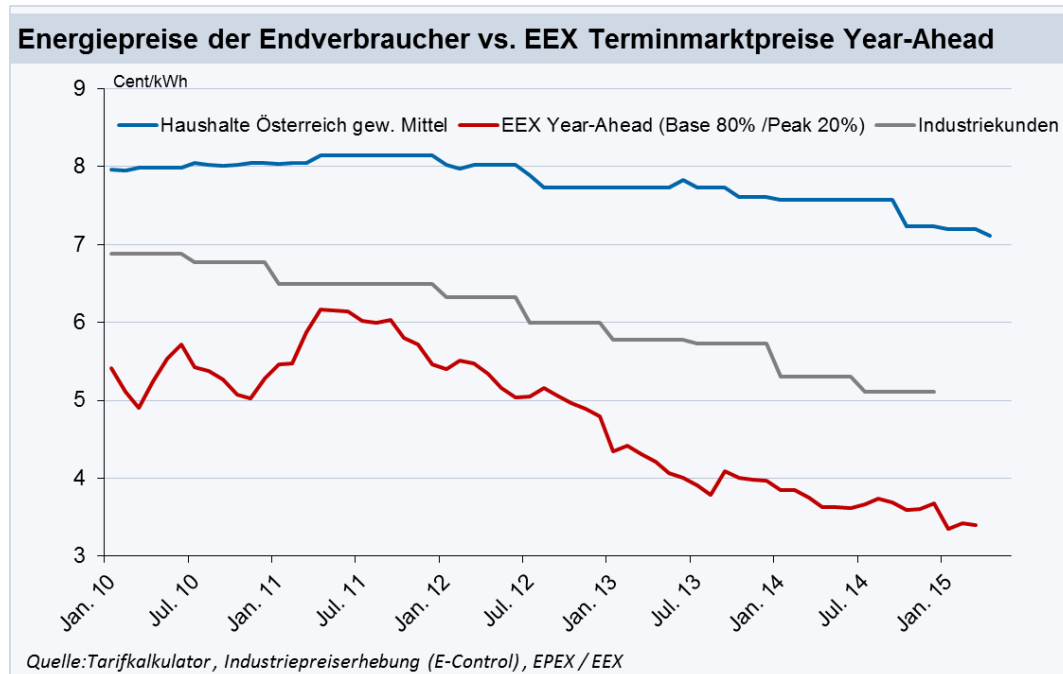


Abbildung 11: Energiepreise der Endverbraucher vs. EEX Terminmarktpreise Year-Ahead

Nach dem großen Erfolg im Vorjahr startet der VKI Anfang des Jahres 2015 erneut die VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“. Im Vorjahr wechselten im Rahmen dieser Aktion insgesamt 68.000 Haushalte ihren Strom- und 30.000 Haushalte ihren Gaslieferanten, für 70 Prozent war dies der erste Anbieterwechsel. Die Bestbieter der ersten Aktion waren stromdiskont und goldgas. Mit 48.410 Interessierten meldeten sich für die zweite Aktion wesentlich weniger Haushalte als im Vorjahr, für die sich 260.000 Personen registriert hatten. Dies ermöglichte es einem breiteren Anbieterkreis an der Auktion teilzunehmen. Als Gewinner des Bestbieterverfahrens gingen oekostrom (Strom), Montana (Gasgebiet Ost) und Gutmann (Gasgebiet West) hervor. Sowohl für Strom als auch für Gas wurden Produkte mit einjähriger Preisgarantie, einjähriger Preisbindung und ohne Neukundenrabatte angeboten. Vertragsabschlüsse waren bis zum 31.05.2015 möglich.

⁶ Durchschnittspreise aus der Industriepreiserhebung der E-Control.

Mit einer jährlichen Wechselrate von 3,5 Prozent wurde 2014 ein absoluter Rekordwert für österreichische Verhältnisse erreicht (Tabelle 5). Die Zahlen bestätigen einen stärker gewordenen Wettbewerb, der sich durch ein hohes Einsparpotenzial, einen Anstieg der Produktvielfalt sowie neue Marktauftritte auszeichnet. Bedeutend zu den hohen Wechselzahlen im Haushaltsbereich beigetragen hat die bereits erwähnte VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“.

Das Gros der Kunden vertritt auch zunehmend die Ansicht, dass der Wechsel des Anbieters keine Schwierigkeit darstellt. Dies bestätigte auch eine Umfrage von Peter Hajek im Auftrag der E-Control unter 1.000 Befragten. Insgesamt 83 Prozent der Befragten waren mit der Einfachheit des Wechsels sehr zufrieden bzw. zufrieden, rund 60 Prozent vergaben die Bestnote und gaben an, dass der Wechsel für sie leichter als erwartet war. Mehr als die Hälfte wechselten den Strom- oder Gaslieferanten online (per Ausfüllen eines Webformulars oder Rücksenden des unterschriebenen Vertrags per E-Mail).

Strom					
Endkunden- kategorie	2013		2014		Veränderung 2014/13
	Wechsel	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate	Wechselrate
Haushalte	73.525	1,70%	159.476	3,70%	116,9%
Sonstige Kleinkunden	31.627	2,00%	44.814	2,80%	41,7%
Lastgang- gemessene	3.560	9,70%	1.916	5,20%	-46,2%
Insgesamt	108.712	1,80%	206.206	3,50%	89,7%

Tabelle 5: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte
Quelle: E-Control

Deutlich niedriger fiel die Wechselquote der Industriebetriebe im Jahr 2014 aus. Allerdings ist sie in diesem Segment nur bedingt als Wettbewerbsindikator anzusehen, da Industriebetriebe nicht notwendigerweise wechseln müssen, um günstigere Energiepreise zu erhalten.

Im Preisvergleich für Haushalte der EU-Staaten⁷ ist Österreich nach wie vor auf dem zehnten Platz zu finden, gehört also zu jenen Ländern mit einem höheren Strompreis im Haushaltskundenbereich. Hierzu zählen auch Deutschland, Spanien, Italien und Belgien (Abbildung 12). Im Jahr 2014⁸ verringerte sich der Strompreis um 1,5 Prozent, in den Niederlanden um 9,6, in Belgien um 7,8 und in Tschechien sogar um 14,7 Prozent. In Deutschland sind die Kosten um 1,8 Prozent gestiegen, wohingegen sie sich in Frankreich um 10 Prozent erhöhten. Das Vereinigte Königreich verzeichnete mit 12 Prozent den höchsten Zuwachs.

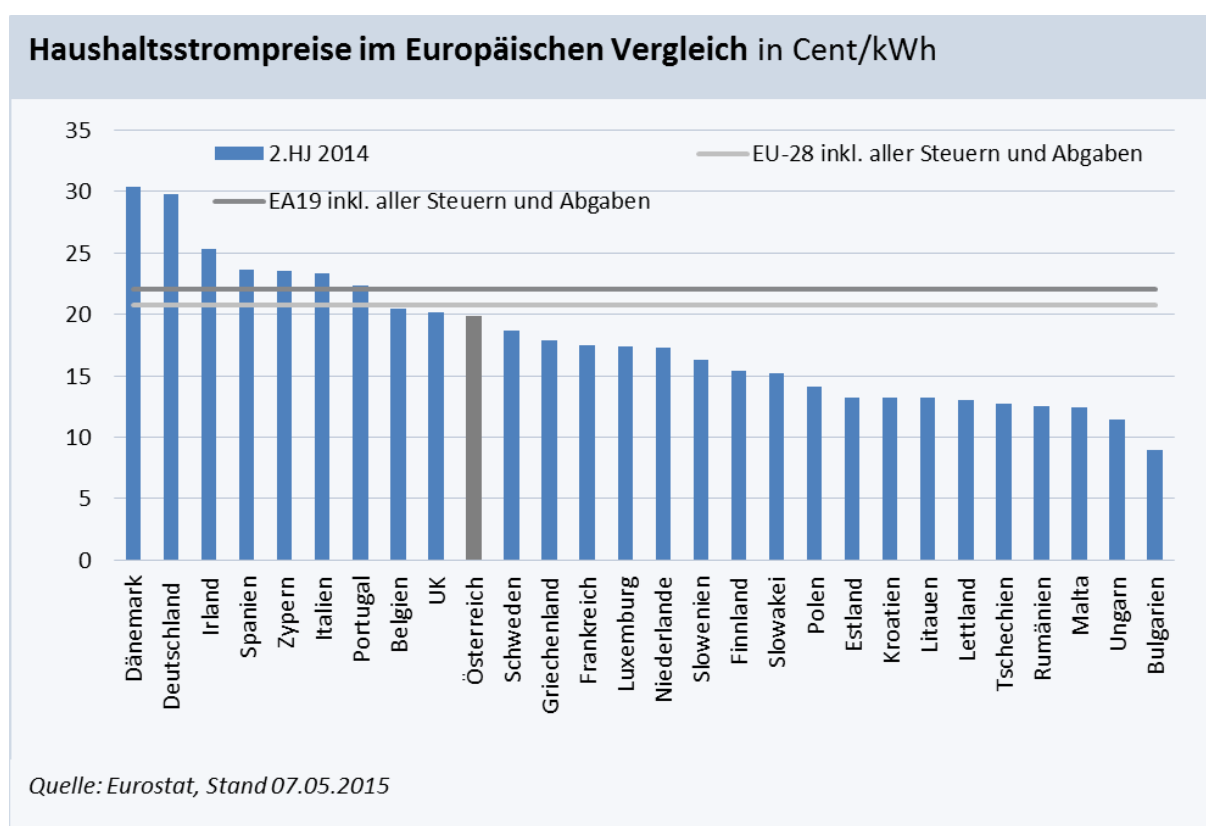


Abbildung 12: Haushaltsstrompreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (2. Halbjahr 2014, Gruppe DC 2.500 kWh - 5.000 kWh/Jahr)

⁷ EUROSTAT Preisvergleich der 28 EU Länder, Strompreise für Haushalte inkludieren Energie, Netz, Steuern und Abgaben.

⁸ EUROSTAT führt zweimal jährlich Preiserhebungen durch. Die dargestellte Untersuchung basiert auf einem Vergleich der Strompreise der Jahre 2013 und 2014, wobei jeweils die zweite Jahreshälfte für die Erhebung herangezogen wurde.

Marktuntersuchung Lieferanten Strom

Aufgrund der deutlichen Senkung der Großhandelspreise in der Größenordnung von rund 35 Prozent zwischen 2008 und 2012 und des im gleichen Zeitraum beobachteten Anstiegs der Haushaltsstrompreise von 10 Prozent sah sich die E-Control veranlasst, eine Marktuntersuchung gemäß § 21 Abs. 2 E-ControlG iVm § 34 E-ControlG und § 10 EIWOG 2010 einzuleiten. Daher wurden insgesamt 21 Unternehmen Ende 2013 bzw. Anfang 2014 ersucht, die für die Untersuchung notwendigen Daten über die Erlös- und Kostenstruktur nach Produkt- bzw. Kundengruppen im Stromvertrieb der E-Control zu übermitteln. Die ursprüngliche Frist für die Lieferung der Daten vom Jänner 2014 wurde für beinahe alle Unternehmen auf Basis von Fristerstreckungsersuchen bis Februar 2014 erweitert. Nach Berichtigungen und Korrekturen im Rahmen der von der E-Control durchgeführten Datenplausibilisierung gingen die letzten Meldungen Ende Mai 2014 bei der Behörde ein.

Die Untersuchung zeigt, dass sich die Entwicklung der Preise für das Massen- und Industriegesamt in den Unternehmenserlösen widerspiegelt. So ist die Differenz zwischen den Erlösen bei Haushalten bzw. Kleingewerbe einerseits und Industrie andererseits (mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh) zwischen 2008 und 2012 kontinuierlich gestiegen und lag im Jahr 2012 bei knapp 12 Euro/MWh, die im Massenmarkt zusätzlich je MWh erlöst werden konnten. Lagen die Erlöse für Haushalte für jede abgesetzte Megawattstunde im Jahr 2008 lediglich 3 Prozent über jenen der größeren Industrie, stieg dieser Wert auf beachtliche 19 Prozent im Jahr 2012. Dies kann als Hinweis für die geringere Intensität des Wettbewerbs im Massenkundensegment gedeutet werden.

Bei den Beschaffungskosten waren große unternehmensspezifische Unterschiede auszumachen. Während aus der Detailauswertung hervorgeht, dass die Beschaffung in der Regel nicht außerordentlich langfristig erfolgt, gelang es einigen Lieferanten durchaus marktnäher zu beschaffen und dadurch die günstigen Preise am Großhandelsmarkt erheblich besser zu nutzen. Wie aus der Entwicklung der Erlöse aber erkennbar, wurden diese günstigeren Preise vielfach nicht an Massenkunden weitergegeben. Im Gegensatz zu den Erlösen war jedoch der Unterschied bei den Beschaffungskosten für Industrie und dem

Massensegment mit bis zu 3 Euro/MWh relativ gering. Die Vertriebskosten wiesen zwischen den Unternehmen so starke Differenzen auf, dass eine Betrachtung über Österreich hinweg nicht aussagekräftig ist. Skaleneffekte im Hinblick auf die Absatzmenge des Unternehmens konnten allerdings auch nicht nachgewiesen werden.

Aufgrund der hohen Varianz im Vertrieb schwanken auch die errechneten Margen zwischen den Unternehmen stark. Während vereinzelt, im internationalen Vergleich, auch sehr hohe Margen von bis zu 19 Prozent beobachtet werden konnten, war der Stromvertrieb für andere Unternehmen stark defizitär. Im Jahresmittelwert über alle Lieferanten ergaben sich daher negative Margen für 2008 bis 2010. Während die durchschnittliche Marge 2009 bei -8,6 Prozent lag, stieg das Jahresmittel 2012 auf +7 Prozent. Für den stärker umkämpften Industriebereich wurden konstantere Margen zwischen -1,3 und 1,7 Prozent erwirtschaftet.

Betrachtet man hingegen die Unternehmensrentabilität (zum Beispiel EBIT) über das jeweilige Gesamtunternehmen zeigt sich häufig eine höhere Rentabilität als für den Stromvertrieb. Der Verkauf von Strom an Haushalte und Gewerbe scheint somit im Gegensatz zu anderen Sparten, wie zum Beispiel Erzeugung, oder anderen Produkten, wie zum Beispiel Fernwärme, für einzelne Unternehmen auf Basis ihrer eigenen Daten wenig gewinnbringend zu sein. Die Ursachen für die Unterschiede in den gemeldeten Daten und den betriebswirtschaftlichen Ergebnissen können vielfältig sein, wie zum Beispiel die schwierige und uneinheitliche Kostenzuordnung innerhalb des Unternehmens, auch zwischen den Kundengruppen, oder die interne Weiterverrechnung von Beschaffungskosten oder eben auch der mangelnde Wettbewerbsdruck.

In einem stärker wettbewerblichen Markt wäre die interne Weiterverrechnung von Opportunitätskosten für Einsatz von Erzeugungsanlagen, die sich zum Beispiel an den teuersten Stunden am Großhandelsmarkt orientieren, an den Vertrieb insofern schwierig, weil der Vertrieb keine Möglichkeit hätte, mit diesem Kostennachteil gegenüber anderen Lieferanten zu bestehen. Innerhalb des Konzerns werden diese negativen Margen aber dann durch die positiven Margen in anderen Sparten ausgeglichen. Eliminiert man daher in der

Stichprobe die Unternehmen, die keine wesentlichen Strommengen am Markt zukaufen müssen, so sind dort die „Krisenjahre“ 2009 und 2010 auch durchaus bemerkbar. Allerdings ist die ungewichtete Marge für 2011 bzw. 2012 bei Unternehmen mit überwiegendem Stromzukauf mit durchschnittlich 6,5 bzw. 11,8 Prozent deutlich höher.

Margen ohne "Erzeuger" [%]					
	2008	2009	2010	2011	2012
Jahresverbrauch ≤	2,1	-0,1	-0,2	6,5	11,8
0,1 GWh	(3,3)	(6,2)	(7,1)	(6,5)	(4,2)
Jahresverbrauch >	-0,3	-1,2	-1,6	0,3	1,1
0,1 GWh	(5,3)	(4,9)	(4,9)	(3,6)	(2,6)

Quelle: E-Control Marktuntersuchung 2014

Anmerkungen: Ungewichteter arithmetischer Mittelwert bzw. Standardabweichung in Klammer. Extreme Ausreißer wurden entfernt. Zusätzlich wurden jene Unternehmen entfernt, die zwar in einzelnen Jahren äußerst negative Margen in der Marktuntersuchung gemeldet haben, jedoch als Unternehmen insgesamt positiv bilanzieren (siehe RZ (61)).

Tabelle 6: Margen ohne „Erzeuger“

Insgesamt muss die Margenentwicklung vor allem auch in den nächsten Jahren weiter genau beobachtet werden. Das seit 2012 weiter gesunkene Großhandelspreisniveau sollte sich besonders in den Jahren 2013 bis 2016 beschaffungsseitig durch deutlich gesunkene Kosten für den Stromeinkauf niederschlagen. Vor allem in diesen Jahren wird sich zeigen, ob die bereits an die Industrie weitergegeben Kostensenkungen auch bei den Haushalten und beim Gewerbe in niedrigeren Preisen resultieren werden. Der vollständige Bericht findet sich auf der Homepage der E-Control.

Stromkennzeichnung

Sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert auf Nachweisen. Die E-Control überwacht nicht nur Ausstellung, Übertragung und Entwertung dieser Nachweise, sondern überprüft auch die Richtigkeit der Kennzeichnung. Darüber hinaus führt die E-Control jährlich eine Überprüfung der zur Stromkennzeichnung gesetzlich verpflichteten Lieferanten durch, die Ergebnisse werden im Stromkennzeichnungsbericht veröffentlicht.

Bezogen auf die Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (67 TWh) erhielt die E-Control im Zuge der diesjährigen Überprüfung der Stromkennzeichnung Informationen über rund 83,15 Prozent dieser Menge. Auf Basis der eingelangten Daten konnte eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet werden. Im Bereich der bekannten Primärenergieträger fällt ein Anstieg der erneuerbaren Energieträger im Vergleich zum Vorjahr auf (von 74,5 auf 78,6 Prozent), wohingegen der Anteil der fossilen Energieträger von 17,9 auf 14,4 Prozent gesunken ist. Eine leichte Senkung konnte auch im Bereich der sonstigen Primärenergieträger verzeichnet werden (von 0,31 auf 0,27 Prozent) und im Bereich des aus unbekannter Herkunft stammenden Graustroms, dessen Anteil sich im Vergleich zum Vorjahr von 7,3 auf 6,8 Prozent verringerte.

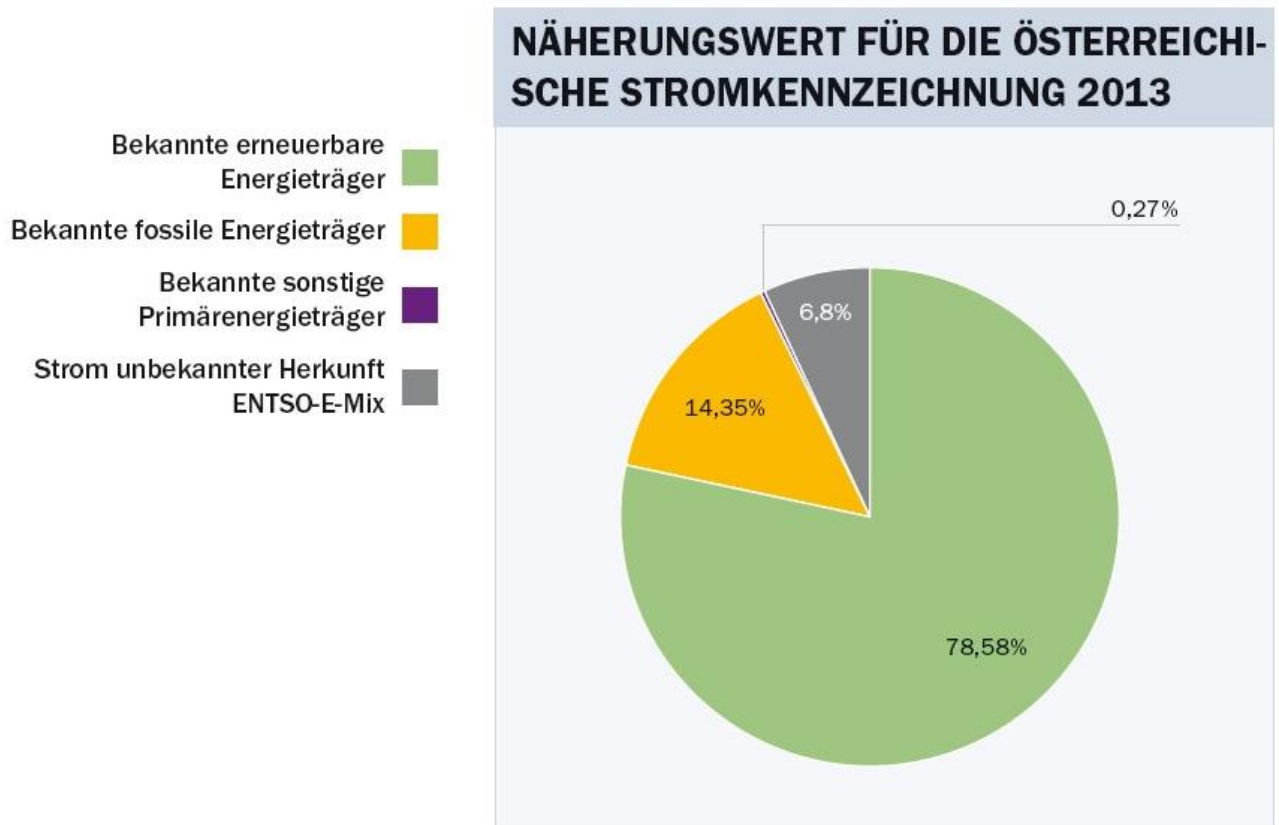


Abbildung 13: Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2013
 Quelle: Herkunftsnachweisdatenbank, E-Control

Mit insgesamt 73,10 Prozent der Nachweise (Vorjahreswert: 74,99 Prozent) kam der Großteil der eingesetzten Herkunftsnachweise aus Österreich. Im Vergleich zum Vorjahr verteilten sich die Importe von Nachweisen auf mehr Länder, der größte Anteil von ausländischen Nachweisen stammt jedoch weiterhin aus Norwegen.

Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen des Stromverbrauchs liegen bei 103,33 g/kWh CO₂ (im Vergleich zum Vorjahr 129,27 g/kWh) sowie 0,05 mg/kWh (im Vorjahr ebenfalls 0,05 mg/kWh) radioaktiver Abfall. Der Rückgang der CO₂-Emissionen liegt hauptsächlich an neuen Emissionsfaktoren für Erdgas, das in österreichischen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eingesetzt wird.

Besonders hervorzuheben ist der starke Anstieg an reinen Grünstromlieferanten in Österreich. Strom aus 100 Prozent Erneuerbaren Energien wurde im Jahr 2013 von

insgesamt 81 Lieferanten angeboten. Im Jahr 2012 waren es noch 56 Grünstromanbieter. Dies bedeutet, dass innerhalb eines Jahres 25 Lieferanten auf Grünstrom umgestiegen bzw. neu auf den Markt getreten sind. Alle Ökostromanbieter (inklusive Landesenergieversorger, die reine Grünstromanbieter sind) haben eine Gesamtabgabemenge von 17.412 GWh. Im Vorjahr waren es noch 9.184 GWh. Diese deutliche Erhöhung beruht auf dem Umstieg einiger großer Lieferanten auf einen reinen Grünstrommix.

3. Der Gasmarkt

3.1. Netzregulierung

Während Gas-Fernleitungsnetzbetreiber nach wie vor auf Basis einer Kostenprüfung reguliert werden, ist für Gas-Verteilernetzbetreiber seit dem Jahr 2008 ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem implementiert. Für die nunmehr bereits zweite Anreizregulierungsperiode für Verteilernetzbetreiber, die sich über den Zeitraum vom 1. Jänner 2013 bis zum 31. Dezember 2017 erstreckt, wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst. Damit wurden die Entgelte für das Jahr 2013 erstmals nach der angepassten Systematik bestimmt. Zwar wurde der Zielwert (Effizienzziel) mit Ende 2017 unverändert beibehalten, jedoch wurde auf Grundlage einer geprüften Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 und anhand eines Zielerreichungsgrades der Kostenpfad für die zweite Periode angepasst. Vergleichbar zum Strombereich wurde auch hier die Regulierungssystematik in zwei Papieren zur öffentlichen Konsultation gestellt und es wurden ergänzende Gespräche mit der Branchenvertretung geführt. Ebenso wie im Stromnetzbereich wurde Beschwerde gegen einige Kostenbescheide eingebracht. Die vorgebrachten Beschwerdepunkte entsprechen im Wesentlichen jenen Punkten aus noch beim BVwG anhängigen Verfahren.

Aufgrund der Regulierungsparameter für die zweite derzeit laufende Anreizregulierungsperiode mussten die Netzbetreiber ihre bestehenden Kosten abhängig von deren relativen Effizienz um 2 bis 5 Prozent senken. Diese kostensenkenden Effekte führten für die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 - Novelle 2015 (GSNE-VO 2013 – Novelle 2015) in einem Großteil der Netzbereiche (Oberösterreich, Niederösterreich, Wien und Vorarlberg) zu sinkenden Entgelten und damit zu weniger Kosten für die dortigen Kunden. Stärkere Erhöhungen waren allerdings in den Netzbereichen Steiermark und Kärnten erforderlich. In der Steiermark wurden die Anpassungen im Wesentlichen durch Investitionen in die Südschiene verursacht, denen aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke

keine steigenden, sondern signifikant sinkende Absatzmengen gegenüberstehen. Die Entgeltanpassung im Netzbereich Kärnten ist im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen: Einerseits hat die Aufrollung der Mindererlöse und der nicht beeinflussbaren Kosten zu einer Steigerung der direkt dem Netzbereich zuordenbaren Kosten geführt, andererseits werden im Netzbereich Kärnten durch den Anstieg über die Kostenwälzung mehr Kosten der Netzebene 1 in diesen Netzbereich gewälzt. Zur Entgeltentwicklung in den einzelnen Netzbereichen vgl. die nachfolgenden Abbildungen.

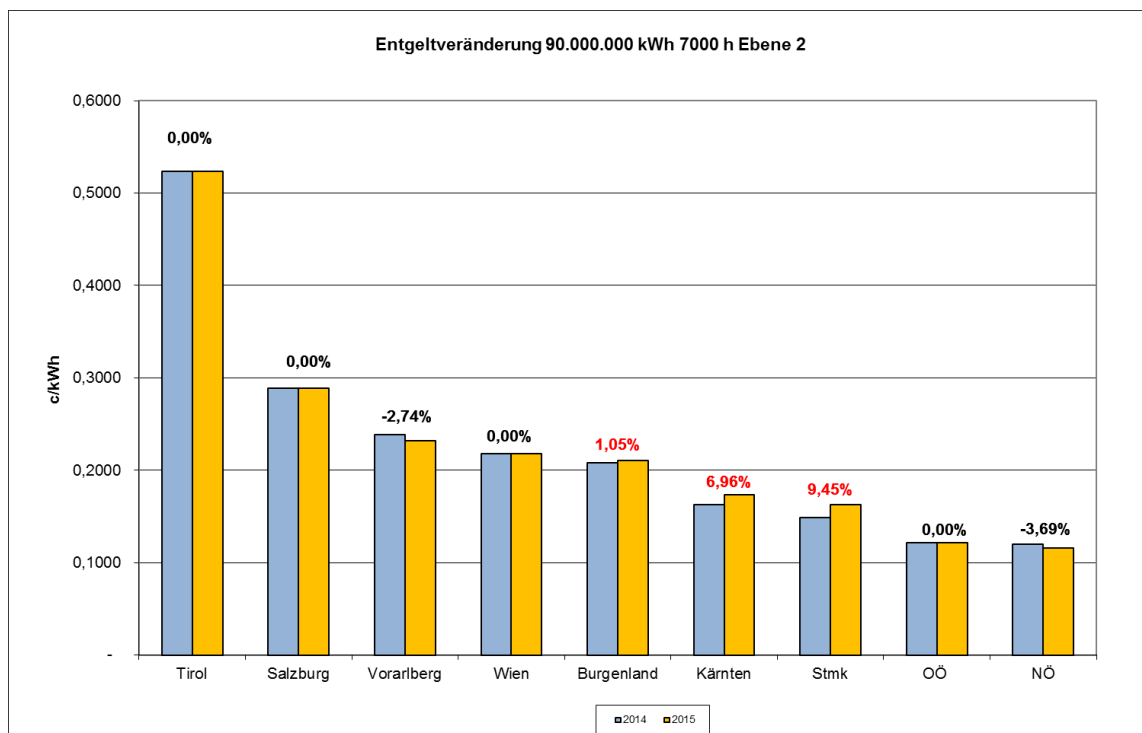


Abbildung 14: Entgeltveränderung für Musterkunde auf Ebene 2

Quelle: E-Control

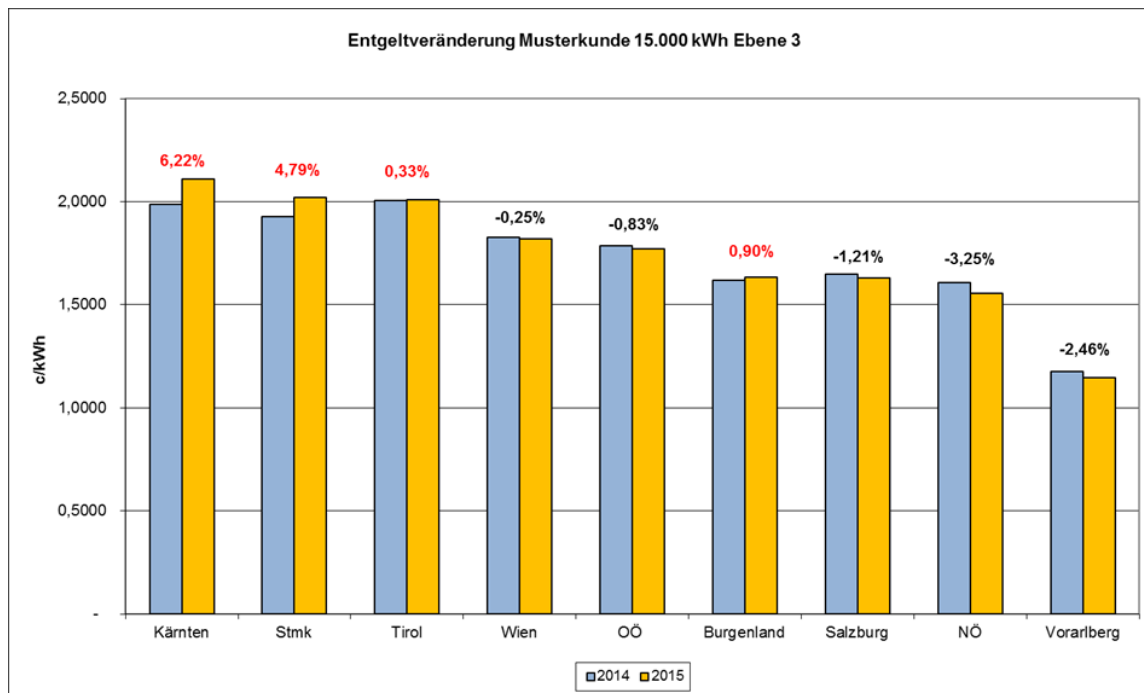


Abbildung 15: Entgeltveränderung für Musterkunde auf Netzebene 3

Quelle: E-Control

Erstmalig in der GSNE-VO 2013 – Novelle 2015 wurde auch ein spezielles Entgelt für Teilnehmer am Strom-Regelreservemarkt verordnet. Dieses Entgelt soll dazu beitragen, das Angebot am Strom-Regelreservemarkt zu erhöhen. Das Entgelt bezieht sich ausschließlich auf Tage, an denen eine Entnahme von Gas aus dem Netz durch den Regelenergieeinsatz verursacht wird (positive Regelenergie, Einspeisung bzw. geringere Entnahme von elektrischer Energie aus dem Stromnetz). Durch die Anwendung des Tagesleistungspreises wird verhindert, dass ein etwaiger einmaliger Regelenergieabruf die Gas-Verrechnungsleistung für einen Monat determinieren würde. Dies würde die Kalkulation für Angebote auf dem Regelenergiemarkt äußerst schwierig gestalten, da entsprechende Abrufwahrscheinlichkeiten mit potentiellen hohen Kostenauswirkungen eingepreist werden müssten. Die Bestimmung der Höhe des Entgelts auf Netzebene 3 orientiert sich an der Vorgangsweise zur Ermittlung des Tagesleistungspreises, auf Netzebene 2 analog zur Novelle 2014 der Verordnung. Für die Verrechnung des Entgelts ist die täglich gemessene höchste stündliche Leistung (am Tag des Abrufs am Regelreservemarkt) heranzuziehen.

3.2. Funktionsweise des Marktes

Neues Gasmarktmodell

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht in Umsetzung des dritten EU-Energiebinnenmarktpaketes wesentliche Neuerungen beim Netzzugang zu Fernleitungen vor. Das System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wurde mit der Einführung des neuen Gasmarktmodells per 1. Jänner 2013 durch ein Entry/Exit-System abgelöst, in dem Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten unabhängig voneinander gebucht und gehandelt werden können und den Transport zum/vom virtuellen Handlungspunkt beinhalten. Der virtuelle Handlungspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Eine wesentliche Änderung ergab sich aber nicht nur beim Netzzugang zu Fernleitungen, sondern auch hinsichtlich der Bilanzierungssysteme. Sowohl auf Marktgebietsebene als auch auf Verteilergebietsebene wurde eine Tagesbilanzierung in jeweils unterschiedlicher Ausprägung eingeführt. Bei der vom Marktgebietsmanager durchgeführten Marktgebietsbilanzierung werden einerseits Tagesabweichungen je Bilanzgruppe ausgeglichen, andererseits wird das Vermeiden von Stundenabweichungen durch den sogenannten Strukturierungsbeitrag beanreizt. Dies soll in Summe dazu führen, dass möglichst wenig Ausgleichsenergie auf Marktgebietsebene entsteht und die Bilanzgruppenverantwortlichen ihre Verantwortung zum Ausgleich ihrer zugehörigen Bilanzgruppen wahrnehmen.

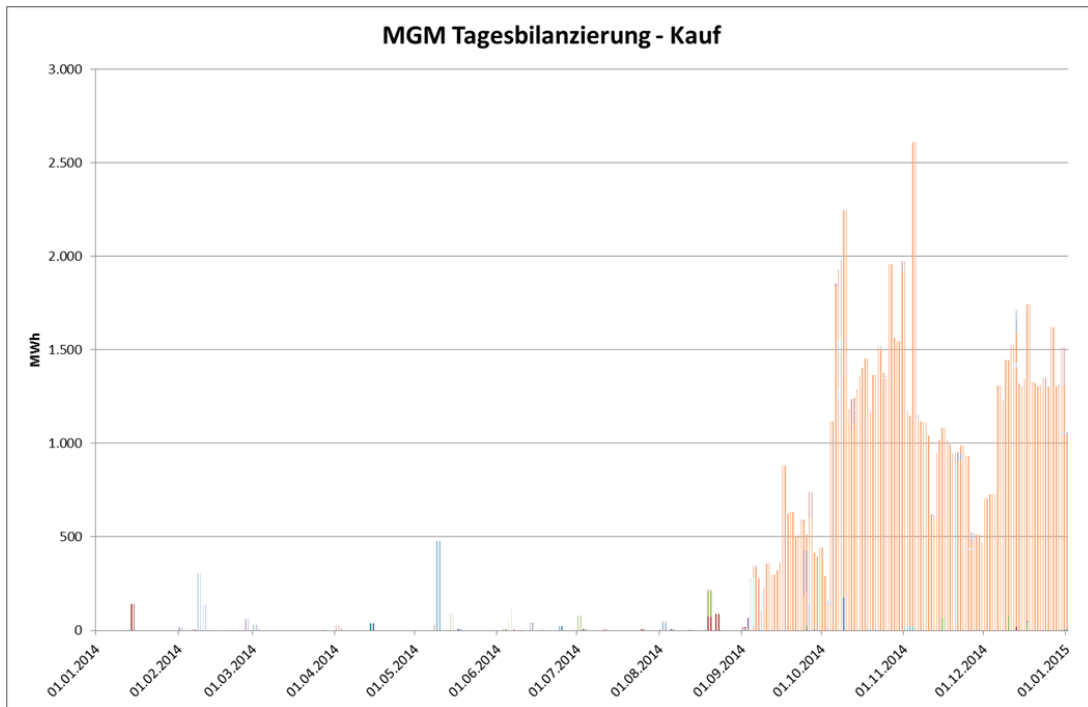


Abbildung 16: Mengen in der Tagesbilanzierung des Marktgebietsmanagers in Kaufrichtung

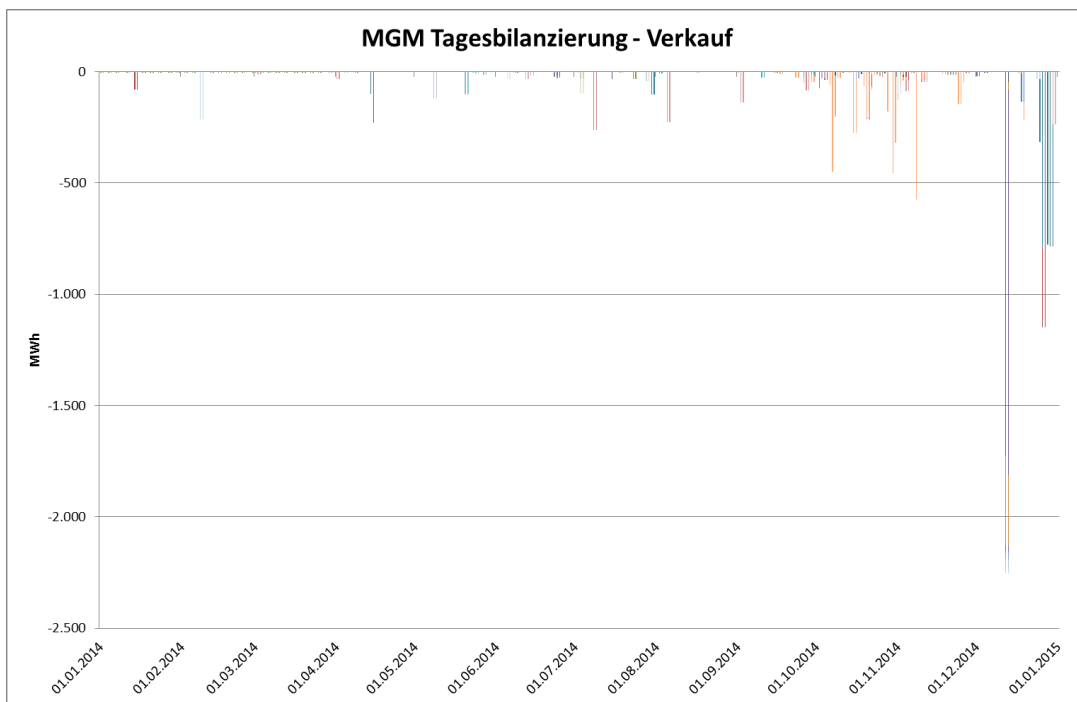


Abbildung 17: Mengen in der Tagesbilanzierung des Marktgebietsmanagers in Verkaufsrichtung
 Quellen: MGM

Die Abbildungen zeigen, dass die Bilanzgruppenverantwortlichen ihre Verpflichtung, innerhalb ihrer Bilanzgruppen für einen Ausgleich zwischen Aufbringung und Verbrauch zu sorgen, grundsätzlich sehr sorgfältig wahrnehmen. Im dritten Quartal 2014 gab es allerdings eine signifikante Erhöhung der erforderlichen Bilanzierungsmengen, speziell bei jenen Mengen, die der Marktgebietsmanager im Namen und auf Rechnung des jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen an der Börse zu Marktpreisen beschafft. Eine Ursache hierfür dürfte die Reduktion von russischen Gaslieferungen nach Europa ab Anfang September 2014 gewesen sein. Aber auch Effekte, die durch regulatorische Eingriffe in benachbarten Märkten entstanden, sind auf Ebene der Marktgebietsbilanzierung im Marktgebiet Ost spürbar.

Der Bilanzgruppenkoordinator und der Verteilergebietsmanager wickeln die Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Verteilergebiet ab, wobei für Endverbraucher mit einer mit dem Netzbetreiber vertraglich vereinbarten Höchstleistung von bis zu 10.000 kWh/h für Gasflüsse an den Grenzkopplungspunkten im Verteilergebiet („kleiner Grenzverkehr“) und für Biogaseinspeisungen, eine Tagesbilanzierung zur Anwendung kommt. Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung über 50.000 kWh/h sind jedoch stundenbilanziert. Endverbraucher, die eine vereinbarte Höchstleistung zwischen 10.000 kWh/h und 50.000 kWh/h kontrahiert haben, können jährlich zwischen der Tages- und der Stundenbilanzierung optieren, wobei hierfür eine Online-Messung nach Anforderungen des Verteilergebietsmanagers eingerichtet sein muss.

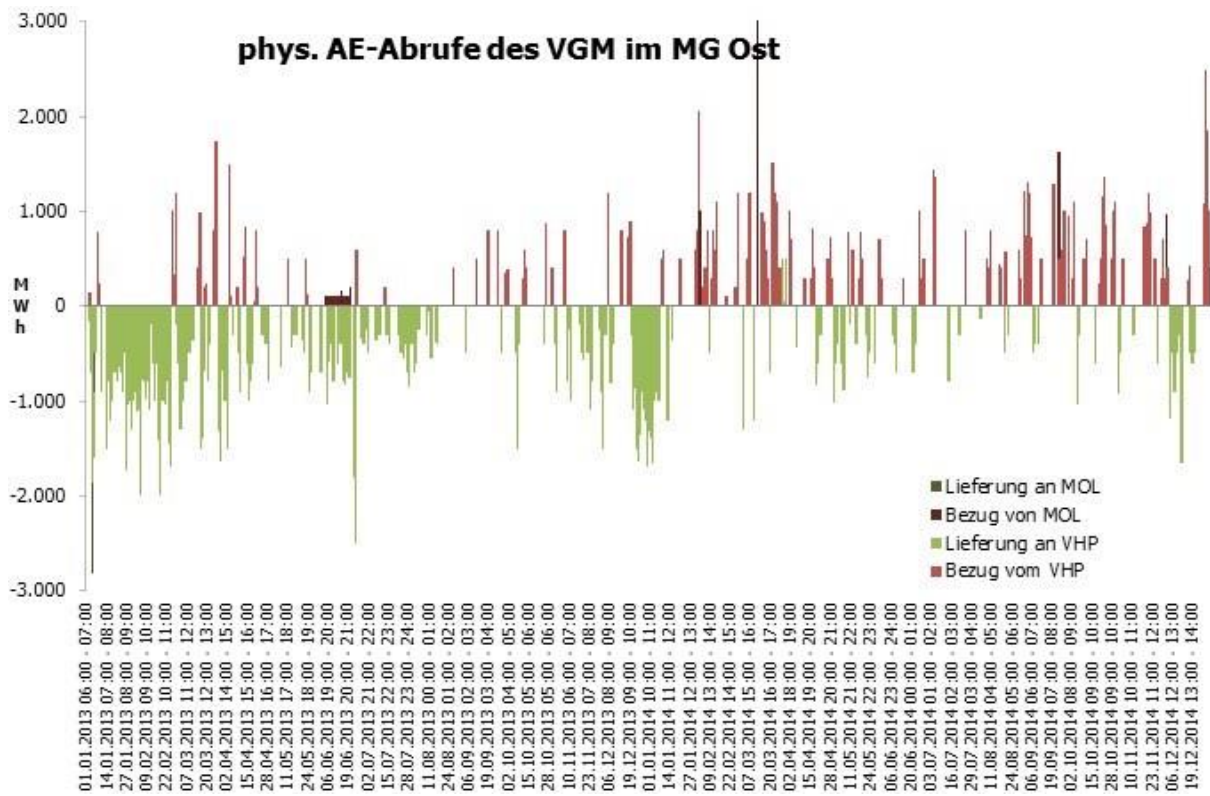


Abbildung 18: Phys. Ausgleichsenergiemengen MG Ost

Quelle: VGM

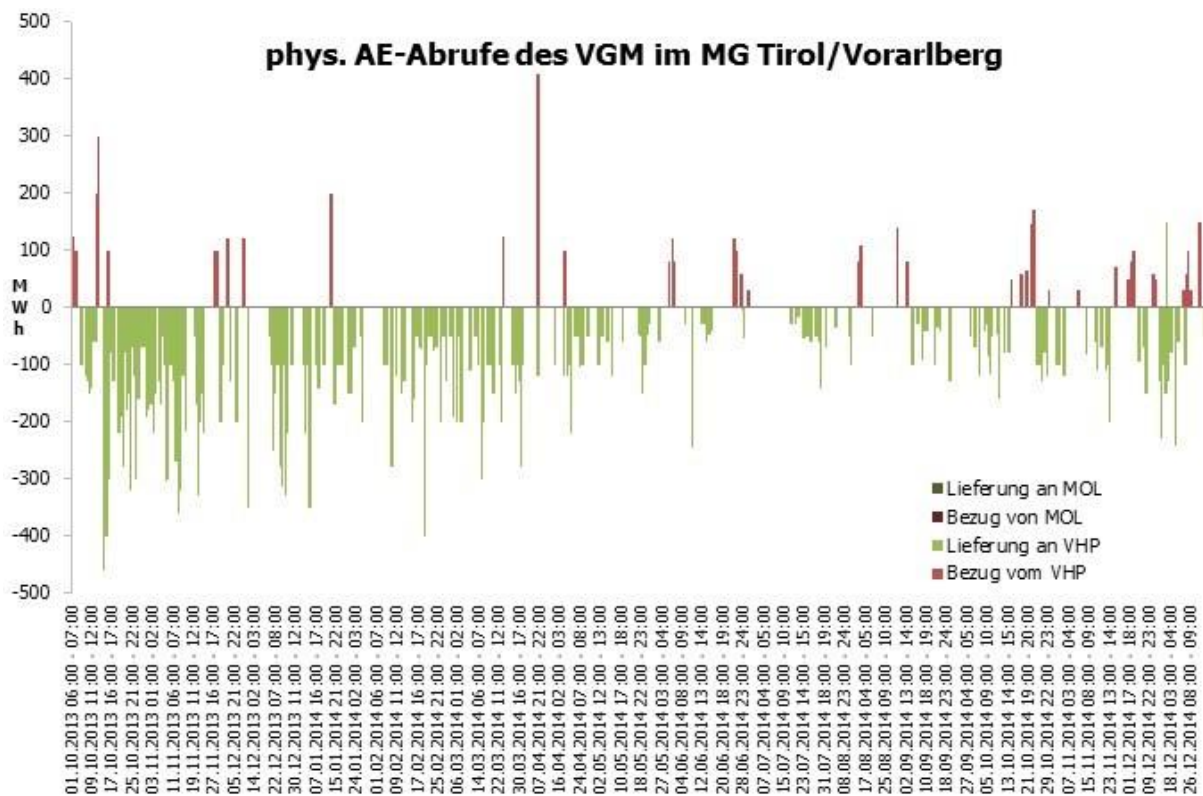
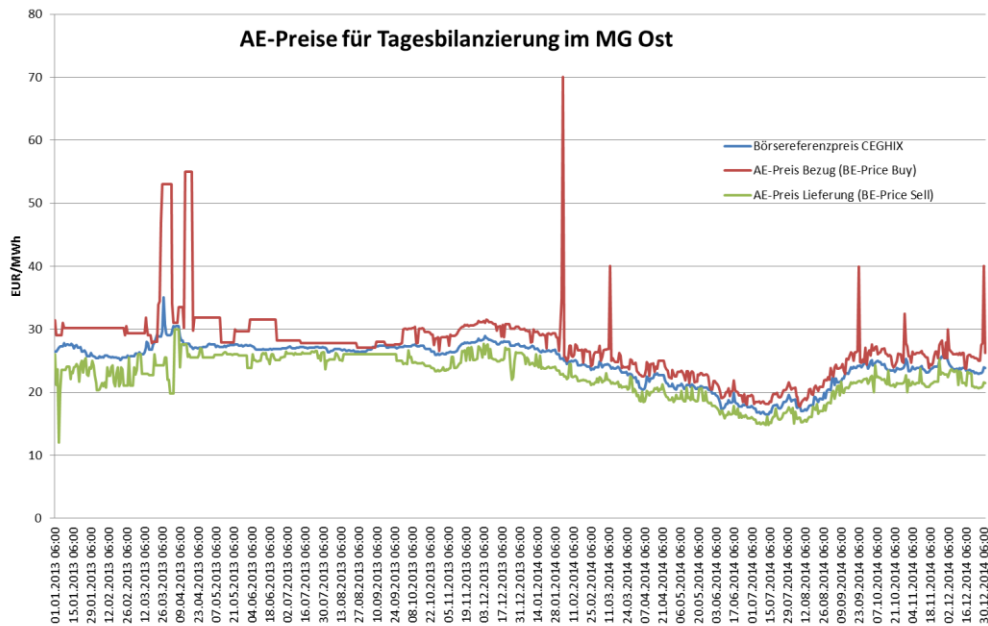


Abbildung 19: Phys. Ausgleichsenergiemengen MG Tirol und MG Vorarlberg

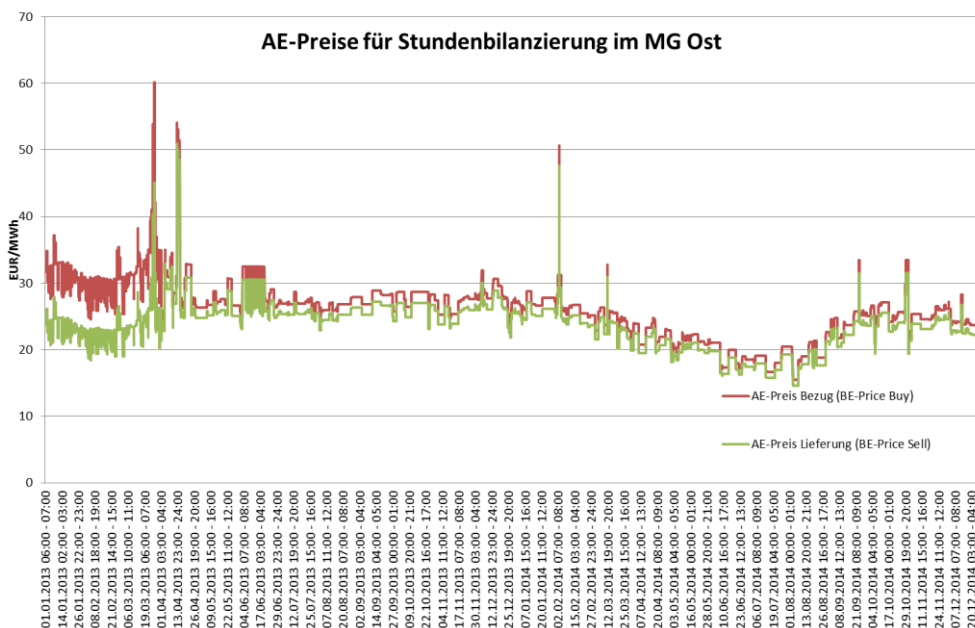
Quelle: VGM

Die Abbildungen zeigen, dass es zu Beginn der Marktmodellumstellungen sowohl im Marktgebiet Ost als auch in den westlichen Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zu teils massiven Überlieferungen gekommen ist. Im Marktgebiet Ost ist dies hauptsächlich auf die asymmetrische Bepreisung in der Stundenbilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators zurückzuführen, die per 1. April 2013 allerdings symmetrisch gestaltet wurde. Die Abrufspitzen bei den Ausgleichsenergiemengen und entsprechend auch die indizierten Ausgleichsenergiepreisspitzen sind auf kurzfristige Kapazitätsengpässe im System zurückzuführen, die teils auch durch lokationsabhängige Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-Liste beim Bilanzgruppenkoordinator gedeckt werden mussten. In der Regel konnte jedoch in ausreichendem Maße Ausgleichsenergie für das Verteilerggebiet über entsprechende Handelsgeschäfte an der Börse des virtuellen Handelstpunktes beschafft werden.



(Quelle: AGCS)

Abbildung 20: Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierung im Marktgebiet Ost



(Quelle: AGCS)

Abbildung 21: Ausgleichsenergiepreise für Stundenbilanzierung im Marktgebiet Ost

Die oben angeführten Abbildungen zeigen, dass die Ausgleichsenergiepreise, insbesondere während der Sommermonate des Jahres 2014, gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken sind. Da Ausgleichsenergiemengen vorwiegend über die Börse beschafft werden, begründet sich der Rückgang durch gesunkene Großhandelspreise. Die Preisspitzen, speziell bei den

bezugsseitigen Ausgleichsenergiepreisen für die Tagesbilanzierung, lassen sich auf Abrufe über die Merit-Order-Liste (MOL) zurückführen. Besonders deutlich ist dies am 3. Februar 2014 zu erkennen. Hier kam es aufgrund von technischen Problemen zu einem „Market-Halt“, wobei zu Bezugspreisen von bis zu 70 Euro/MWh über die MOL abgerufen werden musste.

Der Börsereferenzpreis (siehe Abbildung 20) wird zur Berechnung der Ausgleichsenergiekosten bei Biogasanlagen, dem „Kleinen Grenzverkehr“ (KGV) und Netzverlusten herangezogen. Hierzu wurde mit Oktober 2014 eine Neuerung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg wirksam. Im Falle von Durchleitungen durch das Marktgebiet im Rahmen des „Kleinen Grenzverkehrs“ wurde von der Tagesbilanzierung auf Stundenbilanzierung umgestellt.

Das neue Marktmodell hat durch die Umsetzung des Entry/Exit-Systems sowie durch die Adaptierung des Bilanzierungssystems (Einführung der Tagesbilanzierung) zu einer Belebung des Wettbewerbs beigetragen. Die Anzahl der virtuellen Händler auf Großhandelsebene ist trotz einiger Abwanderungen in Summe gestiegen und lag Ende 2014 bei 93 virtuellen Händlern. Auch die Anzahl der in den Marktgebieten tätigen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) hat sich stetig gesteigert. Ende 2014 waren 85 BGV im Marktgebiet Ost tätig und 19 BGV in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg.

Obwohl der Einführung des neuen Marktmodells ein intensiver Entwicklungs- und Konsultationsprozess vorangegangen ist, haben sich seit dem Jahr 2012 durch die Änderung operativer Abwicklungsprozeduren und auf Basis von Erkenntnissen aus dem laufenden Monitoring durch die E-Control einige Adaptionsnotwendigkeiten im neuen Gasmarktmodell ergeben, die durch Novellen der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) und Änderungen der Allgemeinen Bedingungen der Systemoperatoren berücksichtigt und umgesetzt wurden. Unter anderem wurden beispielsweise die Preisanreize in der Stundenbilanzierung von Endverbrauchern verringert, die Schwellenwerte für die Stufen des Strukturierungsbeitrages in der Marktgebietsbilanzierung angepasst, erweiterte

Festlegungen für den Netzzugang von Speicherunternehmen getroffen und Klarstellungen im Kapazitätsengpassmechanismus der Renominierungsbeschränkungen gemacht.

Abschließend kann festgestellt werden, dass das neue Gasmarktmodell in Österreich, also in den Marktgebieten Ost, Tirol und Vorarlberg, gut funktioniert und einen nachhaltigen Mehrwert für den Gasmarkt in Österreich gebracht hat. Allerdings wird das Marktmodell von einzelnen Marktteilnehmern als relativ komplex und kommunikationsintensiv angesehen, was wohl nicht zuletzt den vielen verschiedenen Systemrollen geschuldet ist.

Speichermarkt

Der Zugang zum Speicher ist im GWG 2011 in §§ 97 ff. geregelt, wobei gem. § 98 (1) GWG 2011 ein Zugang auf verhandelter Basis festgelegt wurde. Es ist allerdings Aufgabe der E-Control, alle drei Jahre oder auf Anfrage eines Speicherunternehmens bzw. eines Speicherzugangsberechtigten einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen (§98 (2)). In § 98 (2) wurden ebenfalls Kriterien für die Analyse dieser Situation und der Wettbewerbsintensität festgehalten, z. B. Preisvergleiche, Produktangebot, Nutzung und Marktkonzentration. Das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW) hat diesen Bericht zu berücksichtigen und darüber zu entscheiden, ob ein verhandelter oder ein regulierter Speicherzugang zugelassen wird.

Die Regulierung der Speicherentgelte erfolgt nach wie vor über ein Benchmark. Demnach dürfen die Speicherentgelte nicht höher als 20 Prozent des Durchschnitts veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten sein; wird diese Grenze überschritten, kann die Regulierungsbehörde die Kostenbasis der Preisansätze bestimmen (§ 99 (2)). Speicherverträge müssen der E-Control vorgelegt werden (§ 101).

Aufgrund von neu in Kraft getretenen Rechtsgrundlagen betreffend Monitoring- bzw. Transparenzbestimmungen konnte für den Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt 2014/2015 eine detailliertere Analyse auf einer besseren Datengrundlage erfolgen. So gelten beispielsweise seit 3. März 2011 die

Transparenzvorschriften nach Art. 19 Verordnung (EG) Nr. 715/2009 für die Betreiber von Speicheranlagen. Auch die am 1. März 2013 in Kraft getretene Gas Monitoring-Verordnung umfasst den Speicherbereich und verpflichtet Speicherunternehmen zur Datenmeldung.

Entflechtung von Speicherunternehmen

In Umsetzung des Art. 15 RL 2009/73/EG in nationales Recht müssen alle Speicherunternehmen, die Teil eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens sind, hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen (§ 107 GWG 2011). Speicherunternehmen hatten somit eine gesellschaftsrechtliche und organisatorische Entflechtung vorzunehmen. Die Unabhängigkeit des Speicherunternehmens muss unter anderem durch eine gesellschaftsrechtliche Ausgliederung aus dem vertikal integrierten Erdgasunternehmen, durch Ressourcenausstattung, Handlungsunabhängigkeit des Leitungspersonals, Aufstellung eines Gleichbehandlungsprogramms und -beauftragten (§ 107 Abs. 1 und 2 GWG 2011) sowie der vertraulichen Behandlung von wirtschaftlich sensiblen Informationen (§ 11 GWG 2011) sichergestellt werden. Darüber hinaus gilt auch für Speicherunternehmen das allgemeine Diskriminierungsverbot gem. § 9 GWG 2011. Diesbezügliche Verbesserungsmaßnahmen werden laufend im Rahmen der Beurteilung des jeweiligen jährlichen Gleichbehandlungsberichtes durch die Regulierungsbehörde vorgenommen.

Nach der Entflechtung ergeben sich für österreichische Speicherunternehmen folgende Eigentumsverhältnisse:

- Die OMV Gas Storage GmbH (OGS) ist eine 100-prozentige Tochter der OMV Gas & Power GmbH, die auch Anteilseigner an der EconGas GmbH (als Gashändler; nachfolgend: „EconGas“) und an der Gas Connect Austria GmbH (zu 100 Prozent) ist.
- Eigentümerin der RAG Energy Storage GmbH (RES) ist zu 100 Prozent die RAG AG. Diese steht im 100-prozentigen Eigentum der RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft,

an der die EVN AG (50,025 Prozent), E.ON Exploration & Production GmbH (29,975 Prozent), die Energie Steiermark Kunden GmbH (10 Prozent) und die Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (10 Prozent; nachfolgend: „Salzburg AG“) beteiligt sind.

- Eigentümer der Astora GmbH & Co KG (Astora) ist zu 100 Prozent die WINGAS GmbH, die wiederum im Eigentum der W & G Beteiligungs-GmbH & Co. KG steht. Deren Anteilseigner sind zu 50 Prozent die OAO Gazprom und zu 50 Prozent die Wintershall Holding GmbH, ein deutscher Öl- und Gasproduzent.
- GSA LLC (GSA) ist ein Tochterunternehmen der OOO Gazprom Export (nachfolgend: „Gazprom Export“), die eine 100-prozentige Tochter der OAO Gazprom ist.
- Die E.ON Gas Storage GmbH (EGS) ist eine 100-prozentige Tochter der E.ON Global Commodities SE. In Österreich ist die EGS mittels ihrer Niederlassung, der Gas Storage Austria, vertreten.

Vergabe von Speicherkapazitäten

Die Bestimmungen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffend die Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und das Verfahren für das Engpassmanagement sowie den Handel mit Kapazitätsrechten sind in den §§ 103 und 104 GWG 2011 geregelt. Das Kapazitätsvergabeverfahren muss nach der jeweiligen Kapazitätssituation ausgewählt werden; eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher ist als das Angebot.

Betreffend Engpassmanagement sieht § 104 GWG 2011 die Errichtung bzw. die Kooperation bei der Errichtung einer übergeordneten Handelsplattform für Sekundärmarktkapazitäten durch Speicherunternehmen vor. Um das Horten von Kapazitäten zu vermeiden, sind einerseits entsprechende Maßnahmen in den Verträgen vorzusehen, andererseits sind nicht genutzte kontrahierte Kapazitäten im Engpassfall durch den Speichernutzer über die Sekundärmarktplattform an Dritte zu verkaufen.

Österreichische Speicherunternehmen vergeben Speicherkapazitäten zum einen nach dem Prinzip „first come, first served“ auf Basis veröffentlichter Speicherentgelte und zum anderen über Auktionen.

In den letzten zwei Jahren wurden verfügbare Speicherkapazitäten in Österreich (und auch in anderen Ländern Europas) zum Großteil über Auktionen vergeben. Dabei kommen verschiedene Preisbildungsmechanismen zur Anwendung: zum einen Festpreise für ein Speicherjahr (oder einen anderen Zeitraum), zum anderen flexible Preise, die an den Sommer-Winter-Preisunterschied gebunden sind und einen zusätzlichen Aufschlag enthalten. Diese werden vor allem für die Versteigerungen von mehrjährigen Speicherprodukten verwendet. In Österreich sind beide Preisbildungsmechanismen zu beobachten.

Seit nunmehr 1.1.2013 ist das Speicherunternehmen dafür verantwortlich, jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität beim Netzbetreiber zu buchen.

Kartellverfahren

Gegen die Gazprom Austria GmbH sind nach wie vor drei Kartellverfahren beim Kartellgericht anhängig. Die E-Control wirft in diesen drei Kartellanträgen der Gazprom Austria GmbH durch restriktive Vertragsklauseln Marktabschottung (Art. 101 AEUV, § 1 KartG 2005 sowie Art. 102 AEUV, § 5 KartG 2005) und Behinderungs- sowie Ausbeutungsmissbrauch aufgrund einer marktbeherrschenden Stellung (Art. 102 AEUV, § 5 KartG 2005) vor.

Entflechtung

Nachdem die Baumgarten-Oberkappel GasleitungsgesmbH mit der Gas Connect Austria GmbH (als aufnehmende Gesellschaft) fusionierte und ein Teilbetrieb der Gas Connect Austria GmbH auf die Trans Austria Gasleitung GmbH übertragen wurde, konnten die nunmehr verbliebenen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH und die Trans

Austria Gasleitung GmbH nach positiver Stellungnahme der Europäischen Kommission mit den Bescheiden V ZER G 01/14 und V ZER G 03/13 jeweils vom 18.7.2014 als ITO zertifiziert werden. Bei der Trans Austria Gasleitung GmbH gab es in der Zwischenzeit einen Gesellschafterwechsel (Snam Rete Gas S.p.A ersetzte CDP Gas S.r.l.), weshalb ein weiteres Verfahren ("Rezertifizierung") bei der Regulierungsbehörde anhängig ist.

Transparenz

Die Grundlage für die Veröffentlichungspflichten der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber stellt Kapitel 3 des Anhangs der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen dar.

Generell werden viele der relevanten Informationen in Österreich vom Marktgebietsmanager (MGM) über die Online-Plattform gemäß § 39 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) veröffentlicht. Im Rahmen der Aufsichtspflichten gemäß § 24 E-Control Gesetz hat die E-Control Austria die Einhaltung dieser Transparenz-Leitlinien erneut überprüft.

Im Allgemeinen ist die Einhaltung durch die Fernleitungsnetzbetreiber weitgehend zufriedenstellend, lediglich in einigen Bereichen wurde Optimierungspotenzial festgestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber nahmen die Überprüfung durch die Behörde zum Anlass, Veröffentlichungen auch in Bezug auf ihre Nutzerfreundlichkeit zu verbessern. Eine der diesbezüglichen Maßnahmen beinhaltet das Bereitstellen von drei verschiedenen Datenformaten (*.xls, *.csv, *.xml) für das Herunterladen von Informationen. In Zusammenhang mit der Frequenz der Aktualisierungen und der generellen Geschwindigkeit der Veröffentlichungen wurden die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, ihre Bemühungen weiter zu verstärken und Informationen sobald sie vorliegen, jedenfalls jedoch innerhalb einer Stunde, zu veröffentlichen.

Netzausbauplanung Gas

Der Verteilergewebtsmanager (VGM) hat gem. § 18 Abs. 1 Z 11 iVm § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung (LFP) für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zu erstellen. Der Marktgewebtsmanager (MGM) ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen zehnjährigen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) zu erstellen. Beide Netzausbauinstrumente sind von der Regulierungsbehörde zu genehmigen.

Bei der Erstellung dieser Netzausbauinstrumente sind die technische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zu berücksichtigen. Für diesen Zweck werden Bedarfserhebungen durchgeführt, die zu konkreten Projekten, zumeist mit definierten Ausbauschwellen, führen können. Neue Kapazitäten werden dem Markt via Buchungsplattform PRISMA angeboten. In der Jahresauktion 2015 manifestierte sich keine verbindliche Marktnachfrage für neue Kapazitäten, die Ausbauschwelle wurde somit nicht erreicht. Der Infrastrukturstandard in Österreich beträgt laut Berechnungen von AGGM und GCA 235 Prozent und erfüllt somit die gesetzlichen Bedingungen.

Die Bestimmungen des GWG 2011 sehen vor, dass es Ziel der Netzausbauinstrumente ist, das Netz unter anderem hinsichtlich

- Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) und
- Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen

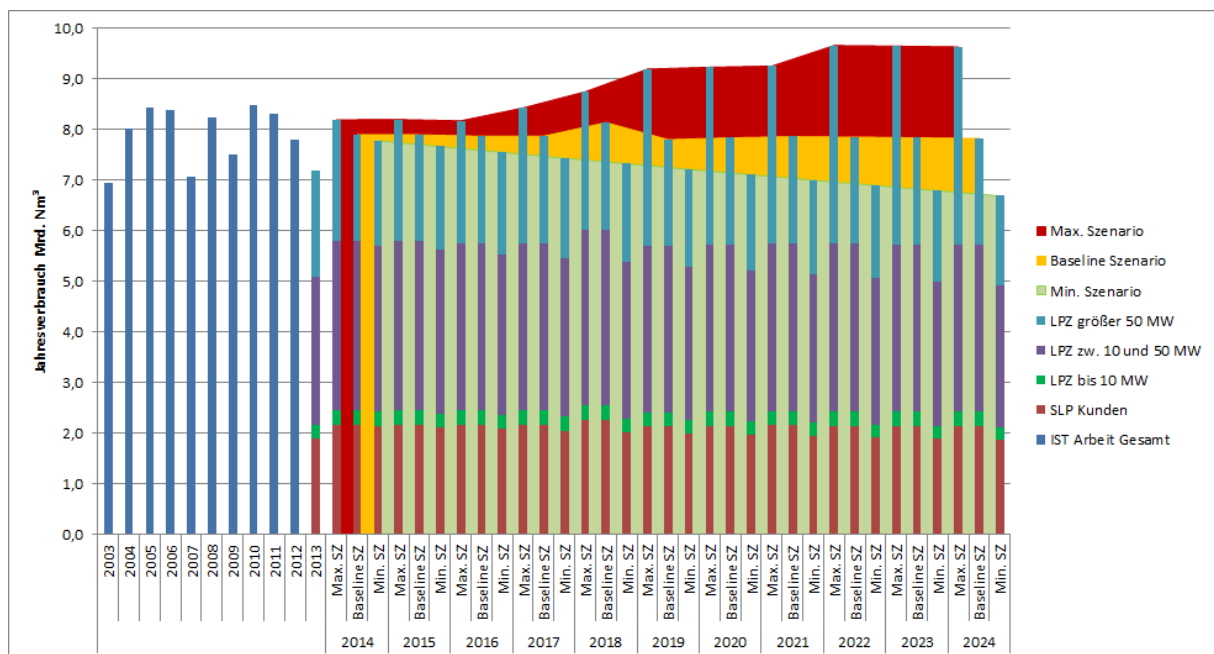
zu planen.

Die LFP umfasst nicht nur das Marktgebiet Ost, wie vom Gesetzgeber vorgesehen, sondern auch die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol, um einen etwaigen Investitionsbedarf (Ebene 1)

gesamthaft abbilden zu können. Im Jahr 2014 wurden erstmals unterschiedliche Szenarien für die Absatzprognose erstellt. Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie.

Für den KNEP wurden aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte unter Mitarbeit des VGM Kapazitätsszenarien erstellt.

Seitens der E-Control wurde eine Konsultation durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt wurden und der gesamte Investitionsbedarf abgebildet wird.



Quelle: AGGM LFP 2014

Abbildung 22: Jahresverbrauch Mrd. Nm³

Investitionen

Im Vordergrund der Investitionen der österreichischen Gasnetzbetreiber stand und steht die Sicherung der Versorgung des Inlandsbedarfs sowie der Beitrag zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten. Nach dem Abschluss der Großprojekte, wie der West- bzw. Südschiene, werden primär Projekte im Verteilernetz realisiert. Hierbei stehen neben Leitungen zur Speicheranbindung Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen in das Leitungsnetz im Vordergrund. Vereinzelt werden in Österreich aber auch Projekte zu Leitungserweiterungen realisiert, wobei hier der Druck durch alternative Energieträger (Fern- bzw. Nahwärme) und Energieeffizianzorderungen zunimmt und damit entscheidenden Einfluss auf Projektumsetzungen nimmt. Nachstehende Grafik zeigt ein leicht unterschiedliches Bild im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren. Zusätzlich werden aufgrund älter werdender Netzinfrastrukturen im Gasnetzbereich Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen im Verteilernetz nötig. Aus diesem Grund sind die entsprechenden Investitionen seit dem Jahr 2008 leicht gestiegen und werden auch zukünftig auf vergleichbarem Niveau bestehen bleiben. Ähnlich wie im Stromnetzbereich hat auch im Gasnetzbereich der Regulator die passenden Rahmenbedingungen geschaffen, um für notwendige und effiziente Investitionen entsprechende Anreize zu bieten und eine adäquate Abgeltung über Netztarife zu gewährleisten.

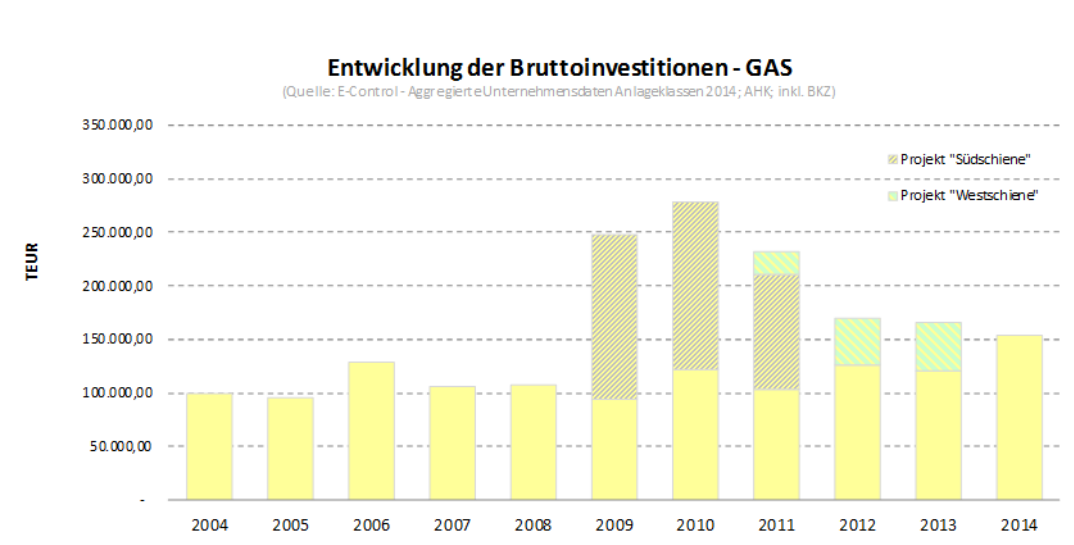


Abbildung 23: Entwicklung der Bruttoinvestitionen – Gas

Quelle: Unternehmensdaten, Berechnungen der E-Control

Versorgungssicherheit

Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt

Mehr als 80 Prozent des Angebotes werden durch den Import gedeckt. Während bisher zu einem relativ konstanten Gasimport nur im Sommer Zusatzmengen für die Wiederauffüllung der Speicher hinzukamen, ist zunehmend eine stärkere Strukturierung über das Jahr hinweg festzustellen, die eine Tendenz zu einem Rückgang im Winter und verstärkten Importen im Sommer zeigt. Die im Verhältnis zum Verbrauch geringeren Importmengen im Winter werden durch zusätzliche Speicherleistung ersetzt. Interessant ist, dass Österreich aufgrund der hohen, international genutzten Speicherkapazitäten in einzelnen Wintermonaten bereits Erdgas-Nettoexporteur ist.

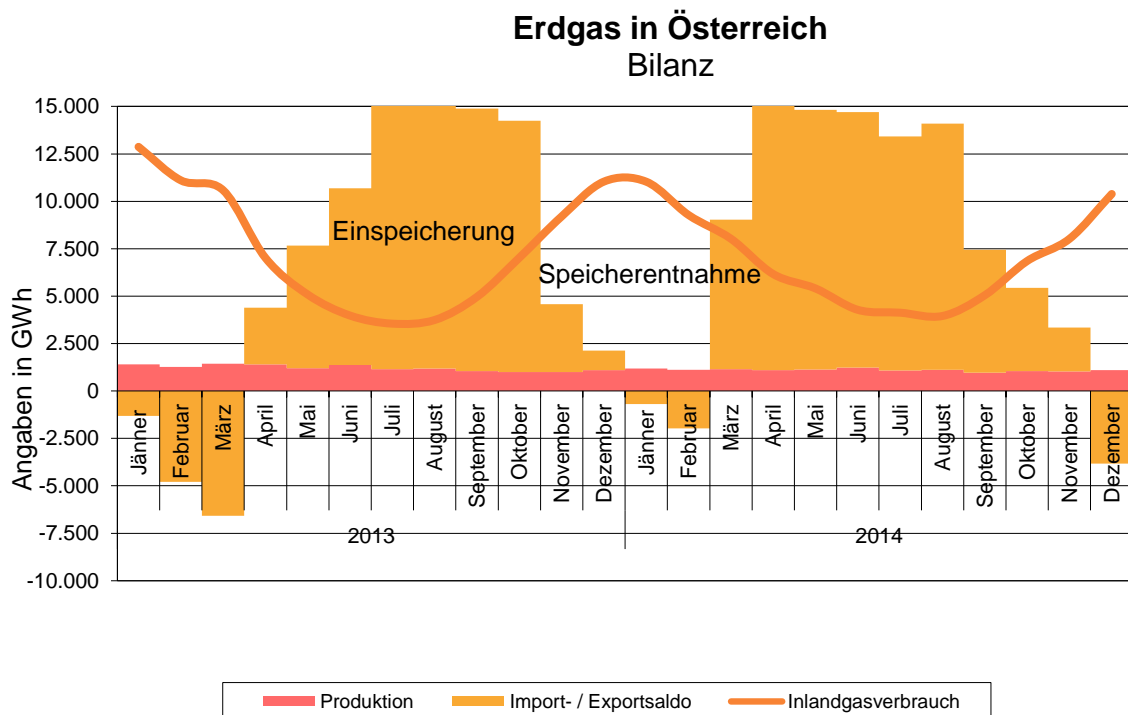
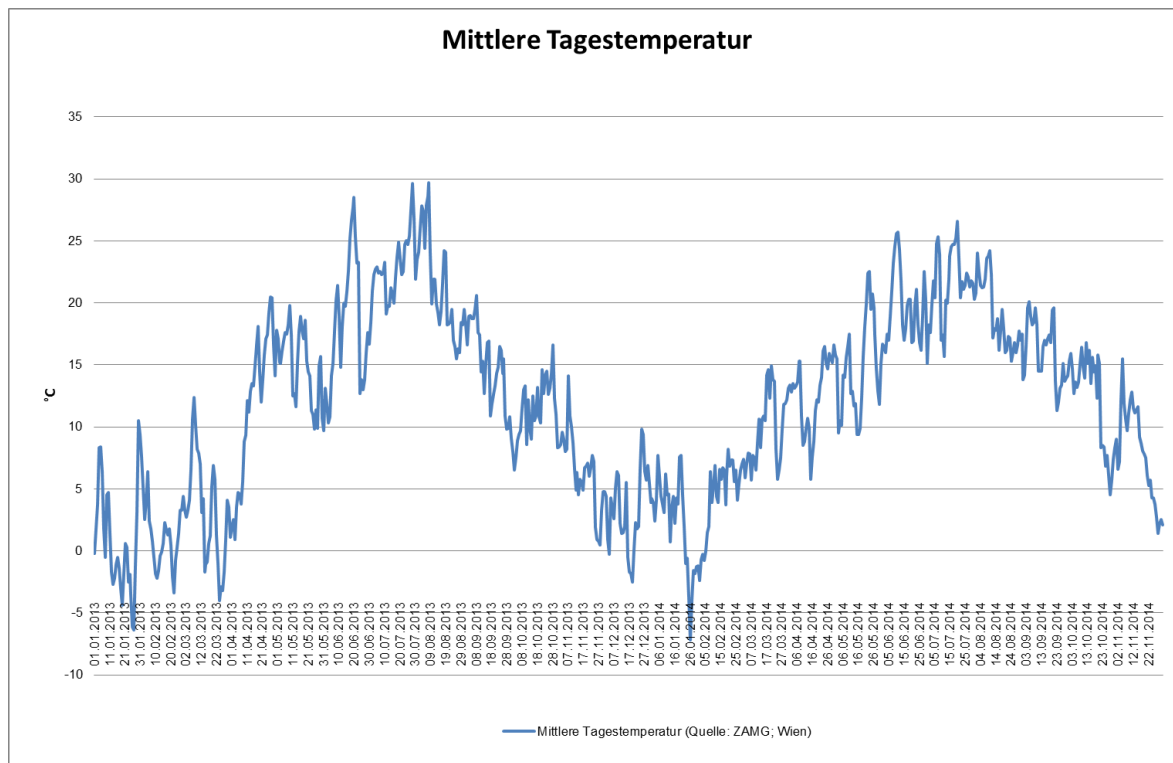


Abbildung 24: Erdgas in Österreich – Bilanz

Quelle: E-Control

Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind in Österreich zwei Unternehmen in der Gasproduktion tätig. Im Jahr 2014 wurden in

Österreich insgesamt rund 1,18 Milliarden Nm³ Erdgas gefördert, was rund 16 Prozent des Inlandgasverbrauchs entspricht.



Quelle: ZAMG

Abbildung 25: Mittlere Tagestemperatur Wien

Faktoren, die zu einer erhöhten Nachfrage im Gasbereich führen, sind vor allem die Außentemperatur und der Kraftwerkseinsatz, die gegenüber dem relativ gleichmäßigen Industriebedarf für Nachfrageschwankungen sorgen. Haushalte sowie Gewerbe und Industrie sind jedenfalls immer ausreichend versorgt, sodass das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage insgesamt als ausgeglichen betrachtet werden kann. Von der im Jahr 2014 physisch importierten Menge an Gas wurden rund 82 Prozent wieder exportiert. Insgesamt wurden 2014 rund 468 TWh physisch importiert.

Situation und Überwachung der Gasversorgung in Österreich

Von Anfang September 2014 bis Anfang März 2015 kam es teilweise zu geringeren Lieferungen von Erdgas aus Russland nach Österreich und anderen europäischen Staaten. Aufgrund der zu Beginn der Heizsaison hohen Speicherstände und des durch den milden

Winter niedrigen Verbrauchs hatten die Einschränkungen jedoch keinerlei Auswirkung auf die Gas-Versorgungslage. Liefereinkürzungen von russischem Gas können in Österreich grundsätzlich auch über einen längeren Zeitraum überbrückt werden.

Im Zuge der politischen Krise zwischen der Ukraine und Russland wurde von der EU-Kommission ein sogenannter „Energy Stress Test“ (EST) initiiert, der die Mitgliedstaaten dazu aufforderte, die Auswirkungen von Erdgaslieferunterbrechungen auf Basis verschiedener Szenarien zu evaluieren, auszuwerten und entsprechende Maßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit mit Erdgas abzuleiten. Neben der nationalen Betrachtung sollte als wesentlicher Bestandteil auch die grenzüberschreitende Betrachtung in den jeweiligen nationalen Bericht zum EST einfließen. Das zuständige Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft übernahm die Koordination der Berichtserstellung und befasste die E-Control mit der konkreten Ausarbeitung. In Abstimmung der Regulierungsbehörde mit dem Verteilergebietsmanager wurden die Auswirkungen der verschiedenen Lieferunterbrechungsszenarien unter Einbeziehung der grenzüberschreitenden Effekte beleuchtet und daraus abgeleitet Maßnahmen beschrieben, die kurz- und mittelfristig für eine Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sorgen können. Eine langfristige Unterbrechung der russischen Erdgaslieferungen hätte jedenfalls gravierende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Europa, wobei die Mitgliedstaaten im Osten und die Länder der Energiegemeinschaft am meisten darunter zu leiden hätten. Allerdings zeigt der Bericht der Europäischen Kommission auch, dass eine Zusammenarbeit aller Mitgliedstaaten die Versorgungsunterbrechungen in den einzelnen Ländern verringern und die Energieversorgung gewährleisten würde.

In Österreich existieren bereits Pläne und rechtliche Regelungen, um auf eine auftretende Krise im Erdgasbereich reagieren zu können. So gibt es einerseits einen Präventionsplan zur Vermeidung des Auftretens bzw. des Eindämmens von Krisen und andererseits einen Notfallplan, in dem das Vorgehen und konkrete Maßnahmen im Falle einer Krise beschrieben werden. Beide Pläne wurden im Jahr 2014 inklusive einer detaillierten

Risikoanalyse überarbeitet und veröffentlicht, wobei auch der sogenannte „Infrastrukturstandard“ berechnet und evaluiert wurde. Der Infrastrukturstandard zeigt, dass ausreichend Transport-, Produktions- und Speicherkapazitäten bestehen, um einen Lieferausfall der größten Gasinfrastruktur (Knoten Baumgarten) von russischem Gas durch den Bezug aus anderen Quellen auszugleichen. Der Infrastrukturstandard gibt auch an, inwieweit technische Kapazitäten vorhanden sind, um die maximale Tagesnachfrage (Unterdeckung maximal einmal in 20 Jahren) zu decken. Bestandteil des Standards ist nicht die Beschreibung vertraglicher Beziehungen, vielmehr soll der Infrastrukturstandard Auskunft über die Menge des Gases geben, das technisch in das Marktgebiet Ost geliefert werden kann und Versorgern oder Vorlieferanten Möglichkeiten aufzeigen, Ausfälle ihrer Bezugsquellen zu kompensieren.

Darüber hinaus wird der Energiemarkt laufend von der Regulierungsbehörde überwacht. Um die Datengrundlage für das frühzeitige Erkennen einer möglichen Krise zu gewährleisten, wurde von der E-Control die sogenannte Energielenkungsdaten-Verordnung erlassen, die Marktteilnehmer verpflichtet, die für die Überwachung der Erdgasversorgungssituation relevanten Daten an die Behörde zu übermitteln. Auf Basis dieser Daten erstellt die E-Control detaillierte Analysen und kann somit einen sich abzeichnenden Engpass der Erdgasversorgungslage frühzeitig erkennen und entsprechende Prozesse starten.

Die E-Control hat außerdem auch im Jahr 2014 wieder die Einhaltung des sogenannten „Versorgungsstandards“ überprüft. Dieser verpflichtet Versorger, die geschützte Kunden gemäß Art. 2 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SOS-VO) mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard gemäß Art. 8 der SOS-VO zu gewährleisten. In Österreich fallen lediglich Haushaltskunden unter die Definition der geschützten Kunden, da Österreich keinen Gebrauch von der Ausdehnung des Begriffes auf weitere Verbrauchergruppen gemacht hat.

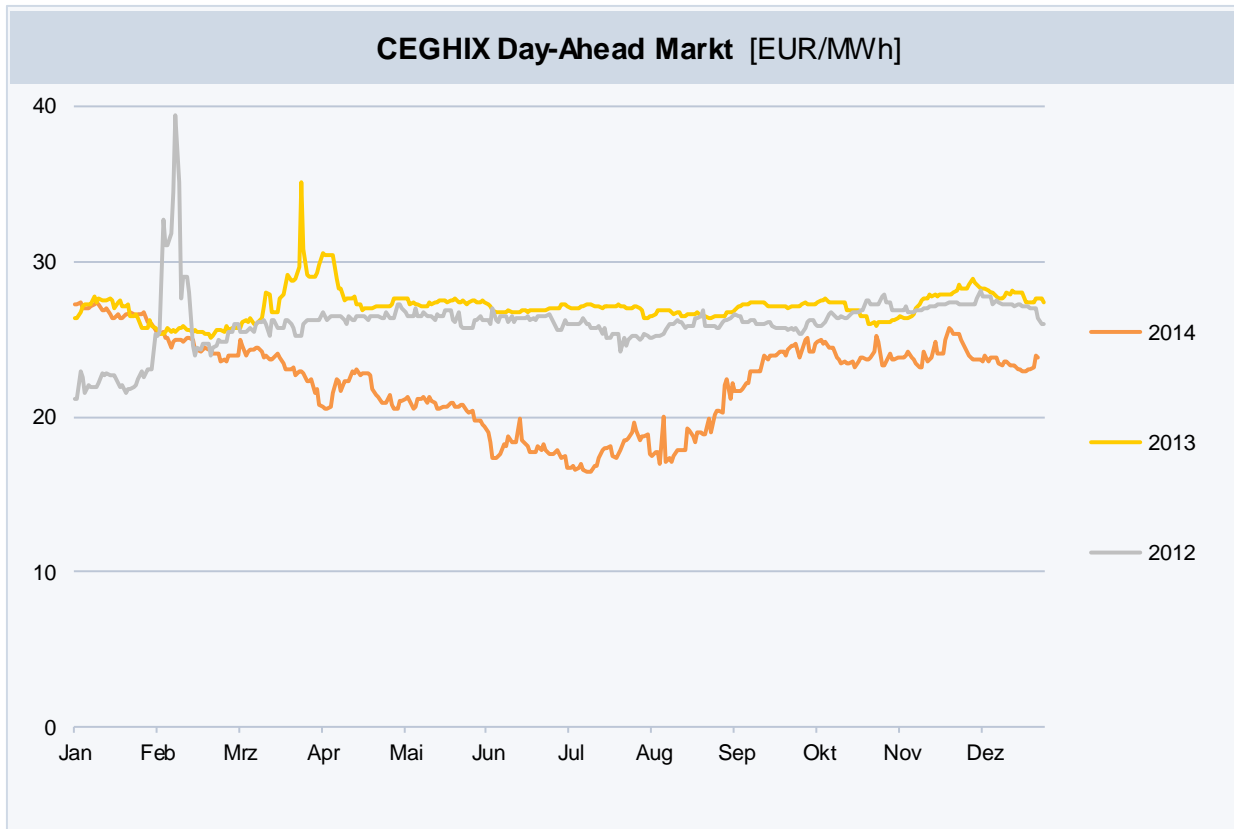
Die Verordnung besagt, dass die Versorgung auch in folgenden Fällen gewährleistet sein muss:

- a) bei extremen Temperaturen mit Spitzenlast an sieben aufeinanderfolgenden Tagen, die mit statistischer Wahrscheinlichkeit in einem Zeitraum von 20 Jahren nur einmal vorkommen;
- b) bei einem außergewöhnlich hohen Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, der mit statistischer Wahrscheinlichkeit nur einmal in 20 Jahren vorkommt und
- c) bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen bei durchschnittlichen Winterbedingungen.

Vonseiten der E-Control wurden keine Vorgaben über die Art der Beschaffung des Erdgases für Haushaltskunden gemacht, eine Bedingung war es aber, die Beschaffung für die Heizperiode über einen Zeitraum von sechs Monaten auf Basis fester Verträge zu sichern. Versorger von Haushaltskunden haben im Rahmen einer Erhebung nachzuweisen, dass sie über ausreichende Mengen verfügen, um ihre Kunden auch in den bereits erwähnten Extremsituationen in den Wintermonaten versorgen zu können.

3.3. Wettbewerb am Großhandelsmarkt

Im Jahr 2014 war der CEGHIX Preis signifikant niedriger als 2012 und 2013. Der milde Winter 2013/14 reduzierte die Gas-Nachfrage und der Benchmark-Preis begann Anfang Februar zu sinken. Im März stiegen die österreichischen Gasvorräte in den Speichern entgegen dem saisonalen Trend (GSE) um 10 Prozent. Dieser Anstieg beginnt üblicherweise erst Mitte April. Ein Überangebot und die schwache Nachfrage führten im Juli zu einem Preisverfall des CEGHIX Benchmark auf 16,50 Euro – der niedrigste Preis seit Mai 2010. Der Spotpreis stieg im September dem saisonalen Trend folgend. Nichtsdestotrotz übten das milde Wetter wie auch hohe Gasspeichervorräte weiterhin Druck auf den VTP aus. Die Ereignisse in der Ukraine und die damit verbundenen Bedenken bezüglich der Versorgungssicherheit wirkten sich den Großteil des Jahres nicht auf die CEGHIX Preise aus.

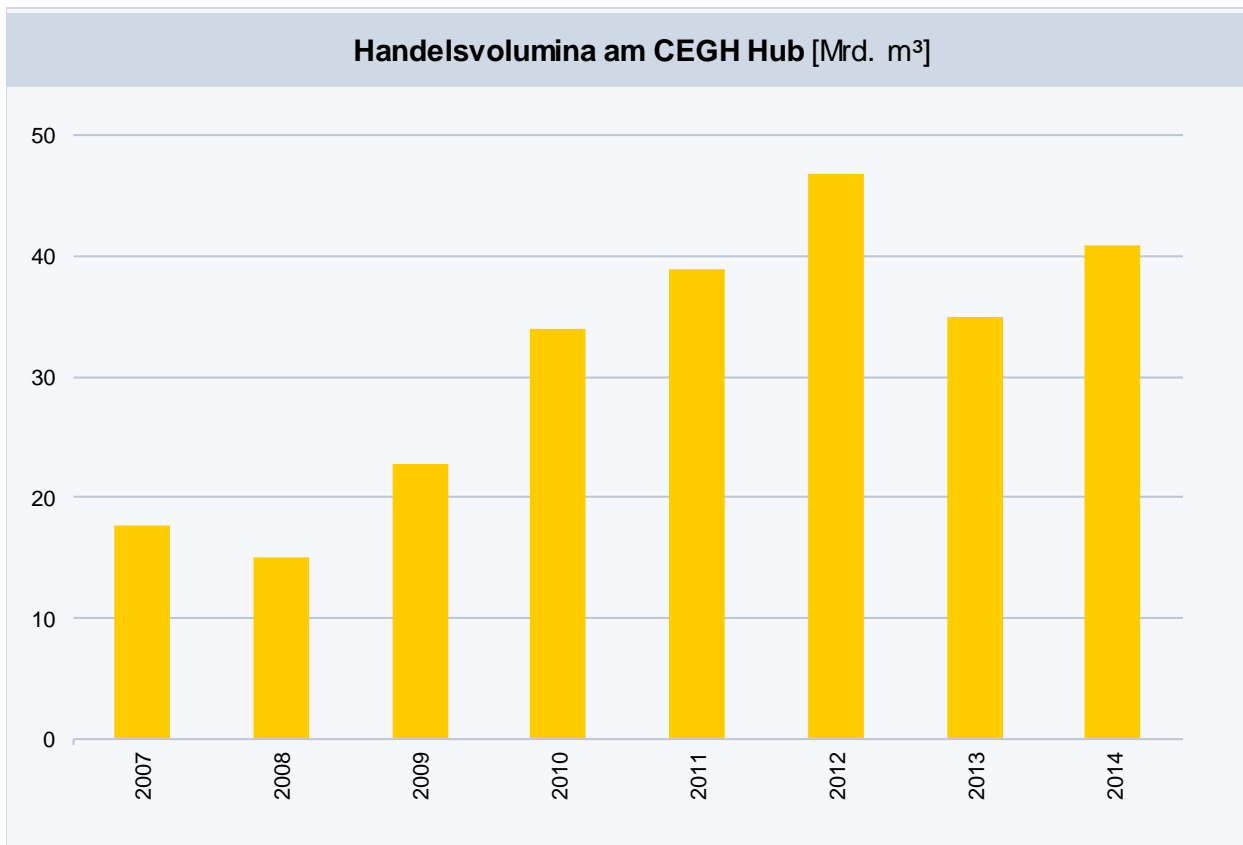


Quelle: CEGH

Abbildung 26: CEGHIX Day-Ahead Markt

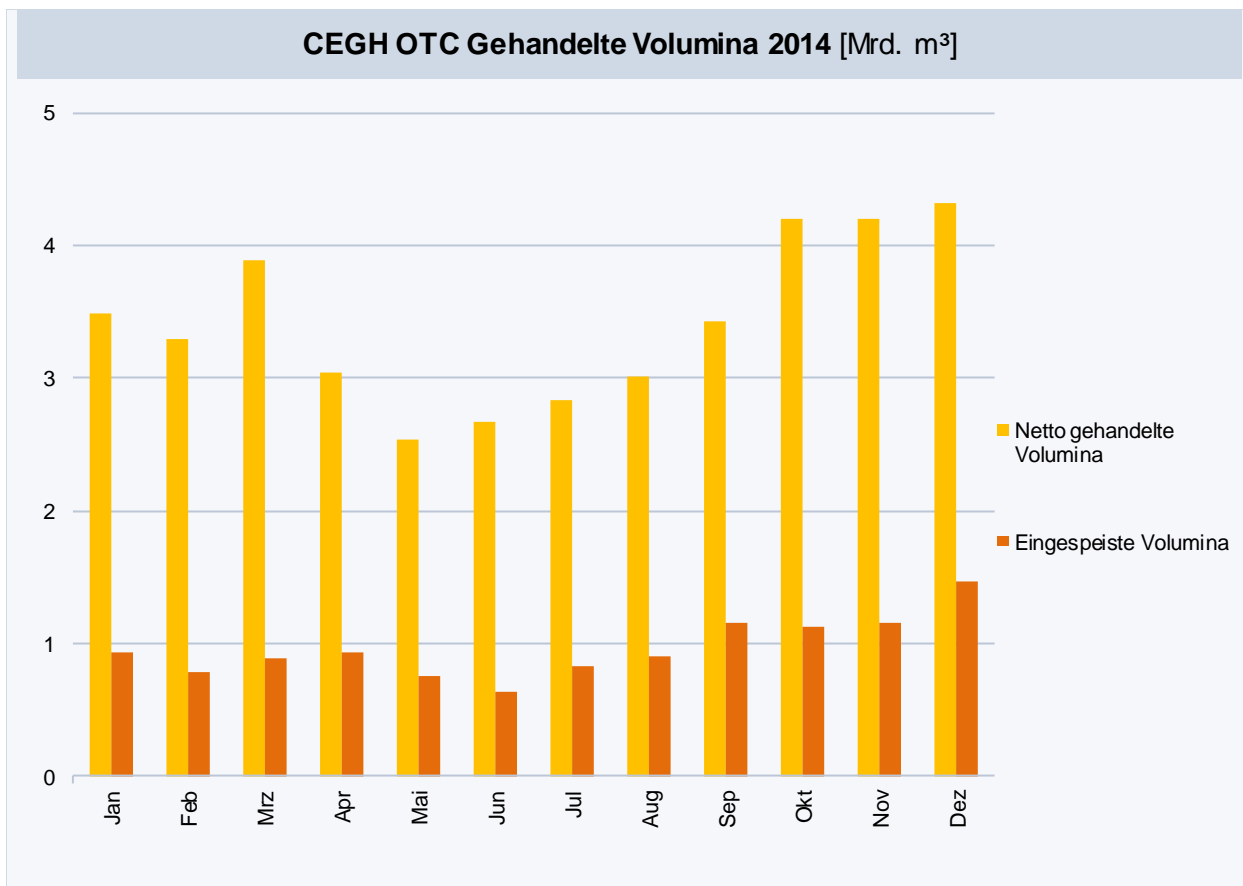
Die Anzahl der registrierten Mitglieder am CEGH VTP stieg während des Jahres 2014. Ende 2014 waren 180 Mitglieder für den Handel am CEGH VTP registriert. Im Vergleich dazu waren es Ende 2013 nur 162 Mitglieder.

Die gehandelten Volumina am CEGH Hub betragen 2014 40,9 Milliarden Kubikmeter. Dies stellt einen Anstieg von 17 Prozent verglichen mit dem Jahr 2013 und nach dem Jahr 2012 mit fast 47 gehandelten Milliarden Kubikmetern die zweithöchste je erfasste Menge dar. Das Kaufinteresse ist im vierten Quartal 2014 deutlich gestiegen, da Händler Gas am CEGH kauften, das Richtung Ukraine weiter transportiert wurde. Im 4. Quartal 2014 wurden 12,7 Milliarden Kubikmeter gehandelt.



Quelle: EEX

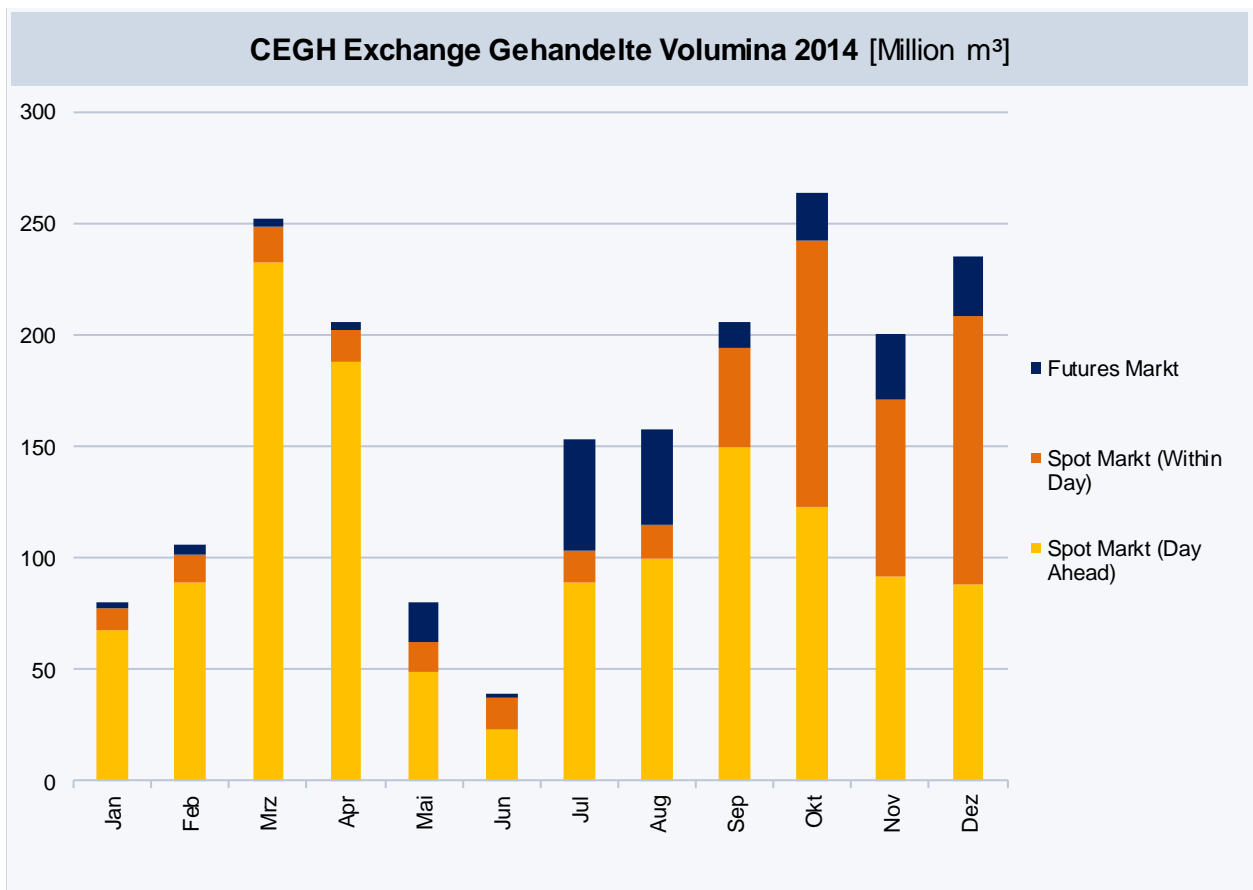
Abbildung 27: Handelsvolumina am CEGH Hub



Quelle: CEGH

Abbildung 28: CEGH OTC Gehandelte Volumina 2014

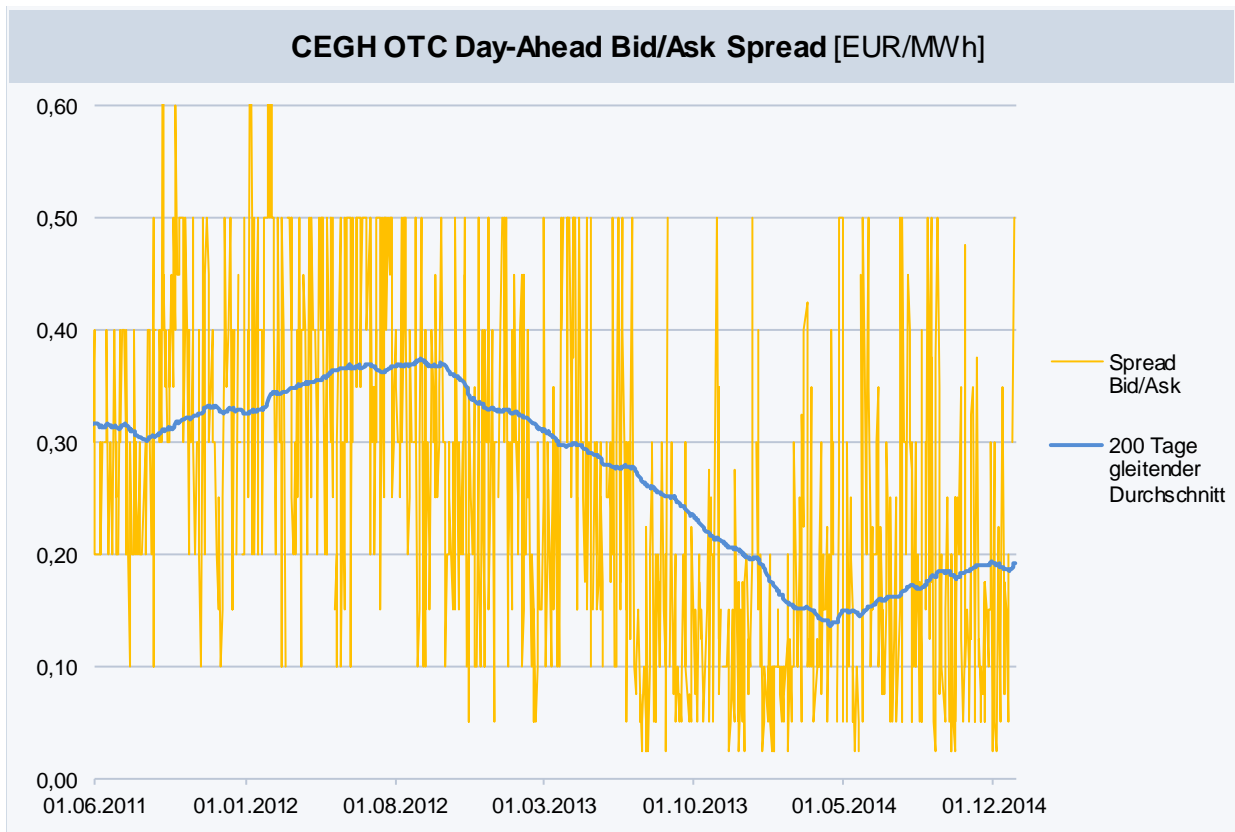
Die am CEGH börslich gehandelten Volumina sind im Jahr 2014 weiter gestiegen, wobei eine Gesamtmenge von 1.98 Milliarden Kubikmeter gehandelt wurde – verglichen mit nur 1,23 Milliarden im Jahr 2013. Die am Within-Day-Markt gehandelten Mengen machten den Hauptanteil der zwischen Oktober und Dezember gehandelten Volumina aus. Diese Entwicklung verläuft parallel zu den Abrufen von Ausgleichsenergie, die im vierten Quartal 2014 aufgrund von Einschränkungen in der Gaslieferung an einem österreichischen Einspeisepunkt gestiegen sind. Analog dazu machten börslich gehandelte Futures im Juli und August 30 Prozent des Börsehandels aus.



Quelle: CEGH

Abbildung 29: CEGH Exchange Gehandelte Volumina 2014

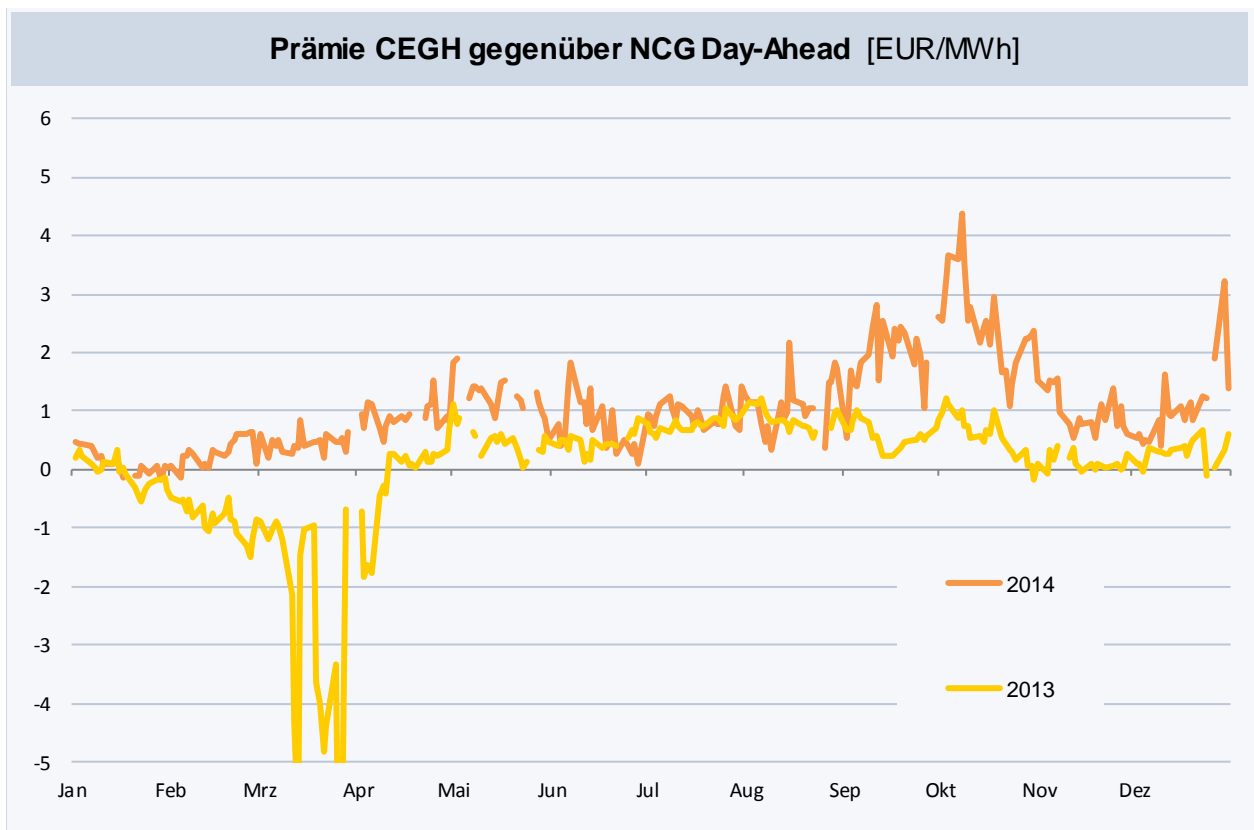
Der Bid/Ask Spread am CEGH verengte sich im Jahr 2014 weiter. Der Begriff steht für die Differenz zwischen dem Gebots- bzw. Kaufpreis und dem Verkaufspreis. Ein kleiner Spread weist darauf hin, dass ausreichend Teilnehmer am Markt aktiv sind. Die „churn rate“ zeigt, wie oft ein Kubikmeter Gas gehandelt wird, bevor er physisch geliefert wird. Diese lag 2014 durchschnittlich bei 3,6 – unverändert im Vergleich zum Jahr 2013.



Quelle: CEGH

Abbildung 30: CEGH OTC Day-Ahead Bid/Ask Spread

Der Preisunterschied zwischen dem CEGH und anderen Hubs stellt einen guten Indikator für die Marktintegration dar. Der NCG ist der wichtigste Preis-Benchmark in Deutschland. Im Jahr 2013 variierte die Differenz zwischen CEGH und NCG stark. Der CEGH lag Anfang 2013 aufgrund von physikalischen Engpässen in Süddeutschland und einer daraus resultierenden Steigung bei den Großmarktpreisen deutlich unter dem NCG. Der CEGH war beinahe während des gesamten Jahres 2014 teurer als der NCG Benchmark, auch der CEGH VTP war im Oktober im Vergleich zum NCG erheblich höher, mit einer Höchstdifferenz von 4,40 Euro/MWh. Gründe dafür waren das verstärkte Kaufinteresse am VTP aufgrund der Nachfrage für „Reverse-Flows“ Richtung Ukraine und der Engpass für Flüsse von Deutschland nach Österreich.



Quelle: ICIS Heren

Abbildung 31: Prämie CEGH gegenüber NCG Day-Ahead

Speichermarkt und Speicherkapazitäten

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich im Marktgebiet Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten, der OMV Aktiengesellschaft (OMV AG) und der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG AG). Vermarktet werden die Speicherkapazitäten in Österreich von fünf Speicherunternehmen. Für die Nutzung der Speicherkapazitäten der Astora und der GSA muss der Transport aus dem Marktgebiet Net Connect Germany (NCG) in das Marktgebiet Ost organisiert und bezahlt werden, d.h., dass der Speicher Haidach über das deutsche Erdgasnetz befüllt und die Nutzung der Speichermengen für den österreichischen Markt über den Import aus Deutschland ermöglicht wird.

Das Arbeitsgasvolumen der direkt an das Marktgebiet angeschlossenen Speicher beträgt nahezu 70 Prozent des gesamten Jahresverbrauchs in Österreich. Zudem ist auch der

slowakische Speicherkomplex LAB an den virtuellen Handlungspunkt über die Leitung MAB angebunden, Speicherunternehmen sind Nafta und Pozagas.

Durch den verstärkten Ausbau der Erdgasspeicher in der vergangenen Dekade (7 Fields, Haidach, Aigelsbrunn) und der aktuellen Erhöhung der Speicherkapazitäten um 685 Millionen Kubikmeter durch E.ON Gas Storage zum 1. April 2014 beträgt das gesamte Arbeitsgasvolumen in österreichischen Speichern 92.125 GWh, mehr als der Verbrauch im Jahr 2014.

Größtes Speicherunternehmen in Österreich ist die OGS (OMV Gas Storage GmbH) mit einem Anteil von 30 Prozent an den gesamten Speicherkapazitäten; bezogen auf das Marktgebiet Ost hat das Unternehmen einen Anteil von 45 Prozent.

Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicherrate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspeicherrate	Entnahmerate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnahmerate	Arbeitsgasvolumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgasvolumen
OMV Gas Storage - Schönkirchen	7.306		10.790		20.614.000	
OMV Gas Storage - Tallesbrunn	1.405		1.798		4.496.000	
OMV Gas Storage - Thann	1.293		1.461		2.810.000	
OMV Gas Storage Speicher gesamt	10.004	28%	14.049	32%	27.920.000	30%
RAG Energy Storage - Puchkirchen	5.800		5.800		12.140.000	
RAG Energy Storage - Haidach 5	224		224		180.000	
RAG Energy Storage - Aigelsbrunn	560		560		1.460.000	
RAG Energy Storage - Nussdorf/Zagling	681		681		1.310.000	
RAG Energy Storage Speicher gesamt	7.265	21%	7.265	17%	15.090.000	16%
Eon Gas Storage - 7fields	6.742	19%	10.112	23%	19.415.000	21%
An MG angeschlossene Speicher	24.011		31.426		62.425.000	
Astora-Haidach	3.733	11%	4.133	9%	9.900.000	11%
GSA LLC -Haidach	7.467	21%	8.267	19%	19.800.000	21%
Summe	35.211	100%	43.826	100%	92.125.000	100%

Quelle: Websites der Unternehmen: www.omv.com; <http://www.rag-energy-storage.at>; <http://www.astora.de/speicher.html>; www.eon-gas-storage.de; <http://www.gsa-services.ru>
Speicherprodukte

Tabelle 7: Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand 1.4.2015

Die Speicherunternehmen bieten unterschiedliche Standardbündel an, wobei diese ein bestimmtes Verhältnis von Arbeitsgasvolumen (AGV), Entnahmeleistung und/oder Einspeicherleistung aufweisen und unterschiedliche Entnahmedauern angeben.

Die OGS hat das Standardbündel (SBU) im letzten Jahr verändert; das AGV wurde verkleinert und die Entnahmedauer von 83 auf 94 Tage erhöht. Die anderen

Speicherunternehmen haben die Bündel unverändert gelassen, lediglich die EGS (E.ON Gas Storage GmbH) hat bei ihrem Markteintritt zwei neue Standardbündel angeboten.

Ungebündelte Produkte sind getrennte Angebote von Arbeitsgasvolumen, Entnahme- oder Einspeicherleistung. Durch die Kombination von Standardbündeln und ungebündelten Produkten kann sich der Speicherkunde ein geeignetes Speicherprofil zusammenstellen. Ungebündelte Serviceleistungen werden von mehreren Speicherunternehmen angeboten, die Preise werden jedoch häufig auf dem Verhandlungsweg festgelegt und stehen der Öffentlichkeit daher nicht zur Verfügung. Nur die OGS, die Astora und die EGS veröffentlichen für ungebündelte Leistungen fixe Preise.

Speicher- unternehmen	Gebündelte /Standard- Produkte	Vertragsdauer	ungebündelte Produkte	Vertragsdauer	unterbrechba re Produkte
OMV Gas Storage GmbH	„Classic“: AGV: 20,16 GWh Einspeicherrate: 6,72 MWh/h Entnahmerate: 8,96 MWh/h (fix/flexibel)	Ab 1 Jahr Jahresverträge: Rabatte für längerfristige Verträge (bis 5 Jahre), minimale Vertragslaufzeit 1 Monat	AGV, Entnahme- und Einpressleistung; Minimal buchbare Einpress-/Entnahmeleistung 10 MWh/h, AGV 10 GWh,	täglich, monatlich oder jährlich	täglich, monatlich oder jährlich
RAG Energy Storage GmbH	Berechnung des max. Arbeitsgasvolumens wie folgt: Einspeicherrate x 24 h x 70 Einspeicherrate/ Entnahmerate: mind. 894 m ³ /h	Mindestvertrags- dauer: 3 Jahre	ungebündelte Leistungen sind verfügbar, genauere Informationen sind jedoch nicht öffentlich zugänglich.	keine Information	keine Information
GSA LLC	AGV: 1.000 m ³ Einspeicherrate: 0,43 m ³ /h Entnahmerate: 0,43 m ³ /h	1 Jahr, 5 oder 20 Jahre	ungebündelte Leistungen sind verfügbar, genauere Informationen sind jedoch nicht öffentlich zugänglich	keine Information	keine Information

Speicher- unternehmen	Gebündelte /Standard- Produkte	Vertragsdauer	ungebündelte Produkte	Vertragsdauer	unterbrechba re Produkte
Astora GmbH & Co KG	Astora Pack: AGV: 22.000 kWh Einspeicherrate: 10 kWh/h Entnahme-rate: 10 kWh/h Mindestbuchung: 2.000 Bündel	Mindestdauer 1 Jahr. Rabatte bei mehrjährigen Verträgen möglich.	1.Astora Add: AGV: bis zu 8 Prozent zusätzlich zum Standard-AGV Einspeicherrate/Entnahmerate: bis zu 2 Prozent zusätzlich zu standardmäßiger Rate 2. Astora Part: unterbrechbares Angebot AGV: 4.000 kWh Einspeicherrate/ Entnahmerate: 10kWh Mindestbuchung: 1.000 Bündel	Astora add muss zusätzlich zum Standard- angebot gebucht werden. Das Astora Part- Angebot muss eine Mindest- dauer von 1 Monat aufweisen.	monatlich
Eon Gas Storage	Typ D: AGV 15.000 MWh, Entnahmeleistung 10 MWh/h, Einspeicherleistung 4,55 MWh/h Typ E: AGV 20.000 MWh, Entnahmeleistung 10 MWh/h, Einspeicherleistung 5,56 MWh/h		AGV, Entnahme- und Einpressleistung;		

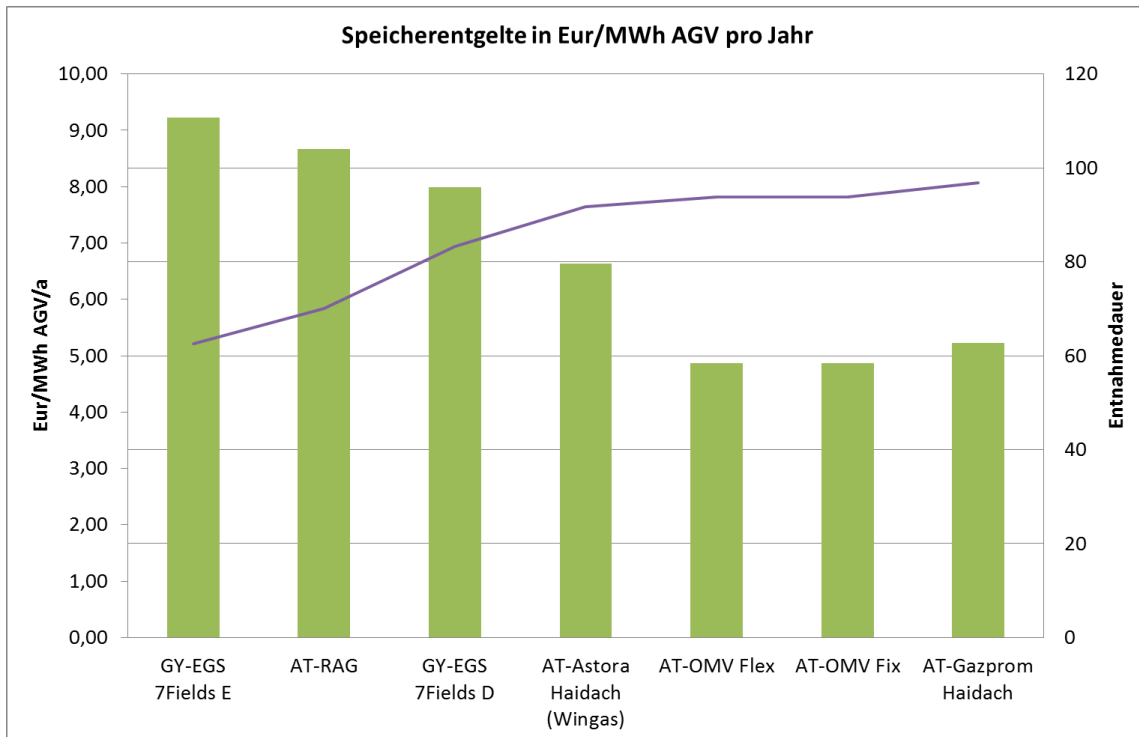
Quelle: Websites der Speicherunternehmen: www.omv.com; <http://www.rag-energy-storage.at>; <http://www.astora.de/speicher.html>; www.eon-gas-storage.de; <http://www.gsa-services.ru>

Tabelle 8: Spezifika der angebotenen Speicherprodukte der österreichischen Speicherunternehmen

Zusätzlich zu diesen Standardprodukten und ungebündelten Produkten bieten die EGS und die OGS noch Speicherkapazitäten über Auktionen an. Dabei bietet die OGS ein Bündel von 17 GWh AGV und 12 MW Ausspeicherleistung an, d.h. ein Bündel mit einer geringeren Entnahmedauer von 60 Tagen. Die EGS bietet ein Bündel mit den Leistungsdaten des Typs

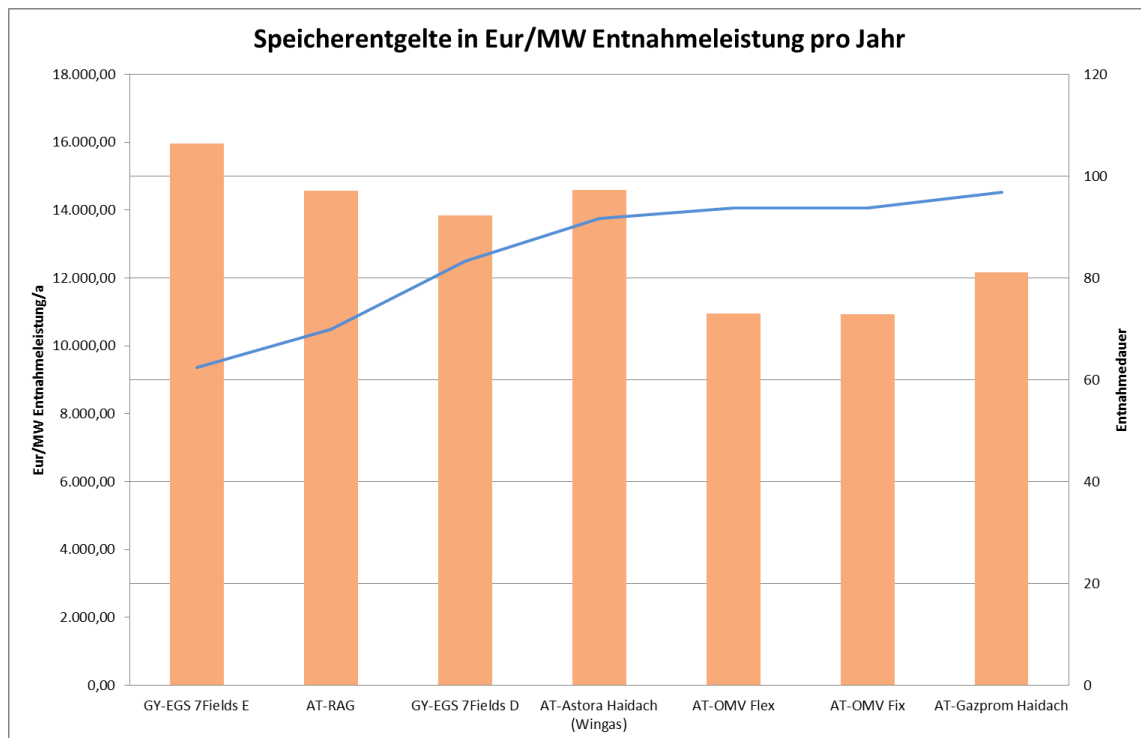
E an, aber für eine längere Laufzeit von zwei bis fünf Jahren und einer Preisbildung, die den Sommer-Winter-Preisunterschied berücksichtigt.

Preisniveau von österreichischen Speichern



Quelle: Homepages der Speicherunternehmen

Abbildung 32: Speicherentgelte für Standardbündel in Österreich, in EUR/MWh AGV pro Jahr



Quelle: Homepages der Speicherunternehmen

Abbildung 33: Speicherentgelte für Standardbündel in Österreich, in EUR/MW Entnahmeleistung pro Jahr

Die österreichischen Speicherunternehmen veröffentlichen Preise für die in Tabelle 8 dargestellten Standardprodukte. Die Leistungsdaten der Standardprodukte (Entnahmedauer) sind dabei unterschiedlich, womit die Vergleichbarkeit der Absolutwerte nur eingeschränkt möglich ist. Festzustellen ist, dass Speicherbündel mit einer höheren Entnahmedauer sowohl in Euro/MWh Arbeitsgasvolumen als auch in Euro/MW Entnahmeleistung günstiger sind. Die günstigsten Speicherentgelte hat dabei die OGS.

Die OGS hat (nach eigenen Angaben im Geschäftsbericht 2014 der OMV AG) im Juli 2013 auch die Preise für bestehende Speicherverträge gesenkt.⁹ Als Grund dafür wurde eine Reaktion „auf das aktuelle Marktumfeld“, so zum Beispiel die weitere Verringerung des Sommer-/Winter-Spreads, genannt.¹⁰ Die OMV geht in ihrem Geschäftsbericht 2013 auch weiterhin von einem sehr niedrigen Niveau der Gasspeicherpreise aus, das die Profitabilität

⁹ vgl. OMV Geschäftsbericht 2014, S. 49, veröffentlicht auf der Homepage der OMV www.omv.com.

¹⁰ vgl. OMV Geschäftsbericht 2013, S. 46 und 54.

verringern würde.¹¹ Das herausfordernde Marktumfeld (aufgrund niedriger Sommer-/Winterspreads) ist wohl auch aus diesem Grund Thema des Geschäftsberichts 2014.

Die OGS vergibt Jahresverträge für ein Bündel mit einer Entnahmedauer von 90 Tagen über Auktionen. Diese Entnahmedauer ist geringer als jene für das Standardbündel (100 Tage). Die erzielten Entgelte werden nicht veröffentlicht. Laut Information aus dem ESGM (European Spot Gas Market) vom März 2013 lagen die erzielten Speicherpreise in der ersten Auktion der OGS bei 0,6 bis 1 Euro/MWh. Dies kann ein Indiz dafür sein, dass die Auktionspreise auch in Österreich geringer sind als die veröffentlichten Speicherentgelte.

Das im Vergleich berücksichtigte Speicherentgelt der EGS gilt für Einjahresverträge. Die Entgelte für Mehrjahresverträge werden in Auktionen vergeben. Ihr Wert ist an den Sommer-Winter-Preisunterschied über die Indexierung gekoppelt. Aus diesem Grund sind diese Entgelte geringer als das veröffentlichte Entgelt für Jahresverträge. In welcher Höhe die in den Auktionen der EGS ermittelten Speicherentgelte liegen, wird allerdings nicht veröffentlicht. Auch Astora vergibt Jahresverträge über Auktionen.

Festzustellen ist, dass die veröffentlichten Speicherentgelte aufgrund der Vergabe über Auktionen an Relevanz in den Vertragsabschlüssen verloren haben. Die veröffentlichten Speicherpreisentgelte spiegeln somit nicht das tatsächliche Preisniveau am österreichischen Speichermarkt wider und sind eher als Maximalpreis zu sehen.¹² Die tatsächlich erzielten Auktionserlöse sind aufgrund der Orientierung am Sommer-Winter-Preisunterschied vermutlich geringer.

3.4. Wettbewerb am Endkundenmarkt

Anfang des Jahres 2014 haben nur drei Lieferanten, die Salzburg AG (-9,7 Prozent), die Tigas (-4,9 Prozent) sowie Gasdiskont (-5,6 Prozent) ihre Energiepreise gesenkt. Auch in den ersten drei Monaten des darauffolgenden Jahres verhielten sich Gaslieferanten sehr

¹¹ vgl. OMV Geschäftsbericht 2013, S. 66.

¹² So gehen die veröffentlichten Speicherentgelte zum Beispiel nicht als Mindestpreis für die Auktion ein.

zurückhaltend. Obwohl die Preise am Großhandelsmarkt in den ersten acht Monaten des Jahres 2014 kontinuierlich gesunken sind, um sich danach nur begrenzt zu erholen, reduzierte von den regionalen Versorgern nur die TIGAS mit Anfang 2015 den Energiepreis. Die Energie Steiermark, die Energie Graz und die Stadtwerke Leoben kündigten mit 01.04.2015 eine 10-prozentige Preissenkung an. Die Energie AG gewährte ihren Bestandskunden Preisnachlässe in Form von zeitlich begrenzten Rabatten. Diese Zurückhaltung ist vor allem auf die unsichere politische Lage aufgrund der Ukraine-Krise und auf das damit verbundene Versorgungsrisiko zurückzuführen.

Anfang April 2015 betrug der Energiepreis beim Bestbieter in den meisten Gebieten im Haushaltskundenbereich 2,22 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (Montana), was deutlich unter dem günstigsten Angebot des Vorjahresmonats von 2,56 Cent/kWh (goldgas) lag. Der gewichtete Energiepreis Österreichs ist im gleichen Zeitraum von 3,69 Cent/kWh auf 3,68 Cent/kWh nur geringfügig gesunken.

Die Gaspreise für die Industrie lagen im vorangegangenen Jahr im Schnitt zwischen 2,27 und 3,06 Cent pro Kilowattstunde, jene für Haushalte im Schnitt zwischen 3,42 und 3,98 Cent/kWh. Während Energiepreise für Haushalte fast unverändert blieben, sind sie für Industriebetriebe im Laufe des Jahres 2014 deutlich gesunken. (Abbildung 34)

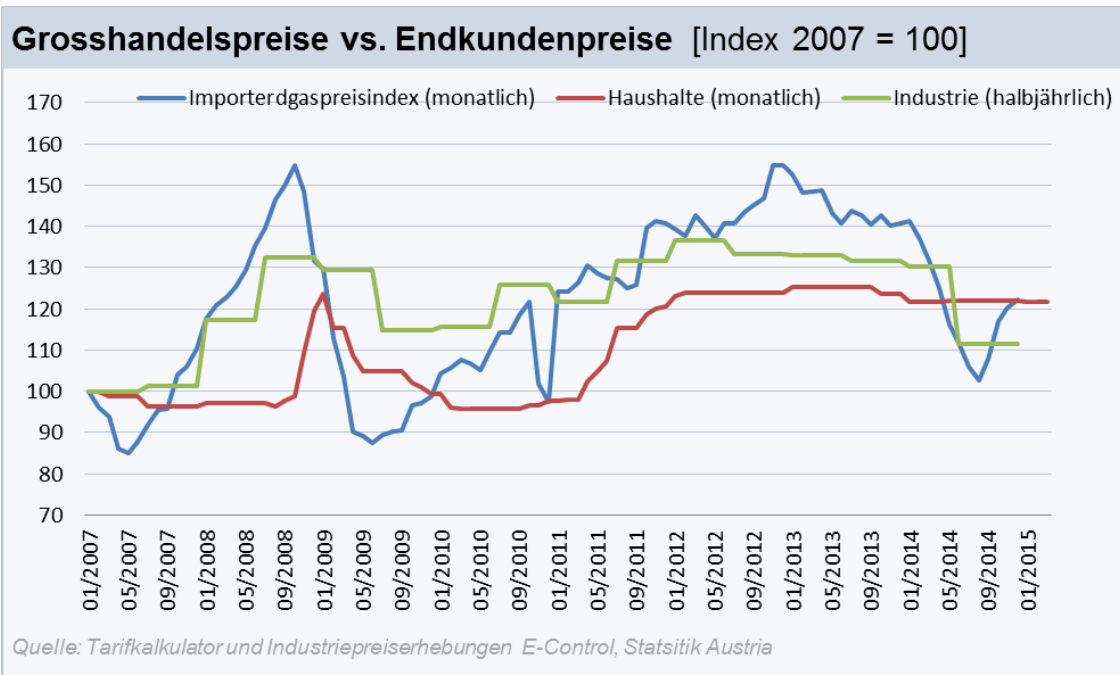


Abbildung 34: Energiepreise der Endverbraucher vs. Großhandelspreise

Quelle: Tarifikalkulator und Industriepreiserhebungen der E-Control, Statistik Austria

Im österreichischen Durchschnitt reduzierten sich die Netznutzungsentgelte von 2014 auf 2015 nur gering um 0,42 Prozent. Haushalte in Klagenfurt verzeichneten mit 5,9 Prozenten den höchsten Anstieg, Haushalte in Niederösterreich mit 3 Prozenten die höchste Preissenkung. Für Österreichs Haushalte bedeutete dies eine durchschnittlich nur geringfügige Kostenreduktion.

Insgesamt sind am Markt über 33 Gasanbieter zuzüglich drei eigenständige Marken für Haushalts- und Kleingewerbekunden tätig. Zwischen Januar 2014 und April 2015 kamen die eww ag mit ihrer Marke Gastino, schlaustrom mit der E-Marke E-DI, Max Energy und Leu Energie, beide private Energieversorgungsunternehmen aus Deutschland, hinzu. Der Verbund, Österreichs größter alternativer Stromanbieter, stieg im November 2014 auch mit Erdgas ins Endkundengeschäft ein.

Haushalte in Wien und Niederösterreich können aus bis zu 36 Produkten¹³ wählen, im Jahr 2014 waren es noch knapp über 20, ein Jahr davor 15. Die größten regionalen Lieferanten bieten in der Regel ein bis zwei Produkte an, ausgenommen die Unternehmen der Energie Allianz, die zwischen vier und acht Produkte anbieten. Auch in Vorarlberg, wo das Angebot deutlich geringer ist, ist die Produktauswahl von drei im Jahr 2013, über acht im Jahr 2014 auf 18 Produkte gestiegen. Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg erhalten mittlerweile bis zu 14 Angebote, im restlichen Österreich sogar bis zu 34 Produkte.

Beinahe 70 Prozent der Lieferanten gewähren Neukundenrabatte. Für Haushalte können diese Preisnachlässe bis zu 30 Prozent der Gesamtenergiekosten betragen, d.h. für einen Musterhaushalt bis zu 180 Euro. Die meisten Rabatte werden im Rahmen verschiedener Aktionen angeboten und nicht nur pauschal, sondern sehr oft in Gratistagen, zum Beispiel 30 Tage, 4 Monate u.dgl., abgerechnet.

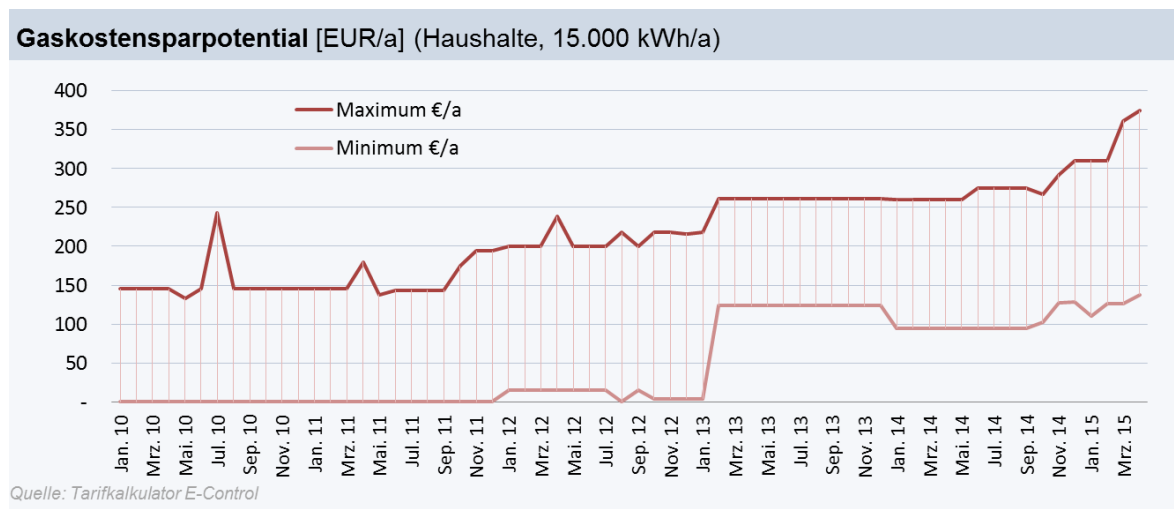


Abbildung 35: Entwicklung – Gaskostensparpotential beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter, jeweils monatliches Maximum und Minimum im Bundesländervergleich.

Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

¹³ Tarifikalkulator, Stand April 2015.

Das Einsparpotenzial beim Wechsel vom Standardprodukt des regionalen Anbieters zum günstigsten Anbieter ist in den letzten 18 Monaten fast kontinuierlich gestiegen (Abbildung 35) und befand sich im April 2015 auf dem Höchststand. In Klagenfurt betrug es zuletzt 374 Euro/a inkl. Neukundenrabatten (130 Euro/a ohne Neukundenrabatte).

Ein Gewerbebetrieb in Wien mit einem jährlichen Gasverbrauch von 100.000 kWh kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 1.600 Euro ersparen. Ein Unternehmen mit 400.000 kWh bis zu 6.400 Euro (inkl. Neukundenrabatten).

Mit einer jährlichen Wechselrate von 4,6 Prozent wurde 2014 ein absoluter Rekordwert erreicht (Tabelle 9). Dieser ist hauptsächlich auf die Wechselquote im Haushaltskundenbereich zurückzuführen. Die Wechselquote der Industriebetriebe erhöhte sich im Jahr 2014 nur wenig, da für den Gasmarkt genauso wie für den Strommarkt gilt, dass Industriebetriebe nicht unbedingt wechseln müssen, um günstigere Energiepreise zu erhalten.

Erdgas					
Endkunden- kategorie	2013		2014		Veränderung 2014/13
	Wechsel	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate	Prozent
Haushalte	31.051	2,4%	58.514	4,6%	88,4%
Sonstige Kleinkunden	2.370	3,4%	2.681	3,8%	13,1%
Lastgang- gemessene	428	5,6%	438	5,7%	2,3%
Insgesamt	33.849	2,5%	61.633	4,6%	82,1%

Tabelle 9: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte
Quelle: E-Control

Im Allgemeinen kann festgestellt werden, dass sich der Wettbewerb trotz oder gerade wegen der spärlichen Preisänderungen der regionalen Anbieter durch den Auftritt von neuen Lieferanten, diversen Rabattaktionen und vor allem durch die VKI-Aktion „Energiekosten-

Stop¹⁴ deutlich intensiviert hat. Dies wird vor allem durch die gestiegenen Wechselquoten bestätigt.

Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im zweiten Halbjahr 2014, so liegt Österreich mit 7,30 Cent/kWh am zehnten Platz, um 0,11 Cent über dem Durchschnitt der EU-28 und um 0,59 Cent/kWh unter dem EU-19 Durchschnitt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die Gesamtkosten je nach Verbrauchsmenge um ca. 3,2 Prozentpunkte gesunken. Mit den zehntteuersten Haushaltsgaspreisen war Österreich im zweiten Halbjahr 2014 teurer als Deutschland (11. Platz) und Tschechien (Platz 15), aber günstiger als Dänemark, die Niederlande oder Frankreich (Abbildung 36).

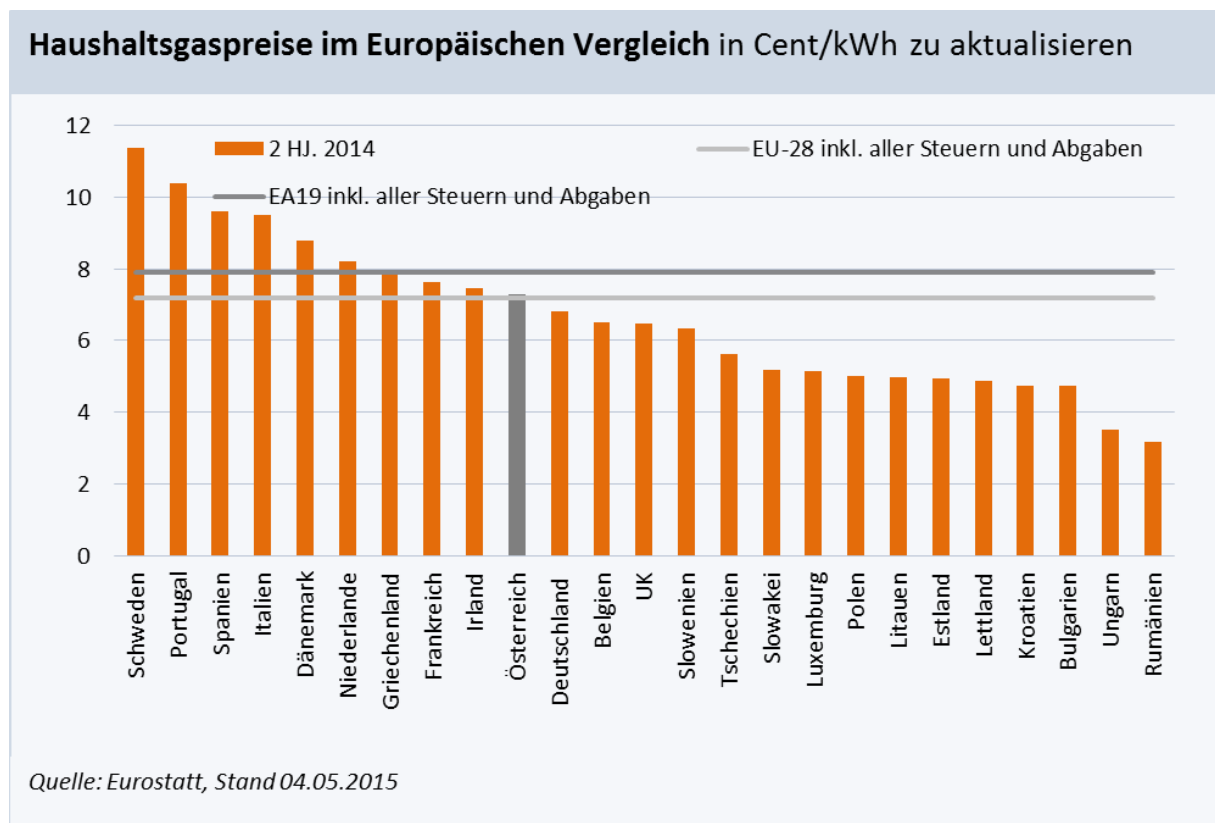


Abbildung 36: Haushaltsgaspreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (Gruppe D2 5.555 kWh bis 55.555 kWh)

¹⁴ Die VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“ wird im Kapitel Strom beschrieben.

4. Gemeinsame Strom- und Gasthemen

4.1. Endkundenservice

Stromlieferanten und Gasversorger mit mehr als 50 Mitarbeitern und einer Bilanzsumme oder einem Umsatz von mehr als 10 Millionen Euro müssen seit dem 1.1. 2015 eine Anlauf- und Beratungsstelle für ihre Kunden zu den Themen Energiekosten, Anbieterwechsel, Energieeffizienz, Energiearmut und Stromkennzeichnung einrichten. Diesbezügliche gesetzliche Verpflichtungen finden sich sowohl im §82 Abs. 7 EIWOG, §127 Abs. 7 GWG als auch im §10 Abs. 5 Energieeffizienzgesetz. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass im Gesetz nicht definiert wurde, was unter Energiearmut zu verstehen ist und wer daher Anspruch auf diese Beratungsleistungen hat.

Die E-Control hat im Zuge ihrer Arbeit zum Thema Energiearmut bereits im Herbst 2014 damit begonnen, die Pläne zur Umsetzung dieser Regelungen bzw. die ersten entsprechenden Aktivitäten der betroffenen Stromlieferanten und Gasversorger zu eruieren. Aus diesem Grund wurden die größten Energieunternehmen, die Endkunden mit Strom oder Gas beliefern, aufgefordert, schriftlich zu ihren Plänen betreffend Anlauf- und Beratungsstellen Stellung zu nehmen. Die eingegangenen Rückschreiben lassen darauf schließen, dass die meisten Energieunternehmen die Ansicht vertreten, solche Anlauf- und Beratungsstellen bereits seit geraumer Zeit zu betreiben.

Eine anschließende Analyse der Internet-Auftritte der jeweiligen Unternehmen im März 2015 bestätigte, dass umfangreiche Informationen zum Thema Energieeffizienz angeboten werden. Diese reichen von einfach umzusetzenden Energiespartipps im Haushalt bis hin zur eigenen Energieproduktion, wozu Energieunternehmen eine Vielzahl von Beratungsleistungen anbieten. Lediglich die Salzburg AG sowie die Energie Steiermark Kunden GmbH verweisen explizit auf Energiearmut, die in der entsprechenden Ombudsstelle (Salzburg AG) bzw. in der Anlauf- und Beratungsstelle (Energie Kunden Steiermark GmbH) thematisiert wird. Alle anderen Energieunternehmen vermeiden den Begriff sowie Hinweise darauf, welche Schritte der Konsument im Falle eines Zahlungsverzuges tätigen kann. In

diesem Zusammenhang sind ebenso Informationen zur Grundversorgung (§77 EIWOG und §124 GWG) auf den Homepages der Energieunternehmen erwähnenswert. Hierbei muss festgehalten werden, dass Energieunternehmen mehrheitlich nur das im Gesetz geforderte Mindestmaß an Informationen zur Grundversorgung veröffentlichen, was häufig durch eine direkte Übernahme des Gesetzeswortlauts passiert.

Zusammenfassend kann ein erstes Zwischenresümee über die Errichtung von Anlauf- und Beratungsstellen zu Themen wie Energiekosten, Anbieterwechsel, Energieeffizienz, Energiearmut und Stromkennzeichnung bei größeren Energieversorgern gezogen werden: Die untersuchten Stromlieferanten und Gasversorger bieten ihren Kunden weitreichende Informations- und Beratungspakete zum Thema Energieeffizienz an. Aufgrund des Fortschritts der Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes ist sogar mit einem weiteren Ausbau dieses Angebots zu rechnen. Bei allen anderen Themen, insbesondere Anbieterwechsel und Energiearmut, sind aber klare Lücken in der Information zu erkennen. In einigen Fällen bestehen berechtigte Zweifel, ob sich seit dem 1.1.2015 an den Beratungsleistungen der Energieunternehmen überhaupt etwas geändert hat und ob die bestehenden Informationsangebote ausreichend sind. In anderen Fällen gibt es zwar Einrichtungen, die beispielsweise Beratungen zu den bereits erwähnten Themen durchführen, diese finden aber häufig keine Erwähnung auf den Homepages der Unternehmen. Für den Kunden ist es folglich schwierig zu eruieren, ob sie beispielsweise bei Zahlungsproblemen Hilfe bei den Unternehmen finden können. Im Sinne von Transparenz und Verbraucherefreundlichkeit wird die E-Control darauf drängen, dass Unternehmen, die zur Errichtung einer Anlauf- und Beratungsstelle verpflichtet sind, zusätzliche Beratungsleistungen auch in den bereits erwähnten Bereichen erbringen und diese auch bewerben. Eine weitere Untersuchung zur Umsetzung dieser Regelung ist geplant.

Energie-Hotline der E-Control

Die E-Control ist die zentrale Informationsstelle für alle Strom- und Gaskunden. Um die Kontaktaufnahme zu erleichtern, bietet die E-Control den Service einer Energie-Hotline unter der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) an. Damit haben

Konsumenten die Möglichkeit, sich umfassend zu informieren. Die Mitarbeiter der Energie-Hotline sind häufig die ersten Ansprechpartner für Energiekonsumenten zu Fragen, die in den meisten Fällen direkt beantwortet oder an die Experten im Haus bzw. an die Schlichtungsstelle weitergeleitet werden.

Die Energie-Hotline ist von Montag bis Donnerstag von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 Uhr erreichbar. Ein Konsument, der außerhalb der Telefonzeiten anruft, hat die Möglichkeit, seine Telefonnummer zu hinterlassen und wird am folgenden Arbeitstag zurückgerufen.

Von Januar bis Dezember 2014 wurden rund 7000 Anrufe von der Energie-Hotline entgegengenommen und bearbeitet, etwa 7 Prozent weniger als im vergangenen Jahr. In der ersten Jahreshälfte sorgte zwar die Aktion „Energiekosten-Stop“ des Vereins für Konsumenteninformation für reges Anfrageaufkommen, die zweite Hälfte verlief aber vergleichbar ruhig, trotz vieler konsumentenrelevanter Bewegungen am Strom- und Gasmarkt.

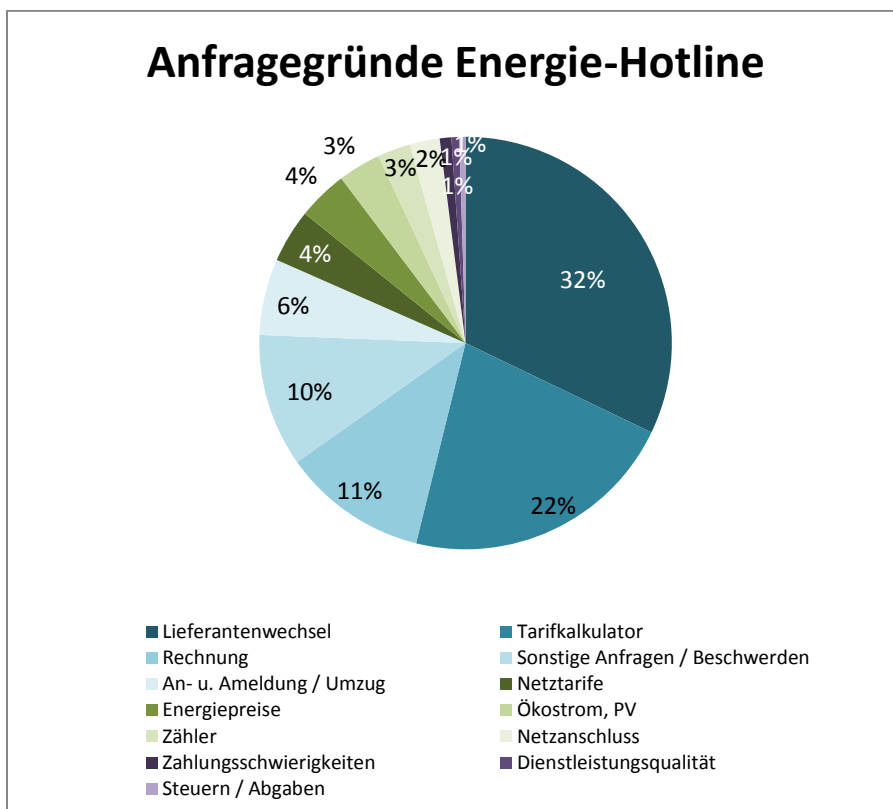


Abbildung 37: Anfragegründe Energie-Hotline
Quelle: E-Control

Schriftliche Anfragen, die Konsumententhemen betreffen, werden ebenfalls überwiegend von den Mitarbeitern an der Energie-Hotline bearbeitet. Im Jahr 2014 wurden ca. 1.650 dieser Anfragen per E-Mail, Webformular, Brief, oder Fax an die Energie-Hotline gerichtet. Insgesamt ist im Verlauf der vergangenen Jahre ein deutlicher Trend in Richtung schriftlicher Kommunikation zu erkennen. Das Jahr 2014 verzeichnet dementsprechend in diesem Bereich ein Plus von 17 Prozent im Vergleich zum Vorjahr.

Ein Großteil der Anfragen befasst sich mit allen Themen rund um Lieferantenwechsel (32 Prozent), Tarifikkulator (22 Prozent) und Rechnungen (11 Prozent). Bei Fragen zum Lieferantenwechsel handelt es sich in erster Linie um allgemeine Informationen zu Ablauf, Fristen und Unternehmensdaten.

Anrufe und schriftliche Eingänge zum Tarifikkulator betreffen zum Großteil Auskünfte zur Verwendung des Vergleichsportals oder die Bitte, eine Abfrage zum Anbieterwechsel durchzuführen. Durch dieses Service ermöglicht es die Energie-Hotline auch jene Konsumenten zu informieren, denen beispielsweise keine Internetverbindung zur Verfügung steht.

Allgemeine Fragen zu Rechnung und Rechnungskontrollen sind besonders bei den schriftlichen Eingängen ein häufiger Anfragegrund. Viele Konsumenten nehmen das Angebot der E-Control gerne an, ihre Rechnungen überprüfen zu lassen und Feedback über korrekte Abrechnung und Verbrauchsermittlung zu erhalten. In diesem Zusammenhang werden außerdem oftmals Fragen zur Einstufung der Höhe der Teilbeträge und zur getrennten Rechnungslegung geklärt.

Die übrigen 35 Prozent der telefonischen und schriftlichen Anfragen widmen sich unter anderem den Themen Anmeldung des Energielieferanten, Netzentgelte, Energiepreise, Zähler oder Ökostrom. Vergleichsweise seltener werden Fragen zu Netzanschluss, Zahlungsschwierigkeiten, Dienstleistungsqualität der Lieferanten und Netzbetreiber oder Steuern und Abgaben direkt an die Energie-Hotline gerichtet.

Vor-Ort-Beratungen der E-Control

Seit dem Jahr 2012 bietet die E-Control in Kooperation mit Gemeinden kostenlose Beratungsservices für Bürger in den Bundesländern an. Alleine 2014 wurden im Frühjahr und Herbst rund 80 Gemeinden in Niederösterreich, Oberösterreich, Burgenland, der Steiermark, Kärnten und Salzburg besucht. Die Gemeinden sind für die Bewerbung und Organisation der Beratungstermine selbst verantwortlich und nutzen bewährte Kanäle, wie etwa Gemeindezeitungen oder Postwürfe an alle Haushalte.

Die Bürger können ihre Fragen in Vieraugengesprächen direkt an die Experten der E-Control richten. Für die Mitarbeiter aller Fachabteilungen der E-Control eröffnet sich durch die Teilnahme an diesen Vor-Ort-Beratungen die Möglichkeit, aus erster Hand zu erfahren, welche Anliegen und Fragen die Bürger besonders beschäftigen.

Tarifkalkulatorabfragen, Beratung zum Lieferantenwechsel, Rechnungschecks und Selbsterzeugung von Strom (insbesondere Photovoltaik) sind häufige Themen bei diesen Vor-Ort-Beratungen. In vielen Fällen nutzen auch die Gemeinden selbst das Angebot der E-Control und informieren sich über ihre Möglichkeiten zur Kostenoptimierung am Strom- und Gasmarkt.

Streitschlichtung

Neben der Zuständigkeit der Regulierungskommission für Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Netzkunden (Entscheidung mit Bescheid) ist gemäß § 26 E-ControlG bei der E-Control eine Schlichtungsstelle eingerichtet. Alle Strom- und Gaskunden, Lieferanten, Netzbetreiber, sonstige Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen sowie Interessenvertretungen können Streit- oder Beschwerdefälle, insbesondere aus der Abrechnung von Elektrizitäts- bzw. Erdgaslieferungen, der E-Control zur Schlichtung vorlegen. Die E-Control hat sich zu bemühen, innerhalb von sechs Wochen eine einvernehmliche Lösung herbeizuführen.

Die Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen sind zur Mitarbeit im Schlichtungsverfahren verpflichtet. Die E-Control gibt nach Einholung der Stellungnahmen bei den Unternehmen eine Schlichtungsempfehlung ab, welche für die Unternehmen aber nicht verpflichtend ist.

Neben der reinen Schlichtungstätigkeit fungiert die Schlichtungsstelle als zentrale Informationsstelle für Verbraucher gemäß § 22 Z. 6 E-ControlG und informiert die Konsumenten über ihre Rechte und die Möglichkeiten des liberalisierten Strom- und Gasmarktes.

Im Jahr 2014 wurden insgesamt 3.178 Anfragen bzw. Beschwerden von Strom- und Gaskunden bei der Schlichtungsstelle eingebracht. Im Vergleich zum Vorjahr ist die Anzahl der Anfragen damit leicht gestiegen. Die Themen der Anfragen und Beschwerden reichen vom Lieferantenwechsel, allgemeinen Fragen zur Rechnungslegung, Verbrauchssteigerungen bis hin zu Problemen bei Preiserhöhungen und Fragen bei Zahlungsschwierigkeiten und drohenden Abschaltungen.

Wirksamkeit der Maßnahmen zum Schutz der Kunden

Durch die Umsetzung des 3. Binnenmarktpakets der Europäischen Union wurde ein Maßnahmenbündel in EIWOG und GWG umgesetzt um die Grundversorgung zu gewährleisten und ausreichende Maßnahmen zum Schutz von schutzbedürftigen Kunden zu definieren.

Dazu ist ein geregeltes Mahnverfahren mit zweimaliger Mahnung und zweiwöchiger Fristsetzung zu zählen, wobei vor einer Abschaltung mit eingeschriebenem Brief zu mahnen ist. Zudem sind Abschaltungen vor Feiertagen und Wochenenden nicht zulässig. Weiters wurden die Gebühren für Mahnungen und Abschaltungen für Netzbetreiber per Verordnung festgelegt. Durch die Grundversorgung nach § 77 EIWOG bzw. § 124 GWG haben Kunden auch bei Zahlungsverzug die Möglichkeit, einen Grundversorgungsvertrag einzugehen und damit die weitere Versorgung mit Energie sicherzustellen. Bei neuerlichem Verzug ist eine Abschaltung allerdings zulässig. Ein generelles Recht auf Installation eines Prepaymentzählers besteht nicht, gerät ein Kunde in der Grundversorgung allerdings in Verzug, hat er die Möglichkeit, sich einen solchen einbauen zu lassen, um die drohende Abschaltung zu vermeiden. Ein weiteres Recht auf Einbau eines Prepaymentzählers besteht – unabhängig von einer allfälligen Grundversorgung – wenn eine Sicherheitszahlung zu leisten ist.

Zur Beurteilung der Wirksamkeit dieser Maßnahmen wurde in § 88 EIWOG bzw. § XX GWG vorgesehen, dass entsprechende Daten im Rahmen des Marktmonitorings von Netzbetreibern und Lieferanten zu melden sind.

Monitoringdaten Strom und Gas

Für das Monitoring Strom sind grundsätzlich die Länder zuständig, die Daten sind der Regulierungsbehörde jedoch zu übermitteln. Die so erhobenen Daten zeigen, dass knapp 6000 Prepaymentzähler im Jahr 2014 installiert waren und knapp 40.000 Kunden wegen Zahlungsverzugs vom Netz genommen wurden. Grundversorgte Kunden gibt es gleichzeitig kaum, nicht einmal 100 sind es laut der Meldungen in ganz Österreich. Es drängt sich daher die Frage auf, ob das Institut der Grundversorgung überhaupt in der Form funktioniert, bzw. angenommen wird, da die Grundversorgung ja gerade Abschaltungen verhindern sollte. Auch Prepaymentzähler sind gerade für jene Fälle vorgesehen, die von Abschaltung bedroht sind.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für Gas, wobei hier die E-Control die unmittelbar zuständige und auch verordnungserlassende Behörde ist. Auch hier zeigt sich, dass einer sehr geringen Zahl von Kunden in der Grundversorgung (ebenfalls unter 100) eine nicht unbeträchtliche Zahl von über 7000 Abschaltungen gegenübersteht. Auffallend ist die deutlich geringere Zahl an Abschaltungen im Gasbereich verglichen mit Strom. Da etwa ein Drittel aller Kunden Gas beziehen, ist dieser Unterschied nicht allein der geringeren Zahl an Gaskunden geschuldet. In Strom kommt es also häufiger zu Abschaltungen als in Gas.

Ökostrom Befreiung

Zusätzlich zu den genannten Maßnahmen, die der Gesetzgeber in EIWOG und GWG verankert hat, wurde im Rahmen des Ökostromgesetzes eine finanzielle Erleichterung für Kunden, die gewisse Kriterien erfüllen (Bezieher von Transferleistungen aus dem Sozialsystem – z.B. Arbeitslosengeld oder Ausgleichszulage – bei gleichzeitig niedrigem Einkommen), eingeführt. Anspruchsberechtigte Kunden

Website der E-Control

Die Zahl der Besuche auf der E-Control Website blieb 2014 mit rund 1,1 Millionen Besuchen auf etwa gleichem Niveau wie im Vorjahr.

Die Online-Applikationen der E-Control haben dabei gleich in mehrfacher Hinsicht einiges zu der in diesem Jahr spürbar zugenommenen Aktivität auf dem österreichischen Strom- und Gasendkundenmarkt beigetragen. Erneut stand die zielgruppenorientierte Website im Zentrum und bewies mit weiterhin konstant niedrigen Absprungraten von durchschnittlich nur 10 Prozent, dass das Konzept den Ansprüchen der Informationssuchenden sehr gut entspricht.

E-Control Online-Tools

Der Tarifikalkulator, nach wie vor die wichtigste Online-Applikation der E-Control, war vor allem im Frühjahr sowie im Herbst 2014 besonders im Einsatz für vergleichsinteressierte Konsumenten.

Zum einen haben sich im Jahr 2014 über eine halbe Million Verbraucher mit dem Tarifikalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert, zum anderen konnte die Tarifikalkulator-Technologie in einer Kooperation mit dem Verein für Konsumenteninformation (VKI) für die Durchführung der beiden erfolgreichen Collective-Switching Aktionen „Energiekosten-Stop“ genutzt werden.

Im Jänner 2014 ging mit dem Gewerbe-Tarifikalkulator eine weitere, neue Preisvergleichsapplikation online, für die sich bereits seit einiger Zeit an der Hotline und über die Internetkontaktformulare große Nachfrage ankündigt. Der neue Gewerbe-Tarifikalkulator ermöglicht nun erstmals auch kleinen und mittleren Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gastarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas.

Weit über 20.000 Gewerbebetriebe nutzten diese Gelegenheit bereits im ersten Jahr.

Auch der KMU-Energiepreis-Check, mit dem Gewerbeunternehmen ihre frei verhandelbaren Energiepreise mit denen vergleichen können, die andere Unternehmen derselben Sparte zahlen, verzeichnete im Jahr 2014 über 10.000 Besuche, womit aus der Zielgruppe der KMU über 30.000 Unternehmen die Möglichkeiten zum einfachen und transparenten Preisvergleich genutzt haben. Bedenkt man die im Vergleich zu den Haushalten wesentlich kleinere Zielgruppe, ist die Reichweite der neuen Tools sehr zufriedenstellend.

4.2. Überwachung des Energiegroßhandels

Energiegroßhandelsdatenverordnung

Die E-Control hat im Jahr 2014 einen Diskussionsprozess über eine vorgezogene und erweiterte Sammlung von Transaktionsdaten zur Überwachung des Handels mit Energiegroßhandelsprodukten auf nationaler Ebene sowie zur Überwachung der Einhaltung aller durch die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 auferlegten Pflichten und Verbote gestartet. Basierend auf diesem Diskussionsprozess wurde im Jänner 2015 die sogenannte Energiegroßhandelsdatenverordnung (EGHD-VO) beschlossen und im Bundesgesetzblatt veröffentlicht.

Die EGHD-VO sieht vor, dass Marktplätze, Informationen der bei ihnen eingehenden Kauf- und Verkaufsgebote sowie über getätigte Geschäfte ab 1. Mai 2015 an die E-Control zu melden haben. Seitens der Marktteilnehmer sind keine Aktionen erforderlich, da diese Meldung nicht im Namen der Marktteilnehmer erfolgt, sondern eine Verpflichtung für Marktplätze darstellt.

Nicht-Standardverträge (Vollversorgungsverträge oder solche, die bestimmte individuell vereinbarte Regelungen enthalten) müssen ab 1. Oktober 2015 von den Marktteilnehmern gemeldet werden. Die Regelung in der EGHD-VO sieht neben der Ausnahme für Kleinproduzenten eine zusätzliche wesentliche Einschränkung bei der Meldeverpflichtung vor. So sind Endkundenlieferanten mit einem Jahresabsatz von bis zu 150 GWh von der

Meldeverpflichtung gemäß EGHD-VO ausgenommen. Diese müssen ihre Nicht-Standardverträge erst ab April 2016 an ACER übermitteln. Eine regelmäßige Übermittlung an die E-Control ist nicht erforderlich. Die Verpflichtung zur Registrierung bleibt davon aber unberührt, da diese vor allem für die Abwicklung der EU-Meldung notwendig ist.

Die EGHD-VO sieht zudem vor, dass mit der Meldung von Transaktionsdaten an ACER auch die Meldeverpflichtung an die E-Control als erfüllt gilt. Dies bedeutet, dass eine Transaktion, die an ACER übermittelt wurde (direkt oder indirekt über Dritte), nicht mehr an die E-Control übermittelt werden muss. Für Marktteilnehmer bedeutet dies, dass erwartungsgemäß mit April 2016 die Meldungen an die E-Control eingestellt werden können, sofern die EU-Meldung erfolgreich ist.

REMIT-Projekt

Im Zuge der nationalen Umsetzung der REMIT wurden wesentliche Meilensteine erreicht. Im Mai 2014 wurden die REMIT Räumlichkeiten, in denen die operative Handelsüberwachung erfolgt, fertiggestellt und bezogen. Diese räumliche Trennung der Handelsüberwachung stellt eine wesentliche Maßnahme zur Risikominderung dar und gewährleistet ein hohes Maß an Vertraulichkeit, Integrität und Schutz der im Zuge der REMIT erhobenen Daten.

Im Juni 2014 ging das nationale Registrierungssystem (NRS) für Marktteilnehmer iSd REMIT in Betrieb. Damit können Marktteilnehmer ihrer Verpflichtung zur Registrierung gemäß Artikel 9 REMIT nachkommen. Die E-Control überprüft die von den Marktteilnehmern eingegebenen Informationen und übermittelt diese an ACER. Alle Marktteilnehmer erhalten nach dem erfolgreichen Abschluss der Registrierung einen ACER Code, der die Registrierung für REMIT-Zwecke eindeutig identifiziert.

Darüber hinaus wurde die Handelsüberwachungssoftware, mit der die quantitative Analyse der ermittelten Energiegroßhandelsdaten durchgeführt wird, weiterentwickelt und an die Bedürfnisse der E-Control angepasst.

Zur Unterstützung der Zusammenarbeit nationaler Regulatoren auf regionaler Ebene gemäß Art. 7 Abs. 2 REMIT und Art. 16 Abs. 1 REMIT wurde ein Kooperationsvereinbarungsentwurf erarbeitet, der die genauen Prozesse der Zusammenarbeit näher definiert. Ziel ist es, diese Vereinbarung im Laufe des Jahres 2015 zu unterzeichnen.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Indikatoren der Stromwirtschaft	4
Tabelle 2: Indikatoren der Gaswirtschaft	5
Tabelle 3: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge	23
Tabelle 4: Entwicklung der Engpassleistung	23
Tabelle 5: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte.....	40
Tabelle 6: Margen ohne „Erzeuger“	44
Tabelle 7: Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand 1.4.2015 ...	77
Tabelle 8: Spezifika der angebotenen Speicherprodukte der österreichischen Speicherunternehmen.....	79
Tabelle 9: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte.....	86