

MARKTBERICHT

2017

ENERGIE-CONTROL AUSTRIA FÜR DIE
REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS-
UND ERDGASWIRTSCHAFT



E-CONTROL

INHALT

1	Maßgebliche Entwicklungen	4
1.1	Gemeinsame deutsch-österreichische Strompreiszone	4
1.2	Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen	5
1.3	Maßgebliche Regulatorische Entwicklungen	10
1.3.1	Statistik-Verordnungen Strom und Gas	10
1.3.2	Energielenkungsdaten-Verordnungen Strom und Gas	10
1.3.3	Monitoring-Verordnung Gas und Monitoring Strom	10
1.3.4	Gasmarktmodell-Verordnung	11
1.4	Sicherheit der Strom- und Gasversorgung	12
2	Strommarkt	16
2.1	Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung Strom im Jahr 2016	16
2.2	Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur	17
2.3	Wettbewerb am Strommarkt	18
3	Gasmarkt	35
3.1	Regulierung der Netze: Kostenermittlung und Tarifierung Gas im Jahr 2016	35
3.2	Investitionen in die österreichische Gasnetzinfrastruktur - cmi	40
3.3	Wettbewerb am Gasmarkt	43
4	Services für Endkunden	58
4.1	Tarifkalkulator für Haushalte	58
4.2	Tarifkalkulator für Gewerbebetriebe	59

4.3	KMU Energiepreis-Check	59
4.4	Onlineaktivitäten	59
4.5	Endkundenberatung	60
4.6	Die Schlichtungsstelle der E-Control	62
4.7	Leistbarkeit und Energiearmut	64
5	Abkürzungsverzeichnis	66

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

ABBILDUNG 1: VON DER OEMAG (ÖKO-BGVs) ABGENOMMENE ÖKOSTROMMENGEN IN DEN JAHREN 2003 BIS 2016....	6
ABBILDUNG 2: VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS	14
ABBILDUNG 3: ABSATZSZENARIEN GAS	15
ABBILDUNG 4: NETZENTGELTENTWICKLUNG ÖSTERREICHSTRUKTUR	17
ABBILDUNG 5: TERMINMARKT ENTWICKLUNG	19
ABBILDUNG 6: SPOTMARKT ENTWICKLUNG.....	20
ABBILDUNG 7: ENTWICKLUNG REGELRESERVEKOSTEN	21
ABBILDUNG 8: ENTWICKLUNG DES STROMPREISES (KOMponentEN NOMINAL, GESAMTPREIS REAL JAHR 2000 = 100) ..	25
ABBILDUNG 9: ENERGIEPREISE STROM FÜR HAUSHALTSKUNDEN IM JEWEILIGEN NETZGEBIET (EXKL. ENERGIE, NETZ, STEUERN UND ABGABEN) OHNE RABATTE, STANDARDPRODUKT DES LOKALEN LIEFERANTEN, 3.500 kWh/JAHR ..	26
ABBILDUNG 10: ENTWICKLUNG DES STROMPREISES (KOMponentEN NOMINAL, GESAMTPREIS REAL JAHR 2000 = 100)	27
ABBILDUNG 11: ENTWICKLUNG EINSARPOTENZIAL (ENERGIEKOSTEN INKL. UMSATZSTEUER) EINES MUSTERHAUSHALTES (3.500 kWh/A) DURCH DEN WECHSEL VOM ANGESTAMMTEN ZUM GÜNSTIGSTEN STROMLIEFERANTEN	28
ABBILDUNG 12: STROMPREIS EINES GEWERBEBETRIEBES NACH BUNDESLÄNDERN (NOVEMBER 2016)	29
ABBILDUNG 13: ENTWICKLUNG INDUSTRIESTROMPREISE	30
ABBILDUNG 14: WECHSELRATEN UND ANZAHL DER GEWECHSELTEN ZÄHLPUNKTE	31

ABBILDUNG 15: QUARTALSWEISE ENTWICKLUNG VON WECHSELRATEN UND ANZAHL DER GEWECHSELTEN ZÄHLPUNKTE	33
ABBILDUNG 16 HAUSHALTSSTROMPREISE (ENERGIE, NETZ UND STEUERN UND ABGABEN) IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH (2. HALBJAHR 2016, GRUPPE DC 2.500 kWh - 5.000 kWh/JAHR)	34
ABBILDUNG 17: ENTWICKLUNG DER GAS-TARIFIERUNGSMENGE	36
ABBILDUNG 18: ENTGELTENTWICKLUNG GAS-NETZNUTZUNGSENTGELT EBENE 3-MUSTERKUNDE.....	37
ABBILDUNG 19: ENTGELTENTWICKLUNG GAS-NETZNUTZUNGSENTGELT EBENE 2-MUSTERKUNDE.....	38
ABBILDUNG 20: PREISENTWICKLUNG DAY-AHEAD.....	44
ABBILDUNG 21: ENTWICKLUNG CEGH.....	45
ABBILDUNG 22: ENTWICKLUNGEN GAS UND ÖLPREISE.....	46
ABBILDUNG 23: SPEICHERUNTERNEHMEN UND SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH, STAND SEPTEMBER 2016	47
ABBILDUNG 24: BUCHUNG UND NUTZUNG DES SPEICHERVOLUMENS DER ÖSTERREICHISCHEN GASSPEICHER	48
ABBILDUNG 25: SPEICHERSTÄNDE	49
ABBILDUNG 26: GASPRISENTWICKLUNG HAUSHALTE GEWICHTET IN CENT/kWh (KOMponentEN NOMINAL, GESAMTPREIS REAL JAHR 2000 = 100).....	51
ABBILDUNG 27: ENTWICKLUNG DER GASPRISE FÜR HAUSHALTSKUNDEN IM JEWEILIGEN NETZGEBIET (ENERGIE INKL. UNBEDINGTER RABATTE, OHNE NETZ, STEUERN UND ABGABEN) STANDARDPRODUKT DES LOKALEN LIEFERANTEN, 15.000 kWh/JAHR.....	52
ABBILDUNG 28: ENTWICKLUNG EINSARPOTENZIAL (ENERGIEKOSTEN INKL. UMSATZSTEUER) EINES MUSTERHAUSHALTES (15.000 kWh/a) DURCH DEN WECHSEL VOM ANGESTAMMTEN ZUM GÜNSTIGSTEN GASLIEFERANTEN.....	53
ABBILDUNG 29: GASPRISE EINES GEWERBEBETRIEBES NACH BUNDESLÄNDERN (NOVEMBER 2016).....	54
ABBILDUNG 30: ENTWICKLUNG INDUSTRIEGASPRISE	55
ABBILDUNG 31: WECHSELRATEN UND ANZAHL DER GEWECHSELTEN ZÄHLPUNKTE	56
ABBILDUNG 32: QUARTALSWEISE ENTWICKLUNG VON WECHSELRATEN UND ANZAHL DER GEWECHSELTEN ZÄHLPUNKTE	57
ABBILDUNG 33: HAUSHALTSGASPRISE (ENERGIE, NETZ UND STEUERN UND ABGABEN) IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH (2. HALBJAHR 2016, GRUPPE 5555 kWh - 55.555 kWh/JAHR)	58
ABBILDUNG 34: BESCHWERDEGRÜNDE 2015-2016.....	63

1 MAßGEBLICHE ENTWICKLUNGEN

1.1 GEMEINSAME DEUTSCH-ÖSTERREICHISCHE STROMPREISZONE

Der bis jetzt unbegrenzte Handel am deutsch-österreichischen Strommarkt wird mit 1. Oktober 2018 beschränkt. Die Spitzen im Stromaustausch werden künftig gekappt, der Stromhandel zwischen den traditionell gut integrierten Märkten Deutschland und Österreich wird jedoch auch zukünftig in großem Umfang möglich sein. Es können 4.900 Megawatt (4,9 Gigawatt) Strom durch Langfriskapazitäten vergeben werden. Das entspricht in etwa der Hälfte des österreichischen Verbrauchs zu Spitzenzeiten. Das sind die Eckpunkte einer Einigung, die im Mai 2017 zwischen den deutschen und österreichischen Energieregulatoren Bundesnetzagentur und E-Control erzielt wurde. Damit haben die jahrelangen Diskussionen zwischen der Bundesnetzagentur und der E-Control vorerst ein Ende erreicht. Durch das Ergebnis bleibt der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich somit weitgehend im vom Markt benötigten Ausmaß offen.

Im täglichen Handel soll die Kapazitätsvergabe in die Region Central-West, die die Länder Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und Deutschland umfasst, integriert werden. Dadurch kann sich die vereinbarte Kapazität von 4,9 Gigawatt um kurzfristige Handelskapazitäten erhöhen.

Zudem sollen zukünftig Stromhandelskapazitäten mit einem weiteren Übertragungsnetzausbau etappenweise weiter erhöht werden, zum Beispiel durch den Bau der Leitung St. Peter - Isar

Um die Übertragungskapazität im Netz zusätzlich abzusichern, werden die Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands und Österreichs ihre schon bestehende enge Zusammenarbeit weiterführen. Österreichische Kraftwerke müssen im Rahmen dieser Kooperation den deutschen Übertragungsnetzbetreibern weiterhin für allenfalls erforderliches Redispatch zur Verfügung stehen, andernfalls erfolgt eine Kürzung der dem Handel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten..

Ohne die jetzt erzielte Einigung hätte Deutschland die Vorbereitungsarbeiten und die Einführung eines Engpasses einseitig fortgesetzt, was für die österreichischen Stromkunden und den Markt deutlich schlechtere Bedingungen gebracht hätte. Durch die Einigung und die als nächsten Schritt folgende weitere detaillierte Ausgestaltung wurde für alle Marktteilnehmer die erforderliche sichere Planungsbasis zur weiteren Vorgangsweise geschaffen.

Gemeinsamer Strommarkt seit rund 15 Jahren

Der gemeinsame Strommarkt zwischen Deutschland und Österreich besteht seit der Liberalisierung der Energiemärkte vor mehr als 15 Jahren. Seither bilden Deutschland und Österreich eine gemeinsame Preiszone, in beiden Ländern gibt es also denselben Großhandelspreis für Strom. Ausgangspunkt für die Diskussion zur Trennung der gemeinsamen Preiszone war die rechtlich unverbindliche Stellungnahme der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vom September 2015. Darin wurde gefordert, an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich eine Kapazitätsvergabe einzurichten.

1.2 STROM- UND GASMARKT IN KENNZAHLEN

Indikatoren der Stromwirtschaft

In Österreich wurden im Berichtsjahr 2016 mit insgesamt 70,3 TWh um 1 % bzw. 0,7 TWh mehr elektrische Energie im Inland verbraucht wie im Vorjahr.

Nach einer vergleichsweise sehr niedrigen Stromerzeugung der Wasserkraftwerke im Vorjahr von 40,5 TWh wurden 2016 mit 42,8 TWh wieder um 2,3 TWh bzw. 5,7 % mehr erzeugt, wobei anzumerken ist, dass die Erzeugung der Speicherkraftwerke um 1,6 % zurückging und die Erzeugung der Laufkraftwerke mit einem Erzeugungskoeffizienten von 1,0 im langjährigen Mittel lag. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke stieg um 1,1 % und erreichte 19,0 TWh. Hier ging die Erzeugung der kohlebefeueten Kraftwerke um um knapp ein Drittel zurück, während alle anderen Primärenergie-träger stärker zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Da die physikalischen Stromimporte einen vergleichsweise hohen Rückgang von 10,3 % bzw. 3,0 TWh verzeichneten und die Exporte gleichzeitig um 0,6 % zurück gingen, reduzierten sich die Netto-Importe von 10,1 TWh auf nunmehr 7,2 TWh.

Indikatoren der Stromwirtschaft

	GWh (2016)	Veränderung zu 2015
Bruttostromerzeugung	67.628	4,68%
Physikalische Importe	26.343	-10,30%
Physikalische Exporte	19.188	-0,63%
Pumstromverbrauch	4.486	-11,20%
Inlandsstromverbrauch	70.297	0,99%
Jahresspitze (3. Mittwoch; MW)	11.197	2,77%

Tabelle 1: Indikatoren der Stromwirtschaft

Quelle: E-Control

Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich ein ähnliches Bild wie auch in den vergangenen Jahren. Den größten Erzeugungszuwachs gab es im Bereich der Windkraft mit zusätzlichen 395 GWh. Bei der Biomasse wurden um 221 GWh mehr Strom erzeugt und bei der Photovoltaik waren es 82 GWh.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien eine Steigerung von 2015 auf 2016 um:

- Windkraft +8,2 %
- Photovoltaik +14,1 %
- Biomasse +5,1 %

Obwohl die Erzeugung der Wasserkraftwerke kleiner 10 MW im Berichtsjahr 2016 mit 6,0 TWh um 0,7 TWh oder 12,7 % mehr Strom erzeugten, als im Vorjahr, kam es im Bereich der Kleinwasserkraft trotz gestiegener kontrahierter Leistung 2016 zu einem Rückgang auf 1.519 GWh (1.703 GWh im Jahr 2015).

Wie seit 2011 basiert der Anstieg des Anteils der abgenommenen Ökostrommengen vorrangig auf einem Zuwachs im Bereich der Windkraft (siehe Abbildung 1). In diesem Bereich stieg die erzeugte Strommenge von 2015 auf 2016 um 7,4 %. Im Bereich der Photovoltaik waren es 14,6%. Im Bereich von Biogas (+1%) konnte nach einem Rückgang von 2013 auf 2014 nach 2015 erneut eine Steigerung erzielt werden. Im Bereich der Kleinwasserkraft kam es nach einem Rückgang im Jahr 2015 zu einer Steigerung auf 1.772 GWh für 2016.

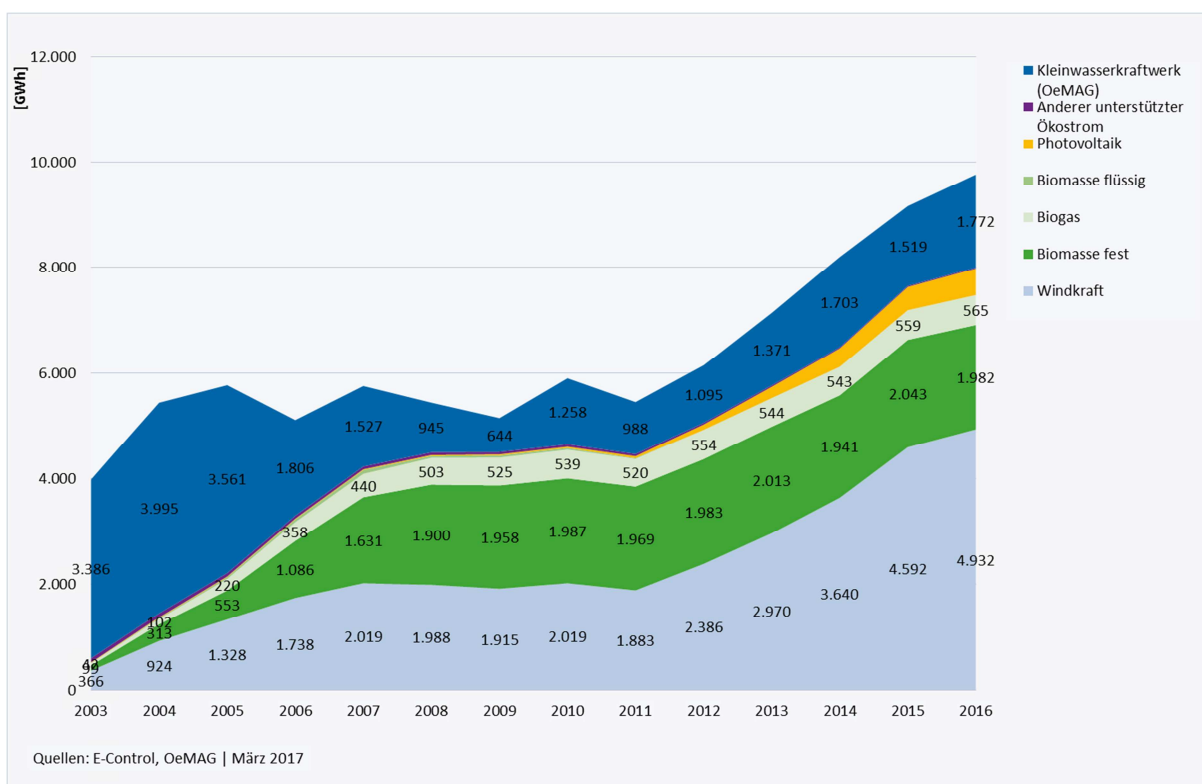


Abbildung 1: Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2016

Quelle: E-Control, OeMAG

Indikatoren der Gaswirtschaft

Nicht zuletzt bedingt durch den stärkeren Einsatz der gasbefeuerten Kraftwerke stieg die Gasabgabe an Endkunden im Berichtsjahr 2016 um 4,1 % oder 3,5 TWh bzw. 0,3 Mrd Nm³ gegenüber dem Vorjahr und erreichte 87,9 TWh oder 7,8 Mrd Nm³. Damit wurde knapp an das Verbrauchsniveau von 2012/13 (94,9 TWh 2012 bzw. 91,0 TWh 2013) aufgeschlossen. Dennoch ist die wirtschaftliche Situation für Gaskraftwerke insbesondere aufgrund des niedrigen Strom-

und Kohlepreisniveaus weiterhin angespannt. Diese sind daher nicht mehr im gleichen Ausmaß wie in den vergangenen Jahren im Einsatz.

Indikatoren der Gaswirtschaft

	GWh (2016)	Veränderung zu 2015
Importe	497.365	5,66%
Produktion	12.594	-6,06%
Ausspeicherung	61.681	-5,20%
Exporte	416.996	2,55%
Einspeicherung	61.953	14,67%
Eigenverbrauch, Verluste	4.926	10,11%
Abgabe an Endkunden	87.880	4,13%
Max. Tagesverbrauch	24.591	18,89%
Min. Tagesverbrauch	3.559	7,52%

Tabelle 2: Indikatoren der Gaswirtschaft

Quelle: E-Control

Die Erdgasbilanz war 2016 durch eine deutlich stärkere Befüllung der inländischen Erdgasspeicher als im Vorjahr gekennzeichnet – netto wurden um 11,3 TWh bzw. 1,0 Mrd Nm³ mehr in die Speicher eingepresst – was eine starke Erhöhung der Netto-Importe zur Folge hatte. Dabei stand einer Erhöhung der Exporte um 10,4 TWh bzw. 0,9 Mrd Nm³ eine gleichzeitige Erhöhung der Importe um 26,6 TWh bzw. 2,4 Mrd Nm³ gegenüber, sodass bilanziell der Verbrauchszuwachs aus den Importen gedeckt wurde. Insgesamt war damit eine deutliche Steigerung bei der Befüllung der österreichischen Erdgasspeicher zu verzeichnen, in denen per Jahresende 2016 insgesamt 60,8 TWh bzw. 5,4 Mrd Nm³ vorrätig gehalten wurden, womit der bisher zweithöchste Speicherstand zu diesem Stichtag gegeben war. Auch der Füllungsgrad von 65,6 % - der um rd. 10 Prozentpunkten über der inländischen Abgabemenge der letzten zwölf Monate liegt – wurde bisher nur selten erreicht, wobei im dritten Quartal auch eine Erhöhung des gesamten Speichervolumens um knapp 1 TWh gegeben war.

Maßgebliche Marktentwicklungen

Strommarkt

Die Netzkodizes im Strombereich sind wesentlicher Bestandteil des 2009 in Kraft getretenen dritten Energiebinnenmarktpakets der EU. Das dritte Paket schuf etwa den Verband für die Stromübertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), definierte Entflechtungserfordernisse, stärkte die Konsumentenrechte und legte Maßnahmen für die Versorgungssicherheit fest. Die Netzkodizes und Leitlinien sind EU-Verordnungen und daher unmittelbar gültig. Zum Teil erfordern sie aber weitere Umsetzungsschritte, wie etwa die Entwicklung bestimmter Berechnungsmethoden oder die Genehmigung von allgemeinen Bedingungen. Bestehende Regelungen auf nationaler Ebene sind zum Teil anzupassen.

Im Strombereich wurden acht Kodizes bzw. Leitlinien entwickelt, fünf davon sind bereits in Kraft. Die Kodizes haben einen gesamteuropäischen Ansatz, sie vervollständigen bestehende nationale Regelungen im Energiebereich, um relevante grenzüberschreitende Themen in einer systematischen und koordinierten Weise zu bearbeiten. Netzkodizes stehen für eine tiefere, engere europäische Zusammenarbeit im Energiebereich und regeln nicht nur technisk-, sondern auch marktrelevante Themen. Sie definieren und harmonisieren zahlreiche Regelungen für den Stromhandel und das Stromnetz, unter anderem in den Bereichen Kapazitätsvergabe und Engpassmanagement, Netzbetrieb, Netzanschluss oder Regelenergie.

Die Kodizes haben bereits spürbare Auswirkungen auf die heimischen Netzbetreiber, Erzeuger, Händler und Verbraucher. Durch die Netzkodizes sollen die österreichischen Stromkunden letztlich von einer höheren Versorgungssicherheit und einem wettbewerbsfähigeren Markt profitieren. Auch soll der grenzüberschreitende Handel durch die Netzkodizes gefördert werden. Netzkodizes ermöglichen zudem die bessere Einbindung von Ökostrom und bereiten damit den Weg für Strom aus Wind und Photovoltaik.

Voraussichtlich bis etwa 2022 werden alle Netzkodizes im Strombereich vollständig umgesetzt sein.

Endkundenmarkt Strom

Insgesamt sind 150 Stromlieferanten am Strommarkt zu finden, die 4,3 Millionen Haushalte und 1,4 Millionen Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden beliefern. Davon sind 118 regionale Anbieter, die den Großteil der Kunden in ihrem Liefergebiet haben. Je nach Region stehen in der Regel einem angestammten Lieferanten 27 alternative Lieferanten, gegebenenfalls eine oder zwei Tochtergesellschaften der regionalen Anbieter und bis zu 15 regionale Lieferanten, die auch österreichweit anbieten, gegenüber. In Wien kann ein Haushaltskunde zwischen 95 Angeboten von mehr als 40 Anbietern wählen, in Vorarlberg und Tirol ist das Angebot im Vergleich zu Wien nur geringfügig eingeschränkt.

In den letzten fünf Jahren stieg die Anzahl der Stromlieferanten für Kleinkunden, die ihre Produkte österreichweit anbieten von zwölf auf 45. Nachdem im Jahr 2015 sechs neue Stromlieferanten auf den Markt eingetreten sind, setzte sich dieser Trend fort. Im Jahr 2016 sind noch neun neue Lieferanten dazugekommen. Insgesamt sind 152 Stromlieferanten am Strommarkt zu finden, die 4,3 Millionen Haushalte und 1,4 Millionen Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden beliefern. Davon sind 118 regionale Anbieter, die den Großteil der Kunden in ihrem Liefergebiet haben. Je nach Region stehen in der Regel einem angestammten Lieferanten 27 alternative Lieferanten, gegebenenfalls eine oder zwei Tochtergesellschaften der regionalen Anbieter und bis zu 15 regionale Lieferanten, die auch österreichweit anbieten, gegenüber.

Die Intensivierung des Wettbewerbs der letzten Jahre am österreichischen Markt hat sich weiter fortgesetzt. Zu beobachten sind gestiegene Wechselzahlen, ein deutlich höheres Einsparpotenzial beim Lieferantenwechsel durch Einmalrabatte, neue Marktteilnehmer und ein bedeutender Anstieg der Produktvielfalt. Dem stehen steigende Probleme mit Einmalrabatten gegenüber, z.B. wurde bei der letzten VKI Aktion der Preis schon nach dem ersten Jahr deutlich angehoben, so dass die Wechsler nun deutliche Verschlechterungen in Kauf nehmen mussten.

Das Thema Digitalisierung ist eines der Hauptthemen der Branche geworden. Lieferanten diversifizieren ihre Kommunikation zur Kundenbindung und nutzen vermehrt digitale Vertriebskanäle, wie mobile Webseiten, Apps, Online Kundenservices, Online-Möglichkeiten zum Vertragsabschluss und zum Kauf von Produkten auf der eigenen Webseite

oder über Partner, Kundenservices per Chat und Social-Media-Aktivitäten. Parallel dazu ist auch die Intensivierung des Direktvertriebs zu beobachten gewesen.

Im Kalenderjahr 2016 haben insgesamt 218.300 Zählerpunkte ihren Stromversorger gewechselt, was einer Wechselrate von 3,6 % entspricht. Damit wurden seit Beginn der Liberalisierung (2001) die meisten Wechsel im Strombereich verzeichnet (bisheriger Höchstwert 2014 mit 206.600 gewechselten Zählerpunkten bzw. einer Wechselrate von 3,4 %). 2016 wurden 174.139 Zählerpunkte im Haushaltsbereich von neuen Versorgern beliefert, was einer Wechselrate von 3,5 % entspricht. Bei den Nichthaushalten, die nunmehr auch die früheren Gewerbekunden sowie die Landwirtschaft umfassen, wechselten 44.100 oder 3,9 % der Zählerpunkte. Die höchste Wechselbereitschaft war bei den sonstigen Kleinabnehmern (das sind Nichthaushalte mit einem Jahresbezug von maximal 4,0 GWh) mit 4,0 %, gefolgt von den Haushalten mit 3,5 % und der mittleren Industrie mit 3,4% (Jahresstrombezug zwischen 4,0 GWh und 20,0 GWh) zu verzeichnen. Demgegenüber wechselten nur 0,9 % der Zählerpunkte der Großindustrie ihren Versorger.

Gasmarkt Gas:

Im Gasbereich ist im September 2016 der Tarif-Netzkodex zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen im zuständigen Komitologieausschuss verabschiedet worden, im Oktober 2016 die Ergänzung des Capacity Allocation Mechanisms (CAM)-Netzkodex bezüglich zusätzlicher und neuer Kapazität.

Nach der dreimonatigen Einspruchsfrist von Rat und Europäischem Parlament sollen sowohl der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen als auch die Ergänzung des CAM-Netzkodex mit 1. April 2017 in Kraft treten.

Der Netzkodex zur Interoperabilität und Datenaustausch wurde 2015 im EU-Amtsblatt veröffentlicht und ist seit 1. Mai 2016 anwendbar.

Die Netzkodizes zur Kapazitätsallokation, zur Bilanzierung sowie die Leitlinien zur Transparenz und zum Engpassmanagement sind bereits seit Längerem anwendbar. Damit ist die Erarbeitung von Netzkodizes im Gasbereich vorübergehend abgeschlossen. Die österreichischen Marktregeln wurden entsprechend der europäischen Rechtsakte angepasst.

Voraussichtlich bis etwa 2019 werden alle Netzkodizes im Gasbereich vollständig umgesetzt sein.

Endkundenmarkt

Auch im Gasmarkt hat sich die Anzahl der Gaslieferanten erhöht: McGas und Sturm Energie, neu gegründete österreichische Unternehmen, EnergieDirect – der alt ansässige Heizöl und Schmier- und Treibstoffhändler, der nur für Gewerbebetriebe anbietet, und die Firma Maingau aus Deutschland, die neben Strom auch Gas für Haushalts- und Gewerbekunden anbietet. Insgesamt 40 Gaslieferanten, fast die Hälfte davon sind alternative Anbieter, beliefern 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkunden in Österreich.

Das Gasangebot in Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells und der Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 kontinuierlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit goldgas nur einen alternativen Anbieter gab, bekommen Kleinkunden in Tirol inzwischen bis zu 47 Angebote (im Vorjahr 24) von 19 unter-

schiedlichen Anbietern. Im Marktgebiet Ost haben Haushalte ein etwas breiteres Angebot mit über 61 Angeboten (im Vorjahr 40) von 25 und mehr Anbietern.

Auch im Gasmarkt hat sich die Anzahl der Gaslieferanten erhöht, insgesamt sind neun dazu gekommen. Rund 40 Gaslieferanten, fast die Hälfte davon alternative Anbieter, beliefern 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkunden in Österreich. Im Marktgebiet Ost können Haushalte zwischen mehr als 65 Angeboten von 25 und mehr Anbietern wählen. In Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells das Angebot kontinuierlich erweitert und inzwischen bekommen Kleinkunden in Tirol bis zu 47 Angebote von 19 unterschiedlichen Anbietern.

68.250 Zählpunkte bezogen 2016 Erdgas von einem neuen Versorger. Dies entspricht einer Wechselrate von 5,1 %. Damit haben auch im Erdgasbereich mehr Zählpunkte ihren Versorger gewechselt als jemals zuvor (bisher war 2014 mit 56.800 Wechslern bzw. einer Wechselrate von 4,2 % Spitzenreiter). Bei den Haushalten wechselten 62.850 Zählpunkte, bei den Nichthaushalten 5.400, was Wechselraten von 5,0 % bzw. 7,0 % entspricht. Im Unterschied zum Strombereich ist im Erdgasbereich die Wechselbereitschaft in den großen Endkundenkategorien höher als in den kleinen: 16,6 % der Zählpunkte der Großindustrie (mit einem Jahresbezug von mehr als 28,0 GWh) wechselten 2016 ihren Versorger. 10,4 % der mittleren Industrie und 7,0 % der sonstigen Kleinabnehmer (mit einem Jahresgasbezug von bis zu 2,8 GWh).

1.3 MAßGEBLICHE REGULATORISCHE ENTWICKLUNGEN

1.3.1 STATISTIK-VERORDNUNGEN STROM UND GAS

Im Rahmen des europäischen statistischen Systems wurden die Verbrauchergruppen zum Teil neu definiert, sodass – vereinfacht formuliert – die Zuordnung nicht mehr eher auf Basis der tariflichen Einstufung, sondern nunmehr rein funktional erfolgt. Darüber hinaus wurden die europäischen Preisstatistiken für Erdgas und Strom überarbeitet und neue Preiskomponenten definiert.

1.3.2 ENERGIELENKUNGSDATEN-VERORDNUNGEN STROM UND GAS

Die bereits angesprochene Änderung der Verbrauchergruppen im Bereich der europäischen Preisstatistiken sowie, daran anknüpfend, im Bereich der österreichischen Elektrizitätsstatistik, hat es sinnvoll gemacht, diese in allen anderen Bereichen der Datenerfassung anzupassen. So kann den Datenmeldern unnötiger Aufwand bei den Meldungen erspart werden.

1.3.3 MONITORING-VERORDNUNG GAS UND MONITORING STROM

Die Änderungen im Bereich der Verbraucherstruktur und im Rahmen der Preisstatistiken haben auch direkte Auswirkungen auf die Erhebungen für Zwecke des Monitorings der beiden leitungsgebundenen Märkte. Die Umsetzung ist aufgrund der unterschiedlichen Zuständigkeiten jeweils anders: für den Erdgasbereich liegt die Verordnungskompetenz alleine bei der E-Control, sodass alle drei Datenverordnungen – Statistik, Energielenkung und Monitoring – gleichzeitig geändert werden konnten. Im Strombereich sind die Kompetenzen unterschiedlich: für die Statistik liegt sie

beim zuständigen Minister, für die Energielenkung bei der E-Control und für das Monitoring bei den jeweiligen Landesregierungen.

1.3.4 GASMARKTMODELL-VERORDNUNG

Im Jahr 2016 gab es zwei Novellen der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012). In der ersten Novelle (BGBl II Nr. 238/2016) wurden Bestimmungen ergänzt, die zur operativen und bilanziellen Abwicklung der Grenzkopplungspunkte im Marktgebiet Vorarlberg notwendig waren, mit 1. Oktober 2016 relevant wurden und somit auch per 1. Oktober 2016 in Kraft traten.

Mit der zweiten Novelle (BGBl II Nr. 401/2016) wurden Bestimmungen geändert, welche die Preisregelungen für die Ausgleichsenergiemengen von stundenbilanzierenden Bilanzgruppen gemäß § 18 Abs. 6 GMMO-VO 2012 betreffen und auf einer Analyse der Markt- und Ausgleichsenergiedaten seit Einführung des neuen Gasmarktmodells basieren. Zur Anwendung kommen nun auch für stündliche Ausgleichsenergiemengen richtungsabhängige Ausgleichsenergiepreise, welche auf dem Börsereferenzpreis basieren, sofern keine Abrufe vom Verteilergebietsmanager vorgenommen wurden.

1.4 SICHERHEIT DER STROM- UND GASVERSORGUNG

Strom

Wird ergänzt nach Vorliegen der Zahlen

Gas

Infrastrukturstandard

Der Infrastrukturstandard gem. Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 ist auf der regionalen Ebene der Marktgebiete anzuwenden und sagt aus, ob ein Mitgliedsstaat beim Ausfall der größten Infrastruktur eine ausreichende Transport- und Speicherkapazitäten hat, um die Versorgung aufrechtzuhalten.

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 233%. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 994/2010 von > 100% gerecht wird. Im Jahr 2013 lag das Ergebnis der N-1 Formel bei 233%, im Jahr 2014 bei 235%, im Jahr 2015 bei 237%. Die marginale Verringerung ist auf eine geringfügige Reduktion der Einspeisekapazität in Baumgarten, in Arnoldstein und der Inlandsproduktion zurückzuführen. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gibt es keine Fernleitungen und daher ist diese Bestimmung nicht anwendbar. Eine ausreichende Infrastruktur zur Sicherung der Versorgung ist somit vorhanden.

Tabelle 7: Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
Epm	273,67	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten	203,88	Σ Entry Baumgarten (GCA, BOG, TAG; www.gasconnect.at)
Oberkappel	21,96	(www.gasconnect.at)
Überackern	10,08	www.gasconnect.at, Entry-Wert für Sudal
Arnoldstein	36,88	(www.gasconnect.at)
Freilassing&Laa/ Thaya	0,87	techn. verfügbare Kapazität, dzt nicht gebucht (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Pm	3,32	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	2,72	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Produktion RAG	0,60	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Sm	47,60	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	29,61	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Speicher RAG ES	13,31	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
7Fields FL	*	GCA
7Fields VL	4,68	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Haidach VL	0	dz. keine Verbindung
LNGm	0	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
Im	203,88	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
Dmax	51,90	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)
N - 1 [%]	233%	
* Einspeisekapazität ist bereits am Punkt Überackern inkludiert		

Quelle: bmwfw (Erhebung im Rahmen der Risikobewertung), MGM, AGGM

Tabelle 3: Analyse des Infrastrukturstandards

Entwicklung des Verbrauchs in Österreich

Der Gasverbrauch hat seit 2010 abgenommen, das Speichervolumen dagegen hat durch den Ausbau der Speicherkapazitäten deutlich zugenommen. Auch dies hat die Versorgungssicherheit erhöht.

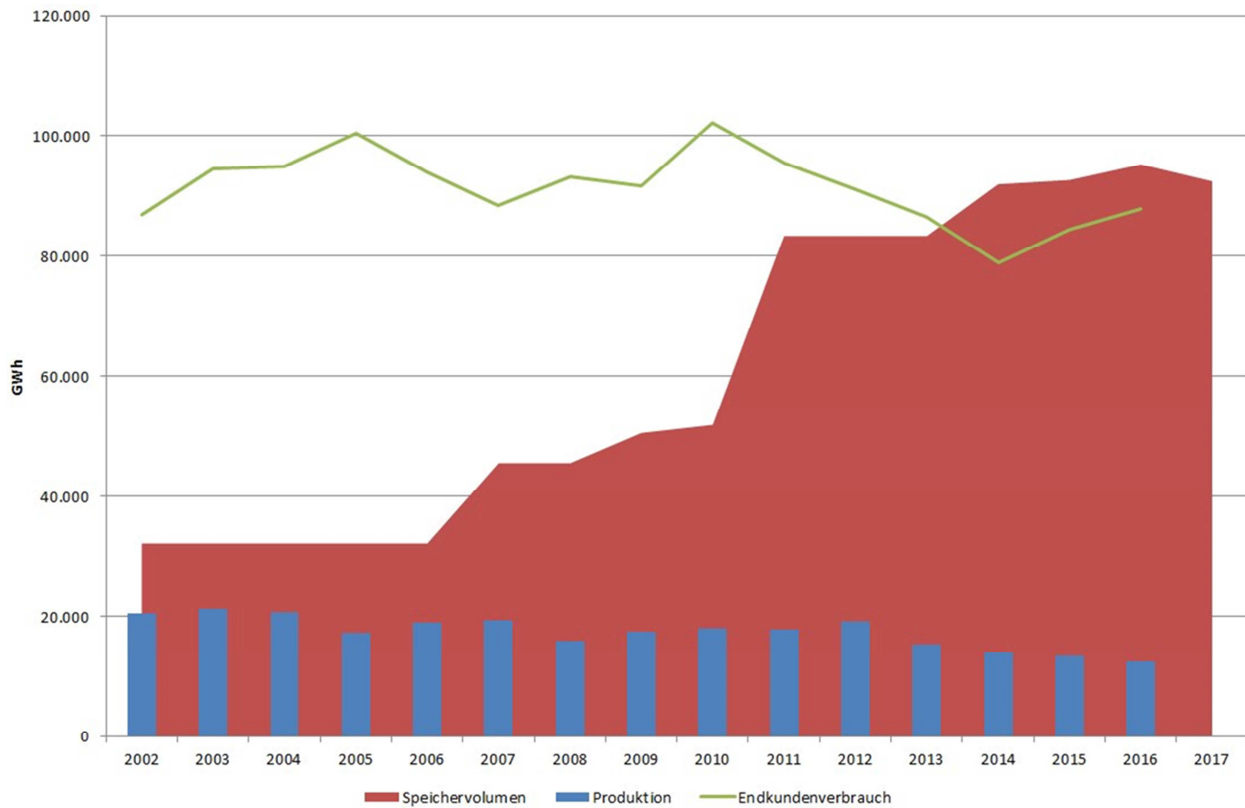


Abbildung 2: Versorgungssicherheit Gas

Quelle: E-Control

Prognose des Erdgasverbrauchs:

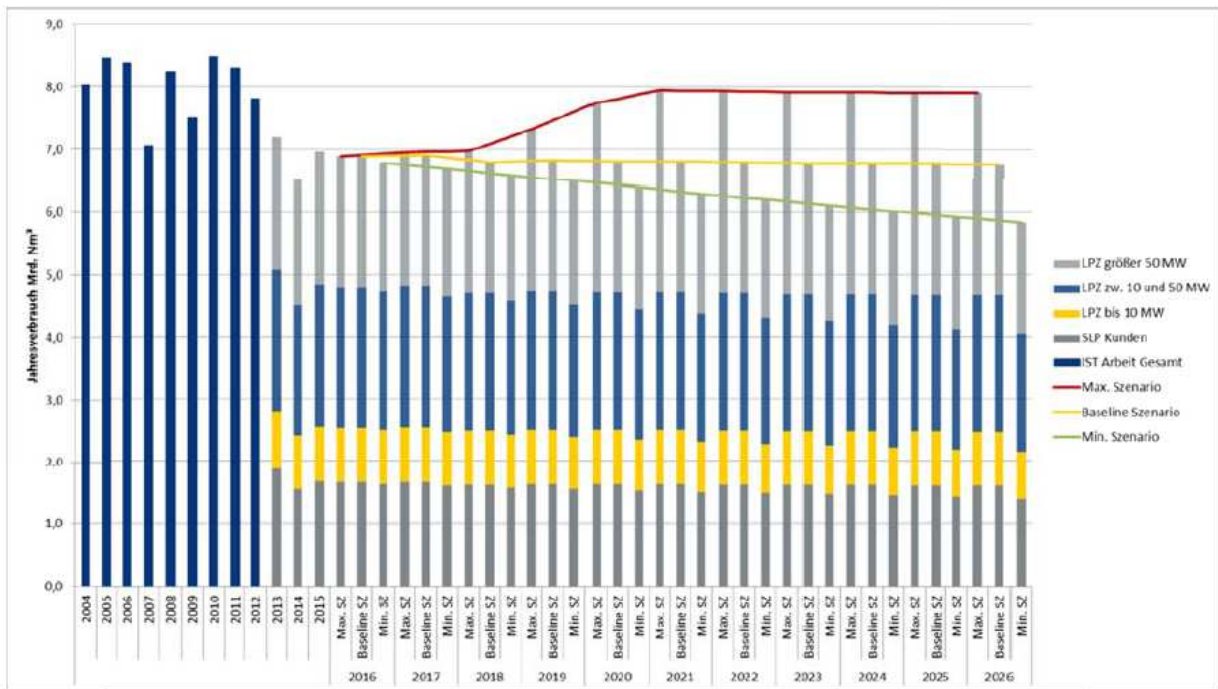
AGGM hat in der LFP 2016 drei Absatzszenarien entwickelt:

- Baseline Szenario
- Maximal Szenario
- Minimal Szenario

wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden.

Im Baseline Szenario, dass von einer Stagnation des Kraftwerksverbrauchs ausgeht, bleibt der Gasverbrauch auf einem gleichbleibenden Niveau.

Diagramm 6: Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM/NK, 2016

Abbildung 3: Absatzszenarien Gas

Ausfall- und Störungsdaten

Zusätzlich erhebt die E-Control jährlich Kennzahlen hinsichtlich der Qualität der Netzdienstleistung. Zu diesem Zwecke haben Netzbetreiber unter anderem auch definierte Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen zu melden.

Die Auswertung aggregierter Daten für das Jahr 2016 ergab, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) für Österreich einen Wert von 37,91 Minuten (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) ergibt. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 13,69 Minuten und 24,22 Minuten.

2 STROMMARKT

2.1 REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG STROM IM JAHR 2016

Während Österreichs zwei Stromübertragungsnetzbetreiber nach wie vor im Rahmen einer Kosten-Plus-Regulierung auf Basis jährlicher Kostenprüfung reguliert werden, unterliegt ein Teil der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber seit 1. Jänner 2006 einer Anreizregulierung, die sich bislang über zwei Regulierungsperioden zu je vier Jahren erstreckte. In der mit 1. Jänner 2014 begonnenen 3. Anreizregulierungsperiode waren anfangs 38 Stromverteilernetzbetreiber von der Anreizregulierung umfasst, da alle Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von über 50 GWh im Kalenderjahr 2008 in diese Systematik einzubeziehen waren. Mittlerweile wurden in einigen Netzbereichen von nicht prüfungspflichtigen Netzbetreibern Anträge auf Kostenfeststellungen gemäß § 50 Abs. 6 Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010) eingebracht, weshalb sich die Anzahl der innerhalb der Anreizregulierung befindlichen Netzbetreiber mittlerweile auf 59 erhöht hat. Innerhalb der Anreizregulierung unterliegen die Netzbetreiber kostenseitig einem Anreizregulierungspfad. Die Netzbetreiber haben nach dem gültigen Regulierungsregime bis 2019 entsprechende Kostenvorgaben zu erzielen.

Das im Jahr 2016 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildete die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2017, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelteverordnung (SNE-VO) bzw. deren Novelle verlautbart wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2017 per 01. Jänner 2017).

Da für jeden Netzbereich einheitliche Entgelte ermittelt werden, sorgt ein Ausgleichszahlungsmechanismus dafür, dass Unterschiede in der Erlösstruktur zwischen den Netzbetreibern (Über- bzw. Unterdeckungen) bereinigt werden. Für die Entgelte 2017 kommt es trotz der generellen kostenseitigen Zielvorgaben zu unterschiedlichen Entwicklungen in den Netzbereichen. Eine deutliche Erhöhung der Netzentgelte gibt es nur im Netzbereich Niederösterreich, die vor allem auf eine erhöhte Investitionstätigkeit für den Netzausbau, eine niedrigere Abgabemengengrundbasis sowie den Wegfall kostenmindernder Effekte aus Baukostenzuschüssen der Vergangenheit zurückzuführen ist.

Starke Reduktionen der Netzentgelte ergeben sich für die Netzbereiche Wien und Vorarlberg in Zusammenhang mit Mengenentwicklungen bzw. Kosten des vorgelagerten Übertragungsnetzes. In den verbleibenden Netzgebieten kommt es zu geringfügigen Erhöhungen oder Reduktionen, die grundsätzlich auf Mengenentwicklungen und geänderte Investitionstätigkeit der einzelnen Netzbetreiber zurückgeführt werden können.

Im Bereich der Netzverlustentgelte gibt es deutliche Reduktionen, die im Wesentlichen auf dem Wegfall der Effekte aus der Berücksichtigung von höchstgerichtlichen Entscheidungen (vgl. VfSlg. 19.511/2011 ua) aus dem Vorjahr beruhen. Gleichzeitig haben sich die Kosten für die Netzverlustbeschaffung aufgrund der Marktpreisentwicklung für Strom deutlich reduziert.

In Summe ergibt sich im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr eine stabile Kostenbelastung durch Netzentgelte bei gleichem Verbrauchsverhalten der Kunden. Die Entgelte des Jahres 2017 liegen daher immer noch um durchschnittlich rund 24 % unter jenen aus 2001. Ergänzend ist hierbei darauf hinzuweisen, dass diese Senkung auf nominellen Werten beruht – unter Berücksichtigung der generellen Inflationsentwicklung liegen die Entgelte um rund 40 % unter den Basiswerten aus dem Jahr 2001.

Aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und der Preissteigerungen für Netzbetreiber sind Entgeltensenkungen in den nächsten Jahren nur mehr schwer realisierbar. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

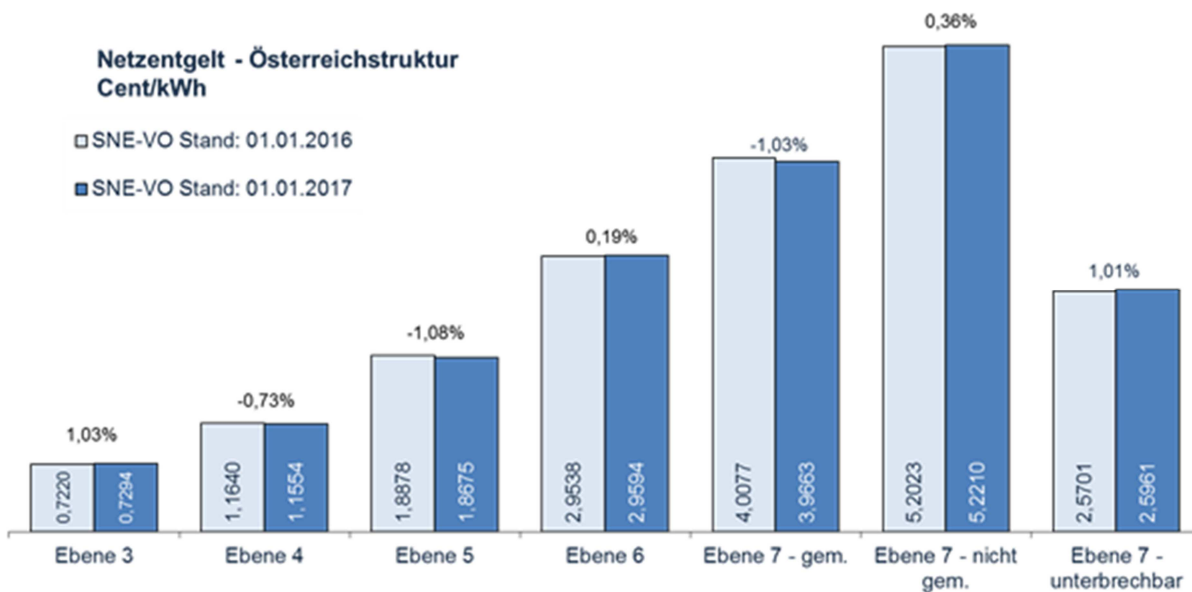


Abbildung 4: Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur

Quelle: E-Control

2.2 INVESTITIONEN IN DIE ÖSTERREICHISCHE STROMNETZINFRASTRUKTUR

Die E-Control ist mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) heuer erneut die Netzentwicklungspläne, die sämtliche Investitionen in die Übertragungsnetze enthalten, eingereicht und am 23. November 2016 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. Per Bescheid werden die

positiv bewerteten Projekte genehmigt. Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem/europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie seit 2012 auch Projekte, die keinen vollständigen Neubau von Leitungen erfordern, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und einem optimierten Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA Prinzip“ (Netzoptimierung vor –verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet. Im heurigen Jahr wurden vier neue Projekte im Netzentwicklungsplan der APG genehmigt.

Bereits in den vergangenen Jahren wurden neben den allgemein (in den Konsultationsversionen) zugänglichen Informationen weitere, vertrauliche Informationen vor allem zu technischen Projektdetails und Kosten abgefragt. Diese Abfrage erfolgt seit dem Jahr 2014 nach einem standardisierten Schema. Dies ermöglicht eine strukturiertere und detailliertere Prüfung der Daten und bietet eine leichtere Vergleichbarkeit aufeinanderfolgender Jahre. Auch das Monitoring bereits genehmigter Projekte aus dem NEP wird dadurch erleichtert.

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 und regionalen Interessen.

Netzentgeltstruktur 2.0

Neue Herausforderungen durch ein sich änderndes Stromsystem, eine stärkere Dezentralisierung in der Erzeugung sowie die zunehmende Digitalisierung macht eine Modernisierung und Neustrukturierung der Stromnetzentgelte notwendig. Die E-Control hat deshalb im Jahr 2016 damit begonnen, einen Vorschlag für das neue System mit Netzbetreibern, Stromerzeugern und Sozialpartnern zu diskutieren und im April 2017 ein entsprechendes Positionspapier vorgelegt. Bei der Erarbeitung der Position zur neuen Stromnetzentgeltstruktur wurde von der E-Control sowohl auf die Bedürfnisse der Verbraucher – stabile, überschaubare Netzentgelte – als auch auf die der Netzbetreiber – stabile Entgeltstruktur mit planbaren Erlösen – Rücksicht genommen.

Anfang 2019 soll das neue Stromnetzentgeltsystem in Kraft sein, Vorbereitungsarbeiten für die Änderungen laufen bereits.

Die derzeitige Stromnetzentgeltstruktur besteht seit knapp 20 Jahren und muss daher weiterentwickelt werden, nicht zuletzt, um in der veränderten Stromlandschaft die Netzkosten gerechter zu verteilen.

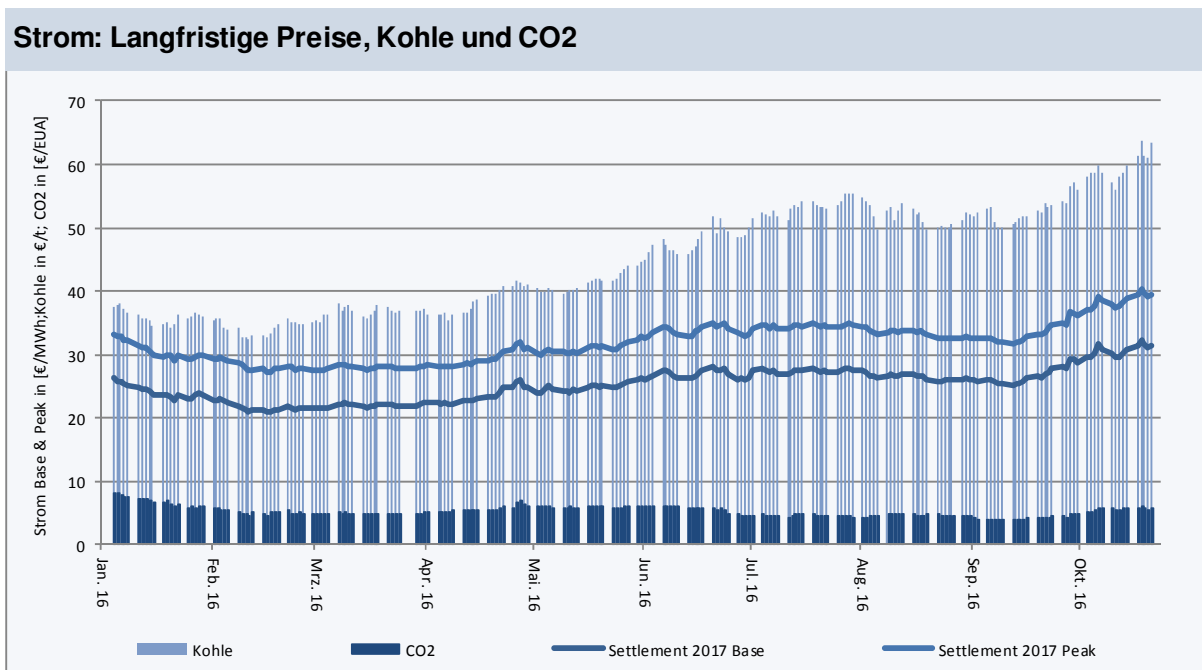
Netzkunden, die künftig aktiv zur Stabilität des Stromnetzes beitragen möchten, sollen – so wie es für die Industrie und große Endkunden bereits jetzt üblich ist – an den neuen Möglichkeiten der Digitalisierung teilnehmen können. Kunden, die beispielsweise in Zeiten, wo wenig Strom vorhanden ist, ihren Verbrauch teilweise zentral steuern lassen und damit geringere Gesamtkosten verursachen, sollen Teile dieses Vorteils bekommen.

2.3 WETTBEWERB AM STROMMARKT

2.3.1 GROßHANDEL

Im Vergleich zum Vorjahr konnte dieses Jahr wieder eine gewisse Dynamik am Strommarkt verzeichnet werden. So hat sich der Base-Preis im Laufe des Jahres vom Tiefststand von knapp unter 21 Euro/MWh im Monat Jänner wieder auf einen Wert von knapp unter 36 Euro/MWh erhöht. Die Aufwärtsbewegung begann Anfang September und wurde u.a. von den Wartungsarbeiten an den französischen Atomkraftwerken getrieben.

Die Entwicklungen am Terminmarkt wurden dieses Jahr wieder stark von den Kohlepreisen beeinflusst (Abbildung 5). Die verstärkte Nachfrage aus China, aber auch die steigende Nachfrage in Deutschland und die zwischenzeitlich positiven wirtschaftlichen Entwicklungen haben zu einem deutlichen Anstieg der Preise geführt. Die bullische Tendenz, welche zurzeit zu beobachten ist, betrifft aber nicht nur den Frontjahres-Kontrakt, sondern auch andere Langfristprodukte, inklusive des Kontraktes für 2018. Diese Entwicklung kann zum Teil auf Hedging-Aktivitäten zurückgeführt werden, da derzeit nicht abzuschätzen ist, wann die Preise wieder das aktuelle Niveau erreichen. Die Rückkehr der französischen Reaktoren wird sich vermutlich eher preismindernd auf den Großhandelspreis auswirken.

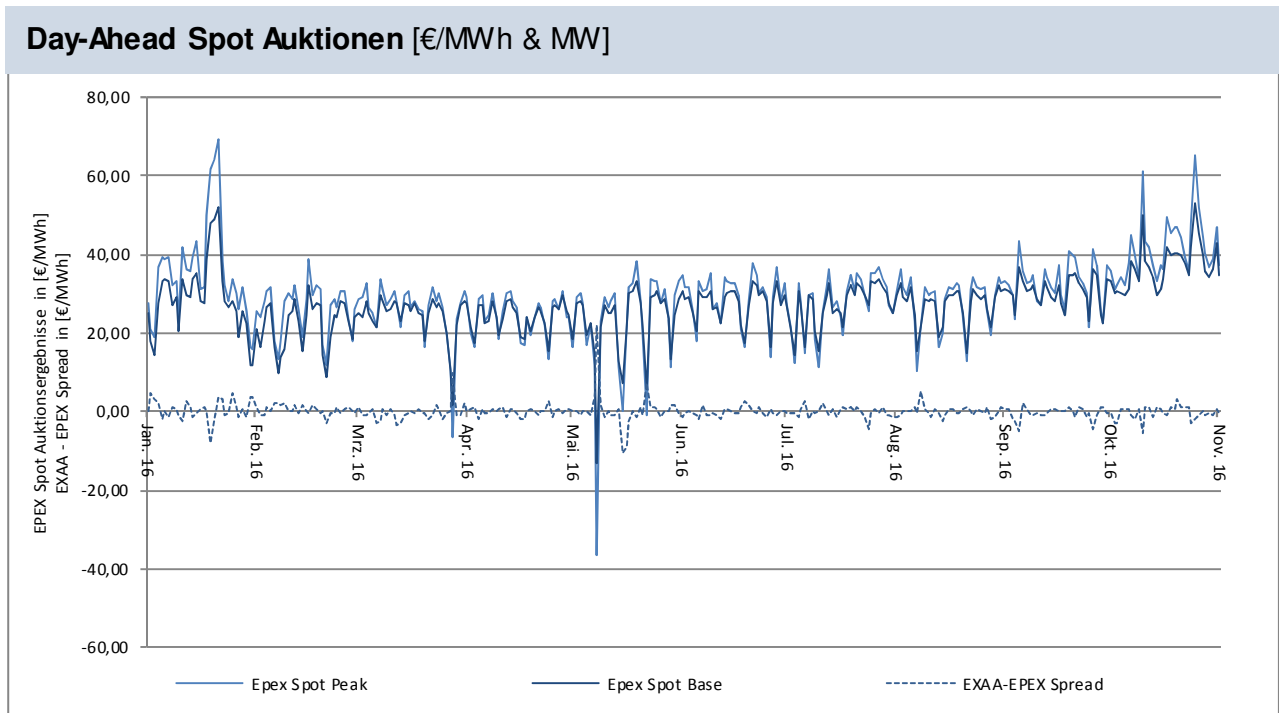


Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Abbildung 5: Terminmarkt Entwicklung

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Interessant ist, dass die Preisschwankungen am CO2-Markt während des Betrachtungsjahres nur geringe Auswirkungen auf den Stromgroßhandelspreis zeigten. Diese Beobachtung trifft sowohl auf den Termin- als auch auf den Spotmarkt zu. Letzterer verzeichnete zuletzt Preise wie sie seit Jänner nicht mehr erzielt wurden (Abbildung 6).



Quelle: Epex Spot, Berechnungen E-Control

Abbildung 6: Spotmarkt Entwicklung

Quelle: Epex Spot, Berechnungen E-Control

2.3.2 REGELRESERVEMARKT

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit Anfang 2012 vollständig marktbasierend durch die APG. Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht.

Die Kosten für die Stabilisierung des österreichischen Stromnetzes mit Hilfe von Regelenergie sind 2016 um etwa 37 Prozent gesunken, ca. 90 Millionen Euro mussten 2016 für die gesamte Regelreserve aufgewendet werden. 2014 waren es noch über 200 Millionen Euro, 2015 143 Millionen Euro. Die Anstrengungen, die in diesem Bereich in den vergangenen Jahren unternommen wurden, haben also Wirkung gezeigt. So wurde einerseits durch die erneut ausgebaute Zusammenarbeit mit Nachbarländern weiter Geld gespart und andererseits haben neue Teilnehmer am Regelenergiemarkt zu deutlich mehr Wettbewerb auf diesem Markt beigetragen, bestehende Anbieter haben zudem ihr Portfolio erweitert.

So wurden beispielsweise 2016 bestehende „Imbalance-Netting-Cooperationen“ mit anderen Übertragungsnetzbetreibern, bei denen Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils ande-

ren Regelzone verwendet werden, erweitert. Der kroatische Übertragungsnetzbetreiber trat der Imbalance Netting Cooperation (INC) (Österreich-Slowenien) und der französische der International Grid Control Cooperation (IGCC, nunmehr elf europäische Übertragungsnetzbetreiber) bei. Die abgerufene Energie und die Kostenbasis konnten reduziert werden.

Seit Juli 2016 besteht bei der Sekundärregelung eine enge Zusammenarbeit der APG mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die in dieser Form die erste internationale Kooperation in Europa darstellt. Dabei wird der Einsatz von Sekundärregelenergie anhand einer gemeinsamen Abrufliste (Merit-Order) durchgeführt. Auf diese Weise kommt – sofern keine Netzrestriktionen bestehen - immer die aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Sekundärregelenergie in beiden Ländern zum Einsatz.

Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, die 2015 auf Deutschland und die Niederlande und 2016 auf Belgien ausgedehnt wurde. Es handelt sich um den größten europäischen Markt in diesem Bereich, der Anfang 2017 um Frankreich erweitert werden soll.

Regelreservekosten in Mio. € und Kostenzuordnung

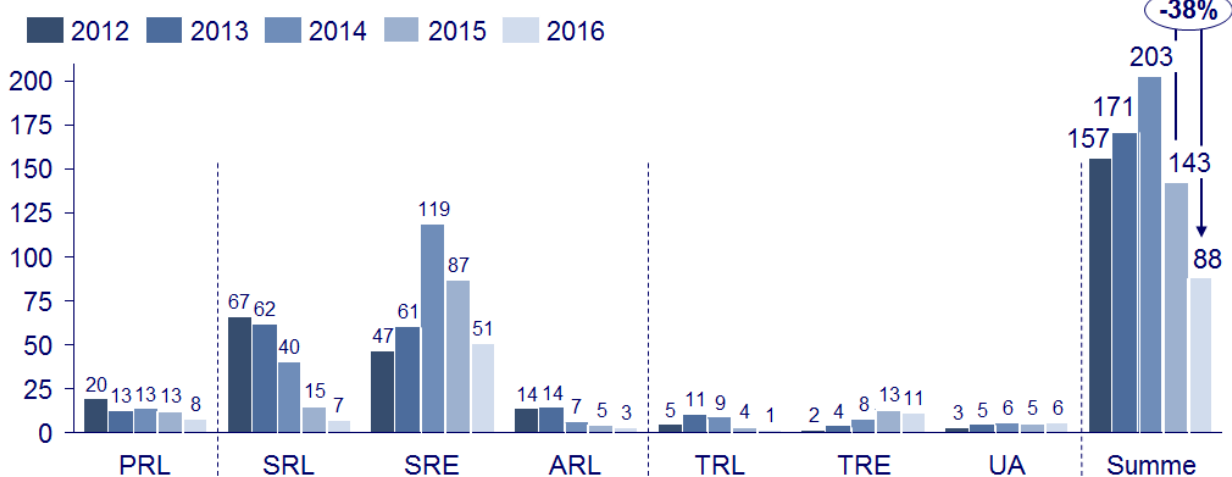


Abbildung 7: Entwicklung Regelreservekosten¹

Quelle: E-Control

Die Beschaffung der Regelreserve wird weiterhin überwacht und laufend evaluiert sowie national und international unter Berücksichtigung der kommenden europäischen Richtlinien weiterentwickelt.

¹ Anmerkung: Regelreservekosten [Millionen Euro] gegliedert nach Kosten für Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL), Ausfallsreserve- und Tertiärregelleistung (ARL/TRL), Sekundärregelenergie (SRE), Tertiärregelenergie (TRE) und Kosten für ungewollten Austausch (UA); 2012 bis 2014 jeweils KW1-52, 2015 bis 2016 1.Jänner bis 31.Dezember.

2.3.3 ENDKUNDEN

2.3.3.1 NEUE MARKTTILNEHMER, NEUE PRODUKTE, NEUE VERTRIEBSWEGE

In den letzten fünf Jahren stieg die Anzahl der Stromlieferanten für Kleinkunden, die ihre Produkte österreichweit anbieten, von zwölf auf 45. Nachdem im Jahr 2015 sechs neuen Stromlieferanten auf den Markt eingetreten sind, setzte sich dieser Trend fort. Im Jahr 2016 sind noch neun neue Lieferanten dazugekommen: McStrom und Sturm Energie, beides private österreichische Unternehmen, sowie die Firmen Gutmann und Vitalis, die seit 2013 als Gaslieferanten tätig sind. Dazu sind Ende März bzw. Anfang April noch zwei neue Lieferanten aus Deutschland gekommen, LCG Energy und Envitra. Die Envitra Energiehandel Ges.m.b.H. ist eine Tochtergesellschaft der DEG Deutsche Energie GmbH, die LCG Energy GmbH ein in Hamburg ansässiges Unternehmen. Anfang September starteten zwei weitere Unternehmen aus Deutschland ihre Aktivitäten, Maingau und Enstroga, bei Enstroga handelt es sich um einen privaten Diskontstromanbieter, der seit 2012 tätig ist. Im Dezember stieß dazu die Grünwelt Energie, eine gemeinsame Marke der beiden Energieversorger Stromio und gas.de. Anfang 2017 trat auch goldgas, seit 2011 Gaslieferant in Österreich, in den Strommarkt ein.

Insgesamt sind 152 Stromlieferanten am Strommarkt zu finden, die 4,3 Millionen Haushalte und 1,4 Millionen Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden beliefern. Davon sind 118 regionale Anbieter, die den Großteil der Kunden in ihrem Liefergebiet haben. Je nach Region stehen in der Regel einem angestammten Lieferanten 27 alternative Lieferanten, gegebenenfalls eine oder zwei Tochtergesellschaften der regionalen Anbieter und bis zu 15 regionale Lieferanten, die auch österreichweit anbieten, gegenüber. In Wien kann ein Haushaltskunde zwischen 95 Angeboten von mehr als 40 Anbietern wählen, in Vorarlberg und Tirol ist das Angebot im Vergleich zu Wien nur geringfügig eingeschränkt.

Einige alternative Anbieter setzen auf Vertriebspartner und suchen Kooperationen mit Unternehmen aus anderen Branchen. Noch im 2015 hat MeinAlpenStrom kurz nach dem Markteintritt eine Kooperation mit McDonalds gestartet und Strom in den McDonalds Filialen angeboten. Die oekostrom AG hat eine Kooperation mit der „Krone“ gestartet, in der mit atomstromfreien und zu 100 % aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom geworben wurde. Die „Krone“ schloss eine weitere Kooperation mit switch unter dem Titel „Krone Erdgas powered by switch“. Auch Kelag beschloss eine Kooperation mit der Elektronikette Hartlauer, sodass seit März 2017 in 160 Hartlauer Filialen Stromverträge abgeschlossen werden können. Durch solchen Kooperationen wird auch versucht Offline-Kunden, die noch nicht gewechselt haben, zu erreichen. Weitere Kooperationen wie z.B. mit Mobilfunkbetreibern wurden angekündigt.

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) startete im Herbst 2013 seine erste Energiekosten-Stop Aktion, einem landesweiten Gemeinschaftseinkauf für Ökostrom und Gas, der mit großem Erfolg im Laufe des Jahres 2014 umgesetzt wurde. Im April 2017 wurde inzwischen die vierte Energiekosten-Stop Aktion abgeschlossen. Dabei wurden 28.000 Wechselaufträge erteilt, 19.500 für Strom und 8.500 für Gas. Seit Beginn der Aktion haben sich insgesamt 409.000 Haushalte angemeldet, 165.600 Mal wurde daraufhin der Strom – oder Gasanbieter gewechselt. Die gesamte Ersparnis für die Teilnehmer bei Strom und Gas lag nach Angaben des VKI kumuliert über alle Aktionen im ersten Vertragsjahr weit über 26 Millionen EUR.

In den letzten Jahren sind neben dem unabhängigen und umfassenden Tarifikalkulator der E-Control auch mehrere private Preisvergleichsplattformen am Markt entstanden. Mithilfe dieser Portale können Haushaltskunden Strom- und Gaspreisvergleiche durchführen, direkt wechseln oder sich auch beraten lassen. Derzeit bekannte Plattformen sind durchblicker.at, stromgas24.at, stromliste.at, chilli-e-services.at und das zuletzt im Dezember 2016 gestartete Start-Up OHHO.at. Die Post AG bietet seit Sommer 2016 mit ihrem Energiekostenrechner in ihren Filialen ein Wechselservice inklusive Beratung vor Ort an, das vor allem für Offline-Kunden eine Hilfe darstellt. Der Rechner ist auch als Teil des Online-Services verfügbar.

Immer mehr Lieferanten bieten ihren Kunden die Möglichkeit an, online Preisvergleiche durchzuführen. Dabei wird in den meisten Fällen das eigene Angebot mit jenen der Mitbewerber verglichen. Durch die fortschreitende Digitalisierung der Vertriebskanäle werden diese Applikationen bei Lieferanten weiter optimiert, sodass ein potentieller oder bestehender Kunde durch die zielgerichtete Fragestellung das optimale Produkt im Lieferantenportfolio ausfindig machen kann. Dafür ist die Produktvielfalt auch bei den regionalen Lieferanten stark gestiegen. Die meisten Angebotsoptionen sind derzeit u.a. bei Kelag, easy green energy, oekostrom AG und Wien Energie zu finden.

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass sich die Intensivierung des Wettbewerbs der letzten Jahre am österreichischen Markt fortgesetzt hat. Zu beobachten sind gestiegene Wechselzahlen, ein deutlich höheres Einsparpotenzial beim Lieferantenwechsel, neue Marktteilnehmer und ein bedeutender Anstieg der Produktvielfalt. Das Thema Digitalisierung ist eines der Hauptthemen der Branche geworden. Lieferanten diversifizieren ihre Kommunikation zur Kundenbindung und nutzen vermehrt digitale Vertriebskanäle, wie mobile Webseiten, Apps, Online Kundenservices, Online-Möglichkeiten zum Vertragsabschluss und zum Kauf von Produkten auf der eigenen Webseite oder über Partner, Kundenservices per Chat und Social-Media-Aktivitäten. Parallel dazu ist auch die Intensivierung des Direktvertriebs zu beobachten gewesen.

2.3.3.2 PRODUKT- UND PREISGESTALTUNG (NEUE PRODUKTE)

Die Steigerung der Angebotsanzahl ist nicht nur auf die neuen Markteintritte zurückzuführen, sondern auch auf die weitere Angebotsdifferenzierung, die bei vielen Lieferanten stattfindet. Die Produkte unterscheiden sich durch Einführung von weiteren Merkmalen, wie Online- und Offline Produkte, integrierte und nicht integrierte Rechnungslegung, Bindungsfristen, Zertifizierung des Stroms aus erneuerbaren Energien, wie z.B. Umweltzeichen, bis zu speziellen Dienstleistungsangeboten, wie Energieberatungen, Installation und Förderung von Photovoltaik (PV)-Anlagen, spezielle Vergünstigungen für Wärmepumpenbetreiber, Versicherungen und dgl. Die Preise variieren zwischen Preisen mit bis zu 24 Monaten langen Garantien und Preisen mit monatlicher Anpassung nach einem bestimmten Preisindex. Für Kunden mit schon installiertem Smart Meter werden Produkte mit mehreren, nach Zeitintervall abhängigen Preisen angeboten.

Das Gesamtangebot lässt sich nach Produkten mit und ohne Neukundenrabatte als Hauptmerkmal unterteilen. Die reinen Online-Diskontanbieter bieten in der Regel sehr hohe Neukundenrabatte an, die je nach Region mehr als 80 % der Energiekosten im ersten Belieferungsjahr betragen können. Ein wichtiges Merkmal ist auch der Zeitpunkt der Auszahlung von Neukundenrabatten. Bei einigen sehr günstigen Angeboten erfolgt die Auszahlung erst bei der Jahresabrechnung, nachdem der Kunde schon zwölf volle Monate in Belieferung war, also erst im zweiten Belieferungsjahr, sofern der Kunde davor nicht kündigt. Die Rabatte sind häufig eng gestaffelt, sodass es bei Abweichungen zwischen

den tatsächlichen und angemeldeten Verbrauchsmengen zu wesentlichen Änderungen der vereinbarten Rabatte kommen kann, die mitunter sogar zum Entfall des Rabattes führen können. Hinter sehr hohen Rabatten ist oft ein hoher Energiepreis zu finden, der nach dem ersten Belieferungsjahr oder eben bei Mengenabweichungen zum Tragen kommt. Mäßige Neukundenrabatte, deren Höhe nicht vom Verbrauch abhängig ist, sind bei günstigsten Anbietern fast gar nicht mehr zu finden, das gleiche gilt für Angebote ohne Neukundenrabatte. Diese können bei längeren Lieferzeiten (zwei und drei Jahre) günstiger ausfallen. Angebote ohne Neukundenrabatte haben meistens günstigere Energiepreise, die allerdings seltener an eine Preisgarantie gekoppelt sind.

2.3.3.3 SMART METER

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit Erlassung der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) durch den Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ; nunmehr: Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft - BMWFW) der Startschuss für die Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich gegeben. Die Ergebnisse der im Frühjahr 2017 bei den Netzbetreibern durchgeführten Erhebungen spiegeln aufgrund des Monitoringzeitraums 2016 die gesetzlichen Grundlagen des ElWOG 2010 wider. Die im Jahr 2016 größten in Österreich im Aufbau befindlichen Roll-Outs sind in Oberösterreich bei der Netz Oberösterreich GmbH sowie bei der LINZ STROM Netz GmbH sowie in Vorarlberg bei den Stadtwerken Feldkirch zu finden. Von den insgesamt rund 6.159.000 (Stand 2014: 5.864.000) potentiell durch die IME-VO betroffenen Zählpunkten im Haushaltsbereich, im Klein- und Mittelgewerbe sowie im Landwirtschaftsbereich sind mittlerweile mit Stand Dezember 2015 **456.000** (Stand 2014: 289.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten **Abdeckungsgrad von rund 7,4%** (Stand 2014: 4,9%). Detaillierte Informationen zu den anderen Themen der Abfrage, insbesondere zur Erfüllung der Anforderungen aus den entsprechenden weiteren Verordnungen Intelligente Messgerät-Anforderungsverordnung 2011 (IMA-VO 2011), Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung 2012 (DAVID-VO 2012)), den Aufbau der aktuell bestehenden Smart Meter Projekte, den Projektplänen, Datenschutz etc. finden sich im Bericht der E-Control².

Insgesamt kann festgestellt werden, dass auch im Jahr 2015 die überwiegende Anzahl der betroffenen Netzbetreiber noch mit keinem größeren, flächendeckenden Einbau von Smart Metern begonnen hat. Größere Roll-Outs waren vor allem bei jenen Netzbetreibern zu finden, bei denen bereits seit einigen Jahren verstärkt Aktivitäten rund um intelligente Messgeräte stattfinden, d.h. bei den „early adopters“. An dieser Situation hat sich im Wesentlichen auch im Jahr 2015 wenig geändert, obwohl dabei der Umstand zu berücksichtigen ist, dass sich manche Projekte bereits in einem fortgeschrittenen Stadium befinden (Aufbau der Vorsysteme). Dies schlägt sich aber noch nicht in der Roll-Out Quote nieder, da der Zählereinbau erst dann erfolgt, wenn die Implementierung der Vorsysteme abgeschlossen ist. Viele der Netzbetreiber befinden sich derzeit aber in der Vergabephase, was als klares Bekenntnis für die Umsetzung eines nachhaltigen Systems gewertet werden kann.

Ein Großteil der gemeldeten und ausgewerteten Projektpläne zeigt allerdings bereits jetzt, dass der in der **IME-VO vorgegebene Zeitplan** von einigen **Netzbetreibern aus heutiger Sicht voraussichtlich nicht eingehalten werden kann**. Die Prognosen der Roll-Out Szenarien zeigen allerdings auch auf, dass viele Netzbetreiber eine Roll-Out Quote von

² siehe <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>.

80% bis 2020 erreichen können. Damit kann zumindest der Verpflichtung aus der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie nachgekommen werden.

2.3.3.4 HAUSHALTSPREISE

Die Gesamtkosten bei Haushaltskunden sind zwischen Jänner 2016 und 2017 real um 5,2% gesunken. Der gewichtete Durchschnittspreis für einen Musterhaushalt sank nominell im gleichen Zeitraum von 20,94 Cent/kWh auf 20,25 Cent/kWh. Die Veränderung ist vor allem auf die Reduktion der Ökostromförderkosten zurückzuführen. Diese sind für einen Musterhaushalt (3500 kWh) von 120 EUR im Jahr 2016 Brutto auf 99 EUR Brutto zu Beginn des Jahres 2017 gesunken. Es ist damit zu rechnen, dass aufgrund der Ökostromnovelle die Ökostromförderkosten eines Musterhaushalts wieder auf ca. 110 € Brutto steigen werden. Auch die Energiepreise reduzierten sich im diesem Zeitraum um 2%, lediglich ist es eine geringfügige Steigerung der Netzkosten in gewichtetem Durchschnitt von 0,36% zu verzeichnen gewesen.

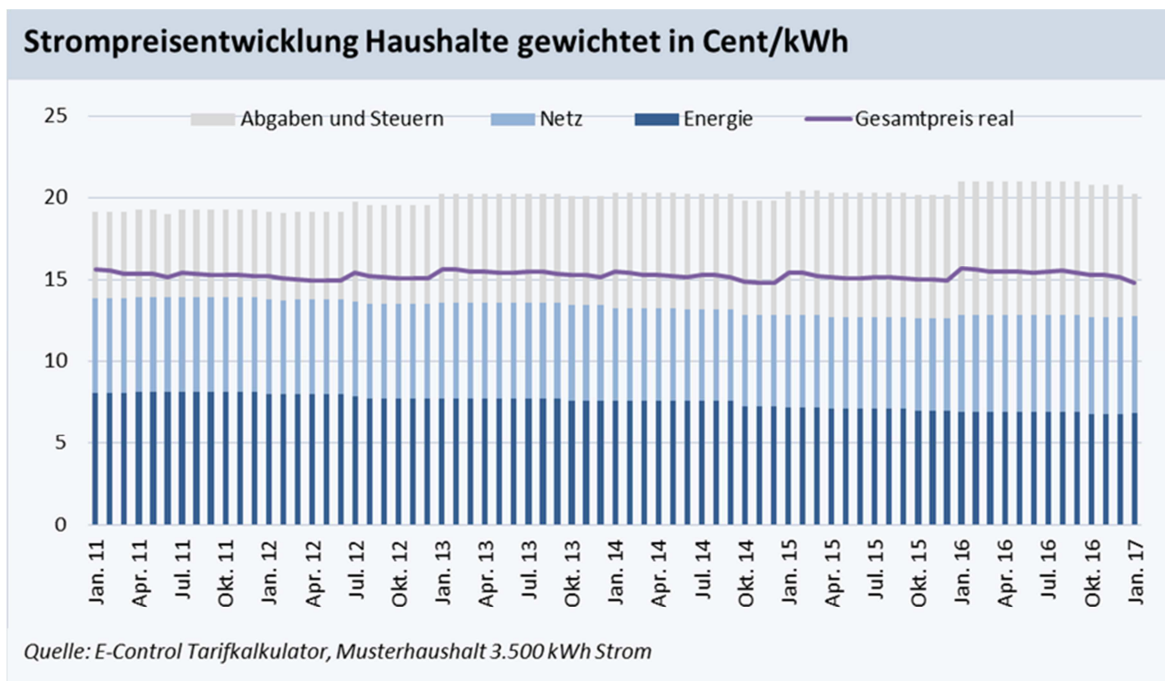


Abbildung 8: Entwicklung des Strompreises (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)

Quelle: E-Control

Im Jahr 2016 gaben insgesamt 48 von ca. 120 regionalen Lieferanten die Preissenkungen am Großhandelsmarkt an ihre Kunden weiter, darunter auch große angestammte Lieferanten im Burgenland (Energie Burgenland, -4,7%), in Niederösterreich (EVN, -4,4%), Salzburg (Salzburg AG, -4%), Tirol (Tiwag, -7,5% und Innsbrucker Kommunalbetriebe, -4,6%) und Wien (Wien Energie, -4,7%). Die meisten Kunden zahlen bei den angestammten Anbietern zwischen 5,67

Cent/kWh in Tirol und 8,75 Cent/kWh in Oberösterreich. Im Februar 2017 reduzierte die Salzburg AG nochmals den Energiepreis um 5%. Auch weitere 21 regionale Lieferanten senkten ihre Preise bis Ende Juni 2017.

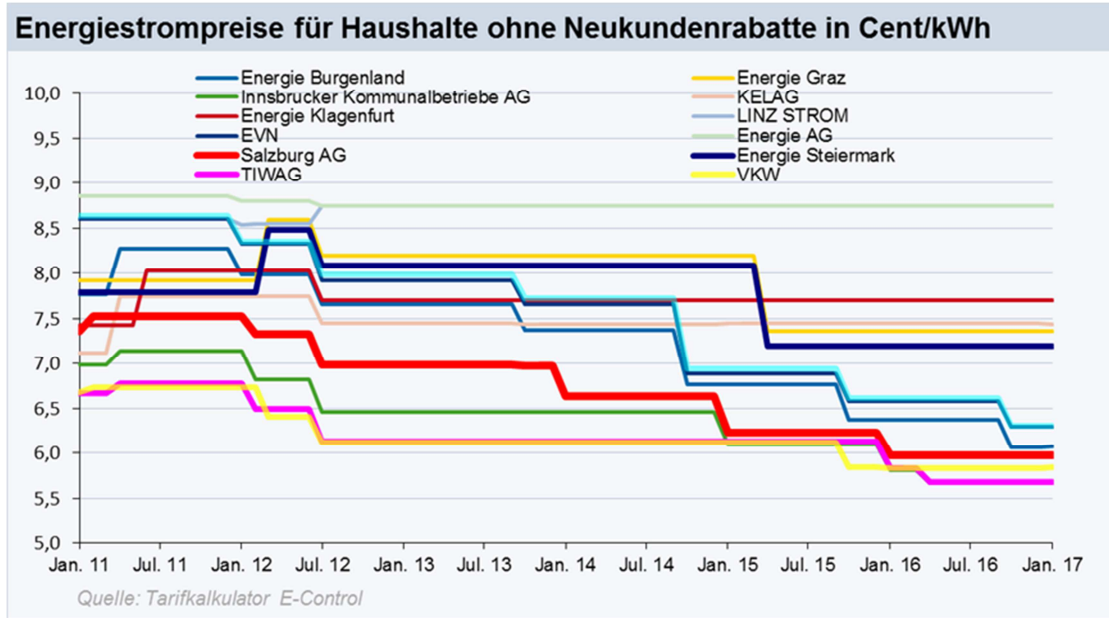


Abbildung 9: Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

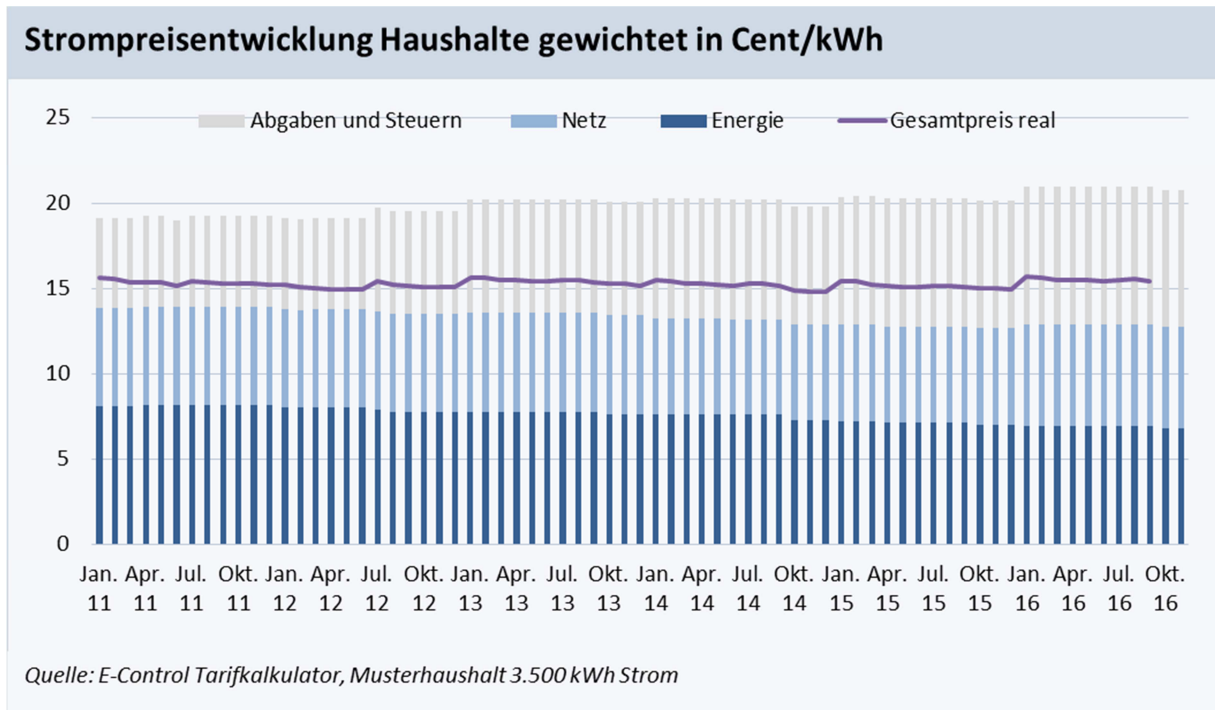


Abbildung 10: Entwicklung des Strompreises (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)

Quelle: E-Control

Die Ökostromkosten eines Musterhaushalts erhöhten sich Anfang 2016 österreichweit von 85 Euro/a (exkl. USt.) auf 100 Euro/a (exkl. USt.), ebenso stiegen die Netzkosten in Abhängigkeit des Netzgebietes, sodass ein Musterhaushalt im Jahr 2016 in Tirol um ca. 18 Euro netto und ein Musterhaushalt in Graz um 3 Euro netto mehr als im Vorjahr bezahlt.

Insgesamt gaben 43 von 116 regionalen Lieferanten die Preissenkungen am Großhandelsmarkt an ihre Kunden weiter, darunter auch große angestammte Lieferanten im Burgenland (Energie Burgenland), in Niederösterreich (EVN), Salzburg (Salzburg AG), Tirol (TiwaG und Innsbrucker Kommunalbetriebe) und Wien (Wien Energie). Die meisten Kunden zahlen bei den angestammten Anbietern zwischen 5,67 Cent/kWh in Tirol und 8,75 Cent/kWh in Oberösterreich.

Die Energiepreise für Neukunden sind wesentlich niedriger als jene bei Dauerkunden, ohne Neukundenrabatte liegt der günstigste Preis bei 3 Cent/kWh, inklusive Neukundenrabatten im ersten Lieferjahr sogar bei 1,06 Cent/kWh, also weit unter dem Großhandelspreis, der im Oktober bei 3,2 Cent/kWh (EEX/EPEX Terminmarktpreis Year-Ahead 80 % Base/ 20 % Peak, Monatsdurchschnitt) lag.

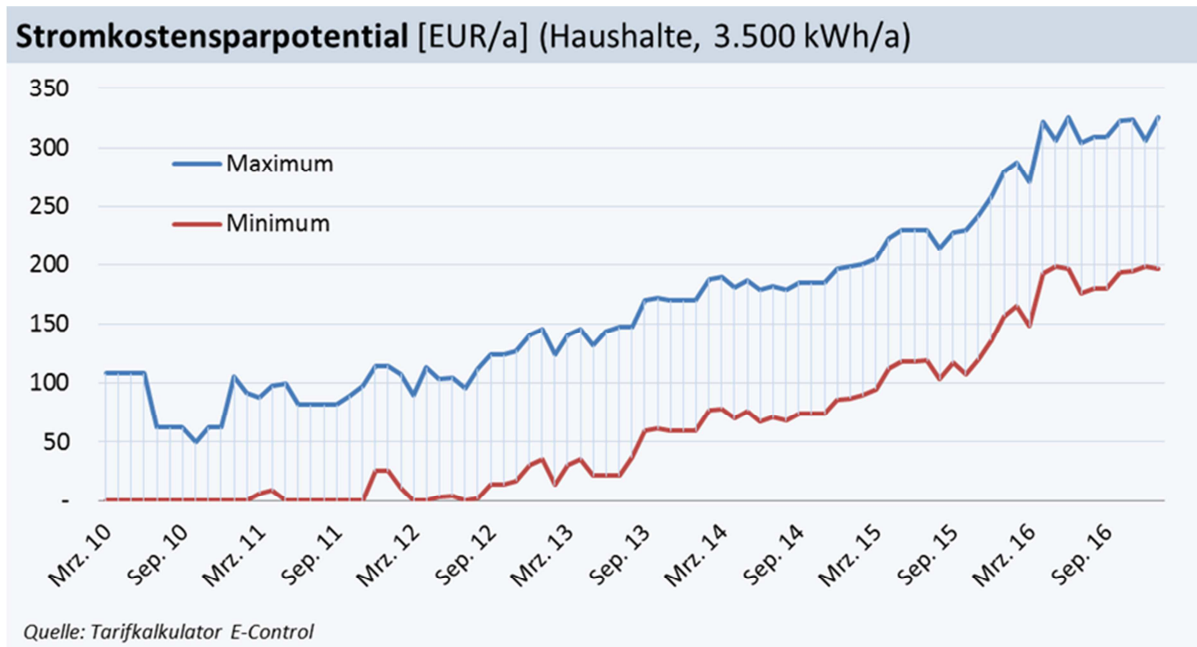


Abbildung 11: Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Stromlieferanten

Quelle: E-Control

Das Einsparpotenzial beim Wechsel³ vom angestammten Stromlieferanten zum Bestbieter ist im Jahr 2016 am stärksten gestiegen. Ein Haushaltskunde in Oberösterreich kann sich beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter inzwischen bis zu 320 Euro im Jahr inkl. Neukundenrabatten ersparen, ohne Neukundenrabatte bis zu 240 Euro, was genau der Ersparnis vom Vorjahr inkl. Neukundenrabatten entspricht.

2.3.3.5 GEWERBEPREISE

Je nach Standort variiert die Anzahl der Stromangebote für Gewerbebetriebe zwischen 62 (im Vorjahr 42) und 78 (im Vorjahr 61). Ein Unternehmen mit 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 2.498 Euro (Vorjahr 1.800 Euro) im Jahr ersparen, ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 8.304 Euro⁴ (im

³ Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch.

⁴ Tarifkalkulator Gewerbe Stand 1.11.2016.

Vorjahr 6.000 Euro). Der Durchschnittspreis für einen Strombedarf von 30.000 kWh bewegt sich zwischen 14,80 Cent/kWh und 18,44 Cent/kWh (Abbildung 12).

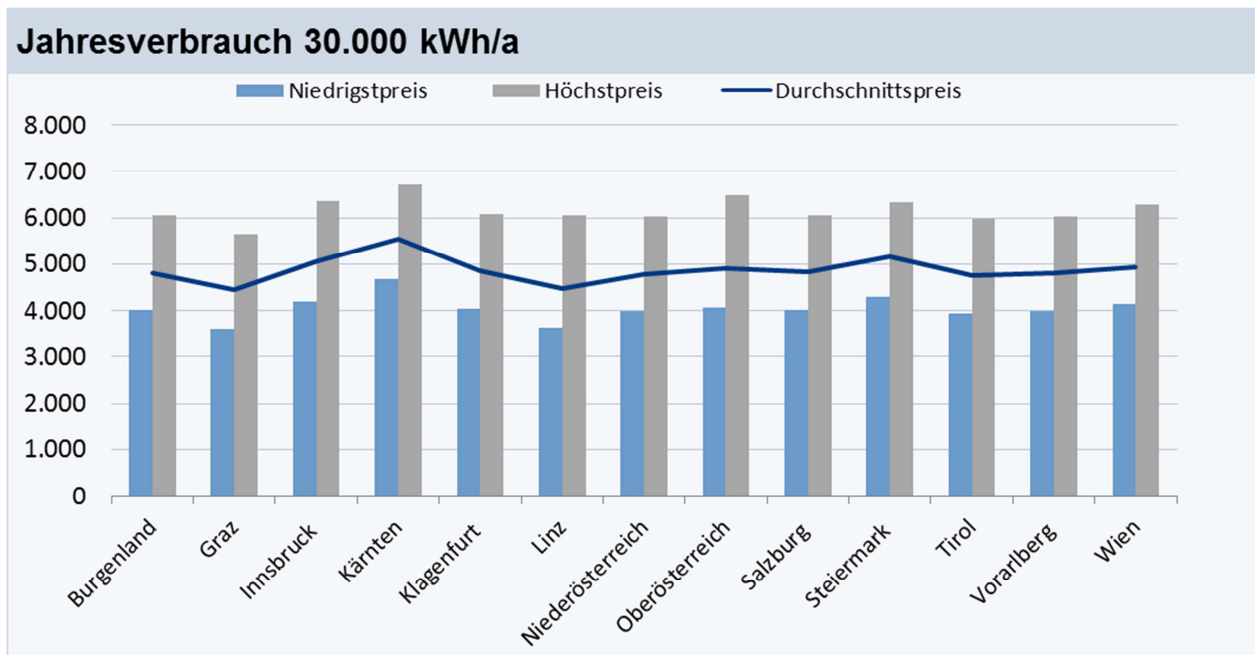


Abbildung 12: Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

2.3.3.6 INDUSTRIEPREISE

Der Rückgang der Strompreise für Industrie setzte sich auch 2016 fort. Bedingt durch die niedrigen Großhandelspreise lagen die Preise im Durchschnitt bei unter 4 Cent/kWh.

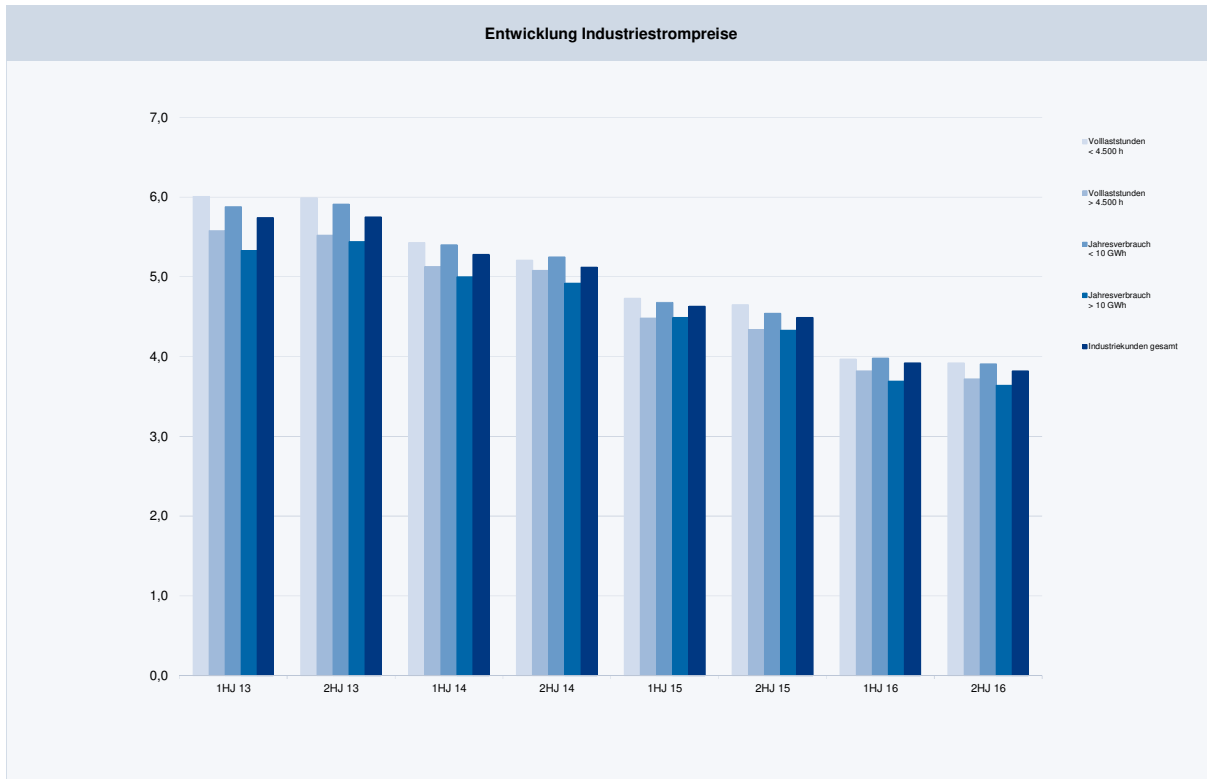


Abbildung 13: Entwicklung Industriestrompreise

Quelle: E-Control

2.3.3.7 PROSUMER

Die statistische Erfassung der Aktivitäten von Haushaltskonsumenten im Bereich der Stromerzeugung (Prosumer) stellt ein erhebliches Problem dar, während äquivalente Aktivitäten in Industriebetrieben statistisch als Eigenerzeugung immer schon erfasst wurden.

Die Installation der Anlagen in den Haushalten ist noch einigermaßen abschätzbar, die genaue Aufbringungsmenge und die entstehenden Vermarktungserlöse können aber nur modellhaft abgeschätzt werden⁵. Von den im Rahmen dieser Erhebung erfassten bisher installierten 1096 MW an PV Kapazität dürften knapp 50% als Überschusseinspeisung verwendet werden. Dies stellt sicherlich eine Untergrenze dar, da je nach Einspeisetarif und Anlagengröße eine Auslegung der Anlage als Überschusseinspeiser in Frage kommt. Daher wären auch einige OEMAG Anlagen als Über-

⁵ Zu einem Versuch dessen, siehe BMVIT (2017), Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2016, Wien.

schusseinspeiser zu qualifizieren. Andererseits dürften größere Anlagen wohl eher im gewerblichen Bereich zum Einsatz kommen. Der KLIEN hat bisher 297 MW an PV Anlagen gefördert. Wenn wir davon ausgehen, dass etwa 10% der OEMAG Anlagenleistung zusätzlich im Haushaltsbereich verwendet werden (dies entspricht grob dem Anteil der zuletzt anerkannten PV Anlagen, die größenmäßig für eine Eigenheiminstallation in Frage kommen), so ergibt sich eine installierte Leistung von 350-380 MW bei Haushalten, die wir hier als Prosumer bezeichnen.

Überschusseinspeisern werden von Energielieferanten unterschiedliche Vergütungsmodelle angeboten. E-Control trägt der Dynamik in diesem Marktsegment Rechnung und stellt ab dem Herbst 2017 die Vergütungen dafür in Verbindung mit den Abnahmetarifen der Versorger in ihrem Tarifkalkulator dar.

2.3.3.8 WECHSELDYNAMIK AM STROMMARKT

Im Kalenderjahr 2016 haben insgesamt 218.300 Zählpunkte ihren Stromversorger gewechselt, was einer Wechselrate von 3,6 % und einer Steigerung im Vergleich zum Vorjahr von 44 % entspricht (Abbildung 14). Damit wurden seit Beginn der Liberalisierung (2001) die meisten Wechsel im Strombereich verzeichnet (bisheriger Höchstwert 2014 mit 206.600 gewechselten Zählpunkten bzw. einer Wechselrate von 3,4 %).

Strom							
Endkunden- kategorie	2015		2016		Veränderung 2015/16	Q1-2017	
	Wechsel	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate
Haushalte	102.571	2,3%	174.139	3,5%	52,0%	69.259	1,40%
Sonstige Kleinkunden	50.237	3,0%	44.133	3,9%	30,0%	22.056	1,90%
Insgesamt	152.808	2,5%	218.272	3,6%	44,0%	91.315	1,50%

Abbildung 14: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte

Auch im ersten Quartal 2017 setzte sich dieser Trend fort und die Wechselzahlen blieben mit 91.315 nur knapp unter dem Rekord des Jahres 2014.

Aufgrund von Änderungen im Bereich der europäischen Energie- und Preisstatistiken wurden die Verbraucherkategorien neu definiert. Nunmehr wird nicht mehr zwischen Haushalten und kleinen Verbrauchern einerseits und Industriekunden andererseits unterschieden, sondern nur noch zwischen Haushalten und Nicht-Haushalten. Dadurch ergeben sich im Strombereich Neuuzuordnungen insbesondere bei den sogenannten unterbrechbaren Tarifen, die nunmehr einer der beiden Kategorien zugeteilt werden, aber auch bei der Zuordnung der bisherigen Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe, die nunmehr den Nicht-Haushalten zugerechnet werden.

Die Gründe sind vielfältig und auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Seit Mitte 2015 sind insgesamt sechzehn neue Stromlieferanten für Haushalte tätig geworden und könnten seitdem Kunden für sich gewinnen, z.B. Montana, ein

Unternehmen, das erst im Oktober 2015 in den Strommarkt eingestiegen ist, konnte um die 20.000 neue Stromkunden gewinnen⁶,

Einige Lieferanten werben im ersten Belieferungsjahr mit sehr hohen Neukundenrabatten, die für einen Musterhaushalt bei den ersten 15 günstigsten Stromangeboten von 45 % bis zu 90 % des Energiepreises bzw. bis zu 60 % des Gesamtpreises ausmachen können. Die Ersparnisse beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter stiegen zwischen Januar 2016 und Januar 2017 von 220 EUR auf 325 EUR. Andere Lieferanten werben mit sehr niedrigen Energiepreisen ohne Grundpauschale, flexiblen Produkten (indexgebundene Preise) oder langen Preisgarantien.

Zum gestiegenen Interesse am Lieferantenwechsel haben sicherlich u.a. Fernsehwerbung (Verbund, E Wie Einfach und durchblicker.at), Kooperationen mit Quereinsteiger (Krone, Hartlauer, McDonalds), Intensivierung des Direktvertriebs, auch über Vertriebspartner, Auftreten auf den Messen sowie mediale Berichterstattung stark beigetragen. Seit Ende 2014 werden in den Zeitschriften Format und Trend die Testergebnisse der Gesellschaft für Verbraucherstudien (ÖGSV) zu den Strom- und Gasanbietern jährlich veröffentlicht. Hier werden die Kontaktmöglichkeiten zu den Unternehmen, Qualität von Services sowie die Angebotsvielfalt bewertet und untereinander verglichen.

Der Wechsel des Strom- und Gasanbieters via Internet wird immer öfter genutzt. Die Zahl der Vertragsabschlüsse über durchblicker.at hat sich laut Unternehmensangaben in zwei Jahren um 130 Prozent weit mehr als verdoppelt. Im ersten Quartal 2017 wechselte bereits beinahe jeder vierte Neukunde seinen Strom- oder Gaslieferanten über diese Plattform. Die Post AG erreicht mit Ihrem Post Energie-Kosten-Rechner vor allem Offline-Kunden, die die Beratung zum Lieferantenwechsel in einer der 500 Postfilialen in Anspruch nehmen können. Laut Unternehmensangaben wurden in den ersten Monaten des Betriebs (bis Ende August 2016) insgesamt 4.600 Anbieterwechsel durchgeführt.

Über die dritte VKI „Energiekosten-Stop Aktion“ (2016) wurden 14.900 Stromanbieterwechsel durchgeführt. Weitere 19.500 werden noch im Rahmen der vierten Aktion (2017) abgewickelt.

⁶ OTS Meldung vom 12.10.2016

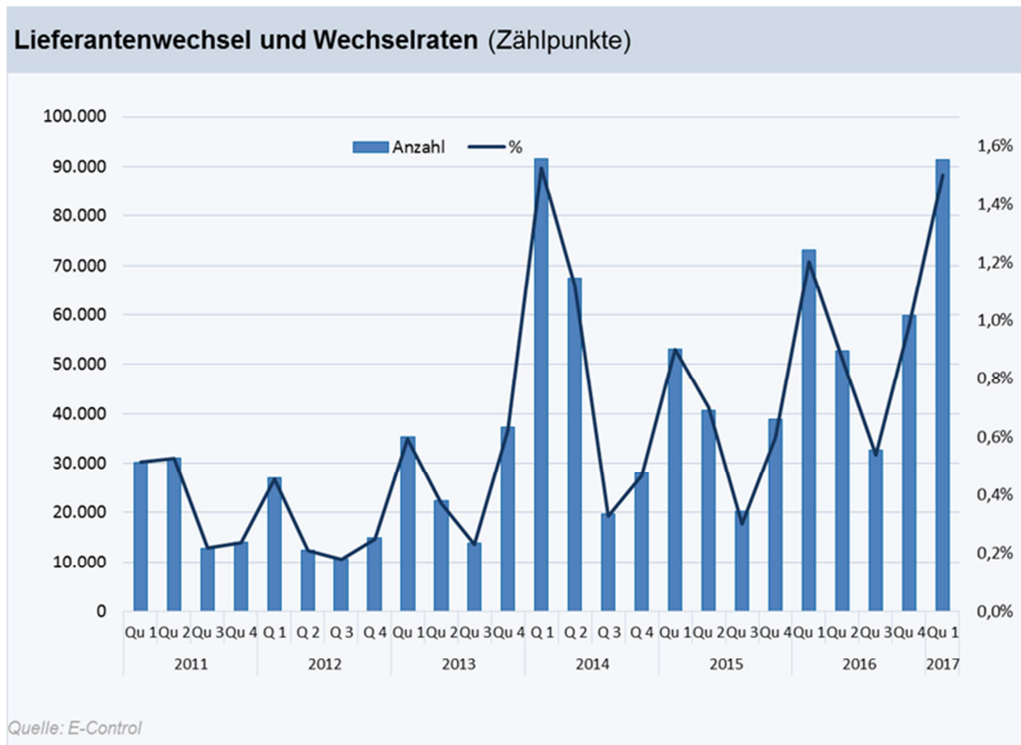


Abbildung 15: Quartalsweise Entwicklung von Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte

2.3.3.9 INTERNATIONALE PREISVERGLEICHE

Entsprechend Eurostat-Daten haben sich die Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) für Haushalte im europäischen Vergleich ganz unterschiedlich entwickelt. Während die Preise in der zweiten Hälfte 2016 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum in den Niederlanden ein Minus von 13,8 % und in Großbritannien von 16,1% verzeichnen konnten, sind sie in der Tschechischen Republik und Belgien um 16,8% und in Norwegen um 13,7% gestiegen. In Österreich gab es eine Erhöhung von 1,4%, von 19,3 Cent/kWh auf 20,10 Cent/kWh.

In Österreich liegt der Strompreis für Haushalte um 2% niedriger als der EU28 Durchschnitt (20,54 Cent/kWh), 9% unter dem Durchschnitt des Euroraums (22,09 Cent/kWh) und sogar 31% unter dem Preis in Deutschland. Dennoch findet sich Österreich nach wie vor im oberen Mittelfeld (an achter Stelle), teurer ist es u. A. in Deutschland (29,77 Cent/kWh), Italien (23,40 Cent/kWh) und Spanien (22,84 Cent/kWh), günstiger in Frankreich (17,11 Cent/kWh), Großbritannien (18,31 Cent/kWh) und den Niederlanden (15,92 Cent/kWh).

Die niedrigsten Stromkosten europaweit haben Kunden in Bulgarien (9,38 Cent/kWh), etwas mehr als das Dreifache zahlen dagegen Haushalte in Dänemark (30,84 Cent/kWh) (Abbildung 16).

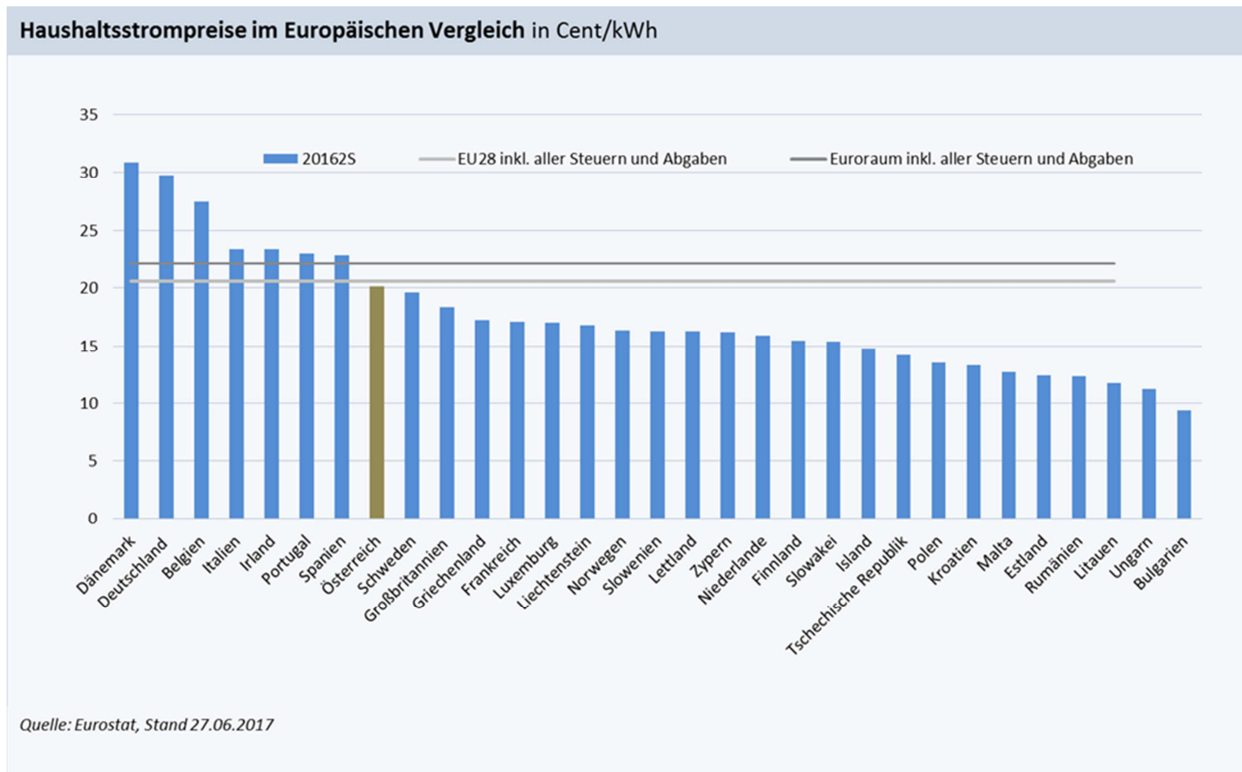


Abbildung 16 Haushaltsstrompreise (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (2. Halbjahr 2016, Gruppe DC 2.500 kWh - 5.000 kWh/Jahr)

Die Stromkosten setzen sich aus Energie- und Netzkosten sowie Steuern und Abgaben zusammen. Im 2. HJ 2016 betrug diese Aufteilung in Österreich 30/31/39% und weist damit auf eine deutliche Verschiebung in den letzten 5 Jahren hin und zwar von Energiekosten (von 41 auf 31%) Richtung Steuern und Abgaben (von 27 auf 39%), während sich der Netzkostenanteil nur geringfügig von 33 auf 31% reduzierte. Ähnliche Verläufe waren u.a. in Deutschland, Belgien, Dänemark und Großbritannien zu beobachten, wobei in Großbritannien der Energieanteil von 74 auf 54% sank und der Anteil von Steuern und Abgaben von 5 auf 19% stieg.

Im Durchschnitt beträgt in der EU die Aufteilung der Stromkosten bei Haushalten 40/30/30% (14% Steuern und Abgaben und 16% USt.).

Auf Steuern und Abgaben entfallen nur in Dänemark (68%), Deutschland (54%), Portugal (47%) und Italien (40%) mehr als in Österreich (31%).

Der Energiekostenanteil beträgt im EU-Schnitt 40%, wobei in Dänemark dieser Anteil mit 13% extrem niedrig und in Malta mit 78% am höchsten ist. Je niedriger dieser Anteil, desto weniger Interesse haben Endkunden daran, vom Wettbewerb zu profitieren.

3 GASMARKT

3.1 REGULIERUNG DER NETZE: KOSTENERMITTLUNG UND TARIFIERUNG GAS IM JAHR 2016

Die Kosten der Gas-Verteilernetzbetreiber werden ähnlich den Kosten der Strom-Verteilernetzbetreiber jährlich gemäß § 69 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) neu festgestellt. Im Jahr 2008 wurde hierfür ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem implementiert. In diesem System werden die Kosten der Gas-Netzbetreiber mit Beginn einer Regulierungsperiode geprüft und jährlich bis zum Ende der Periode übergeleitet. Die zweite Regulierungsperiode für Gasnetzbetreiber begann am 1. Jänner 2013 und endet voraussichtlich am 31. Dezember 2017. Die Kosten und das Mengengerüst der Gas-Netzbetreiber für das Entgeltjahr 2017 wurden auf Basis der Daten von 2015 und der Daten der Vorjahre festgestellt.

Die dementsprechend festgestellten Kosten und Mengen wurden für die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 – Novelle 2017) herangezogen. Die Höhe der darin festgesetzten Netznutzungsentgelte wird darüber hinaus durch weitere Faktoren beeinflusst. Dies sind im Wesentlichen die Kosten der Netzebene 1, welche auf die neun Netzbereiche überzuwälzen sind, die direkten Kosten der Netzbetreiber im Netzbereich sowie die Mengenentwicklung in den Netzbereichen.

Als Mengengrundlage für die Netzentgelte wird ein Mittelwert der letzten drei verfügbaren Jahre herangezogen. Für die Novelle 2017 waren somit die Mengen der Jahre 2013 bis 2015 relevant. Betrachtet man die beiden Jahre einzeln, so ist die an Endverbraucher abgegebene Menge an Erdgas im Jahr 2015 gegenüber 2014 leicht angestiegen. Dennoch ging die Tarifierungsmenge um fast weitere 4 TWh (4,5 %) zurück. Dies ist auf den Wegfall des verbrauchsstärkeren Jahres 2012 in der Herleitung der Tarifierungsmenge und die damit stärkere Auswirkung des besonders verbrauchs-schwachen Jahres 2014 zurückzuführen (vgl. Abbildung 17).

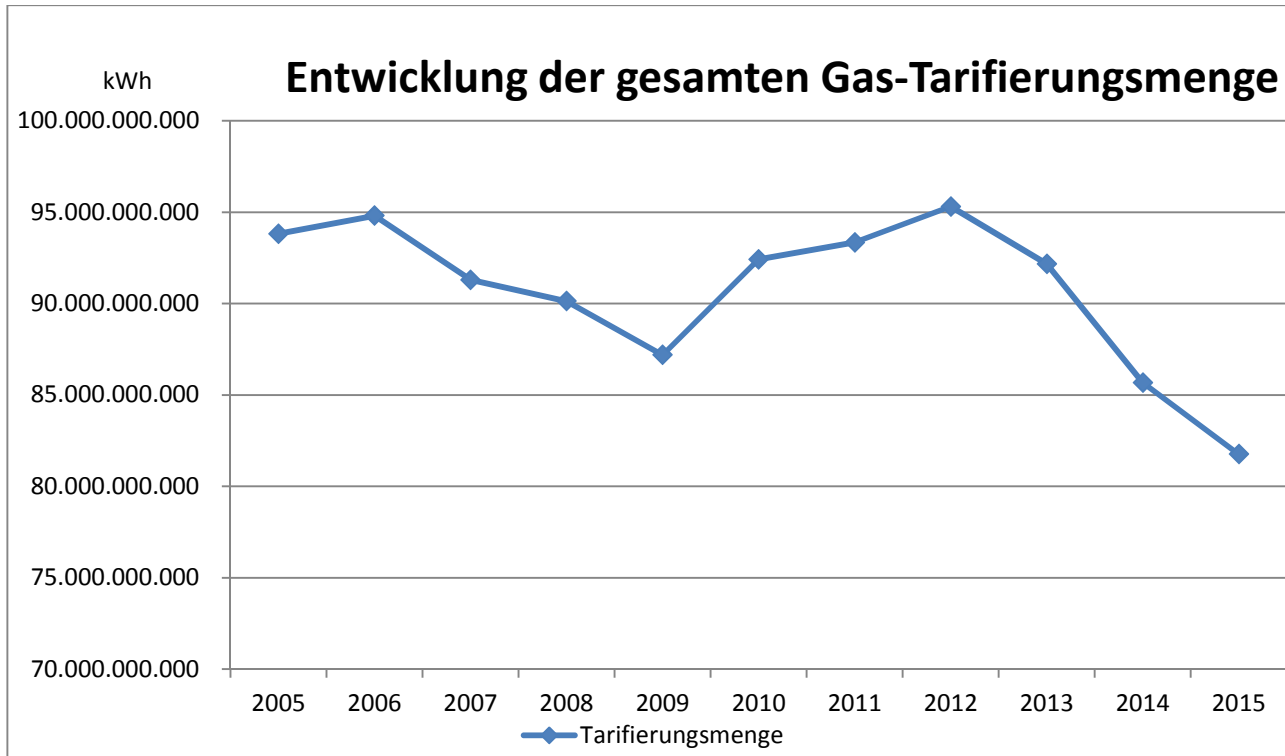


Abbildung 17: Entwicklung der Gas-Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

Der Rückgang der Mengenbasis, der vor allem auf der Netzebene 3 stattgefunden hat, bewirkt, dass die Entgelte in einzelnen Netzbereichen deutlich steigen, um die Kosten des Betriebes der Gasnetze trotz des geringeren Verbrauchs weiterhin decken zu können.

Durch die gesetzliche Anordnung der Aufrollung von Mindererlösen über das Regulierungskonto gemäß § 71 Abs. 1 GWG 2011 erhöhten sich außerdem die anzuerkennenden Kosten der Netzbetreiber, um die Mindererlöse des Kalenderjahres 2015 auszugleichen. Diese Erhöhung verstärkte zusätzlich die Entgeltentwicklung, die durch die sinkende Tarifierungsmenge verursacht wurde. Die Änderungen der verbrauchsabhängigen Netznutzungsentgelte führen auf der haushaltsrelevanten Netzebene 3 (Zone 1) zu den stärksten Erhöhungen in den Netzbereichen Niederösterreich, Wien und Burgenland. Eine deutliche Senkung der Entgelte ergibt sich für die Netzbereiche Tirol und Kärnten.

Im Netzbereich Niederösterreich wurde die durchschnittliche Entgelterhöhung von 13,3 % durch den Mengenrückgang und darauf folgend die Erhöhung der Kosten aufgrund des Regulierungskontos verursacht und durch vermehrte Investitionen verstärkt. Derartige Entwicklungen traten auch in den Netzbereichen Wien auf. Ähnlich wie im Netzbereich Niederösterreich ist der Anteil der Haushaltskunden an den Netzerlösen deutlich höher als in anderen Netzbereichen, womit ein Umsatzrückgang bei dieser Kundengruppe vergleichsweise schwerer wiegt. Daneben sank die aus dem Netzbereich Niederösterreich in andere Netzbereiche abgegebene Arbeit, wodurch sich die anteiligen Gesamtkosten der Netzebene 1 für Niederösterreich erhöhten.

Im Gegensatz dazu kam es im Netzbereich Tirol zu einer deutlichen Steigerung der Absatzmenge, die eine Senkung der Entgelte für Haushaltskunden von rund 5,8 % zur Folge hatte. In Kärnten wurden die Entgelte für Haushaltskunden um rund 3,7 % gesenkt.

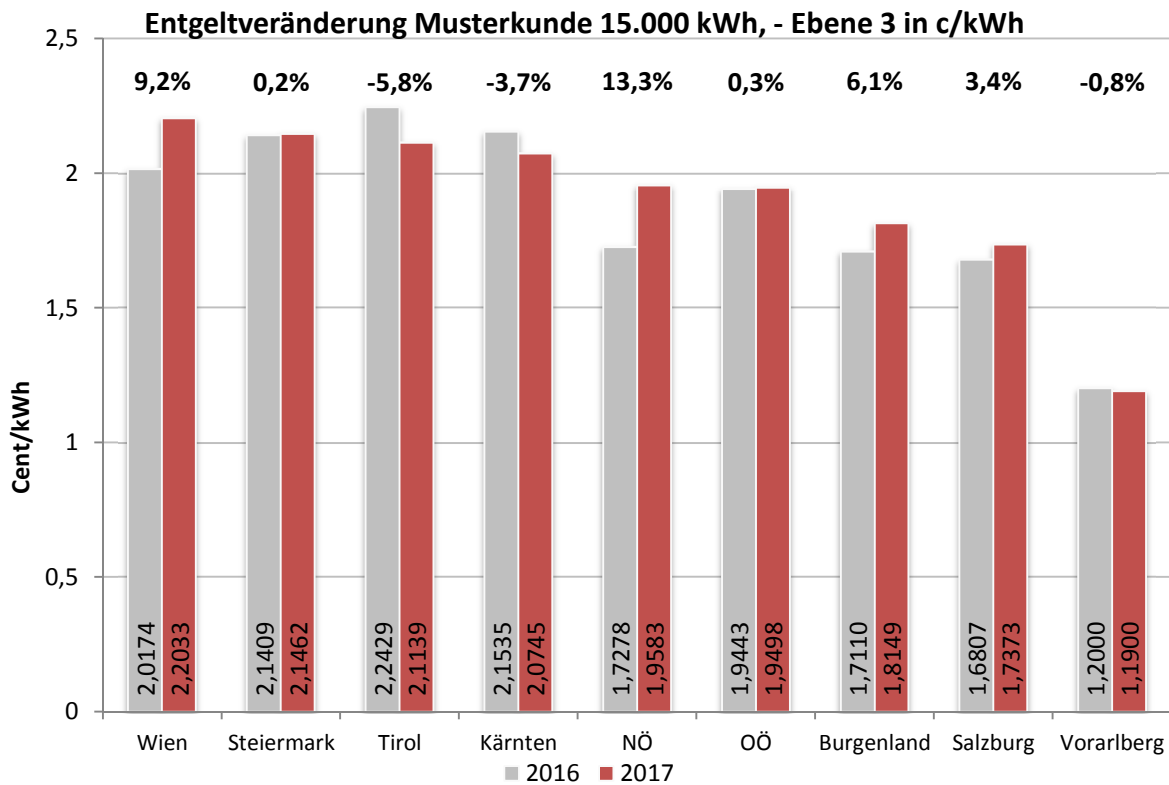


Abbildung 18: Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene 3-Musterkunde

Quelle: E-Control

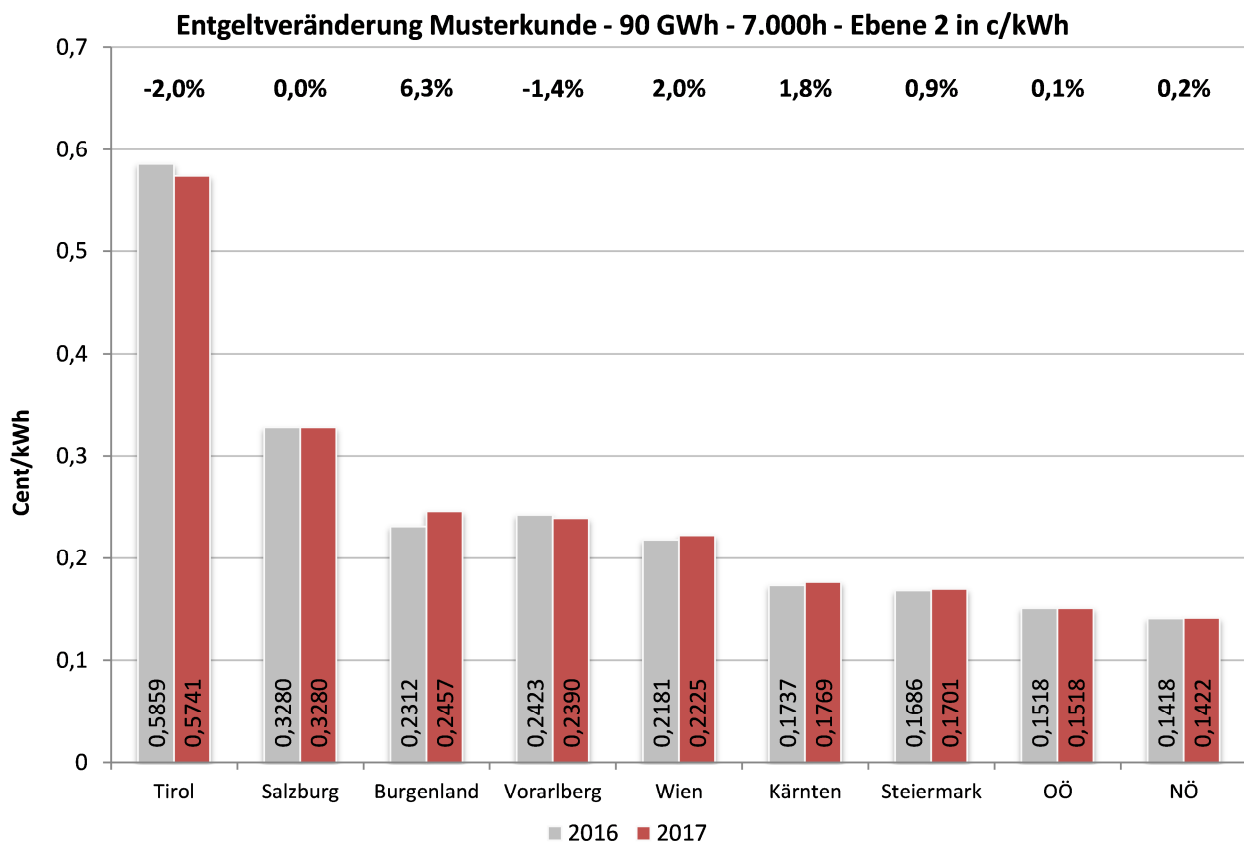


Abbildung 19: Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene 2-Musterkunde

Quelle: E-Control

Auf der Netzebene 2 waren im Gegensatz zum Vorjahr keine großen Entgelterhöhungen erforderlich. Dies resultierte aus den Mengensteigerungen, vor allem aufgrund vermehrter Einsätze der Gaskraftwerke. Mit Ausnahme vom Netzbereich Burgenland wurden die Entgelte der Netzebene 2 daher nur geringfügig angepasst. Der Effekt im Netzbereich Burgenland war auf die geringe Anzahl der an der Netzebene 2 angeschlossenen Kunden zurückzuführen. Dadurch wirkte sich eine Änderung des Verbrauchsverhaltens schon bei wenigen Kunden deutlich auf die Netzentgelte aus.

Das Netznutzungsentgelt für öffentliche Anlagen, die zum Betanken von erdgasbetriebenen Fahrzeugen dienen, wurde aufgrund der generellen Entwicklung am Gasmarkt erstmalig seit der Einführung im Jahr 2005 erhöht. Eine sofortige Parität mit der Entwicklung der Endkundenentgelte hätte zu einem deutlichen Anstieg geführt, weshalb für die Novelle 2017 eine Erhöhung der Pauschale um 5 % und des arbeitsbezogenen Entgelts um rund 8 % durchgeführt wurde.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für Verbraucher nahm die Behörde außerdem eine leichte Senkung der Netzentgelte für Speicherunternehmen und eine Anpassung der Netzentgelte für Einspeiser von Erdgas aus Förderquellen im Inland und für Einspeiser von Biogas vor.

Seit 1. Jänner 2013 basieren die Entgelte im Fernleitungsnetz auf einer im Jahr 2012 von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten und vom Vorstand der E-Control gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode. Diese Methode wurde bei der Bestimmung angemessener Kosten und Mengen für die betroffenen Netzbetreiber angewandt. Anschließend wurden die Systemnutzungsentgelte durch die Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 70 Abs. 1 letzter Satz GWG 2011 festgelegt.

Die Methode zur Festlegung von Kosten und Mengen ist jedoch bis zum 31. Dezember 2016 befristet. Im Jahr 2016 war es notwendig, Fernleitungsnetzbetreibern eine neue Methode zu genehmigen, um auch nach dem Jahr 2017 Entgelte im Fernleitungsnetz verordnen zu können.

Die Methode hat den Anforderungen des Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L Nr. 211 vom 14.08.2009, S 36) zu entsprechen. Nach diesen Bestimmungen müssen die Tarife der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Es ist sicherzustellen, dass für Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, einerseits die Effizienz zu steigern und andererseits auch notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können. Erlöse aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. Darüber hinaus legt § 82 Abs. 1 GWG 2011 fest, dass § 80 GWG 2011 sinngemäß anzuwenden ist. Demnach müssen die Finanzierungskosten die angemessenen Kosten von Eigen- und Fremdkapital umfassen, wobei die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragssteuern zu berücksichtigen sind. Auch geförderte Finanzierungen sind angemessen zu berücksichtigen.

Die durch Anwendung der Methode durch den Fernleitungsnetzbetreiber ermittelte Höhe der Kosten sowie das Mengengerüst sind der Regulierungsbehörde nachzuweisen und zu belegen. Die Genehmigung hat jedenfalls zu erfolgen, wenn die Voraussetzungen gemäß § 82 Abs. 1 und 2 GWG 2011 erfüllt sind und die aus diesen Methoden resultierenden Tarife nicht wesentlich über dem Durchschnitt veröffentlichter Fernleitungstarife (Fernleitungsentgelte) für vergleichbare Transportleistungen auf vergleichbaren Leitungssystemen in der Europäischen Union liegen. Diese sind der Regulierungsbehörde gleichzeitig mit der zu genehmigenden Methode vorzulegen.

Als Grundlage für die neue Methode diente die Methode des Jahres 2012. Diese wurde in einigen Punkten präzisiert, aktualisiert (z.B. wurden die Finanzierungskosten an die aktuellen Werte angepasst) und erweitert. Bei der Entwicklung der Methode (und im Anschluss daran, bei der Festsetzung der Entgelte) musste noch berücksichtigt werden, dass im Jahr 2016 auf europäischer Ebene der Entwurf des europäischen Netzkodex für harmonisierte Gas-Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) weiterentwickelt wurde. Auf Basis des aktuellen Standes ist davon auszugehen, dass der NC TAR im Laufe der beginnenden Regulierungsperiode in Kraft treten wird. Deswegen wurde versucht, in der Methode möglichst viele Elemente des NC TAR zu antizipieren und diese bereits entsprechend auszugestalten.

Es wurden somit im Zuge der Verfahren mit den verbliebenen zwei Fernleitungsnetzbetreibern in Österreich die in der Methode 2012 prognostizierten Kosten und Erlöse mit den tatsächlich angefallenen Kosten und Erlösen verglichen und die Differenzen aufgerollt. Darüber hinaus wurden die von den Unternehmen für die nächsten Jahre prognostizierten Kosten, Investitionen und kompromittierten Kapazitäten einer Prüfung unterzogen und nach mehreren Korrekturen schlussendlich die von den Unternehmen jeweils eingereichte Methode vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt. Somit war die Voraussetzung geschaffen, dass die Regulierungskommission die Entry/Exit-Entgelte für die nächsten Jahre festsetzen konnte.

Auf Basis des neu festgelegten Kosten- und Mengengerüsts konnte ein Großteil der Entgelte für internationale Netzbewerber gesenkt werden.

3.2 INVESTITIONEN IN DIE ÖSTERREICHISCHE GASNETZINFRASTRUKTUR - CMI

Der Verteilergebietsmanager (VGM) hat die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung (LFP) für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zu erstellen. Der Marktgebietsmanager (MGM) ist verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen zehnjährigen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) zu erstellen.

Im Rahmen der Genehmigung des KNEP 2016 und der LFP 2016 wurden in Summe vorab Investitionen in der Höhe von rund 825 Millionen Euro dem Grunde nach genehmigt, wobei diese Gesamtsumme eine potenzielle Investitionssumme ist. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung wird im Rahmen der Kostenprüfung durchgeführt.

Projektname	Kapazität (GWh/Tag)	Geplante Fertigstellung	Projektträger	Entry/Exit Punkt	Korrespondierende Projekte	Projektziel
GCA 2015/01b Projekt 1b: BACI DN 1200	398	-	Gas Connect Austria GmbH	Reintal	-	Schaffung technischer bidirektionaler Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt
GCA 2015/03 Projekt 3: Entry/Exit Überackern - Maximum	424	-	Gas Connect Austria GmbH	Überackern	-	Untersuchte Maximalvariante zur Erhöhung der technischen Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern. Untersuchung der Schaffung von alternativen Routen für potenzielle Speicheranbindungen
GCA 2015/04 Projekt 4: Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	32	-	Gas Connect Austria GmbH	Mosonmagyaróvár	-	Herstellung von technischer Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zur Deckung des angemeldeten zusätzlichen Bedarfs auf FZK Basis
GCA 2015/06 Projekt 6: Mosonmagyaróvár plus	618	-	Gas Connect Austria GmbH	Mosonmagyaróvár	-	Herstellung von technischer Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zur Deckung des angemeldeten zusätzlichen Bedarfs auf FZK Basis
GCA 2015/01a: Bidirectional Austria Czech Interconnector	201	Q4/2021	Gas Connect Austria GmbH	Reintal	TAG 2016/05	Herstellung technischer bidirektionaler Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt
GCA 2015/02: Entry Überackern *	181	Q1/2022	Gas Connect Austria GmbH	Überackern SUDAL	TAG 2016/02	Erhöhung der technischen Kapazität am Einspeisepunkt Überackern SUDAL.

Projektname	Kapazität (GWh/Tag)	Geplante Fertigstellung	Projektträger	Entry/Exit Punkt	Korrespondierende Projekte	Projektziel
<u>GCA 2015/02a: Entry Überackern</u>	181	Q1/2022	Gas Connect Austria GmbH	Überackern SUDAL	TAG 2016/02	Erhöhung der technischen Kapazität am Einspeisepunkt Überackern SUDAL inklusive Adaptation der Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel in Höhe von 313 GWh/Tag
<u>GCA2015/05: Entry Mosonmagyaróvár</u>	153	Q4/2021	Gas Connect Austria GmbH	Mosonmagyaróvár	TAG 2016/04	Herstellung von technischer Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zur Deckung des angemeldeten zusätzlichen Bedarfs auf FZK Basis
<u>GCA 2015/07b Projekt 7b: Mehrbedarf Verteilergebiet +</u>	161	Q3/2018	Gas Connect Austria GmbH	Virtueller Einspeisepunkt	TAG 2016/02	Erhöhung der technischen Kapazität am virtuellen Einspeisepunkt vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene der GCA zur Deckung des angemeldeten zusätzlichen Kapazitätsbedarfs auf FZK-Basis
<u>GCA2015/08 Entry/Exit Murfeld *</u>	Entry: 165 Exit: 105	Q4/2021	Gas Connect Austria GmbH	Murfeld	TAG 2016/02&TAG 2016/01	Herstellung von technischer Kapazität auf FZK Basis am Ein- und Ausspeisepunkt Murfeld mit der Generierung von erstmaliger FZK Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld
<u>GCA 2015/09 Projekt 9: Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten</u>	-	Q3/2016	Gas Connect Austria GmbH	-	TAG 2015/01	Ertüchtigung des Knoten Baumgarten mit dem Ziel der Erhöhung der Flexibilisierung, der Schaffung neuer Fahrwege und Verbesserung der Steuerungsmöglichkeiten, sowie die Reduktion der Unterbrechungswahrscheinlichkeit unterbrechbarer Dienstleistungen
<u>GCA2015/10: Entry Arnoldstein</u>	-	Q3/2018	Gas Connect Austria GmbH	-	TAG 2016/02	Ermöglichung des höchstmöglichen FZK-Ausweises des Projektes TAG 2015/02 am Einspeisepunkt Arnoldstein durch Anpassung der GCA Anlagen.

* Wurde zurückgezogen (siehe Kapitel 7)

Projektname	Kapazität (GWh/Tag)	Geplante Fertigstellung	Projektträger	Entry/Exit Punkt	Korrespondierende Projekte	Projektziel
<u>GCA 2016/01: Baumgarten Brezliv Interconnector</u>	1.316	Q4/2020	Gas Connect Austria GmbH	Reintal	TAG 2016/06	Herstellung technischer bidirektionaler Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt
<u>GCA 2016/02: Oberkapitel N4G Interconnector</u>	111	Q1/2022	Gas Connect Austria GmbH	Dierndorf	TAG 2016/02	Erstmalige Generierung von technischer bidirektionaler Kapazität auf FZK Basis am Ein- und Ausspeisepunkt Dierndorf zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt.
<u>GCA 2016/03 Entry/Exit Murfeld & Entry Arnoldstein</u>	Entry: 166 Exit: 53	Q4/2021	Gas Connect Austria GmbH		TAG 2016/02 & TAG 2016/01	Erhöhung von technischer Kapazität auf FZK Basis am Ausspeisepunkt Murfeld sowie Schaffung von erstmaliger technischer FZK Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld
<u>TAG 2015/01: Messstrecken Baumgarten TAG Einbindung</u>	-	Q3/2016	Trans Austria Gasleitung GmbH	-	GCA 2015/09	Neue Verbindung zwischen dem GCA Subsystem WAG-MS4 und dem TAG System geschaffen, wodurch sich die Verbindungskapazität innerhalb der Station Baumgarten erhöht.
<u>TAG 2015/02: AZ1 Baumgarten Reverse Flow *</u>	-	Q3/2018	Trans Austria Gasleitung GmbH	-	GCA 2015/10 TAG 2016/01	Herstellung einer physikalischen Verbindungskapazität in Baumgarten zwischen dem TAG Fernleitungssystem und den GCA Subsystem PVS-AZ1 im Reverse Flow.
<u>TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf</u>	430	Q4/2018	Trans Austria Gasleitung GmbH	Arnoldstein Murfeld	TAG 2016/02 GCA 2015/08 GCA 2015/10 GCA 2016/03	Gewährleistung des Transport von mindestens 1,6 Mio. Nm ³ /h (mindestens 1.000.000 Nm ³ /h am Einspeisepunkt Arnoldstein und 600.000 Nm ³ /h am Einspeisepunkt Murfeld) nach Baumgarten durch Modifikationen des Stationskontrollsystems sowie der CS Weitendorf

* Wurde zurückgezogen (siehe Kapitel 7)

Projektname	Kapazität (GWh/Tag)	Geplante Fertigstellung	Projektträger	Entry/Exit Punkt	Korrespondierende Projekte	Projektziel
<u>TAG 2016/02 AZ1 additional entry and connection with BOP13</u>	-	Q3/2018	Trans Austria Gasleitung GmbH	-	GCA 2015/02 GCA 2015/02a GCA 2015/07b GCA 2016/02	Gewährleistung der Einspeisung der zusätzlichen Mengen vom AZ1 Einspeisepunkt in das TAG System, wie vom dem Upgrade des Projektes GCA/2015/7b, in dem die gesamten 1.200.000 Nm ³ /h vom AZ1 vollständig zu der TAG CS Baumgarten Saugseite (Niederdruckseite) gebracht werden, vorgesehen ist. Das Projekt inkludiert auch die Verbindung von BOP13 zu AZ1 Mitteldruckstrecke.
<u>TAG 2016/03 Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)</u>	-	Q4/2019	Trans Austria Gasleitung GmbH	Baumgarten TAG	TAG 2016/01	Umkehrung des physikalischen Reverse Flow des TAG Systems in Richtung des slowakischen Netzwerkes, wodurch sich die Versorgungssicherheit der ganzen Region verbessert.
<u>TAG 2016/04 TAG Baumgarten interconnection capacity (Mosonmagyaróvár)</u>	-	Q4/2021	Trans Austria Gasleitung GmbH	-	GCA 2015/05	Herstellung zusätzlicher FZK Kapazität am GCA Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár durch zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis in Baumgarten mit garantierten Zugang zum VHP durch Ermöglichung erhöhten Gasflusses in die TAG Baumgarten Station.
<u>TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)</u>	-	Q4/2020	Trans Austria Gasleitung GmbH	-	GCA 2015/01a	Herstellung eines garantierten Zugang zum VHP basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am neuen GCA Punkt Reintal zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis vom/zum TAG System in Richtung des/kommend vom tschechischen Markt
<u>TAG 2016/06 TAG Baumgarten interconnection capacity</u>	-	Q4/2020	Trans Austria Gasleitung GmbH	-	GCA 2016/01	Herstellung eines garantierten Zugang zum VHP basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am neuen GCA Punkt Reintal zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis vom/zum TAG System in Richtung des/kommend vom tschechischen Markt

Tabelle 4: Projekte der FNB aus KNEP 2016

<i>Projekte der LFP 2016</i>				
<i>Nr.</i>	<i>Projekt</i>	<i>Projekt-träger</i>	<i>geplante Fertigstellung</i>	<i>Status</i>
2012/02	Reverseflow Auersthal	GCA	9/2017	in Umsetzung
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	9/2018	in Umsetzung
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	in Umsetzung
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2018	in Umsetzung
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2019	eingereicht
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA	12/2017	eingereicht
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	3/2020	eingereicht
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2017	eingereicht
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2017	eingereicht

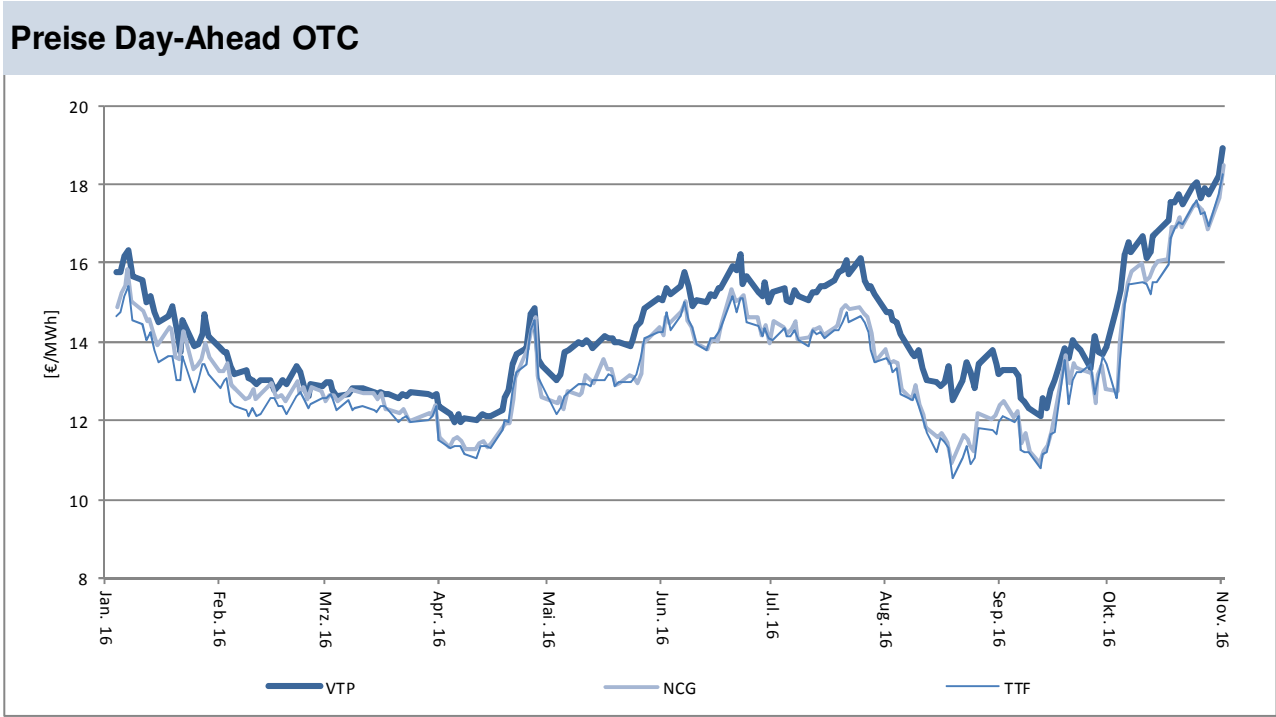
Tabelle 5: Projekte aus LFP 2016

3.3 WETTBEWERB AM GASMARKT

3.3.1 GROßHANDEL

Das Jahr 2016 zeichnete sich besonders durch eine Änderung der klassischen Gaspreisentwicklung aus - eine Preisentwicklung, die in den vergangenen Jahren recht verlässlich niedrige Preise im Sommer und hohe Preise im Winter durchlief.

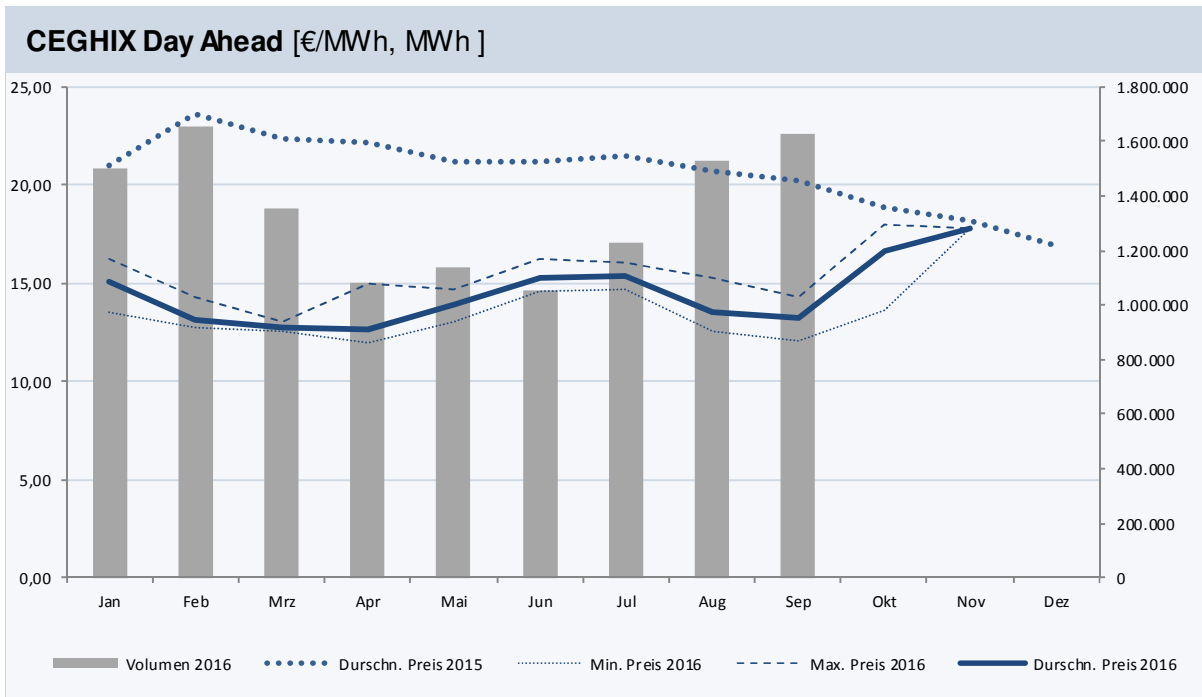
Die ersten Monate 2016 zeichneten sich dadurch aus, dass sich der Preisverfall im Spotmarkt, welcher 2015 begonnen hatte, fortsetzte. Im Bereich des kurzfristigen Produkts Day-Ahead wurde das bisherige Jahrestief Mitte April erreicht. Die allgemeine Preisentwicklung verlief sowohl am virtuellen Handelspunkt (VHP) als auch in den Gebieten Net Connect Germany (NCG) und Title Transfer Facility (TTF) ähnlich, wobei der Aufschlag am VHP gegenüber dem deutschen NCG bei etwa 0,75 Euro/MWh lag (Vorjahresvergleich: ca. 0,6 Euro/MWh; siehe Abbildung 20). Insgesamt konnte am Central European Gas Hub (CEGH) ein deutlicher Anstieg in der Anzahl der aktiven Händler und der gehandelten Volumen verzeichnet werden (Abbildung 21).



Quelle: ICIS Heren

Abbildung 20: Preisentwicklung Day-Ahead

Quelle: ICIS Heren, CEGH Wiener Börse



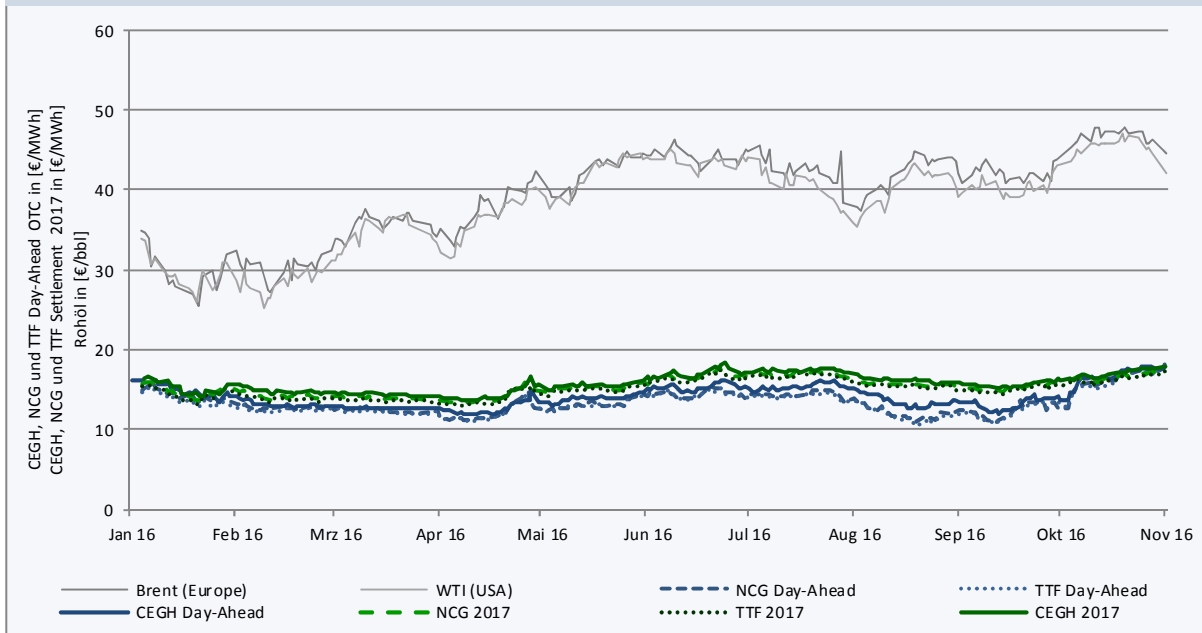
Quelle: CEGH, Wiener Börse

Abbildung 21: Entwicklung CEGH

Quelle: CEGH, Wiener Börse

Die Entwicklungen am Gasmarkt werden trotz stetig wachsender Unabhängigkeit nach wie vor von den Ölmärkten beeinflusst. Anfang des Jahres setzte sich der Preisverfall am Ölmarkt fort. Eine nachhaltige Trendwende konnte erst verzeichnet werden, nachdem der Preis Ende Jänner auf knapp über 25 Euro/Barrel gefallen war. In der zweiten Jahreshälfte betrug der durchschnittliche Preis ca. 42,5 Euro/Barrel (Abbildung 22).

Gas: Kurz- und Langfristige Preisentwicklung, Rohöl



Quelle: ICIS Heren, CEGH Wiener Börse

Abbildung 22: Entwicklungen Gas und Ölpreise

Quelle: ICIS Heren, CEGH Wiener Börse

Das Front-Jahresprodukt (Jahr 2017) hingegen zeichnete sich durch kaum vorhandene Preisbewegungen aus (Abbildung 22). Den Großteil des Jahres bewegten sich die Preise seitwärts, gestützt von der seitlichen Bewegung des Ölpreises und der guten Versorgungslage dank geringer Unterbrechungen aus Norwegen und einer sicheren Versorgung aus Russland. Insgesamt fielen auch die Liquefied Natural Gas (LNG)-Lieferungen geringer als erwartet aus, was dazu führte, dass der Preis zumindest eine geringe Unterstützung erhielt und die psychologische Grenze von 15 Euro/MWh bereits Ende April wieder überschritten wurde und sie seitdem auch nicht mehr unterschritten wurde. Der Jahreshöchstwert wurde Mitte Juni, bei knapp 18 Euro/MWh, erreicht. Nach wie vor spielen aber die Erwartungen der Händler in der Preisentwicklung eine große Rolle. Der Markt für Futures am VHP ist von eher geringer Liquidität geprägt. Es bleibt abzuwarten, welchen Einfluss die bevorstehende Migration der CEGH-Kontrakte auf die PEGAS-Plattform haben wird.

3.3.2 SPEICHERMARKT

Die Speicherkapazitäten sind in Österreich im Jahr 2016 bezogen auf das Arbeitsgasvolumen um 3 % auf 92.173 GWh gestiegen. Speicher der OMV Gas Storage (OGS), RAG Energy Storage (RES) und Uniper, die direkt an das Marktgebiet Ost angebunden sind, hatten im September 2016 ein Arbeitsgasvolumen von 62.193 GWh, das bedeutet einen Anstieg von 4 % im Vergleich zum Vorjahresmonat. Auch die Einspeicher- und Entnahmeraten wurden leicht erhöht. Der Speicher Haidach, der von GSA LLC und astora vermarktet wird, ist an das deutsche Transportnetz angebunden, kann aber über das deutsche Netz für das MG Ost genutzt werden. Auch hier wurde das vermarktbare Arbeitsgasvolumen leicht erhöht.

Den größten Anteil an den Speicherkapazitäten hält OGS mit 26 % bezogen auf Österreich und 39 % bezogen auf die an das MG Ost angebundenen Speicher.

Speicherunternehmen	Einspeicher- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspei- cherrate	Entnahme- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnah- merate	Arbeitsgas- volumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgas- volumen
OMV Gas Storage GmbH	8.709	25%	12.170	28%	24.350.430	26%
RAG Energy Storage GmbH	8.033	23%	8.369	19%	17.123.000	19%
Uniper Energy Storage GmbH	6.742	19%	10.112	23%	20.720.000	22%
Summe Marktgebiet Ost	23.483		30.651		62.193.430	
astora GmbH & Co. KG	3.757	11%	4.358	10%	10.443.533	11%
GSA LLC	7.400	21%	8.140	19%	19.536.000	21%
Summe Österreich	34.640	100%	43.149	100%	92.172.963	100%

Abbildung 23: Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand September 2016

Quelle: E-Control

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) waren 2016 zwischen 94 % und 100 % ausgebucht (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

Aufgrund des milden Winters 2015/2016 und der niedrigen Gaspreise an den Handelsplätzen waren die Speicherfüllstände am 1. April, zu Beginn des neuen Speicherjahres, um 37 % höher als nach dem Winter 2014/2015.

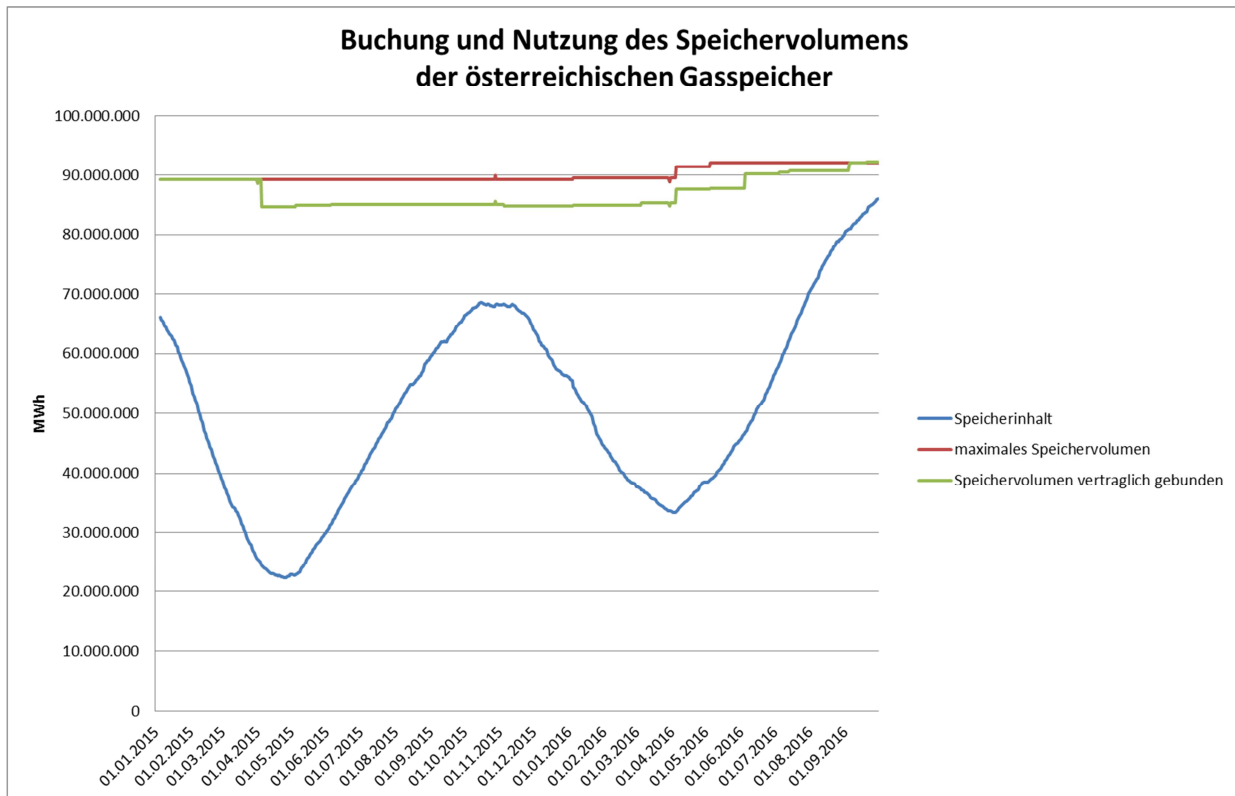


Abbildung 24: Buchung und Nutzung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher

Quelle: E-Control

Festzustellen ist, dass bei der Preisbildung für Speicherkapazitäten weiterhin ein hybrides Preissystem auf der Basis unterschiedlicher Allokationsverfahren besteht:

- Zum einen werden Speicherentgelte von den Speicherunternehmen für Standard Bundled Units (SBU) veröffentlicht, die bei der Vergabe der Speicherkapazitäten über die Reihenfolge des zeitlichen Einlangens (first come, first served) angewandt werden.
- Zum anderen werden bei der Vergabe über Auktionen die Speicherentgelte als Ergebnis des Vergabeprozesses bestimmt. Die veröffentlichten Speicherentgelte spielen dabei keine Rolle, da bei der Auktion die Zahlungsbereitschaft der Speicherkunden wesentlichen Einfluss auf die Preisfindung nimmt.

Auktionen wurden in Österreich bisher von OGS, Uniper, astora und GSA LLC durchgeführt. OGS und astora verwendeten dafür die Versteigerungsplattform Store-X.

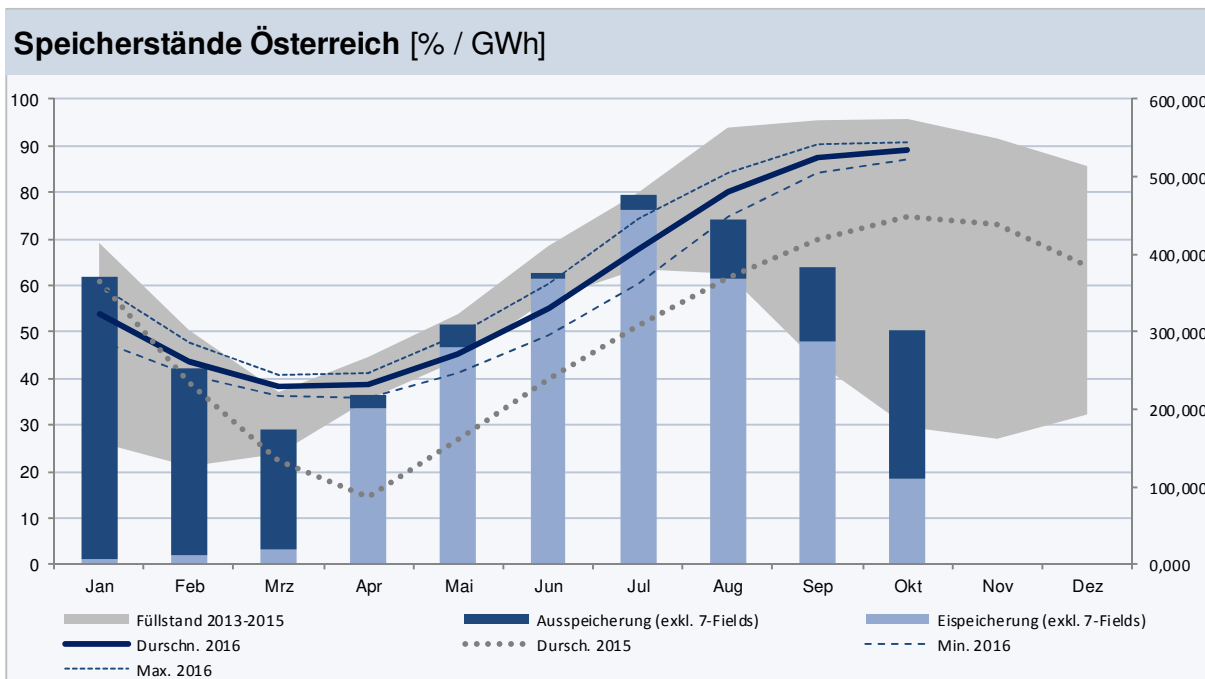
Einbindung der Speicher in das Transportnetz

Die Speicheranlagen, die von den Speicherunternehmen OGS und RES vermarktet werden, sind an das Verteilerg Gebiet angebunden. Der Speicher 7Fields ist sowohl an das Verteilerg Gebiet als auch an das Fernleitungsnetz angebunden, mit der Möglichkeit der Ausspeisung an das deutsche Netzgebiet. Geplant ist der Anschluss des Speichers Haidach im

Marktgebiet Ost an das Verteilernetz, die Investitionsentscheidung der Speicherunternehmen GSA LLC und astora ist jedoch nach wie vor ausständig.

Seit 1.1.2013 hat das Speicherunternehmen beim Netzbetreiber einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität zu buchen.

Aufgrund der niedrigen Preise und der hohen Temperaturen begann die Einspeichungs-Saison dieses Jahr bereits wieder Anfang April. Dies führte dazu, dass die Speicher schon im Oktober zu über 90 % gefüllt waren (Abbildung 25). Dass die Preise trotz dieser entspannten Situation gestiegen sind, ist zum einen auf eine Rückkehr der Temperaturen zu den Normalwerten zurückzuführen, zum anderen aber auch auf den steigenden Strom- und Kohlepreis. Dies führte zu einer wachsenden Gasnachfrage für die Verstromung.



Quelle: GSE, Berechnungen E-Control

Abbildung 25: Speicherstände

Quelle: GSE, Berechnungen E-Control

3.3.3 ENDKUNDEN

Auch im Gasmarkt hat sich die Anzahl der Gaslieferanten erhöht, insgesamt sind neun dazugekommen: McGas, Sturm Energie und Top Energy, neu gegründete österreichische Unternehmen, EnergieDirect – der alt ansässige Heizöl und Schmier- und Treibstoffhändler, der nur für Gewerbe anbietet, und die Firmen Maingau, E Wie Einfach und Grünwelt Energie aus Deutschland, die neben Strom auch Gas für Haushalts- und Gewerbekunden anbieten. Die Oekostrom AG

startete im November den Gasverkauf an Kleinkunden und Montana erweiterte das Liefergebiet auf Tirol und Vorarlberg.

Insgesamt 40 Gaslieferanten, fast die Hälfte davon sind alternative Anbieter, beliefern 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkunden in Österreich. Im Marktgebiet Ost können Haushalte zwischen mehr als 65 Angeboten (im Vorjahr 45) von 25 und mehr Anbietern wählen. In Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells und der Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 das Angebot kontinuierlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit goldgas nur einen alternativen Anbieter gab, bekommen Kleinkunden in Tirol inzwischen bis zu 47 Angebote (im Vorjahr 24) von 19 unterschiedlichen Anbietern.

3.3.3.1 HAUSHALTSPREISE

Der Gesamtpreis bei den Haushalten entwickelte sich im Jahr 2016 auf 2017 je nach Lieferant und jeweiligem Netzgebiet unterschiedlich. Während ein Musterhaushalt in Burgenland um 53 Euro brutto weniger für Gas bezahlt, hat ein Kunde in Salzburg Mehrkosten von 10 Euro im Jahr im Vergleich zum Vorjahr zu tragen. Der hohe Unterschied ist auf die Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten zurückzuführen.

Der Gesamtpreis im gewichteten Durchschnitt ist real um 5% gesunken, real von 5,57 Cent/kWh auf 5,29 Cent/kWh. Die Senkung ist vor allem auf den Rückgang von Energiepreis und teilweise auf die Reduktion der Netzkosten in manchen Gebieten zurückzuführen.

Die Netzkosten wurden Anfang 2017 in allen Netzgebieten geändert, wobei die höchste Steigerung von ungefähr 13% Kunden in in Niederösterreich zu tragen haben. Dagegen konnten Kunden im Netzgebiet Tirol eine Senkung von 5,5% verzeichnen.

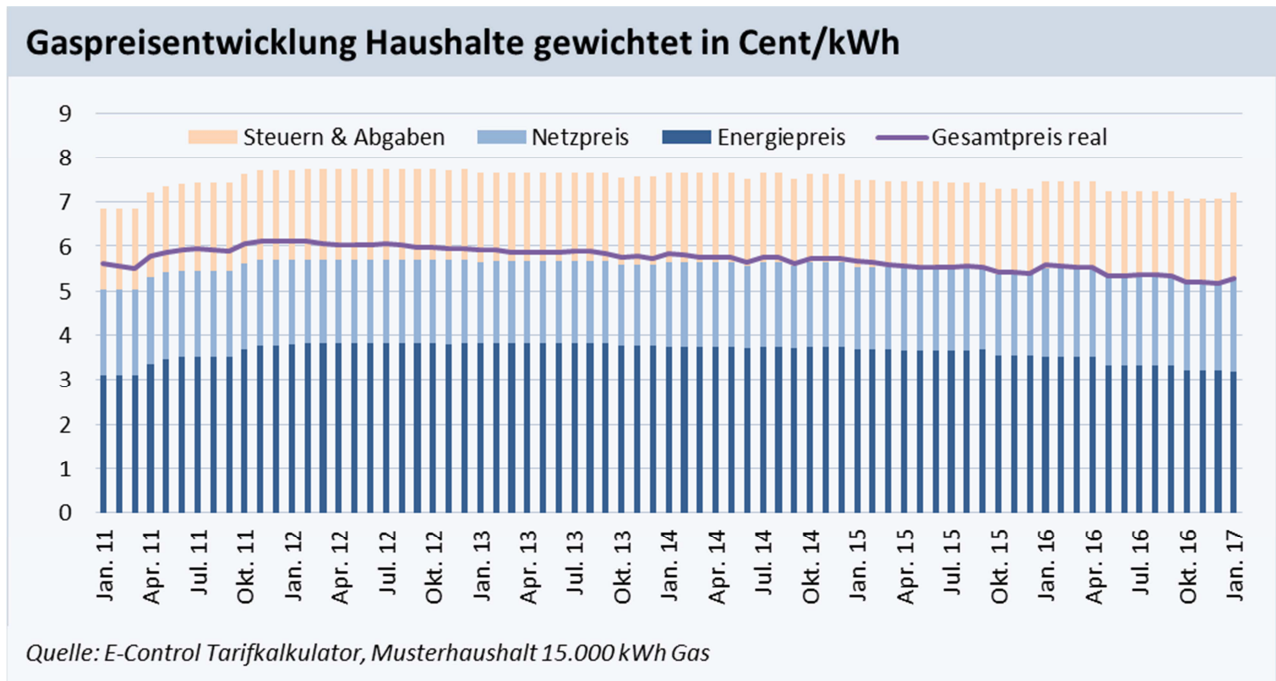


Abbildung 26: Gaspreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)

Quelle: E-Control

Insgesamt zwölf Gaslieferanten, darunter auch große regionale Gaslieferanten, wie die Unternehmen der Energie Allianz (Wien Energie, EVN, Energie Burgenland), die Energie Steiermark, die Energie Graz, die Energie AG Power Solutions und Linz Gas, die Tigas sowie die Salzburg AG haben im Laufe des Jahres 2016 ihre Energiepreise gesenkt Anfang Februar 2017 senkte die Salzburg AG den Energiepreis nochmals um 5% (Abbildung 27).

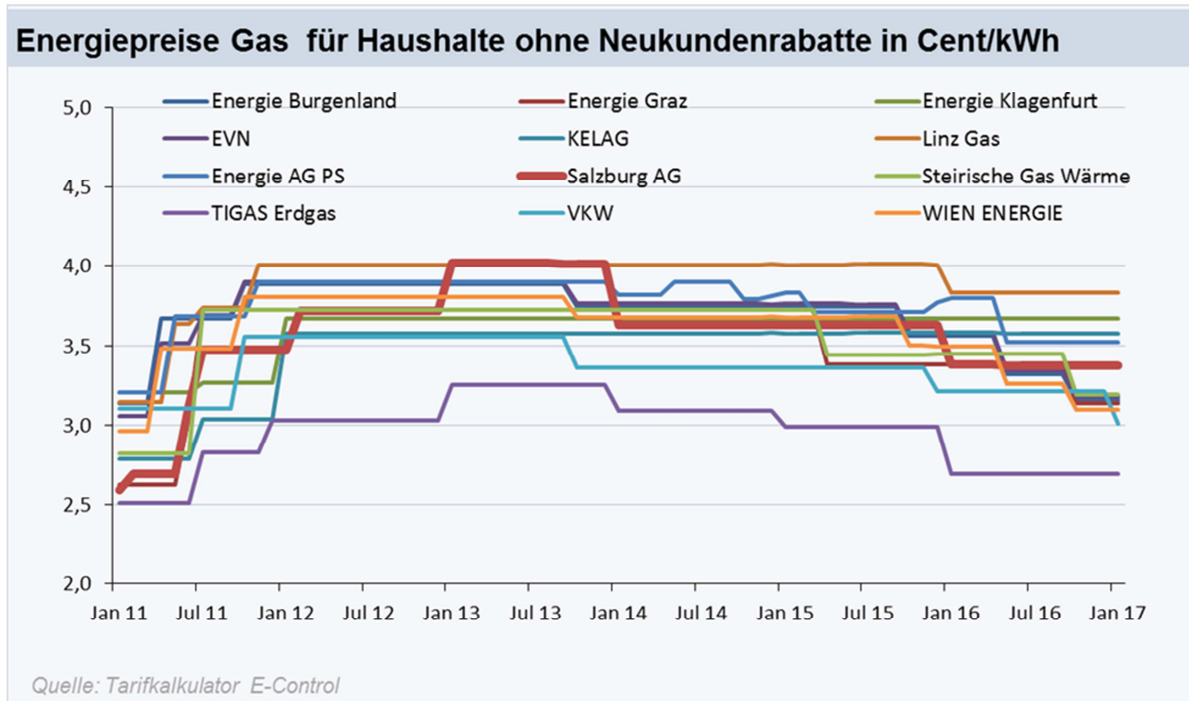


Abbildung 27: Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie inkl. unbedingter Rabatte, ohne Netz, Steuern und Abgaben) Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

Die Senkungen fielen unterschiedlich aus, von 4 % bei der Linz Gas (31 Euro/a Brutto) bis 16 % bei der eww ag (108 Euro/a Brutto). Der gewichtete Energiepreis der regionalen Lieferanten für November ist dadurch im Vergleich zum Vorjahr um 9 % gesunken.

Anfang November 2015 betrug der Energiepreis für Haushaltskunden beim Bestbieter österreichweit 0,48 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (goldgas), was deutlich unter dem günstigsten Angebot des Vorjahres von 1,79 Cent/kWh (goldgas) liegt. Das Angebot ohne Neukundenrabatte ist mit 1,82 Cent/kWh fast auf dem Preisniveau des Vorjahresangebotes inkl. Neukundenrabatten. Trotz der einzelnen Preisreduktionen bei Dauerkunden bewegen sich ihre Energiepreise mit 2,69 bis 3,83 Cent/kWh noch immer auf einem viel höheren Niveau als bei Neukunden (Abbildung 27). Dadurch kann das Einsparpotenzial beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten je nach Verbrauchsmenge sehr hoch ausfallen. Das Einsparpotenzial ist in den letzten drei Jahren ununterbrochen gestiegen, da neue alternative Lieferanten mit niedrigen Preisen stark um die Marktanteile kämpfen.

Die Ersparnis beim Wechsel vom angestammten Gaslieferanten zum Bestbieter ist für einen Kunden in Klagenfurt auf bis zu 640 Euro im Jahr inkl. Neukundenrabatten bzw. für einen Haushalt in Linz auf 360 Euro ohne Neukundenrabatte gestiegen (Abbildung 28).

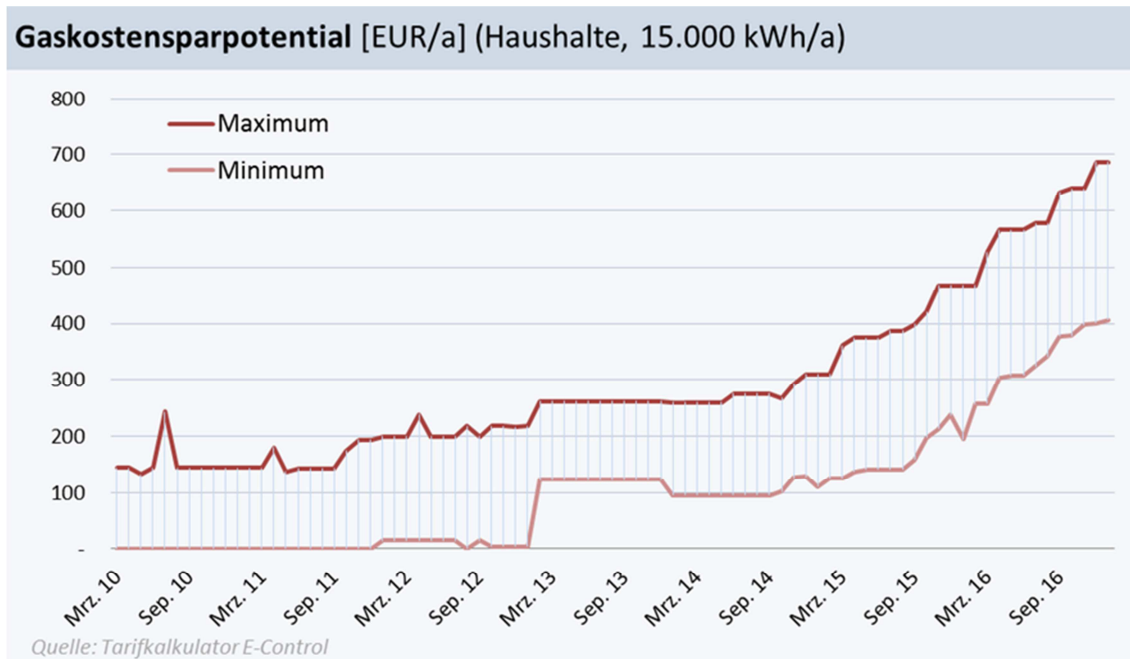


Abbildung 28: Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Gaslieferanten

Quelle: E-Control

3.3.3.2 GEWERBEPREISE

Bei Gas erhalten Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg bis zu 33 (im Vorjahr 14) Angebote, was noch immer deutlich unter dem Angebot von bis zu 52 Produkten (im Vorjahr 39) in den restlichen Gebieten Österreichs oder dem Angebot für Haushalte liegt. Ein Unternehmen mit einem Gasverbrauch von 100.000 kWh/a kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 3.345 Euro (im Vorjahr 1.875 Euro) ersparen, ein Unternehmen mit 400.000 kWh bis zu 13.182 Euro (Vorjahr 7.100 Euro)⁷. Der Durchschnittspreis⁸ für einen Gasbedarf von 100.000 kWh bewegt sich zwischen 5,09 Cent/kWh und 6,57 Cent/kWh (Abbildung 29).

⁷ Tarifkalkulator Gewerbe Stand 1.11.2016.

⁸ Durchschnittspreis: Energiekosten (ohne Neukundenrabatte) inkl. Netzkosten, Abgaben und Steuern.

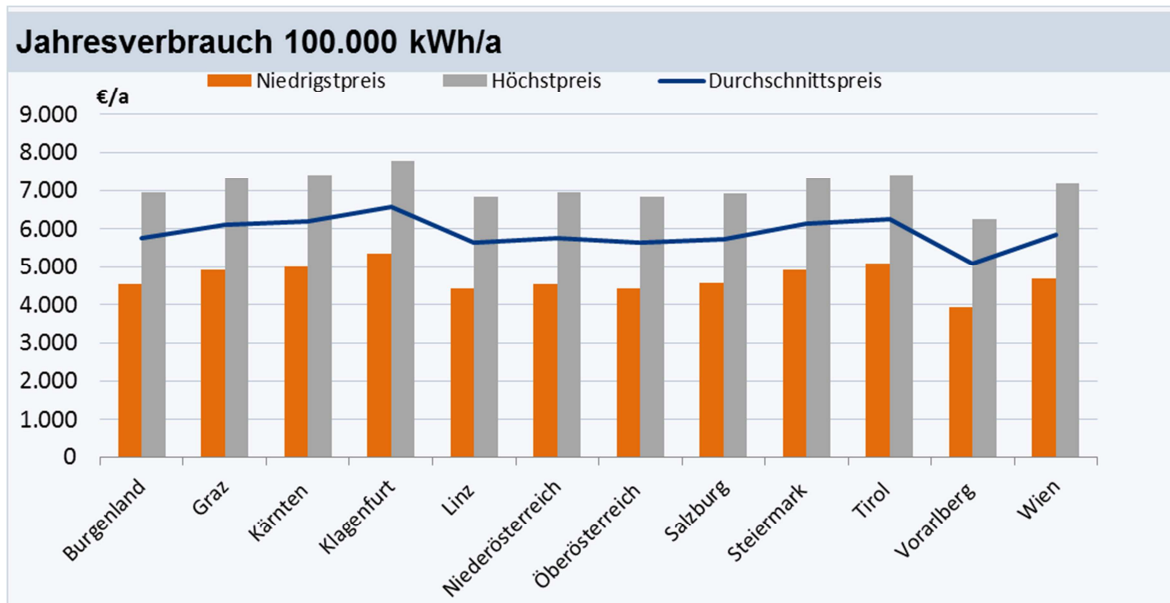


Abbildung 29: Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

3.3.3.3 INDUSTRIEPREISE

Die Gaspreise sanken im Jahresvergleich stark und lagen insgesamt unter 2,3 Cent/kWh. Unternehmen mit einem Jahresverbrauch über 100 GWh zahlen im Durchschnitt bereits weniger als 2 Cent/kWh. Die niedrigeren Energiepreise sind auf einen Rückgang des Importpreis und der Börsenpreise zurückzuführen.

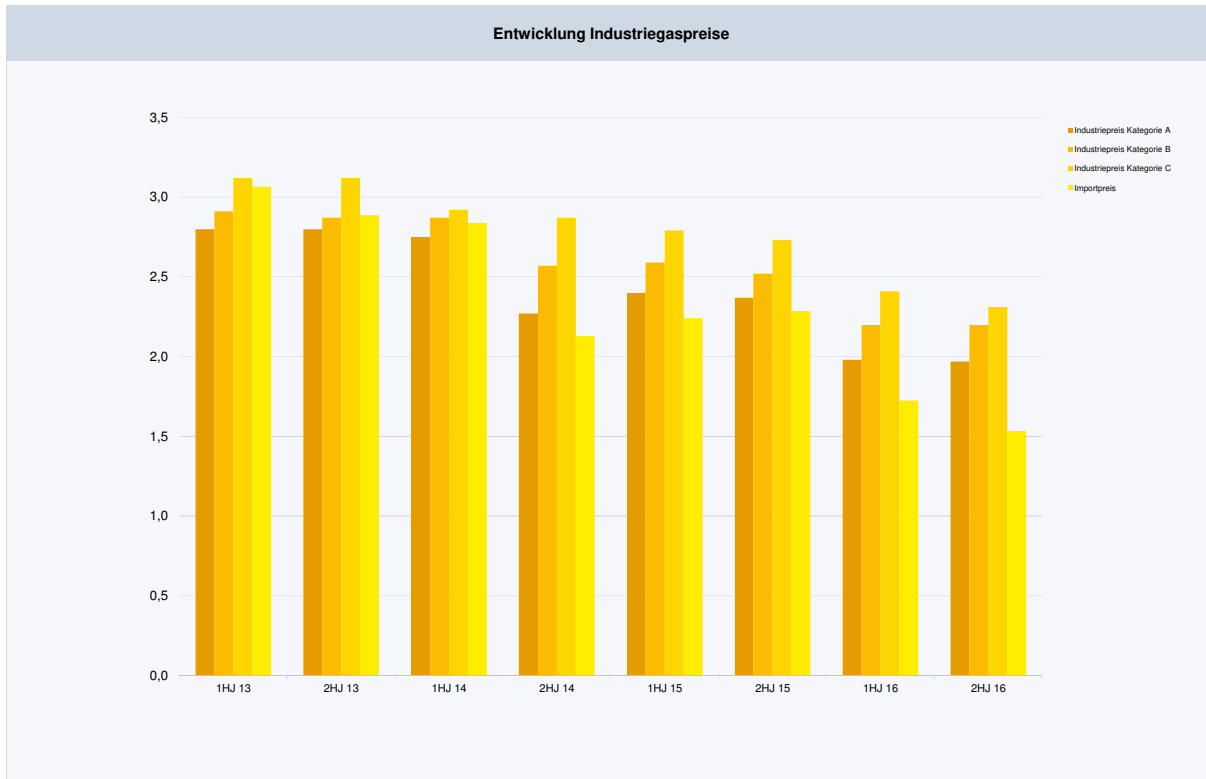


Abbildung 30: Entwicklung Industriegaspreise

Quelle: E-Control, Statistik Austria

3.3.3.4 WECHSELDYNAMIK AM GASMARKT

68.250 Zählpunkte bezogen 2016 Erdgas von einem neuen Versorger. Dies entspricht einer Wechselrate von 5,1 %. Damit haben auch im Erdgasbereich mehr Zählpunkte ihren Versorger gewechselt als jemals zuvor (bisher war 2014 mit 56.800 Wechslern bzw. einer Wechselrate von 4,2 % Spitzenreiter). Bei den Haushalten wechselten 62.850 Zählpunkte, bei den Nichthaushalten 5.400, was Wechselraten von 5,0 % bzw. 7,0 % entspricht (Abbildung 31).

Im Unterschied zum Strombereich ist im Erdgasbereich die Wechselbereitschaft in den großen Endkundenkategorien höher als in den kleinen: 16,6 % der Zählpunkte der Großindustrie (mit einem Jahresbezug von mehr als 28,0 GWh) wechselten 2016 ihren Versorger. 10,4 % der mittleren Industrie und 7,0 % der sonstigen Kleinabnehmer (mit einem Jahresgasbezug von bis zu 2,8 GWh).

Endkunden- kategorie	2015		2016		Veränderung 2015/16	Q1-2017	
	Wechsel	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate	Wechselrate	Wechsel	Wechsel- rate
Haushalte	42.662	3,4%	62.854	5,0%	+47%	23.813	1,9%
Nicht Haushalte	3.397	4,4%	5.392	7,0%	+59%	2.196	2,9%
Insgesamt	46.059	3,4%	68.246	5,1%	+50%	26.075	1,9%

Abbildung 31: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte

Quelle: E-Control

Auch im vierten Quartal 2016 und im ersten Quartal 2017 sind gestiegene Wechselzahlen zu beobachten (Abbildung 31). Analog zum Strommarkt trugen ähnliche Faktoren zu dieser Entwicklung bei (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die neuen Lieferanten konnten Kunden gewinnen und dadurch intensivierte sich der Wettbewerb weiter. Die Ersparnis beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Lieferanten für einen Musterhaushalt ist zwischen Januar 2016 und 2017 von 370 EUR auf 505 EUR deutlich gestiegen.

Aufgrund von Änderungen im Bereich der europäischen Energie- und Preisstatistiken wurden die Verbraucherkategorien neu definiert. Nunmehr wird nicht mehr zwischen Haushalten und kleinen Verbrauchern einerseits und Industriekunden andererseits unterschieden, sondern nur noch zwischen Haushalten und Nicht-Haushalten. Im Erdgasbereich werden dadurch die sogenannten Gewerbekunden nicht mehr gemeinsam mit den Haushaltskunden den Kleinverbrauchern zugezählt sondern den Nicht-Haushalten zugerechnet. Eine zweite wesentliche Änderung wurde bei der Zuordnung zu Größenklassen vorgenommen, wobei nunmehr nicht mehr einzelne Zählpunkte oder Standorte betrachtet werden, sondern Endverbraucher insgesamt. Dadurch können sich insbesondere infolge der Zusammenführung mehrerer Zählpunkte Verschiebungen in höhere Verbraucherklassen ergeben.

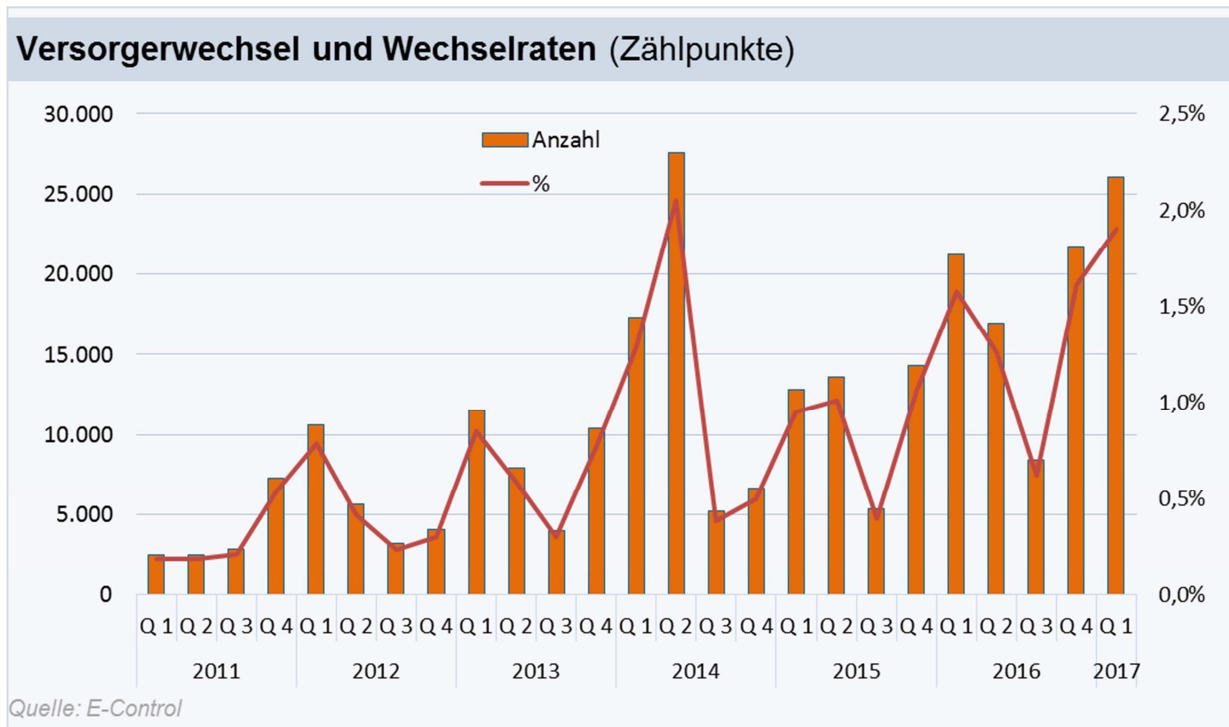


Abbildung 32: Quartalsweise Entwicklung von Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte

3.3.3.5 INTERNATIONALE PREISVERGLEICHE

Entsprechend Eurostat-Daten sind die Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in der zweiten Hälfte 2016 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum für Haushalte fast in allen Ländern der EU gesunken. Während sich die Kunden in Großbritannien über eine Senkung von 25% freuen konnten, fiel sie in Österreich mit 5,2%, also von 7,11 Cent/kWh auf 6,74 Cent/kWh, viel geringer aus. Dagegen stieg der Preis in Ungarn um 2,3%.

In Österreich liegt der Strompreis für Haushalte um 6% höher als der EU28-Durchschnitt (6,36 Cent/kWh), auch 5% über dem Preis in Deutschland, aber 6% unter dem Durchschnitt des Euroraums (7,19 Cent/kWh). Nach wie vor findet sich Österreich im oberen Mittelfeld (an neunter Stelle), teurer ist es u. A. in den Niederlanden (8,08 Cent/kWh) und Italien (8,38 Cent/kWh), günstiger in Belgien (5,34 Cent/kWh) und Großbritannien (5,01 Cent/kWh).

Die niedrigsten Gaskosten in der EU haben Kunden in Bulgarien (3,11 Cent/kWh), etwas weniger als das Vierfache zahlen dagegen Haushalte in Schweden (11,42 Cent/kWh) (Abbildung 33).

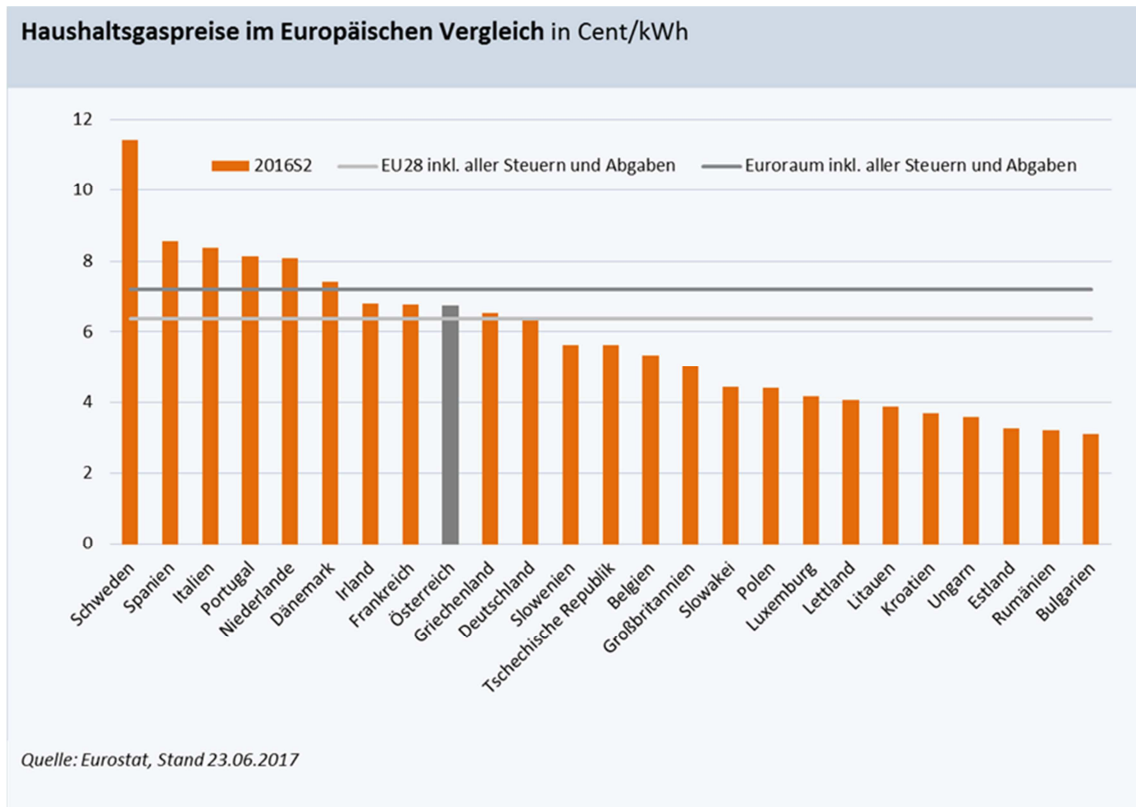


Abbildung 33: Haushaltsgaspreise (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (2. Halbjahr 2016, Gruppe 5555 kWh - 55.555 kWh/Jahr)

4 SERVICES FÜR ENDKUNDEN

4.1 TARIFKALKULATOR FÜR HAUSHALTE

Mit mehr als einer halben Million Besuchen im Jahr ist der Tarifkalkulator die meist genutzte Applikation für Strom und Gas der E-Control. In die Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben eingepflegt.

Lieferanten sind ihrerseits gesetzlich verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifkalkulator zu übermitteln.

Insgesamt 148 Strom- und 40 Gasanbieter waren Ende 2016 im Tarifkalkulator registriert, davon zählten sieben Unternehmen als neue Markteintritte. Ungefähr 1.100 Produkte befinden sich in der Datenbank des Tarifkalkulators.

Ein monatlicher Preisvergleich der Bestbieter mit dem angestammten Lieferanten und die Ersparnis beim Wechsel werden im Preismonitor auf der Webseite der E-Control dargestellt. Hier sind auch die aktuellen Preisänderungen

sämtlicher Lieferanten zu finden. In etwas anderer Form werden die Preisreports auch für das Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft erstellt.

Direkte und indirekte Zugriffszahlen auf den Tarifkalkulator

Besuche	2015	2016
Direkte Zugriffe	524.576	390.923
Indirekte Zugriffe	n/a	~ 80.000

Insgesamt haben sich österreichische Haushaltskunden 2016 im Internet etwa 2 Millionen Vergleiche von Strom- und Gasangeboten berechnen lassen.

4.2 TARIFKALKULATOR FÜR GEWERBEBETRIEBE

Gewerbebetriebe mit einem Standardlastprofil können im Tarifkalkulator-Gewerbe Angebotsvergleiche und Ersparnisberechnungen durchführen und schließlich den Bestbieter finden. Über 20.000 Unternehmen haben dieses Angebot genutzt, um Preisvergleiche durchzuführen.

4.3 KMU ENERGIEPREIS-CHECK

Das KMU-Energiepreis-Check Tool funktioniert nach dem Prinzip „Kunden informieren Kunden“ und ist anwendbar für Unternehmen mit Leistungsmessung und einem Stromverbrauch zwischen 100.000 kWh/Jahr und 5 GWh/Jahr und/oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/Jahr und 10 GWh/Jahr. Die Einträge stammen zu 80 % von Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von bis zu 1,2 GWh bzw. einem Gasbedarf von bis zu 3 GWh.

4.4 ONLINEAKTIVITÄTEN

Webportal und Online-Tools der E-Control

Das im Juli 2015 relaunched Webportal hat sich 2016 durch hohe Verfügbarkeit und durch seinen gesteigerten Administrationskomfort bewährt. 2016 wurde der KMU-Energiepreis-Check als erste Applikation in das neue Portal überführt. Die aufwändigeren Upgrade-Projekte für den Tarifkalkulator sowie der Energiespar-Check werden 2017 abgeschlossen sein.

Insgesamt verzeichnete die Webseite im Jahr 2016 rund 950.000 Besuche, was in etwa dem Wert aus dem Vorjahr entspricht. Der Tarifkalkulator ist dabei nach wie vor die wichtigste Online-Applikation auf der Webseite der E-Control, wengleich die Besuchszahlen von rund einer halben Million im Vorjahr auf knapp 400.000 im Jahr 2016 deutlich zu-

rückgegangen sind. Dass die Besuchszahlen auf den Seiten der E-Control insgesamt jedoch auf dem hohen Niveau des Vorjahres geblieben sind, zeigt, dass mit fortlaufender Öffentlichkeitsarbeit das anhaltend hohe Interesse der Verbraucher an den Themen der E-Control auch auf das Gesamtinformationsangebot gelenkt werden konnte.

Der 2014 gestartete Gewerbe-Tarifkalkulator, der auch kleinen und mittleren Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gasktarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, wurde im Vorjahr ebenfalls etwas seltener als 2015, nämlich rund 20.000 Mal besucht. Der für größere KMU entwickelte KMU-Energiepreis-Check, mit dem Strom- und Gaskunden, die ihre Preise mit den Lieferanten frei verhandeln, ihre branchenspezifischen Preise untereinander vergleichen können, wurde etwa genauso oft, nämlich rund 18.000 Mal besucht.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2016 erneut der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner. Mit ihm haben sich rund 4,2 Millionen Mal Autofahrer unter www.spritpreisrechner.at bzw. mobile.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

4.5 ENDKUNDENBERATUNG

Energie-Hotline der E-Control

In ihrer Rolle als zentrale Anlaufstelle für Strom- und Gaskonsumenten bietet die E-Control bereits seit 2001 eine Energie-Hotline an. Experten der E-Control bearbeiten Anfragen und Beschwerden telefonisch und in wachsendem Ausmaß schriftlich, z.B. per E-Mail, Brief, Fax, Webformular oder über die Social-Media Kanäle der E-Control.

Die Energie-Hotline steht unter der Telefonnummer 0810 10 25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) zur Verfügung und ist von Montag bis Donnerstag von 08:30 bis 17:30 Uhr und Freitag von 08:30 bis 15:30 erreichbar.

Im Jahr 2016 wurden rund 5.200 Anrufe entgegengenommen und bearbeitet. Neue Markteintritte und damit einhergehende alternative Vermarktungspraktiken sowie eine steigende Produktvielfalt führten zu einem Anstieg der telefonischen Anfragen von rund 14 % im Vergleich zum Vorjahr. Zudem wurden im Jahr 2016 1.100 Anfragen schriftlich an die Energie-Hotline gerichtet, was einem Zuwachs von ca. 5 % entspricht.

Am häufigsten kontaktieren Konsumenten die Energie-Hotline zu Themen rund um den Lieferantenwechsel und den Tarifkalkulator. Eine immer vielfältigere Marktlandschaft mit neuen Unternehmen, Vertriebskanälen und Produkten wirft auch bei zahlreichen Konsumenten neue Fragen auf. Darunter befinden sich viele Menschen, die selbst keinen Zugang zum Internet haben und sich telefonisch über ihre Möglichkeiten am liberalisierten Strom- und Gasmarkt informieren. Ein weiterer häufiger Anfragegrund sind Erläuterungen zur Strom- und Gasrechnung. Viele Konsumenten wenden sich mit Fragen zur Verrechnung der Rabatte, der Höhe der Teilzahlungsbeträge und der Entwicklung der Netztarife bzw. der Steuern und Abgaben an die E-Control und nehmen das Angebot eines Rechnungs-Checks durch das Team der Energie-Hotline gerne an. Im Jahr 2016 wurden außerdem vermehrt Anfragen zur Selbsterzeugung von Ökostrom und zur Einspeisung des erzeugten Überschusses an die Energie-Hotline gestellt.

Vor-Ort-Beratungen der E-Control

Um auch Menschen, die über keinen Internetzugang verfügen, oder generell nicht so versiert im Umgang mit Online-Angeboten sind, erreichen zu können, werden auch persönliche Beratungsangebote in ganz Österreich punktuell angeboten.

Im Jahr 2012 startete die E-Control ihre Beratungsoffensive in Gemeinden. In kostenlosen Einzelgesprächen und Vorträgen informieren Experten der E-Control Bürger über verschiedene Themen rund um den Strom- und Gasmarkt.

Auch bei den Vor-Ort-Beratungen wurden vor allem Fragen rund um den Lieferantenwechsel und die Verwendung des Tarifkalkulators gestellt. Neben Rechnungserklärungen und Neuanschluss spielt auch das Thema der Selbsterzeugung von Strom eine große Rolle.

Zielgruppe Migranten

Im Jahr 2016 bot die E-Control in insgesamt 23 Vereinen und Kulturzentren Beratungen für Bürger mit Migrationshintergrund an. Bei diesen Beratungen wurden nicht nur die Tätigkeiten und Services der E-Control vorgestellt, sondern auch Möglichkeiten für einen effizienteren Umgang mit Energie aufgezeigt.

Zielgruppe Senioren

Im Zeitraum Jänner bis Dezember 2016 fanden vier Beratungstermine für Senioren statt. Für diese Zielgruppe wurde ein eigenes Beratungsformat entwickelt, wobei auch hier die Tätigkeit und Services der E-Control vorgestellt und Einzelberatungen durchgeführt wurden.

Zielgruppe Einkommensschwache Haushalte

Um für einkommensschwache Haushalte Energie leistbarer zu machen, gibt es die Deckelung der Ökostromförderkosten. Einkommensschwache Haushalte, die Anspruch auf die Befreiung von den ORF-GIS-Gebühren haben, können mit dem Antrag auf Gebührenbefreiung gleichzeitig eine teilweise Befreiung von den Ökostromkosten beantragen. Sie zahlen dann verbrauchsabhängig lediglich bis zu 20 Euro pro Jahr an Förderbeiträgen, während ein österreichischer Durchschnittshaushalt rund 100 Euro brutto für Ökostromkosten bezahlt. Bei einem durchschnittlichen Verbrauch spart sich ein Haushalt mit Ökostromkostendeckelung 80 Euro im Jahr (im Jahr 2016). Die E-Control hat im Frühjahr 2017 verstärkt auf diese teilweise Befreiung von den Ökostromkosten aufmerksam gemacht. Damit wurde die neue Strategie der E-Control in einem wichtigen Bereich konkretisiert.

Messen

Auch im Jahr 2016 waren die Experten der E-Control auf verschiedenen energiespezifischen Messen in Österreich beratend tätig. Insgesamt war die E-Control 2016 auf sechs verschiedenen Messen mit einem eigenen Stand vertreten. Dabei wurden 670 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferantenwechsel, Tarifkalkulatorabfragen, Einsparmöglichkeiten bei Energie sowie Anfragen zu Ökoenergie.

4.6 DIE SCHLICHTUNGSSTELLE DER E-CONTROL

Die Schlichtungsstelle der E-Control hilft Konsumenten bei Problemen mit Strom- und Gasunternehmen.

2016 gab es mehr als 1.400 Anfragen bei der Schlichtungsstelle der E-Control. Insgesamt wurden 608 Schlichtungsverfahren geführt und zusätzlich 792 schriftliche Anfragen beantwortet.

Am häufigsten beschwerten sich Kunden über eine unerwartet hohe Stromrechnung, an zweiter Stelle kommen dann Probleme im Zusammenhang mit Zahlungsschwierigkeiten. Viele Kunden wollen wissen, warum die Strom- oder Gasrechnung im Vergleich zum Vorjahr wesentlich höher ist. Die Schlichtungsstelle der E-control schaut sich jeden Fall genau an und überprüft, ob die Höhe der Rechnung gerechtfertigt ist. Das bedeutet viel Aufklärungsarbeit. Denn gestiegen ist die Stromrechnung zuletzt vor allem wegen höherer Steuern und Abgaben – diese machen etwa ein Drittel der gesamten Kosten aus. Viele Konsumenten wenden sich auch an die Schlichtungsstelle nach einem Wechsel des Strom- oder Gaslieferanten. Der Wechselprozess selbst funktioniert in den meisten Fällen völlig reibungslos. Unklarheit besteht bei den Konsumenten aber manchmal, was die Höhe der Teilbetragsvorschriften nach dem Wechsel betrifft. Das ist in der Schlichtungsstelle ein Dauerthema. Hier herrscht bei den Konsumenten ein hoher Informationsbedarf, damit diese die Methode der Teilbetragsberechnung nachvollziehen können. Die Schlichtungsstelle macht darüber hinaus eine Plausibilisierung der Teilbeträge, wobei sie dabei bei den Netzbetreibern oder Lieferanten die Berechnungsgrundlagen einholt. Was die Mitarbeiterinnen in der Schlichtungsstelle in diesem Zusammenhang auch sehr häufig beschäftigt ist die Frage, wann und wie Neukundenboni nach dem Lieferantenwechsel zur Vergütung kommen. Hier wurde im Jahr 2016 eine erhöhte Nachfrage der Konsumenten zu diesem Thema verzeichnet.

Auch das Thema der An- und Abmeldungen von Strom- oder Gasanschlüssen führt immer wieder zu Anfragen bei der Schlichtungsstelle. Vor allem, wenn jemand eine Wohnung neu mietet, treten Fragen auf, an wen man sich wenden muss, um möglichst zügig wieder Strom oder Gas beziehen zu können. Diese Fälle sind häufig gar nicht so leicht zu durchschauen, weil meist eine Vielzahl von Akteuren beteiligt ist. Ein Thema, das den Mitarbeiterinnen in der Schlichtungsstelle ein besonders großes Anliegen ist, betrifft die Abschaltung von Strom- oder Gaskunden. In Österreich gibt es ein sehr gutes System, was Abschaltungen betrifft. So müssen die Unternehmen unter anderem ein genau definiertes Mahnverfahren einhalten und es darf generell nicht vor einem Wochenende oder einem Feiertag abgeschaltet werden. Das Wichtigste bei Zahlungsschwierigkeiten ist es aber, überhaupt zu reagieren. Die Schlichtungsstelle hilft in

solchen Fällen gerne weiter.

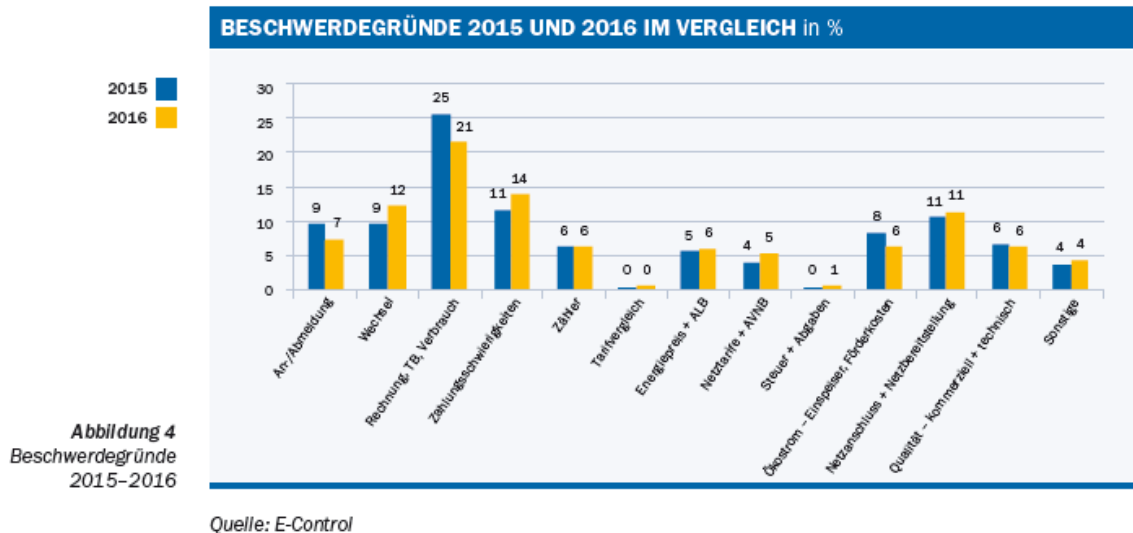


Abbildung 34: Beschwerdegründe 2015-2016

Die Anzahl der Anfragen, die bei der Schlichtungsstelle per Post, per Fax oder persönlich eingebracht werden, sinkt weiter. Im vergangenen Jahr waren es lediglich 10 Prozent aller Fälle, die nicht online an die Schlichtungsstelle gestellt wurden.

Streitschlichtungsstelle seit 2016 aufgewertet

Die Streitschlichtungsstelle der E-Control wurde Anfang des Jahres 2016 durch das „Alternative-Streitbeilegung-Gesetz“ aufgewertet. Konsumenten, die sich wegen Problemen mit ihrem Strom- oder Gasunternehmen an die Schlichtungsstelle der E-Control wenden, profitieren von den neuen gesetzlichen Bestimmungen durch häufigere Informationen im Laufe eines Verfahrens, verbesserte Verfahrensrichtlinien und eine Fülle von verpflichtend vorgeschriebenen Informationen auf der Webseite wie beispielsweise Informationen über die tätigen Schlichter, die Verfahrensbedingungen, Ablehnungsgründe und vieles mehr. Ein Verfahren bei der Schlichtungsstelle der E-Control bleibt für Konsumenten aber weiterhin kostenlos.

Wie kann der Strom- oder Gaskunde ein Schlichtungsverfahren beantragen?

Die Beantragung eines Schlichtungsverfahrens ist sehr einfach und unkompliziert möglich. Der Strom- bzw. Gaskunde kann sich per Post, Fax oder E-Mail an die Schlichtungsstelle melden. Vor Beantragung eines Verfahrens muss allerdings ein Lösungsversuch mit dem betroffenen Unternehmen unternommen werden. Dem Antrag sind alle relevanten Unterlagen, wie vollständige Rechnungen, Mahnungen, Abschaltandrohungen, sonstiger Schrift- bzw. E-Mail-Verkehr mit den Unternehmen, beizulegen.

Der ausführliche Tätigkeitsbericht 2016 der Schlichtungsstelle kann auf der Homepage der E-Control unter <https://www.e-control.at/taetigkeitsberichte-der-schlichtungsstelle> abgerufen werden.

4.7 LEISTBARKEIT UND ENERGIEARMUT

Ein wichtiger Schritt zur gegenwärtigen Beurteilung von Leistbarkeit und Energie in österreichischen Haushalten liegt darin, deren Einkommen in Relation zu deren Energiekosten zu setzen. Aus diesem Grund hat die Energieregulierungsbehörde E-Control die Statistik Austria mit der Ausarbeitung einer analytischen Studie beauftragt. Für diese Analyse wurden Einkommensdaten aus Verwaltungsdaten sowie aus der Einkommenserhebung EU-SILC 2014 (EU Statistics on Income and Living Conditions) mit den Daten des MZ-Energie (Mikrozensus-Sonderprogramm Energieeinsatz der Haushalte) 2013/2014 verknüpft. Dadurch konnten Analysen zu Energieverbrauch und Energiekosten für Wohnen (Warmwasser, Heizen etc.) nach verschiedenen Einkommensgruppen auf Basis eines großen Datensatzes der offiziellen Statistik durchgeführt werden.

Die wichtigsten Ergebnisse der Studie

Von Energiearmut betroffene Haushalte geben 22,8 Prozent ihres Einkommens für Wohnenergie aus, das ist mehr als viermal so viel wie ein österreichischer Durchschnittshaushalt, der im Schnitt nur 4,6 Prozent seines Einkommens für Wohnenergie (Heizen, Warmwasser, Kochen, Licht u. ä.; ohne Energiekosten für Mobilität, wie etwa Sprit) ausgibt. Laut der Untersuchung waren 2014 3,1 Prozent der österreichischen Haushalte (rund 117.000 Haushalte) energiearm. Die energiearmen Haushalte haben einen deutlich höheren Energieverbrauch, höhere Energiekosten als Durchschnittshaushalte und sie heizen öfter mit Öl, so die Kernergebnisse. Als energiearm gelten Haushalte, die bei niedrigem Einkommen verhältnismäßig hohe Energiekosten haben. Diese Definition der E-Control ist auch Basis für diese Studie.

Energiearme Haushalte hatten 2014 ein äquivalisiertes Einkommen⁹ von knapp 10.700 Euro (Median) netto im Jahr, bei einem nicht-energiearmen Haushalt waren es im Schnitt 23.550 Euro (Median) jährlich, also mehr als doppelt so viel. Der Energieverbrauch für Wohnzwecke lag bei energiearmen Haushalten mit durchschnittlich 23.370 Kilowattstunden (kWh) jährlich deutlich über dem Durchschnitt von 18.360 kWh. Die dafür anfallenden Energiekosten lagen bei Energiearmen mit durchschnittlich 2.590 Euro pro Jahr um rund 40 Prozent über dem Durchschnitt aller Haushalte von 1.870 Euro. Energiearme Haushalte haben einen deutlich höheren Energieverbrauch und deutlich höhere Wohnenergiekosten.

Vom gesamten Energieverbrauch energiearmer Haushalte von 23.370 kWh entfallen auf das Heizen rund 18.080 kWh. Das ist um 50 Prozent mehr Heizenergie als in nichtenergiearmen Haushalten, die nur 12.130 kWh für das Heizen

⁹ Das Äquivalenzeinkommen eines Haushalts errechnet sich aus dem verfügbaren Haushaltseinkommen dividiert durch die Summe der Personen im Haushalt (erste Person = 1,0; zweite und jede weitere Person = 0,5 außer Kinder jünger als 14 Jahre = 0,3).

verwenden. Für Warmwasser setzen energiearme Haushalte dagegen nur 1.980 kWh ein, nicht-energiearme Haushalte kommen auf 2.930 kWh. Insofern verwenden energiearme Haushalte um knapp ein Drittel (32 Prozent) weniger Energie für Warmwasser als nicht-energiearme Haushalte.

Heizöl wird von energiearmen Haushalten signifikant häufiger eingesetzt als von nicht-energiearmen. In der Gruppe der Energiearmen entfallen anteilig 21 Prozent der Energiekosten auf Heizöl. Bei den nicht-energiearmen Haushalten sind es nur 14 Prozent.

Energiearme Haushalte leben signifikant häufiger in älteren Wohngebäuden als nicht-energiearme. Rund 52 Prozent der energiearmen Haushalte leben in Gebäuden, die bis 1960 erbaut wurden, dies trifft nur auf 32 Prozent der nicht-energiearmen Haushalte zu. Dementsprechend sind Haushalte in Gebäuden bis 1960 überdurchschnittlich häufig (fünf Prozent) von Energiearmut betroffen. Bewohner von Gebäuden, die ab 1991 erbaut wurden, sind dagegen nur zu 1,1 Prozent energiearm. Energiearme Haushalte wohnen zudem häufiger in Ein- und Zweifamilienhäusern als nicht-energiearme Haushalte, energiearme Haushalte haben zudem etwas seltener Wohnraum im Eigentum.

Auch Stromverbrauch und Stromkosten (inklusive Strom für Heizzwecke) sind bei energiearmen Haushalten überdurchschnittlich hoch. Energiearme Haushalte verbrauchen knapp 5.900 kWh Strom, bei jährlichen Kosten von mehr als 1.120 Euro. Während der Durchschnittshaushalt knapp 4.500 kWh Strom benötigt und dafür knapp 850 Euro jährlich bezahlt.

5 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

a	Jahr
Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
APG	Austrian Power Grid AG
ARL	Ausfallreserveleistung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
AuSD	Ausfall- und Störungsdaten
BGBI	Bundesgesetzblatt
BMWFJ	Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend
BMWFV	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft
bzw.	beziehungsweise
ca.	zirka
CACM	Capacity Allocation Congestion Management
CAM	Capacity Allocation Mechanisms
CEGH	Central European Gas Hub
CEGHIX	Central European Gas Hub Index, Preisindex basierend auf Börsetransaktionen für Day Ahead Aufträge über die PEGAS-Plattform
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAVID-VO	Datenformat-und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung
d.h.	das heißt
DZK	Dynamisch Zuordenbare Kapazität
E-Control	Energie-Control Austria
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz

EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EN	Europäische Normen
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
EU-SILC	EU Statistics on Income and Living Conditions
EXAA	Energy Exchange Austria
exkl.	exclusive
FlexMOL	flexible Merit-Order-List
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
G	Gesetz
GCA	Gas Connect Austria
GMMO-VO	Gas-Marktmodell-Verordnung
GSE	Gas Storage Europe
GSNE-VO	Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunde
HAG	Hungaria-Austria-Gasleitung
IGCC	International Grid Control Cooperation
IKS	Internes Kontrollsystem
IMA-VO	Intelligente Messgerät-Anforderungsverordnung
IME-VO	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung

INC	Imbalance Netting Cooperation
inkl.	inclusive
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
IV	Industriellenvereinigung
KIP	Kittsee-Petržalka-Gasleitung
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
kWh	Kilowattstunde
kVA	Kilovoltampere
LFP	Langfristige Planung
LNG	Liquefied Natural Gas
MG	Marktgebiet
Mio.	Million
MWh	Megawattstunde
MZ-Energie	Mikrozensus-Sonderprogramm Energieeinsatz der Haushalte
NC TAR	Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas, Netzkodex für harmonisierte Gas-Fernleitungsentgeltstrukturen
NCG	Net Connect Germany
NEP	Netzentwicklungsplan
MGM	Marktgebietsmanager
NOVA Prinzip	Netzoptimierung vor –verstärkung und -ausbau
Nr.	Nummer
OGS	OMV Gas Storage
PCI	Projects of Common Interest
PW	Penta West
PRL	Primärregelleistung

PV	Photovoltaik
PVS	Primärverteilungssystem
RES	RAG Energy Storage
REMIT-Verordnung	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency, Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes
RMS	Risikomanagementsystem
ROCs	Regional Operational Coordination Centers
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SBU	Standard Bundled Unit
SNE-VO	Systemnutzungsentgelteverordnung
SOL	Süd-Ost-Leitung
SoS-Verordnung	Security of Supply-Verordnung
SRE	Sekundärregelenergie
SRL	Sekundärregelleistung
TAG	Trans-Austria-Gasleitung
TOR	technisch und organisatorische Regeln
TRL	Tertiärregelleistung
TTF	Title Transfer Facility
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UA	ungewollter Austausch
u.a.	unter anderem
und dgl.	und dergleichen
USt.	Umsatzsteuer
VKI	Verein für Konsumenteninformation

VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	virtueller Handelspunkt
VÜN	Vorarlberger Übertragungsnetz
WAG	West-Austria-Gasleitung
WKÖ	Wirtschaftskammer Österreich