



JAHRESBERICHT 2016

E-CONTROL

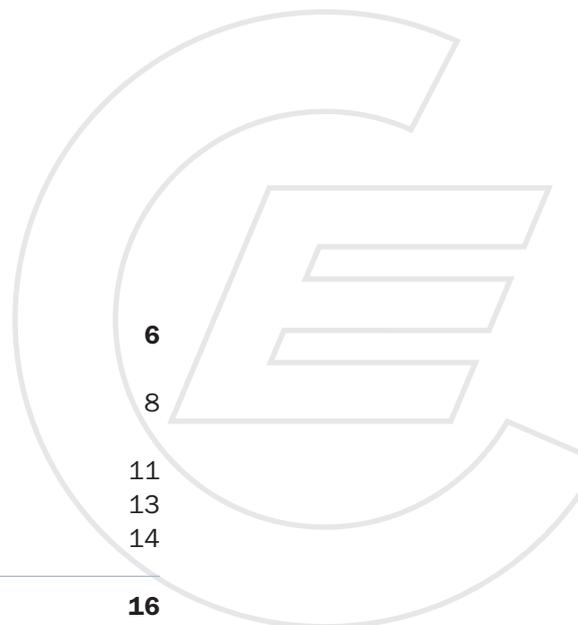
ÜBERBLICK HABEN.

WO IMMER ENERGIE EINE WICHTIGE ROLLE SPIELT.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT



Strategie

- > Die E-Control stellt sich den Herausforderungen: Strategieprozess, Risikomanagement und internes Kontrollsystem. **6**
- > An Marktintegration festhalten. **8**
 - Gemeinsame Strompreiszone Deutschland und Österreich. **11**
- > Leitlinien und Netzkodizes. Das EU-Binnenmarktpaket hat Potenzial. **13**
- > Internationale Aktivitäten: Clean Energy for all Europeans. **14**

Markt

- > Dynamische Marktentwicklung. Optimale Preis- und Produktgestaltung als Erfolgsfaktoren. **16**
- > Entwicklung der Großhandelspreise. **20**
- > Entwicklung der Endkundenpreise. **21**
- > Im Überblick: Preisentwicklung Haushalte. **24**
- > Im Überblick: Preisentwicklung Gewerbe. **25**
- > Im Überblick: Preisentwicklung Industrie. **29**
- > Mengenentwicklung in Österreich: Konstanter Verbrauch, gefüllte Speicher. **31**
- > Exkurs Ökostrom: Klarer Aufwärtstrend. **32**
- > Stromkennzeichnung in Österreich: Jeder hält sich an die Regeln. **33**

Kundenservice

- > Sparen leicht gemacht: Der Tarifikalkulator für Haushalte. **36**
- > Energiekosten senken: Der Tarifikalkulator fürs Gewerbe. **37**
- > KMU-Energiepreis-Check: Kunden informieren Kunden. **37**
- > Rückenwind für Konsumenten: Die E-Control-Onlineaktivitäten. **38**
- > Die E-Control als Kompetenzzentrum für Endkundenbetreuung. **38**
- > Neutral und unverzichtbar: Die Schlichtungsstelle der E-Control. **40**
- > Energiearmut in Österreich. **42**

Strommarkt

- > Die Stromnetzregulierung im Detail: Kostenermittlung und Tarifierung Strom für 2016. **43**
- > Mehr Qualität und Sicherheit. Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur. **45**
- > Regelreservemarkt: Nationale Initiativen, grenzüberschreitende Kooperationen. **48**
- > Klein, aber fein. Weiterentwicklung der Regeln für kleine Erzeugungsanlagen. **49**
- > Eine neue Generation hält Einzug: Smart Meter. **50**
- > Auf lange Sicht: Versorgungssicherheit als Standard. **51**
- > Die europäische Versorgungssituation. **52**

Gasmarkt

- > Die Gasnetzregulierung im Detail: Kostenermittlung und Tarifierung Gas für 2016. **56**
- > Die österreichische Gasnetzinfrastruktur. Investitionen in Flexibilität und Sicherheit. **57**
- > Neuerungen Marktmodell: Transparenz im Vordergrund. **61**
- > Darauf ist Verlass: Versorgungssicherheit für alle. **63**
- > Speichermarkt: Volle Speicher, starke Vermarktung. **65**

Abkürzungsverzeichnis

70



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der Stromangebote für Haushalte nach Netzbereichen	17
Abbildung 2	Entwicklung der Gasangebote für Haushalte nach Netzbereichen	18
Abbildung 3	Terminmarkt Entwicklung	21
Abbildung 4	Spotmarkt Entwicklung	22
Abbildung 5	Entwicklung CEGH	23
Abbildung 6	Erdgas in Österreich: Speicherinhalte zum Monatsletzten	23
Abbildung 7	Entwicklungen Gas- und Ölpreise	24
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 Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Stromlieferanten	27
Abbildung 11	Gaspreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)	28
Abbildung 12	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	28

Abbildung 13	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Gaslieferanten	29
Abbildung 14	Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)	30
Abbildung 15	Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)	30
Abbildung 16	Entwicklung Industriestrompreise	31
Abbildung 17	Entwicklung Industriegaspreise	32
Abbildung 18	Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2015	35
Abbildung 19	Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2017	46
Abbildung 20	Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	47
Abbildung 21	Entwicklung Regelreservekosten	50
Abbildung 22	Entwicklung der Gas-Tarifierungsmenge	57
Abbildung 23	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-3-Musterkunde	58
Abbildung 24	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-2-Musterkunde	59
Abbildung 25	Von ungeplanter Unterbrechung betroffene Netzbenutzer	66
Abbildung 26	Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand September 2016	67
Abbildung 27	Buchung und Nutzung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher	68

STRATEGIE.



MIT DER RICHTIGEN STRATEGIE DIE ZUKUNFT GESTALTEN.

STRATEGIEPROZESS.

Mit 25. März 2016 haben die beiden neuen Mitglieder des Vorstands der Energie-Control Austria (E-Control), Wolfgang Urbantschitsch und Andreas Eigenbauer, ihr Amt angetreten. Gleich zu Beginn wurde die neue Strategie erarbeitet, die im Herbst 2016 abgeschlossen wurde. Die Energiewirtschaft hat sich stark gewandelt. Daher war es nötig, den im Gesetz festgelegten Auftrag der E-Control neu zu interpretieren. Das Zieldreieck im Energiebereich, bestehend aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit, wird um zwei weitere Bereiche ergänzt: Energieeffizienz und Leistbarkeit der Dienstleistungen und Produkte.

WETTBEWERB HAT WEITER ZUGENOMMEN. MEHR VIELFALT DANK NACHFRAGE.

Der Wettbewerb am Strom- und Gasmarkt hat 2016 weiter zugenommen. Mit mehr als 285.000 Strom- und Gaswechslern wurde im Jahr 2016 einer der höchsten Werte seit der Liberalisierung erreicht, die Auswahl für Kunden ist größer geworden. Derzeit gibt es für Haushalte österreichweit rund 150 verschiedene Stromlieferanten und rund 40 Gaslieferanten. Die angebotenen Tarife werden immer vielfältiger, es gibt etwa Onlineprodukte, Produkte mit oder ohne Preisgarantie oder sogenannte Floater-Tarife, die sich an den Börsenpreisen orientieren.

MEHR SERVICES UND INFORMATIONEN. DER KONSUMENT IM MITTELPUNKT.

Diese zunehmende Produktvielfalt macht auch eine Modernisierung des Tarifikalkula-

tors, des Onlinepreisvergleichsrechners der E-Control, nötig, an der 2016 intensiv gearbeitet wurde. Für den Konsumenten sollen neue und innovative Produkte optimal vergleichbar und mit übersichtlichen Informationen dargestellt werden. Durch die aufgewertete Schlichtungsstelle profitieren Konsumenten von einem verbesserten Verfahren und mehr Informationen. Weiters setzt sich die E-Control für einfache und verständliche Strom- und Gasrechnungen ein.

FIT IN DIE ZUKUNFT. HOHE INVESTITIONEN IN STROM-INFRASTRUKTUR.

Von 2017 bis Ende 2020 werden die heimischen Stromnetzbetreiber innerhalb von vier Jahren rund vier Milliarden Euro in die Stromnetzinfrastruktur investieren, um diese zukunftsfit zu machen. Das Geld fließt in die Umstellung von analogen auf digitale Stromzähler (Smart Meter) sowie in Instandhaltung, Modernisierung und Ausbau der Stromnetze.

MIT VEREINTEN KRÄFTEN. GEMEINSAME STROMPREISZONE MIT DEUTSCHLAND.

Stark beschäftigt hat die E-Control die Diskussion um den gemeinsamen Strommarkt mit Deutschland. Österreich hat in dieser Frage quer durch alle Bereiche – von der Energiewirtschaft, über Interessenvertretungen bis hin zur Politik – eine geschlossene und einheitliche Position, die es weiter zu vertreten gilt.

Die E-Control stellt sich den Herausforderungen: Strategieprozess, Risikomanagement und internes Kontrollsystem.

STRATEGIEPROZESS 2016. WORAUF ES BEIM GESETZLICHEN AUFTRAG ANKOMMT.

In den kommenden Jahren muss sich nicht nur die Regulierungsbehörde, sondern die gesamte Energiewirtschaft zahlreichen Herausforderungen stellen. Inhalt der neuen E-Control-Strategie ist die Interpretation des gesetzlichen Auftrages vor dem heutigen Hintergrund. Dieser Auftrag ist davon getragen, dass das bekannte Zieldreieck im Energiebereich, bestehend aus den Zielen der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, der Nachhaltigkeit und der Wirtschaftlichkeit, um zwei weitere Bereiche ergänzt wurde: die Energieeffizienz und die Leistbarkeit der Dienstleistungen und Produkte.

Basierend auf den in § 4 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) normierten Zielen der Regulierungsbehörde (nachfolgend kursiv wiedergegeben), stellen sich die Grundsätze der Regulaufgaben der E-Control wie folgt dar:

1. Förderung eines wettbewerbsbestimmten, sicheren und ökologisch nachhaltigen Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes in der Gemeinschaft und effektive Marktöffnung für alle Kunden und Lieferanten in der Gemeinschaft.

Die Aufgaben der E-Control haben sich seit dem Jahr 2001 gewandelt. Während die Ausgestaltung eines wettbewerbsorientierten Marktmodells zu Beginn der Liberalisierung im Vordergrund stand, sind später andere Ziele, wie etwa die Gewährleistung der Ver-

sorgungssicherheit, der Ausbau erneuerbarer Energieträger, die effiziente Nutzung von Energie oder die soziale Ausgewogenheit, stärker in den Vordergrund getreten. Der Rechtsrahmen wurde mehrfach geändert und erweitert, was sich auch auf die Aufgaben der E-Control ausgewirkt hat, der neben der klassischen Regulierung der Netze auch verstärkt Zuständigkeiten im Wettbewerbsbereich zukommen.

Insbesondere ist sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit auch künftig gewährleistet werden kann. Die aktuellen Entwicklungen (Außerbetriebnahme von Kraftwerken und Redispatchmaßnahmen) geben Anlass, verstärkt auch im regulatorischen Bereich – in einer gemeinsamen Betrachtung der Strom- und Gasmärkte – darauf hinzuwirken, dass die notwendige Infrastruktur (Netz und Erzeugung) verfügbar ist, die gleichzeitig auch das Ziel der Dekarbonisierung unterstützt. Die vorbereitenden Maßnahmen für den Krisenfall (Energienlenkung) sind den aktuellen Gegebenheiten anzupassen. Überdies wirkt die E-Control aktiv an der Ausgestaltung des europäischen Binnenmarktes mit.

2. Entwicklung wettbewerbsbestimmter und funktionierender Regionalmärkte.

Die E-Control setzt sich weiterhin für die Integration der österreichischen Märkte mit benachbarten Märkten auf regionaler Ebene ein (etwa Regelenergiemärkte). Insbesondere werden alle Maßnahmen ergriffen, um bereits

bestehende Regionalmärkte, wie etwa die gemeinsame Strompreiszone mit Deutschland, zu erhalten. Eine weitere Entwicklung der Integration der regionalen Märkte soll darin bestehen, dass auch Endkunden aktiv (grenzüberschreitend) daran teilnehmen können (Prosumer).

3. Aufhebung bestehender Beschränkungen des Elektrizitäts- und Erdgashandels zwischen den Mitgliedstaaten einschließlich des Aufbaus geeigneter grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten.

In Ergänzung zu den regionalen Märkten gilt es, alle zweckmäßigen Maßnahmen zu ergreifen, um auch grenzüberschreitende Leitungskapazitäten sicherzustellen, beispielsweise solche, die der Aufrechterhaltung der deutsch-österreichischen Strompreiszone dienen, sowie verstärkte Integrationsmaßnahmen im Gasbereich, die etwa einen flexiblen Gasfluss zulassen.

4. Beiträge zur möglichst kostengünstigen Verwirklichung der Entwicklung verbraucherorientierter, sicherer, zuverlässiger und effizienter nichtdiskriminierender Systeme sowie Förderung der Angemessenheit der Systeme und, im Einklang mit den allgemeinen Zielen der Energiepolitik, der Energieeffizienz sowie der Einbindung von Strom und Gas aus erneuerbaren Energiequellen und dezentraler Erzeugung.

Im Sinne der Energieeffizienzrichtlinie ist zu gewährleisten, dass Energie effizient genutzt wird und somit zur Leistbarkeit beigetragen wird. Die E-Control wirkt in ihrem Zuständig-

keitsbereich – insbesondere bei der Netztarifizierung – darauf hin, dass Leistungssteuerung, die effiziente Nutzung von Energie und dezentrale Erzeugung nicht behindert werden. Bei der Netztarifizierung soll insbesondere auf eine leistungs- und energiegemessene Abrechnung hingewirkt werden. Wesentliche Voraussetzung dafür ist die flächendeckende Implementierung von Smart Meter.

5. Erleichterung des Anschlusses neuer Erzeugungs- und Gewinnungsanlagen an das Netz.

Die E-Control wirkt unter anderem in Schlichtungsverfahren auf einen Interessenausgleich zwischen Netzbetreibern und Erzeugern auch im Bereich des Netzanschlusses hin. Weiters sind die neuen europäischen Vorgaben (umfassende Netzkodizes) für Netzanschlüsse im Sinne dieses Gesetzesauftrages umzusetzen und regulatorische Rahmenbedingungen für eine verstärkte Nutzung von (dezentralen) Stromspeichern zu erarbeiten.

6. Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurzfristig wie langfristig angemessene Anreize bestehen, Effizienzsteigerungen bei der Netzleistung zu gewährleisten und die Marktintegration zu fördern.

Im Rahmen der Sicherstellung, dass für Netzbetreiber und Netznutzer kurz- wie langfristig angemessene Anreize bestehen, Effizienzsteigerungen bei der Netzleistung zu gewährleisten und die Marktintegration zu fördern, wird die E-Control die Regulierungsmodelle für den Gas- sowie den Stromnetzbereich, geltend ab

dem Jahr 2018 bzw. 2019, neu entwickeln. Die Modelle sollen dabei eine stabile (5-jährige) Grundlage für einen kosteneffizienten Netzausbau und -betrieb bilden. Zu berücksichtigen ist, dass Anreize für den – insbesondere vor dem Hintergrund der Umstellung des Energiesystems – erforderlichen Netzausbau bestehen. Die aktuellen Regulierungsmodelle sind danach zu überprüfen, ob die Kriterien für die regulatorischen Zielvorgaben den aktuellen Herausforderungen für einen Netzbetrieb entsprechen. Geprüft werden soll überdies die Einführung von Qualitätsvorgaben.

7. Maßnahmen, die bewirken, dass die Kunden Vorteile aus dem effizienten Funktionieren des nationalen Marktes ziehen, Förderung eines effektiven Wettbewerbs und Beiträge zur Gewährleistung des Verbraucherschutzes.

Die E-Control sorgt für faire Rahmenbedingungen und klare Rollenverteilungen der Marktteilnehmer. Netzbetreiber haben ihrer Rolle als neutrale Player im Markt nachzukommen und die Vorgaben zur Entflechtung, die von der E-Control überwacht werden, einzuhalten. Die Öffentlichkeitsarbeit der E-Control richtet sich vor allem an Endkunden und ist als Angebot zur aktiven Teilnahme am Markt zu verstehen. Neben den wettbewerblichen Aspekten (Lieferantenwechsel) sollen Kunden über ihre mögliche aktive Rolle als Prosumer im neuen energiewirtschaftlichen System informiert werden. Neben klassischen Kanälen der Öffentlichkeitsarbeit werden auch soziale Medien eingesetzt. Besondere Bedeutung kommt dem Tarifrechner zu, der den neuen Gegebenheiten, insbesondere der Produktvielfalt

sowie der Rolle der Endkunden als Prosumer, gerecht werden muss. Die E-Control wirkt an der angemessenen Ausgestaltung und Durchsetzung der Verbraucherrechte mit.

8. Beiträge zur Verwirklichung hoher Standards bei der Gewährleistung der Grundversorgung und der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen im Bereich der Strom- und Erdgasversorgung, zum Schutz benachteiligter Kunden und im Interesse der Kompatibilität der beim Anbieterwechsel von Kunden erforderlichen Datenaustauschverfahren.

Die E-Control tritt dafür ein, dass die Leistbarkeit der Energieversorgung – somit der Gesamtrechnung – insbesondere für jene Kunden gegeben ist, die in dem sich wandelnden Energiesystem benachteiligt sind, etwa weil ihnen eine aktive Teilnahme am Markt faktisch verwehrt ist. Sie analysiert dabei die Marktentwicklungen und erarbeitet Modelle, diese Kundengruppen vor einer Benachteiligung zu bewahren. Generell wirkt die E-Control darauf hin, dass die Kunden zeitnah und umfassend über ihren Energieverbrauch informiert werden und diese Daten die Grundlage für die Verrechnung der energiewirtschaftlichen Leistungen bilden.

9. Sicherstellung der Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes.

Die E-Control sorgt durch ihre Marktbeobachtungen und statistischen Aufgaben für ein möglichst vollständiges und belastbares Bild der Energiemärkte als Basis für weiterführende Entscheidungen auf politischer

und regulatorischer Ebene. Ziel ist es, Vereinfachungen und Vereinheitlichungen bei der Datenerhebung vorzusehen, um so den Administrationsaufwand für die betroffenen Unternehmen und die Behörde so gering wie möglich zu halten. Die Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT-Verordnung) werden in angemessener Weise umgesetzt.

RISIKOMANAGEMENT UND INTERNES KONTROLLSYSTEM. LAUFENDE WEITERENTWICKLUNG.

Im Rahmen eines breit angelegten Projektes hat die E-Control bereits im Jahr 2015 mit der Überarbeitung ihres Corporate Governance Systems, bestehend aus dem Internen Kontrollsystem (IKS) sowie dem Risikomanagement-

system (RMS), begonnen und damit die vom Rechnungshof ausgesprochenen, einschlägigen Empfehlungen aufgegriffen. So konnten im Jahr 2016 die Analyse, die Konzeption sowie das erforderliche Design für das weiterentwickelte IKS sowie zukünftige RMS von der E-Control erarbeitet und damit der Grundstein für eine erfolgreiche Implementierung der weiterentwickelten Systeme in die Regelprozesse der E-Control im Jahr 2017/2018 gelegt werden. Die Implementierung des weiterentwickelten Corporate-Governance-Systems soll gewährleisten, dass die Identifikation des Risikos und die darauf basierende Steuerung und Überwachung des Risikos zukünftig durch nochmals effizientere, transparentere und zielgerichtete Kontrollmaßnahmen stattfindet – d. h., dass der Schutz der E-Control vor Verlust, Missbrauch und Schaden (materiell wie immateriell) auch weiterhin gewährleistet bleibt.

An Marktintegration festhalten. Gemeinsame Strompreiszone Deutschland und Österreich.

Das europäische Ziel eines Marktmodells für den Strom-Großhandelsmarkt sieht vor, dass Energie innerhalb von Preiszonen unbeschränkt gehandelt werden kann. Gemeinsame Preiszonen haben einheitliche Großhandelspreise. In der Regel sind derzeit Preiszonen mit den Grenzen der Nationalstaaten ident, wobei Deutschland und Österreich (mit Luxemburg) seit Beginn der europäischen Liberalisierung eine gemeinsame Preiszone bilden und somit eine positive Ausnahme im Sinne der angestrebten Marktintegration darstellen.

Die schon längere Zeit andauernden Diskussionen über die gemeinsame deutsch-österreichische Strompreiszone sind auch im Jahr 2016 weitergegangen und haben sich intensiviert. Ausgangspunkt für die Diskussion 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. Die E-Control ist grundsätzlich der Auffassung, dass an der deutsch-öster-

reichischen Grenze kein struktureller Engpass besteht und deshalb eine Auftrennung der Preiszone weder erforderlich noch gerechtfertigt ist. Sie bekämpft daher mit juristischen Mitteln die vorgeschlagene Trennung der Strompreiszone mit Deutschland. Alternative Maßnahmen zur Beherrschung von netzbetrieblichen Herausforderungen können eine verstärkte Koordination hinsichtlich Redispatch und mittelfristig Netzausbau innerhalb Deutschlands und an der Grenze sein.

VERFAHREN ZUR FESTLEGUNG DER KAPAZITÄTSBERECHNUNGSREGIONEN.

Nach der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, einen Vorschlag zur Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen auszuarbeiten und bei allen Regulierungsbehörden zur Genehmigung einzureichen. Der Vorschlag enthielt die deutsch-österreichische Grenze als neue Gebotszonengrenze, weshalb Österreich dem Vorschlag nicht zugestimmt hat. Mangels Einigung zwischen den Regulatoren ist die Entscheidung daraufhin auf ACER übergegangen. ACER hat die Entscheidung über die Festlegung der Kapazitätsberechnungsmethoden schließlich im November 2016 veröffentlicht. Diese bestimmt die deutsch-österreichische Grenze als neue Gebotszonengrenze. Gegen die Entscheidung bringt die E-Control daher eine Beschwerde vor dem Beschwerdeausschuss von ACER ein.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind nun verpflichtet, bis September 2017 eine Kapazitätsberechnungsmethode zu erarbeiten.

BILATERALE KONTAKTE MIT DEUTSCHLAND.

Neben den europäischen Prozessen hat die E-Control auch mit der Bundesnetzagentur bilaterale Kontakte weitergeführt. Allerdings hat die Bundesnetzagentur Ende Oktober 2016 die deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert, einen Umsetzungsplan für die Vorbereitung einer Bewirtschaftung der deutsch-österreichischen Grenze per 3. Juli 2018 zu erstellen. Die E-Control steht weiterhin für konstruktive, sachgerechte Gespräche zur Verfügung, in deren Fokus das langfristige Ziel einer gemeinsamen Preiszone steht. Dazu sind Koordination und Kooperation der erforderlichen Maßnahmen wie Netzausbau, Redispatch und gemeinsame Analysen notwendig. Ungeachtet dessen gibt es nach wie vor eine Intensivierung der technischen Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber zur besseren und koordinierteren Lösung von Netzbetriebsfragen.

Darüber hinaus werden weitere geeignete rechtliche Schritte aufgrund eines Verstoßes gegen sektorspezifisches und allgemeines Wettbewerbsrecht gegen die Auftrennung der gemeinsamen Preiszone geprüft. Laut einer von Verbund, IV, WKO und EXAA in Auftrag gegebenen Studie können österreichische Marktteilnehmer zudem Schadenersatzansprüche infolge der Auftrennung gegen ACER geltend machen.

Leitlinien und Netzkodizes. Das EU-Binnenmarktpaket hat Potenzial.

Im Jahr 2015 stand die Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpaketes weiterhin im Fokus der Arbeit bei ACER, das u.a. die Erarbeitung von Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) zu bestimmten Themen durch ACER vorsieht. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSOG) als Grundlage für die Erarbeitung von detaillierten Netzkodizes (Network Codes). Aufgrund der von ACER erarbeiteten Leitlinien und der von den ENTSOs entwickelten Netzkodizes veröffentlicht die Europäische Kommission einen Verordnungsvorschlag, der anschließend im Komitologieverfahren behandelt und beschlossen wird. Den Abschluss eines solchen Verfahrens bildet die Veröffentlichung der verabschiedeten Verordnung im EU-Amtsblatt. Die E-Control unterstützt diesen Prozess proaktiv.

STROM-NETZKODIZES 2016.

Im Strombereich sind im vergangenen Jahr mehrere Netzkodizes sowie Leitlinien in Kraft getreten. Die drei so genannten Netzanschlusskodizes, mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, für den Lastanschluss sowie für Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme und nicht-synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung wurden erlassen. Neben der bereits seit dem Vorjahr veröffentlichten Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ist eine weitere Leitlinie

hinsichtlich der Forward-Kapazitätsallokation in Kraft getreten, nämlich die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität.

Im zuständigen Electricity Cross Border Committee beschlossen, jedoch noch nicht veröffentlicht und in Kraft getreten, sind die Leitlinien zum Übertragungsnetzbetrieb und der Netzkodex zu Notsituationen und Netzwiederaufbau. In Ausarbeitung bzw. in Abstimmung befinden sich noch die Leitlinien zu Stromregelreserve.

Netzkodizes und Leitlinien sind als Verordnung unmittelbar anwendbar. 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.

Die Umsetzung der Netzkodizes und Leitlinien ist bereits angelaufen.

Die weiteren Umsetzungsschritte werden Änderungen im österreichischen Marktsystem bewirken. Die E-Control wird dabei aktiv mit den relevanten Akteuren zusammenarbeiten und Informationen bereitstellen.

GAS-NETZKODIZES 2016.

Im Gasbereich ist im September 2016 der Tarif-Netzkodex zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstruk-

turen 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 zu 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.

Internationale Aktivitäten: Clean Energy for all Europeans.

Im Rahmen der Strategie für die Energieunion legte die Europäische Kommission am 30. November 2016 Vorschläge zur Schaffung eines neuen Energiemarktdesigns unter dem Namen „Clean Energy for all Europeans“ vor.

Dieses Paket (das ursprünglich als Winterpaket bezeichnet wurde) gilt als wichtiger Schritt bei der Umsetzung der Strategie für die Energieunion, deren Ziel es ist, eine krisenfeste, auf einer ehrgeizigen Klimapolitik basierenden Energieunion zu etablieren, welche die Versorgung der Verbraucher in der EU mit sicherer, nachhaltiger, auf Wettbewerbsbasis erzeugter und erschwinglicher Energie garantiert. Die Verwirklichung dieses Ziels erfordert, so die Europäische Kommission, eine grundlegende Umstellung des europäischen Energiesystems. Die Europäische Kommission versucht mit den neuen legislativen Vor-

schlägen, Lösungen für die Bewältigung der derzeitigen Herausforderungen des Strommarktes, insbesondere der Integration volatiler Erzeugung erneuerbarer Energien und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, zu finden. Mit ihren Vorschlägen verlangt die Europäische Kommission eine Marktorganisation, die eine stärkere Koordinierung auf allen Ebenen ermöglicht.

Nach der Veröffentlichung der Gesetzestexte durch die Europäische Kommission arbeiten nun die Mitgliedstaaten im Europäischen Rat und das Europäische Parlament an eigenen Positionen. Ziel ist es, dass sich alle Institutionen bis Mitte 2018 final abstimmen.

Die E-Control ist auf allen Ebenen aktiv in die Diskussion zu den Gesetzesvorschlägen eingebunden und arbeitet an deren Ausarbeitung mit.

VERBESSERTES STROMMARKTDESIGN. FLEXIBILITÄT IST DER SCHLÜSSEL.

Ein Schwerpunkt der legislativen Initiative liegt auf der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Die Bedeutung und Funktionsfähigkeit der kurzfristigen Märkte soll gestärkt werden. Darüber hinaus wird Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern verstärkt direkt in den Markt gebracht. Durch weitere Maßnahmen, wie eine bei Bedarf noch exaktere Anwendung von Preisgrenzen, sollen korrekte Preissignale aus diesen Märkten auch in knappen Situationen ausreichend zur Verfügung stehen, sodass auch konventionelle Erzeugung im notwendigen Ausmaß am Markt teilnehmen kann.

Vorschläge, wie Flexibilität in das bisherige System eingebunden werden kann, werden präsentiert. Aggregatoren erhalten eine wichtige Rolle und werden als Marktteilnehmer definiert. Weiters werden grundsätzliche Regelungen zu Demand Response und anderen Flexibilitätsmechanismen getroffen. Um die Netzbetriebssicherheit im Übertragungsnetz weiterhin zu verbessern, werden sogenannte Regional Operational Coordination Centers (ROCs) vorgeschlagen. Sie sollen Aufgaben, wie koordinierte Berechnungen von Übertragungskapazitäten über Preiszonengrenzen, übernehmen. Die Verantwortung der nationalen Übertragungsnetzbetreiber wird dabei reduziert.

Um auch für Krisensituationen vorbereitet zu sein, schlägt die Europäische Kommission verstärkte grenzüberschreitende und vorausschauende Monitoringmechanismen und einen regelmäßigen Austausch von erforderlichen Daten vor. Dies soll dazu beitra-

gen, aufkommende Krisen entsprechend zu erkennen, vorzubeugen bzw. ihnen effektiv begegnen zu können.

Im Energiepaket sind in bestimmten Bereichen auch zusätzliche Kompetenzen für ACER vorgesehen, wie etwa neue oder verbesserte Aufsichtsfunktionen bei regionalen oder EU-weit agierenden Organisationen und Marktteilnehmern.

ZIELSETZUNG DER EUROPÄISCHEN KOMMISSION: DER GESTÄRKTE ENDVERBRAUCHER.

Für die Europäische Kommission ist die Stärkung der Position von Energieverbrauchern von zentraler Bedeutung.

Konsumententhemen, wie eine höhere Beteiligung der Kunden am Energiemarkt sowie Konsumentenschutz, werden von der Europäischen Kommission durchwegs als Querschnittsmaterie behandelt. Die Europäische Kommission möchte die Rechte der Energiekonsumenten weiter stärken und setzt sich demnach für eine bessere Information der Bevölkerung ein. Österreich hat in diesem Bereich bereits ein sehr hohes Niveau erreicht und liegt im EU-Durchschnitt vergleichsweise weit vorne.

Die Europäische Kommission versucht mit neu vorgeschlagenen Maßnahmen, Verbrauchern die Möglichkeit zu bieten, stärker am Energiemarkt teilzunehmen. Demnach sollen Verbraucher durch Smart Meter (intelligente Stromzähler) und zeitabhängige Stromtarife von günstigen Strompreisen profitieren.

MARKT.



NEUE MARKTTEILNEHMER, NEUE PRODUKTE, NEUE VERTRIEBSWEGE.

KUNDEN PROFITIEREN VON DER ANGEBOTSVIELFALT AM MARKT.

Im Jahr 2010 waren am Markt nur zwölf alternative Stromanbieter tätig, die ihre Produkte österreichweit anboten, im November 2016 waren es je nach Region mehr als 40.

2015 traten zehn neue Marktteilnehmer in den Endkundenmarkt ein, sechs davon sind Stromlieferanten, die im Kleinkundenbereich tätig sind. Auch 2016 setzte sich dieser Trend mit dem Markteintritt von neun neuen Stromlieferanten fort: 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, und im Dezember Grünwelt Energie.

EIN STARKER WETTBEWERB AM STROMMARKT. FÜR KONSUMENTEN EINE FEINE SACHE.

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

ANGEBOTSAZAHLE FÜR EINEN MUSTERHAUSHALT

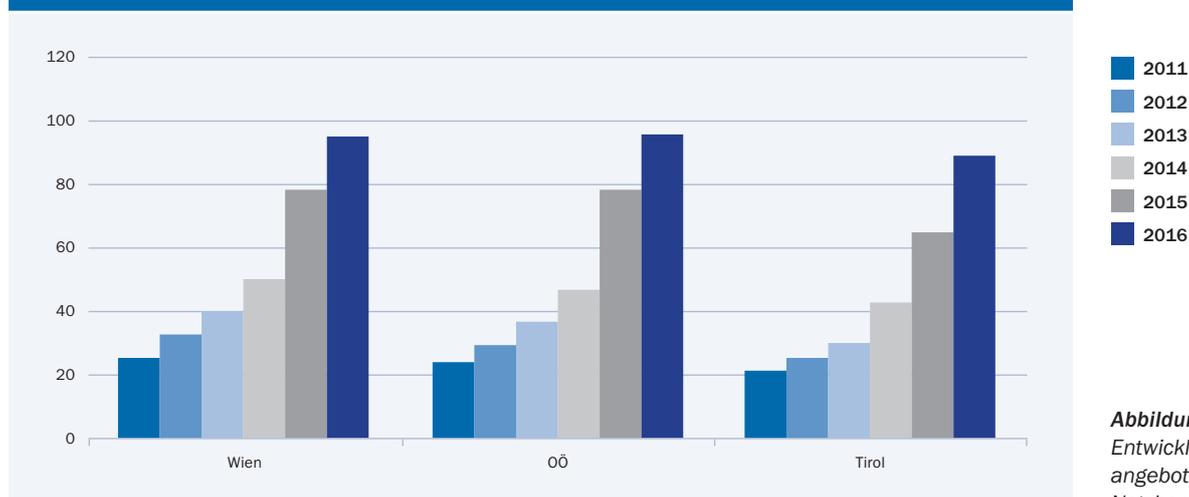


Abbildung 1
Entwicklung der Stromangebote für Haushalte nach Netzbereichen

Quelle: E-Control

Vorarlberg und Tirol ist das Angebot im Vergleich zu Wien nur geringfügig eingeschränkt.

Auch am Gasmarkt hat sich die Anzahl der Gaslieferanten erhöht, neun sind dazugekommen. McGas, Sturm Energie und TopEnergy, neu gegründete österreichische Unternehmen, EnergieDirect – ein alteingesessener Heizöl- und Schmier- und Treibstoffhändler, der nur für Gewerbebetriebe anbietet, die Firmen Maingau, Grünwelt und E WIE EINFACH aus Deutschland, die neben Strom auch Gas für Haushalts- und Gewerbekunden anbieten. Oekostrom AG startete im November mit Gasverkauf an Massenkunden und Montana erweiterte ihr Liefergebiet auf die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg. 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 Marktmo-

dells 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 unterschiedlichen Anbietern. Im Marktgebiet Ost haben Haushalte eine etwas breitere Auswahl mit über 61 Angeboten (im Vorjahr 40) von 25 und mehr Anbietern (Abbildung 2).

Die Wechselraten sind im Jahr 2016 in den drei ersten Jahresquartalen deutlich höher ausgefallen als im Vorjahr, bei Strom erreichte sie 2,6% und bei Gas 3,4 %. Mehr als 205.000 Kunden haben in dieser Zeit ihren Lieferanten gewechselt, ein Plus von 41% und das zweithöchste Ergebnis seit der Marktliberalisierung. Am häufigsten wechselten ihren Strom- und Gaslieferanten die Oberösterreicher mit Wechselraten von 4,2% bei Strom und 5,5% bei Gas (insgesamt 50.700 Wechsel). Auf Platz zwei folgte die Steiermark mit

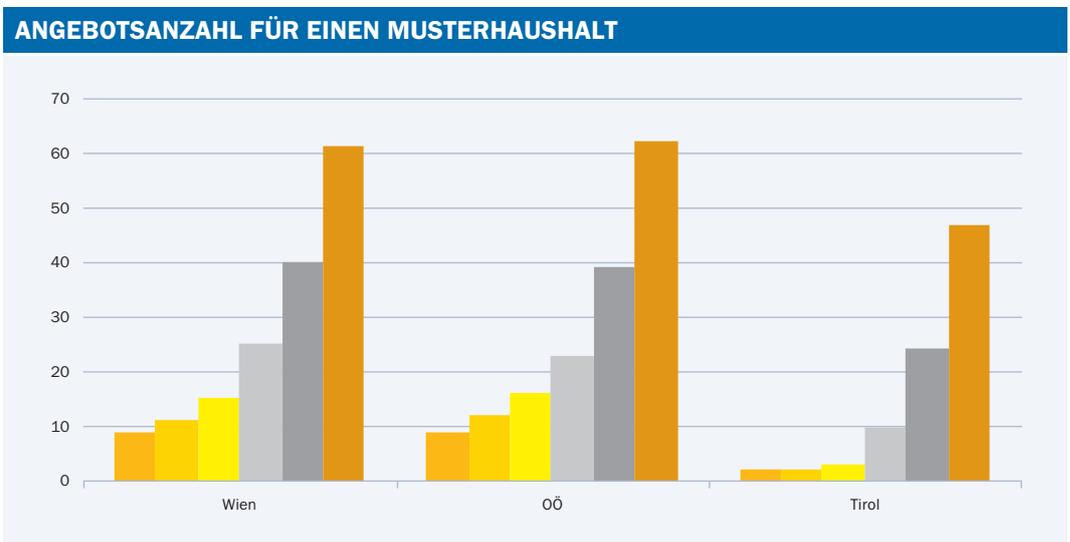


Abbildung 2
Entwicklung der Gasangebote für Haushalte nach Netzbereichen

Quelle: E-Control

3,2% bei Strom und 4,6% bei Gas (33.000 Strom- oder Gaswechsler). Rang drei erreichten die Kärntner Strom- und Gaskunden mit knapp 13.000 Wechslern. In absoluten Zahlen am häufigsten wechselten die Wiener ihre Lieferanten für Strom und Gas (62.500), die Wechselraten lagen in Wien bei 2,8% (Strom) und 3,1% (Gas).

DIGITALE KOMMUNIKATIONSFORMEN SIND NICHT MEHR WEGZUDENKEN.

Das Thema Digitalisierung in der Energiewirtschaft ist in den letzten Jahren eines der Hauptthemen der Branche geworden. Es zeigt sich, dass Lieferanten bzw. der Vertrieb ihre Kommunikation zur Kundenbindung diversifizieren müssen. Dies bedeutet eine Einbindung aller digitalen Vertriebskanäle, wie mobile Webseiten und Apps, Online-Kundenservices, Online-Möglichkeiten zum Vertragsabschluss und zum Kauf von Produkten auf der eigenen Webseite oder über Partner, Kundenservices per Chat, Social-Media-Aktivitäten etc. Lieferanten, wie der Verbund, die Wien Energie, die EVN, aber auch kleinere Lieferanten, wie die oekostrom ag, sind Vorreiter auf diesem Gebiet.

Einige alternative Lieferanten sind mit ihren Marken nur digital vertreten und bieten reine Onlineprodukte an, z.B. Pullstrom, Maxenergy, stromdiskont, redgas, schlaustrom, Voltino und viele mehr.

Nach einer Umfrage im Auftrag der E-Control stellte sich heraus, dass der Anteil jener Kunden, die ihren Lieferanten online gewechselt haben, von 2015 auf 2016 nur geringfügig von 28% auf 29% gestiegen ist, allerdings ist der Anteil jener Personen, die den Vertrag per Post zurückgeschickt haben, von 31% auf 27% ge-

sunken. Fast die Hälfte aller Kunden sucht im Internet Informationen zum Anbieterwechsel.

Einige alternative Anbieter setzen auf Vertriebspartner und suchen Kooperationen mit Unternehmen aus anderen Branchen. So hat die oekostrom ag eine Kooperation mit der „Krone“ gestartet, in der mit atomstromfreiem und zu 100% aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom geworben wird.

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) startete im Herbst 2014 seine erste Energiekosten-Stop Aktion, einen landesweiten Gemeinschaftseinkauf für Ökostrom und Gas, die mit großem Erfolg im Laufe des Jahres 2015 abgeschlossen wurde. Der mediale Effekt, der durch den Neuigkeitscharakter des ersten Anlaufs erzielt wurde, konnte erwartungsgemäß bei der zweiten und dritten Aktion nicht wiederholt werden. Immerhin wurden in der letzten Aktion 22.000 Wechselaufträge bis Ende Mai 2016 abgewickelt, davon 14.900 für Strom und 7.100 für Gas. Die vierte Aktion startete im Oktober und ein Bestbieterverfahren wird im Jänner 2017 stattfinden.

PREISVERGLEICHSPORTALE STEIGERN DEN WETTBEWERB.

In den letzten Jahren sind neben dem unabhängigen und umfassenden Tarifkalkulator 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 gestarteten Start-up OHHO.at. Laut Angaben von durchblicker.at wechselten

2016 schon 25% der Kunden ihren Strom- oder Gaslieferanten über diese Plattform.

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.

Daneben bieten auch immer mehr Lieferanten ihren Kunden die Möglichkeit, online

Preisvergleiche durchzuführen. Dabei wird in den meisten Fällen das eigene Angebot mit jenen der Mitbewerber verglichen.

Zusammengefasst kann festgestellt werden, dass sich die Intensivierung des Wettbewerbs der letzten zwei 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.

Dynamische Marktentwicklung. Optimale Preis- und Produktgestaltung als Erfolgsfaktoren.

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.

GUT INFORMIEREN – DAUERHAFT PROFITIEREN.

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 den 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.

Entwicklung der Großhandelspreise.

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.

Allerdings setzte bereits im November ein erneuter Preisverfall ein, welcher erst Mitte Dezember gebremst und umgekehrt wurde.

Die Entwicklungen am Terminmarkt wurden dieses Jahr wieder stark von den Kohlepreisen beeinflusst (Abbildung 3). Die verstärkte Nachfrage aus China, aber auch die steigende Nachfrage in Deutschland und die zwischenzeitlich positiven wirtschaftlichen Entwicklun-

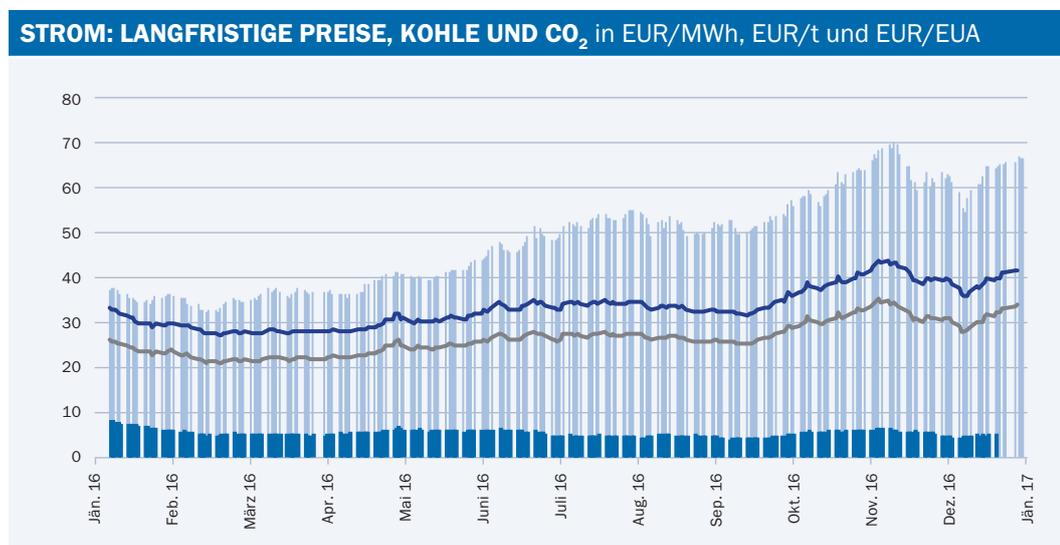


Abbildung 3
Terminmarkt Entwicklung

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

gen haben zu einem deutlichen Anstieg der Preise geführt. Die bullische Tendenz, welche zwischenzeitlich zu beobachten war, betrifft aber nicht nur den Frontjahres-Kontrakt, sondern auch andere Langfristprodukte, inklusive des Kontraktes für 2018.

Interessant ist, dass die Preisschwankungen am CO₂-Markt während des Betrachtungs-jahres 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 worden war (Abbildung 4).

GROSSHANDELSPREIS-ENTWICKLUNG BEI GAS.

Die ersten Monate 2016 zeichneten sich dadurch aus, dass sich der Preisverfall im Spotmarkt, welcher 2015 begonnen hatte, fortsetzte. Im Bereich des kurzfris-

tigen 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). Insgesamt konnte am Central European Gas Hub (CEGH) ein deutlicher Anstieg in der Anzahl der aktiven Händler und der gehandelten Volumen verzeichnet werden (Abbildung 5).

Agrund der niedrigen Preise und der hohen Temperaturen begann die Einspeicherungs-Saison dieses Jahr bereits wieder Anfang April. Dies führte dazu, dass die Speicher schon im Oktober zu über 90% gefüllt waren (Abbildung 6). Dass die Preise trotz dieser entspannten Situation gestiegen sind, ist

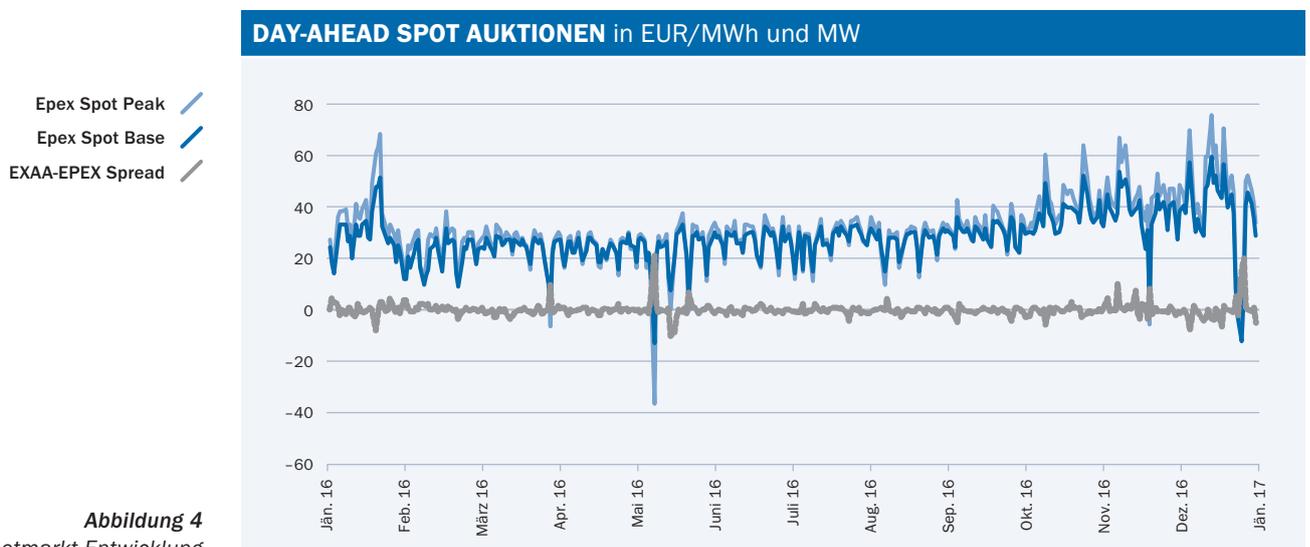


Abbildung 4
Spotmarkt Entwicklung

Quelle: Epex Spot, Berechnungen E-Control

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.

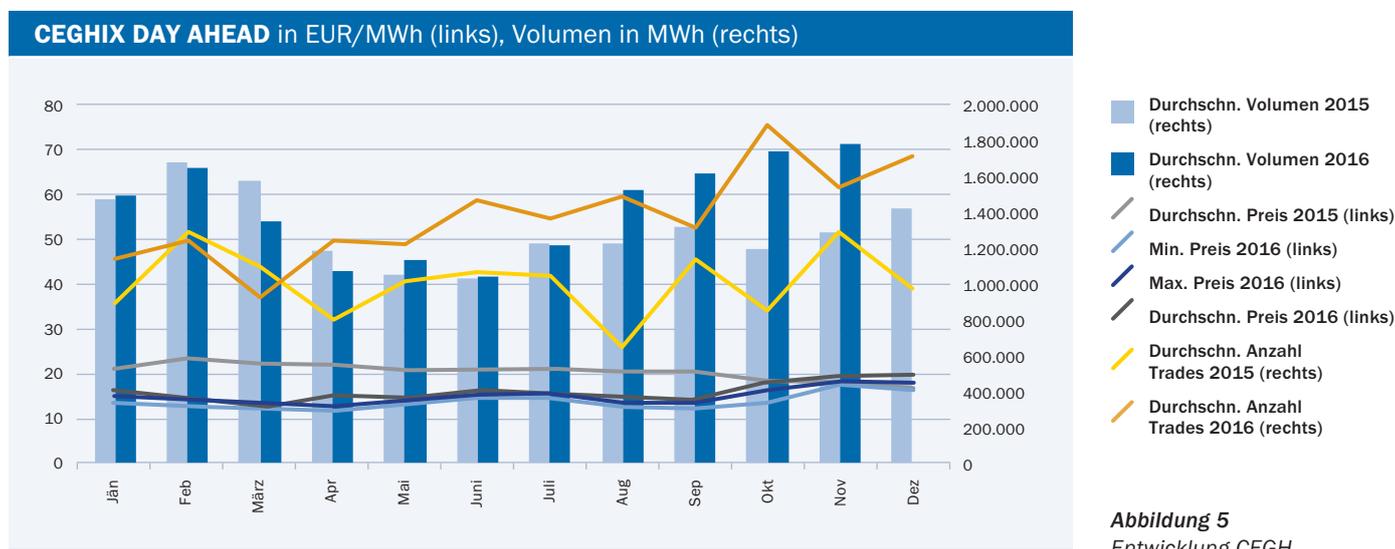


Abbildung 5
Entwicklung CEGH

Quelle: CEGH, Wiener Börse, Berechnungen E-Control

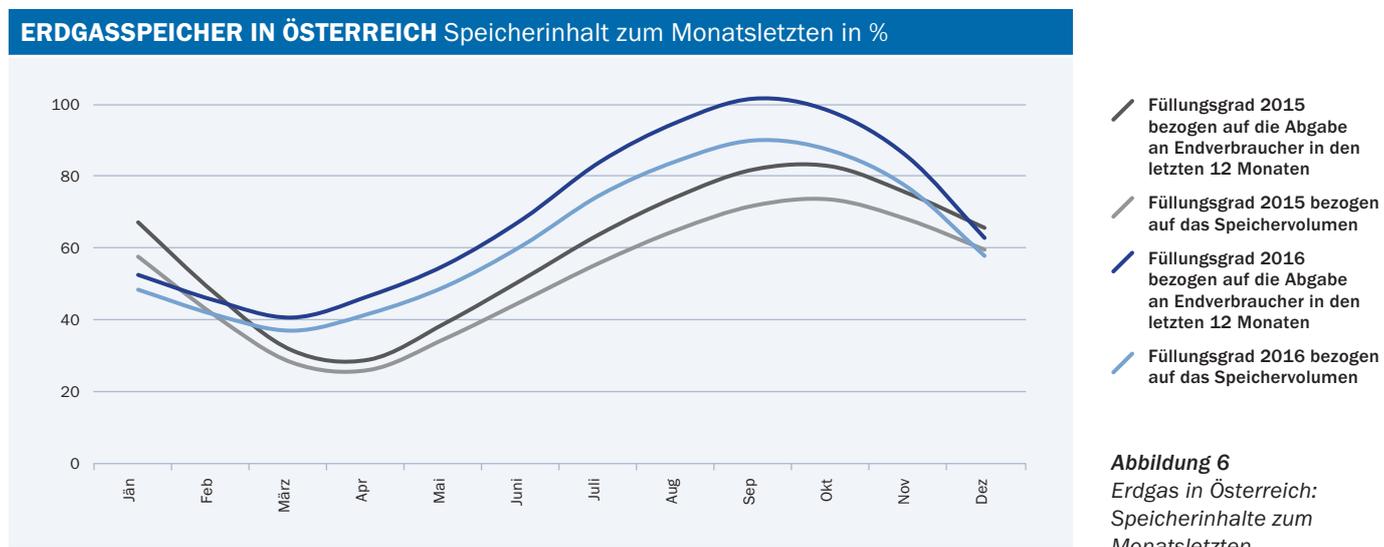


Abbildung 6
Erdgas in Österreich:
Speicherinhalte zum Monatsletzten

Quelle: E-Control

Das Front-Jahresprodukt (Jahr 2017) hingegen zeichnete sich durch kaum vorhandene Preisbewegungen aus (Abbildung 7). Den Großteil des Jahres bewegten sich die Preise seitwärts, gestützt von der seitlichen Bewegung des Ölpreises und der guten Versorgungslage. Insgesamt fielen auch die Liquefied Natural Gas (LNG)-Lieferungen geringer als erwartet aus, was dazu führte, dass der

Preis zumindest eine geringe Unterstützung erhielt. 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 Migration der CEGH-Kontrakte auf die PE-GAS-Plattform haben wird.

GAS: KURZ- UND LANGFRISTIGE PRESENTWICKLUNG, ROHÖL in EUR/MWh und EUR/bbl

- Brent (Europe) /
- WTI (USA) /
- NCG Day-ahead /
- TTF Day-ahead /
- CEGH Day-ahead /
- NCG 2017 /
- TTF 2017 /
- CEGH 2017 /

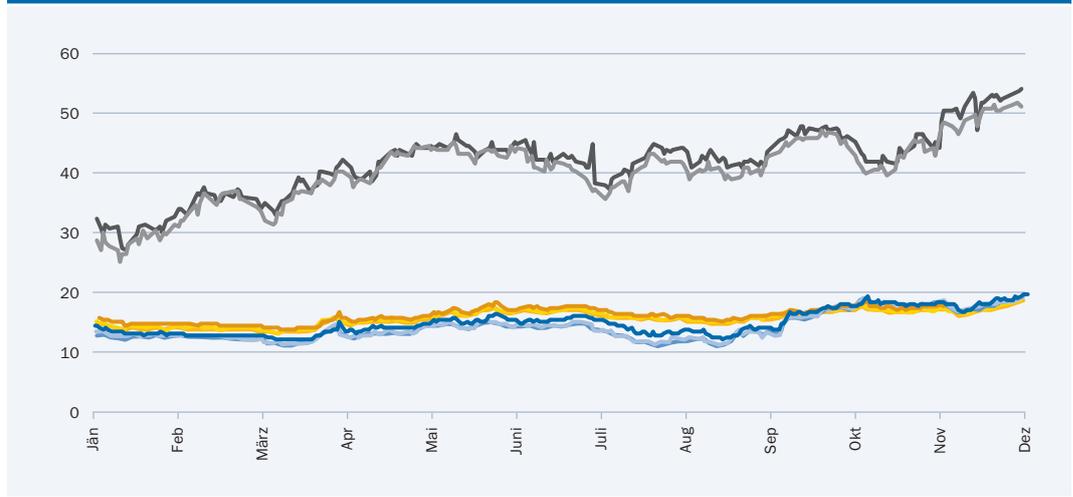


Abbildung 7
Entwicklungen Gas- und Ölpreise

Quelle: ICIS Heren, CEGH Wiener Börse

Entwicklung der Endkundenpreise.

Die Energiepreise werden seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 bzw. des Gasmarktes im Jahr 2002 für Endkunden nicht reguliert. Behördlich festgelegt werden die Systemnutzungstarife (durch die Regulie-

rungsbehörde) sowie Steuern und Abgaben (durch Bund, Länder, Gemeinden). Die Systemnutzungstarife werden bis auf den Messpreis, der als Höchstpreis definiert ist, als Festpreise bestimmt.

Im Überblick: Preisentwicklung Haushalte.

ENDKUNDENPREISENTWICKLUNG STROM: IM ALLGEMEINEN STABIL.

Die Gesamtkosten bei Haushaltskunden sind wie in den letzten Jahren real kaum gestiegen. Der gewichtete Durchschnittspreis für einen Musterhaushalt stieg nominal im Jänner um 3,8% auf 20,94 Cent/kWh. Wie in den Jahren zuvor ist die Kostensteigerung auf die Erhöhung der Ökostromförderkosten und der Netznutzungskosten zurückzuführen.

Erhöhung der Ökostrom- und Netzkosten.

Die Ökostromkosten eines Musterhaushalts erhöhten sich Anfang 2016 österreichweit von 85 Euro/Jahr (exkl. USt.) auf 100 Euro/Jahr (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.

Manche Anbieter geben Preissenkungen an Endkunden weiter.

Insgesamt gaben 48 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 (Tiweg 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.

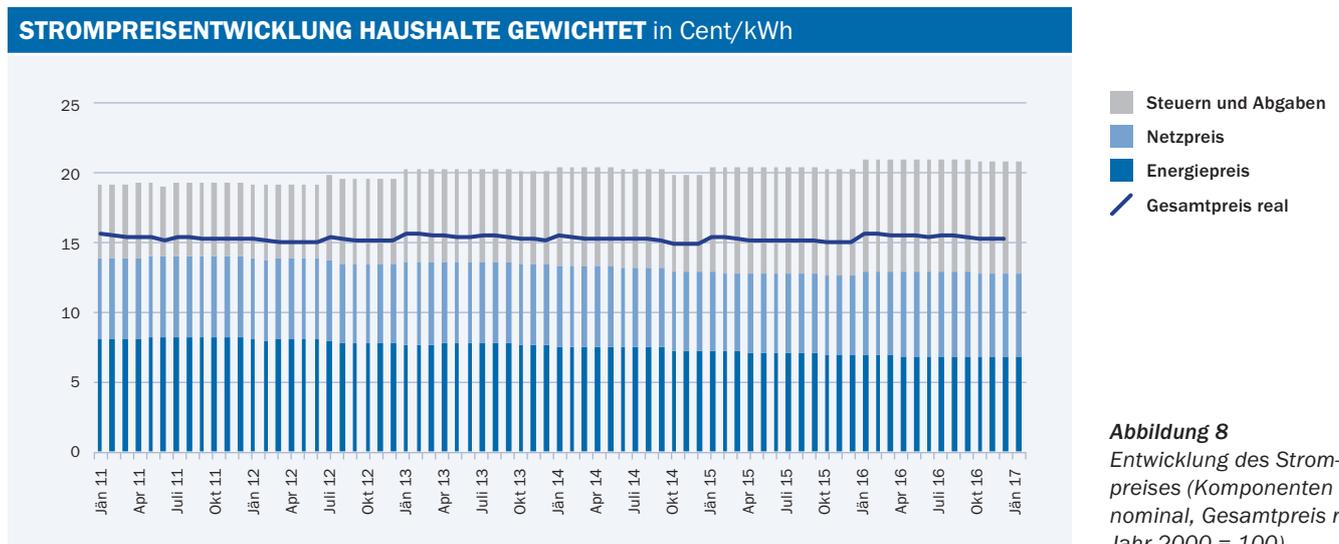


Abbildung 8
Entwicklung des Strompreises (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)

Quelle: E-Control

- Energie Burgenland
- Energie Graz
- Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
- KELAG
- Energie Klagenfurt
- Linz Strom
- EVN
- Energie AG
- Salzburg AG
- Energie Steiermark
- TIWAG
- VKW
- Wien Energie

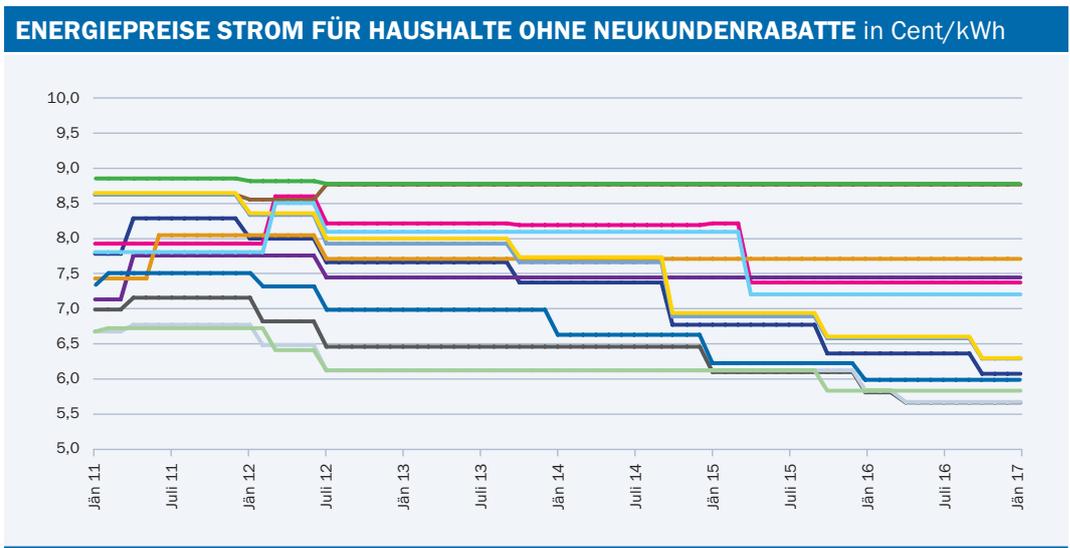


Abbildung 9
Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

Alternative Anbieter.

Hier entscheiden Sie nicht nur den Preis.

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 Dezember bei 3,27 Cent/kWh (EEX/EPEX Terminmarktpreis Year-ahead 80% Base/20% Peak, Monatsdurchschnitt) lag.

Wechsel-Einsparpotenzial hoch wie nie.

Das Einsparpotenzial beim Wechsel¹ 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.

ENDKUNDENPREISENTWICKLUNG GAS: SCHWANKENDE GASPRISE, HÖHERE NETZKOSTEN.

Der Gesamtpreis bei den Haushalten entwickelte sich im Jahr 2016 je nach Lieferant und jeweiligem Netzgebiet unterschiedlich. Während ein Musterhaushalt in Graz um 41 Euro brutto weniger für Gas bezahlt, hat ein Kunde in Oberösterreich Mehrkosten von 25 Euro im Jahr im Vergleich zum Vorjahr zu tragen. Der hohe Unterschied ist auf die Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten zurückzuführen.

¹ Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch und 15.000 kWh Gasverbrauch, November 2016

STROMKOSTENSPARPOTENZIAL in €/Jahr (Haushalte, 3.500 kWh/Jahr)

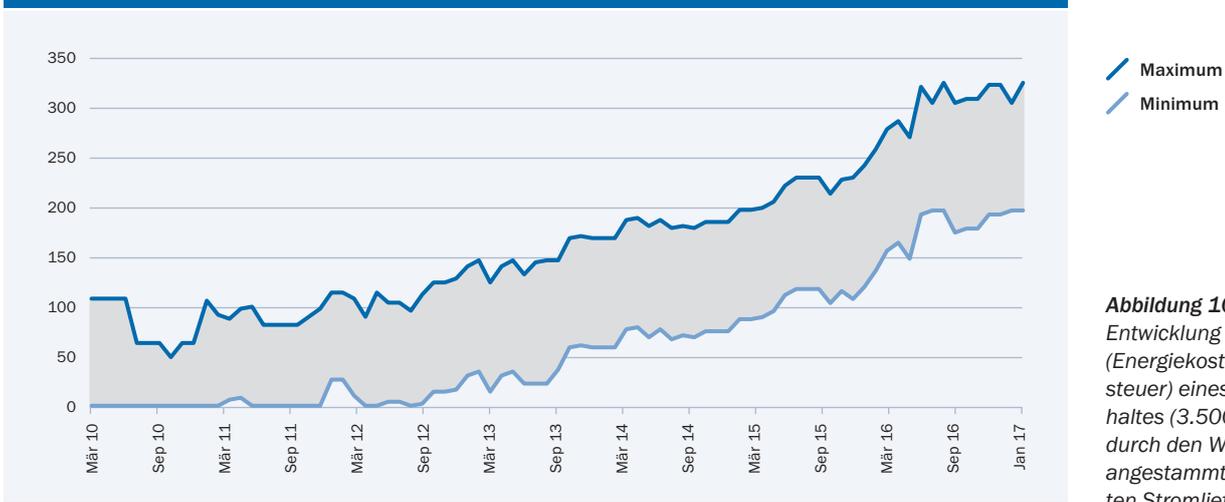


Abbildung 10
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Stromlieferanten

Quelle: E-Control

Die Netzkosten sind Anfang 2016 in allen Netzgebieten gestiegen, wobei die höchste Steigerung von ungefähr 10% Kunden in Tirol, Wien und Niederösterreich zu tragen haben. Dagegen konnten Kunden in den Netzgebieten Kärnten und Klagenfurt eine Steigerung von nur 2% verzeichnen.

Insgesamt 13 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 (Abbildung 11).

Die Senkungen fielen unterschiedlich aus, von 4% bei der Linz Gas (31 Euro/Jahr brutto)

bis 16% bei der eww ag (108 Euro/Jahr brutto). Der gewichtete Energiepreis der regionalen Lieferanten für Dezember ist dadurch im Vergleich zum Vorjahr um 9% gesunken.

Ununterbrochene Steigerung des Einsparpotenzials seit drei Jahren.

Anfang November 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

GASPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE GEWICHTET in Cent/kWh

- Steuern und Abgaben ■
- Netzpreis ■
- Energiepreis ■
- Gesamtpreis real —

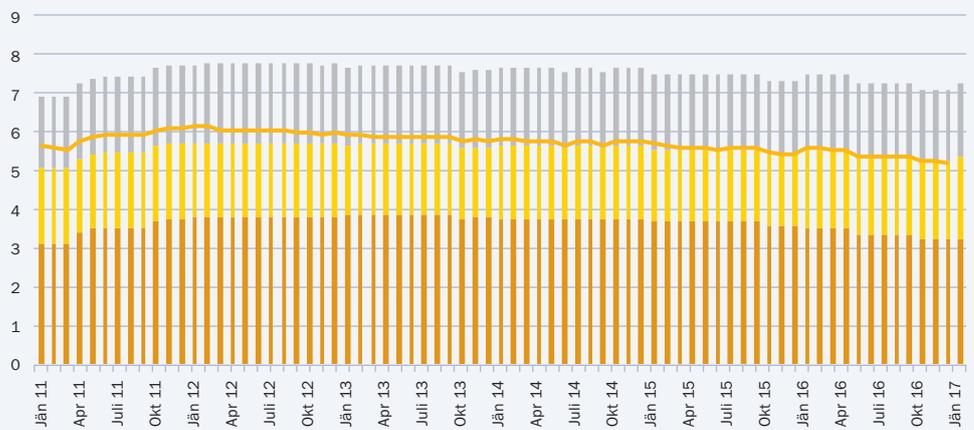


Abbildung 11
Gaspreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh (Komponenten nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)

Quelle: E-Control

ENERGIEPREISE GAS FÜR HAUSHALTE OHNE NEUKUNDENRABATTE in Cent/kWh

- Energie Burgenland —
- Energie Graz —
- Energie Klagenfurt —
- EVN —
- KELAG —
- Linz Gas —
- Energie AG PS —
- Salzburg AG —
- Steirische Gas Wärme —
- TIGAS Erdgas —
- VKW —
- Wien Energie —

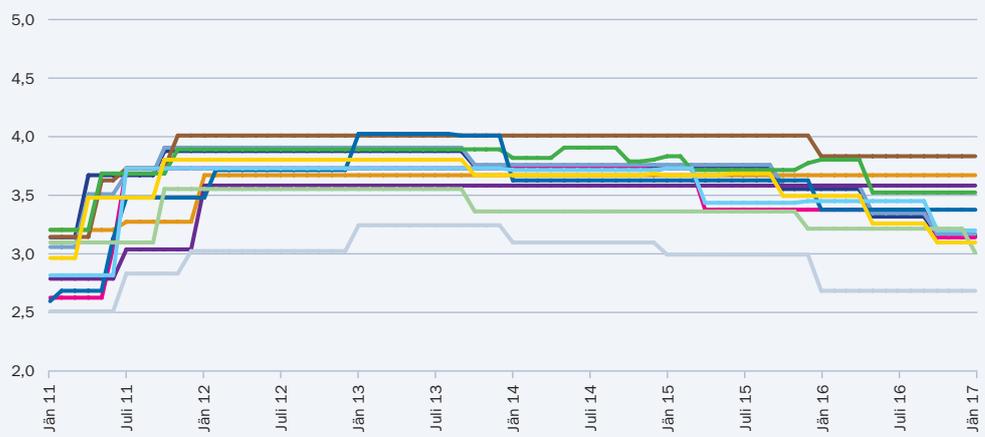
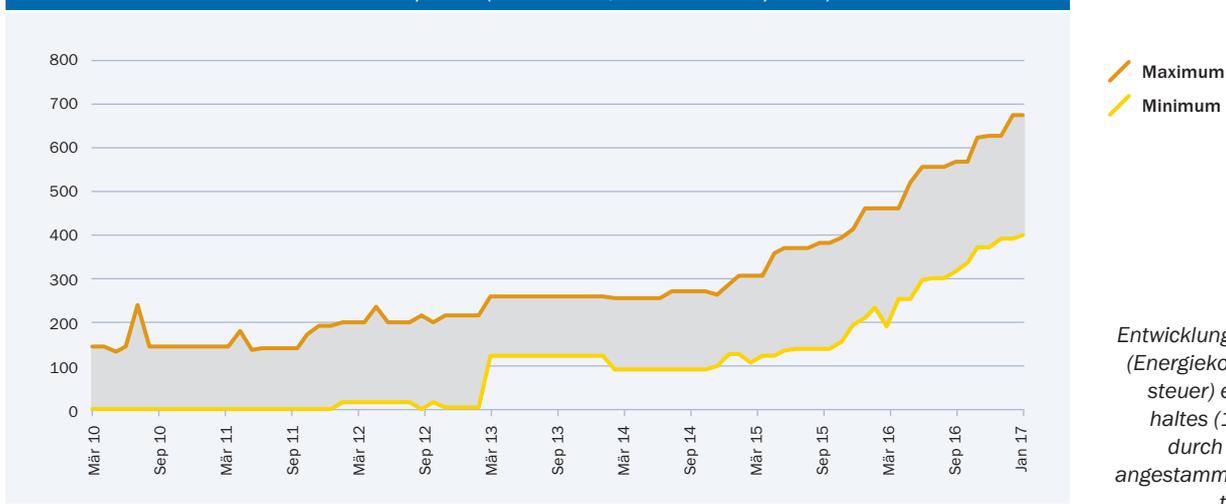


Abbildung 12
Entwicklung der Gaspreise für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (Energie inkl. unbedingter Rabatte, ohne Netz, Steuern und Abgaben) Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

GASKOSTENSPARPOTENZIAL in €/Jahr (Haushalte, 15.000 kWh/Jahr)



Maximum
Minimum

Abbildung 13
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Gaslieferanten

Quelle: E-Control

Neukunden (Abbildung 12). 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 Stromlieferanten 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 13).

Im Überblick: Preisentwicklung Gewerbe.

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 Euro² (im 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 14).

² Tariffkalkulator Gewerbe Stand 1.11.2016.

■ **Niedrigstpreis**
■ **Höchstpreis**
/ **Durchschnittspreis**

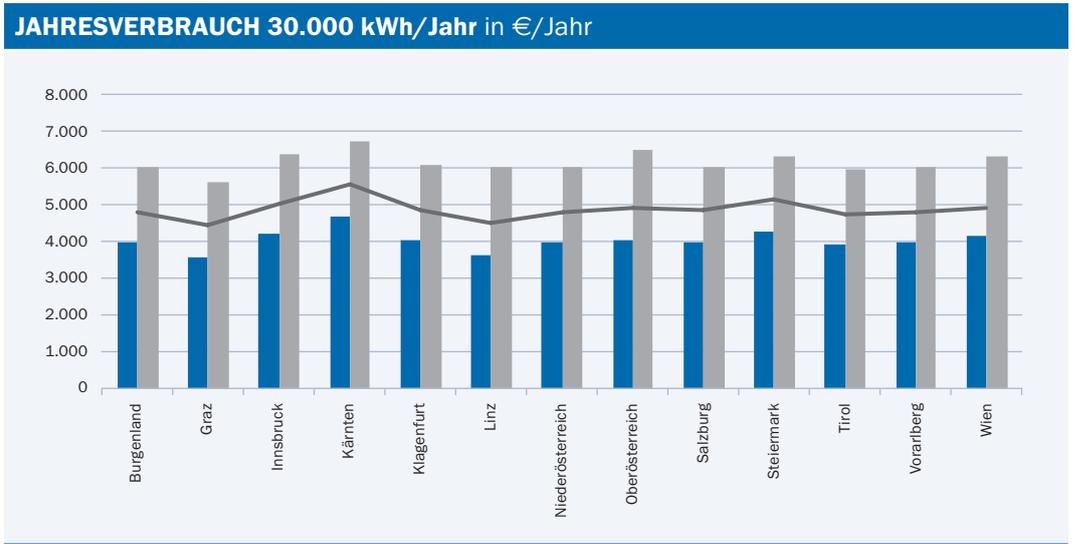


Abbildung 14
Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

■ **Niedrigstpreis**
■ **Höchstpreis**
/ **Durchschnittspreis**

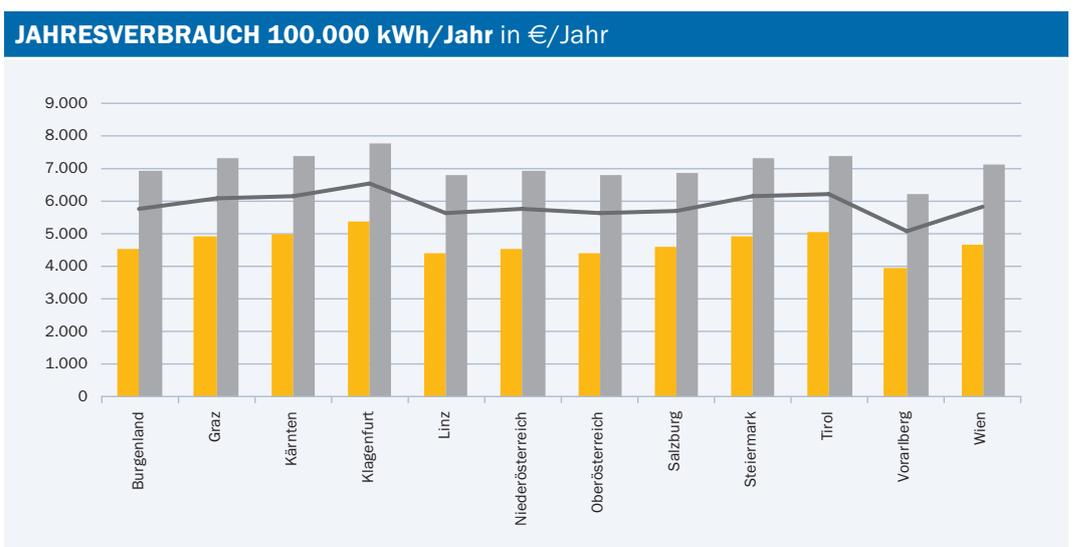


Abbildung 15
Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2016)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

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/Jahr 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)³. Der Durchschnittspreis⁴ für einen Gasbedarf von 100.000 kWh bewegt sich zwischen 5,09 Cent/kWh und 6,57 Cent/kWh (Abbildung 15).

Im Überblick: Preisentwicklung Industrie.

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. 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 Importpreises und der Börsenpreise zurückzuführen.

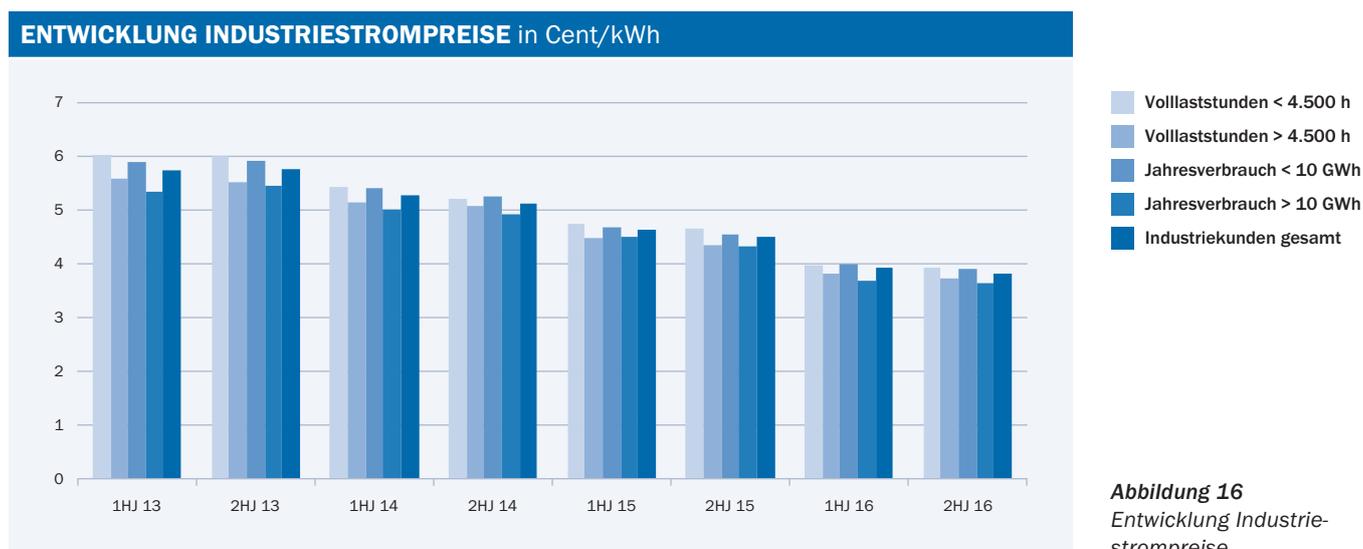


Abbildung 16
Entwicklung Industriestrompreise

Quelle: E-Control

³ Tarifkalkulator Gewerbe Stand 1.11.2016.

⁴ Durchschnittspreis: Energiekosten (ohne Neukundenrabatte) inkl. Netzkosten, Abgaben und Steuern.

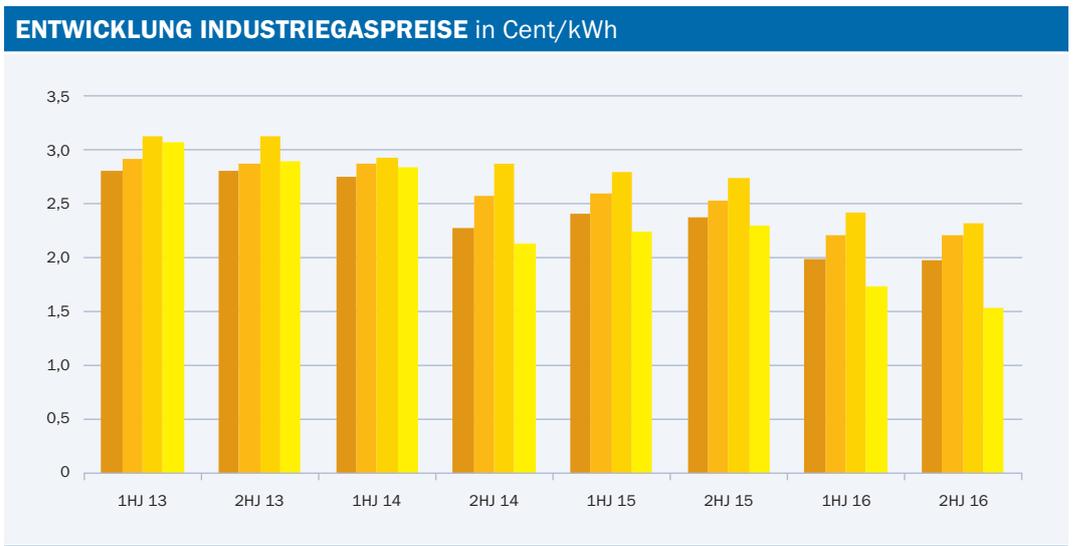


Abbildung 17
Entwicklung Industriegaspreise

Quelle: E-Control, Statistik Austria

Mengenentwicklung in Österreich: Konstanter Verbrauch, gefüllte Speicher.

In Österreich wurde in den ersten drei Quartalen 2016 mit insgesamt 51,5 TWh etwa gleich viel elektrische Energie verbraucht wie im Vergleichszeitraum des Vorjahres – der Verbrauchszuwachs im Inland betrug 0,1%. Dies ist, nach einem bereits sehr hohen Verbrauch im Vorjahr, der höchste bisher in den ersten neun Monaten eines Jahres gemessene Stromverbrauch.

Nach einer vergleichsweise sehr niedrigen Stromerzeugung der Wasserkraftwerke im Vorjahr von 28,9 TWh wurden in den ersten drei Quartalen 2016 mit 30,7 TWh wieder um 1,8 TWh bzw. 6,2% mehr erzeugt, wobei anzu-

merken ist, dass die Erzeugung der Speicherkraftwerke um 2,6% zurückging. Die Erzeugung der Wärmekraftwerke sank um 2,4% und erreichte 10,6 TWh. Hier ging die Erzeugung der kohlebefeuchten Kraftwerke um 7,9% zurück, während alle anderen Primärenergieträger stärker zur Stromerzeugung eingesetzt wurden. Da die physikalischen Stromimporte einen vergleichsweise hohen Rückgang von 8,0% verzeichneten und die Exporte gleichzeitig um 2,8% anstiegen, gingen die Nettoimporte von 6,2 TWh auf nunmehr 4,2 TWh zurück.

Nicht zuletzt bedingt durch den stärkeren Einsatz der gasbefeuchten Kraftwerke stieg

die Gasabgabe an Endkunden in den ersten neun Monaten 2016 um 0,4% leicht gegenüber dem Vorjahr an und erreichte 57,3 TWh. Damit wurde knapp an das Verbrauchsniveau von 2013 (60,4 TWh in den ersten drei Quartalen) 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.

Die Aufbringungsbilanz war in den ersten neun Monaten 2016 durch eine Erhöhung der Importe bei gleichzeitigem Rückgang der

Speicherentnahme um jeweils rund 21 TWh sowie durch einen Rückgang der Exporte bei gleichzeitiger Erhöhung der Einpressung in die Speicher um jeweils rund 11 TWh gekennzeichnet. Insgesamt war damit eine deutliche Steigerung bei der Befüllung der österreichischen Erdgasspeicher zu verzeichnen, in denen per Ende September insgesamt 86,5 TWh vorrätig gehalten wurden, womit der bisher höchste Speicherstand zu diesem Stichtag gegeben war. Auch der Füllungsgrad von 90,8% – der sogar über der inländischen Abgabemenge der letzten zwölf Monate liegt – wurde bisher nur selten erreicht.

Exkurs Ökostrom: Klarer Aufwärtstrend.

Wie in den vergangenen Jahren kam es 2015 nicht nur zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, es konnte auch der Anteil am gesamten Endverbrauch gesteigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 14,5% (8.199 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 56.460 GWh) auf 15,9% (9.168 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 57.501 GWh). Die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom konnte im Jahr 2015 um 11,8% gesteigert werden.

DIE MENGENENTWICKLUNG ZEIGT: ERNEUERBARE ENERGIEN FEST ETABLIERT.

Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich ein ähnliches Bild wie auch in den vergangenen Jahren. Den größten Zuwachs gab es im Bereich der Windkraft mit zusätzli-

chen 952 GWh. Bei der festen Biomasse wurden um 102 GWh mehr Strom abgenommen und bei der Photovoltaik waren es 85 GWh. Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien eine Steigerung von 2014 auf 2015 um:

- > Windkraft +26%
- > Photovoltaik +24%
- > Feste Biomasse +5%

Im Bereich der Kleinwasserkraft kam es nach einem starken Anstieg im Jahr 2014 trotz gesteigerter kontrahierter Leistung 2015 zu einem Rückgang auf 1.519 GWh (1.703 GWh im Jahr 2014).

Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien kam es, nach einem Rückgang im

Jahr 2014, in Summe zu einem Anstieg. Dabei wurden um 118 GWh mehr Strom abgenommen (insgesamt 2.602 GWh), was nach 2013 (2.558 GWh) einem neuen Höchststand entspricht.

Vergleicht man die Werte des 1. Halbjahres 2016 mit jenen aus dem 1. Halbjahr 2015, so ist zu erwarten, dass für das Jahr 2016 in Summe erneut mit einer Steigerung zu rechnen ist. Die größten Zuwächse sind wieder im Bereich der Wind- und Kleinwasserkraft sowie der Photovoltaik zu erwarten.

Stromkennzeichnung in Österreich: Jeder hält sich an die Regeln.

Stromlieferanten müssen Kunden die Primärenergieträgeranteile ihrer Lieferungen zur Kenntnis bringen. Diese müssen als Versorgermix (gesamte Stromaufbringung des Lieferanten an Endverbraucher) auf der Stromrechnung (Jahresabrechnung) und auf Werbe- und Informationsmaterialien dargestellt werden. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert ausschließlich auf sogenannten Nachweisen und steht in keinem Zusammenhang mit der physikalischen Situation wie z.B. der Kraftwerksproduktion in Österreich.

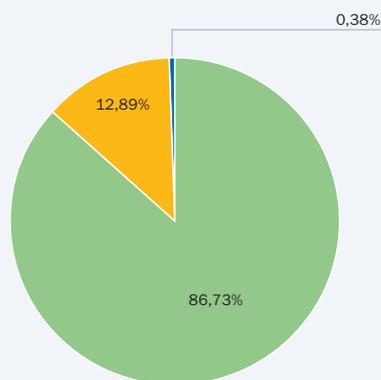
RICHTIGKEIT DER STROMKENNZEICHNUNG: DIE E-CONTROL ÜBERPRÜFT.

Die gesetzliche Funktion der E-Control umfasst die Überwachung, Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen sowie die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung.

Gemessen an der Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (67 TWh⁵) erhielt die E-Control im Zuge der diesjährigen Überprüfung Informationen über rund 84% dieser Menge. Auf Basis der eingelangten Daten konnte eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet werden. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Anteil von Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energieträgern von 89,10% auf 86,73% leicht gesunken. Der Anteil der fossilen Energieträger ist hingegen von 10,36% auf 12,89% gestiegen. Die sonstigen Primärenergieträger stiegen von 0,26% auf 0,38%. Aufgrund des Verbots von Strom unbekannter Herkunft liegt dieser erstmals bei 0%. Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen stiegen von 58,04 g/kWh CO₂ auf 67 g/kWh. An dieser Stelle ist jedoch darauf hinzuweisen, dass es sich bei den CO₂-Emissionen sowie bei den Primärenergieträger-

⁵ Quelle: E-Control für das Jahr 2015. Dazu noch eine Anmerkung: Dieser Summenwert umfasst sowohl die Abgabe an alle Endverbraucherkategorien (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft, Verkehr) als auch die Abgabe für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken.

NÄHERUNGSWERT FÜR DIE ÖSTERREICHISCHE STROMKENNZEICHNUNG 2015



- Bekannte erneuerbare Energieträger
- Bekannte fossile Energieträger
- Bekannte sonstige Primärenergieträger

Abbildung 18
Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2015

Quelle: E-Control

anteilen um Werte handelt, die in keinem Zusammenhang mit der tatsächlichen physikalischen Stromerzeugung bzw. mit dem CO₂-Ausstoß der Kraftwerke in Österreich stehen.⁶

Der Großteil der eingesetzten Nachweise kam mit 65,24% aus Österreich (Vorjahreswert 69,11%). Bei den ausländischen Nachweisen stammt, wie auch in den Vorjahren, mit 24% der größte Teil aus Norwegen. Für die Stromkennzeichnung wurden keine den Anforderungen widersprechenden Nachweise aus dem Ausland eingesetzt.

Im Jahr 2015 wurden von 117 Lieferanten Herkunftsnachweise aus 100% erneuerbaren Energien angeboten⁷. Im Vorjahr waren es noch 107 Anbieter. Innerhalb eines Jahres sind zehn Lieferanten auf Herkunftsnachweise aus erneuerbarer Energie umgestiegen bzw. neu in den Markt eingetreten. Alle Anbieter mit Herkunftsnachweisen aus erneuerbarer Energie haben eine Gesamtabgabemenge von 31.070 GWh. Im Vorjahr waren es noch 30.456 GWh.

⁶ Lieferungen an Pumpspeicherkraftwerke werden unter Aufsicht der E-Control gekennzeichnet, fließen jedoch nicht mit in die Stromkennzeichnungsstatistik ein. Dies sorgt unter anderem für die fehlenden 16%. Die Kennzeichnung von Lieferungen an Pumpspeicher wurde in der Vergangenheit von allen Lieferanten korrekt durchgeführt.

⁷ Es ist nicht auszuschließen, dass weitere (neue) Ökostromlieferanten am Markt tätig sind, die im Basisjahr 2015 noch keine Stromkennzeichnungsdokumentation zur Überprüfung abgeliefert haben.

KUNDENSERVICE.



GANZ IM SINNE DER KONSUMENTEN: ENDKUNDEN- SERVICES DER E-CONTROL.

Sparen leicht gemacht: Der Tarifkalkulator für Haushalte.

Mit rund 400.000 Besuchen im Jahr ist der Tarifkalkulator die meistgenutzte Applikation für Strom und Gas auf der Webseite 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 150 Strom- und 40 Gasanbieter waren Ende 2016 im Tarifkalkulator registriert. Ungefähr 1.100 Produkte befinden sich in der Datenbank des Tarifkalkulators.

MIT EINEM KLICK DEN BESTBIETER IM BLICK.

Ein monatlicher Preisvergleich der Bestbieter mit dem angestammten Lieferanten und die Ersparnis beim Wechsel werden im Preismonitor auf der Webseite der E-Control darge-

stellt. 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.

COMING SOON: TARIFKALKULATOR NEU.

Der Tarifkalkulator für Haushalte wurde das erste Mal 2001/2002 entwickelt. Seit dem letzten Relaunch des Tarifkalkulators hat sich der Wettbewerb am Retailmarkt wesentlich intensiviert, neue Lieferanten sind dazugekommen und das Angebot hat sich stark diversifiziert. Diese Marktentwicklungen stellen den Produktvergleich vor neue Herausforderungen, denen, um die Transparenz des Marktes für Kleinkunden zu wahren, begegnet werden muss. Aus diesen Gründen wurde bereits 2014 das Projekt einer umfassenden Neuentwicklung des Tarifkalkulators gestartet.

Im Jahr 2015 begann die Umsetzungsphase des Projekts, ein Projektabschluss mit den Schulungen für Lieferanten und dem Roll-out ist für 2017 geplant.

Energiekosten senken: Der Tarifkalkulator fürs Gewerbe.

Gewerbebetriebe mit einem Standardlastprofil können im Tarifkalkulator-Gewerbe Angebotsvergleiche und Ersparnisberechnungen durch-

führen und schließlich den Bestbieter finden. Über 20.000 Unternehmen haben dieses Angebot genutzt, um Preisvergleiche durchzuführen.

KMU-Energiepreis-Check: Kunden informieren Kunden.

Das Tool KMU-Energiepreis-Check 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 Gasver-

brauch 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.

Rückenwind für Konsumenten: Die E-Control-Onlineaktivitäten.

WEBPORTAL UND ONLINE-TOOLS DER E-CONTROL.

Das im Juli 2015 relaunchte 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 Tarifikalkulator sowie der Energiespar-Check werden 2017 abgeschlossen sein.

Mobiles Internet für unterwegs.

Die Zugriffe auf die Angebote der E-Control verdeutlichen, dass das Internet zunehmend über mobile Geräte genutzt wird. Während der Anteil der Verbraucher, welche die Internetseiten der E-Control über mobile Geräte – also Smartphones oder Tablets – besucht haben, 2012 noch bei rund 15% lag, waren dies 2014 bereits 24% und aktuell über 29%. Diesem sich ändernden Nutzerverhalten trägt

die neue Webseite mit ihrem „responsiven Design“ bereits Rechnung, indem sie sich automatisch für jede Browsergröße optimiert darstellen lässt.

User greifen gerne zu.

Insgesamt verzeichnete die Webseite im Jahr 2016 rund 950.000 Besuche, was in etwa dem Wert aus dem Vorjahr entspricht. Der Tarifikalkulator ist dabei nach wie vor die wichtigste Online-Applikation auf der Webseite der E-Control, wenngleich die Besuchszahlen von rund einer halben Million im Vorjahr auf knapp 400.000 im Jahr 2016 deutlich zurückgegangen sind. Hier lässt sich ein direkter Bezug zu den medialen Aktivitäten der E-Control erkennen. Während der Tarifikalkulator 2015 über 200 Mal Erwähnung in der medialen Berichterstattung fand, wurde 2016 sowohl in Print, Radio und TV, als auch in Online-Medien nur rund 150 Mal auf die Applikation verwiesen. Damit taucht der Ta-

rifkalkulator zwar immer noch häufig, jedoch weit seltener als im Vorjahr als verlässliche und objektive Informationsquelle für Konsumenten auf, was eine Ursache für die geringeren Nutzerzahlen ist.

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 Gas Tarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, wurde im Vorjahr so wie 2015, rund 20.000 Mal besucht. Der für größere KMU entwickelte KMU-Energiepreis-Check, mit dem Strom- und Gas-kunden, die ihre Preise mit den Lieferanten frei verhandeln, ihre branchenspezifischen Preise untereinander vergleichen können, wurde rund 10.000 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.

SOCIAL MEDIA: FRAG.E-CONTROL.AT, FACEBOOK, TWITTER & YOUTUBE.

Die im Frühjahr 2015 gestartete Plattform frag.e-control.at, auf der Besucher ihre Fragen rund um die Themen Strom, Gas, Öko-Energie etc. in Form einer offenen Frage-Antwort-Story-Wall stellen können, wurde auch 2016 häufig genutzt. Rund 50.000 Mal wurden die öffentlichen, individuellen Auskünfte der E-Control dort aufgerufen. Rund 600, teils aktuelle, teils allgemein gültige Fragen von Konsumenten wurden dabei kurz und verständlich beantwortet. Über 80% der Anfragen können dabei von den Experten der E-Control innerhalb eines Arbeitstages beantwortet werden.

Die bereits seit 2010 bestehenden Präsenzen auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, wurden auch 2016 weiter ausgebaut und umfassend bedient.

Die Zahl der per „gefällt mir“ mit der E-Control verbundenen Facebook-Nutzer hat sich erneut von rund 5.500 auf über 13.000 mehr als verdoppelt, auch die Reichweite konnte gesteigert werden. Je nach Thema erreichen einzelne Postings der E-Control durchschnittlich rund 6.000 bis 7.000 Nutzer. Bei wichtigeren Themen wurden jedoch auch mehrfach knapp 20.000, in einigen besonders interessanten Fällen erneut über 40.000 Facebook-User mit einem einzigen Posting direkt erreicht. Monatlich werden so durchschnittlich ca. 60.000 Personen mit Informationen der E-Control in Kontakt gebracht.

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen, sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskunft über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Im Durchschnitt werden

pro Woche zwei bis drei Nachrichten verbreitet. Über 850 „Follower“ nutzen den E-Control Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle, vorwiegend sind dies branchenverwandte Nutzer, Medienvertreter und engagierte Privatpersonen.

Die E-Control als Kompetenzzentrum für Endkundenberatung.

ENERGIE-HOTLINE: GERN GEWÄHLTE BERATUNG.

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 montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar.

Im Jahr 2016 wurden rund 6.800 Anrufe entgegengenommen und bearbeitet. Neue Markteintritte und damit einhergehende alternative Vermarktungspraktiken sowie eine steigende Produktvielfalt führten zu einem Anstieg der telefonischen Anfragen von rund

11% im Vergleich zum Vorjahr. Zudem wurden im Jahr 2016 1.300 Anfragen schriftlich an die Energie-Hotline gerichtet, was einem Rückgang von ca. 15% entspricht.

Oft gefragt.

Am häufigsten kontaktieren Konsumenten die Energie-Hotline zu Themen rund um den Lieferantenwechsel und den Tarifikalkulator. 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.

**GEMEINDEN:
DIE E-CONTROL AM WOHNORT.**

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. 2016 konnten insgesamt 13 dieser Beratungstermine organisiert werden.

Die Gemeinden als Kooperationspartner stellen ihrerseits Räumlichkeiten zur Verfügung und bewerben die Beratungsgespräche in den Gemeindemedien, wie etwa den gemeindeeigenen Zeitungen, durch Postwürfe und auf ihren Social-Media-Kanälen.

Auch bei den Vor-Ort-Beratungen wurden vor allem Fragen rund um den Lieferantenwechsel und die Verwendung des Tarifikalkulators gestellt. Neben Rechnungserklärungen und

Neuanschluss spielt auch das Thema der Selbsterzeugung von Strom eine große Rolle.

**MIGRANTEN: DIE E-CONTROL
SPRICHT VIELE SPRACHEN.**

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.

**SENIOREN: ENERGIEFRAGEN
BEDARFSGERECHT BEHANDELT.**

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.

**MESSEN: DIE E-CONTROL
PUNKTGENAU PRÄSENTIERT.**

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. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferantenwechsel, Tarifikalkulatorabfragen, Einsparmöglichkeiten bei Energie sowie Anfragen zu Ökoenergie.

Neutral und unverzichtbar: Die Schlichtungsstelle der E-Control.

GESTÄRKT IN DEN BLICKPUNKT: SCHLICHTUNGSSTELLE NEU AB 2016.

Mit Beginn des Jahres 2016 wurde die bisherige gesetzliche Grundlage für die Schlichtungsstelle, bei Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern (in erster Linie zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Strom- bzw. Gaskunden) zu vermitteln, durch das Inkrafttreten des neuen Alternative-Streitbeilegung-Gesetz weiter gestärkt. Demnach waren für Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Lieferanten einerseits und Verbrauchern im Sinne des § 1 Konsumentenschutzgesetz andererseits natürliche Personen als Schlichter zu bestellen. Diese Personen haben ihr Amt unabhängig und unparteiisch auszuüben, sind auf drei Jahre zu bestellen und können nur unter besonderen Umständen (z.B. nicht nur vorübergehende Verhinderung an der Ausübung der Schlichtungstätigkeit) abberufen werden. Der Vorstand der E-Control hat zwei langjährige Mitarbeiter der E-Control mit umfassendem Know-how im Strom- und Gasbereich als Streitschlichter bestellt.

Strom- und Gaskunden profitieren von den neuen gesetzlichen Bestimmungen durch häufigere Informationen im Laufe des Verfah-

rens, verbesserte Verfahrensrichtlinien und eine Fülle von verpflichtend vorgeschriebenen Informationen auf der Webseite.

FÜR STROM- UND GASKUNDEN – SO WIRD DAS SCHLICHTUNGSVERFAHREN BEANTRAGT.

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 wenden. Vor Beantragung eines Verfahrens muss allerdings ein Lösungsversuch mit dem betroffenen Unternehmen angestrebt worden sein. Dem Antrag sind alle relevanten Unterlagen, wie vollständige Rechnungen, Mahnungen, Abschaltandrohungen, sonstiger Schrift- bzw. E-Mail-Verkehr mit den Unternehmen, beizulegen.

Den ausführlichen Tätigkeitsbericht 2016 der Schlichtungsstelle finden Sie ab 2017 wieder unter www.e-control/publikationen.

Energiearmut in Österreich.

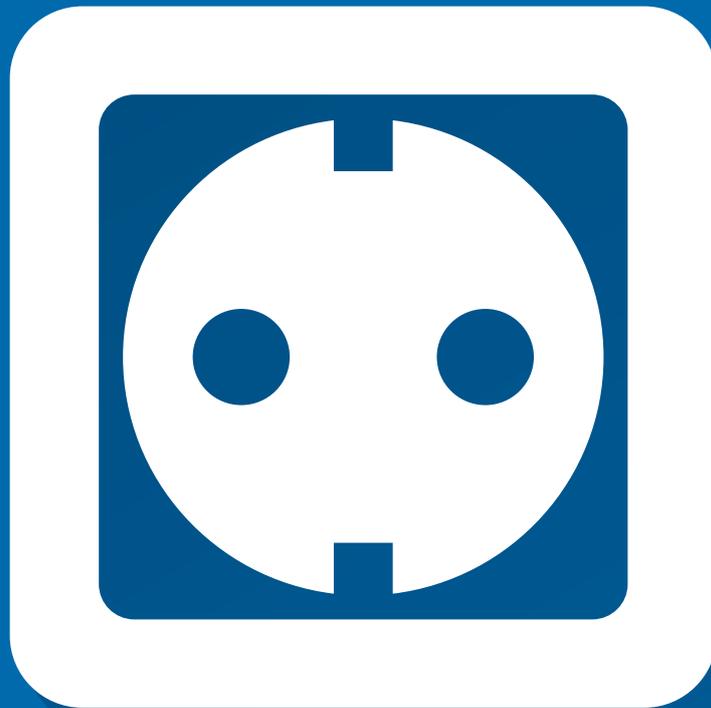
Ein wichtiger Schritt zur gegenwärtigen Beurteilung der Leistbarkeit von Energie in österreichischen Haushalten liegt darin, deren Einkommen in Relation zu deren Energiekosten zu setzen. Aus diesem Grund hat die E-Control die Statistik Austria mit der Ausarbeitung einer analytischen Studie beauftragt. 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 Studie liefert einen statistischen Beleg dafür, dass mit steigendem Einkommen ebenso die absoluten Energieausgaben für Wohnen steigen. Allerdings zeigt der Vergleich zwischen Haushalten mit niedrigem Einkommen und jenen mit hohem Einkommen (anhand von Einkommensterzilen) auch, dass Haushalte mit höherem Einkommen bloß 3,2% ihres Einkommens für Energie

für Wohnen aufwenden, während Haushalte mit niedrigerem Einkommen bereits 9% für Energie für Wohnen ausgeben. Unter energiearmen Haushalten – das sind armutsgefährdete Haushalte mit überdurchschnittlich hohen Energiekosten – steigen diese Energieausgaben sogar auf 22,8% des verfügbaren Haushaltseinkommens an, im Durchschnitt belaufen sich diese dann auf 2.590 Euro im Jahr. Anders ausgedrückt müssen energiearme Haushalte beinahe jeden vierten Euro für Energie ausgeben.

Insgesamt sind 3,1% (oder 117.000) Haushalte von Energiearmut betroffen, wobei diese unter niedriger gebildeten Haushalten (7,1%), Haushalten ohne Erwerbspersonen (6,6%) und Haushalten in älteren Gebäuden (5%) verstärkt zu finden sind. Die Studie zeigt, dass diese Haushalte signifikant mehr Energie für Heizen (77% des gesamten Energiekonsums) benötigen als ein Durchschnittshaushalt (67%) – dies geht vorwiegend auf schlechtere Dämmung und ältere Heizsysteme zurück. Allerdings brauchen energiearme Haushalte auch weniger Energie für Warmwasser, was als ein weiteres Indiz dafür gedeutet werden kann, dass diese Haushalte nicht verschwenderisch mit Energie umgehen.

STROMMARKT.



IN ÖSTERREICH GUT REGULIERT UND EFFIZIENT IN DER STROMVERTEILUNG.

Die Stromnetzregulierung im Detail: Kostenermittlung und Tarifierung Strom für 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 (EIWOG 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 und die Entgeltentwicklungen sind im Wesentlichen nicht auf laufende Kostenentwicklungen im Betrieb des Netzes zurückzuführen. Die Netzbetreiber haben nach dem gültigen Regulierungsregime bis 2019 entsprechende Kostenvorgaben zu erzielen.

Das im Jahr 2016 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der ein-

zelnen 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 1. Jänner 2017).

EINHEITLICHE NETZENTGELTE.

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 Abgabemengenbasis 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 Mengen-

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2017

Gewichtet nach Mengen 2011

Entgelt-anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016		Anpassung 2017			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾						
Ebene 3	-6,62	-12,7	-3,24	-6,2	-2,04	-3,9	-0,71	-1,4	3,59	6,9	0,44	0,8	1,0	-8,59	-16,5
Ebene 4	-6,17	-10,7	-1,10	-1,9	-1,50	-2,6	0,00	0,0	3,52	6,1	-0,38	-0,7	-0,7	-5,64	-9,8
Ebene 5	-59,93	-19,6	-9,47	-3,1	-7,82	-2,6	-2,06	-0,7	13,53	4,4	-2,59	-0,8	-1,1	-68,35	-22,3
Ebene 6	-27,40	-13,5	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	-1,40	-0,7	9,82	4,8	0,34	0,2	0,2	-26,54	-13,1
Ebene 7 - gemessen	-56,71	-19,8	-13,90	-4,9	-11,90	-4,2	-5,63	-2,0	11,50	4,0	-2,16	-0,8	-1,0	-78,80	-27,6
Ebene 7 - nicht gemessen	-308,50	-24,0	-38,80	-3,0	-27,27	-2,1	-20,39	-1,6	50,83	4,0	3,39	0,3	0,4	-340,74	-26,5
Ebene 7 - unterbrechbar	-7,94	-12,7	-0,53	-0,9	-1,24	-2,0	-1,92	-3,1	3,47	5,6	0,55	0,9	1,0	-7,62	-12,2
	-473,3	-21,00	-70,9	-3,15	-55,8	-2,47	-32,1	-1,42	96,3	4,27	-0,4	-0,02	-0,02	-536,3	-23,79

Entgelt-anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016		Anpassung 2017			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾						
Burgenland	-32,3	-33,5	-6,0	-6,3	-4,1	-4,2	0,4	0,4	2,1	2,2	1,3	1,4	2,3	-38,5	-40,0
Kärnten	-16,5	-12,7	1,8	1,4	11,6	8,9	0,6	0,4	4,8	3,7	-0,5	-0,4	-0,3	1,9	1,4
Klagenfurt	-3,6	-15,2	0,8	3,3	-0,3	-1,5	1,7	7,1	1,1	4,5	-0,3	-1,2	-1,2	-0,7	-3,0
Niederösterreich	-50,6	-16,9	-3,4	-1,1	-5,8	-1,9	-27,5	-9,2	24,0	8,0	21,3	7,1	9,0	-42,0	-14,0
Oberösterreich	-58,6	-19,5	-16,9	-5,6	-14,9	-5,0	-12,8	-4,3	8,5	2,8	10,1	3,4	4,9	-84,7	-28,2
Linz	-18,1	-19,5	-7,6	-8,2	-3,2	-3,5	-9,2	-10,0	1,8	2,0	0,1	0,2	0,3	-36,2	-39,0
Salzburg	-50,0	-27,6	-13,2	-7,3	-11,1	-6,1	-4,2	-2,3	5,3	3,0	-4,8	-2,6	-4,4	-77,8	-43,0
Steiermark	-107,7	-28,6	-24,0	-6,4	-23,4	-6,2	12,7	3,4	8,6	2,3	1,1	0,3	0,4	-132,7	-35,2
Graz	-14,6	-29,9	-3,1	-6,3	-0,6	-1,3	-2,4	-4,8	0,7	1,4	-0,9	-1,7	-3,0	-20,8	-42,6
Tirol	-27,2	-14,7	-3,4	-1,9	0,1	0,0	-11,0	-6,0	15,8	8,6	-1,3	-0,7	-0,8	-27,0	-14,6
Innsbruck	-3,3	-10,4	1,4	4,5	-0,3	-0,9	0,8	2,6	3,3	10,7	-0,7	-2,3	-2,2	1,3	4,1
Vorarlberg	-9,3	-11,2	2,0	2,4	-2,0	-2,4	-6,1	-7,4	4,5	5,5	-5,3	-6,5	-7,4	-16,2	-19,6
Wien	-81,5	-20,1	0,6	0,2	-2,0	-0,5	25,0	6,2	15,1	3,7	-20,8	-5,1	-5,7	-63,5	-15,7
Kleinwalsertal	-0,1	-6,4	0,0	-1,9	0,3	14,9	0,0	-1,3	0,4	21,5	0,0	1,2	1,0	0,6	27,9
	-473,3	-21,00	-70,9	-3,15	-55,8	-2,47	-32,1	-1,42	96,3	4,27	-0,4	-0,02	-0,02	-536,3	-23,79

1) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2011, multipliziert mit dem Entgelt 2001

2) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2011, multipliziert mit dem Entgelt des Vorjahres

Abbildung 19

Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2017

Quelle: E-Control

entwicklungen 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 u.a.) 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.

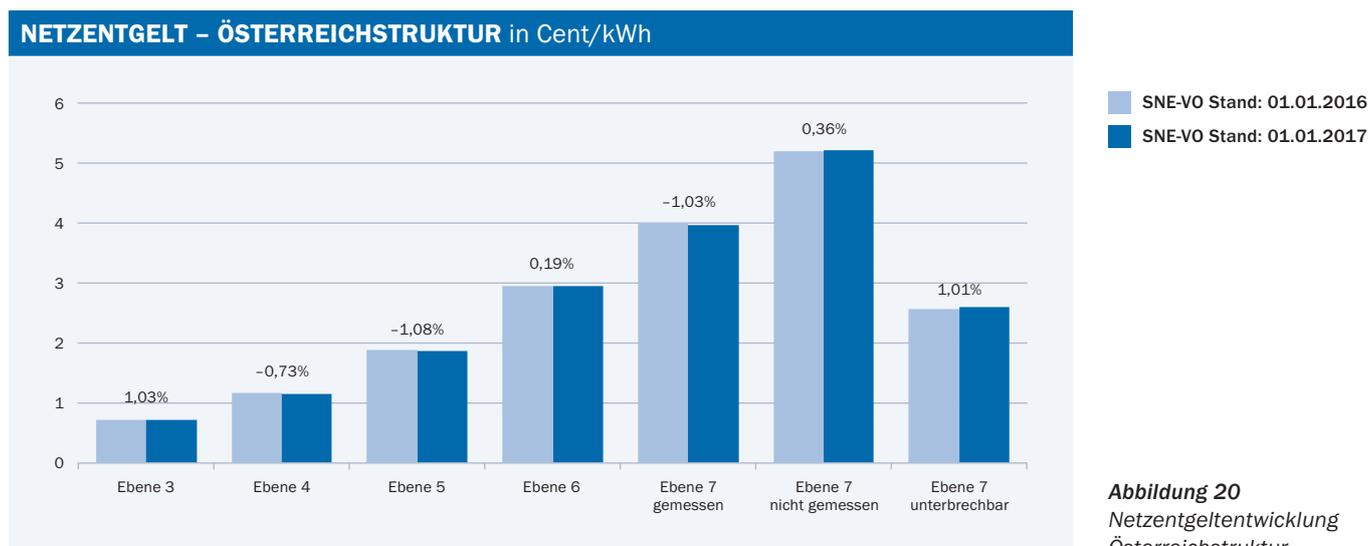


Abbildung 20
Netzentgeltentwicklung
Österreichstruktur

Quelle: E-Control

Mehr Qualität und Sicherheit. 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.

MONITORING: DIE RICHTIGE WAHL TREFFEN.

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.

Regelreservemarkt: Nationale Initiativen, grenzüberschreitende Kooperationen.

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

Die Regelreservekosten sind von 2012 bis 2014 stark gestiegen, hauptsächlich verursacht durch geringen Wettbewerb am Regelreservemarkt. Um dem entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet. Auch 2016 sind, wie schon in den Jahren davor, neue Marktteilnehmer auf den Regelreservemärkten tätig geworden, bestehende Anbieter haben ihr Portfolio ausgeweitet.

DAS RICHTIGE GLEICHGEWICHT DURCH BESSERE ZUSAMMENARBEIT.

2016 wurden bestehende „Imbalance Netting Cooperations“ mit anderen Übertragungsnetzbetreibern, bei denen Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen 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 wurde.

2016 sind zum zweiten Mal in Folge die Jahreskosten für die Beschaffung von Regelreserve stark gesunken, auf rund 90 Mio. Euro bzw. um etwa 37% gegenüber dem Vorjahr, d.h., die gesetzten Maßnahmen zeigen weiterhin deutliche Wirkung. Die Beschaffung der Regelreserve wird weiterhin überwacht und laufend evaluiert sowie national und international unter Berücksichtigung der kommenden europäischen Richtlinien weiterentwickelt.

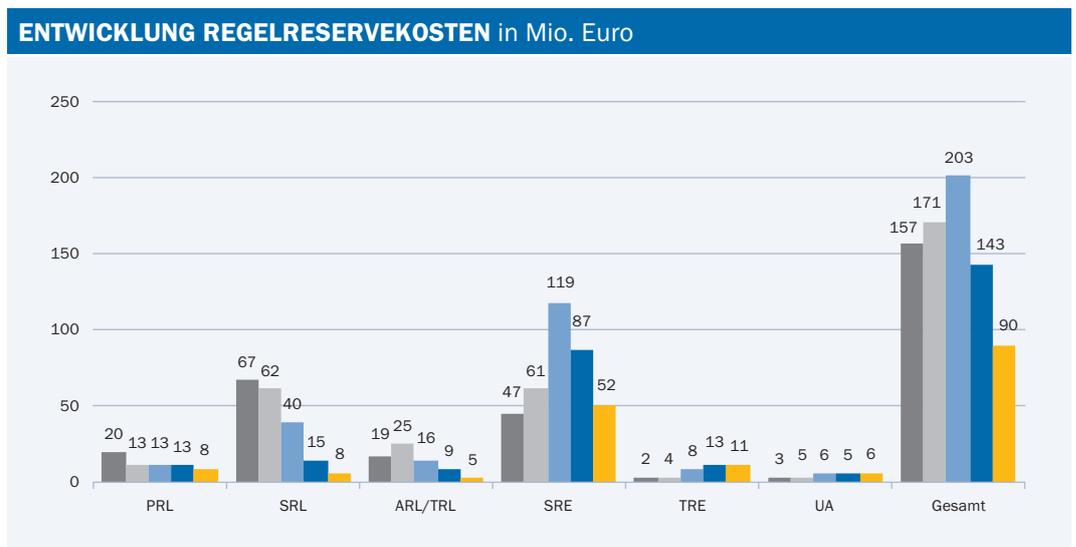


Abbildung 21
Entwicklung
Regelreservekosten⁸

Quelle: E-Control

Klein, aber fein. Weiterentwicklung der Regeln für kleine Erzeugungsanlagen.

2016 wurde eine neue Version des Teils D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ der Technischen und Organisatorischen Regeln (TOR) veröffentlicht. Die TOR stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar und wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. Die TOR sind angewandte Betriebs- und Erhaltungsregeln für Stromnetze zur Erzielung einer angemessenen

Versorgungssicherheit und eines störungsfreien Verbundbetriebs und regeln das Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie von Anlagen von Netzbenutzern.

Folgende Änderungen der TOR D4 sollen zur gesamtwirtschaftlich kostengünstigen Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen beitragen und sind am 1. Juli 2016 in Kraft getreten:

⁸ 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, 2015-2016 1. Jänner bis 31. Dezember; Kosten 2016 vorläufig (Datenstand 25. Jänner 2017)

- > Herabsetzung des Grenzwertes für zulässige einphasige Einspeisung, um mehr Photovoltaikanlagen an bestehende Netze anschließen zu können,
- > weitere Ausgestaltung der Vorgaben für die Blindleistungsregelung von Erzeugungsanlagen,
- > Einbeziehung elektrischer Energiespeicher in die TOR sowie
- > vereinfachte Anforderungen für Kleinsterzeugungsanlagen.

Der letzte Punkt (Kleinsterzeugungsanlagen) ist vor allem für Kleinstphotovoltaikanlagen relevant, welche vermehrt in Österreich angeboten werden und wozu immer wieder Anfragen an die E-Control gestellt wurden. In der TOR D4 ist nunmehr geregelt, dass Erzeugungsanlagen, deren Nennscheinleistung

in Summe 0,6 kVA pro Kundenanlage nicht übersteigt, als Kleinsterzeugungsanlagen gelten, die von bestimmten Anforderungen der TOR D4 ausgenommen sind und für die ein vereinfachtes Meldeverfahren beim Netzbetreiber angewendet wird.

Ergänzend wurde im Jahr 2016 eine Studie zum Thema „Steckerfertige, netzgekoppelte Kleinst-PV-Anlagen“ beim Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Auftrag gegeben, die sich umfassend mit dem Thema befasste. Die Studie ist auf der Webseite der E-Control veröffentlicht (<https://www.e-control.at/documents/20903/388512/E-Control-Studie-KleinstPV.pdf>) und wurde auch im Rahmen eines Webinars vorgestellt.

Eine neue Generation hält Einzug: 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 2016 bei den Netzbetreibern durchgeführten Erhebungen spiegeln aufgrund des Monitoringzeitraums 2015 die

gesetzlichen Grundlagen des EIWOG 2010 wider. Die im Jahr 2015 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-Control⁹.

ROLL-OUT MIT STRAFFEM ZEITPLAN.

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

Auf lange Sicht: Versorgungssicherheit als Standard.

DIE QUALITÄT DER NETZDIENSTLEISTUNG IM FOKUS.

Die E-Control hat Standards für Netzbetreiber bezüglich der Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistung

gen und Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die in der Verordnung festgelegten Kennzahlen jährlich der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

⁹ siehe <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>.

Die Qualität der Netzdienstleistung wird unter dem Überbegriff „Versorgungsqualität“ eingeordnet. Versorgungsqualität wird dabei als laufende Qualität der Versorgung der Kunden mit Strom angesehen und kann in drei unterschiedliche Qualitätstypen unterteilt werden:

- > Versorgungszuverlässigkeit
- > Spannungsqualität
- > Kommerzielle Qualität

Versorgungszuverlässigkeit

Maßgebend für die Versorgungszuverlässigkeit sind die Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Versorgungszuverlässigkeit zeigt auf, ob ein Netzbetreiber bzw. sein Stromnetzsystem seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne erfüllen kann. Um eine Aussage zur Versorgungszuverlässigkeit treffen zu können, werden die Versorgungsunterbrechungen der Endverbraucher (Netzkunden) gesammelt und hinsichtlich Unterbrechungshäufigkeit, Unterbrechungsdauer und Nichtverfügbarkeit ausgewertet. Hierzu gibt es international und europaweit abgestimmte Kenngrößen, welche wiederum auf durch den Netzbetreiber beeinflussbare Kriterien ausgerichtet sind.

Österreichische Netzbetreiber erfassen und melden der E-Control – im Rahmen der Erhebung der Ausfall- und Störungsdaten (AuSD) – jährlich alle Ausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde unter Angabe der Ursache, der Anzahl und entsprechenden Aufteilung der betroffenen Netzbenutzer, der betroffenen

Leistung und anderen für statistische Auswertung relevanten Daten. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber für das vorangegangene Kalenderjahr errechnete Zuverlässigkeitskennzahlen System Average Interruption Duration Index (SAIDI) und Average System Interruption Duration Index (ASIDI) an die E-Control übermitteln und auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen.

Die Auswertung aggregierter Daten für das Jahr 2015 ergab, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI), errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich einen Wert von 42,31 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 15,13 Minuten und 27,18 Minuten.

Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2015 für Österreich bei 39,50 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 15,39 Minuten und 24,11 Minuten.¹⁰

Die Ausfalls- und Störungsstatistik gibt jedoch nur bedingt Auskunft über die langfristige zu-

¹⁰ Vgl. https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Ausfall+und+Stoerungsstatistik+2015_Stromausfallsdauer_E-Control.pdf/7f8bd3ae-951f-45e7-a6d2-a791ed7872e8.

kunftsfähige Ausgestaltung der Netze. Hier braucht es neue Indikatoren, die nicht bloß den Ausfall in der Vergangenheit, sondern die Fähigkeit der Verteilernetze, zukünftige Anwendungen aufzunehmen, beschreiben.

Spannungsqualität

Der Verteilernetzbetreiber hat für jeden Netzbewerber in seinem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen und durch Messungen nachzuweisen. Um den Verteilernetzbetreibern die Einführung der Messung der Spannungsqualität in ihren Umspannwerken zu erleichtern, ist für die Messung in Umspannwerken ein stufenweiser Zeitplan vorgesehen. Der Stufenplan soll gewährleisten, dass spätestens zum 1. Jänner 2020 eine bundesweite Messung in allen Umspannwerken durchgeführt wird.

Kommerzielle Qualität

Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung stellt vor allem auf die Dienstleistungen

der Netzbetreiber gegenüber Kunden ab. Dabei finden beispielsweise Punkte wie die Beantwortung von Anfragen, die Erstellung von Kostenvoranschlägen, die Einhaltung von Fristen und Terminen, die transparente Veröffentlichung relevanter Informationen etc. Berücksichtigung.

Zur Überwachung der Einhaltung der definierten Standards sind die entsprechenden Kennzahlen von Verteilernetzbetreibern zu erheben und jährlich an die E-Control zu übermitteln sowie in geeigneter Weise, jedenfalls aber auf der Internetpräsenz des Verteilernetzbetreibers, von jedem Verteilernetzbetreiber individuell zu veröffentlichen.

Die festgelegten Standards gelten als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden. Die jeweiligen Netzbetreiber wurden in den entsprechenden Fällen zu Verbesserungen aufgefordert.

Die europäische Versorgungssituation.

Die europäische Versorgungssituation unterliegt Veränderungen, die sowohl auf Entwicklungen im Kraftwerkspark – Stichwort Energiewende und Atomausstieg – als auch auf den Klimawandel und damit im Zusammenhang stehende Erzeugungs- und Verbrauchsanpassungen zurückzuführen sind. Auch die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit

von Importen und Exporten ist zu berücksichtigen. Wesentlich scheint daher auch eine regionale Betrachtung, die allfällig gleichzeitig auftretende Ereignisse einbezieht.

ENTSO-E hat die Aufgabe, zweimal im Jahr potentielle Risiken für die Versorgungssicherheit in Europa zu analysieren. Unter anderem

werden Extremtemperaturen und andere außergewöhnliche Wettersituationen für diese saisonalen Ausblicke berücksichtigt. Auch eine Rückschau auf das jeweilig letzte Halbjahr erfolgt, um künftig die Vorhersage zu optimieren. Eine Stellungnahme der ACER zu diesen Berichten ist vorgesehen und wird halbjährlich in der entsprechenden Arbeitsgruppe der nationalen Regulierungsbehörden verfasst.

Im diesjährigen ENTSO-E Winter Outlook, der Ende November veröffentlicht wurde, konnte festgestellt werden, dass unter Berücksichtigung aller Eventualitäten, trotz wiederholter angespannter Situation in Frankreich, Europa in normalen und in erhöhten Verbrauchssituationen ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Im Vergleich zum letztjährigen Winter Outlook kam es zu einer Steigerung der Erzeugungskapazitäten um 11 GW in Europa. Diese Steigerung ist hauptsächlich dem Ausbau von erneuerbaren Energien zuzuschreiben, wohingegen konventionelle Erzeugung annähernd gleichbleibt.

Für Österreich wurde etwa im Jänner 2017 eine freie Kapazität von über 4,5 GW simuliert, auch unter extremen Wetterbedingungen. Derartige Feststellungen auf europäischer Ebene stellen nur eine modellhafte Aussage für einzelne markante Zeitpunkte dar. Wie der Winter 2016/2017 gezeigt hat, treibt eine langanhaltende Kältewelle die Versorgungssicherheit in Europa an den Rand. Daher wurde auch in Österreich die Warnstufe „gelb“ für rund 14 Tage seitens der APG ausgerufen. Ein Großteil der Anlagen auf Basis erneuerbarer Energie (Laufwasser, Pumpspeicher, Wind, PV, usw.) war kaum verfügbar. Die bisher höchste Lastspitze von rund 10.500 MW musste daher von den kalorischen Kraftwerken und durch Importe aus Deutschland gedeckt werden. Von 25.000 MW installierter Leistung blieben letztendlich dann nur rund 4.000 MW aus dem Bereich erneuerbarer Energieträger übrig. Die thermischen Kraftwerke sind daher unverzichtbar für die österreichische Versorgung.

GASMARKT.



ÖSTERREICH: KLEINER MARKT MIT GROSSER ROLLE

Die Gasnetzregulierung im Detail: Kostenermittlung und Tarifierung Gas für 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 Mengenbasis 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 Jahre

ENTWICKLUNG DER GAS-TARIFIERUNGSMENGE in kWh



Abbildung 22
Entwicklung der
Gas-Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

einzel, 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 verbrauchsschwachen Jahres 2014 zurückzuführen (Abbildung 22).

**IM MITTELPUNKT:
BEMESSUNG DER ENTGELTE.**

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 Aufrolung 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 verbrauchsunabhängigen 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

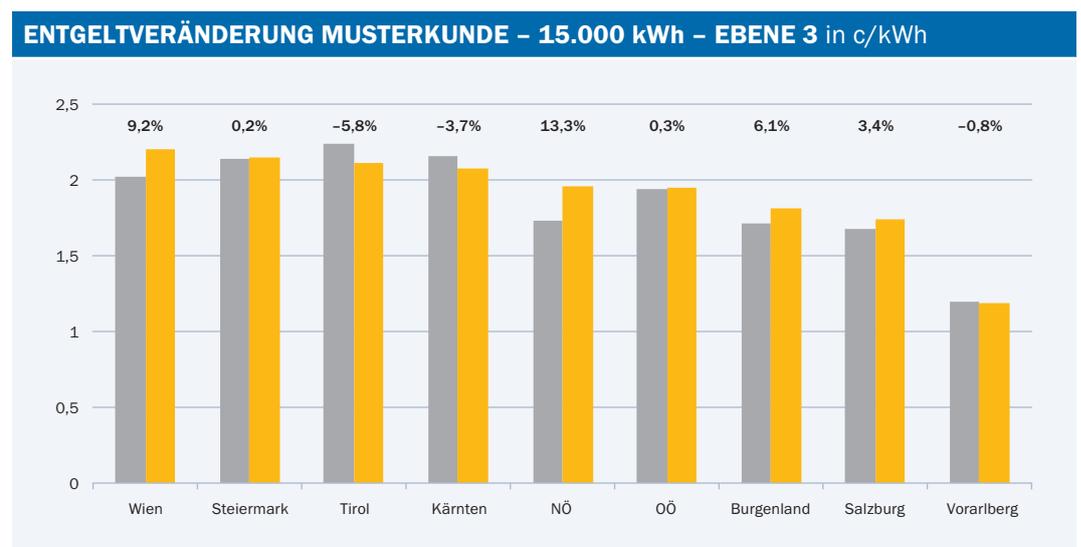


Abbildung 23
Entgeltentwicklung
Gas-Netznutzungsentgelt
Ebene-3-Musterkunde

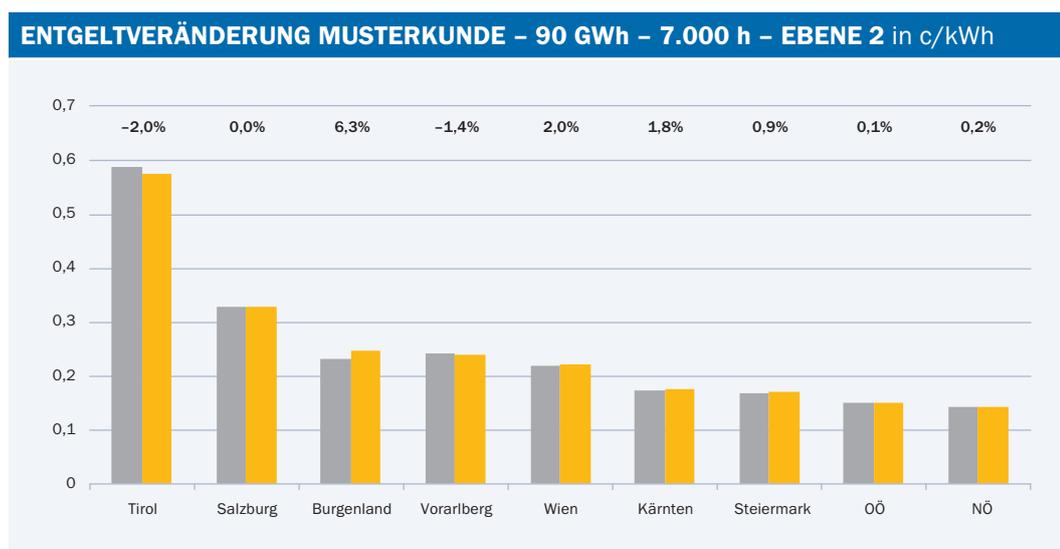
Quelle: E-Control

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 Ab-

satzmenge, 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.

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.



■ 2016
■ 2017

Abbildung 24
Entgeltentwicklung
Gas-Netznutzungsentgelt
Ebene-2-Musterkunde

Quelle: E-Control

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.

NEUE METHODE ZUR FESTLEGUNG VON KOSTEN UND MENGEN.

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 notwen-

dig, 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 Netzbenutzer gesenkt werden.

Die österreichische Gasnetzinfrastruktur. Investitionen in Flexibilität und Sicherheit.

Der Verteilergiebtsmanager (VGM) hat die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung (LFP) für die Verteilerleitungsanlagen zu erstellen. Der Marktgebtsmanager (MGM) ist verpflichtet, jährlich

in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen zehnjährigen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) zu erstellen. Der KNEP umfasst die Infrastrukturplanung der Fernleitungen. Fernleitungen des Markt-

gebiets Ost sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW) und die Kittsee-Petržalka-Gasleitung (KIP). Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) sind die Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) sowie die Gas Connect Austria GmbH (PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Die LFP und der KNEP für den Zeitraum 2017 bis 2026 wurden im September 2016 vom Vorstand der E-Control genehmigt. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt wurden und der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde im August 2016 von Seite der Behörde eine Konsultation durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Webseite der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend berücksichtigt.

Bei der LFP wurden zwei abgeänderte Projekte und fünf neu eingereichte Projekte genehmigt, zwei bereits genehmigte Projekte werden unverändert weitergeführt. Die fünf neu eingereichten Projekte sind Ersatzinvestitionen in Leitungen und Leitungsteile und eine Erneuerung einer Filteranlage. Fünf Projekte der letztjährigen LFP sind in Umsetzung.

Beim KNEP wurden 28 Projekte von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria (GCA) und TAG zur Genehmigung eingereicht. Zum Teil sind dies korrespondierende, d.h. aufeinander aufbauende Projekte von GCA und TAG, überwiegend handelt es sich um Ersatzinvestitionen. Die genehmigten Projekte sind mitunter auch grenzüberschreitende Projekte, die im Europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) eingemeldet wurden und zum Teil auch PCI-Status haben (z.B. GCA 2015/01a BACI oder GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár).

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. Insgesamt wurde die Genehmigung des KNEP 2016 unter der Auflage erteilt, dass der Marktgebietsmanager in Kooperation mit den beiden Fernleitungsnetzbetreibern eine Analyse der Auswirkungen des Verhältnisses von Elektrokompessorleistung zu Gaskompessorleistung auf die Versorgungssicherheit des österreichischen Marktes erstellt, um für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2017 eine diesbezügliche Bewertung und Prognose zu erstellen.

Neuerungen Marktmodell: Transparenz im Vordergrund.

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. Darüber hinaus wurden diverse Punkte geändert bzw. angepasst: Hinsichtlich der Umlagefestlegung wurde eingeführt, dass bei entsprechendem Umlagekontostand und bei entsprechender Entwicklungsprognose des Kontostandes auch eine Umlage an die Bilanzgruppenverantwortlichen ausbezahlt werden muss. Diese Regelung trat ebenfalls mit 1. Oktober 2016 in Kraft. Eine erstmalige Umlagerückführung in Höhe von -0,01 Cent/kWh wird in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg im ersten Quartal 2017 durchgeführt.

Weiters wurde festgelegt, dass per 1. April 2017 das Restlastverfahren verpflichtend im Clearing der Verteilernetzbilanzgruppen des Bilanzgruppenkoordinators anzuwenden und entsprechend die Restlast diskriminierungsfrei auf alle Versorger im jeweiligen Netzgebiet aufzuteilen ist.

Ebenfalls per 1. April 2017 tritt eine weitere Neuerung in Kraft, und zwar die Ausweitung der Merit-Order-List um eine „demandside-management“ Komponente. Das bestehende Bilanzierungsinstrument der beim Bilanzgruppenkoordinator angesiedelten Merit-Order-

List wird um eine zusätzliche Produktgruppe erweitert, die es vor allem leistungsgemessenen Endverbrauchern ermöglichen soll, an der Merit-Order-List teilzunehmen, um Mengen aus flexiblen Lieferverträgen im Wege des Bilanzgruppenverantwortlichen und in Form von zusammenhängenden Stundenprodukten mit flexiblen Vorlaufzeiten und frei wählbaren Preisen marktorientiert anzubieten. Die Regelung dieser sogenannten flexiblen Merit-Order-List („FlexMOL“) gilt für leistungsgemessene Endverbraucher mit einer mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber vereinbarten vertraglichen Leistung von mehr als 10.000 kWh/h, wobei nach den ersten Erfahrungen mit dieser neuen Produktgruppe zu evaluieren sein wird, ob es hier Anpassungsbedarf bei der Größe der einbezogenen Endverbraucher gibt. Leistungsgemessenen Endverbrauchern, deren Daten online zur Verfügung stehen, wird das Recht eingeräumt, auch als mittelbares Bilanzgruppenmitglied eine Vereinbarung mit ihrem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen abzuschließen, um an der Merit-Order-List im Wege der Bilanzgruppenverantwortlichen teilzunehmen. Auch ein Pooling von Zählpunkten bzw. Endverbrauchern zur gemeinsamen Angebotslegung auf der Merit-Order-List ist zulässig, sofern dies vorab bekannt gemacht wurde. Die „FlexMOL“ wird am 1. April 2017 online gehen.

Mit der zweiten Novelle (BGBl. II Nr. 401/2016) wurden Bestimmungen geändert, welche die Preisregelungen für die Ausgleichsenergie-

mengen von stundenbilanzierenden Bilanzgruppen gemäß § 18 Abs. 6 GMMO-VO 2012 betreffen und auf einer Analyse der Markt- und Ausgleichsenergiegedaten 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 Verteilergiebtsmanager vorgenommen wurden. Die neuen Regelungen treten mit 1. Jänner 2017 in Kraft. Das aktuell gültige Einpreismodell (also identischer Grundpreis für Liefer- und Bezugsrichtung) spiegelt die Marktsituation nicht mehr ausreichend wider. Dies führte dazu, dass Ausgleichsenergiepreise trotz Beanreizung ($\pm 3\%$) in vielen Stunden (in Ausgleichsenergiebezugsrichtung des Bilanzgruppenverantwortlichen) unter oder (in Ausgleichsenergielieferrichtung des Bilanzgruppenverantwortlichen) über dem Börsereferenzpreis CEGHIX (Preisindex basierend auf Börsetransaktionen für Day-ahead-Aufträge über die PEGAS-Plattform) lagen und es somit für Unternehmen teils günstiger war, Ausgleichsenergie zu verursachen, als Mengen über den Großhandelsmarkt abzuwickeln. Dies wiederum steht im Widerspruch zum Grundsatz, dass die Bepreisung von Ausgleichsenergie einen Anreiz zur Ausgeglichenheit von Bilanzgruppen schaffen soll. Außerdem soll durch die Bezugnahme auf den Börsereferenzpreis CEGHIX vermieden werden, dass mangels Abrufen vom Verteilergiebtsmanager Ausgleichsenergiepreise längerfristig unverändert fortgeschrieben werden (über einen Tag hinaus) und diese sich somit vom Marktpreis entkoppeln können.

GUTE RAHMENBEDINGUNGEN FÜR ALLE: INTEGRATION DES ÖSTERREICHISCHEN ERDGASMARKTS IN EUROPA.

Eine weitere Neuerung am Markt betrifft die Erdgasbörse am virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost. Ab 1. Dezember 2016 kooperiert die Central European Gas Hub AG (CEGH) als Betreiber des virtuellen Handelspunktes nunmehr mit der Börse Powernext S.A. mit Sitz in Paris. Im Rahmen dieser Kooperation werden die österreichischen Spot- und Terminkontrakte der CEGH Gas Exchange auf der PEGAS-Handelsplattform angeboten und unter dem Regelwerk und der Börsenlizenz der Powernext gehandelt. Mit dieser Kooperation soll die Integration des österreichischen Erdgasmarktes in Europa weiter vorangetrieben und die Liquidität in Österreich weiter erhöht werden. An der PEGAS-Handelsplattform werden neben den CEGH-Produkten im österreichischen Marktgebiet Ost auch die Produkte der belgischen, niederländischen, französischen, deutschen, italienischen und britischen Marktgebiete gehandelt. Das Clearing und die Abwicklung dieser Börsekontrakte werden auch künftig durch die European Commodity Clearing AG (ECC) erfolgen. Die Migration der CEGH-Produkte auf die PEGAS-Handelsplattform wurde Ende November 2016 erfolgreich abgeschlossen und auch die für die behördliche Genehmigung der Bilanzgruppenverantwortlichen notwendige Börsezulassung konnte von allen bestehenden Bilanzgruppenverantwortlichen, nicht zuletzt durch die pragmatische Vorgehensweise der E-Control, rechtzeitig erbracht werden.

Darauf ist Verlass: Versorgungssicherheit für alle.

VERSORGUNGSSTANDARD UND NETZDIENSTLEISTUNGSQUALITÄT – JÄHRLICH KONTROLLIERT.

Versorgungsstandard

Versorger, die geschützte Kunden mit Erdgas beliefern, sind verpflichtet, den Versorgungsstandard gemäß Gasversorgungs-sicherheitsverordnung (SoS-Verordnung) zu gewährleisten. In Österreich fallen lediglich Haushaltskunden unter die Definition der geschützten Kunden, da Österreich keinen Gebrauch von der Ausdehnung des Begriffes auf weitere Verbrauchsgruppen gemacht hat. Demnach müssen Versorger die Haushaltskundenversorgung auch in folgenden Fällen gewährleisten:

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

Da nicht alle Versorger den gleichen Zugang zu historischen Verbrauchsdaten – die Grundlage für die Berechnung der in der Verordnung verlangten Mengen und Leistungen – haben, wurden vom Verteilergiebtsmanager AGGM

(Austrian Gas Grid Management AG) österreichweite Daten für die benötigten Mengen zur Erfüllung der Versorgungsstandards auf der Basis der ihm vorliegenden historischen Daten berechnet und zur Verfügung gestellt.

Die Überwachung der Einhaltung wurde anhand einer detaillierten Befragung der Versorger von Endkunden durchgeführt. Bei allen befragten Versorgern von geschützten Kunden konnte festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas zur Verfügung haben, um den unterschiedlichen Versorgungsstandards zu entsprechen.

Versorger von Haushaltskunden konnten daher individuell nachweisen, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kunden auch in den in der SoS-Verordnung angegebenen Extremsituationen in den Wintermonaten versorgen zu können.

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.

Für Österreich zeigt sich, dass im Jahr 2015 0,42% der Netzbenutzer von einer ungeplanten Unterbrechung im Verteilergiegebiet betroffen waren. Dies bedeutet einen Rückgang der betroffenen Netzbenutzer von rund 27% gegenüber dem Jahr 2013.

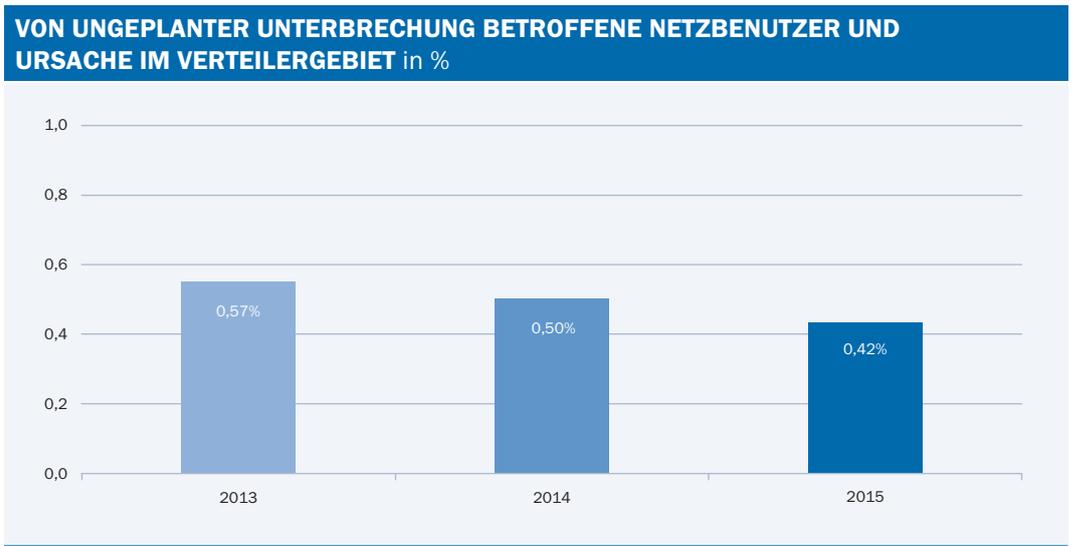


Abbildung 25
Von ungeplanter Unterbrechung betroffene Netzbewutzer

Quelle: E-Control

Speichermarkt: Volle Speicher, starke Vermarktung.

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 (Arbeitsgasvolumen) hält OGS mit 26% bezogen auf Österreich und 39% bezogen auf die an das MG Ost angebandenen Speicher.

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) waren 2015/2016 zwischen 94% und 100% ausgebucht (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

Aufgrund des milden Winters 2015/2016 und der niedrigen Gaspreise an den Han-

SPEICHERUNTERNEHMEN UND SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH

Speicherunternehmen	Einspeicher-rate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspeicher-rate	Entnahme-rate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnahme-rate	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 26
Speicherunternehmen
und Speicherkapazitäten
in Österreich,
Stand September 2016

Quelle: E-Control

delsplätzen waren die Speicherfüllstände am 1. April, zu Beginn des neuen Speicherjahres, um 37% höher als nach dem Winter 2014/2015.

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.

AUSSICHTSREICHE INITIATIVE: EINBINDUNG DER SPEICHER IN DAS TRANSPORTNETZ.

Die Speicheranlagen, die von den Speicherunternehmen OGS und RES vermarktet werden, sind an das Verteilergebiet angebunden. Der Speicher 7Fields ist sowohl an das Verteiler-

Speicherinhalt
maximales Speichervolumen
Speichervolumen vertraglich gebunden

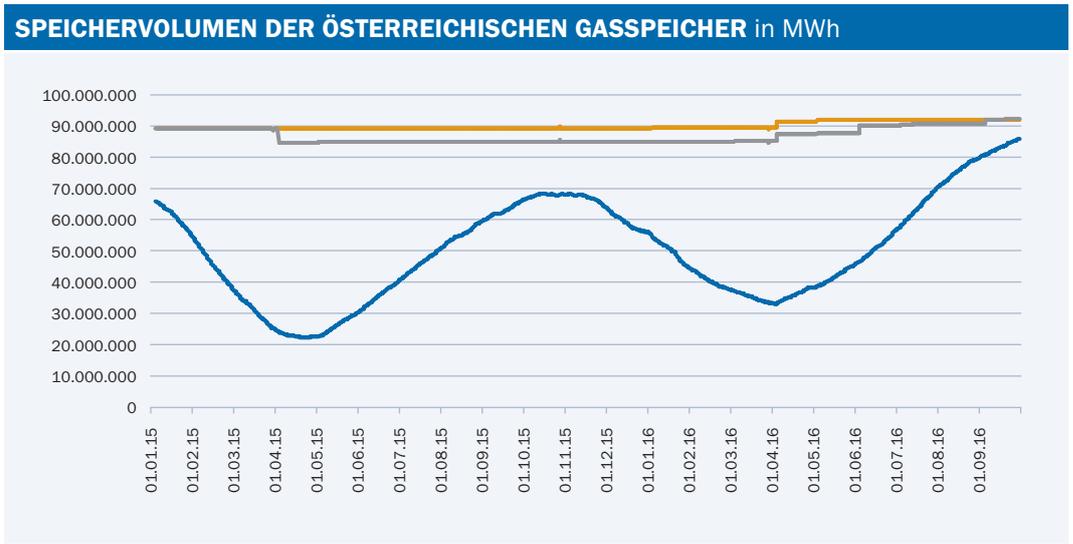


Abbildung 27
Buchung und Nutzung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher

Quelle: E-Control

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. Bei den Netznutzungsentgelten wird zwischen dem Entgelt gem. § 4 Gas-Systemnutzungsentgelte-VO 2013 (GSNE-VO 2013) für die Netznutzung für die

Speicher, die an das Fernleitungsnetz angebunden sind (7Fields und der slowakische Speicher Láb) und dem Entgelt gem. § 12 GSNE-VO 2013 für die Speicher, die an das Verteilernetz angebunden sind, unterschieden. Das Entgelt wird ausschließlich für die Ausspeisung aus dem Netz in die Speicheranlage verordnet, wobei das Entgelt in Euro/kWh/h pro Jahr festgelegt wird.

Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteiler- oder Fernleitungsnetz in Speicheranlagen ist in den angeführten Speicherpreisen nicht enthalten und kann den Speicherkunden zusätzlich verrechnet werden.

In den vergangenen Jahren wurden die Speicherkapazitäten, die an das Verteilergebiet angeschlossen sind, stark erhöht. Um diese Netzanschlüsse zu ermöglichen, wurde im Rahmen der Langfristigen Planung des Verteilergebietsmanagers bereits eine Reihe von Projekten umgesetzt. Trotzdem ist es im Winter 2014/2015 aufgrund der erhöhten Speichernutzung vermehrt zu Situationen gekommen, in denen das ausgespeicherte Gas aus dem Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz abtransportiert werden musste. Dabei

musste festgestellt werden, dass die Übergabekapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz nicht in allen Fällen ausreichend war, sodass es zu Einschränkungen der Nominierungen des unterbrechbaren Anteils der Standardkapazität kam. In der Folge wurden in der langfristigen Planung 2016 Projektänderungen vorgeschlagen, um die von Speicherunternehmen benötigte Verbesserung der Qualität der Standardkapazität (mehr feste Kapazität) zu gewährleisten.

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

a Jahr	BMWFJ Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend	CO₂ Kohlenstoffdioxid
Abs. Absatz	BMWFW Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	DAVID-VO Datenformat- und Verbrauchsinformations- darstellungs-Verordnung
ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Agentur für die Zusammenarbeit der Energie- regulierungsbehörden	bzw. beziehungsweise	d.h. das heißt
AGGM Austrian Gas Grid Management AG	ca. zirka	DZK Dynamisch Zuordenbare Kapazität
APG Austrian Power Grid AG	CACM Capacity Allocation Congestion Management	E-Control Energie-Control Austria
ARL Ausfallreserveleistung	CAM Capacity Allocation Mechanisms	E-ControlG Energie-Control- Gesetz
ASIDI Average System Interruption Duration Index	CEGH Central European Gas Hub	EEX European Energy Exchange
AuSD Ausfall- und Störungsdaten	CEGHIX Central European Gas Hub Index, Preisindex basierend auf Börse- transaktionen für Day-ahead-Aufträge über die PEGAS-Plattform	EG Europäische Gemeinschaft
BGBI. Bundesgesetzblatt		EIWOG Elektrizitäts- wirtschafts- und -organisationsgesetz

EN
Europäische Normen

ENTSO-E
European Network of
Transmission System
Operators for Electricity

ENTSOG
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.
exklusive

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-Systemnutzungs-
entgelte-Verordnung

GWG
Gaswirtschaftsgesetz

GWh
Gigawattstunde

HAG
Hungaria-
Austria-Gasleitung

IGCC
International
Grid Control
Cooperation

IKS
Internes
Kontrollsystem

IMA-VO
Intelligente
Messgerät-
Anforderungs-
verordnung

IME-VO
Intelligente
Messgeräte-
Einführungs-
verordnung

INC
Imbalance Netting
Cooperation

inkl.
inklusive

ISE
Fraunhofer-
Institut für Solare
Energiesysteme

IV
Industriellen-
vereinigung

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-
Fernleitungsentgelt-
strukturen

NGC
Net Connect
Germany

NEP
Netzentwicklungsplan

MGM
Marktgebiets-
manager

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
Primär-
verteilungssystem

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
Energiegroß-
handelsmarktes

RMS
Risikomanagement-
system

ROCs
Regional
Operational
Coordination
Centers

SAIDI

System Average
Interruption
Duration Index

SBU

Standard
Bundled Unit

SNE-VO

Systemnutzungs-
entgelteverordnung

SOL

Süd-Ost-Leitung

SoS-Verordnung

Security of Supply-
Verordnung

SRE

Sekundärregelenergie

SRL

Sekundär-
regelleistung

TAG

Trans-Austria-
Gasleitung

TOR

technische und
organisatorische
Regeln

TRL

Tertiär-
regelleistung

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
Konsumenten-
information

VGM

Verteilergebiete-
manager

VHP

virtueller Handelspunkt

VÜN

Vorarlberger
Übertragungsnetz

WAG

West-Austria-Gasleitung

WKO

Wirtschaftskammer
Österreich

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook:
www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Andreas Eigenbauer und
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)
Vorstände Energie-Control Austria

Konzeption & Design:

Reger & Zinn OG

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei DER SCHALK

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes: Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.