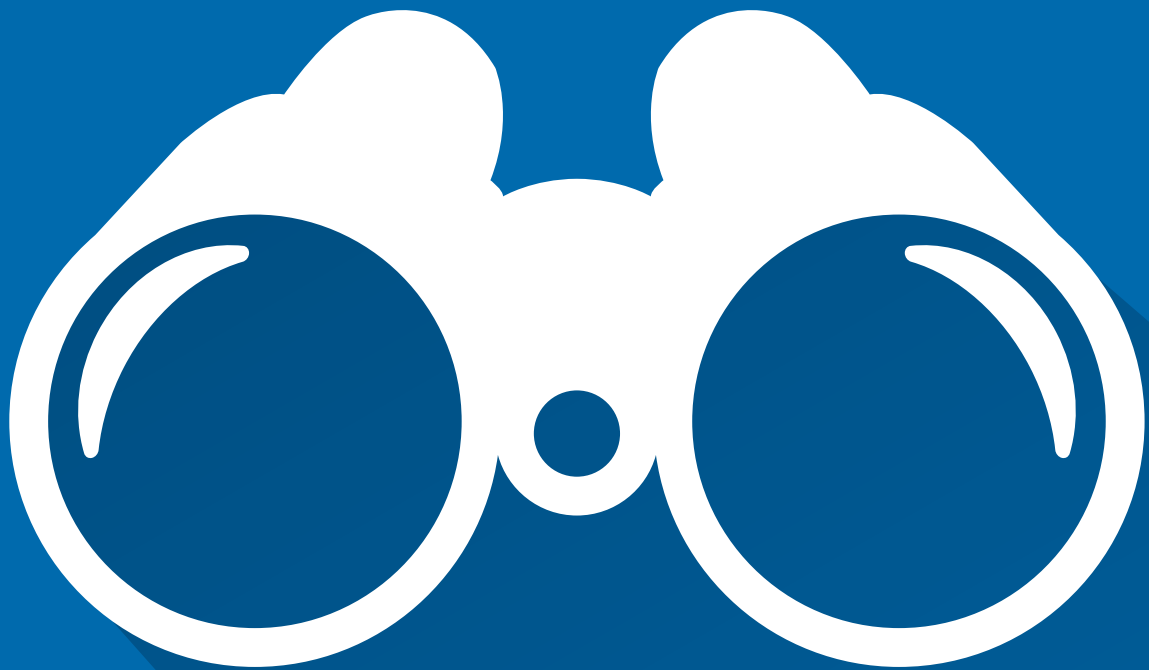


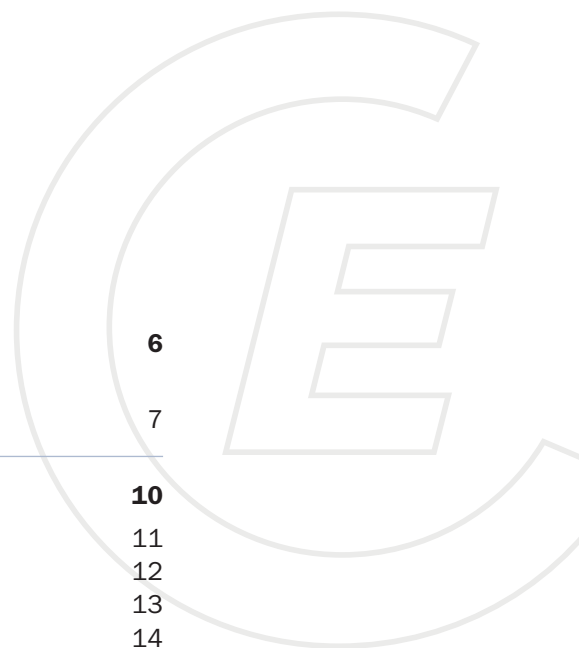
JAHRESBERICHT 2017

# UNSERE ENERGIE GEHÖRT DER ZUKUNFT.





# INHALT



## Einleitung

- > Grünes Licht für Endverbraucherinnen und Endverbraucher: Aktive Teilnahme am Energiemarkt.

6

7

## Markt

- > Stromverbrauch. Die Mengenentwicklung im Überblick. 11
- > Gasverbrauch. Die Mengenentwicklung im Überblick. 12
- > Mehr Ökostromerzeugung. Die Mengenentwicklung im Überblick. 13
- > Stromkennzeichnung: Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher. 14
- > Großhandelsmarkt Strom 2017. Ein spannendes Jahr. 16
- > Großhandelsmarkt Gas 2017. Alles auf Schiene. 18
- > Positive Endkundenpreisentwicklung Strom. Ein Grund zur Freude bei Konsumentinnen und Konsumenten. 20
- > Endkundenpreisentwicklung Gas: Keine großen Veränderungen. 22
- > Preisentwicklung Strom und Gas bei Gewerbe: Großes Sparpotenzial. 24
- > Dynamik für Haushalte bei Strom und Gas: Neue Marktteilnehmer und Angebotsdifferenzierung bei bestehenden Anbietern. 25

## Kundenservice

- > Strom- und Gaspreise objektiv vergleichen. Mit den Vergleichsportalen der E-Control. 29
- > Immer nah am Kunden: Die E-Control-Onlineaktivitäten. 30
- > Posten, liken, kommentieren: Die sozialen Plattformen weiterhin im Aufwind. 31
- > Endkundenberatung der E-Control: Information im Zentrum. 31
- > Beratung in der Gemeinde: Die E-Control-Services am Wohnort. 32
- > Energiearmut in Österreich: Die E-Control informiert über leistbare Energie. 32
- > Immer erreichbar: Energie-Hotline und weitere Kontaktmöglichkeiten der E-Control. 33
- > Die E-Control auf Messen: Immer einen Besuch wert. 34
- > Hier wird geholfen: Die Schlichtungsstelle der E-Control. 35

## Strommarkt

- > Die Regulierung der Stromnetze: Kostenermittlung und Tarifierung im Jahr 2017. 37
- > Im Fokus: Netzdienstleistungsqualität Strom als Standard. 40
- > Liquidität der Handelsplätze ist stabil. 41
- > Stromlieferanten: Aussagekräftige Daten dank Monitoring. 42
- > Regelreservemarkt: Nationale Initiativen, internationale Kooperationen. 43
- > Intelligente Stromzähler: Einführung Smart Meter in ganz Österreich. 44
- > Oberste Priorität: Versorgungssicherheit Strom. 44





<b>Gasmarkt</b>	<b>48</b>
> Dritte Anreizregulierung der Gasverteilernetze.	49
> Die Regulierung der Gasnetze: Kostenermittlung und Tarifierung im Jahr 2017.	49
> Verteilergebiets- und Marktgebietsmanager: Zusammenlegung der Agenden.	52
> Netzzugang und Bilanzierung.	53
> Netzausbauplanung Gas: Langfristige Planung (LFP) und koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP).	55
> In jeder Hinsicht gut: Netzdienstleistungsqualität Gas.	55
> Stärkung der Liquidität der Handelsplätze.	56
> Ausgleichsenergie Gas: Stabiler Jahresverlauf.	58
> Gasspeichermarkt: Gut gefüllt und stets flexibel.	60
> Versorgungssicherheit Gas: Neue Regeln für noch mehr Sicherheit.	61
> Versorgungsstandard Gas: Gewährleistung ist gegeben.	62
> Brandereignis Gasstation Baumgarten: Versorgung war zu keiner Zeit gefährdet.	63
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>64</b>

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Monatsbilanzen Strom	12
Abbildung 2	Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2016	14
Abbildung 3	Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2016	16
Abbildung 4	Entwicklung der Day-ahead-Spotpreise der EPEX Spot SE und EXAA (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)	17
Abbildung 5	Entwicklungen am Terminmarkt der EEX (Marktgebiet Deutschland/Österreich)	17
Abbildung 6	Gaspreise Day-ahead, bilateraler Handel	19
Abbildung 7	Preisentwicklung	19
Abbildung 8	Strompreisentwicklung Haushalte in Cent/kWh Komponenten (nominal, Gaspreis real Jahr 2000 = 100)	21
Abbildung 9	Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead	21
Abbildung 10	Gaspreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh Komponenten (nominal, Gesamtpreis real Jahr 2000 = 100)	23
Abbildung 11	Energiepreise Gas der Endverbraucher vs. Importerdgaspreise	23
Abbildung 12	Entwicklung Lieferantenauswahl (Anzahl der Lieferanten, die für einen Musterhaushalt Strom od. Gas anbieten) und Gesamtanzahl von Angeboten	25
Abbildung 13	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer und inkl. Neukundenrabatte) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	26
Abbildung 14	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	27
Abbildung 15	Anfragethemen an die Energie-Hotline der E-Control	34
Abbildung 16	Anfragen an die Schlichtungsstelle der E-Control im Jahr 2017 nach Themen	35
Abbildung 17	Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2018	38
Abbildung 18	Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	39
Abbildung 19	Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)	41
Abbildung 20	Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)	41
Abbildung 21	Entwicklung der Regelreservekosten Strom	43
Abbildung 22	Notwendige Nutzung der Pumpspeicher für bilanzielle energetische Eigenversorgung in Österreich (öffentliche Versorgung)	45
Abbildung 23	Risikomatrix Strom	47
Abbildung 24	Entwicklung der Gas-Tarifierungsmenge	50
Abbildung 25	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-3-Musterkunde	51
Abbildung 26	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-2-Musterkunde	52
Abbildung 27	Entwicklung Handelsvolumen CEGH	57
Abbildung 28	Handelsmengen Day-ahead	57
Abbildung 29	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost	58
Abbildung 30	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost	59
Abbildung 31	Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand November 2017	60
Abbildung 32	Buchung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher im Jahr 2017	61

# EINLEITUNG.



# ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT: DER GESTÄRKTE KONSUMENT IM MITTELPUNKT.

## Grünes Licht für Endverbraucherinnen und Endverbraucher: Aktive Teilnahme am Energiemarkt.

Im Jahr 2017 beschäftigte die heimische Energiebranche vor allem die Veränderung der Strom- und Gasmärkte. Diese befinden sich im Umbruch, was sowohl Marktteilnehmer als auch Regulierungsbehörde vor große Herausforderungen stellt. Den Konsumentinnen und Konsumenten ermöglichen die Veränderungen aber gleichzeitig, aktiver als bisher am Strommarkt teilzunehmen. Das im Sommer beschlossene Gesetzespaket, die „kleine Ökostromgesetznovelle“ (kleine ÖSG-Novelle), hat neben Änderungen im Förderregime dazu einen wesentlichen Beitrag geleistet.

Seit der Novelle ist es für Mieterinnen und Mieter, aber auch Wohnungseigentümerinnen und -eigentümer in einem Mehrparteienhaus nun wesentlich einfacher, selbst Strom zu erzeugen und im eigenen Haus an die teilnehmenden Bewohnerinnen und Bewohner zu verteilen und zu verbrauchen. Die Gesetzesnovelle umfasst nicht nur Photovoltaikanlagen, sondern alle gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlagen wie beispielsweise Kleinwindanlagen oder Blockheizkraftwerke. Vor allem im Neubau steckt hier durchaus Potenzial und das Jahr 2018 wird bestimmt erste Erfolgsgeschichten dazu bringen.

### **NEUAUSRICHTUNG ENERGIESYSTEM – ANPASSUNG DER NETZENTGELTE.**

Der europäische Energiemarkt heute ist viel vernetzter, transparenter und diversifizierter als noch vor einigen Jahren. Einst klar verteilte Rollen zwischen Erzeugern und Endverbraucherinnen und -verbrauchern verschieben sich immer mehr, und an die Stelle von ehemals passiven Konsumentinnen und Konsumenten treten vermehrt aktive Prosumerinnen und

Prosumer, die selbst lokal Energie erzeugen, verbrauchen und teilweise in das System einspeisen. Das Energiesystem der Zukunft wird vielfältiger, dezentraler und deutlich flexibler sein. Das bringt Änderungen mit sich, die sich auch in der künftigen Struktur der Netztarife wiederfinden müssen. Das Jahr 2017 war geprägt von Arbeiten zur Neuausrichtung der bestehenden Strukturen – die Netzentgelte müssen an die neue Stromwelt angepasst werden. Noch heuer soll sich die Regulierungskommission umfassend mit dem Thema beschäftigen.

### **WECHSELZAHLEN WEITER GESTIEGEN. NICHT NUR DER PREIS ENTSCHEIDET.**

Der Wettbewerb am heimischen Strom- und Gasmarkt hat sich auch 2017 in vielen Bereichen positiv entwickelt. Die Konsumentinnen und Konsumenten haben im vergangenen Jahr in den ersten drei Quartalen im Vergleich zum gleichen Zeitraum des Vorjahres um 29 Prozent häufiger ihren Strom- bzw. Gaslieferanten gewechselt. Es gibt eine größere Auswahl an Produkten, neue Lieferanten sind in den Markt eingetreten, das Einsparpotenzial beim Wechsel hat sich erhöht und viele Lieferanten haben ihre Preise gesenkt. Zudem hat die E-Control im Herbst 2017 ihren völlig neu entwickelten Tarifkalkulator präsentiert, der nach dem Relaunch noch einfacher Preisvergleiche bei Strom und Gas ermöglicht. Gleichzeitig wurde der Tarifkalkulator mit einer Reihe neuer Funktionalitäten ausgestattet, da sich die Angebote der Energieunternehmen mittlerweile auf vielfältige Weise unterscheiden und der Preis alleine nicht mehr das einzige Entscheidungskriterium bei der Wahl des Strom- oder Gaslieferanten darstellt.

### **WEITERHIN IM FOKUS: INVESTITIONEN IN DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT.**

Auch 2017 im Fokus war die sichere Versorgung der heimischen Konsumentinnen und Konsumenten mit Strom und Gas und dies wird auch im heurigen Jahr so bleiben. Schließlich gilt es, auch im Winter eine stabile Versorgung gewährleisten zu können. Deshalb müssen eventuelle Risiken für die Versorgungssicherheit regelmäßig analysiert werden. Gerade der Jänner 2017 hat gezeigt, dass der energetische Bedarf in Österreich aus heimischen Quellen inklusive aller kalorischen Wärmekraftwerke nicht längere Zeit zu decken war. Die heimischen Wärmekraftwerke sind für die Deckung der Stromnachfrage im Winter also nach wie vor von großer Bedeutung, wenn es nicht zu einer wesentlichen Importabhängigkeit Österreichs kommen soll. Auch 2018 wird die E-Control dem Thema Versorgungssicherheit großen Raum widmen. Die E-Control hat hier 2017 den Monitoringbericht für Strom grundlegend überarbeitet, um bessere Entscheidungsgrundlagen zu erhalten. Ebenso wurden Organisation und Übungen zum Thema Versorgungssicherheit verstärkt.

### **GUTES ERGEBNIS: DEUTSCH- ÖSTERREICHISCHE STROMPREISZONE.**

Im Konflikt um die deutsch-österreichische Strompreiszone konnte 2017 letztlich ein sehr gutes Ergebnis erzielt werden. Der Handel am deutsch-österreichischen Strommarkt wird mit 1. Oktober 2018 zwar beschränkt, jedoch auch künftig in großem Umfang möglich sein. Es können 4.900 Megawatt (4,9 Gigawatt) Strom durch Langfriskapazitäten vergeben werden. Das entspricht in etwa der Hälfte des österreichischen Verbrauchs zu Spitzenzeiten. Der Stromhandel zwischen Deutsch-

land und Österreich bleibt somit weitgehend im vom Markt benötigten Ausmaß offen.

### **GUTE AUSSICHTEN: GAS-MARKT- INTEGRATION ÖSTERREICH-ITALIEN.**

Nachdem die E-Control im Jahr 2016 Studien zur Selbstevaluierung von Liquidität und Wettbewerb im österreichischen Gas-Großhandelsmarkt sowie zur komparativen Bewertung von identifizierten Marktintegrationsoptionen durchgeführt hat, wurden die Ergebnisse im Februar 2017 im Rahmen einer öffentlichen Fachtagung präsentiert. Darüber hinaus wurde Marktteilnehmern im Zuge einer Konsultation die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Auf Basis der Studienergebnisse und unter Berücksichtigung der erhaltenen Stellungnahmen wurde in einem nächsten Schritt damit begonnen, mit Partnern/Nachbarmärkten ein grundsätzliches Einvernehmen über Integrationsmöglichkeiten und potenzielle erste Umsetzungsschritte (z.B. Etablierung von „Pilotmodellen“ die auf Basis positiver Ergebnisse hinsichtlich Integrationstiefe als auch Skalierung entsprechend ausgeweitet werden können) zu erzielen. Die geografische Ausrichtung derartiger Arbeiten ist angesichts der Studienergebnisse und erhaltenen Stellungnahmen von Marktteilnehmern insbesondere in Richtung südlicher Nachbarmärkte (Italien, Slowenien, Kroatien) angelegt. Darüber hinaus wird geprüft, inwieweit in Ergänzung zur vollständigen Umsetzung der Netzkodizes gerade für Integrationsvarianten, die angesichts der Kapazitätssituation nicht sinnvoll umsetzbar erscheinen, Maßnahmen der „Market Connection“ eine effizientere Verbindung zwischen bestehenden Märkten mit entsprechenden Nutzelementen für Marktteilnehmer und Endkunden schaffen können.



### **EUROPÄISCHE MARKTREGELN: FÜR EIN PERFEKTES ZUSAMMENSPIEL.**

Im vergangenen Jahr sind die letzten drei Leitlinien bzw. Netzkodizes zur Standardisierung der europäischen Stromversorgung erlassen worden: die Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, die Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem sowie die Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes. Im Gasbereich ist im Jahr 2017 bereits die erste Überarbeitung eines europäischen Netzkodex zur Standardisierung der europäischen Gasversorgung in Kraft getreten. Der Capacity-Allocation-Mechanisms-(CAM)-Netzkodex wurde um Bestimmungen zu neu zu schaffender Kapazität erweitert. Zeitgleich, und als vorerst letzter Netzkodex im Gasbereich, ist der Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen am 6. April 2017 in Kraft getreten.

### **15 JAHRE GASMARKTLIBERALISIERUNG. ZEIT, SICH ZU FREUEN.**

Im Jahr 2017 gab es auch Grund zu feiern, schließlich wurde das 15-jährige Jubiläum der Gasmarktliberalisierung begangen. Seit Herbst 2002 können die heimischen Konsumentinnen und Konsumenten frei wählen, von wem sie ihr Gas kaufen möchten. Und immer mehr tun das auch: Seit der Liberalisierung haben sich rund 336.000 Haushalte und 32.000 Unternehmen einen neuen Gaslieferanten gesucht. Und die 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkundinnen und -kunden haben zudem eine weit größere Auswahl als früher. Gab es 2002 nur vier Gaslieferanten, die österreichweit (ausgenommen Tirol und Vorarlberg) angeboten haben, waren

es Ende vergangenen Jahres 25 Gasanbieter im Marktgebiet Ost und 20 im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg. Auch konnte sich Österreich seit Beginn der Gasmarktliberalisierung als bedeutender Gashandelsplatz etablieren. Und durch geplante Infrastrukturprojekte, wie etwa eine Gasleitung zwischen Österreich und Tschechien, besteht die Chance, die regionale Bedeutung des österreichischen Gasmarkts weiter zu stärken.

### **DATEN UND PFLICHTEN: DATENSCHUTZ- GRUNDVERORDNUNG (DSGVO) RICHTIG UMSETZEN.**

Um die Anforderungen der DSGVO bestmöglich umzusetzen, aber auch um das Informationssicherheitsniveau nachhaltig zu erhöhen, hat sich die E-Control dazu entschlossen, ein Informationssicherheitsmanagementsystem nach ISO/EIC 27001 zu errichten und zu betreiben. Im Rahmen eines solchen Managementsystems werden Informationen, Daten und Anwendungen kontinuierlich gemäß ihrem Risiko hinsichtlich Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit bewertet und anschließend geeignete Maßnahmen zur Risikominimierung abgeleitet. Diese Aktivitäten sind auch im Zusammenhang mit jenen zur weiteren Digitalisierung im Energiebereich und zur Cybersecurity in der E-Control zu sehen.

Auch das Jahr 2018 wird eine Fülle an neuen, zu bearbeitenden Aufgaben für die Regulierungsbehörde bringen. Themen wie die weitere Digitalisierung, neue Geschäftsmodelle, Blockchain in der Energiewirtschaft, aber auch der Vorsitz Österreichs im Rat der Europäischen Union im 2. Halbjahr 2018 werden spannende Herausforderungen bringen.

# MARKT.



# GUT ZU WISSEN: DIE STROM- UND GASMARKTINDIKATOREN ZUSAMMENGEFASST.

## Stromverbrauch. Die Mengenentwicklung im Überblick.

Im Berichtsjahr 2017 wurden im Inland insgesamt 71,1 TWh an elektrischer Energie verbraucht, was einer Steigerung um 1,4% oder 1,0 TWh entspricht. Auffällig ist, dass mit Ausnahme des vierten Quartals, in dem ein Rückgang um 0,1% zu verzeichnen war, in allen anderen Quartalen ein Verbrauchszuwachs festgestellt werden konnte: Der höchste inländische Verbrauchszuwachs war im dritten Quartal mit 2,6% bzw. 0,4 TWh gegeben, gefolgt vom ersten Quartal mit 2,3% bzw. 0,4 TWh, wobei dieser Zuwachs zur Gänze auf den verbrauchsstarken Jänner mit einem Zuwachs von 0,5 TWh bzw. 7,5% zurückgeht. Im zweiten Quartal war mit 0,8% bzw. 0,1 TWh eine vergleichsweise geringe Verbrauchssteigerung gegeben. Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des Stromverbrauchs hatten einerseits die Witterung, wobei die monatsmittlere Temperatur in den Hochwintermonaten Jänner und Februar deutlich unter und im Juni und August, aber auch im Dezember deutlich über der des Vorjahres lag. Andererseits hatte die Feiertagskonstellation im Dezember einen zusätzlichen verbrauchsdämpfenden Einfluss. Über den vorwiegend temperaturabhängigen Einfluss des Kleinkundenbereichs hinaus war auch das höhere Wirtschaftswachstum für die steigende Verbrauchsentwicklung ausschlaggebend.

In den ersten drei Quartalen war, mit Ausnahme der Monate März, Mai und September, die Erzeugung der Laufkraftwerke durchwegs

unter der des Vorjahrs und ging insgesamt um 1,5 TWh oder 7,2% zurück. Die stärksten Rückgänge waren dabei im Juni mit 26,9% oder 0,8 TWh sowie im Juli mit 20,2% bzw. 0,6 TWh gegeben. Aber auch der Februar schlug, nicht zuletzt infolge des fehlenden Schalltags, mit einem Rückgang um 29,7% bzw. 0,6 TWh ebenfalls sehr stark zu Buche. Beginnend mit September war allerdings die Erzeugung der Laufkraftwerke deutlich höher als im Vorjahr, sodass über das gesamte Kalenderjahr betrachtet der Rückgang nur noch 1,2% oder 0,3 TWh betrug. Die Erzeugung der Speicherkraftwerke ging im gesamten Jahr 2017 um insgesamt 3,2% bzw. 0,4 TWh zurück, wobei der Jänner aufgrund der Verbrauchs- und Deckungssituation einen Erzeugungszuwachs um 0,3 TWh bzw. 38,4% verzeichnete. Die Wärmekraftwerke wurden insgesamt um 16,9% oder 2,2 TWh mehr eingesetzt als im Vorjahr. Die höchsten Zuwächse waren dabei im ersten Quartal mit 41,4% bzw. 1,9 TWh sowie im dritten Quartal mit 37,1% bzw. 0,6 TWh gegeben, wobei auch das zweite Quartal mit einem Zuwachs von 23,1% bzw. 0,4 TWh vergleichsweise hohe Einsätze verzeichnete. Demgegenüber ging die Stromerzeugung der Wärmekraftwerke im vierten Quartal um 12,9% bzw. 0,7 TWh doch recht deutlich zurück. Die Windkraftwerke speisten um 24,7% bzw. 1,3 TWh mehr ein, wohingegen die sonstige Erzeugung etwa das Vorjahresniveau hielt. Die physikalischen Importe stiegen um 3,0 TWh oder 11,4% und die physikalischen Exporte gleichzeitig um 18,8% bzw. 3,6 TWh,

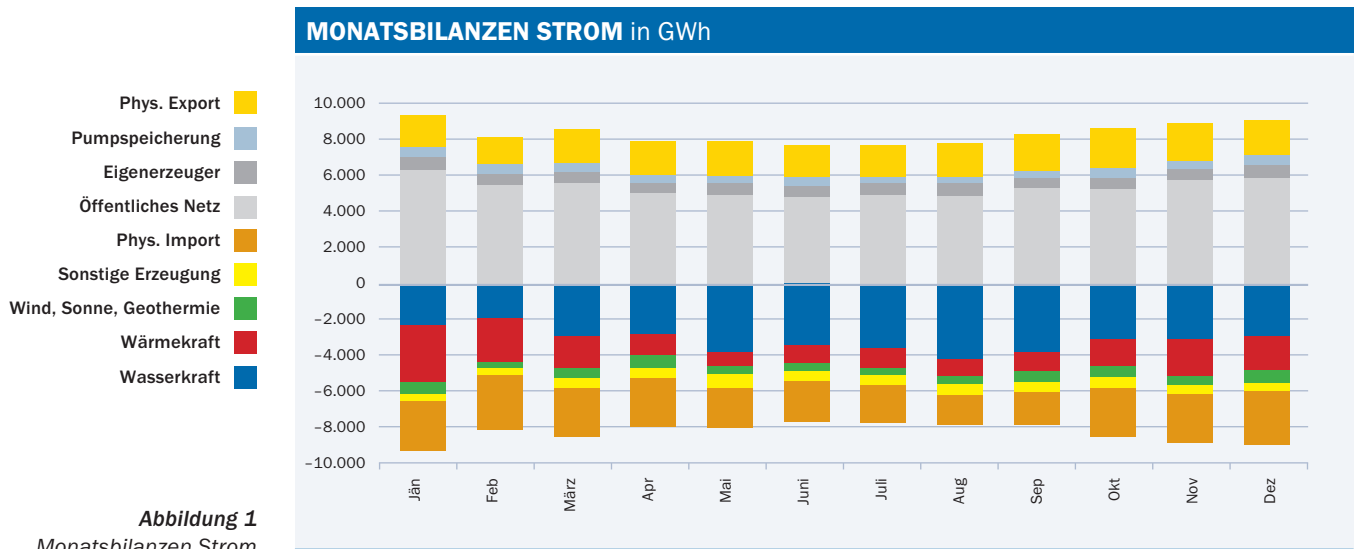


Abbildung 1  
Monatsbilanzen Strom

Quelle: E-Control

was zu einer Reduktion des NettoaustauschsalDOS um 0,6 TWh führte.

Zum Jahresende waren in den Großspeichern insgesamt 2,2 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 67,5% entspricht. Damit sind gegenüber dem gleichen Stichtag des Vorjah-

res um insgesamt 0,8 TWh oder 24,5%-Punkte mehr in den Speichern vorrätig. Bei den Wärmekraftwerken der öffentlichen Erzeuger waren feste und fossile Brennstoffe mit einem Wärmeäquivalent von 1,9 TWh gelagert, um 0,2 TWh weniger als im Vorjahr.

## Gasverbrauch. Die Mengenentwicklung im Überblick.

Die Abgabe von Gas an Endverbraucherinnen und Endverbraucher betrug im Berichtsjahr 2017 insgesamt 95,2 TWh und war damit um 7,3 TWh oder 8,3% höher als im Vorjahr. Stärkste Verbrauchszuwächse waren in den Hochwintermonaten Jänner und Februar –

trotz des fehlenden Schalttags – mit 32,1% (3,9 TWh) und 25,1% (2,3 TWh) zu verzeichnen, was insbesondere auf den höheren Bedarf an Wärme direkt bei den Haushalten, aber auch indirekt bei den KWK-Anlagen zurückzuführen ist. Ebenfalls sehr hohe Zuwächse bei der End-

abgabe waren im Juni mit 19,2%, im Juli mit 15,4%, im August mit 21,5% und im September mit 10,5% gegeben. Diese Zusatzmengen von insgesamt 2,5 TWh sind nahezu ausschließlich auf den erhöhten Einsatz der gasbefeuerten Wärmekraftwerke der öffentlichen Erzeuger zurückzuführen.

Die inländische Produktion wurde um 7,0% bzw. 0,9 TWh gegenüber dem Vorjahr gesteigert, an biogenen Gasen wurden um 13,7% (0,018 TWh) mehr ins Netz eingespeist. Während in die Speicher um 26,7% oder 16,5 TWh mehr eingepresst wurden, erhöhte sich die Entnahme um 19,9% oder 12,2 TWh. Auffallend ist, dass die höchsten Steigerungsraten bei der Entnahme im ersten Halbjahr gegeben waren – sie lagen zwischen 64,8% im März und 212,5% im

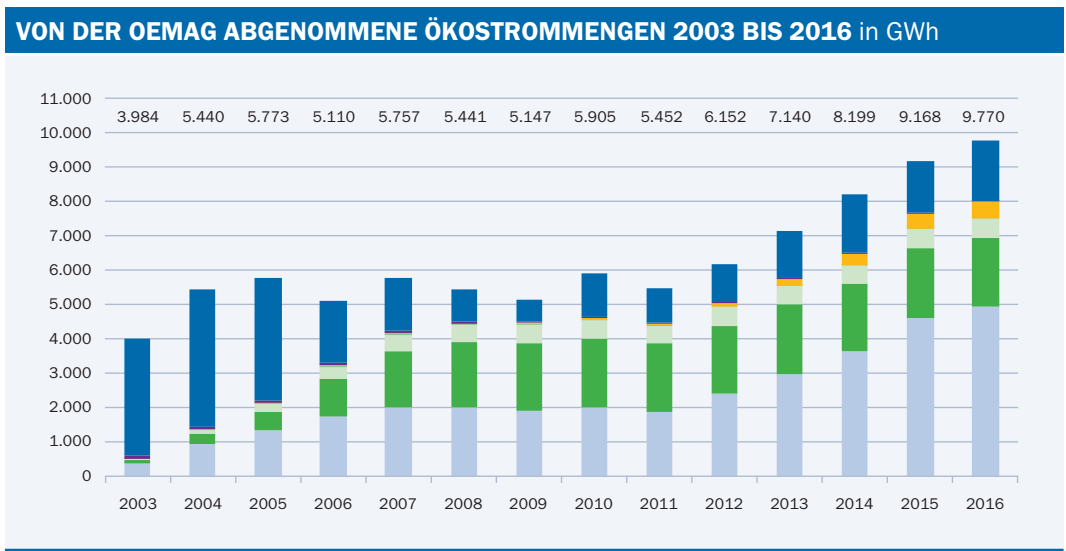
April –, während die Entnahme im dritten Quartal um 66,7% und im vierten Quartal um 24,7% zurückging. Die Erdgasimporte erreichten 552,6 TWh und verzeichneten mit einem Zuwachs um 11,1% bzw. 55,3 TWh einen etwas höheren Anstieg als die Exporte, die sich um 10,5% bzw. 43,8 TWh auf 460,8 TWh erhöhten.

Mit Ende Dezember waren in den Erdgasspeichern in Österreich insgesamt 58,6 TWh (5,2 Mrd Nm<sup>3</sup>) gelagert, was einem Füllungsgrad von 61,7% entspricht. Dies ist ein deutlich höherer Speicherstand als zum Vergleichszeitpunkt des Vorjahres mit 55,0 TWh Inhalt bzw. 57,9% Füllungsgrad. Anzumerken ist, dass die gegenwärtigen Speichervorräte immer noch 61,7% der Abgabemenge an Endverbraucher in den letzten zwölf Monaten entsprechen.

## Mehr Ökostromerzeugung. Die Mengenentwicklung im Überblick.

Wie in den Jahren zuvor kam es 2016 (Gesamtjahr 2017 noch nicht vorliegend) nicht nur zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, sondern auch der Anteil am gesamten Endverbrauch konnte gesteigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 16,0% (9.168 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 57.417 GWh) im Jahr 2015 auf 16,7% (9.770 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 58.335 GWh) im Jahr 2016. Die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom konnte im Jahr 2016 um 6,6% gesteigert werden.

Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich ein analoges Bild wie in den vergangenen Jahren. Den größten Zuwachs gab es auch im Jahr 2016 im Bereich der Windkraft mit zusätzlichen 340 GWh. Im Bereich der Kleinwasserkraft wurden um 253 GWh mehr Strom von der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) abgenommen und bei der Photovoltaik waren es 64 GWh. Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien kam es, nach einem leichten Anstieg 2015, zu einem leichten Rückgang für 2016. Dabei wurden um



**Abbildung 2**  
 Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2016

Quelle: E-Control, OeMAG, Februar 2016

56 GWh weniger Strom abgenommen, insgesamt 2.546 GWh.

- > Biomasse fest -3%
- > Biogas +1%

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

- > Windkraft +7%
- > Photovoltaik +15%
- > Kleinwasserkraft +17%

Diese Entwicklungen sind in Abbildung 2 dargestellt. Der umfassende Ökostrombericht mit Zahlen, Daten und Fakten aus diesem Bereich steht auf der Homepage der E-Control unter [www.e-control.at/publikationen](http://www.e-control.at/publikationen) zur Verfügung.

## Stromkennzeichnung: Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher.

Die „kleine ÖSG-Novelle 2017“ wirkt sich auch auf die Stromkennzeichnungsaktivitäten der E-Control aus. Ökostromanlagenbetreiber sind nun unmissverständlich verpflichtet, sich in der Stromnachweisdatenbank der

E-Control zu registrieren. Gleichzeitig dürfen alle Aktivitäten in Zusammenhang mit Herkunftsnachweisen nur noch datenbankbasiert erfolgen. Im Rahmen der Erstellung der Herkunftsnachweispreisverordnung wurden

Lieferanten und Händler gesetzlich dazu verpflichtet, auf Nachfrage der E-Control wahrheitsgemäße Angaben zu den Preisen von Herkunftsnachweisen zu machen.

### **DIE E-CONTROL ÜBERPRÜFT JÄHRLICH.**

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

Jedes Jahr führt die E-Control eine umfassende Überprüfung der Stromkennzeichnungen der verpflichteten Lieferanten durch. Die Ergebnisse werden im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht dargestellt. Dieser steht auf der Homepage der E-Control unter [www.e-control.at/publikationen](http://www.e-control.at/publikationen) zum Downloaden zur Verfügung.

Gemessen an der Gesamtabgabemenge für den Endverbrauch aus öffentlichen Netzen (67,3 TWh<sup>1</sup>) erhielt die E-Control im Zuge der diesjährigen Überprüfung Informationen über rund 85% dieser Menge.<sup>2</sup> Auf Basis der eingelangten Daten wurde eine Stromkennzeichnung für ganz Österreich berechnet. Die Ergebnisse haben sich im Vergleich zum Vorjahr nur marginal verändert. Der Anteil von Herkunftsnachweisen aus erneuerbaren Energieträgern ist von 86,73% auf 86,74% leicht gestiegen.

Der Anteil der fossilen Energieträger ist von 12,89% auf 12,86% leicht gesunken. Die sonstigen Primärenergieträger stiegen von 0,38% auf 0,40%. Die durchschnittlichen Umweltauswirkungen liegen bei 61 g/kWh (Vorjahreswert 67g/kWh). Hier muss jedoch beachtet werden, dass es sich bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie bei den Primärenergieträgeranteilen um Werte handelt, die in keinem Zusammenhang mit der tatsächlichen physikalischen Stromerzeugung, bzw. mit dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Kraftwerke in Österreich stehen.

In der aktuellen Überprüfungsperiode wurden im Vergleich zum Vorjahr mehr österreichische Nachweise eingesetzt (70,08% aus Österreich). Bei den ausländischen Nachweisen stammt, wie in den Vorjahren, der größte Teil aus Norwegen mit 21,23%.

Im Jahr 2016 wurde von 125 Lieferanten Strom aus 100% erneuerbaren Energien angeboten.<sup>3</sup> Im Vorjahr waren es noch 117 Grünstromanbieter. Innerhalb eines Jahres sind 8 Lieferanten auf Grünstrom umgestiegen bzw. neu auf den Markt getreten. Alle Ökostromanbieter (inklusive Landesenergieversorger, die reine Grünstromanbieter sind) haben eine Gesamtabgabemenge von 31.470 GWh. Im Vorjahr waren es noch 31.070 GWh.

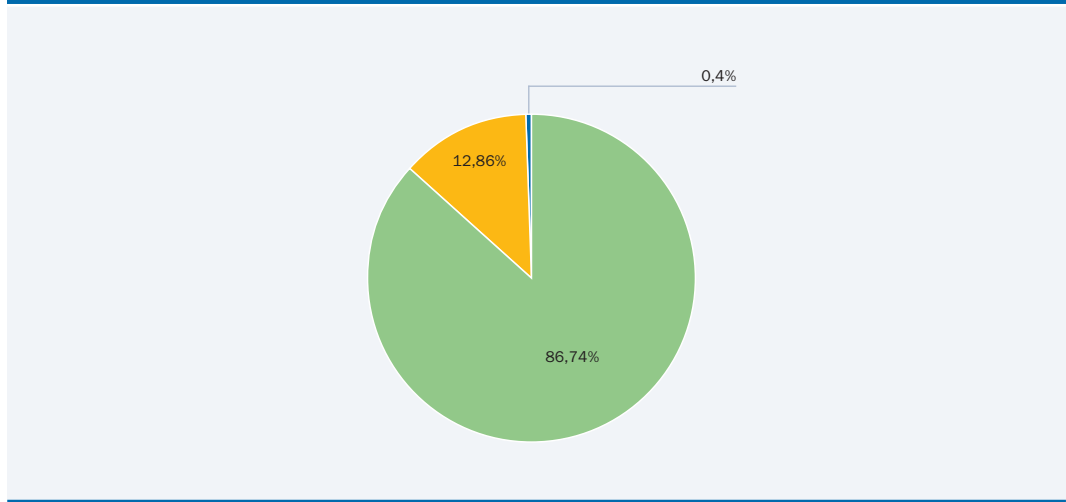
<sup>1</sup> Quelle: E-Control für das Jahr 2016. Dazu noch eine Anmerkung: Dieser Summenwert umfasst sowohl die Abgabe an alle Endverbraucher-kategorien (Haushalte, Gewerbe, Industrie, Landwirtschaft, Verkehr) als auch die Abgabe für den Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken.

<sup>2</sup> 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 15%. Die Kennzeichnung von Lieferungen an Pumpspeicher wurde in der Vergangenheit von allen Lieferanten korrekt durchgeführt.

<sup>3</sup> Es ist nicht auszuschließen, dass weitere (neue) Ökostromanbieter am Markt tätig sind, die im Basisjahr 2016 noch keine Stromkennzeichnungsdokumentation zur Überprüfung abgeliefert haben.

**NÄHERUNGSWERT FÜR DIE ÖSTERREICHISCHE STROMKENNZEICHNUNG 2016**

- Erneuerbare Energieträger ■
- Fossile Energieträger ■
- Sonstige Primärenergieträger ■



**Abbildung 3**  
 Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2016

Quelle: E-Control

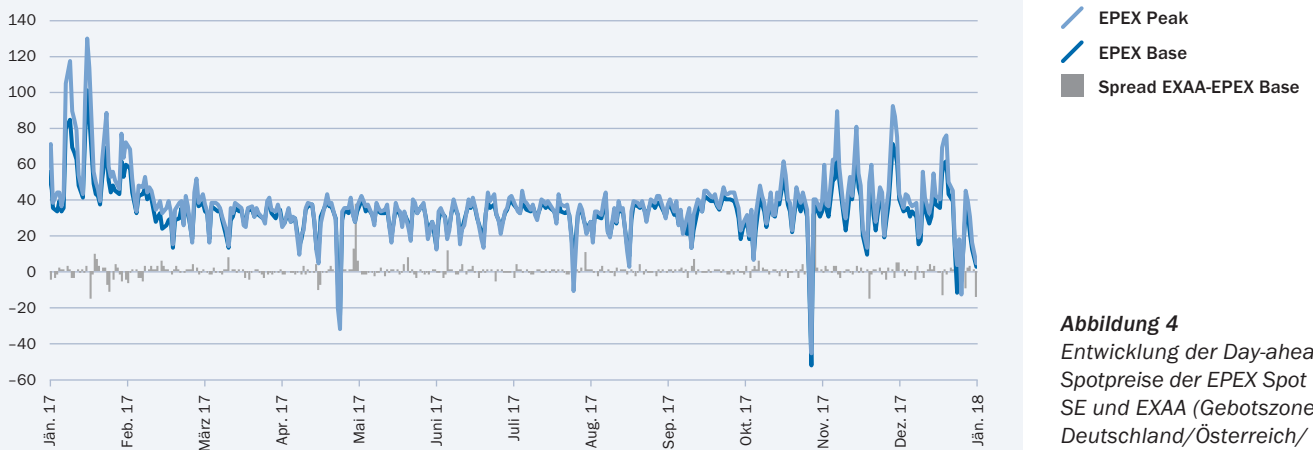
## Großhandelsmarkt Strom 2017. Ein spannendes Jahr.

Das Jahr 2017 begann im Großhandelsmarkt Strom turbulent. Im kurzfristigen physischen Stromhandel erreichten die Spotpreise auf den beiden Handelsplätzen EPEX Spot SE und EXAA ein 5-Jahres-Maximum (siehe Abbildung 4). Dieser Dynamik lagen sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Effekte im Jänner zugrunde. Während der österreichische Stromverbrauch durch die unerwartete Kälteperiode deutlich anstieg, waren die Erzeugungsmöglichkeiten in weiten Teilen Europas durch Kraftwerksausfälle (Frankreich, Belgien), geringe Windeinspeisung (Deutschland) und

schwacher Wasserkraft (Österreich, Schweiz, Balkan) deutlich eingeschränkt. Als diese Mischung aus hoher Nachfrage und geringem Angebot am 24. Jänner ihren höchsten Zuspitzungsgrad erreichte, stieg der Spotpreis des Base-Produkts an der EPEX Spot SE auf beachtliche 102 EUR/MWh, während das Peak-Produkt sogar bei 130 EUR/MWh lag (Abbildung 4). Nachdem sich die Lage im Februar entspannt hatte, pendelte sich der Großhandelspreis des Base-Produkts in der ersten Jahreshälfte bei einem Durchschnittspreis von rund 32 EUR/MWh ein – ein Niveau, das insge-



### STROM: DAY-AHEAD SPOT AUKTIONEN in EUR/MWh

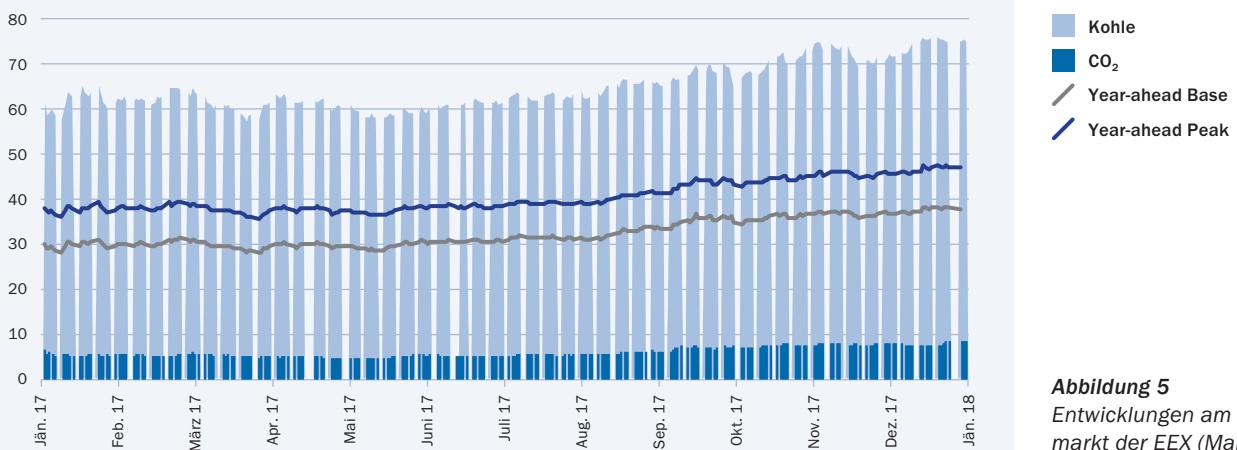


- EPEX Peak
- EPEX Base
- Spread EXAA-EPEX Base

**Abbildung 4**  
Entwicklung der Day-ahead-Spotpreise der EPEX Spot SE und EXAA (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)

Quelle: EPEX Spot SE, EXAA, Berechnungen E-Control

### STROM: LANGFRISTIGE PREISE, KOHLE UND CO<sub>2</sub> in EUR/MWh, EUR/t und EUR/EUA



- Kohle
- CO<sub>2</sub>
- Year-ahead Base
- Year-ahead Peak

**Abbildung 5**  
Entwicklungen am Terminmarkt der EEX (Marktgebiet Deutschland/Österreich)

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

samt über den Preisen im Vergleichszeitraum 2016 lag. Die in diesem Zeitraum vorherrschende geringe Wasserkrafterzeugung und die im Jahresvergleich höheren Inputpreise für thermische Kraftwerke (vor allem Kohle, in geringerem Ausmaß auch Gas) waren hierfür nicht unwesentlich. Die Preisentwicklung in der zweiten Jahreshälfte verlief zunächst vergleichsweise stabil, ab Oktober war der Markt aber von höherer Volatilität geprägt, die vor allem durch schwankende Verfügbarkeit von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und etwaigen Ausfällen größerer Kraftwerkseinheiten generiert wurde. Für das Gesamtjahr 2017 er-

geben sich Durchschnittspreise von 34 EUR/MWh (Base) bzw. 38 EUR/MWh (Peak) an der EPEX Spot SE. Die beiden Werte liegen etwa 18% über den Vergleichswerten 2016.

Am Terminmarkt der EEX spiegelte das Year-ahead-Produkt für das gemeinsame Marktgebiet Deutschland/Österreich die traditionell starke Abhängigkeit zum Kohlepreis wider (siehe Abbildung 5). Aufgrund der für 2018 angekündigten Strompreiszonentrennung wurde im vergangenen Juni ein Terminkontrakt mit physischer Erfüllung in Österreich etabliert.

## Großhandelsmarkt Gas 2017. Alles auf Schiene.

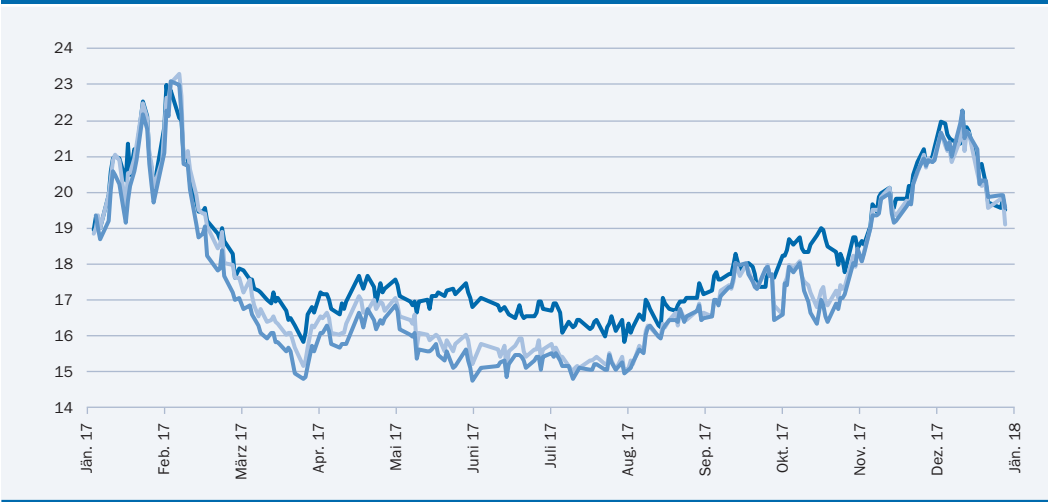
Nach einer wenig saisonalen Preisentwicklung 2016 zeigten die kurzfristigen Spotmärkte 2017 wieder ein deutlich temperaturgetriebenes Verhalten. Insbesondere in den ersten beiden Monaten des Jahres 2017 erreichten die Gaspreise ein schon länger nicht mehr gesehenes Niveau von ca. 23 EUR/MWh. Neben den tiefen Temperaturen war wohl auch eine erhöhte Nachfrage der Gaskraftwerke zur Stromproduktion dafür verantwortlich.

Die allgemeine Preisentwicklung 2017 verlief sowohl am virtuellen Handelspunkt (VTP) als auch in den Gebieten Net Connect Germany (NCG) und Title Transfer Facility (TTF) ähnlich, wobei sich der VTP insbesondere in den Sommermonaten (Mai bis Juli) und im Oktober mit

einem Aufschlag von durchschnittlich mehr als 1 EUR/MWh deutlich von NCG und TTF abkoppelte (Abbildung 6). Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum verringerte sich der durchschnittliche Aufschlag über die Periode Jänner bis November aber um 0,1 EUR/MWh.

Am Central European Gas Hub (CEGH) machte sich bereits mit Jahresbeginn ein deutlicher Anstieg der Handelsaktivität bemerkbar. Diese Entwicklung lässt sich unmittelbar auf die im Dezember 2016 erfolgte Migration der CEGH Gas Exchange Spot- und Futures-Kontrakte zur paneuropäischen PEGAS-Plattform zurückführen. Im direkten Vergleich mit 2016 verdreifachte sich das durchschnittliche monatliche Handelsvolumen nahezu

### GASPREISE DAY-AHEAD BILATERALER HANDEL in EUR/MWh

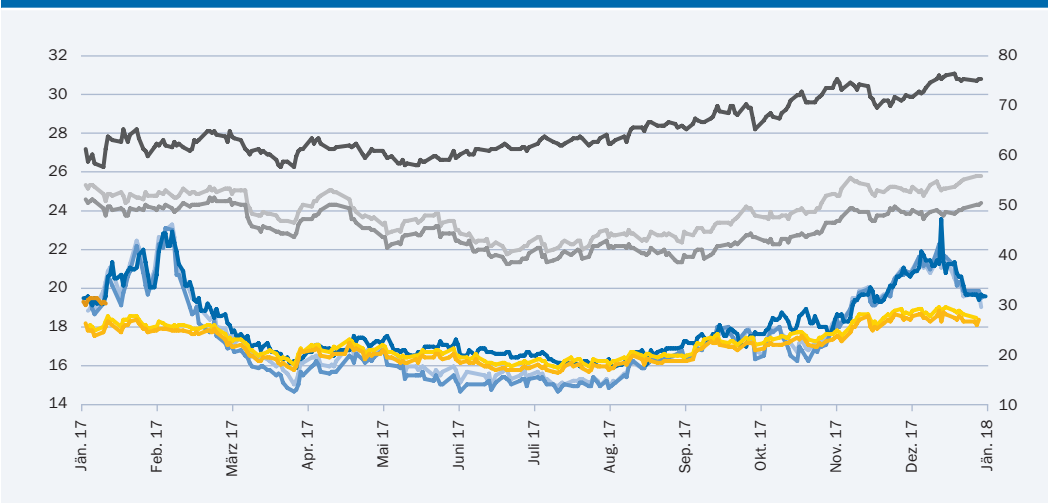


- VTP
- NCG
- TTF

**Abbildung 6**  
Gaspreise Day-ahead, bilateraler Handel

Quelle: ICIS Heren

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



- NCG Day-ahead (links)
- TTF Day-ahead (links)
- CEGH Day-ahead (links)
- NCG 2018 (links)
- TTF 2018 (links)
- CEGH 2018 (links)
- Brent (Europe) (rechts)
- WTI (USA) (rechts)
- Kohle Year-ahead (rechts)

**Abbildung 7**  
Preisentwicklung

Quelle: ICIS Heren, ICE, CME, CEGH, Wiener Börse/PEGAS

über den Vergleichszeitraum Jänner bis November.

Die Entwicklungen am Gasmarkt sind nach wie vor von Öl- und Kohlemärkten beeinflusst, weshalb sich auch ein Blick auf diese Märkte lohnt (Abbildung 7). Bis in den August hinein verloren die Rohölsorten Brent und WTI an Wert; eine Trendwende begann erst zu Beginn des 4. Quartals. Die Kohlepreise (Rotterdam) für das Frontjahr stiegen bis in den Oktober

auf ein schon lange nicht mehr gesehenes Preisniveau von ca. 75 EUR/t.

Die Preise für das Frontjahr (Lieferjahr 2018) für VTP, NCG und TTF fielen bis zur Jahresmitte um etwa 2 EUR/MWh, um in der zweiten Jahreshälfte – mitunter getrieben von analogen Preisentwicklungen an den Öl- und Kohlemärkten – etwa auf ihr Ausgangsniveau von gut 18 EUR/MWh zu steigen.

## Positive Endkundenpreisentwicklung Strom. Ein Grund zur Freude bei Konsumentinnen und Konsumenten.

Die Gesamt-Stromkosten bei Haushaltskundinnen und -kunden sind am Jahresanfang 2017 das erste Mal seit fünf Jahren gesunken. Der gewichtete Durchschnittspreis für einen Musterhaushalt reduzierte sich um 3,6% von 20,77 Cent/kWh (Dez. 2016) auf 20,25 Cent/kWh (Jan. 2017) (Abbildung 8). Dadurch sank der Strompreis real unter jenen des Basis-Jahres 2000.

Diese Kostenreduktion ist vor allem auf die Senkung der Ökostromförderkosten zurückzuführen, die allerdings in den Jahren zuvor stark gestiegen sind.

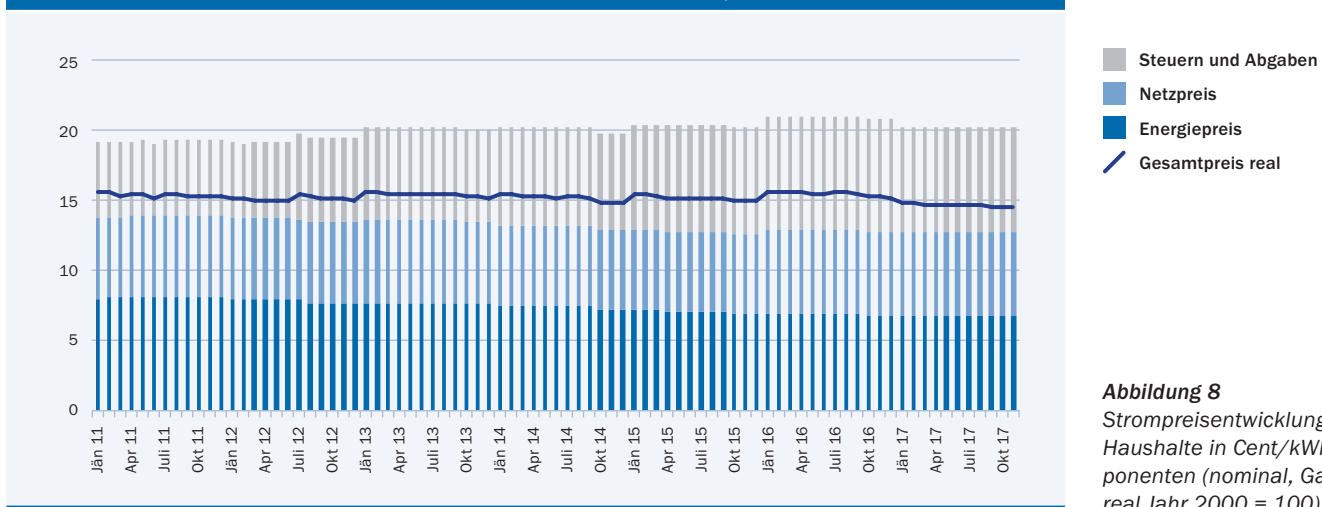
Diese sind für einen Musterhaushalt (3.500 kWh) von 120 EUR brutto im Jahr 2016 auf 99 EUR brutto im Jahr 2017 gesunken. Auch die Energiepreise reduzierten sich in

diesem Zeitraum um 2%, die Netzkosten stiegen geringfügig im gewichteten Durchschnitt um 0,36%.

### **VIELE STROMANBIETER GEBEN PREISSENKUNGEN AN ENDKUNDINNEN UND ENDKUNDEN WEITER.**

Im Jahr 2016 gaben insgesamt 48 von ca. 120 regionalen Lieferanten die Preissenkungen am Großhandelsmarkt an ihre Kundinnen und Kunden weiter, darunter auch große angestammte Lieferanten im Burgenland, in Niederösterreich, Salzburg, Tirol, die Innsbrucker Kommunalbetriebe und in Wien. Die meisten Kundinnen und Kunden zahlen bei den angestammten Anbietern einen Energiepreis zwischen 5,67 Cent/kWh in Tirol und 8,75 Cent/kWh in Oberösterreich. Im Februar 2017 reduzierte die Salzburg AG nochmals den Energie-

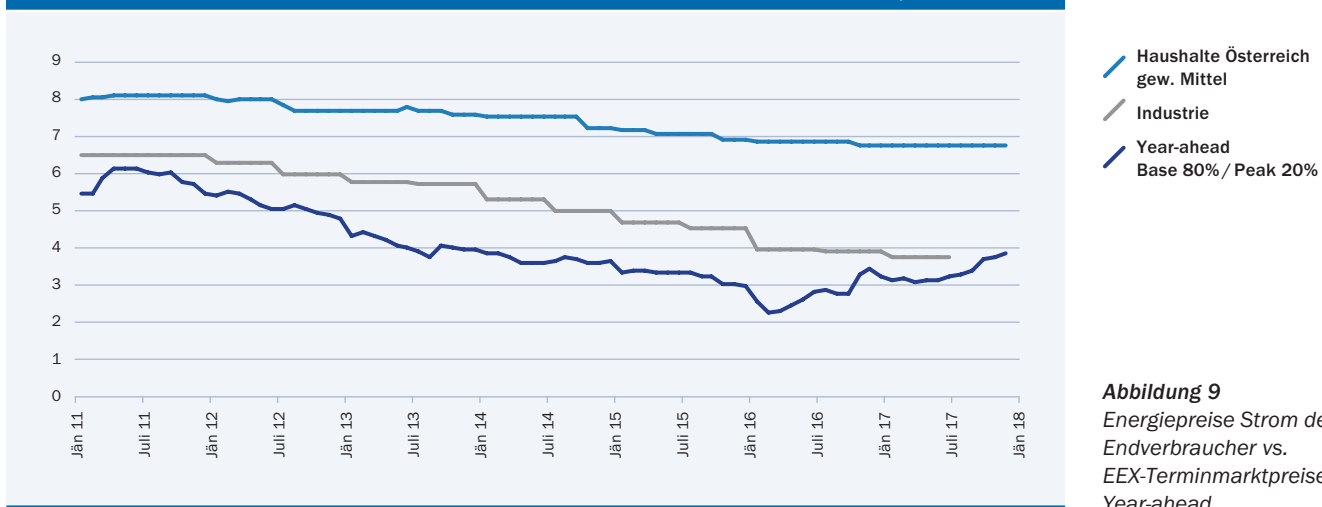
### STROMPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE GEWICHTET in Cent/kWh



**Abbildung 8**  
Strompreisentwicklung Haushalte in Cent/kWh Komponenten (nominal, Gaspreis real Jahr 2000 = 100)

Quelle: E-Control

### ENERGIEPREISE ENDVERBRAUCHER VS. EEX TERMINMARKTPREISE in Cent/kWh



**Abbildung 9**  
Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead

Quelle: E-Control, EPEX/EEX

preis um 5%. Auch weitere 27 kleine regionale Lieferanten senkten ihre Preise bis Ende Oktober 2017. Bei anderen Stromlieferanten kam es im Jahr 2017 kaum zu signifikanten Preissenkungen.

Die Energiepreise bei den alternativen Anbietern sind wesentlich niedriger, ohne Neukundenrabatte lag der günstigste Preis im November 2017 bei 3,47 Cent/kWh (Grünwelt Energie), inklusive Neukundenrabatten im ersten Lieferjahr sogar bei 0,91 Cent/kWh (Enstroga), also weit unter dem Großhandels-

preis, der im November bei 3,84 Cent/kWh (EEX/EPEX-Terminmarktpreis Year-ahead 80% Base/20% Peak, Monatsdurchschnitt) war. Die Großhandelspreise haben sich zuletzt vom Tiefpunkt im Februar 2016 erholt und befanden sich auf dem Niveau des Jahres 2013.

Da Preise für Industriekunden enger und zeitnaher an Großhandelspreise gebunden sind als bei Kleinkundinnen und -kunden, profitierte die Industrie auch mehr von Preissenkungen (Abbildung 9).

## Endkundenpreisentwicklung Gas: Keine großen Veränderungen.

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

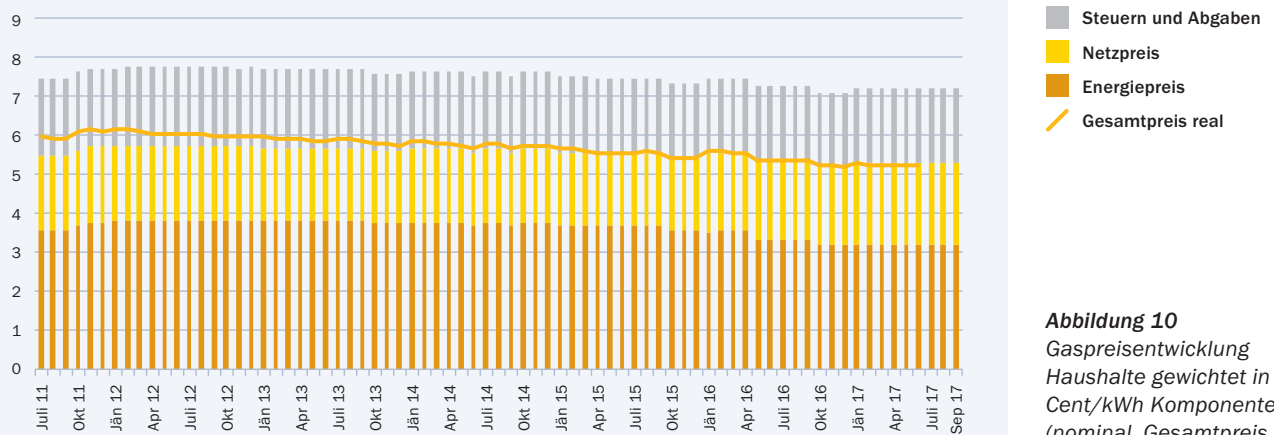
Der Gesamtpreis im gewichteten Durchschnitt ist real um 5% gesunken, real von 5,57 Cent/kWh auf 5,29 Cent/kWh. Die Senkung ist vor allem auf den Rückgang von Energiepreis und teilweise auf die Reduktion der Netzkosten in manchen Gebieten zurückzuführen.

Die Netzkosten wurden Anfang 2017 für alle Netzgebiete neu festgelegt, wobei die höchste Steigerung von ungefähr 13% für Kundinnen und Kunden in Niederösterreich gegeben war. Dagegen war für Kunden im Netzgebiet Tirol eine Senkung von 5,5% gegeben.

### **GROSSFLÄCHIGE PREISSENKUNG BLIEB AUS.**

Nachdem die meisten großen regionalen Lieferanten ihre Gaspreise für Haushalte im Jahr 2016 gesenkt hatten, senkte im Jahr 2017 nur die Salzburg AG ihre Haushaltspreise um 5 Prozent, die VKW und Stadtwerke Bregenz um 6 Prozent sowie die Stadtwerke Kapfenberg. Eine großflächige signifikante Preissenkung im Herbst wie in den Jahren zuvor blieb heuer aus (Abbildung 10).

### GASPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE GEWICHTET in Cent/kWh



**Abbildung 10**  
Gaspreisentwicklung  
Haushalte gewichtet in  
Cent/kWh Komponenten  
(nominal, Gesamtpreis  
real Jahr 2000 = 100)

Quelle: E-Control

### GROSSHANDELSPREISE VS. ENDKUNDENPREISE (Index 2007 = 100)



**Abbildung 11**  
Energiepreise Gas der  
Endverbraucher vs.  
Importerdgaspreise

Quelle: E-Control, Statistik Austria

Der gewichtete Energiepreis der regionalen Lieferanten blieb im Laufe 2017 fast unverändert. Dagegen sind die Industriepreise, welche den Importerdgaspreisen mit etwas Verzögerung folgen, in der ersten Hälfte 2017 weiter gesunken.

#### **EINSPARPOTENZIAL WEITERHIN GEGEBEN.**

Anfang November 2017 betrug der Gas-Energiepreis für Haushaltskundinnen und -kunden beim Bestbieter österreichweit 0,28 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (Maxenergy), was noch unter dem günstigsten Angebot des Vorjahres von 0,48 Cent/kWh (goldgas) liegt. Dagegen liegt das Angebot ohne Neukunden-

rabatte mit 1,98 Cent/kWh (Grünwelt) über dem Preisniveau des Vorjahresangebotes von 1,82 Cent/kWh (Maingau).

Die Energiepreise bei den regionalen Lieferanten bewegen sich unverändert zwischen 2,69 bis 3,83 Cent/kWh und befinden sich im Vergleich zu den alternativen Lieferanten noch immer auf einem viel höheren Niveau. Dadurch kann das Einsparpotenzial beim Wechsel zum günstigsten Lieferanten je nach Verbrauchsmenge sehr hoch ausfallen. Das Einsparpotenzial ist in den letzten zwölf Monaten gleich hoch geblieben, nachdem es in den drei Jahren zuvor stetig gestiegen war.

## Preisentwicklung Strom und Gas bei Gewerbe: Großes Sparpotenzial.

Je nach Standort variiert die Anzahl der Stromangebote im Jahr 2017 zwischen 77 (im Jahr 2016 waren es 62) und 95 (im Jahr 2016 waren es 78). Ein Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 30.000 kWh kann sich durch den Wechsel vom regionalen Lieferanten zum Bestbieter bis zu 2.298 Euro (unverändert zu 2016) im Jahr ersparen, ein Unternehmen mit 100.000 kWh bis zu 7.700 Euro (unverändert zu 2016).

Bei Gas erhalten Gewerbebetriebe in Tirol und Vorarlberg bis zu 53 (im Vorjahr 31) Angebote, was noch immer deutlich unter dem Angebot von bis zu 74 Produkten (im Vorjahr 49) in den restlichen Gebieten Österreichs oder dem Angebot für Haushalte liegt. Ein Unternehmen mit einem Gasverbrauch von 100.000 kWh/a kann sich beim Wechsel vom regionalen Anbieter zum Bestbieter bis zu 3.181 Euro (im Vorjahr 2.994 Euro) ersparen, ein Unternehmen mit 400.000 kWh bis zu 11.741 Euro (Vorjahr 11.403 Euro).



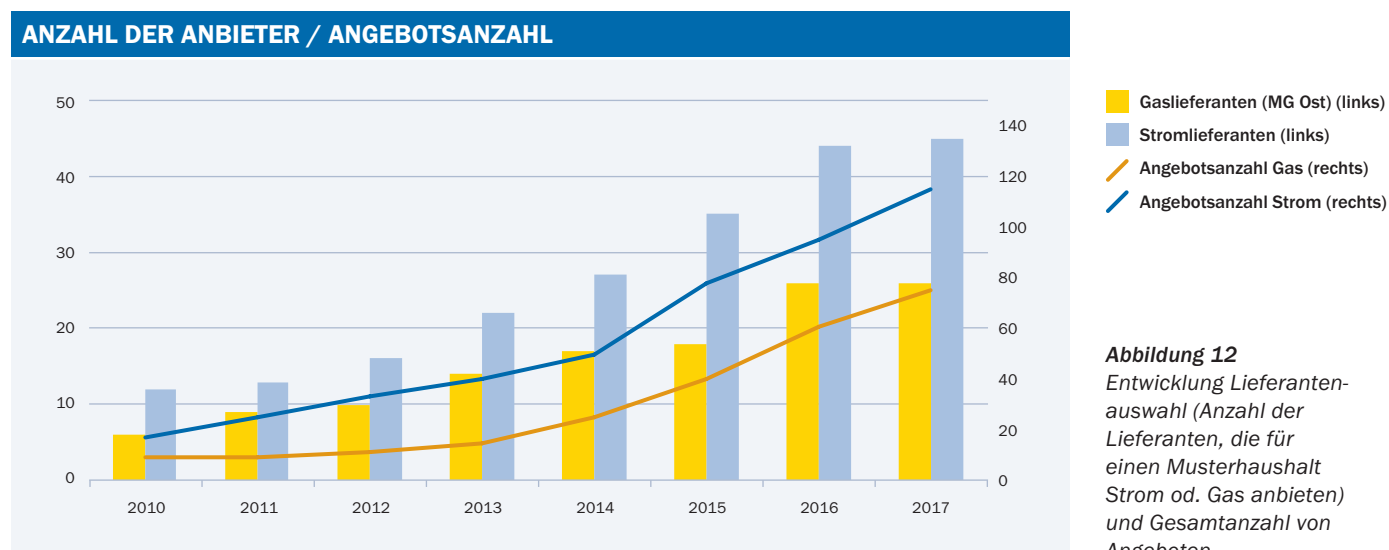
## Dynamik für Haushalte bei Strom und Gas: Neue Marktteilnehmer und Angebotsdifferenzierung bei bestehenden Anbietern.

Im Jahr 2016 sind neun neue Stromlieferanten und auch neun Gaslieferanten dazugekommen. 2017 hat Gaslieferant goldgas mit Stromlieferungen der Haushalte begonnen und envitra, davor als Stromlieferant tätig, mit Gaslieferungen. Energie Graz hat ihr Gasliefergebiet auf das ganze Marktgebiet Ost ausgeweitet und switch sowie ökostrom AG auf Tirol und Vorarlberg, sodass sie seit dem Jahr 2017 in ganz Österreich am Gasmarkt vertreten sind. Im Strommarkt hat ein weiterer Lieferant für die Haushalte seine Tätigkeit aufgenommen, das einheimische Unternehmen eFriends.

Insgesamt sind ca. 150 Stromlieferanten am Strommarkt tätig, die 4,3 Millionen Haushalte und 1,4 Millionen Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkundinnen und -kunden beliefern.

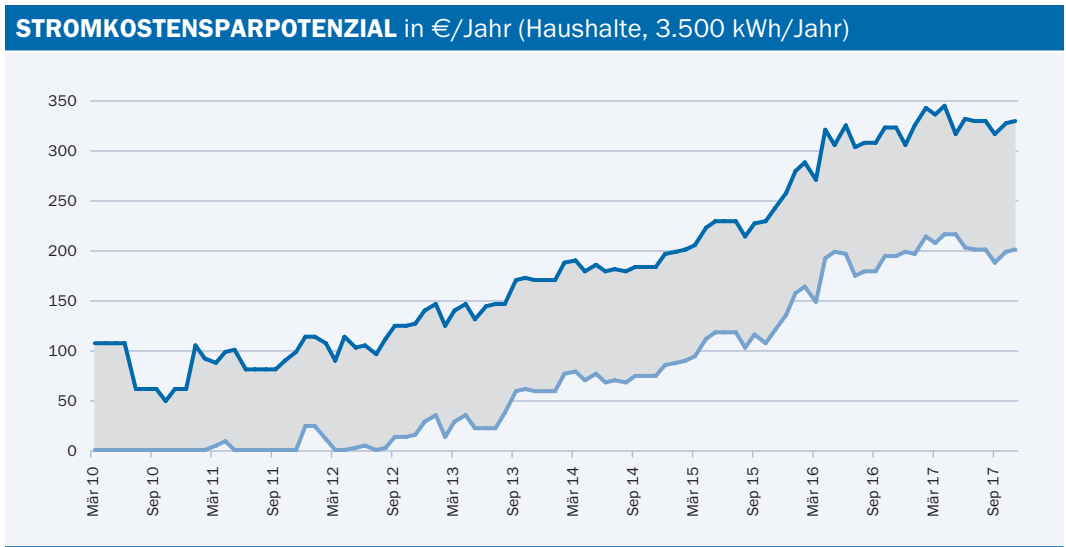
Je nach Region stehen in der Regel einem angestammten Lieferanten 25 alternative Lieferanten, gegebenenfalls fünf und mehr Tochtergesellschaften der regionalen Anbieter und bis zu 20 regionale Lieferanten, die auch österreichweit anbieten, gegenüber. In Wien beispielsweise kann ein Haushaltskunde zwischen 120 Angeboten von mehr als 50 Anbietern wählen, in Vorarlberg und Tirol ist das Angebot im Vergleich zu Wien nur geringfügig kleiner.

Insgesamt 44 Gaslieferanten, die Hälfte davon sind alternative (nicht regional angestammte) Anbieter, beliefern 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkundinnen und -kunden in Österreich mit Gas. Das Gasangebot in Tirol und Vorarlberg hat sich seit der Einführung



**Abbildung 12**  
Entwicklung Lieferantenauswahl (Anzahl der Lieferanten, die für einen Musterhaushalt Strom od. Gas anbieten) und Gesamtanzahl von Angeboten

Quelle: E-Control



**Abbildung 13**  
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer und inkl. Neukundenrabatte) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

des neuen Marktmodells und der Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 kontinuierlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit goldgas nur einen alternativen Anbieter gab, bekommen Kleinkundinnen und -kunden in Tirol inzwischen bis zu 66 Angebote von 22 unterschiedlichen Anbietern. Im Marktgebiet Ost haben Haushalte ein noch etwas breiteres Angebot mit über 80 Angeboten von 29 und mehr Anbietern (Abbildung 12).

**PRODUKTE UNTERSCHIEDEN SICH DURCH VIELE MERKMALE.**

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

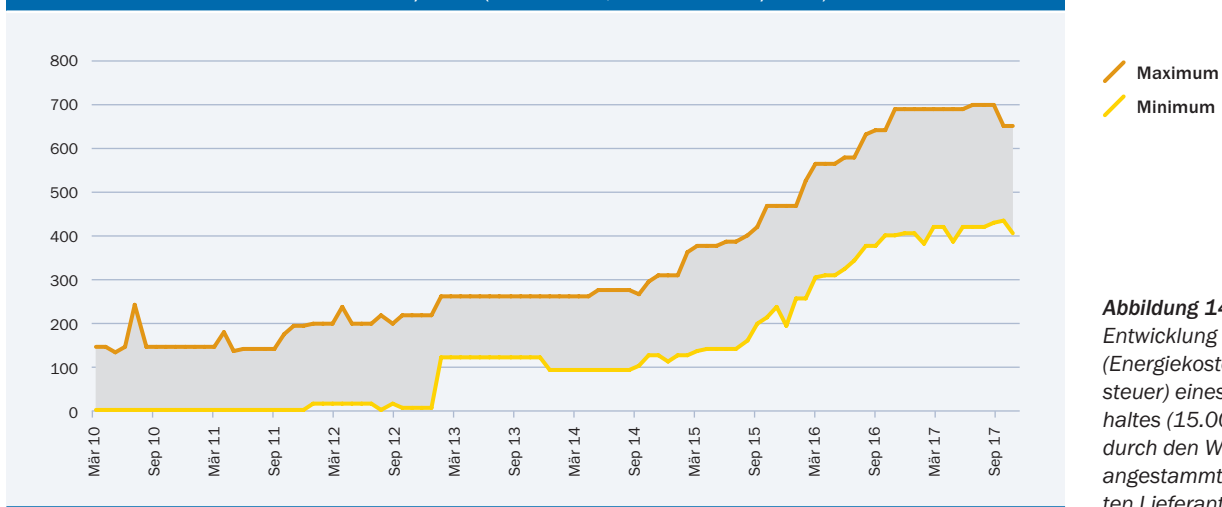
integrierte Rechnungslegung, Bindungsfristen, Zertifizierung des Stroms aus erneuerbaren Energien, wie z.B. Umweltzeichen, bis zu speziellen Dienstleistungsangeboten, wie Energieberatungen, Installation und Förderung von PV-Anlagen, spezielle Begünstigungen für Wärmepumpenbetreiber, Versicherungen u. dgl. Die Preise variieren zwischen Preisen mit bis zu 24 Monate langen Garantien und Preisen mit monatlicher Preisanpassung nach einem bestimmten Preisindex. Für Kundinnen und Kunden mit schon installiertem Smart Meter werden Produkte mit mehreren nach Zeitintervall abhängigen Preisen angeboten.

**KUNDENDYNAMIK UND EINSARPOTENZIAL IM WECHSELSPIEL.**

Kundendynamik und Einsparpotenzial korrelieren miteinander. Nachdem das Einsparpotenzial beim Wechsel<sup>4</sup> vom angestammten

<sup>4</sup> Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch und 15.000 kWh Gasverbrauch.

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



**Abbildung 14**  
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

Stromlieferanten zum Bestbieter Ende 2015 und Anfang 2016 am stärksten gestiegen ist, pendelte es danach nur seitwärts. Ein Haushaltskunde in Oberösterreich kann sich beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter inzwischen bis zu 330 EUR im Jahr inkl. Neukundenrabatte ersparen, ohne Neukundenrabatte bis zu 220 EUR, was der Ersparnis vor zwei Jahren inkl. Neukundenrabatten entspricht. Beim Gas beträgt die Ersparnis für einen Musterhaushalt in Klagenfurt bis zu 640 EUR inkl. Neukundenrabatten und somit ist sie in den ersten drei Quartalen 2017 unverändert geblieben. Für einen Haushalt in Linz beträgt sie ohne Neukundenrabatte auch unverändert 330 EUR/a (Abbildungen 13 und 14).

#### WECHSELZAHLEN IM AUFWIND.

Die Wechselraten sind im Jahr 2017 deutlich höher ausgefallen, als im Vorjahr: bei

Strom erreichten sie 4,3 Prozent und bei Gas 6,0 Prozent gegenüber 3,6 Prozent bei den Strom- und bzw. 5,1 Prozent bei den Gaskundinnen und -kunden. Mehr als 341.000 Kundinnen und Kunden haben in dieser Zeit ihren Lieferanten gewechselt, ein Plus von 19 Prozent und das höchste Ergebnis seit der Marktliberalisierung. Am häufigsten wechselten ihren Strom- und Gaslieferanten die Oberösterreicher mit Wechselraten von 6,4 Prozent bei Strom und 9,2 Prozent bei Gas (insgesamt über 78.000 Wechsler). Auf Platz zwei folgten die Kärntner mit 5,4 Prozent bei Strom und 8,6 Prozent bei Gas (22.400 Strom- und Gaswechsler). In absoluten Zahlen wechselten die Wiener ihre Lieferanten für Strom und Gas am häufigsten: von den Stromkundinnen und -kunden taten dies 76.600 und von den Gaskundinnen und -kunden mehr als 36.500.

# KUNDENSERVICE.



# E-CONTROL ALS ANLAUFSTELLE FÜR KUNDINNEN UND KUNDEN: KLAR UND LÖSUNGSORIENTIERT.

Strom- und Gaspreise objektiv vergleichen.  
Mit den Vergleichsportalen der E-Control.

Für Endverbraucherinnen und Endverbraucher führt die E-Control Preisvergleiche durch. Dafür werden je nach Verbrauchergruppe unterschiedliche Methoden und Applikationen verwendet: Tarifikalkulatoren für Haushalte und Gewerbe für Kundinnen und Kunden mit Standardlastprofil, der KMU-Energiepreischeck für Geschäftskunden mit gemessener Leistung und einem Stromverbrauch von bis zu 10 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 5 GWh und die Industriepreiserhebung für Kundinnen und Kunden mit einem höheren Verbrauch.

## **MASSGESCHNEIDERT FÜR KONSUMENTINNEN UND KONSUMENTEN: DER TARIFKALKULATOR FÜR HAUSHALTE.**

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

Insgesamt 150 Strom- und 44 Gasanbieter für Haushalte und Gewerbe waren Ende 2017 im Tarifikalkulator registriert. Ungefähr bis zu 2.000 aktive Produkte befinden sich in der Datenbank des Tarifikalkulators.

## **SPAREN LEICHT GEMACHT: DER TARIFKALKULATOR FÜR DAS GEWERBE.**

Gewerbebetriebe mit einem Standardlastprofil können im Tarifikalkulator-Gewerbe Angebotsvergleiche und Ersparnisberechnungen durchführen und schließlich den Bestbieter

finden. Über 20.000 Unternehmen haben dieses Angebot genutzt, um Preisvergleiche durchzuführen.

## **AUF DIE TRANSPARENZ KOMMT ES AN: TARIFKALKULATOR NEU.**

Im Oktober 2017 erfolgte ein vollständiger Relaunch der Applikation Tarifikalkulator. Dabei wurde erstmals seit der Inbetriebnahme des Tarifikalkulators im Herbst 2001 das gesamte System, bestehend aus zwei Endverbraucher Web-Applikationen (Tarifikalkulator für Haushalte und Gewerbetarifikalkulator), der Administrationsapplikation für die zur Dateneinpfege verpflichteten Lieferanten, der Administrationsapplikation für die E-Control sowie der Datenbank und der Businesslogik, vollständig neu entwickelt.

Die wichtigsten Neuerungen im Überblick:

- > Photovoltaik-Überschusseinspeisung kann in den Preisvergleich aufgenommen werden.
- > Smart Meter Lastprofile und Produkte können zur Anwendung kommen.
- > Responsives Design, damit mobil optimal nutzbar
- > Preisvergleich auch über Zeitraum von 2 und 3 Jahren möglich
- > Preisverlauf bei Produktdetails und Produktvergleichen
- > Neue Filter: „Strom aus Österreich“ und „Rabatte in Sach-/Dienstleistungen“
- > Auswahl an Darstellungsmöglichkeiten: Cent/kWh (Brutto) und Energiepreis-Komponenten
- > Abfrage-Speicherung und automatische Benachrichtigungen

- > Erweiterung der Ergebnisliste durch Auswahl von Spezialangeboten und Sonderkonditionen

#### **KUNDEN INFORMIEREN KUNDEN: KMU-ENERGIEPREIS-CHECK.**

Das KMU- Energiepreis-Check Tool funktioniert nach dem Prinzip „Kunden informieren Kun-

den“ und ist anwendbar für Unternehmen mit Leistungsmessung und einem Stromverbrauch zwischen 100.000 kWh/a und 5 GWh/a und/ oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/a und 10 GWh/a. Die Einträge stammen bis zu 80% von Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von bis zu 1,2 GWh bzw. einem Gasbedarf von bis zu 3 GWh.

## Immer nah am Kunden: Die E-Control-Onlineaktivitäten.

#### **WEBPORTAL UND ONLINE-TOOLS DER E-CONTROL.**

Insgesamt verzeichnete die Website im Jahr 2017 rund 900.000 Besuche, was erneut in etwa dem Wert aus dem Vorjahr entspricht. Der Tarifkalkulator ist dabei nach wie vor die wichtigste Online-Applikation auf der Website der E-Control. Die Besuchszahlen des Tarifkalkulators sind, insbesondere aufgrund des Relaunches Ende Oktober des Jahres und die damit verbundene, vermehrte mediale Aufmerksamkeit, in Summe von rund 360.000 im Vorjahr auf gute 400.000 um etwa 10% gestiegen.

Der ebenfalls im Oktober des Jahres erneuerte Gewerbe-Tarifkalkulator, der auch kleinen und mittleren Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gasstarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, wurde 2017 deutlich häufiger besucht als im Vorjahr. Verzeichnete die Applikation 2016 noch rund 17.000 Aufrufe, so waren es 2017 knapp 30.000 und damit über 75% mehr. Der für größere KMU entwickelte KMU-Energiepreis-Check,

mit dem Strom- und Gaskunden, die ihre Preise mit den Lieferanten frei verhandeln, ihre branchenspezifischen Preise untereinander vergleichen können, wurde deutlich weniger als im Vorjahr, nämlich anstatt rund 18.000 Mal nur noch etwa 10.000 Mal besucht.

#### ***Der Spritpreisrechner: Hoch im Kurs.***

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 3,5 Millionen Mal Autofahrer unter [www.spritpreisrechner.at](http://www.spritpreisrechner.at) bzw. [mobile.spritpreisrechner.at](http://mobile.spritpreisrechner.at) die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Der Spritpreisrechner wird nach sechs Jahren erfolgreichem Einsatz im ersten Halbjahr 2018 technisch einer Runderneuerung unterzogen, unter anderem auch, um den Einsatz auf mobilen Geräten weiter zu verbessern. Als Neuerung wird zudem ein dynamisches Strom-Ladestellenverzeichnis in die bestehende Applikation integriert.

## Posten, liken, kommentieren: Die sozialen Plattformen weiterhin im Aufwind.

### **FRAG.E-CONTROL.AT: DIE E-CONTROL HAT DIE ANTWORT.**

Die im Frühjahr 2015 gestartete Plattform [frag.e-control.at](http://frag.e-control.at), auf der Besucherinnen und Besucher ihre Fragen rund um die Themen Strom, Gas, Öko-Energie etc. in Form einer offenen Frage-Antwort-Story-Wall stellen können, wurde auch 2017 häufig genutzt. Rund 50.000 Mal wurden die öffentlichen, individuellen Auskünfte der E-Control dort aufgerufen. Rund 300, teils aktuelle, teils allgemein gültige Fragen von Konsumentinnen und Konsumenten wurden dabei kurz und verständlich beantwortet. Über 80% der Anfragen können von den Expertinnen und Experten der E-Control innerhalb eines Arbeitstages beantwortet werden. Die drei häufigsten Themenkomplexe waren auf diesem Informationskanal der Lieferantenwechsel, Ökostrom und Preisvergleiche im Tarifikalkulator.

### **FACEBOOK UND TWITTER: VON USERN GERNE GENUTZT.**

Bereits seit 2010 ist die E-Control auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen, Facebook und Twitter, präsent. Diese wurden auch 2017 weiter ausgebaut und über diese Kanäle umfassend Information verbreitet.

Die Zahl der per „gefällt mir“ mit der E-Control verbundenen Facebook-Nutzerinnen und -nutzer hat sich erneut von rund 12.000 auf rund 17.000 um knapp die Hälfte erhöht. Auch die Reichweite konnte gesteigert werden. Je nach Thema erreichen einzelne Postings der E-Control durchschnittlich rund 6.000 bis 7.000 Nutzerinnen und 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 1.000 „Follower“ nutzen den E-Control Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle, vorwiegend sind dies branchenverwandte Nutzerinnen und Nutzer, Medienvertreter und engagierte Privatpersonen.

## Endkundenberatung der E-Control: Information im Zentrum.

Die E-Control informiert und berät Konsumentinnen und Konsumenten aktiv zu den verschiedensten Themen rund um den Strom- und Gasmarkt. Dabei können inte-

ressierte Personen ihre Fragen über unterschiedliche Kanäle einbringen. Vor Ort trifft man die Expertinnen und Experten der E-Control beispielsweise auf Messen oder

im Zuge der Beratungsinitiative in Gemeinden. Die Energie-Hotline der E-Control steht zu ihren Öffnungszeiten für telefonische Anfragen bereit. Schriftlich können die Konsu-

mentinnen und Konsumenten ihre Anliegen per E-Mail, E-Control-Webformular oder über die „Frag‘ doch die E-Control“-Onlineplattform einbringen.

## Beratung in der Gemeinde: Die E-Control-Services am Wohnort.

Seit 2012 bietet die E-Control Beratungstermine für Gemeinden in ganz Österreich an. Im Rahmen von Vorträgen oder Einzelgesprächen werden Informationen geteilt und Fragen der Bürgerinnen und Bürger beantwortet. Das E-Control-Beratungsteam hat dadurch die Möglichkeit, aus erster Hand zu erfahren, was gerade am Markt passiert, und kann so gezielt neue Themen aufgreifen.

Im Jahr 2017 wurde ein regionaler Schwerpunkt auf das Bundesland Oberösterreich gelegt. Zwanzig Gemeinden nahmen an der Beratungsinitiative teil, in zwölf dieser Gemeinden wurde eine Abendveranstaltung mit Vortrag organisiert.

Zusätzlich folgte die E-Control der Einladung eines Maschinenbauunternehmens, am Mitarbeitertag mit einem Beratungsstand vertreten zu sein und für die Belegschaft am Standort Niederösterreich Frage und Antwort zu stehen.

Die GB\*21 (Gebietsbetreuung Floridsdorf der Magistratsabteilung 25 der Stadt Wien) lud die E-Control außerdem zu einem Vortrag über das Thema „Energiekosten sparen“ ein, der in der Volkshochschule Floridsdorf abgehalten wurde.

Bei diesen Beratungen werden vor allem Fragen rund um den Lieferantenwechsel und die Verwendung des Tarifikalkulators gestellt. Viele Konsumentinnen und Konsumenten sind zwar bereits einigermaßen gut informiert, holen sich aber bei diesen Gesprächen noch einmal eine letzte Bestätigung, bevor sie eine Aktivität setzen. Im Zuge der Beratungen werden außerdem Fragen zur Rechnung geklärt und natürlich spielt vor allem in ländlicheren Gegenden das Thema Neuanschluss und Selbsterzeugung eine große Rolle. In vielen Fällen nutzen auch die Gemeinden selbst das Angebot der E-Control und informieren sich über ihre Möglichkeiten zur Kostenoptimierung am Strom- und Gasmarkt.

## Energiearmut in Österreich: Die E-Control informiert über leistbare Energie.

**DEN URSACHEN AUF DEN GRUND GEHEN.** Anfang des Jahres 2017 stellte die E-Control gemeinsam mit der Statistik Austria eine Stu-

die zum Thema „Haushaltsenergie und Einkommen mit besonderem Fokus auf Energiearmut“ vor. Im Auftrag der E-Control führte die



Statistik Austria dabei erstmals Einkommensdaten aus Verwaltungsdaten sowie aus EU SILC den Daten des Mikrozensus zum Energieeinsatz der Haushalte zusammen. Dabei konnten wichtige Erkenntnisse zu Fragen der Leistbarkeit von Energie und Energiearmut gewonnen werden.

#### **EFFEKTIVE MASSNAHMEN GEGEN ENERGIEARMUT.**

Gleichzeitig wurde eine Informationsoffensive durch die E-Control gestartet, um die Möglichkeit der teilweisen Befreiung von den Ökostromkosten bekannter zu machen. Zudem wurde erstmals seit Erlassung der Befreiungsverordnung Ökostrom eine Anpassung der Abgeltung der Leistungen der GIS Gebüh-

ren Info Service GmbH, die die Abwicklung der Befreiungen durchführt, vorgenommen.

Schließlich wurde im Zuge des Monitorings von endkundenrelevanten Daten die Maßnahmen zum Schutz der Kundinnen und Kunden gemäß § 28 E-ControlG erhoben und analysiert sowie mit der Task-Force Konsumentinnen und Konsumenten erörtert.

Im Jahr 2017 fanden drei Sitzungen der Task-Force Konsumenten statt, die gem. § 28 E-ControlG als Beratungsgremium in konsumentenschutzrechtlichen Fragestellungen und bei der Erstellung des Berichts über die Maßnahmen zum Schutz der Kundinnen und Kunden fungiert.

## **Immer erreichbar: Energie-Hotline und weitere Kontaktmöglichkeiten der E-Control.**

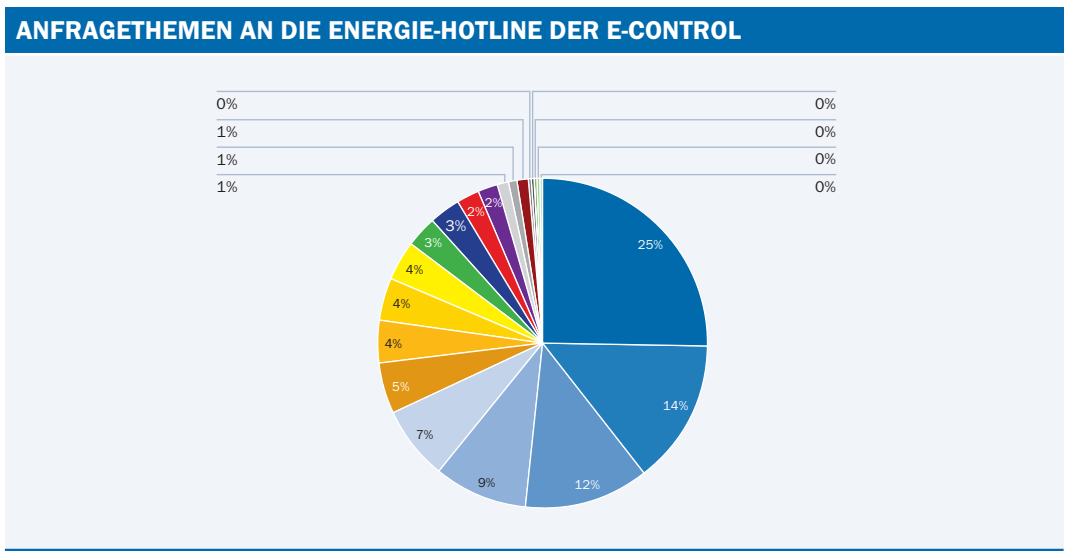
Als zentrale Erstanlaufstelle für Konsumentinnen und Konsumenten bietet die E-Control zahlreiche Kontaktmöglichkeiten an. Bereits 2001 wurde eine eigene Energie-Hotline eingerichtet. Ein gut ausgebildetes Kernteam bearbeitet telefonische Anfragen und ist von montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Außerhalb dieser Öffnungszeiten können Nachrichten auf einem Anrufbeantworter hinterlassen werden und die Bearbeitung erfolgt am darauffolgenden Arbeitstag. Schriftliche Anfragen können per E-Mail, Brief, Fax, Webformular, über die „Frag‘ doch die E-Control“-Onlineplattform oder die Socia-Media-Kanäle (Facebook, Twitter) eingebracht werden. Neben dem Service-Kernteam stehen auch die Exper-

tinnen und Experten der Fachabteilungen für schriftliche und telefonische Rückfragen und spezifischere Auskünfte zur Verfügung.

#### **BERATUNG WIRD GERNE ANGENOMMEN.**

Im Jahr 2017 wurden rund 6.000 Anrufe von der Energie-Hotline entgegengenommen und bearbeitet. Außerdem wurden 1.300 Anfragen schriftlich an die E-Control gerichtet. Standardthemen in der Anfragenbeantwortung bleiben der Lieferantenwechsel, Fragen zum Tarifikalkulator oder zur Kontrolle der Bestandteile der Rechnung. Die deutlich vielfältigere Marktlandschaft, mit neuen Vertriebskanälen und Produktdifferenzierungen (z.B. durch die Rabattgestaltung), wirft auch neue Fragen auf. Viele Menschen wenden

- Lieferantenwechsel
- Tarifikalkulator
- Rechnung
- Sonstige Anfragen/  
Beschwerden
- Neuanmeldung/  
Abmeldung
- Energiepreise
- Netztarife
- Spritpreisrechner
- Care Energy
- Ökostrom
- Sonstige Anfragen
- Zähler, Eichung
- Netzanschluss
- Andere Energieträger
- Zahlungsschwierigkeiten
- Steuern/Abgaben
- VKI-Aktion
- Dienstleistungsqualität
- E-Mobilität
- Energiespar-Check
- Ökostromdeckelung



Quelle: E-Control

**Abbildung 15**  
Anfragethemen an die  
Energie-Hotline der E-Control

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 Energie-Hotline-Team gerne an.

**Rasche Informationen und Hilfestellungen.**

Durch die Bearbeitung und Analyse der an die E-Control als Erstanlaufstelle gerichteten

Anfragen können neue Trends rasch erkannt und etwaige Missstände aufgedeckt werden. Hier arbeitet das Kernteam der Energie-Hotline eng mit der Schlichtungsstelle der E-Control zusammen. So wird gewährleistet, dass die Konsumentinnen und Konsumenten rasch Informationen und Hilfestellung erhalten. In Abbildung 15 befindet sich eine Übersicht aller kategorisierten Anfragethemen.

**Die E-Control auf Messen: Immer einen Besuch wert.**

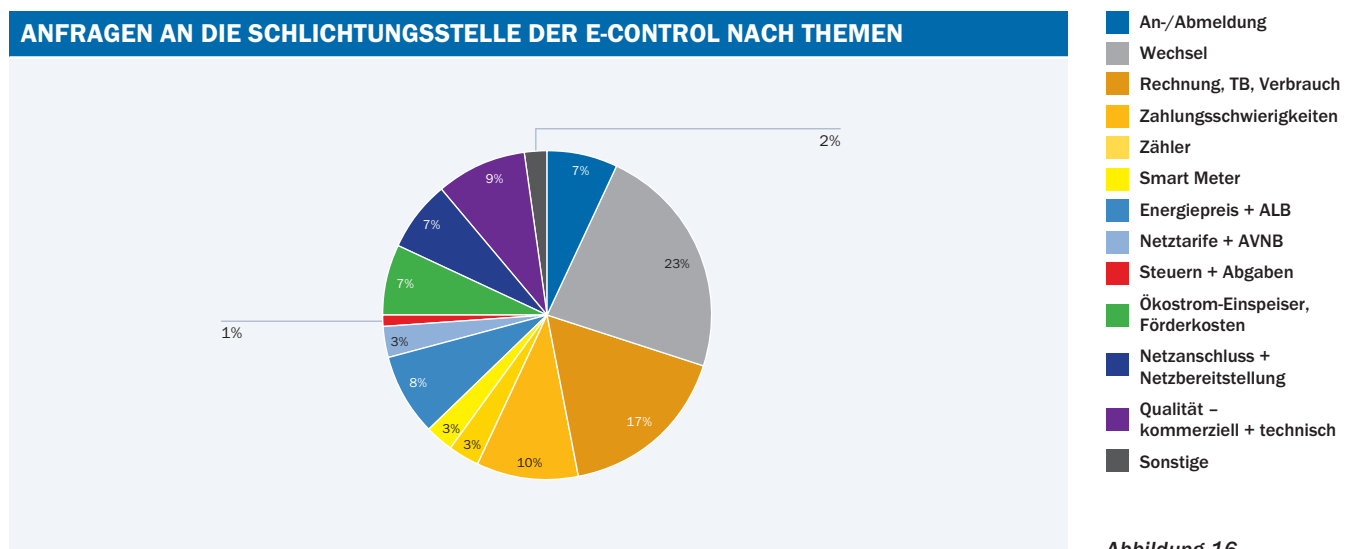
Auch im Jahr 2017 waren die Expertinnen und Experten der E-Control auf verschiedenen energiespezifischen Messen in Österreich beratend tätig. Insgesamt war die E-Control

2016 auf sieben verschiedenen Messen mit einem eigenen Stand vertreten. Dabei wurden mehr als 800 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferan-

tenwechsel, Tarifikalculatorabfragen, Einsparmöglichkeiten bei Energie sowie Anfragen zu Ökoenergie. Erstmals hat die E-Control auch an einer Messe- und Kongressveranstaltung

für Schülerinnen und Schüler ab 16 Jahren teilgenommen, der von mehr als 6.000 Jugendlichen besucht wurde.

## Hier wird geholfen: Die Schlichtungsstelle der E-Control.



Quelle: E-Control

Auch 2017 war die Auskunft- und Schlichtungstätigkeit der Schlichtungsstelle bei Konsumentinnen und Konsumenten wieder sehr gefragt, wenn es um die Themen Strom und Erdgas geht. Es wurden rund 640 Schlichtungsverfahren geführt und rund 850 Anfragen in schriftlicher Form beantwortet. Darüber hinaus konnten mehr als 1.000 Kundenanliegen telefonisch geklärt werden.

Einen Überblick über die Themen, mit denen sich die österreichischen Netz- und Energiekunden an die Schlichtungsstelle wenden, zeigt die Abbildung 16. Detaillierte Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle werden in einem eigenen Bericht veröffentlicht. Dieser ist auf der Homepage der E-Control unter [www.e-control.at/publikationen](http://www.e-control.at/publikationen) zu finden.

**Abbildung 16**  
Anfragen an die Schlichtungsstelle der E-Control im Jahr 2017 nach Themen

# STROMMARKT.



# ANREIZREGULIERUNG IN ÖSTERREICH: EIN SYSTEM, DAS SICH BEZAHLT MACHT.

## Die Regulierung der Stromnetze: Kostenermittlung und Tarifierung im Jahr 2017.

Die E-Control hat jährlich die Kosten, die Ziel- bzw. Effizienzsteigerungsvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern gem. § 48 EIWOG 2010 per Bescheid festzustellen. Dabei gibt es unterschiedliche Regulierungsmechanismen: 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 gem. § 50 Abs. 6 EIWOG 2010 eingebracht, weshalb sich die Anzahl der innerhalb der Anreizregulierung befindlichen Netzbetreiber mittlerweile auf 60 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 2017 per Bescheid festgestellte Kosten- und Mengengerüst der einzelnen Netzbetreiber bildete die Basis für die Ermittlung der Entgelte 2018, welche in weiterer Folge mit Beginn des darauffolgenden Jahres in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) verlaubar wird (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 per 1. Jänner 2018).

### **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.

Bei der Entwicklung der Netzentgelte zeigen sich für das Jahr 2018 signifikante Veränderungen. Der Grund hierfür ist ein deutlicher Anstieg der erwarteten Kosten zur Vermeidung von Engpässen gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010. Da diese Kosten im Bereich des Regelzonenführers für Ostösterreich anfallen, kommt aufgrund der Ergebnisse der Wälzung der Netzkosten nach § 62 Abs. 3. EIWOG 2010 zu einer deutlich stärkeren prozentuellen Belastung der höheren Netzebenen, wobei die Auswirkungen in den einzelnen Netzgebieten unterschiedlich ausfallen. Da die Netzbereiche Tirol, Vorarlberg, Innsbruck und Kleinwalsertal anderen Regelzonen angehören, sind diese Netzbereiche von der Entgelterhöhung nicht betroffen. Zum gro-

## ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2018

Gewichtet nach Mengen 2011

Entgelt-anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2016		Anpassung 2017		Anpassung 2018			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	in % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>
Ebene 3	-6,62	-12,7	-3,24	-6,2	-2,04	-3,9	2,88	5,5	0,44	0,8	9,30	17,9	21,4	0,71	1,4
Ebene 4	-6,17	-10,7	-1,10	-1,9	-1,50	-2,6	3,52	11,2	-0,38	-0,7	8,07	14,0	15,5	2,43	4,2
Ebene 5	-59,93	-19,6	-9,47	-3,1	-7,82	-2,6	11,46	3,7	-2,59	-0,8	25,21	8,2	10,6	-43,14	-14,1
Ebene 6	-27,40	-13,5	-3,88	-1,9	-4,00	-2,0	8,41	4,1	0,34	0,2	8,30	4,1	4,7	-18,24	-9,0
Ebene 7 – gemessen	-56,71	-19,8	-13,90	-4,9	-11,90	-4,2	5,87	2,1	-2,16	-0,8	6,29	2,2	3,0	-72,52	-25,4
Ebene 7 – nicht gemessen	-308,50	-24,0	-38,80	-3,0	-27,27	-2,1	30,44	2,4	3,39	0,3	33,61	2,6	3,6	-307,13	-23,9
Ebene 7 – unterbrechbar	-7,94	-12,7	-0,53	-0,9	-1,24	-2,0	1,55	2,5	0,55	0,9	2,19	3,5	4,0	-5,43	-8,7
	<b>-473,3</b>	<b>-21,00</b>	<b>-70,9</b>	<b>-3,15</b>	<b>-55,8</b>	<b>-2,47</b>	<b>64,1</b>	<b>2,85</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,02</b>	<b>93,0</b>	<b>4,12</b>	<b>5,41</b>	<b>-443,3</b>	<b>-19,67</b>

Entgelt-anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2016		Anpassung 2017		Anpassung 2018			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>	in % <sup>2)</sup>	Mio. EUR	in % <sup>1)</sup>
Burgenland	-32,3	-33,5	-6,0	-6,3	-4,1	-4,2	2,6	2,7	1,3	1,4	4,5	4,7	7,8	-34,0	-35,3
Kärnten	-16,5	-12,7	1,8	1,4	11,6	8,9	5,4	4,1	-0,5	-0,4	8,0	6,2	6,1	9,9	7,6
Klagenfurt	-3,6	-15,2	0,8	3,3	-0,3	-1,5	2,7	11,6	-0,3	-1,2	2,5	10,4	10,7	1,8	7,4
Niederösterreich	-50,6	-16,9	-3,4	-1,1	-5,8	-1,9	-3,5	-1,2	21,3	7,1	5,8	1,9	2,3	-36,2	-12,1
Oberösterreich	-58,6	-19,5	-16,9	-5,6	-14,9	-5,0	-4,3	-1,4	10,1	3,4	23,2	7,7	10,8	-61,5	-20,5
Linz	-18,1	-19,5	-7,6	-8,2	-3,2	-3,5	-7,4	-8,0	0,1	0,2	1,4	1,5	2,4	-34,8	-37,6
Salzburg	-50,0	-27,6	-13,2	-7,3	-11,1	-6,1	1,2	0,7	-4,8	-2,6	4,5	2,5	4,4	-73,3	-40,5
Steiermark	-107,7	-28,6	-24,0	-6,4	-23,4	-6,2	21,3	5,7	1,1	0,3	17,9	4,7	7,3	-114,8	-30,5
Graz	-14,6	-29,9	-3,1	-6,3	-0,6	-1,3	-1,7	-3,4	-0,9	-1,7	3,1	6,4	11,1	-17,7	-36,2
Tirol	-27,2	-14,7	-3,4	-1,9	0,1	0,0	4,8	2,6	-1,3	-0,7	1,0	0,5	0,6	-26,0	-14,1
Innsbruck	-3,3	-10,4	1,4	4,5	-0,3	-0,9	4,2	13,3	-0,7	-2,3	0,7	2,3	2,2	2,0	6,5
Vorarlberg	-9,3	-11,2	2,0	2,4	-2,0	-2,4	-1,6	-1,9	-5,3	-6,5	-3,0	-3,7	-4,5	-19,2	-23,3
Wien	-81,5	-20,1	0,6	0,2	-2,0	-0,5	40,1	9,9	-20,8	-5,1	22,9	5,7	6,7	-40,5	-10,0
Kleinwalsertal	-0,1	-6,4	0,0	-1,9	0,3	14,9	0,4	20,2	0,0	1,2	0,5	23,6	18,5	1,1	51,5
	<b>-473,3</b>	<b>-21,00</b>	<b>-70,9</b>	<b>-3,15</b>	<b>-55,8</b>	<b>-2,47</b>	<b>64,1</b>	<b>2,85</b>	<b>-0,4</b>	<b>-0,02</b>	<b>93,0</b>	<b>4,12</b>	<b>5,41</b>	<b>-443,3</b>	<b>-19,67</b>

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 17

Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2018

Quelle: E-Control

ßen Teil sind diese Effekte nicht auf eine Erhöhung der Kosten der Verteilernetzbetreiber zurückzuführen. Deren Kosten entwickelten sich grundsätzlich stabil, da diese letztmalig der mit dieser Verordnung auslaufenden dritten Regulierungsperiode klaren Kostenvorgaben unterliegen.

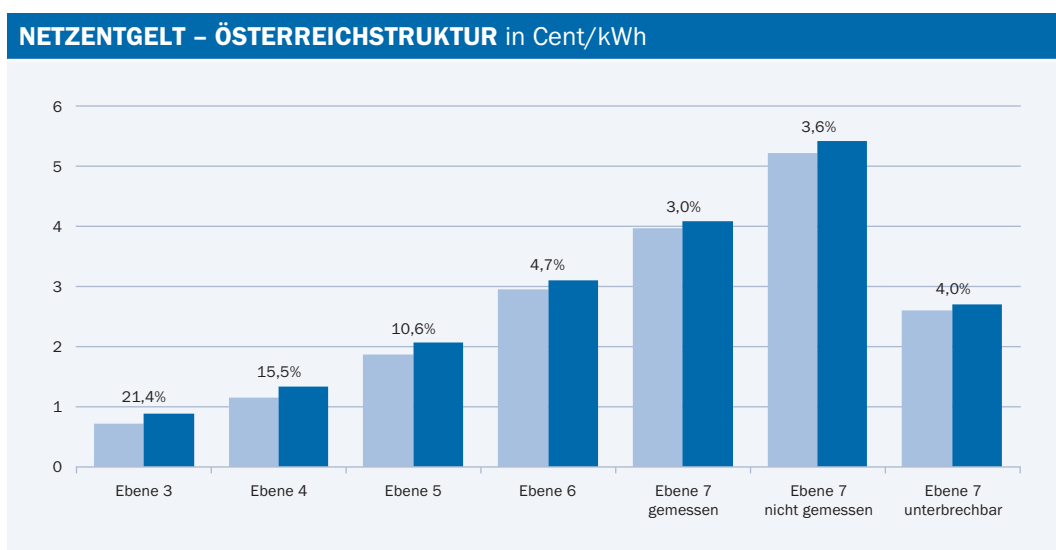
Auf der Netzebene 7 kommt es in den Netzbereichen Graz und Klagenfurt zu stärkeren Erhöhungen, da die beiden Netzbereiche entweder über keine Netzebene 3 und 4 verfügen bzw. keine wesentlichen Abgabemengen in diesen Ebenen haben. Die entsprechende Kostenbelastung wälzt sich daher auch spürbar auf die Netzebene 7 durch. Trotz dieser Erhöhung liegen die Entgelte aber jeweils noch deutlich unter den Werten des jeweils vorgelagerten Netzbereichs (Steiermark bzw. Kärnten).

In Summe ergibt sich gegenüber dem Vorjahr eine um rd. 5,41% höhere Kostenbelastung

durch Netzentgelte im Jahr 2018 bei gleichem Verbrauchsverhalten der Kundinnen und Kunden. Trotz dieser Erhöhung liegen die Entgelte des Jahres 2018 um durchschnittlich rund 20% unter jenen aus 2001 vor der Liberalisierung und dem Tätigwerden der E-Control. Die Entgelte der Netzebenen 3 und 4 liegen mit dieser Entgeltanpassung erstmals über den Entgelten von 2001. Ergänzend ist hierbei aber darauf hinzuweisen, dass diese Entgeltveränderungen auf nominellen Werten beruht.

**Entgeltentlastungen sind nicht in Sicht.**

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



■ SNE-VO Stand: 01.01.2017  
 ■ SNE-VO Stand: 01.01.2018

**Abbildung 18**  
 Netzentgeltentwicklung  
 Österreichstruktur

Quelle: E-Control

## Im Fokus: Netzdienstleistungsqualität Strom als Standard.

Gemäß § 19 Abs. 1 EIWOG 2010 hat die E-Control Standards für Netzbetreiber bezüglich der Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen und Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen.

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

- > Versorgungszuverlässigkeit
- > Spannungsqualität
- > Kommerzielle Qualität

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

te Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2015 für Österreich bei 37,40 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 15,22 Minuten und 22,19 Minuten.<sup>5</sup>

### **ALLES UNTER KONTROLLE.**

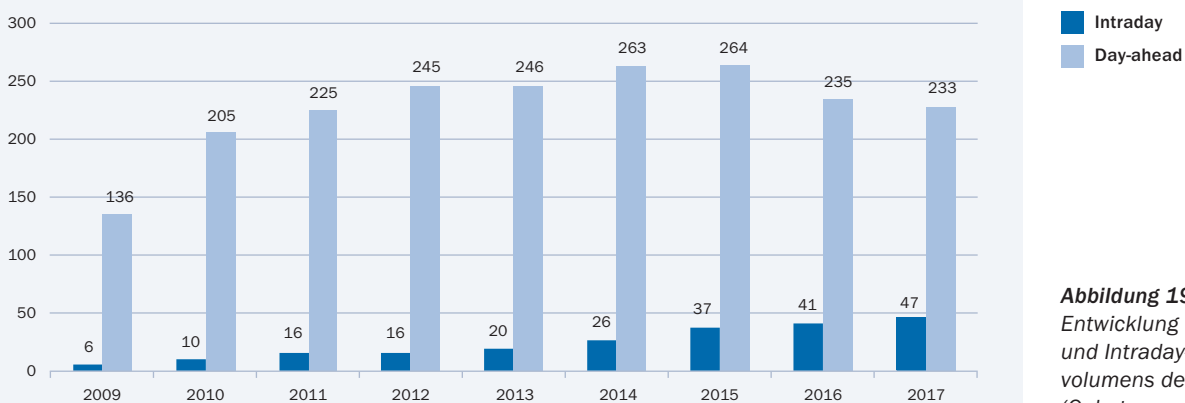
Gemäß § 8 END-VO 2012-Novelle 2013 hat der Verteilernetzbetreiber für jeden Netzbenutzer in seinem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen und durch Messungen nachzuweisen. Um den Verteilernetzbetreibern die Einführung der Messung der Spannungsqualität 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. Gemäß § 16 Abs. 3 Z 2 END-VO 2012-Novelle 2013 haben Messungen in 10% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2014 zu erfolgen, in 50% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2016 und in 100% der Umspannwerke ab 1. Jänner 2020. Die jeweilige Auswahl der Messstellen ist mit der E-Control abzustimmen.

<sup>5</sup> Vgl. <https://www.e-control.at/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/stoerungsstatistik>



Liquidität der Handelsplätze ist stabil.

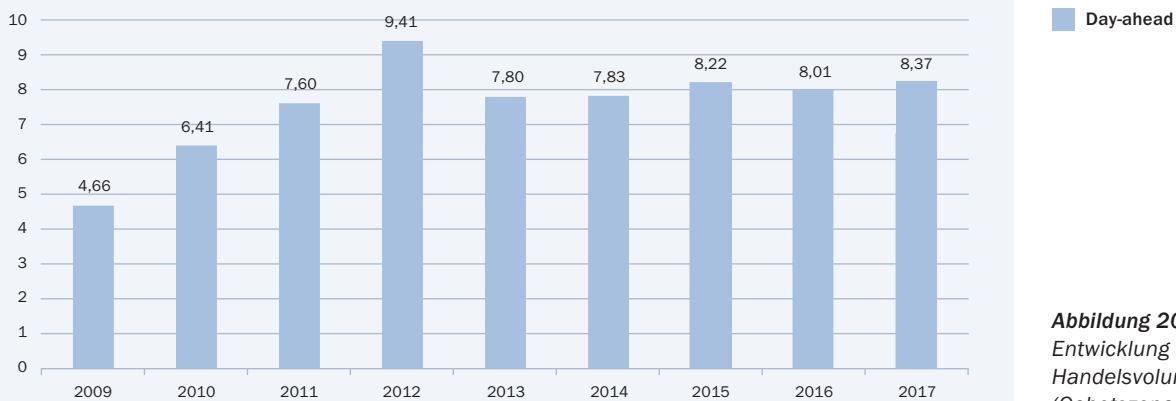
### DAY-AHEAD UND INTRADAY-HANDELSVOLUMEN EPEX SPOT SE IN DEUTSCHLAND/ÖSTERREICH/LUXEMBURG in TWh



**Abbildung 19**  
Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)

Quelle: EPEX Spot SE

### DAY-AHEAD-HANDELSVOLUMEN EXAA IN DEUTSCHLAND/ÖSTERREICH/LUXEMBURG in TWh



**Abbildung 20**  
Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA (Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg)

Quelle: EXAA

Das Handelsvolumen der Strombörse EPEX Spot SE ist aufgrund von Rückgängen im Day-ahead-Bereich insgesamt etwas rückläufig. Der Intraday-Handel verzeichnet jedoch weiterhin ausgeprägte Steigerungsraten. Die

Entwicklung des Handelsvolumens der EXAA wies in den vergangenen fünf Jahren nur moderate Schwankungen auf und scheint sich auf einem Niveau von etwa 8 TWh stabilisiert zu haben.

## Stromlieferanten: Aussagekräftige Daten dank Monitoring.

### **HOHE EINSPARUNGEN DURCH LIEFERANTENWECHSEL.**

Eine Aufgabe der E-Control ist es, die wirtschaftliche Entwicklung der Stromlieferanten zu beobachten. Die Analyse der eingegangenen Monitoringdaten hat Folgendes ergeben: Haushaltskundinnen und -kunden der Lieferanten in Österreich ersparten sich im Jahr 2016 nur durch Strom-Lieferantenwechsel bis zu 9 Millionen Euro bei den reinen Energiekosten ohne Netznutzungsentgelte (herangezogen wurde der reine Energiepreis einschließlich aller Abgaben, Steuern und sonstiger staatlich verursachter Belastungen, die auf der Rechnung nicht getrennt ausgewiesen werden). Die tatsächliche Einsparung durch Lieferantenwechsel ist höher, da auf die Nettogesamtkosten der Energie, des Netzes, der Abgaben und Förderkosten die Umsatzsteuer berechnet wird. Lieferantenwechsel bei Umzügen sind davon nicht erfasst, da diese als Neuanmeldungen eingestuft werden und eine entsprechende Ersparnisrechnung nicht möglich war.

### **INSOLVENZ CARE-ENERGY AG. DURCHGÄNGIGE VERSORGUNG WAR GEWÄHRLEISTET.**

Im Jahr 2017 wurde über das Vermögen eines Stromlieferanten (im konkreten Fall

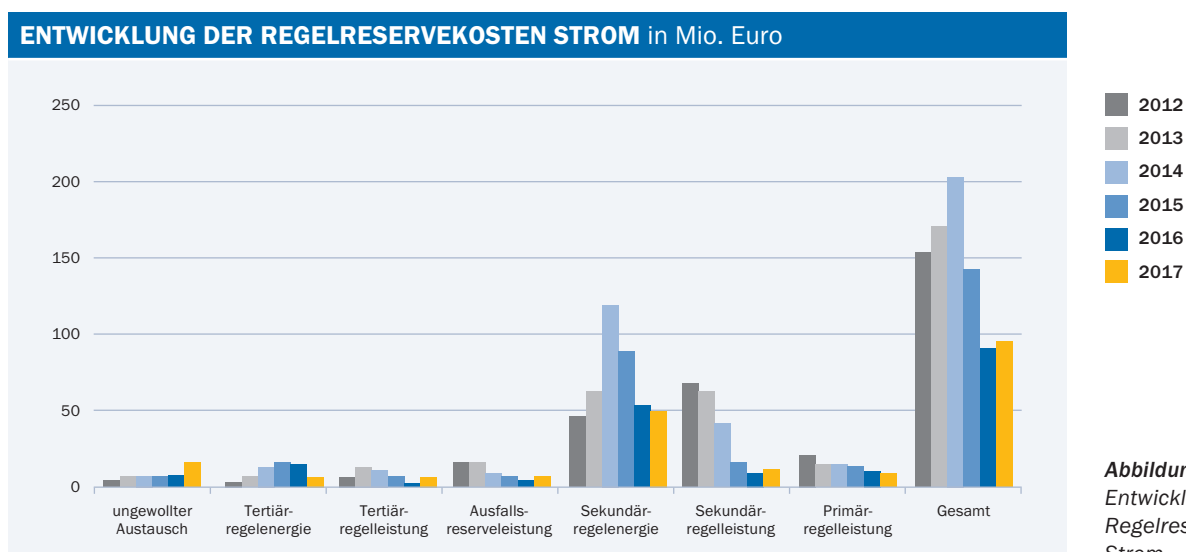
Care-Energy AG) das Insolvenzverfahren eröffnet. Die E-Control hatte erstmals das Verfahren zur Ersatzversorgung gem § 77a EIWOG anzuwenden, wonach alle Zählpunkte, die von dem insolventen Lieferanten versorgt wurden, einem Ersatzversorger mittels Losentscheid zugeordnet werden. Dementsprechend wurde nach Mitteilung des Bilanzgruppenkoordinators über die Auflösung des Vertrages mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen seitens der E-Control erhoben, wie viele Zählpunkte betroffen sind. Die E-Control hatte mittels Losentscheid für jeden der betroffenen Netzbereiche einen Ersatzversorger zu bestimmen, der die Kundinnen und Kunden zu den gesetzlich vorgegebenen Bedingungen. Die Verlosung wurde unter allen Lieferanten vorgenommen, die im jeweiligen Netzbereich Kundinnen und Kunden versorgen. Dem ausgelosten Ersatzversorger stand es frei, die Versorgung aller Kundinnen und Kunden in einem Netzbereich anzunehmen oder auch nicht, sodass insgesamt zwei Verlosungen vorzunehmen waren. Schlussendlich konnte für jeden Netzbereich ein Ersatzversorger bestimmt werden, sodass die durchgängige Versorgung mit Energie gewährleistet war.

## Regelreservemarkt: Nationale Initiativen, internationale 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 2017 hat, wie schon in den Jahren davor, das Angebot an Regelreserve zugenommen, auch durch Bildung von Pools durch mehrere Anlagen.

### **KOSTENSENKUNG DANK KOOPERATIONEN.**

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. Diese Kooperation hat in den Zeiten ohne Netzrestriktionen signifikante Kosteneinsparungen sowie sehr wertvolle Erfahrung für die weitere europäische Integration geliefert. Im nächsten Schritt wird zur weiteren



**Abbildung 21**  
Entwicklung der  
Regelreservekosten  
Strom

Quellen: 2015 und 2016 APG (1.1. bis 31.12.), 2012 bis 2014 und 2017 E-Control, tlw. vorläufige Kosten  
Datenstand 31.1.2018

Vertiefung der Kooperation eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung für Deutschland und Österreich angestrebt.

2017 sind die Jahreskosten für die Beschaffung von Regelreserve wieder auf dem Niveau von 2016 und damit signifikant gerin-

ger als in den Vorjahren, d.h., die gesetzten Maßnahmen zeigen weiterhin Wirkung. Die Beschaffung der Regelreserve wird weiterhin überwacht und laufend evaluiert sowie national und international unter Berücksichtigung der kommenden europäischen Richtlinien weiterentwickelt.

## Intelligente Stromzähler: Einführung Smart Meter in ganz Österreich.

Die aktuelle Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)<sup>6</sup> sieht vor, dass bis Ende 2020 mindestens 80% und bis Ende 2022 mindestens 95% aller österreichischen Stromkundinnen und -kunden mit einem Intelligenzen Messgerät auszustatten sind. Dabei hat der Netzbetreiber, ungeachtet des Projektplans über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten, Endverbraucherinnen und Endverbraucher auf Wunsch mit einem intelligenten Messgerät auszustatten. Die Installation hat in diesem Fall ehestmöglich, höchstens binnen sechs Monaten, zu erfolgen. Lehnt ein Endverbraucher die Messung mittels eines intelligenten Messgerätes ab, hat der Netzbetreiber diesem Wunsch zu entsprechen. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall einzubauende

oder bereits eingebaute intelligente Messgeräte derart zu konfigurieren, dass keine Monats-, Tages- und Viertelstundenwerte gespeichert und übertragen werden und die Abschaltfunktion sowie Leistungsbegrenzungsfunktion deaktiviert sind, wobei die jeweilige Konfiguration der Funktionen für den Endverbraucher am Messgerät ersichtlich sein muss. Eine Auslesung und Übertragung des für Abrechnungszwecke oder für Verbrauchsabgrenzungen notwendigen Zählerstandes und – soweit das Messgerät technisch dazu in der Lage ist – der höchsten viertelstündlichen Durchschnittsbelastung (Leistung) innerhalb eines Kalenderjahres muss möglich sein. Details zur Einführung sind dem entsprechenden Monitoringbericht zu entnehmen. Dieser ist auf der Website der E-Control<sup>7</sup> abrufbar.

## Oberste Priorität: Versorgungssicherheit Strom.

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards

notwendig. In den folgenden Darstellungen wird vom Versorgungsziel der leistungsmäßigen Volldeckung mit den in Österreich ver-

<sup>6</sup> BGBl II 138/2012

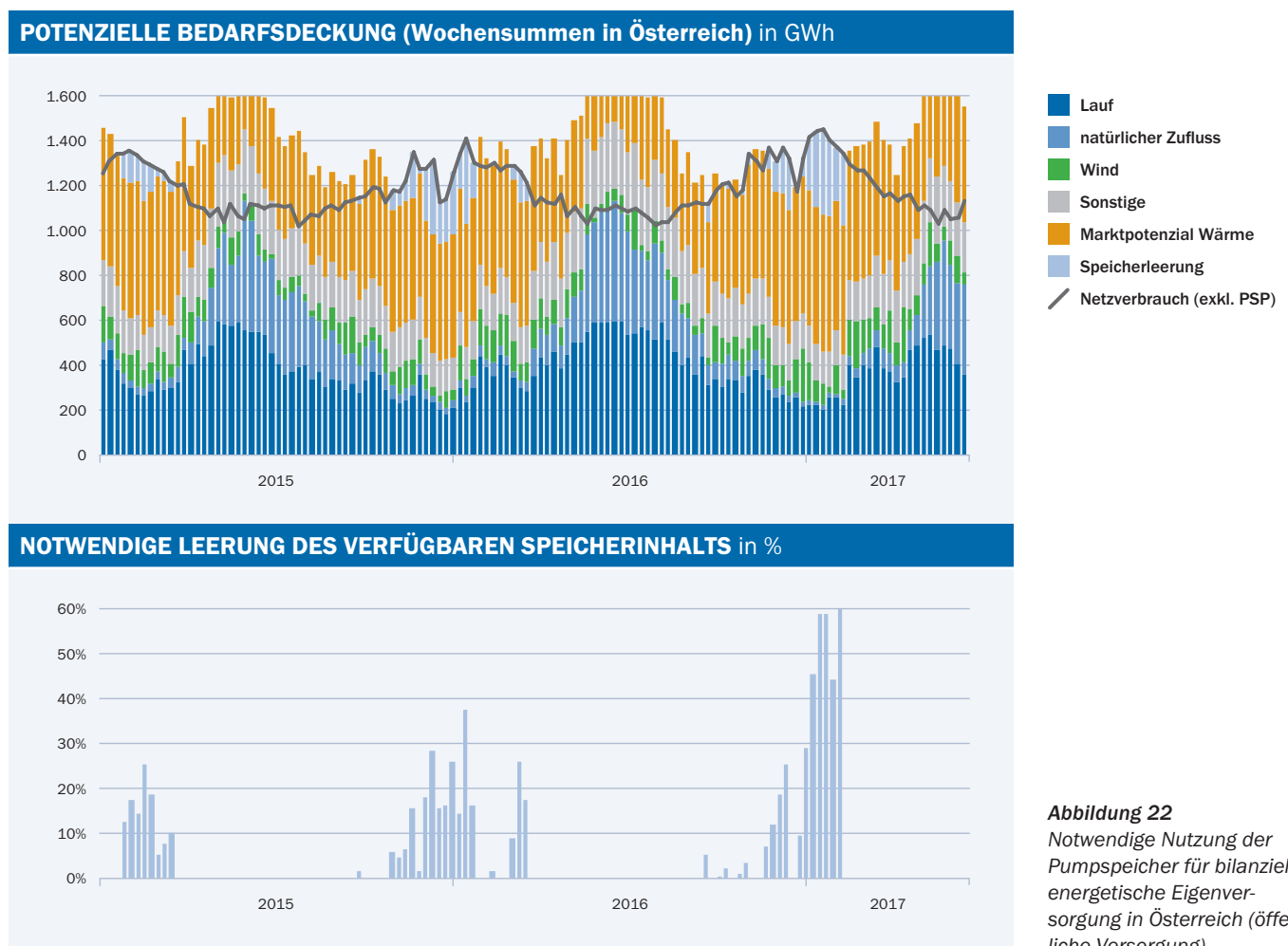
<sup>7</sup> <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring>

fügbaren Stromerzeugungsanlagen und einer energetischen Unterdeckung von maximal 10% über einen Zeitraum von drei Wochen ausgegangen. Ähnlich wie bei anderen Energieträgern ist ein Versorgungsstandard bei potenzieller Energieknappheit für einen bestimmten Zeitraum zu definieren. Eine drei-

wöchige Betrachtungsweise stellt dabei einen vergleichsweise kurzen Zeitraum dar.

**IM MITTELPUNKT:  
VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT.**

Aktuell (2017): Derzeit ist eine leistungsmäßige Deckung gegeben, d.h., jede einzelne



**Abbildung 22**  
Notwendige Nutzung der Pumpspeicher für bilanzielle energetische Eigenversorgung in Österreich (öffentliche Versorgung)

Quelle: E-Control

Stunde eines Lastmaximums kann durch heimische Kapazitäten gedeckt werden. Dies gilt auch bei einer reinen Regelzonenbetrachtung, sprich ohne IIIkraftwerke. Arbeitsseitig ist eine volle Deckung über drei Wochen hinweg nicht mehr gegeben. Die folgende Abbildung zeigt, dass in einzelnen Wochen im Jänner 2017 mehr als 50% der Speicherinhalte für Stromproduktion verwendet hätten werden müssen, um eine energetische Deckung alleine aus heimischen Kraftwerken zu erreichen. Eine 33%ige Speicherentnahme entspricht einer 3-wöchigen Reichweite, eine 50%ige einer lediglich 2-wöchigen. Daher würde eine über 50%ige Entnahme nur kürzer als 2 Wochen möglich sein.

Damit zeigt sich die kurze Reichweite der Pumpspeicherkraftwerke, da eine derart hohe Speichernutzung natürlich nicht längerfristig möglich ist. Die Unterdeckung ist derzeit so groß, dass unter Einbeziehung der Versorgungsgebiete der APG in Deutschland der oben definierte Versorgungsstandard nicht mehr eingehalten worden wäre.

**LANGFRISTPROGNOSE:  
VIELE FAKTOREN SIND ENTSCHEIDEND.**

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen. Während eine Verfügbarkeit aller thermischen Kraftwerke gemäß den eingelangten Stilllegungsmeldungen ein beruhigendes Bild zeichnet, ergibt eine angenommene Reduktion alleine der Kraftwerke älter als 40 Jahre eine Standardverletzung in einem mit 2017 vergleich-

baren Winter und damit eine um mehr als 10%ige energetische Unterdeckung.<sup>8</sup> Die Extremrechnung „ohne thermische KW“ ergibt naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung.

Die Matrix in Abbildung 23 stellt die Situation qualitativ dar.

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt ist aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 11.200 GW im Jahr 2030 grundsätzlich davon auszugehen, dass derartige Energiemengen ohne Weiteres importierbar sind. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar. Insbesondere ist daher laufend zu beobachten, ob die zu erwartende Produktionsmöglichkeit der Nachbarländer längerfristig einen entsprechenden Export erlaubt.











2500 MW (für einen Durchschnittswinter der letzten 5 Jahre) bis 3100 MW (für einen Winter wie 2017) an öffentlichen kalorischen Kraftwerken sind in etwa als Untergrenze notwendig, um den oben definierten Standard auch 2030 zu gewährleisten. Eine energetische Vollversorgung erfordert für einen Durchschnittswinter knapp 3500 MW an öffentlicher kalorischer Stromerzeugung.





***Rechtzeitig handeln für langfristige Versorgungssicherheit.***

Der im Monitoring-Report zur Versorgungssicherheit Strom 2017 (veröffentlicht auf der

<sup>8</sup> Die Simulation künftiger Kapazitäten ohne thermische Kraftwerke älter 40J mit Aufbringungsparametern wie im Jänner 2017 ergibt gegenüber der prognostizierten Nachfrage eine energetische Unterdeckung trotz Einsatzes aller vorhandenen Speichermengen von 19,8%.

## RISIKOMATRIX STROM

2017	Leistung	Energie
Regelzone APG	> 10% über Standard 	bis 10% unter Standard 
Gesamte Versorgung	> 10% über Standard 	bis 10% über Standard 
2030		
nach Meldestand	> 10% über Standard 	> 10% über Standard 
ohne thermische KW älter 40 J.	> 10% über Standard 	bis 10% unter Standard 
ohne thermische KW	> 10% unter Standard 	> 10% unter Standard 

-  > 10% über Standard
-  bis 10% über Standard
-  bis 10% unter Standard
-  > 10% unter Standard

**Abbildung 23**  
Risikomatrix Strom

Quelle: E-Control

Homepage der E-Control) angenommene Versorgungsstandard sollte schnellstmöglich durch einen öffentlichen Diskussionsprozess auf einer breiten Basis diskutiert und die Bewertung methodisch festgelegt werden. Sollte sich in kommenden Berichten zeigen, dass die reale Kraftwerkssituation eher dem durchaus nicht unrealistischen Szenario ohne ältere kalorische thermische Kraftwerke (> 40J) ähnelt, so wäre langfristig der hier angenommene Standard nicht erfüllt. Maßnahmen, die

dazu beitragen dies nicht Realität werden zu lassen, wären frühzeitig zu treffen. Angesichts der langen Vorlaufzeiten von allfälligen Neuerichtungen, ist insbesondere schon bei geplanten Schließungen von Kraftwerken eine volkswirtschaftliche Bewertung von Handlungsoptionen notwendig.

Weitere Ausführungen zur Zuverlässigkeit der Stromversorgung sind auf Seite 40 ausgeführt.

# GASMARKT.





# NEUE RAHMENBEDINGUNGEN BRINGEN BEWEGUNG IN DEN ÖSTERREICHISCHEN GASMARKT.

## Dritte Anreizregulierung der Gasverteilernetze.

Mit 1. Jänner 2018 beginnt die dritte Anreizregulierungsperiode der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber für die Dauer von 5 Jahren. Diese Anreizregulierungsperiode bringt in der Methodik einige Neuerungen und Aktualisierungen mit sich. Die Neuerungen betreffen die Einführung einer effizienzabhängigen Rendite anstatt des pauschalen Finanzierungskostensatzes und den jährlichen Kapitalkostenabgleich anstatt des sich kumulierenden Investitionsfaktors. Aktualisierungen sind in der neuerlichen Schätzung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts (X-Gen) zu sehen, welche eine Absenkung von 1,95% während der ersten beiden Regulierungsperioden auf nunmehr 0,67% während der dritten Regulierungsperiode nach sich ziehen. Die Kosten während der 5-jährigen Anreizregulierungsperiode fußen zudem auf einer

neuen Ausgangskostenbasis. Hierbei wurden die Kosten der Gasverteilernetzbetreiber des Geschäftsjahres 2015 von der Regulierungsbehörde geprüft und neuerlich festgestellt. Zwischen den „Plankosten“ gem. Regulierungspfad aus der zweiten Regulierungsperiode und den neuerlich festgestellten Kosten besteht ein deutlicher Unterschied, welcher maßgeblich aus dem reduzierten Zinsniveau seit dem Ausbruch der Finanzkrise im Jahr 2008 (Finanzierungskosten-Effekt: Absenkung des WACC vor Steuern von 6,42% auf 4,88%) und aus der Glättstellung des Investitionsfaktors aus der zweiten Regulierungsperiode resultiert.

Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik zu Gas wurde ebenfalls konsultiert.

## Die Regulierung der Gasnetze: Kostenermittlung und Tarifierung im Jahr 2017.

Die Kosten der Gas-Verteilernetzbetreiber werden (ähnlich den Kosten der Strom-Verteilernetzbetreiber) gem. § 69 GWG 2011 jährlich 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 dritte Anreizregulierungsperiode

für Gasnetzbetreiber beginnt am 1.1.2018 und endet voraussichtlich am 31.12.2022. Die Kosten und das Mengengerüst der Gas-Netzbetreiber für das Entgeltjahr 2018 wurden auf Basis der Daten 2016 und der Vorjahre festgestellt.

Die dementsprechend festgestellten Kosten und Mengen wurden für die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013

– Novelle 2018) herangezogen. Die Höhe der darin festgesetzten Netznutzungsentgelte wird auch noch durch weitere Faktoren beeinflusst. Dies sind im Wesentlichen die Kosten der Netzebene 1, welche auf die neun Netzbereiche zu überwälzen sind, die direkten Kosten der Netzbetreiber im Netzbereich sowie die Mengenentwicklung in den Netzbereichen.

**BEMESSUNG DER NETZENTGELTE.**

Als Mengenbasis für die Netzentgelte wird ein Mittelwert der letzten drei verfügbaren Jahre herangezogen. Für die GSNE-VO 2013 – Novelle 2018 waren somit die Mengen der Jahre 2014 bis 2016 relevant. Obwohl die an Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgegebene Menge an Erdgas im Jahr 2016 gegenüber 2015 abermals leicht angestiegen ist (wenn man die beiden Jahre einzeln

betrachtet), ging die Tarifierungsmenge geringfügig um 0,4% zurück. Dies ist wie im vergangenen Jahr, vor allem auf das besonders verbrauchsschwache Jahr 2014 zurückzuführen. Abgefedert wird dieser Effekt nunmehr von wieder leicht steigenden Mengen im Jahr 2016.

**Reduktion der Netzentgelte in nahezu allen Netzbereichen.**

Aufgrund der sich stabilisierenden Mengen sowie der Vollkostenprüfung im Rahmen der 3. Regulierungsperiode Gas konnte in nahezu allen Netzbereichen bis auf Burgenland eine Reduktion der Netzentgelte sowohl für Haushalts- als auch Gewerbekundinnen und -kunden erzielt werden. Burgenland ist jenes Bundesland, in dem die Gasnetzentgelte zuletzt noch unter dem Österreichschnitt lagen. Für

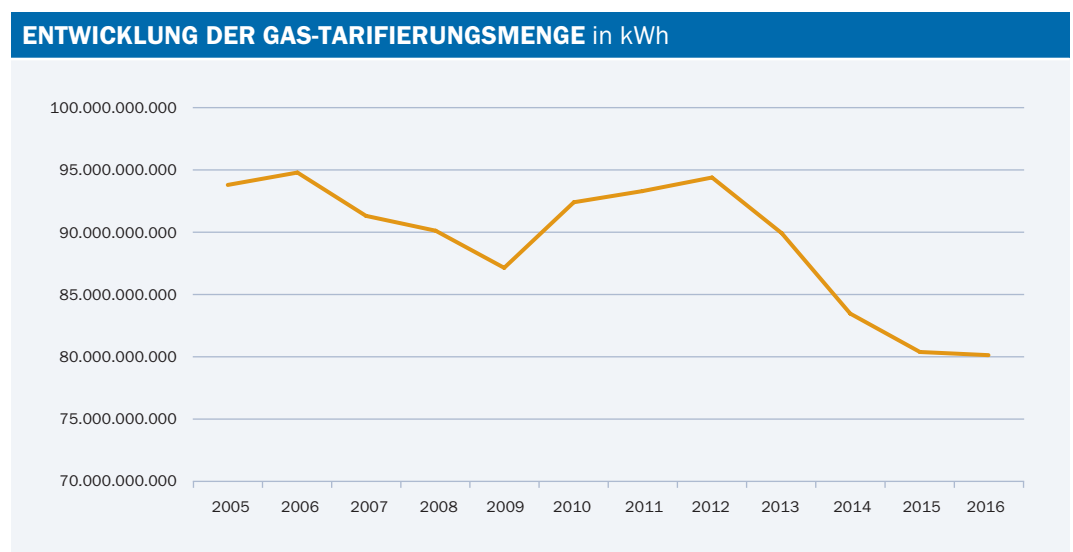


Abbildung 24  
Entwicklung der  
Gas-Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

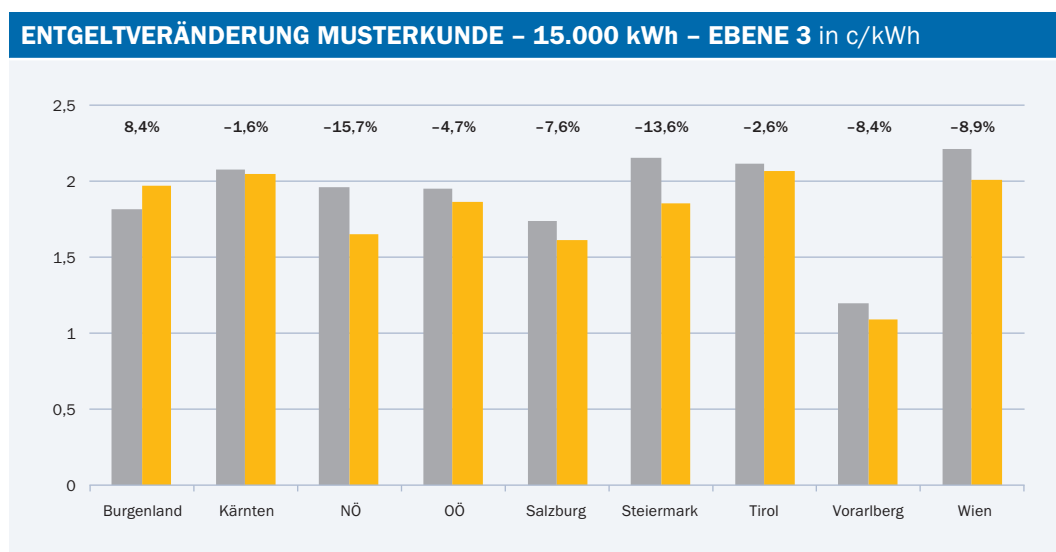
einen gasbeheizten Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 Kilowattstunden verbilligen sich im österreichweiten Schnitt die Netzentgelte um 8,61 Prozent bzw. 31,46 Euro.

Die kostenseitige Entwicklung wurde primär durch die neuen Parameter der 3. Regulierungsperiode und der damit verbundenen Neufestsetzung des WACCs beeinflusst. Hierbei kam es über ganz Österreich gesehen zu einer deutlichen Kostensenkung von rund 11,3% über alle Marktgebiete.

Ebenso führte der Anstieg der Mengen im Jahr 2016 zu weniger Kosten aufgrund der gesetzlichen Anordnung der Aufrollung von Mindererlösen über das Regulierungskonto gemäß § 71 Abs. 1 GWG 2011 des Kalenderjahres 2016.

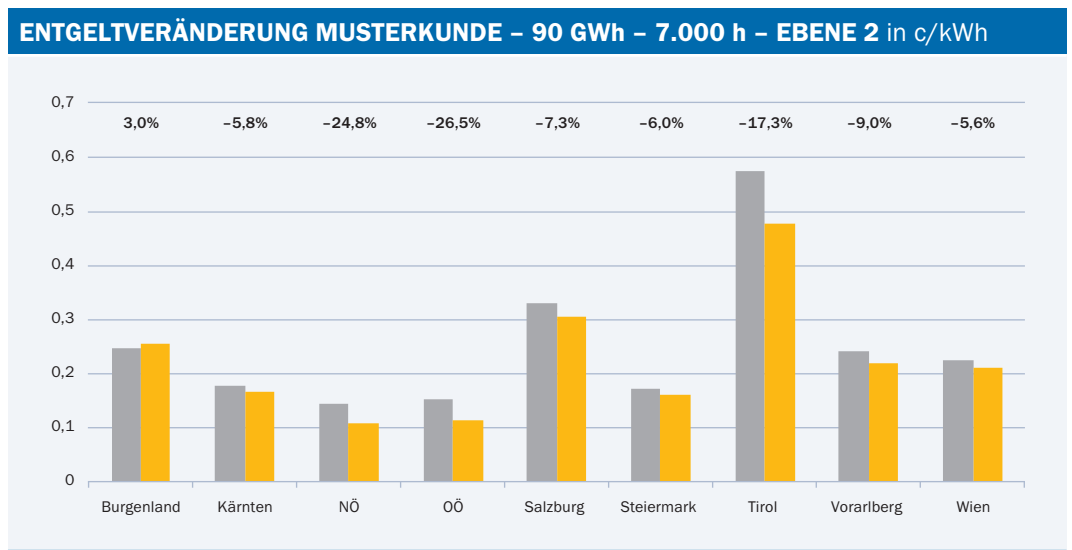
Auf der Netzebene 2 wurden die Netzentgelte in einzelnen Netzbereichen deutlich reduziert. Auch hier lag die Hauptursache in den neuen Parametern der 3. Regulierungsperiode und der damit verbundenen Neufestsetzung des WACC. Aber auch die Mengen der Netzebene 2 sind deutlich gestiegen, vor allem aufgrund vermehrter Einsätze der Gaskraftwerke. Bei der Netzebene 2 kommt es zu einer durchschnittlichen Senkung von 14 Prozent.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für Verbraucherinnen und Verbraucher nahm die Behörde außerdem leichte Änderungen beim Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Speicherunternehmen sowie bei den Netznutzungsentgelten im Verteilernetz für Produktion und Erzeugung biogener Gase vor.



**Abbildung 25**  
Entgeltentwicklung  
Gas-Netznutzungsentgelt  
Ebene-3-Musterkunde

Quelle: E-Control



**Abbildung 26**  
Entgeltentwicklung  
Gas-Netznutzungsentgelt  
Ebene-2-Musterkunde

Quelle: E-Control

Auch wurde die Grenze für die Wechselmöglichkeit in eine tagesabhängige Leistungsverrechnung von 400 MW auf 50 MW für Kundinnen und Kunden der Netzebene 2 reduziert. Damit soll die Nutzung der bestehenden Infrastruktur verbessert und damit die Kosten für alle reduziert werden.

Im Fernleitungsnetz kommen die – durch den Vorstand der E-Control im Jahr 2016 genehmigten – Entgeltmethoden zur Anwendung.

Aufgrund dieser durch die genehmigte Methode und vom Vorstand der E-Control festgestellten Kosten bestimmte die Regulierungskommission im Jahr 2016 Entgelte (Entry-/Exit-Entgelte für die Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes), die für die gesamte Regulierungsperiode im Fernleitungsnetz (2017–2020) Gültigkeit besitzen.

### Verteilergbiets- und Marktgebietsmanager: Zusammenlegung der Agenden.

#### **OPTIMIERUNG DES GASMARKT-MODELLS DURCH SYNERGIEN.**

Per 1. Juni 2017 wurde der bisherige Verteilergbietsmanager (Austrian Gas Grid Ma-

nagement AG – AGGM) von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria GmbH (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) auch zum neuen Marktgebietsmana-

ger ernannt und diese Ernennung von der E-Control auch bestätigt.

Mit der Übernahme der diesbezüglichen Agenden vom vormaligen Marktgebietsmanager GCA ist die AGGM nun mit der Aufgabenerfüllung beider gesetzlicher Rollen als Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager betraut und hebt hier entsprechende Synergien in der Organisation, dem Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement, der Netzausbaupla-

nung (Koordinierter Netzentwicklungsplan, Langfristige Planung) und der Versorgungssicherheit. Durch die Zusammenlegung dieser beiden Systemrollen in der AGGM und unter gleichzeitiger Bündelung von artverwandten Tätigkeiten werden für die Marktteilnehmer wesentliche Vereinfachungen und Kosteneinsparungen erzielt, die an den Markt weitergegeben werden. Dadurch wird ein wesentlicher Beitrag zur Optimierung des österreichischen Gasmarktmodells geleistet.

## Netzzugang und Bilanzierung.

### **EINFÜHRUNG EINES KAPAZITÄTSUMWANDLUNGSDIENSTES.**

Mit der Einführung der verpflichtenden gebündelten Vermarktung von Kapazität an Grenzkopplungspunkten mit Inkrafttreten des CAM NC am 1. November 2015 stellt sich für Netzbenutzer, die nicht korrespondierende ungebündelte feste Ein- oder Ausspeisekapazität an einem Buchungspunkt kontrahiert hatten, das Problem, dass die (Ergänzungs-)Buchung der korrespondierenden ungebündelten Kapazität auf der anderen Seite des Buchungspunkts in vielen Fällen nicht möglich ist.

Um die wirtschaftlichen Nachteile für jene Netzbenutzer zu vermeiden, die durch die gebündelte Buchung von Ein- oder Ausspeisekapazität auf einer Seite des Buchungspunkts Kapazität doppelt kaufen mussten, wird eine Regelung über einen Kapazitätsumwandlungsdienst gemäß Art. 21 Abs. 3 Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM NC) ergänzt.

### **VERKÜRZUNG DER VORLAUFZEIT FÜR RENOMINIERUNGEN.**

Die Vorlaufzeit für Renominierungen bzw. Änderungen von Mengenanmeldungen im Verteilergebiet zu Endverbraucherinnen und -verbraucher, für Speicher, für Produktion bzw. Erzeugung und am Virtuellen Handelspunkt wurde auf nunmehr eine Stunde verkürzt. Dies ermöglicht es den Versorgern und Bilanzgruppenverantwortlichen, effizienter auf Verbrauchs- bzw. Gasflussänderungen zu reagieren und die jeweiligen Bilanzgruppen möglichst ausgeglichen zu halten. Festzuhalten ist, dass diese Verkürzung der Vorlaufzeit nicht für Grenzkopplungspunkte auf Fernleitungsebene und Grenzkopplungspunkte im Verteilergebiet anwendbar ist und hier die Vorlaufzeit von zwei Stunden zur nächsten vollen Stunde aufrecht bleibt. Dies ist aufgrund der Matchingprozesse mit den angrenzenden Netzbetreibern erforderlich.

Neben der Verbesserung der möglichen Reaktionszeit im Verteilergebiet und am Virtuellen Handlungspunkt birgt die Verkürzung der Vorlaufzeit allerdings auch ein potenzielles Unausgeglichenheitsrisiko bei der Nutzung von z.B. Speicheranlagen im Verteilergebiet im Zusammenspiel mit dem Transport über die Fernleitung. Den Bilanzgruppenverantwortlichen und deren unmittelbaren Mitgliedern muss bewusst sein, dass durch die unterschiedlichen Vorlaufzeiten bei der Marktgebietsbilanzierung Unausgeglichenheiten auftreten können und dies entsprechend bei der Durchführung der Mengenanmeldungen zu berücksichtigen ist.

#### **NEUE DATENFORMATE FÜR DEN DATENAUSTAUSCH.**

Die Kapitel 2 und 3 der Sonstigen Marktregeln Gas wurden gemäß Verordnung (EU) Nr. 2015/703 (Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch) entsprechend angepasst. Die Kommunikation zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und den Fernleitungsnetzbetreibern bzw. dem VHP-Betreiber hat ab 1. Februar 2018 zwingend mittels Datenformat Edig@s-XML und Übertragungsprotokoll AS4 zu erfolgen. Die Verwendung von KISS-A via SMTP wird jedoch noch bis 1. April 2019 weiter möglich sein.

#### **EINRICHTUNG VIRTUELLER KOPPLUNGSPUNKTE.**

Artikel 19 Abs. 9 des CAM NC enthält die Verpflichtung, bis 1. November 2018 virtuelle Kopplungspunkte zwischen zwei benachbarten Einspeise-Ausspeisesystemen einzurichten, sofern diese durch zwei oder mehr Kopplungs-

punkte miteinander verbunden sind und unter der Bedingung, dass eine Verringerung technischer Kapazität ausgeschlossen werden kann und die Erleichterung der wirtschaftlichen sowie effizienten Netznutzung sichergestellt ist.

Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber haben die Voraussetzungen für die Einrichtung virtueller Kopplungspunkte an den Grenzen zur Slowakei und zu Deutschland geprüft und entsprechende Grobkonzepte ausgearbeitet. In einem nächsten Schritt erfolgt die Abstimmung mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern, um auf dieser Basis im ersten Halbjahr 2018 eine Entscheidung über die Einrichtung treffen zu können.

#### **TRADING REGION UPGRADE.**

In enger Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und NET4GAS sowie der tschechischen Regulierungsbehörde und E-Control wurde das Trading Region Upgrade (TRU) zur besseren Verbindung des tschechischen mit dem österreichischen Gasmarkt erarbeitet. Die Zusammenarbeit umfasste auch die Analyse verschiedener Marktintegrationsvarianten, die jedoch aufgrund des derzeitigen Verbindungsdefizits zwischen den beiden Märkten als nicht realisierbar betrachtet wurden. Im April 2016 fand eine Konsultation statt, welche eine generelle Unterstützung der Konsultationsteilnehmerinnen und -teilnehmer für eine bessere Verbindung der Märkte zeigte. Die Vermarktung von TRU ist noch abhängig vom Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung zwischen den beteiligten Fernleitungsnetzbetreibern.

## Netzausbauplanung Gas: Langfristige Planung (LFP) und koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP).

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

Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauminstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 zu berücksichtigen.

### **INFRASTRUKTURSTANDARDS AUCH IN ZUKUNFT GEWÄHRLEISTET.**

Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Verordnung (EU) Nr. 2017/1938<sup>9</sup> ist aufgrund der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 129%.

LFP und KNEP für den Zeitraum 2018–2027 wurden im Dezember 2017 bzw. Jänner 2018 vom Vorstand der E-Control genehmigt. Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt worden sind und dass der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde im November 2017 von Seite der Behörde eine Konsultation durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Homepage der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend gewürdigt.

Mit der Finalisierung der Projekte im Laufe des Jahres 2018 wird die Anbindung der Speicheranlagen an das Fernleitungsnetz und damit an den virtuellen Handlungspunkt im Marktgebiet Ost deutlich verbessert. Auch das Potenzial für den Anschluss zusätzlicher Speicherkapazität, insb. des Speichers Haidach, der bislang nicht direkt an das österreichische Netz angebunden ist, wird erheblich verbessert.

## In jeder Hinsicht gut: Netzdienstleistungsqualität Gas.

Die Qualität der Netzdienstleistung wird unter dem Überbegriff „Versorgungsqualität“ eingeordnet. Versorgungsqualität wird dabei als laufende Qualität der Versorgung der Kundinnen und Kunden mit Erdgas verstanden und kann in drei unterschiedliche Qualitätstypen

unterteilt werden:

- > technische Qualität (Ausfall- und Störungsdaten)
- > kommerzielle Qualität und
- > chemische Gasqualität (Gasqualitätsstandards)

<sup>9</sup> Diese Verordnung hebt die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 auf.

**Die technische Qualität der Netzdienstleistung.**

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Verteilernetze. Beim Betrieb und der Instandhaltung der Verteilernetze haben die Verteilernetzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach ÖVGW) einzuhalten. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienstleistung sind die Versorgungszuverlässigkeit und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung) mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen. Es zeigt sich, dass im Jahr 2016 Gaskundinnen und -kunden im Schnitt nur rund 1 Minute und 35 Sekunden von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen betroffen waren.

**Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung.**

Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung hingegen stellt vor allem auf die Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber Kundinnen und Kunden ab, wie z.B. Beantwortung von Anfragen, Erstellung von Kostenvorschlägen, Einhaltung von Fristen und Terminen, transparente Veröffentlichung relevanter Informationen etc.

**Die chemische Qualität der Netzdienstleistung.**

Bei der chemischen Gasqualität werden die chemische Zusammensetzung des Gases betrachtet und Limits für bestimmte Gaskomponenten, wie beispielsweise Stickstoff ( $N_2$ ), Sauerstoff ( $O_2$ ) oder Wasserstoff ( $H_2$ ), gesetzt. Die chemische Gasqualität wird nicht per Verordnung, sondern im Rahmen der ÖVGW-Richtlinie G31 festgelegt.

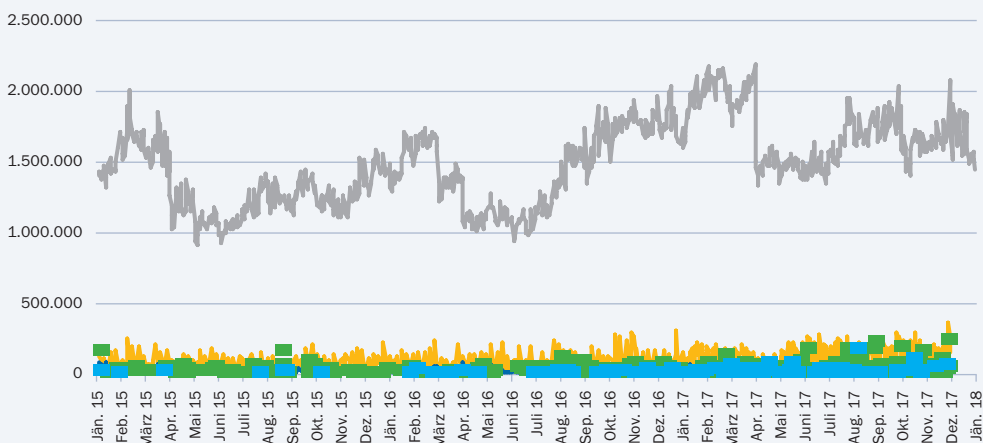
## Stärkung der Liquidität der Handelsplätze.

Im August 2016 wurde eine Kooperation zwischen dem österreichischen Central European Gas Hub (CEGH) und der Powernext mit Sitz in Paris offiziell durch die österreichischen und deutschen Wettbewerbsbehörden genehmigt. Die Migration der CEGH-Produkte auf die PEGAS-Plattform sowie der Wechsel der Börsenmitglieder von der Wiener Börse zu Powernext war mit Ende November 2016 abgeschlossen. Im Rahmen dieser Kooperati-

on werden seit 1. Dezember 2016 die österreichischen Spot- und Terminkontrakte der CEGH Gas Exchange auf der PEGAS-Plattform angeboten und unter dem Regelwerk und der Börsenlizenz der Powernext gehandelt. Auf diese Weise sollte Teilnehmern der CEGH Gas Exchange der Spread-Handel mit anderen europäischen Märkten ermöglicht und die Liquidität am österreichischen VHP gestärkt werden.



### HANDELSVOLUMEN CEGH in MWh

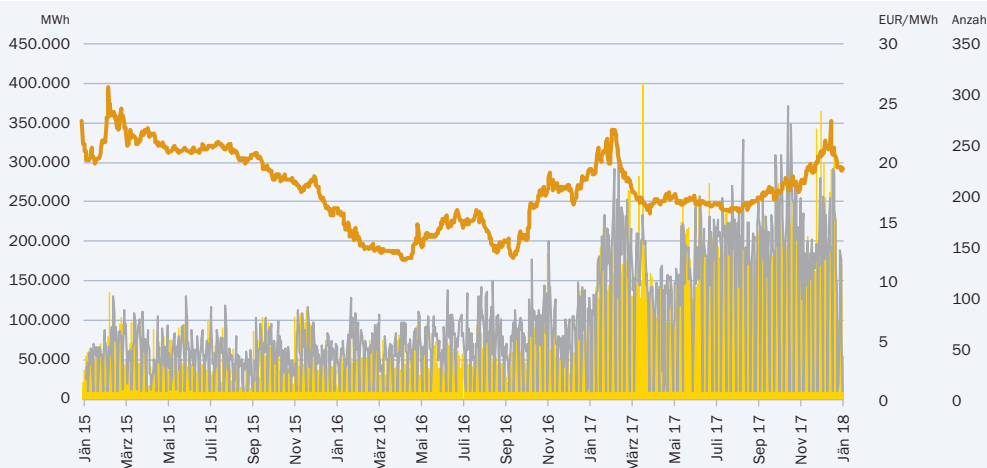


- Over The Counter
- Intraday
- Day ahead
- Month ahead
- 2 Months ahead

**Abbildung 27**  
Entwicklung Handelsvolumen CEGH

Quelle: CEGH

### HANDELSMENGEN DAY-AHEAD in MWh, EUR/MWh, Anzahl



- Volumen in MWh (links)
- CEGHIX in EUR/MWh (rechts)
- Anzahl Trades (rechts)

**Abbildung 28**  
Handelsmengen Day-ahead

Quelle: E-Control

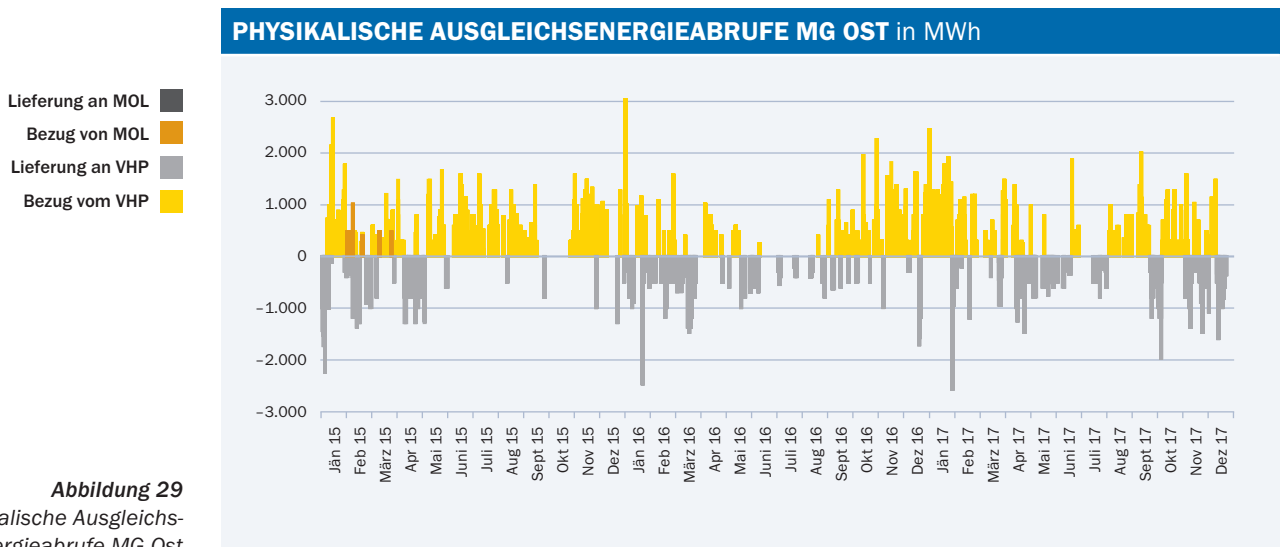
Wie in Abbildung 27 ersichtlich, erreichte der Stand des OTC-Handelsvolumens im ersten Quartal 2017 seinen Höchststand. Wie jedes Jahr kam es auch 2017 nach dem Ende der Wintermonate zu einem deutlichen Rückgang des Handelsvolumens am OTC-Markt. In diesem Jahr fiel der Rückgang deutlicher aus als in den Vorjahren. Dieser Sprung mag auch an den überdurchschnittlich hohen Handelsmengen während der Wintermonate liegen. In den Folgemonaten stieg jedoch auch schon wieder die Handelstätigkeit am OTC-Markt an.

Abbildung 28 macht deutlich, dass mit dem Wechsel zur PEGAS-Plattform die Anzahl der Trades sowie die gehandelten Day-ahead-Mengen einen immensen Anstieg verzeichneten. Die Spitze wurde hierbei Mitte März 2017 erreicht, aber auch zum Jahresende hin nahm die gehandelte Day-ahead-Menge nochmals deutlich zu. Dies ist ein starkes Zeichen dafür, dass die Liquidität des Handelsplatzes CEGH durch den Wechsel zu PEGAS gestärkt wurde.

### Ausgleichsenergie Gas: Stabiler Jahresverlauf.

Abbildung 29 zeigt, dass der physikalische Ausgleichsenergiebedarf im Marktgebiet Ost zwischen 2016 und 2017 gestiegen ist. Die Abrufe vom virtuellen Handelspunkt (VHP) nahmen um rund 46% gegenüber 2016 zu.

Es wurde zudem in etwa doppelt so viel vom VHP bezogen, als an ihn geliefert. Dies zeigt auch eine Untersuchung der Vorjahre, wonach die Summe der Bilanzgruppen in einer Jahresbetrachtung seit 2014 immer short



**Abbildung 29**  
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe MG Ost

Quelle: AGCS

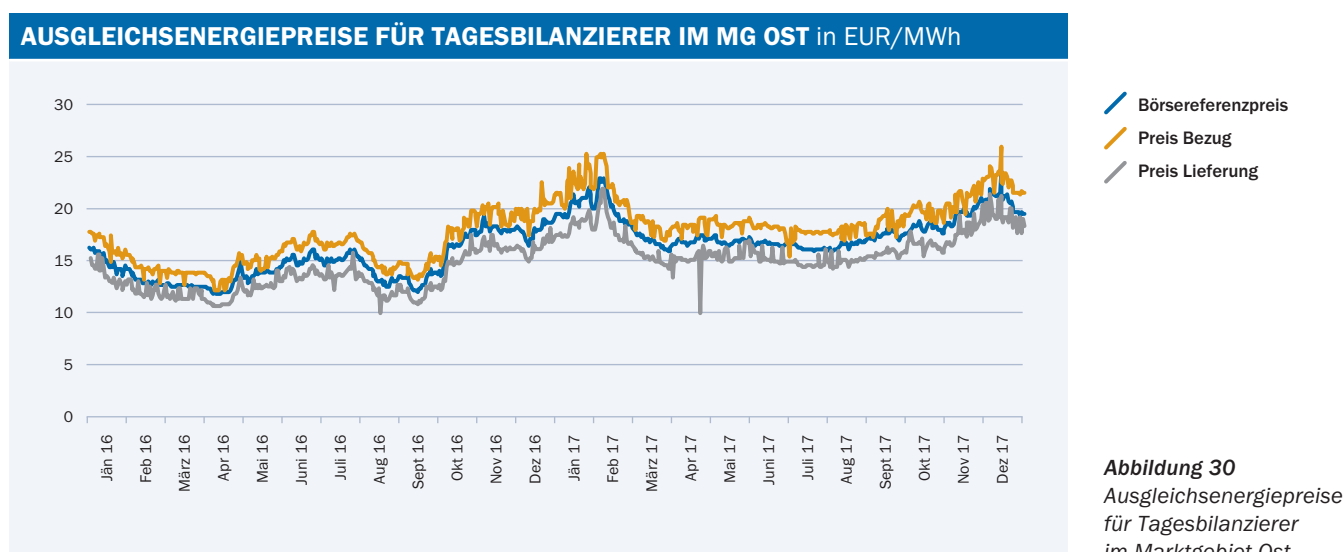
waren. Des Weiteren ist ersichtlich, dass seit März 2015 keine Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-List (MOL) mehr getätigt wurden. Dies spricht ebenfalls für die Liquidität am VHP.

Die Ausgleichsenergie-Bezugspreise für tagesbilanzierende Bilanzgruppen sind von 39 EUR/MWh zu Beginn des Jahres 2015 auf 12,33 EUR/MWh im April 2016 um rund 69% gesunken. Abbildung 30 zeigt hierzu, dass nach einem rapiden Anstieg Ende des Jahres 2016 ein saisonaler Preisverlauf im Jahr 2017 folgte. Der Preis im Dezember 2017 entspricht in etwa dem Preisniveau zu Jahresbeginn.

Aufwendungen und Erlöse am Umlagekonto der AGCS (Austrian Gas Clearing and Settlement AG) lagen für das Marktgebiet Ost in der ersten Jahreshälfte relativ stabil. Der Stand des Umlagekontos wies im gesamten Jahres-

verlauf nie einen negativen Kontostand auf. Zwischen September und November 2017 erhöhte sich die Überdeckung des Umlagekontos von rund einer Million Euro auf über zwei Millionen Euro. Die Umlage konnte im gesamten Jahr 2017 mit Null Euro angesetzt werden.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg hatte sich in den vergangenen Jahren kontinuierlich ein Polster am Umlagekonto aufgebaut. Daher wurde im Zuge einer Novelle der GMMO-VO im Jahr 2016 die Möglichkeit geschaffen, zu hohe Stände am Umlagekonto an die Marktteilnehmer refundieren zu können. Infolgedessen wurde ab Jänner 2017 eine negative Umlage in Höhe von 0,01 Cent/kWh festgelegt. Dadurch stabilisierte sich zwar der Stand des Umlagekontos, jedoch wurde keine signifikante Reduktion wahrgenommen. Aus diesem Grund wurde ab Juli 2017 die negative Umlage auf 0,025 Cent/kWh erhöht.



**Abbildung 30**  
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

## Gasspeichermarkt: Gut gefüllt und stets flexibel.

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 gesamt	8.758	25,25%	12.656	29,00%	25.240.000	27,37%
RAG Energy Storage gesamt	8.033	23,16%	8.370	19,18%	17.123.000	18,57%
Uniper Energy Storage 7fields	6.742	19,44%	10.112	23,17%	19.415.000	21,05%
<b>Summe Marktgebiet Ost</b>	<b>23.533</b>		<b>31.138</b>		<b>61.778.000</b>	
Astora Haidach	3.757	10,83%	4.358	9,99%	10.443.533	11,33%
GSA LLC Haidach	7.400	21,33%	8.140	18,65%	19.992.800	21,68%
<b>Summe Österreich</b>	<b>34.690</b>	<b>100,00%</b>	<b>43.636</b>	<b>100,00%</b>	<b>92.214.333</b>	<b>100,00%</b>

**Abbildung 31**  
Speicherunternehmen  
und Speicherkapazitäten  
in Österreich,  
Stand November 2017

Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, <http://agsi.gie.eu>

### GASSPEICHERKAPAZITÄTEN IM JAHR 2017

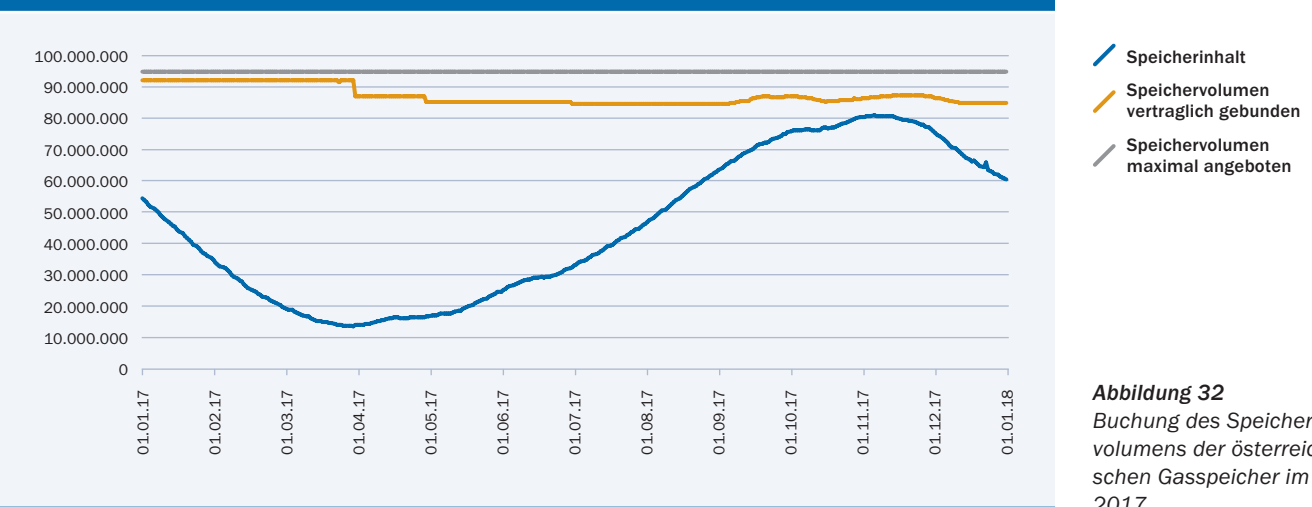
Die Speicherkapazitäten in Österreich sind im Jahr 2017 bezogen auf das Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu 2016 um ca. 2,5% auf 92.218 GWh gesunken. Speicher der OGS, RES und Uniper, die direkt an das Marktgebiet Ost angebunden sind, hatten im Oktober 2017 ein Arbeitsgasvolumen von 61.782 GWh, das bedeutet einen Rückgang um 4,4% im Vergleich zum Vorjahresmonat. 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. Das vermarktbar Arbeitsgasvolumen wurde im Speicher Haidach 2017 leicht erhöht.

Der Rückgang des Speichervolumens im Marktgebiet Ost ist auf die Schließung des

Speichers Thann zurückzuführen, dessen Betrieb mit Stichtag 1.4.2017 eingestellt wurde. Das Polstergas wird in den nächsten Jahren abgefördert. Durch die Schließung des Speichers Thann sind ca. 6% der gesamten Entry Kapazität aus Speicheranlagen weggefallen. Wie in der LFP 2017 dargestellt, sind durch den Wegfall des Speichers Thann keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Österreich zu erwarten, weder unter regulären Marktbedingungen noch in Extremfällen.

Das Arbeitsgasvolumen der OMV Gas Storage beträgt nun 25,2 TWh. Damit hält OGS nach wie vor den größten Anteil an den Speicherkapazitäten mit 27% bezogen auf Österreich und 41% bezogen auf die an das MG Ost angebundenen Speicher.

## SPEICHERVOLUMEN DER ÖSTERREICHISCHEN GASSPEICHER in MWh



**Abbildung 32**  
Buchung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher im Jahr 2017

Quelle: E-Control

### BUCHUNGSSITUATION UND GASSPEICHERNUTZUNG

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) sind in 2017 zwischen

89% und 97% ausgebucht gewesen (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

## Versorgungssicherheit Gas: Neue Regeln für noch mehr Sicherheit.

### GAS-VERSORGUNGSSICHERHEITS-VERORDNUNG

In den Jahren 2016 und 2017 wurde von der Europäischen Kommission unter Einbindung der Mitgliedstaaten eine neue Gas-Versorgungssicherheits-Verordnung (Gas-SoS-Verordnung) erarbeitet, welche am 25. Oktober 2017 beschlossen wurde und am 1. November 2017 in Kraft getreten ist (Verordnung [EU] 2017/1938 ersetzt die Ver-

ordnung [EU] Nr. 994/2010). Die größten Änderungen betreffen die Verpflichtung zur Durchführung einer nationalen und regionalen Risikobewertung und die Pflicht zur Erstellung regionaler Kapitel in den jeweiligen Präventions- und Notfallplänen, wobei die Inhalte und der Aufbau dieser Pläne über Vorlagen im Anhang zur Gas-SoS-Verordnung definiert sind.

## Versorgungsstandard Gas: Gewährleistung ist gegeben.

Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SoS-Verordnung) i.V.m. § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) verpflichtet Versorger, die geschützte Kundinnen und Kunden mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard auch im Falle außerordentlicher Situationen zu gewährleisten. Bei geschützten Kundinnen und Kunden handelt es sich in Österreich um Haushaltskunden. Versorger müssen daher die Versorgung ihrer Haushaltskunden während der Wintermonate von Oktober bis März auch in folgenden Fällen gewährleisten:

- (1) extreme Temperaturen an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt;
- (2) ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt; und
- (3) für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Wie in den Vorjahren wurde seitens der E-Control auch für die Wintermonate

2017/2018 eine Erhebung zur Einhaltung des Versorgungsstandards gem. Artikel 8 Verordnung (EU) Nr. 994/2010 durchgeführt. Zu diesem Zwecke waren Versorger geschützter Kundinnen und Kunden im Sommer 2017 aufgefordert, Vertragsdetails ihrer Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge, die zur Versorgung von Haushaltskunden herangezogen werden, der Behörde darzulegen.

Die Erhebung wurde wiederum über ein Internetportal abgewickelt. Als Grundlage der Erhebung dienten vom Verteilergebietsmanager, AGGM, übermittelte Mengen, die dieser auf der Basis der ihm vorliegenden historischen Daten berechnet und zur Verfügung gestellt hat.

Bei allen 45 Versorgern geschützter Kundinnen und Kunden konnte festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas zur Verfügung haben, um den verschiedenen Ausprägungen des Versorgungsstandards in den Wintermonaten 2017/2018 gerecht zu werden. Somit haben alle Versorger von Haushaltskundinnen und -kunden individuell nachweisen können, dass sie ausreichend Mengen vorhalten, um ihre Kundinnen und Kunden auch in den in Artikel 8 der SoS-Verordnung angeführten Extremsituationen versorgen zu können.

## Brandereignis Gasstation Baumgarten: Versorgung war zu keiner Zeit gefährdet.

### **EFFEKTIVES KRISENMANAGEMENT BEI E-CONTROL**

Am 12. Dezember 2017 kam es um 8 Uhr 45 zu einem explosionsartigen Großbrandereignis in der Gasstation Baumgarten. Aufgrund der enormen Bedeutung der Gasstation Baumgarten für die Gasversorgung in Österreich und in Europa wurde umgehend ein Krisenstab in der E-Control eingerichtet. Dieser war in permanentem Kontakt mit den betroffenen Unternehmen, Systemoperatoren und Behörden. Die Lagebilder wurden laufend analysiert. Die Gas-Transitflüsse nach Italien (TAG, Übergabepunkt Arnoldstein), Ungarn (HAG, Übergabepunkt Mosonmagyaróvár), Slowenien (SOL, Übergabepunkt Murfeld) so-

wie die Einspeisung in das Gas-Verteilernetz für Endkundinnen und -kunden in Österreich waren unterbrochen. Die Gasversorgung der Endkundinnen und -kunden in Österreich war aufgrund der Versorgungsmöglichkeit aus den gut gefüllten Gasspeichern zu keinem Zeitpunkt gefährdet. Mit den Vertretern der Nachbarländer Italien und Slowenien gab es ebenfalls permanenten Informationsaustausch. In den späten Abendstunden des 12. Dezember 2017 konnten Gaslieferungen über die Station Baumgarten wieder aufgenommen werden, die Transitflüsse erreichten nach wenigen Stunden wieder das normale Niveau. Weitere Analysen und Auswirkungen sind sorgfältig zu bewerten.

# ABKÜRZUNGS- VERZEICHNIS.







#### a

Jahr

#### A & B

A & B Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG

#### AB

allgemeine Bedingungen

#### ABG

Austrian-Bavarian-Gasline

#### Abs.

Absatz

#### ACER

Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

#### AGB

allgemeine Geschäftsbedingungen

#### AGCS

AGCS Gas Clearing and Settlement AG

#### AGGM

Austrian Gas Grid Management AG

#### AIB

Association of Issuing Bodies

#### APCS

APCS Power Clearing and Settlement AG

#### APG

Austrian Power Grid AG

#### ARL

Ausfallreserveleistung

#### ASIDI

Average System Interruption Duration Index

#### AuSD

Ausfall- und Störungsdaten

#### BAL TF

Balancing Task-Force

#### BG

Bilanzgruppe

#### BGBI.

Bundesgesetzblatt

#### BKO

Bilanzgruppenkoordinator

#### BMNT

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus

#### BMWFV

Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft

#### bzw.

beziehungsweise

#### ca.

zirka

#### CA RES

Concerted Action for Renewables

#### CACM

Capacity Allocation Congestion Management

#### CAM

Capacity Allocation Mechanisms

#### CAM TF

Capacity Allocation Mechanisms Task-Force

#### CBC

Cross Border Committee

#### CEE

Central Eastern Europe

#### CEER

Council of European Energy Regulators  
Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden

#### CEF

Connecting Europe Fazilität

#### CEGH

Central European Gas Hub

#### CEGHIX

Central European Gas Hub Index, Preisindex basierend auf Börsetransaktionen für Day-ahead-Aufträge über die PEGAS-Plattform

#### CEM

Customer Empowerment

#### CERT

Computer Emergency Response Team

<b>CESEC</b> Central and South Eastern Europe Gas Connectivity	<b>ECG</b> Electricity Coordination Group	<b>EnLG</b> Energienkungsgesetz
<b>CNMC</b> Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, spanische Energie- regulierungsbehörde	<b>ECRB</b> Energy Community Regulatory Board	<b>ENTSO-E</b> European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>CO<sub>2</sub></b> Kohlenstoffdioxid	<b>E-Control</b> Energie-Control Austria	<b>ENTSOG</b> European Network of Transmission System Operators for Gas
<b>CRE</b> Commission de régulation de l'énergie, französische Energiergulierungsbehörde	<b>E-ControlG</b> Energie-Control-Gesetz	<b>EPEX</b> European Power Exchange
<b>CREG</b> Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, algerische Energie- regulierungsbehörde	<b>EECS</b> European Energy Certificate System	<b>EU</b> Europäische Union
<b>CWE</b> Central West Europe	<b>E-EnLD-VO</b> Elektrizitäts- Energienkungsdaten- Verordnung	<b>EU-SILC</b> EU Statistics on Income and Living Conditions
<b>DAVID-VO</b> Datenformat- und Verbrauchsinformations- darstellungs-Verordnung	<b>EEX</b> European Energy Exchange	<b>EWG</b> Electricity Working Group
<b>d. h.</b> das heißt	<b>EG</b> Europäische Gemeinschaft	<b>EWER</b> Europäischer Wirtschaftsraum
<b>DSGVO</b> Datenschutz-Grundverordnung	<b>EGHD-VO</b> Energiegroßhandels- datenverordnung	<b>exkl.</b> exklusive
<b>DS WG</b> Distribution System Working Group	<b>EIWOG</b> Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz	<b>EXXA</b> Energy Exchange Austria
<b>EB</b> Electricity Balancing	<b>EN</b> Europäische Normen	<b>FCA</b> Forward Capacity Allocation
	<b>ERF</b> Energy Regulators Forum	<b>FlexMOL</b> flexible Merit-Order-List
		<b>FNB</b> Fernleitungsnetzbetreiber

**FP TF**  
Future Policy Task-Force

**G**  
Gesetz

**GC**  
Grid Connection

**GCA**  
Gas Connect Austria

**GCG**  
Gas Coordination Group

**GI TF**  
Gas Infrastructure Task-Force

**GMMO-VO**  
Gasmarktmodell-Verordnung

**GNERC**  
Georgian National Energy  
and Water Supply Regulatory  
Commission, georgische  
Energierегulierungsbehörde

**GRI SSE**  
Gas Regional Initiative  
South-South-East

**GSE**  
Gas Storage Europe

**GSNE-VO**  
Gas-Systemnutzungs-  
entgelte-Verordnung

**GTM TF**  
Gas Target Model  
Task-Force

**GWG**  
Gaswirtschaftsgesetz

**GWh**  
Gigawattstunde

**h**  
Stunde

**H<sub>2</sub>**  
Wasserstoff

**HAG**  
Hungaria-Austria-  
Gasleitung

**HEA**  
Hungarian Energy and  
Public Regulatory Authority,  
ungarische Energie-  
regulierungsbehörde

**HEPI**  
Household Energy  
Price Index

**i.d.F.**  
in der Fassung

**IEA**  
International Energy  
Agency

**IGCC**  
International Grid  
Control Cooperation

**IKS**  
Internes Kontrollsystem

**IKT**  
Informations- und  
Kommunikationstechnik

**IME-VO**  
Intelligente Messgeräte-  
Einführungsverordnung

**IMR**  
Implementation  
Monitoring Report

**INF TF**  
Infrastructure  
Task-Force

**inkl.**  
Inklusive

**IO TF**  
Interoperability Task-Force

**ITO**  
Independent Transmission  
Operator, unabhängiger  
Übertragungsnetz-  
betreiber

**iVm**  
in Verbindung mit

**KI**  
Kritische Infrastrukturen

**KIP**  
Kittsee-Petržalka-  
Gasleitung

**KMU**  
kleine und mittlere  
Unternehmen

**KNEP**  
Koordinierter  
Netzentwicklungsplan

**KSÖ**  
Kuratorium Sicheres  
Österreich

**kWh**  
Kilowattstunde

**KWKW**  
Kleinwasserkraftwerke

**LFP**  
Langfristige Planung

**LNG**  
Liquefied Natural Gas

**mhbA**  
mit hohem  
biogenem Anteil

**Mio.**  
Million

**MMR**  
Market Monitoring Report

**MWh**  
Megawattstunde

**MZ-Energie**  
Mikrozensus-Sonder-  
programm Energieeinsatz  
der Haushalte

**N<sub>2</sub>**  
Stickstoff

**NCC**  
National Commission for  
Energy Control and Prices

**NC TAR**  
Network Code on  
Harmonised Transmission  
Tariff Structures for Gas,  
Netzkodex für harmonisierte  
Gas-Fernleitungsentgelt-  
strukturen

**NCG**  
Net Connect Germany

**NEMOs**  
Nominated Electricity  
Market Operator, Nominierter  
Strommarktbetreiber

**NEP**  
Netzentwicklungsplan

**NIS-RL**  
Netz- und Informations-  
sicherheitsrichtlinie

**NSI**  
North-South  
Interconnections

**MCO-Plan**  
Market Coupling  
Operator

**MGM**  
Marktgebietsmanager

**MOL**  
Merit-Order-List

**MoU**  
Memorandum of  
Understanding

**NOVA-Prinzip**  
Netzoptimierung  
vor -verstärkung  
und -ausbau

**Nr.**  
Nummer

**NRS**  
nationales  
Registrierungssystem

**O<sub>2</sub>**  
Sauerstoff

**OBI-Codes**  
Object Identification  
System

**ÖSG**  
Ökostromgesetz

**ÖFGEM**  
Office of Gas and  
Electricity Market,  
Energieregelungs-  
behörde Vereinigtes  
Königreich

**OGS**  
OMV Gas Storage

**OTC**  
Over-the-Counter

**ÖVGW**  
Österreichische  
Vereinigung für das Gas-  
und Wasserfach

**PCI**  
Projects of Common  
Interest

**PW**  
Penta West

**PRL**  
Primärregelleistung

**PV**  
Photovoltaik

**PVS**  
Primärverteilungssystem

**Q&A-Prozess**  
Questions & Answers  
Prozess

**RES**  
RAG Energy Storage

**RBP**  
Regional Booking  
Platform

**REMIT-Verordnung**  
Regulation on wholesale  
Energy Market Integrity  
and Transparency,  
Verordnung (EU)  
Nr. 1227/2011 über die  
Integrität und Transparenz  
des Energiegroßhandels-  
marktes

**RMS**  
Risikomanagement-  
system

**ROCs**  
Regional Operational  
Coordination Centers

**ROHUAT**  
Romania-Hungary-  
Austria

**SAIDI**  
System Average  
Interruption Duration  
Index

**SBU**  
Standard Bundled Unit

**SC**  
Strategy and  
Communication

**SGC**  
Southern Gas Corridor,  
Südlicher Gaskorridor

**SNE-VO**  
Systemnutzungs-  
entgelteverordnung

**SO**  
System Operation

**SOL**  
Süd-Ost-Leitung

**SOMA**  
Sonstige Marktregeln

**SoS-Verordnung**  
Security of Supply-  
Verordnung

**SRE**  
Sekundärregelenergie

**SRL**  
Sekundärregelleistung

**TAG**  
Trans-Austria-  
Gasleitung

**TAR TF**  
Tariff Task-Force

**TOR**  
technische und  
organisatorische  
Regeln

**TRU**  
Trading region  
upgrade

**TRL**  
Tertiärregelleistung

**TTF**  
Title Transfer Facility

**TWh**  
Terawattstunde

**TYNDP**  
Ten-Year Network  
Development Plan

**UA**  
ungewollter Austausch

**u.a.**  
unter anderem

**USt.**  
Umsatzsteuer

**VKI**  
Verein für  
Konsumenten-  
information

**vs.**  
versus

**VGM**  
Verteilergebiets-  
manager

**VHP**  
virtueller  
Handelspunkt

**VÜN**  
Vorarlberger  
Übertragungsnetz

**WAG**  
West-Austria-  
Gasleitung

**WKO**  
Wirtschaftskammer  
Österreich



## Impressum

### **Eigentümer, Herausgeber und Verleger:**

E-Control

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](mailto:office@e-control.at)

[www.e-control.at](http://www.e-control.at)

Twitter: [www.twitter.com/energiecontrol](https://www.twitter.com/energiecontrol)

Facebook:

[www.facebook.com/energie.control](https://www.facebook.com/energie.control)

### **Für den Inhalt verantwortlich:**

DI Andreas Eigenbauer und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)

Vorstände E-Control

### **Konzeption & Design:**

Reger & Zinn OG

**Text:** E-Control

**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 mitunter die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter. Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.