

UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG.



SIE HABEN
ES IN DER HAND.



INHALT

Vorwort

> Vorwort Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
und DI Andreas Eigenbauer, Vorstand der E-Control

> Einleitung	15
<hr/>	
Maßgebliche Entwicklungen im Jahr 2018	20
> Clean Energy Package	20
> Klima- und Energiestrategie #mission2030	21
> Gasversorgung 2018	24
> Stromversorgung 2018	26
> Strompreiszone Österreich-Deutschland	31
> Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt	33
<hr/>	
Rechtsrahmen – Entwicklungen in der EU und in Österreich	40
> Rechtsentwicklungen auf europäischer Ebene	42
> Rechtsentwicklung in Österreich	47
<hr/>	
Strom – Regulierung und Marktaufsicht	50
> Regulierung der Stromnetze	52
> Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz	58
> Netzdienstleistungsqualität	59
> Entflechtungsaufsicht	62
> Allgemeine Netzzugangsbedingungen	63
> Regelreservemarkt	63
> Kraftwerksverfügbarkeit für Redispatch	65
> Verrechnungsstellen	66
> Strom-Handelsplätze	66
> Allgemeine Lieferbedingungen	69
> Smart Meter	70
> Stromkennzeichnung	71



Gas – Regulierung und Marktaufsicht	74
> Regulierung der Gasnetze	76
> Lastprofilverordnung 2018	82
> Netzdienstleistungsqualität Gas	82
> Entflechtungsaufsicht	85
> Infrastrukturentwicklung Gas	86
> Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager	89
> Kapazitätsberechnungsmodell	90
> Gas-Handelsplätze	90
> Gas-Marktmodell	92
> Ausgleichsenergiemarkt	95
> Gasspeichermarkt	97
> Gasmarktintegration	100
> Gasversorger	101
> Gaskennzeichnung	102
<hr/>	
REMIT	104
<hr/>	
Versorgungssicherheit	110
> Versorgungssicherheit Strom	112
> Versorgungssicherheit Gas	115
<hr/>	
Internationale Aktivitäten der E-Control	120
> Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)	122
> Council of European Energy Regulators (CEER)	126
> Weitere internationale Kooperationen	132
<hr/>	
Monitoring des Endkundenmarktes	136
> Preisentwicklung für Haushalte	138
> Preisentwicklung Gewerbe und Industrie	143
> Lieferanten und Angebotsvielfalt	147

> Preisentwicklungen verschiedener Anbieter	149
> Vermittler	156
> Informationsstelle für Markteintritt	157
> Konsumentenschutz	158
> Instrumente für Preisvergleiche	160

Endkundenberatung 168

> Energie-Hotline	170
> Beratungstätigkeiten in Gemeinden	171
> Messen	172
> Öffentlichkeitsarbeit	172
> Informationsangebot der E-Control im Internet	173
> Social Media	173
> Schlichtungsstelle der E-Control	175

Aktive Teilnahme von Haushalten am Energiemarkt 178

Statistische Erhebungen 182

> Eurostat-Preiserhebungen	184
> Zahl der Melder und Meldungen	184
> Erinnernde Kontakte	186

Compliance und Datenschutz (DSGVO) 188

Berichtswesen 191

Tätigkeit der E-Control in Zahlen 195

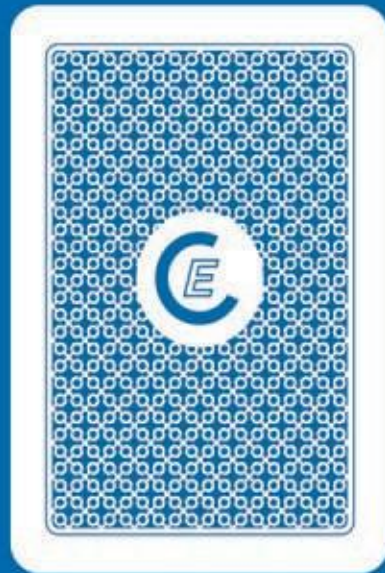
> Behördliche Verfahren	197
> Öffentlichkeitsarbeit	199
> Direkte Endkundeninformation	200

Glossar 201

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Gas-Speicherstände 2017 und 2018	25
Abbildung 2	Physische Gasflüsse im Gaswirtschaftsjahr 2017/18	25
Abbildung 3	Elektrizitätsbilanz 2018	27
Abbildung 4	Strom-Speicherstände 2017 und 2018	27
Abbildung 5	Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2017	29
Abbildung 6	Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. Halbjahr 2018 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2017	30
Abbildung 7	Entwicklung der Day-ahead-Spotpreise der EPEX Spot SE und EXAA (Gebotszone DE/AT/LU bzw. AT und DE/AT)	35
Abbildung 8	Ergebnisse im FBMC der CWE-Region seit Trennung der gemeinsamen Preiszone DE/AT	36
Abbildung 9	Entwicklungen am Terminmarkt der EEX (Marktgebiet Deutschland-Österreich)	37
Abbildung 10	Gaspreise Day-ahead, bilateraler Handel	38
Abbildung 11	Gaspreise CEGHIX Day-ahead	39
Abbildung 12	Preisentwicklung Gas und Rohöl	39
Abbildung 13	Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2019	56
Abbildung 14	Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	57
Abbildung 15	SAIDI in Minuten nach Jahren	60
Abbildung 16	Entwicklung Regelreservekosten	65
Abbildung 17	Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE	67
Abbildung 18	Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA	68
Abbildung 19	Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2017 in Österreich	72
Abbildung 20	Entwicklung der Gas-Tarifierungsmenge	79
Abbildung 21	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-3-Musterkunde	80
Abbildung 22	Entgeltentwicklung Gas-Netznutzungsentgelt Ebene-2-Musterkunde	81
Abbildung 23	Die durchschnittliche Dauer der Gasversorgungsausfälle 2013 bis 2017 in Minuten (Berechnung nach SAIDI)	83
Abbildung 24	Von ungeplanter Unterbrechung betroffene Netzbenutzer in Prozent	84
Abbildung 25	Gasverbrauchsszenarien für das Marktgebiet Ost bis zum Jahr 2028, maximal mögliche Stundenleistung in 1.000 Nm ³ /h	87
Abbildung 26	Entwicklung Handelsvolumen CEGH	91
Abbildung 27	Handelsmengen Day-ahead	91
Abbildung 28	Physikalische Ausgleichsenergieabrufe Marktgebiet Ost	96
Abbildung 29	Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost	97
Abbildung 30	Gas-Speicherkapazitäten	98
Abbildung 31	Buchung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher im Jahr 2018	99
Abbildung 32	REMIT – Prozess der Marktüberwachung	107
Abbildung 33	Potenzielle inländische Bedarfsdeckung (Öffentliche Versorgung)	113

Abbildung 34	Risikomatrix	114
Abbildung 35	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938	116
Abbildung 36	Energiepreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh (Strom)	138
Abbildung 37	Entwicklung Gesamtkosten Haushalte Strom	139
Abbildung 38	Energiepreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh (Gas)	140
Abbildung 39	Entwicklung Gesamtkosten Haushalte Gas	140
Abbildung 40	Household Energy Price Index (HEPI) Strom	141
Abbildung 41	Strompreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand Dez. 2018	142
Abbildung 42	Household Energy Price Index (HEPI) Gas	142
Abbildung 43	Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand Dez. 2018	143
Abbildung 44	Strompreisentwicklung Nicht-Haushalte gewichtet in Cent/kWh	144
Abbildung 45	Entwicklung Gesamtkosten Nicht-Haushalte Strom	144
Abbildung 46	Gaspreisentwicklung Nicht-Haushalte gewichtet in Cent/kWh	145
Abbildung 47	Entwicklung Gesamtkosten Nicht-Haushalte Gas	146
Abbildung 48	Entwicklung Lieferantenauswahl und Gesamtanzahl von Angeboten	147
Abbildung 49	Energiepreise Strom für Haushaltskunden von angestammten Anbietern im jeweiligen Netzgebiet	149
Abbildung 50	Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead	150
Abbildung 51	Entwicklung Einsparpotenzial	150
Abbildung 52	Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten	152
Abbildung 53	Energiepreise Gas für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet	153
Abbildung 54	Großhandelspreise vs. Endkundenpreise	153
Abbildung 55	Entwicklung Einsparpotenzial	154
Abbildung 56	Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten	155
Abbildung 57	Kennzahlen des Monitoring Konsumentenschutz, 2017	158
Abbildung 58	Gesamter Jahresverlauf der Abfragen im Tarifikalkulator	161
Abbildung 59	Abfragen im Tarifikalkulator nach Regionen, Zeitraum 2018	162
Abbildung 60	Tarifikalkulator – Arten der Stromabfragen, 1Q–3Q/2018	163
Abbildung 61	Tarifikalkulator – Filteroptionen für Ergebnisse Strom, 1Q–3Q/2018	163
Abbildung 62	Preismonitor Strom	165
Abbildung 63	Preismonitor Gas	165
Abbildung 64	Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern	166
Abbildung 65	Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern	166
Abbildung 66	Anfragen an die Energie-Hotline der E-Control im Jahr 2018 nach Themen	171
Abbildung 67	Anfragegründe Anfragen und Verfahren 2018, prozentuelle Aufteilung	175
Abbildung 68	Anfragegründe Anfragen und Verfahren 2018 in absoluten Zahlen	176









Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand der E-Control

Das Jahr 2018 war von folgenden großen Entwicklungen und Themen geprägt:

Unter der österreichischen EU-Ratspräsidentschaft ist es im zweiten Halbjahr 2018 gelungen, das europäische Gesetzesvorhaben „Clean Energy Package for all Europeans“ zu finalisieren. Dieses Paket gilt als wichtiger Schritt zur Umsetzung der Strategie für die Energieunion und wird zu einer weiteren Transformation der Energiemärkte führen. Die Umsetzung des Clean Energy Packages bringt Herausforderungen für die Marktteilnehmer und die Regulierungsbehörde mit sich, gleichzeitig aber auch Neuerungen für die österreichischen Kundinnen und Kunden.

Weiters hat die Bundesregierung im Jahr 2018 ihre „#mission2030“, die österreichische Klima- und Energiestrategie, beschlossen. Darin bekennt sich die Bundesregierung zu den internationalen Klimazielen und zu einer aktiven Klima- und Energiepolitik, die die Balance zwischen ökologischer Nachhaltigkeit, Wettbewerbsfähigkeit/Leistbarkeit und Versorgungssicherheit gewährleistet.

Sowohl das Clean Energy Package als auch die #mission2030 werden, beginnend mit 2019, zu konkreten Umsetzungsmaßnahmen auf gesetzlicher wie auch verwaltungsbehördlicher Ebene führen. Damit sind auch die

Schwerpunkte der künftigen Regulertätigkeit der E-Control vorgezeichnet, die die grundlegende Umstellung des Energiesystems begleiten wird.

Im Herbst 2018 hat die E-Control die Grundlagen für die vierte Anreizregulierungsperiode der österreichischen Stromverteilernetzbetreiber beschlossen. Das neue Anreizregulierungsmodell, das ab 2019 für einen Zeitraum von fünf Jahren gilt, ist das Ergebnis eines eingehenden Verfahrens, in das sowohl Netzbetreiber als auch Kundenvertreter eingebunden waren. Ziel war es, ein ausgewogenes System zu implementieren, das einerseits den Netzbetreibern stabile Rahmenbedingungen für ihre Investitionen garantiert, andererseits aber auch Anreize schafft, um die Wirtschaftlichkeit des Systems und damit die Leistbarkeit für die Endkundinnen und -kunden zu gewährleisten.

Künftig wird es auch notwendig sein, die Netztarifstruktur in einer Weise anzupassen, dass sie den Herausforderungen einer vielfältigeren, dezentralen und flexiblen Stromversorgung gerecht wird. Dafür wurden 2018 mit den Vorschlägen der E-Control für die „Tarife 2.0“ weitgehende Vorarbeiten geleistet.

Mit 1. Oktober 2018 erfolgte die Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszonen.

DI Andreas Eigenbauer
Vorstand der E-Control



ne. Für grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich müssen nunmehr auch Übertragungskapazitäten gebucht werden, was dazu führt, dass es zu zusätzlichen Kosten und unterschiedlichen Großhandelspreisen in Deutschland und Österreich kommen kann. Die E-Control hat sich stets gegen einen solchen Rückschritt des europäischen Binnenmarkts ausgesprochen. Dennoch war diese Trennung – nicht zuletzt aufgrund von Entscheidungen auf mitgliedstaatlicher und europäischer Ebene – unvermeidbar. Nach zahlreichen sehr eingehenden Verhandlungen sowie aufgrund des Engagements wesentlicher Marktteilnehmer ist es zumindest gelungen, einen Kompromiss zu finden, der den Stromhandel zwischen den gut integrierten Märkten auch künftig in großem Umfang ermöglicht. Dennoch bleibt es das Ziel der E-Control, die beiden Märkte wieder vollständig zu integrieren.

Zeitgleich mit der Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone und den damit einhergehenden Preisauswirkungen war – unabhängig davon – eine europaweite Steigerung der Stromgroßhandelspreise zu beobachten. Seit Mitte 2011 folgten die Großhandelspreise (Baseload Year-ahead) bis Ende 2015 einem Abwärtstrend. Mit Jänner 2016 stoppte der Verfall der Strompreise, sie zogen bis zuletzt wieder deutlich an. Diese Trendwende war von

fundamentalen Bewegungen in den Großhandelsmärkten anderer Energieträger (Kohle, Gas) und der CO₂-Zertifikate angestoßen worden, und zwar zu einem Zeitpunkt, an dem die Preiszonentrennung zwischen Österreich und Deutschland-Luxemburg noch nicht feststand. Die Beobachtung und Analyse der Preisentwicklungen wird die E-Control auch im Jahr 2019 weiter beschäftigen.

2018 hat die E-Control ihr internationales Engagement neuerlich verstärkt. Neben der aktiven Mitarbeit in verschiedenen Arbeitsgruppen und Gremien sowohl bei der europäischen Regulierungsagentur ACER als auch bei der Vereinigung der europäischen Energieregulierungsbehörden CEER wurde ein Vorstandsmitglied der E-Control im Oktober 2018 darüber hinaus zum Vizepräsidenten von CEER gewählt. Ebenfalls im Oktober wurde die heimische Regulierungsbehörde als Vollmitglied bei ERRA aufgenommen, einem regionalen Zusammenschluss von Energieregulierungsbehörden weltweit. Aus diesen Engagements ergeben sich auch für das Jahr 2019 vermehrte Aktivitäten auf internationaler Ebene, um die Interessen der heimischen Energiekundinnen und -kunden bestmöglich vertreten zu können, was aufgrund der zentralen Position Österreichs mit seinen zahlreichen Interkonnektoren im Strom- und Gasbereich geboten ist.

Die sichere Versorgung der österreichischen Energiekundinnen und -kunden stand auch 2018 weiter im Fokus der E-Control. Das vergangene Jahr war vor allem während der Sommermonate aufgrund der Hitzewelle und der damit einhergehenden niedrigen Laufwasserkrafterzeugung durchaus herausfordernd. Das Ziel der #mission2030, die Nachfrage nach elektrischer Energie ab dem Jahr 2030 bilanziell gänzlich durch Erneuerbare abzudecken, darf auch beim Thema Versorgungssicherheit nicht außer Acht gelassen werden. Die Beschäftigung mit Versorgungssicherheit, weitere Analysen sowie die Diskussion über einen möglichen Versorgungsstandard Strom wird die E-Control 2019 weiter beschäftigen. Ziel ist es, während des gesamten Transformationsprozesses des Energiesystems die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Ein weiteres Vorhaben der E-Control ist es, die aktive Teilnahme der Endkundinnen und -kunden am Energiemarkt zu forcieren, was auch den Zielsetzungen des Clean Energy

Packages entspricht. Hier wurden 2018 verschiedene Wege zur Bewusstseinsbildung und Information gewählt. Teilhabemöglichkeiten von Haushalten an den Energiemärkten, die effizientere Nutzung von Energie, aber auch die Untersuchung von Möglichkeiten der Laststeuerung auf deren sinnvolle und nutzenbringende Anwendbarkeit stehen hier im Fokus. Dazu wird auch die laufende Ausrollung von Smart Meter beitragen, die im Jahr 2019 ihre Fortsetzung finden wird.

Das Energiejahr 2019 wird also neue und spannende Herausforderungen mit sich bringen. Die E-Control kann diese Aufgaben nur erfüllen, weil alle ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mit größtem Engagement, ausgewiesener Fachkunde und Professionalität im Sinne des gesetzlichen Auftrags tätig sind. Dafür möchten wir uns herzlich bedanken. Schließlich gilt unser Dank auch den Marktteilnehmern und allen Partnern der E-Control für die konstruktive Zusammenarbeit.



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand E-Control



DI Andreas Eigenbauer
Vorstand E-Control



EINLEITUNG

Der vorliegende Tätigkeitsbericht der E-Control gemäß § 28 E-ControlG stellt die wichtigsten Entwicklungen der Strom- und Gasversorgung im Jahr 2018 sowie die Tätigkeiten der Regulierungsbehörde E-Control dar.

Der Bericht zeigt zu Beginn die wichtigsten Ereignisse und Entwicklungen des Jahres 2018. Hierauf folgt die Darstellung der Änderungen des Rechtsrahmens sowie der regulatorischen und marktseitigen Entwicklungen im Strom- und Gassektor. Weiters folgen die Berichte zur Versorgungssicherheit und zuletzt gebündelt eine Zusammenfassung der Aktivitäten und der Wettbewerbssituation in Bezug auf Endkundinnen und -kunden. Wie jedes Jahr ist die Aufsicht über Marktteil-

nehmer, insbesondere die Netzbetreiber für Strom und Gas, eine Kernaufgabe der Behörde, weshalb sich ein wesentlicher Teil diesen Themen widmet. Der Bericht geht überdies auf interne Maßnahmen wie zu Compliance und Datenschutz ein und beinhaltet Kennzahlen zur Tätigkeit der E-Control sowie schließlich auch den Rechnungsabschluss des Jahres 2018.

Schwerpunkte der Berichterstattung liegen dieses Jahr einerseits auf den Ereignissen rund um die Trennung der Strompreiszone Österreich-Deutschland und andererseits auf den sehr wichtigen, in die Zukunft gerichteten Themen des Clean Energy Package sowie auch auf der österreichischen Klima- und Energiestrategie, der #mission2030.







MASSGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHR 2018

Clean Energy Package

Im Rahmen der Strategie für die Energieunion legte die Europäische Kommission Ende 2016 Vorschläge zur Schaffung eines neuen Energiemarktdesigns unter dem Namen „Clean Energy for all Europeans“ vor. Dieses Gesetzesvorhaben ist ein wichtiger Schritt zur Umsetzung der Strategie für die Schaffung der Energieunion. Die Verwirklichung dieses Ziels erfordert eine grundlegende Umstellung des europäischen Energiesystems. Dabei sind Lösungen zur Bewältigung der derzeitigen Herausforderungen des Strommarktes, insbesondere der Integration volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, zu finden. Mit ihren Vorschlägen verlangt die Europäische Kommission eine Marktorganisation, die eine stärkere Koordination auf allen Ebenen ermöglicht.

Im Rahmen des Gesetzespakets veröffentlichte die Europäische Kommission unter anderem Vorschläge für Änderungen in der RL über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (2009/72/EG), der VO über die Netzzugangsbedingungen für den grenzübergreifenden Stromhandel (EG 714/2009), der RL zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009/28/EG), der RL zur Energieeffizienz (2012/27/EU) sowie der VO zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (EG 713/2009).

Bereits Anfang 2017 begannen sowohl der Ministerrat als auch das Europäische Parla-

ment mit der Ausarbeitung ihrer Positionen. Das Ziel der Europäischen Kommission, eine Einigung zwischen den europäischen Institutionen für alle Dossiers während der österreichischen Ratspräsidentschaft (2. Hälfte 2018) herbeizuführen, konnte erreicht werden. Alle Dossiers des Clean Energy Package konnten noch während der österreichischen Ratspräsidentschaft erfolgreich ausverhandelt werden.

So konnten sich bereits im Sommer 2018 die europäischen Institutionen auf ein neues Governance-System für die Energieunion einigen. In diesem übergeordneten Rechtsakt ist festgelegt, wie die Mitgliedstaaten sowohl untereinander als auch mit der Kommission zusammenarbeiten werden, um die ehrgeizigen Energie- und Klimaziele 2030 zu erreichen. Einigungen zwischen den europäischen Institutionen konnten im Juni 2018 ebenso bei der Energieeffizienz-RL und der Erneuerbaren-RL erzielt werden. Die Energieeffizienz-RL soll sicherstellen, dass das neu ausverhandelte EU-Energieeffizienzziel von 32,5% für 2030 erreicht wird. Das vereinbarte Kernziel der Erneuerbaren-RL besteht darin, dass bis 2030 ein Anteil von 32% der Energie in der EU aus erneuerbaren Quellen stammen soll. Weitere wichtige Elemente der Einigung betreffen unter anderem die Förderregelungen und die Vereinfachung von Genehmigungsverfahren.

Im Dezember 2018 konnte schließlich auch eine Einigung über die StromVO und -RL, die

Risk-Preparedness VO (VO zur Risikovorsorge) sowie über die ACER-VO erzielt werden.

Die Überarbeitung der ACER-VO war erforderlich, um die Regulierungsaufsicht an die neuen Gegebenheiten des europäischen Energiebinnenmarkts anzupassen. Eines der wichtigsten Elemente der neuen VO betrifft die Regulierungsaufsicht über europäische Organisationen. Die neuen Bestimmungen stärken die unterstützende Rolle der Agentur bei der Erkennung von Pflichtenverletzungen und bei der Schlichtung von Uneinigkeiten. Weiters beinhaltet die VO eine solide Verfahrens- und Geschäftsordnung sowie neue Regelungen hinsichtlich der Verteilung der Kompetenzen zwischen den unterschiedlichen ACER-Organen.

Mit der Überarbeitung der StromVO werden Regeln und Grundsätze für den Strombinnenmarkt definiert, um sicherzustellen, dass der

Markt ordnungsgemäß, wettbewerbsgerecht und verzerrungsfrei funktioniert und dass Hemmnisse für den grenzüberschreitenden Stromhandel abgebaut werden. Änderungen bei der StrombinnenmarktRL betreffen unter anderem Regelungen zu aktiven Endkundinnen und -kunden, Aggregatoren, Smart Meter und den so genannten Bürgerenergiegemeinschaften (Citizens Energy Communities). Die neue Risk-Preparedness VO legt den Rahmen von Vorschriften zum Umgang mit Krisensituationen in der Stromversorgung fest.

Die E-Control war auf mehreren Ebenen aktiv in die Diskussion zu den Gesetzesvorschlägen eingebunden und brachte dabei ihre Erfahrung und ihre Sachkenntnis ein. Die damit verbundenen Tätigkeiten umfassten unter anderem die Leitung von bzw. die Mitarbeit in Arbeitsgruppen von Regulatoren, aber auch die Unterstützung der österreichischen Ratspräsidentschaft in Form von fachlichen Beiträgen.

Klima- und Energiestrategie #mission2030

Die im Mai 2018 von der Bundesregierung beschlossene „Klima- und Energiestrategie #mission2030“ ist ein zentraler Wegweiser für die Energiepolitik der nächsten Jahre. Die viel zitierte Transformation der Energiemärkte ist mittlerweile längst im Gange. Die #mission2030 zeigt nun den weiteren Weg auf, der freilich nur durch Gesetze und verwaltungsbehördliche Aktivitäten umzusetzen ist. Für die E-Control leitet sich daraus eine Reihe von neuen Aufgaben

ab. Dies deshalb, weil sich die Energieinfrastruktur, die Strom- und Gasmärkte, aber auch damit verbundene Dienstleistungen und mit ihnen die Geschäftsmodelle in den nächsten Jahren nachhaltig ändern werden. Damit ändern sich auch die Aufgaben und die Rolle der E-Control. Nachfolgend wird daher auf Schwerpunkte der #mission2030 eingegangen und die Position der E-Control zu zentralen Punkten dargestellt.

Sektorkopplung

Die Kopplung der Sektoren, wie etwa Strom, Gas und Wärme, ist ein wesentlicher Aspekt für die Zukunft. Mit besser abgestimmten Schnittstellen zwischen einzelnen Technologien und Märkten kann wiederum ein effizienterer Einsatz erneuerbarer Energieträger bewirkt werden. Dabei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass es entlang der Wertschöpfungskette zu mehrfachen Förderungen kommen kann und (wie auch in der Klima- und Energiestrategie mehrfach angesprochen) dementsprechend auf einen ebenso effizienten Einsatz von öffentlichen Mitteln zu achten ist.

Bereitstellung der Infrastruktur

In der #mission2030 wird auf die Notwendigkeit des Infrastrukturausbaus hingewiesen. Gerade beim Stromverbrauch ist in Zukunft mit einem geänderten Nutzverhalten und höheren Lastspitzen (auch im Bereich der Kleinverbraucherinnen und -verbraucher) zu rechnen. Diesen Tendenzen wird im Rahmen der Regulierung schon länger Rechnung getragen. Die E-Control hat umfangreiche Überlegungen zu den zukünftigen Veränderungen bereits in einem Positionspapier ausgearbeitet und vorgestellt („Tarife 2.0“). Grundsätzlich sollten Ausnahmen von Netzentgelten nicht im Vordergrund stehen, sondern die Kostenverursachungsgerechtigkeit im Fokus bleiben. Wenn die Kosten für einen Netzausbau nicht mehr von den Verursachern getragen werden, entstünden falsche Anreize. Insofern ist die Aussage der #mission2030, dass Infrastrukturkosten auch bei steigender

Eigenversorgung fair verteilt werden, zu unterstützen. So müssen auch Speicher für den Bezug aus dem öffentlichen Netz – wie jeder andere Netznutzer auch – einen Beitrag zu den Netzentgelten leisten, sofern diese nicht tatsächlich netzdienlich und gesamtkostenmindernd eingesetzt werden.

Genehmigungsverfahren für die Infrastruktur – vor allem für Stromnetze – zu beschleunigen, ist ein wesentlicher Punkt, der ebenfalls begrüßt wird. Jede Verzögerung des notwendigen Infrastrukturausbaus führt zu massiven Folgekosten (etwa für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebes mittels Abruf von Kraftwerken).

Aktive Energiekundinnen und Energiekunden

Die E-Control unterstützt das Vorhaben, die Energiekundinnen und -kunden stärker in die Transformation der Energiemärkte einzubinden. Die Dezentralisierung, die Digitalisierung und neue Technologien, Akteure und Dienstleistungen bieten den Energiekunden immer mehr Möglichkeiten, am Markt teilzunehmen. Die Energiemärkte werden aber andererseits auch komplexer und zunehmend intransparenter. Aus diesem Grund müssen Transparenz und Sicherheit geschaffen werden, damit die Konsumentinnen und Konsumenten auch einen entsprechenden Schutz genießen. Die Dienstleistungen der E-Control (etwa Hotline, Schlichtungsstelle und Tarifkalkulator) sind dabei wesentliche Elemente, deren Bedeutung in Zukunft noch wachsen

wird. Die unabhängige und neutrale Informationsbereitstellung muss jedenfalls sichergestellt werden.

Gleichzeitig darf nicht außer Acht gelassen werden, dass nicht alle Kundinnen und Kunden in gleicher Weise an diesen neuen Entwicklungen teilhaben werden können. Es ist daher wichtig, durch eine faire Kostenverteilung und eine entsprechende Ausgestaltung des Rechtsrahmens die unterschiedlichen Bevölkerungsgruppen adäquat zu berücksichtigen.

Erdgas als Brückentechnologie und „Greening the gas“

Erdgas ist auch mittel- bis langfristig nicht aus dem Energiesystem wegzudenken. Besonders bei einer entsprechenden Versorgungssicherheit spielt Erdgas eine zentrale Rolle. Aber auch die Industrie wird über längere Zeit nicht ohne Erdgas auskommen. Für Erdgas im Bereich der Mobilität sollte es zumindest bei den steuerlichen Aspekten einen mittelfristigen Planungshorizont geben.

Die E-Control begrüßt das Vorhaben, Gas nachhaltig zu erzeugen („Greening the gas“) und in das bestehende Gasnetz einzuspeisen. Ein verstärkter Einsatz von Biogas im Erdgasnetz muss jedoch transparent und nachvollziehbar erfolgen. Die E-Control kann aufgrund ihrer Erfahrung im Bereich der Stromkennzeichnung die entsprechenden Expertise zur Verfügung stellen. Die neuen Möglichkeiten der Digitalisierung bringen

hier die Möglichkeit, realitätsnah zu kennzeichnen.

100% Strom aus erneuerbaren Energieträgern

Das Ziel, 100% der Nachfrage nach elektrischer Energie bilanziell durch erneuerbare Energieträger abzudecken, stellt eine große Herausforderung dar. Die Realisierung dieses Zieles ist sowohl technisch als auch wirtschaftlich äußerst ambitioniert. Unter der Annahme eines Anstiegs des Stromverbrauchs bis 2030 müsste die Erzeugung aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und Kleinwasserkraft zumindest verdreifacht werden. Aufgrund der Marktlage und den vorhandenen Potenzialen müssten entweder entsprechende Fördermittel aufgebracht oder die Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass diese Kraftwerke ohne oder mit geringerer Förderung ein wirtschaftliches Umfeld vorfinden. Zusätzlich wirkt sich dieser Ausbau auf die Netzinfrastruktur, aber auch auf in diesem Zusammenhang stehende notwendige Dienstleistungen aus. Ein wesentlicher Beitrag ist bei diesem Transformationsprozess ein laufendes Monitoring der Entwicklung der Technologien und des Förderbedarfs (siehe dazu auch den Ökostrombericht der E-Control), um Tendenzen ehestmöglich zu erkennen und darauf entsprechend reagieren zu können.

Versorgungssicherheit

Anhand definierter Fallbeispiele wird jährlich im Monitoring-Bericht „Versorgungssicherheit Strom“ der E-Control die Versorgungssicher-

heit analysiert. Basierend darauf ist festzuhalten, dass es sich bei der Umsetzung von 100% Strom aus Erneuerbaren um einen essentiellen Eingriff in den Strommarkt handelt. Dabei sollte ein besonderes Augenmerk auf eine anhaltend hohe Versorgungssicherheit gelegt werden. Unter den Gesichtspunkten des 100%-Zieles der Sektorkopplung und einer verstärkten Elektrifizierung ist nicht systemimmanent, dass das jetzige Marktsystem stets auf lange Sicht für eine entsprechend installierte Leistung an gesicherten Kapazitäten sorgt. Momentan übernehmen in Österreich diese Aufgabe Gaskraftwerke und zu einem gewissen Grad Speicher. Aus Sicht der E-Control müssen diese Komponenten in den Weg zum 100% Ziel entsprechend integriert werden. Eine Ausgrenzung und somit nicht ganzheitliche Betrachtung kann sich negativ

auf die Versorgungssicherheit auswirken und gleichzeitig zu nachträglichen Zusatzkosten führen, weil erneute Systemeingriffe notwendig werden.

Flexibilität

Die Flexibilität des Energiesystems ist ein wesentlicher Eckpfeiler in der Energiestrategie. Dies ist zu befürworten und alle verfügbaren Angebotstechnologien wie auch die Nachfrageseite sind dafür einzusetzen. Eine wesentliche Rolle wird der Flexibilität für Regel- und Ausgleichsenergie zugeordnet. Das geforderte jährliche Flexibilitätsreporting kann dabei eine wesentliche Rolle spielen und kann von der E-Control unabhängig, neutral und ohne wirtschaftliche Interessen durchgeführt und zur Verfügung gestellt werden.

Gasversorgung 2018

Die Abgabe von Gas an Endverbraucherinnen und Endverbraucher betrug im Jahr 2018 insgesamt 90,7 TWh und war damit um 4,5 TWh oder 4,7% niedriger als im Vorjahr. Verbrauchszuwächse gab es lediglich in den kalten Wintermonaten Februar und März mit 7,5% bzw. 0,8 TWh und 26,4% bzw. 2,3 TWh und im Dezember mit 8,5% bzw. 1 TWh. Der Verbrauchszuwachs im März ist nicht zuletzt auch auf den erhöhten Einsatz der gasbefeuelten Wärmekraftwerke zurückzuführen. Den höchsten Rückgang gab es aufgrund wärmerer Temperaturen er-

wartungsgemäß im Jänner mit 28,5% bzw. 4,5 TWh und April (28,1% bzw. 2,0 TWh). Im Mai war ein Rückgang von 17,3% oder 0,8 TWh zu verzeichnen.

Die inländische Produktion sank um 17,6% bzw. 2,4 TWh gegenüber dem Vorjahr, an biogenen Gasen wurden um 15% (0,02 TWh) mehr ins Netz eingespeist. Während in die Speicher um 11,3% oder 8,9 TWh weniger eingepresst wurden, reduzierte sich die Entnahme um 5,6% oder 4,2 TWh. Auffallend ist, dass die höchsten Steigerungsraten bei der

GAS-SPEICHERSTÄNDE 2017 UND 2018 in GWh (links) und % (rechts)

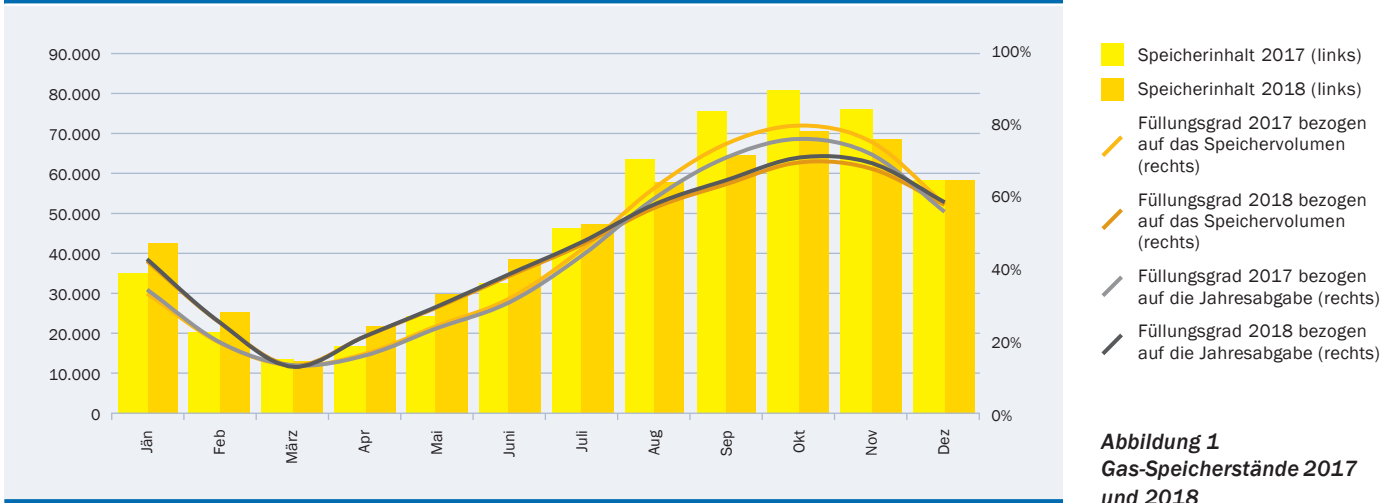
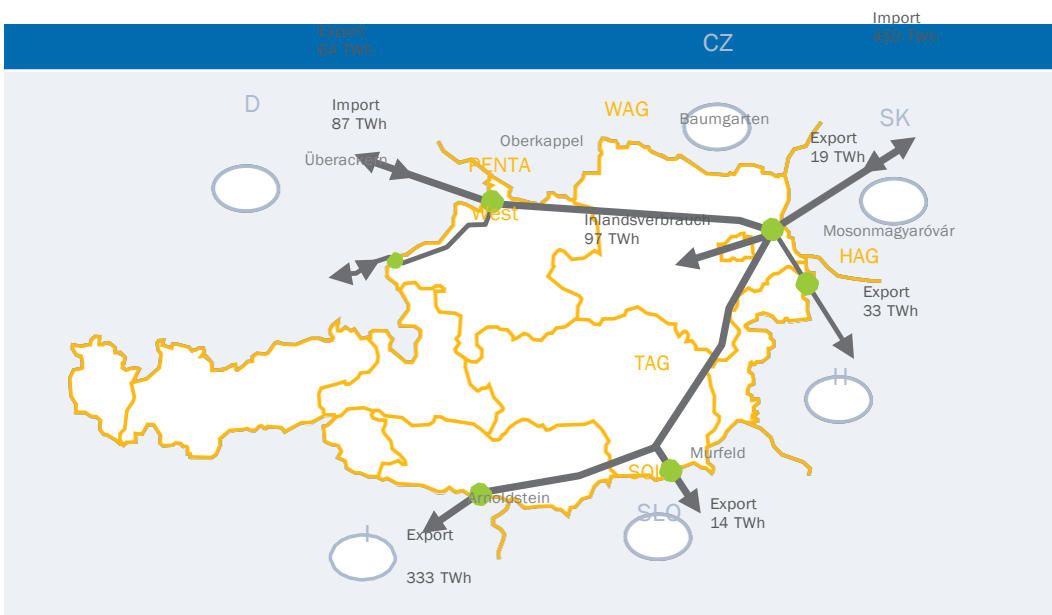


Abbildung 1
Gas-Speicherstände 2017 und 2018

Quelle: E-Control



- > Produktion12,0 TWh
- > Speicherentnahme.78,4 TWh
- > Speichereinpressung67,0 TWh
- > Eigenverbrauch und Verluste5,5 TWh
- > Statistische Differenz0,9 TWh

Abbildung 2
Physische Gasflüsse im
Gaswirtschaftsjahr 2017/18

Quelle: E-Control

Entnahme im Juli und August gegeben waren. Sie betragen in den tendenziell durch geringe Speicherentnahmen charakterisierten Sommermonaten aufgrund der wirtschaftlichen Lage und einem zum Teil erhöhten Einsatz von Gaskraftwerken mehr als das Dreifache im Vergleich zum Vorjahr, während die Entnahme im Jänner, April, Juni, Oktober, November und Dezember zurückging (7,8% bis 58,6%).

Die Erdgasimporte erreichten 527,6 TWh mit einer Reduktion im Jahresvergleich um 4,5% bzw. 25 TWh, während die Exporte eine Re-

duktion um 4% bzw. 18,5 TWh aufwiesen. Mit Jahresende waren in den Erdgasspeichern in Österreich insgesamt 58,4 TWh (5,2 Mrd. Nm³) gelagert, was einem Füllungsgrad von 63,7% entspricht. Dies ist ein nur unwesentlich niedrigerer Speicherstand als zum Vergleichszeitpunkt des Vorjahres (-0,1%). Anzumerken ist jedoch, dass die gegenwärtigen Speichervorräte immer noch rund zwei Drittel der Abgabemenge an Endverbraucherinnen und Endverbraucher in den letzten zwölf Monaten entsprechen.

Stromversorgung 2018

Im gesamten Jahr 2018 wurden im Inland insgesamt 71,3 TWh an elektrischer Energie verbraucht, was einer Steigerung um 0,3% oder 0,2 TWh entspricht. Das dritte Quartal war das einzige, in dem ein Rückgang des Verbrauchs um 0,8% zu verzeichnen war, in allen anderen Quartalen stieg der Verbrauch oder blieb konstant. Der höchste inländische Verbrauchszuwachs war im ersten Quartal mit 1,8% bzw. 0,3 TWh gegeben, wobei im Jänner um 0,4 TWh bzw. 5,9% weniger Strom verbraucht wurde, der Verbrauch im Februar und März jedoch witterungsbedingt um 0,2 TWh bzw. 3,8% und 0,5 TWh bzw. 7,6% anstieg. Im zweiten Quartal konnte ein Verbrauchszuwachs von 0,6% bzw. 0,1 TWh verzeichnet werden, wobei der April mit einem leichten Rückgang des Verbrauchs startete (1,1% bzw. 0,1 TWh). Im dritten Quartal waren

die Verbrauchswerte im Juli und August konstant, im September sank der Verbrauch um 0,2 TWh bzw. 2,8%. Im vierten Quartal blieb der Verbrauch verglichen mit dem Vorjahr konstant, war jedoch von leichten Zuwächsen im Oktober und Dezember sowie einer Reduktion um 0,1 TWh bzw. 1,7% im November gekennzeichnet.

Wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung des Stromverbrauchs hatte einerseits die Witterung, geprägt von einer sehr niedrigen mittleren Temperatur in den Monaten Februar und März, sowie einem Jahresbeginn, Frühjahr und Sommer, in dem die monatsmittlere Temperatur teilweise deutlich über den Werten des Vorjahres lag. Über den vorwiegend temperaturabhängigen Einfluss des Kleinkundenbereichs hinaus war auch das

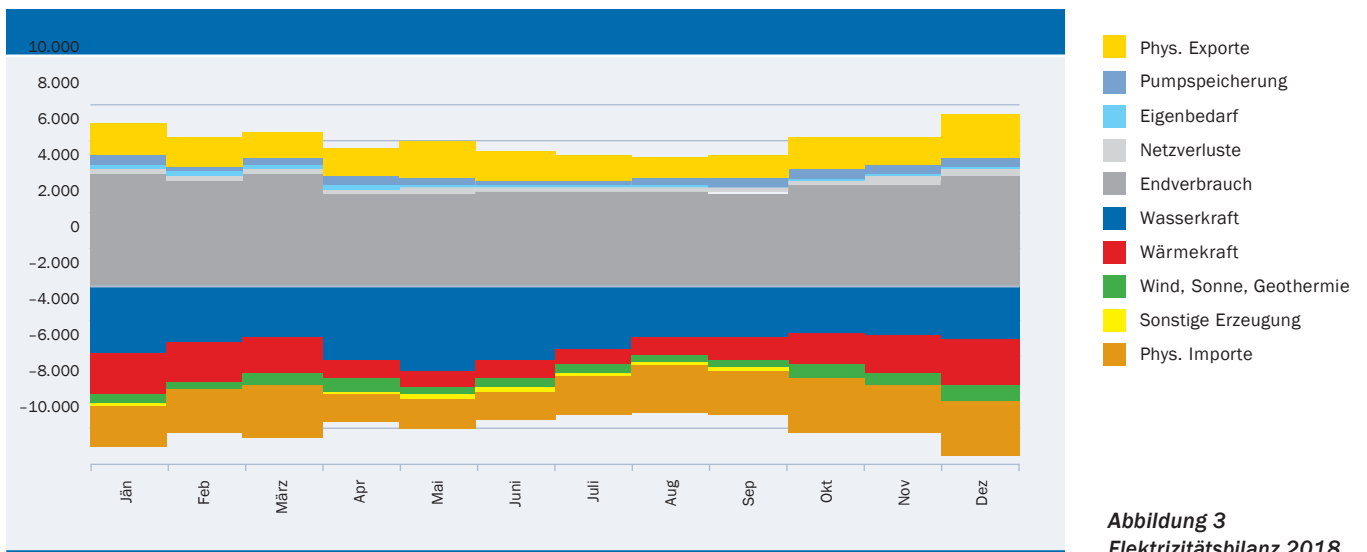


Abbildung 3
Elektrizitätsbilanz 2018

Quelle: E-Control

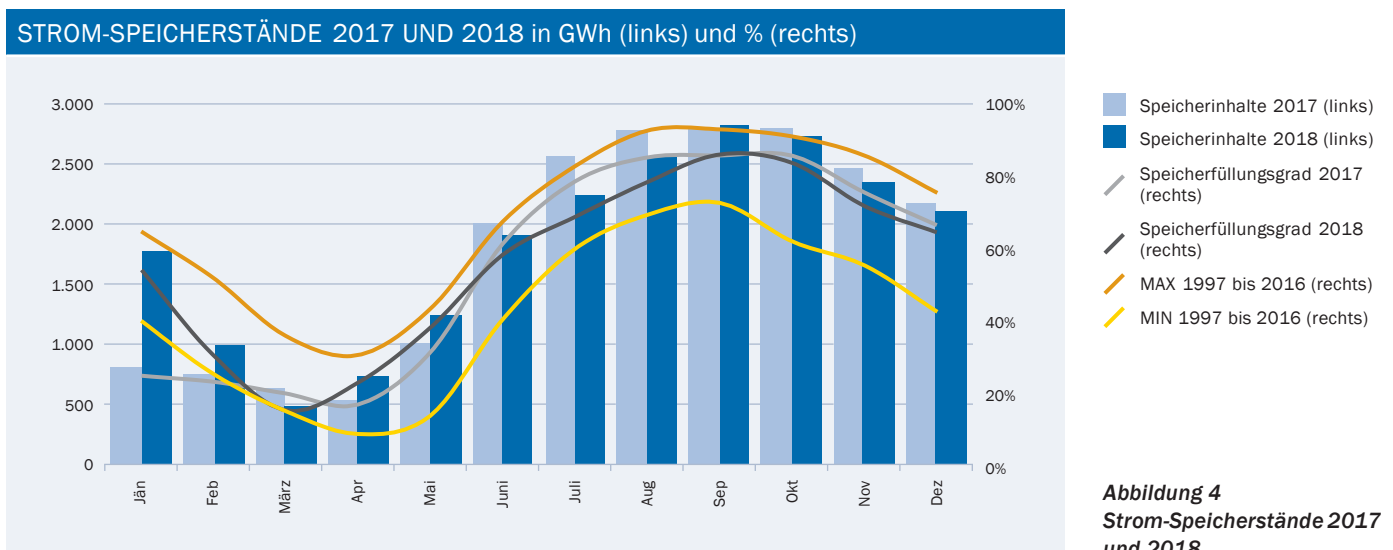


Abbildung 4
Strom-Speicherstände 2017 und 2018

Quelle: E-Control

höhere Wirtschaftswachstum für die steigende Verbrauchsentwicklung ausschlaggebend.

Die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke lag im Jänner, Februar, April, Mai und Juni über der des Vorjahres. In allen anderen Monaten, besonders im niederschlagsarmen Sommer und den dadurch bedingt geringen Pegelständen, lag sie deutlich unter den Werten des Vorjahres und ging insgesamt um 1,4 TWh oder 5,5% zurück. Die stärksten Rückgänge waren dabei im August und September mit jeweils 1 TWh sowie im Oktober mit 0,7 TWh gegeben, dicht gefolgt von November mit 0,6 TWh. Im Jänner kam es zur signifikantesten Steigerung, 1,3 TWh bzw. 110% verglichen mit dem Vorjahr. Bezogen auf alle vier Quartale beträgt der Rückgang 5,5% oder 1,4 TWh. Die Erzeugung der Speicherkraftwerke stieg im gesamten Jahr 2018 um insgesamt 4,2% bzw. 0,5 TWh, wobei der Februar aufgrund der Verbrauchs- und Deckungssituation einen Erzeugungszuwachs um 0,7 TWh bzw. 107,3% verzeichnete.

Die Wärmekraftwerke wurden insgesamt um 7% oder 1,3 TWh weniger eingesetzt als im Vorjahr. Die Stromerzeugung ging im Jänner um 37,7% bzw. 1,2 TWh zurück, im April um 22,1% bzw. 0,3 TWh und im Juni um 21,2% bzw. 0,2 TWh. Der höchste Zuwachs war im Dezember mit 27% bzw. 0,5 TWh gegeben, gefolgt vom September mit 9,4% bzw. 0,1 TWh, was ebenfalls durch den warmen niederschlagsarmen Spätsommer zu erklären ist. Die Windkraftwerke speisten um 10,3% bzw. 0,7 TWh weniger ein. Die physi-

kalischen Importe sanken um 1,3 TWh oder 4,4% und die physikalischen Exporte gleichzeitig um 16,2% bzw. 3,7 TWh, was zu einer Erhöhung des Nettoaustauschaldos um 2,4 TWh führte.

Mit Ende Dezember waren in den Großspeichern insgesamt 2,1 TWh vorrätig, was einem Füllungsgrad von 64,1% entspricht. Damit sind gegenüber dem gleichen Stichtag des Vorjahres um insgesamt 0,1 TWh oder 2%-Punkte weniger in den Speichern vorrätig. Bei den Wärmekraftwerken der öffentlichen Erzeuger waren feste und fossile Brennstoffe mit einem Wärmeäquivalent von 1,4 TWh gelagert, um 0,5 TWh weniger als im Vorjahr.

Ökostromerzeugung

Zur Dokumentation und zum Monitoring der Ökostromförderung und der Ökostrommengen wurde von der E-Control gemäß Vorgaben des ÖSG 2012 wieder der jährliche Ökostrombericht vorgelegt. Wie in den Jahren zuvor kam es 2017 (Gesamtjahr 2018 noch nicht vorliegend) zu einem Anstieg der geförderten Ökostrommengen und des Ökostromanteils am gesamten Endverbrauch. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 16,8% (9.770 GWh bei einer Endverbrauchsmenge von 58.184 GWh) auf 17,9% (10.528 GWh bei Endverbrauchsmenge 58.872 GWh). Die Erzeugung von gefördertem Ökostrom wurde im Jahr 2017 um 8% erhöht.

Bezogen auf die einzelnen Technologien gab es im Bereich der Windkraft den größten Zuwachs (plus 814 GWh). Die Photovolta-

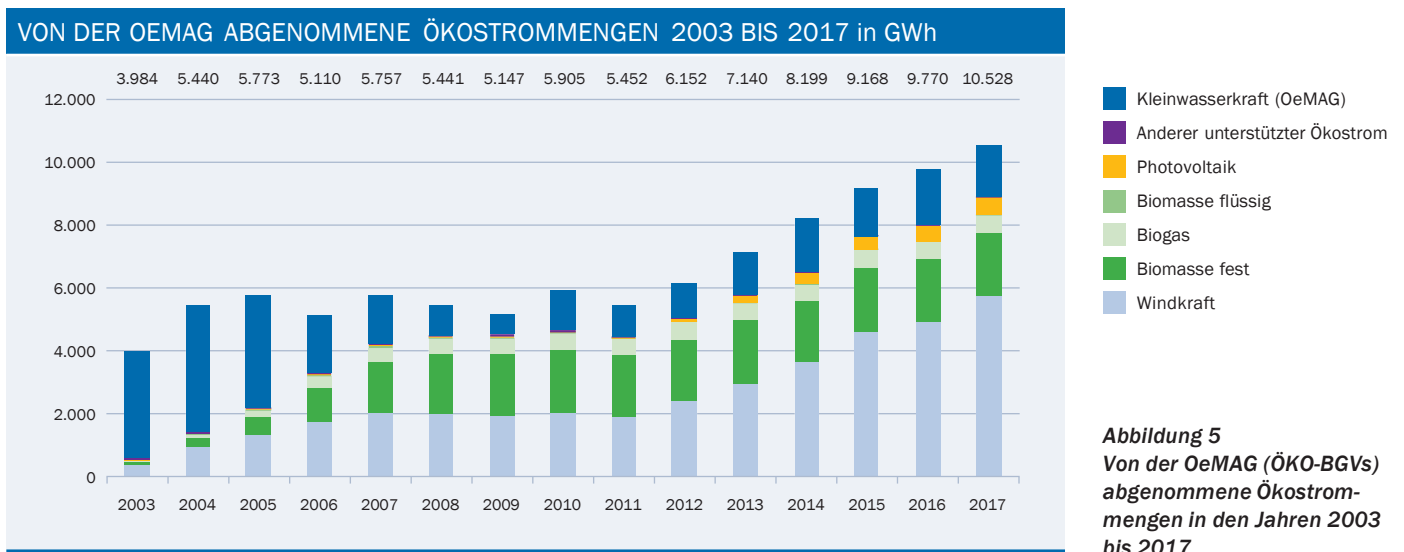


Abbildung 5
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs)
abgenommene Ökostrom-
mengen in den Jahren 2003
bis 2017

Quelle: OeMAG, E-Control

ikmengen stiegen um 74 GWh und die rohstoffabhängigen Technologien um 18 GWh. Die geförderten Kleinwasserkraftmengen gingen um 147 GWh zurück, wobei bei höheren Marktpreisen die Anteile nicht geförderter Kleinwasserkraftmengen gestiegen ist.

Entwicklung von 2016 auf 2017 in Prozenten dargestellt:

- > Windkraft +17%
- > Photovoltaik +15%
- > Kleinwasserkraft -8%
- > Biomasse fest +1%
- > Biogas +0%

Vergleicht man die bereits vorliegenden Werte des ersten Halbjahres 2018 mit jenen aus

dem ersten Halbjahr 2017, so ist für das Gesamtjahr 2018 in Summe mit einer gleichbleibenden Menge zu rechnen. Dabei macht sich immer stärker bemerkbar, dass vermehrt Anlagen, vor allem im Bereich der Windkraft, das Ende ihrer Förderlaufzeit erreichen. Aufgrund des gestiegenen Marktpreises ist jedoch zu erwarten, dass diese Anlagen außerhalb des Förderregimes weiterbetrieben werden.

Weitere Details der Ökostromentwicklungen in Österreich sind im jährlichen Ökostrombericht der E-Control dargestellt.

ÖKOSTROM – EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH
1. Halbjahr 2018 im Vergleich zum 1. Halbjahr 2017

Energieträger	Einspeise- menge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostrom- Einspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
1. Halbjahr 2018			1)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	856	48,6	2,87%	5,68
Sonstige Ökostromanlagen	4.105	475,8	13,75%	11,59
Windkraft	2.503	229,3	8,4%	9,16
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	1.006	130,5	3,4%	12,97
Biomasse gasförmig *)	283	49,1	0,9%	17,35
Biomasse flüssig	0,02	0,003	0,0001%	11,67
Photovoltaik	304	66,5	1,02%	21,90
Deponie- und Klärgas	8	0,4	0,03%	4,86
Geothermie	0,15	0,00556	0,0005%	3,71
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.960	524,4	16,6%	10,57
1. Halbjahr 2017			2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	736	40,4	2,5%	5,48
Sonstige Ökostromanlagen	4.437	510,7	15,0%	11,51
Windkraft	2.850	260,0	9,6%	9,12
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	1.003	131,9	3,4%	13,14
Biomasse gasförmig *)	285	48,3	1,0%	16,96
Biomasse flüssig	0,03	0,003	0,0001%	11,45
Photovoltaik	290	70,1	0,98%	24,16
Deponie- und Klärgas	9	0,4	0,03%	4,09
Geothermie	0,03	0,001	0,0001%	3,25
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	5.174	551,0	17,5%	10,65

Abbildung 6
Ökostromeinspeisemengen
und -vergütungen im 1. Halb-
jahr 2018 im Vergleich zum
1. Halbjahr 2017

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 29.853 GWh für das 1. Halbjahr 2018 (Stand 08/2017)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 29.593 GWh für das 1. Halbjahr 2017 (Stand 08/2017)

Quellen: OeMAG, E-Control, August 2018

Strompreiszone Österreich-Deutschland

Ein besonderer Einschnitt in das Gefüge des Großhandelsmarktes ereignete sich am 1. Oktober 2018, an dem die Trennung der gemeinsamen Strompreiszone mit Deutschland erfolgt ist. Für grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich müssen nunmehr auch Übertragungskapazitäten gebucht werden, was dazu führt, dass es zu zusätzlichen Kosten und unterschiedlichen Großhandelspreisen in Deutschland und Österreich kommen kann. Die E-Control hat sich stets dagegen ausgesprochen, dass es zu dieser Einschränkung des zwischenstaatlichen Stromhandels kommt, weil dies ein Schritt – entgegen den europäischen Zielsetzungen – hin zu einer Segmentierung der Energiemärkte ist. Aufgrund der Interessenlagen verschiedenster Stakeholder, aber auch behördlicher Entscheidungen (ACER, BNetzA) war diese Entwicklung nicht zu vermeiden. Um jedoch einseitige Regelungen ohne Berücksichtigung eines entsprechenden Mindestaustausches zwischen Österreich und Deutschland zu vermeiden, wurde der Umstieg auf die Kapazitätsbewirtschaftung in geordneter Weise möglich gemacht, um die negativen Auswirkungen so gering wie möglich zu halten. Damit ist es zu wesentlichen organisatorischen Begleitarbeiten gekommen. Davon war insbesondere die koordinierte Umsetzung im lastflussbasierten Market Coupling der Region Central-Western Europe (CWE) umfasst.

Die Eingliederung der Grenze in den Coupling-Mechanismus war möglich, da die APG und

die E-Control schon über mehrere Jahre Vorarbeiten zur Integration Österreichs geleistet hatten, und zwar auch ohne Kapazitätsbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze. Gleichzeitig war die Einführung dieser Kapazitätsvergabe eng mit der Umsetzung weiterer Verbesserungen am System verknüpft. Nach intensiver Abstimmung mit den beteiligten Regulierungsbehörden und Übertragungsnetzbetreibern aus Belgien, Frankreich, Luxemburg, Niederlande und Deutschland konnte vereinbart werden, dass ab April 2018 die sog. 20% min-RAM Regelung in der Kapazitätsberechnung umgesetzt wurde. Damit wird sichergestellt, dass ein Anteil von 20% der technischen Leistung von kritischen Netzelementen für zonenüberschreitende Transaktionen nutzbar wird. Weiters wurden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, weitere Überlegungen zur Definition der kritischen Netzelemente anzustellen.

Die Regulierungsbehörden der Region CWE (inkl. der E-Control) haben die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber im Juni 2018 formal zur Genehmigung erhalten. Nach einer eingehenden Prüfung und Koordination erfolgte schließlich Anfang September die koordinierte Genehmigung. Damit waren die formalen Voraussetzungen für die tägliche Kapazitätsvergabe geschaffen.

Für die Vergabe von langfristigen Kapazitätsprodukten wurde ein Mindestwert von 4.900 MW vorgesehen. Gemäß der europä-

isch verbindlichen Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazitäten (FCA Guideline) sind die Produkttypen von den Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) der CORE-Region den relevanten Regulierungsbehörden koordiniert vorzuschlagen, bzw. von den Regulatoren koordiniert zu genehmigen. Der Vorschlag der CORE-TSOs sah finanzielle Übertragungsrechte zur Vergabe an der deutsch-österreichischen Grenze vor. Da die Wirkung von physischen bzw. finanziellen Rechten als Absicherungsinstrument weitgehend gleichwertig ist bzw. im Genehmigungsprozess nicht absehbar war, dass eine Umsetzung von physischen Übertragungsrechten erreicht werden könnte, wurde auch für die Produkte eine Genehmigung ausgesprochen.

Darüber hinaus haben die APG und die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie die involvierten Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) ausführliche praktische Testläufe durchgeführt. Die Methodik und Ergebnisse dieser Tests wurden mit den Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden der Central West Europe (CWE) Region kontinuierlich abgestimmt. In diese Diskussionen war die E-Control eng eingebunden. Die Information der Marktteilnehmer erfolgte über zwei Diskussionsforen bzw. einer Online-

Q&A-Plattform. Mit 1. Juli 2018 startete auch ein sog. „External Parallel Run“. Dadurch wurden die Prozesse unter „Echtbedingungen“, jedoch im Parallelbetrieb zum tatsächlichen Marktgeschehen, getestet. In der dreimonatigen Phase bis Oktober sind dabei lediglich kleinere Probleme aufgetreten, welche zeitgerecht behoben werden konnten.

Mit Mitte September 2018 wurden die ersten Auktionen von monatlichen finanziellen Übertragungsrechten gestartet. Die Ergebnisse (für jeweils 4.900 MW) lagen im Zeitraum Oktober–Dezember 2018 in der Bandbreite zwischen 0,88–5,75 €/MWh.

In Summe hat die Einführung der Kapazitätsvergabe an der Grenze zu Deutschland gut funktioniert. Die Bewertung der Auswirkungen – sowohl auf die Marktsituation in Österreich als auch auf die Netzbetriebssicherheit – bedarf noch eines längeren Betrachtungszeitraumes und weiterer Analysen.

Die in den letzten Monaten des Jahres 2018 erkennbaren Auswirkungen der Strompreiszonentrennung Österreich-Deutschland auf die Großhandelspreise und die Marktdynamik sind im Detail im nachfolgenden Abschnitt dargestellt.

Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt

Strom

Durch die immer stärkere Integration fluktuierender Erzeugungskapazitäten in den Strommarkt sind die kurzfristigen Großhandelspreise ausgeprägten Schwankungen unterworfen. Im Jahr 2018 traten an Tagen mit besonders hoher Auslastung der Wind- bzw. Photovoltaik-Kapazitäten bei gleichzeitig geringer Stromnachfrage immer wieder negative Spotmarktpreise auf, während es in Knappheitssituationen zu täglichen Base-Preisspitzen von über 80 EUR/MWh kam. In diesem Marktumfeld können Base-Preisveränderungen von über 50 EUR/MWh von einem Tag zum nächsten auftreten. Zusätzlich zu dieser nunmehr typischen Preisvolatilität zeigte sich ab Juni ein Aufwärtstrend der Day-ahead-Preise, welcher vor allem auf entsprechende Preisentwicklungen bei Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten zurückzuführen war. Auch die unterdurchschnittliche Erzeugung der österreichischen Laufwasserkraftwerke im Jahr 2018 hat in diesem Kontext zusätzlichen Preisdruck geschaffen.

Mit der am 1. Oktober 2018 in Kraft getretenen Trennung der deutsch-österreichischen Preiszone hat sich das Marktumfeld wesentlich geändert. Die österreichischen Marktteilnehmer befinden sich seit diesem Zeitpunkt in einer neuartigen Wettbewerbssituation mit anderen regionalen Strommärkten. Der Import von potenziell günstigem Strom aus dem deutschen Marktgebiet ist nunmehr verstärkt von der Gebotslage in den mit Deutschland verbundenen Gebotszonen abhängig. Die Strompreiszonentrennung kommt somit

dem Wesen nach einer grenzüberschreitenden Handelsbeschränkung gleich, die angebots- wie nachfrageseitig die vollständige Substituierbarkeit von deutschen und österreichischen Geboten einschränkt. Im Sinne der Marktabgrenzung ist daher davon auszugehen, dass die österreichische Gebotszone von nun an einen eigenständigen relevanten Markt darstellt.

Um der neuen Marktlage Rechnung zu tragen, wurden rechtzeitig neue Großhandelsprodukte in den Termin- und Spotmärkten geschaffen. Auf dem Terminmarkt der EEX kam es bereits im Jahr 2017 zur Schaffung von Futures zur preislichen Fixierung von Stromlieferungen in den getrennten Marktgebieten. Zusätzlich wurden Auktionen zum Erwerb von finanziellen Übertragungsrechten (FTRs) an der Handelsplattform JAO etabliert, die es Marktteilnehmern ermöglichen, sich gegen auftretende Preisdifferenzen zwischen Deutschland und Österreich in einem Gesamtausmaß von 4,9 GW abzusichern. Demgegenüber existieren auf den physischen Kurzfristmärkten seit dem 1. Oktober separierte Spotmarktprodukte für die Lieferung im österreichischen bzw. deutschen Marktgebiet. Diese standardisierten Produkte können an den beiden Day-ahead-Auktionen der EPEX Spot SE und der EXAA sowie am Intraday-Markt der EPEX Spot SE, der seit Juni 2018 auch um das XBID-Handelssystem erweitert wurde (nähere Informationen im Abschnitt Handelsplätze ab Seite 66), gehandelt werden. Durch die Differenzierung des Lieferortes kommt es je nach Marktlage zu Preisspreads zwischen Österreich und

Deutschland. Die bisher aufgetretenen Preisunterschiede im Rahmen der Day-ahead-Auktionen sind in Abbildung 7 ersichtlich. Es zeigt sich, dass die deutschen Preise teils deutlich unter jenen im österreichischen Markt rangieren. In den ersten drei Monaten seit der Strompreiszonentrennung lag der durchschnittliche Spread zwischen Deutschland und Österreich an der EPEX Spot SE bei 7,3 EUR/MWh, was einem österreichischen Preiszuschlag von etwa 14% gegenüber Deutschland gleichkommt. Dieses Ergebnis sollte jedoch nicht als repräsentativer Indikator verstanden werden, da die Datenlage derzeit zeitlich sehr eingeschränkt ist und sowohl die als außergewöhnlich einzustufende Erzeugungslage als auch die typische Saisonalität der Wintermonate starke Auswirkungen auf die Preise der letzten Monate hatten. Die notwendige Relativierung der derzeitigen Spotmarktergebnisse zeigt sich auch im Bereich der bereits behandelten langfristigen Absicherungsprodukte (Phelix-Futures bzw. finanzielle Übertragungsrechte), deren Abschlüsse deutlich geringere Preisunterschiede von durchschnittlich etwa 3,4 EUR/MWh für das Gesamtjahr 2019 erwarten lassen.

Um die Resultate der Day-ahead-Auktionen besser einschätzen zu können, ist es auch notwendig zu erwähnen, dass Österreich zeitgleich mit der Strompreiszonentrennung dem Flow-Based Market Coupling (FBMC) der CWE-Region beitrug. Dabei hängt die Kapazität, die für den grenzüberschreitenden Stromtransport am nächsten Tag zur Verfügung steht, dynamisch vom Gebotsverhalten der Marktteilnehmer aus den teilnehmenden Staaten ab. Neben Österreich (AT) und Deutschland/

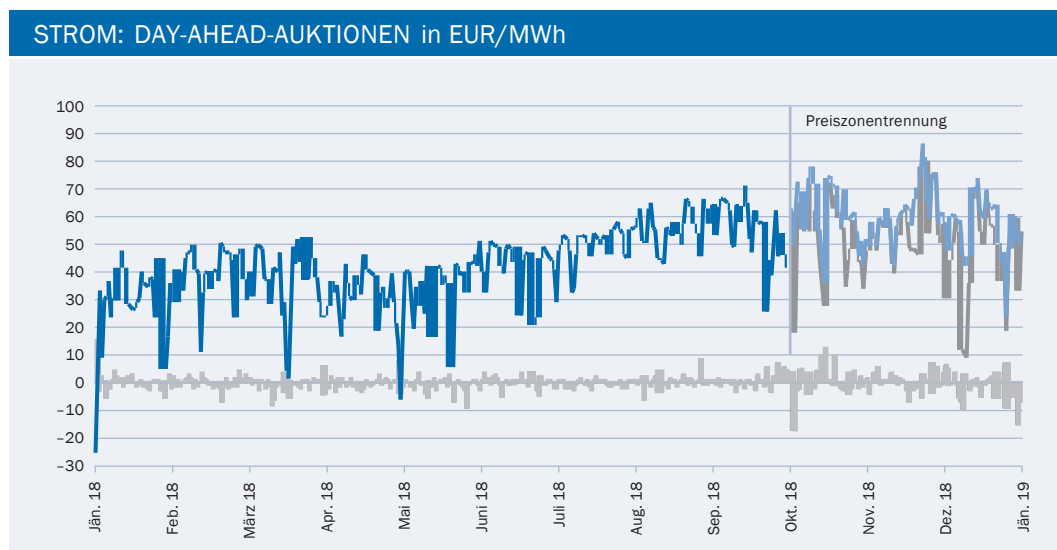
Luxemburg (DE) bilden auch Belgien (BE), Frankreich (FR) und die Niederlande (NL) die CWE-Region. Die Optimierung in diesem Modell folgt der Wohlfahrtsmaximierung im gesamten CWE-Raum unter Berücksichtigung der Restriktionen der regionalen Netzmodelle. In diesem komplexen Umfeld können Gebotsgefälle und Netzrestriktionen dazu führen, dass Österreich stundenweise weniger als die vereinbarten 4,9 GW an der deutsch-österreichischen Grenze zur Verfügung stehen, während in anderen Stunden mehr als die vereinbarte Importkapazität verwendet werden kann. Auch ist es möglich, dass zwischen Österreich und Deutschland Preisunterschiede auftreten, obwohl die zugewiesene maximale grenzüberschreitende Transportkapazität nicht erreicht wurde. Alle diese Situationen sind bereits mehrmals seit dem 1. Oktober eingetreten. Aus einer ersten Analyse der Ergebnisse des Flow Based Market Couplings (FBMC) geht jedoch insgesamt hervor, dass das österreichische Marktgebiet bisher die höchste negative Nettoposition der gesamten CWE-Region innehatte – Österreich hat durchschnittlich 3,5 GW an Stromimporten bezogen. Die mittleren Preise, die hierfür bezahlt wurden, waren jedoch deutlich niedriger im Vergleich zu Belgien (dem zweiten Land mit hoher negativer Nettoposition in der CWE-Region). Es bleibt somit festzuhalten, dass Österreich bisher hohe Mengen zu vergleichsweise günstigen Preisen beziehen konnte, obwohl zugleich ein beträchtlicher Preisunterschied zum günstigsten Marktgebiet (Deutschland) bestand (siehe Abbildung 8).

Im Gegensatz zu den Auktionen der EPEX Spot SE ist der Day-ahead-Markt der Wiener

Strombörse EXAA derzeit nicht in den Market Coupling Prozess integriert. Die EXAA bietet daher jeweils eigenständige Auktionen für die Lieferung in Österreich bzw. Deutschland an. Neben den bestehenden Unterschieden in der zeitlichen Durchführung und der zugrundeliegenden Liquidität führte dieser neue strukturelle Unterschied zwischen den Auktionen der EPEX Spot SE und EXAA zu teils stärker ausgeprägten Preisdifferenzen zwischen den beiden Strombörsen – da aber sowohl negative als auch positive Differenzen auftreten, gleichen sich diese im Mittel aus. Im Durchschnitt kam es somit zu keinen nennenswerten Unterschieden im relevanten Zeitbereich von Oktober bis Dezember 2018.

Auf den Märkten zur finanziellen Absicherung von Stromlieferungen stehen wie bereits erwähnt einige neu etablierte Produkte zur Verfügung. Diese ermöglichen gleichwertige und

vollständige Hedging-Instrumente gegen Preisrisiken – Marktteilnehmer können Stromlieferungen in Österreich entweder durch Phelix-AT Futures absichern oder wählen die liquideren und günstigeren Phelix-DE-Produkte mit Lieferung in Deutschland und verwenden vorab erworbene finanzielle Übertragungsrechte zur Absicherung des Importrisikos. Obwohl beide Strategien prinzipiell realisierbar sind, existieren gewisse Beschaffungsrisiken, da auf Basis der derzeit geringen Liquidität der Phelix-AT-Produkte einerseits und der eingeschränkten Verfügbarkeit der Übertragungsrechte andererseits Situationen auftreten können, in welchen vollständige Hedging-Strategien schwierig oder nur zu hohen Kosten erreichbar sein können. Maßnahmen zur Ausweitung der österreichischen Terminmarktliquidität und die Erhöhung der Vergabe an Übertragungsrechten erscheinen vor diesem Hintergrund sinnvoll und notwendig.



- EPEX Spot Base DE/AT/LU
- EPEX Spot Base AT
- EPEX Spot Base DE/LU
- Differenz EXAA-EPEX Base

Abbildung 7
Entwicklung der Day-ahead-Spotpreise der EPEX Spot SE und EXAA (Gebotszone DE/AT/LU bzw. AT und DE/AT)

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

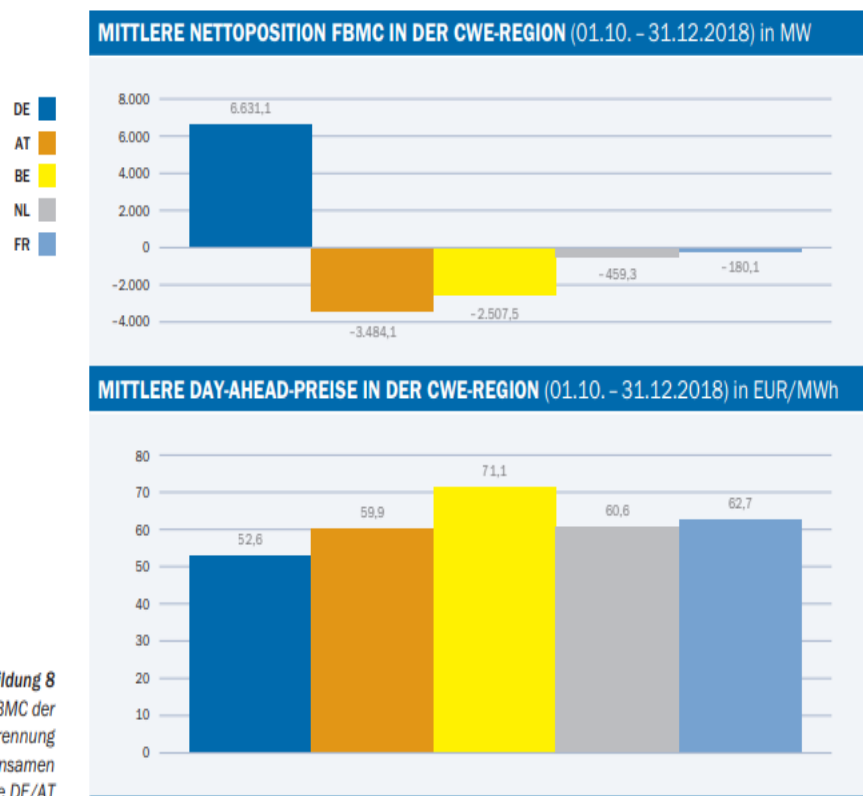


Abbildung 8
Ergebnisse im FBMC der
CWE-Region seit Trennung
der gemeinsamen
Preiszone DE/AT

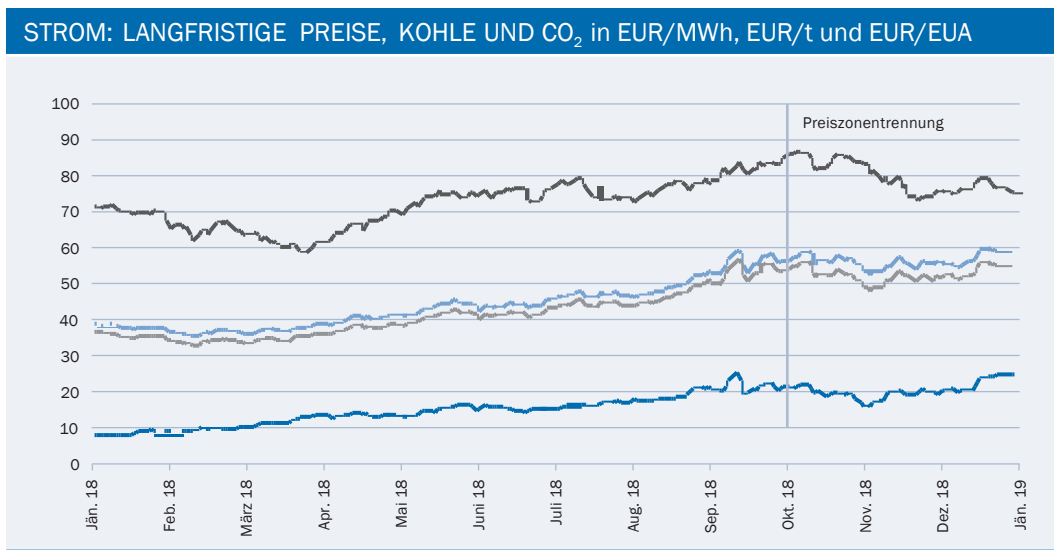
Quelle: Joint Allocation Office (JAO), EPEX Spot SE, Berechnungen E-Control

Preislich wiesen die Year-ahead-Produkte auf dem Terminmarkt der EEX im Jahresverlauf einen insgesamt steigenden Verlauf auf (siehe Abbildung 9). Anziehende Kohlepreise und der in diesem Jahr besonders ausgeprägte Anstieg der CO₂-Preise waren hierfür entscheidende Faktoren. Gestützt durch gegenläufige Preisentwicklungen am Ende des Jahres scheint der Aufwärtstrend der Future-Preise vorerst gestoppt zu sein. Die induzierte Unsicherheit durch die Preiszonentrennung hatte allerdings auch höhere Preisvolatilität in den

Abschlüssen der Terminmärkte zur Folge. Es bleibt zu hoffen, dass diese Unsicherheit stetig abgebaut werden kann und sich in weiterer Folge stabilere und liquidere Marktbedingungen für Österreich etablieren können.

Gas

Im Jahr 2017 wurde der kurzfristige Spotmarkt maßgeblich durch die vorherrschenden Temperaturbedingungen beeinflusst. Die ersten beiden Monate des Jahres 2017 waren durch ein Preisniveau von etwa 23 EUR/



- Strom Future 2019 Base AT
- Strom Future 2019 Base DE/LU
- Kohle Year-ahead
- CO₂ Year-ahead

Abbildung 9
Entwicklungen am Termin-
markt der EEX (Marktgebiet
Deutschland-Österreich)

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

MWh geprägt. Dieses Preisniveau lag deutlich über jenem der Vorjahre. Tiefe Temperaturen und ein erhöhter Bedarf nach Gaskraftwerken für die Stromproduktion haben sicherlich einen essentiellen Beitrag zu den damaligen Preisniveaus geleistet.

Auch zu Beginn des Jahres 2018 wurden die Gaspreise durch tiefe Temperaturen beeinflusst. Das bei weitem höchste Preisniveau des Jahres am kurzfristigen Spotmarkt hat sich am 1. März zugetragen. Am CEGH-VTP lag der Preis an genanntem Datum bei rund 59,45 EUR/MWh. Das Ende der europaweiten Kälteanomalie hat schließlich wieder zu niedrigeren Preisniveaus geführt.

Der zweite Preisanstieg hat Anfang August begonnen und ist Ende September wieder

zu Ende gegangen. In den Monaten August und September lag der Preis im Mittel bei rund 26,25 EUR/MWh. Preisbeeinflussende Faktoren waren sicherlich die Kapazitätsbeschränkung durch Wartungsarbeiten an der TAG-Fernleitung und eine erkennbar hohe Nachfrage seitens Italien, um die italienischen Speicher zu füllen. Ein weiterer Einflussfaktor ist im Preisverlauf der Öl- und Kohlemärkte gegeben (siehe Abbildung 10).

Das Temperaturniveau am Beginn des Herbstes 2018 lag über dem Durchschnitt der letzten Jahre, was zu einer geringeren Nachfrage führte und auch die Preise beeinflusste.

Die erkennbaren Preisentwicklungen über das bisherige Jahr verlaufen zwischen den drei betrachteten Gebieten – dem virtuellen Han-

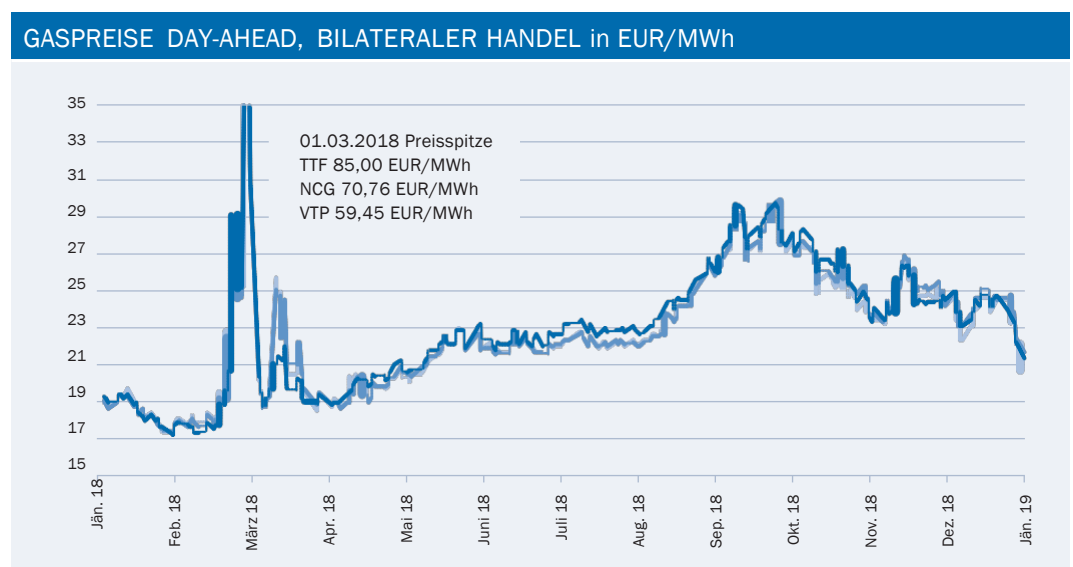
delspunkt (VTP) in Österreich, dem virtuellen Handelspunkt in Deutschland Net Connect Germany (NCG) und dem Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden – ähnlich. Im Durchschnitt lag der Preisunterschied zwischen VTP und den virtuellen Handelspunkten in Deutschland und den Niederlanden im Jahr 2018 bei rund 0,1 EUR/MWh. Im Vergleich zum Vorjahr verringerte sich der Aufschlag am VTP in den Monaten Mai bis Juli von durchschnittlich 1 EUR/MWh auf rund 0,46 EUR/MWh.

Im Jahr 2018 wurden am Central European Gas Hub (CEGH) mehr Handelsgeschäfte abgeschlossen als im Vorjahr. In den Monaten Jänner bis April 2018 waren die gehandelten Volumina höher als in den entsprechenden Monaten des Jahres 2017. Dieser Effekt hat sich für die restlichen Monate des Jahres

2018 umgekehrt. In Summe verringerte sich das gehandelte Volumen im Jahr 2018 um rund 10% im Vergleich zum Jahr 2017.

Der Verlauf des Preisniveaus am Gasgroßhandel wird nach wie vor von den Öl- und Kohlemärkten beeinflusst. Bis Anfang Oktober des Jahres sind die Rohölpreise in Europa und in den USA stetig gestiegen. Die für Europa wichtigste Rohölsorte Brent konnte am 3. Oktober mit 86,29 \$/bbl (blue barrel) die Preisspitze des bisherigen Jahres verzeichnen. Konträr zum 4. Quartal 2017 sinken die Preise seit Anfang Oktober stetig. Der Preisverlauf zwischen Brent und WTI ist über das gesamte Jahr sehr ähnlich. Die Kohlepreise (Rotterdam) für das Folgejahr stiegen bis Mitte Oktober auf rund 86 EUR/t und sinken seither erneut.

Abbildung 10
Gaspreise Day-ahead,
bilateraler Handel



Quelle: ICIS Heren

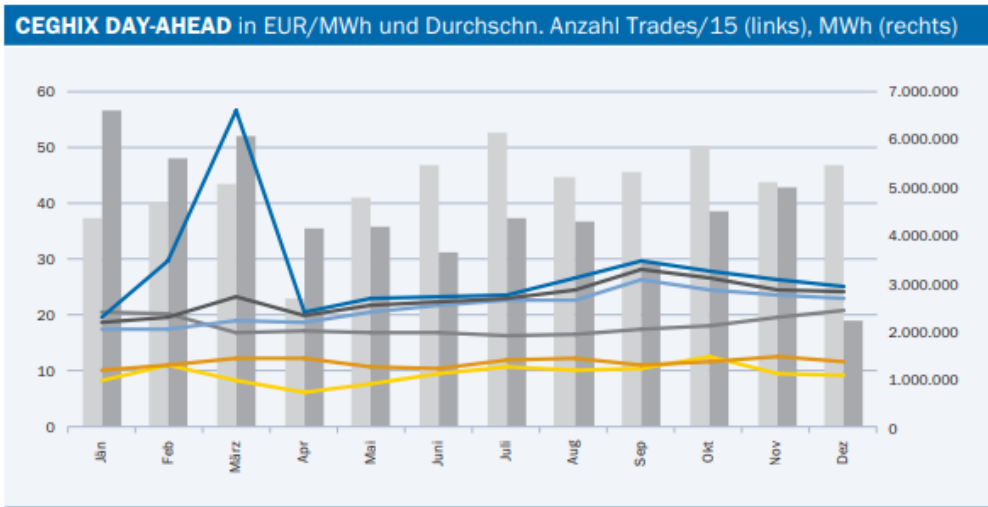


Abbildung 11
Gaspreise CEGHIX
Day-ahead

Quelle: CEGH, Wiener Börse/PEGAS, Berechnungen E-Control
* Skaliert um den Faktor 1/15

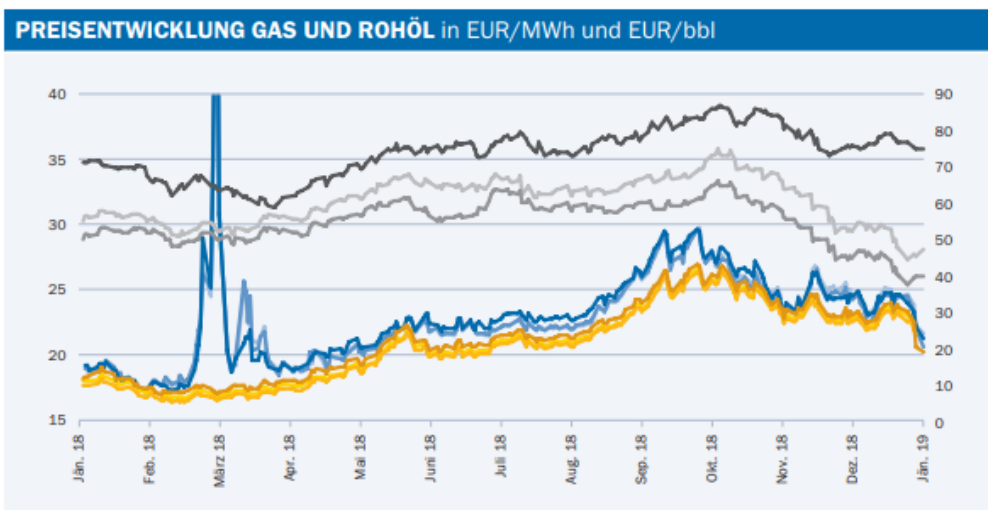
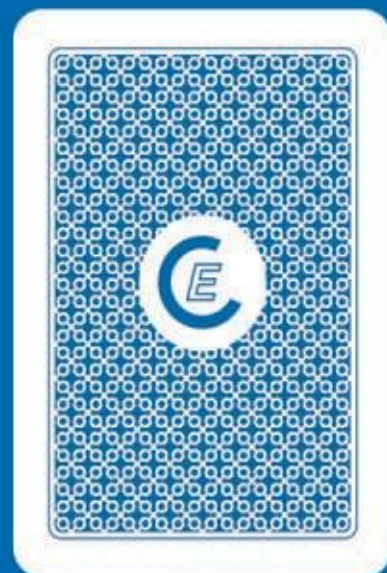


Abbildung 12
Preisentwicklung Gas und
Rohöl

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





RECHTSRAHMEN – ENTWICKLUNGEN IN DER EU UND IN ÖSTERREICH

Rechtsentwicklungen auf europäischer Ebene

Bereits 2015 stellte die Europäische Kommission die Idee der Schaffung einer europäischen Energieunion vor. Das Ziel dieses Strategieplans ist die Etablierung einer krisenfesten, auf einer ehrgeizigen Klimapolitik basierenden Energieunion, welche die Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher in der EU mit sicherer, nachhaltiger, auf Wettbewerbsbasis erzeugter und erschwinglicher Energie garantiert. Die Strategie beinhaltet Maßnahmen, um nationale Energie- und Klimapolitiken hin zu einer gemeinsamen europäischen Energie- und Klimapolitik zu bündeln und zu koordinieren.

Die Energieunion beruht auf drei bereits seit Langem definierten Zielen der EU-Energiepolitik: Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit. Um diese Ziele zu verwirklichen, konzentriert sich die Energieunion auf fünf eng miteinander verknüpfte und sich gegenseitig verstärkende Schlüsselbereiche: 1. Energieversorgungssicherheit, Solidarität und Vertrauen, 2. Energiebinnenmarkt, 3. Energieeffizienz als Beitrag zur Senkung des Energiebedarfs, 4. Verringerung der CO₂-Emissionen aus der Wirtschaft sowie 5. Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Für jedes dieser Prinzipien wurden in den letzten Jahren legislative Vorschläge mit konkreten Maßnahmen von der Kommission ausgearbeitet. Diese im Rahmen der Energieunion vorgeschlagenen Maßnahmen gehen einher

mit den erst kürzlich vereinbarten Zielen der Energie- und Klimapolitik bis 2030.

Nach dem erfolgreichen Abschluss der Verhandlungen zur Gasversorgungssicherheitsverordnung veröffentlichte die Kommission Ende 2016 das so genannte Clean Energy Package, welches Lösungen für die Bewältigung der derzeitigen Herausforderungen des Strommarktes sucht. Während 2017 die europäischen Institutionen ihre jeweiligen Positionen zu den Dossiers ausarbeiteten, war 2018 das Jahr der Verhandlungen. Trilogverhandlungen zwischen Parlament, Kommission und Rat zu allen Dossiers wurden 2018 gestartet. Noch während der österreichischen Ratspräsidentschaft konnten alle Dossiers des Clean Energy Package erfolgreich ausverhandelt werden.

Nach Abschluss des Pakets wird der Gassektor erneut in den Fokus der Europäischen Kommission rücken. Bereits 2018 begann die Europäische Kommission intern mit der Vorbereitung und Ausarbeitung von legislativen Vorschlägen zum Gasmarktdesign. Diese werden allerdings erst von der neuen Kommission 2020 oder 2021 veröffentlicht.

Hat das Clean Energy Package einen eher kurzen Zeithorizont, so wurde auf europäischer Ebene darüber hinaus auch an einer Energiestrategie bis 2050 und danach gearbeitet: Überlegungen zur Zukunft von Gas und zur zukünftigen Nutzung der Gasinfra-

struktur im Hinblick auf die ambitionierten CO₂-Reduktionsziele und auch eine detaillierte Auseinandersetzung über den möglichen Beitrag von Sektorkopplung und sektoraler Integration für die Erreichung der Klimaziele 2050 standen auf der Tagesordnung. Die von CEER veröffentlichte Studie über die zukünftige Rolle von Gas lieferte wertvollen Input für den Diskussionsprozess und wurde äußerst positiv aufgenommen.

Auch im Bereich des Verbraucherinnen- und Verbraucherschutzes wurde intensiv gearbeitet. Die im April von der Europäischen Kommission veröffentlichten Vorschläge zur Schaffung neuer Rahmenbedingungen für Verbraucherinnen und Verbraucher zielen auf eine Stärkung der VerbraucherInnenrechte in der EU und ihre Durchsetzung ab. Unter anderem sieht die Neugestaltung der Rahmenbedingungen mehr Transparenz auf Online-Marktplätzen, mehr Transparenz bei Suchergebnissen auf Online-Plattformen und die Einführung wirksamer Sanktionen bei Verstößen vor. Da diese Vorschläge natürlich auch Strom- und Gasverbraucherinnen und -verbraucher betreffen, hat sich die E-Control im Rahmen von CEER-Aktivitäten aktiv an diesem Diskussionsprozess beteiligt.

STROM-BINNENMARKTRICHTLINIE UND -VERORDNUNG

Die überarbeitete Stromverordnung (StromVO) bringt neben einer Weiterentwicklung des Rahmens für einige in der Umsetzung befindliche Leitlinien (wie die Strom-Bilanzierungsleitlinie und die CACM-Leitlinie) auch

Vorgaben in neuen Bereichen. So soll der Status der Versorgungssicherheit künftig nach einer gemeinsamen Methode sowohl paneuropäisch als auch national analysiert werden. Auf der Basis von Versorgungsstandards kann dann über allenfalls notwendige Kapazitätsmechanismen, für deren Einführung Prozess- und Designvorgaben getroffen wurden, entschieden werden. Der möglichen Entwicklung der Verteilnetze wird durch die Schaffung einer europäischen Vertretung der Verteilnetzbetreiber (ähnlich wie ENTSO-E für die Übertragungsnetzbetreiber) Rechnung getragen. Neue Netzkodizes/Leitlinien sind zu Cybersicherheit, nachfrageseitiger Steuerung und Systemdienstleistungen vorgesehen. Mit dieser StromVO kommen etliche neue Aufgaben mit Analysen, Methodenentwicklung und Genehmigungen auf die E-Control zu.

Anpassungen in der StromRL betreffen Regelungen rund um aktive Endkundinnen und -kunden, Aggregatoren, intelligente Messgeräte und die so genannten BürgerInnenenergiegemeinschaften. Mitglieder einer solchen Gemeinschaft haben alle Rechte von Haushaltskundinnen und -kunden sowie aktiven Kundinnen und Kunden. Die in der Gemeinschaft erzeugte Energie kann intern verteilt werden. Die damit verbundene Umgestaltung von Marktsegmenten wird auch Aktivitäten der E-Control erfordern.

Ein komplett neuer Teil des Clean Energy Package ist die Risikovorsorge-Verordnung (RisikovorsorgeVO), welche als Ergänzung zum Notzustand- und Netzwiederaufbaukodex

und der österreichischen Energielenkung zu sehen ist. Enthalten sind Vorgaben zum kurzfristigen Versorgungssicherheitsmonitoring, zu Krisenszenarien und zu Vorsorgeplänen. Für den Krisenfall werden Informationsaustausch und gegenseitige Unterstützung geregelt sowie eine gemeinschaftliche Ex-post-Analyse gefordert.

ERNEUERBARE ENERGIE

Ein wesentlicher Treiber für die Umsetzung der gesetzlichen Verpflichtungen der E-Control wird die neue Erneuerbaren-Richtlinie (ErneuerbarenRL) sein. Diese umfasst technische, wirtschaftliche, energiepolitische und förderspezifische Elemente, die die Energiemärkte und die Regulierung nachhaltig beeinflussen werden.

In der Richtlinie spiegeln sich auch die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 bezogen auf die Förderthematik im Entwurf der RL auf einem etwas abstrakteren Level wider.

In Art. 3 ErneuerbarenRL wird ein verbindliches Gesamtziel der Union für 2030 nun spezifiziert, in dem die Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2030 mindestens 32% am Bruttoendenergieverbrauch betragen soll. Dabei gibt es keine konkreten Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten. Mitgliedstaaten sollen in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen ihre Beiträge anführen. Die Kommission wird diese analysieren, um festzustellen, ob die Beiträge zur Erfüllung des Gesamtzieles ausreichen. Hinsichtlich

der finanziellen Förderung für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen sieht Art. 4 ErneuerbarenRL vor, dass Fördersysteme die Integration von Strom aus Erneuerbaren in den Strommarkt marktbasierend und marktgerecht beanreizen sollen. Dabei sollen unnötige Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten vermieden und etwaige Systemintegrationskosten und die Netzstabilität berücksichtigt werden. Direkte Preisstützungssysteme („direct price support schemes“) sollen in Form einer Marktprämie ausgestaltet werden; Art. 4 Abs. 3 ErneuerbarenRL sieht Folgendes vor: „Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Elektrizität aus erneuerbaren Quellen auf offene, transparente, wettbewerbsfördernde, nicht-diskriminierende und kosteneffiziente Weise gefördert wird.“

Mitgliedstaaten können Ausnahmen für Kleinanlagen („small-scale installations“) und Demonstrationsprojekte von Ausschreibungen vorsehen. Hinsichtlich Kleinanlagen wird dabei auf die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020 verwiesen, welche 1 MW vorsehen. Ausgenommen ist hier die Windkraft, für die 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten angeführt werden.

Ausschreibungen können unter diversen Gesichtspunkten wie z.B. regionale Verteilung bzw. eine möglichst effiziente Systemintegration ausgestaltet werden. Sie können auch auf bestimmte Technologien beschränkt werden, wenn eine Öffnung für alle Erzeuger ein suboptimales Ergebnis mit sich bringen wür-

de. Die abgestimmte Version sieht vor, dass nationale Fördersysteme geöffnet werden und somit z.B. offene und/oder gemeinsame Ausschreibungen durchgeführt werden sollen (Art. 5 ErneuerbarenRL).

Die Stabilität der finanziellen Förderung wird in Artikel 6 behandelt. Basierend auf objektiven Kriterien können die Förderhöhen angepasst werden. Die Voraussetzung dazu ist, dass dies im ursprünglichen Design des Fördersystems entsprechend berücksichtigt wurde. Mitgliedstaaten sollen zumindest alle fünf Jahre die Effizienz ihrer Fördersysteme und die wesentlichen Verteilungseffekte („distributive effects“) auf unterschiedliche Verbrauchergruppen und Investitionen analysieren.

In Art. 19 ErneuerbarenRL wird die Möglichkeit geschaffen, für (Bio-)Gas und Wasserstoffe Herkunftsnachweise (HKN) auszustellen, wobei auch für nicht erneuerbare Energien Nachweise ausgestellt werden dürfen. Werden HKN für geförderte Anlagen ausgestellt, muss der Marktwert der HKN im Fördersystem berücksichtigt werden. Es dürfen jedoch weiter HKN für geförderten Strom ausgestellt werden. HKN, die nicht eingesetzt werden, sollen spätestens nach 18 Monaten verfallen, wobei sie spätestens sechs Monate nach dem Ablauf ihrer Gültigkeit für die Stromkennzeichnung eingesetzt werden müssten. Sofern es kein Abkommen zur Anerkennung mit der EU gibt, sollen HKN aus Drittstaaten nicht anerkannt werden. Die Kommission wird einen Bericht, der

sich mit der Einführung eines unionsweiten Grünlabels für Grünstrom aus neuen Anlagen befasst, erarbeiten.

Basierend auf der bisherigen Richtlinie waren die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, sicherzustellen, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze die Übertragung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren gewährleisten. Ein vorrangiger oder garantierter Netzzugang für Strom aus Erneuerbaren war ebenfalls vorzusehen. Diese Punkte wurden unter anderem aus Art. 20 ErneuerbarenRL gestrichen.

Das Thema Eigenverbrauch wurde in Art. 21 ErneuerbarenRL gestärkt. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass Konsumentinnen und Konsumenten berechtigt sind, Eigenverbraucherinnen und -verbraucher erneuerbarer Energien zu werden. Mitgliedstaaten können nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Gebühren und Abgaben in Bezug auf den selbst erzeugten Strom aus Erneuerbaren, der innerhalb der Räumlichkeiten („premises“) der Eigenverbraucherin bzw. des Eigenverbrauchers bleibt, einheben, wenn der erneuerbare Strom gefördert wird oder, ab Dezember 2016, wenn der Anteil von Eigenverbrauchsanlagen mehr als 8% der gesamten installierten Leistung (Strom) eines Mitgliedstaates ausmacht. Weiters sollen Mitgliedstaaten dafür sorgen, dass Eigenverbraucherinnen und -verbraucher, die im selben Gebäude (inklusive „multi-apartment blocks“) ansässig sind, dieser Tätigkeit gemeinsam nachgehen können.

Auch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften finden Eingang in die Richtlinie. Mitgliedstaaten sollen sicherstellen, dass Endverbraucherinnen und -verbraucher, im Besonderen Haushalte, an Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften teilnehmen können. Die Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften sind berechtigt:

- > erneuerbare Energie zu erzeugen, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen – auch mittels Stromabnahmeverträgen,
- > erneuerbare Energie, die von Erzeugungseinheiten der Gemeinschaft produziert wurde, innerhalb der Gemeinschaft zu teilen,
- > an allen passenden Energiemärkten direkt oder indirekt via Aggregatoren zu partizipieren.

Mitgliedstaaten sollen einen Rahmen einrichten, der die Entwicklung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften – wie auch jene von Bürgerenergiegemeinschaften – fördert und erleichtert. Dabei sollen unter anderem administrative Barrieren entfernt und sichergestellt werden, dass die Verteilnetzbetreiber die Energieübertragung innerhalb der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften ermöglichen. Die Eckpunkte dieses Rahmens für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen Teil des Fortschrittsberichtes und Updates zu den integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen sein. Die Mitgliedstaaten sollen die Spezifika der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beim Design eines Fördersystems berücksichtigen, um ihnen die Teilnahme auf gleichberechtigter Basis

mit anderen Marktteilnehmern zu ermöglichen. Hier stellt sich die Frage, in welcher Form diese Vorgabe umgesetzt würde bzw. ob die österreichischen Regelungen den Vorgaben nicht schon entsprechen. Dazu muss wohl abgeklärt werden, ob derartige Gemeinschaften im Augenblick „unverhältnismäßigen Verfahren und Gebühren unterworfen sind, die nicht kostenorientiert sind“. Sollten also Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften explizit, ähnlich der „Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage“, definiert werden, so könnten diese auch den Einzug in ein etwaiges neues Fördersystem finden. Bei der Konzipierung eines neuen Fördersystems sollte dieser Punkt auf keinen Fall außer Acht gelassen oder erst nachträglich ergänzt werden.

AGENTUR DER ENERGIE-REGULIERUNGSBEHÖRDEN (ACER)

Als Teil des Gesamtpaketes wird auch die ACER-Verordnung, auf deren Grundlage 2009 die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) in Ljubljana gegründet wurde, neu erlassen. Dabei wird z.B. der Prozess für die Schaffung von Leitlinien und Netzkodizes verkürzt und verbessert, und die Agentur erhält neue Aufgaben in Bereichen, die sich in den vergangenen zehn Jahren von vornehmlich nationalen Angelegenheiten zu grenzüberschreitenden Materien entwickelt haben. So z.B. bedingt die Schaffung neuer pan-europäischer Organisationen wie der regionalen Stellen zur Koordination der Versorgungssicherheit die Notwendigkeit für eine angemessene Aufsicht über diese Or-

ganisationen. Zugleich wird sich die interne Funktionsweise der Agentur ändern, indem z.B. eine solide Verfahrens- und Geschäftsordnung vorgeschrieben wird.

GASBINNENMARKT-RICHTLINIE

Ende 2017 veröffentlichte die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Änderung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie (GasbinnenmarktRL). Mit der Änderung will die Europäische Kommission erreichen, dass die wesentlichen Binnenmarktvorschriften (Zugang Dritter, Entgeltregulierung, eigentumsrechtliche Entflechtung und Transparenz) bis zur Grenze des EU-Gebiets vollumfänglich auch für Pipelines aus und nach Drittstaaten gelten. Gleichzeitig soll es möglich werden, für diese Pipelines eine Ausnahme gemäß Art. 36 der GasbinnenmarktRL zu beantragen. In Bezug auf Offshore-Rohrleitungen soll die Richtlinie in den Hoheitsgewässern und in den ausschließlichen Wirtschaftszonen der Mitgliedstaaten gelten. Vom Europäischen Parlament erhielt der Vorschlag bereits im Frühling 2018 große Zustimmung. Auf Rats-ebene hingegen konnte bis Ende 2018 noch keine Einigung erzielt werden. Unter bulgari-

scher und in weiterer Folge österreichischer Ratspräsidentschaft konnte dieses Dossier nicht abgeschlossen werden.

Weiters hat die Kommission im Herbst 2018 eine Studie zum Thema Sektorkopplung in Auftrag gegeben, die im ersten Halbjahr 2019 veröffentlicht werden soll. Rund um den Jahreswechsel 2018 wurden weitere Studien in Auftrag gegeben, zum Beispiel zu den Themen Liquidität, Tarife, Lizenzen und LNG-Terminals. Die Erkenntnisse dieser Studien sollen in einer Folgenabschätzung münden. Sobald die Rechtsakte des Clean Energy Package abgeschlossen sind, allen voran die StrombinnenmarktRL und die StromVO, wird die Kommission die entsprechenden neuen Passagen für die Gasrechtsakte übernehmen oder nach Bedarf anpassen.

Aufgrund der Wahlen zum Europäischen Parlament und des Mandatsendes der Europäischen Kommission bleibt abzuwarten, welche Gesetzesinitiativen abgeschlossen werden können.

Rechtsentwicklung in Österreich

Im Dezember 2018 hat die Bundesregierung die Punktation für ein Erneuerbaren Ausbau Gesetz 2020 (EAG 2020) beschlossen, die sehr umfassende Weiterentwicklungen beinhaltet.

Die Direktvermarktung durch die Betreiber von Ökostromanlagen soll ihre Erzeugung stärker in den Markt bringen. Die Bildung von Energiegemeinschaften soll mehr Möglichkeiten zur Eigenversorgung schaffen. Netz-

infrastrukturpläne sollen die dynamischen Entwicklungen von Ökostrom mit ihren besonderen Infrastrukturerfordernissen besser berücksichtigen. Verwaltungsvereinfachungen sollen eben diesen Infrastrukturausbau insbesondere in den übergeordneten Starkstromwegenetzen erleichtern. Der Volatilität der Ökostromerzeugungen Windkraft und Photovoltaik soll durch die Schaffung von Netzreserve und Maßnahmenoptionen bei Verbraucherinnen und Verbrauchern entsprochen werden. Erneuerbare Energien sollen auch ihren Beitrag zur Gasversorgung leisten. Neue Technologien, wie die Wasserstofftechnologie, sollen mit ihrer Innovationskraft eingebracht werden. Die Möglichkeiten der Digitalisierung sind bestmöglich mit diesen Veränderungsprozessen zu kombinieren. Die Fördersystematik zur Unterstützung der Nutzung erneuerbarer Energien wird grundlegend angepasst werden.

Mit dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz 2020, das entsprechend der „Klima- und Energiestrategie #mission2030“ im Jahr 2020 in Kraft treten soll, werden die Rahmenbedingungen für den deutlich beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und der Einbringung von erneuerbarem Gas in das Energiesystem Österreichs gestaltet. Neben der Anpassung der erneuerbaren Stromförderung und damit des Ökostromgesetz 2012 an die beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Union, werden Maßnahmen zum Ausbau und zur besseren Integration erneuerbarer Energien gesetzt, welche einerseits durch die Neufassung der ErneuerbarenRL, aber insbesondere durch die ambitionierten nationalen Ziele bedingt sind.





STROM – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT

Regulierung der Stromnetze

Die Regulierung des natürlichen Monopols der Stromnetzbetreiber erfolgt auf Basis des EIWOG 2010 in zwei voneinander getrennten Prozessen.

In einem ersten Schritt werden die angemessenen Kosten und Verrechnungsmengen der Netzbetreiber mit Bescheid festgestellt. Der Regulierung sind zwei verschiedene Gruppen von Netzbetreibern, für die unterschiedliche Vorgaben gelten, unterworfen. Für die Kostenermittlung der Verteilernetzbetreiber, an die grundsätzlich sämtliche Kundinnen und Kunden angeschlossen sind, gelten andere Vorgaben als für die Übertragungsnetzbetreiber, die den überregionalen Transport sowie internationale Lastflüsse übernehmen. In Summe werden durch die Regulierung jährliche Kosten im Ausmaß von rund 2 Mrd. EUR bestimmt. In weiterer Folge wird aufbauend auf die Kosten- und Mengenfeststellungen für Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber eine Verordnung für die Entgelte durch die Regulierungskommission erlassen. Diese Festlegungen erfolgen grundsätzlich am Beginn jedes Kalenderjahrs.

KOSTENERMITTLUNG FÜR STROMVERTEILERNETZE

Ausgangspunkt der Kostenermittlung der Stromverteilernetzbetreiber bildet ein einheitliches für alle Netzbetreiber gleich gültiges Regulierungsmodell. Seit 2006 hat sich hierfür ein Anreizregulierungsmodell als geeignetes Modell etabliert.

Mittlerweile wurden bereits drei Regulierungsperioden absolviert und mit 1.1.2019 startet die vierte Regulierungsperiode für österreichische Stromverteilernetzbetreiber. Die Idee hinter der Regulierung ist, die regulierten Netzbetreiber zur Kostensenkung und Effizienzsteigerung zu bewegen, wovon die Netzkundinnen und -kunden auch langfristig profitieren. Kern der Anreizregulierung liegt in der Entkoppelung der regulatorisch zugestandenen Kosten von der tatsächlichen Kostenentwicklung der jeweiligen Unternehmen. Zu Beginn einer Regulierungsperiode wird eine Ausgangskostenbasis nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 festgestellt und diese in weiterer Folge mit Zielvorgaben und einer netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate fortgeschrieben. Die Zielvorgaben umfassen sowohl eine Einschätzung zum technologischen Fortschritt des gesamten Sektors (Stromverteilernetz) als auch unternehmensindividuelle Zielvorgaben, die sich aus einem relativen Effizienzvergleich ableiten. Aus dem Zusammenspiel von genereller und individueller Zielvorgabe ergeben sich Kostenpfade, welche die allgemeine Inflationsrate des Sektors teilweise deutlich überschreiten. Hierdurch profitieren die Netznutzerinnen und -nutzer sowohl in realer als auch nomineller Betrachtungsweise. Durch die Vorgabe eines Kostenpfades haben die Netzbetreiber nicht nur den Anreiz bzw. den Druck, die postulierten Einsparungseffekte umzusetzen, sondern auch Maßnahmen zu ergreifen, um diese

auch noch weiter zu übertreffen. Der Anreiz entsteht aus dem Umstand, dass überschießende Einsparungen während einer laufenden Regulierungsperiode bei den Unternehmen als zusätzlicher Gewinn verbleiben bzw. unterbliebene Einsparungen den Gewinn deutlich schmälern.

Für die vierte Periode wurde das System der Regulierung aktualisiert, was hinsichtlich der Methodik einige Neuerungen mit sich bringt. Eine wesentliche Neuerung stellt die Einführung einer effizienzabhängigen Rendite in Zusammenhang mit einem jährlichen Kapitalkostenabgleich dar. Dies bedeutet, dass den Unternehmen auf ihr (historisches) Anlagevermögen kein pauschaler, sondern ein individuell effizienzabhängiger gewogener Kapitalkostensatz (WACC) gewährt wird. Der Finanzierungskostensatz beträgt für den durchschnittlich effizienten Netzbetreiber 4,88% vor Steuern. Unternehmen mit einer überdurchschnittlich hohen Effizienz erhalten hierbei eine höhere Rendite; Unternehmen mit einer unterdurchschnittlichen Effizienz eine geringere Rendite auf ihr eingesetztes Kapital. Die Kalibrierung stellt weiters sicher, dass das gesamte Vermögen österreichischer Verteilernetzbetreiber im Durchschnitt mit 4,88% vor Steuern finanziert wird und sich die Zuschläge und Abschläge in Summe ausgleichen. Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite wird außerdem ein künstlicher Wettbewerb unter den natürlichen Monopolisten geschaffen, da das Ergebnis (Zu- oder Abschläge) vom unternehmensindividuellen Verhalten abhängig ist und die Unternehmen

auch den Anreiz bzw. den Druck haben, ihre Effizienz im Vergleich zu den Mitbewerbern ex ante (d.h. in Zukunft) zu steigern. Zur Investitionsförderung wird für Investitionen während der Regulierungsperiode zusätzlich ein Mark-up in Höhe von 0,32 Prozentpunkten gewährt. Ziel ist es, auch weiterhin eine hohe Versorgungsqualität im Sektor zu erhalten und den Netzbetreibern zu ermöglichen, die Netze nicht nur auszubauen, sondern diese auch kontinuierlich zu erneuern. Diese Weiterentwicklungen stehen im Einklang mit der Systematik für die Gasverteiler-netzbetreiber, welche bereits im Jahr 2017 beschlossen wurde.

Aktualisierungen sind darüber hinaus in der neuerlichen Schätzung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts (X-Gen) zu sehen. Hierbei handelt es sich um die branchenweite technologische Entwicklung, welche an die Kundinnen und Kunden weitergegeben wird und tarifsenkend wirkt. Dieser Wert erfuhr eine Absenkung von jährlich 1,25% (dritte Regulierungsperiode) auf nunmehr jährlich 0,95% während der vierten Regulierungsperiode, kombiniert mit einer Verkürzung der Aufholdauer. Die Festlegung basiert auf mehreren ökonomischen Schätzungen, die von der Behörde, den regulierten Unternehmen und auch den Legalparteien (Wirtschaftskammer Österreich und Bundesarbeitskammer) im Konsultationsprozess eingebracht wurden. In sechs (von 39) Kostenverfahren wurden die Bescheide nunmehr dem Bundesverwaltungsgericht zur Entscheidung vorgelegt.

Im Bereich des Smart-Metering wurde die bisherige betriebskostenseitige Kosten-Plus-Methodik (direkte Abgeltung von sämtlichen individuell nachgewiesenen Kosten ohne Anreize zur Effizienzsteigerung) durch einen pauschalen Ansatz ersetzt, welcher die Netzbetreiber zur Kostensenkung motiviert und daher eine möglichst kostengünstige Umsetzung fördert. Unterbietet der jeweilige Netzbetreiber den pauschalen Betrag, so verbleibt die Differenz als Residualgewinn. Im Gegenzug werden Überschreitungen während einer Regulierungsperiode aber nicht kostensteigernd anerkannt.

Zur Steigerung des Anreizes bzw. des Drucks und vor dem Hintergrund der eingetretenen Konvergenz der Effizienzwerte wurde der Zeitraum für den Abbau festgestellter Ineffizienzen von bisher zwei auf nunmehr nur noch eineinhalb Regulierungsperioden (7,5 Jahre) gesenkt, was sich direkt auf die Höhe der individuellen Zielvorgaben auswirkt.

Unter Anwendung dieses Regulierungsmodells werden die Kosten und das Mengengerüst der jeweiligen Netzbetreiber bestimmt und mit Bescheiden festgelegt. Diese Kosten- und Mengendaten dienen in weiterer Folge zur Ermittlung der Entgelte, welche von der Regulierungskommission festgelegt werden. Mittlerweile unterliegen 63 Netzbetreiber der jährlichen Kosten- und Mengenermittlung, wobei zu Beginn einer neuen Regulierungsperiode eine vertiefte Kostenprüfung durchgeführt wird. Während einer Regulierungsperiode folgen die zugestandenen Kosten einem ex-ante

determinierten Modell (Anreizregulierung) mit klaren Rahmenbedingungen. Die Bestimmung der Ausgangskostenbasis (vertiefte Kostenprüfung) ist ebenso entscheidend für die Kostenentwicklung der nächsten fünf Jahre, wie die Spezifika des Regulierungsmodells selbst.

Die Entwicklung der Kosten in den einzelnen Netzbereichen (mehrere Netzbetreiber werden hierbei zu Netzbereichen mit einheitlichen Entgelten zusammengefasst) war im Vergleich zu den Festlegungen gemäß des bisherigen (mit 31.12.2018 endenden) Regulierungsmodells sehr unterschiedlich. Im Durchschnitt sind die Kosten für den Betrieb der Verteilernetze gesunken. Eine Kostenkomponente ist für alle Netzbetreiber allerdings deutlich angestiegen: Die Kosten für die Beschaffung von Netzverlusten haben sich aufgrund von deutlich angewachsenen Energiepreisen signifikant erhöht.

KOSTENERMITTLUNG FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Anders als für die Verteilernetzbetreiber werden die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber im Zuge eines sogenannten Kosten-Plus-Regulierungsmodells neu bestimmt. Hierbei werden jährlich die gemeldeten Kosten der Netzbetreiber vertieft überprüft. Eine längerfristige Entkoppelung der tatsächlichen und der anerkannten Kosten wie im Verteilernetz erfolgt hier nicht. Die festgestellten Kosten werden in der Folge durch Entgelte abgedeckt.

In der aktuellen Kosten- und Mengenermittlung der Übertragungsnetzbetreiber war vorrangig das Thema Vermeidung von Engpässen und Kraftwerksverfügbarkeit relevant. Dies führt im Bereich des Übertragungsnetzes zu einer höheren Kostenbasis, da die erwarteten Kosten über den bisherigen Festlegungen liegen. Die verbleibenden Kosten für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes und für internationale Aktivitäten blieben hingegen relativ stabil.

NETZENTGELTE

Aufbauend auf den festgestellten Kosten und Mengen werden die ab 1.1.2019 zu entrichtenden Netzentgelte für Strom-Netzbetreiber festgelegt. Die Netzentgelte werden nach Netzebenen (abhängig vom Spannungsniveau) und Netzbereichen differenziert berechnet. Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches sind zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber je Netzebene zusammenzufassen.

Bei den Netzentgelten zeigen sich für das Jahr 2019 teilweise signifikante Veränderungen gegenüber den Vorjahren. Zwar ergeben sich unter einer gemeinsamen Betrachtung der Netznutzungsentgelte und der Netzverlustentgelte im Österreichschnitt stabile Netzentgelte, allerdings fallen diese in den einzelnen Netzgebieten unterschiedlich aus. Die Gründe hierfür sind neben dem Beginn der neuen Regulierungsperiode (Neubestimmung der Kostenbasis und Wei-

terentwicklung der Regulierungssystematik) auch der im letzten Jahr spürbare 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 im Übertragungsnetz anfallen, kommt es aufgrund der Ergebnisse der Wälzung der Netzkosten nach § 62 Abs. 3 EIWOG 2010 zu einer deutlich stärkeren prozentuellen Belastung der höheren Netzebenen im Verteilernetz. Da die Netzbereiche Tirol, Vorarlberg, Innsbruck und Kleinwalsertal anderen Regelzonen angehören, sind diese Netzbereiche von einer diesbezüglichen Entgelterhöhung nur geringer betroffen.

Neben den steigenden Kosten für die Vermeidung von Engpässen aus dem Übertragungsnetz gab es nach vielen Jahren laufender Reduktionen nunmehr aufgrund der allgemeinen Steigerung der Preise an den Strombörsen eine signifikante Erhöhung der Netzverlustentgelte. Die Erhöhung dieser Entgeltkomponente betrifft alle Netzbereiche.

Auf der anderen Seite reduzierten sich wie bereits zuvor beschrieben die Kosten der Verteilernetzbetreiber in den meisten Netzbereichen aufgrund der Neufestlegung ihrer Netzkosten. Allerdings gibt es starke Spreizungen zwischen den österreichischen Netzbereichen und in Einzelfällen erzeugen alle Effekte gemeinsam einen Anstieg der Entgelte. In Summe gleichen sich die Entgeltensenkungen und -steigerungen österreichweit jedoch aus.

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.09.2001 BIS 01.01.2019 Gewichtet nach Mengen 2016

Entgelt- anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2018		Anpassung 2019			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Ebene 3	-7,91	-12,3	-3,85	-6,0	-2,44	-3,8	-0,49	-0,8	16,65	25,9	0,41	0,6	0,9	2,36	3,7
Ebene 4	-6,38	-11,5	-0,95	-1,7	-1,28	-2,3	-0,18	-0,6	10,86	19,6	0,81	1,5	1,9	2,88	5,2
Ebene 5	-62,80	-19,5	-10,04	-3,1	-8,23	-2,6	-2,50	-0,8	38,18	11,8	-0,85	-0,3	0,1	-46,25	-14,3
Ebene 6	-28,18	-13,5	-4,20	-2,0	-4,30	-2,1	-1,88	-0,9	18,85	9,0	2,10	1,0	1,5	-17,61	-8,4
Ebene 7 – gemessen	-59,13	-19,9	-14,44	-4,9	-12,29	-4,1	-5,84	-2,0	16,15	5,4	-1,33	-0,4	-0,4	-76,88	-25,9
Ebene 7 – nicht gemessen	-294,75	-23,8	-37,09	-3,0	-26,12	-2,1	-20,75	-1,7	83,22	6,7	-12,05	-1,0	-1,0	-307,53	-24,9
Ebene 7 – unterbrechbar	-1,59	-3,9	-0,47	-1,2	-1,17	-2,9	-1,40	-3,5	5,23	12,9	-0,73	-1,8	-1,6	-0,13	-0,3
	-460,7	-20,71	-71,0	-3,19	-55,8	-2,51	-33,0	-1,49	189,1	8,50	-11,6	-0,52	-0,33	-443,2	-19,92

Entgelt- anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2018		Anpassung 2019			Gesamtanpassung	
	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾	in % ²⁾	Mio. EUR	in % ¹⁾
Burgenland	-32,1	-33,6	-6,0	-6,3	-4,0	-4,2	0,4	0,4	7,9	8,3	-1,3	-1,4	-2,1	-35,0	-36,7
Kärnten	-16,4	-12,7	1,7	1,4	11,7	9,0	0,6	0,4	12,8	9,9	14,2	11,0	10,4	24,7	19,1
Klagenfurt	-3,5	-15,4	0,8	3,3	-0,3	-1,5	1,6	7,1	3,1	13,8	2,4	10,7	10,0	4,1	18,1
Niederösterreich	-51,4	-17,1	-3,5	-1,2	-5,9	-1,9	-27,5	-9,1	51,5	17,1	-13,2	-4,4	-5,0	-50,0	-16,6
Oberösterreich	-59,5	-19,5	-17,5	-5,7	-15,3	-5,0	-12,9	-4,2	43,2	14,1	-12,8	-4,2	-5,2	-74,8	-24,5
Linz	-19,7	-20,1	-8,3	-8,4	-3,6	-3,7	-9,8	-10,0	3,5	3,6	8,6	8,8	14,3	-29,2	-29,8
Salzburg	-48,5	-27,0	-13,5	-7,5	-11,2	-6,3	-4,1	-2,3	5,3	3,0	2,4	1,3	2,3	-69,5	-38,7
Steiermark	-96,7	-27,8	-22,4	-6,4	-22,1	-6,4	12,0	3,4	26,5	7,6	-4,7	-1,3	-1,9	-107,4	-30,9
Graz	-12,4	-28,7	-2,8	-6,4	-0,5	-1,1	-2,1	-4,8	2,6	6,0	1,1	2,4	3,8	-14,1	-32,5
Tirol	-25,3	-14,6	-3,3	-1,9	-0,4	-0,2	-10,4	-6,0	14,4	8,3	-2,0	-1,1	-1,3	-27,0	-15,6
Innsbruck	-3,2	-10,3	1,4	4,6	-0,3	-0,8	0,8	2,6	3,3	10,8	0,9	2,8	2,6	3,0	9,6
Vorarlberg	-9,8	-11,0	2,1	2,3	-2,2	-2,5	-6,6	-7,5	-4,1	-4,6	-6,6	-7,4	-9,6	-27,3	-30,6
Wien	-82,2	-20,2	0,2	0,1	-2,1	-0,5	25,1	6,2	17,9	4,4	-0,5	-0,1	-0,1	-41,5	-10,2
Kleinwalsertal	-0,2	-6,6	0,0	-1,8	0,4	14,9	0,0	-1,3	1,1	45,9	-0,2	-8,5	-5,6	1,0	42,7
	-460,7	-20,71	-71,0	-3,19	-55,8	-2,51	-33,0	-1,49	189,1	8,50	-11,6	-0,52	-0,33	-443,2	19,92

1) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2016 multipliziert mit dem Entgelt 2001

2) Prozentuale Änderung der Anpassung im angegebenen Betrachtungszeitraum bezogen auf erzielte Erlöse aus Mengen 2016 multipliziert mit dem Entgelt des Vorjahres

Abbildung 13
Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2019

Quelle: E-Control

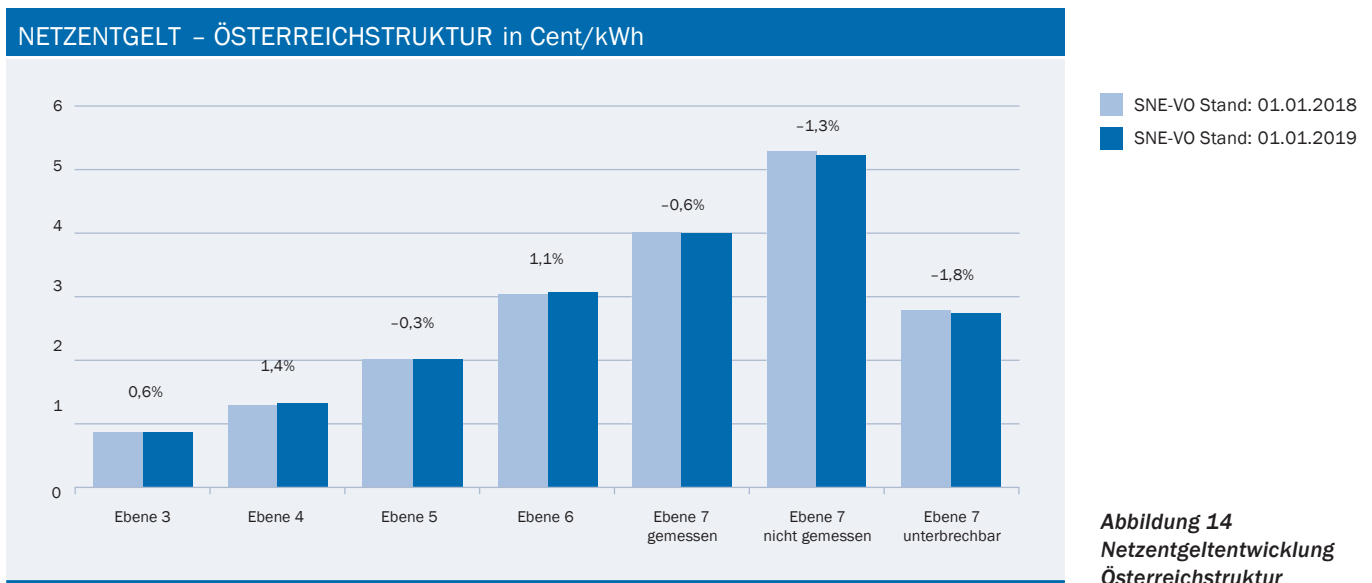


Abbildung 14
Netzentgeltentwicklung
Österreichstruktur

Quelle: E-Control

Unter Berücksichtigung sämtlicher Effekte erhöhen sich die Netzentgelte im Netzbereich Linz um 14,3%. Trotz dieser Erhöhung liegen die Entgelte dieses Netzbereichs auf den meisten Netzebenen im österreichischen Schnitt oder sogar darunter. In den Netzbereichen Kärnten und Klagenfurt kommt es zu einer Erhöhung von rund 10% über alle Netzebenen. Im Bereich der Haushalte liegt der Bereich Klagenfurt noch im österreichischen Durchschnitt. In den anderen Netzebenen gehört Klagenfurt gemeinsam mit Kärnten zu den teuersten Netzbereichen. Anzumerken ist, dass in diesem Vergleich der Netzbereich Kleinwalsertal ausgeklammert wird, da dieser sehr stark von Entwicklungen im deutschen

Netz abhängig und nur eine sehr geringe Anzahl von Netzkundinnen und -kunden betroffen ist.

Diesen sich vertuernden Netzbereichen stehen auch Netzbereiche mit sinkenden Entgelten, vor allem Vorarlberg mit fast -10%, Oberösterreich mit -5,2% und Niederösterreich mit -5%, gegenüber. In diesen Netzbereichen führte die Kostenreduktion der Verteilernetzbetreiber dazu, dass die zuvor geschilderten Effekte (Netzverluste und Kosten aus der Vermeidung von Engpässen) überkompensiert wurden.

Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG ist die E-Control mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) gemäß § 37 EIWOG im Jahr 2018 erneut die Netzentwicklungspläne eingereicht und im November 2018 von der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grundlage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control. Per Bescheid werden die positiv bewerteten Projekte genehmigt. Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem bzw. europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie seit 2012 auch Projekte, die keines vollständigen Neubaus von Leitungen bedürfen, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und optimiertem Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA-Prinzip“ (Netzoptimierung vor -ver-

stärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet. Im heurigen Jahr wurden fünf neue Projekte im Netzentwicklungsplan der APG genehmigt.

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

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

Netzdienstleistungsqualität

Eine zentrale Aufgabe der Regulierungsbehörde ist es, die Netzdienstleistungsqualität in Österreich zu überwachen. Gemäß § 19 Abs. 1 ElWOG 2010 hat die E-Control dazu Standards für Netzbetreiber zu verordnen sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards festzulegen. Unter dem Begriff Netzdienstleistungsqualität für den Bereich Strom werden folgende Themen zusammengefasst.

- > Versorgungszuverlässigkeit
- > Spannungsqualität
- > kommerzielle Qualität

Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt das technische Störungsverhalten von Teilen bzw. des gesamten Stromnetzes. Ausschlaggebend ist hier u.a. die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen bei Kundinnen und -kunden. Zusätzlich von Bedeutung ist auch die Spannungsqualität in Stromnetzen. Diese umfasst technische Parameter, welche sich auf die Versorgungsqualität bei Kundinnen und Kunden auswirken können und deshalb von der E-Control überwacht werden. Dritter wichtiger Bestandteil des Qualitätsmonitorings ist die kommerzielle Qualität. Hierbei wird die Qualität von Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber ihren Kundinnen und Kunden – z.B. Fristeinhaltung bei Rechnungslegungen – erhoben und bewertet.

Zur Wahrnehmung der gesetzlichen Aufgaben – dies umfasst die Festlegung von Stan-

dards und deren Monitoring – wurde von der E-Control die NetzdienstleistungsVO Strom 2012 (ENDVO 2012, BGBl. II 2012/477) erlassen, welche im Jahr 2013 novelliert wurde (END-VO 2012-Novelle 2013, BGBl. II 2013/192) und grundlegende Festlegungen zur Netzdienstleistungsqualität beinhaltet.

Versorgungszuverlässigkeit

Maßgeblich für die Versorgungszuverlässigkeit sind die Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Versorgungszuverlässigkeit zeigt auf, ob ein Netzbetreiber bzw. sein Netzgebiet die gestellten Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne erfüllen kann. Um eine Aussage zur Versorgungszuverlässigkeit treffen zu können, werden die Versorgungsunterbrechungen der Endverbraucherinnen und -verbraucher (Netzkundinnen und -kunden) gesammelt und hinsichtlich Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer ausgewertet. Hierzu gibt es auch international und europaweit abgestimmte Kenngrößen.

Auf Basis der rechtlichen Vorgaben erfassen und melden österreichische Netzbetreiber der E-Control – im Rahmen der Erhebung der Ausfall- und Störungsdaten (AuSD) – jährlich alle Ausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde unter Angabe der Ursache, der Anzahl und entsprechenden Aufteilung der betroffenen Netzbenutzerinnen und -benutzer, der betroffenen Leistung und anderen für die statisti-

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

Die Auswertung der Daten für das Erhebungsjahr 2017 ergab, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI), errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, einen Wert von 45,92 Minuten (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) ergibt. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netzbenutzerinnen und -benutzer. Unterschieden nach

geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 14,04 Minuten und 31,88 Minuten. Der SAIDI-Wert zeigt, dass Kundinnen und Kunden in Österreich 2017 durchschnittlich rund 32 Minuten ungeplant ohne Stromversorgung waren.

Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2017 für Österreich bei 45,05 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 14,72 Minuten und 30,33 Minuten.

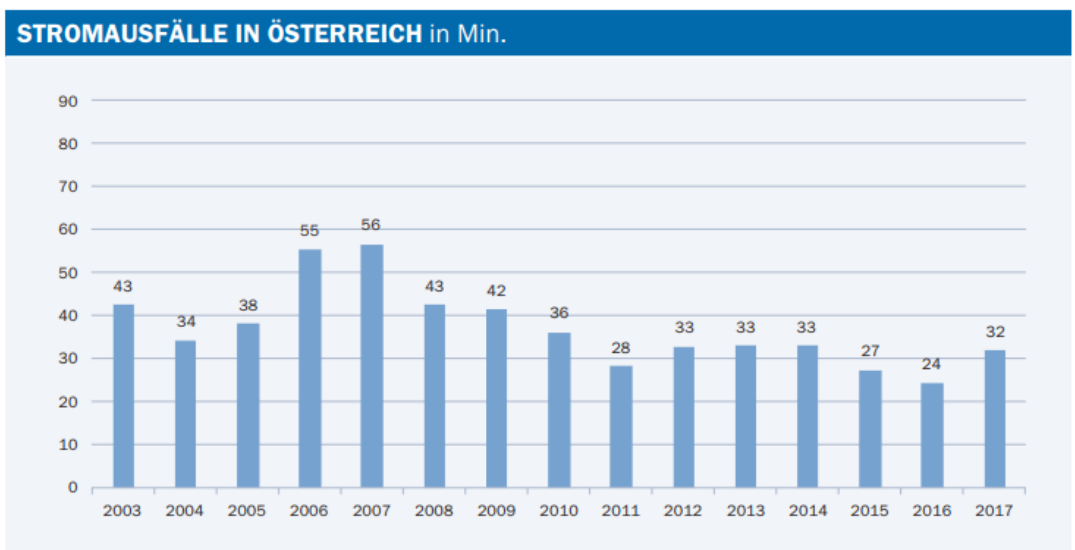


Abbildung 15
SAIDI in Minuten
nach Jahren

Quelle: E-Control

Im Vergleich zum Vorjahr konnte eine leichte Zunahme der errechneten Kennzahlen SAIDI und ASIDI verzeichnet werden (Abbildung 15). Dabei näherte sich der SAIDI-Wert wieder an das Niveau von 2014 an, generell kann jedoch seit ca. zehn Jahren ein sinkender Trend beobachtet werden. Auswertungen der E-Control zeigten ferner, dass die Zunahmen 2017 besonders auf die schwierige Wettersituation in diesem Jahr zurückzuführen war.¹

Spannungsqualität

Gemäß § 8 END-VO 2012-Novelle 2013 hat der Verteilernetzbetreiber für jede Netzbenutzerin und jeden Netzbenutzer in seinem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen und durch Messungen nachzuweisen. Neben Messungen der Spannungserhöhung und -einsenkung an derzeit mindestens 50% der Umspannwerke erfolgt ebenfalls die Messung weiterer Spannungsqualitätsparameter an Netzknoten auf Mittelspannungsebene.

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.

Kommerzielle Qualität

Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung betrifft die Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber ihren Kundinnen und Kunden. Indikatoren dafür sind etwa die Qualität der Beantwortung von Anfragen, die Erstellung von Kostenvoranschlägen, die Einhaltung von Fristen und Terminen und die transparente Veröffentlichung relevanter Informationen.

Im Detail ist die kommerzielle Qualität umso besser, je rascher ein angestrebter Netzzugang ermöglicht wird, je transparenter das Rechnungsmangement erfolgt. Kundenfreundliche Regelungen betreffend Abschaltung und Wiederherstellung der Versorgung sind anzustreben. Zählerstandsermittlungen sind so praktikabel und transparent wie möglich durchzuführen. Die Kundinnen und Kunden sind über geplante Versorgungsunterbrechungen rechtzeitig zu informieren. Kundinnen und Kunden ist für ihre Anliegen und etwaige Beschwerden eine Anlaufstelle anzubieten.

Zur Überwachung der Einhaltung der definierten Standards sind die Kennzahlen des § 14 Abs. 1 END-VO 2012-Novelle 2013 von Verteilernetzbetreibern zu erheben und jährlich zum 31. März für das vorangegangene Kalenderjahr an die E-Control zu übermitteln. Sie sind in geeigneter Weise, jedenfalls aber auf

¹ Vgl. <https://www.e-control.at/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/stoerungsstatistik>

der Internetpräsenz des Verteilernetzbetreibers, von jedem Verteilernetzbetreiber individuell zu veröffentlichen.

Gemäß § 13 END-VO 2012-Novelle 2013 gelten die festgelegten Standards als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden.

In den jeweiligen Bereichen, die durch die END-VO vorgegeben werden, wurde die Einhaltung des Standards auf Basis einer österreichweiten Durchschnittsbetrachtung durchgeführt. Danach erfolgte eine Detailprüfung jener Netzbetreiber, die deutlich vom österreichischen Durchschnitt abwichen. Dabei wurde auch untersucht, wie hoch die absolute Anzahl an betroffenen Netzbewerberinnen

und -benutzern ist, wenn der Standard nicht eingehalten wurde, um die Auswirkung der relativen Zahlen besser interpretieren zu können. Die jeweiligen Netzbetreiber wurden in den entsprechenden Fällen zu Verbesserungen aufgefordert.

Insgesamt waren die Ergebnisse des Monitorings aus Sicht der Regulierungsbehörde im Erhebungsjahr 2017 durchgehend sehr erfreulich. Verfehlungen konnten in direktem Kontakt mit den Netzbetreibern geklärt werden und es wurden umgehend Verbesserungen eingeleitet. Dabei stellte sich die direkte telefonische Rücksprache mit den Netzbetreibern als sehr hilfreich heraus, so konnten etwaige Unstimmigkeiten bzw. Fragen rasch und effizient geklärt werden.

Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat im Berichtszeitraum, wie auch bisher, Verstöße von Netzbetreibern gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot (§ 9 EIWOG 2010 bzw. § 9 GWG 2011) aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem Verteilernetzbetreiber und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens (vgl. § 42 Abs. 6 EIWOG i.V.m. Ausführungsgesetzen der Länder bzw. § 106 Abs. 3 GWG 2011) wie etwa Kundenschreiben, die Pressearbeit

und die Darstellung von Inhalten auf Websites. In einigen Fällen konnte die E-Control durch Verpflichtungszusagen der betroffenen Unternehmen eine Einhaltung dieser rechtlichen Vorgaben erreichen.

Hinsichtlich der zertifizierten Übertragungsnetzbetreiber bestehen laufende Aufgaben zur Überprüfung der Einhaltung der Entflechtungsvorgaben. Aufgrund der Ausgestaltung als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO) müssen etwa alle Verträge zwischen der

APG und dem vertikal integrierten Unternehmen (Verbund-Gruppe) von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden insbesondere Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen verhindert. 2018 wurden dazu rund 30 Verfahren geführt.

Allgemeine Netzzugangsbedingungen

Alle Verteilernetzbetreiber verfügen über behördlich genehmigte Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz. Da es keine Änderungen auf Gesetzes- oder Verordnungsebene gab, bestand 2018 keine Notwendigkeit, die Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz anzupassen.

Regelreservemarkt

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. Nachdem bereits in den Vorjahren die Kosten der Regelreserve deutlich zurückgegangen oder auf niedrigem Niveau stabil geblieben sind, sind die Regelreservekosten für 2018 im Vergleich zum Vorjahr nochmals um rund 27% gesunken.

Seit Mai 2013 werden zwischen Übertragungsnetzbetreibern Abweichungen in ihren Regelzonen bilanziell ausgeglichen. Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone werden dabei zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet. Dadurch können die notwendigen Regelenergiemengen reduziert werden. Aufgrund der Leitlinie über den Systemausgleich (2017) wird in den kommenden Jahren eine Ausweitung dieses sogenannten „Imbalance Nettings“ auf ganz (Kontinental-)Europa erfolgen.

Seit Juli 2016 besteht bei der Sekundärregelung eine enge und weitergehende Zusammenarbeit der APG mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die in dieser

Form die erste internationale Kooperation in Europa darstellt. Dabei werden die Sekundärregelanbieter anhand einer gemeinsamen Liste (Merit-Order) abgerufen. 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 geliefert. Im nächsten Schritt wird im Laufe des Jahres 2019 zur weiteren Vertiefung der Kooperation eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelenergie für Deutschland und Österreich erfolgen. Dies ist auch insofern bedeutsam, da damit trotz der seit 1.10.2018 bestehenden Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze ein gewisses Maß von Regelreserveaustausch verlässlich sichergestellt werden kann.

Bei der Primärregelung besteht bereits seit 2013 eine erfolgreiche Kooperation mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid, die auf Deutschland, die Niederlande, Belgien und Frankreich ausgedehnt wurde und weiterentwickelt wird (z.B. Verkürzung der Vorhaltdauer von einer Woche auf einen Tag ab Mitte 2019).

Die Kooperation bei der Primärregelreserve, beim Imbalance Netting, bei der Sekundärregelreserve mit dem Namen PICASSO („Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process

and Stable System Operation“) und bei der Tertiärregelreserve durch das Projekt MARI („Manually Activated Reserves Initiative“) sind europäische Plattformen. Österreich beteiligt sich bei diesen Projekten federführend, um basierend auf den Erfahrungen der bestehenden Kooperationen eine positive Weiterentwicklung zu bewirken.

Im Jahr 2018 waren zahlreiche Vorschläge gemäß der Leitlinie über den Systemausgleich (2017) auszuarbeiten und teilweise auch schon bei den Regulierungsbehörden einzureichen. Die Modalitäten für Regelreserveanbieter, neue Allgemeine Bedingungen für den Bilanzkreisadministrator inklusive neuer Regeln für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises sowie die Einführung eines zusätzlichen Abrechnungsmechanismus für die Kosten der Tertiärregelenergie wurden Ende 2018 genehmigt.

2018 sind die Jahreskosten für die Beschaffung von Regelreserve gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken, 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.

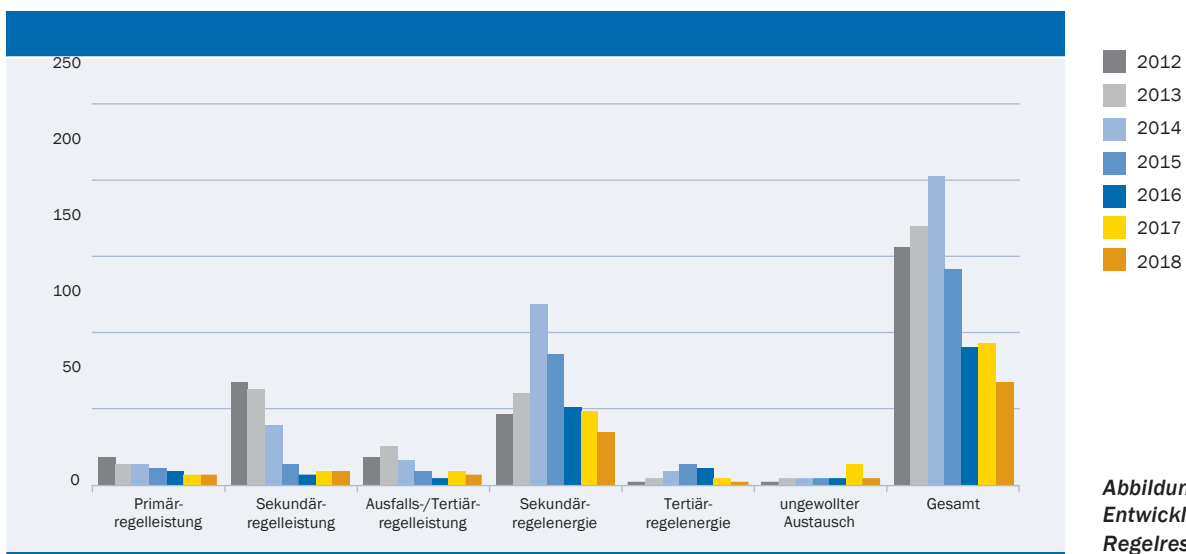


Abbildung 16
Entwicklung
Regelreservekosten

Quellen: 2015 und 2016 APG (1.1. bis 31.12.), 2012 und 2014 und 2018 E-Control, tlw. vorläufige Kosten
Datenstand 31.1.2019

Kraftwerksverfügbarkeit für Redispatch

Bereits in den letzten Jahren war es notwendig, österreichische Kraftwerke mit kurzer Vorlaufzeit gesichert verfügbar zu haben, um gegebenenfalls im Rahmen des Engpassmanagements handeln zu können. Detaillierter besteht die technische Notwendigkeit, um Leitungsüberlastungen in benachbarten Übertragungsnetzen, an grenzüberschreitenden Leitungen bzw. innerhalb Österreichs durch Redispatch (d.h. Änderung des Kraftwerkseinsatzes) zu beheben. Die Kraftwerke waren in den vergangenen Jahren über die

Wintermonate vielfach von deutschen Übertragungsnetzbetreibern vertraglich gebunden. Zusätzlich hatte auch die APG für die Sommermonate Verträge zur Sicherung der Verfügbarkeit abgeschlossen.

Um die jeweils kurzfristige Verlängerung in kurzen Abständen zu vermeiden, wurde vom Übertragungsnetzbetreiber APG ein Prozess mit Abfrage der Verfügbarkeit, Präqualifikation hinsichtlich der Erfüllung von technischen Vorgaben und Kostenabfrage durchgeführt. Den

Erzeugern werden für die gesicherte Leistung die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch die Leistung verursacht werden, ersetzt (§ 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG). Der durch externe Gutachten festgestellte Bedarf an Redispatchkapazität wurde seitens der APG vertraglich mit den in der Vorhaltung günstigsten Kraftwerken gesichert. Dabei wurde darauf geachtet, dass ein möglichst breiter Kreis an Unterneh-

men und Anlagen grundsätzlich teilnehmen kann. Diesem Ziel folgend konnten Anlagen ab 25 MW Leistung teilnehmen, bzw. wurde ermöglicht, dass kleinere Anlagen (jeweils mind. 5 MW) in Summe zu 25 MW gepoolt werden konnten. Die Auswahl der kontrahierten Anlagen durch die APG erfolgte letztlich nach den (auch extern überprüften) Kostenangaben.

Verrechnungsstellen

Im Rahmen der Aufsichtsfunktion der E-Control über die Verrechnungsstellen erfolgten im Jahr 2018 Änderungen des Strom-Regelwerks im Umfeld der Bilanzgruppenkoordinatoren.

Die Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO) sowie Anhang Risikomanagement, Sicherheitsleistungen zu den AB-BKO und Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu den AB-BKO mussten im Rahmen der Implementierung der Electricity Balancing Guideline (EBGL) angepasst werden (Modalitäten für den Systemausgleich).

Es wurde die Gliederung gemäß Artikel 18 der EBGL angepasst und die Textteile adaptiert. In Koordination mit dem Regelzonenführer (APG) wurde die Formel für die Ausgleichsenergiebepreisung angepasst und die Kostenverteilung gemäß EBGL adaptiert. Weitere Änderungen wurden hinsichtlich Strombörsen erforderlich, z.B. bei den Sicherheiten und der Fahrplanabwicklung im Zuge der Umsetzung des Market Couplings. Die Preiszonentrennung mit Deutschland machte Änderungen der Sicherheiten erforderlich, u.a. wurden die Mindestsicherheiten erhöht.

Strom-Handelsplätze

Ein großer Teil des physischen Stromhandels Österreichs wird an den beiden Strombörsen EPEX Spot SE und EXAA abgewickelt. Aufgrund der kurzfristigen Natur des Strommarktes handelt es sich hierbei um Day-ahead-

bzw. Intraday-Produkte. Das Jahr 2018 stand dabei ganz im Zeichen der Trennung der gemeinsamen Preiszone zwischen Österreich und Deutschland, die am 1.10.2018 vollzogen wurde. Durch diesen wesentlichen

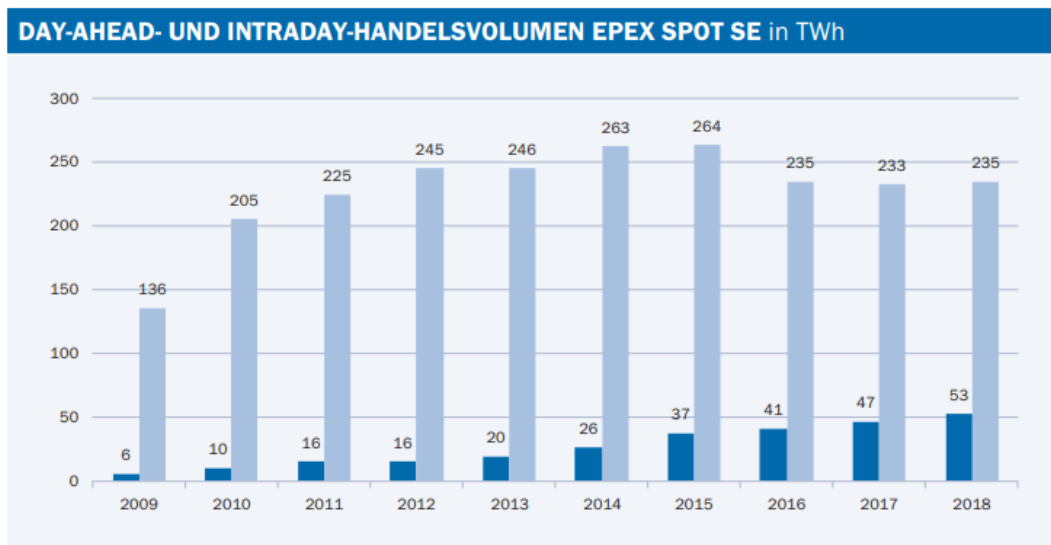
Strukturbruch war es notwendig, neue standardisierte Stromprodukte zu schaffen, die zwischen der Lieferung im Marktgebiet Österreich und der Lieferung im Marktgebiet Deutschland unterscheiden und somit auch Preisunterschiede zwischen diesen beiden Marktgebieten zulassen (siehe Abschnitt Preisentwicklungen – Großhandelsmarkt).

Entwicklung der Handelsvolumina

Da durch den kurzen Zeitraum seit der Preiszonentrennung noch nicht genügend Daten zur Verfügung stehen, um Aussagen über potenzielle Effekte auf die Handelsvolumina in den neu definierten Gebotszonen treffen zu können, werden für die Analyse des Jahres 2018 aggregierte Daten für Österreich und Deutschland herangezogen. Anhand dieser Daten kann geschlussfolgert werden, dass die bereits in

den vergangenen Jahren identifizierten Trends auch im letzten Jahr fortgeführt worden sind.

Auf den für den österreichischen Markt relevanten Day-ahead-Auktionen der EPEX Spot SE und EXAA zeigten sich die gesamten Handelsmengen in Österreich und Deutschland vergleichsweise stabil. Während es an der EPEX Spot SE zu einem geringen Anstieg von 0,6% kam, sank die Handelsmenge der EXAA um 5,7%. Das Ergebnis der EXAA ist jedoch auch vor dem Hintergrund des starken Handelsjahres 2017 zu interpretieren, dessen ausgeprägte Handelsaktivitäten in der zweiten Jahreshälfte 2018 nicht wiederholt werden konnten. Insgesamt zeigt sich damit bei den Handelsvolumina im börslichen Day-ahead-Segment in den letzten Jahren eine gewisse Stabilisierungstendenz.



■ Intraday
■ Day-ahead

Abbildung 17
Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE (bis 1.10.2018 gemeinsame Gebotszone Deutschland/Österreich/Luxemburg, ab 1.10.2018 Stromlieferungen in Österreich als eigenständige Gebotszone im Rahmen des Flow-Based Market Coupling der CWE-Region)

Quelle: EPEX Spot SE

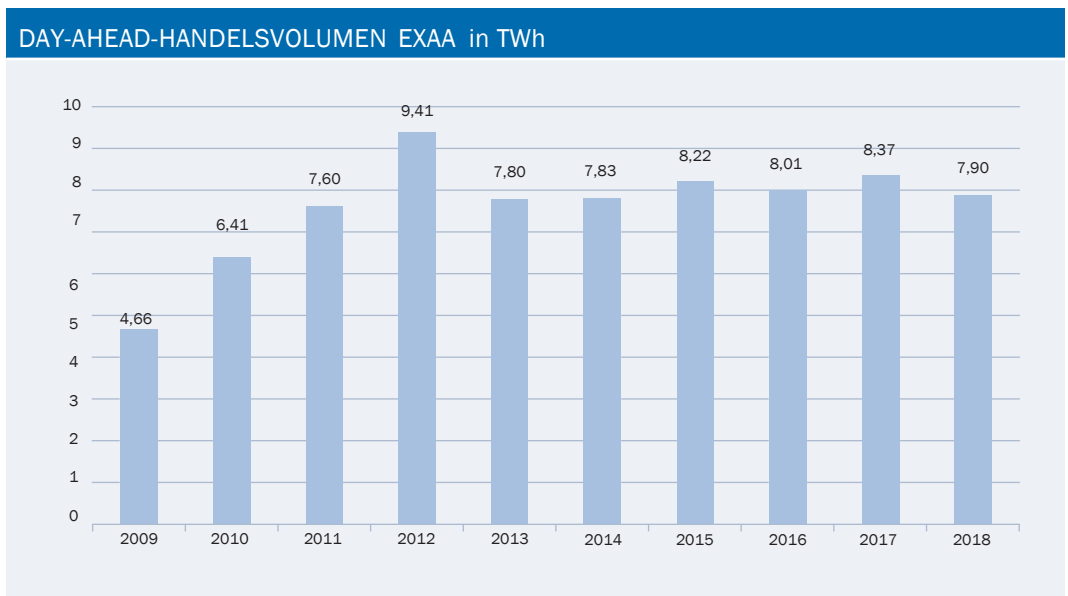


Abbildung 18
 Entwicklung des Day-ahead-
 Handelsvolumens der EXAA
 (bis 1.10.2018 gemeinsame
 Gebotszone Deutschland-
 Österreich; ab 1.10.2018
 jeweils getrennte Auktionen
 für Lieferung in Österreich
 bzw. Deutschland)

Quelle: EXAA

Auch im Intraday-Segment setzten sich die Entwicklungen der letzten Jahre fort. In Relation zur Vergleichsperiode 2017 stieg das Intraday-Handelsvolumen der EPEX Spot SE um beachtliche 12,5%. Obwohl der Day-ahead-Markt weiterhin den weitaus größten Teil des physischen Stromhandels einnimmt, zeichnen sich weitere Verschiebungen zu Gunsten des Intraday-Handels ab, die als Indikator für zunehmende Flexibilitätsnotwendigkeit gedeutet werden können. Diese Entwicklungen werden auch durch das seit 12.6.2018 operierende XBID-Handelssystem weiter verstärkt, das den grenzüberschreitenden Intraday-Handel zwischen den Ländern Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Norwegen, den

Niederlanden, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien ermöglicht. Anhand harmonisierter Handelssysteme können Kauf- und Verkaufsgebote der Marktteilnehmer aus den teilnehmenden Ländern ausgetauscht werden, sofern die notwendigen Leitungskapazitäten zur Stromübertragung zwischen den jeweiligen Ländern verfügbar sind. Das XBID-Projekt stellt somit einen wesentlichen Schritt zur vollständigen Integration der europäischen Intraday-Märkte dar, die dadurch liquider und effizienter werden sollen.

Prüfung der Handelsüberwachung

Neben den gesetzlichen Überwachungsverpflichtungen der E-Control zur Sicherstellung der Marktintegrität der regulierten Energie-

märkte wurden im Jahr 2018 zusätzliche Prüfungen der österreichischen Handelsplätze durchgeführt. In diesen Prüfungen wurde festgestellt, inwieweit diese Handelsplätze selbst effektive und effiziente Vorkehrungen zur Fest-

stellung von Marktmanipulation und Insider-Handel auf ihren Märkten getroffen haben. Nähere Informationen zu diesem Thema finden sich im Abschnitt zu REMIT (ab Seite 104).

Allgemeine Lieferbedingungen

Lieferanten haben gemäß § 80 Abs. 1 EIWOG 2010 Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie für Kundinnen und Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen (im Folgenden: ALB, Allgemeine Lieferbedingungen). Die ALB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzudeuten und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß § 12 Abs. 1 Z 4 E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von ALB, die gegen ein gesetzliches Verbot oder gegen die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die E-Control führt demnach eine sogenannte Ex-ante-Prüfung der ALB durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung möglich.

Im Jahr 2018 zeigten drei Stromlieferanten erstmalig ALB an, weitere sieben Stromlieferanten zeigten Änderungen ihrer bereits bestehenden ALB an. Wie in den vorangegangenen Jahren hat sich auch 2018 die informelle

Vorabstimmung der ALB der E-Control mit den Stromlieferanten bewährt, wobei bedenkliche Klauseln schon frühzeitig erkannt und aufgezeigt werden konnten. Die Lieferanten waren in Bezug auf die als erforderlich erachteten Änderungen in den überwiegenden Fällen durchaus kooperativ. Partiiell wurden einzelne Klauseln von der Regulierungskommission aufgegriffen und diskutiert, allenfalls wurden erforderliche Änderungsaufträge erteilt bzw. Änderungsanregungen geäußert. Allgemein konnten alle Prüfungsverfahren im Jahr 2018 eingestellt werden, sodass kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung der eingereichten ALB beendet werden musste. Im Rahmen einer Verbandsklage gemäß § 28 in Verbindung mit § 29 KSchG wurde eine Energielieferantin aufgefordert, es zu unterlassen, eine Preisänderungsklausel in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen zu verwenden, die im Wesentlichen den Wortlaut des § 80 Abs. 2 EIWOG 2010 wiedergibt, da dies gegen §§ 879 Abs. 3 ABGB, § 6 Abs. 3 KSchG, § 6 Abs. 1 Z 2 und Z 6 KSchG sowie § 6 Abs. 2 Z 4 KSchG verstößt. Das erstinstanzliche Gericht gab der Klägerin in der ersten Instanz Recht, das Urteil ist zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes nicht rechtskräftig.

Smart Meter

Im Jahr 2012 wurde in Österreich mit der Erlassung der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) die Einführung von Intelligenzen Messgeräten (Smart Meter) in Österreich begonnen. Die Verordnung sieht nach Anpassungen in den Folgejahren nunmehr vor, dass bis Ende 2020 mindestens 80% und bis Ende 2022 mindestens 95% aller österreichischen Stromkundinnen und -kunden mit einem Intelligenzen Messgerät auszustatten sind. Die Einführung basiert auf Grundlage der Verpflichtungen aus der StromRL, die nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse eine Einführung von Intelligenzen Messgeräten für mindestens 80% aller Stromkundinnen und -kunden bis Ende 2020 vorsieht.

Durch die Definition und Standardisierung von energiewirtschaftlichen Geschäftsprozessen soll der Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern möglichst effizient und automatisiert ablaufen. Diese technischen Dokumentationen wurden auch im abgelaufenen Jahr ständig weiterentwickelt und von den Marktpartnern praxisgerecht unter Einhaltung der von der E-Control festgelegten Rahmenbedingungen erarbeitet. Damit ist – unter Einhaltung der Datenschutzbestimmungen – die Bereitstellung aller erforderlichen Daten für die Marktteilnehmer sichergestellt.

Die Ausrollung der Intelligenzen Messgeräte ist derzeit bei den meisten Netzbetreibern be-

reits im Gange. Einige wenige Netzbetreiber haben den Voll-Roll-out bereits abgeschlossen, andere haben ihre Pilotprogramme zur Erprobung der Systeme abgeschlossen.

Um den komplexen Vorgang der Implementierung Intelligenzen Messgeräte zu überwachen, hat der Gesetz- bzw. Ordnungsgeber den Netzbetreibern Berichtspflichten gegenüber dem BMNT und der Regulierungsbehörde auferlegt. Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts verpflichtet. Dieser wurde im Jahr 2018 auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2017 erstellt. Von den rund 6 Mio. potenziell betroffenen Zählpunkten sind mit Ende 2018 rund 1.060.000 Intelligenzen Messgeräte installiert, das entspricht einer Roll-out-Quote von rund 17%.

Details zur Einführung sind dem entsprechenden Monitoringbericht zu entnehmen, der auf der Website der E-Control abrufbar ist.

Der Rechnungshof überprüfte im Zeitraum Juli 2017 bis Anfang 2018 das Gesamtprogramm zur Einführung Intelligenzen Messgeräte (Smart Meter) in Österreich. Von der Prüfung umfasst waren diesbezügliche Beiträge der E-Control und des zuständigen Bundesministeriums (damals Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft [BM-WFW], aktuell Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus [BMNT]). Ebenfalls umfasst waren Netz Niederösterreich GmbH und Netz Oberösterreich GmbH. Die Prüfung

konzentrierte sich auf die Organisation zur Vorbereitung des Vorhabens, die Qualität der Kosten-Nutzen-Analyse als Entscheidungsgrundlage, die Kostenanerkennung durch die E-Control, die Festlegung der Funktionsanforderungen sowie ausgewählte Themen der Bereiche Konsumentenschutz, Datenschutz

und Cybersicherheit. Der Prüfungsbericht wurde im Jänner 2019 veröffentlicht. Darin hat der Rechnungshof Empfehlungen ausgesprochen, die von der E-Control evaluiert werden und teilweise auch bereits umgesetzt wurden.

Stromkennzeichnung

Die E-Control hat den gesetzlichen Auftrag zur Aufsicht über die Stromkennzeichnung. Sie führt die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von für die Stromkennzeichnung verwendeten Nachweisen durch. Die Abbildung 19 zeigt, dass für die Stromkennzeichnung in Österreich im Jahr 2017 (bzw. in den überwiegend im Kalenderjahr 2017 enthaltenen Geschäftsjahren) ein Anteil von 84% als Nachweise für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und 16% Nachweise aus fossilen Energieträgern verwendet wurden. Dabei erfasst sind Auswertungen für etwa 84% der insgesamt in Österreich an Endkundinnen und -kunden abgegebenen Strommenge.

Der Anteil an fossilen Energieträgern ist im Vergleich zu 2016 etwas gestiegen, wohl auch weil das Preisniveau für Nachweise aus erneuerbaren Energieträgern etwas gestiegen ist.

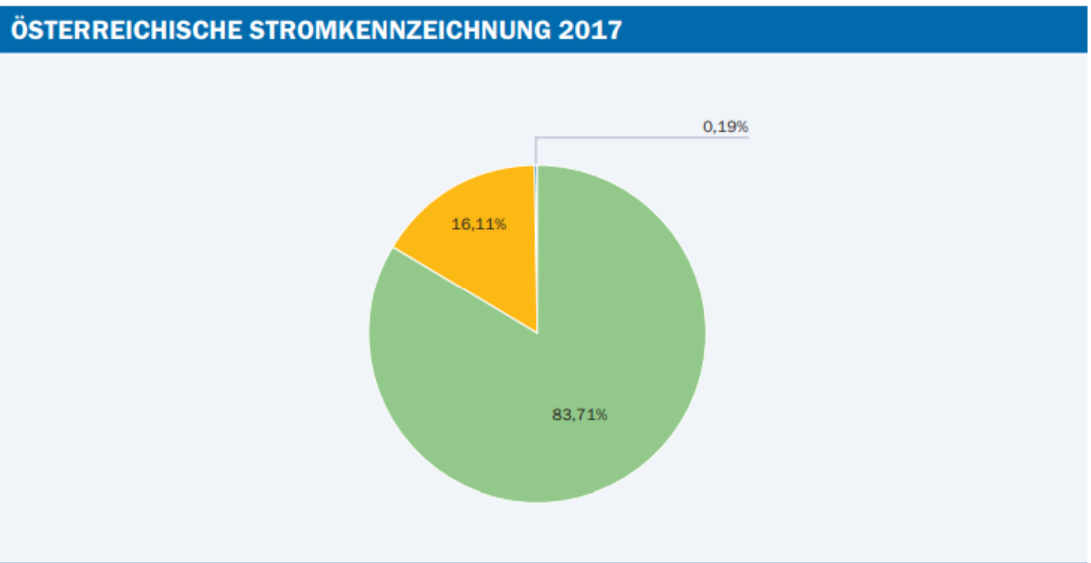
Im Jahr 2017 wurden nach vorliegenden Dokumentationen von 125 Lieferanten ausschließlich Herkunftsnachweise aus erneu-

erbaren Energien eingesetzt. Die Anzahl der Grünstromlieferanten ist damit im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben.

Detaillierte Darstellungen zur Stromkennzeichnung in Österreich und zur Stromkennzeichnung einzelner Stromlieferanten sind im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht der E-Control dargestellt, der auf der Website der E-Control abrufbar ist.

Für die korrekte Abwicklung des europaweiten Austausches von Herkunftsnachweisen für die Stromkennzeichnung ist die Association of Issuing Bodies (AIB) eingerichtet.

Die AIB verfügt über 24 Mitglieder, die 20 Länder repräsentieren. (Belgien ist durch eigene Behörden für seine Regionen Flandern, Wallonien, Brüssel und Federal Belgien vertreten.) Die E-Control ist seit 2002 Mitglied der AIB. Die AIB verfügt über alle technischen Vorkehrungen für den europäischen Handel seiner Mitglieder mit Herkunftsnachweisen. Die Einhaltung der



Bekannte erneuerbare Energieträger
Bekannte fossile Energieträger
Bekannte sonstige Primärenergieträger

Abbildung 19
Näherungswert für die österreichische Stromkennzeichnung 2017 in Österreich

Quelle: E-Control

EECS-Standards (European Energy Certificate System) garantiert die Korrektheit der Angaben auf den Nachweisen.

In den letzten Jahren ist die Anzahl der gehandelten EECS-Nachweise stark gestiegen, was auf die verstärkte Umsetzung von Stromkennzeichnungssystemen in Europa zurückzuführen ist.

Die AIB berät die Europäische Kommission hinsichtlich der Weiterentwicklung von Her-

kunftsnachweis- und Stromkennzeichnungssystemen auch im Zusammenhang mit der ErneuerbarenRL. Die AIB beteiligt sich an europäischen Projekten, wie beispielsweise an einem Projekt zur Gaskennzeichnung.

Eine Expertin der E-Control ist seit Jänner 2017 Vorsitzende des Boards (Board Chair). Dieses gestaltet aktiv die Weiterentwicklung der Kennzeichnung und der genutzten technischen Systeme.





GAS – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT

Regulierung der Gasnetze

Die Regulierung des natürlichen Monopols der Gasnetzbetreiber erfolgt auf Basis des GWG 2011 in zwei voneinander getrennten Prozessen.

In einem ersten Schritt werden die angemessenen Kosten und Verrechnungsmengen der Netzbetreiber mit Bescheid festgestellt. Der Regulierung unterworfen sind zwei verschiedene Gruppen von Netzbetreibern, für die unterschiedliche Vorgaben gelten. Für die Kostenermittlung der Verteilernetzbetreiber, an die grundsätzlich sämtliche Kundinnen und Kunden angeschlossen sind, gelten andere Vorgaben als für die Fernleitungsnetzbetreiber, die den überregionalen sowie internationalen Transport übernehmen. In Summe werden durch die Regulierung jährliche Kosten im Ausmaß von rund 1 Mrd. EUR bestimmt.

In weiterer Folge wird aufbauend auf die Kosten- und Mengenfeststellungen für Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber eine Verordnung für die Entgelte durch die Regulierungskommission erlassen. Diese Festlegungen erfolgen grundsätzlich am Beginn jedes Kalenderjahrs für Verteilernetzbetreiber. Die Entgelte für Fernleitungsnetzbetreiber werden hingegen für einen mehrjährigen Zeitraum bestimmt.

KOSTENERMITTLUNG FÜR GAS-VERTEILERNETZE

Ausgangspunkt der Kostenermittlung der Gas-Verteilernetzbetreiber bildet ein einheitli-

ches für alle Netzbetreiber gleich gültiges Regulierungsmodell. Seit 2008 hat sich hierfür ein Anreizregulierungsmodell als geeignetes Modell etabliert.

Mit 1. Jänner 2018 begann die dritte Anreizregulierungsperiode der österreichischen Gasverteiler-netzbetreiber für die Dauer von fünf Jahren. Bei der Anreizregulierung steht durch attraktive Mechanismen nicht nur die maximale Effizienzsteigerung bei der Nutzung heimischer Gasnetze im Vordergrund, sondern auch ein Vorteil für überdurchschnittlich effiziente Unternehmen. Kern der Anreizregulierung liegt in der Entkoppelung der regulatorisch zugestandenen Kosten von der tatsächlichen Kostenentwicklung der jeweiligen Unternehmen. Zu Beginn einer Regulierungsperiode wird eine Ausgangskostenbasis nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß § 69 Abs. 1 GWG 2011 festgestellt und diese in weiterer Folge mit Zielvorgaben und einer netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate fortgeschrieben. Die Zielvorgaben umfassen sowohl eine Einschätzung zum technologischen Fortschritt des gesamten Sektors (Gasverteiler-netz) als auch unternehmensindividuelle Zielvorgaben, die sich aus einem relativen Effizienzvergleich ableiten. Aus dem Zusammenspiel von genereller und individueller Zielvorgabe ergeben sich Kostenpfade, welche die allgemeine Inflationsrate des Sektors teilweise deutlich überschreiten. Hierdurch profitieren die Netznutzerinnen und -nutzer sowohl in realer als

auch nomineller Betrachtungsweise. Durch die Vorgabe eines Kostenpfades haben die Netzbetreiber nicht nur den Anreiz bzw. den Druck, die postulierten Einsparungseffekte umzusetzen, sondern auch Maßnahmen zu ergreifen, um diese auch noch weiter zu übertreffen. Der Anreiz entsteht aus dem Umstand, dass überschießende Einsparungen während einer laufenden Regulierungsperiode bei den Unternehmen als zusätzlicher Gewinn verbleiben bzw. unterbliebene Einsparungen den Gewinn deutlich schmälern.

Die dritte Anreizregulierungsperiode brachte in der Methodik einige Neuerungen und Aktualisierungen mit sich.

Eine wesentliche Neuerung stellt die Einführung einer effizienzabhängigen Rendite in Zusammenhang mit einem jährlichen Kapitalkostenabgleich dar. Dies bedeutet, dass den Unternehmen auf ihr (historisches) Anlagevermögen kein pauschaler, sondern ein individuell effizienzabhängiger gewogener Kapitalkostensatz (WACC) gewährt wird. Dieser Finanzierungskostensatz beträgt für den durchschnittlich effizienten Netzbetreiber 4,88% vor Steuern. Unternehmen mit einer überdurchschnittlich hohen Effizienz erhalten hierbei eine höhere Rendite, Unternehmen mit einer unterdurchschnittlichen Effizienz eine geringere Rendite auf ihr eingesetztes Kapital. Das System ist dabei so kalibriert, dass ein Vorteil für überdurchschnittlich effiziente Unternehmen verbleibt. Mit dem System der effizienzabhängigen Rendite wird außerdem ein künstlicher Wettbewerb unter

den natürlichen Monopolisten geschaffen, da das Ergebnis (Zu- oder Abschläge) vom unternehmensindividuellen Verhalten abhängig ist (Ex-post-Belohnung bzw. -Bestrafung) und die Unternehmen auch den Anreiz haben, ihre Effizienz im Vergleich zu den Mitbewerbern ex ante (d.h. in Zukunft) zu steigern. Zur Investitionsförderung wird für Investitionen während der Regulierungsperiode zusätzlich ein Markup in Höhe von 0,32 Prozentpunkten gewährt. Ziel ist es, auch weiterhin eine hohe Versorgungsqualität im Sektor zu erhalten und den Netzbetreibern attraktive Anreize zu bieten, die Netze nicht nur auszubauen, sondern diese auch kontinuierlich zu erneuern.

Aktualisierungen sind darüber hinaus in der neuerlichen Schätzung des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts (X-Gen) zu sehen. Hierbei handelt es sich um die branchenweite technologische Entwicklung, welche an die Kundinnen und Kunden weitergegeben wird und tarifsenkend wirkt. Dieser Wert wurde von 1,95% während der ersten beiden Regulierungsperioden auf nunmehr 0,67% während der dritten Regulierungsperiode gesenkt.

Basierend auf diesem Regulierungsmodell werden die individuellen Kosten der Gas-Verteilernetzbetreiber (ähnlich den Kosten der Strom-Verteilernetzbetreiber) jährlich mittels Bescheid neu festgestellt. Die vertiefte Prüfung der Ausgangskostenbasis erfolgte bereits im Jahr 2017 vor Beginn der laufenden Regulierungsperiode. Die jährliche Kostenfeststellung erfolgt nunmehr nach einem ex ante definierten Schema (Anreizregulierung).

Neben der Kostenfestlegung erfolgt auch eine Bestimmung des Mengengerüsts, welches der Regulierungskommission dazu dient, in weiterer Folge die entsprechenden Entgelte zu bestimmen. Aufgrund der volatilen und witterungsabhängigen Mengenentwicklung stützt sich die Mengenermittlung im Gegensatz zum Stromübertragungs- und -verteilernetz nicht nur auf Mengen des letzten Jahres, sondern auf einen dreijährigen Durchschnitt. Die Durchschnittsbildung dient der Glättung, um Sprünge der Entgelte zu vermeiden.

Die gegenständliche Regulierungssystematik (Anreizregulierung mit ex-ante definierten Parametern, welche für die Kostenfeststellung während einer Regulierungsperiode maßgeblich sind) ist durch Bescheidbeschwerden der beiden Legalparteien (Wirtschaftskammer Österreich und Bundesarbeitskammer) beim Bundesverwaltungsgericht verfahrensanhängig. Eine Entscheidung hierzu wird frühestens im Laufe des Jahres 2019 erwartet. Betroffen sind hiervon alle Gasverteilernetzbetreiber Österreichs.

METHODENREGULIERUNG GASFERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Die Regulierung der Gasfernleitungsnetzbetreiber wird durch eine Kostenfestlegungsmethode determiniert. Die Festlegung zur aktuellen Methode erfolgte für einen Zeitraum von 2017 bis 2020. Anders als bei den Verteilernetzbetreibern erfolgt hier keine jährliche Neubestimmung des Kosten- und Mengengerüsts, sondern nur in Ausnahmefällen auf Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber. Dies be-

deutet, dass die Entgelte für die Dauer einer Periode im Regelfall unverändert bleiben. Abweichungen zwischen Ist- und Plankosten bei unbeeinflussbaren Kostenkategorien und den Kapitalkosten werden im Zuge darauffolgender Methodengenehmigungen ermittelt und je nach Über- und Unterdeckung als Auf- oder Abschlag bei der Kostenermittlung berücksichtigt. Die Gasfernleitungsnetzbetreiber sind im Gegensatz zu den Stromnetzbetreibern (Verteilung und Übertragung) sowie den Gasverteilernetzbetreibern einem Mengenrisiko ausgesetzt. Für die Übernahme dieses Risikos erhalten die Gasfernleitungsnetzbetreiber eine entsprechende Kompensation in Form einer höheren Eigenkapitalrendite. Sinkende Mengenentwicklungen werden bei einer neuen Entgeltfestlegung entsprechend der Risikoübernahme nicht berücksichtigt, während steigende Mengenentwicklungen im Zuge einer Neufestsetzung der Entgelte in künftigen Perioden den Netznutzerinnen und -nutzern zugutekommen.

NETZENTGELTE

Auf Basis der von der E-Control erlassenen Kostenbescheide werden die Systemnutzungsentgelte von der Regulierungskommission per Verordnung festgestellt. Die Kommission hat dabei darauf zu achten, dass das Systemnutzungsentgelt dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und der weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen hat.

Die Systemnutzungsentgelte werden nach Netzebenen (differenziert nach Druckstufen)

und Netzbereichen (mehrere Netzbetreiber werden hierbei zu Netzbereichen mit einheitlichen Entgelten zusammengefasst) differenziert berechnet und festgelegt. Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches sind zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber je Netzebene zusammenzufassen. Die einzelnen Entgeltkomponenten sind in den §§ 72 bis 78 des GWG 2011 geregelt. Systembenutzer haben zur Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten.

Wesentlicher Treiber für die Veränderung der Netzentgelte war die Veränderung der

Mengenbasis. Im Jahr 2017 wurde deutlich mehr Gas als in den Jahren 2016 und 2015 abgegeben. Durch die entstehende Mengenabweichung zu dem in der Tarifierung zugrunde gelegten Mengengerüst kommt es in den meisten Netzbereichen zu Entgeltsenkungen, da die angefallenen Kosten auf eine höhere Abgabemenge verteilt werden konnten. Durch das verbrauchsstarke Jahr 2017, in dem die Abgabemenge im Vergleich zu den Vorjahren stark zugenommen hat, stieg die Tarifierungsmenge nach den letzten zwei Tarifierungsjahren nun deutlich an (vgl. Abbildung 20). Die Tarifierungsmenge ergibt sich aus dem Durchschnitt der Abgabemengen der letzten drei Jahre. Die Mengensteigerungen sind vor allem den vermehrten Einsätzen der Gaskraftwerke, aber auch witterungsbedingt dem Endkundenbereich zuzuschreiben.

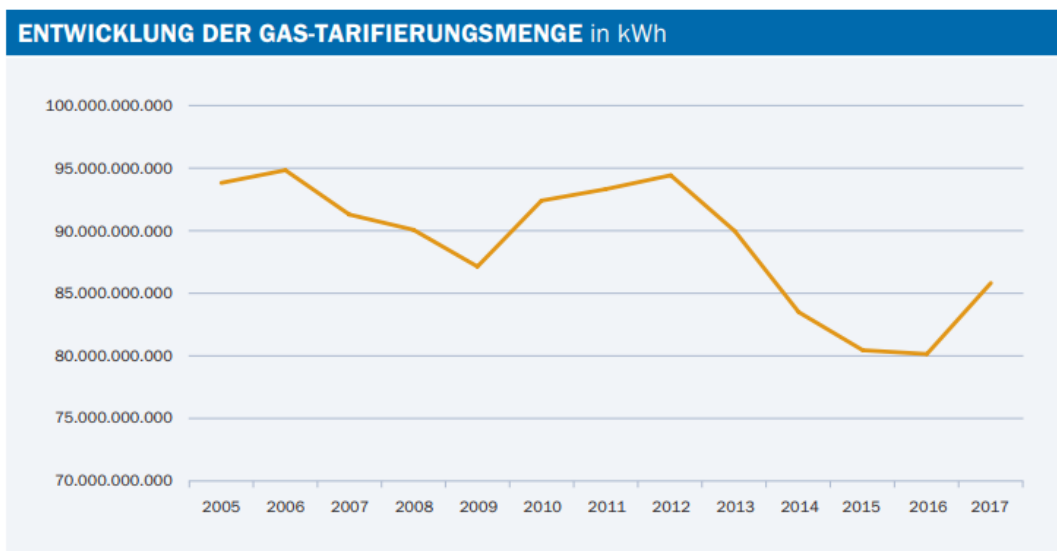


Abbildung 20
Entwicklung der
Gas-Tarifierungsmenge

Quelle: E-Control

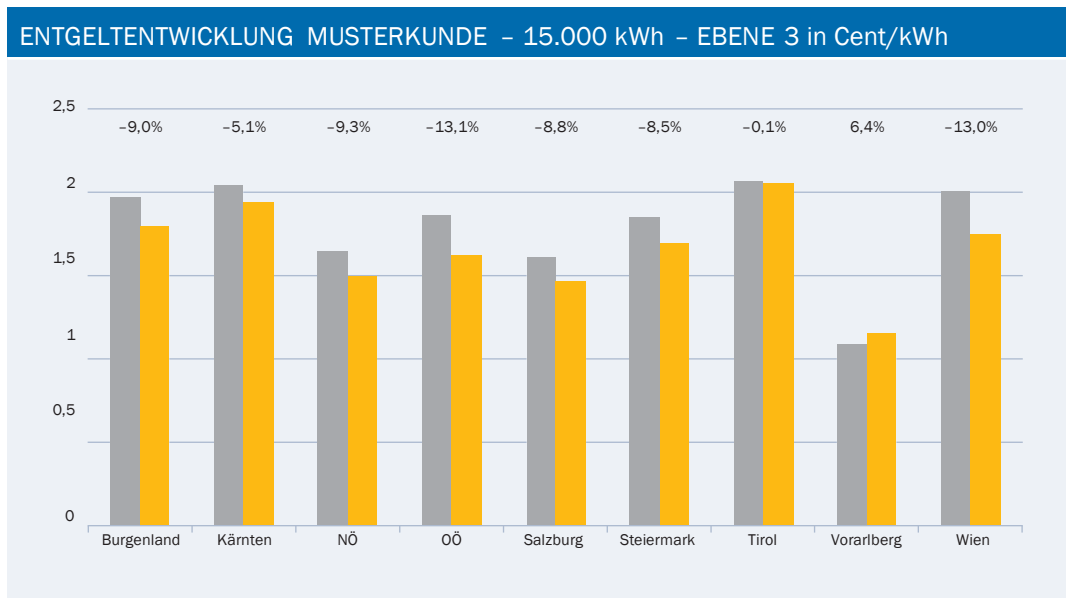


Abbildung 21
Entgeltentwicklung
Gas-Netznutzungsentgelt
Ebene-3-Musterkunde

Quelle: E-Control

Unabhängig von der Glättung der Tarifierungsmengen für die Entgeltermittlung (anhand des letztverfügbaren Drei-Jahres-Durchschnitts) erfolgt auch eine Aufrollung jener Mengen, die im Jahr der verordneten Entgelte tatsächlich angefallen sind, und jener Tarifierungsmengen (Drei-Jahres-Durchschnitt), die als Planwert dienen. Die Effekte aus diesen Mengenabweichungen werden über das sogenannte Regulierungskonto in den Folgejahren entgeltmindernd oder entgeltsteigernd aufgerollt. Durch diesen Mechanismus wird das Mengenrisiko für die Gasverteilernetzbetreiber (analog zu den Stromnetzbetreibern) eliminiert.

Aufgrund der Mengeneffekte (Erhöhung des gleitenden Durchschnitts gegenüber der Vor-

periode) und des Regulierungskontos (positive Abweichung zwischen tatsächlichem Absatz und Planmenge) konnte in nahezu allen Netzbereichen bis auf Vorarlberg eine Reduktion der Netzentgelte sowohl für Haushalts- als auch Gewerbekunden erzielt werden. In Vorarlberg (und auch Tirol) ist die Entgeltentwicklung vor allem auf die Erhöhung der Transportkosten aus Deutschland zurückzuführen. Diese Transportkosten werden als vorgelagerte Netzkosten behandelt und müssen von den Entgelten abgedeckt werden. Der kostensteigernde Effekt überwiegt im Fall von Vorarlberg den entgeltensenkenden Effekt der steigenden Mengenentwicklung und des Regulierungskontos; in Tirol sind die gegenläufigen Effekte hingegen nahezu ausgeglichen.

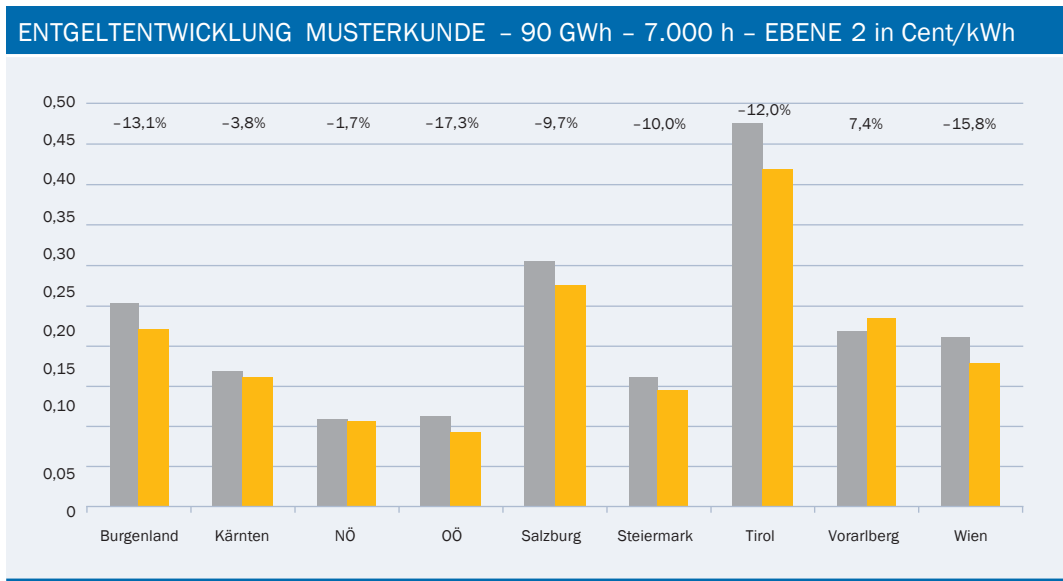


Abbildung 22
Entgeltentwicklung
Gas-Netznutzungsentgelt
Ebene-2-Musterkunde

Quelle: E-Control

Für einen gasbeheizten Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 Kilowattstunden verbilligen sich im österreichweiten Schnitt die Netzentgelte um 9,56% bzw. 31,82 Euro.

Auf der Netzebene 2 wurden die Netzentgelte in allen Netzbereichen mit Ausnahme von Vorarlberg deutlich reduziert. Dies ist in vielen Netzbereichen auf die Mengenentwicklung der Netzebene 2 zurückzuführen, da die Mengen der Netzebene 2 aufgrund vermehrter Einsätze der Gaskraftwerke deutlich gestiegen sind. Bei der Netzebene 2 kommt es mit einem Jahresverbrauch von 90 Gigawattstunden und einer Auslastung von 7.000 Stunden zu einer durchschnittlichen Senkung von 11,93%.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für Verbraucherinnen und Verbraucher nahm die Regulierungskommission außerdem leichte Änderungen beim Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Speicher- und Produktionsunternehmen vor, deren Kostenverursachung und Mengenentwicklung (in Form von Ein- und Ausspeisungen) jährlich von der E-Control geprüft wird.

In Bezug auf das Fernleitungsnetz bleiben die für 2017 bis 2020 festgesetzten Entgelte (Entry-/Exit-Entgelte für die Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebietes) aufgrund der Methodengenehmigung für Bestandskapazitäten unverändert. Dennoch erfolgte eine Novellierung der Gas SNE-VO 2013 für darüber

hinausreichende Kapazitäten, die von den Netznutzerinnen und -nutzern nachgefragt werden. Sowohl das Ausmaß als auch die Zahlungsbereitschaft für zusätzliche Kapazitäten werden über einen Auktionsmechanismus bestimmt. Liegt die Zahlungsbereitschaft über den zu erwartenden Kosten, so wird das Projekt realisiert. Die ab Fertigstellung des Pro-

jektes zu leistenden Entgelte orientieren sich an den zu erwartenden Kosten, die von der E-Control mittels Bescheid festgestellt werden. Die Nachfrage nach zusätzlichen Kapazitäten machte somit eine Novellierung der Gas SNE-VO 2013 notwendig, wenngleich die bisher festgesetzten Entgelte für Bestandskapazitäten unverändert blieben.

Lastprofilverordnung 2018

Im Berichtszeitraum wurde die Lastprofilverordnung 2018 (LPV 2018) erlassen, die mit 1. April 2019 in Kraft tritt. Darin werden die Kriterien für die Verpflichtung von Verteilernetzbetreibern zur Erstellung und Zuordnung von standardisierten Lastprofilen sowie der Einbau von Lastprofilzählern festgelegt und

die Form der Erstellung und die Anpassung von standardisierten Lastprofilen geregelt. Die vorliegende Verordnung ersetzt die bisher geltende Lastprofilverordnung aus dem Jahr 2006, die zuletzt 2008 geändert wurde. Der zwischenzeitlich entstandene Anpassungsbedarf wird mit der LPV 2018 umgesetzt.

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

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.

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 Kostenvoranschlägen, Einhaltung von Fristen und Terminen oder transparente Veröffentlichung relevanter Informationen.

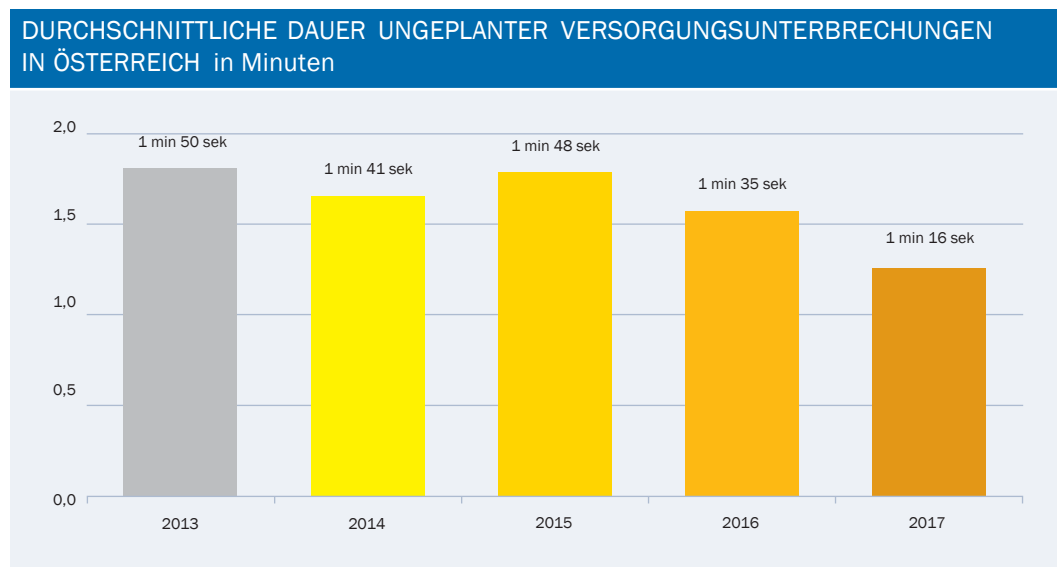
Bei der chemischen Gasqualität wird die chemische Zusammensetzung des Gases betrachtet und Limits für bestimmte Gaskomponenten gesetzt, wie beispielsweise der Anteil von Stickstoff (N₂), Sauerstoff (O₂) oder Was-

serstoff (H₂). Die chemische Gasqualität wird nicht per Verordnung, sondern im Rahmen der ÖVGW-Richtlinie G31 festgelegt.

Technische Qualität – Ausfall- und Störungsdaten Gas

Zum Monitoring der technischen Qualität der Netzdienstleistung werden Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen erhoben. Abbildung 23 zeigt für Österreich, dass im Jahr 2017 Gaskundinnen und -kunden im Schnitt nur rund 1 Minute und 16 Sekunden von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen betroffen waren. Dies ist der beste Wert seit Start der Erhebung im Jahr 2014. Nicht berücksichtigt werden bei diesem Wert geplante Unterbrechungen, wie beispielsweise Instandhaltungsarbeiten, die den Kundinnen und Kunden im Vorhinein angekündigt wurden.

2 2



- SAIDI 2013
- SAIDI 2014
- SAIDI 2015
- SAIDI 2016
- SAIDI 2017

Abbildung 23
Die durchschnittliche Dauer der Gasversorgungsausfälle 2013 bis 2017 in Minuten (Berechnung nach SAIDI)

Durchschnittliche Unterbrechungsdauer je Zählpunkt, wenn die Ursache der Unterbrechung im Verteilernetz liegt

Quelle: E-Control

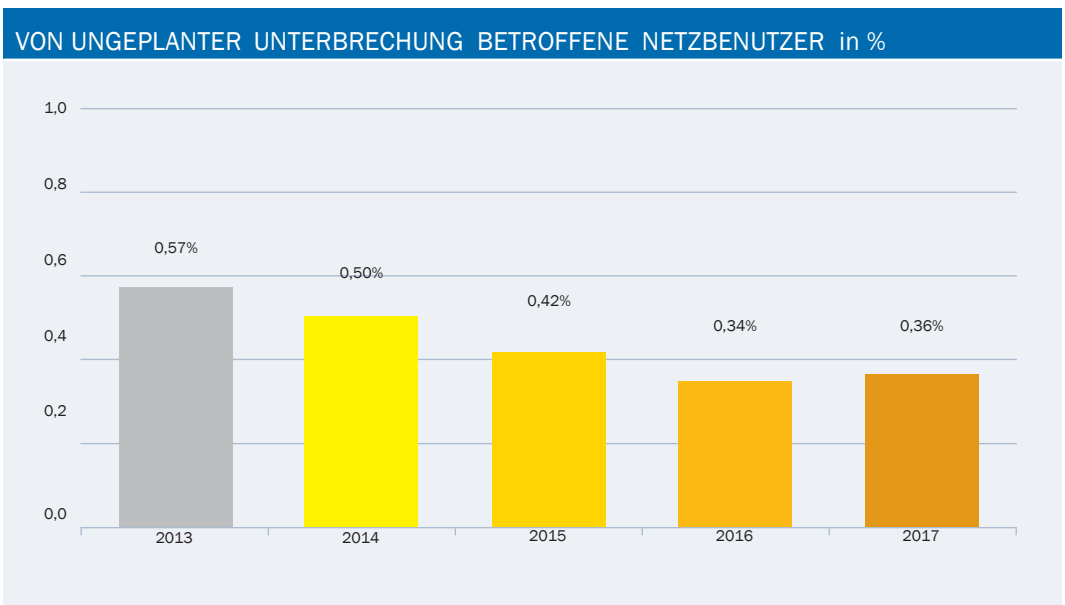


Abbildung 24
Von ungeplanter Unterbrechung betroffene Netzbenutzer in Prozent

Von ungeplanter Unterbrechung betroffene Netzbenutzer und Ursache im Verteilernetz in Relation zur Gesamtmenge versorgter Gaszählpunkte in Österreich

Quelle: E-Control

Zudem waren, wie in Abbildung 24 ersichtlich, im Jahr 2017 nur 0,36% aller österreichischen Gaskundinnen und -kunden überhaupt von einer ungeplanten Versorgungsunterbrechung mit Ursache im Verteilernetz betroffen. Dies stellt einen Rückgang im Vergleich zum Jahr 2013 von rund 36% dar.

Kommerzielle Qualität Gas

Gemäß § 30 Abs. 1 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzerinnen und -benutzern sowie anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen und

Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen. Auf die Netzbetreiber hingegen fällt entsprechend § 30 Abs. 4 GWG 2011 die Pflicht, die in der Verordnung festgelegten Kennzahlen jährlich der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde seitens der E-Control die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung erlassen. Auf Basis dieser Verordnung findet ein jährliches Monitoring statt. Die Ergebnisse werden in einem Monitoringbericht zur Qualität der Netzdienst-

leistung auf der Website der E-Control veröffentlicht.

Monitoring

Seit Einführung dieser oben genannten Verordnung müssen sich in Österreich alle Gasnetzbetreiber an einheitliche Standards hinsichtlich der zu erbringenden Netzdienstleistungsqualität halten. Im Rahmen der kommerziellen Qualität wird die Einhaltung dieser Qualitätsstandards evaluiert. Zu diesem Zwecke werden durch die E-Control von den Verteilernetzbetreibern Daten bezüglich

- > Netzzutritt,
- > Netzzugang,
- > Netzrechnungslegung,
- > Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs,
- > Ermittlung des Zählerstandes,
- > Termineinhaltung sowie

- > Kundeninformation und Beschwerdemanagement erhoben.

Gemäß § 3 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung i.d.F. Novelle 2013 gelten die festgelegten Standards als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden.

Die Einhaltung der Qualitätsstandards wurde von der E-Control in diesem Jahr zum bereits fünften Mal erhoben. Die Ergebnisse sind insgesamt zufriedenstellend. Sehr erfreulich ist zudem, dass alle Gasverteilernetzbetreiber die Einhaltung der Regeln der Technik zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetriebes gem. § 13 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung durch Zertifizierung nachweisen konnten.

Entflechtungsaufsicht

Im Berichtszeitraum wurde die Gas Connect Austria GmbH erneut als unabhängiger Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) zertifiziert. Dies war notwendig geworden, weil sich die Eigentümerstruktur der Gas Connect Austria GmbH verändert hat und damit weitere Änderungen verbunden waren.

Hinsichtlich der beiden Fernleitungsnetzbetreiber bestehen weiters auch laufende Aufgaben zur Überprüfung der Einhaltung der Entflechtungsvorgaben. Aufgrund der Ausge-

staltung der Gas Connect Austria GmbH und der Trans Austria Gasleitung GmbH als unabhängige Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) müssen etwa alle Verträge zwischen Gas Connect Austria GmbH bzw. Trans Austria Gasleitung GmbH und dem vertikal integrierten Unternehmen in der OMV-Gruppe von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden insbesondere Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen verhindert.

Infrastrukturentwicklung Gas

Im Dezember 2018 sind die Langfristige Planung (LFP) und der Koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) von der E-Control per Bescheid genehmigt worden. Diese müssen einmal jährlich vom Verteilergiebtsmanager bzw. dem Marktgebtsmanager (MGM) erstellt werden, jeweils in Abstimmung mit den Netzbetreibern.

Bei der Erstellung dieser beiden Planungen sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß der Gas-SoS-VO (2017) zu berücksichtigen.

Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten, LFP und KNEP, berücksichtigt sowie der gesamte Investitionsbedarf abgebildet wurde, hatte die Behörde im November/Dezember 2018 vor der Genehmigung der Netzentwicklungspläne eine Konsultation durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Website der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend gewürdigt.

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 130%. Bei den Werten für die technische Kapazität an den Einspeisepunkten wurden die hydraulischen Machbarkeiten berücksichtigt, die niedriger sind als die

technischen Kapazitäten und somit realitätsnäher. Der Speicherfüllstand im Winter wurde einbezogen, sodass eine geringere Entnahmeleistung als die technisch maximale Entnahmeleistung der Berechnung zugrunde gelegt wurde. Trotz eines Wertes über 100% (somit Erfüllung des Standards) können jedoch Situationen im Netzbetrieb entstehen, die einen Ausbau von Kapazitäten notwendig machen.

Langfristige Planung

Die LFP umfasst die Infrastrukturplanung auf den Fernleitungen, Netzebene 1. Wie bereits in den letzten Jahren umfasst die LFP auch heuer nicht nur das Marktgebiet Ost, wie vom Gesetzgeber vorgesehen, sondern auch die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol.

In der Langfristigen Planung 2014 wurden erstmals drei Absatzszenarien entwickelt, die im Rahmen der Erarbeitung der aktuellen LFP 2018 wieder aktualisiert wurden. Bei diesen Szenarien werden die zwei unterschiedlichen Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkundinnen und -kunden kombiniert:

- (1) Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus.
- (2) Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt.

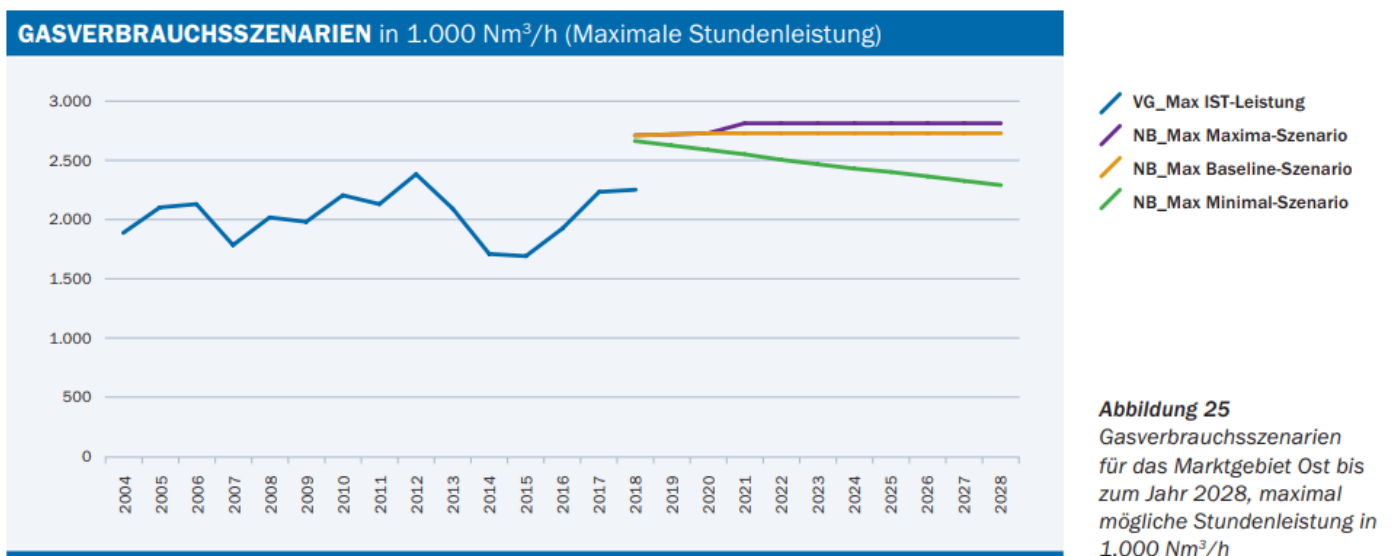


Abbildung 25
Gasverbrauchsszenarien für das Marktgebiet Ost bis zum Jahr 2028, maximal mögliche Stundenleistung in 1.000 Nm³/h

Quelle: AGGM LFP 2018

(3) Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie.

Voraussetzung für die Genehmigung der Projekte im LFP ist gemäß GWG 2011 der Nachweis, dass die in der LFP dargestellten Projekte geeignet sind, die Ziele der Nachfragegedeckung unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Versorgungssicherheit der Infrastruktur und der Erfüllung der Kapazitätsanforderungen zu erfüllen. Zudem muss die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten

Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gegeben sein. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

Im Rahmen der diesjährigen LFP wurden vier Ersatzinvestitionen als neue Projekte eingereicht und per Bescheid genehmigt. Das Projekt 2018/01 enthält die Maßnahmen zur Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall im Dezember 2017. Das Projekt besteht aus neun Teilprojekten zur vollständigen Wiederherstellung der Ver-

bindung zum Verteilergebiet, die bis Ende 2020 fertiggestellt werden sollen. Die drei anderen neuen Projekte sind Ersatzinvestitionen, die mit der Auflage zur weiteren Datenlieferung für das Monitoring genehmigt wurden.

Sieben bereits genehmigte Projekte wurden aufgrund von Änderungen neu eingereicht und genehmigt; ein bereits genehmigtes Projekt ist unverändert in Umsetzung.

Die LFP 2018 ist mit zwei weiteren Auflagen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit genehmigt worden: (1) Entwicklung eines Projektes zur Anbindung des Speichers Haidach und (2) Entwicklung eines Projektes zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netz der Salzburg Netz GmbH und TIGAS-Erdgas Tirol GmbH.

Koordinierter Netzentwicklungsplan

Der KNEP umfasst die koordinierte Infrastrukturplanung von Fernleitungen. Fernleitungen des Marktgebiets Ost sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW), die Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). FNB sind die TAG sowie die GCA (Betrieb von PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Voraussetzung für die Genehmigung der Projekte im KNEP ist gemäß GWG 2011 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der In-

vestitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen und ausgewählter Projekte hat der Marktgebietsmanager (MGM) in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) und unter Mitarbeit des Verteilergebietsmanagers Kapazitätsszenarien erstellt und mit der E-Control abgestimmt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Kapazitätsszenarien die Basis für die Netzentwicklungspläne der FNB.

Der MGM hat die übermittelten Netzentwicklungspläne in der Konsultationsversion des Koordinierten Netzentwicklungsplans 2019–2027 zusammengeführt. Diese Version – in deutscher und englischer Sprache – des KNEP wurde zur Konsultation für die Marktteilnehmer auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt. Nach der Einarbeitung der Stellungnahmen hat die E-Control auch eine gesetzlich verpflichtende Konsultation vom 26.11.2018 bis 11.12.2018 durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen sind in der Endversion des KNEP 2018 sowie im Bescheid gewürdigt worden.

Es wurden zwei neue Projekte für zusätzliche Kapazitäten und zwölf neue Projekte für

Ersatzinvestitionen den Fernleitungsnetzbetreibern GCA und TAG zur Genehmigung eingereicht. Dabei ist ein Projekt der GCA (GCA 2018/E1) für die Wiederherstellung der beschädigten Anlagenteile beim Vorfall in Baumgarten notwendig.

Elf bereits in früheren Bescheiden genehmigte Projekte wurden wegen Änderungen nochmals zur Genehmigung eingereicht; 15

Projekte werden unverändert fortgeführt. Ein Projekt wurde zurückgezogen, da es nicht mehr erforderlich ist, um den erhobenen Kapazitätsbedarf zu erfüllen. Die genehmigten Projekte sind zum Teil auch grenzüberschreitende Projekte, die im Rahmen des Europäischen TYNDP gemeldet wurden und zum Teil auch PCI-Status haben.

Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager

Bereits per 1. Juni 2017 wurde der bisherige Verteilergebietsmanager (Austrian Gas Grid Management AG – AGGM) von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria GmbH (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) auch zum neuen Marktgebietsmanager ernannt und diese Ernennung von der E-Control bestätigt.

Die Zusammenführung der Aufgaben als Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager bei der AGGM hat bereits erste Synergieeffekte bewirkt. Diese betreffen einerseits eine effiziente Netzausbauplanung (Koordinierter Netzentwicklungsplan und Langfristige Planung) und andererseits auch die organisatorischen Aufgaben, wie die Zulassung von Bilanzgruppenverantwortlichen im Marktgebiet Ost. Um dieser Entwicklung auch formal Rechnung zu tragen, wurden von der AGGM im Sommer 2018 neue, ge-

meinsame Allgemeine Bedingungen für das Vertragsverhältnis zwischen der AGGM als Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager und den Bilanzgruppenverantwortlichen im Marktgebiet Ost zur Genehmigung durch die E-Control eingereicht. Die Zusammenführung der vormals getrennten Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers und des Verteilergebietsmanagers in ein konsolidiertes Rechtsdokument bewirkt unter anderem eine Vereinheitlichung und Vereinfachung bei der Zulassung von Bilanzgruppenverantwortlichen. Die E-Control hat die von der AGGM eingereichten Allgemeinen Bedingungen Ende August 2018 mit Bescheid genehmigt. Veröffentlicht sind die aktuellen Allgemeinen Bedingungen der AGGM auf deren Website unter <https://www.aggm.at/rechtsrahmen/allg-bedingungen-der-aggm>.

Kapazitätsberechnungsmodell

Der Marktgebietsmanager hat gemäß § 14 Abs. 1 Z4 i.V.m. § 34 und § 35 GWG 2011 die Aufgabe, ein einheitliches Berechnungsschema zur Ermittlung und zum Ausweis der Ein- und Ausspeisekapazitäten zu erstellen.

Aufgrund einiger Umbauten (Verbindungsarbeiten zwischen den unterschiedlichen Systemen) in der Verdichterstation Baumgarten hat die E-Control den Verteiler- und Marktgebietsmanager (AGGM) beauftragt, das bestehende Kapazitätsberechnungsmodell nach dem Stand der Technik zu aktualisieren und neue hydraulische Simulationen des Fernleitungssystems durchzuführen. Die Umbauten wurden als Teil des KNEP von der E-Control genehmigt, und zwar mit dem Ziel der Gewährleistung der frei zuordenbaren Kapazitätsqualität.

Um das Potenzial des österreichischen Netzsystems am besten verifizieren zu können, wurde die AGGM beauftragt, zusätzlich zur Berechnung auf Basis des Status quo auch eine erweiterte hydraulische Simulation auf Basis der integrierten Berechnung des Fernleitungssystems und der Verteilerleitungsanlagen der Netzebene 1 durchzuführen. Nach den erforderlichen Abstimmungen der AGGM mit den Fernleitungsnetzbetreibern sind die entsprechenden Ergebnisse im Jahr 2019 zu erwarten.

Diese hydraulischen Berechnungen und die Modellierung der bestehenden Netzsysteme dienen der E-Control zur Überprüfung der Richtigkeit der Annahmen des Kapazitätsberechnungsmodells und zur Verifizierung der Auswirkungen von neuen Netzausbauprojekten auf das bestehende Leitungssystem.

Gas-Handelsplätze

Im Jahr 2018 konnten die Handelsvolumina am OTC-Markt des CEGH im Jahresvergleich zu 2017 um mehr als 5% gesteigert werden. Bei den täglich gehandelten OTC-Volumina kam es am 24. Oktober 2018 mit 2,73 TWh zu einem neuen Spitzenwert, was gemessen am Inputvolumen eine beachtliche Churn Rate von 5,03 ergibt (siehe Abbildung 26). Dies bedeutet eine weiterhin positive Entwicklung des österreichischen Handelsplatzes.

Wie in Abbildung 26 ersichtlich, war das OTC-Handelsvolumen im ersten Quartal 2018 auf einem guten, hohen Niveau. Wie jedes Jahr kam es auch 2018 nach dem Ende der Wintermonate zu einem massiven Rückgang des Handelsvolumens am OTC-Markt. Zu Beginn der Winterperiode stieg das Handelsvolumen erwartungsgemäß wieder deutlich an.

HANDELSVOLUMEN CEGH in MWh

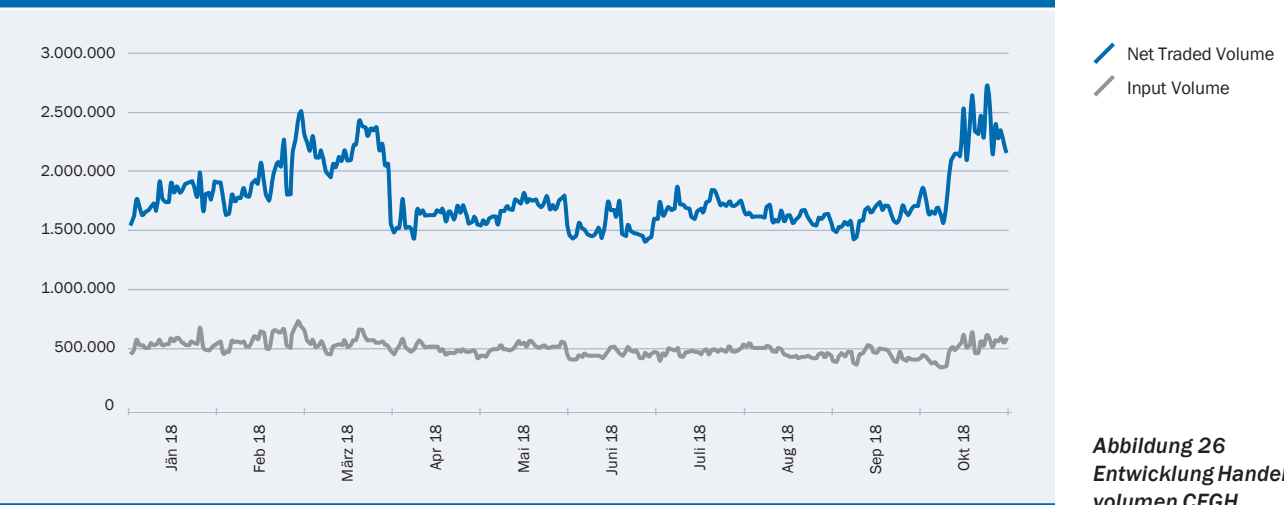


Abbildung 26
Entwicklung Handelsvolumen CEGH

Quelle: CEGH

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

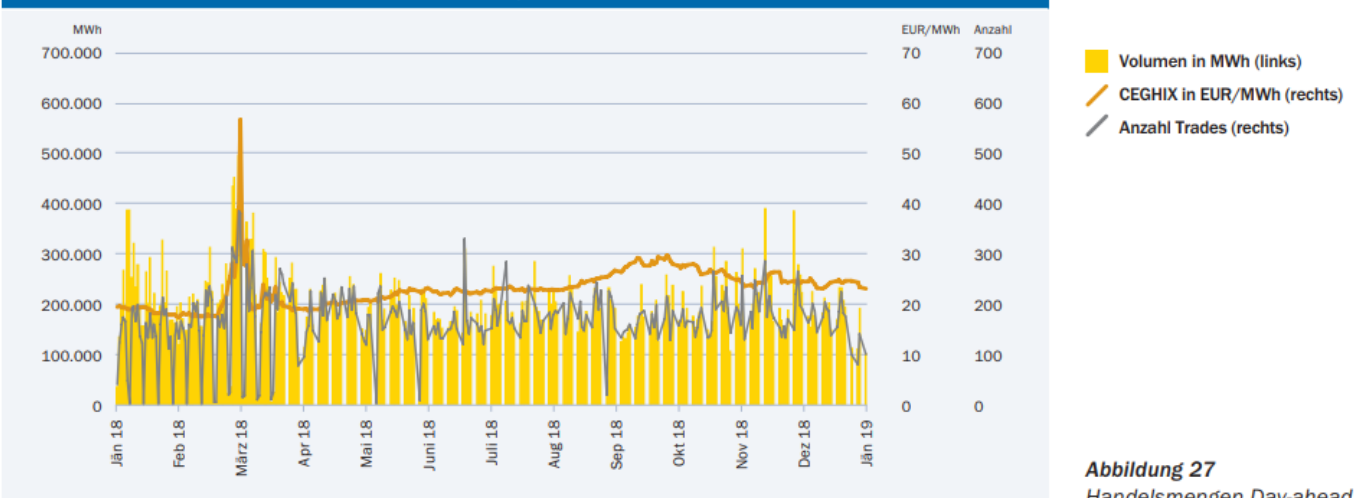


Abbildung 27
Handelsmengen Day-ahead

Quelle: E-Control

Noch deutlich positiver war aber die Entwicklung am Börsemarkt. Hier konnte im Jahresvergleich sogar eine Volumensteigerung von über 50% realisiert werden. Wie in Abbildung 27 ersichtlich, kam es analog zum Vorjahr im März 2018 zu einem Spitzenwert bei der Anzahl der Handelsgeschäfte und den gehandelten Day-ahead-Mengen an der Börse, einhergehend mit einem kurzfristig massiv

erhöhten Börsereferenzpreis (CEGHIX) von 56,68 EUR/MWh am 2. März 2018. Über das gesamte Jahr betrachtet, ist es mit dem Anstieg des Handelsvolumens 2018 auch zu einem Anstieg des Börsereferenzpreises (CEGHIX) von unter 20 EUR/MWh zu Beginn des Jahres auf teilweise über 25 EUR/MWh Ende 2018 gekommen.

Gas-Marktmodell

Im Jahr 2018 wurde die bestehende Gas-Marktmodell-VO aus dem Jahr 2012 novelliert. Dadurch ergeben sich vor allem einige wesentliche Änderungen im Ausgleichsenergiesystem und auch hinsichtlich der Marktintegration.

Ausweitung der Tagesbilanzierung

Mit der Novelle 2018 der Gas-Marktmodell-VO 2012 wurde die Tagesbilanzierung per 1. Oktober 2019 auf alle Endverbraucherinnen und -verbraucher mit Ausnahme der Großabnehmer (jene Netzbenutzerinnen und -benutzer mit einer mit dem jeweiligen Netzbetreiber vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 50.000 kWh/h) ausgedehnt. Die Tagesbilanzierung umfasst somit alle Endverbraucherinnen und -verbraucher mit zugeordnetem Standardlastprofil und auch alle gemessenen Endverbraucherinnen und -verbraucher mit eingebautem Lastprofilzähler bis zu einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von 50.000 kWh/h. Für End-

verbraucherinnen und -verbraucher mit einer höheren vertraglich vereinbarten Höchstleistung (Großabnehmer) gilt weiterhin die Stundenbilanzierung.

Übermittlung vorläufiger Messdaten durch Verteilernetzbetreiber

Mit dem Ziel einer verbesserten untertägigen Informationsbereitstellung, die es den Versorgern der Endverbraucherinnen und -verbraucher bzw. deren Bilanzgruppenverantwortlichen ermöglicht, auf untertägige Verbrauchsschwankungen im Rahmen der Tagesbilanzierung zu reagieren, wurden die Verteilernetzbetreiber verpflichtet, ab 1. Oktober 2019 die vorläufigen Messdaten der jeweils vorangegangenen Stunde für Netzbenutzerinnen und -benutzer mit Lastprofilzähler und einer mit dem jeweiligen Verteilernetzbetreiber vertraglich vereinbarten Leistung größer 10.000 kWh/h und bis 50.000 kWh/h, je Zählpunkt und unter Angabe des jeweiligen Versorgers, an den Verteilergebietsmanager

und an den jeweiligen Versorger stündlich zu übermitteln.

Brennwert von Biogaseinspeisungen

In jenen Fällen, in denen nicht bereits der Brennwert von Biogaseinspeisungen dem Netzbetreiber vom Anlagenbetreiber zumindest auf monatlicher Basis zur Verfügung gestellt wird, wird eine entsprechende Informationspflicht eingeführt. Dies erfolgt mit dem Ziel, auf Basis potenzieller Abweichungen die Abrechnungsmethodik künftig zu verbessern. Diese Informationen werden durch die Regulierungsbehörde evaluiert und konkrete Verbesserungsmaßnahmen in Abstimmung mit der Branche entwickelt.

Verfahren für neu zu schaffende Kapazität am Grenzkopplungspunkt Überackern

Für den Grenzkopplungspunkt Überackern wurde 2018 zum ersten Mal ein marktbasierendes Verfahren zur Erhöhung der Gastransportkapazität von Deutschland nach Österreich auf Basis der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 (CAM Network Code) durch die Fernleitungsnetzbetreiber bayernets GmbH und Gas Connect Austria GmbH gemeinsam durchgeführt. Aufgrund der für gewöhnlich niedrigeren Gasgroßhandelspreise in Deutschland ist die Nachfrage nach Gastransportkapazität von Deutschland nach Österreich hoch und übersteigt regelmäßig das Angebot. Dieses Ungleichgewicht führt häufig zu Kapazitätsengpässen. Daher war es notwendig, auf Basis des Marktbedarfs ein Projekt zu starten, das den zusätzlichen Bedarf erhebt und die erforderlichen Ausbaumaßnahmen

identifiziert. Die neu zu schaffende Kapazität wurde den Marktteilnehmern auf der Buchungsplattform PRISMA am 2. Juli 2018 angeboten. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die Möglichkeit, die Kapazität zu buchen, von den Marktteilnehmern nicht ausreichend in Anspruch genommen wurde, um eine Realisierung des Projektes durchzuführen. Da der zusätzliche Bedarf aber weiterhin bestehen dürfte, werden die Beteiligten eine Optimierung bestimmter Bereiche des Projektes prüfen, um bei der nächsten Jahresauktion die Kapazität erneut in optimierter Form anbieten zu können.

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 Kopplungspunkte miteinander verbunden sind, und unter der Bedingung, dass eine Verringerung technischer Kapazität ausgeschlossen werden kann und die Erleichterung der wirtschaftlichen und 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.

An der Grenze zu Deutschland hätte die Einführung eines die Punkte Oberkappel und

Überackern umfassenden virtuellen Koppelpunktes zu einer Verschlechterung der Produktqualität am Punkt Überackern auf österreichischer Seite geführt bzw. alternativ zu einem reduzierten Kapazitätsangebot auf deutscher Seite. Dies wäre somit im Widerspruch zur rechtlichen Anforderung des CAM NC gestanden. Die E-Control hat daher im Einvernehmen mit der deutschen Bundesnetzagentur von der Einbeziehung des Punktes Überackern in den virtuellen Koppelpunkt Abstand genommen und die Bildung eines solchen auf den Punkt Oberkapitel beschränkt.

An der Grenze zur Slowakei wurden im Rahmen einer Konsultation des „VIP-Konzepts Baumgarten“ die erwarteten Erleichterungen der wirtschaftlichen und effizienten Netznutzung uneinheitlich bewertet und die E-Control ist folglich dem Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber gefolgt, von der Umsetzung des Konzepts abzusehen.

Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells

Aufgrund europäischer und auch nationaler Vorgaben ist es erforderlich, das Bilanzierungsmodell für den österreichischen Gasmarkt weiterzuentwickeln. Zentrale Zielsetzung ist dabei die Realisierung einer integrierten Bilanzierung des gesamten Marktgebiets ohne systematische Trennung zwischen Fernleitungsebene und Verteilergebiet sowie die Etablierung eines Modells mit reduzierter vertraglicher und operativer Komplexität. Dadurch soll die Effizienz der Marktprozesse er-

höht und gleichermaßen die regional bedeutende Rolle des österreichischen Gasmarkts gefördert werden. Nach Konsultation eines ersten Konzepts durch die E-Control wurde ein strukturierter Stakeholderprozess gestartet. Ziel dieses Prozesses ist es, auf Basis der erhaltenen Stellungnahmen weitführende Detaildiskussionen in enger Abstimmung mit relevanten Stakeholdern durchzuführen. Das finalisierte Gesamtkonzept soll bis Mitte 2019 vorliegen.

Implizite Allokation

Durchgeführte Studien zur Bewertung unterschiedlicher Marktintegrationsoptionen haben ergeben, dass aufgrund der Kapazitätssituation eine weitgehende Marktintegration (d.h. Ausweitung des Entry/Exit-Systems und Schaffung eines integrierten VHP) mit nördlichen Nachbarmärkten wie z.B. Deutschland nicht sinnvoll umsetzbar erscheint. Daher wurde der regulatorische Fokus in diesem Kontext seither auf die bestmögliche und effiziente Nutzung der bestehenden Infrastruktur bei Beibehaltung der bestehenden Marktstruktur gelegt.

Dabei kann die implizite Allokation von Verbindungskapazität (d.h. die situative Zusammenführung von benachbarten Handelsmärkten im Umfang verfügbarer Verbindungskapazität und Nutzung dieser auf impliziter Weise im Rahmen der physischen Erfüllung dieser Handelsgeschäfte) einen wesentlichen Beitrag leisten. Einerseits wurden Konzepte für ein derartiges Modell an der Verteilergebiets-Grenzkopplung zwischen

Österreich und Deutschland entwickelt, andererseits beschäftigen sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf europäischer Ebene allgemein mit derartigen Modellen. Diese sämtlichen Überlegungen sollen weitergeführt werden und, sofern im Einklang mit europarechtlichen Vorgaben und dem Ziel einer stärkeren Integration von Nachbarmärkten, einer Realisierung (z.B. initial in Form von Pilotprojekten) zugeführt werden.

Trading Region Upgrade

In enger Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und NET4GAS sowie der tschechischen Regulierungsbehörde und der E-Control wurde das Pilotprojekt Trading Region Upgrade (TRU) zur besseren Verbindung des tschechischen mit dem österreichischen Gasmarkt erarbeitet. TRU ist eine Dienstleistung der Netzbetreiber, die Netzbenutzerinnen und -benutzer zu No-

minierungen zwischen dem Marktgebiet Ost und dem tschechischen Marktgebiet berechtigt, z.B. in der Richtung CZ->AT durch Nominierungen zur Einspeisung in das Marktgebiet Ost und zur gleichzeitigen unmittelbaren sowie übereinstimmenden Ausspeisung aus dem tschechischen Marktgebiet. TRU wurde erstmals im Juli 2018 angeboten (für das Gasjahr 2018/19) und hat vom Markt eine positive Resonanz erhalten. Etwa 80% der insgesamt angebotenen TRU-Kapazität von der Tschechischen Republik nach Österreich (90.000 kWh/h/Jahr) wurde während der Jahresauktion verkauft. Die Marktteilnehmer äußerten auch ein starkes Interesse am Kauf von TRU für kürzere Laufzeiten (Quartal, Monat, Tag). In der Folge haben die Netzbetreiber kürzere Laufzeiten angeboten und dafür die Buchungsplattform PRISMA genutzt. In einem nächsten Schritt erfolgt eine Evaluierung des Pilotprojekts.

Ausgleichsenergiemarkt

Abbildung 28 zeigt, dass der physikalische Ausgleichsenergiebedarf (Bezug vom VHP) im Marktgebiet Ost im Jahr 2018 gegenüber 2017 deutlich gefallen ist. Die Abrufe vom virtuellen Handlungspunkt (VHP) nahmen um rund 25% gegenüber 2017 ab und liegen leicht über dem Ausgleichsenergiebedarf von 2016. Die Lieferungen an den VHP nahmen im Vergleichszeitraum jedoch zu und liegen im Jahr 2018 in ungefähr gleicher Höhe wie die Abrufe. Eine Untersuchung der Vorjahre

seit 2013 zeigt hierzu, dass die Summe der Bilanzgruppen in einer Jahresbetrachtung im Jahr 2018 erstmalig annähernd ausgeglichen war. Des Weiteren gilt zu erwähnen, dass seit März 2015 keine Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-List (MOL) mehr getätigt wurden. Dies spricht jedenfalls für die Liquidität am VHP.

Die Ausgleichsenergie-Bezugspreise für tagesbilanzierende Bilanzgruppen sind von

rund 25 EUR/MWh zu Beginn des Jahres 2017 auf bis zu rund 31 EUR/MWh im September 2018 um rund 24% gestiegen. Abbildung 29 zeigt zudem, dass nach einem saisonalen Preisverlauf im Jahr 2017 das Folgejahr nicht nur von einem Preisanstieg im September 2018, sondern auch von einer sehr deutlichen Spitze im März 2018 geprägt war. Die Preisspitze im März 2018 erklärt sich aus der Notwendigkeit zu erhöhtem Ausgleichsenergiebezug vom VHP aufgrund von ungewöhnlich kalten Wetterverhältnissen in diesem Monat. Der Preis im Dezember 2018 entspricht in etwa dem Preisniveau zu Jahresbeginn 2017.

Aufwendungen und Erlöse am Umlagekonto der AGCS (Austrian Gas Clearing and Settlement AG) lagen für das Marktgebiet Ost im

Jahr 2018 relativ stabil und das Konto weist im Dezember 2018 eine Überdeckung von rund 1,6 Mio. Euro auf. Die Umlage konnte daher auch im gesamten Jahr 2018 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 2012 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 ne-

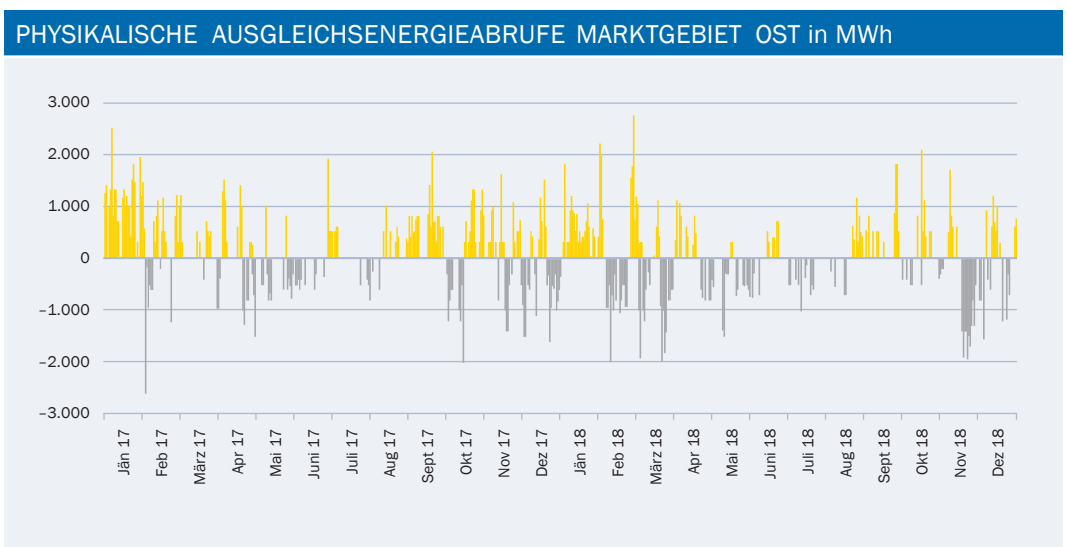
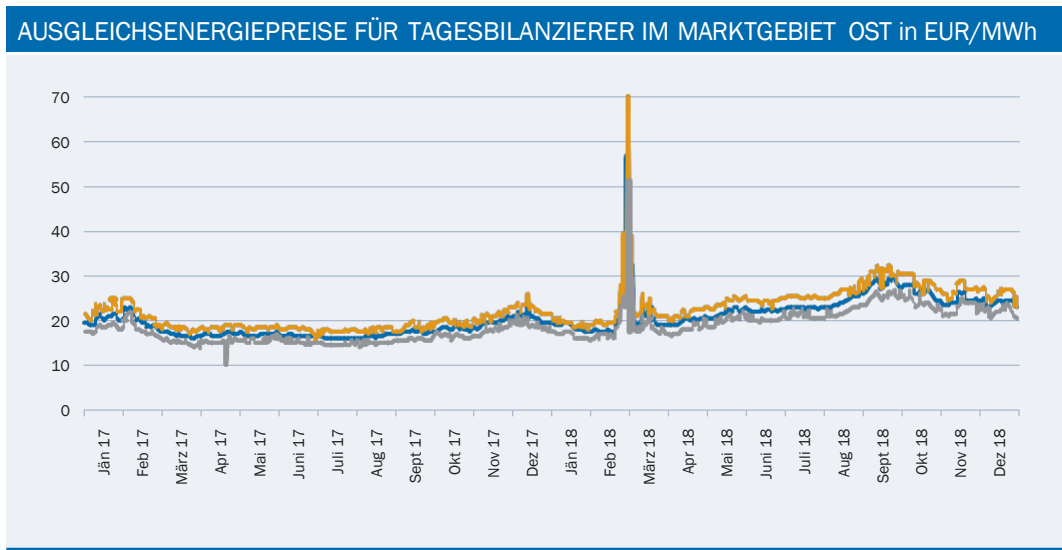


Abbildung 28
Physikalische
Ausgleichsenergieabrufe
Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS



— Börsereferenzpreis
— Preis Bezug
— Preis Lieferung

Abbildung 29
Ausgleichsenergiepreise für Tagesbilanzierer im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

gative Umlage auf 0,025 Cent/kWh erhöht. Die Überdeckung am Umlagekonto in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg konnte

durch diese Maßnahme von ursprünglich rund 740 TEUR im Jänner 2018 auf rund 230 TEUR im Dezember 2018 abgebaut werden.

Gasspeichermarkt

Die Speicherkapazitäten in Österreich sind im Jahr 2018 bezogen auf das Arbeitsgasvolumen im Vergleich zu 2017 um ca. 15 GWh auf 92.199 GWh gesunken. Speicher der OMV Gas Storage (OGS), RAG Energy Storage (RES) und Uniper, die direkt an das Marktgebiet Ost angebunden sind, hatten im Oktober 2018 ein Arbeitsgasvolumen von 70.320 GWh, das bedeutet einen Rückgang um 12,76% im Ver-

gleich 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 Marktgebiet Ost genutzt werden.

Das Arbeitsgasvolumen der OMV Gas Storage beträgt nach der Schließung des Speichers Thann nun 25,2 TWh. Damit hält OGS nach

SPEICHERUNTERNEHMEN UND SPEICHERKAPAZITÄTEN IN ÖSTERREICH						
Speicher- unternehmen/ Speicher	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	25,26%	12.656	28,93%	25.240.000	27,38%
RAG Energy Storage gesamt	8.026	23,15%	8.362	19,12%	17.108.000	18,56%
Uniper Energy Storage 7fields	6.742	19,45%	10.112	23,12%	19.415.000	21,06%
Summe Marktgebiet Ost	23.526		31.130		61.763.000	
Astora Haidach	3.757	10,84%	4.358	9,96%	10.443.533	11,33%
GSA LLC Haidach	7.384	21,30%	8.258	18,88%	19.992.800	21,68%
Summe Österreich	34.666	100,00%	43.745	100,00%	92.199.333	100,00%

Abbildung 30
Gas-Speicherkapazitäten

Quelle: Websites der Speicherunternehmen, <http://agsi.gie.eu>, Stand November 2018

wie vor auch 2018 den größten Anteil an den Speicherkapazitäten mit 27% bezogen auf Österreich und 41% bezogen auf die an das MG Ost angebotenen Speicher.

Gasspeicher – Buchung und Nutzung

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) sind in 2018 zwischen 88% und 94% ausgebucht gewesen (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

Wettbewerbsanalyse Flexibilitäts- und Gasspeichermarkt

Gemäß GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde die Aufgabe, einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen und zu veröffentlichen, auf dessen Basis das

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) das Zugangsregime zu Speichereinrichtungen bei Bedarf von einem aktuell verhandelten in einen regulierten Zugang anpassen kann. Dabei ist von der Regulierungsbehörde die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen.

Vor diesem Hintergrund erfolgte im Zuge der Erstellung der aktuellen Speicherstudie eine Befragung von bestehenden und potenziellen Speicherkunden mittels Fragebogen zu den

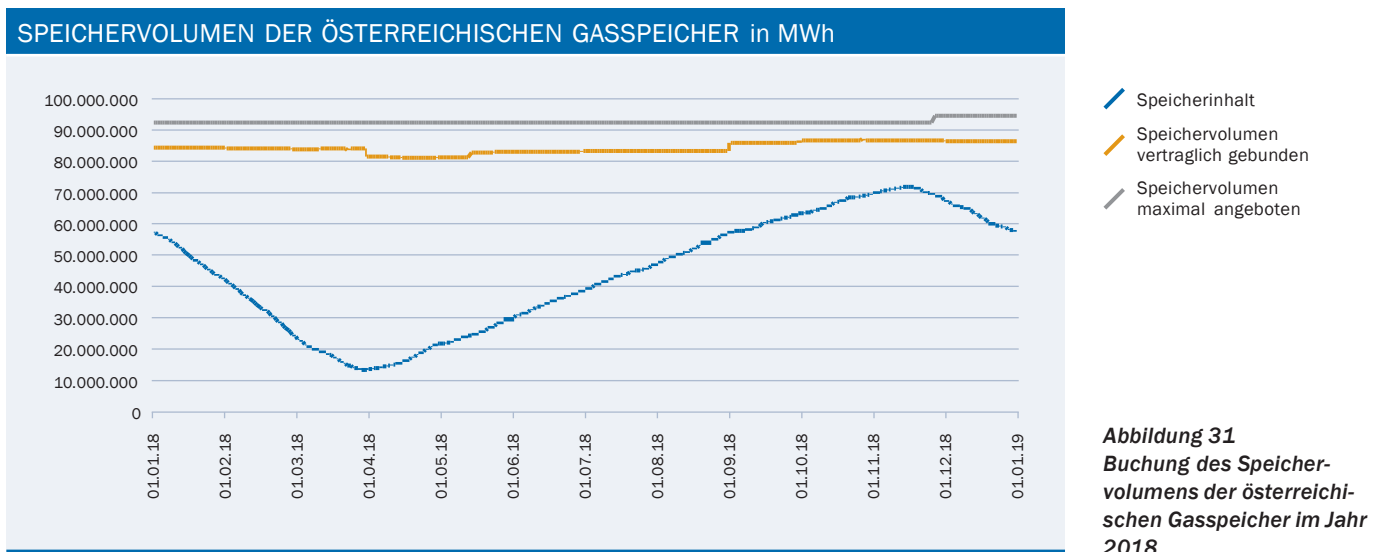


Abbildung 31
Buchung des Speichervolumens der österreichischen Gasspeicher im Jahr 2018

Quelle: E-Control

Themen Wettbewerb, Speicherprodukte und Flexibilitätsinstrumente, wobei sich die Erhebung auf das Kalenderjahr 2017 bezogen hat. Die Ergebnisse dieser Erhebung fließen anonymisiert in die Studie ein. Im Rahmen einer Konsultation im Dezember 2018 haben die Speicherunternehmen die Möglichkeit erhalten, zur erstellten Speicherstudie Stellung zu nehmen.

Fazit der Studie ist, dass die derzeitige Wettbewerbssituation keinen Übergang zu einem regulierten System erfordert, da Speicherkapazitäten ausreichend zur Verfügung stehen, die Produktentwicklung kundenorientiert erfolgt, die Preisbildung marktorientiert ist und alternative Flexibilitätsquellen ebenfalls aus-

reichend zur Verfügung stehen. Die Publikation der Studie erfolgt 2019.

Transparenzvorgaben für den Gasspeichermarkt

Die Transparenz über die angebotenen und verfügbaren Leistungen sowie die Bedingungen für den Vertragsabschluss sind in einem verhandelten Zugangsregime von wesentlicher Bedeutung. Im Rahmen der Überprüfung der Erfüllung der Transparenzanforderungen durch die Speicherunternehmen gemäß Artikel 19 und Artikel 15 EU VO 715/2009 konnten von Seiten der E-Control einige Verbesserungen durchgesetzt werden.

Gasmarktintegration

Im Jahr 2016 hat die E-Control Studien zur Selbstevaluierung von Liquidität und Wettbewerb im österreichischen Gas-Großhandelsmarkt sowie zur Bewertung unterschiedlicher Marktintegrationsoptionen durchgeführt. Im Jahr 2017 wurden die davon abgeleiteten Schlussfolgerungen im Zuge eines öffentlichen Workshops mit Marktteilnehmern diskutiert sowie öffentliche Konsultationen durchgeführt.

Wesentlicher Zweck der Studien für die E-Control war die Identifikation der vielversprechendsten Stoßrichtungen für unterschiedliche Initiativen und Maßnahmen im Bereich der regionalen Gasmarktintegration auf Basis unterschiedlicher Bewertungsmaßstäbe (von Kosten-/Nutzenbetrachtungen über Auswirkungen auf das Kapazitätsangebot bis hin zu Effekten für Wettbewerb und Großhandelsmarkt).

Durch eine effiziente Nutzung der bestehenden Infrastruktur bzw. Ermöglichung einer direkteren Verbindung soll der Zugang zu nördlich gelegenen Märkten forciert werden. In einem nächsten Schritt wurde damit begonnen, mit südlich gelegenen Partnern/Nachbarmärkten ein grundsätzliches Einvernehmen über Integrationsmöglichkeiten und potenzielle erste Umsetzungsschritte (z.B. Etablierung von „Pilotmodellen“, die auf Basis positiver Ergebnisse sowohl hinsichtlich Integrationstiefe als auch Skalie-

rung entsprechend ausgeweitet werden können) zu erzielen.

Aktuell befindet sich die E-Control in produktiven Gesprächen mit den Kollegen der italienischen Regulierungsbehörde. Ziel dieser Abstimmungen ist es, die vielfältigen Komplexitäten im Zusammenhang mit Marktintegrationsvorhaben aufzuarbeiten und eine gemeinsame Sichtweise bzgl. wesentlicher Ausgestaltungsfragen herzustellen. Einen positiven Abschluss dieser Gespräche vorausgesetzt, werden in einem nächsten Schritt wesentliche Stakeholder wie Fernleitungsnetzbetreiber und Systemoperatoren in die Erarbeitung eines Konzepts zu involvieren sein. Dadurch sollen die Modellüberlegungen soweit detailliert werden, dass diese schlussendlich als Grundlage für eine Kosten-/Nutzenanalyse und eine öffentliche Konsultation mit allen Stakeholdern dienen können.

Pipeline-Projekt Schwarzmeergas

Mehrere Erdgasproduzenten entwickeln seit einigen Jahren die Offshore-Gasfelder vor der Küste Rumäniens im Schwarzen Meer. Um das Gas von der Küste ins Landesinnere und bis nach Mitteleuropa transportieren zu können, entstand im Jahr 2014 zunächst das Kapazitätsvergabeprojekt ROHUAT, das die Kapazitätsvergabe zwischen Rumänien und Ungarn sowie zwischen Ungarn und Österreich durch ein Open-Season-Verfahren regeln sollte. Im Jahr 2017 stieg die ungarische

Seite aus dem Projekt aus. Lediglich für den Grenzübergabepunkt zwischen Rumänien und Ungarn (ROHU) wurde die Open Season durchgeführt. Durch das Inkrafttreten der Änderung des CAM NC starteten die österreichischen und ungarischen TSOs ein Vergabeverfahren für neu zu schaffende Kapazität am Grenzübergabepunkt Mosonmagyaróvár zwischen Ungarn und Österreich (HUAT). Die Kapazität sollte in der Jahresauktion 2018 angeboten werden. Allerdings kam es nicht zu der Auktion, da der vom österreichischen und ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam erstellte Projektvorschlag von der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH nicht genehmigt wurde. Es konnte somit keine Einigung über die Durchführung der Auktion zwischen den Regulierungsbehörden erzielt werden. Die ungarische Regulierungsbehörde äußerte darüber hinaus die Präferenz für eine alternative Route über die

Slowakei (HUSKAT). Dieses Projekt wurde parallel zu HUAT entwickelt und stellt eine teilweise konkurrierende Route dar. Als Vergabeverfahren wurde erneut eine Open Season gewählt. Die zweite Angebotsrunde im Herbst 2018 war erfolgreich, jedoch noch abhängig von der Ausübung des Rücktrittsrechts, welches Ende März 2019 abläuft. Aufgrund der gescheiterten Einigung zur Kapazitätsvergabe für HUAT ging die Entscheidung hinsichtlich der Kapazitätsvergabe nach Ablauf von sechs Monaten automatisch auf ACER über. Das Verfahren bei ACER startete im Oktober 2018. Mit einer Entscheidung von ACER ist im April 2019 zu rechnen. Insgesamt dürfte sich auch aufgrund der Investitionsentscheidungen der Erdgasproduzenten sowie der Fristen für Rücktrittsrechte in der ersten Jahreshälfte 2019 entscheiden, ob und entlang welcher Route Kapazitäten für Schwarzmeergas gebucht werden.

Gasversorger

Allgemeine Lieferbedingungen

Nach § 125 Abs. 1 GWG 2011 haben Versorger Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit Erdgas für Kundinnen und Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen (im Folgenden: ALB, Allgemeine Lieferbedingungen). Die ALB sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und

in geeigneter Form zu veröffentlichen. Nähere Details dazu siehe Seite 69.

Im Jahr 2018 zeigten vier Gasversorger erstmalig ALB an, weitere vier Gasversorger zeigten Änderungen ihrer bereits bestehenden ALB an.

Datenauswertungen Gasversorger

Die bei Gasversorgern zu erhebenden Daten werden im § 131 Abs. 2 Z2 definiert. Die ent-

sprechenden Daten werden von den Marktteilnehmern mit von der E-Control zur Verfügung gestellten Formularen übermittelt.

Die Analysen zeigen, dass sich die Haushalte in Österreich im Jahr 2017 durch einen Gas-Lieferantenwechsel bis zu 7 Millionen Euro bei den reinen Energiekosten ohne Netznutzungsentgelte erspart haben. Im reinen Energiepreis sind alle nicht getrennt auf der Rechnung ausgewiesenen Steuern und sons-

tigen staatlich verursachten Belastungen enthalten. 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 dabei nicht enthalten, da diese als Neuanmeldungen eingestuft werden.

Gaskennzeichnung

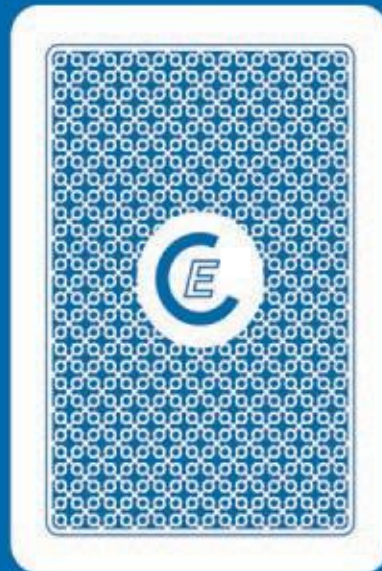
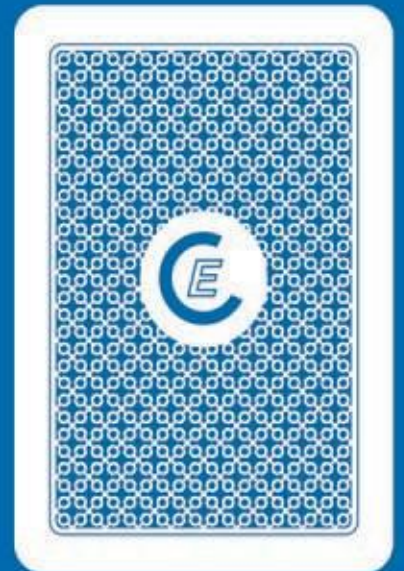
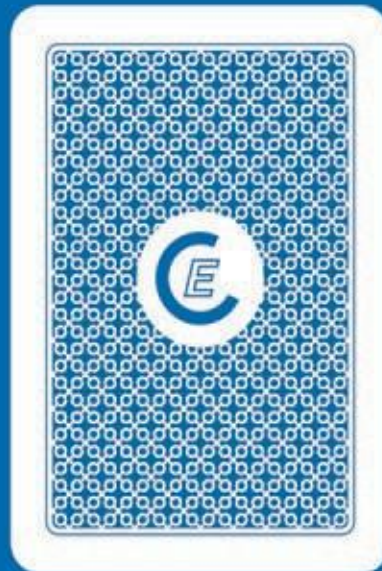
§ 130 GWG 2011 regelt die Gaskennzeichnung gegenüber den Endkundinnen und -kunden und gibt der E-Control die Möglichkeit, durch Verordnung weiterführende Regelungen zur Gaskennzeichnung zu erlassen. Davon macht die E-Control Gebrauch und erarbeitet eine Verordnung zur Gaskennzeichnung. Die Verordnung regelt die Ausgestaltung der Gaskennzeichnung gegenüber den Endkundinnen und -kunden, führt somit zu Transparenz und bietet den Kundinnen und Kunden ein weiteres Unterscheidungsmerkmal bei der Versorgerwahl. Die Gaskennzeichnungsverordnung wird mit der Branche und dem zuständigen Ministerium diskutiert und soll 2019 in Kraft treten. Die E-Control ist für die Überwachung der Richtigkeit der Angaben der Versorger zur Gaskennzeichnung verantwortlich und wird die Überprüfung mit

der Nachweisdatenbank der E-Control durchführen.

Die E-Control leistet auch durch die Vorreiterrolle, die Österreich in Bezug auf vollständige Stromkennzeichnung und Umsetzung der Europäischen Vorgaben zu Herkunftsnachweisen auf alle Technologien innehat, einen essentiellen Beitrag zur Arbeit auf europäischer Ebene durch die AIB. Im zweiten Halbjahr 2018 bereitete die E-Control die Regelungen zur Gaskennzeichnung in Österreich vor, die in Q1/2019 in Kraft treten werden. Damit wird eine neue Vorreiterrolle für Österreich, als erstes Land mit funktionierender, einheitlicher Gaskennzeichnung, ausgebaut.

15 Mitgliedsländer und Institutionen, darunter die E-Control als Vertreterin der AIB (Asso-

ciation of Issuing Bodies) beteiligen sich an der Einreichung eines Projekts im Horizon-2020-Programm zur Errichtung eines Renewable Gas Trade Centre in Europe (REGAT-RACE). Das Projekt beinhaltet die Erarbeitung eines Qualitätsstandards für Gasnachweise und die Errichtung eines oder die Erweiterung eines bestehenden Systems für den europäischen Handel mit Gasnachweisen.







REMIT

Rechtliche Basis für das Verbot von Insider-Handel und Marktmanipulation ist die im Dezember 2011 in Kraft getretene Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT). Neben Regeln und Verpflichtungen für Marktteilnehmer beinhaltet sie auch die Rahmenbedingungen für die Energiegroßhandelsüberwachung.

Grundsätzlich basiert die europäische Energiegroßhandelsüberwachung auf einem dreischichtigen System: Die europaweite Koordination seitens ACER, die Überwachung in den jeweiligen Mitgliedstaaten durch die nationalen Regulierungsbehörden und das Marktmonitoring an Handelsplätzen (PPATs).

Im Jahr 2018 lag der Fokus auf der weiteren Optimierung der Datenqualität und Analysen im Zusammenhang mit Insider-Informationenpublikationen. Ein weiterer essentieller Bestandteil des Jahres 2018 war die Durchführung der Audits von Personen, die beruflich Transaktionen arrangieren.

Verbesserung der Datenqualität

Die Effizienz der Überwachung des Energiegroßhandelsmarktes ist eng mit der Datenqualität verknüpft. Ein Großteil der von der E-Control verwendeten Daten wird von ACER übermittelt. Einige Daten werden allerdings auch aufgrund der nationalen Großhandelsdaten-Verordnung (GHD-V) gesammelt und somit in die Analysen mit einbezogen. Um fundierte Aussagen ableiten zu können, ist in der Datenanalyse die Qualität

und Korrektheit der Daten maßgeblich. In Artikel 8 der REMIT-Verordnung ist die Meldepflichtigkeit der Marktteilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt geregelt. Durch die beachtliche Datenmenge und die Vielzahl an Meldekanälen existieren sowohl für die nationalen Regulierungsbehörden als auch für die Marktteilnehmer Herausforderungen. Auch die unterschiedlichen Datenformate bei der Übermittlung der Daten erhöhen die Komplexität der Datenverarbeitung. Ein weiterer Einflussfaktor im Jahr 2018 war die Umstellung der Marktbedingungen am Strommarkt (Gebotszonentrennung DE/AT/LU), welche mit 1. Oktober in Kraft getreten ist. Dadurch mussten beispielsweise Datenkategorien ergänzt beziehungsweise bereits implementierte Preis-Modellierungen adaptiert werden.

Im Jahr 2018 wurde an die Maßnahmen der Vorjahre angeknüpft und die Datenqualität weiter verbessert. Die Zusammenarbeit mit ACER und anderen europäischen Regulierungsbehörden hat einen essenziellen Beitrag hierfür geleistet.

Insider-Informationenpublikationen

Sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene wurden Untersuchungen im Kontext zur Veröffentlichung von Insider-Information durchgeführt.

In Österreich nutzt ein Großteil der Marktteilnehmer Plattformen, um den Veröffentlichungspflichten nachzukommen. Als Publikationsort wird in der REMIT-Registrierung jedoch häufig die eigene Website angegeben.

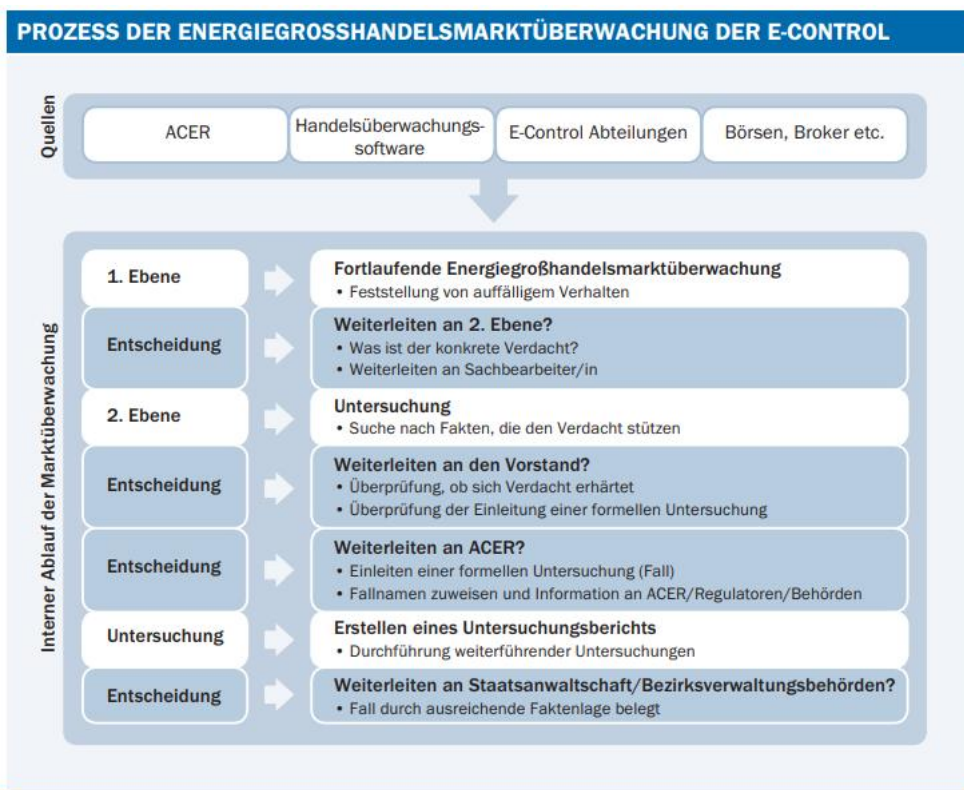


Abbildung 32
REMIT – Prozess der
Marktüberwachung

Quelle: E-Control

Die Analysen auf nationaler Ebene haben sich auf den Vergleich der Meldekanäle fokussiert. Hierbei wurden Aspekte wie Fristeinhaltung, Datenkorrektheit sowie Plausibilität, Umgang mit Aktualisierungsmeldungen und Kongruenz der veröffentlichten Information näher betrachtet.

Überwachung der Personen, die beruflich Transaktionen arrangieren

In Artikel 15 der REMIT-Verordnung werden die Pflichten für Personen, die beruflich Transaktionen arrangieren (engl. „persons professionally arranging transactions“ – PPATs) festgelegt. Zu diesen Pflichten zählt unter anderem die Meldung verdächtiger Transak-

tionen an die nationale Regulierungsbehörde via Verdachtsmeldungen. Zusätzlich müssen von PPATs auch effektive und effiziente Maßnahmen und Vorkehrungen zur Feststellung von Verstößen gegen Artikel 3 und 5 der REMIT-Verordnung implementiert werden. Die Überprüfung der österreichischen PPATs hat in der ersten Hälfte des Jahres 2018 stattgefunden. Als Basis für das Audit wurde ein europäischer Leitfaden verwendet, welcher jedoch für den jeweiligen PPAT individuell angepasst wurde. Im Fokus lagen die getroffenen Vorkehrungen und Verfahren zur Sicherstellung der Marktintegrität. Die Verfahren haben zu gewissen Anpassungen bei den PPATs geführt. Insgesamt ergab sich aber ein zufriedenstellendes Bild.

Der Abschluss der Untersuchungen für 2018 hat durch die anschließende Berichterstattung an ACER und den Informationsaustausch mit anderen nationalen Regulierungsbehörden stattgefunden.

Kooperation auf europäischer Ebene

Wesentliches Element der internationalen Kooperation ist die Bearbeitung von Verdachtsfällen, bei denen die nationalen Regulierungsbehörden in Gruppen gemeinsam die Hintergründe auffälligen Verhaltens von Marktteilnehmern untersuchen.

Regelmäßige Abstimmung durch internationale Arbeitsgruppen und Foren stellen die Basis für die Kooperation auf europäischer Ebene mit ACER und anderen Regulierungs-

behörden dar. Gerade bei einem derart dynamischen und komplexen Themengebiet bedeutet die Aufrechterhaltung des Informationsflusses für alle Beteiligten einen Mehrwert. Eines der Kernthemen des Jahres 2018 war die Durchführung der PPAT-Untersuchungen (siehe oben). Ein weiteres großes Thema waren Commodity-Derivate. Anfang des Jahres 2018 ist die Richtlinie 2014/65/EU über Märkte für Finanzinstrumente (MiFID II) in Kraft getreten. Diese berührt auch in manchen Bereichen den Energiegroßhandel, weshalb sich in diesem Kontext die Frage nach der Abgrenzung des Anwendungsbereichs der Finanzmarktregulierung und der Energiemarktregulierung stellt.

Weiters stand die Veröffentlichung von Insiderinformation im Fokus der europäischen und internationalen Kooperation. Basierend auf einer allgemeinen Analyse des Status quo wurden die Herausforderungen durch die Existenz einer Vielzahl an Meldekanälen näher betrachtet.

Austausch mit Marktteilnehmern

Mitte Oktober 2018 hat die E-Control zum Erfahrungsaustausch zwischen Regulator und Marktteilnehmer geladen. Seitens der E-Control wurde ein allgemeiner Überblick über die Geschehnisse und Veränderungen am Energiemarkt gegeben. Hierzu zählen unter anderem die Überprüfung der PPATs gemäß Artikel 15 der REMIT-Verordnung, Änderungen im Registrierungssystem und Informationen zur Entwicklung auf europäischer

Ebene durch ACER. Dies wurde durch die Berichte und Anregungen der Marktteilnehmer ergänzt. Im zweiten Teil der Veranstaltung lag der Fokus auf der praxisnahen Marktüberwachung. Hier wurden aktuelle Themen und Fragen der Marktteilnehmer zu Handelspraktiken erörtert.





VERSORGUNGS- SICHERHEIT

Versorgungssicherheit Strom

Der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit Strom 2018 findet sich auf der Website der E-Control. Er umfasst neben der Bewertung der leistungs- und energieseitigen Versorgungssicherheit Ausführungen über netzseitige Entwicklungen und Maßnahmen sowie Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen.

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards notwendig. Dies ist in Österreich bisher nicht erfolgt. Behelfsmäßig wird daher auch in diesem Bericht – wie schon für das Jahr 2017 – vom Ziel einer leistungsmäßigen Volldeckung mit den angegebenen Verfügbarkeitsparametern und einer energetischen Unterdeckung von maximal 10% über drei Wochen hinweg ausgegangen. Eine solche energetische Betrachtungsweise entspricht auch den Methoden bei Gasversorgung (verbindliche Lieferverträge für 30 Tage Versorgung) und Ölversorgung (Erdölbevorratung für 90 Tage). Eine extreme Wettersituation mit niedriger Wasserführung und kaum Wind- sowie PV-Produktion über einen längeren Zeitraum als drei Wochen ist als sehr unwahrscheinlich verworfen worden.

Aktuell (2017/18): Derzeit ist eine leistungsmäßige Deckung gegeben, d.h., jede einzelne Stunde eines Lastmaximums kann durch heimische Kapazitäten gedeckt werden. Dies gilt auch bei einer reinen Regelzo-

nenbetrachtung. Arbeitsseitig ist eine volle inländische Deckung über drei Wochen hinweg nicht zu jedem Zeitpunkt gegeben. Die Unterdeckung ist allerdings derzeit noch nicht so groß, dass der oben definierte Versorgungsstandard nicht mehr eingehalten worden wäre.

2030: Je nach Einbeziehung des thermischen Kraftwerksbestandes ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen für das Ausbauszenario 1. 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 vergleichbaren Winter und damit eine um mehr als 10%ige energetische Unterdeckung. Die Extremrechnung „ohne thermische KW“ ergibt naturgemäß sowohl energetisch als auch leistungsmäßig eine mehr als 10%ige Standardverletzung.

Unter der Annahme ausreichender Produktion im umliegenden Binnenmarkt ist aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 12.200 MW (MAF 2016: 11200) 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. Unter der Annahme ausreichender Pro-

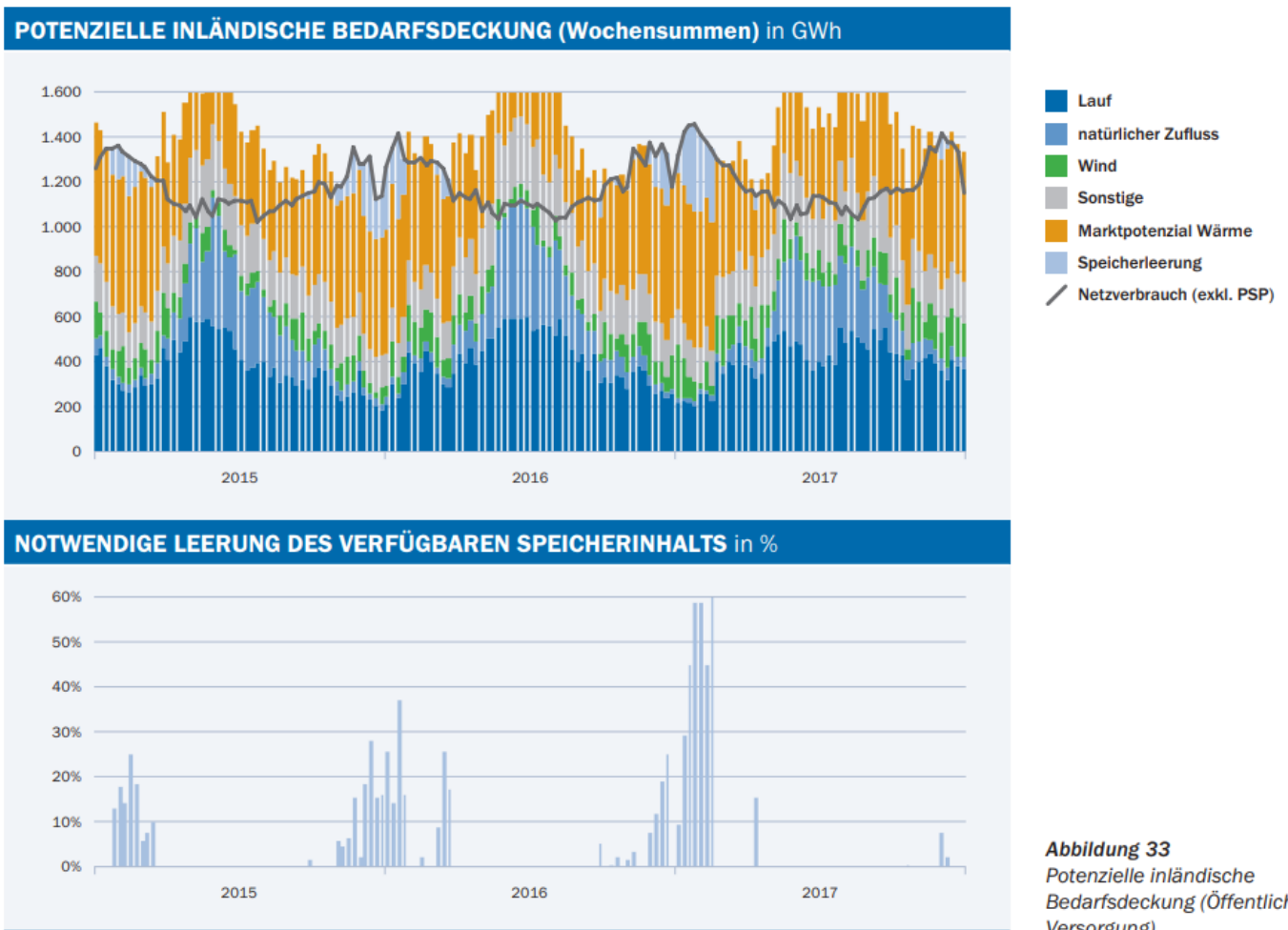


Abbildung 33
Potenzielle inländische
Bedarfsdeckung (Öffentliche
Versorgung)

Quelle: E-Control

duktion im umliegenden Binnenmarkt wäre aufgrund der vorhandenen Grenzkapazitäten von etwa 12.200 MW (MAF 2016: 11200) im Jahr 2030 grundsätzlich davon auszugehen, dass derartige Energiemengen ohne weiteres

importiert werden können. Diese Annahme stellt aber eine kritische Bedingung für eine positive Einschätzung der langfristigen Versorgungslage dar. Da in vielen Mitgliedstaaten sichere Kraftwerkskapazitäten abgebaut

RISIKOMATRIX				
	2017		Leistung	Energie
> 10% über Standard	Regelzone APG	> 10% über Standard	bis 10% unter Standard	
bis 10% über Standard	Gesamte Versorgung	> 10% über Standard	bis 10% über Standard	
bis 10% unter Standard	2030			
> 10% unter Standard	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	
	2018		Leistung	Energie
	Regelzone APG	bis 10% über Standard	bis 10% über 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	

Abbildung 34
Risikomatrix

Quelle: E-Control

werden könnten, ist dies nicht mehr unbedingt gegeben. Dies bedarf – nicht zuletzt aufgrund von mehreren Kraftwerksausfällen etwa in Frankreich oder Belgien, aber auch aufgrund des in Deutschland angekündigten Kohle- und Atomstromausstiegs – einer näheren Überprüfung anhand der entsprechenden Pläne in den jeweiligen Mitgliedstaaten. Aus diesem Grund ist es geboten, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit vor allem auch aus einer nationalen Sichtweise zu betrachten.

Sollte sich in kommenden Berichten zeigen, dass die reale Kraftwerkssituation eher dem durchaus nicht unrealistischen Szenario ohne ältere kalorische 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 Kraftwerksneubauten ist insbesondere schon bei geplanten Schließungen von Kraftwerken eine volkswirtschaftliche Bewertung von Handlungsoptionen notwendig.

Versorgungssicherheit Gas

Am 1. November 2017 ist die neue Gas-Versorgungssicherheits-Verordnung (Gas-SoS-VO) in Kraft getreten (Verordnung [EU] 2017/1938 ersetzt die Verordnung [EU] Nr. 994/2010). Diese Verordnung beinhaltet Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung innerhalb der EU und hat die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung, auch unter schwierigen klimatischen Verhältnissen sowie aufgrund von Versorgungsstörungen in der EU und insbesondere für geschützte Kundinnen und Kunden, zum Ziel. Die Gasversorgung soll zuallererst durch einen funktionierenden Erdgasinnenmarkt selbst gewährleistet werden. Sollte der Markt die nachgefragten Erdgas-mengen nicht mehr bewältigen können, so können neben marktbasierter Maßnahmen auch außerordentliche (nicht marktbasierter) Maßnahmen ergriffen werden.

Im Wesentlichen unverändert im Vergleich zur vorhergehenden Gas-SoS-VO sind die Definition der geschützten Kundinnen und Kunden, die Definition und Berechnung des Versorgungsstandards, die Formel zur Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1) und die Definition der Krisenstufen.

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 Plä-

ne über Vorlagen im Anhang zur Gas-SoS-VO definiert sind. Diese Erarbeitung in regionalen Gruppen erfolgt entlang der sogenannten Risikokorridore, welche ebenfalls in der Verordnung festgelegt sind. Österreich ist hier in den Gruppen „Ukraine“, „Baltic Sea“, „Algeria“, „Libya“ und „Southern Gas Corridor“ vertreten. Bei der Erstellung der Risikobewertung sollen außerdem realistische Szenarien und reale Gegebenheiten zusätzlich zu den rein nationalen und technischen Parametern berücksichtigt werden.

Eine herausfordernde Ergänzung in der neuen Gas-SoS-VO stellt die Einführung eines verpflichtenden Solidaritätsmechanismus und die Definition der solidaritätsgeschützten Kundinnen und Kunden dar. Hat ein Mitgliedstaat um die Anwendung der Solidarität gemäß dieser Verordnung ersucht, so muss ein direkt mit dem ersuchenden Mitgliedstaat verbundener Mitgliedstaat die erforderlichen Maßnahmen ergreifen. Diese Maßnahmen sollen sicherstellen, dass in seinem Hoheitsgebiet die Erdgasversorgung von nicht durch Solidarität geschützten Kunden in dem erforderlichen Maße verringert oder ausgesetzt wird, wie die Erdgasversorgung der durch Solidarität geschützten Kunden in dem ersuchenden Mitgliedstaat nicht gewährleistet ist. In Ausnahmefällen kann auch die Gasversorgung bestimmter kritischer Gaskraftwerke in dem Mitgliedstaat, der Solidarität leistet, fortgesetzt werden. Ein Ausnahmefall liegt dann vor, wenn der Ausfall

der Gasversorgung dieser Kraftwerke dem Elektrizitätssystem schweren Schaden zufügen oder die Erzeugung und/oder Verbringung von Gas beeinträchtigen würde. Diese mögliche Priorisierung von Gaskraftwerken gilt auch gegenüber den geschützten Kundinnen und Kunden.

Die Umsetzung der neuen Gas-SoS-VO (Einführung des Solidaritätsmechanismus, Erstellung von Präventions- und Notfallplänen) ist noch nicht abgeschlossen. Die E-Control kooperiert hier sehr stark mit dem BMNT als zuständige Behörde und ist in die Umsetzung entsprechend eingebunden.

BERECHNUNG DES INFRASTRUKTURSTANDARDS 2018		
Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition, Erläuterungen, Quellenangabe
EPm ¹	163,16	
Baumgarten (GCA, WAG, TAG)	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit NCG und WAG Kap OK > BM
Überackern	–	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	–	derzeit noch DZK, daher Null
Freilassing & Laa/Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
Pm ²	3,22	
Produktion OMV	2,73	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,49	gebuchte Standardkapazität
Sm ³	42,04	
Speicher OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicher RAG ES	15,11	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields FL	–	
7Fields VG	3,56	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach VG	0	
LNGm ⁴	0	
Im ⁵	140,34	
Dmax ⁶	52,40	Baseline-Szenario Maximum der nächsten 10 Jahre
N – 1 [%]	130%	

Abbildung 35
Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

¹ EPm: Technische Kapazität von Einspeisepunkten

² Pm: Maximale technische Produktionskapazität

³ Sm: Maximale technische Ausspeisekapazitäten

⁴ LNGm: Maximale technische Kapazität der LNG-Anlagen

⁵ Im: bezeichnet die technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur

⁶ Dmax: bezeichnet die gesamte tägliche Gasnachfrage

Quelle: AGGM

INFRASTRUKTURSTANDARD GAS

Der Infrastrukturstandard wird gemäß der seit 1.11.2017 gültigen Verordnung (EU) 2017/1938, Verordnung über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, berechnet. Der Infrastrukturstandard gemäß Gas-SoS-VO legt fest, dass die Kapazität im Betrachtungsraum (Marktgebiet Ost in Österreich) so ausgerichtet sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Infrastruktur (Baumgarten) gedeckt werden kann. In Zusammenarbeit mit den Fernleitungsunternehmen hat die AGGM den Infrastrukturstandard für das Marktgebiet Ost erhoben.

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 130%. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von > 100% gerecht wird. Ein Infrastrukturstandard mit 130% spiegelt eine gute Versorgungssicherheit in Bezug auf die Infrastruktur wider. Projekte, die die Integration mit dem benachbarten Ausland zusätzlich unterstützen, sind zur weiteren Hebung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten. Im Jahr 2017 lag das Ergebnis der N-1-Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 129%. Die geringfügige Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist auf einen leichten Rückgang der Prognose des täglichen Absatzes zurückzuführen.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gibt es keine Fernleitungen und daher ist diese Bestimmung nicht anwendbar.

VERSORGUNGSSTANDARD GAS

Artikel 6 Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 (Gas-SoS-VO) 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 Haushaltskundinnen und -kunden. Versorger müssen daher die Versorgung ihrer Haushaltskundinnen und -kunden während der Wintermonate von Oktober bis März auch in folgenden Fällen gewährleisten:

- (1) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- (2) eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt;
- (3) für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Wie in den Vorjahren wurde seitens der E-Control auch im Jahr 2018 eine Erhebung zur Einhaltung des Versorgungsstandards gem. Artikel 6 Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 durchgeführt. Zu diesem Zwecke waren Versorger geschützter Kundinnen und Kunden im Sommer 2018 aufgefordert, der Behörde darzulegen, auf Basis welcher Verträge (Beschaffungs-, Transport- bzw. Speicherverträge) sie in der Lage sind, die Versorgung von Haushaltskundinnen und -kunden auch in den zuvor genannten Extremsituationen sicherzustellen.

Die Erhebung wurde über ein Internetportal abgewickelt. Als Grundlage der Erhebung dienten vom Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM übermittelte Vorgabemengen. Im Zuge der Erhebung wurden 47 Versorger kontaktiert. Unternehmen, die aufgrund von Vollversorgungs- bzw. Rahmenverträgen mit Vorlieferanten noch offene Positionen in ihrem Portfolio aufwiesen, mussten zusätzliche Nachweise durch ihre Vorlieferanten erbringen. Alle Versorger geschützter Kundinnen und Kunden konnten somit individuell nachweisen, dass sie ausreichend Gas bereitstellen können, um den verschiedenen Ausprägungen des Versorgungsstandards in den Wintermonaten 2018/2019 gerecht zu werden.

BRANDEREIGNIS GASSTATION BAUMGARTEN

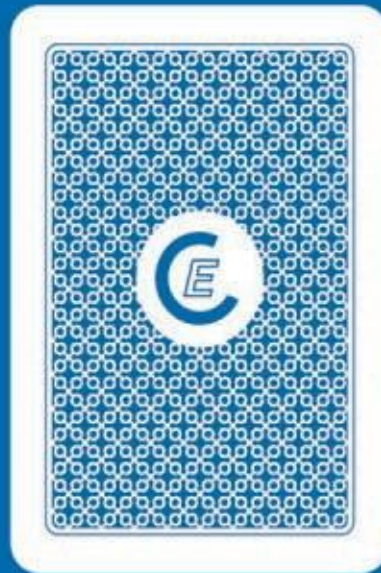
Am 12. Dezember 2017 ist es zu einem explosionsartigen Großbrandereignis in der

Gasstation Baumgarten gekommen, wodurch zahlreiche Anlagenteile beschädigt wurden. Obwohl die Gasversorgung der Endkundinnen und -kunden in Österreich aufgrund der Versorgungsmöglichkeit aus den gut gefüllten Gasspeichern zu keinem Zeitpunkt gefährdet war und auch die Transitflüsse über die Station Baumgarten nach wenigen Stunden wieder das normale Niveau erreicht hatten, war absehbar, dass die Reparaturarbeiten und die vollständige Wiederherstellung der Gasstation etliche Monate dauern wird.

Die Verbindung von Baumgarten mit dem Verteilergebiet blieb bis 13. März 2018 gänzlich unterbrochen, somit musste das Importgas bis zu diesem Zeitpunkt über die Abzweigpunkte entlang der WAG und TAG in das Verteilergebiet übernommen werden. Auch die Ausspeisung vom Verteilergebiet in Richtung des Fernleitungsnetzes war von Dezember 2017 bis Ende September 2018 nur auf unterbrechbarer Basis möglich. Seit 28. September 2018 steht die Kapazität allerdings wieder in fester und frei zuordenbarer Qualität zur Verfügung.

Ein vollautomatischer Betrieb der Gasstation Baumgarten ist aufgrund noch weiterer notwendiger Arbeiten (nachzulesen in der „Langfristigen Planung“, veröffentlicht auf der Website der AGGM), einer noch fehlenden Stromversorgung und Prozesssteuerung erst mit Ende 2020 zu erwarten.





INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL

Die allgemeinen Ziele der E-Control sind in § 4 des E-Control-Gesetzes festgelegt. Die ersten drei der dort aufgezählten neun Punkte sind Ziele der E-Control auf internationaler Ebene: die Schaffung des europäischen Energiebinnenmarktes, die Entwicklung von Regionalmärkten und die Beseitigung von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel. Doch auch für die Erreichung der anderen Ziele der E-Control ist eine aktive Einbringung der Regulierungsbehörde auf internationaler – insbesondere auf europäischer – Ebene unerlässlich.

Mit dem Ziel der Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit, Wirtschaftlichkeit, Energieeffizienz und Leistbarkeit ist die E-Control dabei quer über alle ihre Geschäftsbereiche sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene tätig. Der stark international geprägte Gesetzauftrag wird von der E-Control in zahlreichen Gremien und Gruppen verfolgt. Bereits seit Gründung der jeweiligen Organi-

sationen engagiert sich die E Control aktiv in der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), im „Council of European Energy Regulators“ (CEER) und im Regulierungsgremium der Energiegemeinschaft. Seit Oktober 2018 ist sie auch Vollmitglied in der „Energy Regulators Regional Association“ (ERRA).

Daneben verfolgt die E-Control auch bilaterale Kooperationsprojekte. Insbesondere innerhalb des EU-Twinninginstruments kann die E-Control beachtliche Erfolge verbuchen: Nachdem in früheren Jahren bereits Projekte in der Ukraine, Mazedonien, Kroatien, Georgien und Algerien abgeschlossen worden waren und diese mittlerweile vielfach als Best-Practice-Modelle gelten, konnte die E-Control die Ausschreibungen für zwei neue Projekte in der Ukraine und in Georgien für sich entscheiden. Aber auch abseits von Twinning wirkt die E-Control an bilateralen und multilateralen Kooperationen mit.

Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)

Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) ist eine Durchführungsorganisation, die den Regulatoren bei der Ausübung ihrer grenzüberschreitenden Verpflichtungen behilflich ist. Sie wurde 2009 mit Inkrafttreten der entsprechenden EU-Verordnung (713/2009) gegründet und wird 2019 mit der revidierten ACER-

Verordnung eine erhebliche Erweiterung ihrer Aufgaben und Kompetenzen erfahren.

Auch personell stehen ACER große Veränderungen bevor: Bereits von Anfang an stand die Agentur unter der Leitung von Alberto Pototschnig als Direktor. Dessen Amtszeit endete formell im September 2018 und wer ihm für die nächs-

ten fünf bis zehn Jahre nachfolgt, ist noch offen. Außerdem ist Garrett Blaney als Vorsitzender des Regulierungsrates mit Ende 2018 von seiner Position zurückgetreten. Im Regulierungsrat sind die höchstrangigen Vertreterinnen und Vertreter der Behörden aus allen EU-Mitgliedstaaten vertreten; für die E-Control nimmt Vorstand Wolfgang Urbantschitsch an den Sitzungen des Gremiums teil. Aus diesem Kreis wurde am 23. Jänner 2019 Clara Poletti von der italienischen Regulierungsbehörde ARERA zur neuen Vorsitzenden des Regulierungsrates für die nächsten zweieinhalb Jahre gewählt.

Innerhalb von ACER sind die Energieregulierungsbehörden außerdem in den Arbeitsgruppen und untergeordneten Task Forces der Organisation vertreten. Die E-Control beteiligt sich aktiv an der Arbeit aller Gruppen und trägt so zum Voranschreiten des europäischen Binnenmarktes für Energie bei. Ihre Expertinnen und Experten leiten auch einige der Task Forces und seit Oktober 2018 ist die E-Control-Abteilungsleiterin für Strom, Christine Materazzi-Wagner, stellvertretende Vorsitzende der Stromarbeitsgruppe. Diese beschäftigte sich 2018 insbesondere mit der Umsetzung der Strom-Netzkodizes.

> Die Verordnung für Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement verlangt eine Harmonisierung der Marktöffnungs- und -schließzeiten für den untertägigen Stromhandel. Nach einem eingehenden Diskussionprozess wurde festgelegt, dass die Märkte um 15:00 Uhr am Vortag der Lieferung öffnen und (mit einer Ausnahme)

60 Minuten vor Beginn des Lieferzeitraumes schließen.

- > Als Teil derselben Verordnung hatten die nominierten Strommarktbetreiber ihre Vorschläge zur Marktkopplung der Day-ahead- und der Intraday-Märkte auszuarbeiten. Eine Untersuchung durch die Energieregulierungsbehörden und durch die Agentur zeigte, dass die Vorschläge in mehreren Punkten nicht mit der EU-Verordnung vereinbar waren, weshalb die Methode abgeändert werden musste.
- > Die Übertragungsnetzbetreiber der CORE-Kapazitätsberechnungsregion (der neben Österreich auch noch Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, die Niederlande, Polen, Rumänien, die Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn angehören) hatten den Energieregulierungsbehörden ihre Vorschläge für die Ausweichverfahren präsentiert, die zur Anwendung kommen sollen, sofern die Vergabe langfristiger Kapazität ohne Ergebnis bleibt. Die Entscheidung wurde an ACER übertragen, und auch hier mussten einige Änderungen an der Methode vorgenommen werden.
- > Zur Festlegung des Preisfindungsmechanismus für zonenüberschreitende Intraday-Kapazitäten führte die Agentur eine öffentliche Konsultation durch.
- > In einer Berichtsserie untersucht die Agentur jedes Jahr die Angemessenheit des Mechanismus für Ausgleichszahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern, die anfallen, wenn grenzüberschreitende Stromflüsse über das eigene Netz fließen.

Die Tätigkeiten der Gasarbeitsgruppe waren 2018 durch eingehende Diskussionen mit den Marktteilnehmern geprägt.

- > Es fand eine zusammen mit ENTSOG organisierte Workshop-Reihe zur Umsetzung des Netzkodex für die Bilanzierung in Fernleitungsnetzen statt, die zum Erfahrung- und Wissensaustausch diente.
- > Aus Anlass eines Eintrags auf der „Functionality Plattform“ führte ACER gemeinsam mit ENTSOG eine Konsultation mit Vorschlägen für Datenaustauschmodalitäten an virtuellen Handelspunkten und Speichern durch.
- > Wie jedes Jahr veröffentlichte die Agentur auch 2018 einen Bericht über die vertraglichen Engpässe an Grenzkopplungspunkten in der EU. Wo Engpässe identifiziert werden, ist in weiterer Folge der Managementmechanismus „Firm Day-ahead Use-It-Or-Lose-It“ einzuführen. In Österreich wird dieser Mechanismus bereits an allen Grenzkopplungspunkten angewandt.
- > Als Schritt auf dem Weg zum Gasbinnenmarkt in der Europäischen Union verlangt der Netzkodex für Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, dass grenzüberschreitende Kapazitäten in gebündelter Form über eine einheitliche Plattform vergeben werden. Im Falle der deutsch-polnischen Grenze kam es zu keiner bilateralen Einigung unter den Energieregulierungsbehörden, weshalb die Entscheidung an ACER weiterverwiesen wurde. Die Entscheidung der Agentur legte den Anbieter fest, dessen Plattform zu verwenden ist, bis die bei-

den Übertragungsnetzbetreiber zu einer Einigung kommen.

- > Der Netzkodex für Gastarifierung sieht vor, dass Regulierungsbehörden oder Fernleitungsnetzbetreiber ihre Entwürfe für die künftige Tarifstruktur mit Marktteilnehmern konsultieren; der Agentur fällt eine Kontrollfunktion dieses Prozesses zu. Bisher untersuchte ACER beispielhaft den Vorgang in den Niederlanden, Rumänien, Dänemark, Portugal, Slowenien, Polen und Nordirland.
- > Zum selben Thema beschäftigte sich die Agentur mit Kostenmethoden für Fernleitungsnetzbetreiber in der EU. Die Untersuchung erfolgte entlang der folgenden sechs Dimensionen: Anlagevermögen, Finanzierungskosten, Kapitalkosten, Betriebskosten, Anreizmechanismus und Effizienzziele, Inflation.

Die Infrastruktur für Strom und Gas und ihre regulatorische Behandlung sind ein übergreifendes Thema. Die Aufgaben der Agentur konzentrieren sich hier insbesondere auf grenzüberschreitende Infrastrukturen und Harmonisierung unter den Mitgliedstaaten.

- > In einem Jahresbericht gibt die Agentur einen Überblick über die Entscheidungen zu grenzüberschreitender Kostenaufteilung bei transeuropäischen Energie-Infrastrukturprojekten, die seit 2014 von Regulierungsbehörden und von der Agentur getroffen wurden. Die Kostenaufteilung stützt sich dabei jeweils auf eine grenzüberschreitende Kosten-Nutzen-Analyse

und bildet die Grundlage für etwaige Ansuchen der Vorhabenträger um finanzielle Unterstützung seitens der Europäischen Union.

- > Zwei Studien beschäftigten sich mit der Zahlungsbereitschaft für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung und der Gasversorgung unter Haushalten und Unternehmen. Derartige Zahlen werden in Zukunft bei der Bewertung von Kosten und Nutzen von Strom- und Gasinfrastruktur und bei der Abschätzung der Kosten für Gasversorgungssicherheitsmaßnahmen helfen.
- > EU-Infrastrukturprojekte von gemeinschaftlichem Interesse können von diversen Erleichterungen profitieren, die ihnen zu einer rascheren Umsetzung verhelfen sollen. Ob die Projekte, denen ein solcher präferierter Status zuerkannt wird, auch tatsächlich umgesetzt werden, untersucht die Agentur in einem regelmäßigen Bericht. Für die Berichtsperiode 2018 zeigte sich ein gemischtes Bild.
- > Projekte von gemeinschaftlichem Interesse haben auch Zugang zu (tariflichen) Unterstützungsmechanismen, sofern sie nachweisen können, dass sie einem höheren Risiko ausgesetzt sind als vergleichbare Projekte. ACER veröffentlichte einen Bericht, der einen Überblick über die Mechanismen gibt, die in der EU zur Anwendung kommen.
- > Eine Einzelentscheidung im Bereich der Strom-Infrastruktur stand mit einem Ansuchen um Ausnahme von der Verwendung der Engpasserlöse, der Entflechtung, dem Zugang Dritter und der Anschluss- und Zu-

gangsbedingungen zur Entscheidung, das für den „Aquind“-Interkonnektor zwischen Frankreich und Großbritannien eingebracht wurde. Die Agentur beschloss, die Genehmigung nicht zu erteilen.

- > Die Überprüfung der regionalen Netzentwicklungspläne und deren Übereinstimmung mit dem europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan, der von der ENTSOG entwickelt wird, gehört zu den Aufgaben der Agentur; die Ergebnisse dieser Prüfung wurden 2018 als Bericht veröffentlicht.

Ein wesentlicher Arbeitsbereich der Agentur liegt auch im Monitoring der Märkte und der Energiewirtschaft allgemein.

- > Das Kernstück der Monitoring-Arbeit der Agentur stellt jedes Jahr der Marktmonitoringbericht dar. Er wird gemeinsam mit dem Rat der Europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER, s. nächstes Kapitel) erstellt und umfasste 2018 vier Bände: Stromgroßhandel, Gasgroßhandel, Strom- und Gas-Einzelhandel sowie Schutz und Stärkung von Konsumentinnen und Konsumenten.
- > Die Strompreise auf den Day-ahead-Großhandelsmärkten stiegen in fast ganz Europa, wobei es noch Potenzial für weitere Preiskonvergenzen gibt. Dieser Zeithorizont zeigt auch eine gute Ausnutzung der grenzüberschreitenden Kapazitäten; beim untertägigen Handel ist das nicht der Fall. So kann auch der Day-ahead-Markt allgemein als liquide bezeichnet werden, anders als der un-

- tertägige Handel und der Terminmarkt. Außerdem wird der Handel noch immer dadurch erschwert, dass zu wenig zonenüberschreitende Kapazität zur Verfügung gestellt wird. Zum Thema Versorgungssicherheit stellte die Agentur fest, dass nicht abgestimmte nationale Abschätzungen der Angemessenheit des Systems dazu tendieren, den Beitrag von Interkonnektoren zu unterschätzen.
- > Das Monitoring der Gas-Großhandelsmärkte zeigte hohe Versorgungssicherheit in Europa und eine Verbesserung beim Funktionieren der Märkte – wenn auch die Lücke zwischen weiterentwickelten und weniger gut funktionierenden Märkten wächst. Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass die positive Wirkung der Netzkodizes insbesondere dort zum Tragen kommt, wo Märkte bereits fortgeschritten sind.
 - > Die Haushaltspreise für Strom und Gas gingen 2017 bereits das zweite Jahr in Folge zurück, was die Agentur auch auf die fortschreitende Marktintegration zurückführt. Allerdings stieg zugleich jener Preisbestandteil von Energierechnungen, der nicht im Wettbewerb steht (d.h. Steuern und Abgaben usw.).
 - > Zur Überwachung der Umsetzung der Netzkodizes erstellt die Agentur jährliche Monitoring-Berichte, 2018 z.B. über den Netzkodex für den Lastanschluss und jenen mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung für Strom und jenen für die Bilanzierung in Fernleitungsnetzen im Gas. In diesen Berichten wird festgestellt, wo die Netzkodizes noch nicht vollständig umgesetzt sind, und es werden Empfehlungen für die Umsetzung abgegeben.
- Im Bereich der Integrität und Transparenz der Energiemärkte führt die Agentur eine Ex-post-Kontrollfunktion aus. Um den Marktteilnehmern das Einhalten der Rechtsvorschriften zu erleichtern, gibt die Agentur quartalsweise Aktualisierungen heraus und erarbeitet Klarstellungen. So wurde z.B. im März 2018 eine Information zum Horten von Kapazitäten auf Strommärkten und der möglichen Einstufung als Marktmanipulation veröffentlicht und im September fand ein Forum zum Erfahrungsaustausch statt.

Council of European Energy Regulators (CEER)

Das „Council of European Energy Regulators“ (CEER) wurde im Jahr 2000 mit dem Ziel der intensiven Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden gegründet. Mittlerweile hat CEER ein kleines Büro in Brüssel, 29 Mitglieder und sieben Beob-

achterländer. Beschlüsse bei CEER beruhen in nahezu allen Fällen auf Einstimmigkeit; Die verabschiedeten Positionspapiere stellen also den Konsens von Energieregulierungsbehörden aus 36 europäischen Ländern dar.

Die strategische Leitung und die Repräsentation von CEER nach außen obliegen einem sechsköpfigen Führungsgremium. Der E-Control-Vorstand Wolfgang Urbantschitsch wurde im Herbst 2018 zum Mitglied dieses Gremiums gewählt und wird in dieser Position zur Ausrichtung der pan-europäischen Organisation beitragen können. Neben ihm sind außerdem Martin Šik von der tschechischen ERÚ und Anne Vadasz Nilsson von der schwedischen Ei Mitglieder des Führungsgremiums. Zwei der Posten sind derzeit frei und werden in Kürze nachbesetzt. Geleitet wird die Organisation von einem Präsidenten oder einer Präsidentin. Garrett Blaney von der irischen Regulierungsbehörde CRU hatte diese Position bis Ende 2018 inne. Am 24. Jänner 2019 wurde Annegret Groebel von der deutschen Bundesnetzagentur zur neuen Präsidentin von CEER gewählt. Als Nächstes steht mit dem Ende der Amtszeit von Andrew Ebrill und daraufhin der Auswahl eines neuen Generalsekretärs bzw. einer neuen Generalsekretärin auch aufseiten der Administration von CEER eine wesentliche Neuerung an.

Die Ergebnisse von CEER werden von Arbeitsgruppen und Work Streams erstellt und abgestimmt. Wie bei ACER ist die E-Control auch hier sehr aktiv und leitet mehrere Gruppen, und auch bei CEER hat Christine

Materazzi-Wagner, Stromabteilungsleiterin der E-Control, im Herbst 2018 den stellvertretenden Vorsitz der Stromarbeitsgruppe übernommen.

Die gesamte Organisation hat sich 2018 mit der Entwicklung einer „3D-Strategie“ neu ausgerichtet: In den Jahren bis 2021 wird man sich insbesondere auf die drei Bereiche Digitalisierung, Dekarbonisierung und dynamische Regulierung konzentrieren. Es handelt sich dabei um drei Querschnittsmaterien, die sich in der Arbeit aller Gruppen in CEER widerspiegeln sollen.

> Der Titel „Digitalisierung“ umfasst die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und Technologien auf den und für diese Energiemärkte. Die Grenzen zwischen den einzelnen Branchen und Märkten verschwimmen zusehends, es gibt immer mehr Querverbindungen und mehr und mehr Geräte sind ständig online. Traditionelle sektorspezifische Regulierung kann diesen Entwicklungen möglicherweise nicht mehr ausreichend gerecht werden. Die Digitalisierung ist in diesem Sinne eine Herausforderung an die Regulierung, mit Entwicklungen Schritt zu halten und trotzdem ausreichende regulatorische Sicherheit zu gewährleisten, Aufsicht auszuüben und Verbraucherinnen und Verbraucher vor unlauteren Praktiken zu schützen. Zugleich stellt sie aber auch eine Chance dar, Effizienzpotenziale und gänzlich neue Anwendungsmöglichkeiten der verteilten „sharing economy“ zu nutzen.

- > Der Dekarbonisierung hat CEER unmittelbar die Forderung „kostengünstig“ hinzuge stellt. Das Augenmerk der kommenden Jahre soll in diesem Bereich auf den möglichen Beiträgen der Energieregulierungsbehörden zu einer leistbaren Energiewende liegen. In erster Linie geht es hier um die vollständige Einbindung von volatilen erneuerbaren Strom in das Gesamtnetz, aber auch um erneuerbare Gase und Sektorkopplung.
 - > Unter dem Stichwort „dynamische Regulierung“ ist die Entwicklung eines ganzheitlichen Regulierungsrahmens für Strom und Gas zu verstehen, der den Marktteilnehmern regulatorische Sicherheit bietet und zugleich die Entwicklung neuer Technologien einbindet, ermöglicht und fördert. Dieser Spagat soll durch fixe Grundprinzipien erreicht werden, deren spezifische Ausgestaltung jeweils von der Situation abhängen kann.
- Diese Grundideen unterwarf CEER im Sommer 2018 einer Konsultation mit den Marktteilnehmern; sie sollen in einem Dialog gemeinsam mit allen Beteiligten im Laufe des Jahres 2019 weiter ausgearbeitet werden und als Richtschnur für die künftige Arbeit von CEER dienen. Bereits vorab konnte CEER zahlreiche Ergebnisse erarbeiten, die ebenfalls in die 3D-Strategie einfließen werden bzw. die teilweise bereits wesentliche Bausteine der Strategie darstellen.
- > Dazu gehört z.B. eine groß angelegte Studie zur Zukunft der Gaswirtschaft und ihrer Regulierung (im Englischen die „Future Role of Gas“ oder kurz „FROG“), die CEER bei einem Beratungsunternehmen in Auftrag gab. Die Studie identifiziert eine mögliche Zukunftsperspektive für Erdgas, empfiehlt jedoch eine Neuausrichtung der Gaswirtschaft in Richtung erneuerbare Gase und Infrastrukturdienstleistungen. Mögliche regulatorische Maßnahmen zur Begleitung bzw. auch zum Vorantreiben dieser Entwicklung werden angegeben; sie bieten eine solide Basis für die weitere Arbeit von CEER.
 - > Obwohl sich die gesamte Energiewirtschaft im Umbruch befindet, zeichnet sich bereits eine Verlagerung des Augenmerks von der Übertragungs- bzw. Fernleitungsebene auf die Verteilerebene ab. Als Energieregulierungsbehörden müssen die CEER-Mitglieder einen kohärenten Rahmen für den Umgang mit den möglichen neuen Aufgaben und Rollen, die auf Verteilernetzbetreiber zukommen, entwickeln. Innerhalb dieses Themas beschäftigte sich CEER 2018 insbesondere mit der Beanreizung von Forschung in regulierten Unternehmen.
 - > Ebenfalls zum Thema Innovation, allerdings auf allen Stufen der Wertschöpfungskette und in allen Marktsegmenten, untersuchte CEER die smarten Trends, die sich auf die Energiewirtschaft auswirken (werden). Die folgenden fünf Entwicklungen wurden identifiziert und mit Beispielen illustriert: vernetztes Wohnen und das Internet der Dinge; Eigenerzeugung von Strom; Stromspeicherung; E-Mobilität und Ladestationen; Blockchain in der Ener-

giewirtschaft. Obwohl kein Anspruch auf Vollständigkeit besteht, zeigt die Untersuchung Ansätze für die weitere Arbeit von CEER zur Beschäftigung mit neuen Entwicklungen.

- > Verlässt sich die Energiewirtschaft bzw. verlassen sich die Konsumentinnen und Konsumenten von Energie in Europa vermehrt auf digitale Kommunikation und ihre Möglichkeiten, wird auch Cybersicherheit zu einem unmittelbar relevanten Thema für Energieregulierungsbehörden. Die Aufgaben, die den Behörden in diesem Kontext zukommen, und die zentrale Rolle von Vertrauen in die Akteure waren Thema einer CEER-Untersuchung.
- > Der steigende Anteil volatiler Stromerzeugung auf Verteilerebene bedingt auch eine Notwendigkeit für Verteilernetzbetreiber, dieser Volatilität mit ausreichend Flexibilität zu begegnen. In einem Forschungsbericht zu diesem Thema empfiehlt CEER, dass Verteilernetzbetreiber diese flexiblen Strommengen von Dritten zukaufen, jedoch selbst nicht als Flexibilitätsanbieter auftreten sollen, um ihre Stellung als neutrale Akteure am Markt nicht zu beeinträchtigen.

Die vorausschauende und konzeptuelle Arbeit in CEER wird durch Erhebungen und Berichte ergänzt, die wertvolle Instrumente für die tägliche regulatorische Arbeit der Mitglieder darstellen.

- > Das Ziel, einen gut funktionierenden Haushalts-Energiemarkt zu schaffen, ist unum-

stritten. Geht es allerdings darum, wie genau ein solcher aussieht, ist die Einigkeit nicht ganz so groß. Aus diesem Grund hat CEER ein Set einheitlicher Indikatoren entwickelt, die zur Feststellung des Zustands von Einzelhandelsmärkten für Energie geeignet sind.

- > Mehr Wettbewerb auf den Einzelhandelsmärkten für Energie bringt neue Arten von Angeboten mit sich. Dazu gehören auch Bündelprodukte, bei denen Verbraucherinnen und Verbraucher z.B. einen Kombivertrag für Strom und Telefonie oder Versicherungen abschließen. CEER hat derartige Produkte untersucht und Empfehlungen dafür entwickelt, wie Regulierungsbehörden Konsumentinnen und Konsumenten bei der Bewältigung dieser neuen Komplexität unterstützen können.
- > Das Clean Energy Package der Europäischen Kommission wird Vorgaben für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern enthalten, um diese transparent, wettbewerbskonform, diskriminierungsfrei und kostengünstig abwickeln zu können. Die meisten Mitgliedstaaten überlegen unter diesen Umständen eine Förderung per Ausschreibung – die auch in zahlreichen EU-Mitgliedsländern bereits so gehandhabt wird. CEER hat 2018 einen umfassenden Bericht über die vorhandenen Ausschreibungsmechanismen erstellt, um die Informationsgrundlage der Regulierungsbehörden zu verbessern. So kann bereits auf Erfahrungswerte mit unterschiedlichen Modellen (z.B. technologieneutrale Ansätze vs. Förderung

einzelner Technologien) zurückgegriffen werden.

- > Der Bericht zur Strom- und Gasversorgungsqualität ist eine der zentralen Publikationen von CEER; durch die regelmäßige Wiederholung der Erhebung kann der Bericht auch solide Aussagen über die Entwicklung der relevanten Indikatoren machen. Im Jahr 2018 veröffentlichte CEER eine Teilaktualisierung des Berichtes mit Augenmerk auf die unterbrechungsfreie Stromversorgung und die Gasbeschaffenheit.
- > Neben der Versorgungsqualität hat CEER 2018 auch die Versorgungssicherheit untersucht: Die Umsetzung des Versorgungsstandards, der in der europäischen Verordnung zur Gasversorgungssicherheit vorgesehen ist, war Kern eines eigenen Berichts. Insbesondere wurden die in den einzelnen Mitgliedstaaten angewandte Definition des Versorgungsstandards, die Definition von geschützten Haushalten, mögliche erhöhte nationale Anforderungen an die Versorgungssicherheit, Speicherverpflichtungen und die Überwachung des Versorgungsstandards untersucht.
- > Wie jedes Jahr gab CEER auch 2018 wieder gemeinsam mit ACER einen umfassenden Marktmonitoring-Bericht heraus (s. voriges Kapitel). In dieser Kooperation steuert CEER insbesondere Expertise bzgl. der Situation des Einzelhandels aus Sicht der Konsumentinnen und Konsumenten bei. Die Ergebnisse zeigen ein differenziertes Bild: Maßnahmen zum Schutz von Konsumentinnen und Konsumenten, z.B. die Grundversorgung, werden in den einzelnen

europäischen Staaten noch sehr unterschiedlich gehandhabt. Diese und weitere Erkenntnisse zum Thema Abschaltungen und Energiearmut geben Aufschluss über Entwicklungen auf den Haushaltsmärkten. Obwohl der Wechsel fast überall rasch und problemlos funktioniert, stellte der Bericht auch fest, dass Rechnungen mitunter zu kompliziert sind. Ein Wettbewerbsimpuls wird von der Einführung von Smart Meters erwartet, die allerdings langsam voranschreitet.

CEER dient außerdem als Plattform zur Kontaktpflege und zum Erfahrungsaustausch mit Regierungsbehörden außerhalb Europas. Im Jahr 2018 äußerte sich diese Funktion z.B. in einem zweiwöchigen Unterstützungsprojekt zum Aufbau einer Energieregulierungsbehörde in Aserbaidschan, in einem Workshop mit den Ländern der östlichen Partnerschaft und mit den Regulierungsorganisationen der Mittelmeer- und osteuropäischen Länder (die beide mittlerweile zu Fixpunkten im Regulierungskalender geworden sind) und in der Mitarbeit in der International Confederation of Energy Regulators (ICER), also der Internationalen Förderation der Energieregulierungsbehörden-Organisationen, über die z.B. eine Mentoring-Initiative für junge Frauen in der Energiebranche läuft.

Kooperationen

Im Rahmen von CEER beschäftigt sich die Customers and Retail Markets Working Group mit konsumentenrelevanten Themen. Diese Arbeitsgruppe unterteilt sich in den Consu-

mer Empowerment (CEM) Work Stream, der sich mit Themen rund um den Schutz und die Stärkung von Energiekonsumentinnen und -konsumenten beschäftigt, den Innovation and Retail Markets (IRM) Work Stream, der sich dem Thema Design des Endverbrauchermarktes widmet, den Monitoring Consumer Empowerment (MCE) Work Stream, in welchem das Konsumentenschutzkapitel des gemeinsamen ACER-CEER-Marktberichts verfasst wird, und den Monitoring Retail Markets (MRM) Work Stream, welcher den CEER Retail Report erstellt. Die Arbeitsgruppe selbst entwickelt weitere Pläne und Aktivitäten, wie Konsumentinnen und Konsumenten in der Praxis stärker in den europäischen Energiemarkt eingebunden werden können. Schlussendlich arbeitet ein arbeitsgruppenübergreifendes Projektteam zum Thema Energiegemeinschaften.

Auf allen Ebenen sowie in sämtlichen Arbeitsgruppen und Work Streams sind Expertinnen und Experten der E-Control involviert und diese leisten so einen wichtigen Beitrag zu einer besseren Zusammenarbeit der europäischen Regulatoren.

Dabei hervorzuheben ist die führende Rolle der E-Control in der Erstellung des Konsumentenschutzkapitels für den europäischen ACER-CEER-Marktbericht.

Citizens' Energy Forum 2018

Im September 2018 fand das 10. Citizens' Energy Forum in Dublin statt. Die Europäische Kommission lud ein, um die Perspektiven der

Konsumentinnen und Konsumenten in den europäischen Energiemärkten unter dem Gesichtspunkt der Energiewende zu diskutieren. Das Hauptaugenmerk des diesjährigen Forums lag wiederum auf dem „Clean Energy for All Europeans“ Package und seinem Fokus auf zukunftstaugliche Energiemärkte für Haushaltskunden und Kleinverbraucher. Es wurde diskutiert, wie Konsumentinnen und Konsumenten überhaupt dazu ermutigt werden können, aktiver teilzunehmen, und welche Möglichkeiten bestehen, von neuen Entwicklungen zu profitieren. In der Diskussion wurde auch immer wieder betont, dass selbst schutzbedürftige Menschen von neuen Trends profitieren können müssen und keinesfalls benachteiligt werden sollen. Auch die Datensicherheit aller muss gewährleistet bleiben.

CEER 2018 Annual Conference on Energy Customers

Im November 2018 fand in Brüssel die 7. CEER Annual Conference on Energy Customers unter dem Motto „Digitalisation: Opportunities and how to avoid risks for consumers“ statt. Die Veranstaltung bot den vielen teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die Möglichkeit, mit Regulatoren und anderen Akteuren der Energiemärkte (EVUs, politische Akteure) zusammenzutreffen. Neben der Präsentation zentraler Aspekte des Konsumentenschutzkapitels der CEER Marktberichte ging es in den anschließenden zwei Einheiten zum einen um das kürzlich verabschiedete „New Deal for Consumers“ Package der Eu-

ropäischen Kommission, welches den (allgemeinen) Konsumentenschutz weiter ausbaut, und zum anderen um neue, digitale Technologien, welche den Konsumentinnen und Konsumenten in wachsendem Umfang zur Verfügung stehen werden, wie diese verwendet werden und wie Konsumentinnen und Konsumenten davon profitieren.

**ACER-CEER Market Monitoring Report:
Consumer Protection and Empowerment**

Gemeinsam mit ACER veröffentlichte CEER im Herbst 2018 den nunmehr siebten jährlichen ACER-CEER Market Monitoring Report, welcher neben einer detaillierten Analyse der

Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas auch einen Band zu Konsumentenschutz und Empowerment enthält. Dieses Kapitel, welches unter maßgeblicher Mitarbeit der E-Control erstellt wurde, beschäftigt sich nicht nur mit jenen Konsumentenschutz-Agenden, die durch das 3. Paket ihren Eingang in nationales Recht in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union gefunden haben, sondern greift erstmals auch zukünftige Themenfelder auf, welche ebenso im „Clean Energy for All Europeans“ Package angesprochen werden.

Weitere internationale Kooperationen

ENERGY REGULATORS REGIONAL ASSOCIATION (ERRA)

Seit Oktober 2018 ist die E-Control Vollmitglied bei der „Energy Regulators Regional Association“ (ERRA). ERRA ist ein Zusammenschluss von Energieregulierungsbehörden weltweit und hat 33 Voll- und 10 außerordentliche Mitglieder. Liegt bei CEER das Hauptaugenmerk auf der Entwicklung von Empfehlungen und gemeinsamen Positionen im Lichte des europäischen Energiebinnenmarktes, so ist ERRA insbesondere im Bereich des Erfahrungsaustausches aktiv. Die geographische Verteilung der Mitglieder über den ganzen Globus ist ihr kennzeichnendes Merkmal.

Die inhaltliche Arbeit von ERRA erfolgt im Rahmen von drei Arbeitsgruppen: Konsumentinnen und Konsumenten, Lizenzierung und Wettbewerb sowie Tarife und Netze. Während sich die Konsumenten-Arbeitsgruppe verstärkt mit dem Prozess des Anbieterwechsels auseinandersetzt, arbeitet die Arbeitsgruppe „Tarife und Netze“ unter anderem an Themen wie Optimierung der Tariffestlegung von Übertragungsnetzbetreibern und mögliche Effizienzsteigerung bei Verteilernetzbetreibern. Die Arbeitsgruppe „Lizenzierung und Wettbewerb“ befasst sich unter anderem mit praxisbezogenen Problemstellungen im Bereich Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern, Energieeffizienz im Rahmen der Ener-

gievende und den möglichen Auswirkungen des Clean Energy Package der Europäischen Kommission.

Die E-Control wird sich in Zukunft über die drei Arbeitsgruppen in die inhaltliche Arbeit bei der Organisation einbringen.

ENERGIEGEMEINSCHAFT – ENERGY COMMUNITY REGULATORY BOARD (ECRB)

Bereits seit 2006 gibt es die Energiegemeinschaft, die als Vehikel der Europäischen Union die Zusammenarbeit innerhalb der südosteuropäischen Staaten und mit EU-Mitgliedsländern fördert; vorrangiges Ziel ist die Umsetzung der europäischen Regelungen und Vorschriften aus dem Bereich Energie auch in Südosteuropa und in den östlichen Nachbarstaaten der EU. In vielen Fällen bedeutet das längere Übergangszeiträume oder eine Anpassung der EU-Regelungen für die Staaten der Energiegemeinschaft. Österreich hat in diesem Prozess Teilnehmerstatus.

Die regulatorische Komponente dieser Arbeit ist im „Energy Community Regulatory Board“ (ECRB) angesiedelt und wird vom entsprechenden Sekretariat in Wien organisiert. 2018 stand erneut die Umsetzung diverser Netzkodizes in den Ländern der Energiegemeinschaft im Fokus. Eine neue Herausforderung für die Regulierungsbehörden des ECRB stellt die Umsetzung der REMIT dar, wenn auch in einer „Light“-Version. Zu diesem Zweck wurden erste Überle-

gungen für die zukünftige Einrichtung einer Arbeitsgruppe angestellt, um die Behörden bei der Vorbereitungsarbeit für REMIT zu unterstützen.

Die E-Control bringt sich in allen Arbeitsgruppen des ECRB aktiv ein und wird auch im Bereich REMIT ihre Erfahrungen gerne mit den Kolleginnen und Kollegen in der Energiegemeinschaft teilen.

Überdies ist der E-Control-Vorstand Wolfgang Urbantschitsch Vorsitzender des Advisory Committees der Energiegemeinschaft. Dieser Ausschuss ist ein beratendes Gremium unabhängiger Rechtsexperten, das den Ministerrat der Energiegemeinschaft in Streitbeilegungsverfahren berät.

BILATERALE UND MULTILATERALE ZUSAMMENARBEIT

Seit Beginn ihrer Tätigkeit ist die E-Control um bilaterale und multilaterale Kontakte mit anderen Behörden bemüht.

Mittlerweile hat sich die E-Control über zehn Jahre im Bereich der internationalen Kooperationsprojekte als verlässlicher Partner für empfangende Länder und finanzierende Stellen gleichermaßen etabliert. Die meisten der Projekte laufen innerhalb des von der EU finanzierten Twinning-Instruments ab. Dabei handelt es sich um mittelfristige Kooperationen (1–2 Jahre) mit Schwesterbehörden außerhalb der EU, die von der europäischen Kommission gefördert werden. Die Ziele un-

terscheiden sich je nach Projekt, sind jedoch generell auf die institutionelle Stärkung der Partnerbehörde gerichtet. Im Fokus stehen ebenso die Etablierung einer langfristigen Zusammenarbeit mit den (europäischen und außereuropäischen) Partnerbehörden und die Möglichkeit für beide Seiten, durch Anwendung bekannter und bewährter Modelle in unterschiedlichen Situationen ihre Expertise zu erweitern.

Doch auch abseits dieses Rahmens für bilateralen Know-how-Transfer implementiert die E-Control unterschiedlichste Kooperationsprojekte und -workshops, meist in bzw. mit der EU-Nachbarschaft.

So organisierte die E-Control beispielsweise gemeinsam mit CEER und der Europäischen Kommission bereits zum siebten Mal den Eastern-Partnership-Workshop für Energieregulierungsbehörden. Beim diesjährigen Workshop tauschten sich CEER-Mitglieder mit Regulierungsbehörden aus Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien, Moldawien und Ukraine über Versorgungssicherheit und Solidarität aus.

2018 war ein sehr erfolgreiches Jahr hinsichtlich der Akquise von neuen Kooperationsprojekten. Bereits im Frühjahr nahm die E-Control an einem von CEER organisierten Projekt in Aserbaidschan teil und leistete einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung. Ziel dieses Projekts war die Erstellung eines Implementierungsplans für die

Schaffung eines unabhängigen Regulators in Aserbaidschan.

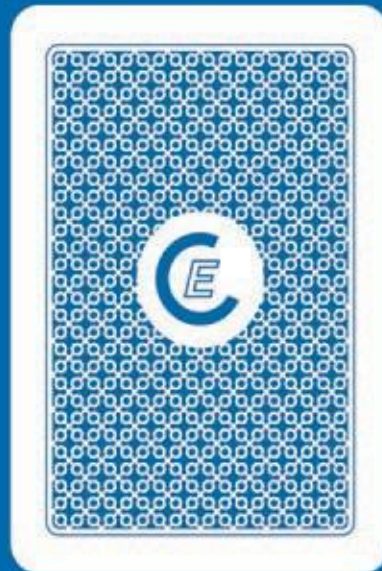
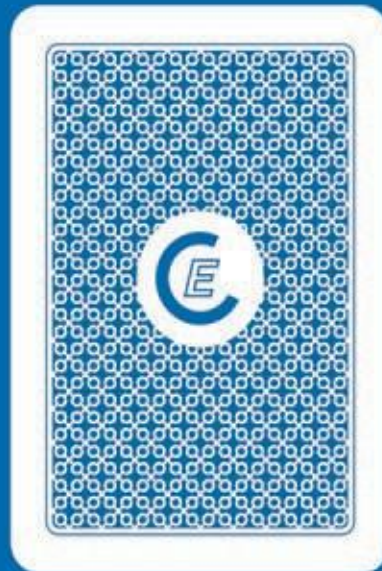
Ein im Oktober akquiriertes Projekt in der Ukraine befasst sich mit der Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie der EU im ukrainischen Energierecht und mit ihrer praktischen Umsetzung in der Ukraine. Für dieses Projekt arbeitet die E-Control mit der österreichischen Energieagentur, dem Umweltbundesamt, dem BMNT und der italienischen Forschungsinstitution Eurac zusammen; die Partnerbehörde auf der ukrainischen Seite ist die Agentur für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien (SAEE). Die thematische Bandbreite reicht von der Ausarbeitung legislativer Vorschläge, welche für die Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie noch ausständig sind, über Unterstützung bei der Implementierung des nationalen Aktionsplans im Bereich der Erneuerbaren bis zur Hilfestellung bei Aufklärungs- und Sensibilisierungskampagnen. Die Umsetzung des 15 Monate langen Projekts wird im März 2019 beginnen.

Nach zwei erfolgreichen Twinning-Projekten erhielt die E-Control im Konsortium mit der französischen Energieregulierungsbehörde, CRE, und dem griechischen Regulator, RAE, im November 2018 den Zuschlag für ein neues Projekt. Ziel ist, die georgische Partnerbehörde bezüglich Qualitätsregulierung und Einführung von intelligenten Messgeräten zu beraten. Die Inhalte der Zusammenarbeit erstrecken sich von der Beurteilung der Ausgangslage in puncto Qualitätsregu-

lierung bis hin zur Ausarbeitung von Empfehlungen für neue Regeln und Methoden und deren legislative Ausformulierung. Im Falle von intelligenten Messgeräten werden die europäischen Expertinnen und Experten zusammen mit ihren georgischen Kolleginnen und Kollegen die Kosten-Nutzen-Analyse für die Einführung der Messgeräte in Georgien

erstellen und die zuständigen Behörden und Organisationen für die erforderlichen Schritte und legislativen Anforderungen sensibilisieren.

Das Projekt startet im Februar 2019 und wird voraussichtlich im Oktober 2020 abgeschlossen.





MONITORING DES ENDKUNDENMARKTES

Preisentwicklung für Haushalte

Die E-Control führt laufend ein Monitoring der Endkundenmärkte durch. Seit 2018 ist die Datenerhebung für das Monitoring der Länder durch die E-Control auf Bundesebene durchzuführen. Dies bedeutet eine Bürokratievereinfachung für die Lieferanten. Die Landesregierungen erhalten für ihre Monitoringaktivitäten standardisierte Berichte mit diversen Wettbewerbs- und Marktkennzahlen und auf Anfrage Zugriff auf die den Analysen zugrundeliegenden Daten.

Strom

Im 2. Halbjahr 2017 und im 1. Halbjahr 2018 lagen die durchschnittlichen mengen-gewichteten Energiepreise bei den Haushalten bei 6,021 Cent/kWh bzw. 6,029 Cent/kWh.

Der Energiepreis bewegte sich zwischen 5,208 Cent/kWh für Haushaltkundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch über 15.000 kWh und 8,191 Cent/kWh für Haushaltkundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch unter 1.000 kWh. Die Preise befanden sich damit auf dem Niveau des 1. Halbjahres 2017. Gegenüber dem Jahr 2016 bedeutet dies einen Rückgang um mehr als 4%.

Der Preis für die einzelnen Größenklassen wurde ab Anfang 2016 erhoben, währenddessen der mengen-gewichtete durchschnittliche Energiepreis für die Haushalte gesamt erst 2017 das erste Mal erhoben wurde.

- Haushalte
- Haushalte bis 1.000 kWh/a
- Haushalte bis 2.500 kWh/a
- Haushalte bis 5.000 kWh/a
- Haushalte bis 15.000 kWh/a
- Haushalte über 15.000 kWh/a

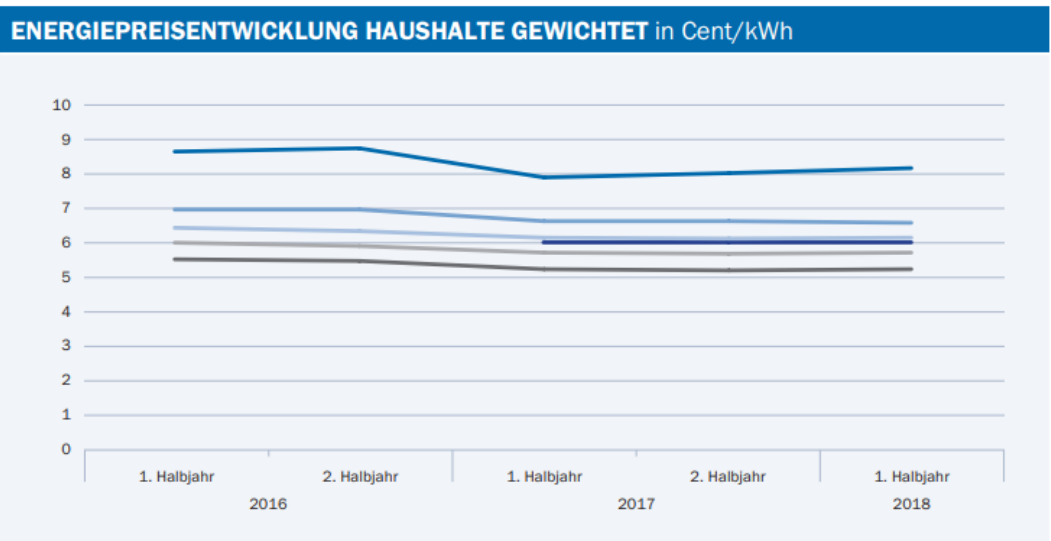


Abbildung 36
Energiepreisentwicklung Haushalte gewichtet in Cent/kWh (Strom)

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG HAUSHALTSPREISE in Cent/kWh

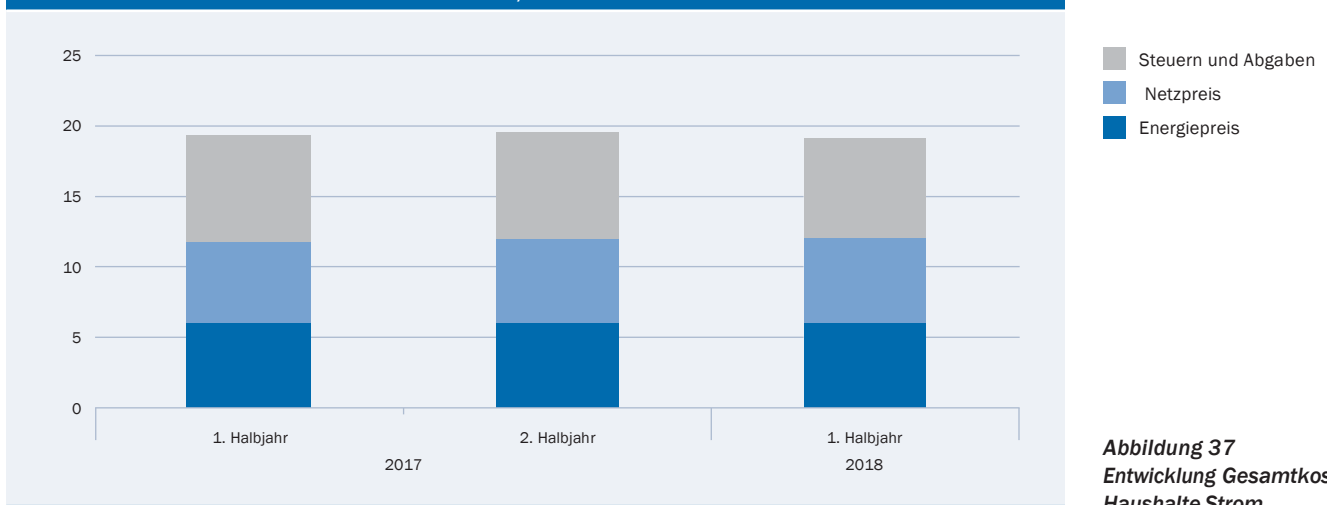


Abbildung 37
Entwicklung Gesamtkosten Haushalte Strom

Quelle: E-Control

Die Gesamtkosten (Energiepreise inkl. Netzkosten bzw. Steuern und Abgaben) lagen im 2. Halbjahr 2017 bei 19,578 Cent/kWh und im 1. Halbjahr 2018 bei 19,163 Cent/kWh. Damit bewegt sich der Preis im 1. Halbjahr 2018 auf dem Niveau des Vorjahres. Die etwas höheren Netzkosten wurden durch geringere Energiekosten sowie niedrigere Steuern und Abgaben ausgeglichen.

Gas

Die Energiepreise bei den Haushalten im Gas lagen auf dem Niveau des 1. Halbjahres 2017. Im 2. Halbjahr 2017 betragen die durchschnittlichen mengengewichteten Energiepreise bei den Haushalten 3,122 Cent/kWh und im 1. Halbjahr 2018 3,051 Cent/kWh. Betrachtet

man die einzelnen Größenklassen, so bewegt sich der Energiepreis zwischen 2,711 Cent/kWh für Haushaltkundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch über 55.600 kWh und 3,789 Cent/kWh für Haushaltkundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch unter 5.600 kWh.

Die Gesamtpreise (Energiepreise inkl. Netzkosten bzw. Steuern und Abgaben) sind im letzten Jahr bei den Haushalten um 3% gesunken. Die Senkung ist vor allem auf die Reduktion der Netzkosten zurückzuführen. Diese sanken bei den Haushalten im letzten Jahr um 7%. Die Gesamtkosten lagen im 2. Halbjahr 2017 bei 7,219 Cent/kWh und im 1. Halbjahr 2018 bei 6,815 Cent/kWh.

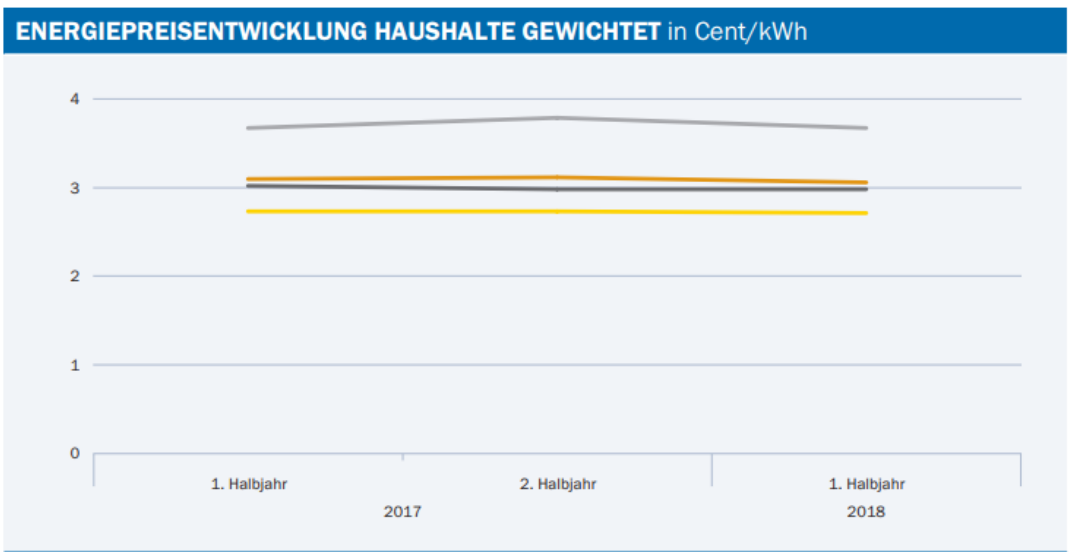


Abbildung 38
Energiepreisentwicklung
Haushalte gewichtet
in Cent/kWh (Gas)

Quelle: E-Control

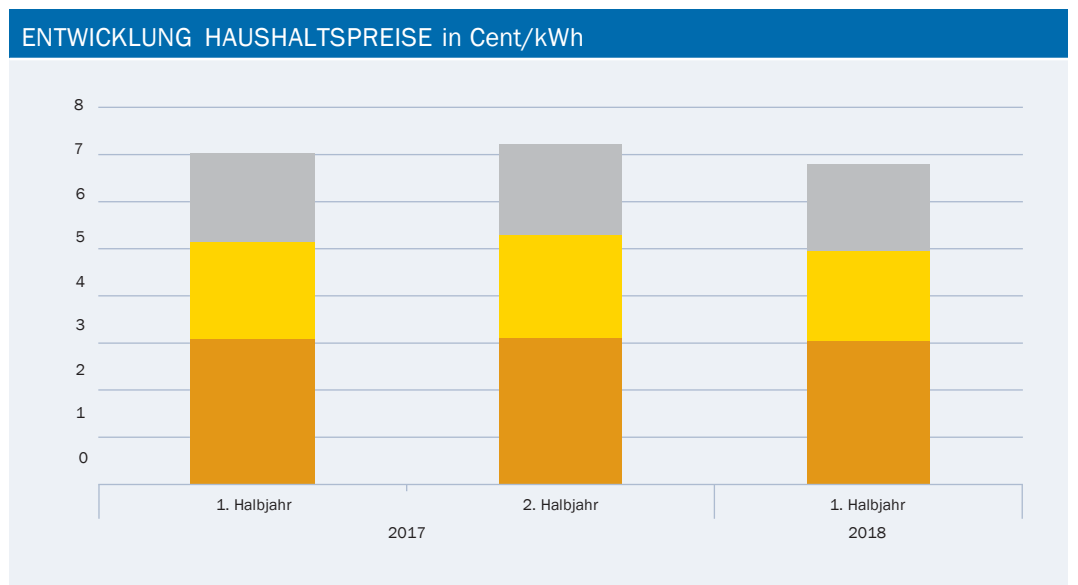


Abbildung 39
Entwicklung Gesamtkosten
Haushalte Gas

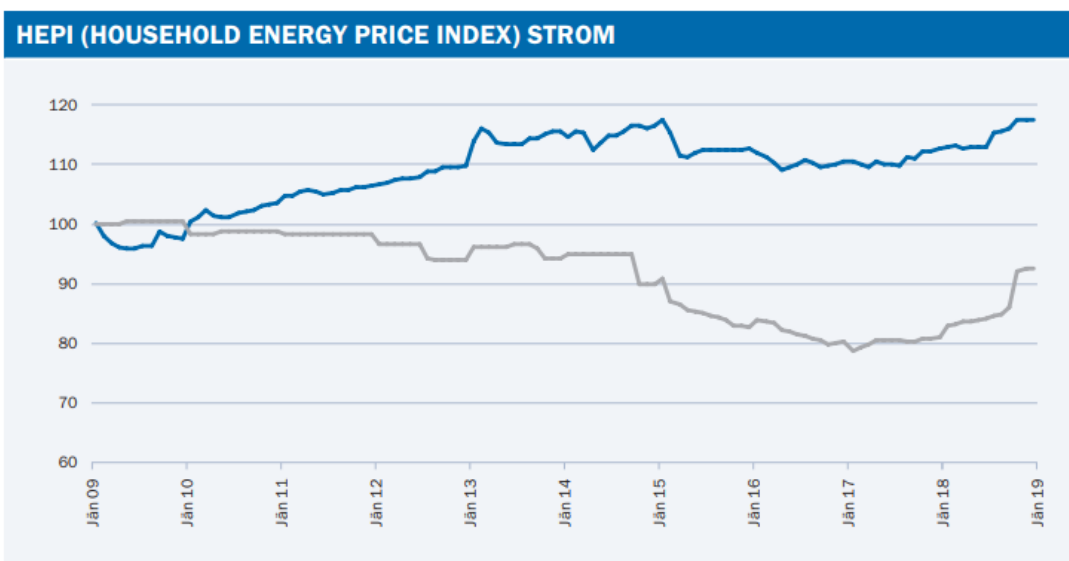
Quelle: E-Control

Betrachtet man die einzelnen Größenklassen im 1. Halbjahr 2018, so bewegten sich die durchschnittlichen mengengewichteten Preise zwischen 5,860 Cent/kWh bei den Haushalten mit einem Jahresverbrauch über 55.600 kWh und 9,777 Cent/kWh bei den Haushalten mit einem Jahresverbrauch von 5.600 kWh.

HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX (HEPI)
Die E-Control erstellt bereits seit Jänner 2009 den Household Energy Price Index (HEPI), der die Preisentwicklung in den Hauptstädten der EU-15-Länder abbildet. Seit 2013 wird der HEPI gemeinsam mit der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH erhoben und umfasst mittlerweile Daten für 32 Hauptstädte. Seit Juli 2018 fließen die Gaspreise aus Bern in die Berechnung mit ein.

Der HEPI für Strompreise (Energie und Netz ohne Steuern und Abgaben) in den EU-15-Hauptstädten erreichte im gesamten 4. Quartal 2018 den bisherigen Höchstwert von Januar 2015 (117 Indexpunkte). Der im Vergleich zum Vorjahr um 5 Indexpunkte höhere Wert basiert auf Preissteigerungen in etlichen Städten (darunter Brüssel, Kopenhagen, Helsinki, London, Berlin und Wien). Auch der Preisindex für Wien, der sowohl die Preise beim regionalen als auch größten alternativen Anbieter berücksichtigt, trat einen Höhenflug an und erreichte im November 2018 mit 93 Indexpunkten den höchsten Wert seit vier Jahren (Abbildung 40).

Im Gesamtvergleich liegen die Strompreise in Wien über dem Durchschnittspreis der EU28-Länder. Der höchste Preis wird Kundin-



HEPI
Index Wien

Abbildung 40
Household Energy Price Index (HEPI) Strom

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

STROMPREISE IN AUSGEWÄHLTEN EU-HAUPTSTÄDTEN in Cent/kWh

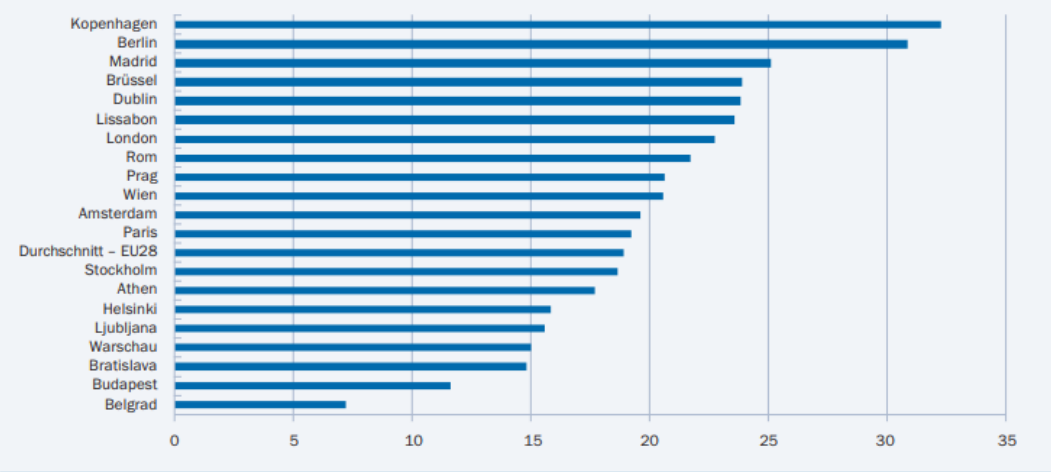


Abbildung 41
Strompreise (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben)
in ausgewählten EU-
Hauptstädten in Cent/kWh,
Stand Dez. 2018

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

HEPI (HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX) GAS

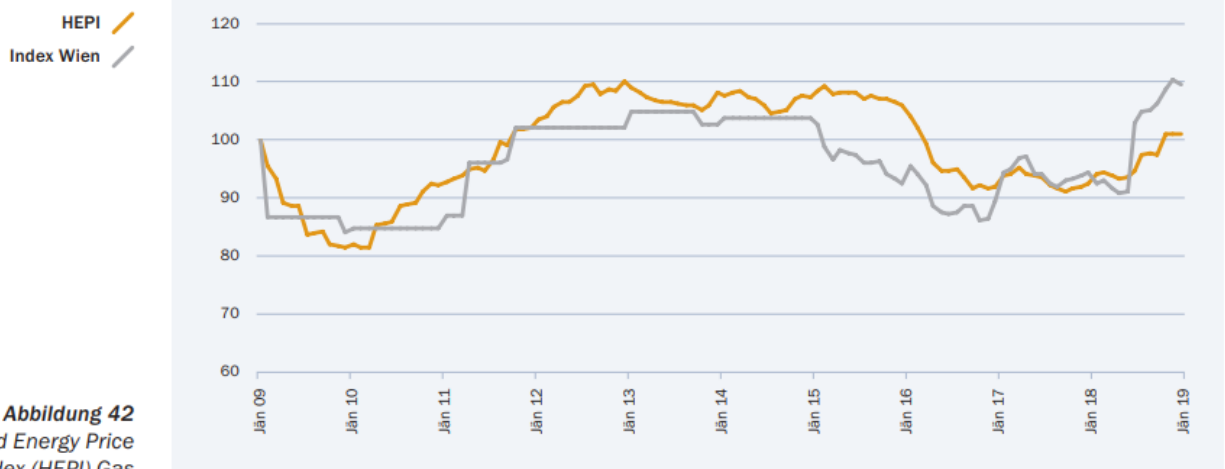


Abbildung 42
Household Energy Price
Index (HEPI) Gas

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

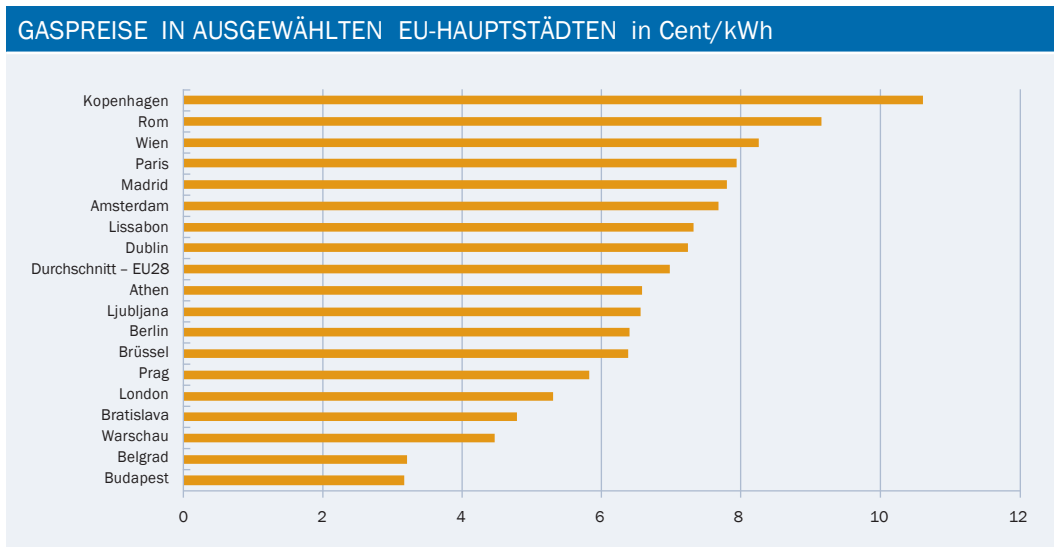


Abbildung 43
Gaspreise (Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in ausgewählten EU-Hauptstädten in Cent/kWh, Stand Dez. 2018

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

nen und Kunden in Kopenhagen verrechnet, wo Steuern und Abgaben für rund 60% der Stromrechnung verantwortlich sind (Abbildung 41).

110 Indexpunkten. Die Differenz zum HEPI betrug im 4. Quartal zwischen 8 und 9 Indexpunkte, basierend auf Preissteigerungen mit Beginn der Heizperiode.

Der Gaspreisindex für Wien zeigte sich im Zeitverlauf volatil als jener für Strom. Für das Jahr 2018 schwankt er zwischen 93 und

Bei den Gaspreisen liegt Wien im oberen Viertel der EU-Hauptstädte und damit deutlich über dem Durchschnittspreis der EU28-Länder.

Preisentwicklung Gewerbe und Industrie

Strom

Im 2. Halbjahr 2017 und im 1. Halbjahr 2018 lagen die durchschnittlichen mengengewichteten Energiepreise bei den Nicht-Haushalten

bei 3,811 Cent/kWh bzw. 3,883 Cent/kWh. Der Energiepreis bewegte sich zwischen 3,284 Cent/kWh für Nicht-Haushalte mit einem Jahresverbrauch über 150.000 MWh

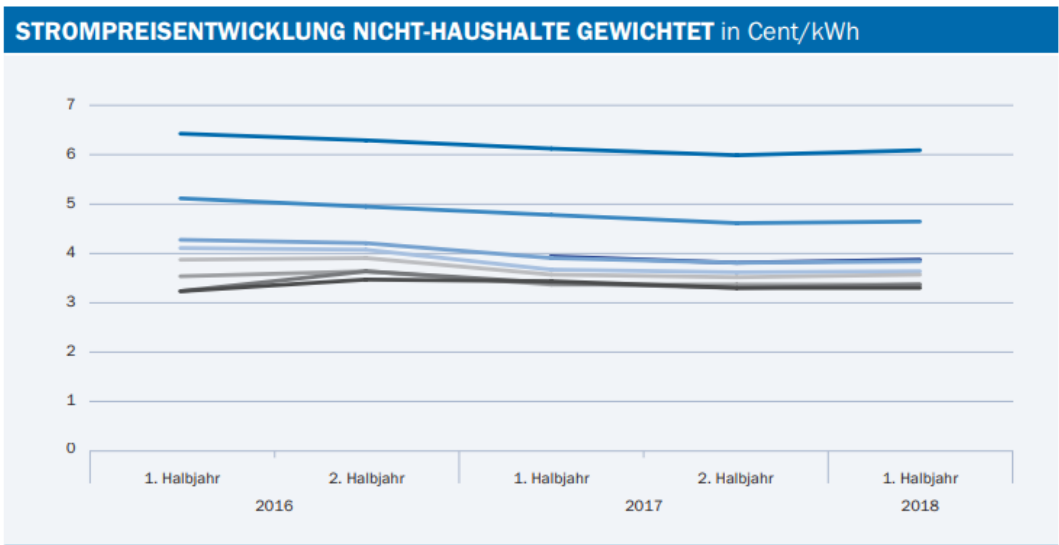


Abbildung 44
Strompreisentwicklung
Nicht-Haushalte gewichtet in
Cent/kWh

Quelle: E-Control

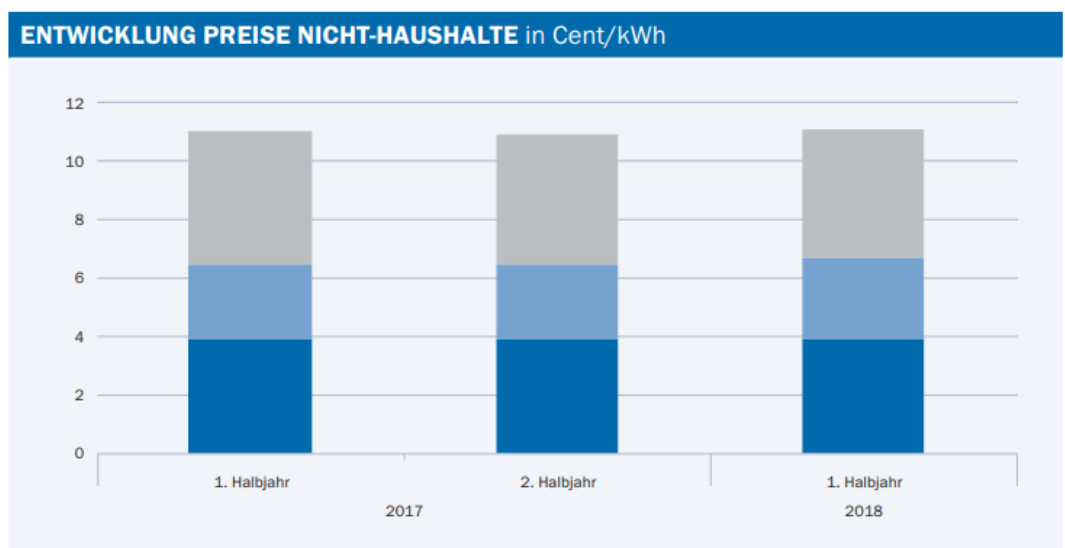


Abbildung 45
Entwicklung Gesamtkosten
Nicht-Haushalte Strom

Quelle: E-Control

und 6,083 Cent/kWh für Nicht-Haushalte mit einem Jahresverbrauch unter 20 MWh. In der Verbraucherkategorie Nicht-Haushalte werden alle Gewerbe- und Industriebetriebe gemeinsam erhoben. Differenziert wird nach den einzelnen Größenklassen.

Die Preise befanden sich, wie bei den Haushalten, auf dem Niveau des 1. Halbjahres 2017. Gegenüber dem Jahr 2016 gingen die Preise in den einzelnen Größenklassen um bis zu 10% zurück. Hier profitierten die Unternehmen von den gesunkenen Großhandelspreisen, die bei den großen Unternehmen zeitnaher an die Kundinnen und Kunden weitergegeben werden.

Die Gesamtkosten (Energiepreise inkl. Netzkosten bzw. Steuern und Abgaben) lagen im

2. Halbjahr 2017 bei 10,771 Cent/kWh und im 1. Halbjahr 2018 bei 11,040 Cent/kWh. Damit bewegte sich der Preis im 1. Halbjahr 2018 auf dem Niveau des Vorjahres. Die höheren Netzkosten wurden durch geringere Energiekosten sowie niedrigere Steuern und Abgaben ausgeglichen.

Gas

Die Energiepreise für Gas entwickelten sich bei den Nicht-Haushalten im 1. Halbjahr 2018 in den einzelnen Größenklassen unterschiedlich. In den beiden größten Größenklassen, also bei den Unternehmen mit einem Jahresverbrauch über 277.778 MWh, stieg der Energiepreis im Gegensatz zu den anderen Größenklassen. Ursache dafür waren die gestiegenen Import- und Börsenprei-

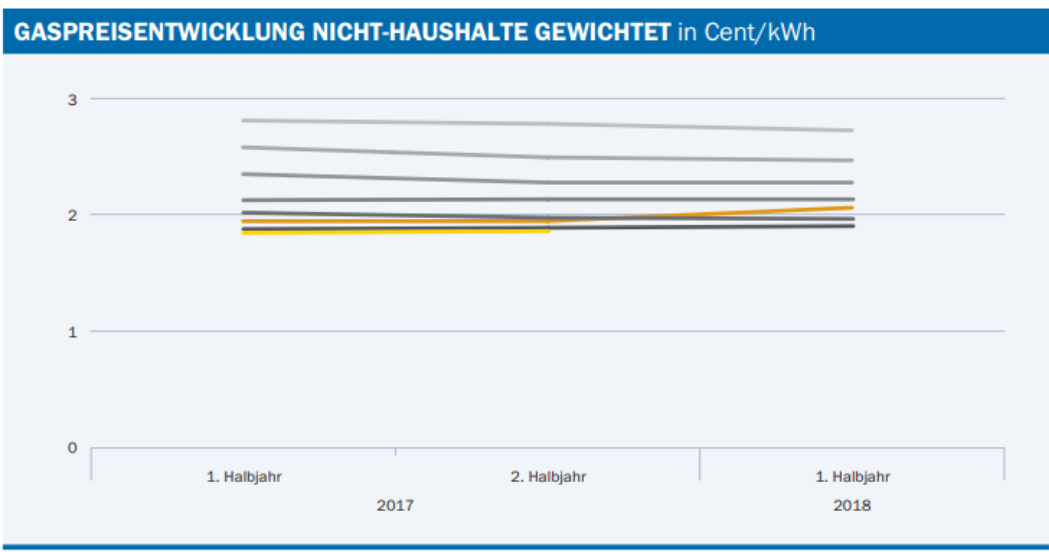


Abbildung 46
Gaspreisentwicklung Nicht-Haushalte gewichtet in Cent/kWh

Quelle: E-Control

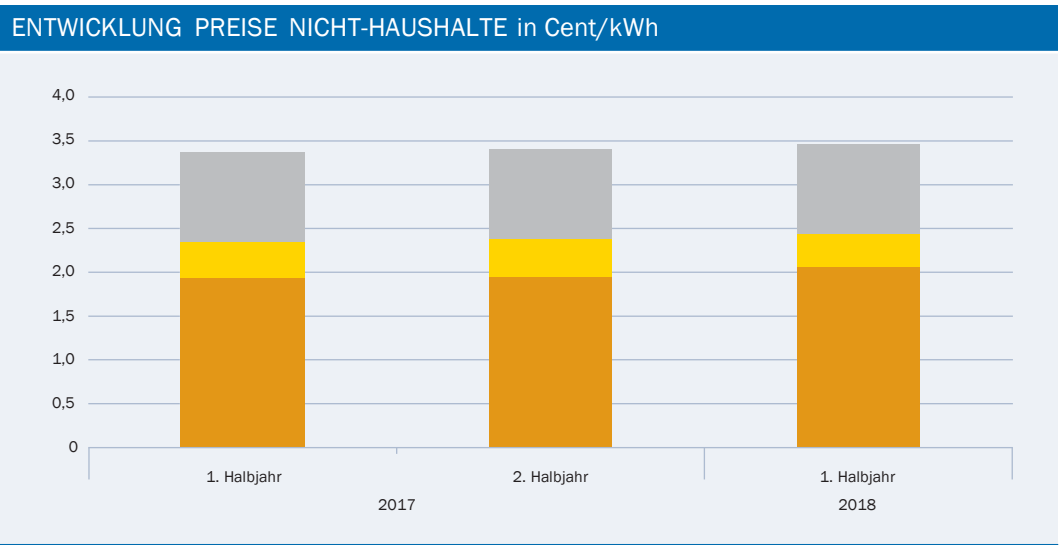


Abbildung 47
Entwicklung Gesamtkosten
Nicht-Haushalte Gas

Quelle: E-Control

se. Bedingt durch den hohen Anteil dieser beiden Größenklassen an der Verbraucherkategorie Nicht-Haushalte erhöhte sich der Energiepreis im 1. Halbjahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um 6% auf 2,064 Cent/kWh.

Ab dem 1. Halbjahr 2018 wurde die Größenklasse über 277.778 MWh in zwei Größenklassen aufgeteilt. Neu erhoben werden nun die Größenklassen 277.778 MWh bis 1.111.111 MWh und über 1.111.111 MWh.

Die Gesamtpreise stiegen gegenüber dem Vorjahr in der Verbrauchergruppe Nicht-

Haushalte um 2%. Grund dafür waren die höheren Energiepreise. Im Gegensatz dazu gingen die Netzpreise im Vergleichszeitraum um 8% zurück. Die Gesamtpreise lagen im 2. Halbjahr 2017 bei 3,406 Cent/kWh und im 1. Halbjahr 2018 bei 3,451 Cent/kWh. In der kleinsten Größenklasse bis 278 MWh waren die Gesamtpreise im 2. Halbjahr 2017 mit 6,178 Cent/kWh am höchsten. Verglichen dazu bezahlten die Unternehmen in der Größenklasse über 277.778 MWh im selben Halbjahr nur 2,938 Cent/kWh.

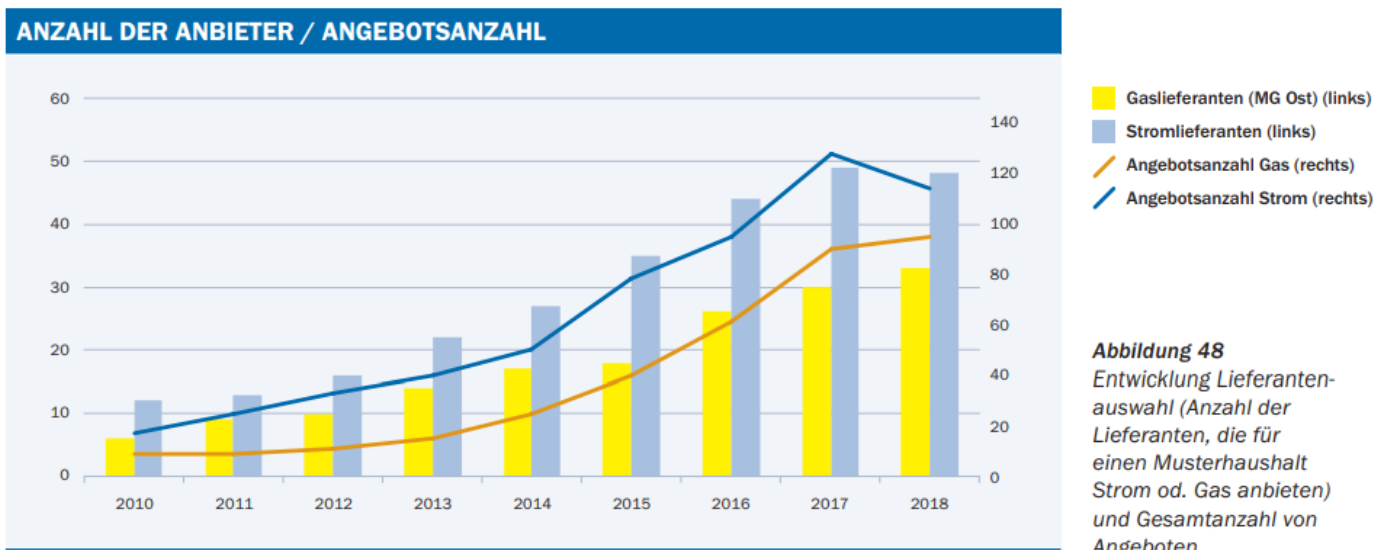


Abbildung 48
Entwicklung Lieferantenauswahl (Anzahl der Lieferanten, die für einen Musterhaushalt Strom od. Gas anbieten) und Gesamtanzahl von Angeboten

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

Lieferanten und Angebotsvielfalt

Im Jahr 2018 belieferten insgesamt 150 Unternehmen 4,3 Millionen Haushalte und 1,4 Millionen Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkundinnen und -kunden mit Strom. Dabei sind zwei Drittel der Unternehmen nur in ihrer angestammten Region tätig. Die restlichen Anbieter sind österreichweit aktiv. 60% der regionalen Anbieter streben eine Erweiterung ihres Absatzgebiets an, teils über Tochtergesellschaften. Ein neuer Lieferant, nämlich Spotty Smart Energy Partner GmbH aus Estland, hat erst Ende des Jahres 2018 mit der Akquisition begonnen. Je nach Region stehen einem Haushaltskunden in der Regel ca. 115 Ange-

bote von bis zu 50 Lieferanten zur Auswahl. Inzwischen steht Kundinnen und Kunden in Tirol und Vorarlberg fast die gleiche Angebotsvielfalt wie jenen in Wien zur Verfügung. Die Angebotsanzahl sowie die Anzahl der Lieferanten, die österreichweit anbieten, hat sich im Vergleich zum Vorjahr etwas reduziert. Hier ist also eine Stagnation zu beobachten, die als erster Hinweis auf eine Sättigung des Marktes gedeutet werden kann. Stark dazu beigetragen haben die Preiszonentrennung Anfang Oktober sowie allgemeine Preissteigerungen am Großhandelsmarkt. Beides hat eine gewisse Unsicherheit am Markt bewirkt.

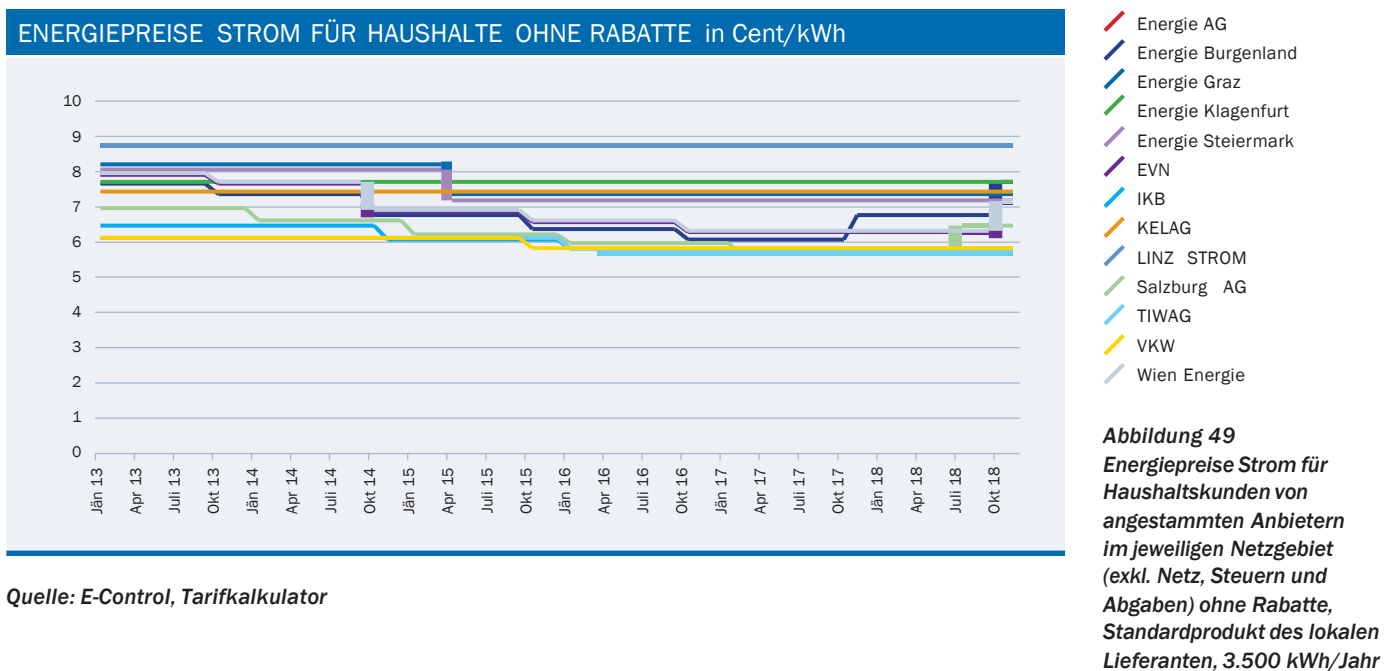
Insgesamt 47 Lieferanten belieferten 1,3 Millionen Haushalts- und Kleinkunden in Österreich mit Gas. Ein Drittel davon ist nur in ihrer angestammten Region aktiv geworden. Von den restlichen Anbietern, die österreichweit tätig sind, machen sogar 63% jene aus, die von den regionalen Gesellschaften unabhängig sind. Drei neue Anbieter sind als Gaslieferanten österreichweit aktiv, nämlich Doppler Gas GmbH, Enstroga GmbH (war davor seit September 2016 als Stromanbieter tätig) und Fulminant Energie GmbH. Energie Steiermark und Stadtwerke Leoben erweiterten regional ihre Aktivität und sind nunmehr österreichweit aktiv. Somit ist eine leichte Steigerung des Angebots im Jahr 2018 zu beobachten. Einige Gasanbieter haben auch spezielle Produkte mit einem bestimmten Prozentsatz von Biogas, der zwischen 10 und 100% variiert, in ihrem Angebot. Manche Anbieter haben ihr Angebot wieder auf ihr angestammtes Gebiet reduziert. Trotz neuer Anbieter und leichter Steigerung der Angebotsanzahl konnte am Endkundenmarkt eine gewisse Verlangsamung der Marktdynamik im Vergleich zur Entwicklung in den vorangegangenen Jahren beobachtet werden.

Von insgesamt 165 Unternehmen, die im Kleinkundenbereich tätig sind, bieten 32 Unternehmen sowohl Strom als auch Gas an. Was vor ein paar Jahren fast ausschließlich bei den angestammten regionalen Lieferan-

ten zu finden war, ist inzwischen auch bei anderen Anbietern häufiger zu beobachten.

Nach wie vor lässt sich das Gesamtangebot nach Produkten mit und ohne Neukundenrabatte als Hauptmerkmal unterteilen. Die reinen Online-Diskontanbieter bieten nach wie vor sehr hohe Neukundenrabatte an, die je nach Region sogar 80% und mehr der Energiekosten im ersten Belieferungsjahr ausmachen können. Besonderes Augenmerk muss auf den Zeitpunkt der Auszahlung von Neukundenrabatten gelegt werden. Bei einigen sehr günstigen Angeboten ist dieser Zeitpunkt erst bei der Jahresabrechnung, also frühestens 12 Monate nach Lieferbeginn, vorausgesetzt die Kundin bzw. der Kunde kündigt davor nicht. Rabatte sind sehr oft eng gestaffelt, sodass es bei Abweichungen zwischen den tatsächlichen und angemeldeten Verbrauchsmengen zu wesentlichen Änderungen der vereinbarten Rabatte kommen kann, die mitunter sogar zum Entfall des Rabattes führen können. Hinter hohen Rabatten ist sehr oft ein hoher Energiepreis zu finden, der nach dem ersten Jahr voll wirksam wird. Angebote ohne Neukundenrabatte haben oft günstigere Energiepreise.

Strom- und Gasanbieter setzen nach wie vor auf Vertriebspartnerschaften und suchen Kooperationen mit Unternehmen aus anderen Branchen oder mit Vermittlern.



Preisentwicklungen verschiedener Anbieter

Strompreise verschiedener Anbieter

Die Großhandelspreise waren in den letzten sechs Jahren starken Schwankungen unterworfen. Bis Ende 2015 sind sie kontinuierlich gefallen, in den darauffolgenden drei Jahren dagegen stark gestiegen, fast bis zu einer Verdoppelung. Diese Schwankungen wurden von den größten angestammten Lieferanten unterschiedlich an Kleinkundinnen und -kunden weitergegeben.

Bei Stromanbietern in Oberösterreich, nämlich Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG und LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG, sowie in Kärnten, nämlich Energie

Klagenfurt GmbH und KELAG-Kärntner Elektrizitäts- Aktiengesellschaft, sind die Preise bei ihren meistgenutzten Stromprodukten in den letzten sechs Jahren unverändert geblieben. Dabei sind in Oberösterreich die Energiepreise für Kleinkundinnen und -kunden im österreichweiten Vergleich mit 8,75 Cent/kWh am höchsten. Bei Kundinnen und Kunden in Kärnten liegt das Preisniveau wesentlich tiefer, zwischen 7,44 und 7,70 Cent/kWh. Für Kundinnen und Kunden in der Steiermark haben die Energie Steiermark Kunden GmbH und die Energie Graz GmbH & Co KG ihre Preise zuletzt im April 2015 gesenkt und seitdem konstant gehalten, knapp unter dem Preisni-

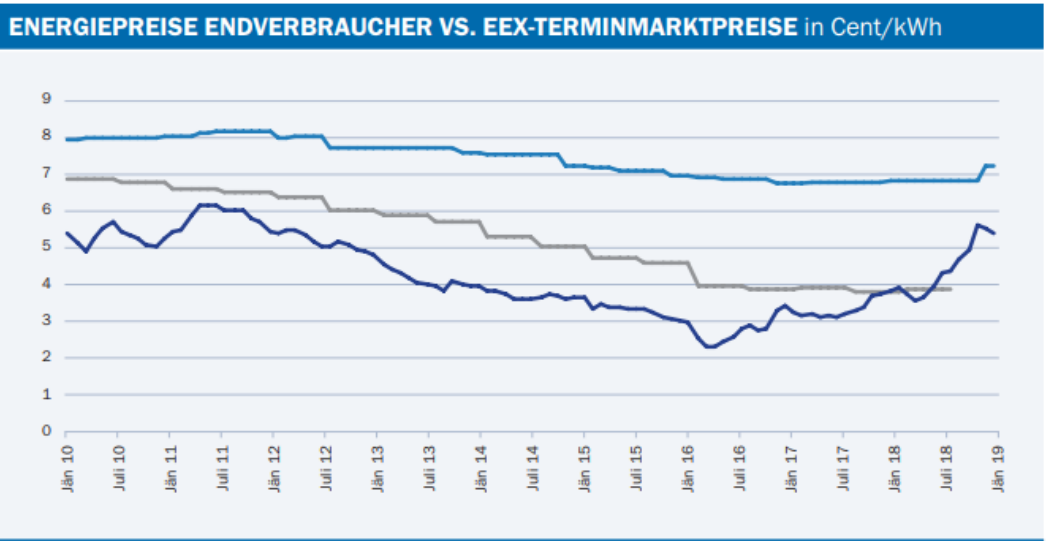


Abbildung 50
 Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead

Quelle: E-Control, EPEX/EEX

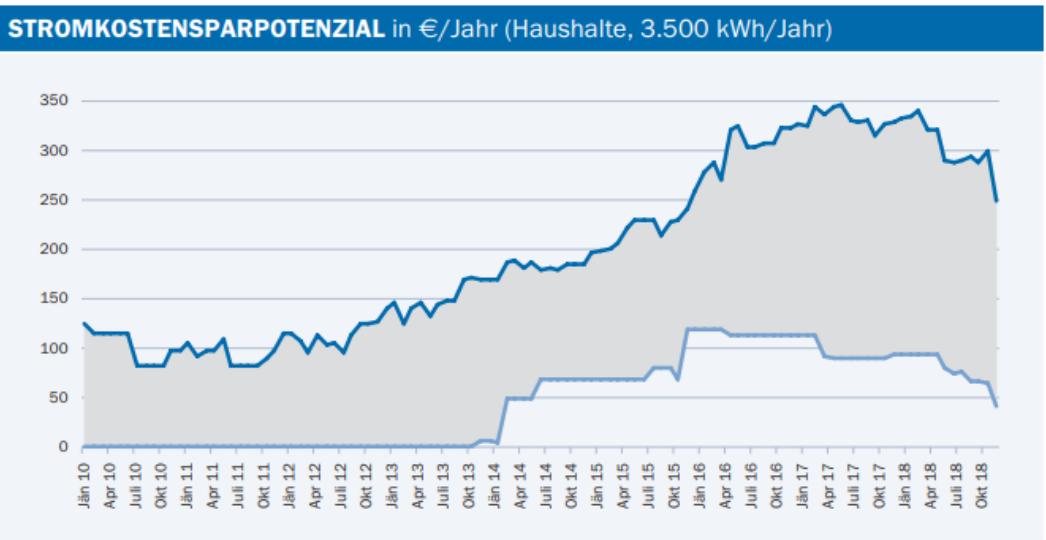


Abbildung 51
 Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

veau in Kärnten. Eine Preiserhöhung von 8% wurde für Anfang 2019 angekündigt.

Die Unternehmen der Energie Allianz (Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, EVN Energievertrieb GmbH & Co KG und WIEN ENERGIE Vertrieb GmbH & Co KG) folgten teilweise und zeitverzögert den Preisbewegungen am Großhandelsmarkt. Bei angestammten Stromanbietern in Wien und Niederösterreich liegt nach der letzten Preiserhöhung am 01.10.2018 der Strom-Energiepreis für das meistgenutzte Produkt bei 7,20 Cent/kWh und in Burgenland bei 7,70 Cent/kWh. Bei der Salzburg AG ist das Preisniveau Ende des Jahres 2018 deutlich niedriger, nämlich bei 6,50 Cent/kWh. Ihre letzte Preiserhöhung erfolgte im Juli 2018.

Von den deutlich günstigeren Energiepreisen profitieren Kleinkundinnen und -kunden der angestammten Stromanbieter in Tirol und Vorarlberg. Hier haben bisher die Lieferanten (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und VKW Vorarlberger Kraftwerke AG) die Preise selten geändert und sie grundsätzlich auf einem niedrigeren Niveau gehalten. Im Laufe des Jahres 2018 lag dieser Preis der Tiroler Anbieter bei 5,66 Cent/kWh und der Vorarlberger Anbieter bei 5,84 Cent/kWh (Abbildung 49). Für Anfang 2019 wurde eine Preiserhöhung von +10% in Vorarlberg und +14% in Tirol angekündigt.

Die Energiepreise bei alternativen Anbietern sind wesentlich niedriger, obwohl sie seit Anfang des Jahres 2018 stark gestiegen sind. Ohne Neukundenrabatte lag der günstigste

Strom-Energiepreis im Januar bei 3,47 Cent/kWh, im November bereits bei 4,68 Cent/kWh. Inklusive Neukundenrabatten lag der niedrigste Preis im ersten Lieferjahr im Januar sehr günstig bei 0,77 Cent/kWh, dagegen stieg er im November auf fast das Dreifache und betrug 2,84 Cent/kWh. Günstigste Anbieter waren ENSTROGA GmbH, Grünwelt Energie GmbH, MAINGAU Energie GmbH, MAXENERGY Austria Handels GmbH, MyElectric Energievertriebs- und -dienstleistungs GmbH und oekostrom GmbH für Vertrieb, Planung und Energiedienstleistungen.

Die Preiserhöhungen bei Haushalten betragen im Jahr 2018 zwischen 8 und 51%, das entspricht Mehrkosten bei einem Durchschnittshaushalt von 19 bis zu 82 EUR brutto pro Jahr. 16 Stromlieferanten haben Preiserhöhungen für das Jahr 2019 angekündigt.

Die Preise für Industriekunden sind meist unmittelbarer an Großhandelspreise gebunden als bei Kleinkundinnen und -kunden. Preissenkungen wurden weitergegeben, aber auch in den Jahren 2017 und 2018 lag ihr Strom-Energiepreis meist unter 4 Cent/kWh. Die Großhandelspreise² sind seit Anfang des Jahres 2018 stark gestiegen (Plus 52%), sodass sich eine Welle der Preisanpassung in diesem Bereich in der zweiten Hälfte 2018 abgezeichnet hat (Abbildung 50).

Gesamtpreisentwicklung Strom

Die Strom-Gesamtkosten inklusive Netztarife, Steuern und Abgaben für Haushaltskundinnen und -kunden sind mit Anfang 2018

² EEX Terminmarktpreis Year-ahead 80% Base/20% Peak für Gebotszone D/A, Monatsdurchschnitt; ab 01.10.2018 mit der Preiszonentrennung erfolgt die Ermittlung rein rechnerisch mit einer Gewichtung von 90% für Gebotszone Deutschland und 10% für Gebotszone Österreich.

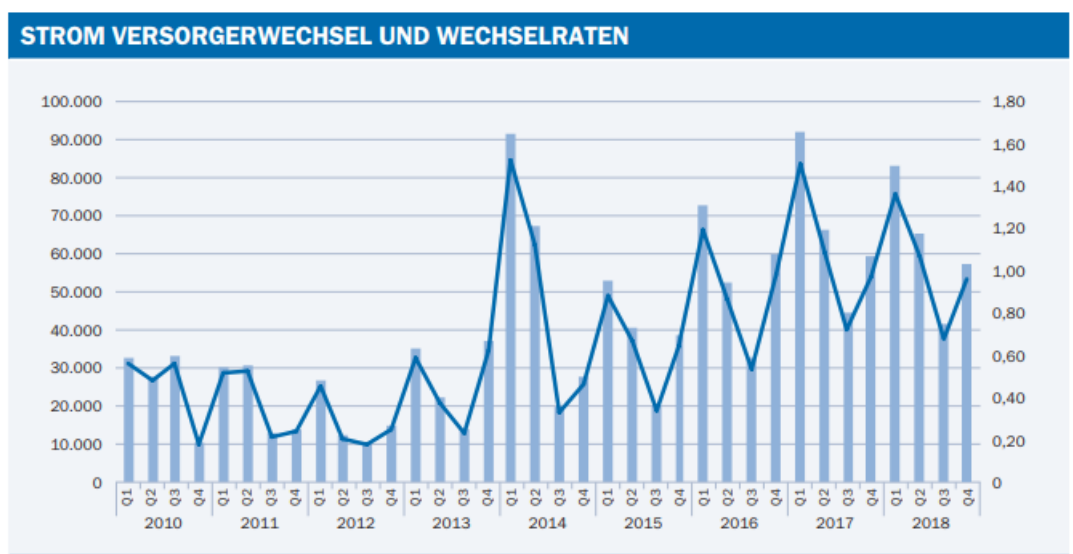


Abbildung 52
Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten

Quelle: E-Control

im österreichischen Durchschnitt nur geringfügig um 0,25% gesunken. Im Durchschnitt zahlen Haushalte für den Strombezug jährlich 708 EUR.

Die Ökostromförderkosten wurden das zweite Mal in Jahresfolge reduziert, sodass ein Durchschnittshaushalt im Jahr 2018 mit etwa 90 Euro um 10 Euro weniger als im Vorjahr für Ökostromförderung beiträgt.

Die Netzkosten haben sich je nach Netzbereich unterschiedlich entwickelt, in Linz sind sie um 2,3% und in Vorarlberg um 4,3% gesunken. In den restlichen Netzbereichen sind sie zwischen 0,4% und 11,4% gestiegen.

Einsparpotenzial Strom

Nachdem das maximale Einsparpotenzial bei einem Wechsel³ vom angestammten Stromlieferanten zum Bestbieter Mitte 2017 ein Allzeithoch erreichte, blieb es bis März 2018 auf ähnlichem Niveau. Danach sank das maximale Einsparpotenzial. Ein Haushaltskunde in Oberösterreich konnte sich beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter Anfang des Jahres 2018 bis zu 335 EUR im Jahr inkl. Neukundenratten ersparen, im November 2018 etwa 250 EUR. Auch für Kundinnen und Kunden des angestammten Lieferanten in Tirol, die sich bundesländerweit betrachtet beim Wechsel am wenigsten ersparen können, sank die mögliche Ersparnis (hier ohne Neu-

³ Musterhaushalt 3.500 kWh Stromverbrauch und 15.000 kWh Gasverbrauch.

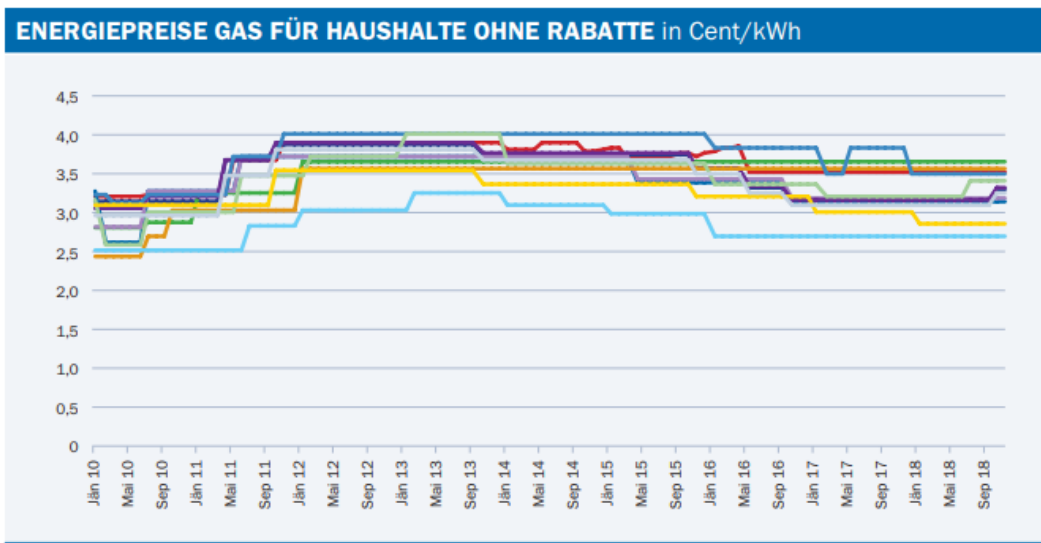


Abbildung 53
Energiepreise Gas für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

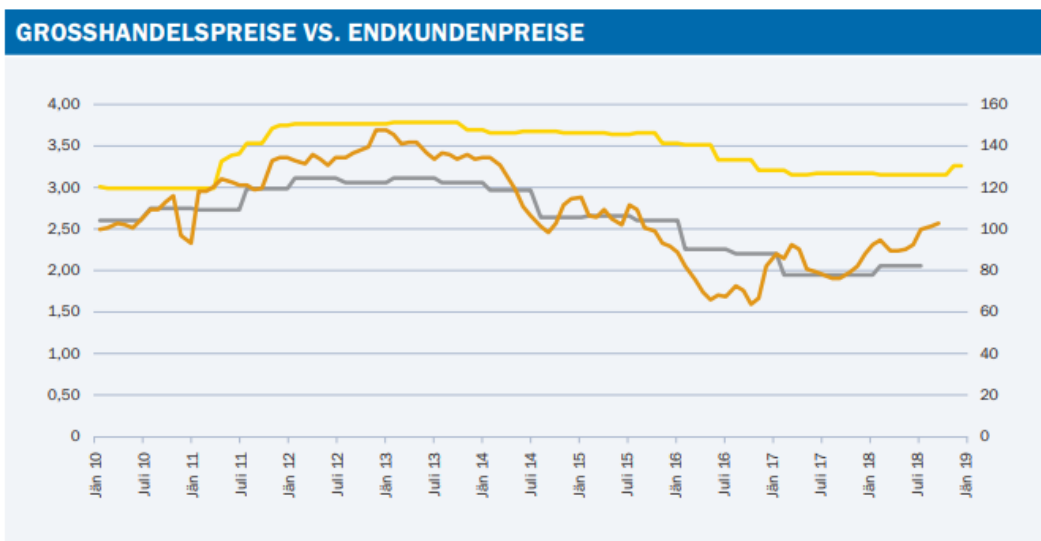


Abbildung 54
Großhandelspreise vs. Endkundenpreise

Quelle: E-Control, Statistik Austria

kundenrabatte), und zwar von 93 EUR auf 42 EUR (Abbildung 51).

Wechselraten Strom

Insgesamt wechselten im Jahr 2018 250.000 Kundinnen und Kunden ihren Stromlieferanten, darunter 210.000 Haushalte. Das sind nur um 12.600 Stromkunden weniger als im Vorjahr, das bisher die höchste Wechselrate seit Liberalisierungsbeginn hatte.

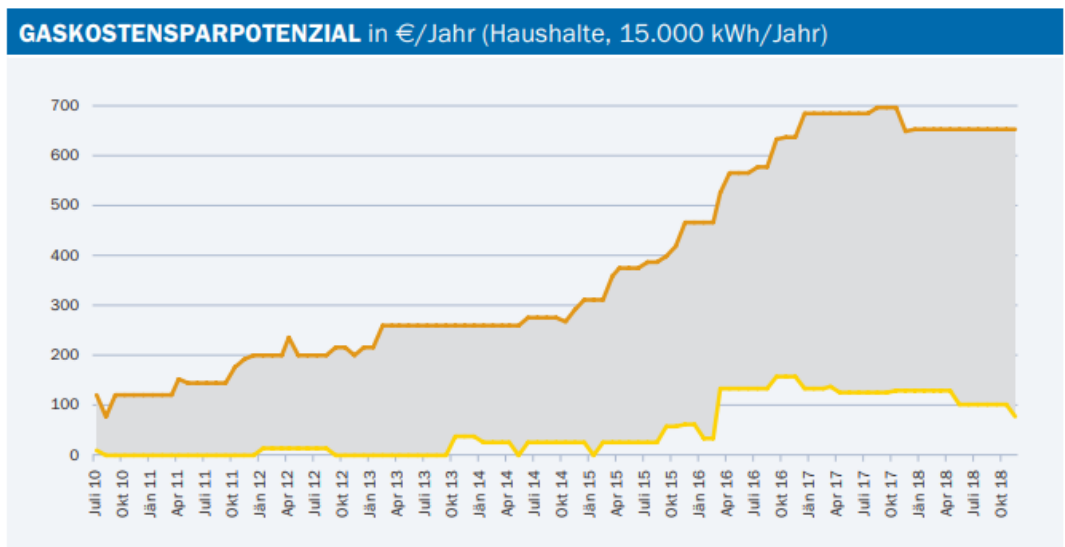
Endkundinnen und -kunden in Oberösterreich wechselten am häufigsten ihren Stromlieferanten (5,9%), gefolgt von Endkundinnen und -kunden in Kärnten (5,5%) und in Wien (4,9%, entspricht etwa 75.700 Endkundinnen und -kunden).

Gaspreise verschiedener Anbieter

Bei den Kundinnen und Kunden der angestammten Gasversorger in der Steiermark

(Energie Steiermark Kunden GmbH), Kärnten (KELAG-Kärntner Elektrizitäts- Aktiengesellschaft, Energie Klagenfurt GmbH), Tirol (TI-GAS-Erdgas Tirol GmbH) und Oberösterreich (Energie AG Oberösterreich Power Solutions GmbH), sind in den Jahren 2017 und 2018 die Preise unverändert geblieben, obwohl die Importerdgaspreise stark schwankten. Die Preisniveaus sind allerdings sehr unterschiedlich. Während bei TIGAS-Erdgas Tirol GmbH der Preis für Haushaltskundinnen und -kunden mit 2,69 Cent/kWh im österreichweiten Vergleich der angestammten Versorger am niedrigsten lag, zahlten Kundinnen und Kunden in Klagenfurt im Jahr 2018 einen wesentlich höheren Preis von durchschnittlich 3,67 Cent/kWh.

Während die VKW Vorarlberger Kraftwerke AG den Energiepreis für Haushaltskundinnen und -kunden im Februar 2018 von 3,1 auf 2,86 Cent/kWh senkte (für Durchschnitts-



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Abbildung 55
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

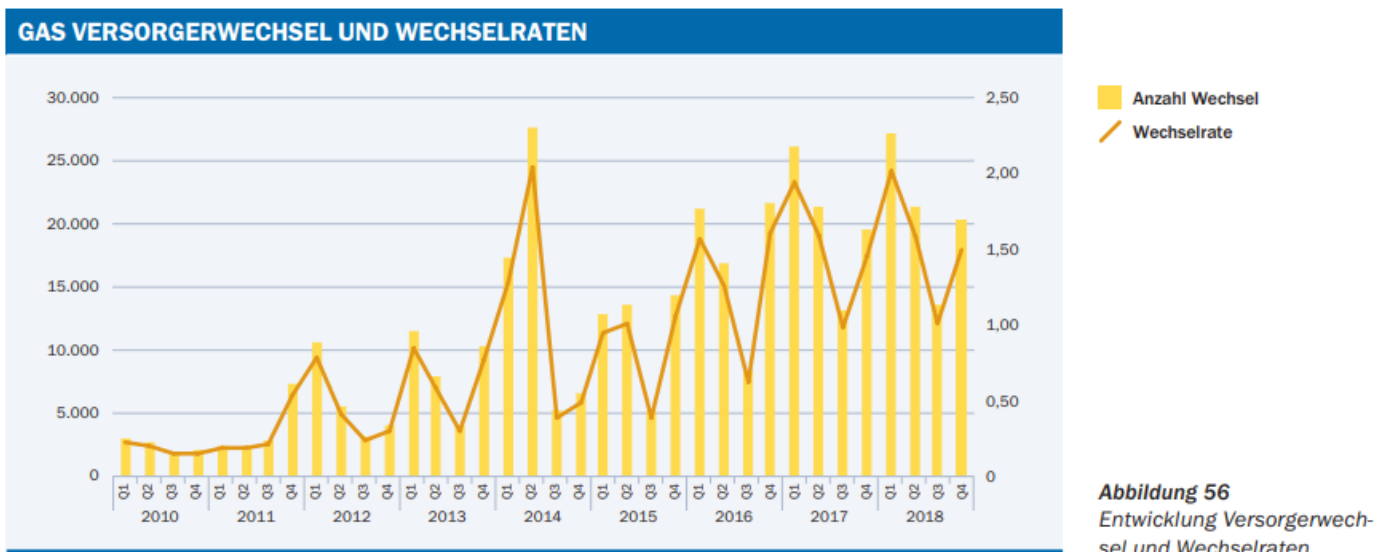


Abbildung 56
Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten

Quelle: E-Control

haushalt Kostensenkung von brutto 27 Euro pro Jahr), erhöhten die Unternehmen der Energie Allianz (Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, EVN Energievertrieb GmbH & Co KG EVN und WIEN ENERGIE Vertrieb GmbH & Co KG), Linz Gas Vertrieb GmbH & Co KG sowie Salzburg AG ihre Preise in der zweiten Hälfte 2018 um 4,8 und 8,6% (Kostenanstieg um 27 bis 38 Euro pro Jahr) (Abbildung 53).

Die günstigsten Energiepreise ohne Neukundenrabatte waren bei nicht angestammten alternativen Anbietern gegeben und lagen Anfang des Jahres 2018 bei 1,98 Cent/kWh (Grünwelt Energie GmbH), um gegen Ende des Jahres auf 2,5 Cent/kWh zu steigen (easy green energy GmbH & Co KG). Bei Nutzung von Neukundenrabatten mit entsprechenden Bindefristen wurde Erdgas für Haushaltskun-

dinnen und -kunden in Klagenfurt von redgas GmbH um nur 0,04 Cent/kWh im ersten Lieferjahr angeboten.

Für Anfang 2019 wurden Preiserhöhungen für Bestandskundinnen und -kunden von TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (6%, brutto Kostensteigerung für Durchschnittshaushalt von 63 Euro pro Jahr), VKW Vorarlberger Kraftwerke AG (7% brutto Kostensteigerung von 36 Euro pro Jahr) sowie von SWITCH Energievertriebsgesellschaft m.b.H. (20%, Kostensteigerung etwa 90 Euro pro Jahr) angekündigt.

Gesamtpreisentwicklung Gas

Die Netzpreise⁴ wurden Anfang des Jahres 2018 in allen Netzbereichen, ausgenommen im Burgenland, gesenkt. Am meisten profitierten

⁴ Der Netzpreis beinhaltet Netznutzungs- und Netzverlustentgelt und Messentgelt.

davon Haushalte in der Steiermark und Graz, wo die Senkung fast 13% betrug, dagegen war im Burgenland ein Plus von fast 8% zu verzeichnen.

Im Durchschnitt sind die Gesamtkosten Gas für einen Haushaltskunden im Jahr 2018 im Vergleich zum Vorjahr gering gesunken, nämlich um 1%.

Einsparpotenzial Gas

Beim Gasbezug war die Ersparnis beim Wechsel vom regionalen zum bestbietenden alternativen Lieferanten für einen Musterhaushalt⁵ mit 652 EUR inkl. Neukundenrabatten am höchsten in Klagenfurt. Bis Ende 2018 ist sie konstant geblieben. Für einen Haushalt in Tirol

ist die Ersparnis ohne Neukundenrabatte von 130 EUR im Januar auf 76 EUR/a im Dezember stark zurückgegangen (Abbildung 55).

Wechselraten Gas

Die Wechselraten 2018 erreichten mit 82.500 (77.700 Haushalte) gewechselten Zählpunkten (6,1% aller Gaskundinnen und -kunden) ihr Allzeithoch seit der Marktliberalisierung. Dies ist ein Plus gegenüber dem Vorjahr von 2.200 Zählpunkten. Die Wechselrate im Haushaltskundenbereich stieg in absoluten Zahlen am meisten in Wien (40.140 Gaskundinnen und -kunden) und Niederösterreich (19.150 Gaskundinnen und -kunden) (Abbildung 56).

Vermittler

Neben den herkömmlichen Anbietern sind in den letzten Jahren auch einige Vermittler in den Strom- und Gasanbietermarkt eingetreten.

Die Energiekosten-Stop-Aktion des Vereins für Konsumenteninformation (VKI) wurde auch im Jahr 2018 fortgesetzt. Durch ihr Konzept, für eine größere Gruppe von Endkundinnen und -kunden gemeinsam Strom bzw. Gas einzukaufen, und ihre intensive Werbung unter ihren Mitgliedern, wurden sehr viele Kundinnen und Kunden erreicht, die sich bis dahin nicht aktiv am Markt beteiligt hatten. Im Herbst 2017 startete die fünfte Energiekosten-Stop-Aktion des VKI mit Ausschreibung und Auswahl des Bestbieters Anfang 2018. Im Rahmen dieser Aktion wurden insgesamt 14.000 Strom- und

7.000 Gaslieferverträge abgeschlossen, mit der easy green energy als Stromlieferant und gasdiskont.at als Gaslieferant.

Ein wesentlicher Marktplayer, der sich etabliert hat, ist durchblicker.at, eine Preisvergleichsplattform, die 2013 in ihrem Portfolio auch die Vergleiche von Strom- und Gasprodukten beinhaltet. Laut Angaben von durchblicker.at haben Haushaltskundinnen und -kunden über diese Plattform im Jahr 2018 ca. 70.000 Strom- und Gaslieferverträge abgeschlossen.

Seit Sommer 2016 ist die Post AG ein Akteur am Strom- und Gasmarkt für Haushaltskundinnen und -kunden. Mit ihrem Energiekostenrechner bietet die Post in ihren Filialen

⁵ Musterhaushalt 15.000 kWh/a Gasverbrauch

ein Wechselservice inklusive Beratung vor Ort, das vor allem für Offline-Kundinnen und -Kunden eine Hilfe anbietet. Der Rechner ist auch als Teil des Online-Services verfügbar. Im Jahr 2018 wechselten ca. 40.000 Haushalte ihren Strom- oder Gaslieferanten durch die Beratungen in den Post-Filialen.

In der zweiten Hälfte 2018 hat eine neue Strom- und Gasvergleichsplattform, compera.at, gestartet. Die [compera GmbH](http://compera.at) ist ein Joint

Venture der M Capital GmbH & Co. KG (Investment-Arm der deutschen Montana Gruppe) und der eins+null GmbH & Co. KG, einem Software-Unternehmen aus Regensburg, spezialisiert auf die Energiebranche. Anfang 2018 startete ein neues Service namens Energy Hero der Firma DIGITAL HERO GMBH, das gegen eine jährliche Gebühr die angemeldeten Kundinnen und Kunden im Haushaltskundenbereich automatisch zum besten Produkt wechselt.

Informationsstelle für Markteintritt

Seit einigen Jahren steht die E-Control verstärkt Anfragen zu den regulatorischen Erfordernissen beim Eintritt in den österreichischen Strom- und Gasmarkt gegenüber. Vor drei Jahren wurde hierzu die Informationsstelle zum Markteintritt eingerichtet. Dort werden Fragestellungen, die bei Interesse für einen Markteintritt – ob als Händler oder Endkundenlieferant im Strom- und Gasmarkt – auftreten, rasch beantwortet. Je nach Komplexität wird die Beantwortung über unterschiedliche Kommunikationskanäle durchgeführt.

Standardmäßige und häufige Fragestellungen werden mittels schriftlicher Leitfäden zu den fünf häufigsten Varianten des Markteintritts beantwortet. Diese Unterlagen werden zeitnah zu den regulatorischen Änderungen – in Abstimmung mit den involvierten Marktteilnehmern – aktualisiert und auf der Website der E-Control veröffentlicht. Der Webbereich bietet zudem weitere Zusatzinformationen

über österreichische Gegebenheiten und dient als wertvolle Entscheidungsgrundlage für den Markteintritt.

Spezifische und komplexere Fragestellungen tauchen häufig bei konkreten, oft auch innovativen Geschäftsideen auf. Für diese Fälle können sich Interessenten an die E-Mail-Adresse entry.info@e-control.at wenden. Die Markteintrittsstelle der E-Control koordiniert abteilungs- und marktteilnehmerübergreifend die Beantwortung dieser Auskunftsersuchen. Sie erfolgt je nach Bedarf schriftlich oder in Form eines Arbeitsgesprächs. Somit werden die erforderlichen E-Control-internen (und -externen) Kommunikationsabläufe zum Thema Markteintritt optimiert und gestrafft und gleichzeitig der Unternehmensaufwand in der Informationsbeschaffung zum Markteintritt reduziert. Die eigentlichen behördlichen Abläufe können durch diese Informationsarbeit deutlich verkürzt werden.

Im Jahr 2018 wiesen die Leitfäden zum Markteintritt nach wie vor eine rege Nutzung auf. Direkt an das Team der Informationsstelle wendeten sich insgesamt 53 Interessenten mit spezifischen Fragestellungen zum Eintritt als Händler- und/oder Endkundenlieferant im Strom- oder Gasmarkt. Fragen über den Gasmarkt waren dabei mit 26 Interessenten ähnlich hoch wie über den Strommarkt (27). Rund ein Fünftel der Anfragen kamen wie im Vorjahr von Dienstleistern, die Teile der Wertschöpfungskette als Dienstleistungen an eintretende Marktteilnehmer anbieten.

Die Interessenten selbst kamen aus insgesamt 13 Ländern, wobei aus Österreich und Deutschland nahezu zwei Drittel stammten. Manche Unternehmen waren bereits am ös-

terreichischen Strom- oder Gasmarkt tätig und hatten detailliertere Fragen für eine geplante Expansion. Die Mehrheit, nämlich 30 Unternehmen, waren jedoch völlig neu am österreichischen Markt. Von den insgesamt 53 Eintrittsinteressenten haben im Jahr 2018 mit 24 knapp die Hälfte mit der Umsetzung ihres Eintrittsvorhabens begonnen und setzten erste behördliche Schritte.

Im Jahr 2018 konnten 23 Interessenten ihren Markteintritt finalisieren. Die Mehrheit (18 Interessenten) wurden im physischen Handel von Strom oder Gas aktiv. Für Großkunden kam ein neuer Gaslieferant am Markt hinzu. Kleinkundinnen und -kunden, also Haushalte und Kleingewerbe, erhielten im Jahr 2018 für Strom einen neuen und für Gas drei neue Anbieter.

Konsumentenschutz

KENNZAHLEN DES MONITORING KONSUMENTENSCHUTZ, 2017		
Kennzahl	Strom NB/Strom L	Gas NB/Gas V
ZP	6.121.607 (HH 4.934.826)	1.347.685 (HH 1.219.705)
Anfragen	2.950.274/1.339.971	1.193.545/659.657
Beschwerden	14.916/20.994	4.985/3.859
Letzte Mahnungen	150.729/168.128	31.816/30.917
Grundversorgung	748	67
Prepaymentzähler	3.539	115
Abschaltungen	43.481 (0,7%)	4.016 (0,3%)
... bei Aussetzung	16.751	1.669
... bei Vertragsauflösung	26.730	2.347
Wiederaufnahmen	16.384	1.770

Abbildung 57
Kennzahlen des Monitoring
Konsumentenschutz, 2017

Quelle: E-Control

Zum Thema Endkundenmarkt und Konsumentenschutz erhebt die E-Control aufgrund der Monitoring-Verordnungen für Strom (EMo-V) und Gas (GMO-VO) wesentliche Informationen über die Anzahl von Anfragen und Beschwerden an Energieversorgungsunternehmen, letzte Mahnungen, Berufung auf die Pflicht zur Grundversorgung, Prepaymentzähler, Grundversorgung-Abschaltungen bei Verletzung vertraglicher Pflichten und Wiederaufnahmen der Belieferungen nach Aussetzung (vgl. Abbildung 57).

Die Ergebnisse zeigen keine wesentlichen Veränderungen gegenüber den Vorjahren. Die Anzahl der Beschwerden im Vergleich zur Anzahl an Anfragen weist generell und durchgehend für Strom und Gas einerseits und Netzbetreiber und Versorger andererseits darauf hin, dass die Servicequalität der Energieversorgungsunternehmen hoch ist. Doch hier ist Vorsicht geboten, da einige Unternehmen sehr restriktiv mit dieser Meldung umgehen, wie Rückfragen an mehr als 50 Unternehmen zeigen. Wie auch bei den letzten Mahnungen überrascht dieses Ergebnis etwas, da Netzbetreiber in etwa gleich viele Beschwerden melden wie Lieferanten – obwohl Letztere viel häufiger in direktem Kontakt mit Kundinnen und Kunden stehen als Netzbetreiber. Grundversorgung und Prepaymentzähler bleiben Randerscheinungen, insbesondere im Vergleich zur Anzahl von Abschaltungen. Rückmeldungen der Lieferanten deuten an, dass diese bei Nichtzahlung zwar oft Kulanz gewähren, über die Möglichkeiten der Grundversorgung ihre Kundinnen und Kunden aber

nicht aktiv informieren. Betreffend Abschaltungen zeigt sich, dass mehr Unternehmen, insbesondere alternative Lieferanten, aber nicht ausschließlich solche, bei Nichtzahlung den Weg der Vertragsauflösung suchen, anstatt über die Aussetzung der Belieferung die Zahlung zu forcieren. Ob es sich hierbei um einen Trend handelt, bleibt weiterhin zu beobachten – die Abschalttrate selbst erscheint allerdings relativ stabil und beläuft sich 2017 wieder auf unter 1%, genauer 0,7% bei Strom und 0,3% bei Gas.

Um die Wirksamkeit von bestehenden Maßnahmen besser beurteilen zu können, unternimmt die E-Control neben den quantitativen Auswertungen auch andere Schritte, um mehr über deren Wirkung zu erfahren. So sind im Jahr 2018 Anstrengungen unternommen worden, dem Recht auf die Berufung zur Pflicht zur Grundversorgung (§§77 EIWOG und 124 GWG 2011) nachzugehen. Gerade weil die statistisch bekannten Daten ein grobes Missverhältnis zwischen Berufungen auf die Grundversorgung und durchgeführte Abschaltung wegen Verletzung vertraglicher Pflichten attestieren, bestehen Zweifel, ob Erstere ein taugliches Schutzinstrument sei. Aus der qualitativen Betrachtung wirkt die Grundversorgung vorrangig durch ihren abschreckenden Charakter aufgrund des darin enthaltenen Kontrahierungszwangs. Schon deswegen kann begründet vermutet werden, dass Energieunternehmen ihren zahlungsunfähigen Kundinnen und Kunden offener gegenüberstehen und eher zu Kulanzlösungen, wie z.B. zu Zahlungsplänen bereit sind.

Allerdings ist es auch sehr wahrscheinlich, dass die Wirkung der Grundversorgung durch Erhöhung ihrer Bekanntheit stark gesteigert werden könnte. Nicht zuletzt würde auch die Schaffung eines Prozesses zur einheitlichen

Abwicklung der Kommunikation zwischen den Marktteilnehmern im Rahmen der Grundversorgung eine Verbesserung bringen, genauso wie eine (punktuelle) Nachschärfung und Klarstellung im Gesetz.

Instrumente für Preisvergleiche

TARIFKALKULATOR

Die E-Control hat den gesetzlichen Auftrag, Strom- bzw. Erdgaspreisvergleiche für Haushalte und Gewerbebetriebe bereitzustellen. In die Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten, Systemnutzungsentgelte sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben eingepflegt.

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

Über einen Freigabeprozess werden seitens der E-Control alle Änderungen und Neueintragen von Lieferanten vor dem Erscheinen im Tarifkalkulator geprüft und danach freigegeben oder abgelehnt.

Mit mehr als einer halben Million Abfragen⁶ im Jahr ist der Tarifkalkulator eine der meistgenutzten Applikationen der E-Control.

Im November 2018 wurde eine Tarifkalkulator-Infoveranstaltung für die Branche organisiert, an der rund 30 Strom- und Gas-Anbieter und einige Interessenvertretungen teilgenommen haben. Ziel war es, den Marktteilnehmern die Erfahrungen aus dem ersten Jahr des neuen Tarifkalkulators zu präsentieren, Einblicke in andere, internationale Energiemärkte zu bieten und einen Austausch mit und innerhalb der Branche über neue Trends, Technologien und Produkte am Retailmarkt anzuregen.

Nachdem im Oktober 2017 ein vollständiger Relaunch der Applikation erfolgt war, wurden im Laufe des Jahres 2018 weitere technische Optimierungen und Anpassungen durchgeführt. Unter anderem wurde ein modernes Auswertungstool für die Datenanalyse sowie ein Monitoringsystem auf Basis von Google Analytics implementiert. Weitere Anpassungen im Bereich UI (User Interface) wurden vorbereitet und programmiert. Diese werden in der ersten Hälfte 2019 online gehen.

Beim ebenfalls 2017 erneuerten Gewerbe-Tarifkalkulator, der auch kleinen und mittleren

⁶ Unter einer Abfrage im Tarifkalkulator ist die Durchführung eines Preisvergleichs durch das Betätigen der Taste „Abfrage starten“ gemeint.

Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gasktarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, musste ein merklicher Rückgang verzeichnet werden. Wurde die Applikation 2017, vor allem in direkter Folge des Relaunches und der damit einhergehenden Berichterstattung, noch rund 30.000-mal aufgerufen, so geschah dies 2018 nur noch gut 18.000-mal.

Erfasste Energielieferanten

Ende 2018 waren insgesamt 165 Unternehmen im Tarifkalkulator registriert und konnten ihre Produkte einpflegen und ändern. Den Verbraucherinnen und Verbrauchern standen zu diesem Zeitpunkt ca. 2.600 Strom- bzw. Gas-Produkte zum Vergleich zur Verfügung. Davon wurden 1.200 dieser Pro-

dukte aktiv am Markt angeboten, das heißt, Verbraucherinnen und Verbraucher konnten Lieferverträge für diese abschließen. Die restlichen 1.400 Produkte sind sogenannte „Bestandskundenprodukte“, also Produkte, für die Kundinnen und Kunden laufende Verträge haben, die aber für potenzielle Neukundinnen und -kunden nicht mehr angeboten werden.

Im Jahr 2018 wurden von den Lieferanten 5.200-mal Produkte in der Tarifkalkulator-Datenbank geändert oder neu eingepflegt, von der E-Control geprüft und anschließend freigegeben. Ein deutlicher Anstieg im Vergleich zu den Vorjahren. Auf nur 33 von insgesamt 165 Unternehmen entfielen mehr als 80% aller Freigaben. Gar keine Änderungen gab es bei 29 Lieferanten.

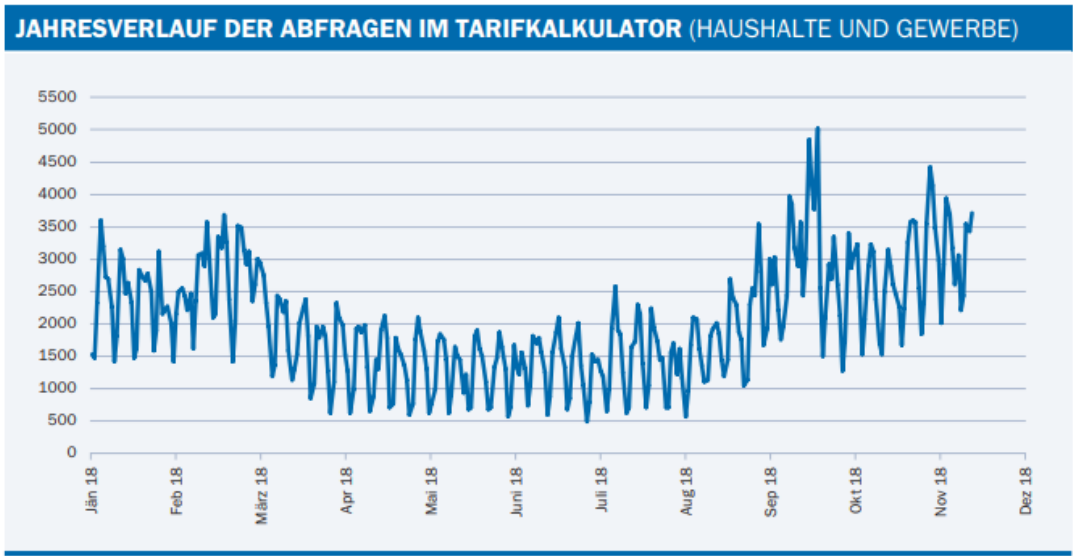


Abbildung 58
Gesamter Jahresverlauf der Abfragen im Tarifkalkulator (18.01.2018–31.12.2018)

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

Nutzeranalyse

Seit Januar 2018 nimmt die E-Control ein vertieftes Monitoring der Abfragen und des Nutzerverhaltens im Tarifkalkulator vor. Aus dem Jahresverlauf der Abfragen (Abbildung 58) geht hervor, dass die Abfrageanzahl stark vom Wochentag sowie der Jahreszeit abhängig ist. Die meisten Abfragen finden in den ersten drei Wochentagen statt, danach reduzieren sie sich etwas, um am Samstag ein Tief zu erreichen und sich am Sonntag wieder leicht zu erholen. Saisonal betrachtet, sind die stärksten Monate von September bis zum Jahresende sowie Februar und März. In diesen Monaten, vor allem am Beginn der Heizsaison, befassen sich die Verbraucherinnen und Verbraucher am meisten mit dem Thema Energie. In der Regel werden die meisten Preisänderungen seitens der Lieferanten im Herbst oder Frühling durchgeführt,

worüber häufig auch in den Medien berichtet wird. Eine große Auswirkung auf die Abfrageanzahl haben auch einzelne Werbeaktionen von Lieferanten, vor allem wenn das Fernsehen als Werbeträger dient. In den letzten Jahren haben auch die medialen Kampagnen des VKI (Energiekosten-Stop-Aktionen) sowie die einzelnen Presseaktivitäten der E-Control zu Ausschlägen bei den Abfragen beigetragen. So wurden beispielsweise 2018 die Spitzenwerte Anfang Oktober erreicht, als in den Medien besonders stark über die Auswirkungen der Preiszonentrennung zwischen Deutschland und Österreich sowie über Preiserhöhung seitens einiger großer Lieferanten berichtet wurde.

Ungefähr die Hälfte aller Abfragen (Abbildung 59) kommt aus Wien, somit nutzen die Wiener Kundinnen und Kunden im Verhältnis zu

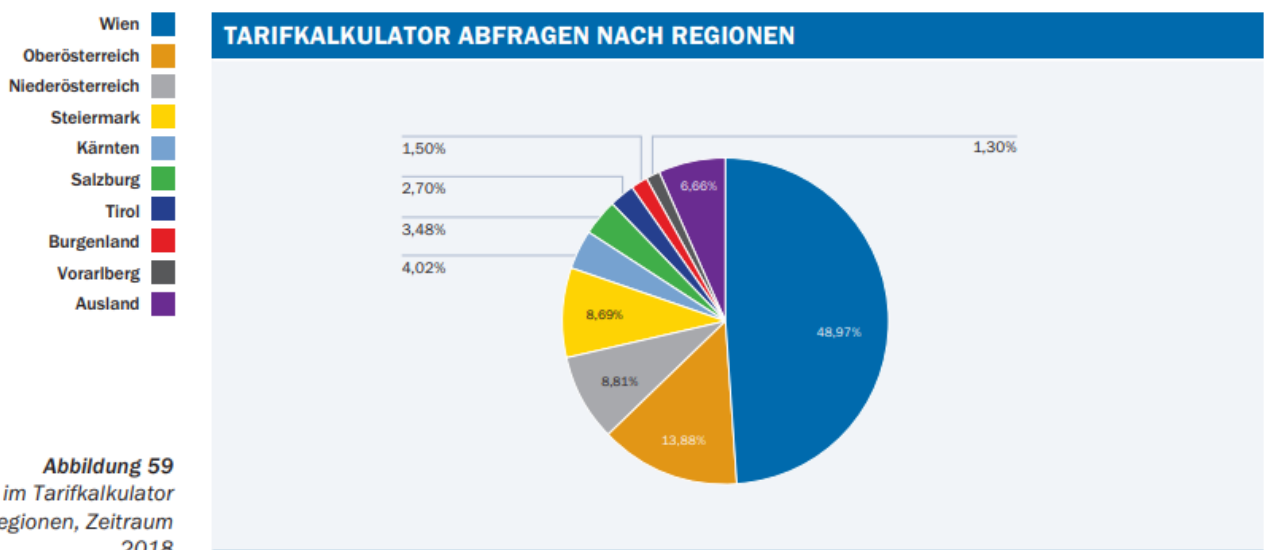


Abbildung 59
Abfragen im Tarifkalkulator
nach Regionen, Zeitraum
2018

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

TARIFKALKULATOR ABFRAGEARTEN (STROM) in %

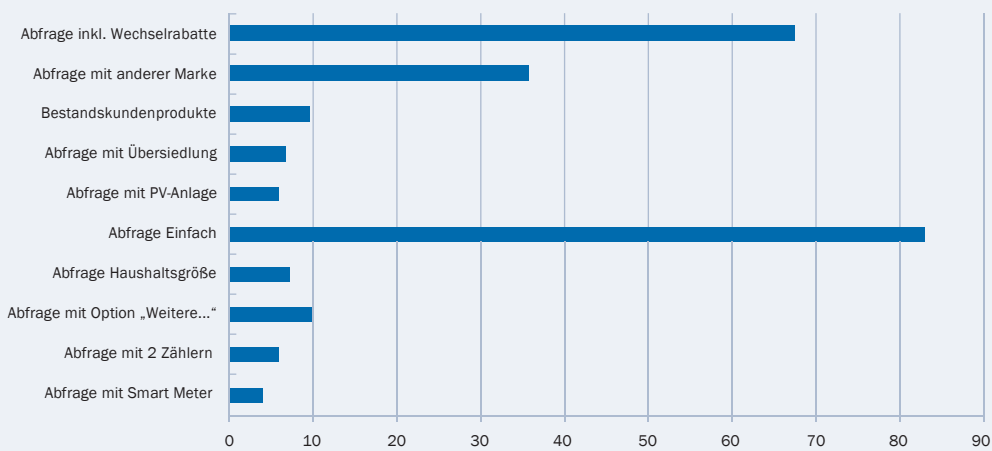


Abbildung 60
Tarifkalkulator – Arten
der Stromabfragen,
1Q–3Q/2018

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

TARIFKALKULATOR FILTEROPTIONEN (STROM) in %

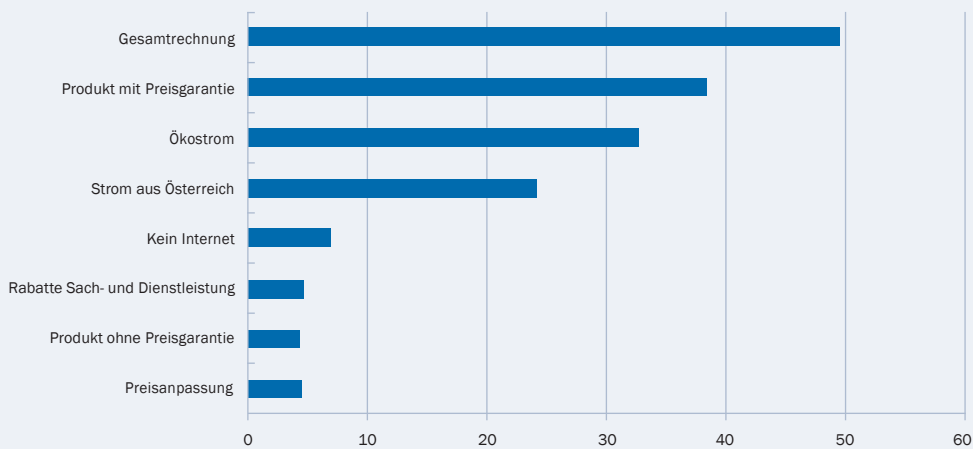


Abbildung 61
Tarifkalkulator – Filter-
optionen für Ergebnisse
Strom, 1Q–3Q/2018

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

ihrem Anteil an der Gesamtzahl der Haushaltskundinnen und -kunden (Strom und Gas) den Tarifikalkulator überproportional. Kundinnen und Kunden aus Oberösterreich und Kärnten sind entsprechend ihren Marktanteilen verhältnismäßig vertreten, dagegen jene aus Niederösterreich und Tirol deutlich unterrepräsentiert. 7% aller Abfragen kommt aus dem Ausland, vor allem aus Deutschland.

Drei Viertel aller Abfragen entfallen auf Stromkundinnen und -kunden, rund ein Viertel auf Gaskundinnen und -kunden. Der Anteil jener Nutzerinnen und Nutzer, die vor einer Abfrage aktiv die Mitberechnung der Neukundenrabatte wegschalten, lag über das ganze Jahr hinweg weitgehend gleichbleibend bei knapp einem Drittel. Fast 36% der Abfragen wurden mit einer anderen Marke als der des defaultmäßig vorgeschlagenen angestammten Lieferanten durchgeführt. Es ist davon auszugehen, dass es sich hier um jene Kundinnen und Kunden handelt, die bereits mindestens einmal ihren Lieferanten gewechselt haben (Abbildung 60).

Bei 6% der Stromabfragen interessierten sich die Nutzerinnen und Nutzer für Angebote mit PV-Überschusseinspeisung. Immerhin bei 4% der Stromabfragen haben die Nutzerinnen und Nutzer die Option Smart Meter ausgewählt, wobei die meisten dieser Nutzerinnen und Nutzer auch eine PV-Anlage haben.

Im Tarifikalkulator können Strom- und Gaskundinnen und -kunden gezielt nach passen-

den Angeboten suchen, indem sie Filtermöglichkeiten nutzen. So wurde bei der Hälfte aller Ergebnisse explizit nach Angeboten mit Gesamtrechnung gesucht und in 38% der Fälle nach Produkten mit Preisgarantie. Auch die neue Möglichkeit, die Ergebnisliste auf Produkte mit „Strom aus Österreich“ einzuschränken, wurde gut aufgenommen. Rund ein Viertel nutzte diese Option (Abbildung 61).

Preismonitor

Die E-Control erstellt auf Basis der Tarifikalkulator-Daten monatliche Preismonitore, die den Bestbieter pro Region, mit und ohne Neukundenrabatte und das entsprechende Ersparnispotenzial beim Wechsel vom Standardprodukt des regionalen Lieferanten zu jenem günstigsten Angebot, darstellen. In etwas anderer Form werden diese Preisreports auch für das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) erstellt (Abbildungen 62 und 63).

Auf der Website der E-Control werden monatlich auch Preisinformationen für Gewerbe veröffentlicht (Abbildungen 64 und 65).

KMU ENERGIEPREIS-CHECK

Die Applikation KMU Energiepreis-Check funktioniert nach dem Prinzip „Kunden informieren Kunden“ und ist 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 anwendbar. Für diese Kundengruppe gibt es seitens der Lieferanten keine Standardprodukte

PREISMONITOR STROM – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

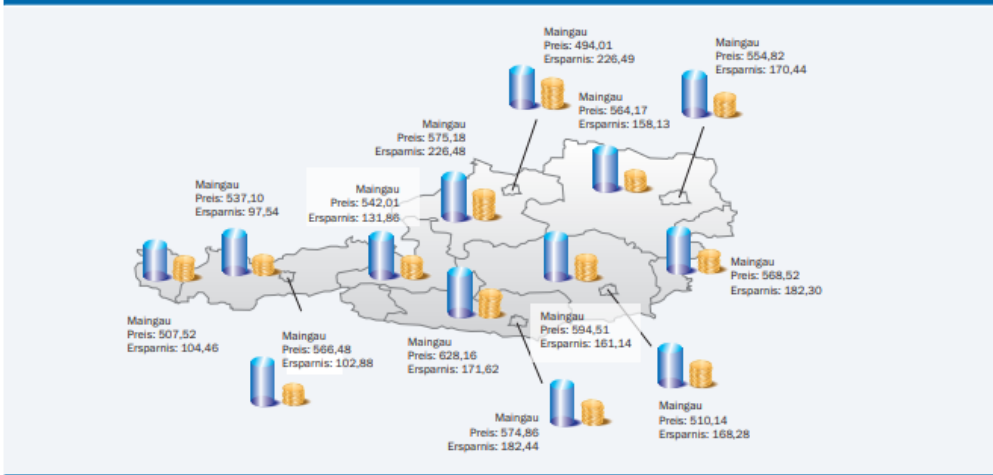


Abbildung 62
Preismonitor Strom – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2018

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

PREISMONITOR GAS – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

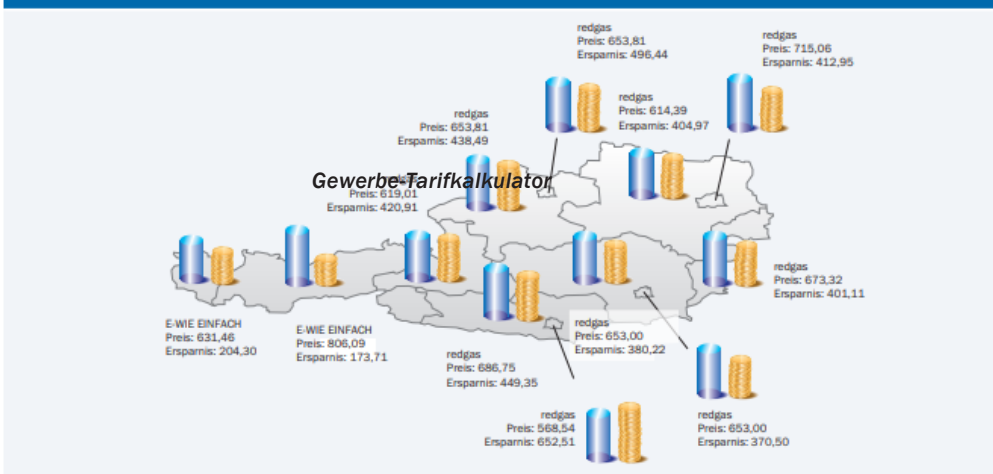


Abbildung 63
Preismonitor Gas – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2018

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

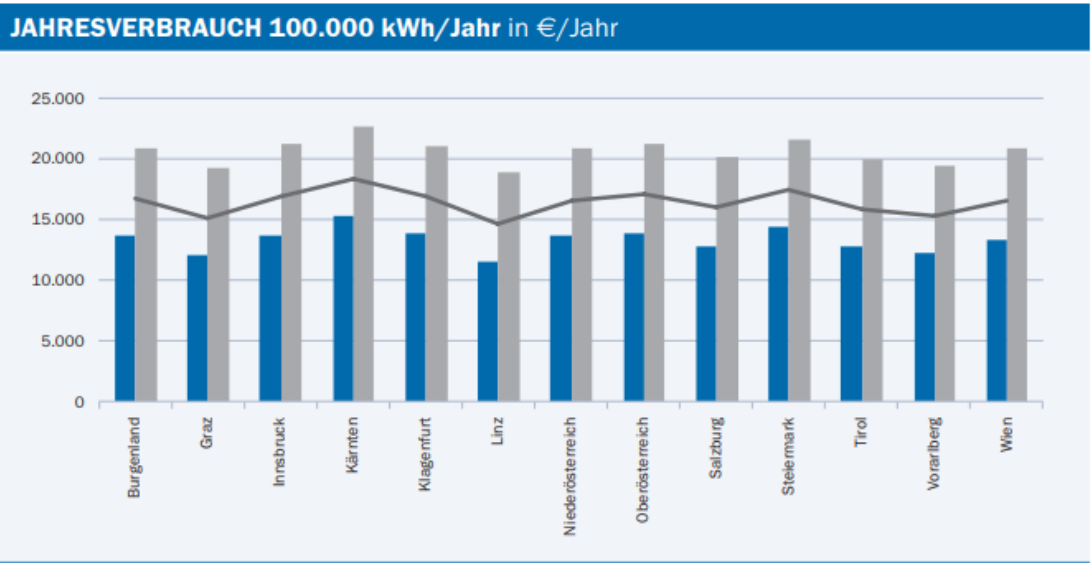


Abbildung 64
Strompreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2018)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

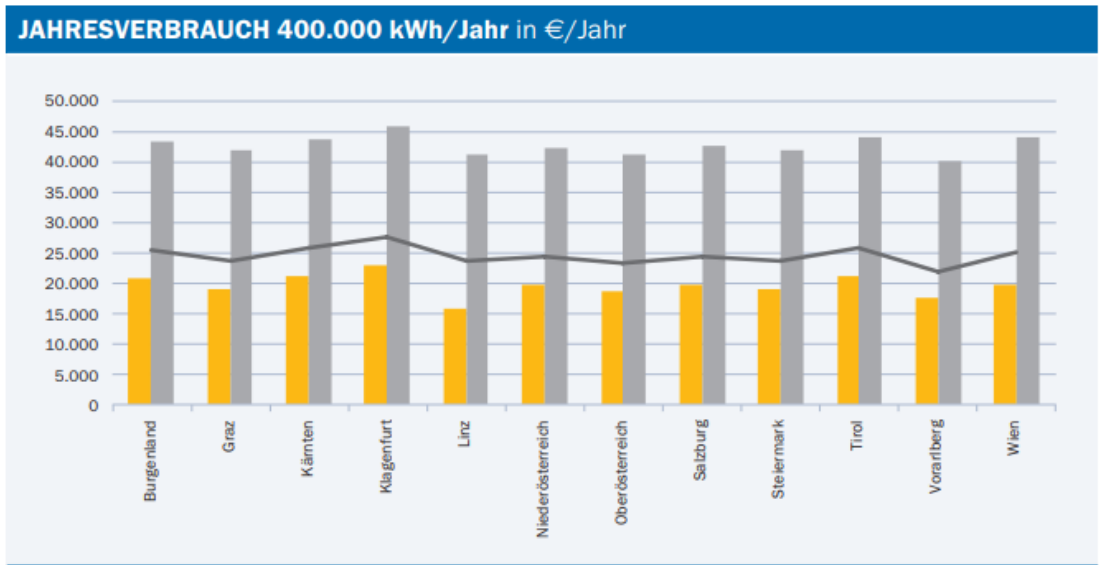


Abbildung 65
Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (November 2018)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

mehr, Energiepreise werden frei verhandelt. Der KMU Energiepreis-Check bietet diesen Kundinnen und Kunden eine Orientierung, ob ein Kostenangebot im Vergleich mit den Preisen, die Gewerbetreibende vergleichbarer Branchen abgeschlossen haben, eher günstig oder eher teuer erscheint. 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.

Die Besuchszahlen dieser Applikation gingen von knapp 10.000 in 2017 auf nur mehr 1.800 in 2018 und mithin um über 80% zurück. Einmal mehr zeigt sich hier, dass selbst schon länger etablierte Serviceangebote ohne fortlaufende Bewerbung respektive Öffentlichkeitsarbeit rasch bei den potenziellen Nutzerinnen und Nutzern wieder in Vergessenheit geraten.

SPRITPREISRECHNER UND LADESTELLENREGISTER

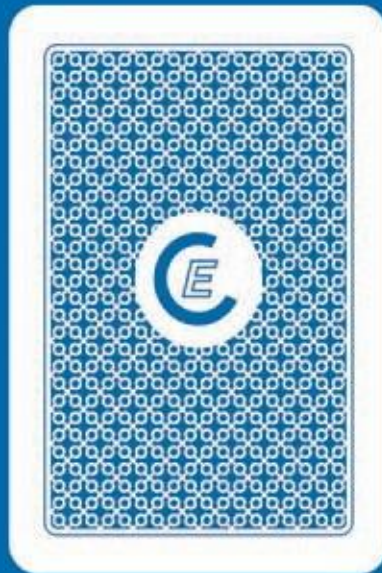
Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2018 erneut der Initiative des Wirtschaftsministeriums eingeführte Spritpreisrechner. Im Mai 2018 wurde dieser Service einem technischen und optischen Relaunch unterzogen, vor allem, um auch hier noch besser die mobile Nutzung zu unterstützen. Mit dem Spritpreisrech-

ner haben sich im vergangenen Jahr rund 2,3 Millionen Mal Autofahrerinnen und -fahrer unter www.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

Im ersten Halbjahr 2019 wird als zukunftsweisende Neuerung das österreichische Strom-Ladestellenverzeichnis in die bestehende Applikation integriert, um der nunmehr zusehends Fahrt aufnehmenden E-Mobilität gerecht zu werden. Das Strom-Ladestellenverzeichnis entsteht unter der Federführung des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus.

Die E-Control beteiligt sich in diesem Zusammenhang an dem von der Europäischen Kommission ausgeschriebenen Projekt zu „Data collection related to recharging/refuelling points for alternative fuels and the unique identification codes related to e-Mobility actors“. Die E-Control ist per Gesetz zur Implementierung eines Ladepunktereisters für E-Mobilität verpflichtet. Mit der Teilnahme am Projekt erwartet sich die E-Control aktive Mitsprache- und Gestaltungsmöglichkeit bei der Errichtung eines europäischen, einheitlichen Systems, welches mit nationalen Daten gespeist wird.





ENDKUNDENBERATUNG

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

gie-Hotline der E-Control steht zu ihren Öffnungszeiten für telefonische Anfragen bereit. Schriftlich können die Konsumentinnen und Konsumenten ihre Anliegen per E-Mail, E-Control-Webformular oder über die „Frag‘ doch die E-Control“ Online-Plattform einbringen. Zusätzlich bietet die E-Control im Internet und über Social Media Informationen für Endkundinnen und -kunden an.

Energie-Hotline

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 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. Neben dem Service-Kernteam stehen auch die Expertinnen und Experten der Fachabteilungen für schriftliche und telefonische Rückfragen und spezifischere Auskünfte zur Verfügung. Im Jahr 2018 wurden ca. 5.900 Anrufe von der Energie-Hotline entgegengenommen und bearbeitet. Außerdem wurden 1.360 Anfragen schriftlich an die E-Control gerichtet.

Auch an der Energie-Hotline ist deutlich geworden, dass es Bewegungen auf dem Strom- bzw.

Gasmarkt gibt. Neue Marktteilnehmer, eine immer größer werdende Produktvielfalt sowie alternative Vermarktungs- bzw. Vertriebskanäle malen im Jahr 2018 ein buntes Bild. Die bereits angekündigten Preiserhöhungen verschiedenster Unternehmen wecken das Interesse vieler Konsumentinnen und Konsumenten an einem Lieferantenwechsel. Beratung und Unterstützung bei der Verwendung des Tarifkalkulators gehören hier ebenso zum Serviceangebot der Energie-Hotline wie ein schneller Check der Strom- oder Gasrechnung, den viele Menschen in Anspruch nehmen.

Die an die E-Control herangetragenen Anliegen werden bearbeitet und analysiert. Als Erstanlaufstellen können so Trends erkannt oder etwaige Missstände rasch aufgeklärt werden. Dabei arbeitet das Kernteam der Energie-Hotline eng mit den Fachabteilungen und der Schlichtungsstelle zusammen und tauscht Informationen aus. Dadurch wird gewährleistet, dass rasch Hilfe angeboten werden kann.

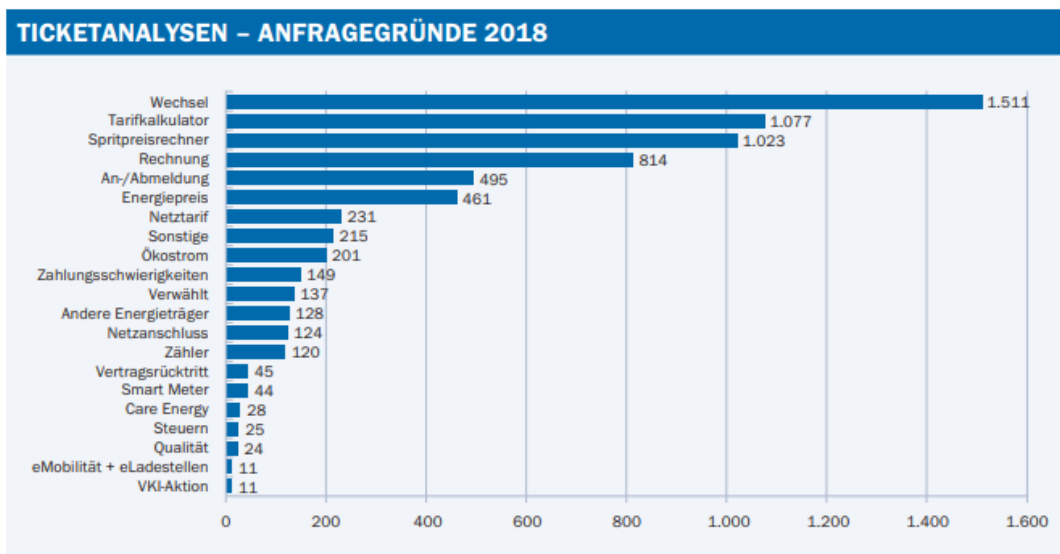


Abbildung 66
Anfragen an die Energie-Hotline der E-Control im Jahr 2018 nach Themen

Quelle: E-Control

Beratungstätigkeiten in Gemeinden

Die Beratungsinitiative der E-Control wurde im Jahr 2018 fortgesetzt. Bereits seit 2012 stehen die Expertinnen und Experten immer wieder in Gemeinden in ganz Österreich Frage und Antwort. Dabei werden Einzelgespräche, aber auch Vorträge für größere Gruppen angeboten. Dieses Service versucht gezielt, konsumentenrelevante Themen rund um den Strom- und Gasmarkt näher an die Bürgerinnen und Bürger zu bringen. Es ist gleichzeitig eine wertvolle Möglichkeit, aus erster Hand zu erfahren, welche Informationsbedürfnisse oder Probleme vorhanden sind und adressiert werden müssen.

Im Jahr 2018 wurde ein regionaler Schwerpunkt auf Kärnten und die Steiermark gelegt. Insgesamt nahmen 26 Gemeinden teil, in zwölf dieser Gemeinden wurde eine Abendveranstaltung mit Vortrag organisiert. Neben den allgemeinen Fragen zum Tarifkalkulator der E-Control, dem Lieferantenwechsel und zur Energierechnung rücken die Themen Eigenenerzeugung und E-Mobilität immer mehr in den Fokus der Konsumentinnen und Konsumenten. Auch viele Gemeinden haben großes Interesse, den gemeindeeigenen Energieverbrauch zu optimieren und nutzen das Beratungsservice.

Messen

Auch im Jahr 2018 waren die Experten der E-Control auf verschiedenen energiespezifischen Messen in Österreich beratend tätig. Insgesamt war die E-Control im Jahr 2018 auf acht verschiedenen Messen mit einem eigenen Stand vertreten. Dabei wurden 630 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferantenwechsel, Einsparmöglichkeiten bei Energie und Anfragen zu Ökoenergie. Zudem wurden

etliche Tarifikalculatorabfragen gemacht. Auch der Gewinn-InfoDay, eine Messe- und Kongressveranstaltung für Schülerinnen und Schüler ab 16 Jahren, der von mehr als 6.000 Jugendlichen besucht wurde, stand im Jahr 2018 wieder auf der Agenda der E-Control. Dort wurden nicht nur zahlreiche Fragen der Schülerinnen und Schüler beantwortet, sondern direkt am Stand auch Vorträge abgehalten.

Öffentlichkeitsarbeit

Die E-Control hat im liberalisierten Strom- und Gasmarkt nicht nur rein regulatorische Aufgaben, sondern auch eine Informations- und Servicefunktion. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control 2018 wieder eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel ist unter anderem, die Konsumentinnen und Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalistinnen und Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen Konsumentinnen und Konsumenten verschiedenste Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen (Flyer, Broschüren u.v.m.), E-Mail-Newsletter, die

Website, Social-Media-Kanäle und die Website <http://frag.e-control.at>, auf der Konsumentinnen und Konsumenten Fragen zum Wechsel des Strom- oder Gasanbieters posten können und von der E-Control Antwort erhalten.

Die E-Control veranstaltete 2018 neuerlich Fachtagungen und Webinare für Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren zudem 2018 Experten der E-Control vertreten, wo sie in Vorträgen zu energierelevanten Themen referierten.

Darüber hinaus wurden von Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control Artikel, Fachkommentare und Beiträge für verschiedene Fachmedien verfasst.

Detaillierte quantitative Angaben über die Öffentlichkeitsarbeit sind im Abschnitt „E-Control in Zahlen“ dargestellt.

Informationsangebot der E-Control im Internet

Das Webportal ist eine zentrale Anlauf- und Informationsstelle für Endkundinnen und -kunden. Nachdem bereits 2017 der vollständig erneuerte Tarifkalkulator sowie eine neue Version der Awareness-Applikation Energiespar-Check in das Portal integriert wurden und damit seither der komplette Internet-Auftritt der E-Control im sogenannten responsiven Design verfügbar ist, sämtliche Informationen und Services also auf jedem internetfähigen Gerät – vom Desktop-PC bis zum Smartphone – in optimaler Darstellung aufgerufen und genutzt werden können, zeigt sich weiterhin, wie wichtig diese mobile Ausrichtung ist.

Während der Anteil der Verbraucherinnen und Verbraucher, welche die Internetseiten der E-Control über mobile Geräte besucht hat, 2012 noch bei rund 15% und 2017 bereits bei über 30% lag, stieg die Zahl der Zugriffe per Tablet oder Smartphone im zurückliegenden Jahr auf beinahe 40% an. Schon bald dürfte rund die Hälfte aller Websitebesuche mobil erfolgen. Insgesamt verzeichnete die Website im Jahr 2018 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 ebenfalls sehr stabil und liegen erneut bei rund 350.000.

Social Media

Bereits seit 2010 ist die E-Control auf dem nach wie vor meistgenutzten Sozialen Netzwerk Facebook präsent sowie auf der vor allem für Medien und Fachpublikum relevanten Plattform Twitter. Diese Präsenz wurde auch 2017 weiter ausgebaut und über diese Kanäle umfassend Information verbreitet. Ebenfalls seit einigen Jahren hat die E-Control einen Account auf der Videoplattform YouTube. Während diese in den zurückliegenden Jahren

im Wesentlichen lediglich als Speicherplattform für Videos diente, um diese dann auf der eigenen Website einzubinden, wurde im Sommer 2018 auf YouTube ein eigener E-Control Kanal eingerichtet und strukturiert aufgebaut, nachdem sich YouTube mittlerweile auch im deutschsprachigen Raum zur zweitwichtigsten Suchmaschine für Informationen nach Google entwickelt und Bewegtbild-Inhalte immer stärker an Wichtigkeit zunehmen.

Die Zahl der per „gefällt mir“ mit der E-Control verbundenen Facebook-Nutzerinnen und -Nutzer hat sich erneut von rund 17.000 auf rund 20.000 um 18% erhöht. Auch die Reichweite konnte gesteigert werden. Monatlich werden durchschnittlich ca. 100.000 Personen mit Informationen der E-Control in Kontakt gebracht. Je nach Thema erreichen einzelne Postings der E-Control dabei 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-Userinnen und -User, mit einem einzigen Beitrag direkt erreicht.

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 1.180 „Follower“ nutzen den E-Control-Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle, vorwiegend sind dies branchenverwandte Nutzerinnen und Nutzer, Medienvertreter und engagierte Privatpersonen. Besonders für die Bereitschaft einer effektiven Informationsverbreitung im Krisenfall ist die Vernetzung vor allem auf Twitter sowie die Beobachtung und die Analyse des allgemeinen Twitter-Aufkommens heutzutage ausgesprochen wichtig.

Auf dem neu aufgebauten Video-Kanal auf YouTube stellt die E-Control die erfolgreiche Serie von zweiminütigen Erklärfilmen zu ver-

schiedenen Themen in den Mittelpunkt. Darüber hinaus gibt es auf dem Kanal in eigenen Rubriken Tutorials zu den E-Control Tools, sämtliche Mitschnitte der Webinar-Serie sowie Aufzeichnungen von eigenen Veranstaltungen, von denen ebenfalls über YouTube auch Livestreams gesendet werden. Insgesamt wurden im Jahr 2018 knapp 500.000-mal Videos der E-Control auf YouTube aufgerufen. In Summe ergibt sich so eine Dauer von über 4.000 Stunden Wiedergabe von Videomaterial.

Die im Frühjahr 2015 gestartete Plattform 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 2018 in ähnlichem Umfang genutzt wie im Vorjahr. Rund 50.000-mal wurden die öffentlichen, individuellen Auskünfte der E-Control dort aufgerufen. Gut 300, teils aktuelle, teils allgemeingültige 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.

Schlichtungsstelle der E-Control

Im Berichtsjahr hat die Schlichtungsstelle im Rahmen ihrer Auskunfts- und Schlichtungstätigkeit Anliegen von rund 2.600 Strom- und Gaskundinnen und -kunden bearbeitet. Dabei wurden rund 400 Schlichtungsverfahren geführt. Der Rest der Kundenanfragen bzw. -beschwerden konnte durch schriftliche bzw. telefonische Beantwortung geklärt werden.

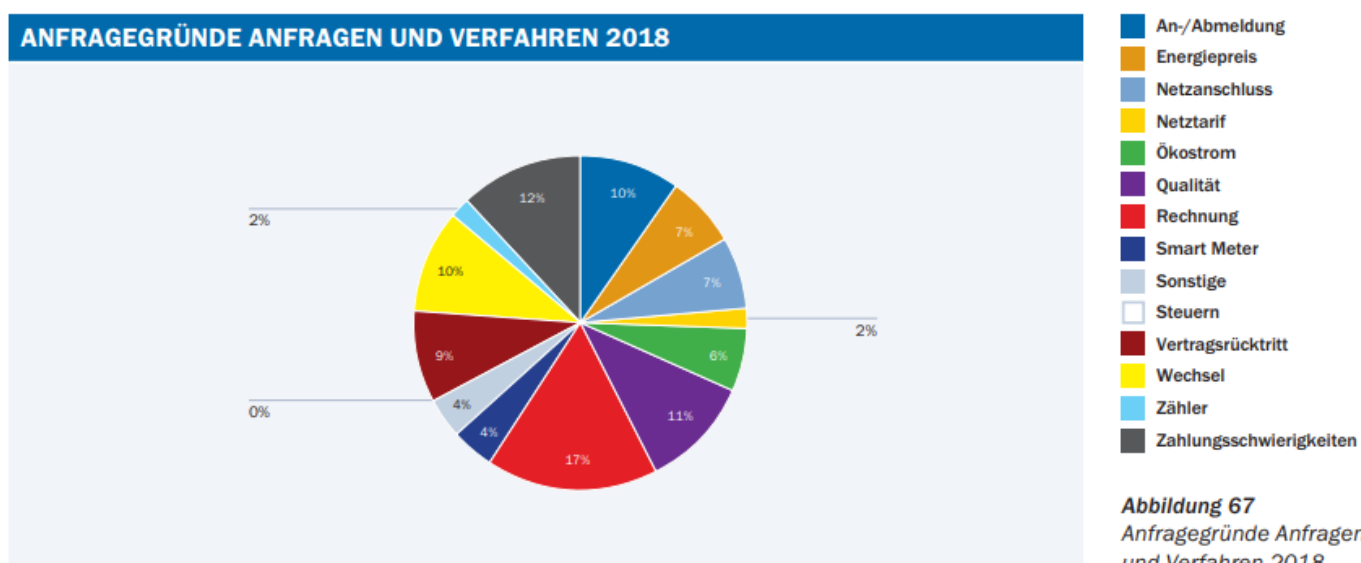
Einen Überblick über die prozentuelle Verteilung der Beschwerdegründe, derentwegen sich Netz- und Energiekundinnen und -kunden an die Schlichtungsstelle wenden, zeigt untenstehende Tabelle.

Fragen bzw. Streitigkeiten zur Strom- und Gasrechnung, Zahlungsschwierigkeiten, Wechselprobleme

sowie Probleme bei An- und Abmeldungen stellen die häufigsten Beschwerdegründe dar.

Auffallend hoch waren im Berichtsjahr Kundenbeschwerden zu ungewollten Vertragsabschlüssen (Keiler bei Einkaufszentren bzw. bei Haustürgeschäften) und die damit im Zusammenhang stehenden Probleme bei der Rückabwicklung bereits durchgeführter Wechsel über die Wechselplattform.

Merkbar zugenommen haben Beschwerden zur mangelnden kommerziellen Qualität der Strom- und Gasunternehmen (Pünktlichkeit der Rechnungslegung, telefonische Erreichbarkeit, lange Beantwortungszeiten auf



Quelle: E-Control

Abbildung 67
Anfragegründe Anfragen und Verfahren 2018, prozentuelle Aufteilung

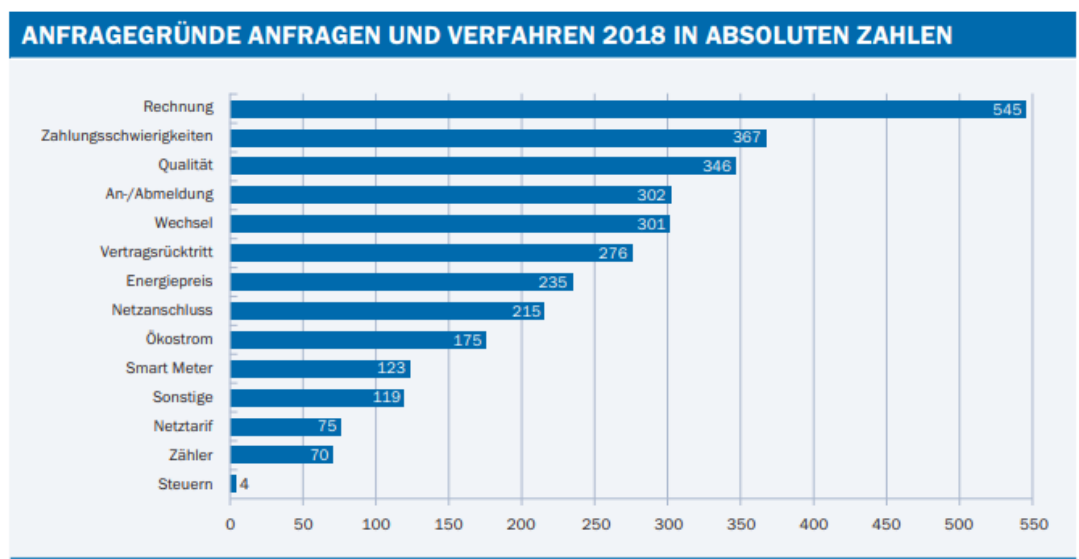
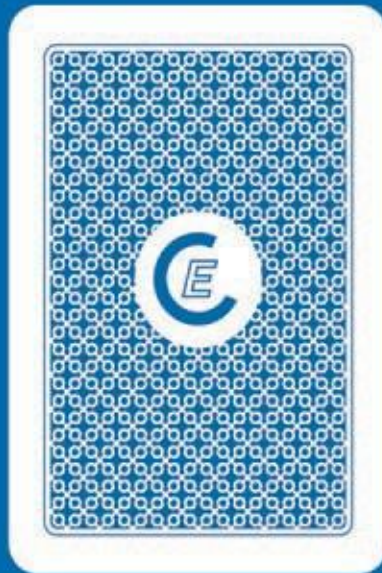


Abbildung 68
Anfragegründe Anfragen
und Verfahren 2018
in absoluten Zahlen

Quelle: E-Control

Anfragen und Beschwerden etc.). Aus den Qualitätsbeschwerden zeigt sich, dass der Preis nicht mehr das einzige Entscheidungskriterium bei der Wahl eines Lieferanten bei den Konsumentinnen und Konsumenten darstellt.

Detaillierte Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle im Jahr 2018 werden in einem eigenen detaillierten Bericht bis Ende März 2019 veröffentlicht.





AKTIVE TEILNAHME VON HAUSHALTEN AM ENERGIEMARKT

Zukünftige Strukturen der Stromversorgung sollen auch Möglichkeiten der aktiven Teilnahme von Endkundinnen und -kunden verstärkt berücksichtigen. Dabei geht es um effizientere Nutzung der Energie ebenso wie um die Möglichkeit eigener Versorgungsanlagen.

Erste Ergebnisse von bei externen Instituten in Auftrag gegebenen Studien zeigen, dass Haushalte Interesse haben, aktiver auf den Energiemärkten aufzutreten. Im Speziellen ist die Möglichkeit, den eigens produzierten Strom auch selbst zu verbrauchen, attraktiv für Endkundinnen und -kunden. Allerdings haben Haushalte auch Zweifel betreffend die Rentabilität einer solchen Eigenverbrauchsanlage. Haushalte wünschen neben allgemeiner Information über den eigenen Energieverbrauch auch individualisierte Handlungsempfehlungen.

Es geben in einer für die österreichische Bevölkerung zwischen 16 und 69 Jahre repräsentativen Online-Umfrage fast die Hälfte der Befragten an, den eigenen jährlichen Stromverbrauch nicht zu kennen, rund 80% kennen in etwa die jährlichen Kosten. Trotzdem erkennt diese Studie ein hohes noch ungenutztes Potenzial zur aktiven Teilnahme, insbesondere was die Automatisierung und Lastverschiebung von Verbrauchsgeräten betrifft. Für ca. 20% der Befragten erscheinen Formen der Lastverschiebung „gut vorstellbar“, weitere 30% können es sich zumindest „vielleicht vorstellen“. Selbst bei altbekannten Energieeffizienzmaßnahmen im Haushalt wie Standby-Vermeidung, Restwärmenutzung

beim Kochen und Lichtabdrehen sehen sich mehr als ein Drittel der Haushalte in der (theoretischen) Lage, mehr in diese Richtung tun zu können.

Zum Thema „Prosumer“ wurde eine Veranstaltung durch die E-Control organisiert („Die neue Stromzukunft – Wunsch und Wirklichkeit“). Hier diskutierten Experten aus verschiedenen Bereichen gemeinsam mit der Energiebranche Möglichkeiten, um Konsumentinnen und Konsumenten aktiv am Energiemarkt teilhaben zu lassen. Ein zentrales Thema der Diskussion waren die sogenannten gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen. Darunter fallen beispielsweise PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern.

Zusätzlich wurde von der E-Control ein Informationsvideo entwickelt, das auf der E-Control-Website sowie auf Messen und den sozialen Netzwerken zu sehen ist. Hier werden vor allem die Bereiche PV-Anlagen, PV-Speicher und Smart Home Technologien aufgegriffen.

Im Zusammenhang mit Prosumerinnen und Prosumern werden auch die europäischen Rahmenbedingungen neue Standards setzen. Die überarbeiteten Richtlinien für Erneuerbare und den Strombinnenmarkt enthalten Elemente (Citizens Energy Communities und Renewable Energy Communities), die die dezentrale Energieversorgung und die aktive Teilnahme der Energiekundinnen und -kunden weiter forcieren werden. Der vielzitierte § 16a EIWOG stellt wohl nur den Beginn ei-

ner völlig neuen Marktpartizipation dar. Die E-Control bereitet sich auch dahingehend bereits vor und diskutiert die wesentlichen Eckpfeiler mit allen relevanten Stakeholdern.

Ein weiterer wesentlicher Punkt im Zusammenhang mit aktiven Kundinnen und Kunden sind die Speichertechnologien. Zur Anwendung von Speichern im gewerblichen Bereich hat die E-Control gemeinsam mit dem Energieinstitut der Wirtschaft eine Studie ausgearbeitet, die auf der Website abrufbar ist.

Fast alle Lieferanten veröffentlichen Energiespartipps auf der jeweiligen Website oder bieten Online-Tools an, die dabei helfen, den eigenen Verbrauch besser zu kontrollieren. Häufig werden auch Energieberatungen für Haushaltskundinnen und -kunden sowie

Großkunden angeboten. Bei Bestandskundinnen und -kunden werden solche Beratungen meist zu günstigeren Konditionen durchgeführt. Einige Lieferanten bieten mittlerweile sogenannte Smart Home Solutions an. Damit lassen sich Geräte (und somit Verbräuche) aus der Ferne steuern. Speziell im Zusammenhang mit zeitlich flexiblen Tarifen bietet diese Technologie interessante Möglichkeiten. Häufig wird auch das Thema Elektromobilität aufgegriffen, beispielsweise durch das Angebot von Ladestationen.

Zu den Themen Prosumer und Energieeffizienz sind auf der Website der E-Control-Informationenmaterialien zum Download: <https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/downloads>.





STATISTISCHE ERHEBUNGEN

Die Regulierungsbehörde erfüllt statistische Aufgaben als Teil der österreichischen Bundesstatistik in den Bereichen der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft. Die Verordnungskompetenz im Elektrizitätsbereich lag dabei immer schon bei dem für Energie zuständigen Ministerium, während jene im Erdgasbereich mit der sog. kleinen Ökostromnovelle von der Regulierungsbehörde wieder zu dem für Energie zuständigen Ministerium zurückging.

Zusätzlich werden standardisierte Auswertungen auf den Internetseiten der E-Control publiziert, wobei sowohl monatliche, halbjährliche und jährliche Publikationen veröffentlicht werden.

Einmal jährlich wird auch ein Statistikbericht als Broschüre veröffentlicht.

Eurostat-Preiserhebungen

Die E-Control meldet die durchschnittlichen Haushaltspreise und Nicht-Haushaltspreise für Strom und Gas nach Verbrauchergruppen und Größenklassen an Eurostat und kommt damit ihren internationalen Meldepflichten in diesem Bereich nach. Jährlich werden die Anteile der

einzelnen Größenklassen an der jeweiligen Verbraucherkategorie übermittelt.

Zur Erfüllung der Meldepflicht werden die entsprechenden Preiskomponenten bei Lieferanten und Netzbetreibern halbjährlich erhoben.

Zahl der Melder und Meldungen

Eine Unterscheidung des Datenvolumens nach Anwendungsgebieten – Statistik, Monitoring, Energielenkung – ist insofern schwierig, als Daten für mehrere Zwecke notwendig und damit definiert sind, allerdings nur einmal tatsächlich erhoben werden.

Da sich bei einer Untergliederung nach Anwendungsgebiet Doppelzählungen ergeben würden, werden hier die Anzahl der Datenmelder und die Menge der erhobenen Daten in ihrer Gesamtheit dargestellt.

ERDGAS

Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen	Stundenwerte	Tageswerte	Monats-/Halbjahreswerte	Jahreswerte	Energielenkung	Monitoring
Netzbetreiber	21	-	22	22	22	22
BKO	2	-	-	-	-	-
Produzenten und Speicherunternehmen bzw. Speicherbetreiber	-	10	10	10	10	10
Versorger / Einspeiser	-	-	117	117	117	117
Großabnehmer	(12 NB)	-	-	75	75	-
Anzahl Zeitreihen	5.500	2.200	5.800/2.200	11.600	442	5.270

STROM

Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen	¼-Stundenwerte	Tageswerte	Monats-/Halbjahreswerte	Jahreswerte	Energielenkung	Monitoring
Netzbetreiber	25	-	40	125	125	122
BKO	1	-	-	-	-	-
Erzeuger	-	11	63	426	68	-
Lieferanten	-	-	174	174	-	174
Großverbraucher	(35 NB)	-	-	726	726	-
Anzahl Zeitreihen	2.700	800	6.000/11.500	55.000	7.000	7.000

Erinnernde Kontakte

Im Jahr 2018 gab es folgende „erinnernde“ Kontakte zu Meldepflichtigen im Bereich Statistik, Energielenkung, Monitoring:

STROM				
Anzahl der Erinnerungen/Mahnungen/RSB-Schreiben	Erinnerungen (E-Mail)	Mahnungen 1.+2. (E-Mail)	RSB-Schreiben	Meldepflichtige Unternehmen
tägliche, wöchentliche, monatliche Meldungen	175	34	–	74
halbjährliche Meldungen	57	54	–	117
Jahresmeldungen	32	15	1	147

GAS				
Anzahl der Erinnerungen/Mahnungen/RSB-Schreiben	Erinnerungen (E-Mail)	Mahnungen 1.+2. (E-Mail)	RSB-Schreiben	Meldepflichtige Unternehmen
tägliche, wöchentliche, monatliche Meldungen	297	94	–	103
halbjährliche Meldungen	202	137	–	211
Jahresmeldungen	685	379	2	1.695





COMPLIANCE UND DATENSCHUTZ (DSGVO)

Der Bundes Public Corporate Governance Kodex 2017 (B-PCGK 2017) wurde im Juni 2017 von der Bundesregierung beschlossen und hat zum Ziel, die Unternehmensführung und -überwachung transparenter und nachvollziehbarer zu machen sowie die Rolle des Bundes und der Unternehmen des Bundes als Anteilseigner klarer zu fassen. Die E-Control ist als Anstalt öffentlichen Rechts eingerichtet und ein Unternehmen im Sinn des Unternehmensgesetzbuches. Die E-Control ist gemäß Punkt 3.4 und Punkt 4.1 ein „Unternehmen des Bundes“, auf das der B-PCGK 2017 Anwendung findet. Der Vorstand und der Aufsichtsrat der E-Control als gesetzliche Organe der E-Control bekennen sich zu den Grundsätzen des B-PCGK 2017 und erklären, dass mit Abschluss des Geschäftsjahres 2018 die Regeln des B-PCGK 2017, die nicht durch das E-ControlG oder andere einschlägige gesetzliche Bestimmungen überlagert werden, entsprochen wird. Dies ist in erster Linie durch die Bestellung eines

Compliance Beauftragten, die Anpassung der Geschäftsordnungen des Vorstandes und des Aufsichtsrates von E-Control, die Erlassung einer Compliance Richtlinie und schließlich durch die Erstellung eines Corporate-Governance-Berichtes erstmals für das Geschäftsjahr 2018 erfolgt. Des Weiteren werden im ersten Quartal 2019 Compliance-Schulungen für alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von E-Control durchgeführt werden.

Die E-Control hat sich auf die Datenschutzgrundverordnung (DSGVO), welche am 25.05.2018 in Geltung getreten ist, sowie das Datenschutzgesetz (DSG) bereits im Vorjahr intensiv vorbereitet und mit 01.03.2018 einen Datenschutzbeauftragten bestellt. Um die Anforderungen der DSGVO umzusetzen, aber auch um das Informationssicherheitsniveau nachhaltig zu erhöhen, wird weiterhin an der Implementierung eines Informationssicherheitsmanagementsystems nach ISO/EIC 27001 gearbeitet.





BERICHTSWESEN

Im Jahr 2018 hat die E-Control die folgenden Berichte erstellt und veröffentlicht:

- > Jahresbericht
- > Tätigkeitsbericht
- > Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle
- > Ökostrombericht
- > Monitoring Report zur Versorgungssicherheit Strom



- > Stromkennzeichnungsbericht
- > Corporate Governance Bericht
- > Monitoring Report Qualität der Netzdienstleistungen
- > Smart Meter Bericht
- > Ausfall- und Störungsstatistik
- > Stromspeicherbericht
- > Statistikbroschüre



Sämtliche Berichte sind auf der Website der E-Control unter www.e-control.at abrufbar.





TÄTIGKEIT DER E-CONTROL IN ZAHLEN

Behördliche Verfahren

BEHÖRDLICHE VERFAHREN		
Verfahren	Anzahl	Erläuterungen
Konsultationen	insg. 22	
Konsultationen - Gas		GSNE-VO 2013 - 2. Novelle 2018
		GSNE-VO 2013 Novelle 2019
		LPV-2018
		LFP 2018
		KNEP 2018
		GMMO-VO 2012 - Novelle 2018
		Sonstige Marktregeln Gas - Kapitel 2 für die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg
		Allgemeine Bedingungen des Marktgebietsmanagers sowie des Verteilergebietsmanagers im Marktgebiet Ost
		Allgemeine Bedingungen der AGGM für die Nutzung der AGGM-Plattform
		Allgemeine Bedingungen des Verteilergebietsmanagers in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg
		Konsultationsunterlage Umsetzungskonzept Gas „VIP Baumgarten“
		Konsultationsunterlage neues Bilanzierungsmodell Gas
Konsultationen - Strom		HKN-V 2019
		SNE-V 2018 -Novelle 2019
		RfG Schwellenwert-V
		RfG Anforderungs-V
		NEP VÜN 2018
		NEP APG 2018
		Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 1
		Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 3
		Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 10
		Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 11

BEHÖRDLICHE VERFAHREN

Verfahren	Anzahl	Erläuterungen
Verordnungen	insg. 8	
Verordnungen – Gas		GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2018
		GMMO-VO 2012 – Novelle 2018
		GSNE-VO 2013 – Novelle 2019
		LPV 2018
Verordnungen – Strom		HKN-VO 2019
		SNE-VO 2018 – Novelle 2019
		RfG Schwellenwert-V
		RfG Anforderungs-V
Bescheidverfahren		
Abgeschlossene Verfahren	245	
Anzahl der laufenden Verfahren	178	
Anzahl der gerichtsanhängigen Verfahren	83	

Öffentlichkeitsarbeit

ÖFFENTLICHKEITSARBEIT	
	Anzahl
Veröffentlichung inhaltlicher Updates auf der E-Control Website	rund 1.000
Veröffentlichung von Fachpublikationen und Berichten auf der E-Control Website	20
Veröffentlichung von Meldungen auf den Social-Media-Kanälen Facebook, Twitter und YouTube	88
> Gesamtreichweite in Personen	1.160.000
Beauskunftung von Anfragen über Social-Media-Kanäle	rund 500
Abhaltung öffentlicher Webinare	9
> durchschnittliche Teilnehmer	63
Versendung Branchen- bzw. Konsumenten-Newsletter	8
> Reichweite Branche (Empfänger)	520
> Reichweite Konsumenten (Empfänger)	630
> Durchschnittliche Öffnungsrate	75%
Community-Mailings zu speziellen Themen und Fragestellungen	2
> Reichweite (Empfänger)	3.000
> Response-Rate	43%
Broschüren	1
Flyer	2
Pressegespräche	3
Presseaussendungen	30

Direkte Endkundeninformation

ENDKUNDENKANÄLE	
	Anzahl
Anrufe bei der Energie-Hotline	rund 5.900
Schriftliche Anfragen an die Energie-Hotline	1.360
Beratungstermine vor Ort in Gemeinden	26
Schlichtungsverfahren	rund 500
Schriftlichen Anfragen bei der Schlichtungsstelle	rund 730
Beratungen bei Messen	630



GLOSSAR

Kurzbezeichnung im Text	Vollständiger Titel
CACM-Leitlinie (CACM GL)	VO (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
Erneuerbaren-Richtlinie (ErneuerbarenRL)	RL (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
Gasversorgungssicherheitsverordnung (Gas-SoS-VO)	VO (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) 994/2010
Notzustand- und Netzwiederaufbau-Netzkodex (ER NC)	VO (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes
Risikovororgeverordnung (RisikovororgeVO)	Vorschlag für eine VO des Europäischen Parlaments und des Rates über die Risikovororge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG
Strom-Bilanzierungsleitlinie (EB GL)	VO (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem
Strom-Binnenmarktrichtlinie (StrombinnenmarktRL)	Richtlinie, welche die Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ersetzen wird
Strom-Verordnung (StromVO)	Verordnung, welche die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel ersetzen wird

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

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 Facility

CEGH

Central European Gas Hub

CEGHIX

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

CERT

Computer Emergency Response Team

CESEC

Central and South Eastern Europe Gas Connectivity

CNMC

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, spanische Energieregulierungsbehörde

CO₂

Kohlenstoffdioxid

CRE

Commission de régulation de l'énergie, französische Energieregulierungsbehörde

CREG Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz, algerische Energieregulierungsbehörde	EGHD-VO Energiegroßhandelsdatenverordnung	FCA Forward Capacity Allocation
CWE Central West Europe	EIWOG 2010 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010	FlexMOL flexible Merit-Order-List
DAVID-VO 2012 Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012	EN Europäische Normen	FNB Fernleitungsnetzbetreiber
DS WG Distribution System Working Group	ERF Energy Regulators Forum	FP TF Future Policy Task-Force
EB Electricity Balancing	EnLG 2012 Energienkungsgesetz 2012	Gas-SoS-VO Security of Supply-Verordnung
ECG Electricity Coordination Group	ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity	GCA Gas Connect Austria
ECRB Energy Community Regulatory Board	ENTSO-G European Network of Transmission System Operators for Gas	GI TF Gas Infrastructure Task-Force
E-ControlG Energie-Control-Gesetz	EPEX European Power Exchange	GMMO-VO 2012 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012
EECS European Energy Certificate System	EU-SILC EU Statistics on Income and Living Conditions	GNERC Georgian National Energy and Water Supply Regulatory Commission, georgische Energieregulierungsbehörde
E-EnLD-VO 2017 Elektrizitäts-Energienkungsdaten-Verordnung 2017	EWG Electricity Working Group	GRI SSE Gas Regional Initiative South-South-East
EEX European Energy Exchange	EWER Europäischer Wirtschaftsraum	GSE Gas Storage Europe
EG Europäische Gemeinschaft	EXXA Energy Exchange Austria	GSNE-VO 2013 Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013

GTM TF Gas Target Model Task-Force	IME-VO Intelligente Mess- geräte- Einführungs- verordnung	LFP Langfristige Planung
GWG 2011 Gaswirtschaftsgesetz 2011	IMR Implementation Monitoring Report	LNG Liquefied Natural Gas
GWh Gigawattstunde	INF TF Infrastructure Task-Force	MMR Market Monitoring Report
h Stunde	IO TF Interoperability Task-Force	MWh Megawattstunde
H₂ Wasserstoff	ITO Independent Transmission Operator, unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber	MVGM Markt- und Verteilergebiets- manager
HAG Hungaria-Austria- Gasleitung	KI Kritische Infrastrukturen	MZ-Energie Mikrozensus- Sonder- programm Energieeinsatz der Haushalte
HEA Hungarian Energy and Public Regulatory Authority,	KIP Kittsee-Petržalka- Gasleitung	N ² Stickstoff
ungarische Energie- regulierungsbehörde	KMU kleine und mittlere Unternehmen	NCC National Commission for Energy Control and Prices
HEPI Household Energy Price Index	KNEP Koordinierter Netzentwicklungsplan	NC TAR Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas, Netzkodex für harmonisierte Gas- Fernleitungsentgelt- strukturen
IEA International Energy Agency	KSÖ Kuratorium Sicheres Österreich	NCG Net Connect Germany
IGCC International Grid Control Cooperation	kWh Kilowattstunde	NEMOs Nominated Electricity Market Operator, Nominierter Strommarktbetreiber
IKS Internes Kontrollsystem	KWKW Kleinwasserkraftwerke	
IKT Informations- und Kommunikationstechnik		

NEP Netzentwicklungsplan	ÖVGW Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach	RMS Risikomanagementsystem
NIS-RL Netz- und Informations- sicherheitsrichtlinie	PCI Projects of Common Interest	ROCs Regional Operational Coordination Centers
NSI North-South Interconnections	PPAT persons professionally arranging transactions	ROHUAT Romania-Hungary-Austria
MCO-Plan Market Coupling Operator	PW Penta West	SAIDI System Average Interruption Duration Index
MGM Marktgebietsmanager	PRL Primärregelleistung	SBU Standard Bundled Unit
MOL Merit-Order-List	PV Photovoltaik	SC Strategy and Communication
MoU Memorandum of Understanding	PVS Primärverteilungssystem	SGC Southern Gas Corridor, Südlicher Gaskorridor
O₂ Sauerstoff	Q&A Prozess Questions & Answers Prozess	SNE-VO 2018 Systemnutzungsentgelte- Verordnung 2018
OBIS Codes Object Identification System	RES RAG Energy Storage	SO System Operation
ÖSG 2012 Ökostromgesetz 2012	RBP Regional Booking Platform	SOL Süd-Ost-Leitung
OFGEM Office of Gas and Electricity Market, Energieregulierungs- behörde Vereinigtes Königreich	REMIT Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency, VO (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandels- marktes	SoMa Sonstige Marktregeln
OGS OMV Gas Storage		SRE Sekundärregelenergie
OTC Over-the-Counter		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

USt.

Umsatzsteuer

VKI

Verein für Konsumenteninformation

VHP

virtueller Handelspunkt

VÜN Vorarlberger

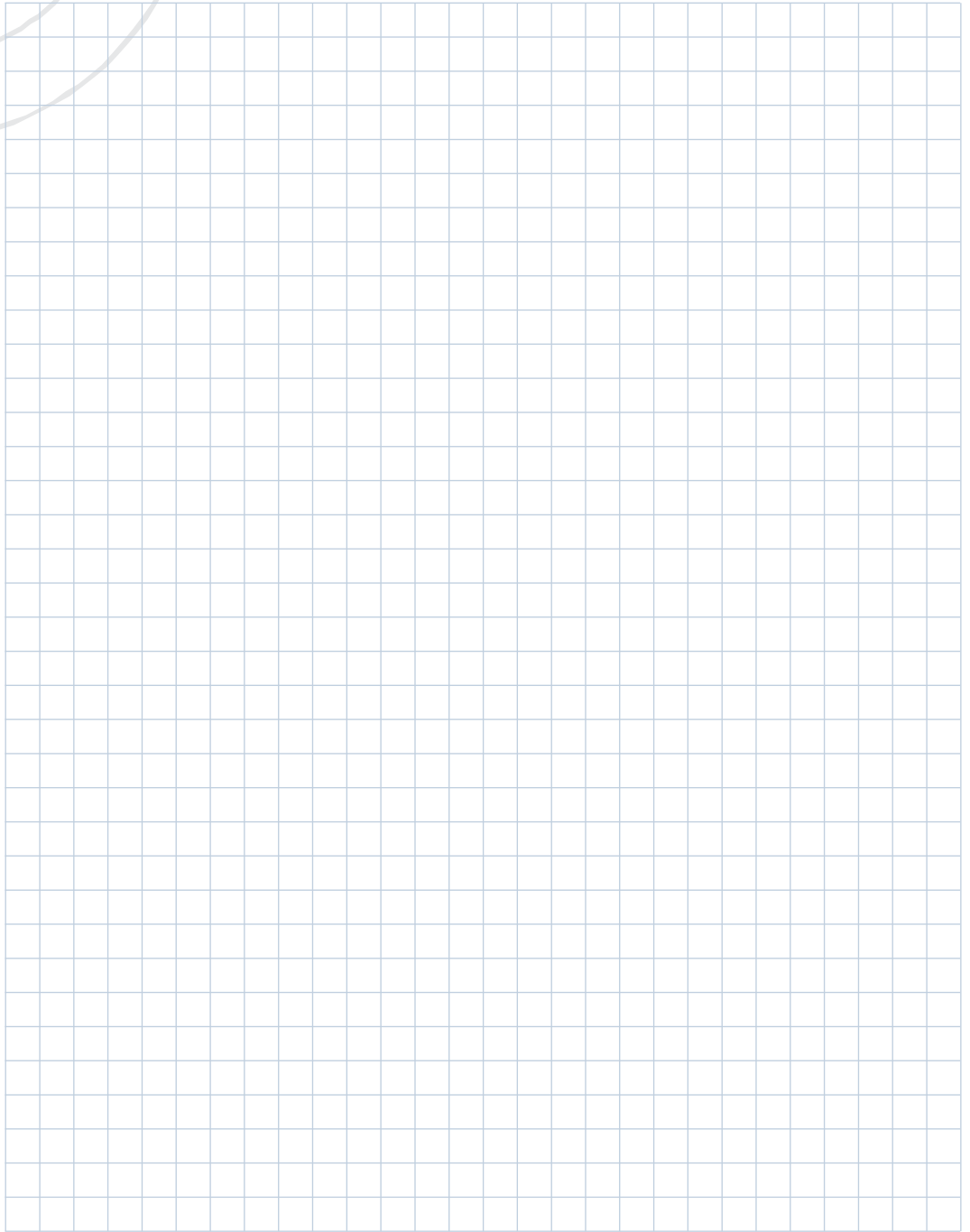
Übertragungsnetz

WAG

West-Austria-Gasleitung

WKÖ

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

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook:

www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Andreas Eigenbauer und

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)

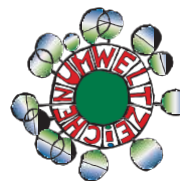
Vorstände E-Control

Konzeption & Design:

Reger & Zinn OG

Text: E-Control

© E-Control 2019



Gedruckt nach der Richtlinie „Druckerzeugnisse“
des Österreichischen Umweltzeichens,
Michael Schalk Ges.m.b.H., UZ-Nr. 1260

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.

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2018



