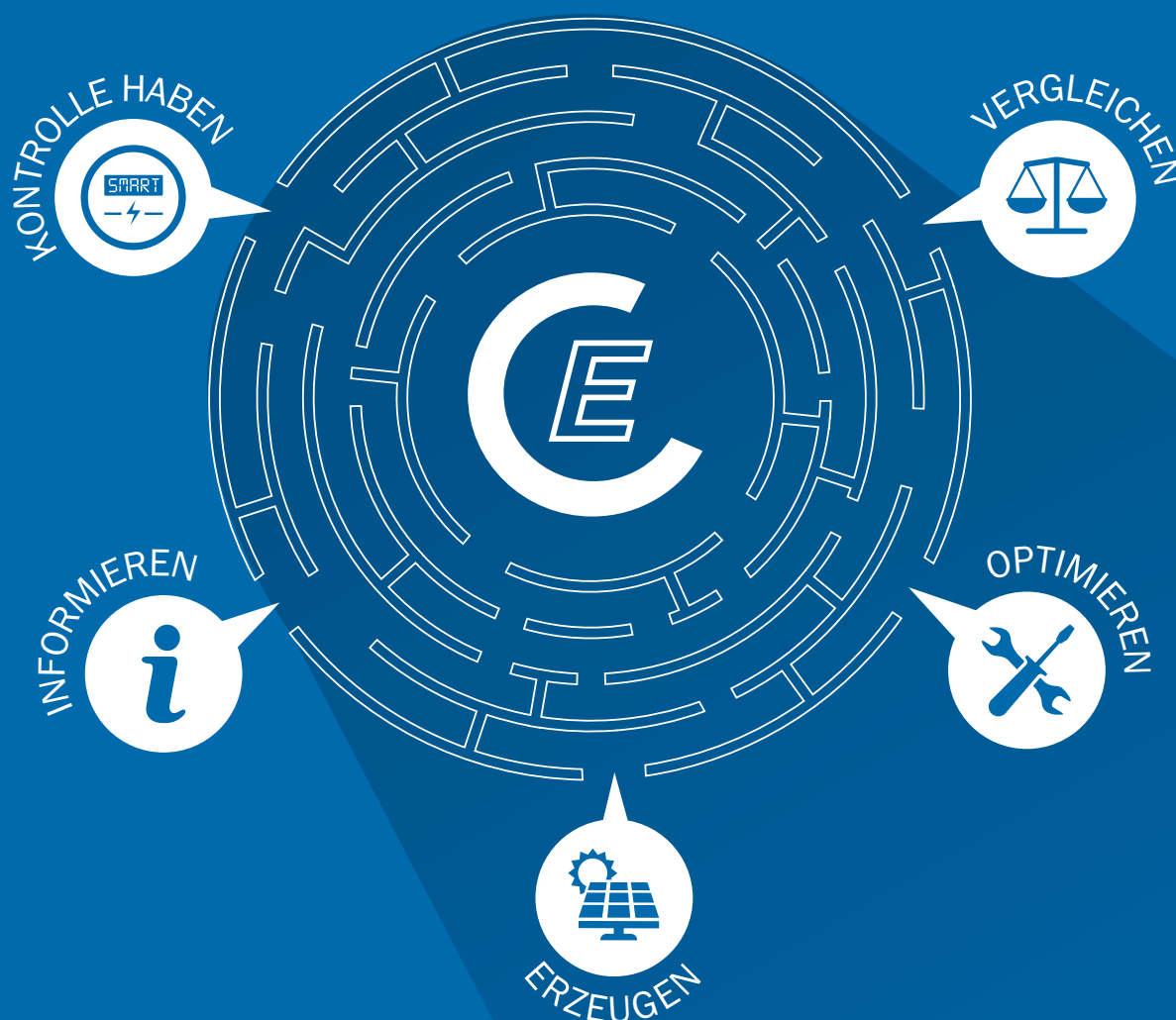


TÄTIGKEITSBERICHT 2019

UNSERE ENERGIE SCHAFFT KLARHEIT.



WIR ZEIGEN IHNEN
DEN RICHTIGEN WEG!

www.e-control.at



INHALT

Vorwort

> Vorwort Leonore Gewessler, Bundesministerin	8
> Vorwort Dr. Edith Hlawati, Vorsitzende des Aufsichtsrats der E-Control	10
> Vorwort Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. und DI Andreas Eigenbauer, Vorstand der E-Control	12

Stromversorgung 2019 **16**

> Gesamtstromversorgung 2019	18
> Entwicklung der Ökostrommengen	20

Gasversorgung 2019 **24**

Preisentwicklung am Großhandelsmarkt **28**

> Stromgroßhandelsmarkt 2019	30
> Gasgroßhandelsmarkt 2019	33

Entwicklungen des Rechtsrahmens auf EU-Ebene und in Österreich **36**

> EU-Rechtsentwicklungen – Clean Energy Package	38
> Nationale Rechtsentwicklungen, Ökostromgesetz-Novelle 2019	39

Stromregulierung und Strommarktaufsicht **40**

> Regulierung der Stromnetze	42
> Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz	45
> Netzdienstleistungsqualität	46
> Entflechtungsaufsicht	49
> Regelreservemarkt	50
> Stromhandelsplätze	52
> Marktregeln	55
> Smart Meter	55
> Stromkennzeichnung	56

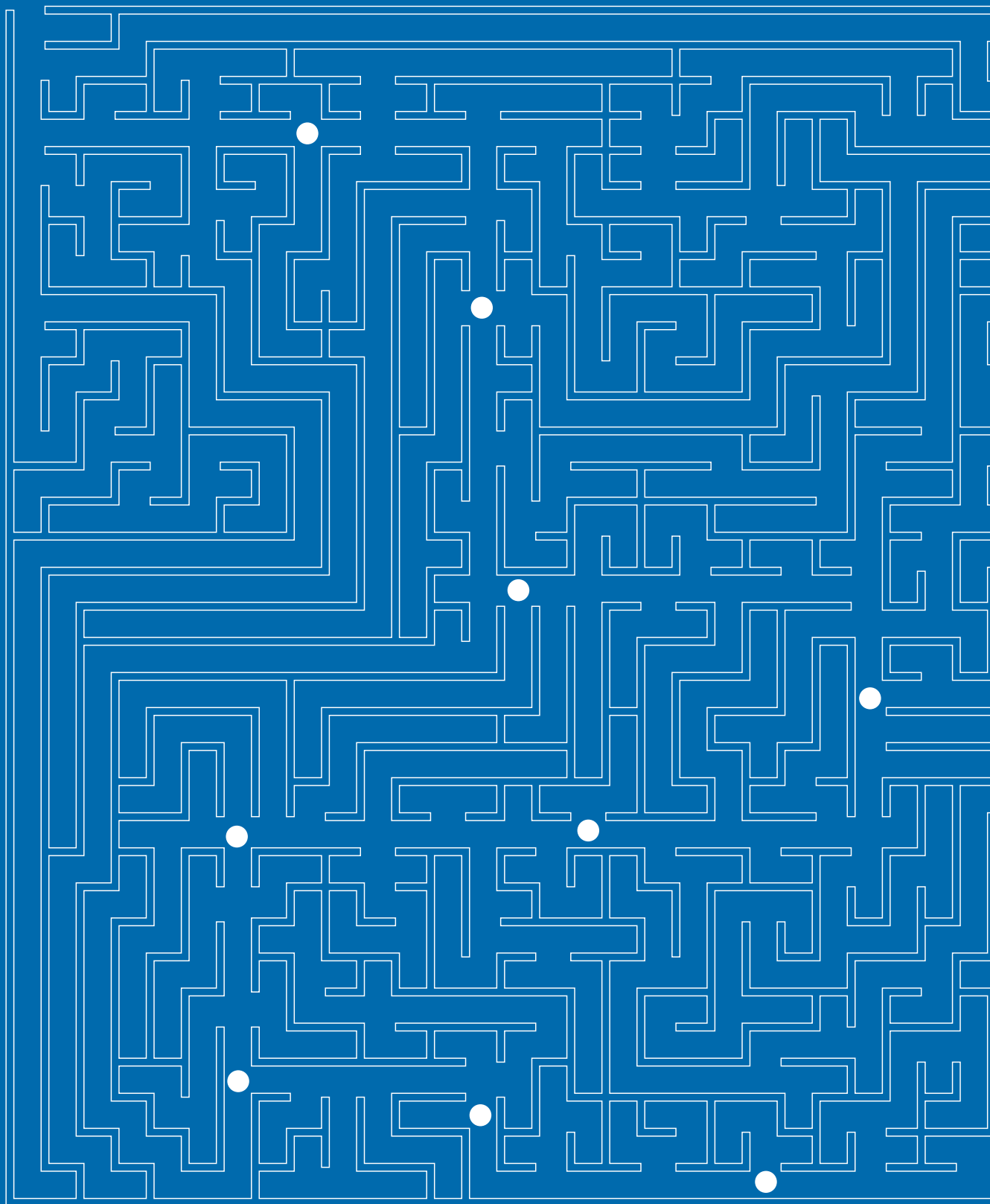


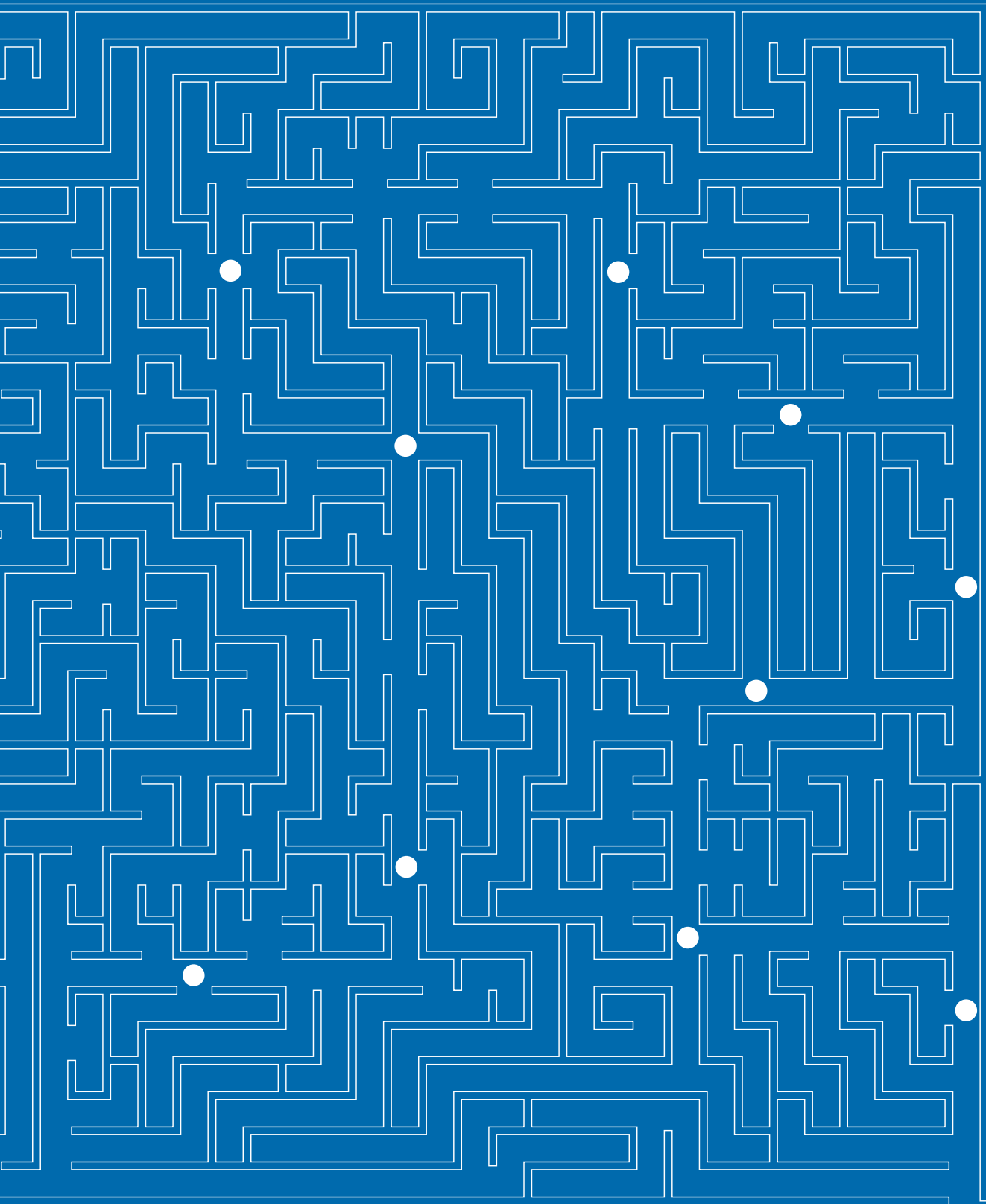
Gasregulierung und Gasmarktaufsicht	58
> Das neue Gasmarktmodell	60
> Regulierung der Gasnetze	61
> Netzdienstleistungsqualität Gas	67
> Entflechtungsaufsicht	69
> Infrastrukturentwicklung	70
> Virtual Trading Point (CEGH)	72
> Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt	72
> Gasspeicher	73
> Weiterentwicklung der Marktintegration mit Deutschland	75
> Integration von erneuerbarem Gas in den Gasmarkt	76
> Brennwertbeurteilung	77
> Umsetzung der Gas-SoS-VO	78
<hr/>	
REMIT	82
> Schwerpunkte der operativen Energiegroßhandelsüberwachung 2019	85
> Kooperation und Austausch	87
<hr/>	
Versorgungssicherheit	88
> Stromversorgungssicherheit	90
> Energielenkung	93
> Cybersicherheit	93
<hr/>	
Internationale Aktivitäten der E-Control	96
> Zusammenarbeit in ACER	98
> Zusammenarbeit in CEER	101
> Weitere internationale Kooperationen	104
<hr/>	
Monitoring des Endkundenmarktes	108
> Lieferanten und Angebotsvielfalt	111
> Vermittler sowie Plattformen	115
> Strom	116
> Erdgas	119
> Household Energy Price Index: HEPI	125
> Konsumentenschutz (Bericht gem. § 28 E-ControlG)	127
<hr/>	

Services der E-Control	132
> Informationsstelle für Markteintritt Strom und Gas	134
> Preisvergleiche	135
> Spritpreisrechner	142
> Energie-Hotline	143
> Informationsoffensive für soziale Einrichtungen	144
> Messen	145
> Öffentlichkeitsarbeit	145
> Informationsangebot im Internet	146
> Social Media	147
> Schlichtungsstelle der E-Control	148
<hr/>	
Stromrechnungen der Zukunft	150
<hr/>	
Statistische Erhebungen	154
> Eurostat-Preiserhebungen	156
> Zahl der Meldepflichtigen und Meldungen	156
> Erinnernde Kontakte	158
<hr/>	
Compliance, Informationssicherheit und Datenschutz	160
<hr/>	
Jahresabschluss der E-Control	164
<hr/>	
Berichtswesen	200
<hr/>	
Tätigkeit der E-Control in Zahlen	204
> Behördliche Verfahren	206
> Öffentlichkeitsarbeit	208
> Direkte Endkundeninformation	209
<hr/>	
Glossar	210
<hr/>	
Rechtsgrundlagen	214
<hr/>	



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





VORWORT



Leonore Gewessler

Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Unsere Welt ist im Umbruch. Die Klimakrise und der technologische Wandel treiben Veränderungen in allen Bereichen voran. Energie stellt für uns eine Lebensgrundlage dar und ist wichtige Basis für wirtschaftlichen Erfolg sowie hohe Lebensqualität. Das Energiesystem künftig klimaverträglich, dabei aber flexibel und sicher weiterzuentwickeln, bringt große Herausforderungen mit sich.

Das Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung schafft hier in vielen Bereichen Grundlagen, die es nun gilt, umzusetzen. Österreich hat die besten Voraussetzungen, um das Energiesystem in ökologischer, ökonomischer und sozialer Hinsicht weiterzuentwickeln.

Fundament dafür ist das Pariser Klimaschutzabkommen und auch der Green Deal der

Europäischen Kommission. Aber wir wollen in Österreich vorangehen und bis 2040 klimaneutral sein. Als erster Schritt soll im heurigen Jahr das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz umgesetzt werden, das bis 2030 bilanziell eine 100%ige Versorgung Österreichs mit Ökostrom vorsieht. Ein neues Energieeffizienzgesetz soll zudem dazu beitragen, den Energieverbrauch zu senken und so die Energiewende gelingen zu lassen.

Um dies alles zu gewährleisten, brauchen wir die Bürgerinnen und Bürger im Boot. Mir sind Dialog und Einbindung wichtig. Um den Rückenwind für Klimaschutz zu nutzen, müssen wir gemeinsam mit allen Österreicherinnen und Österreichern Segel setzen.

Eigeninitiative wird künftig noch mehr gefragt sein. So werden passive Konsumentinnen

und Konsumenten zu aktiven Marktteilnehmerinnen und -teilnehmern. Gerade hier ist Unterstützung notwendig.

Die E-Control mit ihren gesetzlichen Aufgaben spielt dabei als Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt im Zuge des Transformationsprozesses eine wichtige Rolle: Monitoring- und Berichtspflichten, Informations- und Beratungstätigkeiten für die Endkundinnen und -kunden, Sicherstellung eines fairen Wettbewerbs und Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer, Versorgungssicherheit, Regulierung der Netze, Erstellung von Gutachten gerade im Ökostrombereich und vieles mehr sind verantwortungsvolle und unerlässliche Aufgaben. Gerade in Zeiten eines Systemumbaus ist professionelle, flexible und schnell reagierende Regulierung notwendig.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht zeigt, in welcher umfassender Weise die E-Control auch im Jahr 2019 agiert hat, und dies sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene. Dafür möchte ich mich beim gesamten Team der E-Control sehr herzlich bedanken. Ich freue mich auf eine gemeinsame gute und konstruktive Zusammenarbeit im Sinne der Klimaziele!



Leonore Gewessler
Bundesministerin für Klimaschutz,
Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation
und Technologie



Dr. Edith Hlawati

Vorsitzende des Aufsichtsrats der E-Control

Die E-Control hat auch im vergangenen Jahr die ihr übertragenen Regulierungsaufgaben umfassend wahrgenommen. In Summe wurden von der E-Control im Jahr 2019 mehr als 350 Verwaltungs- und Verordnungsverfahren abgeschlossen, weitere 215 Verwaltungsverfahren sind derzeit noch im Laufen. Diese Zahlen unterstreichen, welchen breiten Raum die Regulierung einnimmt.

Die E-Control hat 2019 hervorragende Arbeit geleistet. Für die Umgestaltung ist ein zukunftsweisender Rahmen, der die Interessen aller Beteiligten ausgleichend im Blick hat, unerlässlich. Eine zuverlässige Regulierungsbehörde ist hier von höchster Priorität.

Die E-Control hat 2019 aber auch organisatorisch viel geleistet. Das Risikomanagement (RMS) der Behörde wird regelmäßig überprüft und bedarfsmäßig angepasst, um sowohl bestehende Risiken als auch neue Risiken im Rahmen der Erfüllung der übertragenen Tätigkeiten erkennen zu können. Auch im abgelaufenen Jahr hat die E-Control die erarbeiteten Regelprozesse sowohl im Rahmen des RMS als auch im Rahmen des Internen Kontrollsystems (IKS) angewendet und umgesetzt. Grundlage für beide Prozesse bilden die Empfehlungen eines Rechnungshofberichts, welche umgesetzt wurden.

Zusätzlich wurde 2019 in der E-Control erstmals ein nach ISO 27001 zertifiziertes In-

formationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) eingeführt. Zudem ist es im vergangenen Jahr gelungen, eine weitere Kostenkonsolidierung zu erreichen.

Für das Jahr 2020 sind für die E-Control zusätzliche Aufgaben nicht zuletzt aus dem Clean Energy Package zu erwarten, für das die Regulierungsbehörde gut gerüstet ist. Damit dies so bleibt, brauchen wir engagierte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, die sich auch künftig für eine verantwortungsvolle, flexible und innovative Regulierungstätigkeit einsetzen. 2019 sind die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control diesen Anforderungen in höchst professionellem Maße nachgekommen, wofür ich ihnen meinen

Dank aussprechen möchte. Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Kolleginnen und Kollegen im Aufsichtsrat, den Mitgliedern der weiteren Organe der E-Control und allen Partnern. Ich freue mich auf die weiterhin gute und konstruktive Zusammenarbeit im heurigen Jahr.



Dr. Edith Hlawati

Vorsitzende des Aufsichtsrats der E-Control



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand der E-Control

Die Energiewelt verändert sich. Einerseits soll die Energieversorgung ökologischer und nachhaltiger gestaltet werden. Andererseits gibt es immer mehr neue technische Möglichkeiten, massiv unterstützt durch die Digitalisierung. Und letztendlich geht der Trend in Richtung Selbsterzeugung von Strom. Was für Industrieunternehmen zum Teil bereits Wirklichkeit ist, wird auch für immer mehr Haushalte und kleine Gewerbebetriebe zur Realität.

Dezentrale Erzeugungsstrukturen, die Volatilität der Erneuerbaren, neue Akteure und Rahmenbedingungen, gleichzeitig innovative Geschäftsmodelle und nicht zuletzt die Energy Communities bieten Chancen und Möglichkeiten, sie bringen aber auch Herausforderungen mit sich.

Clean Energy Package

Das Clean Energy Package mit seinen vielen Teilbereichen trägt der veränderten Stromwelt Rechnung. Erste Teile sind bereits in Kraft getreten, wie etwa die Vorgabe, dass ein Anteil von 70 Prozent der grenzüberschreiten-

den Übertragungskapazitäten dem Handel zur Verfügung gestellt werden müssen, was für die Übertragungsnetzbetreiber durchaus herausfordernd ist. Weitere Umsetzungsschritte zum Clean Energy Package folgen im heurigen Jahr und werden auch von der E-Control begleitet, da viele Bereiche jene Themen berühren, mit denen sich die E-Control ohnehin intensiv beschäftigt.

Gleichzeitig war auch noch die Umsetzung des vorangegangenen EU-Gesetzesrahmens, des Dritten Energiebinnenmarktpakets, vorzubringen, etwa im Bereich der länderübergreifenden Kapazitätsberechnungen für Day-ahead- und Intraday-Stromhandel oder auch die Vorgaben für die Ausfallsplanung relevanter Stromversorgungskomponenten.

Versorgungssicherheit im Fokus

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bleibt weiterhin ein wesentliches Ziel der E-Control. Gerade Gas spielt dabei eine große Rolle, nach wie vor auch für die Stromversorgung. Vor allem die zweite Jahreshälfte 2019 war von der Frage geprägt, ob es am

DI Andreas Eigenbauer

Vorstand der E-Control



1. Jänner 2020 zu Importeinschränkungen bei Erdgaslieferungen aus Russland kommen wird. Unter maßgeblicher Beteiligung der E-Control kam es mit allen involvierten Akteuren in Österreich – etwa dem (damals) BMNT, der AGGM, der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber sowie der OMV und dem CEGH –, aber auch im Ausland zu umfassenden Vorbereitungsarbeiten und engen Abstimmungsgesprächen. Letztlich gab es keine Importeinschränkungen, in jedem Fall aber wäre Österreich bestens vorbereitet gewesen.

Erstmals Gaskennzeichnung verordnet

Das Thema Erneuerbare Gase gewinnt immer mehr an Bedeutung. Dem trägt die E-Control Rechnung und hat deshalb im September 2019 die Gaskennzeichnungsverordnung erlassen. Damit hat sie ein homogenes Instrument erzeugt, mit dem nun auch Gaslieferanten für ihre Kundinnen und Kunden mehr Transparenz schaffen. Die Gaskennzeichnung wird künftig einheitlich erfolgen und ist ein weiterer Meilenstein, wenn es darum geht, die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren im gesamten Energiemix voranzutrei-

ben. Österreich nimmt damit auch wieder eine Vorreiterrolle in Europa ein.

Preise im Aufwärtstrend

Das Jahr 2019 war geprägt von steigenden Strom- und Gaspreisen, die auch die heimischen Kundinnen und Kunden getroffen haben. Die Preiserhöhungen waren im Wesentlichen auf zwei Entwicklungen auf den europäischen Großhandelsmärkten zurückzuführen: Einerseits sind die Preise der wichtigsten fossilen Brennstoffe Öl, Gas und Kohle sowie die CO₂-Preise deutlich angestiegen. Andererseits bewirkte die Strompreiszonen-trennung zwischen Österreich und Deutschland eine Verkleinerung des Marktes, weniger Marktteilnehmer, niedrigere Liquidität und erhöhte Beschaffungsrisiken für österreichische Marktteilnehmer. Trotz allem sind die österreichischen Großhandelspreise im europäischen Vergleich immer noch verhältnismäßig gering.

Neuer Rekord bei den Wechselzahlen

Nicht zuletzt aufgrund der gestiegenen Strom- und Gaspreise waren die heimischen Energie-

kundinnen und -kunden im vergangenen Jahr besonders preissensibilisiert und haben sich vermehrt für günstigere Strom- und Gasangebote interessiert. 2019 haben rund 345.200 Strom- und Gaskunden – sowohl Haushalte als auch Unternehmen – ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt. Damit wurde der bisherige Wechselrekord aus dem Jahr 2017 noch einmal übertroffen. Einen neuen Stromlieferanten suchten sich 2019 knapp 264.000 Kundinnen und Kunden (darunter mehr als 209.000 Haushalte), einen neuen Gaslieferanten gut 81.200 (darunter rund 76.000 Haushalte). Die Wechselraten betragen im Jahr 2019 bei Strom somit 4,3 Prozent, bei Gas 6,0 Prozent.

Tarifkalkulator mit weiteren neuen Features

Im Jahr 2017 wurde das beliebteste Online-tool der E-Control, der Tarifkalkulator, einem kompletten Relaunch unterzogen, 2019 folgten weitere Neuerungen für eine noch bessere Nutzung. Die im letzten Jahr vorgenommenen Weiterentwicklungen waren aber nur ein erster Schritt zu einer neuerlichen Ver-

besserung des Tarifkalkulators. Im heurigen Jahr soll die Einbindung und die Darstellung von dynamischen Tarifen erarbeitet werden und der Tarifkalkulator nicht zuletzt damit die modernste Vergleichsplattform für Strom und Gas in Österreich bleiben.

Erstmals auch Verzeichnis für Ladestellen

2019 setzte die E-Control einen wichtigen Meilenstein für Transparenz in der Mobilität. Gemeinsam mit dem damaligen Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus wurde ein Ladestellenverzeichnis implementiert und somit ein weiterer Schritt zur Akzeptanz der E-Mobilität in Österreich gesetzt. Die E-Mobilität mit Strom aus erneuerbaren Energien ist eine vielversprechende Alternative, um die Abhängigkeit des Verkehrs von fossilen Brennstoffen und damit den CO₂-Ausstoß zu verringern. Eine zuverlässige und flächendeckende Information für die Verbraucherinnen und Verbraucher betreffend Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten ist ein wichtiger Baustein bei der Energie- und Verkehrswende. Einige wünschenswerte Informationen können derzeit im Ladestellenverzeichnis

noch nicht angezeigt werden. Eine Diskussion über mögliche Erweiterungen steht bereits auf der Agenda der E-Control.

Das heurige Jahr bringt eine Fülle an – teils auch neuen – Herausforderungen für die Regulierungsbehörde mit sich. Entscheidend wird es sein, das politisch angestrebte klimaneutrale Energiesystem der Zukunft vernetzter und gesamthafter zu denken. Das Regierungsprogramm stellt dafür entspre-

chende Weichen. Das Energiejahr 2020 wird also spannende Aufgaben mit sich bringen, die die E-Control nur erfüllen kann, weil ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter nach wie vor mit großem Engagement und einer hohen Expertise agieren. Dafür möchten wir uns sehr herzlich bedanken. Bedanken möchten wir uns auch bei den Marktteilnehmern und allen Partnern der E-Control für die gute und konstruktive Zusammenarbeit 2019.



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

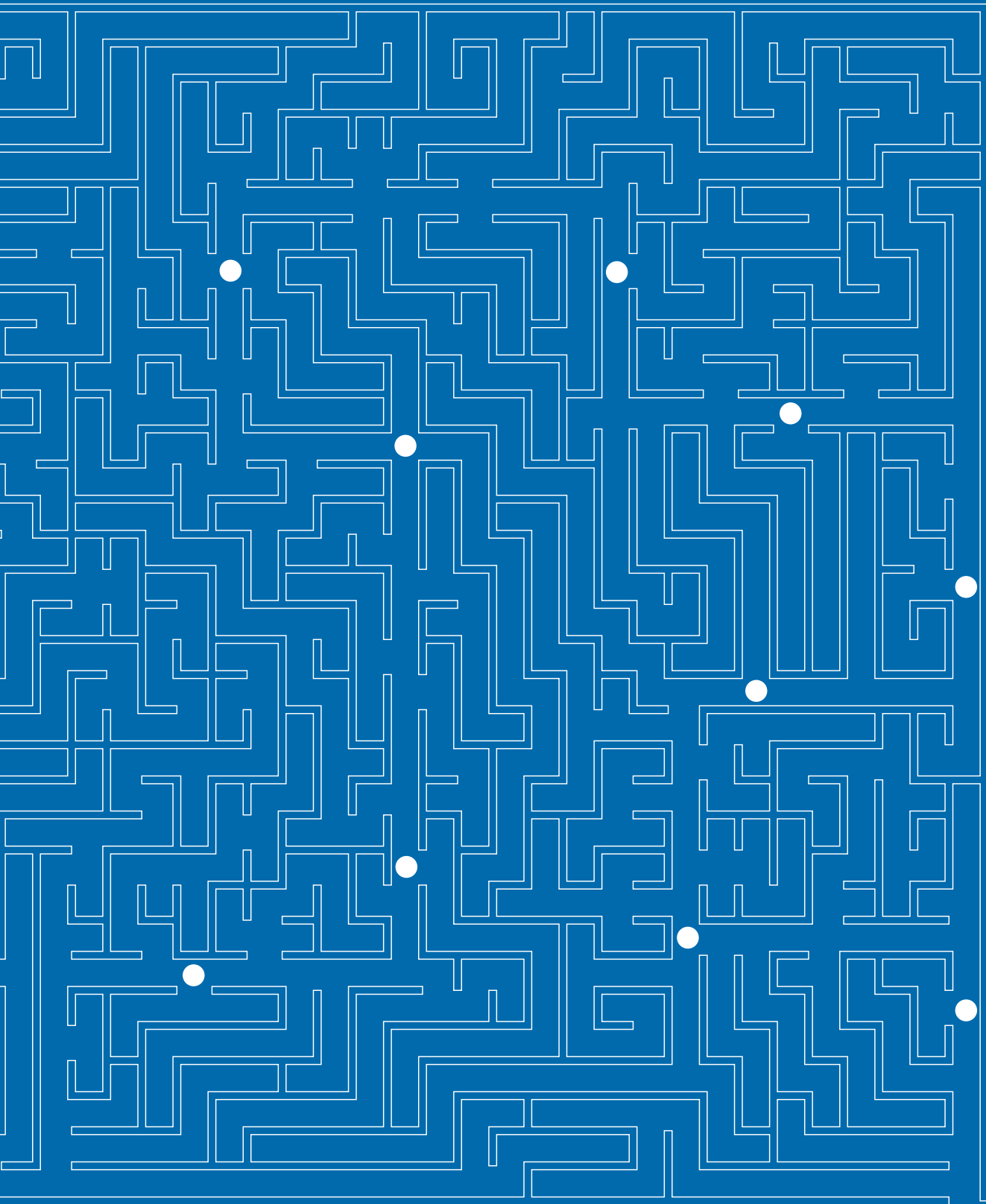


DI Andreas Eigenbauer
Vorstand E-Control



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





STROM- VERSORGUNG 2019

Gesamtstromversorgung 2019

Im Jahr 2019 wurden 66 TWh an elektrischer Energie an Endkundinnen und -kunden abgegeben, dies ist eine Steigerung um 105 GWh bzw. 0,2% gegenüber dem Vor-

jahr. Die Stromerzeugung in Österreich stieg um 5,4 TWh. Die Nettoimporte sanken sehr stark, nämlich um 5,8 TWh.

STROMBILANZ 2018 UND 2019 in GWh			
	2019	2018	Δ
Stromerzeugung	72.934	67.511	5.423
Importe	26.047	28.075	-2.029
Exporte	-22.918	-19.129	-3.789
Nettoimporte	3.129	8.946	-5.818
Verbrauch für Pumpspeicherung	-4.826	-5.116	290
Eigenbedarf	-1.927	-2.105	178
Netzverluste	-3.305	-3.336	31
Summe = Endverbrauch	66.005	65.900	105

Abbildung 1
Strombilanz 2018 und 2019

Quelle: E-Control

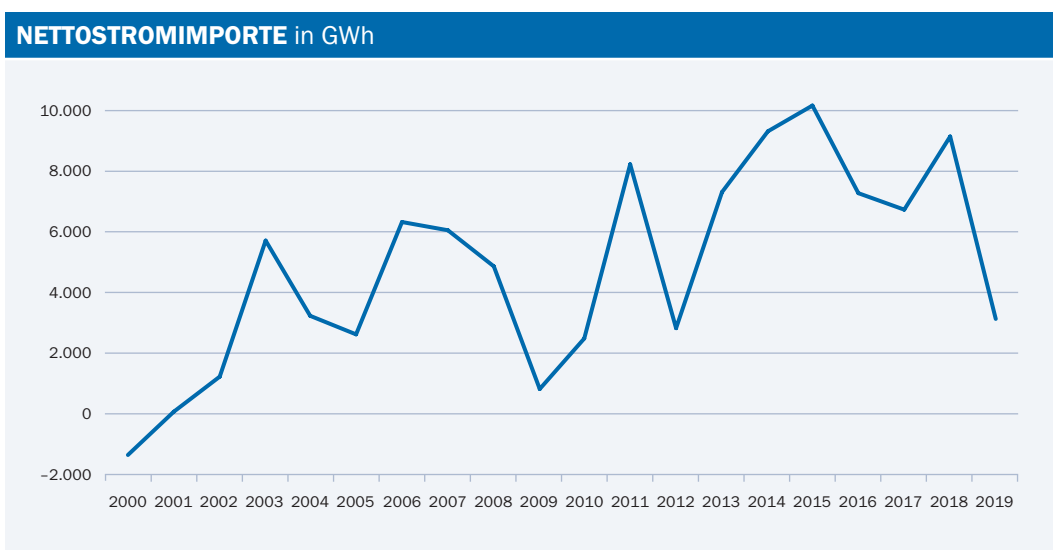


Abbildung 2
Nettostromimporte
2000–2019

Quelle: E-Control

Die gute Wasserführung und gestiegene Windkraftherzeugung haben dazu geführt, dass heimische Kraftwerke im Jahr 2019 signifikant mehr erzeugt haben als im Jahr 2018. Ebenfalls gestiegen ist die Stromerzeugung aus Wärmekraftwerken.

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Nettostromimporte nach Österreich in den Jahren

2000 bis 2019. Im Jahr 2019 gab es die niedrigsten Nettostromimporte seit sieben Jahren.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs und die heimische Stromerzeugung mit verschiedenen Kraftwerkstypen.

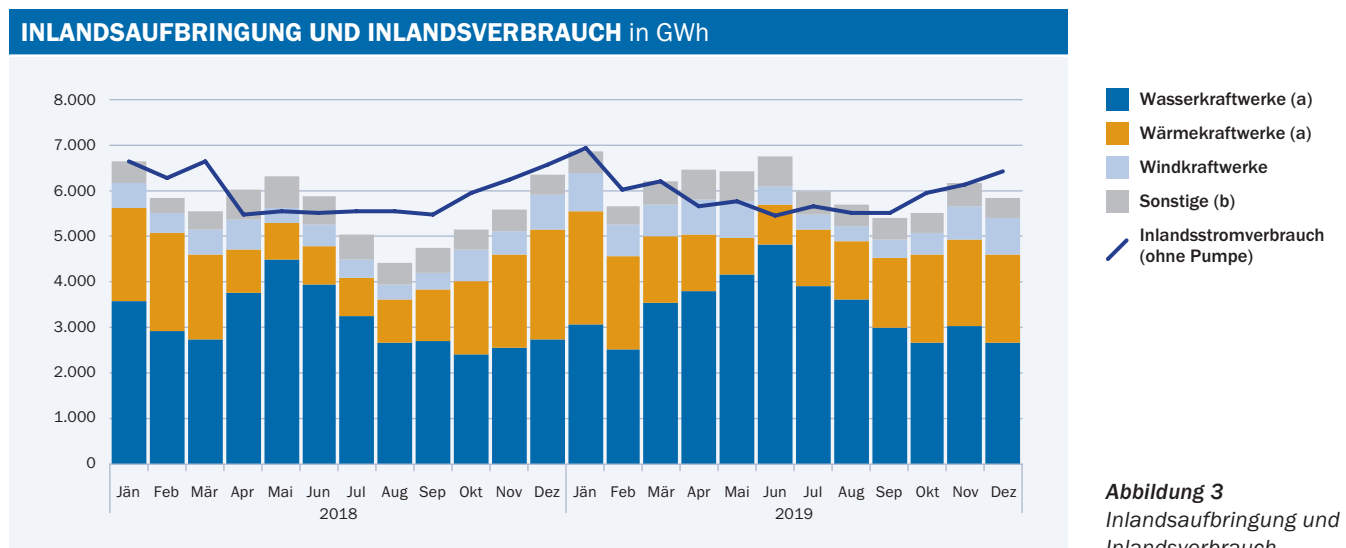


Abbildung 3
Inlandsaufbringung und
Inlandsverbrauch

a) Umfasst unterjährig Kraftwerke aller Erzeuger, die zumindest ein Kraftwerk betreiben, das direkt an den Netzebenen gemäß § 63 Z 1 bis 3 EIWOG 2010 angeschlossen ist oder das eine Brutto-Engpassleistung von zumindest 10 MW hat. Es werden alle Kraftwerke dieser Erzeuger erfasst.
b) Monatliche Erzeugung von nicht erfassten Kraftwerken. Die Aufteilung der sonstigen Menge nach Kraftwerkstyp und/oder Energieträgern erfolgt jährlich.

Quelle: E-Control

Entwicklung der Ökostrommengen

ÖKOSTROMEINSPHEMENGEN UND -VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH			
Q1-Q3 2019 im Vergleich zu Q1-Q3 2018			
Energieträger	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Q1-Q3 2019			
Kleinwasserkraft (unterstützt)	1.056	63,6	6,02
Sonstige Ökostromanlagen	6.749	749	11,09
Windkraft	4.464	407,7	9,13
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	1.275	157,7	12,37
Biomasse gasförmig *)	424	73,6	17,36
Biomasse flüssig	0	0,0	8,29
Photovoltaik	575	109,0	18,96
Deponie- und Klärgas	10	0,6	5,74
Geothermie	0,2	0,01	5,27
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	7.805	812,2	10,41
Q1-Q3 2018			
Kleinwasserkraft (unterstützt)	1.244	68,5	5,50
Sonstige Ökostromanlagen	5.839	688	11,79
Windkraft	3.406	312,0	9,16
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	1.490	193,0	12,95
Biomasse gasförmig *)	425	73,8	17,37
Biomasse flüssig	0	0,0	11,68
Photovoltaik	505	108,9	21,55
Deponie- und Klärgas	12	0,6	5,03
Geothermie	0,2	0,01	3,80
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	7.083	756,8	10,68

Abbildung 4
Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen der ersten drei Quartale 2019 im Vergleich zu den ersten drei Quartalen 2018

*) Allfällige Betriebskostenzuschläge wurden berücksichtigt.

Quellen: OeMAG, E-Control, Stand Februar 2020

Für das Jahr 2019 liegen die Ökostrommengen der ersten drei Quartale vor und werden in Abbildung 4 dargestellt. In Summe wurde in den ersten drei Quartalen 2019 deutlich mehr Strom aus Windkraft von der OeMAG abgenommen. Ebenfalls zugenommen hat die Stromerzeugung aus Photovoltaik. Diese Zuwächse übersteigen den Rückgang bei Strom aus Biomasse. Im Ergebnis wurden gegenüber den ersten drei Quartalen des Vorjahres etwa 700 GWh mehr an Ökostrom abgenommen, was sich auch in einem Anstieg des Vergütungsvolumens auswirkt.

Die Entwicklung der jährlich abgenommenen geförderten Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2018 ist in Abbildung 5 dargestellt.

Bewegung im Bereich der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen

Nach der Änderung des EIWOG 2010 im Jahr 2017 sind mittlerweile vermehrt gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in Betrieb bzw. in Umsetzung. Nachdem zu Beginn nur von einem begrenzten Einsatz zu hören war, belegen die Zahlen, dass derartige Anlagen mittlerweile deutlich verbreiteter sind und weitere folgen sollten. Wie erwartet, sind diese

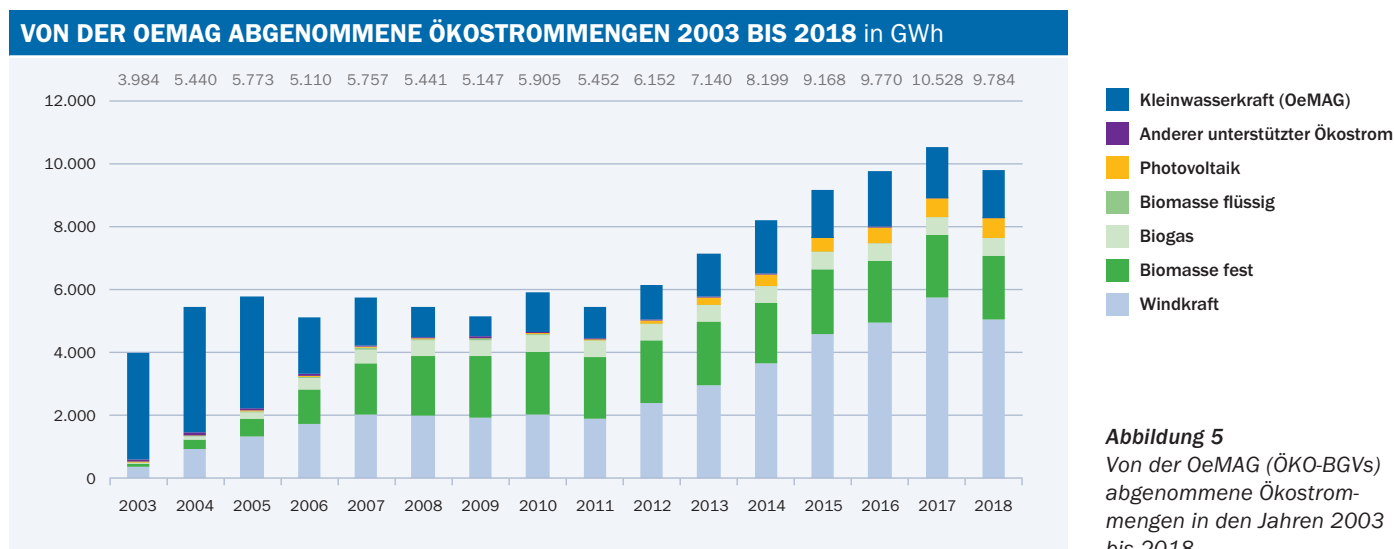


Abbildung 5
Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2018

Quelle: OeMAG, E-Control

ANLAGEN GEM. § 16A IN ÖSTERREICH			
	in Betrieb	in Umsetzung/ Transformation	in Planung
Wien	3	6	11
Niederösterreich	2	1	
Oberösterreich	8	38	118
Tirol	5	5	
Steiermark	12	10	
Salzburg	15	124	
Kärnten	4		
Vorarlberg	13	5	5
Gesamt	57	189	134

Abbildung 6
Anlagen gem. § 16a
in Österreich,
Stand Anfang 2019

Quelle: Österreichs Energie

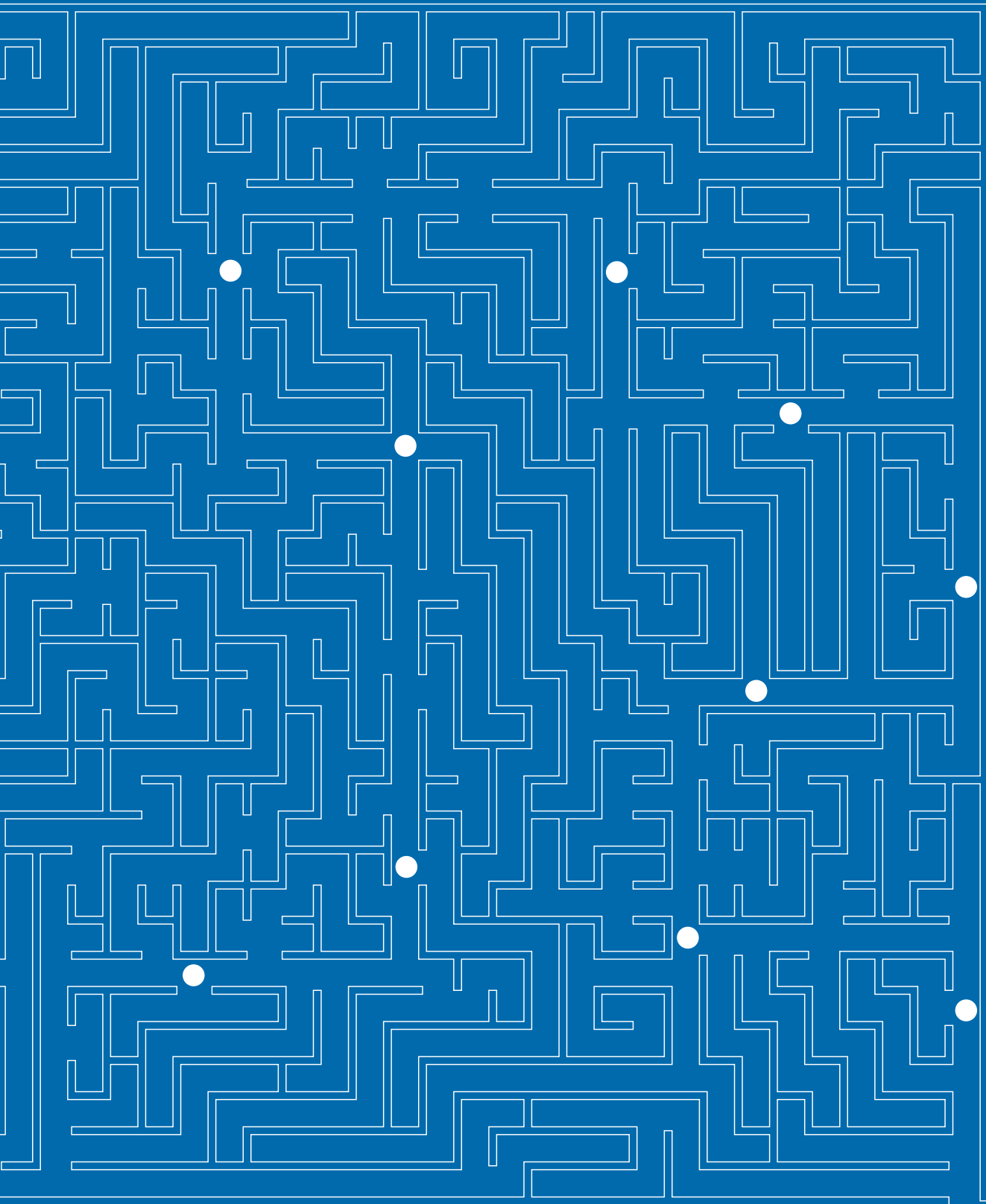
vor allem im Neubau relevant, da eine Umsetzung im Zuge der Errichtung eines Neubaus wesentlich einfacher ist. Im Zuge der Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, welche ein wesentliches Merkmal in der Erneuerbaren-Richtlinie sind, könnte weiterer Schwung in diese Thematik kommen.

Weitere Details zu erneuerbaren Energieträgern sind im jährlichen Ökostrombericht der E-Control ausgeführt.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





GAS-VERSORGUNG 2019

Das Jahr 2019 war physisch weitgehend durch die Vorbereitungen auf eine mögliche Transportunterbrechung in der Ukraine zu Beginn des Jahres 2020 geprägt. Durchaus im Gleichklang mit den Speicherbewegungen in der gesamten Europäischen Union waren die Speicher ab August im Wesentlichen vollgefüllt, was für Österreich bedeutet, dass mit Jahresende um 32,6 TWh oder etwa ein Drittel mehr Gas eingelagert war als im Vorjahr.

Diese bedeutende Veränderung im Vergleich zum Vorjahr wurde durch mehrere Faktoren bestimmt. Einerseits wurde an Endverbraucherinnen und -verbraucher um 3,9% oder 3,53 TWh mehr Erdgas abgegeben, sodass

2019 die Endabgabe 94,21 TWh betrug, die Import-Export-Bilanz hat sich aber um 36,77 TWh erhöht. Während nämlich um 4,5% oder 23,93 TWh mehr importiert wurden, sind auch 2,9% oder 12,84 TWh weniger exportiert worden. Dies war der wesentliche Faktor, der den Speicheraufbau ermöglichte. Im gleichen Zeitraum ist die heimische Produktion von Erdgas um 1 TWh (9%) gesunken, die Einspeisung von biogenem Gas sank um 19 GWh (11%).

Unterjährig haben vor allem die Monate des Gassommers April bis September mit 5,7 TWh zum Verbrauchszuwachs beigetragen. Wesentlich war dieser Zuwachs durch den Ver-

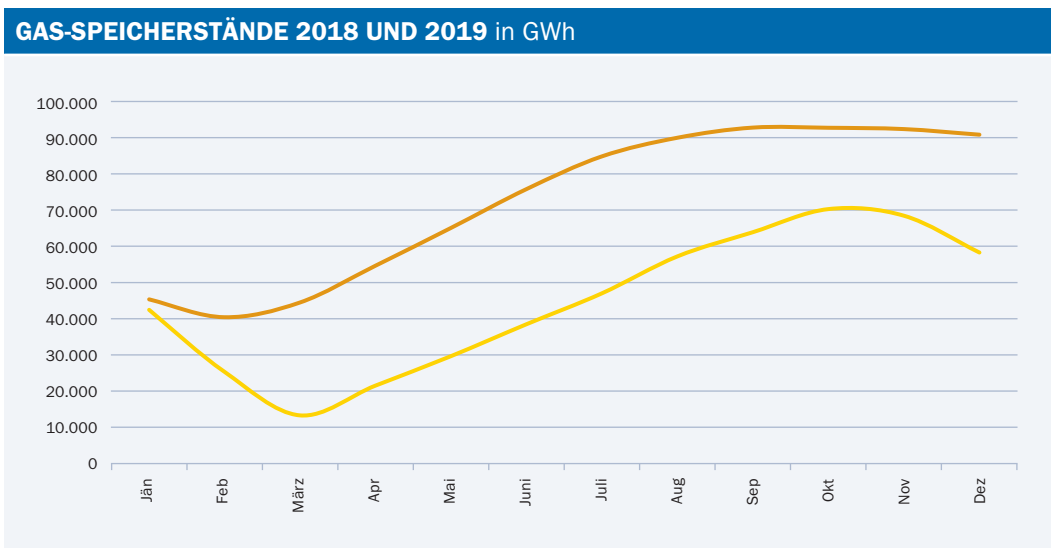


Abbildung 7
Gas-Speicherstände 2018
und 2019

Quelle: E-Control

GASBILANZ 2018 UND 2019 in GWh			
	2019	2018	Δ
Importe	551.501	527.569	23.932
Exporte	-430.093	-442.937	12.844
Nettoimporte	121.407	84.632	36.776
Produktion	10.102	11.101	-999
Biogas	152	171	-19
Heimische Produktion	10.254	11.272	-1.018
Ausspeicherung	36.456	69.770	-33.314
Einspeicherung	-69.072	-69.630	558
Nettospeicherungsbewegung	-32.615	140	-32.756
Eigenverbrauch u. Verluste	-5.035	-5.045	10
Stat. Differenz	199	-318	517
Summe = Endabgabe	94.210	90.681	3.529

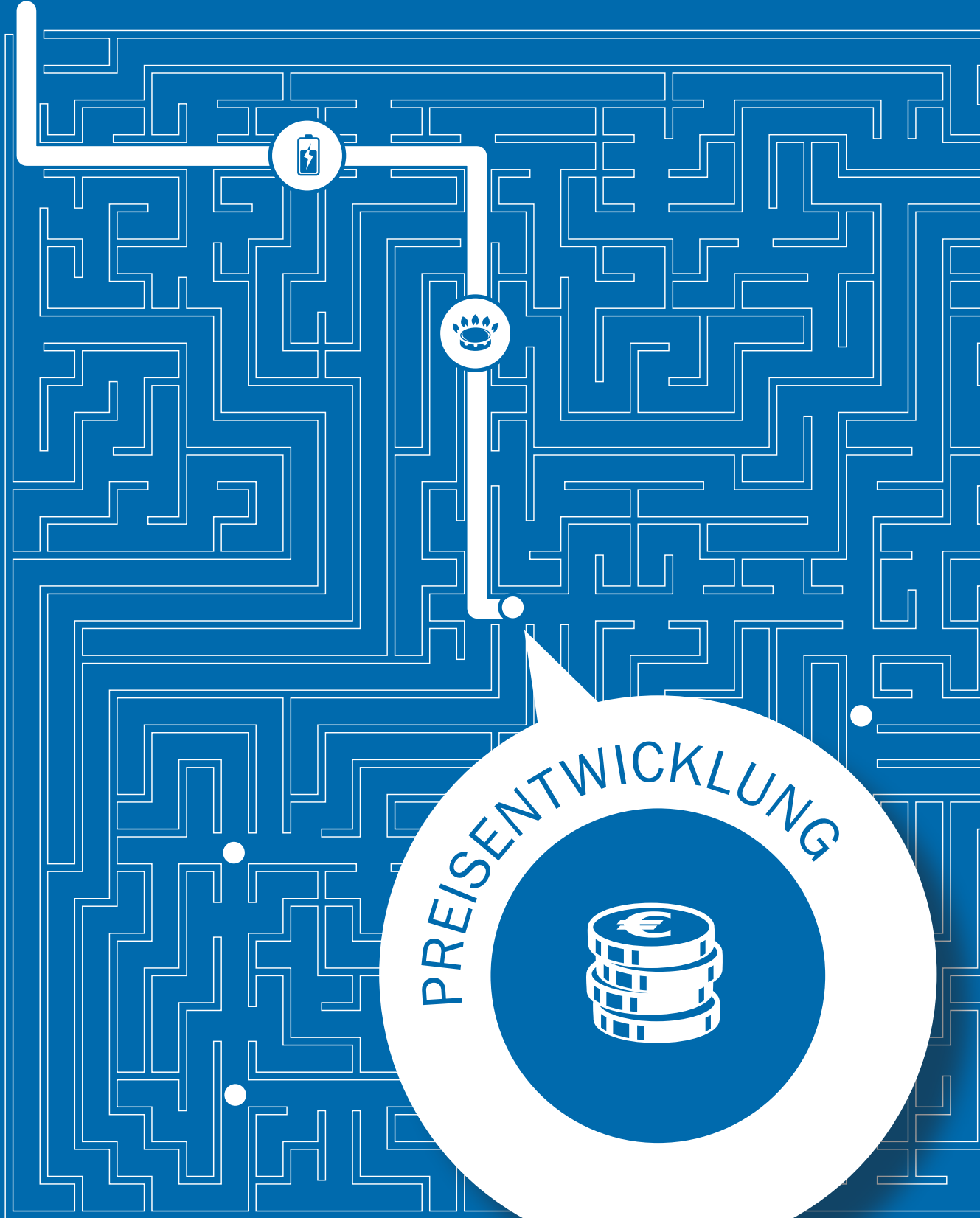
Abbildung 8
Gasbilanz 2018 und 2019

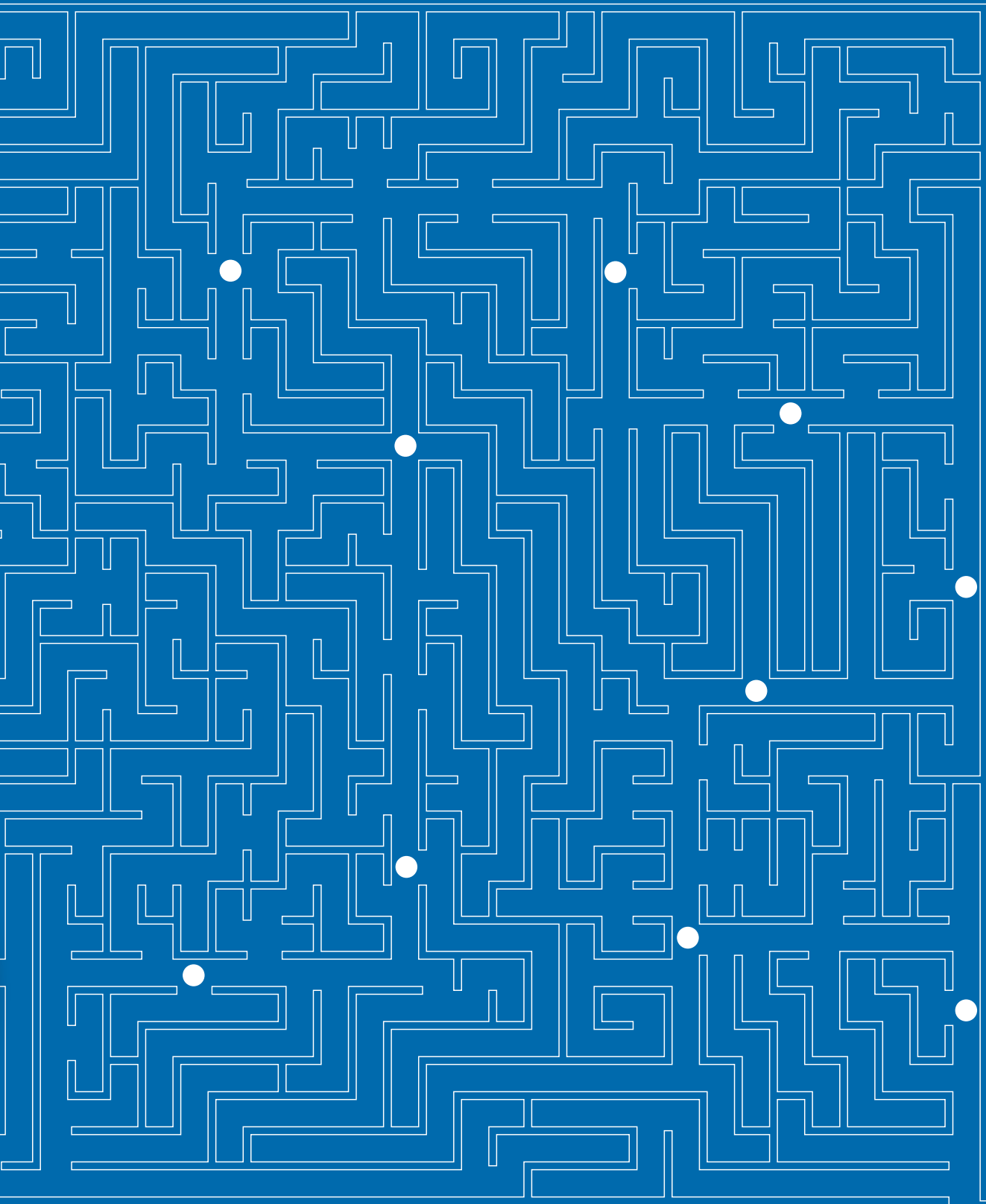
Quelle: E-Control

brauch von öffentlichen Gaskraftwerken verursacht, die in diesem Zeitraum um etwa 1,5 TWh mehr Strom produziert hatten als im Vorjahr. In den Monaten Jänner bis März war der Verbrauch allerdings um 2,1 TWh geringer als im Vorjahr.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





PREISENTWICKLUNG AM GROSSHANDELSMARKT

Stromgroßhandelsmarkt 2019

Im österreichischen Stromgroßhandel zeigte sich im Jahr 2019 insgesamt ein deutlicher Rückgang der Spotmarktpreise. In der als Referenzpreis besonders wichtigen Marktkopplungsauktion im Day-ahead-Segment¹ wurde ein Durchschnittspreis von 40,1 EUR/MWh für Lieferung im österreichischen Marktgebiet erreicht. Dies entspricht einer Preisreduktion von durchschnittlich 6,3 EUR/MWh im Vergleich zum Vorjahr (-13,5%). Als wesentliche Treiber für diese Entwicklung sind die einerseits hohen Erzeugungsmengen aus den österreichischen Wasserkraftanlagen und die im Jahresvergleich rückläufigen Brennstoffpreise bei gleichzeitig starren CO₂-Preisen zu nennen. Vor allem der angebotsgetriebene Preiseinbruch für Gaslieferungen ist in diesem Kontext herauszustreichen (nähere Informationen dazu sind ab Seite 33 zu finden).

Analysiert man den Day-ahead-Markt auf Tagesbasis, zeigten sich im auch Jahr 2019 stark ausgeprägte Preissprünge, die charakteristisch für Märkte mit hohem Erzeugungsanteil von erneuerbaren Energieträgern sind (siehe Abbildung 9). Dementsprechend variierten die Base-Preise im Preisintervall zwischen -7,3 EUR/MWh und 85,8 EUR/MWh. Obwohl vor allem in den Wintermonaten weiterhin sichtbar, sind die Preisaufschläge auf Peak-Stunden seit Jahren tendenziell rückläufig, was auch auf die fluktuierenden

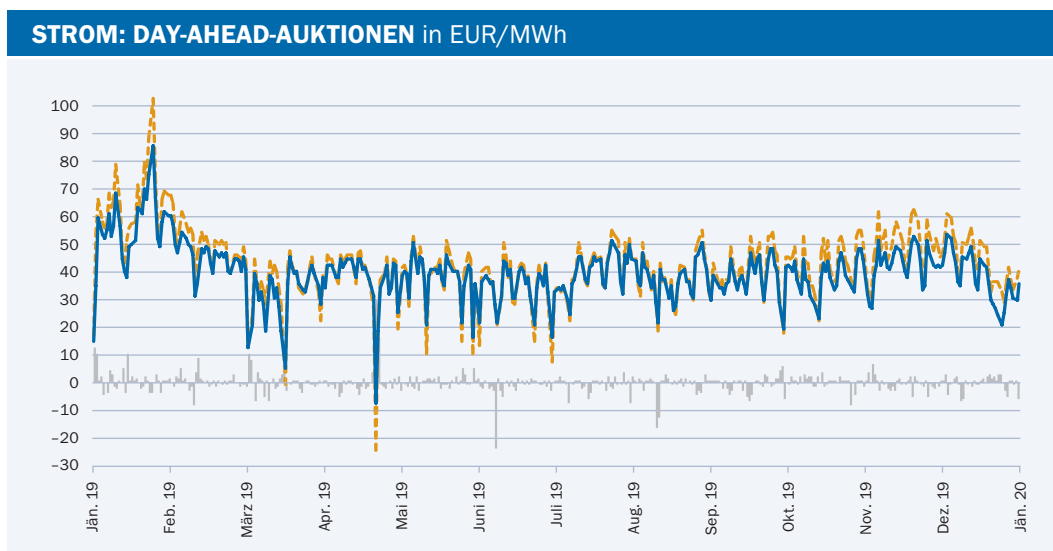
Erzeugungsmuster von Wind und Photovoltaik zurückzuführen ist. Dieser Trend setzte sich auch 2019 fort – im Vergleich zu den Base-Preisen lagen die Peak-Preise um durchschnittlich 7,6% höher (im Jahr 2017 lag der Preisaufschlag noch bei 11,3%). Neben der Marktkopplungsauktion, die täglich um 12 Uhr mittags stattfindet, bietet die Wiener Strombörse EXAA eine zusätzliche lokale Day-ahead-Auktion um 10:15 an. Aufgrund des zeitlichen Unterschieds bei der Durchführung dieser beiden Auktionen existiert eine Preisdifferenz in den Abschlüssen der beiden Auktionen (Timespread). Der durchschnittliche Timespread im Jahr 2019 lag bei 10 Cent/MWh – die Strompreise waren somit aufgrund der früheren Durchführung und der damit verbundenen höheren Unsicherheit an der EXAA etwas teurer. Dieses Ergebnis ist jedoch vor allem den Auktionsergebnissen im ersten Quartal 2019 geschuldet. Im weiteren Jahresverlauf reduzierten sich die mittleren Preisunterschiede deutlich, in einigen Monaten waren die Preise an der EXAA im Vergleich zur später stattfindenden Marktkopplungsauktion sogar günstiger.

In der saisonalen Betrachtung zeigten sich die Spotpreise im Jahr 2019 vergleichsweise stabil. Zwar lag das Preisniveau im Jänner noch bei 56 EUR/MWh, allerdings kam es gestützt durch die starke Zunahme der Was-

¹ Tägliche 12:00-Auktion im Rahmen des europäischen Marktkopplungsprozesses (Marktzugang über die Strombörsen EPEX Spot SE, EXAA und Nord Pool).

serkrafteerzeugung in den Folgemonaten zu einem deutlichen Preisabschwung. Im März erreichte das Preisniveau den monatlichen Tiefstand von 33,1 EUR/MWh und stieg dann auf ein Preisniveau von etwa 38 EUR/MWh an, welches sich bis Oktober als robust erwies. Durch die Kombination aus verhältnismäßig milden Temperaturen und der hohen Verfügbarkeit erneuerbarer Erzeugung waren die sonst üblichen Preisanstiege am Jahresende sehr moderat. Besonders deutlich wird dies im Vergleich zum Vorjahr – der im vierten Quartal 2019 vorherrschende Durchschnittspreis von 39,9 EUR/MWh bedeutete eine Reduktion von über 30% im Vergleich zum selben Zeitraum 2018. In diesem Zusammen-

hang muss jedoch auch daran erinnert werden, dass die Preise im vierten Quartal 2018 auch von der ausgeprägten Unsicherheit im Zuge der damals erfolgten Preiszonentrennung mit Deutschland beeinflusst waren. Das Jahr 2019 ist folglich auch das erste vollständige Jahr, in dem sich das österreichische Marktgebiet selbständig in den europäischen Marktkopplungsprozessen behaupten musste. Für die österreichischen Preise besonders relevant sind hierbei die grenzüberschreitenden Nominierungen mit Deutschland, die mit durchschnittlich 2,5 GW durchaus beträchtlich waren. Auch hier bestehen deutliche Saisoneffekte – die höchsten Nettoimporte traten in den Wintermonaten auf. Gleichzeitig



- Day-ahead-Auktion 12:00 Base
- Day-ahead-Auktion 12:00 Peak
- Timespread Base

Abbildung 9
Entwicklung der Day-ahead-Spotpreise in der 12:00-Auktion und Timespreads zur 10:15-Auktion

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

kam es vor allem in diesen Monaten zu den größten Preisunterschieden (Spreads) zwischen Österreich und Deutschland, da die höhere Nachfrage zu stärkerem europäischen Wettbewerb um günstige Erzeugungskapazitäten führte und auch die implementierten Transportkapazitätsbeschränkungen in einem höheren Maße restriktiv wirkten. Folglich kam es im Jänner und Dezember 2019 zu den höchsten Spreads zwischen Österreich und Deutschland im Ausmaß von über 6 EUR/MWh. Dementgegen herrschte von Mai bis Juli 2019 im Mittel annähernd Preisparität zwischen Österreich und Deutschland, und die österreichischen Erzeuger konnten in einigen Stunden als Nettoexporteure auftre-

ten. Über alle Stunden im Jahr 2019 ergab sich insgesamt ein Preisaufschlag auf die deutschen Marktergebnisse von 2,4 EUR/MWh (6,3%). Anhand der bereits gehandelten finanziellen Übertragungsrechte zwischen Österreich und Deutschland für das Jahr 2020 kann man von einem erwarteten Preisunterschied zwischen Österreich und Deutschland in der Höhe von 2,7 EUR/MWh ausgehen.²

Die Abschlüsse auf den Terminmärkten der EEX lassen bereits einige weitere Schlüsse auf die Preiserwartungen für das Jahr 2020 zu. Die Year-ahead-Produkte wiesen im Handelszeitraum 2019 einen äußerst stabilen Verlauf auf. Die Stromlieferkontrakte für das Jahr

STROM: LANGFRISTIGE PREISE, KOHLE UND CO₂ in EUR/MWh, EUR/t und EUR/EUA

Strom Future Base AT
Kohle Year-ahead
CO₂ Year-ahead

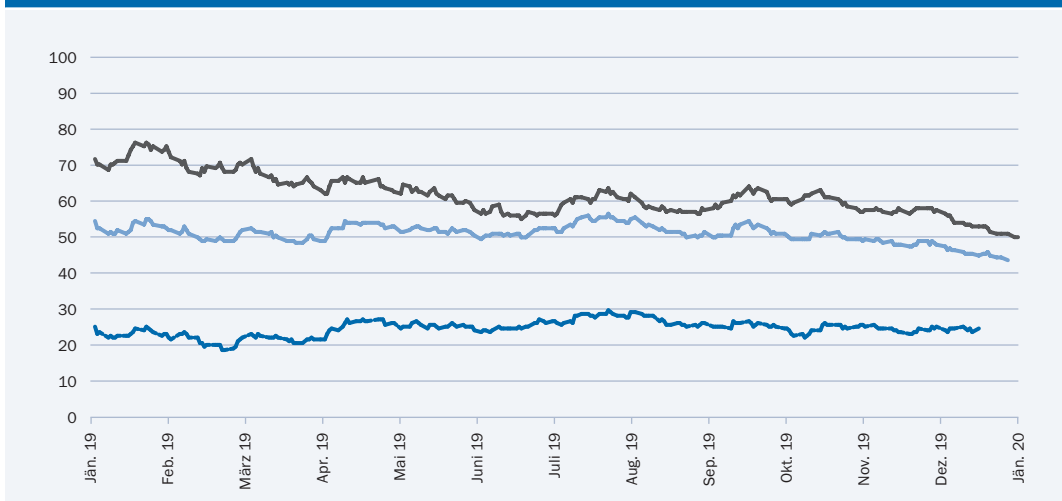


Abbildung 10
Entwicklungen am Terminmarkt der EEX

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

² Dieser Wert bezieht sich auf das Auktionsergebnis zum Erwerb von finanziellen Übertragungsrechten (FTRs) für das Jahr 2020 an der Handelsplattform JAO, die es Marktteilnehmern ermöglichen, sich gegen auftretende Spotpreisdifferenzen zwischen den Marktgebieten Deutschland und Österreich abzusichern.

2020 wurden durchschnittlich zu einem Preis von 51 EUR/MWh gehandelt. Gegen Ende der Handelsperiode gaben die Preiseinschätzungen jedoch nach und rangierten nur noch bei 45 EUR/MWh. Vor diesem Hintergrund ist zunächst mit weiteren Abwärtstendenzen zu rechnen. Inwieweit das niedrige Preisniveau im

Gesamtjahr 2020 gehalten werden kann, ist vor allem von der realisierbaren erneuerbaren Einspeisung abhängig. Hinweise auf bevorstehende Preisanstiege im Stromgroßhandel sind derzeit jedoch nicht vorhanden. Die bisher abgeschlossenen Kontrakte für Kohle und CO₂-Zertifikate stützen diese Einschätzung.

Gasgroßhandelsmarkt 2019

Waren die Preise im Jahr 2018 durchschnittlich um rund 27% höher als im Vorjahr, sanken sie im Jahresschnitt 2019 um rund 36% gegenüber 2018. Die primären preisbestimmenden Faktoren im Jahr 2019 waren neben hoher Verfügbarkeit an verflüssigtem Erdgas („Liquefied Natural Gas“, LNG) auf dem europäischen Markt die gut gefüllten Gasspeicher und die gestiegenen CO₂-Preise, welche für Gaskraftwerke einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Kohlekraftwerken bedeuteten. Abgesehen vom Monatsmittelwert im Jänner 2019 lagen alle Monatsdurchschnittswerte der bilateral gehandelten Day-ahead-Produkte des Over-the-counter-Marktes am Central European Gas Hub (CEGH OTC) unterhalb der Werte des Jahres 2018. Bedingt durch niedrige Temperaturen und große Nachfrage aus dem italienischen Markt, wurde im Jänner mit 22,76 EUR/MWh der Jahreshöchstwert am CEGH OTC erreicht. Wie auch auf anderen Märkten in Europa zeigten die Preise am CEGH OTC in den Folgemonaten primär eine sinkende Tendenz. Am letzten Handelstag des Gassommers (30. September 2019) fielen sie schließlich auf ein Jahresminimum von 9,28 EUR/MWh. Nach einem kurzen

Anstieg in der ersten Hälfte des vierten Quartals setzte sich die fallende Tendenz in den letzten Wochen des Jahres fort.

Die Preise am virtuellen Handelspunkt des CEGH (CEGH VTP) in Österreich verliefen 2019 weitestgehend im Gleichklang mit den Gebieten Net Connect Germany (NCG) sowie Titel Transfer Facility (TTF). Am Day-ahead-Markt des CEGH OTC kam im Jahresdurchschnitt ein Aufpreis von rund 1,23 EUR/MWh auf den TTF zustande; die Preisdifferenz zwischen CEGH OTC und NCG betrug im Jahresdurchschnitt 0,77 EUR/MWh. In beiden Fällen entstanden die größten Preisunterschiede in den Monaten April bis Juni sowie September. Während der Monate Jänner, Juli bis August sowie November und Dezember waren die Gaspreise am CEGH OTC zeitweise sogar niedriger als im NCG-Gebiet, ebenso wie während der Mehrzahl der Tage im Jänner, Juli, August sowie Oktober bis Dezember im Vergleich zum TTF.

Die börslich gehandelten Volumina (Kurzfrist- und Langfristmarkt) am PEGAS CEGH stiegen

TTF Day-ahead
 NCG Day-ahead
 CEGH OTC Day-ahead

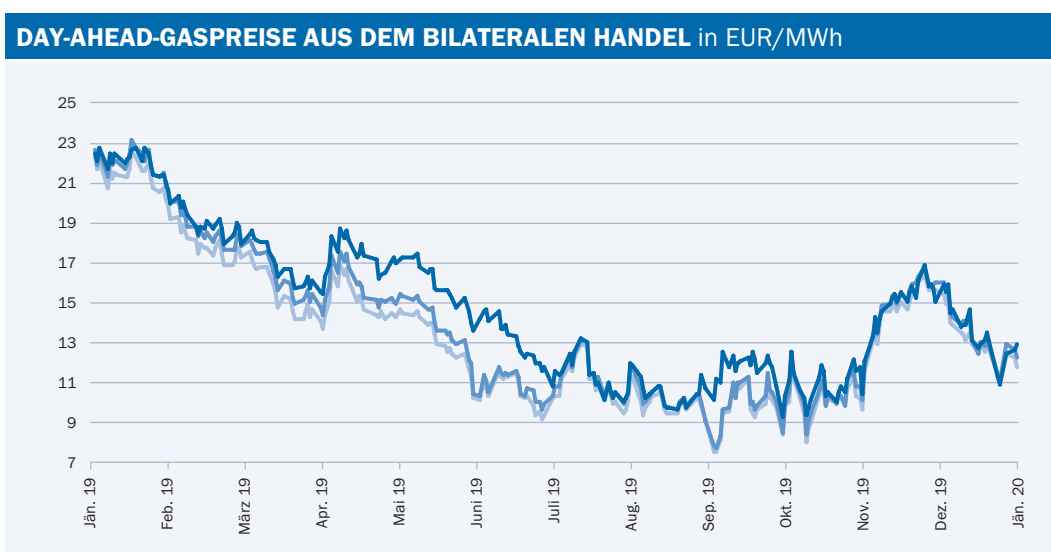


Abbildung 11
 Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel

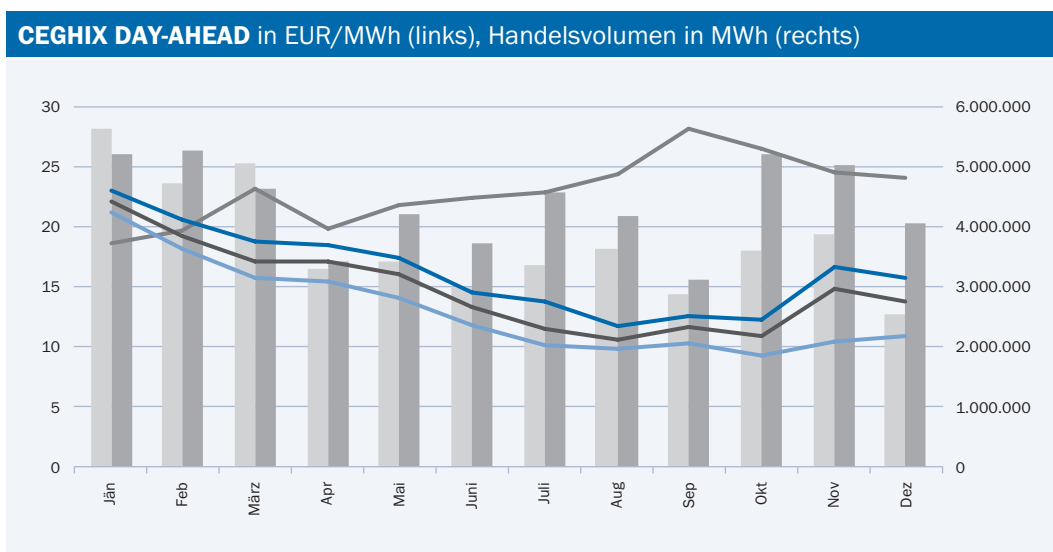
Quelle: ICIS Heren

während der letzten Jahre stetig an. Auch das Jahr 2019 verzeichnete erneut einen Anstieg im Vergleich zum Vorjahr. Lediglich in den Monaten Jänner und März überstieg der jeweilige Monatswert des Jahres 2018 jenen von 2019.

Die Öl- und Gaspreise entwickelten sich 2019 in unterschiedliche Richtungen, weshalb die Anzahl der neu abgeschlossenen Gasverträge auf Basis des Ölpreises zurückging. Man spricht auch von einer Entkoppelung der Gas- und Ölpreise. Dennoch existieren nach wie vor langfristige Verträge, die basierend auf dem Ölpreis indexiert werden. Das Preismaximum für Brent, die für Europa wichtigste Rohölsorte, wurde mit rund 66,84 EUR/bbl im April 2019 erreicht. Im Durchschnitt waren die

Ölpreise 2019 um rund 6% niedriger als im Vorjahr. Die Preise für „West Texas Intermediate“ (WTI), die Rohölsorte aus den USA, verhielten sich 2019 wie auch zuvor sehr ähnlich wie jene für Brent.

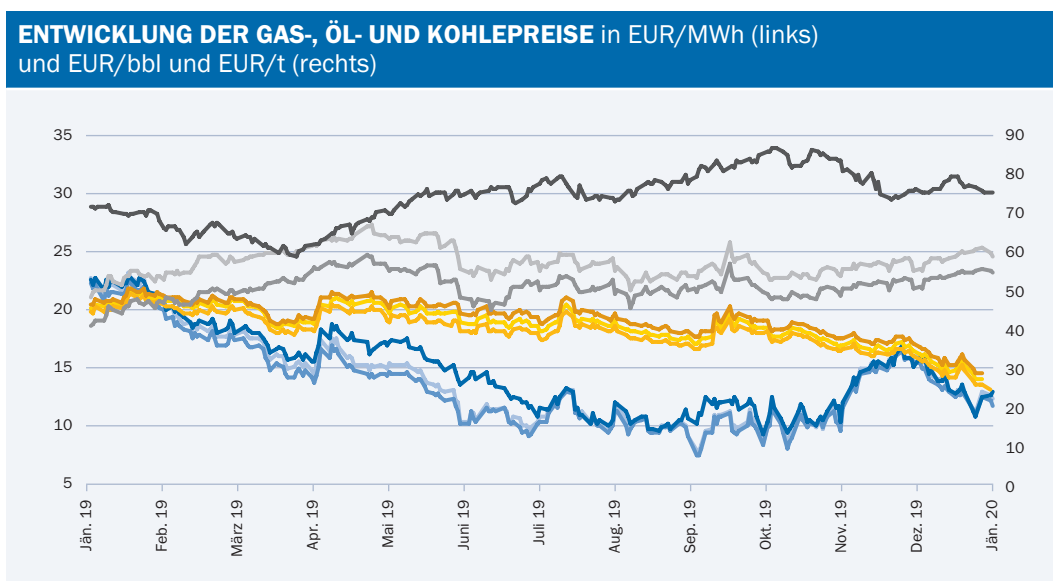
Im Wettbewerb zwischen Kohle und Gas als Energieträger für die Stromproduktion erzeugten hohe Preise für CO₂-Zertifikate 2019 einen deutlichen Wettbewerbsvorteil für emissionsärmere Gaskraftwerke. Getrieben durch preisdrückende Faktoren lag der Jahresdurchschnittspreis für Kohle (Rotterdam) rund 16% unter jenem des Jahres 2018 und bewegte sich insgesamt zwischen einem Minimum von rund 51,25 EUR/t und einem Maximum von rund 76,32 EUR/t.



- Volumen 2018 (rechts)
- Volumen 2019 (rechts)
- Durchschn. Preis 2018 (links)
- Min. Preis 2019 (links)
- Max. Preis 2019 (links)
- Durchschn. Preis 2019 (links)

Abbildung 12
Day-ahead-Gaspreise vom CEGHIX

Quelle: CEGH, Wiener Börse/PEGAS, Berechnungen E-Control



- NCG Day-ahead (links)
- TTF Day-ahead (links)
- CEGH Day-ahead (links)
- NCG 2020 (links)
- TTF 2020 (links)
- CEGH 2020 (links)
- Brent (Europe) (rechts)
- WTI (USA) (rechts)
- Kohle Year-ahead (rechts)

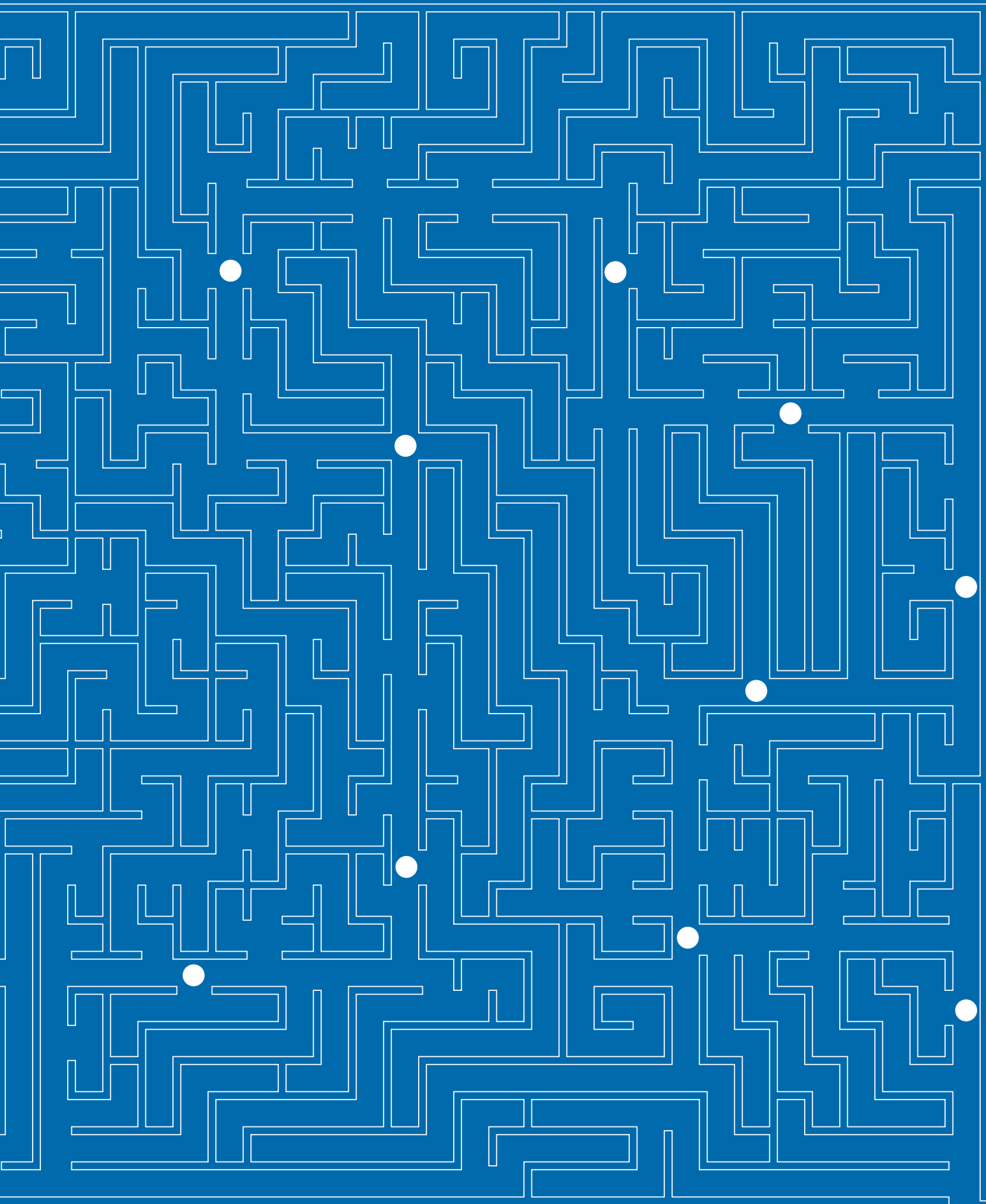
Abbildung 13
Entwicklung der Gas-, Öl- und Kohlepreise

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



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





ENTWICKLUNGEN DES RECHTSRAHMENS AUF EU-EBENE UND IN ÖSTERREICH

EU-Rechtsentwicklungen – Clean Energy Package

Das Clean Energy Package (CEP) wurde im Mai 2019 vom Ministerrat beschlossen. Für die kommenden Jahre bedeuten die neuen Richtlinien und Verordnungen einen umfassenden Transformationsprozess, der sich teils direkt aus den Bestimmungen der Verordnungen und teils aus der Umsetzung der Richtlinien in die Rechtssysteme der Mitgliedstaaten ergibt. Der reformierte Rechtsrahmen legt die künftigen Spielregeln für den Strommarkt in Europa fest und überträgt dabei auch den Energieregulierungsbehörden weitreichende Aufgaben.

Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung verfolgt vier wesentliche Ziele: die Festlegung der Grundlagen für die Verwirklichung der Ziele der Energieunion und insbesondere des Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, die Festlegung von Grundsätzen für gut funktionierende, integrierte Elektrizitätsmärkte, die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und schließlich die Erleichterung der Herausbildung eines gut funktionierenden und transparenten Elektrizitätsgroßhandelsmarkts.

Vor dem Hintergrund dieser Zielsetzungen ist die optimale Konfiguration von Gebotszonen und die Förderung des grenzüberschreitenden Stromhandels ein prioritäres Anliegen der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung. Mit dem 3. Energiebinnenmarktpaket des Jahres 2009 wurden bereits die ersten wichtigen

Grundlagen und Schritte zur fortschreitenden Optimierung der europäischen Gebotszonen gesetzt. Die neue Elektrizitätsbinnenmarktverordnung führt diese Grundlagen nun in einem erweiterten Rahmen fort und wird sie in den kommenden Jahren weiter vorantreiben.

Weitere Voraussetzung für funktionierenden Wettbewerb im Elektrizitätsbinnenmarkt sind diskriminierungsfreie, transparente und angemessene Entgelte für die Netznutzung einschließlich der Verbindungsleitungen zwischen Gebotszonen im Übertragungsnetz. Um den Marktteilnehmern die maximale Übertragungskapazität dieser Verbindungsleitungen zur Verfügung zu stellen, legt die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung einen eindeutigen Mindestwert für die verfügbare Kapazität für den zonenübergreifenden Handel fest (sog. „70%-Kriterium“). Diese Vorschrift erfordert ein effizientes Zusammenspiel zwischen der E-Control und den relevanten nationalen Netzbetreibern, wie auch eine tiefgehende grenzüberschreitende Kooperation und einen umfassenden Know-how-Austausch zwischen allen involvierten Regulierungsbehörden, ACER, den jeweiligen Mitgliedstaaten und allen relevanten europäischen Netzbetreibern.

Darüber hinaus sind in der überarbeiteten Verordnung noch weitere Themen geregelt, wie z.B. der Rahmen für die Beurteilung von „Resource Adequacy“ und die Umsetzung von Kapazitätsmechanismen, die Weiterentwicklung von regionalen Sicherheitszentren zu sog. „Regional Coordination Centers“ für den

Übertragungsnetzbetrieb und die Möglichkeit zur Entwicklung neuer Network Codes.

Im Gasbereich einigte man sich auf eine Änderung der Gasrichtlinie, wonach Gasleitungen, die in den europäischen Gasbinnenmarkt hinein- oder aus ihm herausführen, nun den EU-Vorschriften entsprechen müssen. Außerdem kann die EU-Kommission nun vor Abschluss von Vereinbarungen zwischen Mitgliedstaaten und Ländern außerhalb der EU sicherstellen, dass diese mit EU-Recht im Einklang stehen. Dies verbessert die Planungssicherheit für Investoren im Binnenmarkt.

Zum Abschluss des Jahres 2019 stellte die neue EU-Kommission unter ihrer Präsidentin Ursula von der Leyen noch ein Maßnahmenpaket für stärkeren Klimaschutz und wirtschaftliche Veränderungen in Europa vor: den „europäischen Grünen Deal“. Dieses Maßnahmenpaket ist zwar noch nicht durch spezifische Rechtsakte konkretisiert, doch die Ambition der EU ist klar: als erster Kontinent bis 2050 klimaneutral zu werden. Der europäische Grüne Deal bekräftigt das Engagement der EU-Kommission zur Bewältigung klimawirtschaftlicher Herausforderungen.

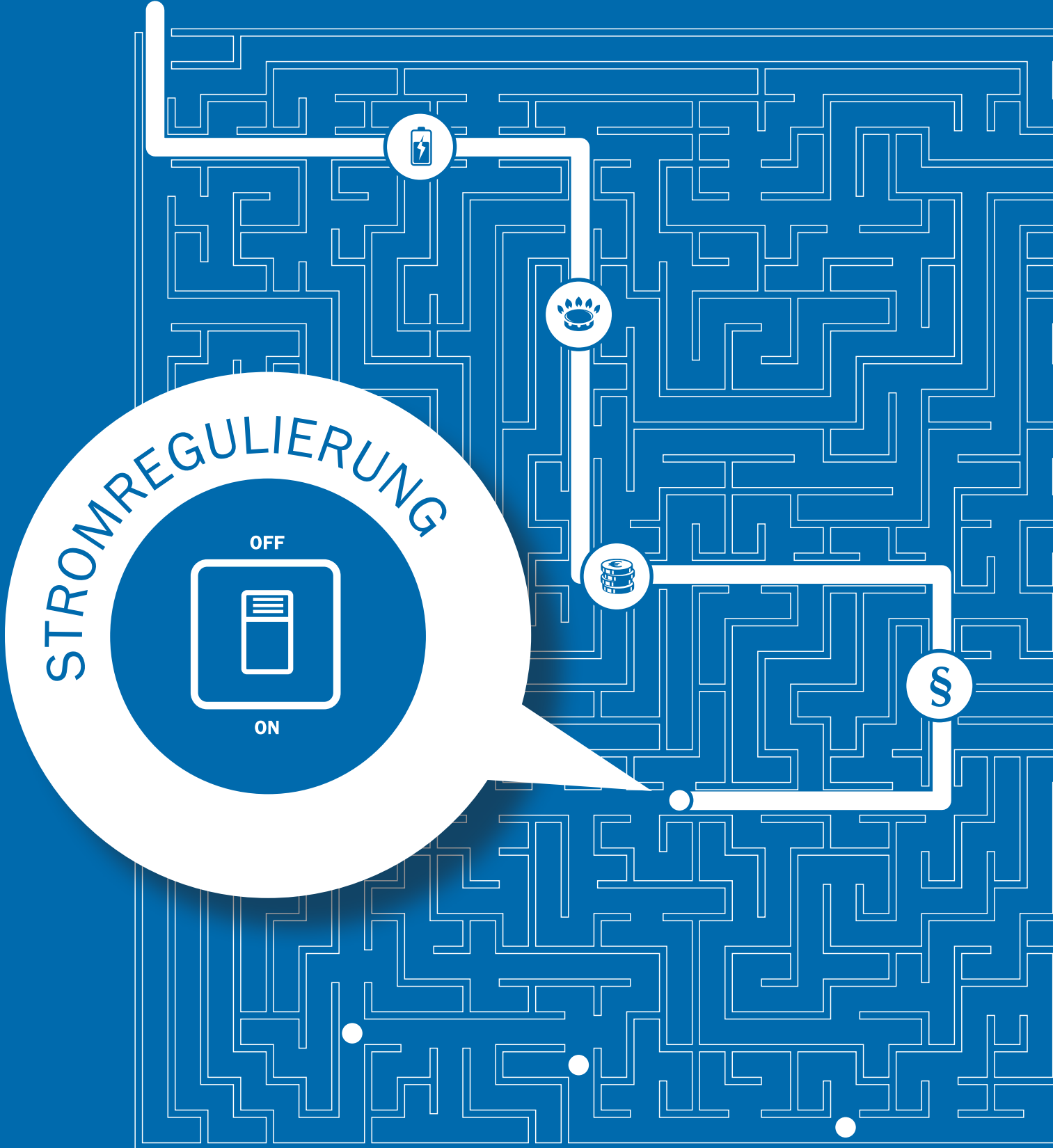
Nationale Rechtsentwicklungen, Ökostromgesetz-Novelle 2019

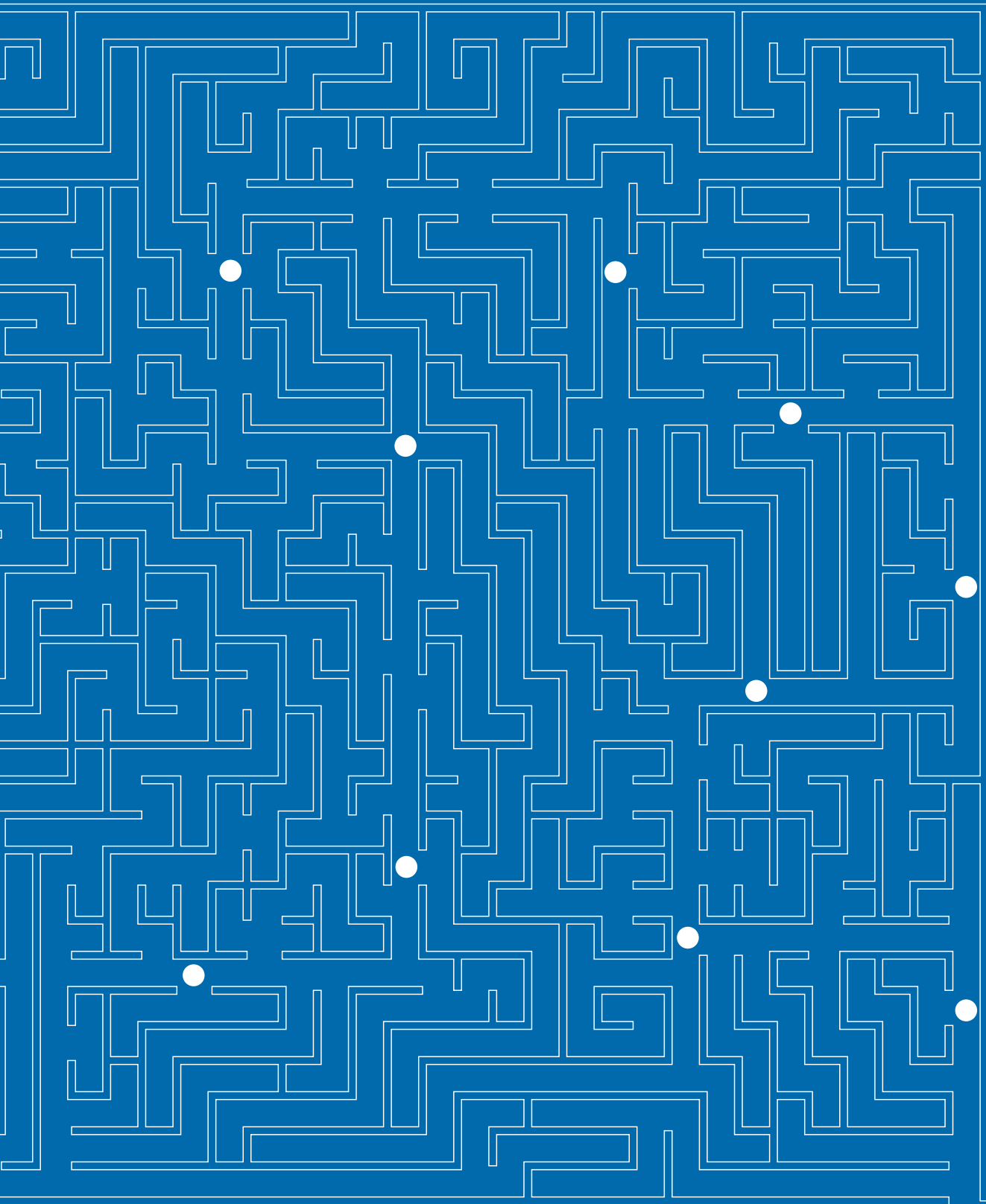
Im Oktober 2019 wurde das ÖSG 2012 novelliert, wobei der Abbau der Wartelisten im Mittelpunkt stand. Dazu wurde das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen des Jahres 2021 auf 2020 vorgezogen und für feste Biomasseanlagen ein zusätzliches Unterstützungsvolumen von 8,7 Mio. EUR zur Verfügung gestellt. Bei der Investitionsförderung wurden für die mittlere Wasserkraft zusätzlich 30 Mio. EUR zur Verfügung gestellt und gleichzeitig die Förderhöhe von 10% auf 15% bzw. von maximal 400 EUR/kW auf 650 EUR/kW sowie von in Summe maximal 6 Mio. EUR pro Anlage auf 10 Mio. EUR erhöht. Bei der Photovoltaik- und Speicherförderung wurden für die Jahre 2020 bis 2022 zusätzlich jeweils 36 Mio. EUR zur Verfügung gestellt.

Daneben wurden Mittel für Nachfolgetarife bei Biogasanlagen in nicht näher abgegrenztem Ausmaß zur Verfügung gestellt „... werden die erforderlichen Mittel bereitgestellt“. Auch die Berechnung des Unterstützungsvolumens wurde insofern umgestellt, als dass nun der Marktpreis des Kalenderjahres vor Vertragsabschluss heranzuziehen ist, wodurch aufgrund des gestiegenen Marktpreises mehr Anlagen kontrahiert werden können. Die Einspeisetarife für das Jahr 2020 wurden ebenfalls in der Novelle festgelegt, und zwar so, dass die Tarife des Jahres 2019 ohne die ansonsten vorgesehenen gesetzlichen Abschläge anzuwenden sind.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





STROMREGULIERUNG UND STROMMARKT- AUFSICHT

Regulierung der Stromnetze

KOSTENERMITTLUNG FÜR STROMVERTEILERNETZE

Die Regulierung der Stromverteilernetzbetreiber erfolgt auf Basis des EIWOG 2010. Den Ausgangspunkt der Kostenermittlung bildet ein einheitliches, für alle Netzbetreiber gleichermaßen gültiges mehrjähriges Anreizregulierungsmodell. Das Ziel der Anreizregulierung ist es, die Netzbetreiber durch die Entkoppelung der regulatorisch zugestandenen von den tatsächlichen Kosten zur Effizienzsteigerung zu bewegen, wovon auch die Netzkundinnen und -kunden profitieren.

Mittlerweile wurden bereits drei Regulierungsperioden absolviert; die vierte Regulierungsperiode für die Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von mehr als 50 GWh bzw. eigenem Netzbereich startete mit 1. Jänner 2019. Für die kostengeprüften österreichischen Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh erfolgte der Start um ein Jahr zeitversetzt, d.h. mit 1. Jänner 2020. In beiden Fällen gilt grundsätzlich dieselbe Regulierungssystematik. Diese sieht einen generellen Faktorproduktivitätsfortschritt (X-Gen) in Höhe von jährlich 0,95% sowie unternehmensindividuelle Zielvorgaben und Renditen auf Basis eines relativen Effizienzvergleichs vor. Für die Netzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh ergeben sich jedoch systemimmanente Änderungen beim Geltungszeitraum der Regulierungsperiode, der Spezifikation des relativen Effizienzver-

gleichs und der unternehmensindividuellen Rendite.

Unter Anwendung des Anreizregulierungsmodells werden die Kosten sowie das Mengengerüst der jeweiligen Netzbetreiber bestimmt, um Entgelte zu ermitteln. Diese sind für jeden Netzbereich einheitlich und werden von der Regulierungskommission festgelegt. Im Durchschnitt stiegen die Kosten im Vergleich zum Vorjahr leicht, was teilweise auf die wieder erhöhten Kosten für die Beschaffung von Netzverlusten zurückzuführen ist. In den Bereichen Oberösterreich, Linz und Salzburg kam es aufgrund der starken Investitionstätigkeit zusätzlich zu einer deutlichen Kostensteigerung. Auch in den meisten anderen Netzbereichen waren aufgrund der gestiegenen Investitionstätigkeit höhere Kosten zu beobachten. In Hinblick auf die kommenden Herausforderungen für die Stromnetze (Digitalisierung, E-Mobility und Ausbau von erneuerbarer Erzeugung) ist zukünftig mit einem weiteren Investitions- und Kostenanstieg zu rechnen.

KOSTENERMITTLUNG FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Anders als für die Verteilernetzbetreiber werden die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber im Zuge eines sogenannten Kosten-Plus-Regulierungsmodells bestimmt. Hierbei werden die gemeldeten Kosten der Netzbetreiber jährlich 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 waren abermals die Kosten zur Vermeidung von Engpässen ein wesentliches Thema. Die Belastung aus diesem Titel konnte zwar gesenkt werden, dies ist aber primär auf Aufrollungsbeträge aus der Vergangenheit zurückzuführen. Der im Vorjahr berücksichtigte deutlich gesteigerte Plankostenansatz für Engpassmanagement inkl. Kraftwerksverfügbarkeit bleibt auch im aktuellen Verfahren auf einem hohen Niveau. Mittelfristig sind hier keine Kostenreduktionen zu erwarten, da der Bedarf und die Anforderungen an das Bestandsnetz im Übertragungsbereich steigen werden und die entsprechenden notwendigen Investitionen und Kapazitätserweiterungen bzw. technischen Effizienzsteigerungsmaßnahmen erst schrittweise zum Tragen kommen. Eine wiederholt deutliche Kostensteigerung gab es wie im Verteilernetz im Rahmen der Netzverlustkostenermittlung.

Die verbleibenden Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung sowie den Ausbau des Übertragungsnetzes und für internationale Aktivitäten blieben hingegen im Vergleich zu den letzten Jahren stabil.

NETZENTGELTE

Aufbauend auf den festgestellten Kosten und Mengen wurden die ab 1. Jänner 2020 zu entrichtenden Netzentgelte für Stromnetz-

betreiber festgelegt. Die Netzentgelte werden grundsätzlich nach Netzebenen (abhängig vom Spannungsniveau) und Netzbereichen differenziert berechnet. Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches werden die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte je Netzebene zusammengefasst.

Unter einer gemeinsamen Betrachtung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte ergeben sich im Österreichschnitt leicht steigende Netzentgelte im Ausmaß von rund 2,4%, allerdings ist die Verteilung stark unterschiedlich. Aufgrund der zuvor beschriebenen Entwicklung der Kosten kam es in den Bereichen Oberösterreich, Linz und Salzburg zu einer deutlichen Erhöhung der Netzentgelte. Eine spürbare Entgeltsenkung war lediglich im Netzbereich Wien zu verzeichnen.

Eine weitere nennenswerte Änderung, allerdings ohne wesentlichen monetären Einfluss auf die Gesamtentwicklung der Entgelte, bezieht sich auf das Messwesen. In Zusammenhang mit der Ausrollung von intelligenten Messgeräten hat sich gezeigt, dass die bisherige Trennung einzelner Entgelte für Zählleistungen nicht mehr zeitgemäß ist. Vor diesem Hintergrund erfolgte eine Harmonisierung der Messentgelte insbesondere für den Bereich der Niederspannung. Für die bisher einzeln angeführten Netzentgelte für die unterschiedlichen Messleistungen wurde allein auf eine Unterscheidung zwischen der Drehstromzählung

ÜBERSICHT ANPASSUNG NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELT VON 30.9.2001 BIS 1.1.2020

Gewichtet nach Mengen 2016

Entgelt-anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2019		Anpassung 2020			Gesamt-anpassung	
	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	17,06	26,6	2,56	4,0	3,9	4,92	7,7
Ebene 4	-6,38	-11,5	-0,95	-1,7	-1,28	-2,3	-0,18	-0,3	11,67	21,1	1,10	2,0	1,9	3,97	7,2
Ebene 5	-62,80	-19,5	-10,04	-3,1	-8,23	-2,6	-2,50	-0,8	37,32	11,6	4,78	1,5	1,7	-41,47	-12,9
Ebene 6	-28,18	-13,5	-4,20	-2,0	-4,30	-2,1	-1,88	-0,9	20,95	10,0	4,50	2,2	2,4	-13,11	-6,3
Ebene 7 – gemessen	-59,13	-19,9	-14,44	-4,9	-12,29	-4,1	-5,84	-2,0	14,82	5,0	6,64	2,2	3,0	-70,24	-23,7
Ebene 7 – nicht gemessen	-294,75	-23,8	-37,09	-3,0	-26,12	-2,1	-20,75	-1,7	71,18	5,8	20,77	1,7	2,2	-286,76	-23,2
Ebene 7 – unterbrechbar	-1,59	-3,9	-0,50	-1,2	-1,61	-4,0	-1,40	-3,5	4,50	11,1	2,11	5,2	5,2	1,52	3,7
	-460,7	-20,71	-71,1	-3,19	-56,3	-2,53	-33,0	-1,49	177,5	7,98	42,5	1,91	2,38	-401,2	-18,03

Entgelt-anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2019		Anpassung 2020			Gesamt-anpassung	
	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	6,6	6,9	2,6	2,7	4,2	-32,5	-34,0
Kärnten	-16,4	-12,7	1,7	1,4	11,7	9,0	0,6	0,4	27,1	21,0	-1,4	-1,1	-0,9	23,3	18,0
Klagenfurt	-3,5	-15,4	0,8	3,3	-0,3	-1,5	1,6	7,1	5,6	24,5	-0,7	-3,0	-2,6	3,4	15,1
Niederösterreich	-51,4	-17,1	-3,5	-1,2	-5,9	-1,9	-27,5	-9,1	38,3	12,7	4,8	1,6	1,9	-45,2	-15,0
Oberösterreich	-59,5	-19,5	-17,5	-5,7	-15,3	-5,0	-12,9	-4,2	30,4	9,9	21,6	7,1	9,4	-53,3	-17,4
Linz	-19,7	-20,1	-8,3	-8,4	-3,6	-3,7	-9,8	-10,0	12,1	12,4	6,9	7,0	10,0	-22,3	-22,8
Salzburg	-48,5	-27,0	-13,5	-7,5	-11,2	-6,3	-4,1	-2,3	7,7	4,3	6,8	3,8	6,2	-62,7	-34,9
Steiermark	-96,7	-27,8	-22,4	-6,4	-22,1	-6,4	12,0	3,4	21,8	6,3	3,4	1,0	1,4	-104,0	-29,9
Graz	-12,4	-28,7	-2,8	-6,4	-0,5	-1,1	-2,1	-4,8	3,7	8,5	1,4	3,2	4,7	-12,7	-29,3
Tirol	-25,3	-14,6	-3,4	-1,9	-0,8	-0,5	-10,4	-6,0	12,5	7,2	6,5	3,7	4,4	-21,0	-12,1
Innsbruck	-3,2	-10,3	1,4	4,6	-0,3	-0,8	0,8	2,6	4,2	13,6	1,6	5,1	4,7	4,6	14,8
Vorarlberg	-9,8	-11,0	2,1	2,3	-2,2	-2,5	-6,6	-7,5	-10,8	-12,1	2,3	2,6	3,7	-25,0	-28,1
Wien	-82,2	-20,2	0,2	0,1	-2,1	-0,5	25,1	6,2	17,4	4,3	-13,2	-3,3	-3,6	-54,8	-13,5
Kleinwalsertal	-0,2	-6,6	0,0	-1,8	0,4	14,9	0,0	-1,3	0,9	37,5	0,0	-1,0	-0,7	1,0	41,6
	-460,7	-20,71	-71,1	-3,19	-56,3	-2,53	-33,0	-1,49	177,5	7,98	42,5	1,91	2,38	-401,2	-18,03

1) Prozentuale Entgeltanpassung im Betrachtungszeitraum bezogen auf das Entgelt 2001

2) Prozentuale Entgeltanpassung im Betrachtungszeitraum bezogen auf das Entgelt des Vorjahres

Abbildung 14

Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2020

Quelle: E-Control

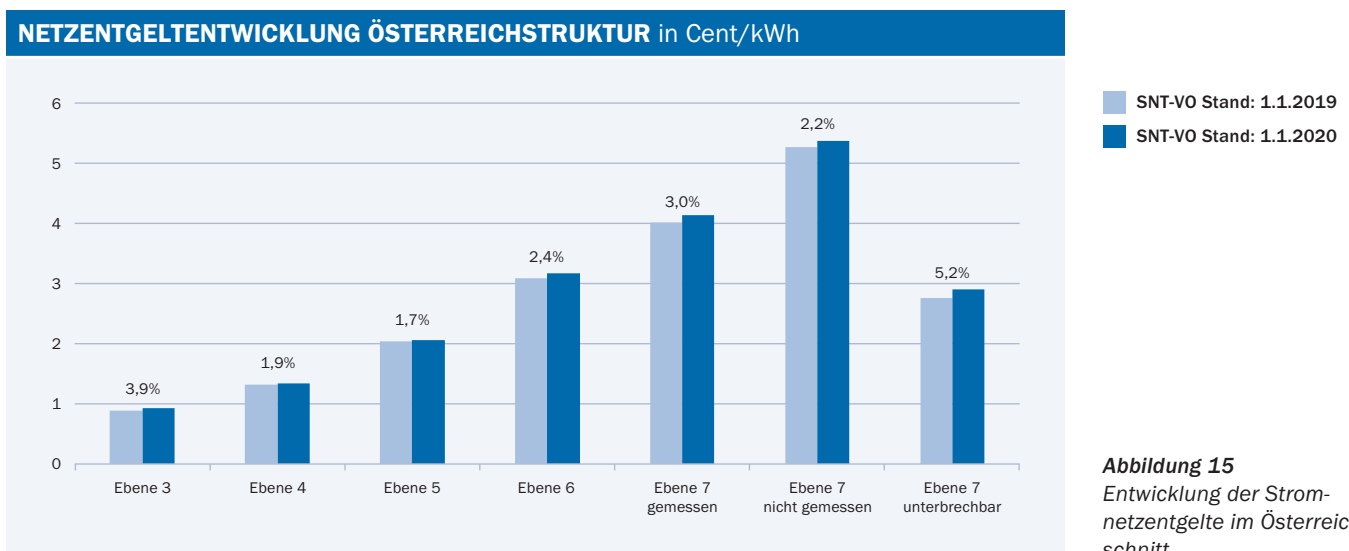


Abbildung 15
Entwicklung der Strom-
netzentgelte im Österrei-
chschnitt

Quelle: E-Control

(und andere Niederspannungszählungen) und der Wechselstromzählung umgestellt. Für die Lastprofilzählung und für die Messungen auf

höheren Spannungsebenen wird die bisherige Systematik fortgeführt, maximal 1,5% der Wiederbeschaffungswerte zu verrechnen.

Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz

Die E-Control ist mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurde von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) erneut jeweils ein Netzentwicklungsplan eingereicht und im November 2019 von der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese Pläne beinhalten verschiedene Szenarien zur möglichen Entwicklung von Erzeugung, Versorgung und Verbrauch als Planungsgrundlage, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie detaillierte Projektbeschreibungen. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern

treibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Notwendigkeit und Angemessenheit der Projekte durch die E-Control. Die positiv bewerteten Projekte werden per Bescheid genehmigt. Die Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte von nationalem/europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte, sowie auch Projekte, die über eine Anpassung und Erneuerung bzw. Sanierung von bestehenden Netzelementen zur Leistungssteigerung und zum optimierten Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beitragen. Das Vorgehen nach dem „NOVA-Prinzip“ (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control begrüßt. Im Jahr 2019 wurden sieben neue Projekte im Netzentwicklungsplan der APG genehmigt.

Bereits in den vergangenen Jahren wurden neben den allgemein (in den Konsultations-

versionen) zugänglichen Informationen weitere, vertrauliche Informationen vor allem zu technischen Projektdetails und Kosten abgefragt. Diese Abfrage erfolgt nach einem standardisierten Schema, wodurch eine strukturierte und detaillierte Prüfung der Daten möglich wird und sichergestellt ist, dass sich die Daten leicht mit vergangenen und nachfolgenden Jahren vergleichen lassen.

Auch im Zusammenhang mit der Auswahl von Vorhaben von gemeinsamem Interesse („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. Die E-Control hat dazu Standards für Netzbetreiber zu verordnen sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards festzulegen. Unter dem Begriff der 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

den Kundinnen und Kunden. Zusätzlich von Bedeutung ist auch die Spannungsqualität in Stromnetzen – diese umfasst technische Parameter, welche sich auf die Versorgungsqualität 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 erhoben und bewertet, d.h., es geht z.B. um Fristeinhalten bei Rechnungslegungen.

Zur Wahrnehmung der gesetzlichen Aufgaben wurde von der E-Control die END-VO 2012 erlassen und 2013 novelliert. Diese beinhaltet grundlegende Festlegungen zur Netzdienstleistungsqualität.

Versorgungszuverlässigkeit

Maßgeblich für die Versorgungszuverlässigkeit sind Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Die Versorgungszuverlässigkeit zeigt auf, ob ein Netzbetreiber bzw. das gesamte 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 Netznutzer gesammelt und hinsichtlich Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer ausgewertet. Hierzu gibt es auch international und europaweit abgestimmte Kenngrößen.

Entsprechend den rechtlichen Vorgaben erfassen und melden alle österreichischen 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 der betroffenen Netznutzer, der betroffenen Leistung und anderer für die statistische Auswertung relevanter Daten. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber die für das vorangegangene Kalenderjahr errechneten Zuverlässigkeitskennzahlen der kundengewichteten Nichtverfügbarkeit („System Average Interruption Duration Index“, SAIDI) und der leistungsgewichteten Nichtverfügbarkeit („Average System Interruption Duration Index“, ASIDI) einerseits an die E-Control übermitteln und andererseits auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen.

Im Erhebungsjahr 2018 lag der SAIDI, errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, bei einem Wert von 38,09 Minuten (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netznutzer. Unterscheidet man zwischen geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen, errechneten sich hier Werte von 12,89 Minuten bzw. 25,21 Minuten. Der SAIDI zeigt, dass Kundinnen und Kunden in Österreich 2018 durchschnittlich rund 25 Minuten ungeplant ohne Stromversorgung waren.

Der ASIDI auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhn-

licher Ereignisse) lag für das Berichtsjahr 2018 für Österreich bei 40,09 Minuten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechneten sich Werte von 15,6 Minuten bzw. 24,49 Minuten.

Im Vergleich zum Vorjahr konnte eine klare Abnahme der errechneten Kennzahlen SAIDI und ASIDI verzeichnet werden. Damit setzt sich der generell fallende Trend der Ausfallzahlen seit 2007 fort. Dabei nahmen gegenüber dem Vorjahr besonders wetterbedingte Ausfälle wieder deutlich ab. Der ausführliche Bericht ist auf der Website der E-Control verfügbar.³

Spannungsqualität

Der Verteilernetzbetreiber hat für jeden Netznutzer 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 werden weitere Spannungsqualitätsparameter an 400 Netzknoten auf Mittelspannungsebene gemessen.

Um den Verteilernetzbetreibern die Einführung der Messung der Spannungsqualität in ihren Umspannwerken zu erleichtern, ist ein stufenweiser Zeitplan vorgesehen, an dessen Ende ab 1. Jänner 2020 eine bundesweite

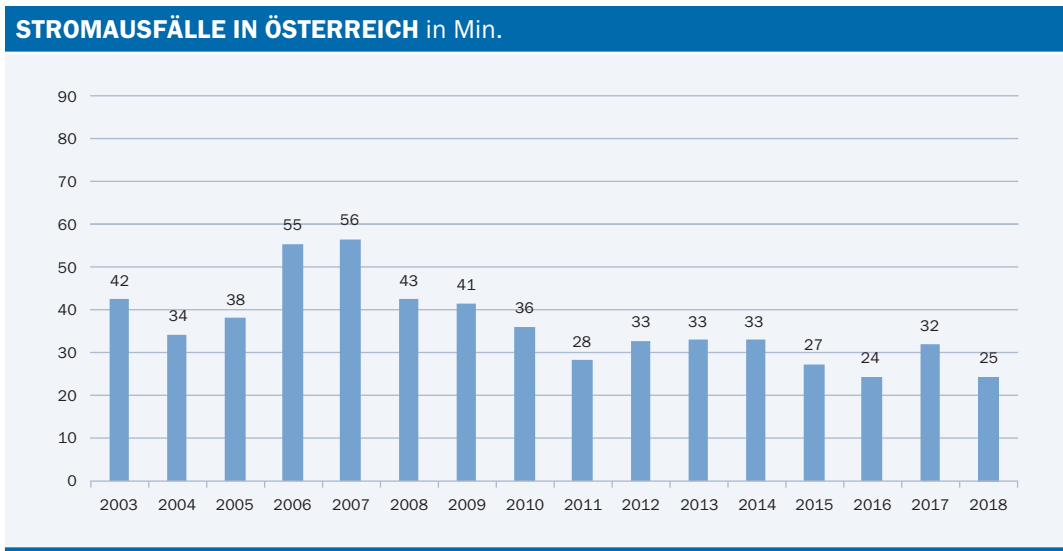


Abbildung 16
SAIDI gerundet in Minuten
nach Jahren

Quelle: E-Control

³ www.e-control.at/de/statistik/strom/statistik-fuer-versorgungsqualitaet/stoerungsstatistik

Messung in allen Umspannwerken steht. Es haben seit dem 1. Jänner 2014 Messungen in 10% der Umspannwerke zu erfolgen, ab 1. Jänner 2016 in 50% der Umspannwerke und ab 1. Jänner 2020 in 100% der Umspannwerke. Die jeweilige Auswahl der Messstellen ist mit der E-Control abzustimmen.

Eine jährliche Veröffentlichung der Statistik über die Spannungsqualität in Österreich erfolgt unter Zugrundelegung der „Methode der Datenerhebung“, welche zwischen der E-Control und den Netzbetreibern abgestimmt ist.

Kommerzielle Qualität

Unter Kommerzieller Qualität werden Anforderungen an die Kundenservice-Dienstleistungen der Netzbetreiber verstanden. Diesbezügliche Standards umfassen die folgenden Aspekte:

- > Netzzutritt
- > Netzzugang
- > Netzrechnungslegung
- > Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs
- > Störfälle und Versorgungsunterbrechungen
- > Termineinhaltung

> Kundeninformation und Beschwerdemanagement

Die gesetzlich vorgegebenen Standards gelten als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden. Die Einhaltung der Qualitätsstandards wurde 2019 bereits zum sechsten Mal erhoben.

Die Ergebnisse der Erhebung zeichnen mit einem Erfüllungsgrad von 95% ein sehr positives Bild über die Einhaltung der Qualitätsstandards. Zwei Standards, nämlich der rasche Einbau eines Zählers infolge eines Antrags auf Netzzugang und keine Abschaltungen wegen Zahlungsverzugs vor Wochenenden und Feiertagen, wurden von sämtlichen Netzbetreibern eingehalten. Das größte Defizit war bei der Kundeninformation betreffend die Existenz der Qualitätsstandards zu verzeichnen. Die betroffenen Unternehmen wurden aufgefordert, ihren Verpflichtungen zukünftig nachzukommen. Der Bericht über die Einhaltung der Qualitätsstandards steht auf der Website der E-Control zum Download zur Verfügung.⁴

Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat im Berichtszeitraum, wie auch bisher, Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist

betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem Verteilernetzbetreiber und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens wie etwa Kundenschriften

⁴ www.e-control.at/kommerzielle-qualitaet-der-netzdienstleistung

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 Fernleitungsnetzbetreiber (ITO) müssen etwa alle Verträge zwischen der Austrian Power Grid AG (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.

Regelreservemarkt

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit 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 2019 im Vergleich zum Vorjahr nochmals um rund 21% gesunken.

Wesentlicher Treiber vieler Entwicklungen im Bereich der Regelreserve ist die Strom-Bilanzierungsleitlinie der EU. Diese sieht die Schaf-

fung gemeinsamer Plattformen für „Imbalance Netting“, den Austausch von Sekundär- und Tertiärregelenergie, sowie Harmonisierungen im Bereich der Ausgleichsenergiebepreisung und weitere Maßnahmen zur Verwirklichung eines europäischen Elektrizitätsmarkts im Bereich der Regelreserve vor.

Doch schon vor Implementierung dieser europäischen Vorhaben beteiligte sich Österreich an grenzüberschreitenden, regionalen Projekten zum Austausch von Regelreserve:

> 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 Strom-Bilanzierungsleitlinie wird in den kommenden Jahren eine Ausweitung

dieses sogenannten „Imbalance Nettings“ auf ganz (Kontinental-)Europa erfolgen.

- > Seit Juli 2016 besteht bei der Sekundärregelung und seit Ende 2019 auch bei der Tertiärregelung eine enge und tieferegehende Zusammenarbeit der APG mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern, die die erste internationale Kooperation dieser Form in Europa darstellt. Dabei werden die Regelreserveanbieter 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, wodurch es zu Kosteneinsparungen kommt. Im nächsten Schritt wird ab Anfang 2020 zur weiteren Vertiefung der Sekundärregelkooperation eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelenergie für Deutschland und Österreich erfolgen. Dies ist auch insofern bedeutsam, da damit trotz der seit Oktober 2018 bestehenden Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze ein gewisses Maß von Regelreserveaustausch 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. Diese wird beispielsweise weiterentwickelt durch die Verkürzung der Vorhaltdauer von einer Woche auf einen Tag und die Anwendung von Grenzpreisen (statt „pay as bid“) ab Mitte 2019.

Die gemäß der Strom-Bilanzierungsleitlinie im Jahre 2018 von der E-Control genehmigten Modalitäten für Regelreserveanbieter, neue allgemeine Bedingungen für den Bilanzgruppenkoordinator (inklusive neuer Regeln für die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises) sowie die Einführung eines zusätzlichen Abrechnungsmechanismus für die Kosten der Tertiärregelenergie wurden 2019 wirksam und angewandt.

2019 wurden weitere, vor allem europäische und regionale Methoden zur gemeinsamen Genehmigung bei den betroffenen Regulierungsbehörden bzw. bei ACER eingereicht, waren jedoch mit Ende des Jahres noch nicht entschieden. Dies betraf unter anderem die Vorschläge für den Implementierungsrahmen der europäischen Plattformen für Imbalance Netting, Sekundär- und Tertiärregelung, die Bepreisungsmethode sowie Vorschriften zur Harmonisierung der Ausgleichsenergieverrechnung.

Die Jahreskosten für die Beschaffung von Regelreserve sanken 2019 gegenüber dem Vorjahr nochmals, d.h., die gesetzten Maßnahmen zeigten Wirkung. Die Beschaffung der Regelreserve wird weiterhin überwacht und laufend evaluiert sowie national und international unter Berücksichtigung der kommenden europäischen Vorgaben weiterentwickelt.

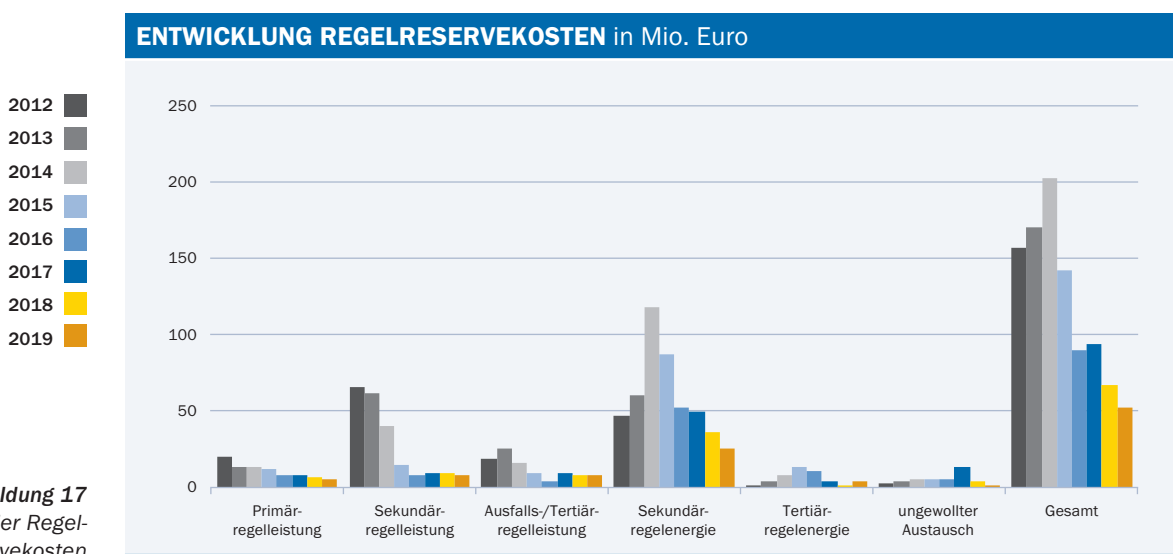


Abbildung 17
Entwicklung der Regelreservekosten

Quellen: APG, E-Control, tlw. vorläufige Kosten

Stromhandelsplätze

Für die Stromhandelsplätze stand das Jahr 2019 ganz im Zeichen des Umbruchs. Die bereits im Oktober 2018 erfolgte Preiszonentrennung zwischen Österreich und Deutschland bedeutete eine Neukonfiguration der Gebotszonen, die für die Preisbildung entscheidend sind. Die neu geschaffene Gebotszone für Stromlieferungen in Österreich musste in die etablierten europäischen Marktkopplungssysteme integriert werden. Diese Integration erfolgte unter anderem durch die Teilnahme an der lastflussbasierten Marktkopplung der Region Central-West Europe (CWE)⁵ im Rahmen der täglichen

Day-ahead-Auktion um 12 Uhr. Zudem wurde das Marktgebiet Österreich bereits im Juni 2018 dem grenzüberschreitenden Intraday-Handelssystem XBID („cross-border intraday“) hinzugefügt. Im November 2019 kam es hierbei zu einer Erweiterung um sieben zusätzliche Marktgebiete (Bulgarien, Kroatien, Polen, Rumänien, Slowenien, Tschechien und Ungarn). Das dadurch deutlich ausgeweitete Handelssystem wird nun unter dem Namen SIDC („single intraday coupling“) zusammengefasst und regelt den einheitlichen grenzüberschreitenden Intraday-Handel von insgesamt 21 europäischen Ländern. Die

⁵ Die CWE-Region umfasst Österreich, Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und die Niederlande.

Aufnahme weiterer Marktgebiete ist bereits für Dezember 2020 geplant.

In den vergangenen Jahren erfolgte der börsliche Marktzugang zum österreichischen Stromgroßhandel über die beiden Handelsplätze EPEX Spot SE und EXAA. Hierbei herrschte traditionell eine klare Aufgabenteilung – die Wiener Strombörse EXAA etablierte eine lokale Day-ahead-Auktion ohne grenzüberschreitende Handelsmöglichkeit um 10:15 Uhr (10:15-Auktion), während der Pariser Handelsplatz EPEX Spot SE im Day-ahead-Segment die Teilnahme an der europäischen Marktkopplungsauktion um 12 Uhr ermöglichte (12:00-Auktion) und auch den stetigen Intraday-Handel abwickelte. Diese Aufteilung wurde im Jahr 2019 nachhaltig verändert. Einerseits bietet die EXAA seit Juli

2019 zusätzlich zur eigenen 10:15-Auktion auch einen vollwertigen Marktzugang zur europäischen 12:00-Auktion an, und andererseits expandierte der skandinavische Börsenbetreiber Nord Pool in Mitteleuropa und bietet nun für den österreichischen Markt einen weiteren Marktzugang zur 12:00-Auktion und die Teilnahme am Intraday-Handel an. Der Wettbewerb unter den Handelsplätzen hat sich somit im Jahr 2019 deutlich intensiviert.

Entwicklung der Handelsvolumina

Da es durch die Preiszonentrennung im Oktober 2018 zu einem Strukturbruch der Handelsdaten kam, erscheinen die in den bisherigen Tätigkeitsberichten erfolgten Langfristbetrachtungen nicht mehr zielführend. Stattdessen standen im Handelsplatz-

DAY-AHEAD- UND INTRADAY-HANDELSVOLUMEN EPEX SPOT SE in TWh

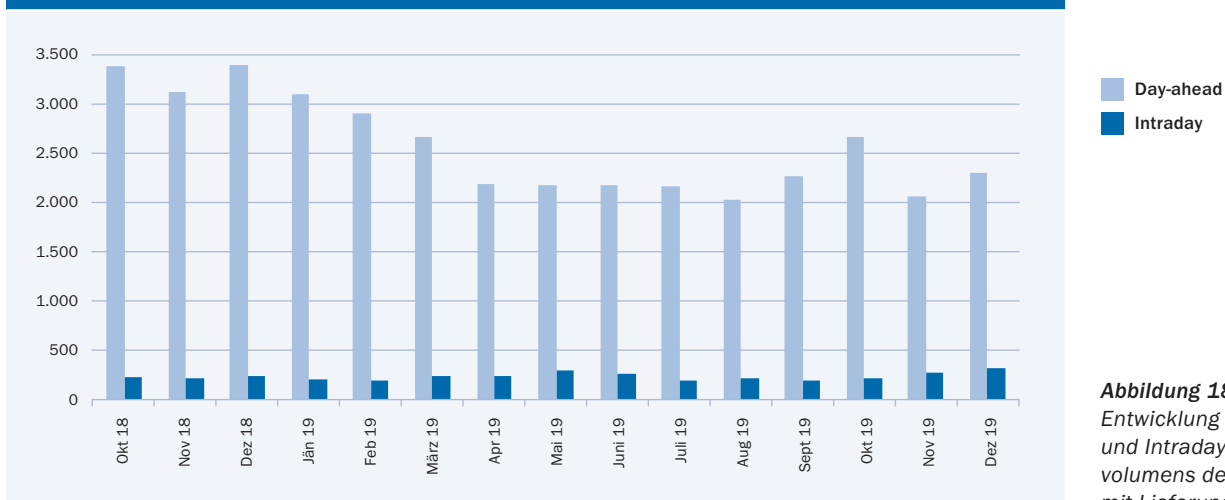


Abbildung 18
Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE mit Lieferung in Österreich

Quelle: EPEX Spot SE, E-Control

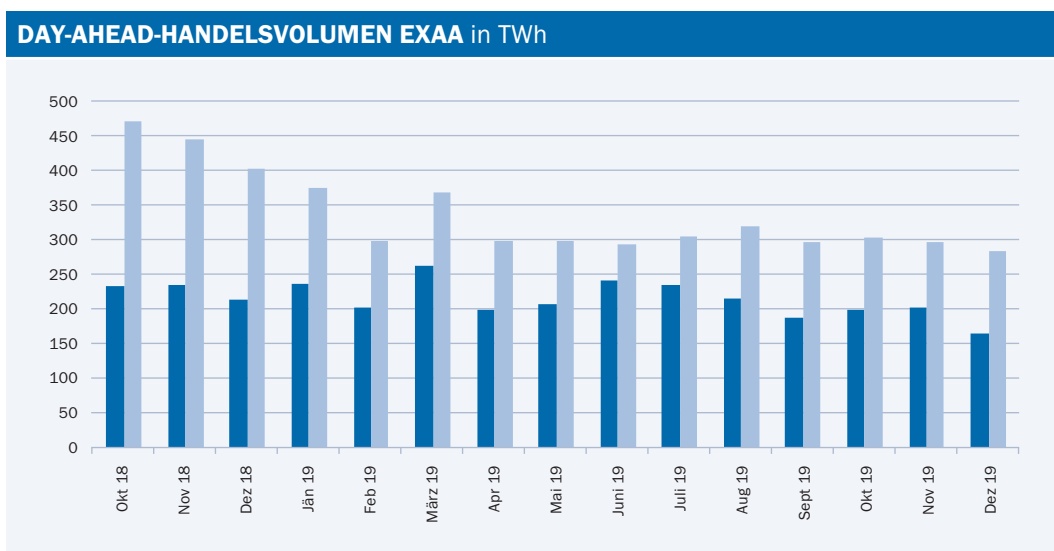


Abbildung 19
Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA (10:15-Auktion, jeweils getrennte Auktionen für Lieferung in Österreich bzw. Deutschland)

Quelle: EXAA, E-Control

monitoring 2019 die kurzfristigen Auswirkungen von Preiszonentrennung und der damit verbundene Liquiditätsverlust für österreichische Marktteilnehmer im Vordergrund, wobei zugleich auch die Effekte des stärkeren Wettbewerbs zwischen den Handelsplätzen betrachtet wurden. Abbildung 18 bildet die monatlichen Handelsvolumina an der EPEX Spot SE ab. Dabei kam es zu einem Rückgang der Aktivitäten im Day-ahead-Handel im zweiten und dritten Quartal 2019, der teilweise auf die Saisonalität des österreichischen Stromhandels und den zusätzlichen Wettbewerbsdruck durch die Konkurrenzhandelsplätze zurückzuführen ist. Auch die Day-ahead-Abschlüsse im vierten Quartal lagen deutlich unter den Vergleichswerten von 2018. Demgegenüber zeigte sich der Intraday-Handel ro-

bust. Im Mai 2019 wurde zudem mit 301,5 GWh ein neuer monatlicher Rekordwert für den österreichischen Intraday-Handel an der EPEX Spot SE erreicht. Der Trend zu immer wichtiger werdenden Intraday-Märkten scheint somit ungebrochen zu sein.

Die Handelsmengen der lokalen 10:15-Auktionen für die Lieferorte Österreich und Deutschland der EXAA sind in Abbildung 19 dargestellt. Gemessen an der Handelsaktivität zeigten sich diese lokalen Auktionen, die vor allem auch als Vorlaufindikatoren für die später stattfindende Marktkopplungsauktion verwendet werden, vergleichsweise stabil und schwankten moderat um ein Niveau von 200 GWh/Monat für die Lieferung in Österreich bzw. 300 GWh/Monat für die Lieferung

in Deutschland. Verglichen mit dem Vorjahr zeichneten sich jedoch auch hier gewisse Stagnationstendenzen ab, die weiter zu beobachten sind.

Marktregeln

Die Marktregeln mit den Vorgaben für die Teilnahme am Strommarkt umfassen die Technisch Organisatorischen Regeln (TOR), die Sonstigen Marktregeln (SoMa) und die Allgemeinen Bedingungen (AB). Sie sind von den Marktteilnehmern vorzubereiten und von der E-Control zu prüfen und gegebenenfalls zu genehmigen.

Im Jahr 2019 hat eine wesentliche Änderung der TOR Teil D stattgefunden. Dieser Teil D beinhaltet Festlegungen zu technischen Sonderthemen, die für eine zuverlässige Betriebsführung der Verteilernetze erforderlich sind. Es wurden die Anforderungen der RfG-

Verordnung (Requirements for Generators) umgesetzt und der bisherige TOR-Hauptabschnitt D4 wurde mit 1. August 2019 durch die vier neuen TOR-Teile für die definierten Erzeugertypen A bis D ersetzt. Für die jeweilige Größenklasse werden die Anforderungen aus dieser EU-Verordnung, aus den einschlägigen Verordnungen der E-Control (z.B. die RfG-Schwellenwert-Verordnung) und aus den bisherigen TOR D4 zusammengeführt und übersichtlich dargestellt. Im Laufe des Jahres 2020 wird in ähnlicher Weise der Lastanschluss-Netzkodex in einer neuen „TOR Lasten und Netze“ umgesetzt werden.

Smart Meter

Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts zur Einführung intelligenter Messgeräte verpflichtet. Dieser Fortschrittsbericht wurde im Jahr 2019 auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2018 erstellt. Details zur Einführung sind dem entsprechenden Monitoringbericht zu entnehmen, der auf der Website der E-Control abrufbar ist.⁶

Von den insgesamt rund 6.200.000 (Stand 2017: 6.150.000) potentiell durch die IME-VO

betroffenen Zählpunkten sind mit Stand Dezember 2018 rund 950.000 (Stand 2017: 730.000) mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Dies entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad von rund 15,4% (Stand 2017: 12%). Mit Ende 2019 waren gemäß den Prognosezahlen von Anfang 2019 rund 1,7 Mio. intelligente Messgeräte ausgerollt, was einer Roll-out-Quote von rund 28% entspricht.

⁶ www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte

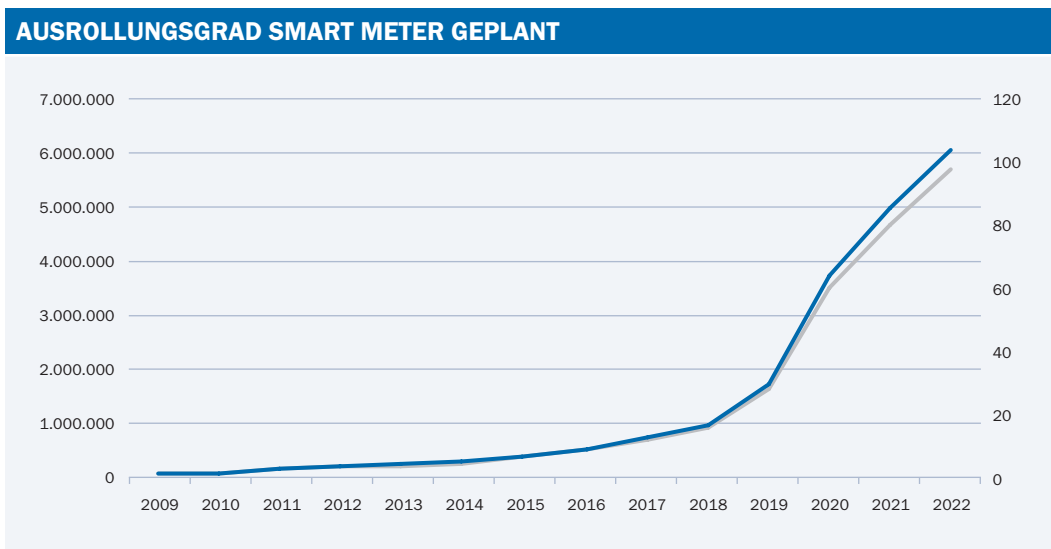


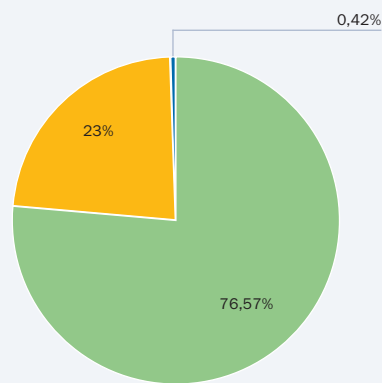
Abbildung 20
Ausrollungsgrad Smart Meter geplant, Stand Ende 2018

Quelle: E-Control

Stromkennzeichnung

Alle Stromlieferanten, die Endkundinnen und -kunden in Österreich beliefern, müssen die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromlieferungen bekannt geben. Diese müssen als Versorgermix (gesamte Stromaufbringung des Lieferanten an Verbraucherinnen und Verbraucher) auf der Stromrechnung (Jahresabrechnung) und auf Werbe- und Informationsmaterialien dargestellt werden. Für die Abwicklung der Stromkennzeichnung sowie die Überprüfung der Richtigkeit der Angaben ist die E-Control zuständig. Im Rahmen der

Überprüfung im Jahr 2019 konnten Informationen über rund 84% der gelieferten Strommenge erhoben werden (gemessen an der Gesamtabgabemenge für den Verbrauch aus öffentlichen Netzen von 68,83 TWh). Rund 77% der eingesetzten Nachweise stammten aus erneuerbaren Energieträgern. Der Anteil der fossilen Nachweise lag bei 23%. Zu beachten ist, dass die Stromkennzeichnung unabhängig von physikalischen Stromflüssen abläuft und rein auf den eingesetzten Nachweisen basiert. Dies gilt somit auch für die

VERSORGERMIX 2019

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

Abbildung 21
Versorgermix 2019

Quelle: E-Control

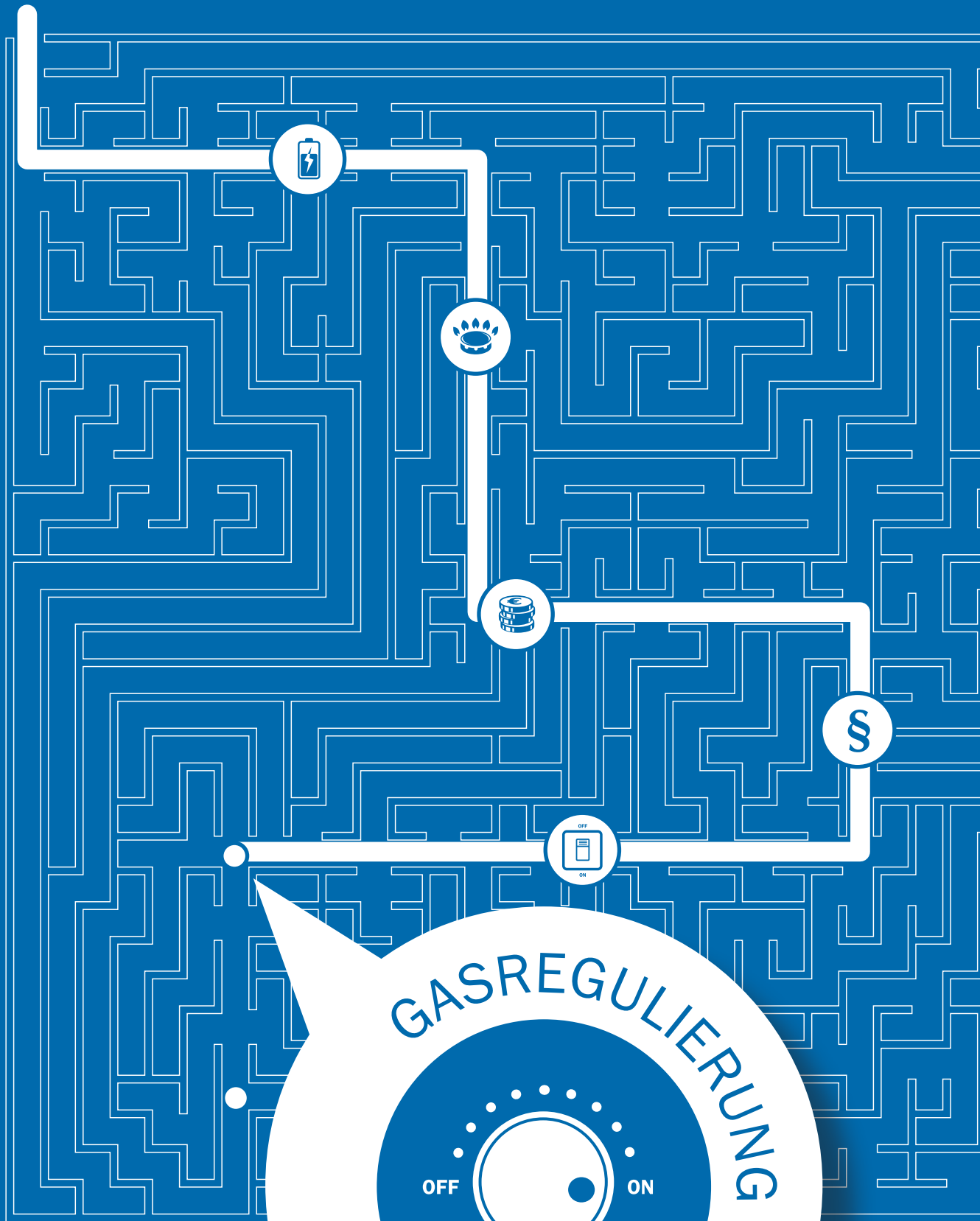
entstandenen durchschnittlichen CO₂-Emissionen, die für die Periode 2018 bei 100 g/kWh lagen.

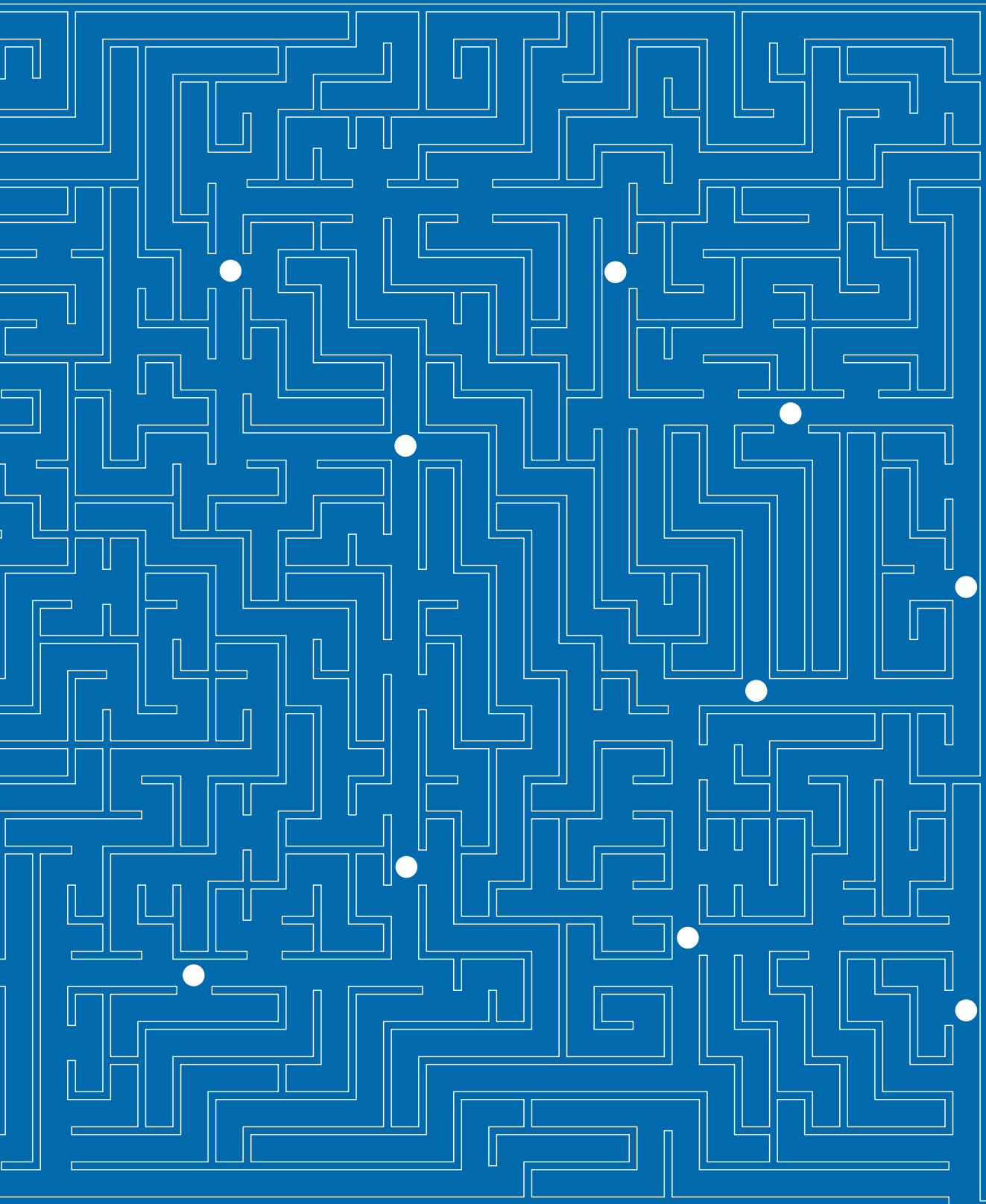
Die Überprüfung im Jahr 2019 zeigte, dass die Stromkennzeichnungspflicht vom Großteil der Lieferanten korrekt umgesetzt wurde.

Insgesamt wurde von 119 Lieferanten zu 100% Strom aus erneuerbarer Energie ausgewiesen. Im Vorjahr waren es 125 Lieferanten. Unternehmensübernahmen bzw. Eingliederungen (sowie der Rückzug aus dem Markt) können dafür verantwortlich sein.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





GASREGULIERUNG UND GASMARKT- AUFSICHT

Das neue Gasmarktmodell

Das etablierte Bilanzierungsmodell für Gas ist vielfältigem Handlungsdruck ausgesetzt: Einerseits stellt das bestehende österreichische Bilanzierungsmodell Marktteilnehmer insbesondere im Marktgebiet Ost noch immer vor eine beträchtliche vertragliche und operative Komplexität, welche im Wesentlichen in der Trennung in zwei separate Systeme zur Ex-ante- bzw. Ex-post-Bilanzierung begründet liegt. Andererseits besteht fortwährende Kritik durch ACER sowie unterschiedliche Marktteilnehmer vor dem Hintergrund der Anforderungen des Gas-Bilanzierungsnetzcodex. Darüber hinaus besteht für die Regulierungsbehörde ein gesetzlicher Auftrag zur Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetz. Daher wurden im Jahr 2019 die wesentlichen Schritte zu einer Weiterentwicklung des Bilanzierungssystems von der Regulierungsbehörde gesetzt.

Im Frühling 2018 wurde durch die E-Control ein erstes Konzept zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells für den österreichischen Gasmarkt zur Konsultation gestellt. Die Aufarbeitung der erhaltenen Stellungnahmen sowie die Weiterentwicklung des konsultierten Konzepts auf dieser Basis erfolgte im Rahmen eines geordneten und transparenten Stakeholderprozesses mit Branchenvertretern.

In diesem Rahmen wurden im Zeitraum von September 2018 bis März 2019 insgesamt sieben Workshops mit Branchenvertretungen durchgeführt und die jeweiligen Dokumentationen zeitnah auf der Website der E-Control

veröffentlicht.⁷ Auf Basis des finalen Konzepts zur Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells Gas erfolgte die Erstellung der GMMO-VO 2020, welche per 1. Oktober 2021 in Kraft treten wird.

GAS-MARKTMODELL-VERORDNUNG 2020

Ein wesentliches Element des Bilanzierungsmodells Gas, das in der GMMO-VO 2020 vorgesehen ist, stellt die Etablierung einer integrierten Tagesbilanzierung für Fernleitungs- und Verteilernetze mit einheitlichen Regeln für sämtliche Ein-/Auspeisepunkte und einer singulären Systematik für den Einsatz von physikalischer Ausgleichsenergie dar. Die operativen Systemaufgaben in Zusammenhang mit der Bilanzierung werden dabei zentral durch die Bilanzierungsstelle wahrgenommen und koordiniert.

Die Prinzipien der Bilanzierung stehen auf Basis dieses Modells in vollem Einklang mit den europäischen Vorgaben. Die Vorteile des überarbeiteten Bilanzierungssystems sind die Vereinfachung des institutionellen Aufbaus, die Effizienzsteigerung der Bilanzierungsprozesse und die Absicherung der Attraktivität des österreichischen Gasmarkts in der Region.

Um die Notwendigkeit für physikalische Bilanzierungsmaßnahmen zu reduzieren, kommen ergänzend zur Tagesbilanzierung untertägige Anreize für Bilanzgruppenverantwortliche zur Anwendung. Die dieser Systematik zugrundeliegenden Parameter basieren auf umfassenden

⁷ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/weiterentwicklung-bilanzierungsmodell>

den Analysen und wurden in dem erwähnten Stakeholderprozess gemeinsam mit Branchenvertretungen erarbeitet. Um Bilanzgruppenverantwortlichen umfangreiche Informationen zum Ausgleichsstatus ihrer Bilanzgruppen bieten zu können, wird eine umfassende Informationsbereitstellung zum jeweiligen Bilanzgruppen- und Marktgebietsstatus etabliert.

Ergänzend erfolgt eine Überarbeitung der Netzbilanzierung, um die Transparenz, Verursachungsgerechtigkeit und Zukunftsfähigkeit der Systematik zu steigern. In diesem Zusammenhang erfolgt auch eine Adaptierung der Brennwertsystematik.

Neben Festlegungen zum Bilanzierungsmodell Gas umfasst die GMMO-VO 2020 auch Festlegungen zum Netzzugang, zum Engpassmanagement und der Registrierung im Marktgebiet.

WEITERER UMSETZUNGSZEITPLAN

Wie bereits im Zusammenhang mit der GMMO-VO 2020 erläutert, stellt die Bilanzierungsstelle zukünftig die Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetzen in Form einer integrierten

Marktgebietsbilanzierung sicher. Die Bilanzierungsstelle ist dabei als Bilanzgruppenkoordinator eines jeweiligen Marktgebiets benannt. Darüber hinaus bedient sich der Marktgebietsmanager der Bilanzierungsstelle. In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg sind die Bilanzierungsaufgaben der Bilanzierungsstelle auf jene des Bilanzgruppenkoordinators beschränkt.

Das GWG 2011 sieht vor, dass die Bilanzgruppenkoordinatoren für die Marktgebiete von der Regulierungsbehörde nach Durchführung eines transparenten, wettbewerblichen Auswahlverfahrens zu ernennen sind. Anfang 2020 beginnt das formelle Verfahren für die Ernennung ab 1. Oktober 2021, d.h. ab dem Zeitpunkt, ab dem die GMMO-VO 2020 gilt und folglich die Bilanzierungsstelle ihre Aufgaben der integrierten Bilanzierung wahrnimmt.

Auf Basis von Ausschreibungsunterlagen, welche von der Regulierungsbehörde Anfang 2020 veröffentlicht worden sind, können interessierte Unternehmen ihre Angebote übermitteln. Die Ernennung der Bilanzierungsstelle ist für den Sommer 2020 vorgesehen.

Regulierung der Gasnetze

KOSTENERMITTLUNG FÜR GASVERTEILERNETZE

Die Regulierung der Gasverteilernetzbetreiber basiert auf den Vorgaben des GWG 2011. Den Ausgangspunkt der Kostenermittlung bil-

det ein Anreizregulierungsmodell, welches für alle Netzbetreiber Gültigkeit aufweist. Dieses Modell sieht eine Entkoppelung der zugestanden von den tatsächlichen Kosten vor, um Effizienzsteigerungen bei den Unternehmen

zu generieren. Hiervon profitieren die Netzkundinnen und -kunden.

Die dritte Anreizregulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber begann bereits am 1. Jänner 2018 und läuft bis 31. Dezember 2022. Während dieses Zeitraums gilt eine ex ante festgelegte Regulierungssystematik, welche durch unternehmensindividuelle Zielvorgaben und Renditen auf Basis eines relativen Effizienzvergleichs charakterisiert ist. Darüber hinaus bildet die Systematik einen generellen Faktorproduktivitätsfortschritt (X-Gen) ab, der ursprünglich mit 0,67% p.a. festgelegt war. Hierbei handelt es sich um die branchenweite technologische Entwicklung, welche an die Kundinnen und Kunden weitergegeben wird und tarifsenkend wirkt.

Aufgrund von Bescheidbeschwerden der beiden Legalparteien (Wirtschaftskammer Österreich und Bundesarbeitskammer) wurde die Regulierungssystematik der Gasverteilternetzbetreiber vor dem Bundesverwaltungsgericht (BVwG) verhandelt. Kernpunkte der Beschwerdeverfahren stellten die Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite sowie die Höhe des generellen Faktorproduktivitätsfortschritts dar. Auf Basis von gemeinsamen Anträgen von Kundenvertretern und Netzbetreibern setzte das BVwG eine aufkommensneutrale Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite und eine Anhebung des X-Gens auf 0,83% p.a. bei einzelnen Verfahren an. Es ist davon auszugehen, dass

im Folgejahr auch in noch nicht verhandelten Verfahren gleichlautende Entscheidungen zum generellen Regulierungsmodell getroffen werden. Diese Entscheidungen implizieren weitere Kostenreduktionen gegenüber der ursprünglichen Festlegung, welche den Netzkundinnen und -kunden zugute kommen.

Ausgehend von diesem Anreizregulierungsmodell werden die individuellen Kosten der Gasverteilternetzbetreiber sowie das Mengengerüst bestimmt. Bei der Mengenermittlung kommt ein dreijähriger Durchschnitt zur Anwendung, um witterungsbedingte Volatilitäten zu glätten und somit Sprünge bei den Entgelten zu vermeiden. Die Entgelte werden von der Regulierungskommission festgelegt.

Darüber hinaus werden die tatsächlichen Erlöse mit den prognostizierten verglichen und im Rahmen eines Regulierungskontos aufgerollt. Da im vergangenen Jahr mehr Gas an Endkundinnen und -kunden abgegeben wurde als ursprünglich angenommen, konnte ein positives Regulierungskonto verzeichnet werden. Der Saldo wird nun zu Gunsten der Kundinnen und Kunden aufgerollt. Zur Erlösaufrollung zählen neben der Verrechnung der abgegebenen Gasmenge auch die Erlöse aus der Verrechnung der Mindestleistung sowie die Erlöse aus der Verrechnung der Leistungsüberschreitung.

METHODENREGULIERUNG FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Die Grundlage zur Festlegung der Systemnutzungsentgelte für die Gasfernleitungsnetzbetreiber stellt eine Kostenmethode dar. Diese dient der Bestimmung angemessener Kosten und Mengen. Die aktuelle Methode gilt noch bis Ende 2020. Die Methode ab dem Jahr 2021 ist von den Fernleitungsnetzbetreibern beim Vorstand der E-Control zur Genehmigung einzureichen.

Im Jahr 2019 wurde daher die Kostenmethode für die ab dem 1. Jänner 2021 geltende Regulierungsperiode mit den Fernleitungsnetzbetreibern und den Amtsparteien erörtert. Die Methode hat den Anforderungen des Art. 13 der Gasverordnung zu entsprechen und die Vorgaben des GWG 2011 zu erfüllen. Nach diesen Bestimmungen müssen die Tarife der Notwendigkeit zur Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln, soweit diese denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und eine angemessene Kapitalrendite umfassen. Es ist sicherzustellen, dass Fernleitungsnetzbetreiber einerseits einen Anreiz zur Effizienzsteigerung haben, andererseits aber auch notwendige Investitionen angemessen durchführen können. Erlöse aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren sind bei der Erstellung der Methode zu berücksichtigen. Die durch Anwendung der Methode ermittelte Höhe der Kosten sowie das Mengengerüst sind der

E-Control gegenüber nachzuweisen und zu belegen.

Bei der Entwicklung der Kostenmethode und im Anschluss daran auch bei der Festsetzung der Entgelte ist der im Jahr 2017 auf europäischer Ebene veröffentlichte europäische Netzkodex für harmonisierte Gas tarife zu berücksichtigen. Dieser sieht vor, dass Entgelte an Ein- und Ausspeisepunkten des Fernleitungsnetzes auf Basis einer einheitlichen Referenzpreismethode ermittelt werden. Diese Referenzpreismethode ist regelmäßig – längstens alle fünf Jahre – öffentlich zu konsultieren. Gemeinsam mit der Referenzpreismethode sind auch die daraus resultierenden indikativen Entgelte sowie die vorgeschlagenen Abschläge, Multiplikatoren und ggf. saisonalen Faktoren zu konsultieren. Nach einer ersten Konsultation im 1. Quartal 2019 führte die E Control im 4. Quartal 2019 die abschließende Konsultation durch. Die ermittelten Referenzpreise sollen für die kommende Entgeltperiode zur Anwendung kommen, welche voraussichtlich von 1. Oktober 2020 bis 1. Oktober 2024 laufen wird.

Mit der Genehmigung einer von den Fernleitungsnetzbetreibern eingereichten und den geltenden Rechtsnormen entsprechenden Kostenmethode ist im Laufe des Jahres 2020 zu rechnen. Auf Basis der genehmigten Methode sowie den daraus resultierenden Kosten und Mengen erfolgt die Ermittlung der Entgelte für die einzelnen Ein- und Ausspei-

sepunkte des Fernleitungsnetzes anhand der Referenzpreismethode und deren Festsetzung im Wege der GSNE-VO durch die Regulierungskommission.

Da im Regelfall keine jährliche Neubestimmung des Kosten- und Mengengerüsts der Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt, bleiben die Entgelte für die Dauer einer Periode unverändert. Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich angefallenen Kosten sowie Erlösen werden im Zuge darauffolgender Methodengenehmigungen ermittelt und je nach Über- und Unterdeckung als Auf- oder Abschlag bei der Kostenermittlung berücksichtigt.

NETZENTGELTE

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

Die Systemnutzungsentgelte werden nach Netzebenen und Netzbereichen differenziert berechnet und festgelegt: Die Netzebenen unterscheiden verschiedene Druckstufen, durch die Netzbereiche werden mehrere Netzbetreiber zu Netzbereichen mit einheitlichen Entgelten zusammengefasst. Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches sind zur Ermittlung der Systemnutzungs-

entgelte die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber je Netzebene zusammenzufassen. Die einzelnen Entgeltkomponenten sind in §§ 72 bis 78 des GWG 2011 geregelt. Systembenutzer haben ein Systemnutzungsentgelt für alle Leistungen zu entrichten, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden.

Wesentlicher Treiber für die Veränderung der Netzentgelte war die Veränderung der Mengengrundbasis. Im Jahr 2018 wurde mehr Gas abgegeben als in den Jahren 2016 und 2015, allerdings weniger als 2017. Das Mengengerüst der Verordnung basiert jedoch auf dem arithmetischen Mittel der drei letztverfügbaren Jahre. Die Tarifierungsmenge ist daher gegenüber dem Vorjahr um rund 2,3% gestiegen.

Außerdem werden jene Mengen, die im Jahr der verordneten Entgelte tatsächlich angefallen sind, mit den Tarifierungsmengen (Drei-Jahres-Durchschnitt) verglichen, 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 Gasverteilternetzbetreiber (analog zu den Stromnetzbetreibern) eliminiert. Aufgrund der Mengeneffekte (Erhöhung des gleitenden Durchschnitts gegenüber der Vorperiode) und des Regulierungskontos (positive Abweichung zwischen tatsächlichem Absatz

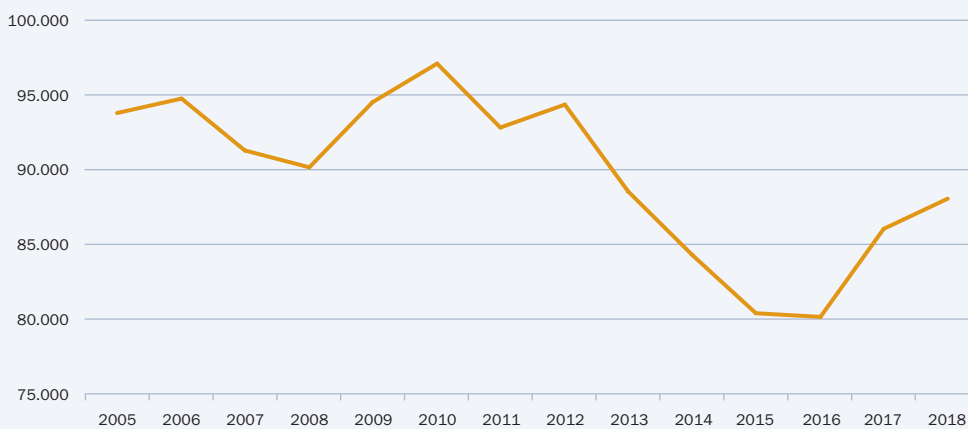
ENTWICKLUNG DER GAS-TARIFIERUNGSMENGE in GWh

Abbildung 22
Entwicklung der Gas-tarifierungsmenge im 3-Jahres-Schnitt

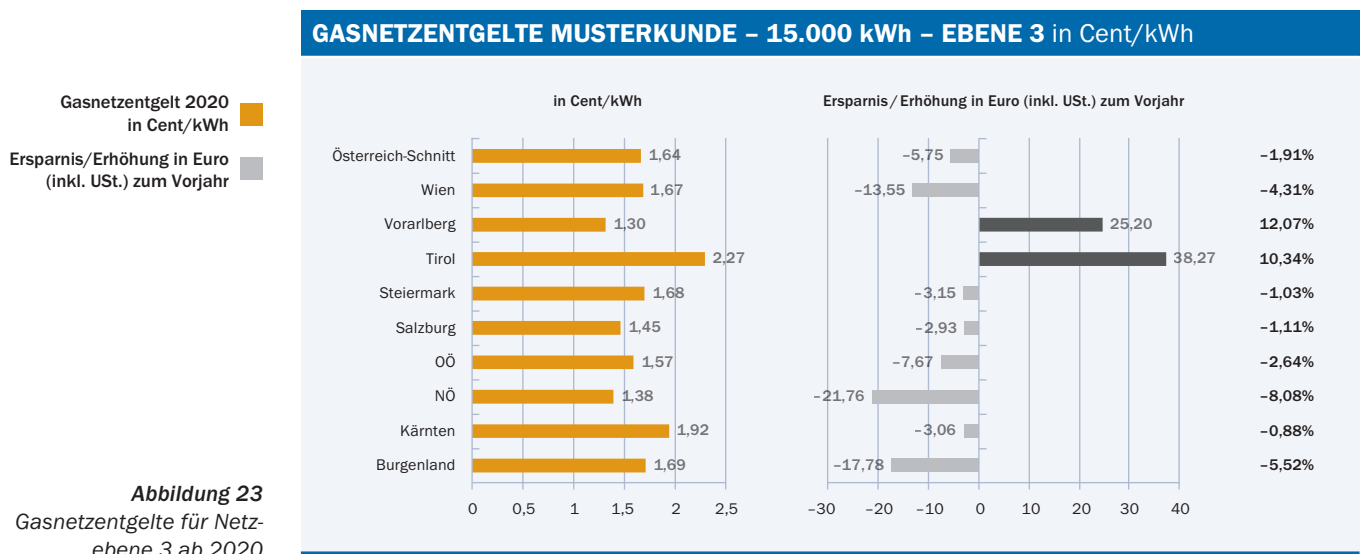
Quelle: E-Control

und Planmenge) konnte in allen Netzbereichen bis auf Tirol und Vorarlberg eine Reduktion der Netzentgelte für Haushaltskundinnen und -kunden erzielt werden. In Tirol und Vorarlberg ist die Entgeltentwicklung neben der Entwicklung der Netzkostenbasis 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 den entgeltensenkenden Effekt der steigenden Mengenentwicklung und des Regulierungskontos.

Für einen gasbeheizten Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh verbilligen sich im österreichwei-

ten Schnitt die Netzentgelte um 1,91% bzw. 5,75 Euro.

Auf der für Gewerbekunden wesentlichen Netzebene 2 sinken die Netzentgelte grundsätzlich. Dies ist in vielen Netzbereichen auf die Mengenentwicklung der Netzebene 2 zurückzuführen: Da die Mengen der Netzebene 2 aufgrund vermehrter Einsätze der Gaskraftwerke gestiegen sind, steigt die Tarifierungsmenge an. Auf der Netzebene 2 kommt es bei Endkundinnen und -kunden mit einem Jahresverbrauch von 90 GWh und einer Auslastung von 7.000 Stunden zu einer durchschnittlichen Senkung in Österreich von 2,05%. Auf der Netzebene 2 sind die Entwicklungen der Entgelte sehr volatil. In manchen Netzbereichen kam es zu deutlichen Senkungen, wie



Quelle: E-Control

im Burgenland, in Niederösterreich, Salzburg und Tirol. Diese Senkungen sind teilweise auf individuelle Kostenentwicklungen bzw. Mengenentwicklungen zurückzuführen.

Die Erhöhung der Entgelte im Netzbereich Kärnten ist darauf zurückzuführen, dass im Geschäftsjahr 2017 Biomasse-Kraftwerke an das Netz angeschlossen wurden. Somit benötigt einer der größten Gasabnehmer des Netzbereichs Gas nur mehr zur Spitzenabdeckung und als Ausfallsreserve. Entsprechend ist die Abgabemenge gesunken. Die Erhöhung in Vorarlberg resultiert aus den bereits erwähnten höheren Buchungskosten, die Erhöhung in Oberösterreich ist auf Mengeneffekte zurückzuführen.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für Verbraucherinnen und Verbraucher nahm die Regulierungskommission außerdem leichte Senkungen 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 GSNE-VO 2013 für darüber

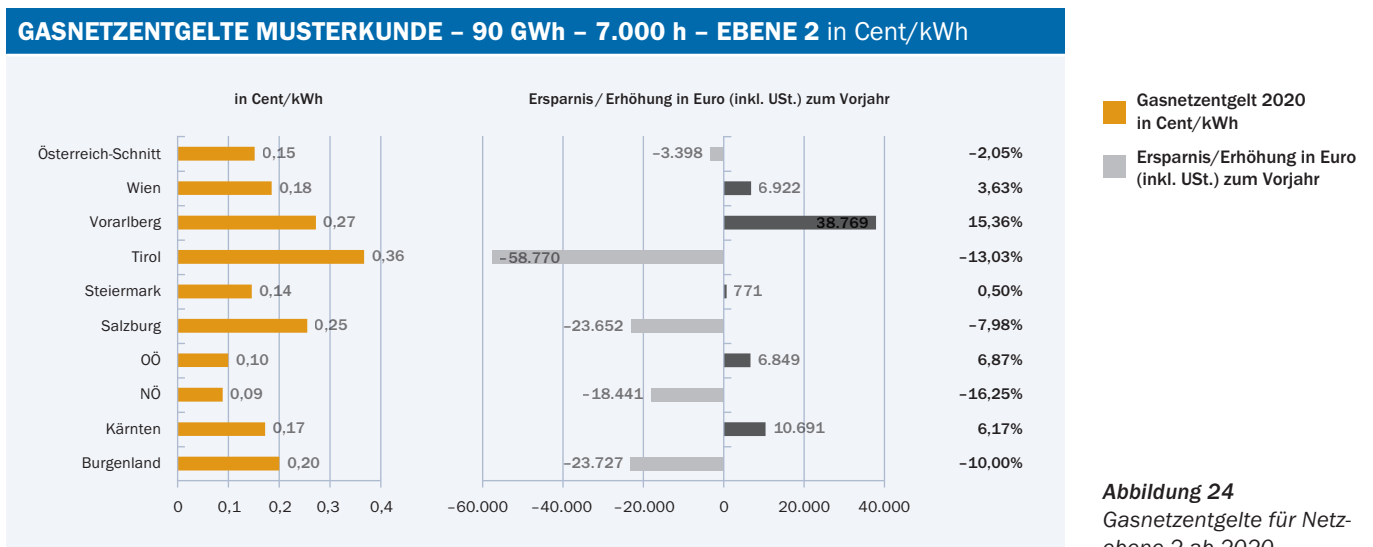


Abbildung 24
Gasnetzentgelte für Netzebene 2 ab 2020

hinreichende Kapazitäten, die von den Netznutzern nachgefragt werden. Sowohl das Ausmaß als auch die Zahlungsbereitschaft für zusätzliche Kapazitäten werden über einen Auktionsmechanismus bestimmt. Liegt die Zahlungsbereitschaft über den zu erwar-

tenden Kosten, so wird das Projekt realisiert. Die ab Fertigstellung des Projektes zu leistenden Entgelte orientieren sich an den zu erwartenden Kosten, die von der E-Control mittels Bescheid festgestellt werden.

Netzdienstleistungsqualität Gas

Kommerzielle Qualität

Unter kommerzieller Qualität werden Anforderungen an die Kundenservice-Dienstleistungen der Netzbetreiber verstanden. Bereits zum sechsten Mal wurde die Einhaltung dieser Qualitätsstandards evaluiert. Zu

diesem Zwecke werden Daten von den Verteilernetzbetreibern zu folgenden Aspekten erhoben:

- > Netzzutritt
- > Netzzugang
- > Netzrechnungslegung

- > Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs
- > Störfälle und Versorgungsunterbrechungen
- > Ermittlung des Zählerstandes
- > Termineinhaltung
- > Kundeninformation und Beschwerdemanagement

Die gesetzlich vorgesehenen Standards gelten als erfüllt, wenn sie vom Netzbetreiber in mindestens 95% der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden.

Die Ergebnisse der Überwachung von insgesamt 21 Standards sind sehr zufriedenstellend. Es werden 16 Standards von allen Gasverteilernetzbetreibern eingehalten. Lediglich ein Standard wird von mehreren Verteilernetzbetreibern nicht erfüllt, nämlich die fristgerechte Legung von Endabrechnungen innerhalb von sechs Wochen nach Versorgerwechsel oder Vertragsbeendigung.

Insgesamt entspricht dies einem Erfüllungsgrad von 98% aller Unternehmensstandards und einer insgesamt als sehr gut zu betrachtenden kommerziellen Qualität der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber.

Zudem konnten alle Gasverteilernetzbetreiber die Einhaltung der Regeln der Technik zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetriebes per Zertifizierung nachweisen.

Technische Qualität der Netzdienstleistung

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und

der Instandhaltung der Verteilernetze, bei denen Verteilernetzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien des ÖVGW) einzuhalten haben. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienstleistung sind die Versorgungszuverlässigkeit und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung) mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Gas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen.

Zwecks Monitorings der technischen Qualität der Netzdienstleistung werden Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen erhoben. Neben der Anzahl der Kundinnen und Kunden, die von Versorgungsunterbrechungen im Verteilernetz betroffen waren, lassen sich in Kombination mit der Anzahl der Zählpunkte je Netzbetreiber die Kennzahlen SAIDI, SAIFI und CAIDI berechnen.

- > SAIDI = Summe der Dauer aller ungeplanter Versorgungsunterbrechungen / Gesamtanzahl versorgter Netznutzer
- > SAIFI = Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen / Gesamtanzahl versorgter Netznutzer
- > CAIDI = Summe der Dauer aller ungeplanter Versorgungsunterbrechungen / Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen
CAIDI = SAIDI / SAIFI

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgten Zähl-

punkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIDI) im Jahr 2018 mit 2,80 Minuten wesentlich höher ausfällt als in den Vorjahren. Dies ist jedoch zum Teil auch auf entsprechende Kundenwünsche bei der zeitlichen Wiederherstellung des Netzzuganges zurückzuführen (z.B. bei Ausfall in der Sommerperiode).

Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgten Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIFI) stieg gegenüber dem Jahr 2017 von 0,0036 auf 0,0045 an, erreichte jedoch nicht die Höchstwerte von 2013 und 2014. Auch die durchschnittliche Unterbrechungsdauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen mit Ursache im Verteilernetz je betroffenen Netznutzer (CAIDI) ist von 350

Minuten im Jahr 2017 auf 617 Minuten im Jahr 2018 deutlich gestiegen.

Die Ergebnisse der Erhebung sind dahingehend zu relativieren, dass der Großteil der Versorgungsunterbrechungen und auch die jeweilige Dauer vorwiegend in den Sommermonaten anfiel. In den Wintermonaten, in denen die Abhängigkeit der Endkundinnen und -kunden von Gas am höchsten ist, sind die entsprechenden Kennzahlen um vieles niedriger. Ein weiteres Zeichen für ein gut ausgebautes und funktionierendes Gassystem ist auch die Tatsache, dass es trotz des Baumgarten-Unfalls im Dezember 2017 zu keiner Versorgungsunterbrechung auf Endkundenseite in Österreich kam.

Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat im Berichtszeitraum, wie auch bisher, Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem Verteilernetzbetreiber und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens wie etwa Kundenscheiben 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 beiden Fernleitungsnetzbetreiber bestehen laufende Aufgaben zur

Überprüfung der Einhaltung der Entflechtungsvorgaben. Aufgrund der Ausgestaltung von Gas Connect Austria GmbH und 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

NETZAUSBAUPLANUNG GAS: LANGFRISTIGE PLANUNG (LFP) UND KOORDINIERTER NETZENTWICKLUNGS- PLAN (KNEP)

Im Dezember 2019 sind die langfristige Planung (LFP) und im Januar 2020 der koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) von der E-Control per Bescheid genehmigt worden. Diese müssen einmal jährlich vom Verteilergebietsmanager (VGM) bzw. dem Marktgebietsmanager (MGM), jeweils in Koordination mit den Netzbetreibern, erstellt werden.

Bei der Erstellung dieser beiden Planungen sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan („ten-year network development plan“, TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Gas-SoS-VO zu berücksichtigen. Das Ziel der Netzausbauinstrumente ist, das Netz hinsichtlich folgender Elemente zu planen: Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz und zu Speicheranlagen sowie Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards im Marktgebiet.

Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt werden und der gesamte Investitionsbedarf abgebildet wird, müssen der VGM/MGM eine öffentliche Konsultation durchführen, diese fand im Oktober 2019 statt. Zusätzlich führte die Regulierungsbehörde im November/Dezember 2019 vor der Genehmigung der Netzentwicklungspläne eine Konsultation durch. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Website der Regulierungsbehörde veröffentlicht und bei der Entscheidung gewürdigt.

Projekte in der Langfristigen Planung 2019

Die LFP betrifft die Infrastrukturplanung auf den Verteilerleitungen der 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.

Im Rahmen der LFP 2019 wurden drei neue Projekte eingereicht, wobei ein Projekt eine Ersatzinvestition darstellt. Die Projekte 2019/01 und 2019/02 stehen für eine Leitungsverbindung zwischen Salzburg und Tirol, die die Versorgungssicherheit erhöhen soll. Das Projekt 2019/03 soll einen Teil der Südleitung in der Steiermark ersetzen. Zwei bereits genehmigte Projekte wurden aufgrund von Änderungen neu eingereicht und genehmigt; fünf bereits genehmigte Projekte sind unverändert in Umsetzung.

Projekte im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2019

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). Fernleitungsnetzbetreiber sind die TAG sowie die GCA (Betrieb von PVS 1, HAG, SOL, PW, KIP, WAG).

Von den TSOs wurde ein neues Projekt für zusätzliche Kapazitäten auf einer bereits bestehenden Transportleitung eingereicht. Der überwiegende Teil der eingereichten neuen Projekte sind Ersatzinvestitionen der Fernleitungsnetzbetreiber GCA und TAG (11 Ersatzinvestitionen). Der wesentliche Anteil an der Anzahl der enthaltenen Projekte sind Ersatzinvestitionen, die fortgeführt werden: 11 bereits in früheren Bescheiden genehmigte Projekte wegen Änderungen wurden nochmals zur Genehmigung eingereicht, 28 Projekte wurden unverändert fortgeführt. Zudem wurden 7 Projekte zurückgezogen, da sie nicht mehr erforderlich sind, 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.

NETZENTWICKLUNGSPLANUNG IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Auf europäischer Ebene erfolgt die Infrastrukturplanung durch den TYNDP der ENTSOG, der 2019 neu erstellt und im Januar 2020 veröffentlicht wurde. Dieser Plan basiert auf den Projekten, die die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber und andere Projektbetreiber zur Weiterentwicklung des Gasnetzes eingereicht haben. Der TYNDP ist die Grundlage für die Auswahl der „Projekte im gemeinsamen Interesse (PCI)“ auf der Basis der Infrastruktur-Verordnung von 2013.⁸ Um in die PCI-Liste aufgenommen zu werden, muss ein Projekt mehrere Kriterien erfüllen, z.B. muss das Gasvorhaben erheblich zur Marktintegration, zu Wettbewerb, Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit beitragen. Die Auswahl der PCIs erfolgt im Rahmen eines formalisierten Prozesses, der von der EU-Kommission geführt wird und an dem Mitgliedstaaten, nationale Regulierungsbehörden und ACER, die Projektbetreiber, aber auch NGOs beteiligt sind. Dabei übten die NGOs verstärkt Kritik an Gasleitungsprojekten, da langfristige Investitionen im Gasbereich dem EU-Ziel der Dekarbonisierung entgegenstehen.

Im Oktober 2019 hat die Europäische Kommission die 4. Unionliste angenommen, die Annahme durch das Europäische Parlament ist noch ausständig. Drei Projekte aus Österreich wurden von einem Fernleitungsnetzbetreiber eingereicht, eines davon wurde in die 4. Liste aufgenommen.

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1562757554015&uri=CELEX:02013R0347-20180426>

Virtual Trading Point (CEGH)

Zum 1. Jänner 2020 hat die European Energy Exchange (EEX) die Aktivitäten der Powernext integriert. Durch diese Zusammenführung bietet die Börse alle Produkte auf einem einzigen Marktplatz an, was unter anderem eine Vereinfachung der Zulassung neuer Marktteilnehmer mit sich bringt. Händler an der Börse PEGAS CEGH (zukünftig EEX CEGH)

können nach Zulassung bei EEX weiter ihren Gashandel abwickeln, wobei ECC das zentrale Clearinghaus bleibt. Die entsprechende Anpassung der allgemeinen Bedingungen des Betreibers des virtuellen Handelspunktes wurden von der CEGH bei der Behörde eingereicht und vom E-Control-Vorstand genehmigt.

Entwicklung am Ausgleichsenergiemarkt

Die Ausgleichsenergiepreise zeigten keine nennenswerten Ausschläge und orientierten sich am Börsereferenzpreis CEGHIX.

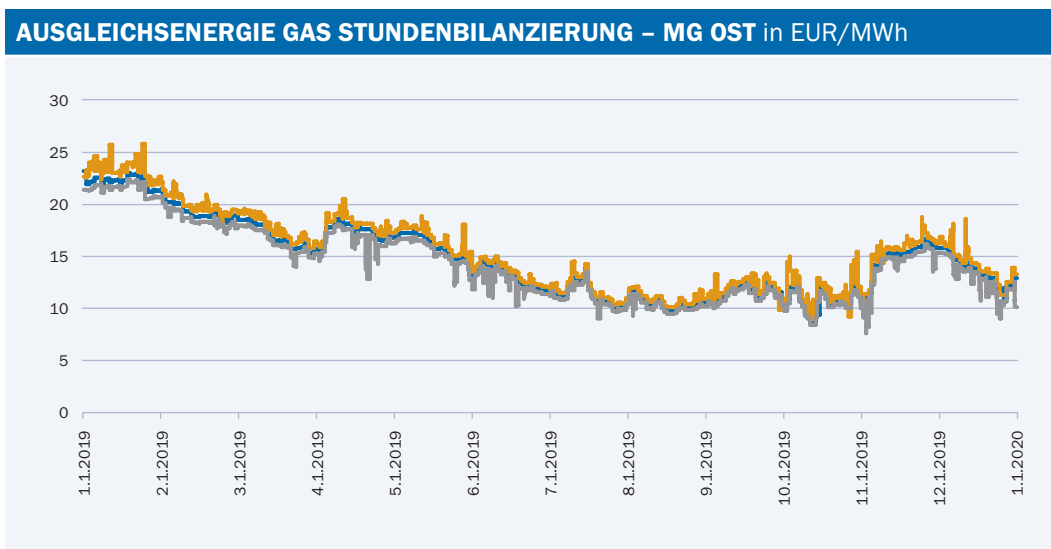


Abbildung 25
Ausgleichsenergiepreise
MG Ost - Stundenbilanzierung 2020

Quelle: AGCS

Gasspeicher

UNBUNDLING DER SPEICHERUNTERNEHMEN

Für Speicherunternehmen gilt gemäß Art. 15 der Gasrichtlinie die gesellschaftsrechtliche Entflechtung, d.h. Speicheranlagenbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, müssen hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und der Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen. Ebenso ist ein Gleichbehandlungsbeauftragter zu bestellen, der jährlich einen Gleichbehandlungsbericht an die Regulierungsbehörde zu übermitteln hat.

Auch 2019 wurden seitens der E-Control die Gleichbehandlungsberichte der Speicherunternehmen über das Berichtsjahr 2018 eingefordert und auf der E-Control-Website veröffentlicht. Von den Speicherunternehmen wurden keinerlei Verstöße gegen die Gleichbehandlungsbestimmungen gemeldet. Da vor allem die Unabhängigkeit der Gleichbehandlungsbeauftragten in der Überprüfung als Schwerpunkt definiert wurde, werden hinsichtlich der möglicherweise kritischen Bestellungen mancher Gleichbehandlungsbeauftragten weitere Ermittlungen angestellt. Im Speicherbereich wird aus aktuellem Anlass die Bestellung des Gleichbehandlungsbeauftragten in zwei Unternehmen genauer geprüft.

ÜBERPRÜFUNG DER NICHTDISKRIMINIERUNG

Die Prozesse rund um die Kapazitätsvergaben durch die Speicherunternehmen im Jahr 2019 wurden im Bedarfsfall mit der E-Control abgestimmt bzw. ex post geprüft. Diese Vorgangsweise kam bei zwei der fünf Speicherunternehmen zum Tragen, da diese die Kapazitätsvergabe unternehmensintern und nicht über eine Plattform bzw. nicht mittels Auktion durchgeführt haben.

Abgesehen davon kann die E-Control aufgrund der Vorlagepflicht von abgeschlossenen Speicherverträgen durch die Speicherunternehmen den Zugang zu Speicherkapazitäten auf Gleichbehandlung prüfen.

TRANSPARENZ

In Abbildung 26 sind Kapazitätsdaten mit Stand Dezember 2019 abgebildet.

Nach der investitionsbedingten Schließung des Speichers Thann per 1. April 2017 betrug das Arbeitsgasvolumen in Summe im November 2018 zwischenzeitlich 92,2 TWh und stieg dann aufgrund der Kapazitätserhöhung im Speicher Haidach per 1. April 2019 auf 92,8 TWh sowie aufgrund der Kapazitätserhöhung im Speicher 7Fields per 1. Oktober 2019 auf 93,6 TWh.

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 Schönkirchen	7.345	21,30%	10.848	24,61%	20.720.000	22,14%
OMV Gas Storage Tallesbrunn	1.413	4,10%	1.808	4,10%	4.520.000	4,83%
OMV Speicher gesamt	8.758	25,40%	12.656	28,72%	25.240.000	26,97%
RAG Energy Storage Puchkirchen/Haag	5.876	17,04%	5.876	13,33%	12.204.000	13,04%
RAG Energy Storage Haidach 5	226	0,66%	226	0,51%	181.000	0,19%
RAG Energy Storage Aigelsbrunn	565	1,64%	565	1,28%	1.469.000	1,57%
RAG Energy Storage 7Fields	1.710	4,96%	2.560	5,81%	5.650.000	6,04%
RAG Energy Storage gesamt	8.377	24,30%	9.227	20,94%	19.504.000	20,84%
Uniper Energy Storage 7fields	6.082	17,64%	9.123	20,70%	17.515.000	18,72%
Summe Marktgebiet Ost	23.217		31.006		62.259.000	
Astora Haidach	3.757	10,90%	4.358	9,89%	10.443.533	11,16%
GSA LLC Haidach	7.507	21,77%	8.708	19,76%	20.868.500	22,30%
Summe Österreich	34.480	100,00%	44.071	100,00%	93.571.033	100,00%

Abbildung 26
Speicherkapazitäten in
Österreich

Quelle: Websites der Speicherunternehmen, <https://agsi.gie.eu>, Stand Dezember 2019

OGS hält mit ca. 27% (25,2 TWh) Arbeitsgasvolumen nach wie vor den größten Anteil an den Speicherkapazitäten bezogen auf Österreich und mit ca. 41% bezogen auf die an das Marktgebiet Ost angebotenen Speicher.

Speicherbuchungen, Füllstände und Preise

Die österreichischen Speicherkapazitäten

waren 2019 durchgehend zwischen 93% und 100% ausgebucht (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

Aufgrund der niedrigen Gaspreise in den Sommermonaten und einem höheren Sommer-Winter-Spread im Vergleich zum Vorjahr wurde bereits Ende Juli ein Speicherfüllstand

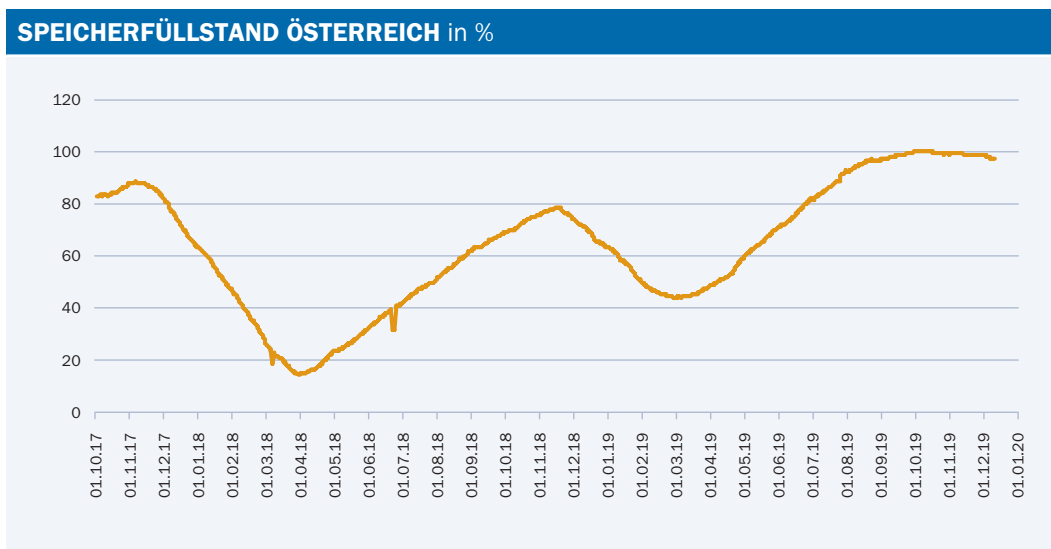


Abbildung 27
Entwicklung des Speicherfüllstandes in Österreich

Quelle: E-Control

von ca. 93% erreicht. Ende Dezember 2019 betrug dieser noch 100%. Im Vergleich dazu belief sich der Speicherfüllstand im Vorjahr auf ca. 51%.

Weiterentwicklung der Marktintegration mit Deutschland

Gemäß ACER Gas Target Model sieht das Konzept der impliziten Allokation vor, dass für benachbarte Marktgebiete mit getrennten Spot-Handelsmärkten ein Prozess etabliert wird, bei dem die Allokation von Day-ahead- und Within-day-Transportkapazität mit dem Fließhandel der jeweiligen Märkte verbunden wird. Die Bilanzierungssysteme der Marktgebiete bleiben unverändert. Dies unterstützt Marktteilnehmer bei der Lösung des Koordinationsproblems, d.h. der Frage nach der

gleichzeitigen Verfügbarkeit von Transportkapazitäten und Handelsmöglichkeiten im grenzüberschreitenden Handel. So können eine gesteigerte Handelstätigkeit und eine bessere Angleichung der Marktpreise benachbarter Gasmärkte gefördert werden.

Zwischen dem Marktgebiet Ost und dem deutschen Marktgebiet NCG kommt es regelmäßig zu Großhandelspreisunterschieden (Spreads). Darüber hinaus schränken bestehende Netz-

zugangssystematiken im Verteilernetz die maximierte Nutzung des kleinen Grenzverkehrs zwischen diesen Märkten ein. Implizite Auktionen sollen diese Situation in Zukunft verbessern. Die deutschen und österreichischen Verteilernetzbetreiber sowie AGGM als Markt- und Verteilergebietsmanager haben dafür ein Konzept entwickelt, welches 2020 als

Pilotprojekt zur Umsetzung kommen soll. Die E-Control sowie die deutsche Regulierungsbehörde waren in den zugrundeliegenden Diskussionsprozess eingebunden. In einer nachfolgenden Evaluierung wird der Erfolg des Modells untersucht und über eine längerfristige Fortsetzung entschieden.

Integration von erneuerbarem Gas in den Gasmarkt

Mengenmäßig spielt erneuerbares Gas als potentielles Substitut von Erdgas im Gasnetz aktuell eine untergeordnete Rolle. Synthetisches Gas und Wasserstoff werden bisher weitestgehend im Rahmen von (geförderten) Forschungs-, Pilot- oder Demonstrationsprojekten und in vernachlässigbaren Mengen in das Gasnetz eingespeist. Die Einspeisung von Biomethan (d.h. von erneuerbarem Gas biogenen Ursprungs) in das österreichische Gasnetz erfolgt aktuell an 14 Erzeugungsstandorten mit einer aggregierten Einspeisekapazität von ca. 40 MWh/h. Die Gesamteinspeisung von Biomethan betrug im Jahr 2018 170,98 GWh, was einem Anteil von ca. 1% der Gesamtabgabe an Haushalte bzw. 0,2% der Gesamtabgabe an sämtliche Netznutzer im Jahr 2018 entspricht. Zur Erreichung der politischen Zielsetzung, bis 2040 Klimaneutralität zu etablieren, bedarf es fundamentaler Veränderungen im Energieversorgungssystem sowie in Bezug auf die eingesetzten Primärenergieträger.

Erneuerbares Gas kann dazu einen volkswirtschaftlich sinnvollen Beitrag im Kontext von Sektorkopplung leisten. Damit sich diese Entwicklung einstellt, müssen die erforderlichen Rahmenbedingungen geschaffen und Investitionssicherheit gegeben werden. Demzufolge sieht es die E-Control als ihre Aufgabe an, den Regulierungsrahmen dahingehend zu evaluieren und zu adaptieren. Die Regulierungsbehörde ist auf nationaler und europäischer Ebene aktiv in diesbezügliche Branchendiskussionen involviert und beteiligte sich an der Entwicklung der österreichischen Wasserstoffstrategie.

GASKENNZEICHNUNGSVERORDNUNG ALS ERSTER SCHRITT

Die Gaskennzeichnung ist ein Instrument, um die Integration von erneuerbaren Gasen in den Markt für die Kundinnen und Kunden transparenter darzustellen. Gleichzeitig besteht nun für die Gaslieferanten die Möglichkeit, sich am Markt gegenüber der Konkurrenz abzu-

grenzen und ihre Produkte nachvollziehbar darzustellen. Diese Nachweisführung und die damit verbundene, gesteigerte Transparenz sollen dazu führen, dass erneuerbares Gas vermehrt nachgefragt wird.

Die Gaskennzeichnung und die Generierung von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Gase haben nicht nur eine regionale und nationale Bedeutung, sondern sind auch von überregionaler Relevanz. Die überarbeitete Erneuerbaren-Richtlinie der Europäischen Union fordert eine generelle Ausweitung der bereits bekannten Stromkennzeichnung auf Gas, Wärme und Kälte. Mit der Gaskennzeichnung hat Österreich somit bereits einen wesentlichen Entwicklungsschritt gesetzt. Langfristiges Ziel ist der Handel mit Herkunftsnachweisen für Gas auf internationaler Ebene.

Im September 2019 hat der Vorstand der E-Control die Gaskennzeichnungsverordnung erlassen. Die Verordnung ist am 1. Jänner 2020 in Kraft getreten. Mit dieser Verordnung schafft die E-Control ein homogenes Instrument, mit dem in Zukunft auch Gaslieferanten

mehr Transparenz für ihre Kundinnen und Kunden erzeugen. Die Gaskennzeichnung auf Rechnungen und Werbematerialien erfolgt zwar freiwillig, aber mit den Inhalten der Verordnung wurde eine Basis geschaffen, damit dies betrugssicher, homogen und transparent erfolgt. Das System der Gaskennzeichnung folgt prinzipiell analog jenem der Stromkennzeichnung. Die Kennzeichnung erfolgt auf Basis von Herkunftsnachweisen, die in einer zentralen Datenbank bei der E-Control generiert werden. Diese Herkunftsnachweise können prinzipiell auch getrennt von den Energiemengen gehandelt werden.

Die Gaskennzeichnung auf Basis der Anforderungen der Verordnung kann erstmals im Jahr 2021 für das Jahr 2020 erfolgen. Ab Anfang 2020 können Herkunftsnachweise für Gas (sowohl für erneuerbare Gase als auch für fossiles Gas, welches in Österreich gefördert wird) in der Datenbank der E-Control generiert werden. Diese Herkunftsnachweise haben eine entsprechende Gültigkeit, damit sie 2021 erstmals für die Gaskennzeichnung durch die Lieferanten eingesetzt werden können.

Brennwertbeurteilung

Einhergehend mit der Adaptierung der Netzbilanzierung im Rahmen der GMMO-VO 2020 erfolgt auch eine Neugestaltung der Brennwertsystematik. Aktuell erfolgen Abrechnungen gegenüber Endkundinnen und -kunden

weitgehend mit einem verordneten, je Marktgebiet einheitlichen, Verrechnungsbrennwert. Auch für die Allokationen von Gasflüssen an Kopplungspunkten zwischen Netzbetreibern werden Ist-Brennwerte nur dann herange-

zogen, wenn diese unmittelbar gemessen werden. Andernfalls kommen an diesen Netzkopplungen Verrechnungsbrennwerte zur Anwendung. Ab 1. Oktober 2021 erfolgt eine Flexibilisierung der Brennwerte an Netzkopplungen. Dort werden zukünftig nur mehr Ist-Brennwerte verwendet werden. Diese basieren auf Messungen, soweit verfügbar, und andernfalls auf Simulationen bzw. Brennwertverfolgung. Darüber hinaus arbeitet der ÖVGW an einer entsprechenden Anpassung der Regeln der Technik, die voraussichtlich

ab 1. Jänner 2023 Gültigkeit haben soll und die Anwendung von Ist-Brennwerten auch für die Kundenabrechnung etc. vorsieht. Sofern auch die GSNE-VO 2013 diese Anpassung ab 1. Jänner 2023 reflektiert, werden ab diesem Datum in verursachungsgerechter Weise die Brennwerte der jeweiligen Brennwertbezirke o.Ä. für die Kundenabrechnung und die Bilanzierung herangezogen. Damit wird eine wesentliche Voraussetzung für die zunehmende Integration erneuerbarer Gase in das System geschaffen.

Umsetzung der Gas-SoS-VO

Die Verordnung (EU) 2017/1938 (Gas-SoS-VO) setzt Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung. Die Umsetzung der Gas-SoS-VO erfolgte in enger Abstimmung mit den relevanten Marktteilnehmern und gemeinsam mit dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT).

Infrastrukturstandard

Auch 2019 wurde der Infrastrukturstandard im Zuge der Erstellung der langfristigen Planung durch den Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager AGGM berechnet und liegt im Marktgebiet Ost bei 132%. Somit ist durch die österreichische Gasinfrastruktur gewährleistet, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung gemäß Gas-SoS-VO zu mehr als 100% gerecht wird und daher eine gute Versorgungssicherheit gegeben ist.

Gasversorgungsstandard

Wie in den Vorjahren wurde von der E-Control auch 2019 eine Erhebung zur Einhaltung des Versorgungsstandards für die Wintermonate Oktober 2019 bis März 2020 durchgeführt. Zu diesem Zweck wurden Versorger geschützter Kundinnen und Kunden im Sommer 2019 aufgefordert, Vertragsdetails ihrer Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge, die zur Versorgung von Haushalten herangezogen werden, der Behörde offenzulegen. Als Grundlage der Erhebung dienten vom Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM übermittelte Verbrauchsmengen. Gegenüber dem Vorjahr gab es eine Reihe von Verbesserungen im Erhebungsdesign, um die Genauigkeit der Untersuchung weiter zu erhöhen.

Im Zuge einer Vollerhebung wurden alle 48 Unternehmen kontaktiert, die geschützte

BERECHNUNG DES INFRASTRUKTURSTANDARDS		
Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm³/d)	Definition & Erläuterung
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
Epm	163,16	
Produktion OMV	2,46	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,44	gebuchte Standardkapazität
Pm	2,90	
Speicherpool OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,16	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	–	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	4,51	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	–	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	42,04	
LNGm	0	
Im	140,34	
Dmax	51,36	Baseline Szenario Maximum der nächsten 10 Jahre
N – 1 [%]	132%	

Abbildung 28
Berechnung des Infrastrukturstandards

Quelle: AGGM, LFP 2019

Kundinnen und Kunden in Österreich (d.h. Haushalte) mit Gas versorgen. In der inhaltlichen Prüfung konnte für alle diese Versorger festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas zur Verfügung haben, um den Fällen a und b des Versorgungsstandards in den Wintermonaten 2019/2020 gerecht zu werden: Gerade im Hinblick auf potenzielle Unsicherheiten aufgrund des Auslaufens des Gastran-

sitvertrages durch die Ukraine wurde in der Versorgungsstandard-Erhebung 2019/2020 besonderes Augenmerk auf Fall c der SoS-VO (Ausfall des Entry-Punktes Baumgarten) gelegt. Die E-Control kam dabei zu dem Ergebnis, dass die eingespeicherte Menge für österreichische Endkunden deutlich höher war als die maximal benötigte Menge zur Abdeckung des Falles c. Zudem haben auf in-

dividueller Ebene Versorger sowohl Speicher- verträge abgeschlossen als auch zum Teil Beschaffungsverträge mit Erfüllungspunkt VHP vorgewiesen. Deshalb geht die Behörde von der Erfüllung des Falles c aus.

Risikobewertung, Präventionsplan und Notfallplan

Die zuständige Behörde jedes Mitgliedstaats ist dazu verpflichtet, einen Präventions- und einen Notfallplan zu erstellen, diese Pläne zu konsultieren und alle vier Jahre zu aktualisieren sowie an die Europäische Kommission zu übermitteln. Die Pläne basieren auf einer Risikobewertung, die jede zuständige Behörde national und regional durchzuführen hat. Darin sind die Risiken für die Gasversorgungssicherheit des Mitgliedstaates auf Grundlage definierter Kriterien umfassend zu bewerten, wobei verschiedene Szenarien heranzuziehen sind, die eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage und Versorgungsstörungen umfassen.

Die zuständige österreichische Behörde war 2019 das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT). Dieses hat in Kooperation mit der E-Control und der AGGM die relevanten Berechnungen durchgeführt, die jeweiligen Dokumente und Pläne erstellt und der Kommission die Risikobewertung übermittelt. Nach entsprechender Konsultation übersandte das BMNT der Kommission auch den Präventions- und den Notfallplan.

Eine Zusammenfassung der Risikobewertung (im Präventionsplan enthalten) und die Pläne

selbst sind auf der Website des (nunmehr) BMK veröffentlicht.

Regelungen für Solidaritätsmaßnahmen zwischen verbundenen Mitgliedstaaten

Gemäß Art. 13 der Gas-SoS-VO haben verbundene Mitgliedstaaten eine Einigung über die erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen über Solidaritätsmaßnahmen zu erzielen.

Eine Solidaritätsmaßnahme ist das letzte Mittel und wird nur dann angewandt, wenn der ersuchende Mitgliedstaat

- > trotz Senkung des erhöhten Versorgungsstandards innerhalb der jeweiligen Risikogruppe nicht in der Lage war, den Engpass bei der Gasversorgung seiner durch Solidarität geschützten Kundinnen und Kunden zu bewältigen,
- > alle marktbasiereten Maßnahmen und alle in seinem Notfallplan vorgesehenen Maßnahmen ausgeschöpft hat,
- > der Kommission und den zuständigen Behörden aller Mitgliedstaaten, mit denen er verbunden ist, ein ausdrückliches Ersuchen notifiziert hat, dem eine Beschreibung der bisher durchgeführten Maßnahmen beigefügt ist,
- > sich dem betreffenden Mitgliedstaat gegenüber zu einer angemessenen und unverzüglichen Entschädigung an den die Solidarität leistenden Mitgliedstaat verpflichtet.

Bis dato wurden derartige Vereinbarungen allerdings noch in keinem Mitgliedstaat abgeschlossen, da der Abschluss solcher

Solidaritätsabkommen die Klärung einiger wesentlicher und komplexer Fragen voraussetzt, z.B. die Kompensation für geleistete Solidarität. Ungeachtet dessen wird in der Gas-SoS-VO explizit festgelegt, dass Art. 13 jedenfalls anwendbar ist, unberührt vom tatsächlichen Abschluss einer Einigung. In Österreich wurden Vorkehrungen für den Fall getroffen, dass Ad-hoc-Maßnahmen angewandt werden müssten.

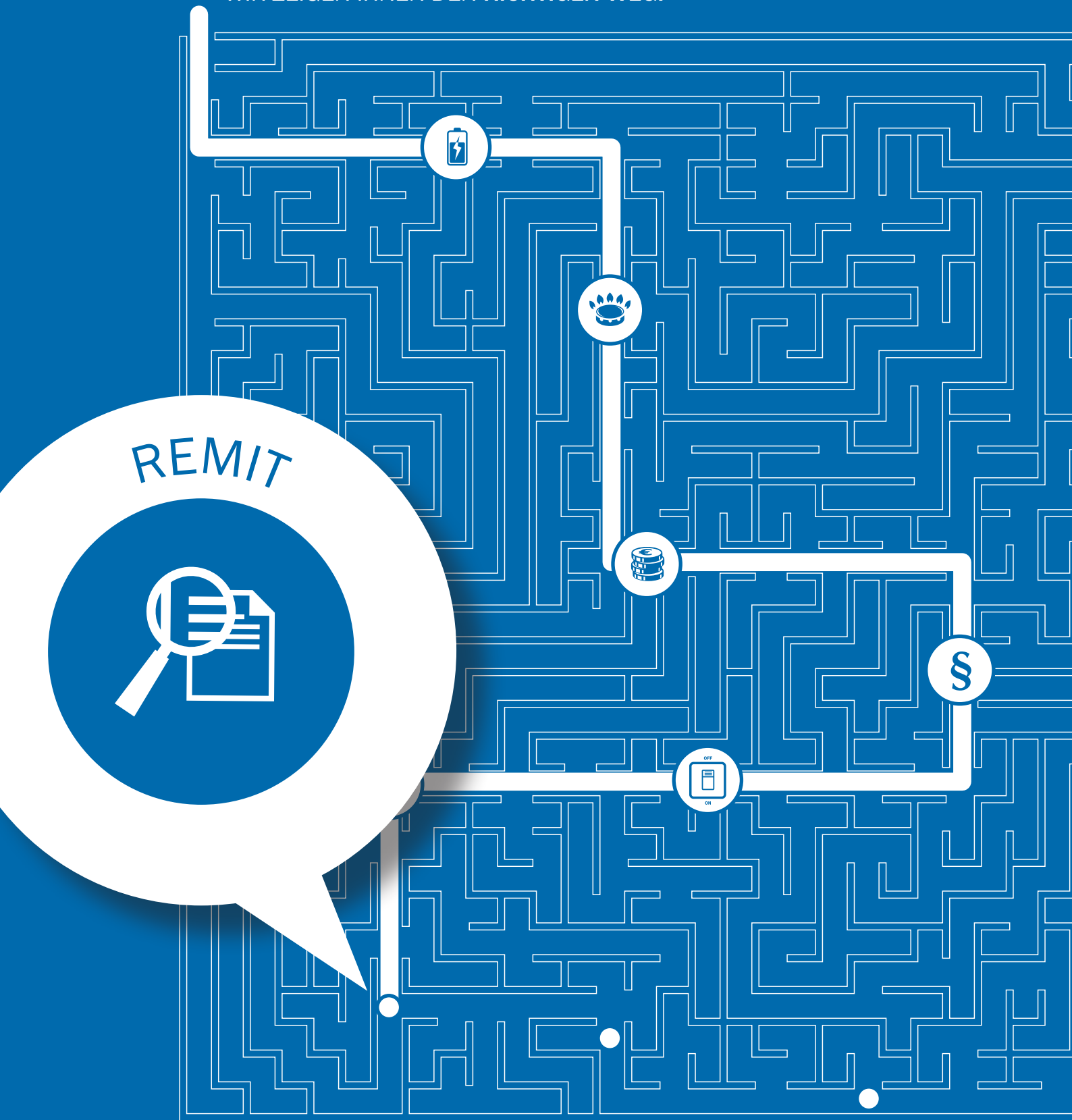
Dabei kommt dem MGM/VGM eine wichtige Funktion bei der operativen Abwicklung der Solidaritätsmaßnahmen zu. Daher war es notwendig, eine entsprechende Änderung in der Ergänzungsvereinbarung in den Allgemeinen Bedingungen der AGGM vorzunehmen. Diese wurde von AGGM bei der Behörde eingereicht und vom E-Control-Vorstand genehmigt.

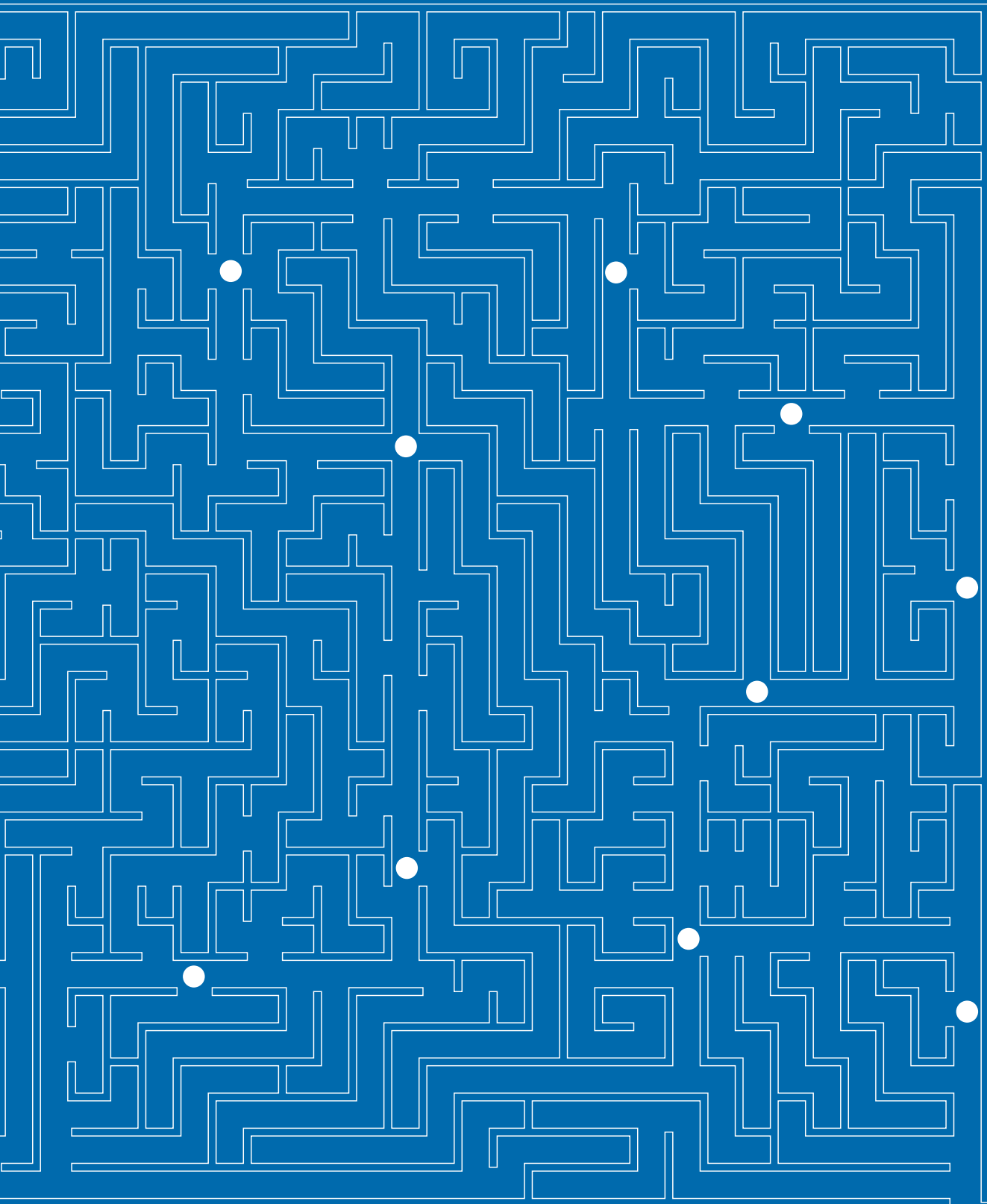
Für die potenzielle Abwicklung von Ad-hoc-Solidaritätsmaßnahmen ist es nicht nur erforderlich, das rechtliche Regelwerk des MVGM zu ergänzen, sondern es muss gerade auch

beim Bilanzgruppenkoordinator eine Anpassung der Allgemeinen Bedingungen erfolgen. Der Bilanzgruppenkoordinator ist für die Organisation der benötigten Merit-Order-Liste und für die finanzielle Abwicklung gegenüber dem jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen zuständig. Um im Falle von Solidaritätsmaßnahmen für angrenzende Mitgliedstaaten das kommerzielle Risiko möglichst gering zu halten, ist angedacht, Gasmengen im Umfang von zuvor getätigten Sicherheitsleistungen anzubieten. Außerdem sollen Preise für Ausgleichsenergiemengen für diesen Sonderfall nicht in die Bepreisung der herkömmlichen Ausgleichsenergiemengen einfließen. Daher war es auch erforderlich, das rechtliche Regelwerk der AGCS Gas Clearing and Settlement AG (AGCS) anzupassen. Die entsprechenden Änderungen und Ergänzungen in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators wurden bei der Behörde im November 2019 eingereicht und vom E-Control-Vorstand im Dezember 2019 genehmigt.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





REMIT

Die REMIT-Verordnung dient der Sicherstellung des Vertrauens in die Integrität der vielzähligen Strom- und Gasmärkte in der Europäischen Union. Neben Regeln und Verpflichtungen für Marktteilnehmer beinhaltet sie auch die Rahmenbedingungen für die Energiegroßhandelsüberwachung durch die zuständigen Regulierungsbehörden. Auf europäischer Ebene wird das Marktmonitoring durch ACER koordiniert und auf nationaler Ebene von den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten durchgeführt.

Die Kernelemente der REMIT-Verordnung sind die Verbote von Insiderhandel und Marktmanipulation. Gemeinsam mit kartell- und finanzmarktrechtlichen Regelungen gewährleistet die REMIT-Verordnung damit für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie für Marktteilnehmer die Zuverlässigkeit und nachhaltige Funktionsfähigkeit der Energiegroßhandelsmärkte. Dies beinhaltet insbesondere ein faires, auf Wettbewerb beruhendes Ergebnis von Angebot und Nachfrage sowie die Verhin-

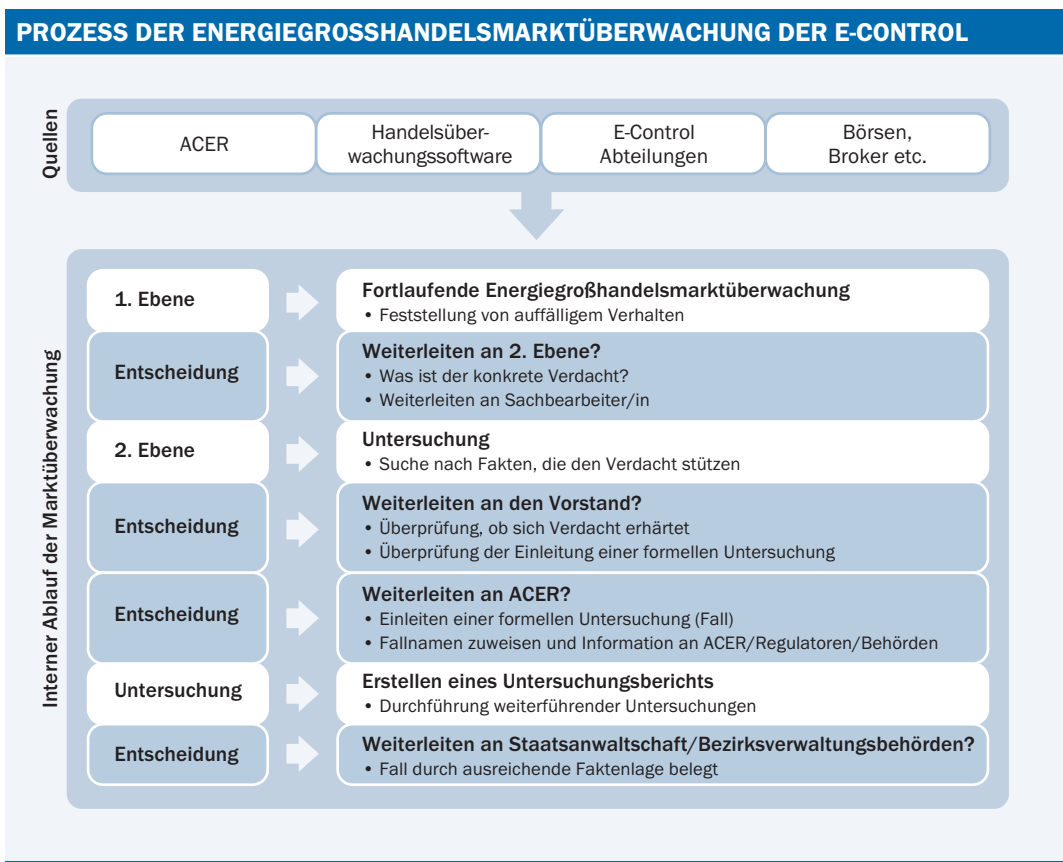


Abbildung 29
Prozess der Energiegroßhandelsmarktüberwachung der E-Control

Quelle: E-Control

derung von exzessiven Profiten durch missbräuchliches Verhalten.

> (gesamteuropäische) Überwachung durch ACER

Die Überwachung des Energiegroßhandelsmarktes basiert im Wesentlichen auf den folgenden drei Stufen:

- > gesetzlich geregelte Überwachungspflichten für die privaten Betreiber von Börsen oder Brokerplattformen („persons professionally arranging transactions“, PPATs)
- > Marktmonitoring durch nationale Regulierungsbehörden

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Verfahren durch Anzeigen anzustoßen, zum Beispiel ausgelöst durch Whistleblower (etwa andere Marktteilnehmer). Der Ablauf eines Verfahrens bei der E-Control zur Prüfung eines Verdachts auf einen Verstoß gegen REMIT ist genau geregelt.

Schwerpunkte der operativen Energiegroßhandelsüberwachung 2019

Im Jahr 2019 wurde insbesondere die REMIT-Registrierung von Marktteilnehmern neu aufgesetzt. Seitens der E-Control wurde erstmals damit begonnen, exemplarische REMIT-Fallberichte zu publizieren. Weiters fanden Schwerpunktaktivitäten im Monitoring besonders in den Bereichen der Datenaufbereitung und -optimierung sowie hinsichtlich der Publikation von Insiderinformation statt.

REMIT-Registrierung

Sämtliche Marktteilnehmer, die REMIT-relevante Transaktionen abschließen, müssen sich registrieren und einen ACER-Code erhalten, welcher wiederum für die korrekte Datemeldung erforderlich ist. Die Registrierung ist über die nationale Regulierungsbehörde jenes Mitgliedstaates auszuführen, in dem der betreffende Marktteilnehmer seinen Sitz hat bzw. in dem er tätig ist. Die REMIT-Registrie-

rung österreichischer Marktteilnehmer wurde 2019 grundsätzlich überarbeitet.

Im Juni 2019 wurde das bisher von der E-Control selbst verwaltete nationale Registrierungssystem (NRS) für REMIT vollständig zugunsten des europaweit einheitlichen Verwaltungsportals CEREMP („centralized European register for energy market participants“) stillgelegt. Die Umstellung erfolgte unter anderem aufgrund technischer Erneuerungsanforderungen sowie zur Steigerung der Effizienz durch ein einheitliches Verfahren und durch Synergien im IT-Bereich. Der gesamte Registrierungsprozess gemeinsam mit der Prüfung und Freigabe der von Marktteilnehmern übermittelten Daten bleibt jedoch weiterhin in der Kompetenz der E-Control.

Publikation relevanter Fallberichte

Die E-Control wird zukünftig einzelne richtungweisende Fälle zu REMIT-Tatbeständen

in anonymisierter Form veröffentlichen. Diese Fallberichte sind seit 2019 auf der E-Control-Website im Bereich REMIT unter „Entscheidungen und Veröffentlichungen“ abrufbar und sollen den Marktteilnehmern eine zusätzliche Anleitung zur korrekten Umsetzung der rechtlichen Vorgaben bieten.

Optimierung der Datenqualität

Die umfassende und verpflichtende Datenmeldung der Marktteilnehmer an ACER gemäß Art. 8 der REMIT-Verordnung und die folgende Übermittlung dieser Daten an die nationalen Regulierungsbehörden stellt eine fundamentale Voraussetzung dar, um eine effektive Überwachung des österreichischen Energiegroßhandelsmarktes zu garantieren. Bestimmte zusätzliche Daten werden durch die E-Control selbst auch auf Basis von nationalen gesetzlichen Bestimmungen erhoben und bei Bedarf zur Fallanalyse berücksichtigt. Folglich bleibt die stetige Verbesserung der Datenerhebung und -qualität essentielles Thema für wirksames REMIT-Monitoring.

Auch die jüngsten Entwicklungen und Innovationen auf den Energiemärkten erfordern konstante Weiterentwicklung und Optimierung der Datenaufbringungsprozesse und -infrastruktur. Besonders im (österreichischen) Strommarkt gab es 2019 maßgebliche Neuerungen, auf die auch seitens der Marktüberwachung laufend reagiert wird. Einerseits wurde etwa das XBID-Projekt im Rahmen der zweiten Go-live-Welle auf einige Nachbarstaaten Österreichs ausgeweitet, was erhöhte Komplexität im Intraday-

Stromhandel mit sich bringt. Andererseits erweitert sich der Umfang der und Zugang zur Day-ahead-Auktion des paneuropäischen Market Coupling, an der eine Teilnahme seit 2019 zum Beispiel auch über die österreichische EXAA möglich ist, immer stärker. Auch entstanden mit dem Markteintritt der skandinavischen Energiebörse Nord Pool in den österreichischen Strommarkt im September 2019 zusätzliche Handelsmöglichkeiten für Marktteilnehmer.

Schließlich waren im Laufe des Jahres auch erste wettbewerbliche Entwicklungen im Rahmen der Gebotszonentrennung zwischen Deutschland und Österreich vom 1. Oktober 2018 zu beobachten und zu bewerten. Kurzzeitige Preisspitzen bzw. die Entwicklung der Großhandelspreise standen hier auch aus der Perspektive von REMIT im Fokus.

Unter diesen herausfordernden technischen und strukturellen Voraussetzungen konnten 2019 in enger Zusammenarbeit mit ACER, den weiteren europäischen Regulierungsbehörden und den österreichischen Marktteilnehmern die Datenmeldung und die Qualität der gemeldeten und verarbeiteten Informationen stetig verbessert werden.

Offenlegung von Insiderinformationen und Verwendung von Insiderinformationsplattformen

Um Informationsasymmetrie zwischen den Marktteilnehmern am Energiegroßhandelsmarkt zu verhindern, legt Art. 4 der REMIT-Verordnung fest, dass bestimmte Infor-

mationen (sog. Insiderinformationen) über Unternehmen oder deren Anlagen effektiv und rechtzeitig von den jeweiligen Informationssinhabern zu veröffentlichen sind.

Auf europäischer Ebene wurde dieses Thema verstärkt aufgegriffen. So wurde seitens ACER ein REMIT-Konsultationsprozess zur Definition von Insiderinformation eingeleitet, über den die Marktteilnehmer ihre Erfahrungen im Umgang mit Insiderinformation und deren Veröffentlichung weitergeben konnten.

Parallel gab es auf nationaler Ebene Schwerpunktuntersuchungen durch die E-Control. Besonders zentral war dabei die Art der Nutzung bestimmter (oft gleichzeitig genutzter) Meldekanäle für Informationsveröffentlichungen. Hierbei wurden teilweise Probleme bei Datenkorrektheit und -plausibilität und Inkonsistenzen bei gleichzeitiger Meldung auf verschiedenen Insiderinformationsplattformen festgestellt. Ein Beispiel dazu zeigt insbesondere der veröffentlichte Bericht zu Fall 02/2019 auf.

Kooperation und Austausch

Dialog mit nationalen Marktteilnehmern

Ebenfalls weiter intensiviert wurden die Kontakte mit den österreichischen Marktteilnehmern. Unter anderem fanden im Rahmen einer Kontaktkampagne Treffen mit verschiedensten im Energiehandel tätigen Unternehmen statt. Die E-Control gab einen umfassenden Überblick über aktuelle REMIT-relevante Themen und Entwicklungen und skizzierte einen potentiellen Verfahrensgang. Dies geschah auch, um für die Marktteilnehmer schon im Vorfeld Klarheit für den Fall von etwaigen Informationsanfragen durch die Behörde zu schaffen. Auch in diesen Gesprächsrunden waren die korrekte Informationsmeldung und die Änderungen bei der REMIT-Registrierung wiederholt erörterte Punkte.

Der Input der Marktteilnehmer stellt für das REMIT-Team der E-Control eine wertvolle Informationsquelle dar, um die Untersuchung

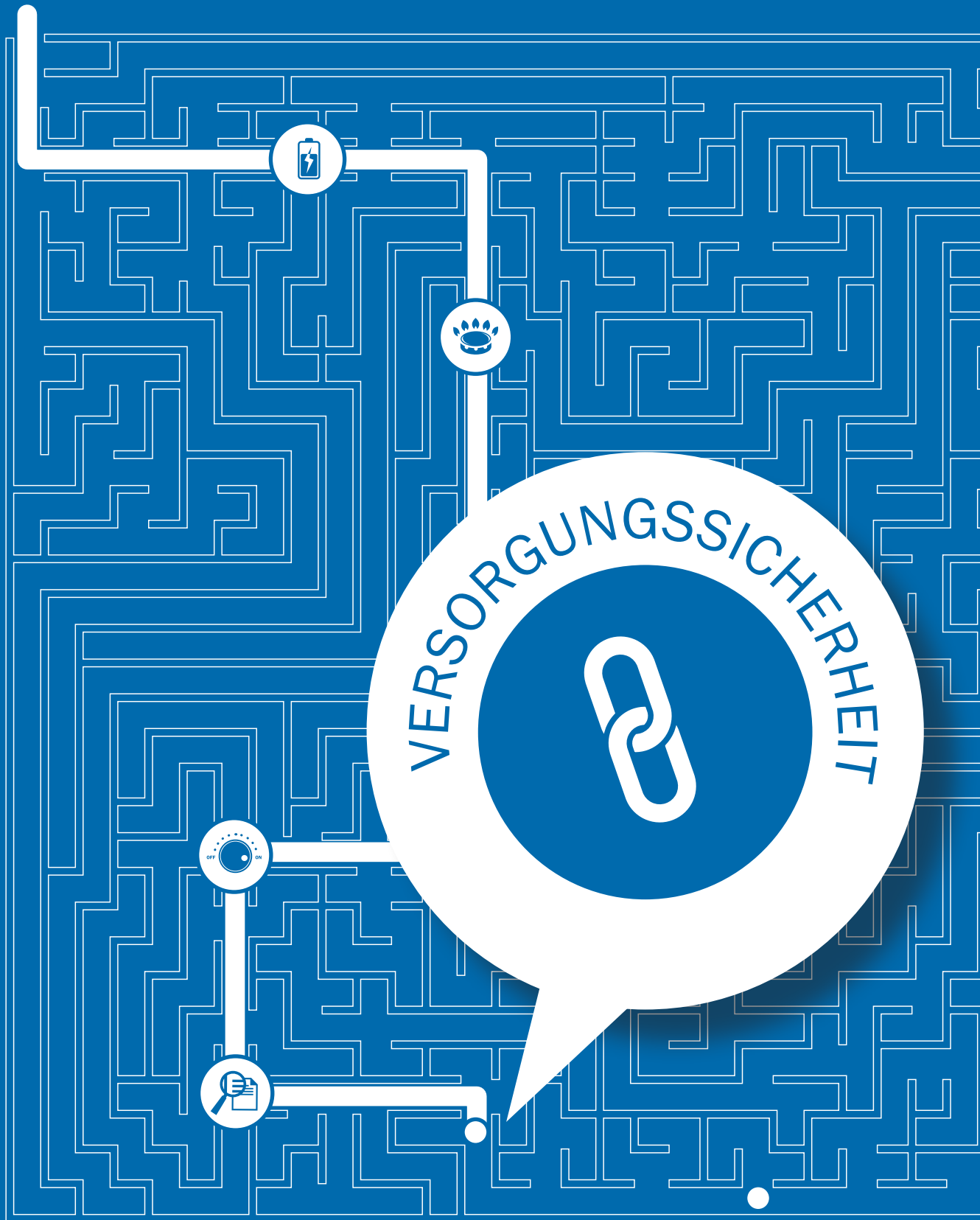
bestimmter Handelsaktivitäten zu erleichtern, Missverständnissen vorzubeugen und damit eine praxisnahe Marktüberwachung sicherzustellen.

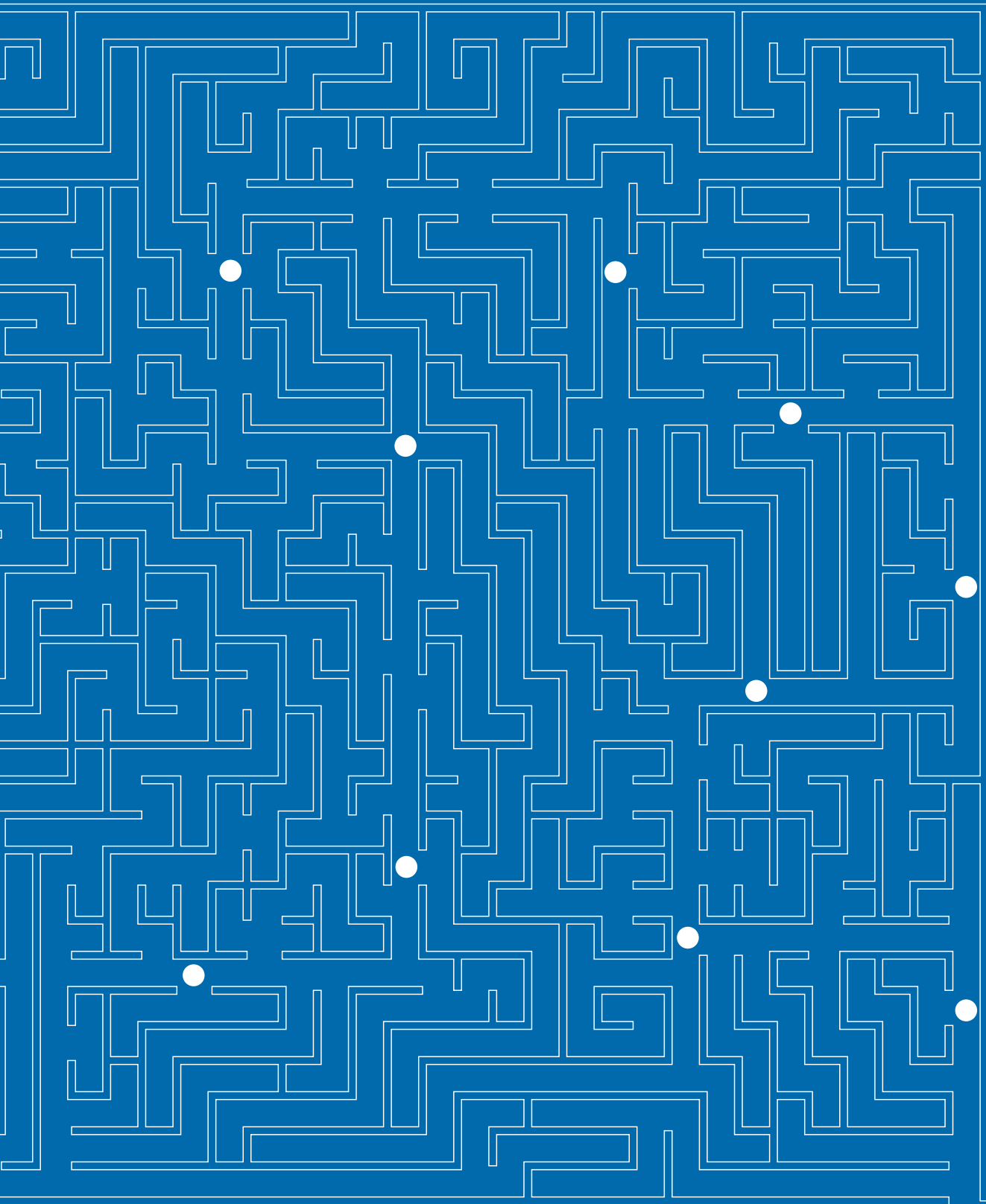
Kooperation auf europäischer Ebene

Die nationalen Regulierungsbehörden arbeiten bei der Implementierung und Durchsetzung der REMIT-Verordnung regelmäßig mit ACER, aber auch miteinander auf regionaler Ebene zusammen. Wesentliches Element dieser internationalen Kooperation ist die gemeinsame Bearbeitung von Verdachtsfällen, bei denen die nationalen Regulierungsbehörden in Gruppen die Hintergründe auffälligen Verhaltens von Marktteilnehmern untersuchen. Dabei findet eine regelmäßige Abstimmung und Koordination in internationalen Arbeitsgruppen und Foren statt.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





VERSORGUNGS- SICHERHEIT

Stromversorgungssicherheit

Zur Bewertung der Stromversorgungssicherheit wird von der E-Control jährlich ein eigener Bericht erstellt, der sowohl die innerösterreichische Aufbringung hinsichtlich Lastspitze als auch die gesamtenergetische Abdeckung des Stromverbrauchs über einen definierten Zeitraum bewertet. Im Versorgungssicherheitsbericht 2019 wurden erstmals nur Kraftwerke berücksichtigt, die in das Versorgungsgebiet der Endkundinnen und -kunden in Österreich einspeisen.

Abbildung 30 zeigt die Veränderungen von Erzeugungskapazitäten (in MW), der Last (in

MW) sowie der energetischen Endverbrauchsprognosen für 2030 (in GWh) im Bericht 2019 im Vergleich zum Vorjahresbericht.

In Österreich war im Sommer 2019 unter normalen Bedingungen eine Importsituation aufgrund von Kraftwerksrevisionen und kostengünstigeren Stromangeboten im benachbarten Ausland gegeben. Es wäre auch in diesen Perioden eine ausreichende Erzeugungskapazität zur vollständigen Lastabdeckung verfügbar gewesen. In einem Szenario mit verschärften Bedingungen ist dagegen in manchen Situationen ein Bedarf an Importen

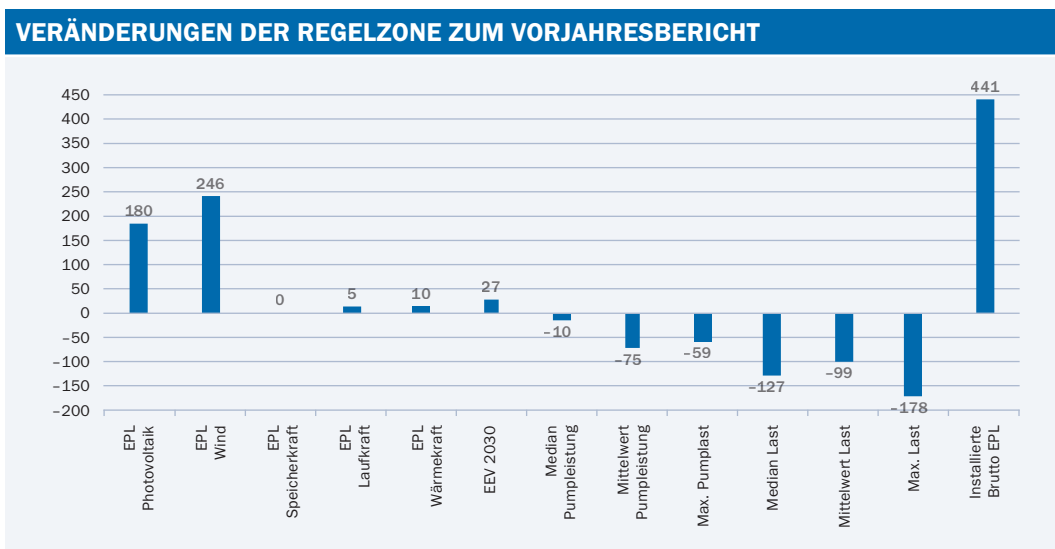


Abbildung 30
Veränderungen der Regelzone zum Vorjahresbericht

Quelle: E-Control

ten gegeben, der aus den Nachbarländern gedeckt werden kann.⁹

Kraftwerkspark-Engpassleistung

In der folgenden Abbildung werden die Leistungen des Kraftwerksparks mit seinen Veränderungen 2019 im Vergleich zu 2018 dargestellt. In Summe beträgt die Engpassleistung 24.012 MW in der Regelzone APG.

Zusammenfassende Bewertung

Ausgehend von den Ereignissen mit einer angespannten Stromversorgungssituation im Jänner 2017, die weiterhin im Bericht als Referenz für eine realistische ungünstige Aufbringungssituation verwendet werden,

wurden im Bericht zur Stromversorgungssicherheit der E-Control Zielgrößen definiert und ausgewertet. Die bisherigen Analysen der Deckung der Spitzenlast wurden durch eine Energiedeckungsrechnung ergänzt. Dies ist insbesondere in einem Kraftwerkspark mit hohem Speicher- und Pumpspeicherkraftanteil wichtig, da diese Kapazitäten kurzfristig hohe Leistung, aber nur für sehr geringe Dauer zur Verfügung stellen können. Die Frage der energetischen Reichweite rückt daher in den Vordergrund. (Die ENTSO-E-Methode dagegen berücksichtigt nur die maximale Lastabdeckung und ist ohne energetische Betrachtung über definierte Zeiträume daher für eine gesamthaf-

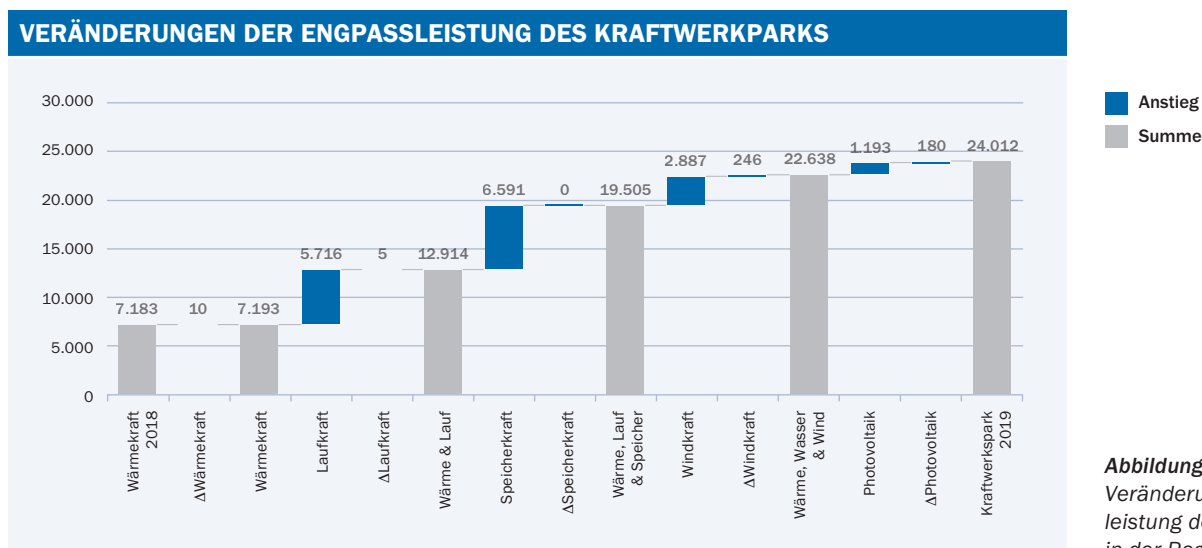


Abbildung 31
Veränderungen der Engpassleistung des Kraftwerksparks in der Regelzone

Quelle: E-Control

⁹ Die Erzeugungskapazität der Kraftwerksgruppe Obere Ill-Lünensee ist der Regelzone TransnetBW zugeordnet und wird daher in dieser Analyse auch nicht mehr für die österreichische Versorgung berücksichtigt. Die Kraftwerksgruppe Sellrain-Silz wird seit Oktober 2018 dem deutschen Regelblock zugeordnet.

te Bewertung der Versorgungssicherheit unvollständig.)

Leistungsseitig ist im Szenario 2030 inklusive aller in Bau befindlichen Anlagen zu beinahe 100% mit einer Deckung durch österreichische Kraftwerke zu rechnen. Die Wärmekraftwerke steuern dabei 5.774 MW an gesicherter Leistung bei, die Speicherkraftwerke in der Regelzone APG 4.968 MW und die erneuerbaren Energieträger (Lauf, Wind, PV) 2.686 MW.

Gegenüber dem Vorjahr ist die Leistungsreserve mit etwa 1,5 GW um etwa 1 GW gesunken. Ausreichende betriebsbereite Kapazitäten sind für die Versorgungssicherheit entscheidend. Sollten dafür Neuinvestitionen erforderlich sein, sind entsprechende Vorlaufzeiten zu berücksichtigen. Um ausreichende Leistungsreserve auch in Zukunft sicherstellen zu können, wären wegen dieser Vorlaufzeiten bereits jetzt Rahmenbedingungen für entsprechende Investitionsentscheidungen erforderlich.

Energetisch zeigt sich, dass je nach regionaler Abgrenzung das Ziel der Bedarfsdeckung auch in einem „Normaljahr“ nur unter bestimmten Annahmen gegeben ist. Insbesondere kommt es in Szenarien ohne öffentliche thermische Kapazität zu einer heimischen Unterdeckung des Energiebedarfs von etwa 3,2 TWh pro Wintermonat.

Die notwendige Kapazität thermischer Kraftwerke zur inländischen Deckung des Strombedarfs ist über 4 GW. Dabei sind noch kaum Zubauten erneuerbarer Erzeugungstechnologien berücksichtigt, weil derzeit wenige als in Bau befindlich gemeldet worden sind. Der energetische Beitrag erneuerbarer Energien, wie er für das 100%-Ziel für das Jahr 2030 erforderlich ist, wird daher in dieser Berechnung noch nicht berücksichtigt.

Um eine Bewertung der aktuellen und künftigen Versorgungslage abgeben zu können, ist die Definition eines Versorgungsstandards notwendig. Dieser ist bisher nicht einheitlich definiert. Im Stromversorgungssicherheitsbericht der E-Control wird als anzustrebender Sicherheitsstandard eine leistungsmäßige Volldeckung sowie eine energetische Verbrauchsdeckung von mindestens 90% über drei Wochen mit hohem Stromverbrauch angenommen. Eine solche energetische Betrachtungsweise entspricht auch den Methoden bei der Gasversorgung (verbindliche Lieferverträge für 30 Tage Versorgung) und Ölversorgung (Erdölbevorratung für 90 Tage).

Netzseitig hat es im Jahr 2019 im Übertragungsnetz 13 Warnmeldungen gegeben, die insgesamt 55 Stunden gedauert haben. Dies entspricht grob zehn Prozent aller Warnmeldungen europäischer Übertragungsnetzbetreiber.

Die Bewertung einer Versorgungssituation ohne thermische Kraftwerke führt – etwa in einem Betrachtungszeitraum bis 2030 – zu einer mehr als 10%igen Unterdeckung des Strombedarfs, sowohl in einer Leistungsbeurteilung als auch in einer energetischen Betrachtung.

Durch den hohen Zeitaufwand für die Errichtung neuer Kapazitäten muss deshalb schon jetzt begonnen werden, die nötigen Planungen und Prozesse einzuleiten, um die energetische Deckung 2030 sicherzustellen.

Energielenkung

Gemäß § 15 (Elektrizitätsversorgung) sowie § 27 (Erdgasversorgung) Energielenkungsgesetz 2012 ist die Vorbereitung und Koordination von Energielenkungsmaßnahmen der E-Control übertragen. Dafür erforderliche Datengrundlagen werden an die E-Control übermittelt. Zur Vorbereitung und Durchführung von Energielenkungsmaßnahmen wurde ein Energielenkungs-Krisen-Managementhandbuch erstellt, das jährlich aktualisiert wird. Zur Erprobung der Abläufe werden regelmäßig Übungen durchgeführt. Vom 13. bis 15. Mai 2019 wurde unter der Leitung des Bundesministeriums für Inneres (BMI)

eine übergeordnete Krisenübung mit dem Namen HELIOS durchgeführt, innerhalb der bei Annahme gegebener Stromversorgungseinschränkungen die Auswirkungen und erforderlichen Maßnahmen in allen betroffenen Organisationseinheiten erprobt wurden. Weiters wurden erste Vorbereitungen für eine im November 2020 geplante Energielenkungsübung getroffen, die die Region Oberösterreich betreffen soll und deren Gasversorgung in einer für die Übung anzunehmenden Einschränkung mit Wechselwirkungen auf die Stromversorgung.

Cybersicherheit

Für eine funktionierende Strom- und Gasversorgung ist ein permanenter Datenaustausch im Wege von Informations- und Kom-

munikationstechnologien erforderlich. Diese Vernetzung nimmt zu. Dezentrale und volatile Versorgungseinheiten abgestimmt mit

zeitnahen Verbrauchsmessungen erhöhen die Abhängigkeit von funktionierenden Datenflüssen.

Die EU-NIS-Richtlinie 2016 wurde in Österreich mit dem NIS-Gesetz 2018 in nationales Recht umgesetzt und vereinheitlicht Sicherheitsstandards und Umsetzungsmaßnahmen für Netz- und Informationssysteme.

Im Zuge eines Amtshilfeverfahrens wurde die E-Control vom Bundeskanzleramt zur Ermittlung der für eine funktionierende Strom- und Gasversorgung wesentlichen Betreiberunternehmen beigezogen. Die Verpflichtungen beinhalten die Einhaltung von festgelegten Sicherheitsstandards, deren Überprüfung im Rahmen von periodischen Audits, Meldepflichtungen von Sicherheitsvorfällen und die Benennung zuständiger Kontaktpersonen.

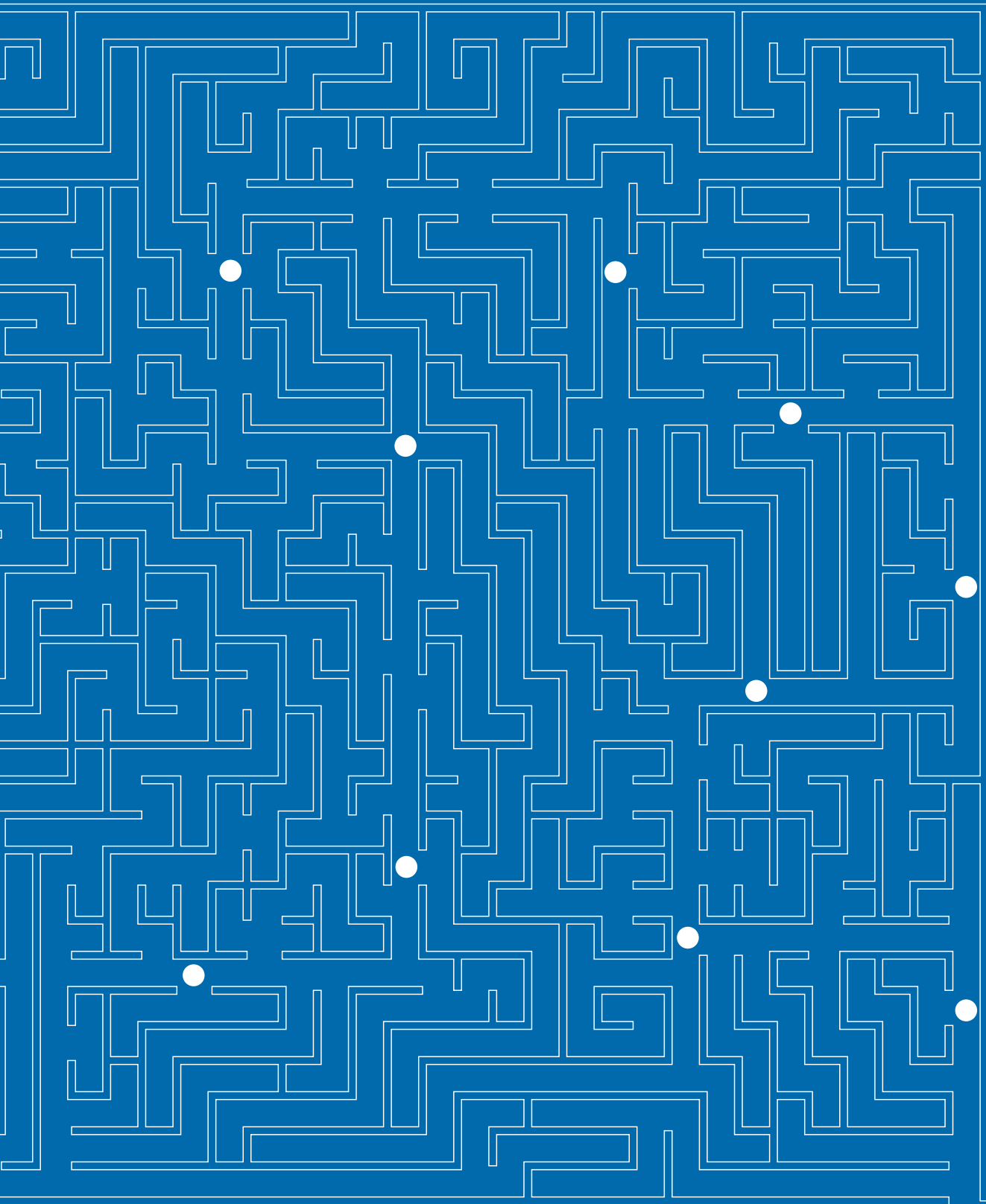
Das NIS-Gesetz 2018 sieht die Einrichtung von Computer-Notfall-Teams vor. Für den Energiesektor ist ein branchenspezifisches Energiesektor-Computer-Notfall-Team eingerichtet (AEC). Durch das AEC erfolgt eine permanente Beobachtung von Cyberrisiken. Die E-Control ist Mitglied des Beirates des AEC.

Im Auftrag der E-Control werden Workshops mit Vertreterinnen und Vertretern der Strom- und Gasversorgungsunternehmen und Risikoanalysen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analysen und Empfehlungen liegen in Form eines Berichts vor, zuletzt veröffentlicht im Dezember 2018. Eine Aktualisierung dieses Berichtes ist für das Jahr 2020 vorgesehen.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL

Die E-Control hat unter anderem zur Schaffung des europäischen Energiebinnenmarktes, zur Entwicklung von Regionalmärkten und zur Beseitigung von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel beizutragen. Auch für die Erreichung der anderen Ziele der E-Control ist eine aktive Einbringung der Regulierungsbehörde auf internationaler – insbesondere auf europäischer – Ebene unerlässlich.

Dieser auch stark international ausgeweitete Gesetzauftrag wird von der E-Control in zahlreichen europäischen Gremien und Gruppen verfolgt. Bereits seit Gründung der jeweiligen Organisationen engagiert sich die E-Control aktiv in ACER, im Council of Euro-

pean Energy Regulators (CEER) und im Regulierungsgremium der Energiegemeinschaft (Energy Community Regulatory Board, ECRB). 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: Das Jahr 2019 stand im Zeichen des Starts und der Umsetzung zweier neuer Twinningprojekte in der Ukraine und in Georgien. Aber auch abseits von Twinning wirkt die E-Control an bilateralen und multilateralen Kooperationen mit.

Zusammenarbeit in ACER

ACER ist eine europäische Agentur, die Regulierungsbehörden bei der Ausübung ihrer grenzüberschreitenden Verpflichtungen unterstützt. Sie hat 2019 mit der revidierten ACER-Verordnung eine erhebliche Erweiterung ihrer Aufgaben und Kompetenzen erfahren. So hat ACER in Zukunft unter anderem

- > die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Netzkodizes direkt selbst abzuändern,
- > die Vorschläge für die Methoden und Berechnungen zur europäischen Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen abzuändern und zu genehmigen,
- > die technischen Spezifikationen für die

grenzüberschreitende Teilnahme an Kapazitätsmechanismen abzuändern und zu genehmigen,

- > die Methode zur Bestimmung der Verwendung von Engpasserlösen aus grenzüberschreitenden Stromflüssen zu genehmigen,
- > die Methoden zur Identifizierung von Krisenszenarien im Strom abzuändern und zu genehmigen sowie
- > Entscheidungen über Modalitäten und Bedingungen oder Methoden zur Umsetzung von Strom-Netzkodizes zu treffen, sofern sie EU-weit gültig sind oder eine überregionale Bedeutung haben.

Mit diesen und weiteren Änderungen des Zuständigkeitsbereichs von ACER und neuen prozeduralen Anforderungen ist die Umsetzung des Clean Energy Package (CEP) eine Herausforderung für ACER ebenso wie für die nationalen Energieregulierungsbehörden in Europa.

Organisatorische Neuerungen

Personell hat ACER Anfang 2019 mit der Wahl von Clara Poletti von der italienischen Regulierungsbehörde zur Vorsitzenden des Regulierungsrates eine wichtige Neuerung erfahren. Die nächste personelle Umstellung erfolgte mit der Ablöse von Alberto Pototschnig als ACER-Direktor durch Christian Zinglensen mit Jahresende 2019. Innerhalb von ACER sind die Energieregulierungsbehörden neben dem Regulierungsrat auch 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. Seit Dezember 2019 stellt die E-Control zudem mit der Abteilungsleiterin Christine Materazzi-Wagner die Vorsitzende der ranghöchsten Stromarbeitsgruppe.

Umsetzung des CEP

Die Stromarbeitsgruppe beschäftigte sich 2019 insbesondere mit der Umsetzung der Strom-Netzkodizes. In vielen Bereichen kommt es dabei zu Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber, die von ACER ggf.

abgeändert und dann genehmigt werden. Ein 2019 viel diskutiertes Thema war die Anforderung aus der neuen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung an Übertragungsnetzbetreiber, mindestens 70% der Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel verfügbar zu machen. Der Frage, wie sich dieser Grenzwert und seine Erreichung berechnen, ging ACER in einer eigenen Empfehlung nach.

Die Zukunft des Gassektors

Das Jahr 2019 war im Bereich Gas davon geprägt, die wesentlichen Herausforderungen für die europäische Gaswirtschaft und die Zukunft insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Dekarbonisierung zu identifizieren und herauszuarbeiten, wie die Regulierung zur Bewältigung dieser Herausforderungen beitragen kann. Diese Überlegungen mündeten in einer ACER-Empfehlung sowie einem gemeinsamen Dokument von ACER und CEER (siehe Seite 102) unter dem Titel „Bridge Beyond 2025“.

- > Für die Zukunft des Gassektors ist eine Dekarbonisierung von Gas und die Integration erneuerbarer Gase in die existierenden Strukturen des Gasmarktes zentral. Die Beurteilung neuer Gasinfrastruktur sollte in Hinblick auf die Dekarbonisierungsziele der EU erfolgen. Vorhandene Gasinfrastruktur sollte auf eine Möglichkeit zur Weiternutzung mit erneuerbaren Gasen geprüft werden, bevor eine Stilllegung überlegt wird.
- > Die Eingliederung erneuerbarer Gase wird möglich, indem Markt- und Förderstrukturen technologieneutral gestaltet werden.

Dazu ist es auch notwendig, zahlreiche Regelungen insbesondere für Infrastruktur aus dem CEP für den Gassektor nachzuziehen. Darüber hinaus sind die Rahmenbedingungen für Sektorkopplung zu definieren.

Einzelentscheidungen und Empfehlungen von ACER

In zahlreichen grenzüberschreitenden Regulierungsfragen hat ACER die Aufgabe, Entscheidungen zu fällen oder Empfehlungen abzugeben, sofern unter den zuständigen nationalen Energieregulierungsbehörden keine Einigung gefunden werden kann oder sich diese Behörden an ACER wenden. Für Österreich waren 2019 insbesondere die folgenden Themen aus diesem Bereich von Bedeutung:

- > Das Jahr 2019 brachte eine Einzelentscheidung zur Gasinfrastruktur am ungarischen Punkt Mosonmagyaróvár. Ein Projektantrag zur Erweiterung der Gastransportkapazität an diesem Punkt seitens der Fernleitungsnetzbetreiber von Österreich und Ungarn war von der E-Control genehmigt, von der ungarischen Regulierungsbehörde jedoch abgelehnt worden. Die Kompetenz ging auf ACER über, wo auf Genehmigung des Antrages entschieden wurde. Die Entscheidung wurde in der Folge auch vom ACER-Beschwerdeausschuss bestätigt.
- > Das Europäische Gericht entschied im Oktober, der Nichtigkeitsklage der E-Control stattzugeben und die Entscheidung des ACER-Beschwerdeausschusses vom 17. März 2017 in der Entscheidung über

die Zusammensetzung der Kapazitätsberechnungsregionen aufzuheben. Den von der E-Control bzw. der APG (und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH) eingebrachten Nichtigkeitsklagen wurde aus verfahrensrechtlichen Gründen stattgegeben.

Marktmonitoring

Ein wesentlicher Arbeitsbereich von ACER liegt auch im Monitoring der Märkte und der Energiewirtschaft allgemein. Das Kernstück der Monitoring-Arbeit von ACER stellt jedes Jahr der Marktmonitoringbericht dar. Er wird gemeinsam mit CEER erstellt und war 2019 wie bereits im Jahr zuvor in vier Bände gegliedert: Stromgroßhandel, Gasgroßhandel, Strom- und Gas-Einzelhandel sowie Schutz und Stärkung von Konsumentinnen und Konsumenten. Die Kernergebnisse für das Jahr 2018 waren:

- > 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 und auf dem Ausgleichsenergiemarkt ist das nicht der Fall. Das 70%-Ziel aus dem CEP wurde 2018 nur an den wenigsten Gebotszonen Grenzen erreicht.
- > Die Schere zwischen gut und schlecht funktionierenden Gas-Großhandelsmärkten geht weiter auseinander. Während ein Großteil des Gases auf immer besser funktionierenden Märkten gehandelt wird, gibt es auf schwach entwickelten Märkten

praktische keine Verbesserungen. Insgesamt nimmt die Bedeutung von Erdgasimporten zu, da die Erzeugung in der EU selbst zurückgeht und erneuerbare Gase noch nicht in signifikanten Mengen zur Verfügung stehen.

- > Für den Haushaltsenergiemarkt macht ACER einen stärkeren Zusammenhang mit den Preisen auf den Großhandelsmärkten aus. Dass die Gesamtpreise für Haushalte im Vergleich zum Vorjahr dennoch anstiegen, wird auf den Anstieg nicht im Wettbewerb stehender Preiskomponenten zurückgeführt, d.h. z.B. höherer Grünstromabgaben, Steuern usw.
- > Verbraucherinnen und Verbraucher können sich weitgehend auf die Umsetzung der in der europäischen Gesetzgebung festgelegten Rechte verlassen. Das CEP

stärkt nun außerdem ihre aktive Rolle auf dem Strommarkt, z.B. über Maßnahmen wie Energiegemeinschaften.

Im Bereich der Integrität und Transparenz der Energiemärkte führt ACER eine Ex-post-Kontrollfunktion aus. Um den Marktteilnehmern das Einhalten der Rechtsvorschriften zu erleichtern, gibt sie quartalsweise Aktualisierungen heraus und erarbeitet Klarstellungen. Nach drei Jahren war es 2019 wieder an der Zeit, eine Überholung der ACER-Richtlinien über die Anwendung der REMIT-Verordnung zu erstellen. In dieser Ausgabe liegt ein besonderer Schwerpunkt auf Artikel 15 der Verordnung, der sich mit Stellen beschäftigt, die beruflich Transaktionen arrangieren, d.h. z.B. Börsen.

Zusammenarbeit in CEER

CEER ist ein freiwilliger Zusammenschluss mit 29 Mitgliedern und 7 Beobachterländern. Die verabschiedeten Positionspapiere stellen die gemeinsame Sichtweise von Energieregulierungsbehörden aus 36 europäischen Ländern dar.

Die strategische Leitung und die Repräsentation von CEER nach außen obliegen einem sechsköpfigen Board. Der E-Control-Vorstand Wolfgang Urbantschitsch wurde im Herbst 2018 zum Vizepräsidenten von CEER und damit Mitglied dieses Gremiums gewählt und

trägt in dieser Position zur Ausrichtung der paneuropäischen Organisation bei. Ihm obliegt die kohärente Umsetzung der CEER-Strategie sowie des CEP. Geleitet wird die Organisation von Präsidentin Annegret Groebel von der deutschen Energieregulierungsbehörde.

2019 im Zeichen der Digitalisierung

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 dynami-

sche Regulierung konzentrieren. Es handelt sich dabei um drei Querschnittsmaterien, die sich in der Arbeit aller Gruppen in CEER widerspiegeln sollen. Die Grundideen unterwarf CEER im Sommer 2018 einer Konsultation mit den Marktteilnehmern. Sie wurden in einem Dialog gemeinsam mit allen Beteiligten im Laufe des Jahres 2019 weiter ausgearbeitet und dienen als Richtschnur für die künftige Arbeit von CEER.

Als besonderen Schwerpunkt hatte man sich 2019 die Erforschung des Themas „Digitalisierung“ vorgenommen. In einem groß angelegten Projekt wurde untersucht, welche Vorteile die Digitalisierung für Energieverbraucherinnen und -verbraucher bringt. Diese ließen sich unter den fünf Stichworten Kosteneinsparung, Komfort, Wahlmöglichkeiten, Beteiligung sowie Versorgungssicherheit und -qualität zusammenfassen. Der zweite Teil der Studie beschäftigte sich damit, wie diese Vorteile realisiert und zugleich Risiken hintangehalten werden können.

Zukunftsthemen

Ein weiterer wesentlicher Baustein der vorausschauenden Tätigkeit von CEER war 2019 das „Bridge Beyond 2025“-Dokument, das gemeinsam mit ACER erstellt und veröffentlicht wurde. Daneben wurden insbesondere die folgenden konzeptuellen Themen angegangen:

- > Mehr verteilte Stromerzeugung und immer stärkere Teilnahme der Verbraucherinnen und Verbraucher am Energiemarkt bewirken auch, dass sich die Verteilernetzbe-

treiber entwickeln. Es ergeben sich Räume für gänzlich neue Geschäftsideen und -modelle. Zugleich muss die neutrale Rolle der Netzbetreiber im Sinne der Unabhängigkeit und Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer gewahrt sein. Dieser Problematik widmete sich CEER in einem eigenen Bericht.

- > Auch das neue Konstrukt der Energiegemeinschaften aus dem CEP wurde von CEER einer Untersuchung unterzogen, mit besonderem Augenmerk auf die Beiträge, welche die Regulierung zur Praktikabilität dieser Gemeinschaften leisten kann und soll.
- > Welche Vorteile neue technologische Entwicklungen für Konsumentinnen und Konsumenten bereithalten und bei welchen Aspekten Vorsicht geboten ist, wurde von CEER anhand einer Reihe von Fallbeispielen unter die Lupe genommen.

Fokus auf Konsumentinnen und Konsumenten

Im Rahmen von CEER beschäftigt sich eine eigene Arbeitsgruppe mit konsumentenrelevanten Themen. Sie nimmt sich folgender Themen an: Schutz und Stärkung von Energiekonsumentinnen und -konsumenten, Design des Endkundenmarktes, das Konsumentenschutzkapitel des gemeinsamen ACER-CEER-Marktberichts, der CEER-Bericht zum Energie-Einzelhandelsmarkt sowie das Funktionieren der nationalen Energiemärkte. Die Arbeitsgruppe entwickelt außerdem Pläne und Aktivitäten, wie Konsumentinnen und Konsumenten in der Praxis stärker in den europäischen Energiemarkt eingebunden werden können.

Auf allen Ebenen sind Expertinnen und Experten der E-Control involviert und leisten so einen wichtigen Beitrag zu einer besseren Zusammenarbeit der europäischen Regulatoren.

- > Hervorzuheben ist die führende Rolle der E-Control bei der Erstellung des Konsumentenschutzkapitels für den europäischen ACER-CEER-Marktbericht. In dieser Kooperation steuert CEER insbesondere Expertise bzgl. der Situation der Konsumentinnen und Konsumenten bei. Untersucht wird die Ausgestaltung und Einhaltung diverser europarechtlicher Schutzmechanismen für Konsumentinnen und Konsumenten auf den Strom- und Gasmärkten. Die Dimensionen der Analyse sind Versorgung letzter Instanz, der Schutz von schutzbedürftigen Kundinnen und Kunden, Konsumenteninformation, Rollout von Smart Meter, Wahl- und Teilnahmemöglichkeiten für Konsumentinnen und Konsumenten sowie deren Beschwerden.
- > Im September 2019 fand das 11. Citizens' Energy Forum in Dublin statt. Die Europäische Kommission lud ein, die Perspektiven der Konsumentinnen und Konsumenten auf den europäischen Energiemärkten unter dem Gesichtspunkt der Energiewende zu diskutieren.

Im November 2019 fand bereits zum 8. Mal die CEER-Jahreskonferenz zu Endkundenthemen in Brüssel statt, unter dem Motto „Consumers at the heart of implementing the Clean Energy Package framework“. Die Veranstaltung bot

den vielen teilnehmenden nationalen und internationalen Konsumentenschutzorganisationen die Möglichkeit, mit Regulierungsbehörden und anderen Akteuren der Energiemärkte (Versorgungsunternehmen, politischen Akteuren) zusammenzutreffen.

Daily business

Diese Arbeit in CEER wird durch Erhebungen und Berichte ergänzt, die wertvolle Instrumente für die tägliche regulatorische Arbeit der Mitglieder darstellen. Als Unterstützung der CEER-Mitglieder wurde von der Organisation z.B. ein paneuropäisches Benchmarking der Kosten von Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreibern unternommen. Das Projekt wurde von einem Beratungsunternehmen durchgeführt. Aus Österreich nahm die APG daran teil.

CEER dient außerdem als Plattform zur Kontaktpflege und zum Erfahrungsaustausch mit Regulierungsbehörden außerhalb Europas. Im Jahr 2019 äußerte sich diese Funktion z.B. im Abschluss eines Rahmenabkommens mit der regionalen afrikanischen Regulierungsorganisation RAERESA. Die bereits gut verankerte Kooperation mit Energiegemeinschaft, ERRA, der mediterranen Regulierungsbehördenorganisation MEDREG und den Ländern der östlichen Partnerschaft wurde in gemeinsamen Diskussionsrunden und Workshops ausgebaut.

Außerdem empfing CEER auch Delegationen anderer Organisationen und führte drei EBRD-Kleinprojekte durch.

Weitere internationale Kooperationen

ZUSAMMENARBEIT IN ERRA

Seit Oktober 2018 ist die E-Control Vollmitglied bei ERRA. Es handelt sich dabei um einen weltweiten Zusammenschluss von Energieregulierungsbehörden mit 33 Voll- und 10 außerordentlichen Mitgliedern. 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 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 erste dieser Arbeitsgruppen verstärkt mit dem Prozess des Anbieterwechsels auseinandersetzt, arbeitet die Gruppe Tarife und Netze unter anderem an Themen wie Optimierung der Tariffestlegung von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern und mögliche Effizienzsteigerung bei Verteilernetzbetreibern. Die Arbeitsgruppe Lizenzierung und Wettbewerb befasst sich unter anderem mit praxisbezogenen Problemstellungen im Bereich Entflechtung von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern, Energieeffizienz im Rahmen der Energiewende und den möglichen Auswirkungen des CEP.

ZUSAMMENARBEIT IM 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 ECRB angesiedelt und wird vom Sekretariat in Wien organisiert. Im Jahr 2019 stand erneut die Umsetzung diverser Netzkodizes in den Ländern der Energiegemeinschaft im Fokus. Die regulatorische Arbeit erfolgt in erster Linie über die Arbeitsgruppen Strom, Gas und Konsumentinnen und Konsumenten. Eine neue Herausforderung für die Regulierungsbehörden des ECRB stellt die Umsetzung der REMIT-Verordnung dar, wenn auch in einer „Light“-Version. Zu diesem Zweck wurde 2019 zusätzlich zu den bestehenden Arbeitsgruppen eine neue REMIT-Arbeitsgruppe geschaffen, um die Behörden bei der Umsetzung der REMIT-Verordnung zu unterstützen.

Überdies ist der Vorstand der E-Control, Wolfgang Urbantschitsch, Vorsitzender des Advisory Committee der Energiegemeinschaft. Dieser Ausschuss ist ein beratendes Gremium unabhängiger Rechtsexpertinnen und -experten, 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 sie sich über mehr als zehn Jahre hinweg im Bereich der internationalen Kooperationsprojekte als verlässliche Partnerin 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 (ein bis zwei Jahre) mit Schwesterbehörden außerhalb der EU, die von der Europäischen Kommission gefördert werden. Die Ziele unterscheiden sich je nach Projekt, sind jedoch generell auf die institutionelle Stärkung der Partnerbehörde gerichtet. Im Fokus steht 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.

Mit der Umsetzung eines im Jahr 2018 akquirierten Projekts in der Ukraine konnte im März 2019 gestartet werden. Das Twinningprojekt befasst sich mit der Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie der EU in das ukrainische 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 Research zusammen. Die Partnerbehörde auf der ukrainischen Seite ist die „Agency for Energy Efficiency and Energy Saving of Ukraine“ (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 Aufbereitung und Bereitstellung von Information über erneuerbare Energie. Die inhaltliche Implementierung des Projekts ist bereits weit fortgeschritten. Mitte 2020 soll das Projekt abgeschlossen werden.

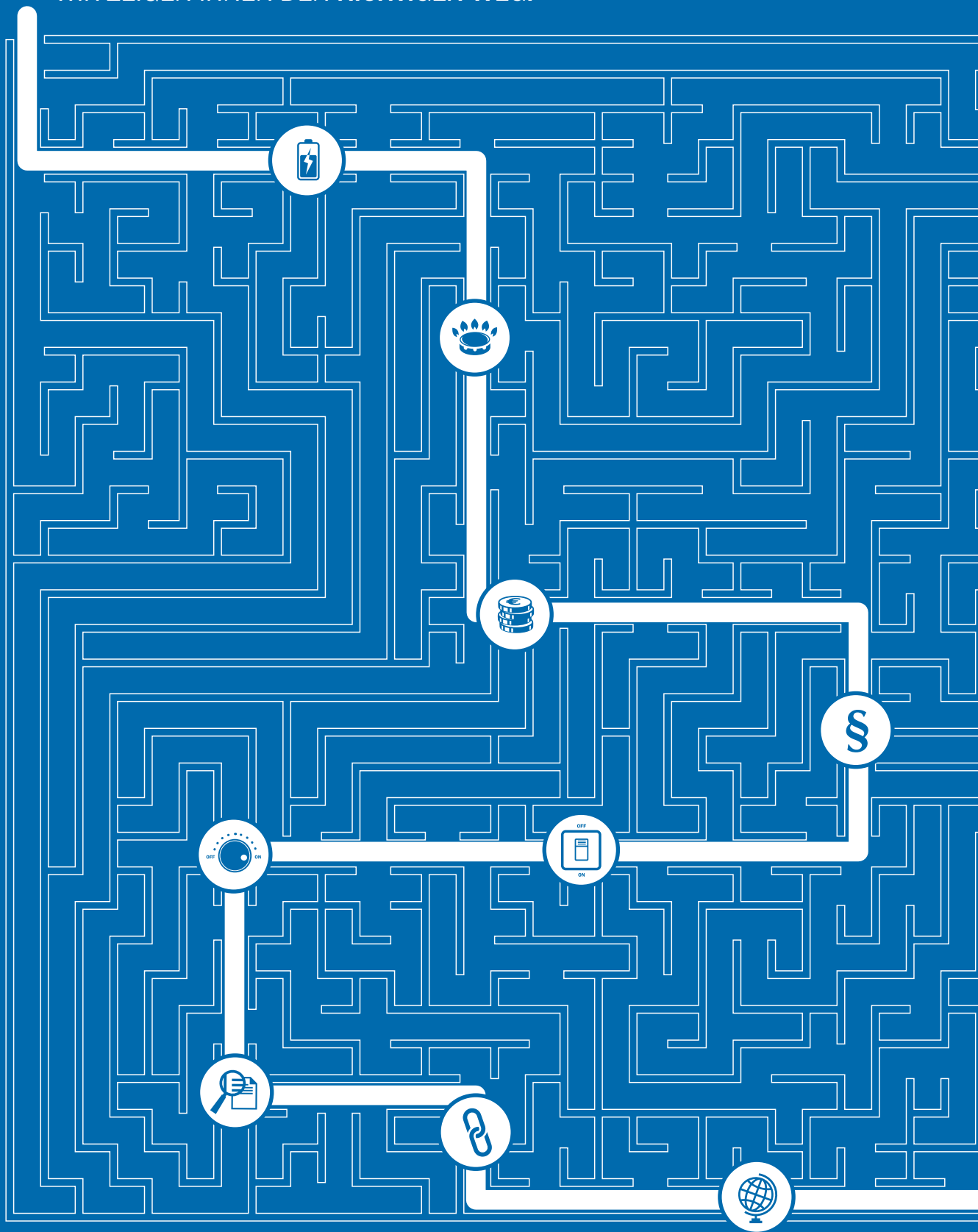
Nach zwei erfolgreichen Twinningprojekten in Georgien erhielt die E-Control im Konsortium mit der französischen und der griechischen Regulierungsbehörde im November 2018 den Zuschlag für ein weiteres Projekt mit der georgischen GNERC. Mit der Umsetzung des Projekts wurde Anfang 2019 begonnen. Ziel ist, die Kompetenz der georgischen Partnerbehörde bezüglich Qualitätsregulierung und

Einführung von intelligenten Messgeräten zu stärken. Die Inhalte der Zusammenarbeit erstrecken sich von der Beurteilung der Ausgangslage in puncto Qualitätsregulierung 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.

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, ECRB und der Europäischen Kommission bereits zum achten Mal den Eastern-Partnership-Workshop für Energieregulierungsbehörden. Beim diesjährigen Workshop in Minsk tauschten sich CEER- und ECRB-Mitglieder mit Regulierungsbehörden aus Armenien, Aserbaidschan, Belarus, Georgien, Moldawien und Ukraine über Digitalisierung im Energiebereich aus.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





MONITORING DES ENDKUNDENMARKTES



MONITORING DES ENDKUNDENMARKTES

Das Jahr 2019 war vor allem von starken Strompreiserhöhungen geprägt. Mehr als die Hälfte aller Stromlieferanten, die insgesamt ca. 85% der Haushaltskundinnen und -kunden sowie Kleingewerbebetriebe in Österreich beliefern, haben bei ihren Bestandskunden Energiepreiserhöhungen durchgeführt. Auch bei den Geschäftskunden in allen Größenklassen ist ein deutlicher Anstieg der Energiepreise zu sehen. In den meisten Fällen wurden als Gründe die Strompreiszonen-trennung zwischen Österreich und Deutschland, die seit 1.10.2018 in Kraft ist, sowie die gestiegenen Großhandelspreise angeführt (Abbildung 32).

Die E-Control nahm die Änderungen am Strommarkt zum Anlass, um eine Kontaktkampagne mit Strom- und Gaslieferanten sowie mit großen Industrieunternehmen zu starten. Zwischen April und November 2019 wurden zumeist vor Ort ausführliche Gespräche mit 35 Unternehmen geführt. Dabei wurden die vergangenen und aktuellen Marktentwicklungen sowie die künftigen Perspektiven eruiert und diskutiert.

Die Strom- und Gas-Vertriebsgesellschaften wurden auf Basis verschiedener Aspekte ausgewählt, wie z.B. Eigentümerstruktur, Kundenanzahl, Innovationsgrad oder Markteintritt

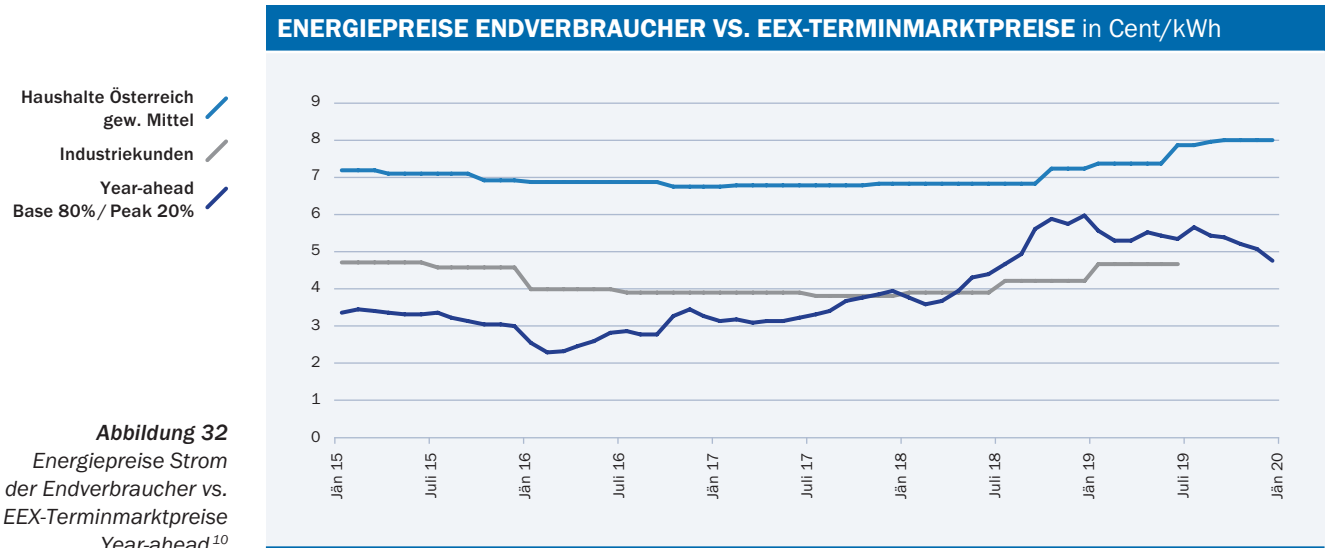


Abbildung 32
Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead¹⁰

Quelle: E-Control, EPEX/EEX

¹⁰ EEX-Terminmarktpreis Year-ahead 80% Base/20% Peak für Gebotszone D/A; ab 01.10.2018 (Preiszonentrennung) nur für Gebotszone Österreich

(herangezogen wurden auch jene, die einen Markteintritt in Betracht ziehen, und jene, die sich bereits dagegen entschieden haben). Auffallend ist, dass viele Lieferanten ihre Aufgabenbereiche an Drittanbieter, d.h. an Dienstleistungsunternehmen, outsourcen. Sie führen für Lieferanten verschiedene Tätigkeiten in unterschiedlichen Graden durch, von der Beschaffung über die Marktkommunikation und Markt-

prozesse, das Bilanzgruppenmanagement bis zur Kundenbetreuung mit oder ohne Kundenhotline. Der Grad des Outsourcings variiert stark, wobei Marketing und Pricing bzw. Produktmanagement als Kernkompetenzen in der Regel beim Vertrieb verbleiben. Da insbesondere im Bereich der Marktprozesse die Rolle der Dienstleister groß ist, wurden auch diese Unternehmen in die Kontaktkampagne miteinbezogen.

Lieferanten und Angebotsvielfalt

Insgesamt 147 Unternehmen (153 Marken) beliefern mehr als 5,5 Millionen Zählpunkte (Haushalte, Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden) mit Strom. Davon gibt es mehr als 56 Lieferanten, die österreichweit oder rund um ihr angestammtes Gebiet tätig sind. Die übrigen Anbieter sind regionale, angestammte Lieferanten, die sich ausschließlich auf ihr regionales Gebiet beschränken. Immerhin haben sich 35 regionale Lieferanten in den letzten Jahren entschieden, auch um Kundinnen und Kunden außerhalb ihres angestammten Gebietes zu werben, entweder über ihre Tochtergesellschaften oder direkt. Einige davon haben sich auf diesen Gebieten inzwischen als erfolgreiche alternative Lieferanten etabliert. Dazu kommen noch 21 alternative Unternehmen, die mehrheitlich nicht im Eigentum der regionalen Lieferanten stehen, sondern Aktiengesellschaften oder Privatunternehmen sind. Nur wenige neue Anbieter sind im Jahr 2019 in den Markt eingetreten:

die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH aus Deutschland mit der Marke: Billig? Will ich!, die redgas GmbH, die seit Mitte 2013 bereits als Gaslieferant tätig und ein 100%iges Tochterunternehmen der Linz Gas Vertrieb GmbH & Co KG ist, die Linz Öko – Energievertriebs GmbH, im Eigentum der LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG, die bereits zuvor am Markt tätig war und im Jahr 2019 reaktiviert wurde.

Je nach Region stehen einem Haushaltskunden in der Regel ca. 130 Angebote von bis zu 63 Lieferanten zur Auswahl. Die Angebotsanzahl sowie die Anzahl der Marken bzw. Lieferanten, die österreichweit anbieten, hat sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich erhöht (Abbildung 33). Im Allgemeinen ist mit einer Marktsättigung auf diesem Niveau künftig zu rechnen.

Mit Gas beliefern in Österreich insgesamt 47 Versorger 1,3 Millionen Zählpunkte von

Gaslieferanten (MG Ost) (links) ■
 Stromlieferanten (links) ■
 Angebotsanzahl Gas (rechts) —
 Angebotsanzahl Strom (rechts) —

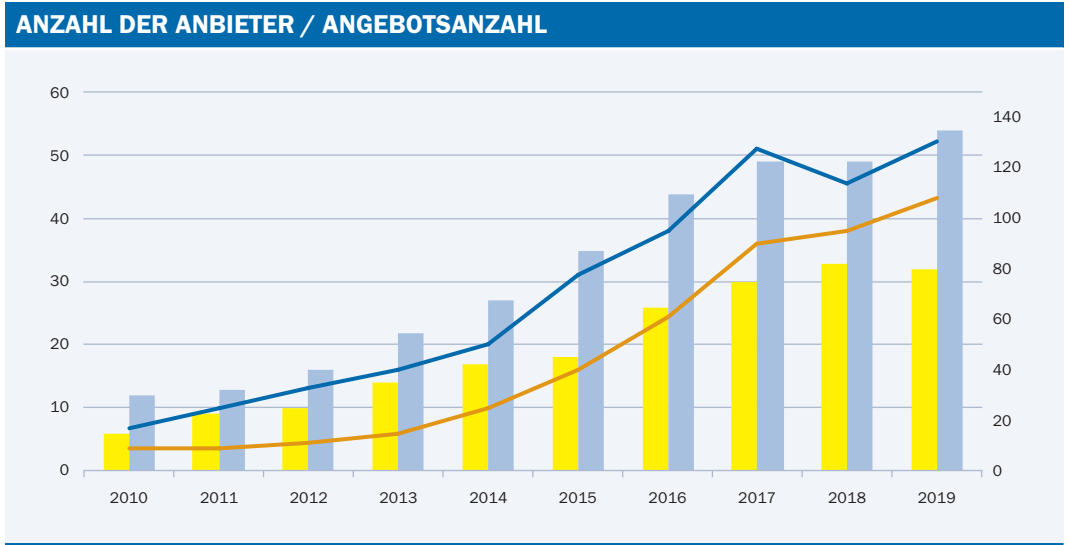


Abbildung 33
 Entwicklung Lieferantenauswahl (Anzahl der Lieferanten, die für einen Musterhaushalt Strom od. Gas anbieten) und Gesamtanzahl von Angeboten (jeweils 01.12. des Jahres)

Quelle: E-Control Tarifikalkulator

Haushalts- und Kleinkunden. Darunter befinden sich zehn regionale Lieferanten, die sich nur auf Kundinnen und Kunden in ihrem angestammten Gebiet beschränken. Andere regionale Lieferanten, insgesamt 16, bieten österreichweit entweder über ihre Tochtergesellschaften oder direkt an. Zur Gänze unabhängig von den regionalen Gesellschaften sind 21 Unternehmen.

Im Allgemeinen kann eine Verlangsamung des Wettbewerbes am Gasmarkt festgestellt werden. Im Jahr 2019 sind die Spotty GmbH und die Stadtwerke Augsburg Energie GmbH in den Gasmarkt eingetreten. Die Unternehmen Vitalis Handel GmbH und PST Europe Sales GmbH Niederlassung Salzburg haben sich sowohl aus dem Strom- als auch aus dem

Gasmarkt zurückgezogen. Von insgesamt 168 Strom- und/oder Gasunternehmen, die im Kleinkundenbereich tätig sind, bieten 36 Unternehmen sowohl Strom als auch Gas an.

Immer mehr Lieferanten haben in ihren Portfolios sowohl Produkte mit Neukundenrabatten und höheren Energiepreisen als auch Produkte ohne Neukundenrabatte und mit niedrigeren Energiepreisen. Interessierte und potenzielle Kundinnen und Kunden werden nach (Wieder-)Wechselwahrscheinlichkeit kategorisiert und somit nach ihrer Priorität als Kundin oder Kunde eingestuft. Je nach besagten Parametern werden den Kundinnen und Kunden sehr oft nur bestimmte Produkte aus dem Portfolio angeboten. Erwünscht sind dabei vor allem jene Kundinnen und Kunden,

die noch nie ihren regionalen Lieferanten gewechselt haben und den Wechsel selber ohne Drittvermittler oder über den Kooperationspartner des jeweiligen Lieferanten unternehmen. Ein direkter Kundenkontakt ist zu einem immer wertvolleren Asset des Lieferanten geworden, und es wird möglichst vermieden, dies an Dritte abzugeben.

Die Hauptdifferenzierung zwischen den Produkten der alternativen Lieferanten, wie z.B. der ENSTROGA GmbH, der Grünwelt Energie GmbH, der Maingau Energie GmbH oder der MAXENERGY Austria Handels GmbH ist nach wie vor der Neukundenrabatt, der allerdings mit den Strompreiserhöhungen stark an Gewicht verloren hat. Während der Neukundenrabatt für Haushalte noch Anfang des Jahres 2018 bei den fünf günstigsten Lieferanten für das erste Lieferjahr zwischen 81 bis 92% des Energiepreises ausmachte, betrug er Anfang 2019 nur noch zwischen 57 und 60%. Auch der Zeitpunkt der Auszahlung des Neukundenrabattes spielt bei der Angebotsauswahl eine wichtige Rolle, da er je nach Lieferanten und Produkt unterschiedlich ausfallen kann. Dieser Zeitpunkt kann z.B. bei der ersten Abrechnung nach dem Lieferantenwechsel – also irgendwann zwischen dem Lieferstart durch den neuen Lieferanten und dem Ende des ersten Lieferjahres – ausfallen, aber auch erst viel später, z.B. nachdem die Kundin oder der Kunde bereits 12 volle Monate in Belieferung war, also erst im zweiten Belieferungsjahr.

Die Neukundenrabatte sind sehr oft dicht gestaffelt, sodass es bei Abweichungen zwi-

schen den tatsächlichen und angemeldeten Verbrauchsmengen zu wesentlichen Änderungen der vereinbarten Rabatte kommen kann, die mitunter sogar zum Entfall des Rabattes führen können. Dies führt nicht selten zu Streitigkeiten zwischen Kunden und Lieferanten.

Die regionalen Anbieter verfolgen ganz unterschiedliche Strategien. Diese reichen von der Pflege der regionalen Verbundenheit und persönlichen Beziehungen zu ihren angestammten Kundinnen und Kunden bis zur Erweiterung des Absatzgebietes. Mitunter ist der Auftritt mancher Lieferanten auch sehr agil und stark digitalisiert und umfasst ein breites Dienstleistungsangebot (von der Beratung bis zur Installation von PV-Anlagen, Energieeffizienzberatung, E-Mobilität inkl. Ladestellen und Speicher).

Als bewährten Weg der Kundenbindung bieten einige Lieferanten bereits seit Jahren gebündelte Produkte an, wie z.B. die Salzburg AG, die neben Energieprodukten (Strom und Gas) auch Internet, TV und Telefonie anbietet. Auch die Energie AG Oberösterreich Vertrieb AG hat nach der Restrukturierung im Mai 2019 diesen Weg eingeschlagen und bietet ihren Kundinnen und Kunden gebündelt Strom, Gas und Internet an. Die Verbund AG und der Mobilfunkanbieter A1 haben ein gemeinsames Angebot für Strom und Internet auf den Markt gebracht.

Die switch AG und die Naturkraft AG setzen auf eine Kooperation mit MediaMarkt und

biehen über diesen Vertriebskanal eigene Produkte an.

Einige vor allem kleinere Unternehmen gehen beim Marketing innovative Wege. Meist wird dabei auf bestimmte Stromerzeugungsformen sowie auf Regionalität gesetzt. Die Mein-AlpenStrom GmbH stellt auf ihrer Website die einzelnen Erzeugungsanlagen dar, für welche die Stromerzeugungsmenge und vermiedene CO₂-Emissionen in Echtzeit angezeigt werden. Die E-Werk Gösting Stromversorgungs GmbH, das E-Werk Ranklleiten, die K.u.F. Drack GmbH & Co KG und die Anton Kittel Mühle Plaika GmbH nutzen ähnliche Darstellungsformen und Vermarktungsstrategien. Die MyElectric Energievertriebs- und -dienstleistungs GmbH geht einen Schritt weiter und gibt Kundinnen und Kunden die Möglichkeit, die Erzeugungsanlage und die Betreiber, von denen der Strom kommen soll, auszuwählen. Die eFriends Energy GmbH bietet ein erweitertes Geschäftsmodell an, in dem Kundinnen und Kunden der eFriends den Strom aus eigenen Anlagen sich selber oder ihren Freunden an unterschiedlichen Standorten liefern. Ende 2019 hat OurPower.coop begonnen, einen Marktplatz für den Stromaustausch zur Verfügung zu stellen. Über diesen Marktplatz wird Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen an Privat- und Kleingewerbekunden verkauft.

Bei solchen Modellen wird vermittelt, dass die Kundin oder der Kunde genau bestimmen kann, aus welcher Anlage ihr bzw. sein Strom kommt. Der Lieferant oder Plattformbetreiber garantiert, dass das Geschäft tatsächlich so abgewickelt wird. Eine offizielle Prüfung, abgesehen von der Ökostromkennzeichnung und den Herkunftsnachweisen, gibt es aber nicht.

Andere Geschäftsmodelle fokussieren ausschließlich auf die Nachfrageseite, wie zum Beispiel die Spotty Smart Energy Partner GmbH und die aWATTar GmbH. Hier kann die Kundin oder der Kunde anhand von dynamischen Preisen (Spotmarktpreise Day-ahead, bekannt am Vortag) ihren bzw. seinen Verbrauch steuern und auf diese Weise zeitnah von Ersparnissen profitieren. Voraussetzung ist der Einbau eines Smart Meters.

Es gibt vorerst noch wenige Kundinnen und Kunden, die sich solche innovative Geschäfts- bzw. Preismodelle aussuchen und die sich mit den Nuancen der Stromlieferung im Detail auseinandersetzen. Eine Vereinfachung der Marktprozesse auf Lieferantenseite und ein hoher Automatisierungs- und Steuerungsgrad der Geräte bei Kundinnen und Kunden, z.B. Smart-Home-Lösungen, sind unabdingbar, um solche Geschäftsmodelle und Produkte in größerem Umfang anzubieten.

Vermittler sowie Plattformen

Seit ein paar Jahren sind neben den herkömmlichen Anbietern am Strom- und Gasmarkt auch einige Vermittler aktiv. Sie tragen zu einer Intensivierung des Wettbewerbs bei und bieten Kundinnen und Kunden einen alternativen Weg zum optimalen Einkauf. In den meisten Fällen basieren ihre Geschäftsmodelle auf Provisionsvereinbarungen mit den Lieferanten.

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) hat erstmals im Herbst 2013 die Aktion Energiekosten-Stop ins Leben gerufen. Das Konzept des Gemeinschaftseinkaufs hat sich inzwischen gut bewährt. In der ersten Hälfte des Jahres 2019 haben zwei Auktionen für den Bestanbieter stattgefunden. Dabei wurden insgesamt 16.800 Strom- und 10.700 Gaslieferverträge abgeschlossen. Die 8. Aktion startete im Herbst 2019 und wurde im Januar 2020 abgeschlossen.

Seit 2013 ist auch die durchblicker.at – Online-Preisvergleichsplattform aktiv. Laut Unternehmensangaben erfolgen jährlich ca. 80.000 aller Strom- und Gaswechsel im Haushaltskundenbereich über durchblicker.at.

Die Post AG startete im Sommer 2016 als neuer Vermittler für Strom- und Gasverträge für Haushaltskundinnen und -kunden. Mit ihrem Energiekostenrechner bietet die Post in ihren Filialen ein Wechselservice inklusive Beratung vor Ort, das vor allem für Offline-

Kunden eine Hilfe anbietet. Der Rechner ist auch als Teil des Online-Services verfügbar. Im Jahr 2019 wechselten ca. 35.500 Haushalte ihren Strom- oder Gaslieferanten durch die Beratungen in den Post-Filialen, was etwas mehr als im Vorjahr ausmacht.

Seit November 2018 betreibt das Unternehmen Compera GmbH aus Deutschland die Online-Strom- und Gaspreisvergleichsplattform compera.at. Durch eine regelmäßige Berichterstattung über Einsparungspotenziale in österreichischen Zeitungen macht sich das Portal bemerkbar und wirbt um Kundinnen und Kunden.

Mit einem etwas anderen Geschäftsmodell agiert die Digital Hero GmbH. Hier wird über die Energy Hero Plattform ein automatisches Energieanbieter-Wechselservice für Privatkundinnen und -kunden angeboten. Die Dienstleistung wird über eine fixe Servicegebühr abgegolten.

Der europäische Gesetzgeber hat auf die zunehmende Bedeutung von Vermittlungsplattformen auch in anderen Märkten reagiert und eine Verordnung zur „Förderung von Fairness und Transparenz für gewerbliche Nutzer von Online-Vermittlungsdiensten“ erlassen. Die E-Control beobachtet die Wirkungsweise dieser Plattformen hinsichtlich der Korrektheit und Fairness als Kundeninformation.

Strom

PREISENTWICKLUNG ENERGIE

Mehr als 70 Lieferanten, darunter auch alle regionalen Großlieferanten, ausgenommen die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH und die LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG, haben im Jahr 2019 ihre Energiepreise für Kleinkunden, Private und Gewerbebetriebe, erhöht. Der Anstieg fiel ganz unterschiedlich aus, lag zwischen 6 und 55% je nach jeweiligem Lieferanten und Produkt und betrug für einen Musterhaushalt¹¹ zwischen 17 und 120 EUR brutto im Jahr.

Die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH und die LINZ STROM Vertrieb GmbH & Co KG wurden mit dem seit 2013 unveränderten Ener-

giepreis von 8,75 Cent/kWh¹² als teuerster regionaler Anbieter das erste Mal überholt. Mit der letzten Preiserhöhung im Juni ist nun Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG mit einem Energiepreis¹³ von 8,76 Cent/kWh (Abbildung 34) der teuerste regionale Anbieter. Das Elektrizitätswerk Mariahof GmbH in der Steiermark ist mit einem Energiepreis von 4,8 Cent/kWh (Dezember 2019) für Bestandskundinnen und -kunden der günstigste regionale Anbieter.

Die Energiepreise bei alternativen Anbietern, die österreichweit anbieten, sind im Allgemeinen wesentlich niedriger als bei regionalen Anbietern. Ohne Neukundenrabatte bewegte sich der günstigste Preis zwischen 5,04 und

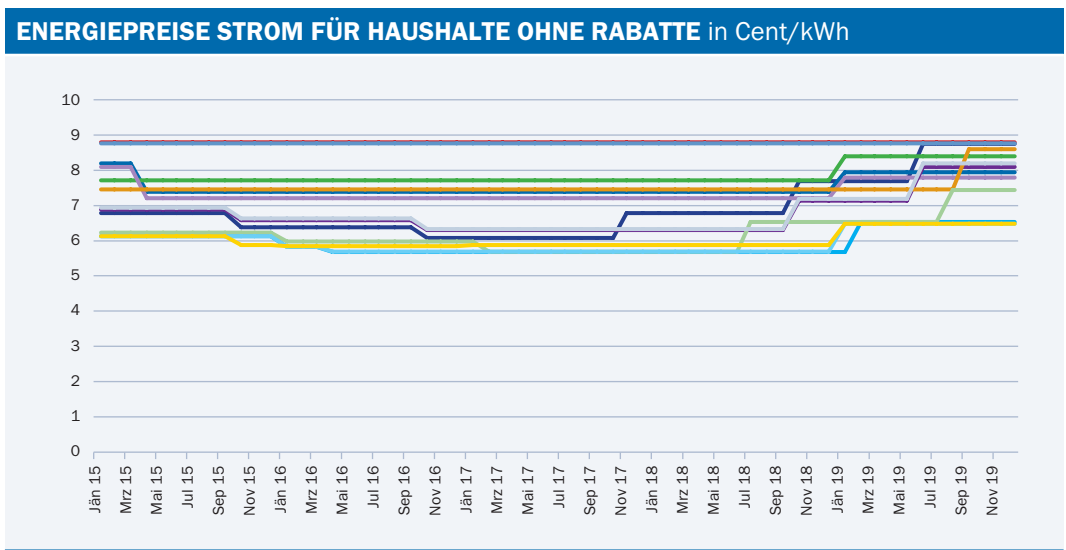


Abbildung 34
Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

¹¹ Ein Musterhaushalt verbraucht 3.500 kWh Strom im Jahr
¹² Preis für das meistgenutzte Produkt (Standardprodukt)
¹³ Durchschnittspreis des Standardprodukts für einen Musterhaushalt

ENERGIEPREISE STROM BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh							
	2016		2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte			6,031	6,021	6,044	6,201	6,557
Haushalte bis 1.000 kWh/a	8,633	8,755	7,900	8,012	8,136	8,534	8,813
bis 2.500 kWh/a	6,993	6,948	6,632	6,634	6,583	6,936	7,275
bis 5.000 kWh/a	6,434	6,369	6,152	6,130	6,200	6,302	6,700
bis 15.000 kWh/a	6,001	5,913	5,738	5,690	5,743	5,831	6,220
über 15.000 kWh/a	5,522	5,465	5,255	5,208	5,284	5,424	5,717

Abbildung 35
Energiepreise Strom bei Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

ENERGIEPREISE STROM BEI NICHT-HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh							
	2016		2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte			3,930	3,812	3,887	4,240	4,686
Nicht-Haushalte bis 20 MWh/a	6,410	6,303	6,128	5,976	6,106	6,120	6,492
bis 500 MWh/a	5,127	4,933	4,764	4,616	4,657	4,739	5,328
bis 2.000 MWh/a	4,289	4,199	3,894	3,814	3,847	3,970	4,608
bis 4.000 MWh/a	4,098	4,060	3,671	3,617	3,659	3,863	4,563
bis 20.000 MWh/a	3,868	3,920	3,574	3,520	3,586	3,922	4,508
bis 70.000 MWh/a	3,547	3,642	3,370	3,357	3,474	3,897	4,346
bis 150.000 MWh/a	3,224	3,641	3,395	3,295	3,462	3,934	4,337
über 150.000 MWh/a	3,217	3,484	3,428	3,284	3,287	4,327	4,157

Abbildung 36
Energiepreise Strom bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

5,23 Cent/kWh, inklusive Neukundenrabatten fiel der Preis noch viel günstiger aus, zwischen 3,59 und 3,85 Cent/kWh.

Allerdings sind die Preise bei den einzelnen alternativen Lieferanten und einzelnen Produkten bereits seit Anfang 2018 stark gestiegen.

Es zeigte sich auch, dass die Preiserhöhungen beim selben Anbieter und für das gleiche Produkt abhängig von der Bewertung der Kundin oder des Kunden sind und in Folge ganz unterschiedlich ausfallen können. Diese Praktiken setzten sich auch im Jahr 2019 fort, was stellenweise zu einer Verunsicherung der Kundin

oder des Kunden führte und als Mangel an Transparenz zu sehen ist. Vermehrt wurden auch potentielle Neukundinnen und -kunden von günstigeren alternativen Anbietern abgelehnt, da hier offensichtlich differenziert wird, ob die Kundin oder der Kunde vor dem gewünschten Wechsel bei einem angestammten oder einem anderen alternativen Anbieter war oder bereits einmal eigene Kundin oder eigener Kunde war und daher nicht als Neukundin oder -kunde behandelt wird.

Im Durchschnitt betrachtet, setzte sich der Preiserhöhungstrend sowohl bei Haushalten als auch bei Nicht-Haushalten aus dem Jahr 2018 auch im Jahr 2019 ungebrochen fort. Nur in der größten Größenklasse der Industriekunden mit über 150 GWh/Jahr ist eine kleine Entspannung in der ersten Hälfte des Jahres 2019 zu sehen (Abbildungen 35 und 36).

GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten für Haushaltskundinnen und -kunden sind von 2018 auf 2019 im österreichischen Durchschnitt für einen Musterhaushalt geringfügig um 0,57% gestiegen. Für den Strombezug zahlen Haushalte jährlich rund 712 EUR. Davon entfallen am Beispiel eines Musterhaushalts in Wien 36% auf Energie, 28% auf Netzkosten und der Rest auf Steuern und Abgaben.

Die Netzkosten (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, Messentgelt) wurden Anfang des Jahres 2019 durch die Netzentgeltverordnung der Regulierungskommission der E-Control geändert. Die Änderungen fielen unterschiedlich

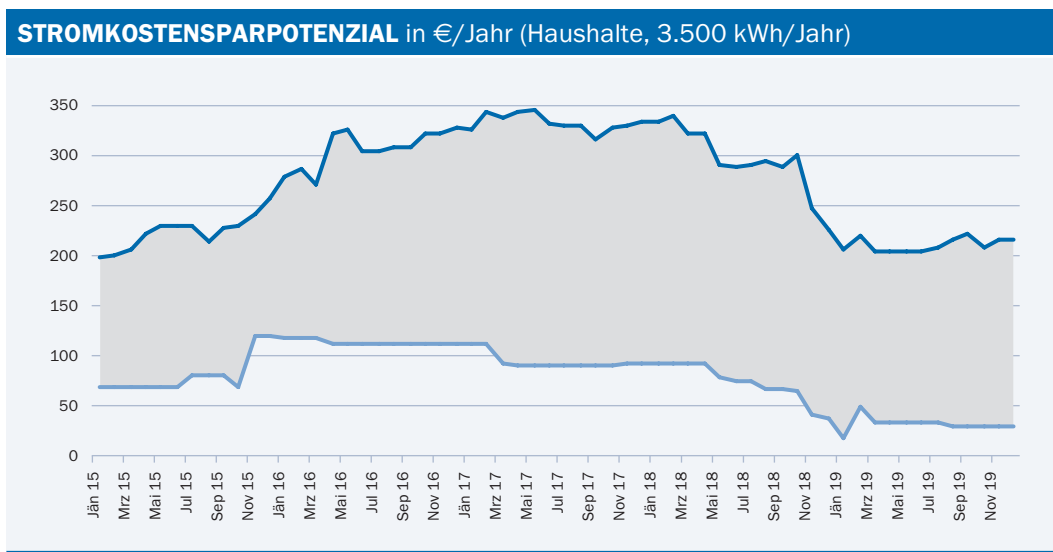
aus, von einer Reduktion um 8,9% in Vorarlberg bis zu einer Erhöhung von 13% in Linz.

Die Ökostromförderkosten werden per Verordnung des BMNT festgelegt und sind Anfang des Jahres das dritte Mal in Jahresfolge reduziert worden. Dadurch reduzieren sich die Gesamtkosten für einen Musterhaushalt mit einem Bezug von 3.500 kWh um 19 EUR und betragen im Jahr 2019 insgesamt 71 EUR brutto. Allerdings wurde auf Basis des Grundsatzgesetzes über die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderung-Grundsatzgesetz) in einigen Bundesländern beschlossen, die Fördermittel für Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse von Endkundinnen und -kunden einzuheben. Dementsprechend sind die Gesamtkosten Ende des Jahres in Oberösterreich, der Steiermark, Wien, Niederösterreich und Salzburg zusätzlich zwischen 2,1 bis 10,5 EUR/a brutto gestiegen.

EINSPARPOTENZIAL

Nachdem das Einsparpotenzial beim Wechsel vom angestammten Stromlieferanten zum Bestbieter Mitte 2017 zwischen 119 und 346 EUR/Jahr ein Allzeithoch erreicht hatte, pendelte es bis März 2018 seitwärts, um bis Jahresende 2019 auf 30 bis 205 EUR/Jahr zu fallen.

Das Einsparungspotenzial beim Wechsel vom regionalen (angestammten) zum alternativen Lieferanten variiert zwischen den Bundesländern bzw. Standorten. Die errechneten Werte beziehen sich auf einen Musterhaushalt mit 3.500 kWh/Jahr Strom- und 15.000 kWh Gasjahresverbrauch.



Max. inkl. einmalige Wechselrabatte
Min. ohne einmalige Wechselrabatte

Abbildung 37
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

Ein Haushaltskunde in Oberösterreich konnte sich beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter im Oktober 2018 bis zu 300 EUR im Jahr inkl. Neukundenrabatten ersparen, ein Jahr danach hingegen nur noch zwei Drittel davon, 207 EUR. Auch

für Kundinnen und Kunden in Tirol, die sich bundesländerweit betrachtet beim Wechsel am wenigsten ersparen können, hat sich in dieser Zeit die Ersparnis ohne Neukundenrabatte mehr als halbiert, von 64 EUR auf 31 EUR (Abbildung 37).

Erdgas

PREISENTWICKLUNG ENERGIE

Trotz des starken Verfalls der Gaspreise auf den Großhandelsmärkten seit Oktober 2018, wurden diese im 2019 nicht an Kleinkundinnen und -kunden in Österreich weitergegeben. Im Gegenteil, insgesamt zehn Lieferanten erhöhten ihre Preise sogar, was als eine

sehr verzögerte Reaktion auf die etwas weiter zurückliegenden Preissteigerungen am Großhandelsmarkt zwischen Mitte 2016 und 2018 gesehen werden kann.

Noch Anfang des Jahres 2019 erhöhten die günstigsten regionalen Gaslieferanten, die

TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und die illwerke vkw AG (vormals VKW Vorarlberger Kraftwerke AG), ihre Energiepreise um 13% bzw. 7%.

Bei den Unternehmen der EnergieAllianz (Energie Burgenland, EVN, Wien Energie) wurde Anfang Juni 2019 der Preis für Kleinkundinnen und -kunden das zweite Mal innerhalb von neun Monaten um weitere 3,9 bis 5,1% erhöht. Die Salzburg AG folgte im August mit einer Preiserhöhung im Ausmaß von 6,1%.

Auch manche alternativen Lieferanten, wie die Verbund AG, die SWITCH Energievertriebsgesellschaft m.b.H., die MONTANA Energie-Handel AT GmbH und die Gutmann GmbH, gaben bekannt, die Energiepreise bei ihren Bestandskundinnen und -kunden zu erhöhen.

Während bei TIGAS Ende des Jahres der Preis für Bestandskunden mit 3,04 Cent/kWh im österreichweiten Vergleich der angestammten Versorger nach wie vor am niedrigsten war, zahlten die Kundinnen und Kunden der Energie Klagenfurt einen wesentlich höheren Preis von 3,67 Cent/kWh und jene der Linz Gas GmbH sogar einen Preis von 4,09 Cent/kWh.

Die günstigsten Energiepreise ohne Neukundenrabatte waren bei den alternativen Anbietern zu finden und lagen zwischen 2,3 Cent/kWh (Fulminant Energie GmbH) und 2,5 Cent/kWh (easy green energy GmbH & Co KG) bzw. inkl. Neukundenrabatten noch niedriger, zwischen 1,256 Cent/kWh (redgas GmbH) und 1,775 Cent/kWh (E WIE EINFACH GmbH). Nach wie vor ist Gas in Klagenfurt durch das Angebot der redgas AG im ersten

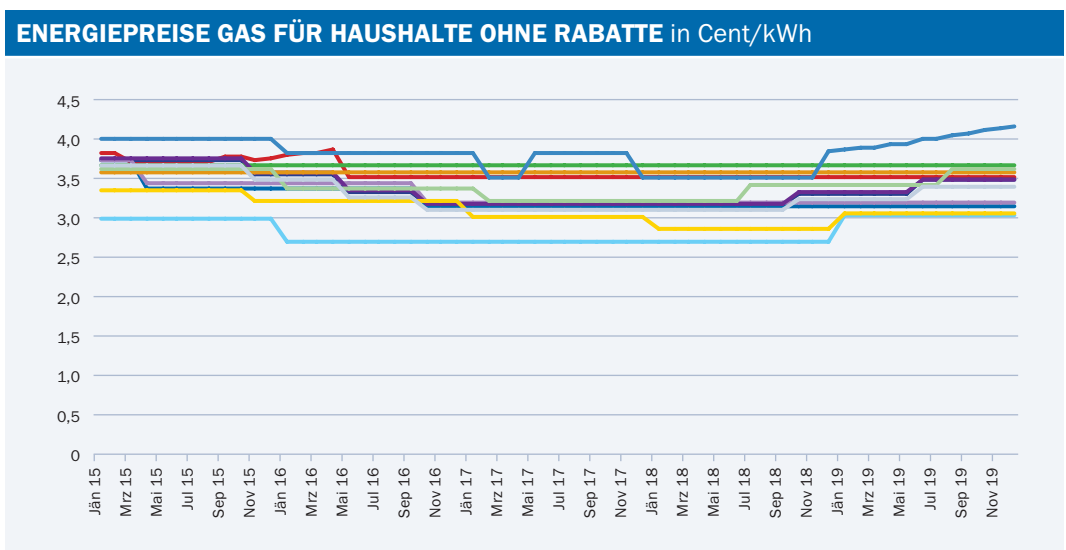


Abbildung 38
Energiepreise Gas für Haushaltsskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

Jahr fast umsonst zu haben. Hier können Kundinnen und Kunden Erstjahresverträge zu Preisen zwischen 0,04 und 0,065 Cent/kWh abschließen. Allerdings erhöht sich der Preis im zweiten Jahr auf 3,79 Cent/kWh.

Im Vergleich mit dem vorangegangenen Halbjahr sind die Energiekosten bei den Haushalten im ersten Halbjahr des Jahres 2019 geringfügig gesunken, ausgenommen in der Größenklasse

über 55.600 kWh/Jahr, in der die Preise um 4% gestiegen sind. Bei den Nicht-Haushalten mit einem Gasverbrauch von bis zu 5,6 GWh/Jahr sind die Energiepreise in diesem Zeitraum zwischen 2 und 5% gestiegen. Dagegen sind in allen weiteren Größenklassen über 5,6 GWh die Gaspreise deutlich gesunken, wobei die Senkung zwischen 3 und 21% beträgt und prozentuell mit dem Verbrauch steigt (Abbildungen 39 und 40).

ENERGIEPREISE GAS BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh

	2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte	3,092	3,122	3,054	3,218	3,177
Haushalte bis 5.600 kWh/a	3,670	3,789	3,661	3,867	3,857
bis 55.600 kWh/a	3,014	2,986	2,980	3,110	3,102
über 55.600 kWh/a	2,726	2,731	2,721	2,791	2,903

Abbildung 39
Energiepreise Gas bei Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

ENERGIEPREISE GAS BEI NICHT-HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh

	2017		2018		2019
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte	1,952	1,952	2,071	2,336	
Nicht-Haushalte bis 278 MWh/a	2,807	2,782	2,731	2,796	2,847
bis 400 MWh/a	2,578	2,494	2,484	2,543	2,644
bis 2.778 MWh/a	2,349	2,281	2,286	2,335	2,456
bis 5.595 MWh/a	2,127	2,130	2,147	2,208	2,259
bis 27.778 MWh/a	2,020	1,971	1,975	2,116	2,049
bis 277.778 MWh/a	1,878	1,893	1,967	2,163	1,925
über 277.778 MWh/a	1,840	1,857			
bis 1.111.111 MWh/a			1,985	2,138	1,752
über 1.111.111 MWh/a			2,081	2,455	1,927

Abbildung 40
Energiepreise Gas bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

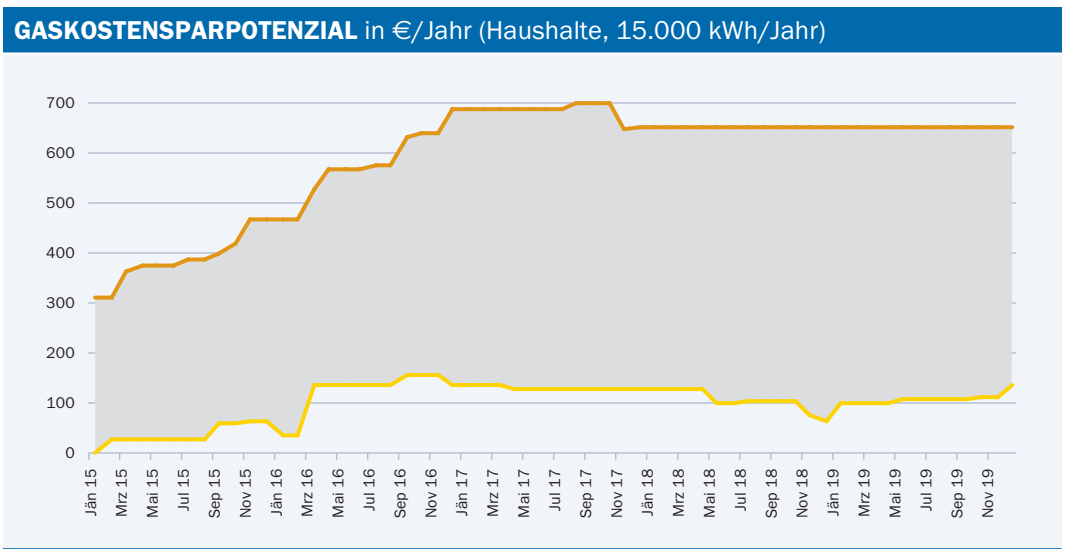


Abbildung 41
Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten

Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten für Haushaltskundinnen und -kunden sind von 2018 auf 2019 im österreichischen Durchschnitt für einen Musterhaushalt geringfügig um 0,78% gesunken. Im Durchschnitt bezahlten Haushalte für Gas im Jahr 2019 einen Betrag von 1.050 EUR, berechnet anhand eines Musterhaushalts mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh. Davon entfallen etwa bei einem Musterhaushalt in Wien 36% auf Energie, 26% auf Netzkosten und der Rest auf Steuern und Abgaben.

Die Netzpreise (Netznutzungs-, Netzverlust- und Messentgelt) wurden Anfang des Jahres

2019 in allen Netzbereichen, ausgenommen in Vorarlberg, gesenkt. Am meisten profitierten davon Haushalte in Wien und Oberösterreich, wo die Senkungen 14% betragen. Dagegen sind die Netzkosten im Vorarlberg um 10,5% gestiegen. Die Abgaben auf den Gasverbrauch blieben 2019 unverändert.

EINSPARPOTENZIAL

Bei Gas war die Ersparnis beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten alternativen Lieferanten für einen Musterhaushalt mit 652 EUR inkl. Neukundenrabatten in Klagenfurt am höchsten. Bis Ende 2019 ist sie konstant geblieben. Für einen Haushalt in Tirol hat sich die Ersparnis ohne Neukundenrabatte

STROM VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRATEN

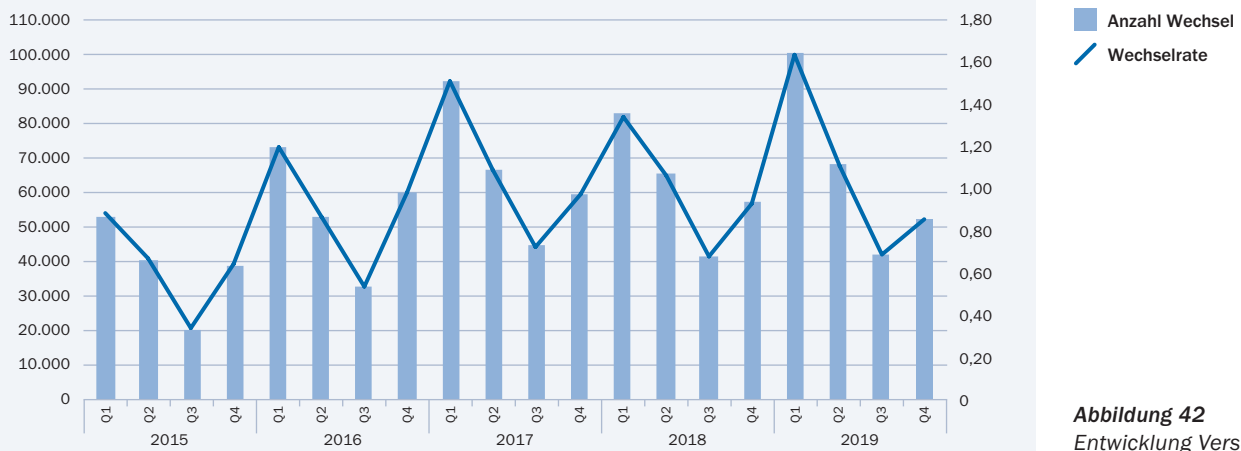


Abbildung 42
Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten

Quelle: E-Control

GAS VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRATEN

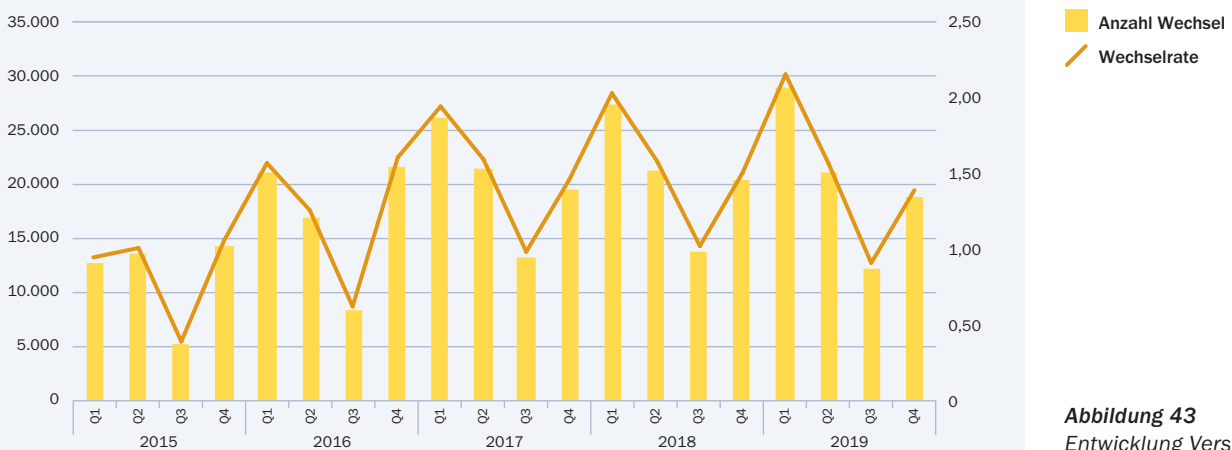


Abbildung 43
Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten

Quelle: E-Control

etwas erholt und erreichte Ende des Jahres mit 130 EUR/Jahr wieder das Niveau des Jahres 2017 (Abbildung 41).

WECHSELRATEN GESAMT

Rund 345.200 Strom- und Gaskundinnen und -kunden – sowohl Haushalte als auch Unternehmen – haben im Jahr 2019 ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt. Im Jahr 2019 wurde der bisherige Wechselrekord aus dem Jahr 2017 noch einmal etwas übertroffen. Das vergangene Jahr war von Preissteigerungen sowohl im Strom- als auch im Gasbereich geprägt. Dadurch waren die Konsumentinnen und Konsumenten deutlich sensibilisierter und haben sich vermehrt für günstigere Strom- und Gasangebote interessiert. Im bisherigen „Rekordjahr“ 2017 wurden rund 343.000 Wechsel verzeichnet, 2018 waren es knapp 330.000 Strom- und Gaswechsel (Abbildungen 42 und 43).

Einen neuen Stromlieferanten suchten sich 2019 knapp 264.000 Kundinnen und Kunden (darunter mehr als 209.000 Haushalte), einen neuen Gaslieferanten gut 81.200 (dar-

unter rund 76.000 Haushalte). Die Wechselraten betragen im Jahr 2019 bei Strom somit 4,3%, bei Gas 6,0%.

Am häufigsten wechselten ihren Strom- und Gaslieferanten im vergangenen Jahr im Verhältnis zur Kundenanzahl die Oberösterreicher mit Wechselraten von 6,5% bei Strom und 9,0% bei Gas (gut 67.100 Strom- und gut 13.000 Gaswechsler). Die Kundinnen und Kunden in Oberösterreich zählen damit zum wiederholten Male zu den Wechselkaisern. Auf Platz zwei folgten bei Strom die Wiener mit einer Wechselrate von 4,8% (mehr als 74.000 Wechsel) und bei Gas die Kärntner mit einer Wechselrate von 7,2% (knapp 1.000 Wechsel). Rang drei belegten die Niederösterreicher mit einer Wechselrate von 4,5% bei Strom (38.900 Kundinnen und Kunden) und einer Wechselrate von 7,1% bei Gas (gut 20.700 Wechsel). Im Westen wird weiterhin am seltensten gewechselt, Schlusslicht bei der Wechselrate Strom sind 2019 die Vorarlberger (1,6%) und bei Gas die Tiroler (2,7%).

Household Energy Price Index: HEPI

Die E-Control erstellt bereits seit 2009 den Household Energy Price Index (HEPI), der die Preisentwicklung in den Hauptstädten der EU15-Länder abbildet. Im Spätsommer 2013 wurde der HEPI um einige osteuropäische Hauptstädte erweitert und wird nunmehr gemeinsam mit der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH für 32 europäische Hauptstädte erhoben.

Der HEPI-Index für Strompreise (Energie und Netz inkl. Steuern und Abgaben, 2013=100) in den 32 europäischen Hauptstädten stieg in den letzten vier Jahren von 80 auf 88,73 Indexpunkte (Dez. 2019) und erreichte somit den höchsten Wert in diesem Zeitraum. Der Stromindex für Wien, der die Preise sowohl

beim regionalen als auch beim größten alternativen Anbieter berücksichtigt, liegt deutlich über diesen Werten. Mit Ende des Jahres erreichte der Index für Wien mit 102 Punkten den höchsten Wert der letzten 6 Jahre (Abbildung 44) und liegt damit etwa wieder so hoch wie im Basisjahr 2013.

Im Gesamtpreisvergleich liegen die Preise für Haushaltskundinnen und -kunden in Wien mit 20,79 Cent/kWh (Dez. 2019) im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wird Kundinnen und Kunden in Berlin verrechnet (32,74 Cent/kWh), wo Ökostromzuschläge und Abgaben für rund 37% der Stromrechnung verantwortlich sind. Die niedrigsten Preise haben die Kundinnen und Kunden in Bel-

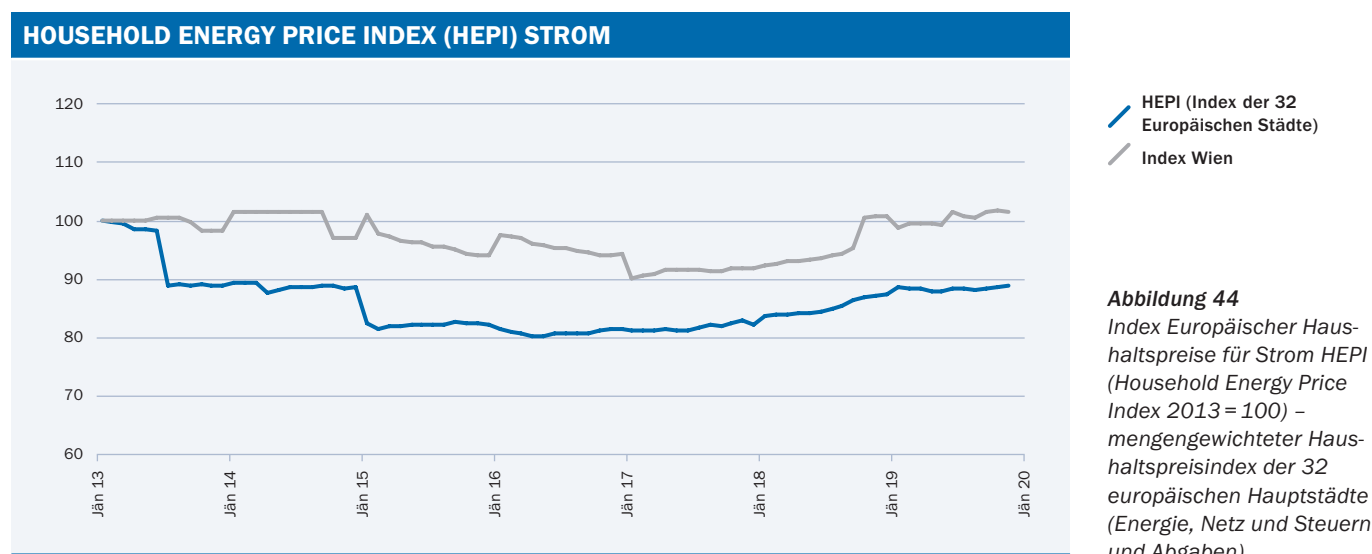
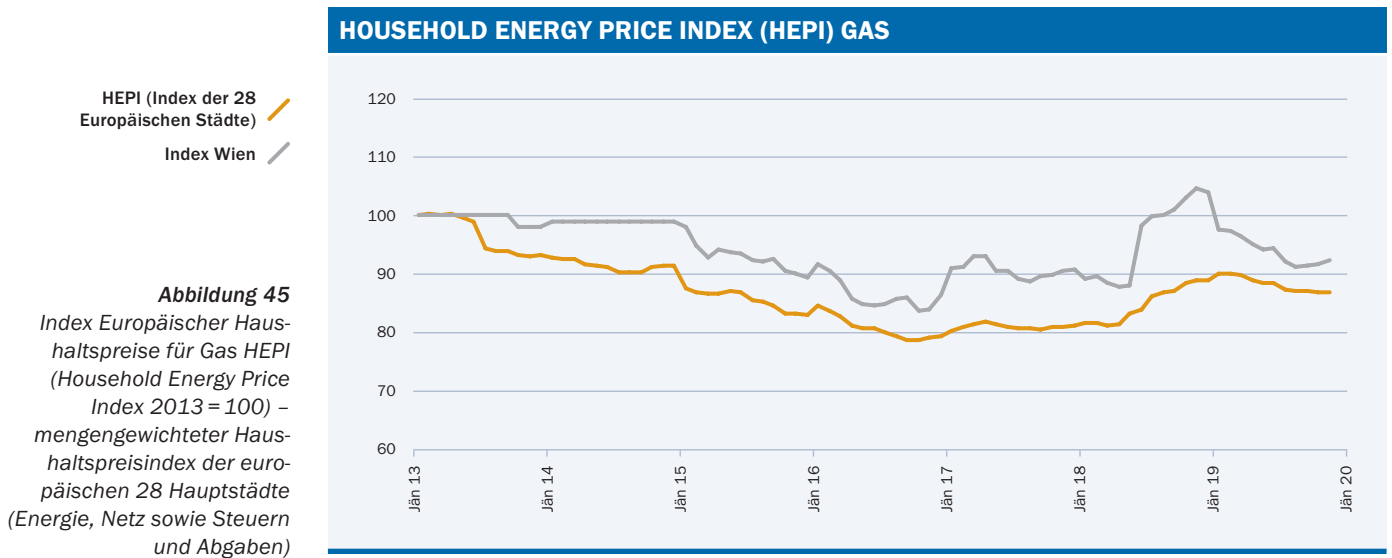


Abbildung 44
Index Europäischer Haus-haltspreise für Strom HEPI (Household Energy Price Index 2013 = 100) – mengengewichteter Haus-haltspreisindex der 32 europäischen Hauptstädte (Energie, Netz und Steuern und Abgaben)

Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH



Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

grad (7,5 Cent/kWh) und in Kiew (4,32 Cent/kWh), wobei innerhalb der EU der niedrigste Preis in Budapest mit 11,31 Cent/kWh gegeben ist. Insgesamt sind die Stromrechnungen im gewichteten Durchschnitt der 32 europäischen Hauptstädte im Dezember 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 1,7% gestiegen.

Der Gaspreisindex der 28 europäischen Hauptstädte mit Gasversorgung stieg zwischen 2017 und Anfang 2019 bis auf die 90 Prozentpunkte (2013 = 100) an, um danach moderat auf 87 Prozentpunkte zu sinken. Dadurch erreichte der Index das Preisniveau des Jahres 2015. In Wien fielen sowohl der Anstieg als auch die Senkung steiler aus (Abbildung 45).

Für Wien wurde im Dezember 2019 ein Gesamtgaspreis von 7,38 Cent/kWh errechnet. Im Städtevergleich ist Wien unter den zehn teuersten Städten zu finden. Die höchsten Kosten hat Stockholm (24,80 Cent/kWh), die niedrigsten befinden sich mit einem größeren Abstand in Kiew (1,97 Cent/kWh), wobei in der EU der niedrigste Preis in Budapest mit 3,09 Cent/kWh zu finden ist. Insgesamt sind die Gasrechnungen im gewichteten Durchschnitt der 32 europäischen Hauptstädte im Dezember 2019 im Vergleich zum Vorjahr um 1,96% gestiegen.

Konsumentenschutz (Bericht gem. § 28 E-ControlG)

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

Wo Veränderungen merkbar werden, ist dies nicht notwendigerweise auf strukturelle Entwicklungen, sondern beispielsweise auf Systemumstellungen bei Energieversorgungsunternehmen oder eine Veränderung in deren

Geschäftspraktiken zurückzuführen, die zur veränderten Erfassung und/oder Definition von gemeldeten Zahlen führen.

Von ca. 3,3 Millionen Anfragen in Strom entfallen 2018 rund 1,4 Millionen auf Stromnetzbetreiber, was zwar einem deutlichen Minus gegenüber dem Vorjahr entspricht (2017: 2,9 Millionen), aber Systemumstellungen bei großen Netzbetreibern geschuldet ist, wonach nicht mehr jede einzelne Frage als Anfrage gewertet wird, sondern lediglich der Kundenkontakt selbst relevant ist. Auffallend hoch ist die relative Anzahl an letzten Mahnungen durch Stromnetzbetreiber vor dem Hintergrund, dass Rechnungen aufgrund des Vorleistungsmodells in der Mehrheit der Fäl-

KENNZAHLEN DES MONITORING KONSUMENTENSCHUTZ, 2018

Kennzahl	Stromnetzbetreiber/-lieferant	Gasnetzbetreiber/-versorger
ZP (HH)	5.033.644/5.021.128	1.228.755/1.216.318
Anfragen	1.420.699/1.880.697	368.974/655.601
Beschwerden	12.598/39.923	3.843/5.259
Letzte Mahnungen	112.941/122.505	17.323/34.985
Grundversorgung	680	64
Prepaymentzähler	2.541	114
Abschaltungen	29.104 (0,6%)	5.456 (0,4%)
... bei Aussetzung	19.621	1.510
... bei Vertragsauflösung	9.483	3.946
Wiederaufnahmen	16.174	1.641

Abbildung 46
Kennzahlen des Monitoring
Konsumentenschutz, 2018

Quelle: E-Control

le von den Stromlieferanten gelegt werden. Interessanterweise ist dieses (Miss-)Verhältnis bei Gas weit weniger stark ausgeprägt. Grundversorgung und Prepaymentzähler zählen sowohl bei Strom als auch bei Gas nach wie vor zu Randerscheinungen. Gerade was die Grundversorgung gemäß § 77 EIWOG 2010 und § 124 GWG 2011 betrifft, sollten zwischenzeitliche Bemühungen der E-Control zu spezifischen Anpassungen der relevanten Kommunikationsprozesse zwischen Marktakteuren ab 2020 Verbesserungen bringen.

Der Untersuchungsschwerpunkt lag auf der Analyse von Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten. Für das Jahr 2018 weisen die Daten eine Abschalttrate von 0,6% im Strom (2017: 0,7%) und 0,4% bei Gas (2017: 0,3%) auf. Bei den Gasabschaltungen fällt der zunehmende „Trend“ zu Abschaltungen bei Vertragsauflösung auf. Während bei Strom ein Drittel der Abschaltungen bei Vertragsauflösung erfolgt, ist dieser Anteil bei Gas auf 72% gestiegen.

Um die Prozesse rund um Abschaltungen und diesbezügliche Datenmeldungen der verpflichteten Netzbetreiber und Lieferanten/Versorger besser zu verstehen, wurden auch letzte Mahnungen als Vorstufe zur Abschaltung in der Auswertung mitberücksichtigt. Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass es nach wie vor Unklarheiten zu den zu meldenden Informationen gibt. So werfen die Resultate aber auch weitere Fragen auf, insbesondere

wie Energieanbieter mit zahlungssäumigen Kundinnen und Kunden umgehen und ob diese eine einheitliche oder fallbezogene Vorgehensweise betreffend Abschaltungen betreiben. Die vertiefende Analyse macht darüber hinaus auch Lücken deutlich, weil zurzeit Meldepflichten betreffend Abschaltungen nur auf der Seite der Netzbetreiber bestehen. Lieferanten und Versorger haben diesbezüglich keine Informationen an E-Control zu melden – was notgedrungen ein unvollständiges Bild über Abschaltungen und deren Hintergründe liefert.

Bekämpfung von Energiearmut

Die E-Control beschäftigt sich seit mittlerweile zehn Jahren mit dem Thema Energiearmut bzw. Leistbarkeit von Energie für Haushalte. Eine von der E-Control bei Statistik Austria in Auftrag gegebene Studie zu Energiearmut schließt an bereits veröffentlichte Untersuchungen aus dem Jahr 2017 an. Die existierende Definition von Energiearmut von E-Control bestimmt wie folgt: „Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutgefährdungsschwelle verfügen, aber gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben.“ Aufbauend darauf stellt die neue Studie zahlreiche strukturelle Unterschiede zwischen energiearmen und nicht-energiearmen Haushalten fest.

Gem. Definition sind 3,1% aller Haushalte energiearm und weisen ein äquivalisiertes,

d.h. die Haushaltsgröße berücksichtigendes, Haushaltseinkommen von unter 14.217 EUR und gleichzeitig äquivalisierte Energiekosten von über 1.509 EUR im Erhebungsjahr 2016 auf. Der Anteil der Haushalte mit „Pflichtschule“ als höchster abgeschlossener Schulbildung (32%) ist dabei mehr als doppelt so hoch wie unter der nichtenergiearmen Bevölkerung (14%). In 6 von 10 energiearmen Haushalten lebt nur eine Person. Fast die Hälfte der energiearmen Haushalte lebt in Gebäuden, welche vor 1960 errichtet wurden.

Der Energieverbrauch energiearmer Haushalte liegt mit 23.170 kWh deutlich über dem durchschnittlichen Jahresverbrauch eines Haushalts von 17.440 kWh. Die Energiekosten liegen mit durchschnittlich 2.530 EUR pro Jahr um rund 40% über dem Durchschnitt aller Haushalte von 1.790 EUR. Während im Gesamtdurchschnitt 4,2% des Einkommens für Energiekosten für Wohnen verwendet werden, wenden energiearme Haushalte knapp das Fünffache ihres gesamten verfügbaren Einkommens für Energie auf: rund 20%.

Mit dem Inkrafttreten bzw. der baldigen Umsetzung von neuen EU-Vorschriften aus der Governance-Verordnung und der Elektrizitätsbinnenmarktlinie müssen Mitgliedstaaten nun auch explizit verstärkt auf Energiearmut reagieren. So sieht das neue Regelwerk Pflichten für Mitgliedstaaten im Bereich der Definition und Erfassung statistischer Zahlen

zu von Energiearmut betroffenen Haushalten vor. Zukünftige Energieeffizienzmaßnahmen müssen auch zum Vorteil von energiearmen Haushalten gesetzt werden.

Laut Eurostat gaben 1,6% der Haushalte in Österreich 2018 an, dass sie es sich nicht leisten können, die Wohnung angemessen warm zu halten. Dies ist der niedrigste Wert seit Beginn der Erfassung dieser Daten 2003 und entspricht einem Rückgang von 0,8 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr. Ähnlich verhält es sich mit dem Anteil der Bevölkerung mit Zahlungsrückständen bei Versorgerrechnungen (2,4%; 2017 noch 3,6%) und Haushalten in Wohnungen bzw. Häusern mit Fäulnisproblemen (10,4%, 2017 noch 11,9%). Gemäß eigenen Berechnungen von E-Control aus den Eurostat-Daten waren im Jahr 2018 4,0% der Haushalte in Österreich als energiearm anzusehen (2017: 3,9%).

Ökostrombefreiung

Mit 31. Dezember 2019 waren von der GIS – Gebühren Info Service 130.091 Ökostrombefreiungen ausgestellt worden. Dies entspricht einem leichten Rückgang von minus 0,6% gegenüber dem Vorjahr (31. Dezember 2018: 130.933). Seit Ende Mai 2019 sind anspruchsberechtigte Personen zur Gänze von der Bezahlung des Ökostrompauschale und der Ökostromförderbeiträge befreit. So sparen sich diese Haushalte bei einem durchschnittlichen Verbrauch und Inanspruchnahme der Befreiung ca. 90 EUR im Jahr.

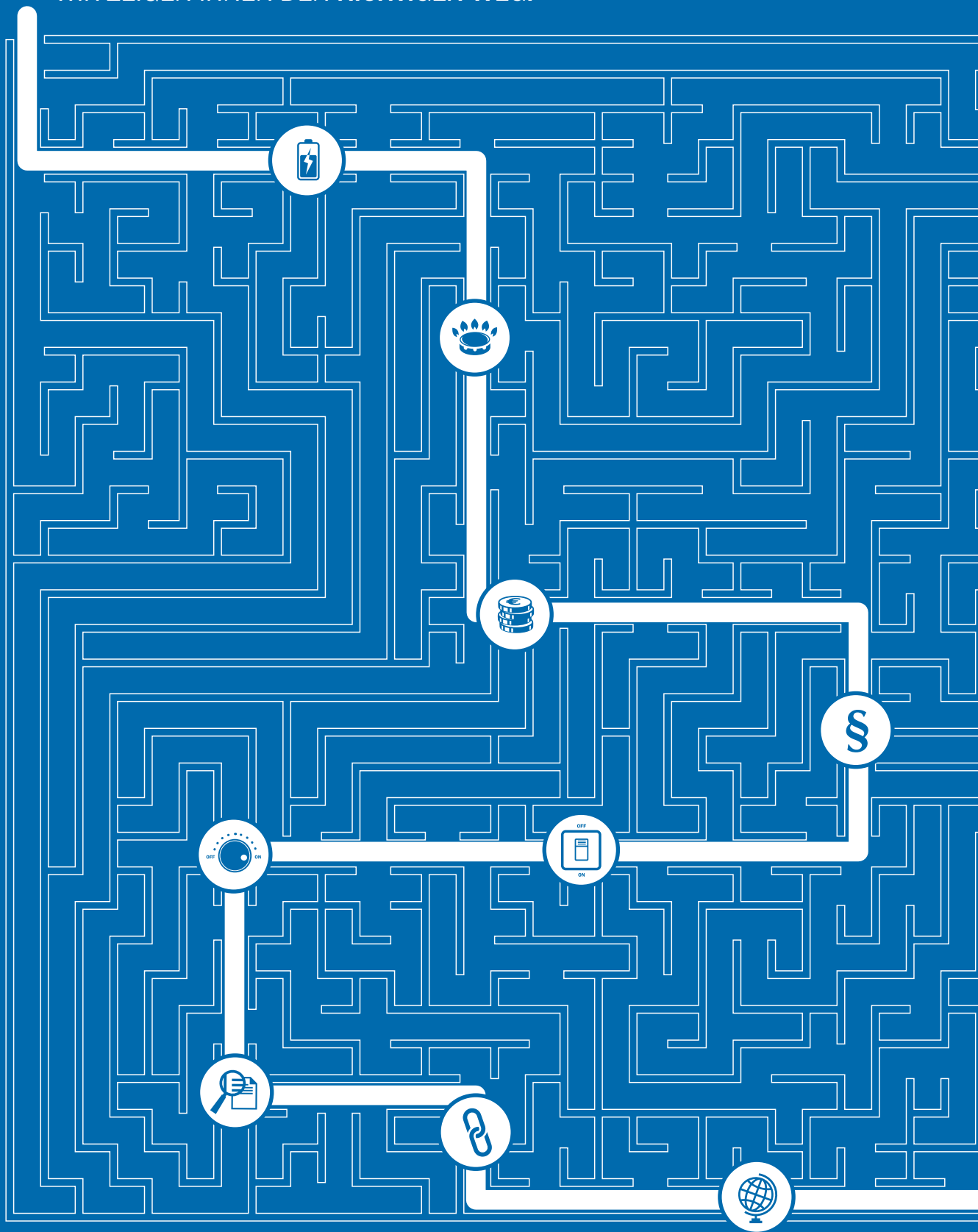
Wirksamkeit existierender Maßnahmen

Die Ergebnisse des Endkunden-Monitorings von E-Control wie auch die Ergebnisse der Statistik Austria zu Energiearmut sowie die Eurostat-Zahlen weisen darauf hin, dass die existierenden Maßnahmen zum Schutz der Kundinnen und Kunden, und insbesondere der Energiearmen, ihren Zweck insgesamt durchaus erfüllen. Obwohl aufgrund des vorhandenen Überwachungsrahmens nicht mit Sicherheit von einer kausalen Wirkung dieser Schutzmechanismen gesprochen werden kann, zeigt sich im Ergebnis, dass Energiearmut in Österreich vor allem auch im internationalen Vergleich sehr wenig verbreitet ist, genauso wie die Rate der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten. Eine

vertiefende Analyse der Abschaltungen von Strom und Gas zeigte Lücken in der Überwachung des oft langwierigen Prozesses der Abschaltung aufgrund von Vertragsverletzungen auf. Gerade hier wird weiterer Informationsbedarf geortet, der auch das Mahnwesen und das Forderungsmanagement von Netzbetreibern und Energielieferanten von Strom und Gas umfasst. Schlussendlich stellt das Missverhältnis zwischen den Inanspruchnahmen der Grundversorgung und Vorauszahlungszählern einerseits und den Zahlen zu Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten andererseits die Wirksamkeit dieser beiden Schutzvorschriften allerdings durchaus in Frage.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





SERVICES DER E-CONTROL

Informationsstelle für Markteintritt Strom und Gas

Anfragen zu den regulatorischen Erfordernissen beim Eintritt in den österreichischen Strom- und Gasmarkt werden bereits seit 2015 über die Informationsstelle zum Markteintritt abgewickelt. Fragestellungen, die bei Interesse für einen Markteintritt und vor dem Beschreiten behördlicher Wege auftreten, werden dort rasch beantwortet. Interessenten sind dabei vorrangig Händler und Endkundenlieferanten im Strom- und Gasmarkt, aber auch Anbieter von oft neuartigen Dienstleistungen.

Je nach Komplexität wird die Beantwortung über unterschiedliche Kommunikationskanäle durchgeführt.

Standardmäßige und mehrfach gestellte Fragen werden mittels schriftlicher Leitfäden zu den fünf häufigsten Varianten des Markteintritts beantwortet. Sie sind eine Schritt-für-Schritt-Anleitung zur Erfüllung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Die Leitfäden werden zeitnahe mit den Änderungen des Regelrahmens in Abstimmung mit den involvierten Marktteilnehmern aktualisiert und auf der E-Control-Website veröffentlicht. Interessierte Strom- oder Gaslieferanten bzw. -händler können sich somit rasch über die Schritte zur Erfüllung der regulatorischen Anforderungen informieren. Der Webbereich zum Thema Markteintritt Strom bzw. Gas bietet zudem Zusatzinformationen über österreichische Gegebenheiten und dient als wertvolle Entscheidungsgrundlage für den Markteintritt.

Spezifische und komplexere Fragestellungen tauchen häufig bei konkreten oder innovativen Geschäftsideen auf. Die standardmäßig bereitgestellte Information der Leitfäden kann derartig spezifische Fragen nicht beantworten. Für diese Fälle können sich Interessenten an die entry.info@e-control.at wenden. Die Markteintrittsstelle der E-Control koordiniert abteilungs- und falls erforderlich marktteilnehmerübergreifend die Beantwortung dieser Auskunftersuchen. Sie erfolgt je nach Bedarf schriftlich oder in Form eines Arbeitsgesprächs. Somit werden die internen (und externen) Kommunikationsabläufe zum Thema Markteintritt optimiert und gestrafft und gleichzeitig der Aufwand der Informationsbeschaffung insbesondere vor dem Markteintritt reduziert. Die eigentlichen behördlichen Abläufe können durch die vorgelegte Informationsarbeit deutlich verkürzt werden.

Im Jahr 2019 wurden die Leitfäden zum Markteintritt auf der E-Control-Website nach wie vor rege genutzt. Der Bedarf an der Beantwortung von standardmäßigen Fragen ist damit weiterhin hoch, wenn auch etwas geringer als in den sehr aktiven Vorjahren. Persönlich an das Team der Informationsstelle wendeten sich insgesamt 23 Interessentinnen und Interessenten mit spezifischen Fragestellungen zum Eintritt als Händler, Endkundenlieferant und/oder Dienstleister im Strom- oder Gasmarkt. Gegenüber dem Vorjahr halbierten sich damit spezifische und komplexe Anfragen.

Mit der neuesten EU-Gesetzgebung sind für neue Marktakteure (z.B. zu Energiegemeinschaften oder Aggregatoren) im österreichischen Recht regulatorische Vorgaben vorzusehen. Aufgrund der zu erwartenden Neuerungen und Veränderungen im regulatorischen Regelrahmen wird künftig mit einem erhöhten Aufkommen an spezifischen Fragestellungen an die Markteintrittsstelle zu rechnen sein.

Spezifische Anfragen kamen aus insgesamt neun Ländern, wobei aus Österreich und Deutschland knapp zwei Drittel stammten. Einige der dahinterstehenden Unternehmen waren bereits am österreichischen Strom- oder Gasmarkt tätig und hatten Fragen zu einer geplanten Expansion. Die übrigen 14 interessierten Unternehmen waren neu auf dem österreichischen Strom- und Gasmarkt und kamen verstärkt aus Branchen außerhalb der Energiewirtschaft. Fragen über den

Strommarkt traten dabei mit 15 Interessentinnen und Interessenten in den Vordergrund, gegenüber sechs im Gasmarkt. Auffällig war, dass sich die spezifischen Fragen zum Eintritt in den Endkundenmarkt weniger um traditionelle Belieferung mit Gas oder Strom, sondern vermehrt um innovative Geschäftsvorhaben und künftige regulatorische Rahmenbedingungen drehten, insbesondere im Strommarkt.

Betrachtet man alle Anfragen, einschließlich jener aus den Vorjahren, so konnten insgesamt 25 Interessenten im Jahr 2019 ihren Eintritt durch den Abschluss ihres Behördenweges finalisieren. Mehr als die Hälfte (14 Interessenten) nahmen den physischen Handel mit Strom oder Gas auf. Für Großkunden kam ein neuer Stromlieferant am Markt hinzu. Kleinkunden, also Haushalte und Kleingewerbe, erhielten im Jahr 2019 für Strom vier und für Gas drei neue Anbieter.

Preisvergleiche

Die E-Control stellt Verbraucherinnen und Verbrauchern im Strom- und Gasbereich Preisvergleiche zur Verfügung, damit sie die beste Wahl angesichts ihrer eigenen Versorgungssituation treffen können. Je nach Endkundenkategorie stehen dafür unterschiedliche Methoden und Applikationen zur Verfügung: Tarifkalkulatoren für Haushalte und Gewerbekunden mit Standardlastprofil sowie der KMU-Energiepreiskheck

für Geschäftskunden mit gemessener Leistung und einem Stromverbrauch von bis zu 10 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 5 GWh.

TARIFKALKULATOR

Mit mehr als einer halben Million Abfragen im Jahr ist der Tarifkalkulator, den die E-Control betreibt, die meistgenutzte Applikation der E-Control.

Entsprechend dem Gesetzesauftrag werden Strom- und Erdgaspreisvergleiche für Haushalte und Gewerbebetriebe im Tarifikalkulator erstellt und veröffentlicht. In der Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten, Systemnutzungsentgelte sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben erfasst.

Lieferanten sind gesetzlich verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für Standardprodukte unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde in einer von dieser vorgegebenen elektronischen Form für die Eingabe in den Tarifikalkulator zu übermitteln. Über einen Freigabeprozess werden seitens der E-Control alle Änderungen und Neueintragen von Lieferanten vor dem Erscheinen im Tarifikalkulator geprüft und danach freigegeben oder abgelehnt.

Im November 2019 fand die jährliche Tarifikalkulator-Infoveranstaltung statt, an der rund 85 Strom- und Gasanbieter sowie Interessenvertreter teilnahmen. Den Teilnehmern wurde dabei die Nutzeranalyse für die letzten 12 Monate präsentiert und es wurden Einblicke in andere, internationale Energiemärkte geboten. Außerdem diente die Veranstaltung dazu, einen Austausch mit und innerhalb der Branche über neue Trends, Technologien und Produkte am Endkundenmarkt zu pflegen, wobei die Themen dynamische Preise und Smart Meter im Mittelpunkt standen.

Nachdem im Oktober 2017 ein vollständiger Relaunch der Applikation durchgeführt wurde, gefolgt von weiteren technischen Optimierungen und Anpassungen im Jahr

2018, wurden im Jahr 2019 neue Funktionalitäten vor allem im Bereich der Oberfläche umgesetzt. So wurde z.B. die Einstellung prominenter positioniert, mit welcher der Vergleichsraum (1, 2 oder 3 Jahre) und die Darstellungsform (EUR/Jahr, Cent/kWh oder nur Energiepreiskomponenten) angepasst werden können. Außerdem wurden die Rabattkategorien erweitert und die Information über den Neukundenrabatt bereits in die Produktliste miteinbezogen. Eine weitere Neuerung war die Anzeige der Gaskennzeichnung (Produktmix). Daneben gab es Verbesserungen bei der Bedienbarkeit der Ergebnisliste und der Übersichtlichkeit der Darstellung von Bestandskundenprodukten.

Lieferanten

Ende 2019 waren insgesamt 162 Strom- und 53 Gasmarken im Tarifikalkulator registriert. Dahinter standen 334 externe Zuständige, die ihre Produkte im Backend einpflegen und ändern konnten. Den Verbraucherinnen und Verbrauchern standen zu diesem Zeitpunkt ca. 3.000 Strom- bzw. Gasprodukte zum Vergleich zur Verfügung, was ein Plus von 15% im Vergleich zum Vorjahr darstellt. Dies war vor allem auf die gestiegene Anzahl der Bestandskundenprodukte zurückzuführen. Rund 46% der Produkte werden aktiv am Markt angeboten, das heißt, es konnten neue Lieferverträge für diese Produkte abgeschlossen werden. Die restlichen Produkte waren sogenannte „Bestandskundenprodukte“, also Produkte, für die Kundinnen und Kunden laufende Verträge hatten, die aber potenziellen Neukunden nicht mehr angeboten wurden.

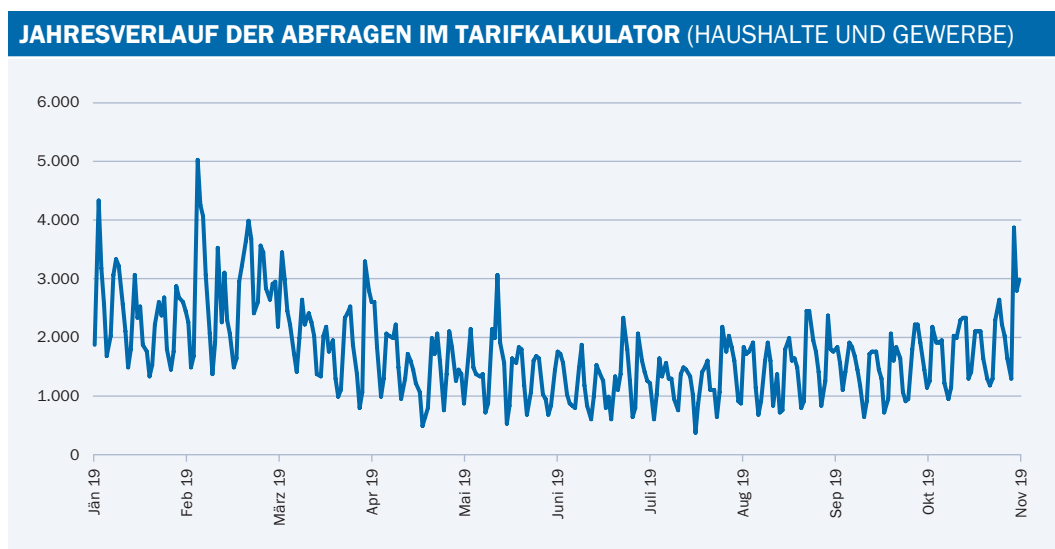


Abbildung 47
Gesamter Jahresverlauf der Abfragen im Tarifkalkulator (1.1.2019–5.11.2019)

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

ABFRAGEN IM TARIFKALKULATOR NACH BUNDESLAND in %				
Bundesland	Jahr		Anteil Haushaltskunden	
	2018	2019	Strom	Gas
Wien	52,46	53,66	28,00	48,00
Oberösterreich	14,87	13,37	16,00	11,00
Niederösterreich	9,44	10,19	14,00	23,00
Steiermark	9,31	9,70	14,00	5,00
Salzburg	3,73	4,00	6,00	2,00
Kärnten	4,30	3,68	6,00	1,00
Tirol	2,89	2,72	8,00	4,00
Burgenland	1,61	1,75	4,00	4,00
Vorarlberg	1,39	0,93	4,00	2,00

Abbildung 48
Abfragen im Tarifkalkulator nach Bundesland

Quelle: E-Control

Im Jahr 2019 wurde ungefähr die gleiche Produktanzahl von Lieferanten in die Tarifkalkulator-Datenbank eingegeben wie im Vorjahr (5.200). Diese wurden von der E-Control geprüft und anschließend freigegeben. Auf nur 22 von insgesamt 171 Unternehmen¹⁴ entfi-

¹⁴ Anzahl von Unternehmen, die im Laufe des Jahres 2019 aktiv waren, neu dazugekommen sind oder sich vom Markt zurückgezogen haben.

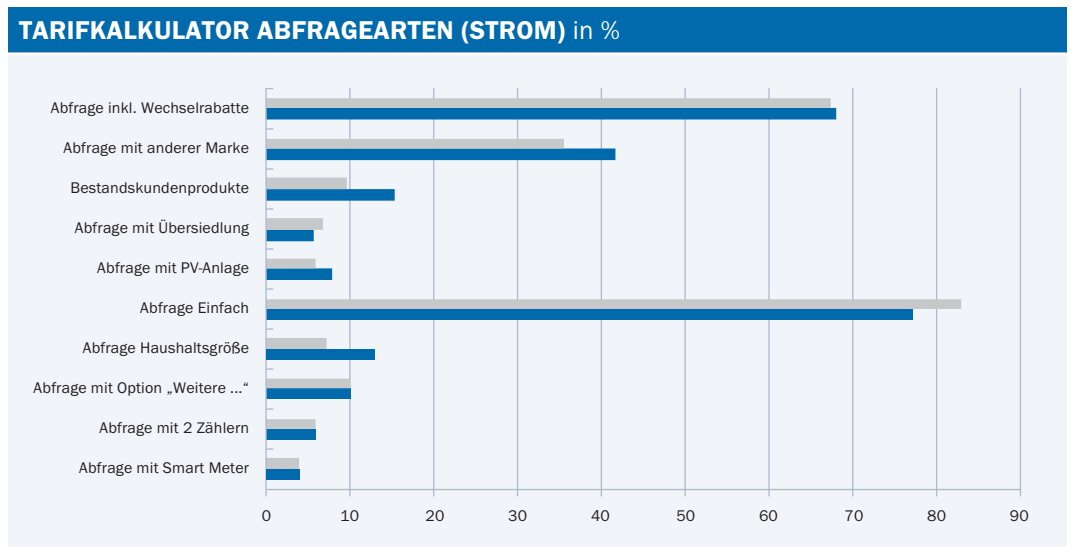


Abbildung 49
 Tarifikalkulator – Arten der Stromabfragen, 1.1.–5.11.2019

Quelle: E-Control Tarifikalkulator

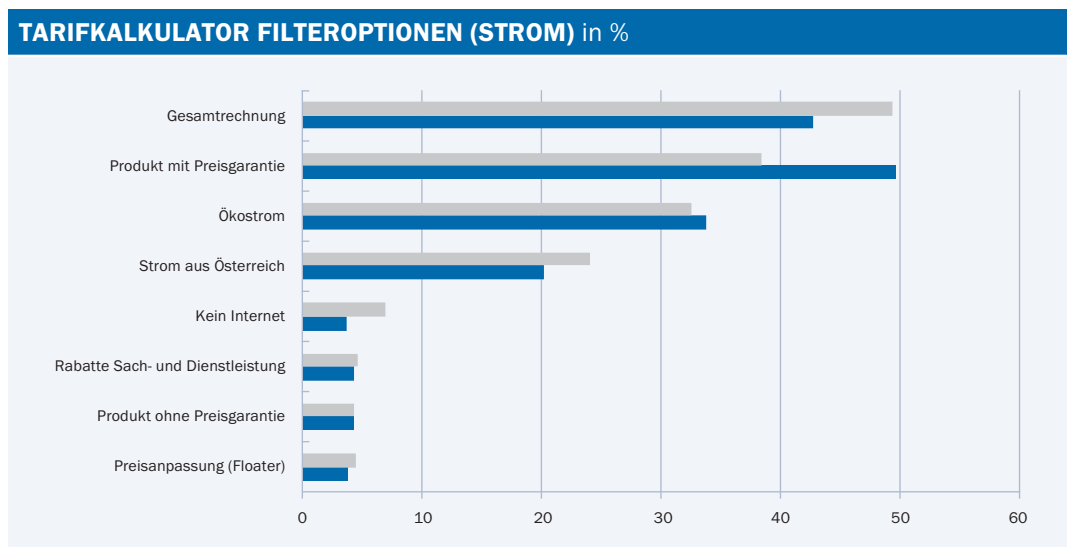


Abbildung 50
 Tarifikalkulator – Filteroptionen für Stromabfragen, 1.1.–5.11.2019

Quelle: E-Control Tarifikalkulator

len mehr als 90% aller Freigaben. Gar keine Änderungen gab es bei 61 Lieferanten, das ist doppelt so viel wie im Jahr zuvor.

Nutzeranalyse

Aus dem Jahresverlauf der Abfragen geht hervor, dass die Abfrageanzahl stark vom Wochentag und der Jahreszeit abhängig ist. Die meisten Abfragen finden an den ersten drei Wochentagen statt, danach sinkt die Anzahl stetig bis zum Samstags-Tief und erholt sich dann Sonntag wieder leicht. Saisonal betrachtet waren die stärksten Monate im Jahr 2019 von Jänner bis April und dann wieder gegen Ende des Jahres. Dies ist vor allem auf die zahlreichen Preiserhöhungen für Bestandskundinnen und -kunden zurückzuführen. In den letzten Jahren haben die medialen Kam-

pagnen der VKI-Energiekosten-Stop-Aktionen sowie die einzelnen Presseaktivitäten der E-Control zu Ausschlägen bei den Abfragen beigetragen (Abbildung 47).

Etwas mehr als die Hälfte aller Abfragen kam aus Wien, d.h. Wiener Kundinnen und Kunden nutzten den Tarifikalkulator stärker, als ihr Anteil an der Gesamtzahl der Haushalte (Strom und Gas) vermuten lässt. Kundinnen und Kunden aus Tirol, Salzburg und Niederösterreich waren deutlich unterrepräsentiert (Abbildung 48).

Vier Fünftel aller Abfragen entfielen auf Strom, rund ein Fünftel auf Gas. Über das ganze Jahr hinweg wurden weitgehend gleichbleibend bei knapp einem Drittel der Abfragen gleich

PREISMONITOR STROM – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

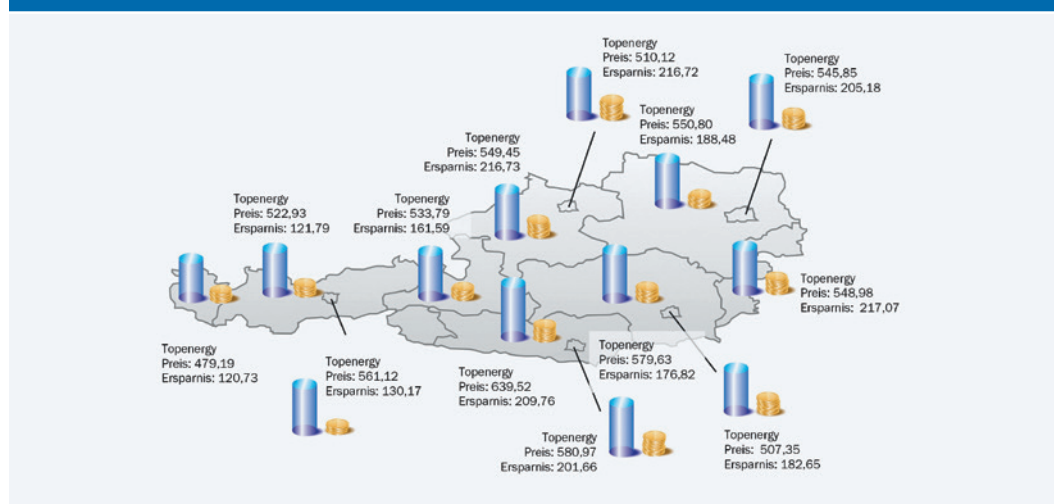


Abbildung 51
Preismonitor Strom – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, November 2019

Quelle: E-Control-Webseite, www.e-control.at/preismonitor

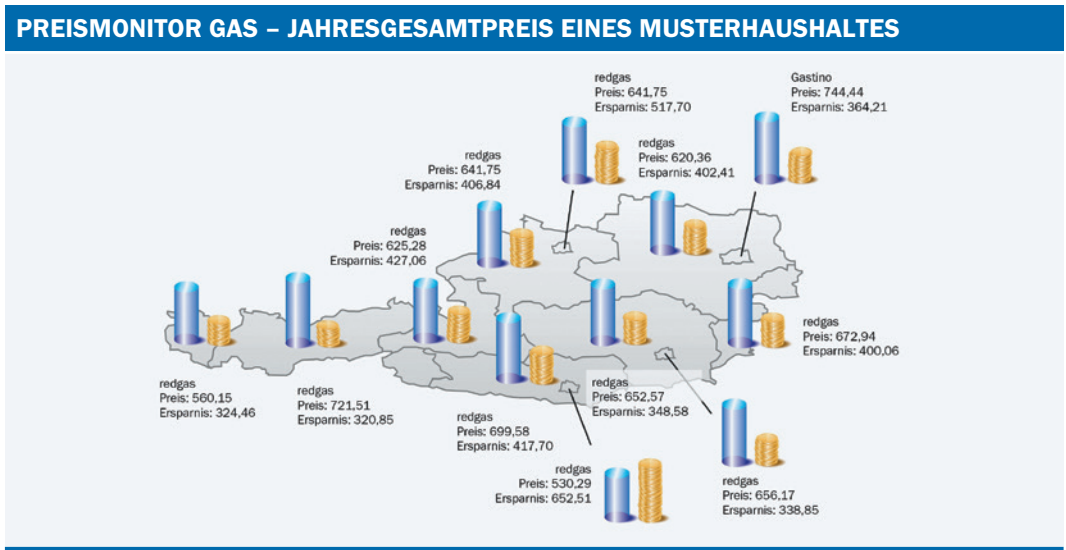


Abbildung 52
 Preismonitor Gas – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, November 2019

Quelle: E-Control-Website, www.e-control.at/preismonitor

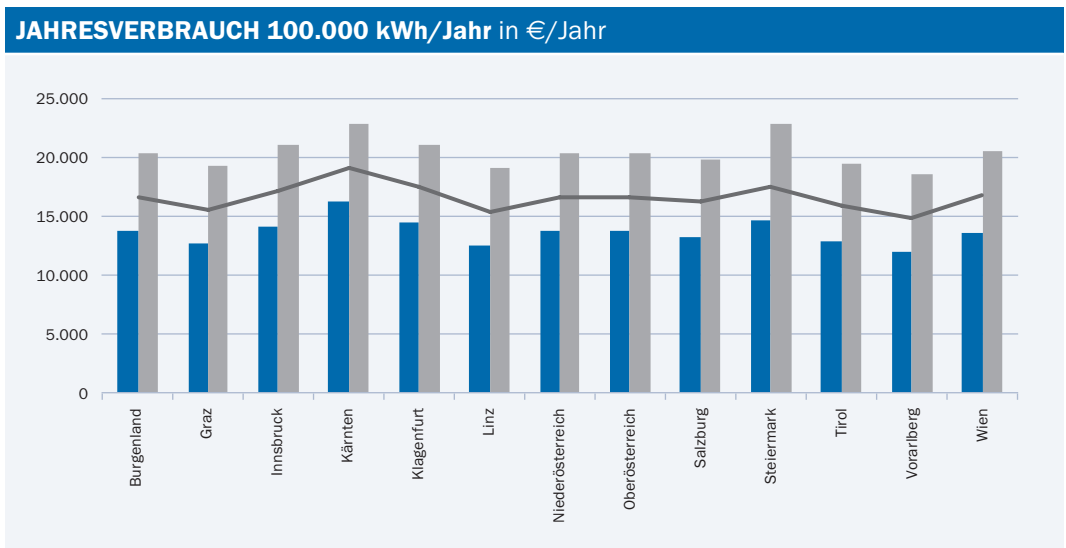


Abbildung 53
 Strompreis für Gewerbebetriebe nach Bundesländern (Dezember 2019)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

vor Beginn aktiv die Mitberechnung der Neukundenrabatte weggeschaltet. Rund 42% der Abfragen wurden mit einer anderen Marke als der des standardmäßig 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.

Bei 8% der Stromabfragen waren Angebote mit PV-Überschusseinspeisung von besonderem Interesse, was ein Plus von 33% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Wie bereits im Vorjahr wurde bei 4% der Stromabfragen die Option Smart Meter ausgewählt, wobei diese Abfragen auch gleich mit PV-Abfragen kombiniert wurden (Abbildung 49).

Der Tarifikalkulator bietet außerdem diverse Filtermöglichkeiten. So wurde bei 43% aller Abfragen, etwas weniger als im Vorjahr, explizit nach Angeboten mit Gesamtrechnung gesucht und bei der Hälfte der Abfragen nach Produkten mit Preisgarantie, was eine deutliche Steigerung zum Vorjahr ist. Die Option, die Ergebnisliste auf Produkte mit „Strom aus Österreich“ einzuschränken, wurde in 20% der Fälle genutzt, etwas weniger als im Vorjahr (Abbildung 50).

Reporting

Die E-Control erstellt auf Basis der Tarifikalkulator-Daten monatliche Preismonitore, die den Bestbieter pro Region, mit und ohne Neukundenrabatte, und das entsprechende Einsparpotenzial beim Wechsel vom Standard-

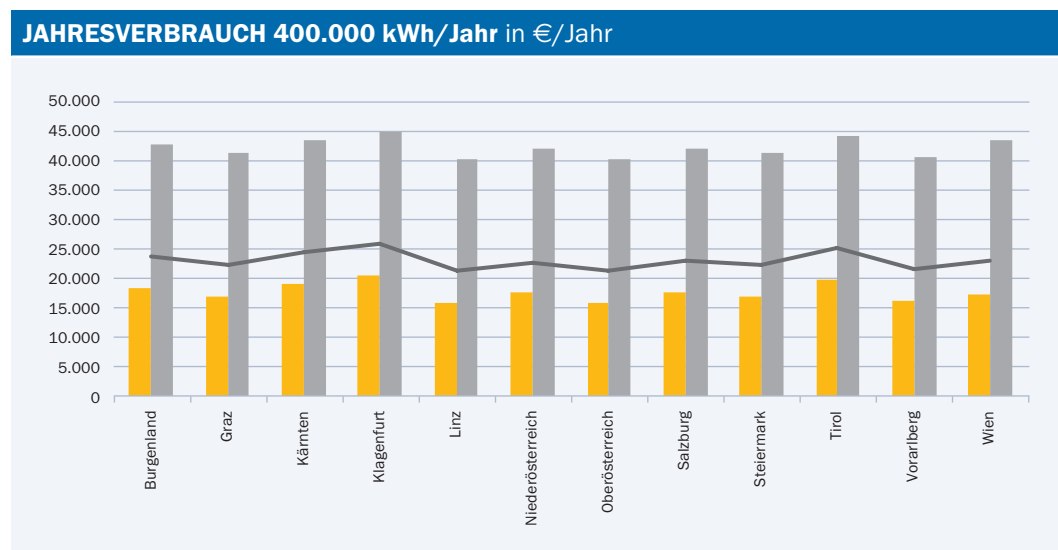


Abbildung 54
Gaspreis für Gewerbetriebe nach Bundesländern (Dezember 2019)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifikalkulator

produkt des angestammten Lieferanten zum jeweils günstigsten Angebot darstellen. In etwas anderer Form wurden diese Preisreports auch für das (damals) BMNT erstellt.

Auf der Website der E-Control werden monatlich auch Preisinformationen für Gewerbebetriebe veröffentlicht.

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/Jahr und

5 GWh/Jahr und/oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/Jahr und 10 GWh/Jahr anwendbar. Für diese Endkundengruppe gibt es seitens der Lieferanten keine Standardprodukte mehr, Energiepreise werden frei verhandelt. Der „KMU-Energiepreis-Check“ bietet 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.

Spritpreisrechner

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2019 erneut der Spritpreisrechner. Mit dem Spritpreisrechner unter www.spritpreisrechner.at ließen sich im vergangenen Jahr Autofahrerinnen und Autofahrer rund 2,1 Millionen Mal (2018: 2,3 Mio.) die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen.

Weiterhin ungebrochen ist der Trend zur mobilen Nutzung der Informationsangebote. Erwartungsgemäß ist hier beim Spritpreisrechner der Anteil mit bereits über 52% der Zugriffe über Smartphone oder Tablet am höchsten. Aber auch die Website der E-Control selbst wird bereits zu über 43% per mobilem Gerät aufgerufen (2018: 40%).

In die Preistransparenzdatenbank, die dem Spritpreisrechner zugrunde liegt, melden im Schnitt rund 3.000 Tankstellen ihre Dieselpreise und rund 2.800 Tankstellen Superpreise. Je nach Region melden Tankstellen in Österreich durchschnittlich zwischen 1,5- und 3,5-mal pro Tag neue Preise, wobei Preiserhöhungen gemäß den Landesregeln für Tankstellenbetreiber nur einmal am Tag, jeweils mittags um 12:00 Uhr, durchgeführt werden dürfen. Weitere statistische Details zur Preistransparenzdatenbank werden auf der Website der E-Control quartalsweise veröffentlicht.

Energie-Hotline

Die E-Control ist die zentrale Informationsstelle für Verbraucherinnen und Verbraucher und informiert in dieser Rolle über die Rechte und Möglichkeiten, um am Elektrizitäts- und Erdgasmarkt teilzunehmen. Dazu wurde bereits im Jahr 2001 eine Energie-Hotline eingerichtet, an die sowohl telefonische als auch schriftliche Anfragen gerichtet werden können.

Montags bis donnerstags ist das Team der Energie-Hotline von 08:30 Uhr bis 17:30 Uhr erreichbar. Freitags ist die Hotline von 08:30 Uhr bis 15:30 Uhr besetzt. Schriftliche Anfragen erreichen die Energie-Hotline am häufigsten per E-Mail, aber auch andere digitale

Kanäle ermöglichen eine rasche Kontaktaufnahme. Dazu gehören ein auf der Website eingebettetes Webformular und die Online-Plattform „Frag‘ doch die E-Control“. Im Jahr 2019 wurde außerdem ein Rückrufservice eingerichtet. Dabei können Telefonnummer und bevorzugtes Zeitfenster für einen Rückruf auf www.e-control.at bekanntgegeben werden. Konsumentinnen und Konsumenten, die über keinen Internetzugang verfügen, können ihre Anliegen selbstverständlich auch auf dem Postweg oder per Fax übermitteln. Insgesamt wurden im Berichtsjahr 4.526 telefonische und 1.015 schriftliche Anfragen bearbeitet.

ANFRAGEGRÜNDE ENERGIE-HOTLINE 2019

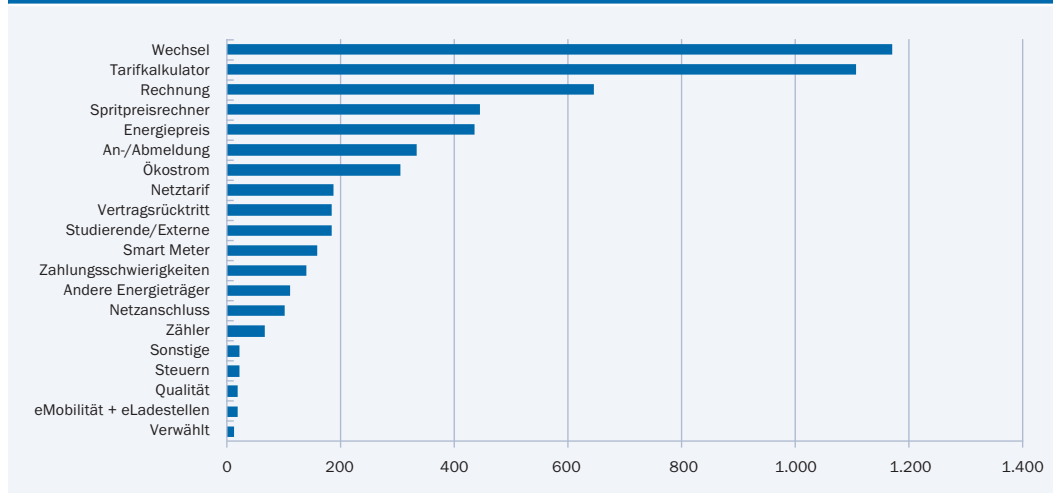


Abbildung 55
Gründe für Anfragen an die Energie-Hotline von E-Control

Quelle: E-Control

Thematisch war das Jahr 2019 vor allem durch die Preiserhöhungen vieler Lieferanten geprägt. Konsumentinnen und Konsumenten informierten sich über ihre Handlungsmöglichkeiten. Den ersten und zweiten Platz un-

ter den Anfragegründen belegten daher Fragen zum Wechsel des Lieferanten und zum Tarifkalkulator der E-Control. Auf dem dritten Platz lagen Fragen zur Strom- bzw. Gasrechnung.

Informationsoffensive für soziale Einrichtungen

2019 startete die E-Control eine Informationsoffensive, bei der durch die direkte Zusammenarbeit mit sozialen Einrichtungen Menschen in schwieriger finanzieller Lage geholfen werden soll. Viele Menschen wissen nach wie vor nicht über ihre Möglichkeiten und Rechte Bescheid. Besonders Menschen, die mit Zahlungsschwierigkeiten konfrontiert sind, stehen oft vor der Frage, was sie tun können, wenn schon wieder eine Stromrechnung zu bezahlen ist oder bei der Jahresabrechnung eine hohe Nachzahlung beglichen werden muss. Viele Betroffene haben in schwierigen Lebenssituationen Kontakt mit diversen sozialen Einrichtungen. Ziel ist es daher, die Beraterinnen und Berater dieser Einrichtungen durch gezielte Informationsaufbereitung und Schulungen zu unterstützen sowie bei Problemen mit dem Strom- und Gasbezug und insbesondere der Begleichung der Energierechnung zur Seite zu stehen.

Inhalte und Schwerpunkte

Schwerpunkte sind dabei nicht nur Informationen über den Lieferantenwechsel, das Klären von Fragen zur Energierechnung oder die Vorstellung der Services der E-Control für

Kundinnen und Kunden – es geht bei dieser Informationsoffensive auch um die Möglichkeit, wie die Grundversorgung in Anspruch genommen werden kann, um eine Abschaltung zu verhindern, den Einsatz von Prepaymentzählern oder die Möglichkeit der Befreiung von den Ökostromförderkosten.

Formen der Zusammenarbeit

Die ersten Kooperationen wurden bereits geschlossen und es wurden Schulungen und Vorträge mit über 50 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern verschiedener sozialer Einrichtungen abgehalten; Expertinnen und Experten der E-Control nahmen an Meetings und Austauschtreffen der jeweiligen Institutionen teil, Informationsmaterialien wurden zur Verfügung gestellt und es wurden Beiträge in Mitgliederzeitschriften veröffentlicht.

Das Angebot der E-Control wird gut angenommen und in das eigene Schulungsprogramm integriert. Es herrscht jedes Mal reger Austausch, da diese Schulungen den idealen Raum für Diskussion bieten. Es werden neue Möglichkeiten sichtbar und auf diese Art kann Betroffenen einer sonst schwer greifba-

ren Endkundengruppe noch besser geholfen werden. Gemeinsam mit den sozialen Institutionen wird so das Ziel erreicht, die E-Control als die Servicestelle für Strom- und Gaskun-

dinnen und -kunden bekannt zu machen und die Menschen durch Information so weit zu stärken, dass sie aktiv am Energiemarkt teilnehmen können.

Messen

Die Messen sind für die E-Control ein wichtiges Instrument zur Information der Konsumentinnen und Konsumenten. Deshalb waren die Expertinnen und Experten der E-Control auch im Jahr 2019 auf verschiedenen energiespezifischen Messen in Österreich beratend tätig. Insgesamt war die E-Control im Jahr 2019 auf sieben verschiedenen Messen mit einem eigenen Stand vertreten. Dabei wurden mehr als 800 Einzelberatungen durchgeführt. Häufige Themen waren Fragen zum Lieferantenwechsel, Einsparmöglichkei-

ten bei Energie und Anfragen zu Ökoenergie. Zudem wurden etliche Tarifikalkulatorabfragen gemacht. Auch der GewinnInfoDay, eine Messe- und Kongressveranstaltung für Schüler ab 16 Jahren, stand im Jahr 2019 wieder auf der Agenda der E-Control, und zwar diesmal nicht nur in Wien, sondern erstmals auch in Linz. In Summe wurden die beiden Tage von etwa 7.000 Schülerinnen und Schülern besucht. Dort wurden nicht nur zahlreiche Fragen der Schüler beantwortet, sondern direkt am Stand auch Vorträge abgehalten.

Öffentlichkeitsarbeit

Die E-Control hat im liberalisierten Strom- und Gasmarkt nicht nur regulatorische Aufgaben, sondern auch eine Informations- und Servicefunktion. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control 2019 wieder eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel ist unter anderem, die Konsumentinnen und Konsumenten über ihre Möglichkeiten im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren. Nur informierte Konsumentinnen und Konsumenten können ihre Rechte

im liberalisierten Strom- und Gasmarkt wahrnehmen und aktiv an diesem teilhaben.

Die relevanten Informationen wurden in zahlreichen Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalisten sowie anderen zielgerichteten Medienaktivitäten transportiert. Zudem stehen Konsumentinnen und Konsumenten verschiedenste Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen (Flyer, Bro-

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

Die E-Control veranstaltete 2019 neuerlich Fachtagungen und Webinare für Branchenvertreter und Entscheidungsträger zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagun-

gen und Konferenzen waren zudem 2019 die Expertinnen und 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.

Die inhaltlichen Schwerpunkte in der Öffentlichkeitsarbeit wurden unter den Gesichtspunkten der Nachhaltigkeit, Leistbarkeit, Wirtschaftlichkeit sowie Versorgungssicherheit behandelt.

Informationsangebot im Internet

Unter www.e-control.at ist das Webportal weiterhin eine zentrale Informationsstelle für Kundinnen und Kunden. 2019 wurde das Portal aktualisiert, was IT-seitig etliche technische Anpassungen erforderte, und eine Migration sämtlicher online veröffentlichter Informationen und Medien notwendig machte. Dies konnte ohne Unterbrechungen des Online-Angebots erfolgen.

Insgesamt verzeichnete die Website im Jahr 2019 rund 900.000 Besuche, was etwa dem Vorjahreswert entspricht. Der Tarifikalkulator war dabei nach wie vor die wichtigste Online-Applikation auf der Website der E-Control. Die Besuchszahlen des Tarifikalkulators lagen 2019 mit gut 330.000 etwa 6% unter jenen des Vorjahres.

Auch die übrigen Online-Applikationen innerhalb des E-Control-Webportals wurden gegenüber dem Vorjahr etwas weniger häufig genutzt. So verbuchte der Gewerbe-Tarifikalkulator im Laufe des Jahres rund 15.000 Besuche (2018: 18.000), der KMU-Energiepreis-Check 1.650 (2018: 1.800) und der Energiespar-Check 9.800 (2018: 23.000). Besonders beim Energiespar-Check zeigt sich hier, dass selbst schon länger etablierte Serviceangebote ohne fortlaufende Bewerbung bzw. intensive Öffentlichkeitsarbeit auch wieder in Vergessenheit geraten.

LADESTELLENVERZEICHNIS

Im November 2019 wurde in einer gemeinsamen Pressekonferenz mit dem Nachhaltigkeits- und Verkehrsministerium das neue

Strom-Ladestellenverzeichnis der E-Control unter www.ladestellen.at öffentlich präsentiert. Nach intensiver Vorarbeit, die bereits 2016 mit ersten Branchenrunden eingeleitet worden war, verfügt Österreich damit nun als eines der ersten Länder in der EU über ein flächendeckendes, nationales Ladepunktregister. Betreiber von öffentlichen Ladepunkten sind gesetzlich zur Meldung mindestens der Standorte ihrer Ladestellen verpflichtet. Bereits zum Start des Verzeichnisses waren sämtliche Ladepunkte der großen Betreiberunternehmen registriert. Kleinere und

private Betreiber müssen fortlaufend durch anhaltende Öffentlichkeitsarbeit über ihre Meldeverpflichtung informiert werden.

Mit Stand 31. Dezember 2019 waren 32 Betreiber registriert, die in Summe rund 2.200 Ladestellen mit rund 5.200 Ladepunkten gemeldet hatten. Zwischen der Präsentation im November und dem Jahresende wurden auf www.ladestellen.at knapp 14.000 Besuche registriert.

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. Ebenfalls seit einigen Jahren hat die E-Control einen eigenen Kanal auf der Videoplattform YouTube.

Die Zahl der per „Gefällt mir“ mit E-Control verbundenen Facebook-Fans hat sich erneut von rund 20.000 auf knapp 22.000 erhöht. Noch deutlicher konnte die Reichweite gesteigert werden. Monatlich kommen im Schnitt rund 170.000 Personen mit Informationen der E-Control in Kontakt (2018: 100.000/Monat). Dabei kommt es durchschnittlich pro Monat zu rund 1.200 Interaktionen direkt mit den Verbraucherinnen und Verbrauchern.

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Pressemitteilungen, sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskünfte über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Im Durchschnitt werden pro Woche zwei bis drei Nachrichten verbreitet. 1.350 „Follower“ nutzten mit Jahresende den E-Control-Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle; vorwiegend sind dies branchenverwandte Nutzerinnen und Nutzer, Medien und engagierte Privatpersonen. Besonders für die Bereitschaft einer effektiven Informationsverbreitung im Krisenfall sind die Vernetzung vor allem auf Twitter sowie die Beobachtung und die Analyse des allgemeinen Twitter-Aufkommens heutzutage ausgesprochen wichtig.

Auf dem 2018 neu aufgebauten Video-Kanal auf YouTube stellt die E-Control eine erfolgreiche Serie von zweiminütigen Erklärfilmen zu verschiedenen 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 2019 knapp 400.000-mal Videos der E-Control auf YouTube aufgerufen. In Summe ergibt sich so eine Dauer von über 20.000 Stunden Wiedergabe von Videomaterial.

Die Erklärfilme, von denen 2019 vier neue zu den Themen Strompreise und Smart Meter produziert wurden, erweisen sich zunehmend als besonders beliebtes und effektives Medium, um gezielt Wissen zu ausgewählten Themen zu transportieren. Eingesetzt wurden diese Clips nicht nur auf YouTube, sondern auch auf Facebook, auf der eigenen Website sowie bei Messen und Veranstaltungen. Über alle Kanäle hinweg addierten sich die Aufrufe des bislang meistbeachteten Videos zum Thema Smart Meter Ende 2019 auf über 1 Million.

Schlichtungsstelle der E-Control

Im Berichtsjahr bearbeitete die Schlichtungsstelle im Rahmen ihrer Auskunft- und Schlichtungstätigkeit rund 2.400 Anliegen von Strom- und Gaskundinnen und -kunden. Dabei wurden 350 Schlichtungsverfahren geführt. Die weiteren Anfragen und Beschwerden konnten durch schriftliche bzw. telefonische Beantwortung geklärt werden. Ein Überblick über die prozentuelle Verteilung der Anfragegründe zeigt Nachverrechnungen und Unklarheiten bei der Strom- und Gasabrechnung, Zahlungsschwierigkeiten sowie Probleme bei An- und Abmeldungen als die häufigsten Themenkreise. Auffallend hoch war zu Jahresbeginn noch die Anzahl der Beschwerden zu ungewollten Vertragsabschlüssen (Keiler bei Einkaufszentren bzw. bei Haustürgeschäften sowie tele-

fonische Kundenwerbung) und die damit im Zusammenhang stehenden Probleme bei der Rückabwicklung bereits durchgeführter Wechsel über die Wechselplattform. Im Laufe des Berichtsjahres nahm diese Problematik deutlich ab. Weiterhin erhält die Schlichtungsstelle zahlreiche Beschwerden zur mangelnden kommerziellen Qualität der Strom- und Gasunternehmen (Pünktlichkeit der Rechnungslegung, telefonische Erreichbarkeit, lange Bearbeitungszeiten auf Anfragen und Beschwerden etc.). Etwas weniger Eingaben als im Vorjahr gab es zum Themenkomplex Lieferantenwechsel. Detaillierte Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle im Jahr 2019 werden in einem eigenen Bericht im März 2020 veröffentlicht.

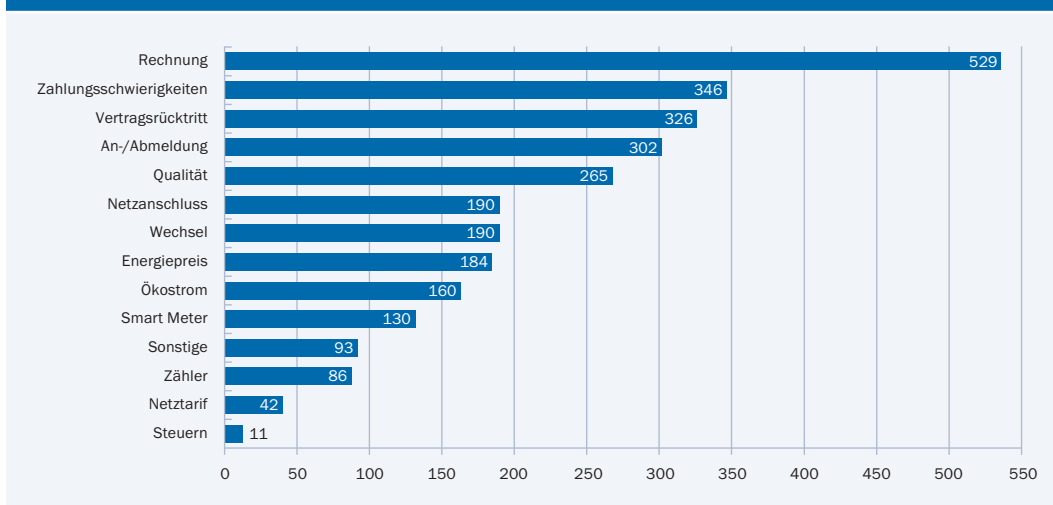
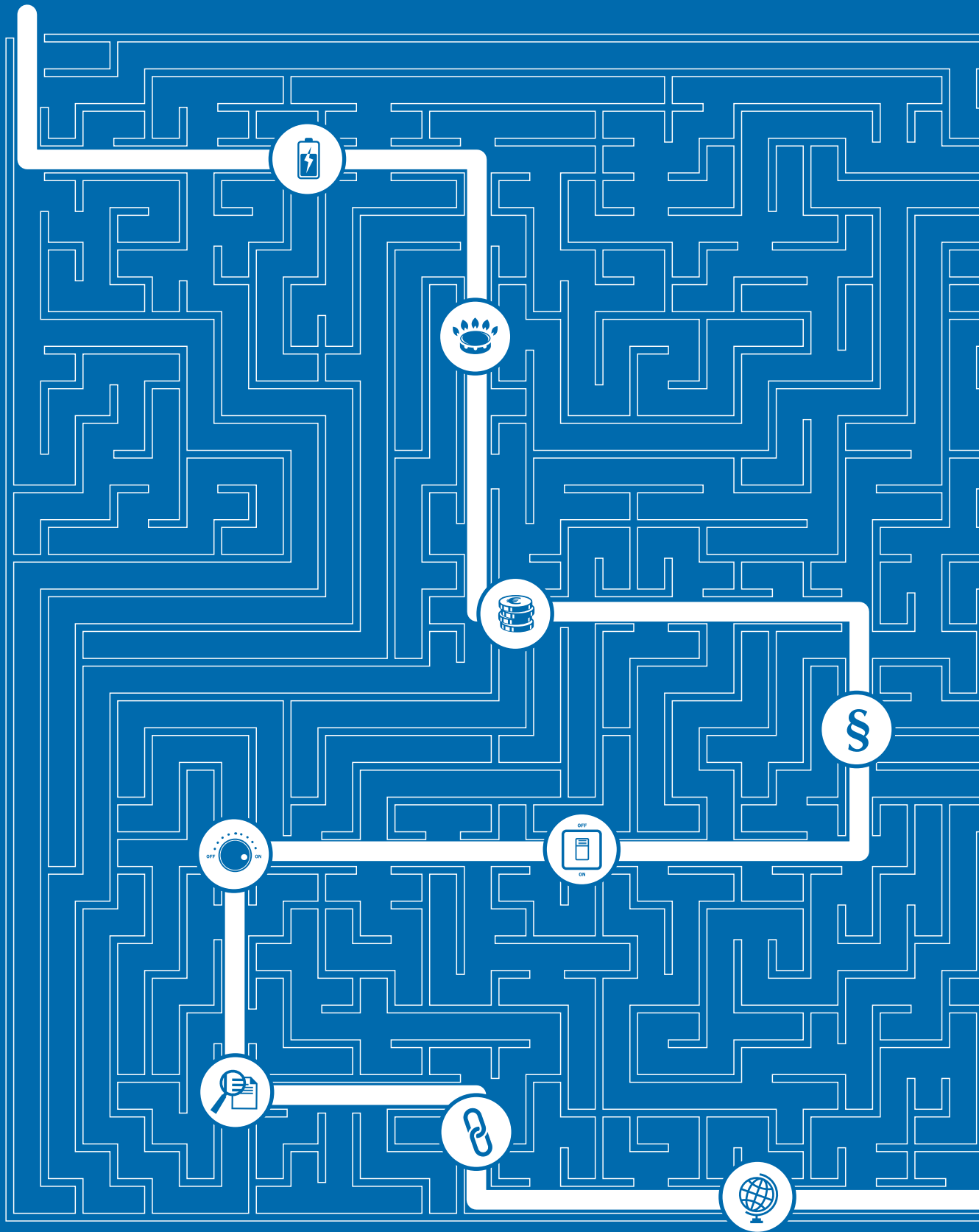
ANFRAGEGRÜNDE ANFRAGEN UND VERFAHREN 2019 IN ABSOLUTEN ZAHLEN

Abbildung 56
Anfragegründe Anfragen
und Verfahren 2019
in absoluten Zahlen

Quelle: E-Control



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





STROMRECHNUNGEN DER ZUKUNFT

Schon seit Beginn der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte war die Forderung nach transparenten und leicht verständlichen Jahresabrechnungen ein wichtiges Thema, und tatsächlich hat es in diesem Bereich wichtige Fortschritte im Laufe der Jahre gegeben. Dennoch stellt die Vielzahl an gesetzlich vorgesehenen Rechnungsdetails eine Herausforderung für viele Kundinnen und Kunden dar.

Durch das Clean Energy Package kommen nun neue Mindestanforderungen an die Stromrechnung, die der Gesetzgeber umzusetzen hat. Die Bestimmungen sind umfassend und reichen von inhaltlichen Vorgaben bis zur Häufigkeit, wie oft die genannten Details zur Verfügung zu stellen sind.

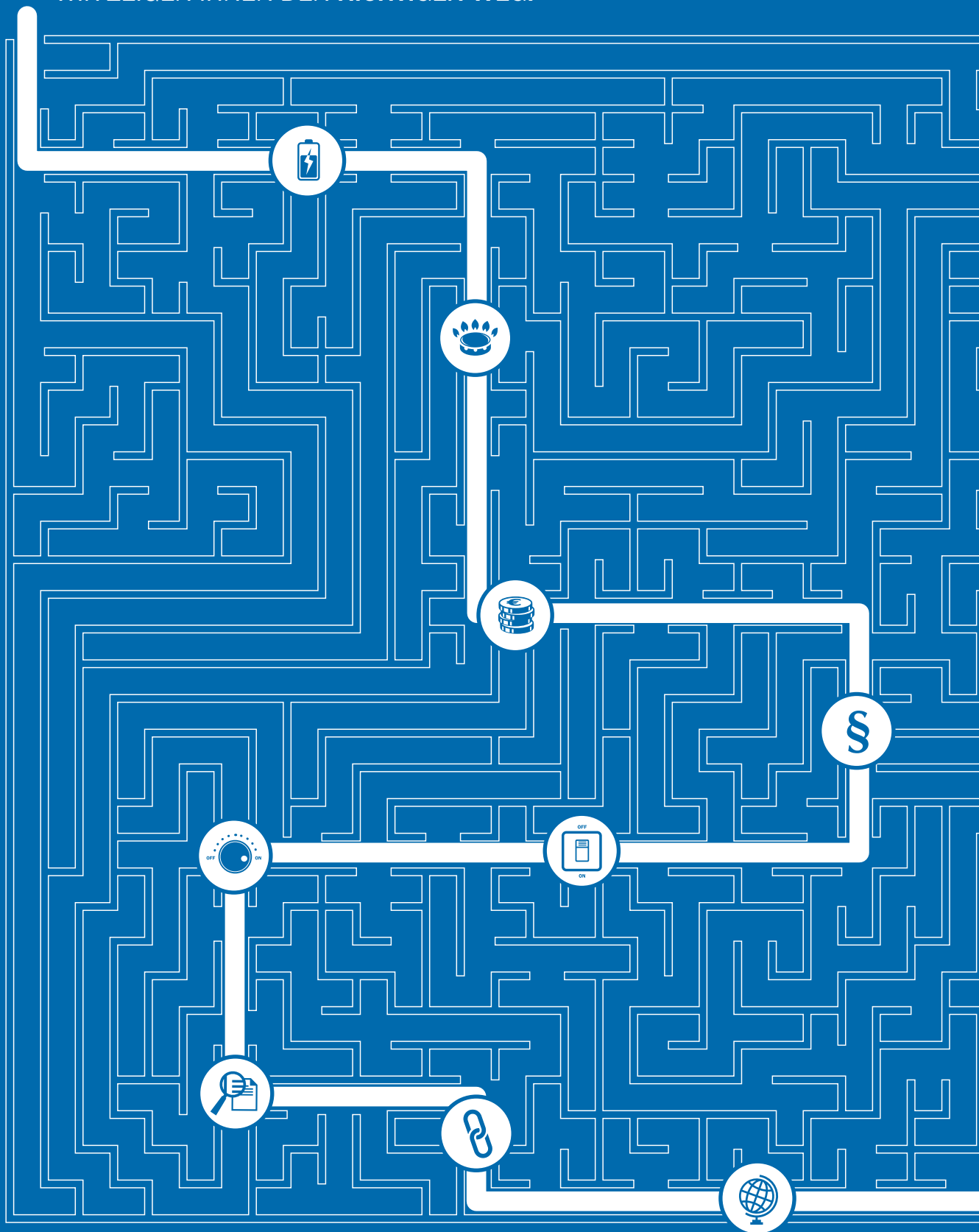
Da der neue europäische Rechtsrahmen in diesem Punkt einige Fragen aufwirft und durchaus Interpretationsspielraum lässt, wurde dies zum Anlass genommen, die derzeitigen gesetzlichen Vorgaben kritisch zu hinterfragen, auf Kompatibilität mit den Re-

gelungen des Clean Energy Packages hin zu prüfen und mögliche Umsetzungsvarianten auf ihre Zukunftstauglichkeit hin zu testen.

Neben der internen Expertise der E-Control flossen Ergebnisse aus einer Erhebung durch ein Marktforschungsinstitut ein, ebenso wie Diskussionen mit diversen relevanten Stakeholdern. Wichtiges Ergebnis des Projektes ist, dass die wesentlichen Informationen wie insbesondere der Verbrauch und die damit zusammenhängenden Kosten in einfach verständlicher Form und deutlich öfter als bisher den Kundinnen und Kunden zur Verfügung gestellt werden sollten. Viele der derzeit gesetzlich vorgesehenen Details könnten auf anderem Wege, beispielsweise über ein Webportal, jederzeit abrufbar sein. Wichtig für die Umsetzung der europäischen Vorgaben wird sein, dass die divergierenden Kundenbedürfnisse Berücksichtigung finden, gleichzeitig aber die Notwendigkeit einer größeren Kundenawareness bezüglich Energie und Verbrauch unabdingbar ist, um die Herausforderungen der Zukunft meistern zu können.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!



STATISTISCHE ERHEBUNGEN



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 sogenannten kleinen Ökostromnovelle von der Regulierungsbehörde wieder

zu dem für Energie zuständigen Ministerium zurückging.

Die erhobenen Daten werden in Form standardisierter Auswertungen auf den Internetseiten der E-Control publiziert, wobei es monatliche, halbjährliche und jährliche Publikationen gibt. Einmal jährlich wird auch ein Statistikbericht als Broschüre herausgegeben.

Eurostat-Preiserhebungen

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

werden die Anteile der einzelnen Größenklassen an der jeweiligen Endkundenkategorie übermittelt. Zur Erfüllung der Meldepflicht werden die entsprechenden Preiskomponenten halbjährlich bei Lieferanten und Netzbetreibern erhoben.

Zahl der Meldepflichtigen und Meldungen

Die E-Control erhebt Daten für die unterschiedlichen Anwendungsgebiete Statistik, Monitoring und Energielenkung. Eine Unterscheidung des Datenvolumens nach diesen Anwendungsgebieten ist insofern schwierig, als Daten für mehrere Zwecke notwendig und damit definiert sind, allerdings nur ein-

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

GAS				
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen	Stundenwerte	Tageswerte	Monats-/Halbjahreswerte	Jahreswerte
Netzbetreiber	21	-	22	22
BKO	2	-	-	-
Produzenten und Speicherunternehmen bzw. Speicherbetreiber	-	5	5	10
Versorger / Einspeiser	-	-	127	127
Großabnehmer	(12 NB)	-	-	54
Anzahl Zeitreihen	5.600	230	2.300/3.900	13.900

Abbildung 57
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Gas

Quelle: E-Control

STROM				
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen	¼-Stundenwerte	Tageswerte	Monats-/Halbjahreswerte	Jahreswerte
Netzbetreiber	25	-	122	125
BKO	1	-	-	-
Erzeuger	-	12	61	422
Lieferanten	-	-	180	175
Großverbraucher	-	-	-	697
Anzahl Zeitreihen	5.300	250	4.250/11.550	58.700

Abbildung 58
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Elektrizität

Quelle: E-Control

Erinnernde Kontakte

Im Jahr 2019 gab es folgende „erinnernde“ Kontakte zu Meldepflichtigen im Bereich Statistik, Energielenkung und Monitoring.

GAS				
Anzahl der Erinnerungen/ Mahnungen/RSB-Schreiben	Erinnerungen (E-Mail)	Mahnungen 1.+2. (E-Mail)	RSB-Schreiben	Meldepflichtige Unternehmen
tägliche, wöchentliche, monatliche Meldungen	152	48	-	82
halbjährliche Meldungen	59	31	3	148
Jahresmeldungen	35	19	1	100

Abbildung 59
Anzahl der erinnernden
Kontakte aus dem Bereich
Gas

Quelle: E-Control

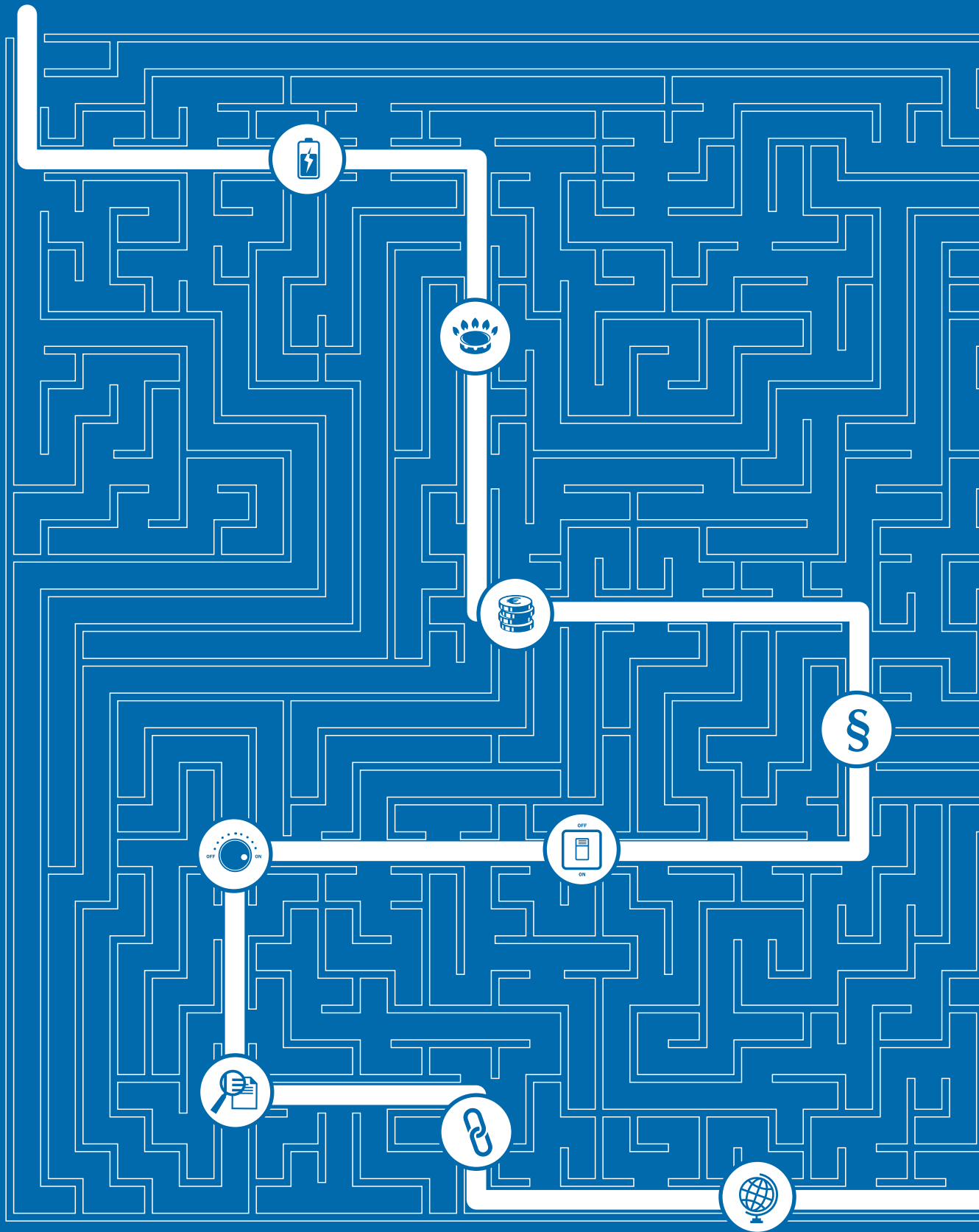
STROM				
Anzahl der Erinnerungen/ Mahnungen/RSB-Schreiben	Erinnerungen (E-Mail)	Mahnungen 1.+2. (E-Mail)	RSB-Schreiben	Meldepflichtige Unternehmen
tägliche, wöchentliche, monatliche Meldungen	442	133	-	101
halbjährliche Meldungen	213	142	7	218
Jahresmeldungen	670	408	2	1.532

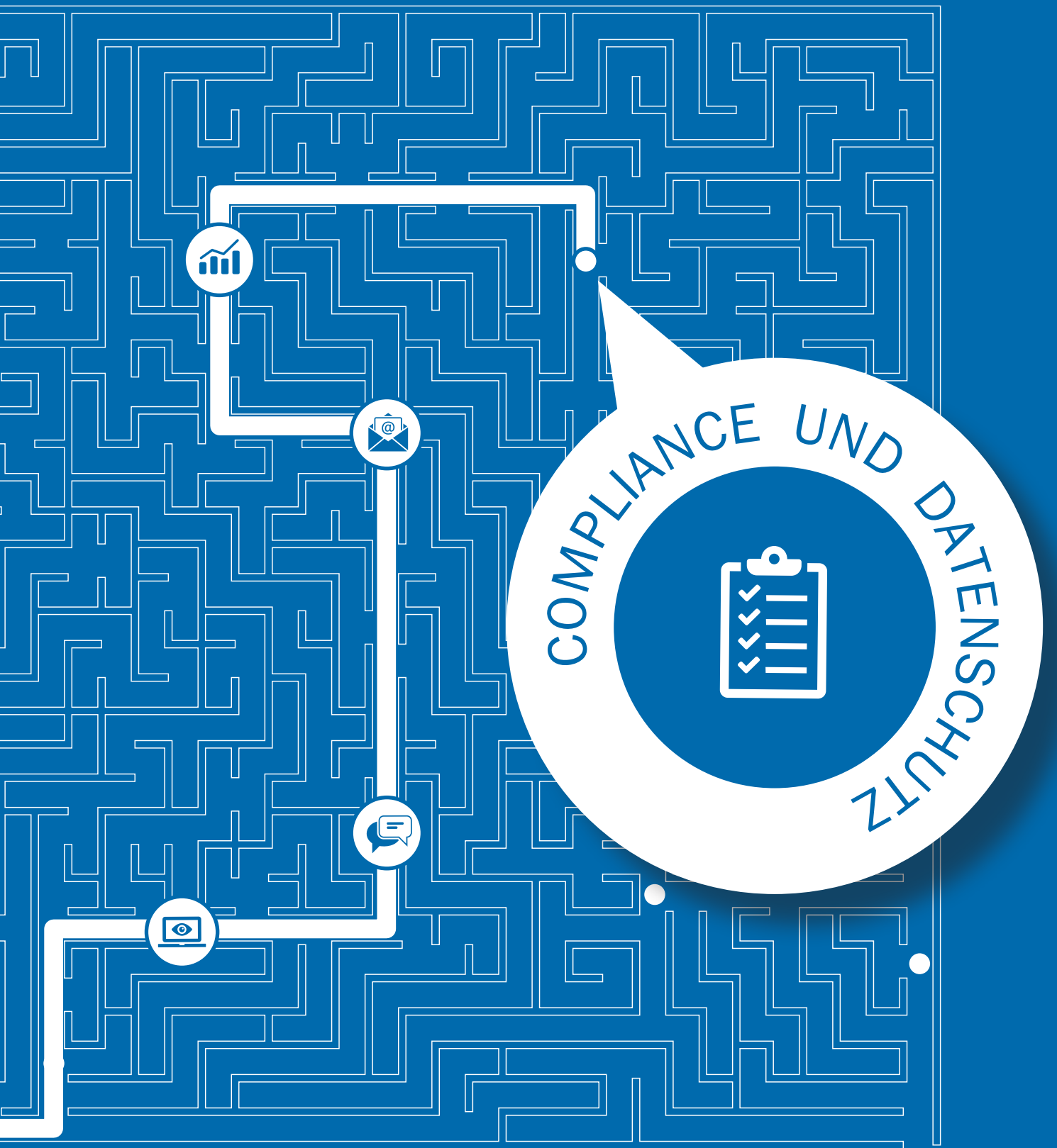
Abbildung 60
Anzahl der erinnernden
Kontakte aus dem Bereich
Elektrizität

Quelle: E-Control



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

Der Vorstand, die Regulierungskommission und der Aufsichtsrat als gesetzliche Organe von E-Control bekennen sich zu den Grundsätzen des Public Corporate Governance Kodex des Bundes 2017 (B-PCGK 2017). Bereits mit Abschluss des Geschäftsjahres 2018 wurden die auf die E-Control anwendbaren Vorgaben des B-PCGK 2017 erfüllt.

Neben der Anpassung der Geschäftsordnungen des Vorstandes und des Aufsichtsrates der E-Control, der Erlassung einer Compliance-Richtlinie, der jährlichen Erstellung eines Corporate-Governance-Berichts, der Umfassenden Schulung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control, wie auch der andauernden internen Beratung in allen Compliance-relevanten Fragestellungen durch den Compliance Officer, wurden weitere Schritte zur Vertiefung und andauernden Verbesserung des bereits implementierten Compliance-Systems der E-Control unternommen. Dazu wurde der Compliance Officer der E-Control mit Absolvierung der Grundausbildung durch das Bundesamt für Korruptionsbekämpfung (BAK) Teil des Integritätsbeauftragtennetzwerks des BAK und

wird die fortlaufende Verbesserung des bei der E-Control implementierten Compliance-Systems fortführen.

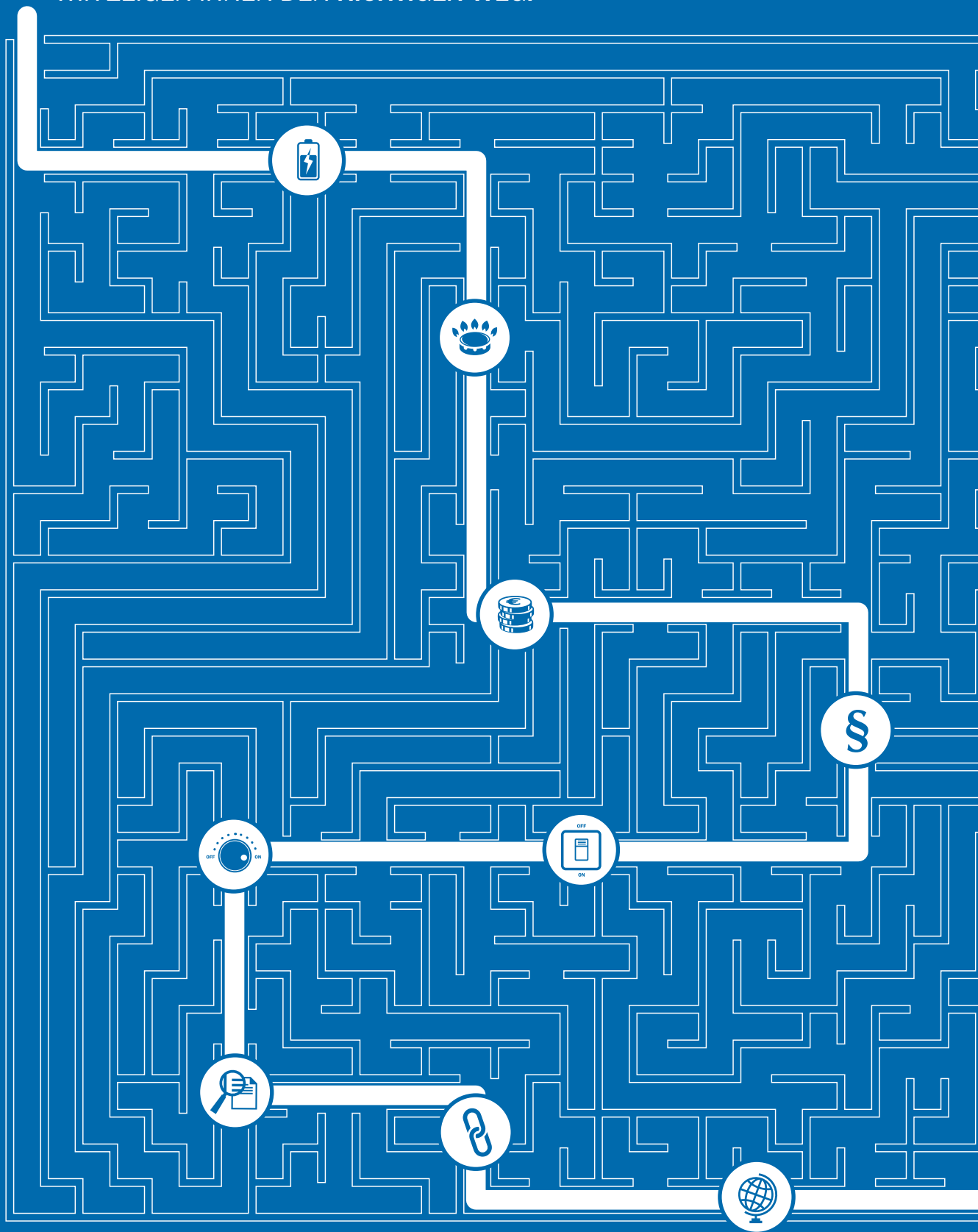
Informationen bzw. Daten sind die Grundlage der Aufgaben und Tätigkeiten der E-Control und müssen adäquat geschützt werden. Dieser Schutz wird durch die Beachtung der drei wesentlichen Aspekte der Informationssicherheit verwirklicht:

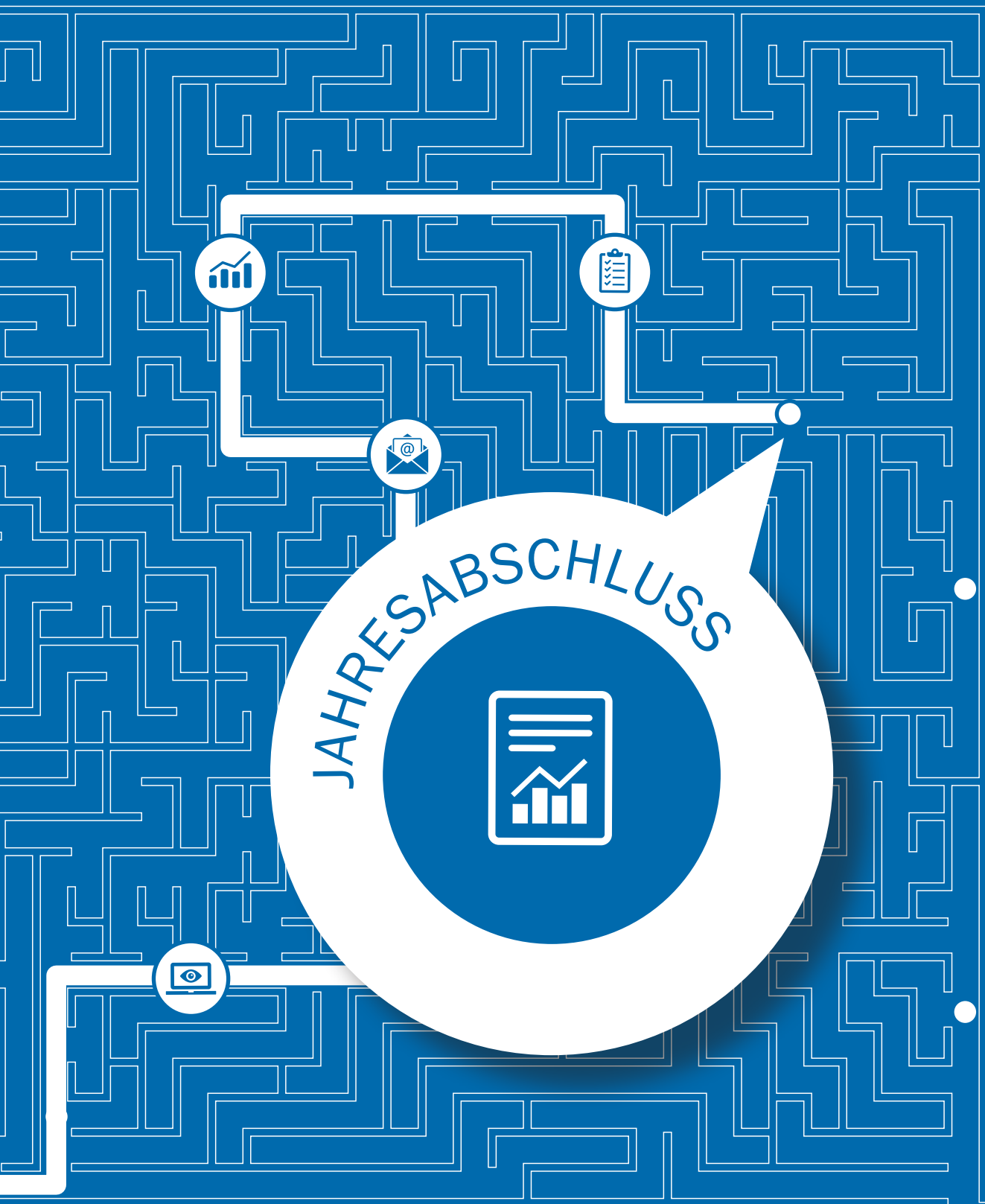
- > Vertraulichkeit: Schutz von Informationen vor unberechtigtem Zugriff
- > Integrität: Informationen in korrekter und vollständiger Form
- > Verfügbarkeit: Bereithaltung von Informationen am richtigen Ort und zum richtigen Zeitpunkt

Um die Informationssicherheit sowie die Umsetzung der Datenschutzgrundverordnung im angemessenen Ausmaß zu gewährleisten, wurde von der E-Control ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) nach der Norm ISO 27001 für das gesamte Unternehmen eingeführt und mit Ende des Jahres erfolgreich zertifiziert.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





JAHRESABSCHLUSS DER E-CONTROL

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2019

Aktiva	Stand am 31.12.2019 €	Stand am 31.12.2018 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	434.961,14	799.012,90
II. Sachanlagen	800.407,64	1.012.666,41
	1.235.368,78	1.811.679,31
B. Umlaufvermögen:		
I. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	464,45	7.864,45
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €) (davon aus Steuern: TS 108 €, Vorjahr: TS 97 €)	125.440,21	104.199,70
II. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	8.115.536,10	8.681.031,14
	8.241.440,76	8.793.095,29
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	411.393,43	533.894,51
SUMME Aktiva:	9.888.202,97	11.138.669,11
Treuhandvermögen – EU-Twinning:	802.895,72	0,00

Passiva	Stand am 31.12.2019 €	Stand am 31.12.2018 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Gewinnrücklagen		
a. nach § 33 E-ControlG	609.585,81	621.566,61
b. freie	191.132,51	191.132,51
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 32 €, Vorjahr: TS 28 €)	36.000,00	32.000,00
	871.718,32	879.699,12
B. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	634.902,47	448.601,00
2. Sonstige Rückstellungen	1.878.701,54	1.600.399,18
	2.513.604,01	2.049.000,18
C. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 1.075 €, Vorjahr: TS 1.110 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	1.074.775,98	1.110.337,40
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 2.170 €, Vorjahr: TS 4.121 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 2.409 €, Vorjahr: TS 1.831 €) (davon aus Steuern: TS 1 €, Vorjahr: TS 1 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 224 €, Vorjahr: TS 227 €)	4.579.143,50	5.951.392,27
	5.653.919,48	7.061.729,67
Restlaufzeit von bis zu einem Jahr TS 3.245 €, Vorjahr: TS 5.231 € Restlaufzeit von mehr als einem Jahr TS 2.409 €, Vorjahr: TS 1.831 €		
D. Rechnungsabgrenzungsposten:	848.961,16	1.148.240,14
SUMME Passiva:	9.888.202,97	11.138.669,11
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning:	802.895,72	0,00

GEWINN-UND-VERLUST-RECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2019		
	31.12.2019	31.12.2018
	€	€
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	19.816.262,12	19.808.431,46
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	482.706,93	515.095,73
c) sonstige	112.118,62	638.789,17
2. Sonstige betriebliche Erträge	48.637,90	27.853,06
3. Personalaufwand	-11.485.027,37	-11.629.644,03
4. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-1.106.480,10	-1.593.679,53
5. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Steuern, soweit sie nicht unter Z 11 fallen TS 1 €, Vorjahr TS 2 €)	-7.876.752,76	-7.812.810,30
6. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 5 (Betriebserfolg)	-8.534,66	-45.964,44
7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	739,89	791,21
8. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1,03	-82,27
9. Zwischensumme aus Z 7 bis Z 9 (Finanzerfolg)	738,86	708,94
10. Ergebnis vor Steuern	-7.795,80	-45.255,50
11. Steuern vom Einkommen	-185,00	-197,82
12. Ergebnis nach Steuern	-7.980,80	-45.453,32
13. Auflösung von Gewinnrücklagen	11.980,80	49.453,32
14. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
15. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	32.000,00	28.000,00
16. Bilanzgewinn	36.000,00	32.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2019

Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

Der vorliegende Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des UGB in der geltenden Fassung und den sondergesetzlichen rechnungslegungsbezogenen Vorschriften des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) aufgestellt worden.

Im Interesse einer klaren Darstellung wurden in der Bilanz und der Gewinn-und-Verlust-Rechnung einzelne Posten zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen.

Soweit es zur Vermittlung eines möglichst getreuen Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage erforderlich ist, wurden im Anhang zusätzliche Angaben gemacht.

Soweit die Bestimmung eines Wertes nur auf Basis von Schätzungen möglich ist, beruhen diese auf einer umsichtigen Beurteilung.

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Der Jahresabschluss wurde unter Beachtung der Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung sowie der Generalnorm, ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Unternehmens zu vermitteln, aufgestellt.

Bei der Erstellung des Jahresabschlusses wurde der Grundsatz der Vollständigkeit eingehalten.

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

Bei den Vermögensgegenständen und Schulden wurde der Grundsatz der Einzelbewertung angewandt.

Dem Vorsichtsgrundsatz wurde Rechnung getragen, indem insbesondere nur die am Ab-

schlussstichtag verwirklichten Gewinne ausgewiesen werden.

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2019 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

Immaterielle Vermögensgegenstände werden, soweit gegen Entgelt erworben, zu Anschaffungskosten aktiviert und über längstens drei bis fünf Jahre abgeschrieben. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear.

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten bewertet, die um planmäßige

Abschreibungen vermindert werden. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear. Die Nutzungsdauern belaufen sich auf drei bis fünf Jahre. Bei der Ermittlung der Herstellkosten werden keine direkt zurechenbaren Fremdkapitalzinsen einbezogen.

Für die Aktivierung und damit Berechnung der Abschreibung der immateriellen Anlagegüter und Sachanlagen ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme maßgeblich. Liegt die Inbetriebnahme im ersten Halbjahr, werden immaterielle Anlagegüter und Sachanlagen mit einem vollen Jahresbetrag abgeschrieben. Im Fall der Inbetriebnahme im zweiten Halbjahr erfolgt die Abschreibung der immateriellen Anlagegüter und Sachanlagen mit dem halben Jahresbetrag.

Gegen Entgelt erworbene geringwertige Vermögensgegenstände werden im Sinne des § 13 EStG sofort im Jahr der Anschaffung abgeschrieben.

Forderungen werden mit ihrem Nennwert angesetzt. Fremdwährungsforderungen werden mit ihrem Entstehungskurs oder mit dem niedrigeren Devisenkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten versicherungsmathematischen Grundsätzen nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Method) auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 1,97% (Vorjahr 2,33%) (Durchschnittszinssatz der letzten 7 Jahre), einer

erwarteten künftigen Gehaltssteigerung von 2,50% (Vorjahr 2,00%) und des gesetzlichen Pensionsantrittsalters (gemäß Pensionsreform 2004 – Budgetbegleitgesetz 2003) ermittelt. Ein Fluktuationsabschlag wird nicht berücksichtigt. Der Berechnung wurden die AVÖ (Aktuarvereinigung Österreichs) 2018-P – Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung – Pagler & Pagler zugrundegelegt.

Bei der Bemessung der übrigen sonstigen Rückstellungen werden unter Beachtung des Vorsichtsprinzips alle zum Zeitpunkt der Bilanzerstellung erkennbaren Risiken, drohende Verluste oder dem Grunde nach ungewisse Verbindlichkeiten mit jenen Werten angesetzt, die nach bestmöglicher Schätzung zur Erfüllung der Verpflichtung aufgewendet werden müssen. Sämtliche übrigen sonstigen Rückstellungen haben eine Restlaufzeit von weniger als 12 Monaten – eine Abzinsung wird daher nicht vorgenommen.

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Fremdwährungsverbindlichkeiten werden mit ihrem Entstehungskurs oder mit dem höheren Devisenbriefkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

Aufgrund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstellung der wirtschaftlichen Verhältnisse die Position Sondervermögen sowohl in der Bilanz als auch in der Gewinn-und-Verlust-Rechnung (zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) gesondert ausgewiesen.

Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens und die Aufgliederung der kumulierten Abschreibungen nach einzelnen Posten im Berichtszeitraum ist im Anlagenspiegel angeführt (vergleiche Anlage 1 zum Anhang). Die Zugänge des Geschäftsjahres im Anlagevermögen betreffen im Wesentlichen EDV-Soft- und -Hardware sowie Investitionen in die Büroinfrastruktur der E-Control (bauliche Investitionen).

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt 967 T€ für das Geschäftsjahr 2019 (Vorjahr 961 T€). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten fünf Jahre betragen 4.837 T€ (Vorjahr 4.803 T€).

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

Die Restlaufzeit der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen beträgt weniger als 12 Monate.

In den sonstigen Forderungen und Vermögensgegenständen sind keine Beträge mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr enthalten. Die Restlaufzeit der übrigen Forderungen beträgt weniger als 12 Monate.

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von 9 T€ (Vorjahr 0 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

TREUHANDVERMÖGEN – EU TWINNING

Twinning-Projekte (Verwaltungspartnerschaften) sind eine Initiative der Europäischen

Kommission und wurden im Jahr 1998 ins Leben gerufen. Es handelt sich dabei um von der Europäischen Kommission finanzierte zeitlich befristete Partnerschaftsprojekte.

Sie basieren auf genau definierten Leitlinien für den gesamten Projektablauf und werden nach Projektabschluss von der Europäischen Kommission einer eingehenden Prüfung unterzogen.

Bei dem unter der Bilanz der E-Control ausgewiesenen Treuhandvermögen handelt es sich um Projektgelder der Europäischen Kommission zur Abwicklung von Twinning-Projekten, in welchen die E-Control sowohl als Projektpartner als auch als finanzielle Abwicklungsstelle für die beteiligten Projektpartner agiert.

Bereits Ende des Geschäftsjahres 2018 erhielt die E-Control von Seiten der Europäischen Kommission neuerlich den Zuschlag, als Projektpartner und finanzielle Abwicklungsstelle für zwei Twinning-Projekte (Georgien und Ukraine) zu agieren.

Die Projektstätigkeit im Rahmen dieser beiden Twinning-Projekte konnte noch im ersten Quartal 2019 von der E-Control (Georgien im Februar – Ukraine im März) aufgenommen werden. Der planmäßige Abschluss sowie die in den Twinning-Verträgen vertraglich vorgesehene abschließende finanzielle Prüfung beider Twinning-Projekte ist für das Geschäftsjahr 2020 vorgesehen.

Das Treuhandvermögen – EU Twinning setzt sich zum Stichtag wie folgt zusammen:

	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Projektkonto Twinning-Georgien III	331.462,80	0,00
Projektkonto Twinning-Ukraine	471.432,92	0,00
	802.895,72	0,00

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Der im Posten „Sonstige Rückstellungen“

ausgewiesene Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	65.000,00	75.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	422.802,00	258.153,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	616.078,21	478.143,84
Prämien Mitarbeiter	546.997,33	572.208,34
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	27.900,00	30.450,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	199.924,00	186.444,00
	1.878.701,54	1.600.399,18

Zur Ermittlung der Rückstellung für noch nicht konsumierte Urlaube wurde im Berichtsjahr ein Divisor von 19 herangezogen. Die Auswirkung der Änderung zum im Vorjahr verwendeten Divisor von 22 beträgt rund 84 T€ und ist im Posten „Gehälter“ enthalten.

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von 225 T€ (Vorjahr 228 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Im Juli 2017 wurde der Restbetrag des von der E-Control bisher verwalteten gesetzlichen Sondervermögens entsprechend der Bestimmungen des „Kleinen Ökostrom-No-

vellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017) in eine „Erhaltene Anzahlung“ in Höhe von 2.072 T€ umgewidmet.

Im November 2019 wurde die „Erhaltene Anzahlung“, resultierend aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens, um weitere 0,76 Mio. € erhöht. Dieser Betrag resultiert aus der Tatsache, dass ein zur Einhebung dieser gesetzlich für Förderzwecke einzuhebenden Sondermittel verpflichteter Netzbetreiber diese Fördermittel zwar von seinen Netzkunden eingehoben, diese aber nicht unmittelbar an die E-Control abgeführt hat.

Die sich so auf Seiten dieses Netzbetreibers ergebende Mehreinhebung an „Kraft-Wär-

me-Kopplungszuschlägen“ sowie „Stranded Costs-Beiträgen“ wurde nun, in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, entsprechend den Bestimmungen des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017), der E-Control übertragen und dem Restbetrag aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens zugeführt.

Die „Erhaltene Anzahlung“ dient zur Verrechnung der von der Republik Österreich gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG an die E-Control in Folgejahren zu leistenden Beiträge im Rahmen der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der E-Control zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Die konkret von der E-Control zu erfüllenden Aufgaben werden jährlich zwischen der Republik Österreich und der E-Control abgestimmt und zur Verrechnung gebracht.

Im Jahr 2019 wurden 152 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 197 T€) an Aufwendungen für zusätzliche Aufgaben (Vollziehung der Bestimmungen des Preistransparenzgesetzes) im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG von der E-Control zur Verrechnung gebracht und mit der „Erhaltenen Anzahlung“ verrechnet.

Sämtliche Verbindlichkeiten haben eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr. Ausgenommen davon ist die Verbindlichkeit, resultierend aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens in Folge der Umsetzung des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr 108/2017), in eine „Erhaltene Anzahlung“ für Aufwendungen im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG in Höhe von rd. 2.409 T€ (Vorjahr 1.831 T€) mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr.

PASSIVE RECHNUNGS- ABGRENZUNGSPOSTEN

Das Stammkapital sowie der Bilanzgewinn der Energie-Control GmbH in Höhe von ursprünglich insgesamt rd. 3.707 T€ wurden im Rahmen der Umwandlung in eine Anstalt öffentlichen Rechts mit Wirkung 2. März 2011 von Seiten der Republik Österreich in eine nicht rückforderbare „Vorauszahlung“ umgewidmet.

Diese als passive Rechnungsabgrenzung ausgewiesene „Vorauszahlung“ dient der E-Control (als Rechtsnachfolgerin der Energie-Control GmbH) seit dem Jahr 2012 zur Verrechnung der nach § 5 Abs. 4 E-ControlG von der E-Control im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllenden Aufgaben, die die Republik Österreich der E-Control gemäß § 32 Abs. 6 E-ControlG abzugelten hat.

Die konkret von der E-Control zu erfüllenden Aufgaben werden jährlich zwischen der Republik Österreich und der E-Control abgestimmt und mit den passiven Rechnungsabgrenzungsposten zur Verrechnung gebracht.

Im Jahr 2019 wurden 330 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 318 T€) an Aufwendungen für Aufgaben im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG von der E-Control zur Verrechnung gebracht und mit dieser „Vorauszahlung“ verrechnet.

VERPFLICHTUNGEN AUS TREUHANDVERMÖGEN – EU TWINNING

Da es sich bei dem aktivseitig unter der Bilanz ausgewiesenen Bilanzposten „Treuhandvermögen – EU Twinning“ um Gelder handelt, über welche die E-Control nur rechtlich, nicht jedoch wirtschaftlich verfügt, wurden Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU Twinning in gleicher Höhe eingestellt.

Erläuterungen zur Gewinn-und-Verlust-Rechnung

Die Gewinn-und-Verlust-Rechnung ist in Staffelform nach dem Gesamkostenverfahren aufgestellt.

UMSATZERLÖSE

A) AUS REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Erlöse Strommarktregulierung	15.065.073,12	16.408.965,33
Erlöse Gasmarktregulierung	6.688.646,48	7.286.282,08
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-1.937.457,48	-3.886.815,95
	19.816.262,12	19.808.431,46

B) AUS NICHT-REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Erlöse aus nicht-regulatorischer Tätigkeit	482.706,93	515.095,73

C) SONSTIGE UMSATZERLÖSE (ÜBRIGE)		
	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Vortrags- und Beratungstätigkeit Ausland	6.772,53	17.523,98
Vortrags- und Beratungstätigkeit Inland	10.401,98	1.864,80
Weiterverrechnung RECS, CEER	11.768,06	6.000,00
Weiterverrechnung REMIT, AIB	72.920,00	59.320,00
Weiterverrechnung Gas- und Stromtarifkalkulator	6.666,67	12.666,67
Weiterverrechnung Spritpreisrechner	0,00	4.500,00
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	0,00	536.913,72
Übrige (sonstige) Umsatzerlöse	3.589,38	0,00
	112.118,62	638.789,17

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE		
	31.12.2019	31.12.2018
	€	€
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	2.041,67	4.476,00
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	46.594,75	23.261,46
c) Sonstige Erträge (übrige)	1,48	115,60
	48.637,90	27.853,06

PERSONALAUFWAND		
	31.12.2019	31.12.2018
	€	€
a) Gehälter	8.750.042,19	8.911.509,76
Aufwendungen für Altersversorgung	507.038,17	498.107,02
Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	315.593,00	245.749,56
Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.824.803,98	1.878.662,61
Sonstige soziale Aufwendungen	87.550,03	95.615,08
b) Soziale Aufwendungen	2.734.985,18	2.718.134,27
	11.485.027,37	11.629.644,03

AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN		
	31.12.2019	31.12.2018
	€	€
Dotierung Abfertigungsrückstellung	98.650,10	81.234,00
Freiwillige Abfertigung	93.889,69	33.159,96
Mitarbeitervorsorgekasse	123.053,21	124.852,67
	315.593,00	245.749,56

**AUFWENDUNGEN FÜR GESETZLICH VORGESCHRIEBENE SOZIALABGABEN
SOWIE VOM ENTGELT ABHÄNGIGE ABGABEN UND PFLICHTBEITRÄGE**

	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Gesetzlicher Sozialaufwand (DG)	1.469.214,67	1.516.974,81
Beiträge zum Familienbeihilfen-Ausgleichsfonds einschließlich Zuschlag zum Dienstgeberbeitrag	344.955,31	350.471,80
U-Bahn-Steuer	10.634,00	11.216,00
	1.824.803,98	1.878.662,61

MITARBEITER

	zum 31. 12. 2019	durchschnittlich	zum 31. 12. 2018	durchschnittlich
Vorstand	2	2,0	2	2,0
Angestellte	112	114,8	115	118,4
	114	116,8	117	120,4

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	1.453,70	2.033,20
Übrige	7.875.299,06	7.810.777,10
	7.876.752,76	7.812.810,30

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

	31.12.2019 €	31.12.2018 €
Zinserträge	739,89	791,21
	739,89	791,21

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2019	31.12.2018
	€	€
Bank- und Darlehenszinsen	-1,03	-82,27
	-1,03	-82,27

Vorschlag zur Verwendung des Ergebnisses

Der in der Bilanz ausgewiesene Bilanzgewinn in Höhe von 36.000 € soll auf neue Rechnung vorgetragen werden.

Ereignisse von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

Es sind keine besonderen Ereignisse nach dem Schluss des Geschäftsjahres eingetreten.

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2019 wie folgt zusammen:

	31.12.2019	31.12.2018
	€	€
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	23.000	23.000
Andere Bestätigungsleistungen (Prüfung Public Corporate Governance Kodex)	3.000	3.000
Prüfungsnaher Dienstleistungen	900	0

Ergänzende Angaben

Eine Aufschlüsselung der Bezüge des Vorstands unterbleibt im Sinne des § 239 Abs. 1 Ziffer 3 und 4b UGB, da weniger als drei Personen betroffen sind.

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betragen im Geschäftsjahr 2019 insgesamt 9.945 € (Vorjahr 10 T€).

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand

DI Andreas Eigenbauer

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M

Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im Geschäftsjahr 2019 folgende Personen tätig:

Dr. Edith Hlawati

(Vorsitzende)

Mag. Dorothea Herzele

(Stellvertreterin der Vorsitzenden)

Mag. Christian Domany

Robert Strayhammer, MA

Vertreter des Betriebsrates:

Eva Lacher, MSc. (seit 16.12.2019)

Dr. Johannes Mrazek

Mag. Leo Kammerdiener (bis 16.12.2019)

Wien, am 31.01.2020

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M



DI Andreas Eigenbauer

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2019					
	Anschaffungs- und Herstellungskosten				
	1.1.2019 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €	31.12.2019 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	0,00	18.601,71
2. EDV-Software	9.145.561,85	239.245,40	0,00	0,00	9.384.807,25
3. Patentrechte und Lizenzen	4.528,00	580,00	0,00	0,00	5.108,00
	9.168.691,56	239.825,40	0,00	0,00	9.408.516,96
II. Sachanlagen:					
1. Einbauten in fremde Gebäude	916.035,97	40.091,31	0,00	141.780,84	814.346,44
2. Geschäftsausstattung	1.496.532,24	58.833,65	0,00	18.196,30	1.537.169,59
3. EDV-Hardware	3.344.222,97	157.409,21	0,00	441.106,13	3.060.526,05
4. Personenkraftwagen	129.328,75	0,00	0,00	0,00	129.328,75
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.145.863,56	34.117,30	0,00	156.981,00	1.022.999,86
	7.031.983,49	290.451,47	0,00	758.064,27	6.564.370,69
	16.200.675,05	530.276,87	0,00	758.064,27	15.972.887,65

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2019

	kumulierte Abschreibungen				Buchwerte	
	1.1.2019 €	Zugänge €	Abgänge €	31.12.2019 €	31.12.2018 €	31.12.2019 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:						
1. Strombezugsrecht	18.578,15	23,56	0,00	18.601,71	23,56	0,00
2. EDV-Software	8.350.143,71	603.342,80	0,00	8.953.486,51	795.418,14	431.320,74
3. Patentrechte und Lizenzen	956,80	510,80	0,00	1.467,60	3.571,20	3.640,40
	8.369.678,66	603.877,16	0,00	8.973.555,82	799.012,90	434.961,14
II. Sachanlagen:						
1. Einbauten in fremde Gebäude	775.044,74	12.093,78	141.780,84	645.357,68	140.991,23	168.988,76
2. Geschäftsausstattung	1.315.662,87	69.443,74	18.196,28	1.366.910,33	180.869,37	170.259,26
3. EDV-Hardware	2.709.292,78	354.615,93	440.998,85	2.622.909,86	634.930,19	437.616,19
4. Personenkraftwagen	73.453,13	32.332,19	0,00	105.785,32	55.875,62	23.543,43
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.145.863,56	34.117,30	156.981,00	1.022.999,86	0,00	0,00
	6.019.317,08	502.602,94	757.956,97	5.763.963,05	1.012.666,41	800.407,64
	14.388.995,74	1.106.480,10	757.956,97	14.737.518,87	1.811.679,31	1.235.368,78

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL) FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2019

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Die E-Control ist auch im Geschäftsjahr 2019 den ihr gesetzlich übertragenen umfassenden Regulierungsaufgaben vollumfänglich nachgekommen. In Summe wurden 346 Verwaltungsverfahren und zusätzlich 9 Ordnungsverfahren abgeschlossen. Hinzu kommen rund 215 laufende Verwaltungsverfahren, wovon zum Jahresende 102 gerichtsanhängig sind.

Die folgenden Tätigkeiten bildeten dabei Schwerpunkte der Regulierung:

Am Beginn des Geschäftsjahres 2019 hat der Vorstand der E-Control die Grundlagen für die 4. Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber beschlossen. Dieses neue Anreizregulierungsmodell, das ab dem Jahr 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 von Energie für den Kunden zu gewährleisten. Aufbauend auf dieser Festlegung wurde auch ein Regulierungsmodell für amtswegig geprüfte Netzbetreiber und einer Abgabe von unter 50 GWh im laufenden Jahr ermittelt und mit Jahresende umgesetzt. Dieses Regulierungsmodell wurde grundsätzlich von allen Verfahrensparteien akzeptiert.

In den von Legalparteien, aber auch vereinzelt Netzbetreibern seit dem Jahr 2017 angestregten Beschwerdeverfahren gegen erstinstanzliche Kostenbescheide im Gasbereich der E-Control mussten auch im Geschäftsjahr 2019 – nach vereinzelt Entscheidungen durch das Bundesverwaltungsgericht – eine Vielzahl an Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht geführt werden. Nicht zuletzt aufgrund übereinstimmender Parteienvorbringen (von Beschwerdeführern, aber auch Netzbetreibern) konnten einige dieser Beschwerdeverfahren vom Bundesverwaltungsgericht entschieden werden. Nach bestmöglicher Schätzung und unter Beachtung des Grundsatzes der Vorsicht (§ 201 Abs. 4 UGB) wurde für die am Abschlussstichtag nach wie vor verbleibenden Risiken bilanzielle Vorsorge getroffen.

Ein weiterer Schwerpunkt im Jahr 2019 lag in der Ausarbeitung einer neuen Regulierungsmethode für die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber, die im Jahr 2020 abgeschlossen wird.

Im Mai 2019 wurde ein umfassendes EU-Legislativpaket zur Energie- und Klimapolitik – das Clean Energy Package – beschlossen. Die neuen Richtlinien und Verordnungen leiten einen Transformationsprozess ein, der sich teils direkt aus den Bestimmungen der Verordnungen und teils aus den nationalen Umsetzungen der Mitgliedstaaten nach den Vorgaben der Richtlinien ergibt. Der reformierte Rechtsrahmen legt die künftigen Spielregeln für den Strommarkt in Europa fest und überträgt den Energieregulierungsbehörden

zusätzliche weitreichende Aufgaben im Zuge der Umsetzung der ambitionierten Ziele. In diesem Zusammenhang genehmigte die E-Control bereits im Jahr 2019 Anträge des Übertragungsnetzbetreibers auf Freistellung von der Verpflichtung, Mindestwerte an verfügbaren Kapazitäten für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung zu stellen.

Ein infolge der Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone von der E-Control angestrebtes Verfahren, gegen eine Entscheidung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren (ACER), konnte die E-Control im abgelaufenen Geschäftsjahr verfahrensrechtlich gewinnen. Es bleibt abzuwarten, wie die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren (ACER) erneut entscheiden wird. Ein höchstgerichtliches Urteil zur Transparenz von Preisänderungsklauseln in Allgemeinen Lieferbedingungen führte zur Neueinreichung durch eine Vielzahl von Lieferanten, die von der Regulierungskommission geprüft wurden.

Neben diesen Schwerpunkten setzte die E-Control ihre laufende Regulierungstätigkeit fort. Sie umfasst etwa die Prüfung und Genehmigung von allgemeinen Bedingungen von Netzbetreibern, die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte, die Zulassung für die Tätigkeit von Bilanzgruppenverantwortlichen und die Überwachung der Entflechtung. Überdies wurden Marktaufsichtsverfahren gegen Marktteilnehmer zur Einhaltung der einschlägigen Rechtsgrundlagen geführt.

Die im Jahr 2019 von der E-Control begonnenen Verfahren zur Festsetzung der Tarife

für den Gasfernleitungsnetzbetrieb für die 4. Regulierungsperiode beginnend mit 1. Jänner 2021 haben zum Ziel, ein ausgewogenes System zu implementieren, das einerseits den Fernleitungsbetreibern stabile Rahmenbedingungen für ihre Investitionen garantiert, andererseits aber auch Anreize schafft, um die Wirtschaftlichkeit des Systems und damit die Leistbarkeit für den Kunden zu gewährleisten. Die umfangreichen Ermittlungen, einschließlich der Stellungnahmen aller Parteien, bilden die Grundlage für die im ersten Quartal 2020 zu treffenden behördlichen Entscheidungen.

Auch im Jahr 2019 hat die E-Control ihr internationales Engagement weiter stärken können. Dies beinhaltet die aktive Mitarbeit in verschiedenen Arbeitsgruppen und Gremien sowohl bei der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulatoren (ACER) als auch bei der Vereinigung der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER). Zusätzlich übernahm ein Vorstandsmitglied der E-Control bei CEER eine Leitungsfunktion (Vizepräsident). Weiters übernahm die E-Control den Vorsitz der Stromarbeitsgruppen sowohl von ACER als auch der CEER. Weiters konnten im Jahr 2019 zwei von der Europäischen Union finanzierte Twinning-Projekte (Georgien, Ukraine) mit einem Projektvolumen von insgesamt rd. 2,20 Mio € erfolgreich gestartet werden.

Einen wesentlichen Bestandteil des Endkundenservice der E-Control bildet die Schlichtungsstelle. Hier können Endkunden umfangreiche Hilfestellung zu Fragen und Problemen mit den Netzbetreibern oder Lieferanten erhal-

ten. Im Jahr 2019 wurden rund 2.400 Anfragen und Beschwerden von Strom- und Gaskunden bearbeitet. Dabei wurden 350 Schlichtungsverfahren geführt. Der Rest der Kundenanfragen bzw. -beschwerden konnte durch schriftliche bzw. telefonische Beantwortung geklärt werden. Zudem wurden rund 4.500 telefonische Anfragen verzeichnet sowie über 1.000 schriftliche Anfragen beantwortet.

Seit vielen Jahren steht die E-Control im Rahmen von Beratungen und Vorträgen sowie bei Messen in ganz Österreich Konsumentinnen und Konsumenten Frage und Antwort. Im Jahr 2019 wurde eine Informationsoffensive mit sozialen Einrichtungen gestartet. Durch die direkte Zusammenarbeit mit sozialen Einrichtungen im Rahmen dieses Multiplikatoren-Programms soll noch mehr Menschen in schwieriger finanzieller Lage geholfen werden. Die ersten Kooperationen wurden bereits geschlossen, und es wurden zahlreiche Schulungen mit über 50 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sozialer Einrichtungen abgehalten. Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control nahmen an Meetings und Aus-

tauschtreffen dieser Institutionen teil und stellten umfangreiches Informationsmaterial zur Verfügung.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER E-CONTROL

Aufgrund ihres gesetzlichen Auftrags und der damit fehlenden Gewinnorientierung sind finanzielle Kennzahlen als Leistungsindikatoren für die E-Control nur von geringer Aussagekraft, da sich daraus die regulatorische Wirkung und Effektivität der Regulierungstätigkeiten nicht ableiten lassen.

Aus diesem Grund hat die E-Control nunmehr über mehrere Geschäftsjahre zu beobachtende Wirkungsindikatoren identifiziert, die als Grundlage für die Wirkung der regulatorischen Maßnahmen herangezogen werden können.

Als finanzielle Leistungsindikatoren der E-Control, welche deren Vermögens-, Finanzierungs- und Kapitalstruktur darstellen, sind die nachfolgenden Kennzahlen (Werte in €) zu nennen.

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1. -31.12.2019	Zeitraum 1. 1. -31.12.2018
1. Eigenmittelquote*		
Eigenkapital	871.718	879.699
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	9.888.203	11.138.669
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	8,82%	7,90%

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1.1.-31.12.2019	Zeitraum 1.1.-31.12.2018
2. Fiktive Schuldentilgungsdauer*		
Rückstellungen	2.513.604	2.049.000
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	5.653.919	7.061.730
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-8.115.536	-8.681.031
Zwischensumme	51.987	429.699
Ergebnis nach Steuern	-7.981	-45.453
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	1.106.480	1.593.680
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-1.934	-4.476
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	186.301	21.417
Mittelüberschuss aus dem Ergebnis nach Steuern	1.282.866	1.565.167
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	0,04 Jahre	0,27 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Wie schon im Geschäftsjahr 2018 musste auch im Jahr 2019 die Rücklage gemäß § 33 E-ControlG für unvorhergesehene Belastungen im Ausmaß von rd. 0,01 Mio. € (Vorjahr rd. 0,05 Mio. €) aufgelöst werden. Grund hierfür ist, dass die für die Bemessung der Rücklage maßgeblichen, testierten Gesamtkosten des vorangegangenen Geschäftsjahres unter den testierten Gesamtkosten der für die Bildung maßgeblichen Vorjahre lag.

Trotz dieser geringfügigen Abschmelzung der Rücklage nach § 33 E-ControlG konnte die Eigenmittelquote im Vergleich zum Vorjahr von

rd. 7,90% auf nun rd. 8,82% erhöht werden. Wesentlicher Grund für diese Verbesserung um rd. 0,92% ist die deutlich unter dem Jahr 2018 liegende Vorschreibung des gesetzlichen Finanzierungsentgelts der E-Control für das Jahr 2019. So wurde auf Basis der vom Aufsichtsrat der E-Control genehmigten Vorschaurechnung (Budget) für das Jahr 2019 insgesamt ein Betrag in Höhe von rd. 21,75 Mio. € (Vorjahr rd. 23,75 Mio. €) den zur Zahlung verpflichteten Höchstspannungsnetzbetreibern sowie dem Markt- und Verteilergewerkschaften zur Zahlung vorgeschrieben.

In Folge der auch im abgelaufenen Geschäftsjahr anhaltenden, positiven Kostenentwicklung (regulatorische Gesamtkosten: 2019 rd. 19,82 Mio. €, 2018: rd. 19,80 Mio. €) sowie dem im Vergleich zum Jahr 2018 deutlich geringeren Finanzierungsentgelt (rd. -2,00 Mio. €) führt der Überschuss aus dem nicht ausgeschöpften Budget des Jahres 2019 zu einer Reduktion des auf der Passiv-

Seite der Bilanz der E-Control ausgewiesenen Postens „Sonstige Verbindlichkeiten“ um insgesamt rd. 1,43 Mio. €. In weiterer Folge reduziert sich damit das Fremdkapital der E-Control von rd. 8,21 Mio. € im Jahr 2018 auf nun rd. 6,50 Mio. € im Jahr 2019 und trägt so wesentlich zur Verbesserung der Eigenmittelquote bei.

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1.1.-31.12.2019	Zeitraum 1.1.-31.12.2018
1. Working Capital Ratio *		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	8.652.834	9.326.990
kurzfristige Passiva	5.124.015	6.831.563
= Working Capital Ratio	168,87%	136,53%
	Zeitraum 1.1.-31.12.2019	Zeitraum 1.1.-31.12.2018
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *		
Rückstellungen	2.513.604	2.049.000
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	5.653.919	7.061.730
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-8.115.536	-8.681.031
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-464	-7.864
- sonstige Forderungen	-125.440	-104.200
= Effektivverschuldung	-73.917	317.635
Cashflow aus dem Ergebnis	-37.260	1.705.957
= Dynamischer Verschuldungsgrad	nicht ermittelbar	0,19 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

**KAPITALFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG
IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN**

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2019	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2018
Ergebnis vor Steuern*	-7.796	-45.256
+ Abschreibung	1.106.480	1.593.680
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang vom Anlagevermögen	-1.934	-4.476
-/+ Erträge/Verluste aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
+/- Veränderung langfristige Rückstellungen	186.301	21.417
-/+ Veränderung der Vorräte	0	0
-/+ Veränderung Forderungen Lieferungen und Leistungen	7.400	106.244
-/+ Veränderung sonstiger Forderungen	-21.241	39.925
-/+ Veränderung Aktive Rechnungsabgrenzungsposten	122.501	10.957
+/- Veränderung kurzfristige Rückstellungen	278.302	98.672
+/- Veränderung Verbindlichkeiten Lieferungen und Leistungen	-35.561	-36.934
+/- Veränderung sonstiger Verbindlichkeiten	-1.372.249	303.379
+/- Veränderung Passive Rechnungsabgrenzungsposten	-299.279	-381.452
Netto-Geldfluss aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-37.075	1.706.155
Steuern vom Einkommen und Ertrag*	-185	-198
Netto-Geldfluss aus der laufenden Geschäftstätigkeit	-37.260	1.705.957
+/- Einzahlungen aus dem Abgang vom Anlagevermögen (ohne FAV)	2.042	4.476
+/- Einzahlungen aus dem Abgang von Finanzanlagen	0	0
- Investitionen in das Anlagevermögen (ohne FAV)	-530.277	-786.336
- Investitionen in das Finanzanlagevermögen	0	0
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-528.235	-781.860
+/- Veränderung Bank- und Finanzierungsverbindlichkeiten	0	0
+/- Zuschüsse/Entnahmen Eigenkapital	0	0
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	0	0
Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes		
+/- Veränderung Kassa/Bank	-565.495	924.097
+/- Veränderung Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
Veränderung liquider Mittel	-565.495	924.097
+ Finanzmittelbestand am Beginn der Periode	8.681.031	7.756.934
Finanzmittelbestand am Ende der Periode	8.115.536	8.681.031

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Im November 2019 wurde die „Erhaltene Anzahlung“, resultierend aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens, um weitere 0,76 Mio. € erhöht. Ein zur Einhebung dieser gesetzlich für Förderzwecke einzuhebenden Sondermittel verpflichteter Netzbetreiber hatte diese Fördermittel zwar von seinen Netzkunden eingehoben, diese aber nicht unmittelbar an die E-Control abgeführt.

Die sich so auf Seiten dieses Netzbetreibers ergebende Mehreinhebung an „Kraft-Wärme-Kopplungszuschlägen“ sowie „Stranded Costs-Beiträgen“ wurde nun, in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, entsprechend den Bestimmungen des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017), der E-Control übertragen und dem Restbetrag aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens zugeführt.

Auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2019 wurde die „Vorauszahlung“ sowie „Erhaltene Anzahlung“ – resultierend aus der Umwidmung des Stammkapitals samt Bilanzgewinn im Jahr 2011 sowie der Umwidmung des Sondervermögens – bestimmungsgemäß von der E-Control zur Verrechnung für geleistete Tätigkeiten im Rahmen des § 5 Abs. 4 E-ControlG verwendet. Insgesamt wurden im Jahr 2019

rd. 0,48 Mio. € zuzüglich 20% USt (Vorjahr rd. 0,52 Mio. €) an Aufwendung für „nicht regulatorische Tätigkeiten“ zur Verrechnung gebracht. Der Stand der „Vorauszahlung“ aus der Umwidmung des Stammkapitals samt Bilanzgewinn sowie der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des Sondervermögens beläuft sich mit Ende 2019 auf insgesamt rd. 3,16 Mio. € (Vorjahr rd. 2,98 Mio. €).

Das Liquiditätsrisiko in Folge einer vorzeitigen Fälligkeit dieser Verbindlichkeit ist als gering einzuschätzen. So ist die „Vorauszahlung“ (Anteil aus der Umwidmung des Stammkapitals sowie Bilanzgewinns) in Höhe von rd. 0,75 Mio. € (Vorjahr rd. 1,15 Mio. €) nicht rückforderbar.

Der, bis zur abschließenden Klärung mit der Republik Österreich, als rückforderbar qualifizierte Anteil der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des Sondervermögens in Höhe von rd. 2,41 Mio. € (Vorjahr rd. 1,83 Mio. €) ist durch den Bestand an liquiden Mitteln gedeckt. In Kombination mit der zum Bilanzstichtag ermittelten Schuldentilgungsdauer von nur rd. 0,04 Jahren (Vorjahr 0,27 Jahre) ergibt sich somit für die E-Control auch weiterhin kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die personelle und sachliche Ausstattung der E-Control ist – trotz der auch im Geschäftsjahr 2019 fortgeführten Kostensenkung – in den wesentlichen Bereichen auskömmlich. Für die kommenden Geschäftsjahre ist eine wesentliche gesetzliche Änderung zur Unabhängigkeit und zum Aufgabenbereich der Behörde und damit zur strategischen Ausrichtung, die deren wirtschaftliche Situation und Entwicklung nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, nicht zu erwarten. Daher sind keine ergebnisbelastenden Vorkehrungen, die sich nicht aus dem täglichen Kerngeschäft der Regulierung direkt ergeben oder gesetzlich ohnehin vorzusehen sind, zu treffen.

Erweiterungen des Aufgabenumfanges sind im Rahmen der Umsetzung des Clean Energy Package zu erwarten. Zusätzliche Aufgaben und damit Aufwendungen ergaben sich für die E-Control in Folge der Anwendung der EU-Datenschutz-Grundverordnung, des Bundes Public Corporate Governance Kodex, des nach ISO 27001 zertifizierten Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) sowie des weiterentwickelten unternehmensweiten Internen Kontrollsystems (IKS) sowie Risikomanagementsystems (RMS) in die bestehenden Regelprozesse.

Die durch diese Rechtsvorschriften allenfalls erforderlichen Personal- und Sachressourcen sind im Rahmen der nach § 30 Abs. 1 und 2 E-ControlG gesetzlich zwingend vorgeschriebenen Budgetierung für die Geschäftsjahre 2020 und 2021 bereits gedeckt und auch zukünftig abzubilden.

Die E-Control ist gemäß § 32 Abs. 1 E-ControlG verpflichtet, zur Finanzierung ihrer den Elektrizitätsmarkt betreffenden Aufgaben von den Betreibern der Höchstspannungsnetze sowie ihrer den Erdgasmarkt betreffenden Aufgaben von den Marktgebiets- bzw. Verteilergebietsmanagern ein kostendeckendes Finanzierungsentgelt in Rechnung zu stellen und individuell mit Bescheid vorzuschreiben.

Auch für die folgenden Geschäftsjahre wird von dieser gesetzlich vorgesehenen Kostendeckung ausgegangen. Der Budgetierungs- und Finanzierungsprozess der E-Control entspricht unter Risikogesichtspunkten und dem „Going Concern-Prinzip“ den Empfehlungen des Rats der Europäischen Regulierungsbehörden CEER (CEER: „Safeguarding the independence of regulators“ – C16-RBM-06-03).

Risikoberichterstattung

ALLGEMEINE BESCHREIBUNG DER WESENTLICHEN RISKEN UND UNGEWISSEITEN, DENEN DAS UNTERNEHMEN AUSGESETZT IST

Aufgrund der behördlichen Tätigkeit der E-Control erzeugt oder vertreibt sie keine Produkte oder Dienstleistungen im betriebswirtschaftlichen Sinne, für die es eine Preisbildung an Märkten durch Angebot und Nachfrage gibt. Die E-Control ist damit unverändert auch zukünftig keinem Markt-, Absatz-, Kunden- oder Produktionsrisiko ausgesetzt.

Die E-Control ist nicht auf Gewinn ausgerichtet, wodurch sich auch alle damit in Zusammenhang stehenden Risiken ausschließen. Die E-Control steht als Regulierungsbehörde in der Rechtsform einer Anstalt des öffentlichen Rechts mit ihren Leistungen nicht im Wettbewerb zu Dritten, sondern übt gesetzlich vorgegebene Aufgaben behördlich und unabhängig jeglicher Einflussnahmen aus. Da aus heutiger Sicht insoweit keine weiteren Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen erkennbar sind, werden auch hieraus ableitbare Risiken als sehr gering eingestuft.

Die finanziellen und personellen Aufwendungen der E-Control sind derzeit durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vollem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko dann nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen

getroffen würden. Dies würde jedoch gesetzliche Änderungen voraussetzen, die im Regelfall aus einem längeren Entstehungsprozess hervorgehen könnten. Derzeit sind keine Gesetzesänderungen erkennbar, die bestehenden Finanzierungsregelungen zu ändern, und daher entfällt auch eine bilanzielle Vorsorge.

Für die E-Control bestehen auch weiterhin keine Währungsrisiken, da annähernd alle Geschäftsvorfälle in Euro abgewickelt werden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten oder bilanziellen Vorsorgen zur Minimierung von Währungsrisiken. Auch etwaige Veranlagungen würden nur in Euro getätigt werden. Somit blieben zwar einerseits bei der Veranlagung Währungschancen durch ein Spekulationsverbot ungenutzt, andererseits würden hier aber auch die Währungsrisiken weitestgehend ausgeschlossen.

Ebenso bestehen auch weiterhin kreditseitig keine Zinsänderungsrisiken für die E-Control, da weder Darlehens-, Finanzierungs- oder Leasingverträge – somit auch keine Fremdwährungs- und Darlehensfinanzierungen – abgeschlossen wurden, welche solche Zinsänderungsrisiken beinhalten würden. Somit gibt es auch keine Geschäftsaktivitäten oder bilanzielle Vorsorge zur Minimierung von Zinsänderungsrisiken.

Das Finanzierungsrisiko der E-Control ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor

sehr gering. Die entsprechenden Vorschriften sowie Vorschaurechnungen (Budget) für das Geschäftsjahr 2019 wurden vom Aufsichtsrat am 6. März 2017 genehmigt.

Auch im Geschäftsjahr 2019 fand die Einhebung des Finanzierungsentgelts planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der E-Control von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Auch ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur der E-Control. Weder im abgelaufenen Geschäftsjahr 2019 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

Das Risikomanagementsystem (RMS) der E-Control wird regelmäßig überprüft und bedarfsgemäß angepasst, um sowohl bestehende Risiken als auch neue Risiken im Rahmen der Erfüllung der übertragenen Tätigkeiten erkennen zu können.

Mit dem Risikomanagementsystem (RMS) wird erreicht, das aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibende Restrisiko für die E-Control zu minimieren. Die E-Control hat im abgelaufenen Geschäftsjahr die erarbeiteten Regelprozesse zum Update des Risikomanagements angewendet und einen Risikobericht erstellt.

Grundlage für das Interne Kontrollsystem (IKS) und Risikomanagementsystem (RMS) der E-Control bilden die Empfehlungen des

nationalen Rechnungshofs, die sich einerseits am COSO-Standard (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) und andererseits an den INTOSAI GOV-Standards (International Organisation of Supreme Audit Institutions) zu Risikomanagement und Internem Kontrollsystem orientieren.

RISIKOMANAGEMENT VERANLAGUNG

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2019 wurden keine Veranlagungen abgeschlossen. Die Veranlagungsrichtlinie der E-Control wurde nach wie vor beibehalten. Sie hat zum Ziel, Bonitätsrisiken weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden und keine Geschäfte zur Erzielung von Spekulationsgewinnen – insbesondere auch solche Spekulationen, die in direktem Zusammenhang mit Derivaten stehen oder sich aus Währungsdifferenzen ergeben – abzuschließen und damit die nominale Substanz aller anvertrauten Gelder zu erhalten. Gleichzeitig soll auch jede Veranlagung einem hohen Liquiditätsgrad entsprechen.

Das Insolvenzrisiko einer mit der E-Control in Geschäftsbeziehung stehenden Bank verbleibt nach wie vor und würde möglicherweise Veranlagungen in Festgeld und Gelder auf Geschäftskonten der E-Control betreffen. Zur weiteren Berücksichtigung eines möglichen Insolvenzrisikos einer mit der E-Control in Geschäftsbeziehung stehenden Bank darf die E-Control daher nur mit jenen Banken Geschäfte tätigen, die innerhalb von Europa bzw. Österreich Systemrelevanz haben.

PERSONALRISKEN

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch interne Maßnahmen, insbesondere Vertretungsregelungen, zeitgemäße und effiziente Organisationsformen und Steuerungsprozesse, moderne Arbeitszeitmodelle, verantwortliche Mitarbeiterführung, Teilnahme an internationalen Projekten und vielfältigen sachorientierten Weiterbildungsmaßnahmen sowie einem regelmäßigen Angebot an Gesundheitsberatung weitestgehend eingegrenzt. All diese Maßnahmen wurden in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt und werden ständig weiterentwickelt und verbessert, um die Wissensbasis der E-Control auf einem hohen Standard zu halten.

Die durchgeführten Maßnahmen federten auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2019 die Fluktuation ab. Zudem wurde wiederholt ein unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegendes Krankenstandniveau erreicht, eine sehr hohe Leistungsorientierung beibehalten und eine starke Mitarbeiterbindung und beiderseitige Loyalität erzielt. Alle Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, das hohe Expertenniveau der spezialisierten Fachkräfte zu halten und zu steigern, um den erhöhten Anforderungen auf nationaler und europäischer Ebene weiterhin entsprechen zu können.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH IT

Die IT-Infrastruktur und die IT-Anwendungen der E-Control haben einen wesentlichen Anteil an der Effizienz, Ergebnisqualität und

Umsetzungsgeschwindigkeit bei der operativen Unterstützung der Regulierungstätigkeit. Dabei werden dezentrale Arbeitseinsätze und Mobilität durch leistungsfähige Systeme und mit hoher Datensicherheit unterstützt.

Eine Nicht-Funktionsfähigkeit oder nur eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen hat somit auch weitreichende Folgen für die Regulierungstätigkeit der E-Control. Es wurde daher das IT-Risikomanagement auch im Jahr 2019, wie schon in Vorjahren, einer Analyse und Anpassung unterzogen. Durch das Ausfallrechenzentrum werden sowohl die Ausfall- als auch die Betriebssicherheit weiterhin auf einem konstant hohen Niveau gehalten.

Durch einen im Jahr 2017 eingeleiteten, notwendigen sukzessiven Austausch hochspeziesieller Eigenentwicklungen durch moderne Plattformen und Standardlösungen, die das Abbilden der Geschäftsprozesse der E-Control digital ermöglichen, wurde die Abhängigkeit von externen, hochspezialisierten Dienst- und Entwicklungsunternehmen auf ein strategisch und wirtschaftlich vertretbares Maß zurückgestellt.

Um die Sicherheit der in der E-Control verfügbaren Dokumente, Daten und Informationen zu erhöhen, wurde das Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) der E-Control im Jahr 2019 erstmalig nach der Norm ISO 27001 zertifiziert.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) ist im Dezember 2011 in Kraft getreten. Ergänzend kam im Jahr 2014 eine Durchführungsverordnung mit neuen Registrierungs- und Meldepflichten hinzu.

Im Jahr 2016 wurde die Implementierung der Software zur Überwachung des Großhandels erfolgreich abgeschlossen, so dass mit der operativen Überwachung des Handels 2017 mit Erfüllungsort Österreich begonnen werden konnte. Die Datenbank umfasst für das Jahr 2019 etwa doppelt so viele Transaktionsmeldungen wie noch im Jahr 2018. Weitere Schritte der Marktintegration und das vermehrte Auftreten von softwaregesteuerten „Autotrader“ werden auch künftig mehr Meldungen in das REMIT-System verursachen. Zusätzlich umfasst die Datenbank Fundamentaldaten aus ganz Europa.

Die primäre Datenquelle für Transaktionen stellt die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Regulierungsbehörden (ACER) dar. Bedingung für den Erhalt dieser Daten war ein von ACER durchgeführter Peer-Review-Prozess hinsichtlich der Maßnahmen zur Gewährleistung der Datenvertraulichkeit. Die Erfüllung aller Bedingungen zum Schutz dieser vertraulichen Daten stellt daher eine notwendige Bedingung für die Überwachung des Großhandelsmarktes dar. Diese umfas-

sen sowohl bauliche, IT-technische als auch Verhaltensmaßnahmen.

Der operative Betrieb besteht einerseits aus der Analyse der übermittelten Daten und andererseits aus der Untersuchung von Verdachtsfällen, die über genau definierte Kanäle an die E-Control herangetragen werden. Somit bildete der Schwerpunkt der Startphase die Erarbeitung der programmatischen Warnhinweise (Alerts), mit denen Auffälligkeiten im Verhalten von Händlern identifiziert werden. Im Jahr 2019 wurde die Kalibrierung von fünf Alerts vom Vorstand der E-Control genehmigt. Weiterer Schwerpunkt war weiterhin die Vervollständigung der Daten durch ACER. Wesentlicher Schwerpunkt der Tätigkeit im Bereich der Datenqualität war die Verbesserung der übermittelten Daten für den Intraday-Handel elektrischer Energie. Daten unzureichender Qualität stellen insofern ein Risiko dar, als sie die Verwendung wesentlicher Alerts (Mustererkennungsroutinen) erheblich erschweren. Für das Jahr 2020 ist daher sowohl die Fortführung der Datenqualitätsarbeit im Bereich Intraday-Handel elektrischer Energie als auch die Verbesserung im Bereich von Nicht-Standard-Verträgen sowie Transportverträgen von Gas und Strom geplant.

Die untersuchten Fehlverhaltensfälle bezogen sich insbesondere auf Art. 3, Art. 4, Art. 5 und Art. 9 der REMIT Verordnung. Hinsichtlich Art. 9 ist im Jahr 2019 eine Umstellung des elektronischen Registrierungssystems auf das zentrale Register, das von ACER betrieben wird, erfolgt.

Verursacht wurde diese Umstellung durch Kostenerwägungs-, aber auch durch Konsistenzgründe hinsichtlich der Einträge durch andere Regulierungsbehörden. Ein eingeleitetes Art.-4-Verfahren konnte mit einer Verpflichtungszusage des betroffenen Marktteilnehmers beendet werden. Die Schlussfolgerungen aus dem Verfahren sind auf der Website der E-Control veröffentlicht.

Das im Jahr 2016 implementierte und im Jahr 2017 weiterentwickelte Risikomanage-

ment für REMIT hat sich auch im Jahr 2019 bewährt. Nur wenige autorisierte Mitarbeiter der E-Control haben eine grundsätzliche Zugangsberechtigung zu den Produktivdaten von REMIT. Der für das Jahr 2019 geplante neuerliche Peer-Review-Prozess mit ACER wurde nicht durchgeführt. Im Rahmen der ISO-27001-Zertifizierung der E-Control im Jahr 2019 wurde auch das Risikomanagement für REMIT mit evaluiert. Für das Jahr 2020 ist eine neue Risikobewertung geplant.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Auch im Geschäftsjahr 2019 setzte die E-Control ihre Zusammenarbeit und den wechselseitigen Wissenstransfer mit nationalen und internationalen Universitäten, Forschungseinrichtungen und anderen Energieregulierungsbehörden fort.

Der E-Control ist es aufgrund des Know-hows ihrer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen und – auch aufgrund ihres gesetzlichen Auftrags – wichtige Aufgaben der europäischen Regulierung mit zu verantworten. Sie leistet damit einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

Zweigniederlassungen

Die E-Control verfügt über keine Zweigniederlassungen.

Wien, am 31.01.2020

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M



DI Andreas Eigenbauer



BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der **Energie Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Wien**, bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2019, der Gewinn- und Verlust-Rechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2019 sowie der Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz).

GRUNDLAGE FÜR DAS PRÜFUNGSURTEIL

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Diese Grundsätze erfordern die Anwendung der International Standards on Auditing (ISA). Unsere Verantwortlichkeiten nach diesen Vorschriften und Standards sind im Abschnitt „Verantwortlichkeiten des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von der Anstalt öffentlichen Rechts unabhängig in Übereinstimmung mit den österreichischen

unternehmensrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und wir haben unsere sonstigen beruflichen Pflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

VERANTWORTLICHKEITEN DER GESETZLICHEN VERTRETER UND DES AUFSICHTSRATS FÜR DEN JAHRESABSCHLUSS

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses und dafür, dass dieser in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz) ein möglichst getreues Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachten, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Geschäftstätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Geschäftstätigkeit – sofern einschlägig – anzugeben sowie

dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Geschäftstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder die Anstalt öffentlichen Rechts zu liquidieren oder die Geschäftstätigkeit einzustellen oder haben keine realistische Alternative dazu.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Anstalt öffentlichen Rechts.

VERANTWORTLICHKEITEN DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES

Unsere Ziele sind, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist und einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Darstellung, falls eine solche vorliegt, stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus dolosen Handlungen oder Irrtümern resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn von ihnen einzeln oder insgesamt vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Nutzern beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den österreichischen Grundsätzen ordnungsmäßiger Abschlussprüfung, die die Anwendung der ISA erfordern, üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung.

Darüber hinaus gilt:

- > Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- > Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.
- > Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die

Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.

- > Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Geschäftstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Geschäftstätigkeit aufwerfen kann. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Anstalt öffentlichen Rechts von der Fortführung der Geschäftstätigkeit zur Folge haben.
- > Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

Wir tauschen uns mit dem Aufsichtsrat unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.

BERICHT ZUM LAGEBERICHT

Der Lagebericht ist auf Grund der österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften darauf zu prüfen, ob er mit dem Jahresabschluss in Einklang steht und ob der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt wurde.

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz).

Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

Urteil

Nach unserer Beurteilung ist der Lagebericht nach den geltenden rechtlichen Anforderungen aufgestellt worden und steht in Einklang mit dem Jahresabschluss.

Erklärung

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des

gewonnenen Verständnisses über die Anstalt öffentlichen Rechts und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

SONSTIGE INFORMATIONEN

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen beinhalten alle Informationen im Tätigkeitsbericht, ausgenommen den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Bestätigungsvermerk.

Unser Prüfungsurteil zum Jahresabschluss deckt diese sonstigen Informationen nicht ab und wir geben keine Art der Zusicherung darauf ab.

In Verbindung mit unserer Prüfung des Jahresabschlusses ist es unsere Verantwortung, diese sonstigen Informationen zu lesen und zu überlegen, ob es wesentliche Unstimmigkeiten zwischen den sonstigen Informationen und dem Jahresabschluss oder mit unserem während der Prüfung erlangten Wissen gibt oder diese Informationen sonst wesentlich falsch dargestellt erscheinen. Falls wir, basierend auf den durchgeführten Arbeiten, zur Schlussfolgerung gelangen, dass die sonstigen Informationen wesentlich falsch dargestellt sind, müssen wir dies berichten. Wir haben diesbezüglich nichts zu berichten.

Wien, am 31.01.2020

RSM Austria Wirtschaftsprüfung GmbH



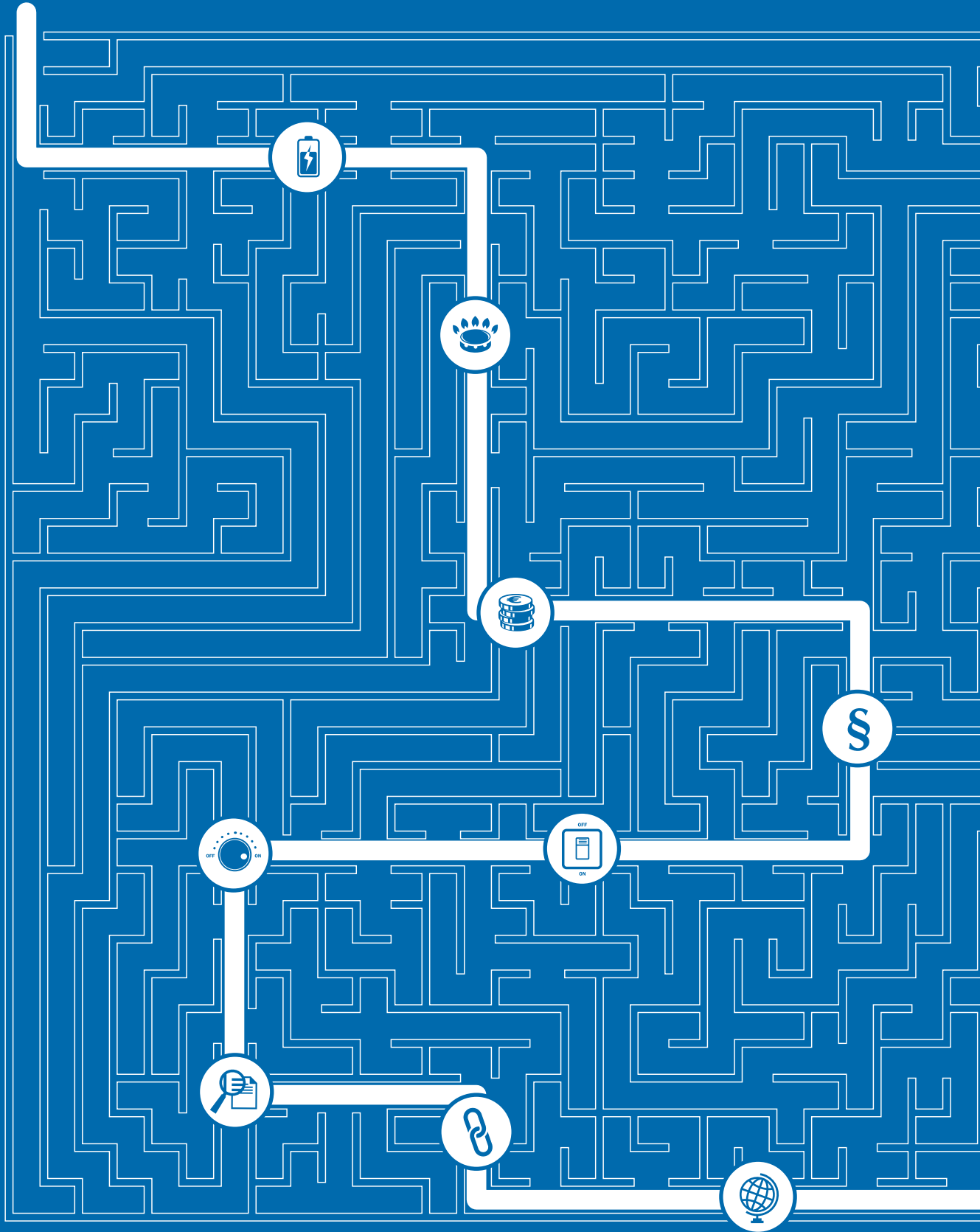
WP/StB Mag. Kristina Weis WP/StB Mag. Stefan Walter

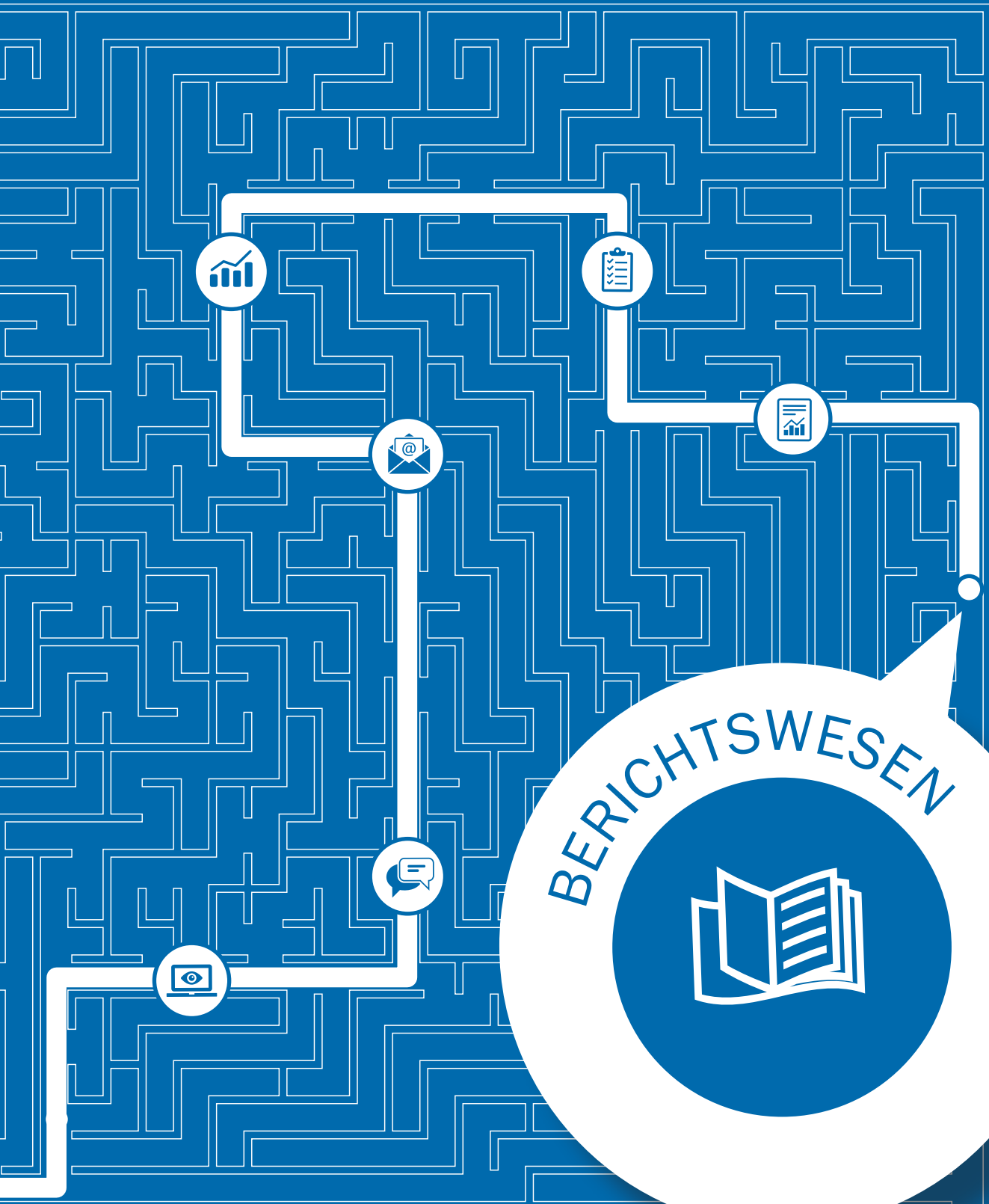
Wirtschaftsprüferin Wirtschaftsprüfer

Die Veröffentlichung oder Weitergabe des Jahresabschlusses mit unserem Bestätigungsvermerk darf nur in der von uns bestätigten Fassung erfolgen. Dieser Bestätigungsvermerk bezieht sich ausschließlich auf den deutschsprachigen und vollständigen Jahresabschluss samt Lagebericht. Für abweichende Fassungen sind die Vorschriften des § 281 (2) UGB zu beachten.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





BERICHTSWESEN

Im Jahr 2019 hat die E-Control die folgenden Berichte erstellt und veröffentlicht:

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



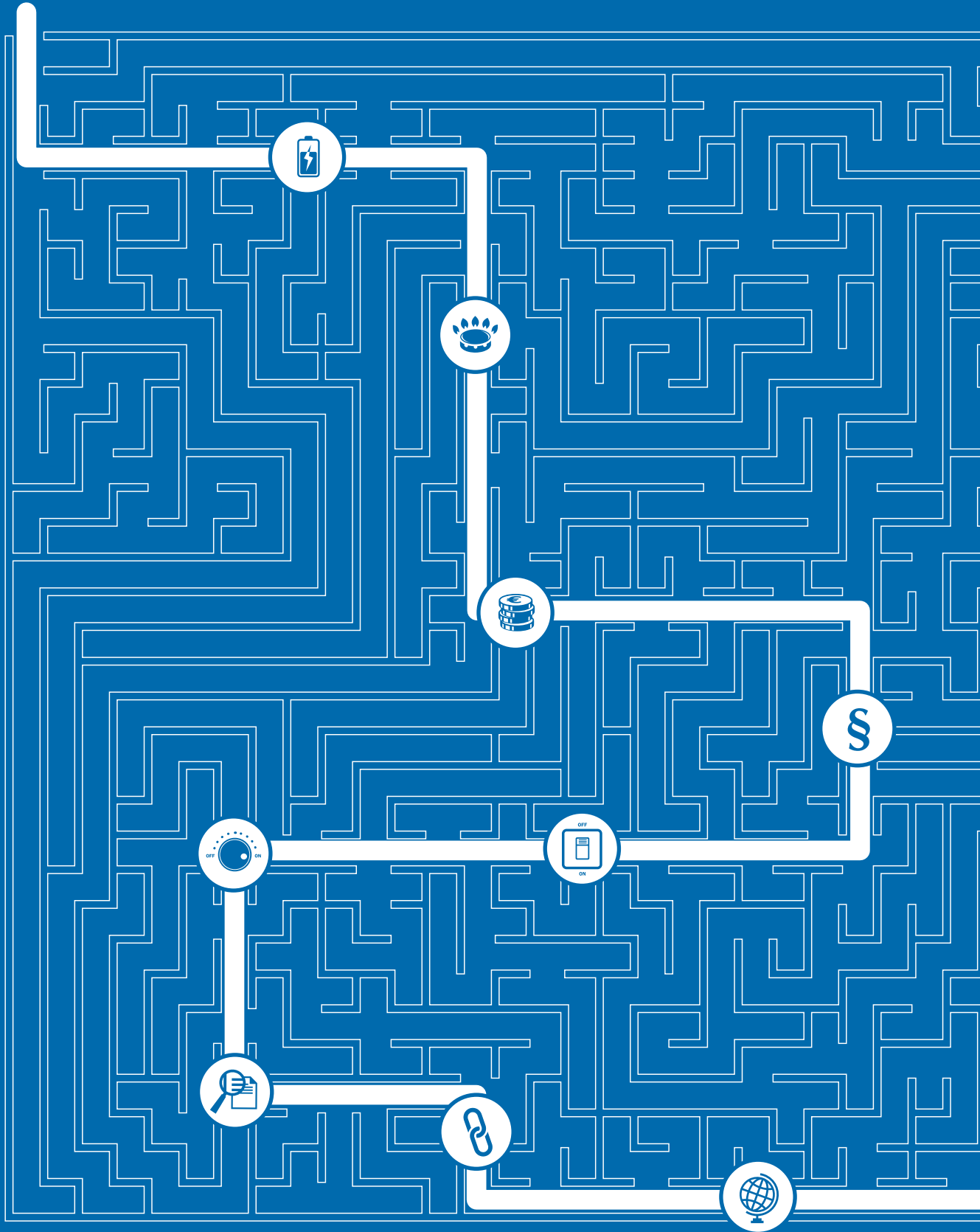
- > Corporate Governance Bericht
- > Monitoring Report Qualität der Netzdienstleistungen
- > Smart Meter Bericht
- > Ausfall- und Störungsstatistik
- > Statistikbroschüre

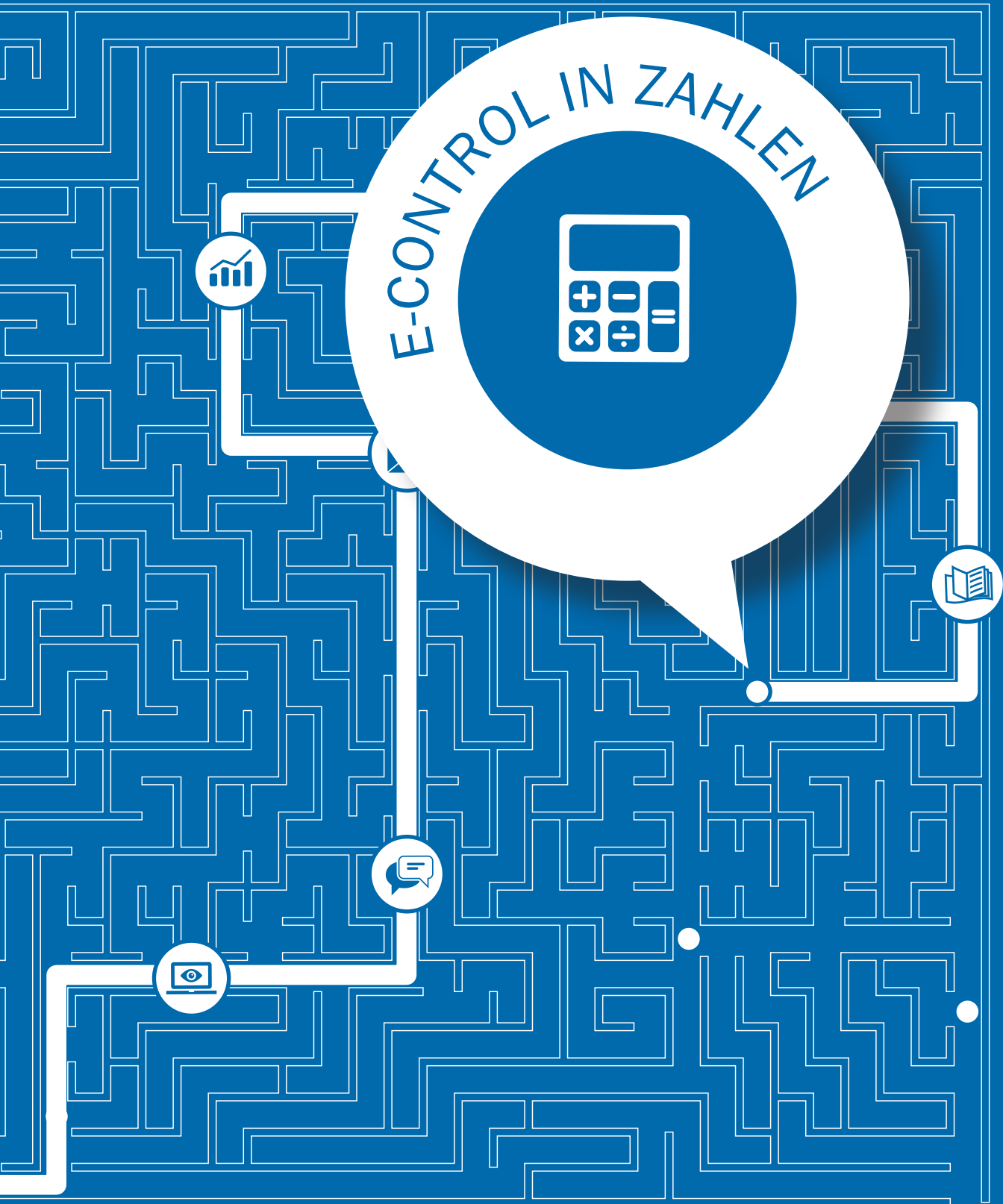


Sämtliche Berichte sind auf der Website der E-Control unter www.e-control.at abrufbar.



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!





TÄTIGKEIT DER E-CONTROL IN ZAHLEN

Behördliche Verfahren

BEHÖRDLICHE VERFAHREN		
Verfahren	Anzahl	Erläuterungen
Konsultationen – Gas	9	
		GMMO-VO 2020
		GSNE-VO 2013 – Novelle 2020
		Gaskennzeichnungsverordnung (G-KenV)
		Langfristige Planung 2019
		Koordinierter Netzentwicklungsplan 2019
		Konsultation der Referenzpreismethode gemäß dem Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen
		Finale Konsultation der Referenzpreismethode gemäß dem Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen
		Vorab-Konsultation Ernennung BKO Gas
		Sonstige Marktregeln Gas – Kapitel 4
Konsultationen – Strom	7	
		SNE-V 2018 – Novelle 2020
		DCC Anforderungs-V
		Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2020
		Novelle der Befreiungsverordnung Ökostrom 2012 (Befreiungsverordnung Ökostrom)
		Sonstige Marktregeln Strom – Kapitel 3
		Technische und Organisatorische Regeln Erzeuger V1.0
		Technische und Organisatorische Regeln Erzeuger V1.1

VERORDNUNGEN		
Verfahren	Anzahl	Erläuterungen
Verordnungen – Gas	3	
		GMMO-VO 2020
		GSNE-VO 2013 – Novelle 2020
		Gaskennzeichnungsverordnung (G-KenV)
Verordnungen – Strom	6	
		SNE-V 2018 – Novelle 2020
		RFG Anforderungs-V
		RFG Schwellenwert-V
		DCC Anforderungs-V
		Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2020
		Novelle der Befreiungsverordnung Ökostrom 2012 (Befreiungsverordnung Ökostrom)
Beschcheidverfahren		
Abgeschlossene Verfahren	346	
Anzahl der laufenden Verfahren	215	
Davon gerichtsanhängige Verfahren	102	

Öffentlichkeitsarbeit

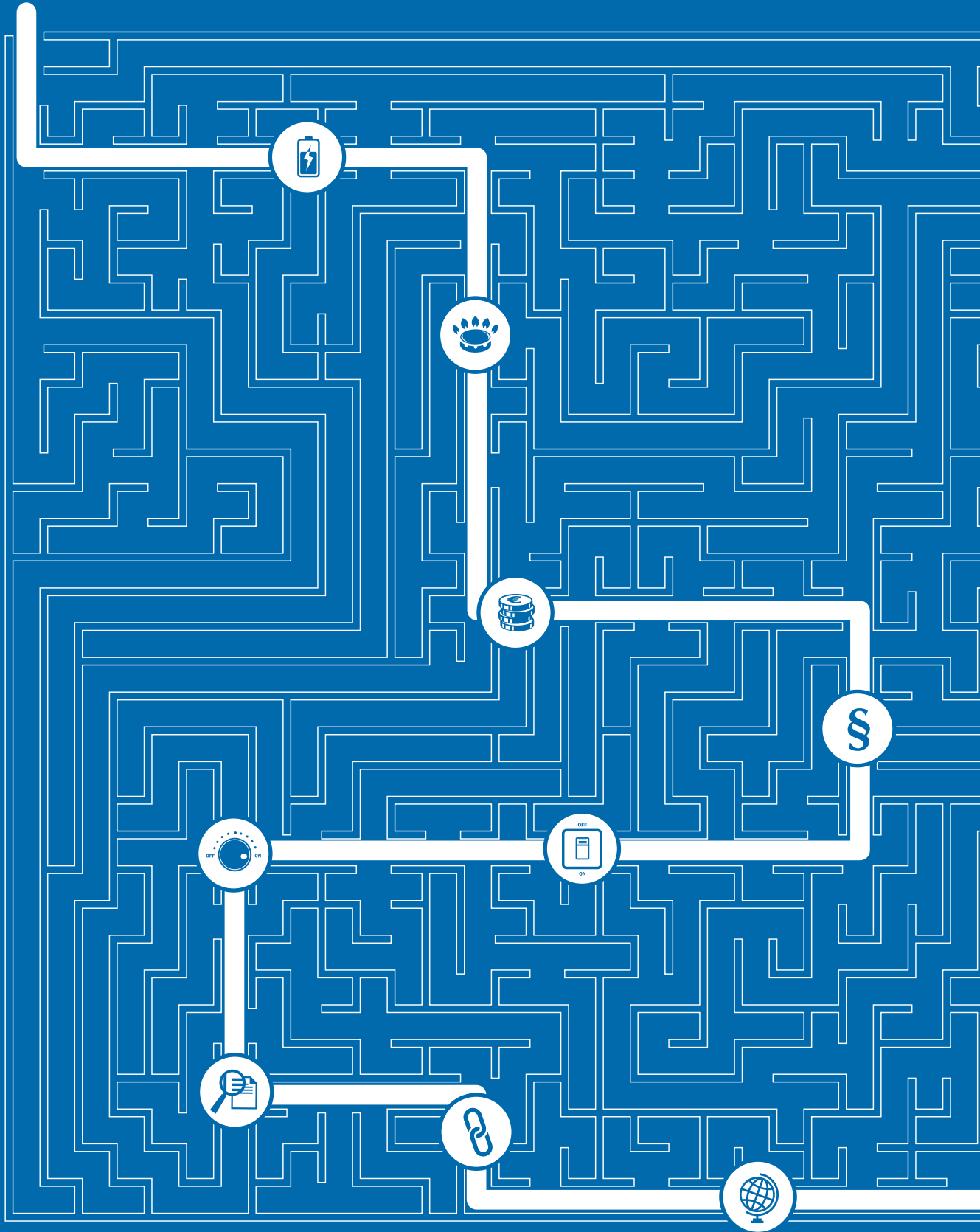
ÖFFENTLICHKEITSARBEIT	
	Anzahl
Veröffentlichung inhaltlicher Updates auf der E-Control-Website	rund 1.100
Veröffentlichung von Fachpublikationen und Berichten auf der E-Control-Website	16
Veröffentlichung von Meldungen auf den Social-Media-Kanälen Facebook, Twitter und YouTube	233
> Gesamtreichweite in Personen	2.070.000
Beauskunftung von Anfragen über Social-Media-Kanäle	rund 600
Abhaltung öffentlicher Webinare	9
> durchschnittliche Teilnehmer	67
Versendung Branchen- bzw. Konsumenten-Newsletter	8
> Reichweite Branche (Empfänger)	600
> Reichweite Konsumenten (Empfänger)	760
> Durchschnittliche Öffnungsrate	60%
Mailing-Kampagne „Energie-Challenge“	24 Mails
> Teilnehmer	600
> Response-Rate	Ø 50%
Broschüren	1
Flyer	2
Pressegespräche	4
Energie Round Table	4
Journalistenseminar	1
Presseaussendungen	19
Fachveranstaltungen	3

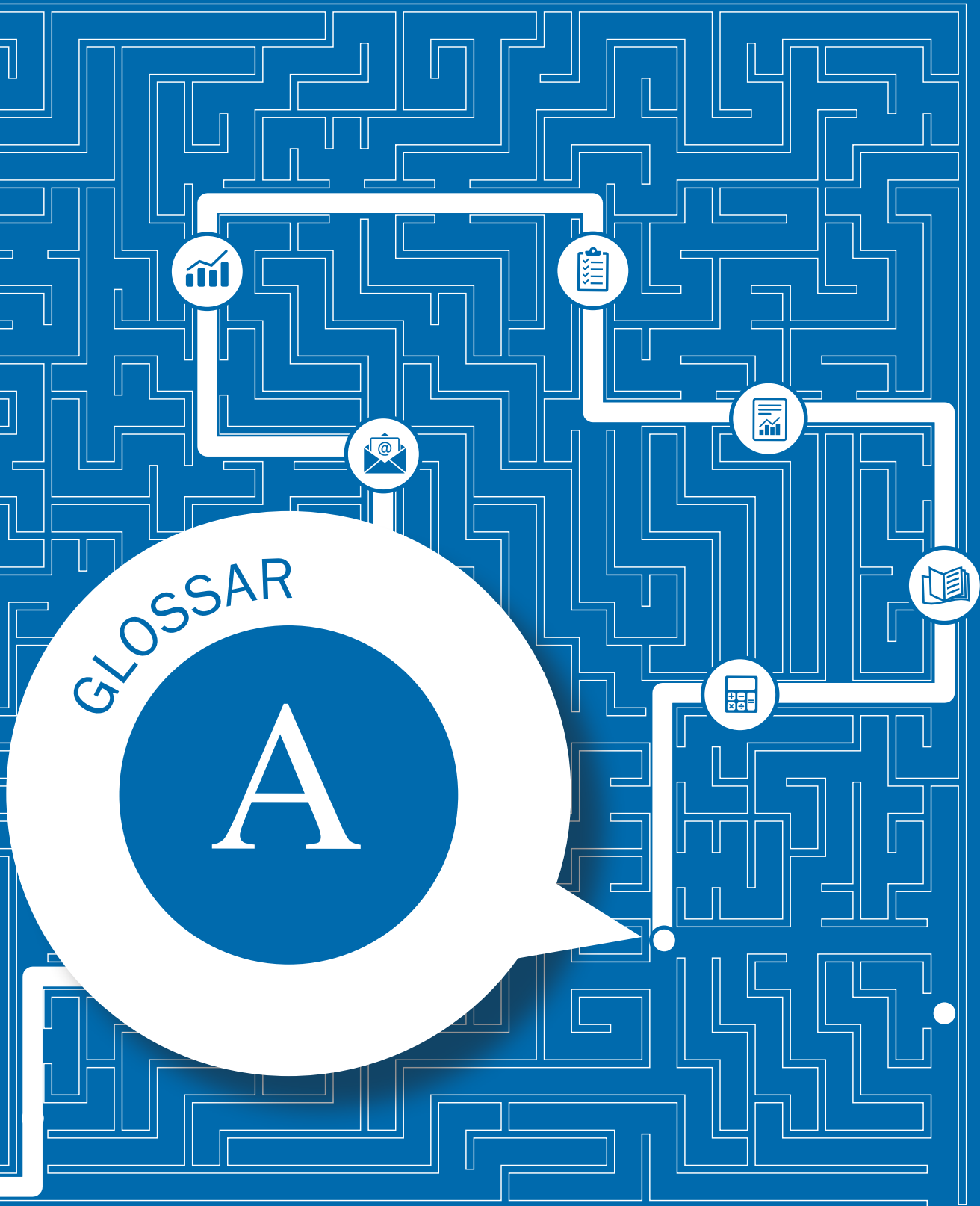
Direkte Endkundeninformation

PERSÖNLICHE ENDKUNDENKONTAKTE	
	Anzahl
Anrufe bei der Energie-Hotline	4.526
Schriftliche Anfragen an die Energie-Hotline	1.015
Schlichtungsverfahren	350
Schriftlichen Anfragen bei der Schlichtungsstelle	751
Beratungen bei Messen	800



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!







GLOSSAR

AB
Allgemeine Bedingungen

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

AEC
Austrian Energy CERT,
Computer-Notfall-Team
für Energie

AGCS
AGCS Gas Clearing and
Settlement AG

AGGM
Austrian Gas Grid
Management AG

APG
Austrian Power Grid AG

ASIDI
Average System
Interruption Duration
Index, leistungsgewichtete
Nichtverfügbarkeit

AuSD
Ausfall- und Störungsdaten

BMNT
Bundesministerium
für Nachhaltigkeit und
Tourismus

BMK
Bundesministerium
für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation
und Technologie

BVwG
Bundesverwaltungsgericht

CAIDI
Customer Average
Interruption Duration
Index, durchschnittliche
Unterbrechungsdauer
ungeplanter Versorgungs-
unterbrechungen mit
Ursache im Verteilernetz
je betroffenem Netznutzer

CEER
Council of European
Energy Regulators

CEGH
Central European
Gas Hub

CEGH OTC
OTC-Markt am CEGH

CEGH VTP
VHP am CEGH

CEP
Clean Energy Package

CEREMP
centralized European
register for energy market
participants

CNG
compressed natural gas,
komprimiertes Erdgas

CWE-Region
Central-West-Europe-Region

ECRB
Energy Community
Regulatory Board,
Regulierungsgremium
der Energiegemein-
schaft

ERRA
Energy Regulators
Regional Association

GRI SSE
Gas-Regionalinitiative
Süd-Südost

HAG
Hungaria-Austria-
Leitung

KIP
Kittsee-Petrzalka-
Gasleitung

KNEP
koordinierter
Netzentwicklungsplan

LFP
langfristige Planung

LNG
liquefied natural gas,
verflüssigtes Erdgas

NCG

NetConnect Germany,
deutscher Handelspunkt

MEDREG

Organisation der an das
Mittelmeer grenzenden
Regulierungsbehörden

MGM

Marktgebietsmanager

NEP

Netzentwicklungsplan

NOVA-Prinzip

Netzoptimierung vor
-verstärkung und -ausbau

NRS

nationales
Registrierungssystem

OeMAG

Abwicklungsstelle
für Ökostrom AG

OTC

over the counter

PCI

project of common interest,
Vorhaben von gemeinsamem
Interesse

PPATs

persons professionally
arranging transactions,
private Betreiber von Börsen
oder Brokerplattformen

PVS 1

Primärverteilungssystem 1

PW

Penta West

RAERESA

regionale afrikanische
Regulierungsorganisation

SAEE

Agency for Energy Efficiency
and Energy Saving of Ukraine

SAIDI

System Average Interruption
Duration Index,
kundengewichtete Nichtver-
fügbarkeit

SIDC

single intraday coupling

SOL

Süd-Ost-Leitung

SoMa

Sonstige Marktregeln

TAG

Trans-Austria-Gasleitung

TOR

Technisch-Organisatorische
Regeln

TTF

Title Transfer Facility,
niederländischer
Handelspunkt

TYNDP

ten-year network
development plan,
EU-weiter Netz-
entwicklungsplan

VGM

Verteilergebietsmanager

VÜN

Vorarlberger
Übertragungsnetz

WACC

weighted average cost
of capital, gewogener
Kapitalkostensatz

WAG

West-Austria-Gasleitung

WTI

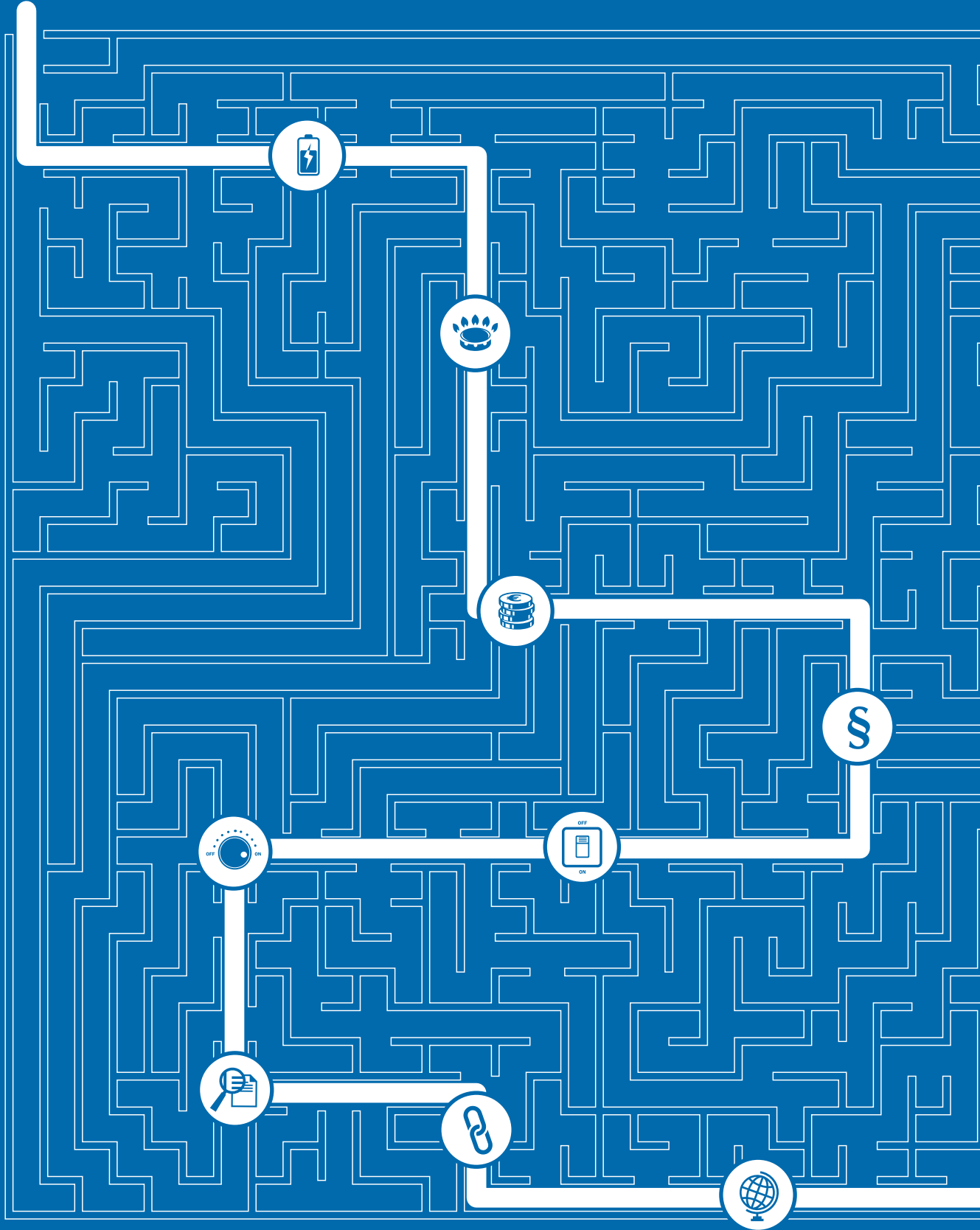
West Texas Intermediate,
Rohölsorte aus den USA

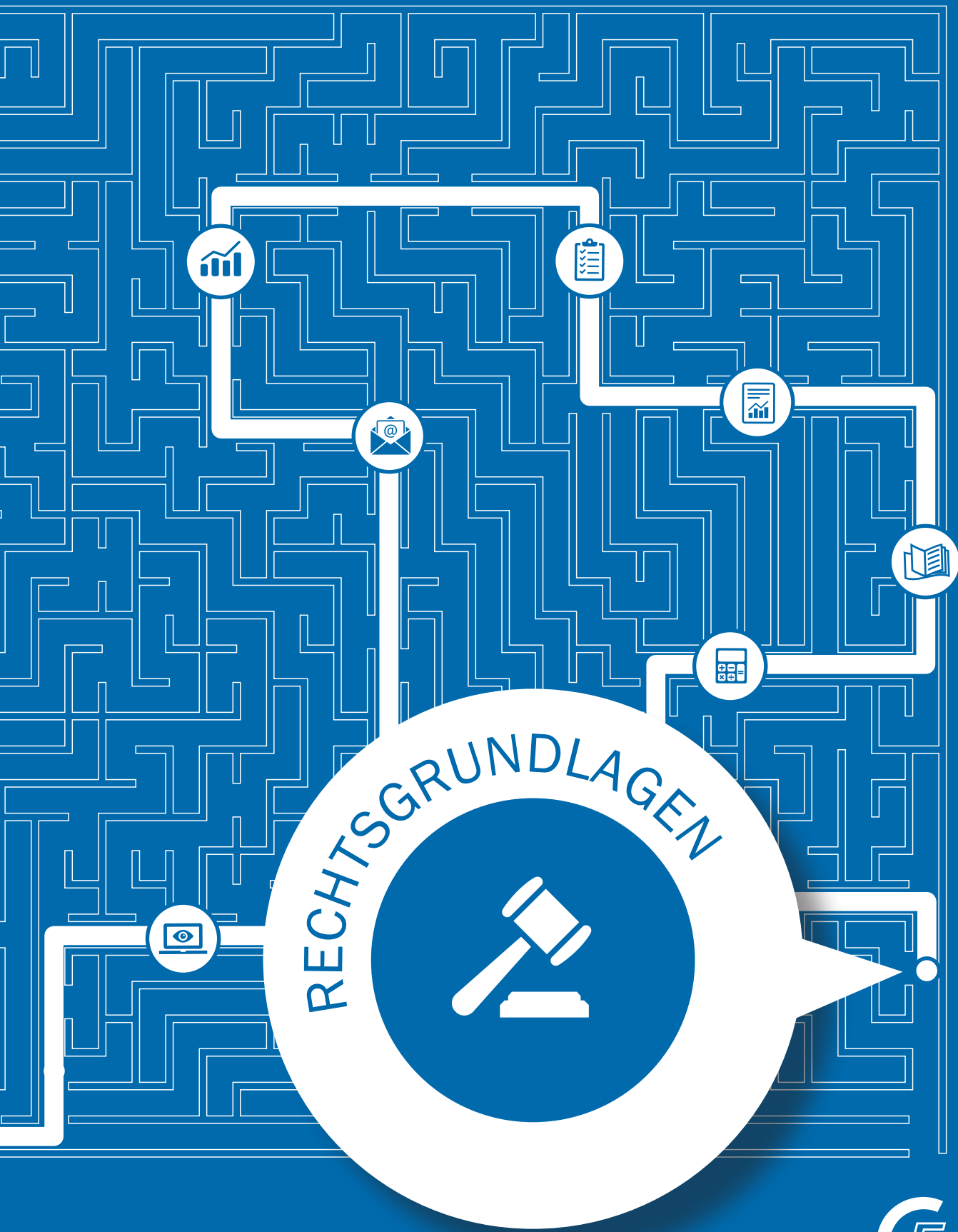
XBID

cross-border intraday



WIR ZEIGEN IHNEN DEN RICHTIGEN WEG!



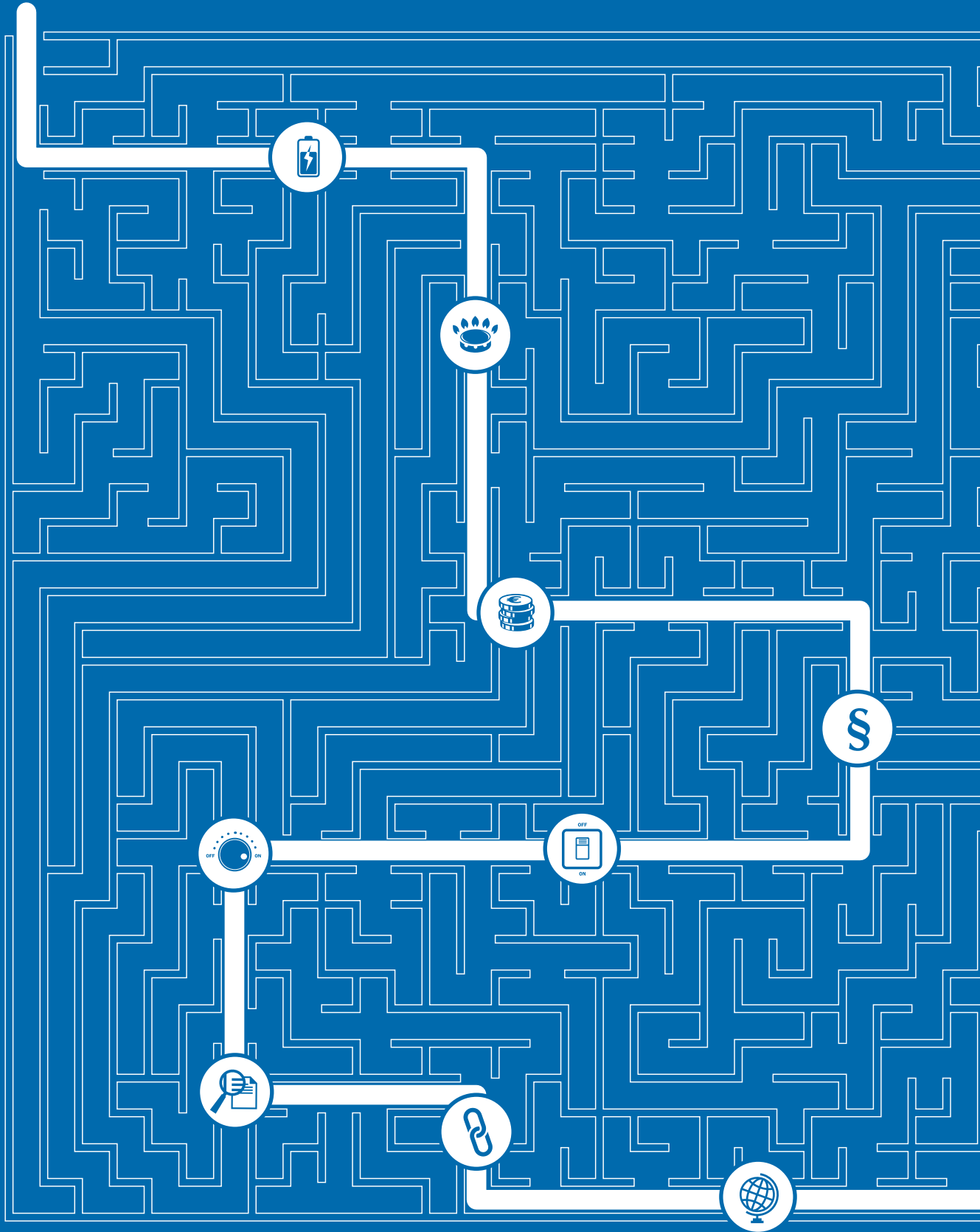


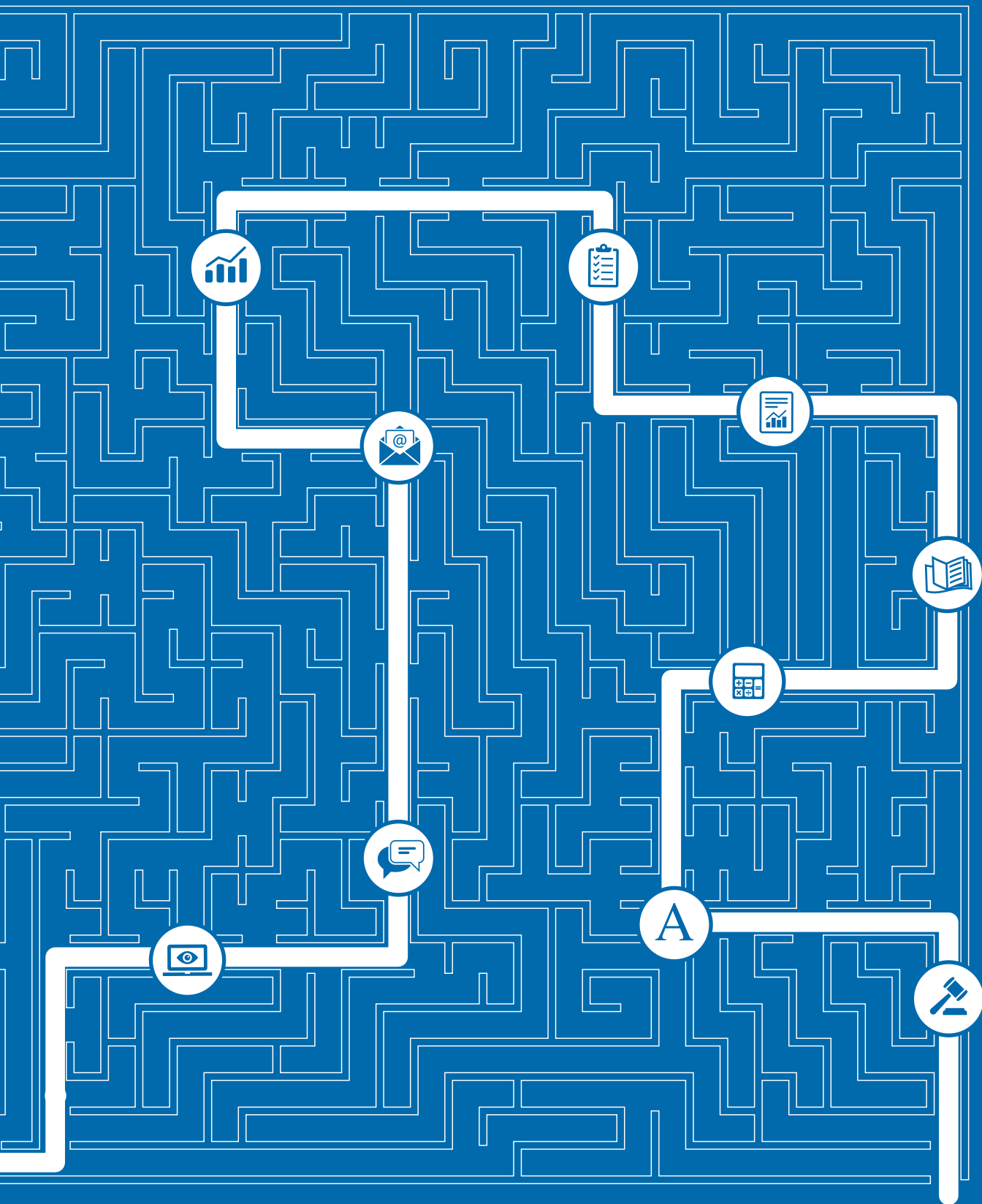


RECHTSGRUNDLAGEN

Kurzbezeichnung im Text	Vollständiger Titel
ACER-VO	Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
B-PCGK 2017	Bundes Public Corporate Governance Kodex 2017
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz
ehem. ACER-VO	Verordnung (EG) 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
ehem. Gas-SoS-VO	Verordnung (EU) 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung
Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie	Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
Elektrizitätsbinnenmarktverordnung	Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
Elektrizitätsrisikovorverordnung	Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorverordnung im Elektrizitätssektor
Elektrizitätsstatistikverordnung	Verordnung über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft
EIWOG 2010	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010
EMo-V	Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung
Energieeffizienzrichtlinie	Richtlinie (EU) 2018/2002 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz
END-VO 2012	Netzdienstleistungsverordnung Strom 2012
Erneuerbaren-Richtlinie	Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
Erzeuger-Netzanschluss-Netzcodex RfG-Verordnung	Verordnung (EU) 2016 /631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
Gas-Bilanzierungsnetzcodex	Verordnung (EU) 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
Gaskennzeichnungsverordnung	Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Gaskennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern
Gas-SoS-V	Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung

Kurzbezeichnung im Text	Vollständiger Titel
Gasstatistikverordnung	Verordnung betreffend die Anordnung statistischer Erhebungen über gasförmige Energieträger jeder Art
Gastarife-Netzkodex	Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen
Gasverordnung	Verordnung (EG) 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen
Gebäudeeffizienzrichtlinie	Richtlinie (EU) 2018/844 zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden
GMMO-VO	Gas-Marktmodell-Verordnung
GMO-VO	Gas-Monitoring-Verordnung
Governance-Verordnung	Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz
GQND-VO	Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung
GSNE-VO	Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung
GWG 2011	Gaswirtschaftsgesetz 2011
Infrastruktur-Verordnung	Verordnung (EU) 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
Lastanschluss-Netzkodex	Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss
LULUCF-Verordnung	Verordnung (EU) 2018/841 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030
NIS-Gesetz 2018	Netz- und Informationssicherheitsgesetz – NISG, BGBl. I/111 vom 28. Dezember 2018
NIS-Richtlinie 2016	Richtlinie (EU) 2016/1148 vom 6. Juli 2016 über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen in der Union
REMIT-Verordnung	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
RfG-Schwellenwertverordnung	Verordnung des Vorstandes der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D
Strom-Bilanzierungsleitlinie	Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem





UNSERE ENERGIE GEHÖRT DER ZUKUNFT!



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Strombilanz 2018 und 2019	18
Abbildung 2	Nettostromimporte 2000–2019	18
Abbildung 3	Inlandsaufbringung und Inlandsverbrauch	19
Abbildung 4	Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen der ersten drei Quartale 2019 im Vergleich zu den ersten drei Quartalen 2018	20
Abbildung 5	Von der OeMAG (ÖKO-BGVs) abgenommene Ökostrommengen in den Jahren 2003 bis 2018	21
Abbildung 6	Anlagen gem. § 16a in Österreich, Stand Anfang 2019	22
Abbildung 7	Gas-Speicherstände 2018 und 2019	26
Abbildung 8	Gasbilanz 2018 und 2019	27
Abbildung 9	Entwicklung der Day-ahead-Spotpreise in der 12:00-Auktion und Timespreads zur 10:15-Auktion	31
Abbildung 10	Entwicklungen am Terminmarkt der EEX	32
Abbildung 11	Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel	34
Abbildung 12	Day-ahead-Gaspreise vom CEGHIX	35
Abbildung 13	Entwicklung der Gas-, Öl- und Kohlepreise	35
Abbildung 14	Anpassung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 30.9.2001 bis 1.1.2020	44
Abbildung 15	Entwicklung der Stromnetzentgelte im Österreichschnitt	45
Abbildung 16	SAIDI gerundet in Minuten nach Jahren	48
Abbildung 17	Entwicklung der Regelreservekosten	52
Abbildung 18	Entwicklung des Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens der EPEX Spot SE mit Lieferung in Österreich	53
Abbildung 19	Entwicklung des Day-ahead-Handelsvolumens der EXAA (10:15-Auktion, jeweils getrennte Auktionen für Lieferung in Österreich bzw. Deutschland)	54
Abbildung 20	Ausrollungsgrad Smart Meter geplant, Stand Ende 2018	56
Abbildung 21	Versorgermix 2019	57
Abbildung 22	Entwicklung der Gastarifierungsmenge im 3-Jahres-Schnitt	65
Abbildung 23	Gasnetzentgelte für Netzebene 3 ab 2020	66
Abbildung 24	Gasnetzentgelte für Netzebene 2 ab 2020	67
Abbildung 25	Ausgleichsenergiepreise MG Ost – Stundenbilanzierung 2020	72
Abbildung 26	Speicherkapazitäten in Österreich	74
Abbildung 27	Entwicklung des Speicherfüllstandes in Österreich	75
Abbildung 28	Berechnung des Infrastrukturstandards	79
Abbildung 29	Prozess der Energiegroßhandelsmarktüberwachung der E-Control	84
Abbildung 30	Veränderungen der Regelzone zum Vorjahresbericht	90
Abbildung 31	Veränderungen der Engpassleistung des Kraftwerkparks in der Regelzone	91
Abbildung 32	Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX-Terminmarktpreise Year-ahead	110
Abbildung 33	Entwicklung Lieferantenauswahl (Anzahl der Lieferanten, die für einen Musterhaushalt Strom od. Gas anbieten) und Gesamtanzahl von Angeboten (jeweils 01.12. des Jahres)	112
Abbildung 34	Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr	116

Abbildung 35	Energiepreise Strom bei Haushalten nach Größenklassen	117
Abbildung 36	Energiepreise Strom bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen	117
Abbildung 37	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	119
Abbildung 38	Energiepreise Gas für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr	120
Abbildung 39	Energiepreise Gas bei Haushalten nach Größenklassen	121
Abbildung 40	Energiepreise Gas bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen	121
Abbildung 41	Entwicklung Einsparpotenzial (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (15.000 kWh/Jahr) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten	122
Abbildung 42	Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten	123
Abbildung 43	Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten	123
Abbildung 44	Index Europäischer Haushaltspreise für Strom HEPI (Household Energy Price Index 2013 = 100) – mengengewichteter Haushaltspreisindex der 32 europäischen Hauptstädte (Energie, Netz und Steuern und Abgaben)	125
Abbildung 45	Index Europäischer Haushaltspreise für Gas HEPI (Household Energy Price Index 2013 = 100) – mengengewichteter Haushaltspreisindex der europäischen 28 Hauptstädte (Energie, Netz und Steuern sowie Abgaben)	126
Abbildung 46	Kennzahlen des Monitoring Konsumentenschutz, 2018	127
Abbildung 47	Gesamter Jahresverlauf der Abfragen im Tarifikalkulator (1.1.2019–5.11.2019)	137
Abbildung 48	Abfragen im Tarifikalkulator nach Bundesland	137
Abbildung 49	Tarifikalkulator – Arten der Stromabfragen, 1.1.–5.11.2019	138
Abbildung 50	Tarifikalkulator – Filteroptionen für Stromabfragen, 1.1.–5.11.2019	138
Abbildung 51	Preismonitor Strom – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, November 2019	139
Abbildung 52	Preismonitor Gas – Jahresgesamtpreis eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, November 2019	140
Abbildung 53	Strompreis für Gewerbebetriebe nach Bundesländern (Dezember 2019)	140
Abbildung 54	Gaspreis für Gewerbebetriebe nach Bundesländern (Dezember 2019)	141
Abbildung 55	Gründe für Anfragen an die Energie-Hotline von E-Control	143
Abbildung 56	Anfragegründe Anfragen und Verfahren 2019 in absoluten Zahlen	149
Abbildung 57	Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Gas	157
Abbildung 58	Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Elektrizität	157
Abbildung 59	Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Gas	158
Abbildung 60	Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Elektrizität	158

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

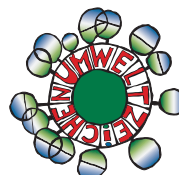
Konzeption & Design:

Reger & Zinn OG

Text: E-Control

Druck: Druckerei DER SCHALK

© E-Control 2020



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 2019



