

TÄTIGKEITSBERICHT 2020

UNSERE ENERGIE GESTALTET WEGE.



Inhalt

STROMVERSORGUNG 2020.....	6
GASVERSORGUNG 2020.....	9
PREISENTWICKLUNGEN AM GROSSHANDELSMARKT	11
RECHTSRAHMEN - ENTWICKLUNGEN IN DER EU UND IN ÖSTERREICH	16
STROM – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT	19
GAS – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT	35
REMIT	52
VERSORGUNGSSICHERHEIT	57
INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL.....	63
MONITORING DES ENDKUNDENMARKTES.....	69
SERVICES DER E-CONTROL	84
STATISTISCHE ERHEBUNGEN	97
COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ.....	99

VORWORT

Leonore Gewessler

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

Österreich blickt auf ein besonders herausforderndes Jahr zurück. Und auch die E-Control war sicherlich schwer gefordert. Die E-Control hat sich nicht nur bewährt, sondern rasch und professionell reagiert und adaptiert. An dieser Stelle möchte auch ich mich bei den Vorständen und den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control bedanken, denn ohne ihren unermüdlichen Einsatz und ihr Engagement kann das beste Unternehmen in solchen Situationen nicht handlungsfähig sein.

Als Regulator mit einem sehr breiten Themenspektrum ist die E-Control eine der wichtigsten Unterstützerinnen unserer aktiven Energie- und Klimapolitik. Diese Unterstützung war in den letzten Monaten besonders wichtig.

Wir bauen Österreich um, in ein modernes und klimafreundliches Land. Das ist eine Aufgabe für Jahrzehnte, aber die Fundamente dafür legen wir heute. Es gilt bereits jetzt, die Fragen der Zukunft zu lösen. Das geht nur gemeinsam und die Politik kann das nur auf Basis klarer und transparenter Bedingungen machen. Die hierfür notwendige neutrale, aber vorwärtsgewandte Position nimmt die E-Control ein.

Eine weitere zentrale Funktion ist die Marktüberwachung. Wir verlassen uns auf Marktmechanismen und müssen dabei sicherstellen, dass wir die passenden Rahmenbedingungen dafür gestalten. Und gerade in Zeiten wie diesen ist auch schlicht der Vollzug und die Kontrolle der Einhaltung der Gesetze und Marktregeln wichtig. Das hat uns im vergangenen Jahr zum Beispiel beim Thema der Energiearmut intensiv beschäftigt. Ein von der Politik unabhängiger Regulator ist jene Instanz, die diese Funktion einnimmt und verteidigt.

In Zeiten einer immer enger werdenden europäischen Vernetzung ist auch das Engagement in diesem Bereich ein wichtiges Element, um Österreichs Position in der Europäischen Union zu vertreten und zu stärken. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control und das Unternehmen selbst sind ein wichtiges Element einer modernen Demokratie. Darauf müssen wir unseren Blick regelmäßig richten – nach herausfordernden Jahren wie dem letzten umso mehr. Vielen Dank.

Leonore Gewessler

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

Dr. Edith Hlawati

Vorsitzende des Aufsichtsrats der E-Control

2020 war ein außergewöhnliches Jahr, das uns vor Herausforderungen gestellt hat, wie wir sie vorher nicht kannten. Die Corona-Pandemie hat nicht nur das gesellschaftliche und wirtschaftliche Leben verändert, sondern auch das Arbeitsleben. Zu Beginn des ersten Lockdowns im März mussten innerhalb der E-Control rasch organisatorische Maßnahmen getroffen werden, damit die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter kurzfristig im Homeoffice tätig werden konnten. Was vor einem Jahr in diesem Ausmaß noch nicht vorstellbar war, wurde innerhalb kürzester Zeit umgesetzt – ein rein elektronisches Arbeiten der Behörde. Die Umstellung ist reibungslos erfolgt. Der Arbeitsbetrieb hat durchgehend funktioniert, sodass der Vorstand nach wie vor alle regulatorischen Entscheidungen treffen konnte.

Einiges hat sich in den Arbeitsabläufen trotzdem geändert. Ab März wurden beispielsweise nahezu keine Dienstreisen mehr durchgeführt und die gesamte Organisation digitalisiert. Besprechungen wurden nicht mehr in den Büroräumlichkeiten abgehalten, sondern mussten online durchgeführt werden. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter haben im vergangenen Jahr nicht nur ihre Flexibilität unter Beweis gestellt, sondern sind trotz der Herausforderungen durch Corona allen Behördentätigkeiten hochmotiviert nachgekommen.

Der Schutz der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stand und steht dabei stets an erster Stelle. Es gibt durchdachte Corona-Sicherheitskonzepte, die streng eingehalten und überprüft werden.

Die Digitalisierung hat auch vor den weiteren Organen der E-Control nicht Halt gemacht. Die Kommissions- und Aufsichtsratssitzungen wurden 2020 mehrheitlich nicht vor Ort in der Behörde, sondern online durchgeführt. Die geänderten Arbeitsweisen haben sich demnach durch alle Bereiche gezogen und haben auch hier tadellos funktioniert.

Trotz aller Schwierigkeiten durch die Corona-Krise hat die E-Control also nicht nur eine sehr gute Arbeit geleistet und ihre Aufgaben vollinhaltlich erfüllt, sondern war auch für die Konsumentinnen und Konsumenten weiterhin verlässlicher Ansprechpartner. Gerade in dieser schwierigen Zeit hat sich gezeigt, wie wichtig eine unabhängige und gut funktionierende Regulierungsbehörde für Strom und Gas ist.

Aber auch abseits von Corona gab es 2020 einige interne, organisatorische Aufgaben zu erledigen. Die E-Control hat sich 2020 erstmals nach ISO 27001 zertifizieren lassen. Dem war ein umfangreicher interner Prozess vorausgegangen. Ziel war es, eine entsprechende Informationssicherheit in allen internen Prozessen zu verankern und unter anderem auch den Bundes Public Corporate Governance Kodex 2017 umzusetzen. Durch den risikobasierten Ansatz des Informationssicherheits-Managementsystems können rechtzeitig notwendige Maßnahmen ergriffen werden. Dadurch ist die E-Control nun auch gegenüber immer komplexer werdenden Cyberattacken gut gewappnet. Zudem galt es 2020, den eingeschlagenen Konsolidierungsprozess und eine weitere Reduktion der Regulierungskosten weiterzuführen. Es ist gelungen, die schlanke Struktur der E-Control beizubehalten, ohne einen Qualitätsverlust bei den Entscheidungen und den Serviceangeboten hinnehmen zu müssen.

Die Regulierungsbehörde ist für neue Tätigkeiten und Herausforderungen auch im Jahr 2021 gut gerüstet. Das schulden wir unseren professionellen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, wofür ich allen meinen Dank ausspreche. Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Kolleginnen und Kollegen im Aufsichtsrat, der Regulierungskommission und allen Partnern der E-Control für eine ausgezeichnete Zusammenarbeit im Jahr 2020. Ich hoffe, dass wir im Laufe des Jahres 2021 wieder mehr Normalität erleben werden.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand der E-Control

DI Andreas Eigenbauer

Vorstand der E-Control

Das Jahr 2020 war ohne Zweifel außergewöhnlich. Eigentlich sollte es von energiewirtschaftlichen Entwicklungen geprägt sein, im Mittelpunkt stand aber die Corona-Pandemie mit all ihren Auswirkungen. Auch in der E-Control musste der Betrieb kurzfristig auf weitgehend Homeoffice umgestellt werden, was die täglichen Arbeitsroutinen massiv verändert hat. Auswirkungen gab es vor allem auch für jene Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, deren Tätigkeiten stark international ausgerichtet sind. Aufgrund des hohen Digitalisierungsgrades der E-Control konnte diese Umstellung sehr gut bewältigt und die gesetzlichen Aufgaben in vollem Umfang erfüllt werden. Die E-Control war darauf sowohl technisch als auch organisatorisch gut vorbereitet, ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter haben auf die notwendigen Einschränkungen sehr flexibel reagiert. Sicher ist, dass gerade Videokonferenzen auch in der Zeit nach der Pandemie eine maßgebliche Rolle spielen werden.

Preisentwicklungen au. er Rand und Band Das Handelsjahr 2020 ist bereits mit vergleichsweise niedrigen Großhandelspreisen gestartet, was durch die Corona-Krise ab März noch weiter verschärft wurde. Der Rückgang der wirtschaftlichen Aktivitäten während des ersten Lockdowns hatte einen starken Einfluss auf die Energienachfrage und führte infolgedessen zu weiteren niedrigen Großhandelspreisen bei Strom und Gas. Diese sind zwar in der zweiten Jahreshälfte wieder etwas gestiegen, aber in Summe befinden sie sich nach wie vor auf einem niedrigeren Niveau als 2019. Für die Haushaltskundinnen und -kunden konnte sich im Jahr 2020 preislich nur wenig tun, weil die Versorger üblicherweise ihre Beschaffung bis zu zwei Jahre für die Zukunft tätigen. Die Branche hat jedoch mit dem zeitweisen Aussetzen der Abschaltungen einen wesentlichen Beitrag für viele Kundinnen und Kunden geleistet. Auch führt die Pandemie durch eine zeitweise beträchtliche Reduktion der Nachfrage (in manchen Gebieten im Lockdown bis zu 15%) zu hohen Umsatzverlusten. Diese kombinieren sich mit deutlich höheren Zahlungsausfällen, die zu weiten Teilen uneinbringlich sein werden. Welche dieser Effekte die zukünftigen Preisangebote beeinflussen, wird sich zeigen.

Das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz in Vorbereitung

Energiepolitisch standen 2020 die Vorarbeiten für das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) im Mittelpunkt, dessen Begutachtungsentwurf im September veröffentlicht wurde. Aufgrund der Vorgaben aus dem Regierungsprogramm, ab 2030 den Gesamtstromverbrauch zu 100 Prozent national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu decken – dazu müssen in Summe 27 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen zusätzlich produziert werden –, kommt dem EAG eine wichtige Rolle zu. Das gesamte Gesetzespaket war mit Ende 2020 noch in der Finalisierungsphase. Der Regulierungsbehörde wird bei der Umsetzung des EAG in jedem Fall eine wichtige Rolle zukommen, weil auch die regulatorischen Voraussetzungen für einen deutlich höheren Anteil von volatiler Erzeugung geschaffen werden müssen.

Auslaufen des letzten Kohlekraftwerkes

Die energiewirtschaftliche Situation des Kraftwerkparks hat 2020 einen historischen Punkt erreicht: 2020 wurde das letzte Kohlekraftwerk geschlossen. Österreich ist daher einer der wenigen Mitgliedstaaten der EU, der nur mehr Kraftwerke aus erneuerbaren Energieträgern und Gaskraftwerke einsetzt.

Diese Gesamtstruktur führt zu sehr geringen Gesamtemissionen bei der Stromerzeugung. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass die Elektrifizierung des Gesamtsystems weiter vorangetrieben werden kann.

Aktive Konsumentinnen und Konsumenten im Fokus

Wesentlicher Bestandteil des EAG ist es, Stromkundinnen und -kunden zu aktiven Konsumenten zu machen. Ziel dabei ist, dass die erneuerbaren Erzeugungstechnologien besser in den Markt integriert und gleichzeitig der erzeugte Strom auch lokal verbraucht werden kann. Damit sollen die Erneuerbaren „sichtbarer“ und von den Konsumentinnen und Konsumenten stärker akzeptiert und genutzt werden. Dies sieht aber nicht nur das EAG vor, sondern soll auf breiter europäischer Ebene durch neue rechtliche Rahmen umgesetzt werden. Ziel sind hier die Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften bzw. die Bürger-Energiegemeinschaften. Österreich hat bereits im Jahr 2017 ein Vorläufermodell implementiert und setzt seitdem auf die Einbindung und die aktive Teilnahme der Konsumentinnen und Konsumenten am Energiemarkt.

Gas-Methodenregulierung abgeschlossen

Ein Meilenstein in der Regulierung war im vergangenen Jahr der Abschluss der Regulierung der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber. Die bisherige Regulierungsmethode ist Ende 2020 ausgelaufen. Die neue Regulierungsmethode für Gas-Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt die aktuellen Marktverhältnisse und gilt für eine Dauer von vier Jahren.

Gas-Bilanzierungsmodell

Mit der Gas-Marktmodellverordnung 2020 wurde die Basis für ein neues Gas-Bilanzierungsmodell geschaffen. Dieses stellt eine Harmonisierung der Ausgleichsregeln in den Fernleitungs- und Verteilernetzen durch eine integrierte Marktgebietsbilanzierung sicher.

Die E-Control hat sich im Jahr 2020 intensiv mit Arbeiten zur Umsetzung dieser Bestimmungen – zum Beispiel durch Anpassungen der Sonstigen Marktregeln oder Regelungen zur Netzbilanzierung – beschäftigt. Zudem wurde das Verfahren zur Ernennung der Bilanzierungsstelle eingeleitet.

Auf die Regulierungsbehörde warten auch im Jahr 2021 viele Herausforderungen und aller Voraussicht nach auch neue Aufgaben, die die E-Control gerne wahrnimmt. All ihre Aufgaben kann die E-Control allerdings nur erfüllen, wenn alle Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter weiterhin mit einem derart großen Engagement bei der Sache sind. Wie gut die Regulierungsbehörde auch in Krisenzeiten funktionieren kann, hat sie 2020 eindrucksvoll bewiesen. Wir möchten uns deshalb bei unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sehr herzlich bedanken. Ein Danke für die hervorragende Zusammenarbeit gilt überdies den Mitgliedern des Aufsichtsrates und der Regulierungskommission der E-Control. Schließlich möchten wir uns bei allen Partnern und natürlich auch den Marktteilnehmern für die sachliche und positive Zusammenarbeit im Jahr 2020 bedanken.

STROMVERSORGUNG 2020

Stromversorgungsstruktur

Im Jahr 2020 wurden in Österreich 63,7 TWh an Endkunden abgegeben. Damit lag die Abgabe um 3,3% oder 2,2 TWh unter dem Wert des Vorjahres. Die Stromerzeugung ist im Vergleichszeitraum um 1,6 TWh oder 2,2% gesunken. Vor allem geringere Durchflüsse in die Schweiz und Slowenien haben dazu beigetragen, dass sowohl weniger Importe als auch weniger Exporte zu verzeichnen waren. Insgesamt hat sich der Nettoimport nach dem bereits relativ niedrigen Wert 2019 um fast eine TWh weiter reduziert.

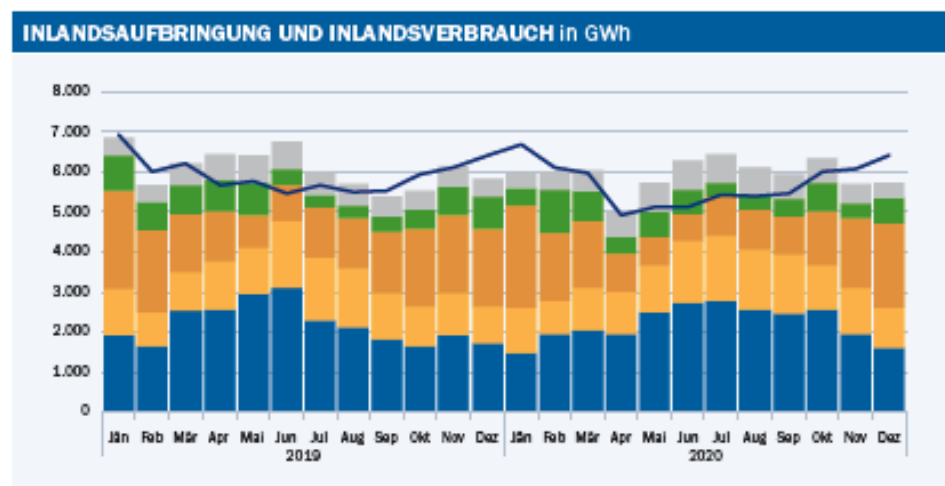
Vor allem die gute Wasserführung im zweiten Halbjahr 2020 hat dazu beigetragen, dass wenig Importe nach Österreich notwendig waren, um den heimischen Verbrauch abzudecken. So konnte die relativ schlechte Wasserführung im ersten Halbjahr weitgehend wieder ausgeglichen werden.

Abbildung 1
Stromversorgungsstruktur
2020 im Vergleich zu 2019

STROMBILANZ 2019 UND 2020 in GWh			
	2020	2019	Δ
Stromerzeugung	71.312	72.923	-1.611
Importe	24.522	26.047	-1.524
Exporte	22.327	22.918	-592
Nettoimporte	2.196	3.129	-933
Verbrauch für Pumpspeicherung	4.780	4.826	289
Eigenbedarf	1.875	2.092	-174
Netzverluste	3.192	3.305	-110
Summe = Endverbrauch	63.661	65.829	-2.233

Quelle: E-Control

Abbildung 2
Inlandsaufbringung und
Inlandsverbrauch



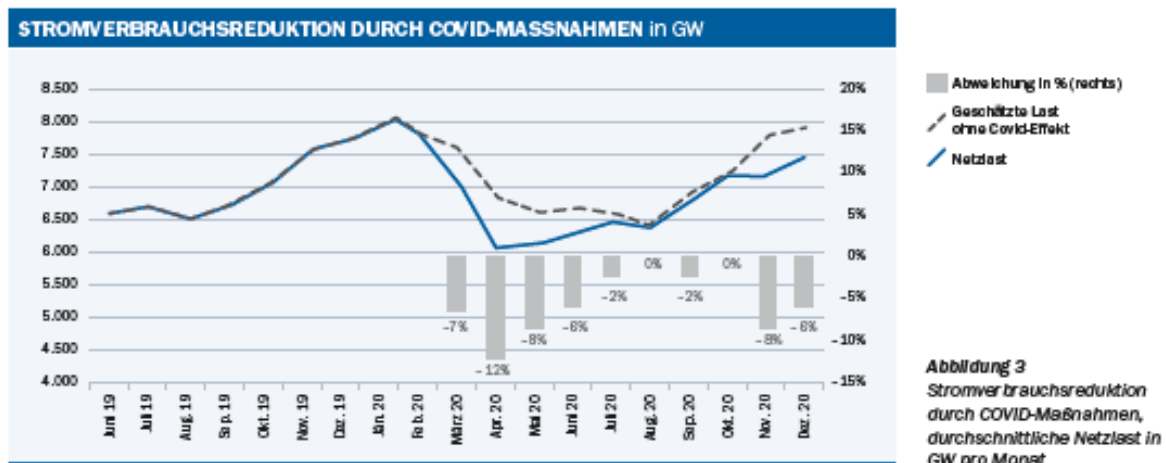
Quelle: E-Control

Auswirkungen der COVID-19-Pandemie auf die Stromversorgung

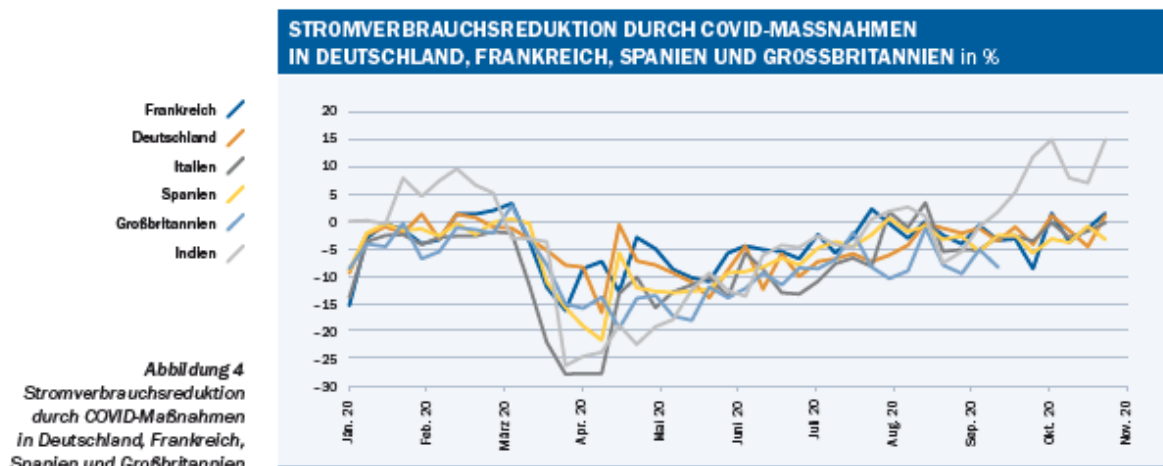
Den größten Einbruch der Stromnetzlast erlebte Österreich in den Monaten März bis Mai. Die Berechnungen weisen temperatur- und saisonbedingt monatliche Lastreduktionseffekte von 7% bis 12% aus. Regional waren die einzelnen Bundesländer unterschiedlich betroffen. Während zu Beginn des Lockdowns in einzelnen großen Industriebetrieben noch weiter produziert und damit der

Stromverbrauch im Bundesland stabilisiert wurde, ist es in den westlichen Bundesländern sofort zu erheblichen Verbrauchsreduktionen gekommen. Die preislichen Auswirkungen durch den geringeren Verbrauch und die niedrigeren Preise bei fossilen Energieträgern werden im Kapitel „Preisentwicklungen“ dargestellt.

International lässt sich ein sehr ähnliches Bild erkennen, wobei Italien und Spanien deutlich die größten Einbrüche im Stromverbrauch während der Phase des Lockdowns in den Monaten März und April verzeichneten.



Quelle: E-Control

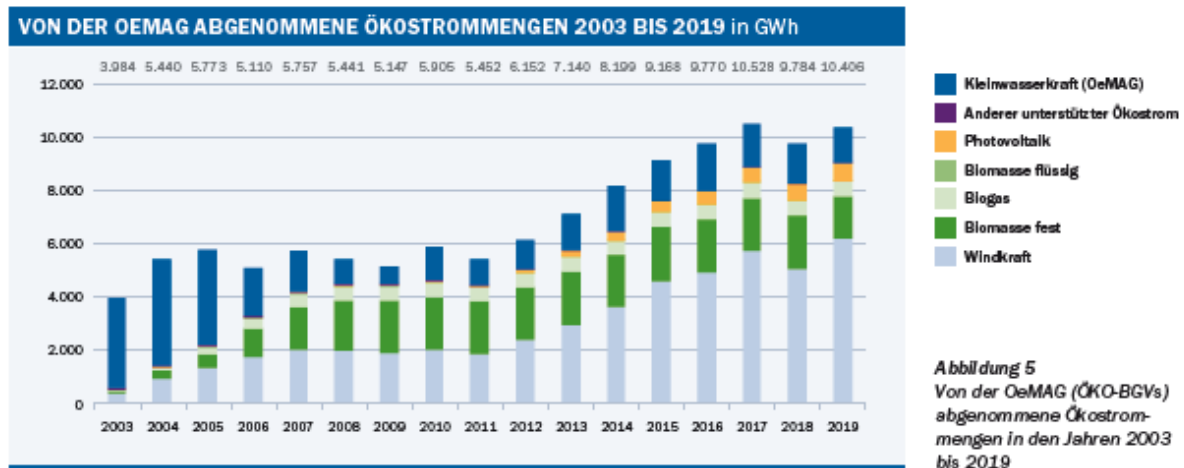


Quelle: IEA

Ökostromerzeugung

Hinsichtlich der Tätigkeit der E-Control im Bereich der Erneuerbaren wird auf den jährlichen Ökostrombericht verwiesen. Für die einzelnen Technologien ergab sich von 2018 auf 2019 eine Zunahme der von der OeMAG abgenommenen Strommenge aus Windkraft um 23% und aus Photovoltaik um 14%. Dagegen wurde ein Rückgang der abgenommenen Strommenge aus Biomasse um 21%, aus Biogas um 1% und aus Kleinwasserkraft um 11% festgestellt.

Nachfolgend sind die weiteren Entwicklungen bis zum ersten Halbjahr 2020 im Vergleich zum ersten Halbjahr 2019 dargestellt. Dabei kam es in Summe zu einem Rückgang um etwa 700 GWh. Von der OeMAG wurden etwa 350 GWh Strom aus Windkraft und etwa 330 GWh aus fester Biomasse weniger abgenommen.



Quelle: E-Control, OeMAG

ÖKOSTROMEINSPESIEMENGEN UND -VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH
1. HJ 2020 im Vergleich zum 1. HJ 2019

Energieträger	1. HJ 2020			1. HJ 2019		
	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh	Einspeisemenge in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
Kleinwasserkraft	677	40,0	5,92	751	46,8	6,24
Windkraft	3.249	296,0	9,11	3.611	330,0	9,14
Biomasse fest	602	72,9	12,12	936	117,6	12,56
Biomasse gasförmig*)	286	49,9	17,44	286	49,6	17,35
Biomasse flüssig	0	0,0	5,13	0	0,0	10,84
Photovoltaik	416	73,5	17,66	350	67,1	19,16
Deponie- und Klärgas	5	0,2	4,40	7	0,4	6,00
Geothermie	0,0	0,00	3,63	0,2	0,01	5,36
Gesamt	5.235	533	10,17	5.942	611,6	10,29

Abbildung 6
Ökostromeinspeisemengen und -vergütungen im 1. HJ 2020 im Vergleich zum 1. HJ 2019

*) Allfällige Betriebskostenzuschläge wurden berücksichtigt.

Quellen: OeMAG, Stand August 2020

Im Jahr 2020 wurden in Österreich 90,5 TWh Erdgas an Kunden geliefert, das sind 3,7 TWh oder 4% weniger als ein Jahr zuvor. Vor allem der Import ist in diesem Jahr stark zurückgegangen und lag mit 484,2 TWh um ganze 67,3 TWh niedriger als 2019. Die Exporte sind hingegen nur um 15,3 TWh gesunken. Dies führte dazu, dass die Nettoimporte um 52 TWh gesunken sind. Ausgeglichen wurde diese geringere Aufbringung durch mehr Speicherentnahmen als 2019 (+29,8 TWh) und weniger Einspeicherungen (-19,8 TWh). Dies hat im Vergleich zum Vorjahr speicherseitig um 49,7 TWh mehr Gasaufbringung netto gebracht. Dies liegt vor allem daran, dass 2019 noch netto 32,6 TWh eingespeichert worden waren, während im Jahr 2020 eine Speicherentnahme von 17 TWh erfolgte. Die Produktion trug 8,3 TWh zur Versorgung bei.

GASBILANZ 2019 UND 2020 in GWh			
	2020	2019	Δ
Importe	484.166	551.502	-67.336
Exporte	414.766	430.094	-15.328
Nettoimporte	69.400	121.408	-52.008
Erdgas Produktion	8.313	10.102	-1.789
Biogas Einspeisung	138	152	-15
Ausspeicherung	66.304	36.456	29.848
Einspeicherung	49.267	69.072	-19.805
Nettospeicherbewegung	17.037	-32.615	49.653
Eigenverbrauch u. Verluste	-4.284	-5.010	727
Summe = Endabgabe	90.467	94.210	-3.743

Abbildung 7
Gasversorgungsstruktur
2020 im Vergleich zu 2019

Quelle: E-Control

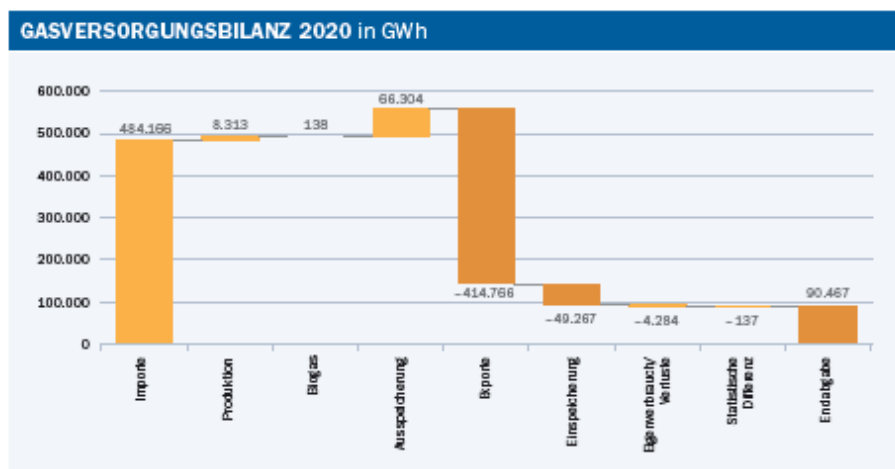


Abbildung 8
Gasversorgungsbilanz 2020

Quelle: E-Control

PREISENTWICKLUNGEN AM GROSSHANDELSMARKT

Großhandelsmarkt für Stromprodukte

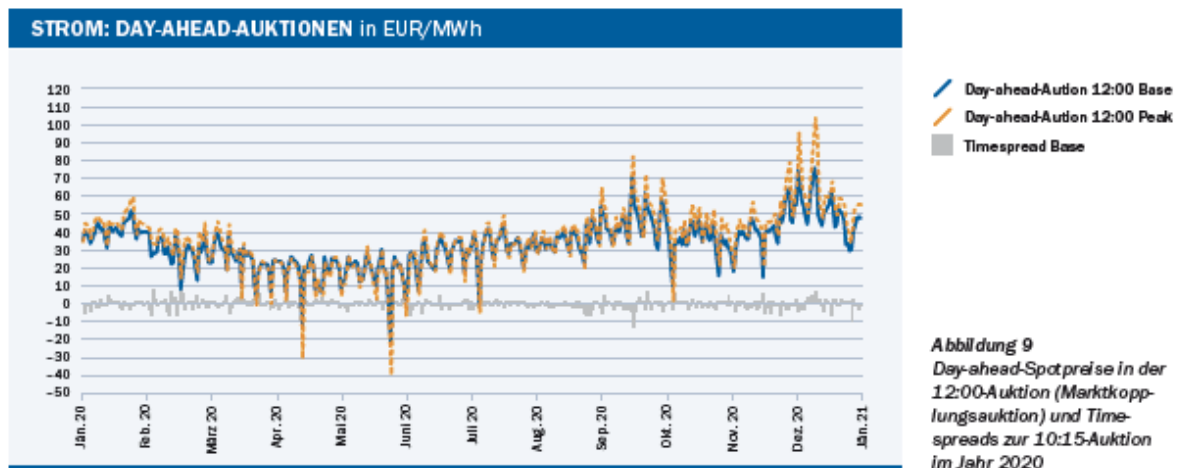
Die Preisentwicklung im österreichischen Stromgroßhandel 2020 war im besonderen Maße von Nachfrageeffekten geprägt, die durch soziale und wirtschaftliche Einschränkungen im Rahmen der Pandemiebekämpfung ausgelöst wurden. Gemeinsam mit dem hohen Anteil an volatiler erneuerbarer Erzeugung führte dies zu starken Preisschwankungen und einem insgesamt niedrigen Strompreisniveau von 33,1 EUR/MWh auf Basis der Spotmarktergebnisse der Day-ahead-Marktkopplungsauktion (–17% im Vergleich zum Vorjahr).

Aufgrund des milden Winters und von günstigen Brennstoffpreisen waren schon zu Beginn des Handelsjahres vergleichsweise geringe Preise vorherrschend – der Wert von durchschnittlich 40,7 EUR/MWh im Jänner bedeutete einen Rückgang von 27% zum Vergleichsmonat im Jahr 2019. In weiterer Folge entfaltete die starke Zunahme der Laufwassererzeugung weiteren Preisdruck. So etablierte sich bereits im Februar im Day-ahead-Segment ein Durchschnittspreis von unter 30 EUR/MWh. Vor diesem Hintergrund wird ersichtlich, dass sich die österreichischen Großhandelspreise aufgrund des vorhandenen Angebots erneuerbarer Erzeugungsleistung und der witterungsbedingten geringen Nachfrage schon vor dem Ausbruch der COVID-Krise auf einem abnehmenden Pfad befanden.

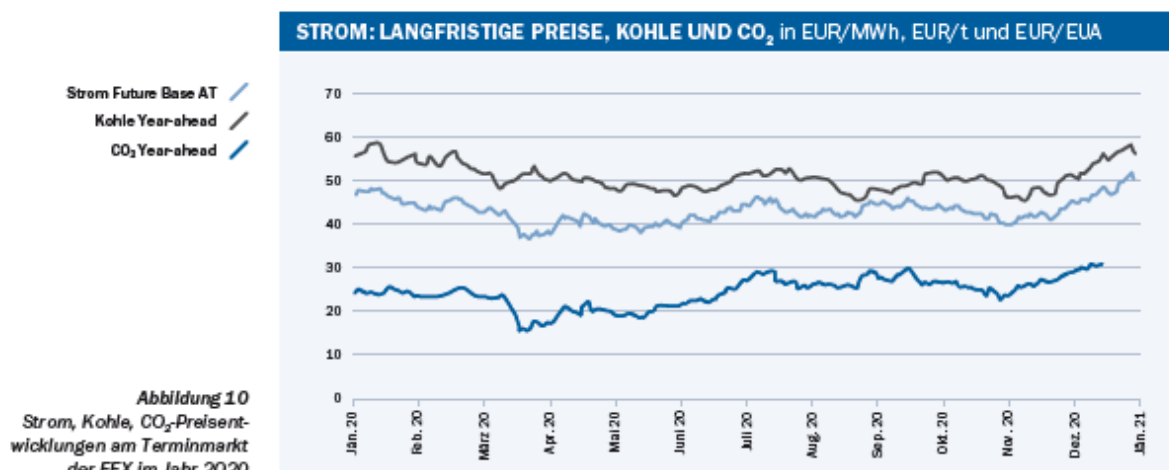
Dieser Zustand wurde durch die Mitte März verordneten Einschränkungen für Wirtschaft und Gesellschaft weiter verschärft. Vor allem der Rückgang der wirtschaftlichen Aktivität während des Lockdowns bewirkte, dass sich die Stromnachfrage nicht nur merklich reduzierte, sondern auch die Struktur der Lastverläufe verändert wurde. Infolgedessen kam es zu erhöhter Preisvolatilität bei durchschnittlichen Preisen von unter 19 EUR/MWh (siehe Abbildung 9). Für April und Mai bedeutete dies einen Preiseinbruch von über 50% im Vergleich zu den jeweiligen Vorjahreswerten. Um zu analysieren, inwieweit diese Entwicklungen direkt auf die Notmaßnahmen zurückzuführen sind, ist es notwendig, jene Parameter zu kontrollieren, die zwar Einfluss auf die Preisbildung hatten, aber nicht durch die Verordnungen beeinflusst werden konnten. Diese Parameter umfassen neben erwartbaren Saisonfaktoren auch Temperaturschwankungen sowie erneuerbare Erzeugung aus Laufwasser, Wind und Photovoltaik. Laut interner Berechnung konnte so ein negativer Base- Preiseffekt durch die COVID-Maßnahmen von durchschnittlich 9 EUR/MWh im Zeitraum zwischen Inkrafttreten des ersten COVID-Maßnahmengesetzes und der im Mai umgesetzten Lockerungsmaßnahmen identifiziert werden. In diesem Zeitraum kam es zudem zu einer Häufung an Stunden mit negativen Strompreisen (vor allem an Wochenenden und Feiertagen).

Nachdem sich das Infektionsgeschehen deutlich abgeschwächt und das COVID-Lockerungsgesetz einen ersten Grundstein zur Normalisierung der Lage gelegt hatte, begannen auch die Großhandelspreise erheblich zu steigen (+51% von Mai auf Juni). Die nachfrageseitig induzierten COVID-Preiseffekte nahmen während dieser Phase stetig ab und sind laut Modell bereits ab Juni nicht mehr statistisch signifikant. Die saisonbedingt schwächere Laufwassererzeugung im Spätsommer hatte zudem preistreibende Wirkung. Nach 32 EUR/MWh im Juli stiegen die Durchschnittspreise im August auf 36 EUR/MWh an und rangierten somit nur noch knapp unter dem Vergleichswert aus dem Jahr 2019. Auch im September legten die Preise mit durchschnittlich 45 EUR/MWh deutlich zu, was auch auf niedrigere Temperaturen, anziehende CO₂-Preise und vermehrte Preisspitzen aufgrund nicht verfügbarer Kraftwerkskapazitäten zurückzuführen war. Nach dem witterungsbedingten Preisrückgang im Oktober wurden im November neue Notmaßnahmen beschlossen, um die sich verschlechternde COVID-Situation in den Griff zu bekommen. Folglich kam es zu einem erneuerten Lockdown, der einen weiteren Nachfrageschock in den Markt induzierte. Dieser im Vergleich zum ersten Lockdown schwächer ausgeprägte Nachfrageschock

fürhte jedoch zu keinen signifikanten Preiseffekten in Österreich. Dabei dürften die winterbedingt höhere Residuallast sowie nichtsynchrone COVID-Maßnahmen in Europa effektmindernd gewirkt haben. Das mittlere Preisniveau von 45,7 EUR/MWh im November und Dezember war aber, gemessen an den sonst üblichen Saisonmustern, dennoch als niedrig einzustufen.



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



Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

Die bisher erläuterten Preisentwicklungen beziehen sich auf die Ergebnisse der Day-ahead-Marktkopplungsauktion, die täglich um 12 Uhr mittags stattfindet und auch grenzüberschreitenden Handel ermöglicht. Neben dieser bietet die Wiener Strombörse EXAA eine zusätzliche nationale Day-ahead-Auktion um 10:15 an. Aufgrund der zeitlichen Differenz existiert ein sogenannter „Timespread“ in den Handelsabschlüssen (die gleiche Lieferstunde kann in den beiden Auktionen unterschiedliche Preise aufweisen). Der durchschnittliche Timespread im Jahr 2020 lag bei –6 Cent/MWh – die Strompreise der 10:15-Auktion waren also im Mittel etwas günstiger als die Vergleichspreise der Marktkopplungsauktion um 12:00. Obwohl im ganzjährigen Mittel nur eine sehr moderate Differenz aufgetreten ist, scheint dieses Ergebnis dennoch überraschend, da die früher stattfindende 10:15-Auktion sowohl höhere Prognoseunsicherheit als auch geringere Liquidität aufweist. Erklärbar wird dieses Ergebnis durch den lokalen Charakter des EXAA-Marktes – der fehlende grenzüberschreitende Austausch mit anderen Marktgebieten scheint im Krisenjahr 2020 zu stärkerer Preisrigidität geführt zu haben. In der Phase des Preiseinbruchs im Frühjahr waren die Preise der nationalen Auktion höher als jene der Marktkopplungsauktion (Überschusskapazitäten

anderer Marktgebiete wurden nicht importiert). Dementgegen wurden im Zeitraum des Preisaufschwungs auftretende Knappheitspreise durch Kraftwerksausfälle in anderen Marktgebieten nicht im gleichen Ausmaß generiert wie im grenzüberschreitenden Handel.

Die Spotpreisentwicklungen im Day-ahead-Markt führten zwischenzeitlich auch zu neuen Strompreiserwartungen auf den Terminmärkten. Der Lockdown im Frühjahr brachte einen Preiseinbruch bei den Kontrakten für das Gesamtjahr 2021 von über 10 EUR/MWh im Vergleich zum Jahresbeginn. Durch die Lockerung der Maßnahmen verbreitete sich wieder Optimismus über den wirtschaftlichen Verlauf des Folgejahres. Im Sommer wurde der Base-Jahresfuture 2021 bereits bei 45 EUR/MWh gehandelt und lag somit auf dem Vorkrisenniveau. Durch den Anstieg der COVID-Infektionen und die damit verbundene Wiedereinführung von Notmaßnahmen traten am Jahresende erneut Abwärtstendenzen auf – zuletzt lag der Base-Preis für 2021 bei etwa 50 EUR/MWh. Über den gesamten Handelszeitraum war aber vor allem die starke Abhängigkeit zur Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten zu erkennen (siehe Abbildung 10). Brennstoffpreise wie jener für Kohle nahmen im Jahresverlauf nur eine untergeordnete Rolle ein.

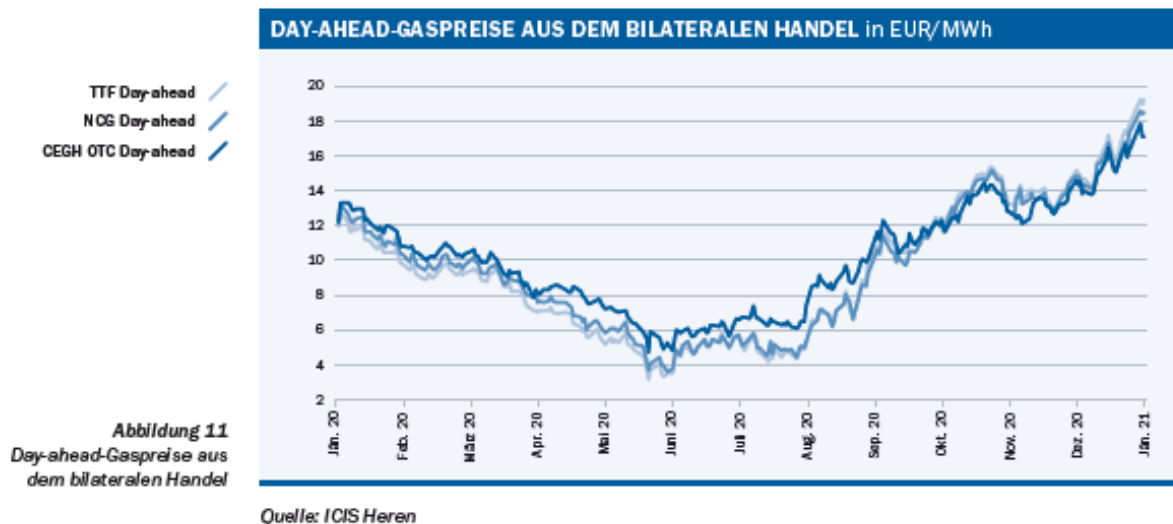
Großhandelsmarkt für Gasprodukte

Das Jahr 2020 wurde größtenteils durch preisdrückende Faktoren und vor allem durch unvorhersehbare Entwicklungen beeinflusst. Im Vergleich zum Vorjahr waren die bilateral gehandelten Day-ahead-Preise am Central European Gas Hub (CEGH) heuer um rund 32% niedriger. Zwischen den Vergleichsjahren 2018 und 2019 sind die Preise mit 36% etwas stärker gefallen. In den ersten Monaten des aktuellen Jahres lag die Durchschnittstemperatur über dem historischen Wert der vergangenen Jahre. Durch die milden Temperaturen war der Heizbedarf verhältnismäßig gering, weshalb auch nur wenig Gas aus den Speichern entnommen wurde. Gut gefüllte Gasspeicher bedeuten mehr Flexibilität und wirken auf den Märkten tendenziell preisdrückend.

Eine gänzlich unvorhersehbare Dynamik ist durch die weltweite Ausbreitung von COVID-19 und den damit einhergehenden Maßnahmen entstanden. Nachfrage und Liquidität sind auf den Energiemärkten eingebrochen und die preisdrückenden Einflüsse haben sich zunehmend intensiviert. Der niedrigste Preis für das OTC CEGH Day-ahead-Produkt wurde im Mai 2020 mit 4,7 EUR/MWh erreicht.

Die schon im Jahr 2019 beobachtbar hohe Verfügbarkeit an verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas „LNG“) führt auch heuer dazu, dass am globalen Markt ein Überangebot herrscht. Daran haben auch diverse Stornierungen bzw. Verzögerungen von US LNG-Lieferungen nach Europa während der Sommermonate keine fundamentale Veränderung gebracht. Ausschlaggebend war das gedrückte Preisniveau am europäischen Markt, wodurch der Verkauf von LNG nicht lukrativ war.

Die Preise am österreichischen CEGH werden in den Sommermonaten traditionell auch durch die erhöhte Nachfrage aus dem italienischen Markt beeinflusst. Historisch ist dies immer wieder der Fall, da eine essenzielle Transportroute von leitungsgebundenem Gas über Österreich führt und in Italien während der Sommermonate behördlich vorgegebene Quoten zur Einspeicherung erfüllt werden müssen. Während des vergangenen Gassommers konnte jedoch kein preistreibender Einfluss für das österreichische Marktgebiet durch erhöhte Nachfrage aus Italien beobachtet werden. Der notwendige Preisunterschied von rund 1,2 EUR/MWh, um die Transportkosten zwischen CEGH und PSV zu decken und daher lukrativ zu sein, wurde zuletzt Anfang April und dann erst wieder Anfang November 2020 erreicht. Historisch betrachtet liegen die italienischen Gaspreise immer etwas über jenen von anderen europäischen Märkten. Aus diesem Grund ist Italien auch im Jahr 2020 attraktiv als Verkaufsziel von LNG gewesen. Diese zusätzliche Gasquelle erhöht das Angebot wie auch die Flexibilität und kann die italienische Nachfrage für Gas aus dem österreichischen Markt reduzieren.



Diverse Wartungsarbeiten an Gasleitungen haben während der Sommermonate die Gasverfügbarkeit zeitweise eingeschränkt. Dies hat sich auf alle europäischen Märkte preistreibend ausgewirkt. Um das verringerte Gasangebot zu kompensieren, wurde während der Sommermonate auch immer wieder Gas aus den österreichischen Speichern entnommen. Ende September waren die Speicher daher lediglich zu rund 90% gefüllt. Die verfügbare Speicherkapazität beeinflusst auch die Strategie der Händler während des Herbstes. Das vierte Quartal war jedoch auch durch die unsichere Nachfrageentwicklung durch COVID-19 geprägt. Dennoch wurde im Gleichklang mit größeren europäischen Hubs am 29. Dezember mit 17,85 EUR/MWh der Jahreshöchstwert für das CEGH OTC Day-ahead-Produkt erreicht.

Die Preise am virtuellen Handlungspunkt (CEGH-VTP) in Österreich sind auch im Jahr 2020 weitestgehend im Gleichklang mit den Gebieten Net Connect Germany (NCG) sowie Titel Transfer Facility (TTF) verlaufen. Am CEGH OTC Day-ahead-Markt musste im Jahresdurchschnitt ein Aufpreis von rund 0,72 EUR/MWh zum TTF berücksichtigt werden. Der durchschnittliche Preisunterschied ist deutlich geringer als im Jahr 2019, wo er im Mittel bei 1,23 EUR/MWh lag. Die Preisdifferenz zwischen CEGH OTC und NCG beläuft sich im Jahresdurchschnitt 2020 auf 0,60 EUR/MWh. Von 28. September bis Ende des Jahres 2020 waren die Preise am österreichischen CEGH OTC Day-ahead-Markt zudem an jedem Tag niedriger als für das vergleichbare Produkt am TTF. Im selben Zeitraum waren die Preise für das CEGH OTC Day-ahead-Produkt, bis auf ein paar wenige Tage, auch niedriger als für das äquivalente Produkt am NCG.

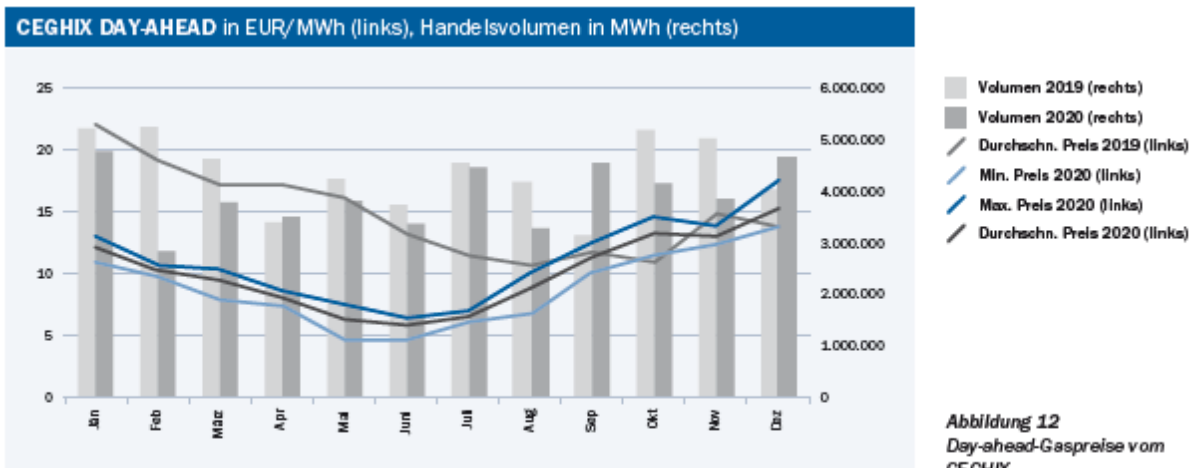


Abbildung 12
Day-ahead-Gaspreise vom
CEGHIX

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

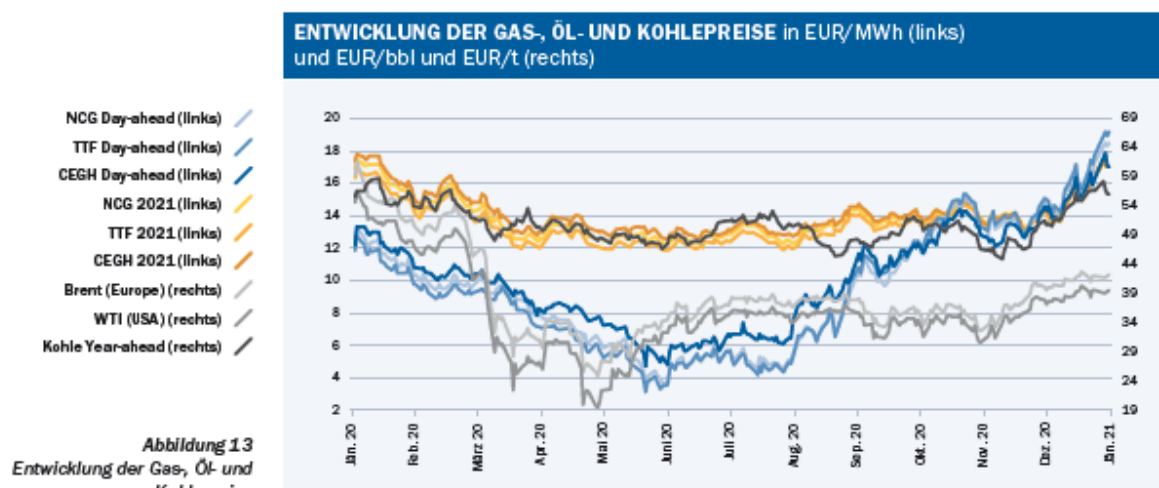


Abbildung 13
Entwicklung der Gas-, Öl- und
Kohlepreise

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

Der Trend der letzten Jahre setzt sich weiter fort. So sind sowohl die bilateral als auch die börslich gehandelten Volumina (Kurzfrist- und Langfristmarkt) für Produkte mit Lieferort Österreich im Vergleich zum Vorjahr gestiegen, wobei der geringste Anstieg auf den kurzfristigen Börsenhandel (Day-ahead und Intraday) entfällt. Verglichen mit jedem Monat des Vorjahres, wurden lediglich im April, September und Dezember 2020 höhere Volumina am Day-ahead-Markt gehandelt. Der größte Volumenzuwachs im Vergleich zum Vorjahr konnte am bilateralen CEGH OTC-Markt beobachtet werden.

Der historische Ölpreisverfall am 9. März hat primär die Gaspreise für das Jahresprodukt 2021 betroffen. Der kurzfristige Gasmarkt hatte sich am Ende des Handelstages bereits wieder erholt. Dieser war schon davor auf einem niedrigen Preisniveau, wodurch wenig Spielraum für Entwicklungen weiter nach unten vorhanden war. Weiters hatten sich die kurzfristigen Gaspreise durch das große LNG-Angebot seit Sommer 2019 zunehmend von den Ölpreisen entkoppelt und wurden vermehrt durch Fundamentaldaten geprägt. Das Preismaximum für Europas wichtigste Rohölsorte „Brent“ lag im Jahr 2020 bei rund 68,91 EUR/bbl und wurde im Monat Jänner erreicht. Im Durchschnitt waren die Ölpreise im Jahr 2020 um rund 32% niedriger als im Vorjahr. Zwischen 2018 und 2019 ist der Jahresdurchschnittspreis um 11% gesunken. Der Preisverlauf von „Brent“ und „West Texas Intermediate“ (WTI), der Rohölsorte aus den USA, verlief auch 2020 sehr ähnlich.

Die Preise für CO₂-Zertifikate haben sich besonders rasch von den Folgen der ersten europäischen COVID-19-Welle erholt. Ende Dezember wurde der Jahreshöchstpreis für das Year-ahead-Produkt mit 33,44 EUR/EUA erreicht. Dies prägt die Konkurrenzsituation zwischen Gas und Kohle zu Gunsten von Gaskraftwerken, da diese emissionsärmer produzieren können. Die Kohlepreise (Rotterdam) für das Folgejahr sind mit einem Jahresdurchschnittspreis von 50,72 EUR/t um rund 18% im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

RECHTSRAHMEN - ENTWICKLUNGEN IN DER EU UND IN ÖSTERREICH

Rechtsentwicklungen auf europäischer Ebene

GREEN DEAL

Die EU-Kommission hat bereits Ende des Jahres 2019 ein Maßnahmenpaket für stärkeren Klimaschutz und wirtschaftliche Veränderungen in Europa vorgestellt: den „Green Deal“. Mit diesem Maßnahmenpaket strebt die EU als erster Kontinent Klimaneutralität bis 2050 an. Dieser „Green Deal“ soll das Engagement der EU-Kommission für die Bewältigung klima- und umweltbedingter Herausforderungen bekräftigen.

Kern dieses Vorhabens ist eine neue Wachstumsstrategie, mit der die EU zu einer fairen und wohlhabenden Gesellschaft mit einer modernen, ressourceneffizienten und wettbewerbsfähigen Wirtschaft werden soll, die ab dem Jahr 2050 keine Netto-Treibhausgasemissionen mehr freisetzt. Das Wirtschaftswachstum ist vom Ressourcenverbrauch zu entkoppeln.

Der Aktionsplan umfasst folgende Kernelemente:

- > Investitionen in neue, umweltfreundliche Technologien
- > Unterstützung der Industrie bei Innovationen
- > Einführung umweltfreundlicherer, kostengünstigerer und gesünderer Formen des privaten und öffentlichen Verkehrs
- > Dekarbonisierung des Energiesektors
- > Erhöhung der Energieeffizienz von Gebäuden
- > Globale Zusammenarbeit zur Verbesserung weltweiter Umweltnormen

Diese Maßnahmen sollen gemeinsam von einem Investitionsplan namens „Next Generation EU“ in Höhe von 750 Milliarden Euro begleitet werden. Zusätzlich sieht der „European Sustainable Investment Plan“ die Bereitstellung von Finanzmitteln in Höhe von einer Billion Euro für den Umbau des Wirtschafts- und Energiesystems bis 2030 vor.

Im März 2020 wurde der Vorschlag für ein europäisches Klimagesetz zur Verwirklichung einer CO₂-neutralen Europäischen Union bis 2050 vorgestellt. Es orientiert sich am langfristigen Ziel, die Erderwärmung deutlich unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu halten und Anstrengungen zu unternehmen, um sie auf unter 1,5 °C zu begrenzen.

Im Juli 2020 wurden die Strategien zur Integration des Energiesystems und der Wasserstoff-Strategie der EU von der Europäischen Kommission angenommen. Am 15. Dezember veröffentlichte die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Überarbeitung der Infrastruktur-Verordnung. Diese soll künftig nach den Zielen des Green Deal ausgerichtet werden.

DRITTES BINNENMARKTPAKET

Das dritte Binnenmarktpaket bietet die rechtliche Grundlage für die Strukturen des europäischen Energiemarktes. Es wurde durch die Stromhandelsverordnung, die

Elektrizitätsbinnenmarktverordnung des Clean Energy Package (CEP) sowie ergänzend durch Netzkodizes und Leitlinien umgesetzt, die fortlaufend weiterentwickelt werden.

Zusätzlich sind sogenannte „Geschäftsbedingungen und Methoden“ (TCMs – terms and conditions or methodologies) vorgesehen, die in der Regel von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) sowie nominierten Strommarktbetreibern (NEMOs) erarbeitet und von den Regulierungsbehörden geprüft und genehmigt werden. Falls in gesamteuropäischen oder regionalen Genehmigungsprozessen dieser TCMs innerhalb von 6 Monaten keine Einstimmigkeit zwischen den betroffenen Regulierungsbehörden erreicht werden kann, erfolgt die Entscheidung auf Basis der neuen ACER-VO nunmehr durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

Die E-Control ist in die Abstimmungsprozesse mit ÜNB während der Erarbeitungsphase und in die regulatorischen Prozesse zur Koordination und Genehmigung auf allen relevanten Ebenen aktiv eingebunden.

STROM-BINNENMARKTRICHTLINIE UND -VERORDNUNG

Für den Energiebinnenmarkt maßgebende rechtliche Grundlagen sind die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie. Die direkt anzuwendende Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ist bereits mit 4.6.2019 in Kraft getreten, die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie war bis zum 1.1.2021 von den Mitgliedstaaten in nationales Recht zu transformieren.

Die wesentlichen Ziele der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung betreffen die Klima- und Energiepolitik bis 2030, Grundsätze für integrierte Elektrizitätsmärkte und Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Spezielles Augenmerk im Jahr 2020 lag auf der Umsetzung des vorgegebenen „70%-Kriteriums“. Die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung legt diesen Mindestwert in Höhe von 70% der thermischen Übertragungskapazität fest, als die dem Markt zur Verfügung zu stellende Kapazität für den gebotszonenübergreifenden Handel. Diese Vorschriften traten mit dem 1.1.2020 in Kraft und erfordern ein effizientes Zusammenspiel zwischen den relevanten europäischen Netzbetreibern und den zuständigen Behörden der jeweiligen Mitgliedstaaten.

Zur Vermeidung von Netzengpässen sieht die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vor, dass jeder Mitgliedstaat eine Verlängerung der Umsetzungsfrist für das „70%-Kriterium“ erhalten kann, sofern er einen Aktionsplan vorlegt. Ein solcher Aktionsplan beinhaltet konkrete Maßnahmen, mit denen ein Mitgliedstaat seine internen Netzengpässe verringert. Auf Basis eines solchen Aktionsplan wird dem Mitgliedstaat die Möglichkeit eröffnet, den Zielwert von 70% erst mit 31. Dezember 2025 zu erreichen.

Als erster Schritt zu einem solchen Aktionsplan muss ein Nachweis von Engpässen durch eine Studie des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE) oder durch einen Bericht der nationalen ÜNB an die Regulierungsbehörde erfolgen. Die österreichischen ÜNB (Austrian Power Grid AG [APG] und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH [VÜN]) reichten im Jahr 2020 bei der E-Control einen derartigen Bericht zu strukturellen Engpässen im österreichischen Übertragungsnetz zur Genehmigung ein. Die E-Control genehmigte diesen Bericht als Voraussetzung für die Erstellung eines Aktionsplans bis Jahresende 2020.

In der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung sind weiters Regelungen zur Beurteilung der „Generation Adequacy“, die Umsetzung von Kapazitätsmechanismen, die Weiterentwicklung von regionalen

Sicherheitszentren zu „Regional Coordination Centers“ für den Übertragungsnetzbetrieb und die Möglichkeit zur Entwicklung neuer Netzwerkkodes geregelt.

Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie legt weiters einen Schwerpunkt auf Konsumententhemen. Die Richtlinie setzt verschiedene Maßnahmen, die die bisherige Rolle der Konsumentinnen und Konsumenten von passiven Strom- und Gasbeziehern zu aktiven Teilnehmenden am Energiemarkt ermöglichen sollen. Kundinnen und Kunden, die Strom selbst erzeugen, verkaufen, speichern oder an Energieeffizienz- oder Flexibilitätsprogrammen teilnehmen, wird eine gemeinschaftliche Erzeugung von Energie durch Bürgerenergiegemeinschaften und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften ermöglicht.

Weiters gibt die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie das Anbieten verlässlicher Preisvergleichstools sowie einfache und leicht verständliche Energierechnungen vor. Weitere Inhalte betreffen die Bekämpfung von Energiearmut.

Netzreserve

Die vermehrte Integration erneuerbarer Energiequellen und eine damit verbundene erhöhte Volatilität der Erzeugung erfordern kosteneffiziente Regelungen zur Sicherstellung der Netzstabilität durch Vorhaltung notwendiger Kraftwerksreserven. Die neuen Regelungen zur Netzreserve in einer Anpassung des EIWOG 2010 tragen diesem Erfordernis Rechnung. Nach inhaltlicher Abstimmung mit der Europäischen Kommission wurde diese Novelle des EIWOG 2010 im Dezember 2020 im Nationalrat einstimmig beschlossen. Diese neuen Netzreservebestimmungen sind am 8. Jänner 2021 in Kraft getreten. Sie bilden die Vorgaben des Art 13 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung ab und ersetzen die bisherige Praxis des Regelzonenführers Austrian Power Grid AG (APG), die für die Erbringung von Engpassmanagement und Redispatchdienstleistungen notwendigen Kraftwerke in Österreich über Mehrjahresverträge zu sichern. Die Netzreservebeschaffung soll nunmehr auf Basis einer von APG erstellten und mit der E-Control abgestimmten Systemanalyse basieren. Die notwendigen Informationen über geplante temporäre, saisonale oder endgültige Stilllegungen von Kraftwerken werden über eine jährliche Meldeverpflichtung von Kraftwerken größer als 20 MW sichergestellt. Anhand der Systemanalyse werden erforderliche Kraftwerkskapazitäten nach einer wettbewerbsorientierten Ausschreibung kontrahiert. Dabei sind auch ausländische Kraftwerke, industrielle Verbrauchsanlagen (sog. „demand-side response“) und kleinere inländische Kraftwerke oder Aggregatoren/Pools größer als 1 MW zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren berechtigt. Das Auswahlverfahren resultiert im Abschluss winter- bzw. sommersaisonaler Netzreserveverträge über einen Zeitraum von ein oder zwei Jahren. Nehmen zu wenige geeignete Kraftwerke am Auswahlverfahren teil oder sind die Angebote zu teuer, wird der notwendige Netzreservebedarf durch den – in letzter Konsequenz mit Hoheitsgewalt durchsetzbaren – Abschluss von Netzreserveverträgen gesichert, wobei die Regulierungsbehörde sowohl die Auswahl der Netzreservekraftwerke als auch eine allfällige Verpflichtung der Kraftwerke zur Bereithaltung (sog. „Stilllegungsverbot“) auf Vorschlag der APG mit Bescheid zu treffen hat. Kraftwerke, die ihre Stilllegung angezeigt haben und nicht zur Netzreservebereithaltung im Zuge des Ausschreibungsverfahrens oder des Verfahrens zur Kontrahierung gegen Kostenersatz kontrahiert worden sind, haben ihre Anlagen für den angekündigten Zeitraum stillzulegen. Für die Dauer der Kontrahierung ist zur Verhinderung von Marktverzerrungen die Marktteilnahme kontrahierter Anlagen ebenso unzulässig wie der (früher rechtlich mögliche) monatsweise variable Wechsel aus der Reserve in den Markt.

ERNEUERBAREN-AUSBAU-GESETZ (BEGUTACHTUNGSENTWURF)

Im September 2020 wurde der Begutachtungsentwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG-Entwurf) vom BMK vorgelegt. Ab 2030 soll gemäß EAG-Entwurf der Gesamtstromverbrauch zu 100% national bilanziell mit erneuerbaren Energieträgern gedeckt werden. Dazu sollen in Summe 27 TWh

Jahreserzeugung Strom durch die OeMAG neu kontrahiert werden. Die dafür notwendigen Fördermittel sollen im dreijährigen Mittel nicht 1 Mrd. Euro übersteigen. Die finanziellen Anreize für diesen Ausbau sind Marktprämien und Investitionszuschüsse.

Grundsätzlich sollen nach dem EAG-Entwurf Ökostromanlagen-Betreiber zur Vermarktung ihres erzeugten Stroms selbst verpflichtet werden.

Die Aufbringung der Fördermittel soll analog dem aktuellen System erfolgen, dabei sollen weiterhin Kostenbefreiungen für einkommensschwache Haushalte vorgesehen werden.

Ein wichtiger Bestandteil des EAG-Entwurfs sind Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG). EEG können Energie aus erneuerbaren Quellen (gemeinschaftlich) erzeugen und die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen.

Die E-Control hat gemäß EAG-Entwurf die Erreichung der Ziele zu überwachen und jährlich mittels Bericht an das BMK, den Nationalrat und den Energiebeirat zu dokumentieren. Im Zusammenhang mit Strom-Netzanschlüssen sieht der EAG-Entwurf Bestimmungen vor, die einen vereinfachten Netzzutritt für Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern ermöglichen. Aufgabe der Regulierungsbehörde wird es in diesem Zusammenhang sein, die Einhaltung der gesetzlichen Verpflichtungen für diesen vereinfachten Netzanschluss zu überwachen.

Für Forschungs- und Demonstrationsprojekte, welche für die Energiewende wichtige Entwicklungen einleiten können, werden im EAG-Entwurf regulatorische Freiräume geschaffen. Erfüllt ein Projekt vorgegebene Ziele und eine Förderung der Forschungs-Förderungsgesellschaft (FFG), so hat die E-Control eine Befreiung des Projektes von Netzentgelten für einen Zeitraum von bis zu drei Jahren festzulegen.

STROM – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT

Regulierung der Strom-Netz

Die Festlegung der Netzentgelte für Stromnetzbetreiber erfolgt gemäß EIWOG 2010 auf Basis der anerkannten Kosten der Netzbetreiber mit Bezug auf die durch den Netzbetreiber erhaltenen sowie abgegebenen Strommengen.

Die Anerkennung angemessener Kosten und der durch die Netzbetreiber verteilten Strommengen werden mit Bescheid der E-Control festgestellt. Betroffen sind Verteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von mehr als 50 GWh (Basisjahr 2008). Die Anerkennung der Kosten erfolgt auf Grundlage eines Anreizregulierungsmodells, das bis zum Jahr 2023 gültig ist.

Einige Netzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh stellten ebenfalls einen Antrag auf Kostenfeststellung, was eine Gesamtzahl von 60 geprüften Verteilernetzbetreibern ergibt.

Ebenfalls jährlich geprüft wird die Angemessenheit der Kosten der zwei Übertragungsnetzbetreiber.

In Summe hat die E-Control unter Anwendung der aktuell gültigen Regulierungssysteme Kosten von rund 2,3 Mrd. EUR pro Jahr für den Betrieb der Stromnetze anerkannt. Aufbauend auf diesen Kosten und den durch Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber verteilten Strommengen erlässt die

Regulierungskommission eine Verordnung für die Entgelte. Diese Festlegung tritt grundsätzlich am Beginn jedes Kalenderjahres in Kraft.

KOSTENERMITTLUNG FÜR STROMVERTEILERNETZE

Für Stromverteilernetze wird eine Anreizregulierung angewendet, um zu Effizienzsteigerungen zu motivieren. Mit dem Jahr 2019 begann die vierte Regulierungsperiode. Für die kostengeprüften Stromverteilernetzbetreiber mit einer Abgabemenge von weniger als 50 GWh erfolgte der Start um ein Jahr zeitversetzt mit dem Jahr 2020.

Zu Beginn jeder Regulierungsperiode wird eine Ausgangskostenbasis nach den im EIWOG 2010 festgelegten Grundsätzen festgestellt und diese in weiterer Folge mit Zielvorgaben und einer netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate fortgeschrieben. Die Zielvorgaben umfassen den technologischen Fortschritt des gesamten Sektors (Stromverteilernetz) und unternehmensindividuelle Zielvorgaben, die sich aus einem Effizienzvergleich verschiedener Netzbetreiber ableiten. Daraus ergeben sich Vorgaben zur Kostensenkung. Ein weiterer Anreiz ist dadurch gegeben, dass zusätzliche Einsparungen bei den Unternehmen als zusätzlicher Gewinn verbleiben. Auch wirken sich überdurchschnittliche Kosteneinsparungen positiv in zukünftigen Effizienzvergleichen aus, welche kontinuierlich vor jeder folgenden Regulierungsperiode durchgeführt werden.

Insgesamt sind die Kosten für den Betrieb der Verteilernetze im Jahr 2021 im Vergleich zum Jahr 2020 leicht gestiegen.

Unter Anwendung des Regulierungsmodells werden die Kosten und das Mengengerüst der jeweiligen Netzbetreiber jährlich bestimmt und mit Bescheiden der E-Control festgelegt. Diese Kosten- und Mengendaten dienen in weiterer Folge zur Ermittlung der Entgelte, welche von der Regulierungskommission festgelegt werden. Ex post werden die tatsächlichen Erlöse mit den der Tarifierung zugrunde liegenden Erlösen verglichen und im Rahmen des Regulierungskontos aufgerollt. Die Differenzbeträge werden bei der Feststellung der Kosten im folgenden Jahr mindernd bzw. erhöhend berücksichtigt.

KOSTENERMITTLUNG FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Die jährliche Kostenanerkennung der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt auf Basis des sogenannten Kosten-Plus-Regulierungsmodells. Dabei wird die Angemessenheit der vom Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Kosten geprüft und durch Entgelte abgedeckt, welche von der Regulierungskommission beschlossen werden.

Um auch zukünftig für Übertragungsnetzbetreiber eine Anreizkomponente in Form eines Effizienzfaktors zu ermöglichen, nimmt die E-Control erneut beim länderübergreifenden CEER-Benchmarking teil. Im Rahmen dieses Projektes wird die Kosteneffizienz des teilnehmenden Übertragungsnetzbetreibers durch einen Vergleich mit anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern bestimmt.

In der aktuellen Kosten- und Mengenermittlung der Übertragungsnetzbetreiber waren die Kosten zur Vermeidung von Netzengpässen ein wesentliches Thema. Diese Aufwendungen sind etwas zurückgegangen, wobei dies primär auf Aufrollungsbeträge aus der Vergangenheit zurückzuführen war.

Mittelfristig sind hier keine Kostenreduktionen zu erwarten, da die Anforderungen an das Übertragungsnetz steigen werden (Zunahme volatiler Stromerzeugung) und die notwendigen Investitionen (Salzburgerleitung, Kapazitätserweiterungen) abzudecken sind.

Die Kosten zur Abdeckung der Netzverluste sind durch niedrigere Strommarktpreise und eine optimierte Beschaffung um rund 11% gesunken.

Die mit den Verteilernetzbetreibern gemeinsame Beschaffung der zur Netzverlustabdeckung erforderlichen Strommengen bewirkt weitere Senkungen der Gesamtkosten des Systems.

NETZENTGELTE

Grundlage für die Bestimmung der Netzentgelte sind die anerkannten Kosten und verteilten Strommengen der Netzbetreiber. Die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) unterscheidet Netzentgelte sowohl nach Netzebene (NE) als auch nach den insgesamt vierzehn gesetzlich definierten Netzbereichen. In den Netzbereichen Niederösterreich, Oberösterreich, Linz, Steiermark, Tirol und Vorarlberg werden zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte die Kosten und Mengen der im jeweiligen Netzbereich befindlichen Netzbetreiber zusammengefasst. Kosten- und Erlösunterschiede der einzelnen Netzbetreiber in einem Netzbereich werden durch Ausgleichszahlungen zwischen diesen Netzbetreibern kompensiert.

NETZNUTZUNGS- UND NETZVERLUSTENTGELTE VON 30.9.2001 BIS 1.1.2021															
Entgelt-anpassung pro Ebene	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2020		Anpassung 2021			Gesamt-anpassung	
	Mio. EUR	In % ¹⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾
Ebene 3	-7,91	-12,3	-3,85	-6,0	-2,44	-3,8	-0,49	-0,8	19,62	30,6	1,74	2,7	2,5	6,66	10,4
Ebene 4	-6,38	-11,5	-0,95	-1,7	-1,28	-2,3	-0,18	-0,3	12,77	23,1	1,77	3,2	3,0	5,74	10,4
Ebene 5	-62,80	-19,5	-10,04	-3,1	-8,23	-2,6	-2,50	-0,8	42,10	13,1	10,48	3,3	3,7	-30,99	-9,6
Ebene 6	-28,18	-13,5	-4,20	-2,0	-4,30	-2,1	-1,88	-0,9	25,44	12,2	6,96	3,3	3,6	-6,16	-2,9
Ebene 7 - gemessen	-59,13	-19,9	-14,44	-4,9	-12,29	-4,1	-5,84	-2,0	21,46	7,2	10,73	3,6	4,7	-59,51	-20,1
Ebene 7 - nicht gemessen	-294,75	-23,8	-37,09	-3,0	-26,12	-2,1	-20,75	-1,7	91,96	7,4	41,97	3,4	4,4	-244,79	-19,8
Ebene 7 - unterbrechbar	-1,59	-3,9	-0,50	-1,2	-1,61	-4,0	-1,40	-3,5	6,61	16,4	1,46	3,6	3,4	2,98	7,4
	-460,7	-20,7	-71,1	-3,2	-56,3	-2,5	-33,0	-1,5	219,9	9,9	75,1	3,4	4,1	-326,1	-14,7

Entgelt-anpassung pro Netzbereich	Anpassung 2001-2005		Anpassung 2006-2009		Anpassung 2010-2013		Anpassung 2014-2015		Anpassung 2016-2020		Anpassung 2021			Gesamt-anpassung	
	Mio. EUR	In % ¹⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾	In % ²⁾	Mio. EUR	In % ²⁾
Burgenland	-32,1	-33,6	-6,0	-6,3	-4,0	-4,2	0,4	0,4	9,2	9,6	5,4	5,7	8,6	-27,07	-28,4
Kärnten	-16,4	-12,7	1,7	1,4	11,7	9,0	0,6	0,4	25,7	19,9	7,9	6,1	5,2	31,19	24,1
Klagenfurt	-3,5	-15,4	0,8	3,3	-0,3	-1,5	1,6	7,1	4,9	21,5	-0,3	-1,5	-1,3	3,09	13,6
Niederösterreich	-51,4	-17,1	-3,5	-1,2	-5,9	-1,9	-27,5	-9,1	43,1	14,3	16,2	5,4	6,3	-29,03	-9,6
Oberösterreich	-59,5	-19,5	-17,5	-5,7	-15,3	-5,0	-12,9	-4,2	51,9	17,0	3,6	1,2	1,4	-49,66	-16,3
Linz	-19,7	-20,1	-8,3	-8,4	-3,6	-3,7	-9,8	-10,0	19,0	19,4	-0,6	-0,7	-0,9	-22,98	-23,5
Salzburg	-48,5	-27,0	-13,5	-7,5	-11,2	-6,3	-4,1	-2,3	14,6	8,1	2,2	1,2	1,9	-60,47	-33,6
Steiermark	-96,7	-27,8	-22,4	-6,4	-22,1	-6,4	12,0	3,4	25,3	7,3	5,6	1,6	2,3	-98,44	-28,3
Graz	-12,4	-28,7	-2,8	-6,4	-0,5	-1,1	-2,1	-4,8	5,1	11,7	3,0	7,0	9,9	-9,68	-22,3
Tirol	-25,3	-14,6	-3,4	-1,9	-0,8	-0,5	-10,4	-6,0	18,9	10,9	6,7	3,8	4,4	-14,29	-8,3
Innsbruck	-3,2	-10,3	1,4	4,6	-0,3	-0,8	0,8	2,6	5,8	18,7	2,6	8,6	7,5	7,19	23,3
Vorarlberg	-9,8	-11,0	2,1	2,3	-2,2	-2,5	-6,6	-7,5	-8,5	-9,5	3,2	3,6	5,0	-21,80	-24,4
Wien	-82,2	-20,2	0,2	0,1	-2,1	-0,5	25,1	6,2	4,2	1,0	19,5	4,8	5,5	-35,29	-8,7
Kleinwalsertal	-0,2	-6,6	0,0	-1,8	0,4	14,9	0,0	-1,3	0,9	36,5	0,2	8,9	6,3	1,21	50,5
	-460,7	-20,7	-71,1	-3,2	-56,3	-2,5	-33,0	-1,5	219,9	9,9	75,1	3,4	4,1	-326,1	-14,7

1) Prozentuale Entgeltanpassung im Betrachtungszeitraum bezogen auf das Entgelt 2001

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

Abbildung 14

Netznutzungs- und Netzverlustentgelte von 2001 bis 2021

Quelle: E-Control

Zu signifikanten Steigerungen der Netznutzungsentgelte für 2021 kommt es vor allem in den Netzbereichen Graz und Burgenland, verursacht durch verstärkte Erneuerung des bestehenden Leitungsnetzes und Investitionen in Smart Metering.

In den Netzbereichen Innsbruck, Niederösterreich, Kleinwalsertal, Wien und Kärnten kommt es 2021 ebenfalls zu Erhöhungen in den Netzentgelten von mehr als 5%. In diesen Netzbereichen waren vorgelagerte Netzkosten, Auswirkungen von Kostenaufrollungen sowie ein geringeres Strommengenwachstum die Ursache für den Anstieg der Netznutzungsentgelte.

Die Netzverlustentgelte für 2021 reduzierten sich in allen Netzbereichen aufgrund der gesunkenen Energiepreise an den Strombörsen und dämpfen damit den Kostenanstieg aus dem Netznutzungsentgelt. Unter einer gemeinsamen Betrachtung der Netznutzungs- sowie der Netzverlustentgelte ergeben sich im Österreichdurchschnitt steigende Netzentgelte im Ausmaß von rund 4,1%.

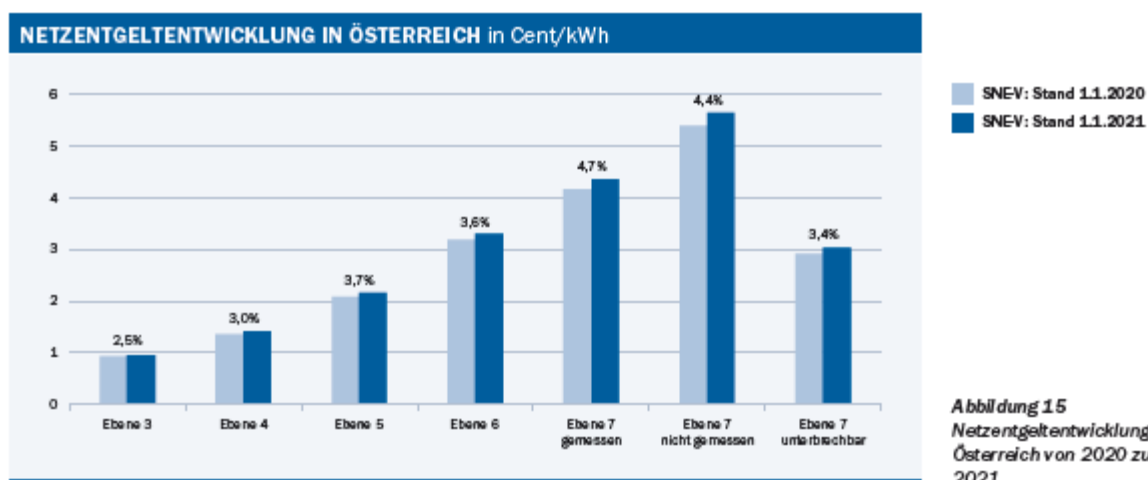


Abbildung 15
Netzentgeltentwicklung in Österreich von 2020 zu 2021

Quelle: E-Control

KONSULTATION FÜR EINE NEUE NETZTARIFSTRUKTUR „TARIFE 2.1“

Der österreichische Stromsektor befindet sich in einer Phase nachhaltiger Veränderungen. Dezentrale Erzeugungen und Speicher, Gemeinschaftsanlagen (EEG, BEG) und die Zunahme der Elektromobilität verändern die Strukturen. Gleichzeitig bewirken intelligente Messgeräte (Smart Meter) neue Möglichkeiten für Kundinnen und Kunden, Energielieferanten, Dienstleister und Netzbetreiber. Neue Chancen und Anforderungen ergeben sich anhand volatiler Erzeugungsstrukturen für flexiblere Verbrauchsstrukturen. Stromkundinnen und -kunden können verstärkt am Strommarkt teilnehmen.

Die beschriebenen Entwicklungen haben erhebliche Auswirkungen auf Fragen zur fairen Kostenbelastung aller Netzkundinnen und -kunden.

Sowohl auf europäischer Ebene (in der Mission 2030) sowie national (im aktuellen Regierungsprogramm) sind Vorgaben für die zukünftige Netzentgeltstruktur enthalten.

Bereits zu Beginn des Jahres 2016 hat die E-Control daher ein Konsultationsdokument zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur veröffentlicht, das bis zum Sommer 2016 konsultiert wurde. Darauf aufbauend wurde unter Berücksichtigung der eingelangten Stellungnahmen ein erstes Positionspapier „Tarife 2.0“ erstellt. Dieses erste Papier wurde im Juni 2020 grundlegend überarbeitet und aktualisiert. Das Ergebnisdokument „Tarife 2.1“ wurde neuerlich konsultiert. Die eingelangten 26 Stellungnahmen wurden bei der Erstellung des finalen Dokuments berücksichtigt,

welches auf der Homepage der E-Control veröffentlicht ist. Zudem wurde der Dialog mit den Betroffenen im Rahmen einer Online-Fachtagung am 21. Oktober 2020 weiter vertieft.

NETZENTGELTSTRUKTUR – STATUS QUO							
Netzzutritts-entgelt	Netzbereit-stellungs-entgelt	Leistungs-komponente	Arbeits-komponente	Netzverlust-entgelt	System-dienstleis-tungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser					Einspeiser > 5 MW		Einspeiser
Entnehmer				Entnehmer			
Netzanschluss	Netznutzung	Netz-verluste	System-dienstleis-tungen	Mess-leistungen	Andere Leistungen		
WEITERENTWICKELTE NETZENTGELTSTRUKTUR „TARIFE 2.1“							
Netzzutrittsentgelt (Pauschalanteil sowie aufwandsorientierte Verrechnung)		Leistungs-komponente	Arbeits-komponente	Netzverlust-entgelt	Neue Systemdienst-leistungsver-rechnung	Entgelt für sonstige Leistungen	
Einspeiser					Einspeiser > 5 MW		Einspeiser
Entnehmer				Lieferanten*		Entnehmer	

Abbildung 16
Netzentgeltstruktur – Status quo sowie Weiterentwicklung

*) Aufbringung könnte wie bei Tertiärregelung über Ausgleichsenergie erfolgen (damit indirekt über Entnehmer zu bezahlen)

Quelle: E-Control

Die Systemnutzungsentgelte der Zukunft sollen zur Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz führen und die geplante Zielsetzung von (bilanziell) 100% erneuerbarer Stromerzeugung bis 2030 unterstützen. Sie sollen wirtschaftliche Anreize für energieeffizientes Verhalten und für die Bereitstellung von Flexibilität setzen.

In der Abbildung 16 sind die vorgeschlagenen Änderungen der Netzentgeltstruktur zusammengefasst.

Die wichtigsten Änderungen betreffen das Netzanschluss-, das Netznutzungs- und das Messentgelt.

Netzanschlussentgelt

Unter den Netzanschlussentgelten werden derzeit gemäß EIWOG 2010 zwei Entgeltkomponenten verstanden, das Netzzutrittsentgelt (aufwandsorientiert für die unmittelbare Herstellung des Netzzutritts) und das Netzbereitstellungsentgelt (als einmalige Pauschale für den gesamten Netzausbau, von der Anschlussleistung abhängig).

Die bezogene Leistung kann mit Smart Metern genauer ermittelt werden. Beim Netzbereitstellungsentgelt könnte es dadurch in der gegenwärtigen Systematik zu vermehrten Nachverrechnungen kommen, wenn die tatsächlich in Anspruch genommene Leistung der Netznutzerinnen und -nutzer exakt gemessen wird und diese die im Netzzugangsvertrag vereinbarte Anschlussleistung überschreitet.

Das Netzbereitstellungsentgelt soll nach Vorschlag der E-Control zukünftig entfallen. Dafür soll das Netzzutrittsentgelt um einen pauschalierten Anteil für allgemeine kapazitätserweiternde Maßnahmen erweitert werden. Eine Reduktion der pauschalen Komponente (bis zu 100%) könnte vorgenommen werden, falls die Einspeisung flexibel auf die Bedürfnisse des Netzbetriebs reagiert und damit ein weiterer Netzausbau vermieden wird.

Netznutzungsentgelt

Das Netznutzungsentgelt dient gemäß ElWOG 2010 der Erstattung der Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems. Es ist dabei ausschließlich von den Entnehmern pro Zählpunkt zu entrichten. Derzeit kommt es auf den Netzebenen 3 bis 7 zu einer arbeits- und leistungsbezogenen Aufbringung, während bei nicht leistungsgemessenen Kundinnen und Kunden der Netzebene 7 eine jährliche Pauschale – derzeit in Höhe von 36 Euro pro Jahr – verrechnet wird.

Themen für die zukünftige Gestaltung des Netznutzungsentgeltes betreffen die Verursachungsgerechtigkeit von Pauschalen, das Verhältnis zwischen Leistungs- und Arbeitsanteilen, die zu verrechnende Leistung (kW) sowie Flexibilitätsanforderungen.

Zur Stärkung der Verursachungsgerechtigkeit schlägt die E-Control nach erfolgtem Smart-Meter-Roll-out die Einführung einer Leistungsmessung für alle Kundinnen und Kunden vor. Die zu verrechnende Leistung soll sich aus dem Jahresdurchschnitt der monatlich bezogenen Viertelstunden-Leistungsspitzen konstituieren. Die leistungsbezogene Tarifkomponente könnte einheitlich pro kW oder gestaffelt nach Leistungsbereichen verrechnet werden.

Eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung ist die Bereitstellung des höchsten monatlichen viertelstündlichen Leistungswertes durch den installierten Smart Meter oder ein entsprechendes Messgerät. Damit einher geht das Erfordernis einer Novellierung des ElWOG 2010, der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) und der SNE-V.

Der Arbeitspreis pro bezogener kWh soll nach Vorschlag der E-Control konstant in gleicher Höhe verrechnet werden.

Für Flexibilitätsdienstleistungen befürwortet die E-Control Anreize mit unterbrechbaren Tarifen und Tarife mit regelbarer Leistung. Damit können volatile Stromerzeugungen (Windkraft, Photovoltaik) besser in das Gesamtsystem integriert werden. Unterbrechbare Netzanlagen entrichten ein geringeres Netzentgelt und bieten im Gegenzug dem Netzbetreiber die Möglichkeit, eine Abschaltung vorzunehmen. Ein Tarif mit regelbarer Leistung könnte als dreigliedriges System den Kundinnen und Kunden zunächst eine unbedingte und somit garantierte Leistung zur Verfügung stellen. Darüber hinaus kann eine Leistung angegeben werden, welche vom Netzbetreiber bei Bedarf eingeschränkt werden darf. Als Gegenzug für diese Einschränkung der Verfügbarkeit erhalten die Kundinnen und Kunden einen vergünstigten Leistungspreis.

Kundinnen und Kunden können ihre Flexibilität hinsichtlich Strombezugsleistung auch am Regelreservemarkt sowie am Energiemarkt zur Verfügung stellen.

Die Neugestaltung der Netznutzungsentgelte soll auch für Erneuerbare Energiegemeinschaften Anreize bieten. Dabei müssen die Netznutzungsentgelte dem Grundsatz der fairen Kostenbeteiligung folgen. Dieses Prinzip wird nach Vorschlag der E-Control durch eine reduzierte lokale Arbeitskomponente des Netznutzungsentgelts umgesetzt.

Die E-Control schlägt weiters zur Vereinfachung vor, das Messentgelt in das Netznutzungsentgelt zu integrieren.

Beim Netzverlustentgelt sieht die E-Control keinen Änderungsbedarf.

Die Netzentgelte sind jedenfalls so auszugestalten, dass sie einkommensschwache Kundinnen und Kunden nicht benachteiligen.

Schließlich ist aus Sicht der E-Control eine Vereinfachung der Rechnungslegung vorzusehen, um ein besseres Verständnis der wesentlichsten Rechnungsinhalte zu erlangen und durch weiterführende Informationen die Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu erhöhen.

Infrastrukturentwicklung im Übertragungsnetz

Gemäß den Bestimmungen des EIWOG 2010 ist die E-Control mit der Überwachung des Netzentwicklungsplans (NEP) der ÜNB beauftragt. In diesem Zusammenhang wurde von den österreichischen ÜNB (APG und VÜN) ein gemeinsamer bundesweiter NEP eingereicht. Dieser wurde im November 2020 von der E-Control per Bescheid genehmigt.

Die ÜNB sind verpflichtet, jährlich einen Zehnjahresnetzentwicklungsplan zu erstellen. Dieser NEP beinhaltet Annahmen zur zukünftigen Stromversorgung, wie Erzeugungskapazitäten, Verbrauchsentwicklungen und grenzüberschreitende Stromflüsse.

Der NEP ist durch die E-Control zu prüfen und gegebenenfalls per Bescheid zu genehmigen. Der NEP beinhaltet Projekte von nationalem sowie von europäischem Interesse. Er beinhaltet den Neubau von Leitungen ebenso wie Sanierungen und Optimierungen bestehender Leitungen.

Im heurigen Jahr wurden zusätzlich zu den bereits in den letzten Jahren genehmigten Projekten drei neue Projekte der APG genehmigt.

Die E-Control überprüft laufend die Umsetzung der Maßnahmen, die im NEP vorgesehen sind. Sie stellt nach Prüfung die Anerkennung der Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sicher.

Der nationale NEP berücksichtigt den EUweiten Netzausbauplan, der alle zwei Jahre erstellt wird, nämlich den sogenannten Ten Year Network Development Plan (TYNDP).

Der aktuelle TYNDP 2020 Entwurf enthält 13 Projekte mit grenzüberschreitendem Nutzen und Beteiligung österreichischer Netzbetreiber.

Die E-Control ist in mehreren Ebenen an der Entwicklung des TYNDP und anzuwendender Kosten-Nutzen-Methoden involviert.

Stromversorgungsprojekte von besonderem Interesse für die europäische Versorgungsstruktur werden als Projects of Common Interest (PCIs) definiert, basierend auf der TEN-E Verordnung. Zur Bewertung vor allem auch der für die Stromversorgungsstruktur in Österreich wichtigen Projekte hat die E-Control mitgewirkt.

Netzdienstleistungsqualität

Die Netzdienstleistungsqualität wird bewertet als Gewährleistung einer stabilen Spannung (Spannungsqualität), als Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen (Versorgungszuverlässigkeit) und als ein optimales Service für Kundinnen und Kunden (kommerzielle Qualität).

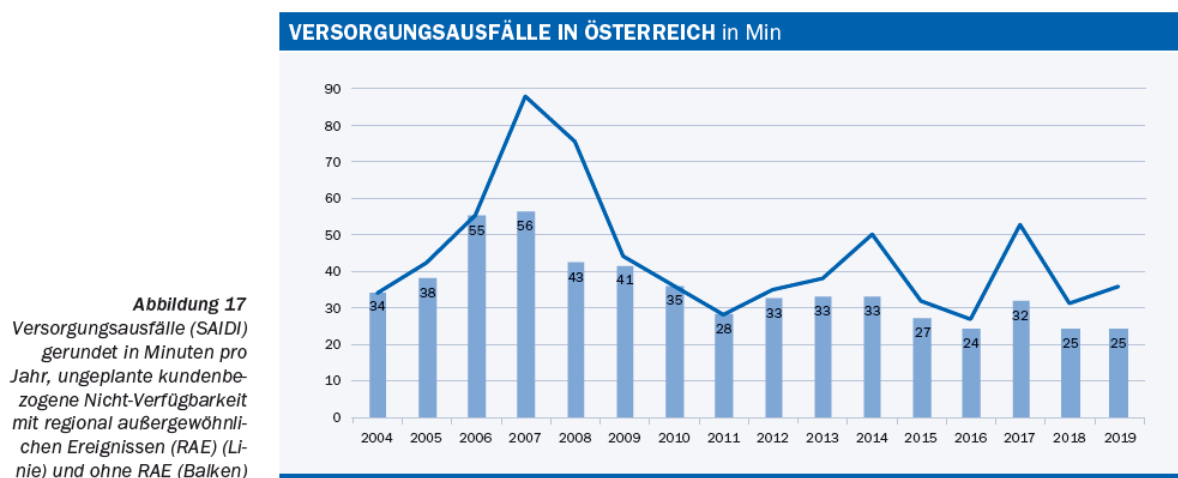
SPANNUNGSQUALITÄT

Für die Sicherstellung der Spannungsqualität erfolgt an definierten Punkten im Netz eine permanente Überprüfung der Spannung. Verteilernetzbetreiber (VNB) haben für jede Netznutzerin und jeden Netznutzer in ihrem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen und durch Messungen nachzuweisen.

Spannungsqualitätsparameter werden weiters in etwa 370 Umspannwerken sowie an 400 Netzknoten auf Mittelspannungsebene gemessen.

VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT

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 Netznutzerinnen und -nutzer, der betroffenen Leistung und anderer für die statistische Auswertung relevanter Daten. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber die für das vorangegangene Kalenderjahr berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen der kundengewichteten Nichtverfügbarkeit (SAIDI) und der leistungsgewichteten Nichtverfügbarkeit (ASIDI) an die E-Control übermitteln und auf der eigenen Internetpräsenz veröffentlichen.



Quelle: E-Control

Im Erhebungsjahr 2019 lag der SAIDI, errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen in Österreich, bei einem Wert von 39,10 Minuten pro Netznutzerin und -nutzer (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse). Davon sind 13,96 Minuten geplante und 25,14 Minuten ungeplante Unterbrechungen.

Gewichtet nach der Höhe der von der Unterbrechung betroffenen Leistung (ASIDI) waren im Jahr 2019 in Österreich Unterbrechungen im Ausmaß von 42,62 Minuten gegeben, davon 16,40 Minuten geplant und 26,22 Minuten ungeplant.

Diese Ausfallzahlen sind damit weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau.

KOMMERZIELLE QUALITÄT

Unter kommerzieller Qualität werden die Anforderungen der Kundinnen und Kunden an den Netzbetreiber verstanden. Diesbezügliche Standards umfassen die folgenden Aspekte:

- > Netzzutritt, Netzzugang
- > Korrekte Netzrechnungslegung
- > Erreichbarkeit für Kundeninformationen und Beschwerdemanagement

Die Einhaltung definierter kommerzieller Mindeststandards wurde durch die E-Control bei den Netzbetreibern im Jahr 2020 bereits zum siebenten Mal überprüft. Die Ergebnisse der Erhebung zeigen mit einem Erfüllungsgrad von 95% ein sehr positives Bild.

Der Bericht über die Einhaltung der kommerziellen Qualitätsstandards ist auf www.e-control.at zum Download verfügbar.

Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat auch im Jahr 2020 Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem VNB und der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens, wie etwa in Kundenschriften und in der Darstellung von Inhalten auf Websites. In einigen Fällen konnte die E-Control durch Verpflichtungszusagen der betroffenen Unternehmen eine Einhaltung der Vorgaben zur Vermeidung dieser Verwechslungsgefahr erreichen.

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

Stromhandelsplätze

Wie fast alle wirtschaftlichen Bereiche war auch der physische Stromhandel stark von der COVID-Krise beeinflusst. Die erheblichen preislichen Effekte wurden bereits im Kapitel Großhandelsmarkt für Stromprodukte dargelegt. Die Effekte auf die börslichen Handelsmengen waren im Gegensatz dazu weniger stark ausgeprägt. Obwohl auch die Handelsvolumina von Einbrüchen der Stromnachfrage beeinflusst werden, können durch die gleichzeitig höhere Preisvolatilität in Krisenzeiten auch neue Handelspotenziale entstehen. Demgemäß sind die Handelsvolumina auf dem Spotmarkt sogar gestiegen (+3,8% im Vergleich zum Vorjahr). Dabei sind jedoch sehr heterogene Entwicklungen in den unterschiedlichen Spotmarktsegmenten zu beachten.

Der börsliche Spotmarkthandel für das österreichische Marktgebiet ist in drei zeitliche Hauptsegmente unterteilt. Der Handel für Stromlieferungen am Folgetag (Day-ahead) startet zunächst mit der nationalen 10:15-Auktion der Wiener Strombörse EXAA. Knapp zwei Stunden später (um 12:00) wird die Marktkopplungsauktion mit grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten durchgeführt – der Marktzugang zu dieser Day-ahead-Auktion ist über die Börsen EPEX Spot, Nord Pool und EXAA möglich. Nach Abschluss der Day-ahead-Allokationen existiert schließlich der Intraday-Fließhandel, wo noch bis zu 5 Minuten vor Lieferbeginn Einzelverträge eingegangen werden können (Marktzugang über EPEX Spot und Nord Pool). Aufgegliedert in diese drei Segmente zeigt sich zunächst die relative Dominanz der 12:00-Auktion, die in den europäischen Day-ahead-Marktkopplungsprozess (Single Day-ahead Coupling „SDAC“) integriert ist und im Jahr 2020 über 80% der gesamten österreichischen Börsenvolumina umfasste (siehe Abbildung 18). Das gesamte Handelsvolumen der Marktkopplungsauktion lag dabei mit knapp 32 TWh nur leicht über dem Wert des Vorjahres. Dementgegen war die nationale Day-ahead-Auktion um 10:15 von starken Handelseinbrüchen betroffen – das Handelsvolumen von etwa 2,3 TWh bedeutete einen Rückgang von –9,5%. Diese stagnierenden Tendenzen im Day-ahead-Markt wurden aber von gegenläufigen Entwicklungen im Intraday-Markt kompensiert. Der bereits mehrjährig anhaltende Trend hinsichtlich Verschiebungen zum Kurzfristhandel wurde im Jahr 2020 beschleunigt. Das Jahr begann bereits mit einem neuen Handelsrekord von 409 GWh im Jänner, welcher von unerwartet geringer erneuerbarer Erzeugung und damit zusammenhängenden kurzfristigen Handelsnotwendigkeiten geprägt war. Im Jahresverlauf wurden am Intraday-Markt insgesamt Verträge im Ausmaß von 3,7 TWh abgeschlossen. Auch dieser Wert entspricht einem neuen Handelsrekord (+26,9% im Vergleich zum

Vorjahr). Aufgrund der erheblichen Ausbaupläne von Erzeugungsanlagen in den Bereichen Wind und Photovoltaik sind weitere Verschiebungen zu Gunsten des Intraday-Handels wahrscheinlich.

Auch hinsichtlich Marktinnovationen war das Jahr 2020 ereignisreich. Bereits im November 2019 erfolgte die Erweiterung des europäischen Intraday-Handelssystems „SIDC“ (Single Intraday Coupling) um sieben zusätzliche Marktgebiete (Bulgarien, Kroatien, Tschechische Republik, Ungarn, Polen, Rumänien und Slowenien). Diese erfolgreiche Marktexpansion hat sicherlich auch zu den Rekordwerten im Intraday-Handel beigetragen. Zur weiteren Stärkung des Intraday-Handels wurde im September 2020 am Handelsplatz EPEX Spot eine zusätzliche Intraday-Auktion etabliert. Diese findet nun täglich am Beginn des Intraday-Handels um 15:00 für Stromlieferungen am Folgetag statt. Handelbar sind 15-Minuten-Produkte im eigenen lokalen Marktgebiet, zukünftig sollen aber auch grenzüberschreitende Handelsmöglichkeiten ermöglicht werden. Neben diesen Innovationen im Intraday-Segment war auch eine Markterweiterung in der lastflussbasierten Marktkopplung des Day-ahead-Marktes vorgesehen. Dieses Projekt unter dem Titel „4MMC“, welches vier weitere Länder (Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn und Rumänien) in die implizite Vergabe von Grenzkapazitäten einbinden soll, wurde jedoch aus technischen Gründen verschoben.

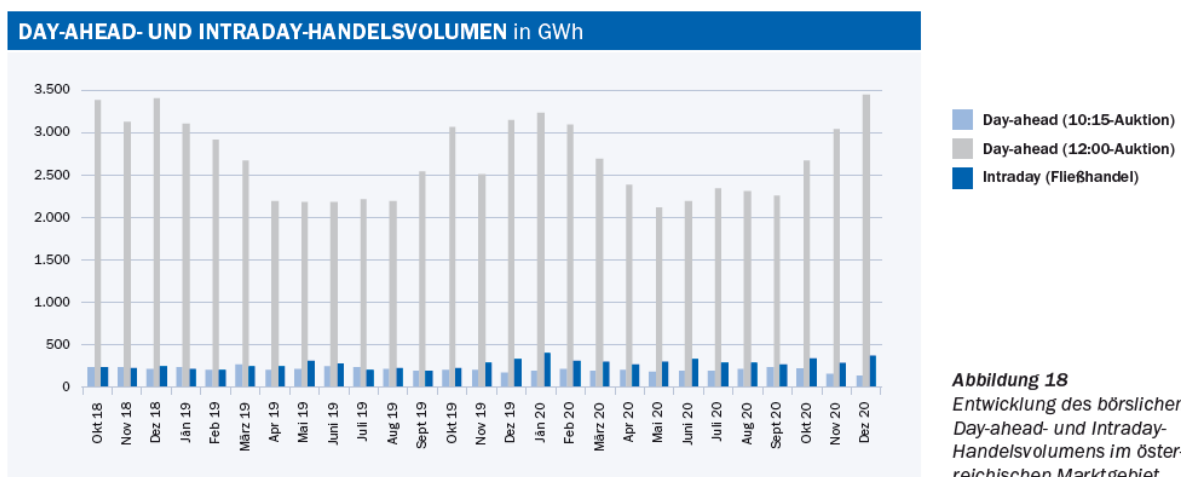


Abbildung 18
Entwicklung des börslichen Day-ahead- und Intraday-Handelsvolumens im österreichischen Marktgebiet

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

Markt- und Systemdesign

Das europäische Zielsystem für das Marktdesign besteht aus zonalen gekoppelten Day-ahead und Intra-Day-Märkten mit lastflussbasierter Kapazitätsberechnung, langfristigen finanziellen oder physischen Übertragungsrechten zwischen den Zonen und integrierten Regelenergiemärkten. Der Systembetrieb der Übertragungsnetze wird im Wesentlichen von ÜNB durchgeführt, koordinierende Unterstützung erhalten sie von Regionalen Koordinierungszentren (RCC).

In den vergangenen Jahren sind bereits weitreichende Schritte zur Umsetzung des Zielsystems erfolgt, es sind jedoch auch noch wesentliche Teile offen. Der österreichische Markt ist momentan mit Deutschland, Italien und Slowenien über implizite Auktionen gekoppelt, die Grenzen zu Ungarn und Tschechien werden über explizite Versteigerungen bewirtschaftet. Eine lastflussbasierte Kapazitätsvergabe besteht zu Deutschland im System der Region „Central West Europe“. Die Umsetzung in der Core Region (Einbindung von Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn Rumänien, Slowenien, Kroatien) war ursprünglich auf Basis einer genehmigten regionalen Methode bis Dezember 2020 geplant.

Im Jahr 2020 wurden zwischen ÜNB, Regulierungsbehörden und Europäischer Kommission verschiedene mögliche Umsetzungspfade diskutiert. Letztlich wurde im September 2020 durch die

Europäische Kommission entschieden, dass eine schrittweise Implementierung von impliziten Auktionen an den Grenzen Deutschland – Polen, Deutschland – Tschechien, Österreich – Tschechien und Österreich – Ungarn mit April 2021 als nächster Schritt gesetzt werden soll. Damit wird das aktuelle Day-ahead Coupling der vier Märkte Tschechien, Slowakei, Ungarn, Rumänien mit dem Coupling des größten Teils Europas verbunden. Als nächster Schritt soll die lastflussbasierte Berechnung im Februar 2022 eingeführt werden. Für die Regulierungsbehörden ist es nun prioritär, dass diese Zeitpläne eingehalten werden können. Deshalb erfolgt mittlerweile ein detailliertes Umsetzungsmonitoring.

Für Intra-Day-Märkte sind die österreichischen Grenzen seit 2019 bereits weitgehend in das gemeinsame Intra-Day Coupling integriert. Ausständig ist noch die Grenze zu Italien, diese wird voraussichtlich 2021 eingebunden. Die Schweiz ist als Drittstaat den Regelungen in Summe nicht unterworfen. Trotzdem wurden die Regelungen für die Intra-Day-Vergabe im Sommer 2020 abgeändert und im September gestartet. Die bisherige telefonische Vergabe wurde dabei auf eine plattformbasierte Variante weiterentwickelt.

Eine Neuerung im europäischen Marktdesign bringt das sog. 70%-Kriterium, basierend auf der Anforderung des Art 16 Abs 8 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung. Dadurch soll die Marktintegration verbessert werden, indem 70% der technischen Kapazitäten der relevanten Übertragungsnetzelemente für den zonenüberschreitenden Handel verfügbar gemacht werden. Die Anforderung gilt seit Anfang 2020 für sämtliche europäische ÜNB. Details dazu sind auch im Kapitel zur Strom-Binnenmarkttrichtlinie zu finden.

Für das Jahr 2020 sind für APG durch die E-Control Freistellungen für die Regionen Core und Italy North genehmigt. APG und VÜN haben im Herbst 2020 einen Bericht über strukturelle Engpässe übermittelt und dieser wurde ebenfalls durch die E-Control genehmigt. Auf Basis dieser Feststellung wird nun ein Aktionsplan des BMK wirksam. Dieser sieht eine stufenweise Zielannäherung bis Ende 2025 vor. Danach soll die Anforderung erfüllt werden.

Im Bereich des Systembetriebs verändert sich die Rolle der auf Basis der SOGL entstandenen Regionalen Sicherheitszentren zur unterstützenden Koordinierung der ÜNB – hin zu den RCCs, die auf Basis von Art 36 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung nun umgesetzt werden. Die geographische Basis für die Koordinierung sind die sog. Systembetriebsregionen (SOR). Österreich befindet sich gem. der ACER-Entscheidung Nr. 10/2020 in der SOR „Central Europe“. Für diese Region werden zwei RCC – TSCNet und Coreso – die vorgesehenen Aufgaben (teilweise abwechselnd) übernehmen. Die ÜNB haben bei den Regulierungsbehörden im Sommer 2020 die Vorschläge für das organisatorische Zusammenspiel eingereicht. Die Genehmigung dieser Vorschläge wird für Anfang 2021 erwartet. Damit wird ein wichtiger Beitrag zur Zusammenarbeit und damit zur Netzbetriebssicherheit in einem herausfordernden Umfeld mit volatiler Erzeugung und Verbrauch geleistet.

Regelreservemarkt – verstärkte internationale Zusammenarbeit

Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt seit 2012 vollständig marktbasierend durch die APG. Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Die E-Control gestaltet die Rahmenbedingungen und hat nationale Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes über internationale Kooperationen für Regelreserve eingeleitet.

Nachdem bereits in den Vorjahren die Kosten der Regelreserve – teils sehr deutlich – zurückgegangen oder stabil geblieben sind, sind die Regelreservekosten für 2020 im Vergleich zum Vorjahr nochmals gesunken.

Wesentlicher Treiber vieler Entwicklungen im Bereich der Regelreserve ist die Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBGL). Diese sieht die Schaffung 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.

Die wichtigsten der dafür notwendigen europäischen und regionalen Methoden wurden im Jahr 2020 von den betroffenen Regulierungsbehörden beziehungsweise ACER genehmigt. Nunmehr folgt die schrittweise Implementierung der Methoden und am Ende des Prozesses stehen funktionierende europäische Plattformen für den Austausch von Regelreserve.

Der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG wird unter den ersten ÜNB sein, die nächstes Jahr den Austausch von Sekundärregelenergie über die europäische Regelreservekooperations-Plattform PICASSO beginnen. Doch schon vor Implementierung dieser europäischen Vorhaben beteiligte sich Österreich an grenzüberschreitenden, regionalen Projekten zum Austausch von Regelreserve:

> Seit Mai 2013 werden zwischen APG und anderen ÜNB 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. Am sogenannten „Imbalance Netting“ nehmen mittlerweile die meisten Länder Europas teil, dieses Projekt wird auch in einem gemeinsamen europäischen Plattformprojekt aufgehen.

> Seit Juli 2016 besteht bei der Sekundärregelung und seit Ende 2019 auch bei der Tertiärregelung eine enge und tiefgehende Zusammenarbeit der APG mit den deutschen ÜNB, 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

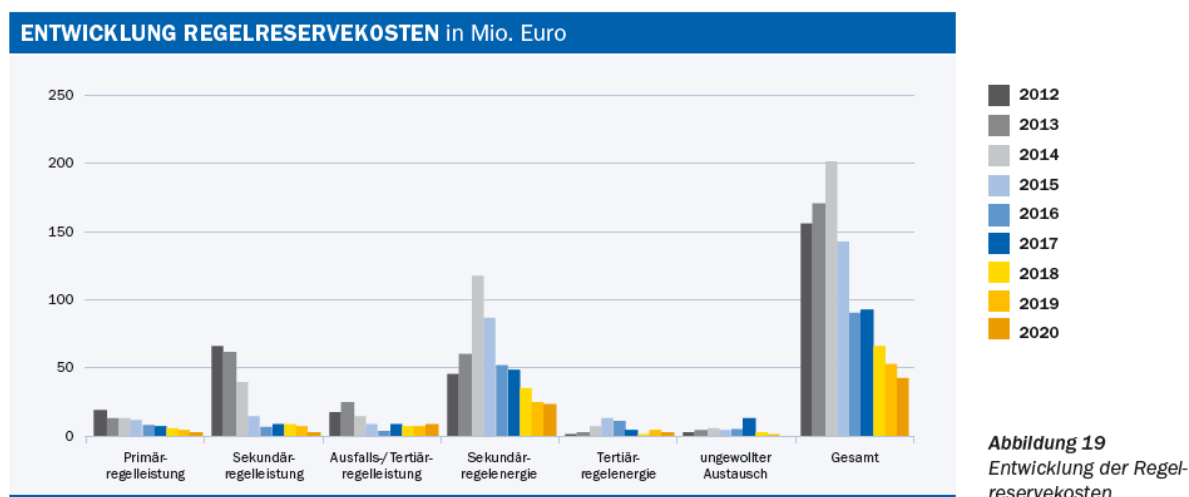
- sofern keine Netzrestriktionen bestehen
- immer die aus wirtschaftlicher Sicht günstigste Regelenergie in beiden Ländern zum Einsatz, wodurch es zu Kosteneinsparungen kommt. Diese Sekundärregelungskooperation wird 2021 in das gesamteuropäische PICASSO Projekt überführt, die Kooperation im Bereich der Tertiärregelung wird im gesamteuropäischen MARI Projekt aufgehen.

Der Übergang zu den europäischen Plattformen wird auch von wesentlichen Änderungen beim Produkt (15 min statt 4h) und der Bepreisung (Grenzpreisverfahren statt pay-as-bid) begleitet werden. Seit 2020 erfolgt zusätzlich zum Austausch von Sekundärregelenergie auch eine gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelleistung für Deutschland und Österreich. 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. Weitere Länder (Dänemark, Slowenien u.a.m.) werden folgen.

Eine notwendige Voraussetzung für die Teilnahme an den europäischen Plattformen für den Austausch von Regelenergie ist die Trennung der Leistungs- von der Energieausschreibung. Dies wurde ab Dezember 2020 durch die Einführung des Regelarbeitsmarktes in Österreich erreicht. Seither gibt es die Möglichkeit, an einer Ausschreibung für Regelarbeit teilzunehmen, unabhängig davon, ob auch an der Regelleistungsauktion teilgenommen wurde. Dies stellt eine größere Änderung des seit 2012 bestehenden Systems dar.

Im Bereich der Ausgleichsenergieverrechnung wurde 2020 ein Vorschlag der APCS Power Clearing and Settlement AG (APCS) zur Konsultation gestellt, der neben Anpassungen aufgrund des 2020 genehmigten europäischen Harmonisierungsvorschlags und Ergänzungen bei der bereits bestehenden Kopplung des Ausgleichsenergiepreises an Preise der Energiebörsen auch die Einführung einer von der Regelzonenabweichung abhängigen Knappheitsfunktion beinhaltet. Ein entsprechender formeller Antrag wird 2021 erwartet.



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

Marktregeln

Marktregeln sind die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten. Im Speziellen sind dies die Technisch Organisatorischen Regeln (TOR), die Sonstigen Marktregeln (SoMa) und die Allgemeinen Bedingungen (AB). In Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern hat E-Control diese zu erarbeiten, in geeigneter Weise zu veröffentlichen und zur Verfügung zu stellen. Rechtswirksam werden die Marktregeln durch Einbindung in privatrechtliche Verträge zwischen den Marktteilnehmern.

ALLGEMEINE LIEFERBEDINGUNGEN

Versorger haben gemäß den Bestimmungen des ElWOG 2010 bzw. des GWG 2011 Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie und Erdgas für Kundinnen und Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen. Die Allgemeinen Geschäftsbedingungen sowie ihre Änderungen sind der Regulierungsbehörde vor ihrem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen. Die Regulierungskommission, als Organ der E-Control, hat gemäß den Bestimmungen des E-ControlG nach eingehender Prüfung die Anwendung von Allgemeinen Geschäftsbedingungen, die gegen ein gesetzliches Verbot oder die guten Sitten verstoßen, mit Bescheid zu untersagen. Die Regulierungskommission führt demnach eine sogenannte Ex-ante-Prüfung der Allgemeinen Geschäftsbedingungen durch. Ein Verfahren vor den ordentlichen Gerichten, z.B. im Wege einer Verbandsklage, ist allerdings trotz einer eventuell erfolgten Nicht-Untersagung möglich.

Die Unternehmer hatten vor allem – so wie bereits im Jahr 2019 – Änderungen der Preisänderungsklauseln vorzunehmen, die aufgrund der Rechtsprechung des Obersten Gerichtshofes (3 Ob 139/19s) rechtswidrig waren. Demnach war es notwendig, dass die Klauseln dem Transparenzgrundsatz iSd KSchG standhalten: Die Preisänderungsklauseln waren dahingehend zu beschränken, dass die Bedingungen für eine Preisänderung für Kundinnen und Kunden vorab

transparent und nachvollziehbar dargelegt werden und nicht vom Willen des Unternehmers abhängig sein können; dies kann z.B. durch die Kopplung an einen geeigneten Index erfolgen. Im Rahmen der Transparenz ist es für Kundinnen und Kunden insbesondere wichtig, dass jederzeit die wirtschaftliche Auswirkung einer eventuellen Preisänderung berechnet und dementsprechend reagiert werden kann.

Im Jahr 2020 zeigten für die Belieferung mit elektrischer Energie drei Versorger bzw. Marken erstmalig Allgemeine Geschäftsbedingungen an, weitere sechsundzwanzig Versorger zeigten Änderungen ihrer bereits bestehenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen an. Für die Belieferung mit Erdgas zeigten zwei Versorger bzw. Marken erstmalig Allgemeine Geschäftsbedingungen an, weitere einundzwanzig reichten Änderungen ein. Wie in den vorangegangenen Jahren hat sich auch 2020 die informelle Vorabstimmung der Allgemeinen Geschäftsbedingungen der E-Control mit den Versorgern bewährt, wonach bedenkliche Klauseln schon frühzeitig erkannt und aufgezeigt werden konnten. Die Versorger waren in Bezug auf die Änderungsanregungen in den überwiegenden Fällen kooperativ, partiell wurden einzelne Klauseln von der Regulierungskommission aufgegriffen und diskutiert, allenfalls wurden erforderliche Änderungsaufträge erteilt bzw. Änderungsanregungen geäußert. Allgemein konnten alle eingeleiteten Verfahren im Jahr 2020 eingestellt werden, sodass kein Verfahren mit einer Untersagung der Anwendung der eingereichten Allgemeinen Geschäftsbedingungen beendet werden musste.

TECHNISCH ORGANISATORISCHE REGELN (TOR)

Die TOR stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar und wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netznutzerinnen und -nutzer. Die TOR sind angewandte Betriebs- und Erhaltungsregeln für Stromnetze zur Erzielung einer angemessenen Versorgungssicherheit und eines störungsfreien Verbundbetriebs und regeln das Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie von Anlagen der Netznutzerinnen und -nutzer.

Mit der Erarbeitung der TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss wurden im Wesentlichen die Anforderungen des Netzwirkkodizes für den Lastanschluss umgesetzt, aber auch die Anforderungen aus den bisherigen TOR B, TOR D4 und den europäischen Regelungen zum Übertragungsnetzbetrieb berücksichtigt. Die E-Control hat auch in diesem Fall, wie schon zuvor bei den TOR Erzeuger, ein Dokument entwickelt, mit dem die einschlägigen Regelungen unterschiedlicher Rechtsdokumente in einem Dokument übersichtlich und strukturiert festgehalten werden. Das ermöglicht den Leserinnen und Lesern einen raschen Zugang zum Thema. Dieser neue Teil der TOR wurde im Juni 2020 veröffentlicht. Die Anpassung der TOR durch die EU-Netzwirkkodizes (Anschlussbestimmungen für Stromerzeuger und Lastanschluss) erfordern eine Überarbeitung der Begrifflichkeiten. Diese werden zurzeit erarbeitet und mit Anfang des Jahres 2021 als neue TOR-Begriffe veröffentlicht. Im Laufe des Jahres 2021 wird in ähnlicher Weise die TOR Netze und Lasten mit Verteilernetzanschluss erarbeitet.

Smart Meter

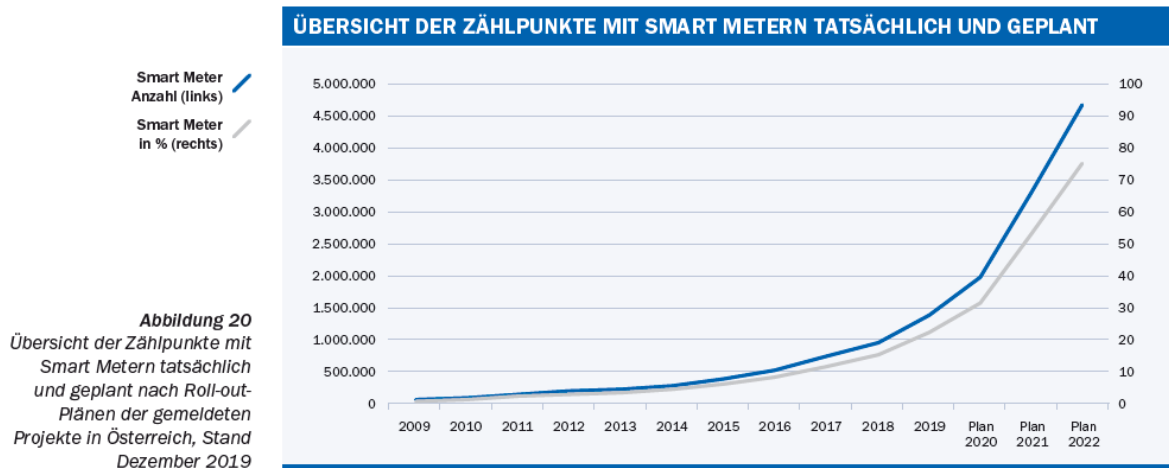
Die E-Control ist zur Erstellung eines Fortschrittsberichts zur Einführung intelligenter Messgeräte verpflichtet. Dieser Fortschrittsbericht wurde im Jahr 2020 auf Basis der abgefragten Daten für das Jahr 2019 erstellt. Details zur Einführung sind dem entsprechenden Monitoringbericht zu entnehmen, der auf der Website der E-Control abrufbar ist.

Mit Ende 2019 wurden von den insgesamt rund 6,2 Mio. betroffenen Zählpunkten 1,4 Mio. mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet. Das entspricht einem österreichweiten Abdeckungsgrad

von 22,2%. Die aktualisierten Pläne zeigen, dass ein Teil der Ausrollung in spätere Jahre verschoben wurde. Gemäß diesen Plänen wird ein Anteil intelligenter Messgeräte in Höhe von 31% für Ende 2020, von 53% für 2021 und von 75% für 2022 erreicht werden.

Die Ziele der IME-VO von zumindest 80% mit Ende 2020 bzw. von 95% mit Ende 2022 werden damit verfehlt.

Die negativen Auswirkungen der COVID-19-Krise auf die Lieferketten sowie auf die Installationsarbeiten vor Ort wirken zusätzlich erschwerend.

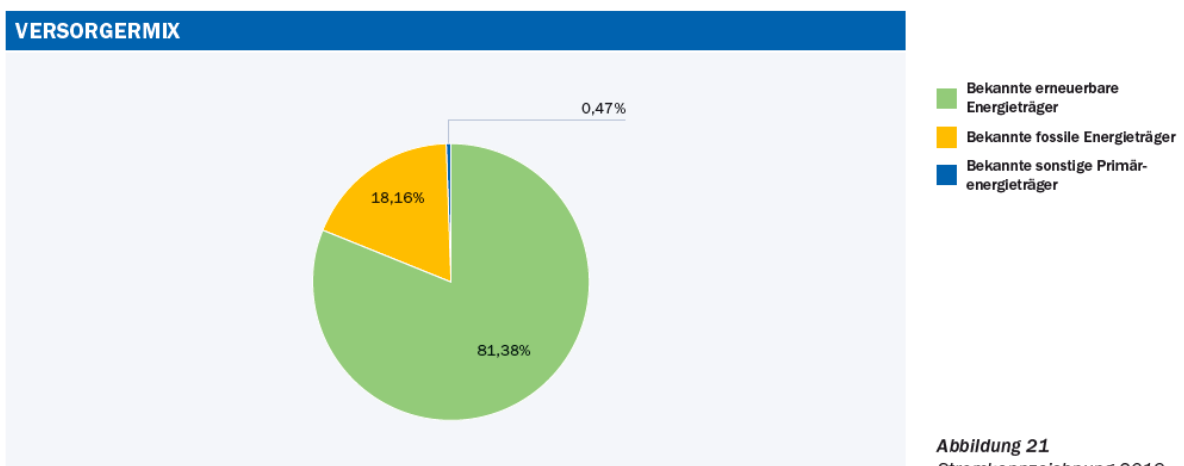


Quelle: E-Control

Stromkennzeichnung

STROMKENNZEICHNUNG IN ÖSTERREICH

Stromlieferanten sind verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromlieferungen offen zu legen. Für die Überwachung der Richtigkeit der Angaben ist die E-Control zuständig. Herangezogen wird der sogenannte Versorgermix (gesamte Stromaufbringung des Lieferanten an Endverbraucherinnen und -verbraucher) der auf der Stromrechnung (Jahresabrechnung) und auf Werbe- und Informationsmaterialien dargestellt werden muss. Die Stromkennzeichnung beruht nicht auf physikalischen Stromflüssen, sondern auf dem Einsatz von Herkunftsnachweisen.



Quelle: E-Control

Die Abbildung 21 zeigt eine Auswertung der eingesetzten Energieträger für Stromlieferungen für Gesamt-Österreich im Jahr 2019. Der Anteil an eingesetzten Nachweisen aus erneuerbaren Energien lag bei über 80%. Dieser Wert ist im Vergleich zum Vorjahr (76,57%) gestiegen, was zu einer Senkung des zugehörigen durchschnittlichen CO₂-Ausstoßes von 100 g/kWh auf 77 g/kWh geführt hat.

Der Einsatz von ausländischen Nachweisen im Jahr 2019 liegt mit 30% ähnlich hoch wie im Jahr 2018 mit 31%.

Mit 131 Lieferanten weisen im Jahr 2019 deutlich mehr Stromlieferanten zu 100% Strom aus erneuerbarer Energie aus als im Jahr 2018 mit 119 Lieferanten.

Im EAG-Entwurf werden einige Neuerungen zur Stromkennzeichnung vorgeschlagen. Stromlieferanten sollen in Zukunft Auskunft darüber erteilen müssen, inwieweit der von ihnen gelieferte Strom gemeinsam mit den zugehörigen Herkunftsnachweisen erworben und für die

Stromkennzeichnung eingesetzt wurde. Weitere Details sind dem Stromkennzeichnungsbericht der E-Control zu entnehmen.

STROMKENNZEICHNUNG INTERNATIONAL

Die E-Control ist seit 2002 Mitglied der Association of Issuing Bodies (AIB), eines Europäischen Vereins für den standardisierten Handel mit Herkunftsnachweisen und Nachweiszertifikaten in Europa.

Die AIB verfügt über 29 Mitglieder (per November 2018), die 26 Länder repräsentieren (Belgien teilt sich in die Regionen Flandern, Wallonien, Brüssel und Federal Belgium mit eigenen Ausgabestellen für Nachweise auf). AIB verfügt über eine technische Schnittstelle für den europäischen Handel mit Herkunftsnachweisen unter Einhaltung des EECS-Standards (European Energy Certificate System). EECS hat sich zu einem effektiven, zuverlässigen und fälschungssicheren Qualitätsmerkmal in Europa etabliert. Der Standard garantiert die Einhaltung der Vorgaben der Europäischen Richtlinien und ist objektiv, nichtdiskriminierend, transparent und kosteneffizient. AIB bietet ein Forum für Mitglieder, in dem europäische Umsetzungen sowie nationale, länderspezifische Kriterien zu Herkunftsnachweisen sowie Themen rund um die Stromkennzeichnung diskutiert werden. Das Herkunftsnachweissystem und der EECS-Standard sind darüber hinaus ein Incentive für Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energieträger in Europa, da sie die Bewusstseinsbildung unter Haushalts-, wie auch Gewerbe- und Industriekunden und -konsumenten deutlich schärfen.

Es herrscht rege Handelstätigkeit mit EECS-Nachweisen in Europa. Insbesondere in den letzten Jahren ist die Anzahl der gehandelten Nachweise stark gestiegen, was unter anderem auf die Einführung und Weiterentwicklung von transparenten und detaillierten, teilweise vollständigen Kennzeichnungssystemen in den europäischen Ländern zurückzuführen ist. Im Jahr 2019 wurden über 60 Millionen Herkunftsnachweise im EECS System generiert.

AIB steht der Europäischen Kommission hinsichtlich der Weiterentwicklung von Herkunftsnachweis- und Stromkennzeichnungssystemen beratend zur Seite, insbesondere derzeit bei der Entwicklung des CEN-EN 16325 Standards, aber auch im praktischen Aufbau eines Gasnachweissystems und der Europarechtlichen Umsetzung. So leitet AIB ein von der EU-Kommission beauftragtes Projekt zum CENEN 16325 Standard und ist federführend im Horizon 2020-Projekt „Regatrace“ involviert, welches die Errichtung eines REnewable GAs Trade Centre in Europe zum Ziel hat.

Die E-Control hält seit Jänner 2017 den Vorsitz des Boards (Board Chair), gestaltet somit aktiv die Weiterentwicklung der Schnittstelle und die europäische Zusammenarbeit von Herkunftsnachweisstellen mit, und ist darüber hinaus in diversen AIB-Arbeitsgruppen vertreten.

Die E-Control leistet auch durch die Vorreiterrolle, die Österreich in Bezug auf vollständige Stromkennzeichnung und Umsetzung der Europäischen Vorgaben zu Herkunftsnachweisen auf alle Technologien innehat, einen essentiellen Beitrag zur Arbeit auf Europäischer Ebene durch die AIB. Im Jahr 2019 erließ die E-Control die Gaskennzeichnungsverordnung, die die Gaskennzeichnung und die Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern regelt als eines der ersten europäischen Länder. Im Jahr 2020 wurde die bestehende Stromnachweisdatenbank technisch um die Funktionen zur Generierung, Handel und Entwertung von Gasnachweisen erweitert. Die E-Control ist Mitglied in der AIB-Gasarbeitsgruppe, die einen Anschluss für internationale Gashandelsunternehmen an den AIB-Hub vorbereitet.

GAS – REGULIERUNG UND MARKTAUFSICHT

Regulierung der Gasnetze

Die Regulierung der Gasnetzbetreiber erfolgt gemäß GWG 2011 und ist weitgehend analog zur bereits beschriebenen Vorgangsweise bei der Regulierung der Stromnetze. Die Festlegung der Netzentgelte für Gasnetzbetreiber erfolgt auf Basis der anerkannten Kosten der Netzbetreiber mit Bezug auf die durch den Netzbetreiber erhaltenen sowie abgegebenen Gasmengen.

In einem ersten Schritt werden die angemessenen Kosten und Verrechnungsmengen der Netzbetreiber mit Bescheid festgestellt. Der Regulierung unterworfen sind zwei verschiedene Gruppen von Netzbetreibern, für die unterschiedliche Vorgaben gelten. Für die Kostenermittlung der Verteilnetzbetreiber (VNB) gelten andere Vorgaben als für die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), die den überregionalen sowie internationalen Transport übernehmen. In Summe sind durch die Systemnutzungsentgelte jährliche Aufwendungen in Höhe von etwa 1,0 Mrd. EUR abzudecken.

In weiterer Folge wird aufbauend auf die Kosten- und Mengenfeststellungen für VNB und FNB eine Verordnung für die Systemnutzungsentgelte durch die Regulierungskommission erlassen. Die Festlegung für VNB erfolgt jährlich und tritt am Beginn des Kalenderjahres in Kraft. Die Entgelte für FNB werden hingegen für einen mehrjährigen Zeitraum bestimmt.

KOSTENERMITTLUNG FÜR GAS-VERTEILERNETZE

Ein Ziel der Regulierung ist, Anreize für Netzbetreiber zu setzen, ihre Kosten zu senken und die Effizienz zu steigern, wovon Netzkundinnen und -kunden langfristig durch geringere Netztarife profitieren. Im Gas-Verteilernetzbereich hat sich daher das System der Anreizregulierung bewährt, welchem 20 der 21 Gasnetzbetreiber unterliegen. Nur für die Gas Connect Austria GmbH kommt aufgrund ihrer besonderen Netzsituation ein Kosten-Plus-Regulierungsmodell zur Anwendung.

Der Kern der Anreizregulierung liegt in der Entkoppelung der regulatorisch zugestandenen von den tatsächlichen Kosten der jeweiligen Netzbetreiber. Mit 1. Jänner 2018 begann die dritte Regulierungsperiode, welche fünf Jahre dauert und folglich am 31. Dezember 2022 endet. Die Anreizregulierung beinhaltet Anreize zur Effizienzsteigerung durch die Betreiber heimischer Gasnetze, sie bietet Vorteile für überdurchschnittlich effiziente Gasnetzbetreiber.

Zu Beginn jeder Regulierungsperiode wird eine Ausgangskostenbasis nach den allgemeinen Grundsätzen der Kostenermittlung gemäß GWG 2011 festgestellt und diese in weiterer Folge mit Zielvorgaben und einer netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate fortgeschrieben. Die Zielvorgaben umfassen mögliche Verbesserungen durch den technologischen Fortschritt des gesamten Sektors

(Gasverteilernetz) und unternehmensindividuelle Zielvorgaben, die sich aus einem relativen Effizienzvergleich ableiten und zu Kostensenkungen führen. Ein weiterer Anreiz für Kostensenkungen ist dadurch gegeben, dass zusätzliche Einsparungen bei den Unternehmen als zusätzlicher Gewinn verbleiben. Auch wirken sich überdurchschnittliche Kosteneinsparungen positiv in zukünftigen Effizienzvergleichen aus, welche kontinuierlich vor jeder folgenden Regulierungsperiode durchgeführt werden.

Aufgrund von Bescheidbeschwerden der beiden Legalparteien (Wirtschaftskammer Österreich und Bundesarbeitskammer) wurden einige Punkte der Regulierungssystematik der Gasverteilernetzbetreiber 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 in zahlreichen Verfahren bereits eine aufkommensneutrale Ausgestaltung der effizienzabhängigen Rendite und eine Anhebung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (X-Gen) auf 0,83% p.a. an. Diese Entscheidungen implizieren weitere Kostenreduktionen gegenüber der ursprünglichen Festlegung, welche für die Gasnetzkundinnen und -kunden kostensenkend wirken.

Es ist davon auszugehen, dass in den Folgejahren auch in noch nicht verhandelten Verfahren gleichlautende Entscheidungen zum generellen Regulierungsmodell getroffen werden. Sobald das BVwG in einem Verfahren im Sinne der gemeinsamen Anträge entscheidet, führt die Behörde eine Aufrollung der Kostenfeststellungen aus den Vorjahren über das Regulierungskonto durch. Um dem Zeitverzug Rechnung zu tragen, werden alle historischen Beträge mit dem aktuell gültigen risikolosen Zins aufgewertet. Dadurch kann eine rückwirkende Anpassung der Gas-Systemnutzungsentgelte vermieden werden.

Die somit durch das BVwG bedingte Änderung des Regulierungsmodells wurde auch zusammengefasst und zusätzlich zur ursprünglichen Regulierungssystematik veröffentlicht.

Zusätzlich zur Kostenfestlegung werden die in die Gasnetze eingespeisten und aus ihnen entnommenen Gasmengen ermittelt. Im Gegensatz zur Vorgangsweise bei den Stromnetzentgelten werden nicht nur die Mengen des letztverfügbaren Jahres herangezogen, sondern es wird ein dreijähriger Durchschnitt berücksichtigt. Die Durchschnittsbildung dient der Glättung, um Sprünge der Entgelte aufgrund von jährlich sehr unterschiedlichem Raumwärmebedarf zu vermeiden. Ex post werden die tatsächlichen Erlöse mit den der Tarifierung zugrunde liegenden verglichen und im Rahmen des Regulierungskontos aufgerollt. Durch diesen Mechanismus wird ein Mengenrisiko für die Gasverteilernetzbetreiber (analog zu den Stromnetzbetreibern) vermieden.

METHODENREGULIERUNG GAS-FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Die Regulierung der FNB erfolgt auf Grundlage einer definierten Kostenfestlegungsmethode. Die bisherige Methode galt für den Zeitraum von 2017 bis 2020. Im Unterschied zu den VNB erfolgt hier keine jährliche Neubestimmung des Kosten- und Mengengerüsts, sondern nur in Ausnahmefällen auf Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber. Dies bedeutet, dass die Entgelte für die Dauer einer Periode im Regelfall unverändert bleiben. Abweichungen zwischen Ist- und Plankosten bei unbeeinflussbaren Kostenkategorien und den Kapitalkosten werden im Zuge der darauffolgenden Methodengenehmigungen ermittelt und je nach Über- und Unterdeckung als Auf- oder Abschlag berücksichtigt. Die FNB sind im Gegensatz zu den Stromnetzbetreibern (Verteilung und Übertragung) sowie den Gas-VNB einem Mengenrisiko ausgesetzt. Dies bedeutet, dass die Unternehmen für Mindererlöse, welche aus dem Auslaufen bestehender Gaslieferverträge während der Nutzungsdauer von Bestandsanlagen resultieren können, keine Kompensation erhalten. Für die Übernahme dieses Risikos erhalten die FNB eine entsprechende Prämie in Form einer höheren Eigenkapitalrendite. Sinkende Mengenentwicklungen werden bei einer neuen Entgeltfestlegung

entsprechend der Risikoübernahme nicht berücksichtigt, während steigende Mengenentwicklungen im Zuge einer Neufestsetzung der Entgelte in künftigen Perioden entgeltmindernd wirken.

Mit 1. Jänner 2021 begann eine neue Regulierungsperiode für FNB, welche bis Ende 2024 gilt. Die Konsultationen starteten bereits im Jahr 2017 und konnten im April 2020 abgeschlossen werden. Im Rahmen einer mündlichen Verhandlung hatten alle Verfahrensparteien und deren Gutachter die Möglichkeit, ihre Ansichten und Positionen der Behörde zu erläutern. In weiterer Folge reichte jeder FNB eine eigene Kosten- und Tarifmethode gemäß GWG 2011 ein.

Die Kernelemente der eingereichten Methoden sind identisch und sehen zunächst eine Reduktion des nominellen gewogenen Kapitalkostensatzes (WACC) vor Steuern von 4,88% p.a. für die bisherige Regulierungsperiode auf 3,58% p.a. für die neue Regulierungsperiode vor. Die Reduktion erfolgt, um den Entwicklungen auf den Finanzmärkten Rechnung zu tragen, und berücksichtigt dabei die besondere Situation der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber. Prämien für die Übernahme des Kapazitätsrisikos bleiben erhalten, während der pauschale Mark-up für Neuinvestitionen entfällt. An dessen Stelle tritt ein Zuschlag in Höhe von 1,5 Prozentpunkten auf den Eigenkapitalzinssatz für Projekte zur Effizienzsteigerung. Darüber hinaus kommt bei der Abgeltung von Neuinvestitionen das pagatorische Prinzip (Anerkennung der handelsrechtlichen Abschreibungen und nominelle Ermittlung der Finanzierungskosten) zur Anwendung. Daraus ergibt sich eine wesentliche Vereinfachung.

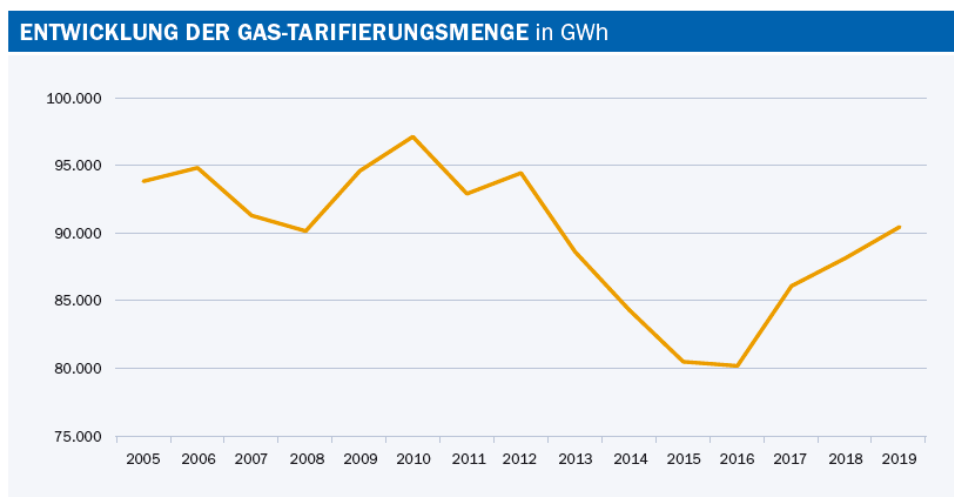


Abbildung 22
Entwicklung der Gas-tarifierungsmenge im 3-Jahresschnitt

Quelle: E-Control

Die Zielvorgabe zur Reduktion der operativen Kosten basiert auf einer Selbsteinschätzung der Unternehmen und nimmt über die Laufzeit der Periode einen Wert von 1,5% p.a. an. Dieser Wert beinhaltet eine unternehmensindividuelle sowie eine branchenbezogene Komponente.

Für die Erbringung besonderer Leistungen durch die Netzbetreiber kommen schließlich Anreizsysteme zur Anwendung. Diese umfassen die Erfüllung von Qualitätskriterien. Neu eingeführt wurde dabei eine kostenwirksame Vorgangsweise. Dem Netzbetreiber wird bei einem Nichterreichen der Ziele die Kostenbasis reduziert, beschränkt mit bis zu 5% der laufenden beeinflussbaren operativen Betriebskosten.

NETZENTGELTE VERTEILERNETZ

Auf Basis der Kostenbescheide werden die Systemnutzungsentgelte für die Nutzung der Gas-Verteilernetze per Verordnung festgestellt. Die Systemnutzungsentgelte werden nach zwei Netzebenen (differenziert nach Druckstufen) und neun Netzbereichen (mehrere Netzbetreiber

werden hierbei zu Netzbereichen mit einheitlichen Entgelten zusammengefasst) differenziert berechnet und festgelegt. Bei mehreren Netzbetreibern innerhalb eines Netzbereiches sind zur Ermittlung der Systemnutzungsentgelte die festgestellten Kosten und das festgestellte Mengengerüst dieser Netzbetreiber je Netzebene zusammenzufassen. Die einzelnen Entgeltkomponenten sind im GWG 2011 geregelt.

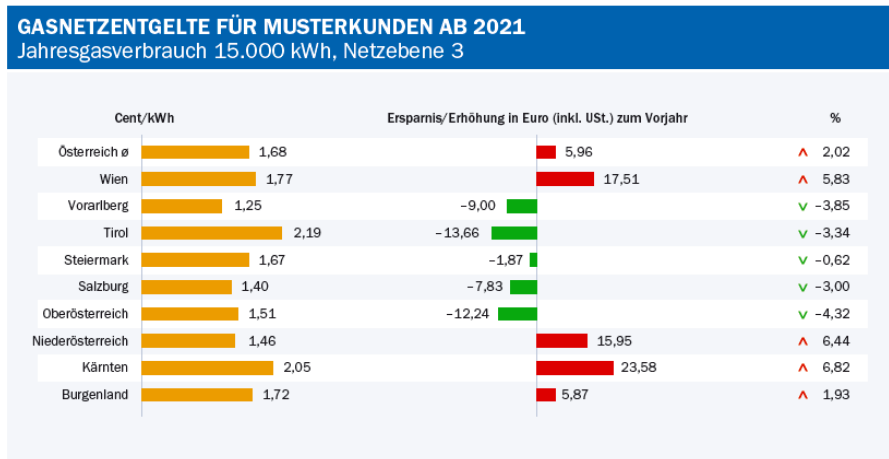


Abbildung 23
Gasnetzentgelte (Netzebene 3) für Musterkunden 2021 mit Vergleich zu 2020

Quelle: E-Control

Wesentlicher Treiber für die Veränderung der Netzentgelte für das Jahr 2021 in den einzelnen Netzbereichen war die Veränderung der Mengenbasis. Das Mengengerüst der Verordnung basiert auf dem arithmetischen Mittel der drei letztverfügbaren Jahre. Diese Tarifierungsmenge ist gegenüber dem Jahr 2020 abermals um rund 2,7% gestiegen. Die Abgabemengen steigen jedoch nicht in allen Netzbereichen, weshalb es vor allem auf der NE 2, die sehr stark durch die Kraftwerkseinsätze beeinflusst wird, zu volatilen Entgeltentwicklungen kam.

Aufgrund der Mengeneffekte (Erhöhung des gleitenden Durchschnitts gegenüber der Vorperiode) und des Regulierungskontos (positive Abweichung zwischen tatsächlichem Absatz und Planmenge) sowie der Kostenentwicklung der Netzbetreiber konnte für die Hälfte der Netzbereiche eine Reduktion der Netzentgelte für Haushaltskundinnen und -kunden erzielt werden. Steigende Netzentgelte im Jahr 2021 für Wien und Kärnten sind aufgrund der Entwicklung der Netzkostenbasis auf der in diesen Netzbereichen sinkenden Gasabgabemengen im Haushaltsbereich gegeben. In Niederösterreich und im Burgenland ist die Entgeltsteigerung nur durch steigende Netzkosten verursacht.

Für einen gasbeheizten Durchschnittshaushalt mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh verteuern sich im österreichweiten Schnitt im Jahr 2021 die Netzentgelte um 2,02% bzw. 5,96 Euro.

GASNETZENTGELTE FÜR MUSTERKUNDEN AB 2021

Jahresgasverbrauch 90 GWh, 7.000 h, Netzebene 2

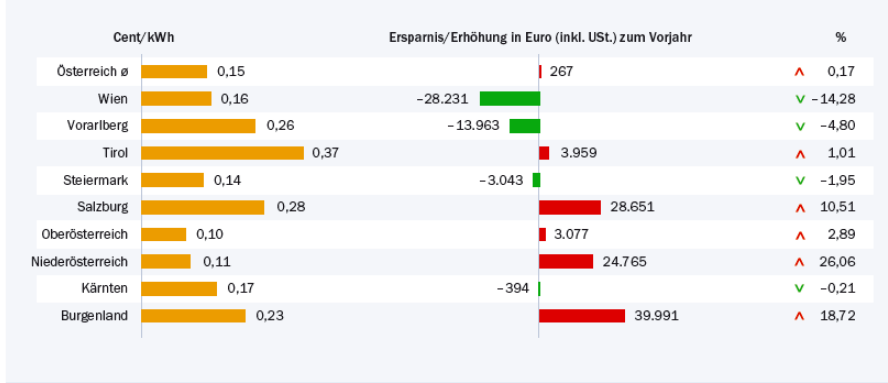


Abbildung 24
Gasnetzentgelte (Netzebene 2) für Musterkunden 2021 mit Vergleich zu 2020

Quelle: E-Control

Auf der für Gewerbekunden wesentlichen NE 2 bleiben die Netzentgelte im Durchschnitt stabil, in den einzelnen Netzbereichen kommt es jedoch zu unterschiedlichen Entwicklungen. Dies ist größtenteils auf die zuvor bereits beschriebenen Mengenentwicklung zurückzuführen. Auf der NE 2 kommt es bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von 90 Gigawattstunden und einer Auslastung von 7.000 Stunden zu einer durchschnittlichen Erhöhung in Österreich von 0,17%. In Wien kam es zu einer deutlichen Senkung. Die Erhöhungen der Entgelte in den Netzbereichen Salzburg, Niederösterreich und Burgenland sind darauf zurückzuführen, dass deutliche Kostensteigerungen zu verzeichnen waren. In Salzburg und Niederösterreich verursachten deutlich weniger abgegebene Gasmengen zusätzlich die Tarifierhebungen.

Neben den Anpassungen des Netznutzungsentgelts für die Verbraucherinnen und Verbraucher nahm die Regulierungskommission außerdem Änderungen beim Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Produktionsunternehmen vor, deren Kostenverursachung und Mengenentwicklung sowie Aufrollung des Regulierungskontos jährlich von der E-Control geprüft wird. Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung von Gas in das Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze wurde aufgrund der sich ändernden Entry-Exit-Entgelte auf der Fernleitungsebene adaptiert. Ebenso das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze. Weiters wurde ein zusätzlicher Punkt Höchst aufgenommen, um den Transport in die Schweiz sicherzustellen.

NETZENTGELTE FERNLEITUNGSNETZ: NEUE ENTRY-EXIT-ENTGELTE

Als Grundlage für die Entgelte für die Nutzung der Gas-Fernleitung hatte die Verteilung der Kosten auf die einzelnen Entry-Exit-Punkte erstmalig auf Basis der Verordnung (EU) 2017/460 und des Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (NC TAR) zu erfolgen. Dabei ist nach der sogenannten Referenzpreismethode (RPM) vorzugehen, mit der die Kosten auf die einzelnen Entry-Exit-Punkte verteilt werden. Viele europäische Länder wählten die sogenannte Postage-Stamp (bzw. Briefmarken)-Methode, bei der für alle Punkte im gesamten Marktgebiet dasselbe Entgelt verrechnet wird. Diese Methode hat den Vorteil, dass die Entgelte leicht zu ermitteln sind, jedoch den großen Nachteil, dass diese Methode nicht kostenverursachungsgerecht ist: Netzkunden bezahlen für einen Transport über 10 km dasselbe wie für einen Transport über mehrere 100 km. Das System eignet sich daher für Mitgliedstaaten, die über stark vermaschte Netze verfügen. Für das österreichische Fernleitungsnetz ist dies allerdings nicht der Fall. Die Regulierungskommission der E-Control hat vielmehr die Methode „Abstand vom virtuellen Referenzpunkt“ für die österreichischen Gegebenheiten im Rahmen des NC TAR als passende Variante vorgesehen. Die strukturellen Eigenschaften der Netze im Marktgebiet Ost und die vorherrschenden Gasflüsse zeigen den Netzkopplungspunkt Baumgarten als einzig dominanten Knotenpunkt; er ist damit der virtuelle Referenzpunkt. NC TAR gibt vor, dass diese RPM zu konsultieren ist. Diese Konsultation fand von 8. November 2019 bis 8. Jänner 2020 statt. Anschließend hatte ACER noch zwei Monate Zeit, um eine

Äußerung zur RPM abzugeben. Diese Äußerung ist grundsätzlich positiv ausgefallen, einzelne Kritikpunkte der Äußerung wurden in die finale Version der RPM noch aufgenommen.

Diese RPM mit der Bestimmung des Kopplungspunktes Baumgarten als virtuellem Referenzpunkt wurde bereits vor Inkrafttreten des NC TAR für die Entgeltperiode 1. Jänner 2017 bis 31. Dezember 2020 angewendet und hat sich seither als allgemein akzeptierte, transparente und kostenorientierte RPM für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem etabliert.

Geändert gegenüber den aktuell gültigen Entgelten wurden schlussendlich auch die Multiplikatoren für kurzfristige Transportverträge: Grundsätzlich ist es von Seiten der Netzbetreiber wünschenswert, dass möglichst langfristige Transportverträge abgeschlossen werden. Dies erhöht die Planbarkeit und lastet die Transportnetze dauerhaft aus. Da in den Wintermonaten mehr Gas benötigt wird als in Sommermonaten, besteht seitens der Netznutzerinnen und -nutzer grundsätzlich das Interesse, kurzfristigere Verträge abzuschließen. Für Transportverträge unter einem Jahr werden Aufschläge verrechnet – und zwar für Quartalsprodukte 15%, für Monatsprodukte 30% und für Tagesprodukte 50%. Das soll einen Anreiz für eine gleichmäßige Netzauslastung über das Gesamtjahr bieten.

Die neuen Systemnutzungsentgelte für Gas-Fernleitungen wurden nach einer allgemeinen Konsultation und der Befassung des Regulierungsbeirats im Juni 2020 von der Regulierungskommission der E-Control beschlossen und traten mit 1. Jänner 2021 in Kraft.

Umsetzung des neuen Gasbilanzierungsmodells, Ernennungsverfahren Bilanzierungsstelle

Mit der Verabschiedung der Gas-Marktmodellverordnung 2020 (GMMO-VO 2020) im Dezember 2019 wurde die rechtliche Basis für das neue Gasbilanzierungsmodell geschaffen. Es stellt eine Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetzen auf der Grundlage des GWG 2011 in Form einer integrierten Marktgebietsbilanzierung sicher. Das Jahr 2020 war geprägt durch diverse Vorbereitungsarbeiten zur Umsetzung dieser Bestimmungen mit einer Anpassung der Sonstigen Marktregeln (SOMA), Regelungen zur Netzbilanzierung und zur Brennwertsystematik. Weiters wurde das Verfahren zur Ernennung der Bilanzierungsstelle durchgeführt.

Die Bilanzierungsstelle wird dabei als Bilanzgruppenkoordinator eines jeweiligen Marktgebiets benannt. Darüber hinaus unterstützt die Bilanzierungsstelle den Marktgebietsmanager bei der Erfüllung seiner gesetzlichen Aufgaben. 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. Nach entsprechenden Vorbereitungen wurden die Ausschreibungsunterlagen im März 2020 veröffentlicht. Die Angebotsfrist wurde aufgrund von COVID-19 verlängert. Es folgten eingehende Prüfungen und mündliche Verhandlungen. Es ist vorgesehen, das Ernennungsverfahren im 1. Quartal 2021 abzuschließen.

Während die ursprüngliche Planung ein Inkrafttreten der GMMO-VO 2020 und die Aufnahme der benannten Bilanzierungsstelle mit ihrer Tätigkeit zum 1. Oktober 2021 vorsah, wurde durch die E-Control bereits eine durch COVID-19 bedingte Verschiebung dieses Termins bekannt gegeben. Der neue Termin wird zeitgerecht durch eine Novelle der GMMO-VO 2020 festgelegt werden. Als Zieltermin ist gemäß aktueller Planung der 1. April 2022 vorgesehen.

Netzdienstleistungsqualität Gas

TECHNISCHE QUALITÄT DER NETZDIENSTLEISTUNG

Die technische Qualität der Netzdienstleistung betrifft den Betrieb und die Instandhaltung der Verteilernetze. Die VNB haben dazu die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien des ÖVGW) einzuhalten. Ziel ist eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage.

Zur Überprüfung werden Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen erhoben. Neben der Anzahl der von Versorgungsunterbrechungen betroffenen Kundinnen und Kunden werden auch die Anzahl der Zählpunkte je Netzbetreiber sowie die Unterbrechungsdauer erhoben. Mit diesen Informationen lassen sich die folgenden Kennzahlen berechnen:

- > SAIDI = (Summe der Dauer aller ungeplanter Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl versorgter Kundinnen und Kunden)
- > SAIFI = (Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl versorgter Kundinnen und Kunden)
- > CAIDI = (Summe der Dauer aller ungeplanter Versorgungsunterbrechungen) / (Anzahl von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen betroffener Netznutzer)

Die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIDI) lag im Jahr 2019 bei 2,49 Minuten. Dies ist zwar höher als in den Jahren 2013 bis 2017, entspricht jedoch einer Verringerung gegenüber 2018 um rund 12%. Deutlich länger ist die durchschnittliche Unterbrechung bezogen nur auf die von der Unterbrechung betroffenen Netznutzerinnen und -nutzer (CAIDI), nämlich 461 Minuten im Jahr 2019, nach 617 Minuten im Jahr 2018.

Die Anzahl von ungeplanten Unterbrechungen der Gasversorgung umgelegt auf alle Zählpunkte mit einer Ursache im Verteilernetz stieg geringfügig von durchschnittlich 0,0046 Unterbrechungen je versorgtem Zählpunkt (SAIFI) im Jahr 2018 auf 0,0054 im Jahr 2019.

KOMMERZIELLE QUALITÄT DER NETZDIENSTLEISTUNG

Analog zur kommerziellen Qualität der Netzdienstleistungen zur Stromversorgung beinhaltet diese für die Gasversorgung folgende Aspekte:

- > Netzzutritt, Netzzugang
- > Korrekte Netzrechnungslegung
- > Erreichbarkeit für Kundeninformationen und Beschwerdemanagement

Die Einhaltung definierter kommerzieller Mindeststandards wurde durch die E-Control bei den Netzbetreibern im Jahr 2020 erneut überprüft. Die Ergebnisse der Erhebung zeigen mit einem Erfüllungsgrad von 99% ein sehr positives Bild.

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

Der Bericht über die Einhaltung der Qualitätsstandards steht unter www.e-control.at zum Download zur Verfügung.

Entflechtungsaufsicht

Die E-Control hat auch im Jahr 2020 Verstöße gegen das gesetzliche Diskriminierungsverbot durch Gasversorgungsunternehmen (analog zur bereits beschriebenen Vorgangsweise bei Stromversorgungsunternehmen) aufgegriffen und entsprechende Verfahren eingeleitet. Zumeist

betrafen die Fälle die Verwechslungsgefahr zwischen dem VNB 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 der rechtlichen Vorgaben zur Entflechtung erreichen.

Hinsichtlich der beiden FNB 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 von der Regulierungsbehörde bei Vorliegen der gesetzlichen Voraussetzungen genehmigt werden. Dadurch werden Quersubventionen vom Netzbetreiber zum vertikal integrierten Unternehmen verhindert.

Netzausbauplanung Gas

Die Langfristige Planung (LFP) und der Koordinierte Netzentwicklungsplan (KNEP) wurden im Dezember 2020 vom Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager (MVGM) bei der Behörde zur Genehmigung eingereicht. Diese erfolgen im ersten Quartal 2021 per Bescheid durch die E-Control. Beide Pläne müssen jährlich erstellt werden. Gemäß den Bestimmungen des GWG ist zur Erstellung der LFP der Verteilergebietsmanager (VGM) und zur Erstellung des KNEP der Marktgebietsmanager (MGM) verantwortlich, in Abstimmung mit den Netzbetreibern.

Das Ziel von LFP und KNEP ist es, das Netz zur Deckung der Nachfrage der Endverbraucherinnen und -verbraucher zu entwickeln mit Berücksichtigung von grenzüberschreitenden Gastransporterfordernissen und Speichererfordernissen.

Bei den beiden Plänen sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten zu berücksichtigen. Bei Erstellung des KNEP ist zudem die Kohärenz mit dem TYNDP und der LFP zu beachten.

Die Berücksichtigung der Interessen der Marktteilnehmer erfolgte mittels öffentlicher Konsultation durch den MVGM (AGGM) und die E-Control. Die im Zuge dieser Konsultation eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Homepage der AGGM und der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend gewürdigt.

Der mit einer standardisierten Methode ermittelte Infrastrukturstandard für Österreich im Marktgebiet Ost beträgt derzeit 140% und ist somit deutlich über dem Zielwert von 100% (siehe auch Ausführungen in eigenem Kapitel „Infrastrukturstandard“). Trotzdem können, vor allem bei Berücksichtigung internationaler Abhängigkeiten, Situationen entstehen, die nur mit einem Ausbau von Kapazitäten eine vollständige Gasversorgung gewährleisten.

LANGFRISTIGE PLANUNG (LFP) DER VERTEILERLEITUNGEN

Die LFP umfasst die Infrastrukturplanung auf den Verteilerleitungen der NE 1. Sie umfasst das Marktgebiet Ost und die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol.

Bei den Szenarien werden unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und des Verbrauchs von Endkunden berücksichtigt.

> Das Baseline-Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus.

- > Im Maximal-Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt.
- > Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie.

Im Rahmen der diesjährigen LFP wurden zusätzlich zu den bereits in den bisherigen LFP enthaltenen Projekten zwei neue Projekte eingereicht. Das Projekt 2020/01 beim Wiener Ölhafen umfasst die Errichtung einer Schieberstation sowie einer Mess- und Übergabestation inklusive Gasdruckregelung und Gasqualitätsmessung. Das Projekt 2020/02 beinhaltet eine Ersatzinvestition in der Übergabestation Laa/Thaya, nämlich die Erneuerung der Stationssteuerung und Messung.

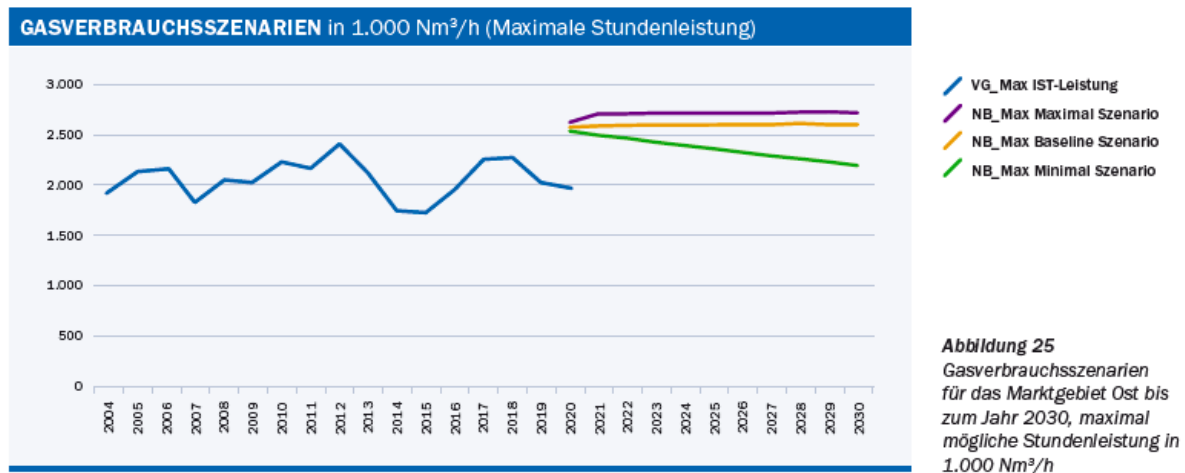


Abbildung 25
Gasverbrauchsszenarien für das Marktgebiet Ost bis zum Jahr 2030, maximal mögliche Stundenleistung in 1.000 Nm³/h

Zusätzlich wurden fünf bereits genehmigte Projekte aufgrund von Änderungen neu eingereicht und genehmigt. Weitere fünf bereits genehmigte Projekte sind unverändert in Umsetzung.

Ein Teil der LFP 2020 beschäftigt sich mit den langfristigen Herausforderungen für die Gasinfrastrukturplanung vor dem Hintergrund der politischen Vorgaben zur Klimaneutralität bzw. Dekarbonisierung. Diesbezüglich ist eine aktuelle Studie („ONE 100“) enthalten.

NETZENTWICKLUNGSPLANUNG DER FERNLEITUNGEN (KNEP)

Der KNEP umfasst die koordinierte Infrastrukturplanung von österreichischen Fernleitungen. Diese Fernleitungen sind die Trans-Austria-Gasleitung (TAG), die West-Austria-Gasleitung (WAG), das Primärverteilungssystem 1 (PVS 1), die Hungaria-Austria-Leitung (HAG), die Süd-Ost-Leitung (SOL), die Penta West (PW) und die Kittsee-Petrzalka-Gasleitung (KIP). Für den Betrieb der genannten Leitungen sind die Fernleitungsnetzbetreiber Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) und Gas Connect Austria (GCA) zuständig. Diese haben an der Erstellung des KNEP unter Koordination des Marktgebietsmanagers (MGM), der AGGM, mitzuwirken.

Voraussetzung für die Genehmigung des KNEP im Hinblick auf die darin enthaltenen Projekte ist gemäß GWG 2011 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch die Fernleitungsnetzbetreiber.

Die Ergebnisse von Kapazitätsdatenerhebungen führen zu definierten Kapazitätsszenarien als Basis für die Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber.

Ein KNEP-Entwurf wurde zur Konsultation für die Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt. Die eingelangte Stellungnahme wurde im Rahmen des Genehmigungsprozesses der E-Control berücksichtigt. Projekte mit folgendem Hintergrund sind nun im KNEP 2020 enthalten:

- > neue Projekte für zusätzliche Kapazitäten
- > neue Projekte für Ersatzinvestitionen bei den Fernleitungsnetzbetreibern GCA und TAG
- > bereits in früheren Bescheiden genehmigte Projekte mit Änderungen
- > Projekte werden unverändert fortgeführt.
- > Projekte wurden zurückgezogen, da sie nicht mehr erforderlich sind, um den erhobenen Kapazitätsbedarf zu erfüllen.

Die eingereichten Projekte sind zum Teil auch grenzüberschreitende Projekte, die im Rahmen des Europäischen TYNDP gemeldet wurden und zum Teil auch PCI-Status haben.

INTEGRIERTE NETZENTWICKLUNGSPLANUNG ALS ZUKÜNFTIGE AUFGABE

Die Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert weitgehende Infrastrukturveränderungen – und Investitionen. Aufbauend auf die bestehende Energieinfrastruktur sind Strom- und Gasinfrastruktur, aber auch sonstige Energienetze (etwa für Wärme, Kälte, Wasserstoff, CO₂) in der Art zu entwickeln, zu errichten und zu betreiben, dass der Endenergiebedarf mit den aus volkswirtschaftlicher Sicht geringsten Transportkosten bedient werden kann. Dies erfordert sektorübergreifende, technologieneutrale Planungs- und Steuerungsprozesse, die derzeit auf europäischer und auch auf nationaler Ebene noch nicht vorhanden sind.

Im EAG-Entwurf ist zu diesem Zweck die Entwicklung eines „Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplans“ (NIP) vorgesehen. Die Erstellung erfolgt durch das BMK, unter Einbindung von E-Control, AGGM und APG. Der erste NIP ist gemäß EAG-Entwurf bis zum 1. Dezember 2022 mit einem Planungshorizont von 10 Jahren zu erstellen und alle 5 Jahre zu erneuern.

Zentrale Inhalte des NIP sind eine Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur zur Integration erneuerbarer Energieträger und -technologien und die Abschätzung notwendiger Energieinfrastruktur zur Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der saisonalen Flexibilisierung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Daneben sollten die Wechselwirkungen und Synergien zwischen den relevanten Energieträgern sowie den Erzeugungs- und Verbrauchssektoren betrachtet werden. Ein weiterer wichtiger Punkt ist eine Identifizierung von Regionen, die aus energiewirtschaftlicher Sicht ein hohes Potenzial für die Errichtung von Anlageninfrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Konversion sowie zum Transport von Energieträgern aufweisen.

Bei der Erstellung sind Länderkompetenzen zu berücksichtigen, und es erfolgt eine Abstimmung mit Ländern und Gemeinden.

NETZENTWICKLUNGSPLANUNG IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Gemäß TEN-E Verordnung sind PCI-Vorhaben zu definieren, die für die Realisierung der vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridore und -gebiete erforderlich sind. Unter die relevanten Energieinfrastrukturkategorien fallen insbesondere

- > Gas-Fernleitungen sowie
- > Anlagen für die Übernahme, Speicherung und Rückvergasung oder Gasifizierung von LNG

Grundlage für die Auswahl der PCI-Projekte sind die Projekte des TYNDP der ENTSOG. Die PCI-Liste wird alle zwei Jahre aktualisiert.

Die Liste der PCI-Projekte wird als Anhang zu einer Verordnung durch die Europäische Kommission erlassen.

Um in die Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse aufgenommen zu werden, muss ein Projekt mehrere Kriterien erfüllen:

- > Teil definierter Infrastrukturkorridore
- > zumindest zwei Mitgliedstaaten betroffen
- > positive Kosten-Nutzen-Bewertung
- > substantieller Beitrag zu Marktintegration, Wettbewerb, Nachhaltigkeit oder Versorgungssicherheit

Die nunmehr bereits vierte PCI-Liste wurde im Februar 2020 genehmigt, die auch ein Projekt aus Österreich beinhaltet, nämlich eine Verbindung vom geplanten LNG-Terminal Krk über Slowenien nach Österreich (Upgrade einer bestehenden Leitung für Gegenfluss).

Für die zukünftige Entwicklung der europäischen Energieversorgung wichtig ist der 10-Jahres-Ausbauplan (TYNDP). Am 19. November 2020 veröffentlichte die ENTSOG den TYNDP 2020. Weitere Informationen sind auf der Homepage der Europäischen Kommission veröffentlicht.

Weitere grenzüberschreitende Leitungsprojekte, die die Integration des österreichischen Marktes in den europäischen Gasmarkt verstärken, sind im Kapitel „Gasmarktintegration“ angeführt.

Ausgleichsenergie

Die Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet Ost zeigten bei den Preisen für stundenbilanzierende (Abbildung 26) und auch für tagesbilanzierende (Abbildung 27) Bilanzgruppen keine nennenswerten Ausschläge und orientierten sich am Börsereferenzpreis des CEGH (CEGHIX), wobei die Marktpreise für Erdgas generell über die Sommermonate ein sehr niedriges Niveau erreicht haben.

Die Abbildung zeigt die physikalischen Ausgleichsenergie-Abrufe im Marktgebiet Ost. Bezug und Lieferung der Ausgleichsenergiemengen vom bzw. an den VHP sind im Jahr 2020 annähernd ausgeglichen, wobei der Bezug vom VHP etwas höher und das Marktgebiet in Summe somit tendenziell leicht unterliefert war. Weiters ist anzumerken, dass auch im Jahr 2020 keine Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-List (MOL) getätigt wurden. Das Umlagekonto im Marktgebiet Ost hat sich von rund 629 TEUR zu Jahresbeginn auf rund 3.100 TEUR, gem. Dezemberclearing zu Jahresende 2020 aufgebaut.

Auch in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg zeigten die Ausgleichsenergiepreise für stunden- bzw. tagesbilanzierende Bilanzgruppen (siehe Abbildungen) keine besonderen Auffälligkeiten und orientierten sich am Referenzpreis des vorgelagerten Marktgebietes NCG in Deutschland. Die Marktpreisentwicklung im vorgelagerten Marktgebiet NCG erfolgte analog zu denen am österreichischen VHP, wobei das Preisniveau in den Sommermonaten sogar noch niedriger war.

Die Abbildung zeigt, dass die physikalischen Ausgleichsenergieabrufe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg relativ einseitig in Richtung Verkauf von Ausgleichsenergiemengen am VHP des NCG gehen. Somit ist festzuhalten, dass die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg tendenziell überliefert waren. Auch im Jahr 2020 gab es keine Ausgleichsenergieabrufe über die MOL. Das Umlagekonto hat sich entsprechend im Jahresverlauf erhöht und ist auf rund 163 TEUR, gem. Dezemberclearing zu Jahresende 2020, angewachsen.

PREISE FÜR STUNDENBILANZIERENDE BILANZGRUPPEN – MG OST in EUR/MWh



Abbildung 26
Ausgleichsenergiepreise für stundenbilanzierende Bilanzgruppen im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

PREISE FÜR TAGESBILANZIERENDE BILANZGRUPPEN – MG OST in EUR/MWh



Abbildung 27
Ausgleichsenergiepreise für tagesbilanzierende Bilanzgruppen im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

AUSGLEICHSENERGIEABRUFE – MG OST in MWh

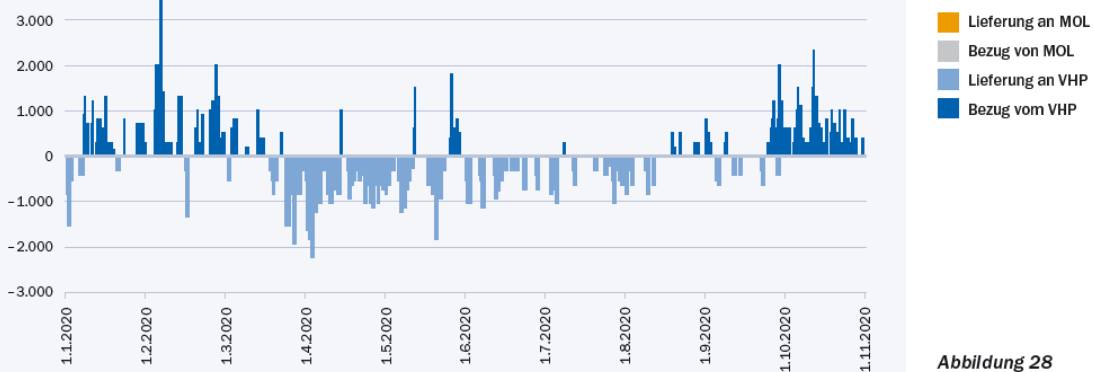


Abbildung 28
Ausgleichsenergieabrufe im Marktgebiet Ost

Quelle: AGCS

PREISE FÜR STUNDENBILANZIERENDE BILANZGRUPPEN – TIROL/VORARLB. in EUR/MWh

Börsereferenzpreis /
 Preis Bezug /
 Preis Lieferung /



Abbildung 29
Ausgleichsenergiepreise für stundenbilanzierende Bilanzgruppen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

PREISE FÜR TAGESBILANZIERENDE BILANZGRUPPEN – TIROL/VORARLB. in EUR/MWh

Börsereferenzpreis /
 Preis Bezug /
 Preis Lieferung /

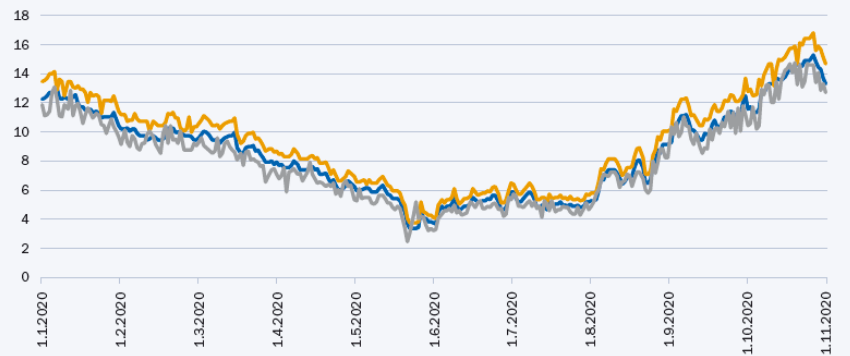
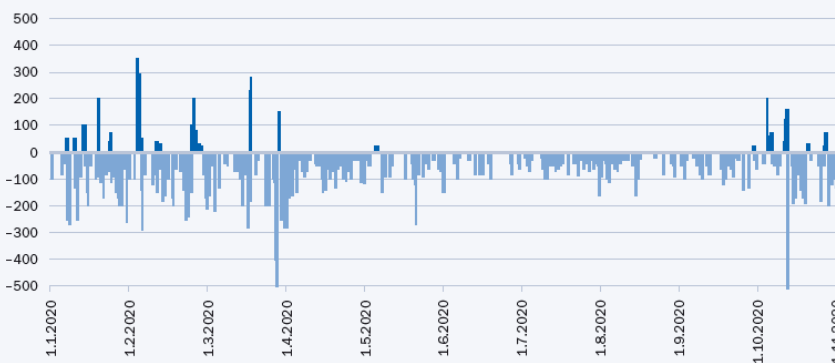


Abbildung 30
Ausgleichsenergiepreise für tagesbilanzierende Bilanzgruppen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

AUSGLEICHSENERGIEABRUF – TIROL/VORARLB. in MWh



■ Lieferung an MOL
■ Bezug von MOL
■ Lieferung an VHP
■ Bezug vom VHP

Abbildung 31
Ausgleichsenergieabrufe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg

Quelle: A&B

UNBUNDLING SPEICHERUNTERNEHMEN

Gemäß Art 15 Erdgasbinnenmarkttrichtlinie gilt für Speicherunternehmen das Erfordernis der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung. Demnach müssen Speichieranlagenbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und der Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen.

Der zu bestellende Gleichbehandlungsbeauftragte hat außerdem gemäß den Bestimmungen des GWG 2011 jährlich einen Gleichbehandlungsbericht an die E-Control zu übermitteln, aus dem die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer hervorgeht.

Die Gleichbehandlungsberichte der Speicherunternehmen über das Berichtsjahr 2019 sind auf der Homepage der E-Control veröffentlicht. Es wurden keine Verstöße gegen die Gleichbehandlungsbestimmungen gemeldet. Einzelne Auffälligkeiten in der Berichterstattung wurden zwischen der E-Control und den jeweiligen Speicherunternehmen bilateral geklärt. Ein Schwerpunkt dabei lag in der erforderlichen Unabhängigkeit bei der Bestellung von Gleichbehandlungsbeauftragten.

SPEICHERKAPAZITÄTEN UND SPEICHERBETRIEB

Die Prozesse rund um die Kapazitätsvergaben 2020 wurden durch die Speicherunternehmen mit der E-Control abgestimmt und ex post geprüft. Besonderes Augenmerk galt zwei der fünf Speicherunternehmen, die die Kapazitätsvergabe unternehmensintern und nicht über eine Plattform oder mittels Auktion durchgeführt haben.

Darüber hinaus erlaubt die gem. GWG 2011 gegebene Vorlagepflicht von abgeschlossenen Speicherverträgen durch die Speicherunternehmen der E-Control, den gleichberechtigten Zugang aller Unternehmen zu Speicherkapazitäten zu prüfen.

Aufgrund einer zusätzlichen Bohrung kam es im Jahr 2020 sowohl im Speicher Haidach als auch im Speicher 7Fields zu einer Erhöhung der Gasspeicherkapazität. Beide Speicher werden von der RAG AG betrieben. In Haidach wurden die Speicherkapazitäten um etwa 1,4 TWh erhöht und auf die zwei Kapazitätsvermarkter GSA LLC (1/3) und astora (2/3) aufgeteilt. Die zusätzliche Einspeicherrate im Ausmaß von insgesamt 563 MWh/h wurde an die beiden Speicherunternehmen im gleichen Verhältnis vergeben. In 7Fields betrug die Erhöhung der Speicherkapazitäten etwa 0,6 TWh, wobei diese zu 100% von der RAG Energy Storage zur Vermarktung übernommen wurden.

Mit Stand November 2020 ergeben sich daher folgende Kapazitätsdaten, siehe Abbildung 32.

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	20,95%	10.848	24,59%	20.720.000	21,70%
OMV Gas Storage Tallesbrunn	1.413	4,03%	1.808	4,10%	4.520.000	4,73%
OMV Speicher gesamt	8.758	24,98%	12.656	28,68%	25.240.000	26,43%
RAG Energy Storage Puchkirchen/Haag	5.900	16,83%	5.900	13,37%	12.200.000	12,77%
RAG Energy Storage Haidach 5	227	0,65%	227	0,51%	181.000	0,19%
RAG Energy Storage Aigelsbrunn	567	1,62%	567	1,29%	1.500.000	1,57%
RAG Energy Storage 7Fields	1.700	4,85%	2.600	5,89%	6.200.000	6,49%
RAG Energy Storage gesamt	8.394	23,94%	9.294	21,06%	20.081.000	21,03%
Uniper Energy Storage 7fields	6.082	17,35%	9.123	20,67%	17.515.000	18,34%
Summe Marktgebiet Ost	23.234		31.073		62.836.000	
Astora Haidach	4.132	11,79%	4.344	9,85%	11.345.133	11,88%
GSA LLC Haidach	7.694	21,95%	8.708	19,73%	21.318.900	22,32%
Summe Österreich	35.060	100,00%	44.124	100,00%	95.500.033	100,00%

Abbildung 32
Gasspeicherdaten 2020

Quelle: Websites der Speicherunternehmen, <https://agsi.gie.eu>, Stand November 2020

Aufgrund der genannten Kapazitätserhöhungen in den Speichern Haidach und 7Fields ergibt sich mit Jahresende 2020 somit ein gesamtes Arbeitsgasvolumen in Höhe von 95,5 TWh.

Mit rund 26% (25,2 TWh) Arbeitsgasvolumen hält OMV Gas Storage (OGS) nach wie vor den größten Anteil an den Speicherkapazitäten in Bezug auf Österreich und mit rund 40% in Bezug auf die an das Marktgebiet Ost angebotenen Speicher.

Die österreichischen Speicherkapazitäten (Arbeitsgasvolumen) sind im Jahr 2020 durchgehend zwischen 84% und 100% ausgebucht gewesen (bezogen auf das angebotene Arbeitsgasvolumen).

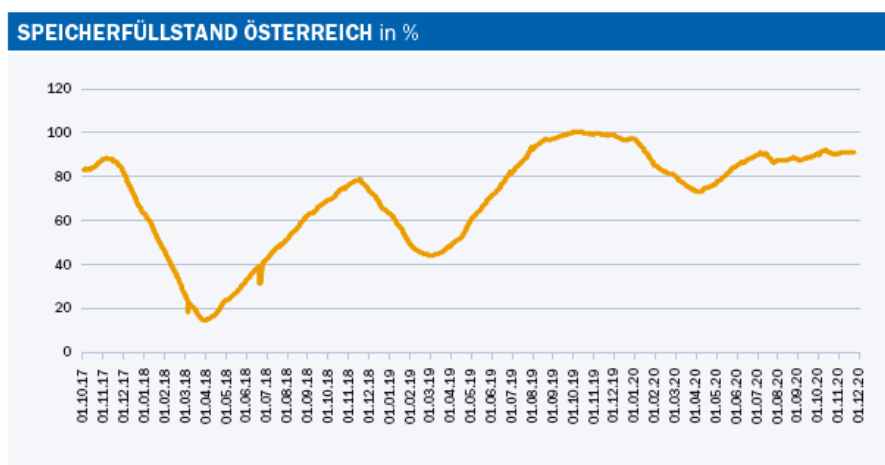


Abbildung 33
Gas-Speicherfüllstände
Österreich von Oktober 2017
bis Dezember 2020 in % der
Speicherkapazität

Quelle: E-Control

Mit Beginn des Jahres 2020 waren die Speicher auch tatsächlich gut gefüllt (rd. 97%) und sie sind es bis zum Beginn der Einspeichersaison per 1. April 2020 mit einem Speicherfüllstand von ca. 73% auch geblieben, da aufgrund der milden Temperaturen in den Wintermonaten nur wenig Erdgas entnommen wurde. Dies entspricht im Vergleich zum Jahr 2019 einer jeweils um fast ein Drittel höheren Gasspeichermenge.

Bis zum Beginn der Heizperiode am 1.10. ist der Speicherstand wieder auf 93% angestiegen.

Gasspeicher werden auch zukünftig in Zusammenhang mit Dekarbonisierung und Klimaneutralität von Bedeutung sein. Auf EU-Ebene sind dazu Arbeitsgruppen eingerichtet, in denen auch die E-Control vertreten ist.

Gasmarktintegration

INFRASTRUKTURPROJEKTE ZUR MARKTINTEGRATION

Folgende drei Leitungsprojekte verstärken die Integration des österreichischen Marktes in den europäischen Gasmarkt:

- > Das Project CZATi stellt eine direkte Verbindung zwischen dem Fernleitungsnetz der GCA auf österreichischer Seite und dem der NET4GAS, s.r.o. auf tschechischer Seite her. Ziel des Projekts ist es, erstmals eine technische bidirektionale Kapazität auf FZK-Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.
- > Die Projekte GCA 2018/08, 2020/02, 2020/03, 2020/04 „Entry/Exit Murfeld“ gehören zu einem Cluster von Projekten, die Gas aus dem LNG-Terminal Krk in Kroatien Richtung Österreich via Slowenien bringen sollen. Dadurch soll eine zusätzliche Quelle an den österreichischen virtuellen Handlungspunkt angebunden werden. Damit könnte nämlich ein Ziel der Europäischen Union, die Stärkung des Energiebinnenmarktes, effizient umgesetzt werden.
- > Das Projekt GCA 2015/04 stellt eine wesentliche Verbindung mit Ungarn dar. Es handelt sich um ein inkrementelles Projekt, dessen Kapazität im Juli 2021 zur Vermarktung in Koordination mit dem ungarischen Fernleitungsnetzbetreiber angeboten werden sollte.

PROJEKT MARKTINTEGRATION ITALIEN

Aufbauend auf den Ergebnissen der 2017 durchgeführten Selbstevaluierung des österreichischen Gasgroßhandelmarktes und diverser Vorstudien, erfolgten weitere Untersuchungen zur möglichen Integration des österreichischen Marktgebiets Ost mit dem italienischen Gasmarktgebiet, die von E-Control gemeinsam mit der italienischen Energieregulierungsbehörde (ARERA) betreut werden. Diese Untersuchungen konzentrierten sich auf die Analyse der potentiellen Preisformation in einem integrierten österreichisch-italienischen Gas-Marktgebiet.

Die Ergebnisse bestätigen, dass maßgebliche Nutzenpotentiale einer solchen Marktintegration zu erwarten sind, diese jedoch ungleich verteilt sind. Aus österreichischer Sicht wäre daher ein Ausgleichsmechanismus zu etablieren, um Verbesserungen auch für Kundinnen und Kunden in Österreich zu bewirken. Diesbezüglich sollen weitere Abstimmungen mit ARERA erfolgen.

Pilotprojekt implizite Allokation Freilassing (PiAF)

Das Konzept der impliziten Allokation sieht – im Einklang mit dem ACER Gas Target Model – vor, dass für benachbarte Marktgebiete mit getrennten Spot-Handelsmärkten ein Prozess etabliert wird, bei dem die Allokation von Dayahead- und Within-day-Transportkapazitäten mit dem Fließhandel der jeweiligen Märkte verbunden wird. Damit soll die gleichzeitige Verfügbarkeit von

Transportkapazitäten und Handelsmöglichkeiten im grenzüberschreitenden Handel verbessert werden. Nachdem es zwischen dem Marktgebiet Ost und dem deutschen Marktgebiet NCG regelmäßig zu Großhandelspreisunterschieden (Spreads) kommt, da die Nutzung zwischen diesen Märkten eingeschränkt ist, würde die Nutzung von impliziter Allokation die Situation verbessern. Die deutschen und österreichischen Verteilernetzbetreiber sowie AGGM als Markt- und Verteilergebietsmanager erarbeiteten dafür gemeinsam mit E-Control und der deutschen Regulierungsbehörde ein Konzept, welches als Pilotprojekt implizite Allokation Freilassing (PiAF) im Q1/2020 in Betrieb genommen wurde.

Seit Projektstart wurden im Rahmen des Pilotprojekts rund 2.000 Handelstransaktionen ausgelöst und damit ein positiver Beitrag zur Liquidität der betroffenen Handelsplätze geleistet. Dafür wurde am Grenzkopplungspunkt Freilassing Transportkapazität im Ausmaß von über 115.000 MWh implizit vergeben. Diese verstärkte Nutzung vorhandener Transportinfrastruktur führt zu zusätzlichen Netzerlösen und wird folglich positive Effekte für Endkundinnen und -kunden nach sich ziehen. Zu einem späteren Zeitpunkt und auf Basis eines ausreichend langen Betrachtungszeitraums ist ergänzend eine umfassende Evaluierung des laufenden Pilotprojekts vorgesehen.

Entwicklung erneuerbare Gase

In energiepolitischen und -wirtschaftlichen Überlegungen zur Transformation der Energieversorgung im Einklang mit klimapolitischen Zielsetzungen steht die Notwendigkeit von gasförmigen erneuerbaren Energieträgern (auf Basis Methan und Wasserstoff) weitgehend außer Frage. Die Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) ist eine wesentliche Säule eines sektorgekoppelten Energiesystems und erlaubt die Versorgung von Kundengruppen, welche nicht sinnvoll elektrifiziert werden können. Im Sinne der Zielsetzung der Klimaneutralität muss dafür Gas eingesetzt werden, das mit erneuerbaren Energieträgern erzeugt wurde („erneuerbares Gas“).

Von der österreichischen Bundesregierung wurde das Ziel formuliert, bis 2030 erneuerbares Gas im Umfang von 5 TWh in das Gasnetz einzuspeisen und damit fossiles Erdgas zu substituieren. Derzeit sind die Anteile von erneuerbarem Gas noch gering.

Synthetisches Gas und Wasserstoff werden bisher weitestgehend nur im Rahmen von (geförderten) Forschungs-/Pilot- oder Demonstrationsprojekten und in vernachlässigbaren Mengen in das Gasnetz eingespeist. Die Einspeisung von Biomethan (erneuerbares Gas biogenen Ursprungs) in das österreichische Gasnetz erfolgt aktuell an 15 Erzeugungsstandorten mit einer Gesamteinspeisung im Jahr 2019 in Höhe von 152 GWh. Dies entspricht einem Anteil von etwa 1% der Gesamtabgabe an Haushalte. Zusätzlich wurde im Jahr 2019 im Rahmen des ÖSG 2012 Biogas im Ausmaß von 561 GWh/h verstromt.

Da die Gesteigungskosten von erneuerbarem Gas deutlich über jenen von Erdgas liegen, setzt die Erreichung des 5-TWh-Ziels entsprechende klima-/energiepolitische Rahmenbedingungen bzw. umfassende Unterstützung voraus.

Gaskennzeichnung

Das GWG 2011 regelt die Gaskennzeichnung gegenüber den Endkundinnen und -kunden und gibt der E-Control die Möglichkeit, durch Verordnung weiterführende Regelungen zur Gaskennzeichnung zu erlassen. Die E-Control hat entsprechend im Jahr 2019 eine Verordnung zur Gaskennzeichnung erlassen. Die Verordnung regelt die Ausgestaltung der Gaskennzeichnung gegenüber den Endkundinnen und -kunden, führt somit zu Transparenz und bietet den Kundinnen und Kunden ein weiteres Unterscheidungsmerkmal bei der Versorgerwahl. Die E-Control überprüft die Richtigkeit der Angaben der Versorger zur Gaskennzeichnung.

Im Jahr 2020 können Anlagenbetreiber erstmals Herkunftsnachweise für Gas in der Datenbank der E-Control generieren, die dann für Gaskennzeichnung eingesetzt werden.

Die tatsächliche Anwendung der Gaskennzeichnung war bis zum Jahr 2020 nur sehr eingeschränkt. Gasmarktteilnehmer haben von der Möglichkeit der Generierung und Nutzung von Gas-Herkunftsnachweisen zur Gaskennzeichnung noch keinen Gebrauch gemacht.

REMIT

Aufgaben

Die REMIT-Verordnung dient der Sicherstellung des Vertrauens in die Integrität der europäischen Energiegroßhandelsmärkte. Dazu stellt REMIT umfassende Regelungen zum Zweck der Marktüberwachung auf. Diese beinhalten insbesondere die zentralen Bestimmungen zur Bekämpfung von Insiderhandel und Marktmanipulation.

Verbotener Insiderhandel definiert sich durch den Handel mit Energiegroßhandelsprodukten auf Basis von Insiderinformationen zum eigenen oder fremden Nutzen, durch die Weitergabe von Insiderinformationen an Dritte oder Handlungsempfehlungen auf Basis von Insiderinformation.

Marktmanipulation knüpft wiederum an den Abschluss einer Transaktion bzw. das Stellen eines Handelsgebots, womit (i) falsche oder irreführende Signale für das Angebot, die Nachfrage oder den Preis eines Energiegroßhandelsprodukts gegeben werden oder werden könnten oder (ii) der Preis des Großhandelsproduktes beeinflusst wird oder werden könnte.

Gemeinsam mit kartell- und finanzmarktrechtlichen Regelungen gewährleistet REMIT für Verbraucher und Marktteilnehmer die Zuverlässigkeit und nachhaltige Funktionsfähigkeit der Energiegroßhandelsmärkte. Dies beinhaltet insbesondere ein faires, auf Wettbewerb beruhendes Ergebnis von Angebot und Nachfrage sowie die Verhinderung von exzessiven Profiten durch missbräuchliches Verhalten.

Als nationale Regulierungsbehörde ist die E-Control für die Durchsetzung dieser Vorschriften auf dem österreichischen Markt zuständig. Auf europäischer Ebene werden das Marktmonitoring und die Zusammenarbeit der nationalen Behörden durch ACER koordiniert.

Operative Energiegroßhandelsüberwachung

Im Jahr 2020 war die Überwachung des Energiegroßhandels stark durch die COVID-Pandemie geprägt. Wie auch ACER und viele weitere nationale Regulierungsbehörden, musste die E-Control in Zeiten des nationalen Lockdowns temporär auf den Home-Office-Betrieb umstellen. Nichtsdestotrotz konnte – unter steter Berücksichtigung des Datenschutzes und der besonderen Sensibilität der Großhandelsdaten – die Marktüberwachung auf allen Ebenen weiterhin aus- und durchgeführt werden. Insbesondere wurden Warnmeldungen durch das automatische Überwachungssystem der E-Control registriert und konkrete Verdachtsfälle konnten kontinuierlich untersucht werden.

Schwerpunkte im operativen Monitoring lagen 2020 speziell im Bereich der korrekten Publikation von Insiderinformation und der Implikationen, die sich durch die immer stärkere Koppelung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte ergeben.

VERDACHTSFÄLLE

Steht das Verhalten eines oder mehrerer Marktteilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt im Verdacht, gegen REMIT zu verstoßen, kann dieses im Rahmen einer Erstbeurteilung der E-Control oder ACER als sog. Verdachtsfall eingestuft werden. Bei Vorliegen derartiger Situationen wird folgend geprüft, ob genügend Anhaltspunkte vorhanden sind, um eine nähere Untersuchung auf zweiter Ebene der Marktüberwachung zu rechtfertigen. Verdachtsfälle werden grundsätzlich aus den folgenden Quellen generiert:

- > Das reguläre Marktmonitoring unter Nutzung von Handelsüberwachungssoftware durch die nationalen Regulierungsbehörden (siehe unten),
- > Meldung von Betreibern von Börsen, Brokerplattformen oder sonstigen Handelsplattformen (sog PPATs),
- > die gesamteuropäische Überwachung durch ACER, oder
- > (anonyme) Anzeigen, z.B. durch andere Marktteilnehmer.

2020 hat die E-Control insgesamt fünf neue Verdachtsfälle untersucht, in denen auch hinreichende Indizien für eine weiterführende Prüfung gefunden wurden. Dies bedeutet, dass für den konkreten Fall ein/e Sachbearbeiter/in zur Überprüfung der Notwendigkeit eines weiterführenden formellen Verfahrens zugewiesen wurde.

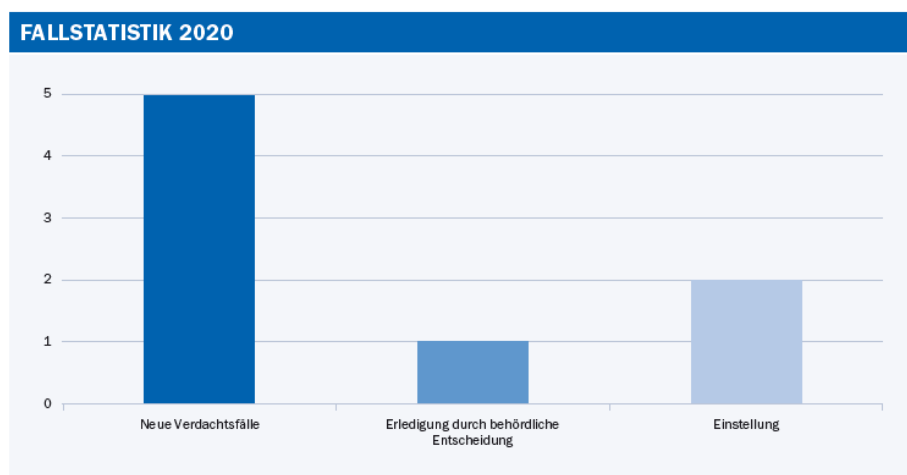


Abbildung 34
REMIT-Verdachtsfälle 2020

Quelle: ACER, E-Control

Fälle, die durch Sachbearbeiterinnen und -bearbeiter auf zweiter Ebene geprüft werden, können auf zwei Arten abgeschlossen werden:

Finden sich im Rahmen der weiteren Analyse keine stichhaltigen Anhaltspunkte für einen Verstoß gegen REMIT, wird die Untersuchung des Falles von der E-Control eingestellt. Dazu kam es 2020 in zwei Fällen.

Bestehen jedoch hinreichende Verdachtsmomente für einen Verstoß, wird zuerst ein formelles Verfahren durch die E-Control eingeleitet. In Folge können weitere Ermittlungsschritte, wie eine Befragung des Marktteilnehmers, unternommen werden. Der Abschluss dieses formellen REMIT-Verfahrens kann auf drei Arten erledigt werden:

- > Einstellung durch die E-Control: Dies wäre denkbar, wenn der Marktteilnehmer bspw. überzeugende Rechtfertigungsgründe vorbringen kann.

- > Verpflichtung zur Herstellung des gesetzesmäßigen Zustandes und Entscheidung zum Absehen von einer Strafe nach EIWOG 2010 bzw. GWG 2011.
- > Antrag auf eine Geldstrafe durch die E-Control und Entscheidung der zuständigen Strafbehörde.

2020 kam es dementsprechend in einem Fall betreffend Art 4 REMIT zu einer Erledigung im Rahmen des EIWOG 2010 durch Abgabe einer Verpflichtungserklärung des Marktteilnehmers.

VERÖFFENTLICHUNGSPFLICHT – REMIT-EINZELFALL 02/20

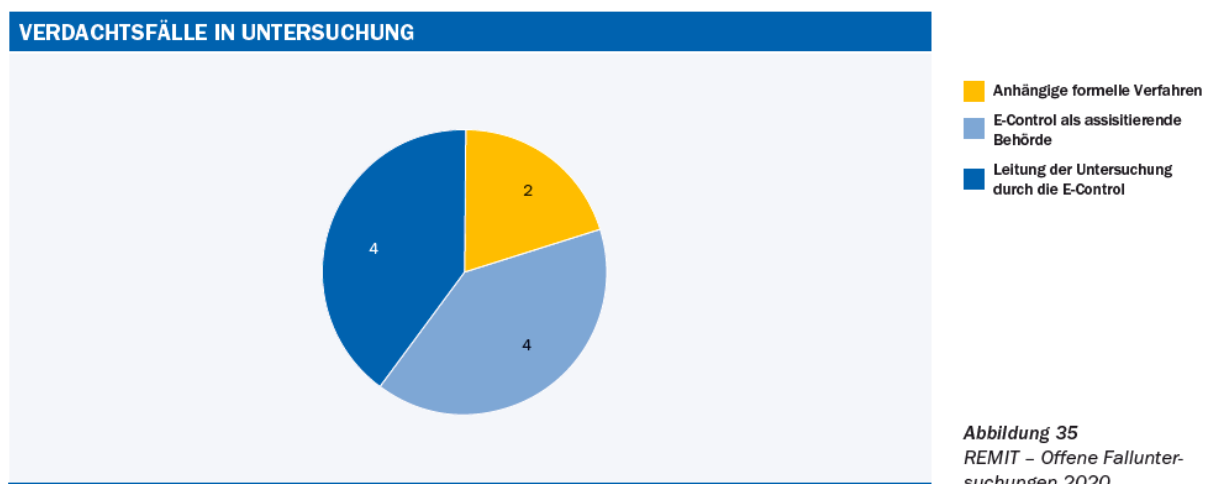
Bereits seit 2018 führt die E-Control verstärkt Prüfungen zur Veröffentlichungspraxis von Insiderinformation durch. Fall 02/20 betraf Verstöße eines Marktteilnehmers gegen die in Art 4 REMIT normierte Verpflichtung zur effektiven und rechtzeitigen Publikation von Insiderinformation sowie gegen Art 7 bzw. Art 15 Transparenz-VO. Es ergaben sich für die E-Control Inkonsistenzen zwischen mehreren Veröffentlichungsorten und Zweifel an der Vollständigkeit und Eindeutigkeit der veröffentlichten Informationen.

Der Marktteilnehmer hat sich im Verfahren kooperativ verhalten und in Zusammenarbeit mit der E-Control den rechtsgültigen Zustand wiederhergestellt. Weiters hat sich das Unternehmen durch eine bindende Erklärung verpflichtet, interne Maßnahmen umzusetzen, um zukünftige Verstöße gegen die Publikationspflichten zu verhindern. Folglich konnte in diesem Fall gemäß § 89 Abs 4 EIWOG 2010 von der Beantragung einer Geldstrafe abgesehen werden.

VERTIEFENDE UNTERSUCHUNGEN VON VERDACHTSFÄLLEN

Derzeit befinden sich zehn Verdachtsfälle bei der E-Control in Bearbeitung auf zweiter Ebene, davon wurde in zwei Fällen bereits ein formelles Verfahren eingeleitet. Die beiden letztgenannten Verfahren betreffen jeweils einen konkreten Verdacht auf rechtswidrige Marktmanipulation iSd Art 5 REMIT auf dem Stromgroßhandelsmarkt.

Einige dieser Verdachtsfälle betreffen grenzüberschreitende Sachverhalte, in denen auch Regulierungsbehörden anderer EU-Mitgliedstaaten beteiligt sind. In den grenzüberschreitenden Fällen ist danach zu differenzieren, ob die Untersuchung durch die E-Control geleitet wird oder ob die E-Control einer anderen Regulierungsbehörde assistiert, d.h. etwa Daten oder Informationen bereitstellt. Die E-Control ist 2020 in insgesamt vier laufenden Untersuchungen assistierende Behörde, während die Untersuchung in sechs Fällen selbst geleitet wird.



Quelle: ACER, E-Control

WARNMELDUNGEN (ALERTS) DURCH ÜBERWACHUNGSTOOLS

Am europäischen Großhandelsmarkt werden täglich Millionen an Datenpunkten generiert – mit stark wachsender Tendenz. Eine solch enorme Menge an Information kann auf effektive Weise nur durch moderne informationstechnische Hilfsmittel durchsucht, aufbereitet und analysiert werden. Sowohl das interne Überwachungssystem der E-Control als auch Überwachungstools von ACER werten Großhandelsdaten automatisch aus und durchsuchen diese nach bestimmten Kriterien auf Auffälligkeiten und spezifische Verhaltensweisen von Händlern. Die dadurch generierten Warnmeldungen, sog „Alerts“, können sodann näher analysiert und gegebenenfalls in neue Verdachtsfälle übergeleitet werden.

Die Überwachungssoftware der E-Control ist auf die Überwachung des Energiegroßhandels mit Erfüllungsort Österreich fokussiert. Eigens dafür kalibrierte Alert-Einstellungen haben 2020 zu durchschnittlich 192 Meldungen pro Monat geführt.

ACER konzentriert sich demgegenüber bei der Marktüberwachung besonders auf grenzüberschreitende bzw. handelsplatzübergreifende Verhaltensweisen und leitet seine Alerts in engem Austausch an die zuständigen Regulierungsbehörden weiter. Der E-Control wurden im Jahr 2020 von ACER insgesamt 51 Alerts übermittelt.

MONITORING DES GRENZÜBERSCHREITENDEN HANDELS

Im November 2019 erfolgte die Ausweitung der einheitlichen Intraday-Marktkopplung (SIDC) im europäischen Elektrizitätsgroßhandelsmarkt, unter anderem auf die österreichischen Nachbarländer Tschechien, Slowenien und Ungarn. Dies erforderte umfassende Anpassungen in der Datenverarbeitung und -struktur des REMIT-Marktüberwachungssystems.

Diese grenzüberschreitende Kopplung des kontinuierlichen Intradayhandels bietet völlig neue Möglichkeiten für Marktteilnehmer und erfordert damit einen umso intensiveren Fokus im Monitoring. Für den österreichischen Markt ist – angesichts seiner zentralen Lage in Europa – das effiziente Funktionieren des grenzüberschreitenden Handels besonders wichtig. Um dies zu ermöglichen, spielt vor allem eine effektive Nutzung von Übertragungskapazitäten durch Marktteilnehmer eine wesentliche Rolle. Deswegen lag auch ein Untersuchungsschwerpunkt der Marktüberwachung im vergangenen Jahr auf dem grenzüberschreitenden Handel und den dafür notwendigen unterschiedlichen Allokationsmechanismen von Grenzkapazität.

OPTIMIERUNG DER DATENQUALITÄT

Die Verbesserung der Datenerhebung und -qualität bleibt weiterhin eines der wichtigsten Themen für wirksames REMIT-Monitoring. Der Schwerpunkt im Bereich der Datenqualität lag wie beschrieben auf der Aufbereitung der zurzeit verfügbaren Daten zum Intraday-Handel mit Strom.

Zusätzlich mussten neue Konzepte und Strukturen für die Datenverarbeitung geschaffen werden, da zukünftig mit stark ansteigenden Datenmengen gerechnet werden kann. Neben dem generellen Wachstum der Handelsvolumen führt die Koppelung vieler Mitgliedstaaten im Intraday-Handel dazu, dass eine erheblich größere Menge an Transaktionen und Handelsaufträgen für den österreichischen Markt als potentiell relevant eingestuft werden muss. Ein Marktteilnehmer kann nun im Intraday-Handel relativ einfach – bei vorhandener Übertragungskapazität – aus entfernten Ländern wie bspw. Portugal oder Finnland Elektrizität für österreichische Lieferung erwerben. Aus Sicht des Datenmanagements besteht also die Herausforderung, sowohl das gesamte gemeinsame Orderbuch als auch die jeweils vorhandenen Kapazitäten zwischen den teilnehmenden Ländern korrekt zu ermitteln und zu visualisieren. Die E-Control erarbeitet dazu – unter Austausch mit ACER und den zuständigen Strombörsen – technische Lösungen und Modelle, um die Überwachung dieser europaweiten Märkte sicherzustellen.

KOOPERATIONEN UND AUSTAUSCH

Die nationalen Regulierungsbehörden arbeiten bei der Implementierung und Durchsetzung von REMIT mit ACER, aber auch untereinander auf regionaler Ebene zusammen. Dadurch soll eine konsistente Anwendung von REMIT in Europa sichergestellt werden.

Trotz der ab März 2020 vorherrschenden Ausnahmesituation und der Reisebeschränkungen in vielen europäischen Ländern konnte die Zusammenarbeit und Koordination mit ACER und anderen Regulierungsbehörden aufrechterhalten werden. Das REMIT-Team der E-Control konnte sich hierbei abermals in verschiedenen internationalen Arbeitsgruppen zu den Themen Energiegroßhandel und Marktüberwachung einbringen und die dynamische Entwicklung in diesem Bereich bedeutend mitgestalten.

Auch die Zusammenarbeit mit Regulatoren anderer europäischer Staaten wurde erfolgreich weitergeführt. Auf dieser bilateralen Ebene wurde besonders die Kooperation mit der Schweizer Regulierungsbehörde (El-Com) weiter vertieft. Neben individuellem Wissens- und Erfahrungsaustausch standen hierbei die Vergabe der Intraday-Stromgrenzkapazitäten zwischen der Schweiz und Österreich sowie IT-Themen im Fokus. Schließlich wurde ein Data-Sharing Agreement mit der niederländischen Regulierungsbehörde ACM abgeschlossen. Dies ermöglicht der E-Control einen erstmaligen Zugang zu Daten des liquidesten Gas-Handelsplatzes Europas, dem TTF, der in der Handelsstrategie großer Gashändler in der EU eine wesentliche Rolle spielt.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

COVID-19-Pandemie – Maßnahmen zur Sicherstellung der Energieversorgung

Mit COVID-19 traf die Energieversorger eine Krise, für die es keine vergleichbaren Erfahrungswerte gab. Grundsätzlich ist die österreichische Energieversorgung auf Krisenfälle vorbereitet. In allen relevanten Unternehmen gibt es Krisenstäbe, die innerhalb kürzester Zeit aktiviert werden können und in der Lage sind, Situationen sachlich zu analysieren. Das geschah auch bei Eintreten der COVID-19-Risiken. Die entsprechenden Maßnahmen, wie getrennte Arbeitsplätze für sicherheitsrelevantes Personal, regelmäßige Desinfektionen und die Möglichkeit schneller Testungen wurden konzipiert und angewendet. Die Unternehmen standen dabei mit der E-Control im regelmäßigen Austausch zur aktuellen Lage. Es kam im Jahr 2020 zu keinen durch Auswirkungen der COVID-19 verursachten Versorgungsrisiken für Strom und Erdgas.

Stromversorgungssicherheit

ANALYSEN ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT IN ÖSTERREICH

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.

Seit dem Versorgungssicherheitsbericht 2019 werden ausschließlich Kraftwerke der österreichischen Regelzone berücksichtigt.

In Abbildung 36 sind die Veränderungen von Erzeugungskapazitäten (in MW), der Last (in MW) sowie der energetischen Endverbrauchsprognosen für 2030 (in GWh) bezogen auf den

Vorjahresbericht ersichtlich. Bemerkenswert ist der relativ hohe Anstieg des prognostizierten energetischen Endverbrauchs für das Jahr 2030. Dieser ist auf eine erneute Schätzung des Modells zurückzuführen, welche aufgrund der Vergrößerung der Stichprobe notwendig war. Ebenfalls auffallend ist, dass die installierte Brutto-Engpassleistung der Regelzone um 60 MW schrumpfte, dafür ist die Außerbetriebnahme kalorischer Kraftwerke im Sinne der Dekarbonisierung verantwortlich.

Abbildung 37 stellt die Leistungen des Kraftwerksparks mit seinen Veränderungen 2020 im Vergleich zu 2019 dar. Die gesamte Engpassleistung beträgt 23.952 MW in der Regelzone APG.

Ausgehend von den Ereignissen der angespannten Stromversorgungssituation im Jänner 2017, die weiterhin 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, diese 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 gesamthafte Bewertung der Versorgungssicherheit unvollständig.)

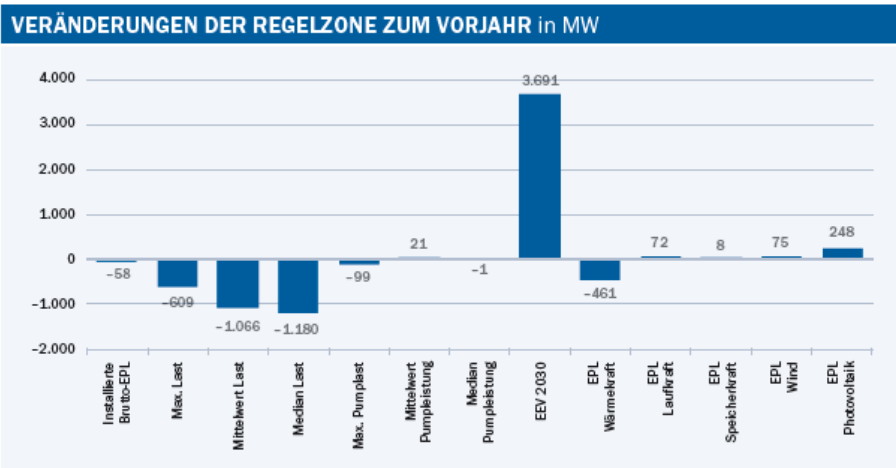


Abbildung 36
Kraftwerke in Österreich (Regelzone APG) – Veränderungen der Leistung 2020 im Vergleich zu 2019 in MW

Quelle: E-Control

Leistungsseitig ist im Szenario 2030 unter Berücksichtigung der Ausbauziele des EAG-Entwurfs zu 100% mit einer Deckung durch österreichische Kraftwerke zu rechnen.

Die Wärmekraftwerke steuern dabei 6.169 MW an gesicherter Leistung bei, die Speicherkraftwerke in der Regelzone APG 4.375 MW und die erneuerbaren Energieträger (Laufwasserkraft, Wind, PV) 5.551 MW. Bemerkenswert ist der Anstieg des Anteils der gesicherten Leistung der erneuerbaren Energieträger, welcher sich mehr als verdoppelt hat. Gegenüber dem Vorjahr ist die Leistungsreserve mit etwa 3,3 GW um rund 1,8 GW gestiegen. Dafür verantwortlich sind die geplanten Erweiterungen des erneuerbaren Kraftwerksparks, welche sich in den getroffenen Annahmen auf Zuwächse von 11 GW PV, 4 GW Wind und 1 GW Wasserkraft belaufen.

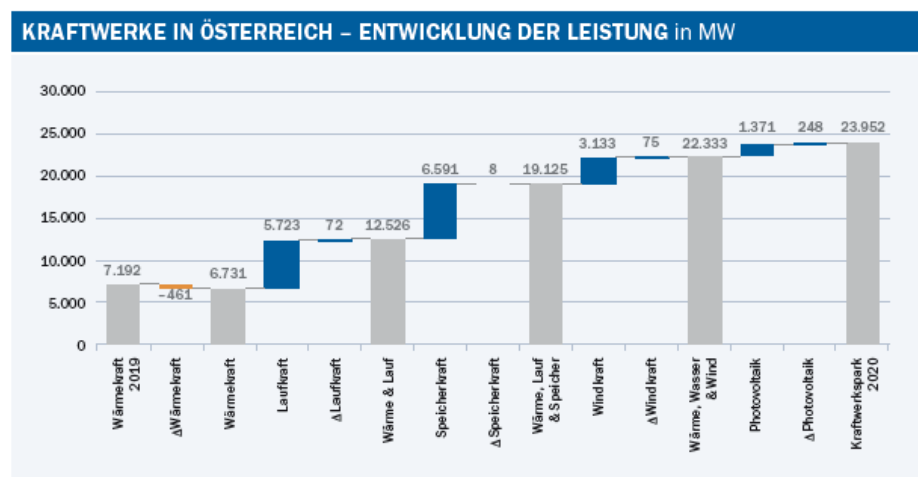


Abbildung 37
Kraftwerke in Österreich (Regelzone APG) – Entwicklung der Leistung von 2019 zu 2020 in MW

Quelle: E-Control

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 1,8 TWh pro Wintermonat. Die notwendige Kapazität thermischer Kraftwerke zur inländischen Deckung des Strombedarfs ist ca. 2,5 GW. 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).

Die Bewertung einer Versorgungssituation ohne thermische Kraftwerke führt – etwa in einem Betrachtungszeitraum bis 2030 – zu einer etwa 10%igen Unterdeckung des Strombedarfs unter energetischer 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.

ANALYSE VERFÜGBARER STROMVERSORGUNGSRESSOURCEN (ADEQUACY)

Im Rahmen des CEP wird es auf europäischer Ebene zu methodischen Veränderungen der durchzuführenden Analysen kommen, ob die verfügbaren Stromversorgungsressourcen dem erwarteten Versorgungsbedarf entsprechen (Adequacy-Analysen). Die entsprechenden EU-weiten Methoden wurden von ACER bereits genehmigt. Ein jährliches europäisches Assessment durch ENTSO-E ist verpflichtend zu implementieren. Diese Analysen werden auch Ergebnisse auf Länderebene liefern. Die Nationalstaaten können aufbauend auf der gleichen Methode eigene Assessments durchführen, um ihre Ergebnisse weiter zu analysieren und zu verfeinern. Die E-Control war im letzten Jahr aktiv in den Genehmigungsprozess der Methoden durch ACER involviert, um für Österreich eine gute Ausgangsbasis für mögliche nationale Analysen sicherzustellen.

Gasversorgungssicherheit

UMSETZUNG DER VERORDNUNG (EU) NR. 1938/2017 (SOS-VERORDNUNG)

Die SOS-Verordnung setzt Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung. Wesentliche Punkte dieser Verordnung sind:

- > die Definition der geschützten Kundinnen und Kunden (in Österreich sind dies die Haushaltskundinnen und -kunden)
- > die Etablierung einer europäischen Koordinierungsgruppe für Gas
- > die Beschreibung eines europäischen Infrastrukturstandards
- > die Festlegung eines Gasversorgungsstandards für die Versorger geschützter Kundinnen und Kunden, wobei die E-Control diesen jährlich überprüft
- > die Verpflichtung für Mitgliedstaaten zur Erstellung einer Risikobewertung, eines Präventionsplanes und eines Notfallplanes, unter Berücksichtigung der regionalen Gegebenheiten
- > die Gewährung von Solidarität im Falle von massiven Versorgungsengpässen in angrenzenden Mitgliedstaaten

Die Umsetzung der SOS-Verordnung erfolgt in enger Abstimmung mit den relevanten Marktteilnehmern und gemeinsam mit dem BMK.

SOLIDARITÄTSVEREINBARUNGEN

Gemäß Art 13 SOS-Verordnung haben verbundene Mitgliedstaaten bis zum 1. Oktober 2018 eine Einigung über die erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen über Solidaritätsmaßnahmen zu erzielen.

Eine Solidaritätsmaßnahme ist das letzte Mittel und wird nur dann angewendet, 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 marktbasieren 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 Solidarität leistenden Mitgliedstaat verpflichtet.

Da der Abschluss solcher Solidaritätsabkommen die Klärung einiger wesentlicher und komplexer Fragen voraussetzt, z.B. die Kompensation für geleistete Solidarität, ist europaweit bis dato nur eine einzige derartige Vereinbarung bekannt. Diese wurde zwischen Deutschland und Dänemark abgeschlossen. Aus diesem Grund hat sich die Europäische Kommission im abgelaufenen Jahr dazu entschlossen, Vertragsverletzungsverfahren gegen fast alle Mitgliedstaaten einzuleiten. Häufig sind jedoch noch nationale Gesetze notwendig, um einen derartigen Abschluss überhaupt erst zu ermöglichen. In Österreich soll diese Möglichkeit im Rahmen des Erneuerbaren Ausbaugesetzes (EAG) geschaffen werden. Zu Jahresende 2020 steht Österreich kurz davor, erste Vereinbarungen mit den Nachbarstaaten abzuschließen.

INFRASTRUKTURSTANDARD

Auch im Jahr 2020 wurde der Infrastrukturstandard gemäß Art 5 der SOS-Verordnung wieder im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung durch den Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager AGGM berechnet und liegt im Marktgebiet Ost bei 140% (siehe Abbildung 38). Somit ist durch die österreichische Gasinfrastruktur gewährleistet, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung gemäß SOS-Verordnung von mehr als 100% gerecht wird und daher eine gute Versorgungssicherheit gegeben ist.

INFRASTRUKTURSTANDARD FÜR DIE GASVERSORGUNG IN ÖSTERREICH		
Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition & Erläuterung
Baumgarten	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	Techn. Kapazität von Einspeisepunkten
Produktion OMV	2,21	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,40	gebuchte Standardkapazität
Pm	2,61	Max. techn. Produktionskapazität
Speicherpool OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,20	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	–	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	6,49	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	–	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	44,06	Max. techn. Ausspeisekapazität
LNGm	0	Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen
Im	140,34	Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur
Dmax	49,69	Max. tägliche Gasnachfrage Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1 [%]	140%	

Abbildung 38
Infrastrukturstandard für die Gasversorgung in Österreich

Quelle: AGGM, 2020

VERSORGUNGSSTANDARD

Die E-Control hat auch im Jahr 2020 die Einhaltung des Versorgungsstandards gemäß Art 6 SOS-Verordnung für die Wintersaison 2020/21 überprüft. Die Versorger mussten die gesicherte Verfügbarkeit entsprechender Gasmengen für geschützte Kundinnen und Kunden (Haushaltskundinnen und -kunden) belegen. Sie wurden im Sommer 2020 aufgefordert, die entsprechenden Verträge vorzulegen.

Es wurden alle 51 Unternehmen überprüft, die Haushaltskundinnen und -kunden in Österreich mit Gas versorgen. Alle Versorger von Haushaltskundinnen und -kunden haben nachweisen können, dass sie ausreichend Gasmengen vertraglich abgesichert haben, um diese geschützten Kundinnen und Kunden auch in Extremsituationen wie länger andauernde Kälteperioden versorgen zu können.

Selbst im Fall eines Ausfalls des Entry-Punktes Baumgarten kann die Versorgung aufrechterhalten bleiben, nämlich über die alternative Transportroute Oberkappel und über Entnahme vereinbarter Gasmengen aus den Gasspeichern, die im Dezember 2020 gut gefüllt waren.

RUSSLAND-UKRAINE-TRANSIT OHNE UNTERBRECHUNGEN

Das russische Energieunternehmen Gazprom liefert seit vielen Jahren verlässlich große Mengen an Erdgas in die Europäische Union. Knapp die Hälfte davon floss durch das Pipelinenetz der Ukraine. Das dortige Netz steht im Besitz des ukrainischen Energiekonzerns Naftogaz. Der Gastransit wurde bislang mit langfristigen Verträgen besiegelt. Der zuletzt gültige 10-Jahresvertrag endete am 31. Dezember 2019. Da es bis kurz vor diesem Datum noch keine Vereinbarung über die Zeit danach gab, war die Fortsetzung der Lieferungen durch die Ukraine zunächst offen.

Am 30. Dezember 2019 wurde ein Abkommen zwischen Gazprom und Naftogaz abgeschlossen. Es handelt sich hierbei um einen 5-Jahresvertrag mit deutlich geringeren Transportmengen als im vergangenen Vertragswerk. Auf diese Weise konnte der weitere Gastransit durch die Ukraine nach Zentraleuropa ohne Unterbrechungen sichergestellt werden.

In Österreich war man auf etwaige Liefereinschränkungen gut vorbereitet. Österreich verfügt über einen entsprechenden Präventions- und auch Notfallplan. Weiters werden in Österreich regelmäßig Energielenkungsübungen unter Leitung der E-Control durchgeführt mit Einbindung relevanter Stakeholder und der Annahme verschiedener Krisenszenarien.

Energielenkung

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 ist die Vorbereitung und Koordinierung von Energielenkungsmaßnahmen der E-Control übertragen. Dafür erforderliche Datengrundlagen werden an die E-Control übermittelt. Zur Vorbereitung und Durchführung von Energielenkungsmaßnahmen ist ein Energielenkungs-Handbuch erstellt, das jährlich aktualisiert wird. Zur Erprobung der Abläufe werden regelmäßig Übungen durchgeführt.

Eine für November 2020 geplante Energielenkungsübung mit regionalem Schwerpunkt Gasversorgung-Oberösterreich und inhaltlichem Schwerpunkt Auswirkungen einer Versorgungskrise auf Marktsituation wurde in einem Kernteam vorbereitet, zeitlich aufgrund der Einschränkungen in Folge der Corona-Pandemie aber auf 2022 verschoben. Die Teilnehmer im Kernteam der Energielenkungsübung haben allerdings stattdessen ein „virtuelles Trockentraining“ (eintägiger Online-Workshop) der geplanten Energielenkungsübung durchgespielt, der für alle Beteiligten sehr lehrreich war. Gleichzeitig laufen die Vorbereitungsarbeiten für die nächste Vorortübung weiter. Rechtliche Anpassungen für Energieversorgungskrisen sind im Rahmen des EAG-Entwurfs enthalten, wie die Umsetzung von EU-Bestimmungen zur Solidarität mit anderen EU-Mitgliedstaaten bei der Versorgung geschützter Kundinnen und Kunden. Dafür werden Übereinkommen mit den Nachbarstaaten getroffen.

Cybersicherheit

Das Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetz (NISG) beinhaltet Verpflichtungen für Strom- und Gasversorgungsunternehmen, die für die Versorgung maßgebend sind. Im Zuge eines Amtshilfeverfahrens wurde die E-Control zur Ermittlung der betroffenen Strom- und Gasversorgungsunternehmen beigezogen. Diese Unternehmen wurden im Jahr 2020 durch Bescheid des Bundeskanzlers darüber in Kenntnis gesetzt, dass sie Betreiber wesentlicher Dienste sind und daher die Anforderungen des NISG zu erfüllen haben. Die Verpflichtungen beinhalten die Einhaltung von festgelegten Sicherheitsstandards, deren Überprüfung im Rahmen von periodischen Audits, Meldeverpflichtungen von Sicherheitsvorfällen und die Benennung zuständiger Kontaktpersonen.

Das NISG sieht außerdem die Einrichtung von Computer-Notfall-Teams (computer emergency response team – CERT) vor. Für den Energiesektor ist zusätzlich bereits derzeit ein Energiesektor-Cybersecurity-Notfall-Team eingerichtet (Austrian Energy CERT – AEC). Durch das AEC erfolgt eine permanente Beobachtung von Cyberisiken. Cyber-Vorfälle im Energiebereich werden an das AEC gemeldet, dieses empfiehlt zeitnah verfügbare Abhilfemaßnahmen. Vom

AEC werden wöchentlich Lageberichte der Cybersicherheitssituation an die Energieunternehmen übermittelt. Die E-Control ist Mitglied des Beirates des AEC.

Im Auftrag der E-Control werden außerdem mit Unterstützung von Expertinnen und Experten Workshops mit Vertreterinnen und Vertretern der Strom- und Gasversorgungsunternehmen IKT-Risikoanalysen durchgeführt. Im Jahr 2020 wurde die Version 4.0 des aus dieser Expertengruppe resultierenden Berichtes mit Risikoanalysen und Empfehlungen vorbereitet.

Im Jahr 2020 wurde ein Netzwerkkode mit Bestimmungen zur Sicherheit der Stromversorgung vor Cyberangriffen konzipiert. Dieser Netzwerkkode wird die NIS-Richtlinie ergänzen, die grundlegende Bestimmungen für alle betroffenen Branchen („wesentliche Dienste“) enthält.

Weiters wurde am 16. Dezember 2020 von der Europäischen Kommission ein Vorschlag zur Weiterentwicklung der NIS-Richtlinie vorgelegt, der in den kommenden Monaten beraten werden wird.

INTERNATIONALE AKTIVITÄTEN DER E-CONTROL

Die Tätigkeit der Regulierungsbehörden in Europa war in den letzten 20 Jahren davon geprägt, fairen und freien Netzzugang in Europa zu schaffen, die Märkte in Europa zu entwickeln und miteinander zu verbinden, um so Europa als Wirtschaftsstandort zu stärken und die Kaufkraft der europäischen Bürgerinnen und Bürger zu verbessern. Zu Beginn war der Fokus vor allem auf das Thema Wettbewerbsfähigkeit gerichtet. In den vergangenen Jahren waren Versorgungssicherheit und Leistbarkeit wichtige Themen. Zusätzlich ist die Energiewende hin zu nachhaltiger Energieversorgung immer mehr von Bedeutung.

Die E-Control leistet ihren Beitrag zur Schaffung des europäischen Energiebinnenmarktes, zur Entwicklung von Regionalmärkten und zur Beseitigung von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel. Dafür ist eine aktive Einbringung der Regulierungsbehörde auf europäischer Ebene unerlässlich. Dem entsprechen zahlreiche Aktivitäten der E-Control in den europäischen Gremien.

Die E-Control ist in ACER, im Council of European Energy Regulators (CEER) und im Regulierungsgremium der Energiegemeinschaft (Energy Community Regulatory Board, ECRB) und bei der Energy Regulators Regional Association (ERRA) aktiv. Zusätzlich ist die E-Control an bilateralen Kooperationsprojekten beteiligt. Im Jahr 2020 konnte ein Twinning-Projekt in der Ukraine erfolgreich abgeschlossen werden, ein Projekt in Georgien befindet sich mitten in der Umsetzung und ein Folgeprojekt, ebenfalls in Georgien, ist in Vorbereitung.

Die Auswirkungen der Corona-Pandemie haben zu einer Vielzahl von Reaktionen der nationalen Regulierungsbehörden in der gesamten Europäischen Union geführt. Das Hauptziel war dabei der Schutz der Energieversorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher, auch etwa durch Zahlungsaufschiebungen an Energieversorger.

Auf die Regulierungsorganisationen, bei denen die E-Control Mitglied ist (ACER, CEER, ECRB und ERRA), hat sich die COVID-19-Pandemie dahingehend ausgewirkt, dass seit dem globalen Lockdown Mitte März 2020 praktisch alle Kontakte nur mehr virtuell stattgefunden haben. Es hat sich dabei gezeigt, dass sowohl die Dachverbände als auch die einzelnen NRAs sehr rasch auf diese Arbeitsmethode umschwenken konnten. Die jeweiligen Arbeitsprogramme wurden zufriedenstellend umgesetzt. Laufende und neu hinzugekommene Projekte werden in der Regel ohne Verzögerung implementiert und fertiggestellt. Durch die vermehrte Verwendung von elektronischen Kommunikationsplattformen konnten sogar die direkten Kontakte mit anderen Organisationen sowie Expertinnen und Experten erhöht werden. Durch das Instrument von Webinaren konnte die Teilnehmeranzahl bei Expertenworkshops im virtuellen Format gegenüber dem sonst üblichen physischen Format vervielfacht werden.

ACER

Die ACER ist eine europäische Agentur, die Regulierungsbehörden bei der Ausübung ihrer grenzüberschreitenden Verpflichtungen unterstützt. Sie hat 2019 im Zuge des CEP mit der revidierten ACER-Verordnung eine erhebliche Erweiterung ihrer Aufgaben und Kompetenzen erfahren. Die Umsetzung des CEP ist eine Herausforderung für ACER ebenso wie für die nationalen Energieregulierungsbehörden in Europa.

Die Stromarbeitsgruppe der ACER, deren Leitung (Chair) seit Dezember 2019 von der der E-Control durch die Leiterin der Abteilung Strom, Christine Materazzi-Wagner, gestellt wird, beschäftigte sich im Jahr 2020 mit der Umsetzung des 3. Pakets, der TEN-E-Verordnung und des CEP.

Innerhalb der Stromarbeitsgruppe bestehen als Substrukturen Task Forces zu Strommarkt (Langfristmarkt, Day-ahead/intraday und Balancing), zum Systembetrieb, zum Netzanschluss, zu Infrastruktur und zu zukünftigen neuen Entwicklungen. E-Control ist in allen Task Forces aktiv vertreten und leitet die Gruppe „zukünftige Entwicklungen“.

Zusätzlich werden regionale Themen in eigenen Gruppen abgewickelt. Hier ist besonders die Kapazitätsberechnungsregion Core hervorzuheben, die für den österreichischen Markt große Bedeutung hat und die durch E-Control gemeinsam mit der belgischen Regulierungsbehörde geleitet wird.

Die Gasarbeitsgruppe hat sich im Jahr 2020 vor allem mit Anpassungen und Verbesserungen der bereits zuvor beschlossenen Netzkodizes beschäftigt. Darüber hinaus wurde in der Gasarbeitsgruppe eine Reihe von White Paper als Input für die von der Europäischen Kommission für 2021 angekündigten Gesetzesvorschläge zu einem Regulierungsrahmen für Wasserstoff und Energiesystemintegration vorbereitet.

ACER gibt Stellungnahmen und Empfehlungen ab, die an die ÜNB/VNB, ENTSO-E, ENTSO-G, die Organisation der Verteilernetzbetreiber in der Union (EU-VNBO), die regionalen Koordinierungszentren und die nominierten Strommarktbetreiber, aber auch an Regulierungsbehörden und das Europäische Parlament, den Rat oder die EU-Kommission gerichtet sind. In bestimmten Fällen kann ACER auch Einzelfallentscheidungen treffen. Die wichtigsten Entscheidungen, die ACER in diesem Jahr beschlossen und veröffentlicht hat, betreffen die Resource Adequacy Analyse, Methoden für die Preiszonenanalyse und zu Betriebssicherheitsanalysen sowie die Redispatch und Countertrading Methode und die zugehörige Kostenteilung für die Regionen Core und Südosteuropa. Neben den Entscheidungen wurden von ACER zahlreiche Berichte zu Themen der Strom- und Gasmärkte erstellt und veröffentlicht.

Im Zusammenhang mit diesen inhaltlichen Themen sind Expertinnen und Experten der E-Control im regelmäßigen Austausch mit der Europäischen Kommission und nehmen auch an den entsprechenden Fora (Florenz, Kopenhagen, Madrid) und Meetings (Strom- und Gaskoordinierungsgruppe, „Cross Border Committee“, PCI regionale Gruppen) teil.

Ein wesentlicher Arbeitsbereich von ACER liegt im Monitoring der Märkte und der Energiewirtschaft allgemein. Das Kernstück der Monitoring-Arbeit von ACER stellt jedes Jahr der Market Monitoring Report (MMR) dar. Er wird gemeinsam mit CEER erstellt und ist dieses Jahr in drei Bände gegliedert: Stromgroßhandel, Gasgroßhandel sowie Einzelhandel und Verbraucherschutz.

Im Stromsektor beschleunigte die COVID-19-Pandemie mehrere Markttrends, die 2019 beobachtet wurden. Erstens hat der Nachfragerückgang aufgrund der COVID-19-Pandemie im ersten Halbjahr 2020 (-7%) den Rückgang der Strompreise in fast allen EU-Märkten im Vorjahr verschärft. Zweitens unterlag auch der Stromerzeugungsmix 2019 und im ersten Halbjahr 2020 erheblichen Änderungen. Während 2019 die erste Umstellung von Kohle auf Gas in Bezug auf den Gesamtanteil der EU-Stromerzeugung beobachtet wurde, konnte im ersten Halbjahr 2020 eine Verschiebung von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energiequellen (40% des Erzeugungsmixes) beobachtet werden. Drittens war die Anzahl der negativen Day-ahead-Preise im Jahr 2019 der höchste Anstieg von Jahr zu Jahr und verdoppelte das Niveau von 2018 fast.

Die COVID-19-Pandemie hat diesen Anstieg noch verstärkt und die negativen Day-ahead-Preise im ersten Halbjahr 2020 erneut fast verdoppelt. Das Auftreten negativer Preise ist an sich kein Grund zur Sorge und nicht unbedingt das Ergebnis einer ineffizienten Preisbildung. Eine zunehmende Häufigkeit negativer Preise unterstreicht die Notwendigkeit, die Marktflexibilität, einschließlich der nachfrageseitigen Reaktion (Demand Side Response, DSR), effizient zu belohnen, was zu einer

kosteneffizienteren Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem beitragen würde. Im Vergleich zu 2018 war die Konvergenz der Strompreise im Jahr 2019 insgesamt höher. Obwohl die Preiskonvergenz an sich kein Ziel ist, hängen einige der Erhöhungen der Preiskonvergenz mit der weiteren Integration der Stromgroßhandelsmärkte zusammen.

Im Jahr 2019 stieg die Nachfrage nach Gas in der EU um 2,7% auf 5.188 TWh. Die gasbefeuerte Stromerzeugung, die durch niedrigere Gaspreise wirtschaftlicher wurde, machte den größten Teil des Anstiegs aus. Bis Mai 2020 ging die Gasnachfrage im Jahresvergleich um 8% zurück, was stark von den wirtschaftlichen Auswirkungen der Sperrungen im Zusammenhang mit COVID-19 betroffen war. Während in der EU 2019 insgesamt ein steigender Gasverbrauch zu verzeichnen war, spiegelten die jährlichen Nachfrageschwankungen zwischen den Mitgliedstaaten die heterogene lokale Dynamik wider. Insgesamt war das Wirtschaftswachstum im Jahresvergleich geringer, während die wetterbedingte Nachfrage schwächer war. Umgekehrt stieg die gasbetriebene Stromerzeugung generell an. Großbritannien und Italien hatten mit mehr als 40% den höchsten Gasanteil in ihren Stromerzeugungsmischungen, verglichen mit dem EU-Durchschnitt von 22%. Die Preise für EU-Hubs fielen auf ein Zehnjahrestief, wobei Rekordlieferungen von LNG zusammen mit robusten Pipeline-Importen und hohen Lagerbeständen in Speichern ein günstiges Umfeld schufen. Da die Gasproduktion (−8% im Jahresvergleich und −30% im Vergleich zu 2014) innerhalb der EU weiter zurückgegangen ist, stieg die Erdgasimportabhängigkeit der EU 2019 weiter an. Obwohl das Bild der Gasnachfrage für 2019 relativ günstig war, wird die künftige Rolle von Erdgas in der EU intensiv diskutiert. Um bis 2050 eine klimaneutrale Wirtschaft zu werden, müsste der Einsatz von unvermindertem Erdgas drastisch reduziert werden. Die Reduzierung von Methanleckagen über die gesamte Lieferkette wird ebenfalls als unabdingbar angesehen. Gleichzeitig wird die Zukunft des EU-Gassektors von den politischen Entscheidungsträgern erörtert, um herauszufinden, wie er am besten zu den Dekarbonisierungszielen Europas beitragen und eine effizientere Integration mit den anderen Energiesektoren gewährleisten kann. Heute machen klimaneutrale Gase einen geringen Anteil des EU-Gasverbrauchs aus (rund 4%, hauptsächlich Biogas, das nicht in das Gasnetz eingespeist wird), während das Ziel darin besteht, den Gassektor bis 2050 vollständig zu dekarbonisieren. Der europäische Green Deal stellt einen ehrgeizigen Rahmen für Investitionen in kohlenstoffarme Technologien dar und bietet Unterstützung für Innovationen und die Ausweitung relevanter Technologien. Der Plan wird voraussichtlich in großem Umfang wirtschaftliche Ressourcen mobilisieren, um die dreifachen Vorteile der Stimulierung des Wirtschaftswachstums, der Schaffung von Arbeitsplätzen und eines entscheidenden Beitrags zur Bekämpfung des Klimawandels zu erzielen.

Energiegemeinschaft

Im Jahr 2006 wurde die Energiegemeinschaft gegründet, die die Zusammenarbeit der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsländer mit den südosteuropäischen Staaten fördert. Vorrangiges Ziel ist es, die europäischen Regelungen und Vorschriften aus dem Bereich Energie auch in Südosteuropa und in den östlichen Nachbarstaaten der EU umzusetzen. In vielen Fällen bedeutet dies 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 aus organisiert. Die regulatorische Arbeit erfolgt in erster Linie über die Arbeitsgruppen Strom, Gas, Konsumenten und REMIT. Wolfgang Urbantschitsch ist Präsident des Advisory Committee der Energiegemeinschaft. Dieser Ausschuss ist ein beratendes Gremium unabhängiger Rechtsexpertinnen und -experten, das den Ministerrat der Energiegemeinschaft in Vertragsverletzungsverfahren berät.

Im Jahr 2020 stand unter anderem die Auswirkung der COVID-19-Pandemie auf den Energiesektor im Vordergrund. Im Zuge dieser Krise haben die Energieregulatoren in den Ländern der Energiegemeinschaft eine zentrale Rolle eingenommen, um sich den Herausforderungen im Strom

und Gassektor zu stellen. Das Sekretariat hat Berichte über die Auswirkungen und Reaktionen auf die COVID-19-Krise in der Energiegemeinschaft publiziert. Im Fokus der Berichte stand die finanzielle Liquidität des Elektrizitätssektors und die regulatorischen und finanziellen Unterstützungsmaßnahmen.

Trotz der außergewöhnlichen Situation setzten die Länder der Energiegemeinschaft mit der Unterstützung des Sekretariats ihre Arbeit zu den verschiedensten Themen erfolgreich fort.

Im Oktober 2020 fand der erste gemeinsame Workshop zwischen dem Sekretariat der Energiegemeinschaft und dem Ständigen Sekretariat der Transportgemeinschaft statt. Der Energie- und Transportsektor sind zwei zentrale Quellen für Emissionen und müssen sich ähnlichen Herausforderungen stellen. Das Ziel des Workshops war es, Synergien zwischen den zwei Sektoren zu untersuchen, um zukünftig noch effizienter an umweltfreundlichen Lösungen arbeiten zu können.

Council of European Energy Regulators (CEER)

Das CEER ist ein freiwilliger Zusammenschluss mit 30 Mitgliedern und 9 Beobachterländern. Die verabschiedeten Positionspapiere stellen die gemeinsame Sichtweise von Energieregulierungsbehörden aus 39 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 erstmals in dieses Gremium bestellt und im Mai 2020 in dieser Funktion bestätigt. Ihm obliegt als Vizepräsident die kohärente Umsetzung der CEER-Strategie sowie des CEP. Geleitet wird die Organisation von Präsidentin Annegret Groebel von der deutschen Energieregulierungsbehörde. Die Leiterin der Stromabteilung, Christine Materazzi-Wagner, leitet auch die Stromarbeitsgruppe von CEER.

CEER hat 2018 eine „3D-Strategie“ bis 2021 verabschiedet, die sich auf die drei Bereiche Digitalisierung, Dekarbonisierung und dynamische Regulierung konzentriert. Es handelt sich dabei um drei Querschnittsmaterien, die sich in der Arbeit aller Gruppen in CEER widerspiegeln sollen. Das Thema Digitalisierung war im Jahr 2019 bestimmend, aber 2020 rückten dynamische Regulierung und Dekarbonisierung immer mehr ins Zentrum der Aufmerksamkeit von CEER. Da die 3D-Strategie 2021 ausläuft, wurde bereits heuer mit der Konzeption der zukünftigen strategischen Ausrichtung von CEER begonnen, in die sich die E-Control von Beginn an stark eingebracht hat.

CEER beschäftigt sich in seinem Arbeitsprogramm mit einem breiten Spektrum an Themen und hat seine Organisationsstruktur danach ausgerichtet. Das Arbeitsprogramm für 2020 enthält insgesamt 56 Arbeitspakete. Ein guter Teil dieser Arbeiten wird auch veröffentlicht. Bei der Erstellung derartiger Dokumente werden in der Regel auch die Stakeholder über spezielle Workshops oder Konsultationen eingebunden. CEER unterhält insgesamt 6 permanente Arbeitsgruppen (Strom, Gas, Konsumenten, Verteilernetze, Marktintegrität und Transparenz, Internationale Beziehungen), eine interimistische Arbeitsgruppe zum Thema COVID-19 sowie eine Reihe von Untergruppen, die sich mit organisatorischen, juristischen, strategischen und energiepolitischen Fragen auseinandersetzen.

Folgende Berichte hat CEER 2020 veröffentlicht:

- > CEER Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks
- > 2nd CEER Report on Power Losses
- > CEER Recommendations on Dynamic Price Implementation
- > Report on National Models of Cooperation among Different Sectoral Regulators in the Context of Consumer Law Enforcement
- > CEER-BEUC 2030 Vision for Energy Consumers: LET'S ASPIRE!
- > Status Review Report on Regulatory Frameworks for Innovation in Electricity Transmission Infrastructure

- > Self-Assessment Status Report 2019 for the Roadmap to 2025 Well-Functioning Retail Energy Markets
- > 2nd CEER Report on Tendering Procedures for RES in Europe

Einige Dokumente hat CEER gemeinsam mit ACER erstellt. Hier ist insbesondere der Marktmonitoringbericht hervorzuheben, der dieses Jahr in drei großen Kapiteln präsentiert wird:

- > ACER/CEER Energy Retail and Consumer Protection Volume
- > ACER/CEER Electricity Wholesale Markets Volume
- > ACER/CEER Gas Wholesale Markets Volume

Daneben wurde noch eine gemeinsame ACER-CEER-Position zur Überarbeitung der TEN-E-Verordnung erstellt und veröffentlicht:

- > ACER-CEER Position on Revision of the Trans-European Energy Networks Regulation (TEN-E) and Infrastructure Governance

Zusätzlich bringt sich CEER aktiv in aktuelle Entwicklungen ein, wie etwa Entwicklungen zur Umsetzung des „Green Deal“ und weiterer Themen. Dazu wird ein Konsultationsprozess mit der EU-Kommission genutzt.

Außerdem ist CEER in den von der EU-Kommission initiierten themenspezifischen Foren (Florenz/Strom, Madrid/Gas, Kopenhagen/Infrastruktur, Dublin/Konsumenten) tätig.

CEER beschäftigt sich in einer eigenen Arbeitsgruppe mit konsumentenrelevanten Themen, wie der Schutz und die Stärkung von Energiekonsumentinnen und -konsumenten innerhalb des Energiemarktes und das Design des Endkundenmarktes.

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

Im europäischen ACER-CEER-Marktbericht wurde das Konsumentenschutzkapitel unter der Federführung der E-Control ausgearbeitet. Es wird darin auf neue Entwicklungen eingegangen, wie Smart Meter, Energiegemeinschaften und Energiearmut.

Im November 2020 fand das 12. Citizens' Energy Forum anstatt wie gewohnt in Dublin coronabedingt nur virtuell statt. Die Europäische Kommission lud ein, die Perspektiven der Konsumentinnen und Konsumenten auf den europäischen Energiemärkten zu diskutieren. Wie schon im Vorjahr wurde über den Green Deal sowie eine faire und gerechte Energiewende reflektiert.

Im Oktober 2020 fand bereits zum 9. Mal die CEER-Jahreskonferenz zu Endkundenthemen wie andere Veranstaltungen auch virtuell statt, unter dem Motto „Let's Aspire! CEERBEUC 2030 Vision for Energy Consumers“.

Schließlich beteiligt sich CEER auch aktiv an internationalen Kooperationsprojekten. Mit RAERESA, einer Regulatorenvereinigung in Süd- und Ostafrika, wird derzeit die Regulierungsbehörde in Burundi einer Peer Review unterzogen. Bei dem bereits seit mehreren Jahren laufenden Programm mit der Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD) kam es 2020, bedingt durch COVID-19, zu keinen neuen Kapazitätsaufbauprojekten mit Regulierungsorganisationen in Drittstaaten.

Als großer Erfolg für CEER ist der Abschluss eines Rahmenvertrages mit der EU-Kommission für die zweite Phase des EU4Energy Programms zu werten. CEER wird dabei Teil eines breiteren Konsortiums sein. Ziel des Projekts ist die Förderung der Umstellung auf saubere Energie in den

Ländern der Östlichen Partnerschaft. Die Östliche Partnerschaft ist eine gemeinsame Initiative der Europäischen Union und den Ländern Armenien, Aserbaidschan, Weißrussland, Georgien, der Republik Moldau sowie der Ukraine.

Energy Regulators Regional Association (ERRA)

Die ERRA ist eine überregionale Regulierungsvereinigung, die mit Ausnahme von Australien/Ozeanien auf allen Kontinenten vertreten ist. Sie umfasst 34 Vollmitglieder sowie 14 assoziierte Mitglieder. Die E-Control ist seit dem Bestehen 2001 in die Aktivitäten von ERRA involviert und seit 2018 ordentliches Mitglied.

E-Control-Aktivitäten im Jahr 2020 innerhalb von ERRA waren:

- > Mitarbeit in den neu organisierten und thematisch untergliederten Arbeitsgruppen für Strom, Gas und Erneuerbare,
- > Leitung der Arbeitsgruppe über Erneuerbare Energien durch den Abteilungsleiter der E-Control für „Ökoenergie und Energieeffizienz“, Dr. Harald Proidl, und
- > die Bestellung des Abteilungsleiters der E-Control für „International Relations“, Mag. Dietmar Preinstorfer, ins ERRA-Präsidium für zwei Jahre.

MONITORING DES ENDKUNDENMARKTES

Preisentwicklungen für Endkundinnen und -kunden

Im Jahr 2020 gab es im Vergleich zum Vorjahr, in dem es an die 70 Preiserhöhungen im Strom- und rund 10 im Gasbereich gegeben hat, vergleichsweise wenige Preisänderungen für die Endverbraucherinnen und -verbraucher. Im Jahr 2020 waren es weniger als halb so viele Preiserhöhungen für Strom, für Gas gab es keine Preiserhöhung. Insgesamt wurden die gesunkenen Großhandelspreise jedoch bislang nicht an die Endkundinnen und -kunden weitergegeben, sodass die Großhandelspreise immer weiter von den Preisen für die Endverbraucherinnen und -verbraucher abweichen.

Von den großen regionalen Lieferanten haben im April 2020 die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG die Strompreise erhöht, die Illwerke vkw AG und einige kleinere Anbieter im Westen Österreichs haben Preiserhöhungen drei Monate später umgesetzt.

Das Einsparpotenzial für Kundinnen und Kunden bei einem Wechsel vom angestammten Anbieter zum günstigsten Anbieter hat sich erhöht, wodurch Haushalte und Kleingewerbebetriebe ein Drittel bis zur Hälfte der Energiekosten einsparen können.

Der Tarifkalkulator wird weiterhin stark genutzt. Haushaltskundinnen und -kunden sehen mit diesem Instrument einfach und übersichtlich die Preise und das Produktprofil verschiedener Anbieter.

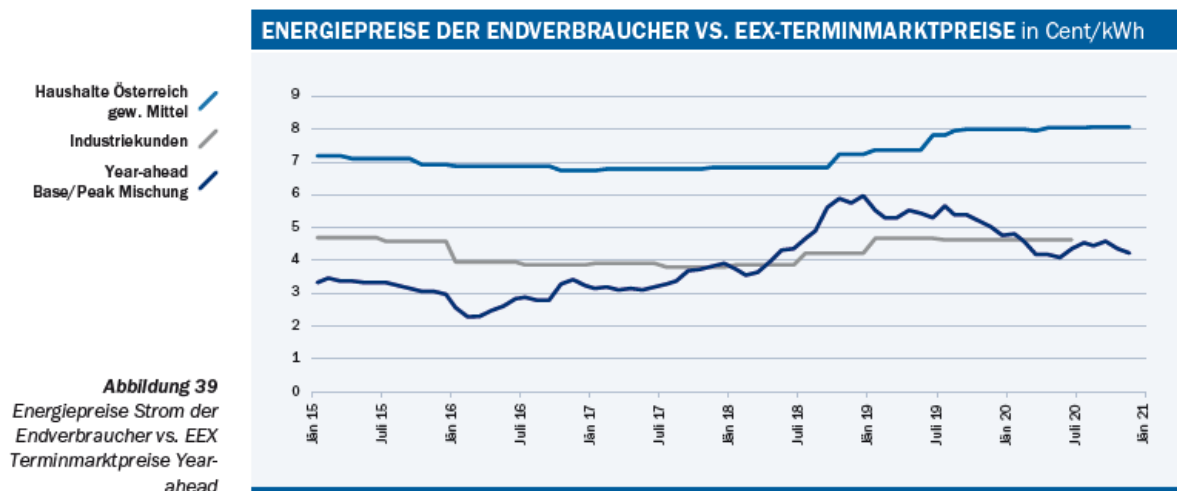


Abbildung 39
Energiepreise Strom der Endverbraucher vs. EEX Terminmarktpreise Year-ahead

Quelle: E-Control, EPEX/EEX

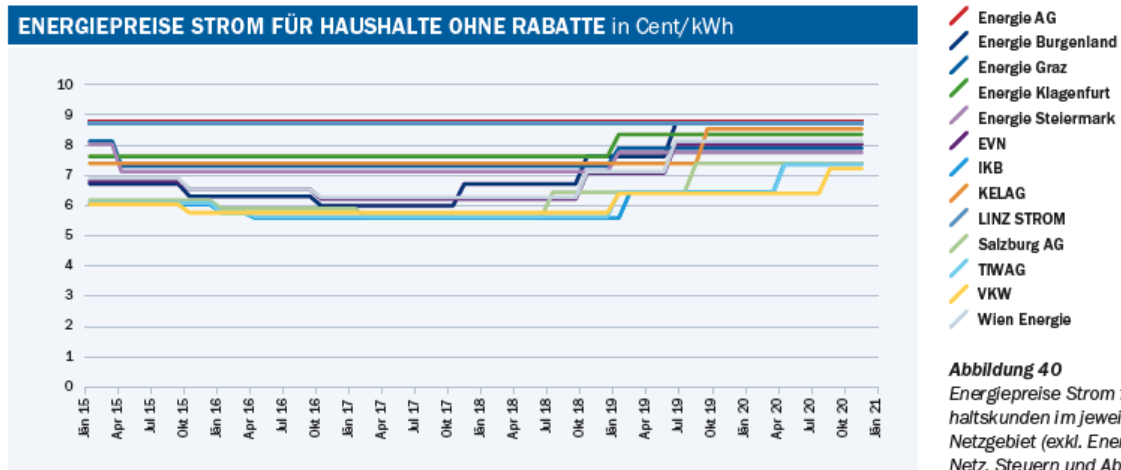
Strompreise einzelner Energielieferanten

STROM-ENERGIEKOMPONENTE PREISENTWICKLUNG

Im Jahr 2020 haben insgesamt 35 Lieferanten ihre Energiepreise für Haushaltskundinnen und -kunden sowie Kleingewerbebetriebe erhöht. Die meisten Preiserhöhungen gab es im Westen Österreichs. Interessant hierbei ist, dass die angestammten Lieferanten in Vorarlberg ihre Preise zwar mit 1.5. um 0,8 Cent/kWh erhöht haben, gleichzeitig haben diese Lieferanten aber vor dem Hintergrund der Corona-Krise einen befristeten Rabatt in derselben Höhe gewährt. Die tatsächliche Erhöhung kam also erst drei Monate nach der geplanten zum Tragen.

Die Preissteigerungen in diesem Jahr fielen sehr unterschiedlich aus und betragen zwischen 0,7% und 21%. Für einen Musterhaushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh bedeutet dies Mehrkosten zwischen 2,3 und 58,5 Euro jährlich.

Mit einem Energiepreis von 8,76 bzw. 8,75 Cent/kWh für einen durchschnittlichen Haushalt zählten die Energie Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, die Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG und die Linz Strom Vertrieb GmbH & Co KG zu den teuersten regionalen Anbietern. Der günstigste regionale große Anbieter war die VKW Vorarlberger Kraftwerke AG mit einem Energiepreis von 7,26 Cent/kWh, wohingegen Kundinnen und Kunden beim günstigsten kleinen regionalen Lieferanten, dem E-Werk Assling, nur 3,362 Cent/kWh bezahlten.



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Abbildung 40
Energiepreise Strom für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr

ENERGIEPREISE STROM BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh							
	2017		2018		2019		2020
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte	6,031	6,021	6,044	6,201	6,542	6,948	7,079
Haushalte bis 1.000 kWh/a	7,900	8,012	8,136	8,534	8,803	9,402	9,548
bis 2.500 kWh/a	6,632	6,634	6,583	6,936	7,261	7,727	7,839
bis 5.000 kWh/a	6,152	6,130	6,200	6,302	6,684	7,060	7,210
bis 15.000 kWh/a	5,738	5,690	5,743	5,831	6,202	6,533	6,699
über 15.000 kWh/a	5,255	5,208	5,284	5,424	5,711	6,018	6,256

Abbildung 41
Energiepreise Strom bei Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

ENERGIEPREISE STROM BEI NICHT-HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh							
	2017		2018		2019		2020
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte	3,930	3,812	3,887	4,240	4,675	4,664	4,916
Nicht-Haushalte bis 20 MWh/a	6,128	5,976	6,106	6,120	6,421	6,651	6,976
bis 500 MWh/a	4,764	4,616	4,657	4,739	5,311	5,287	5,845
bis 2.000 MWh/a	3,894	3,814	3,847	3,970	4,610	4,652	5,216
bis 4.000 MWh/a	3,671	3,617	3,659	3,863	4,563	4,505	5,040
bis 20.000 MWh/a	3,574	3,520	3,586	3,922	4,508	4,516	4,787
bis 70.000 MWh/a	3,370	3,357	3,474	3,897	4,343	4,343	4,434
bis 150.000 MWh/a	3,395	3,295	3,462	3,934	4,333	4,209	4,238
über 150.000 MWh/a	3,428	3,284	3,287	4,327	4,146	4,113	4,032

Abbildung 42
Energiepreise Strom bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control

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 5,0 und 5,81 Cent/kWh, inklusive Neukundenrabatten lag der Preis zwischen 2,29 und 3,95 Cent/kWh.

Erneut zeigte sich, dass Preisänderungen beim selben Anbieter und für das gleiche Produkt sehr unterschiedlich ausfallen können. In Abhängigkeit des Vertragsabschlusses kam es für Kundinnen und Kunden der Verbund AG per 1.7.2020 zu zahlreichen Preiserhöhungen bzw. auch zu Preissenkungen.

Wie schon im Vorjahr wurden leider auch wieder im Jahr 2020 potenzielle Neukundinnen und -kunden von günstigeren alternativen Anbietern abgelehnt.

Im Vergleich zum letzten Jahr sind die Energiepreise in beinahe allen Größenklassen gestiegen. Lediglich bei den Nicht-Haushalten über 150.000 MWh/a ist eine geringfügige Preissenkung zu verzeichnen.

STROM-GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten für Haushaltskundinnen und -kunden sind von 2019 auf 2020 im österreichischen Durchschnitt für einen Musterhaushalt um 7,7% gestiegen. Für den Strombezug bezahlten Haushalte 767 EUR/a.

Davon entfielen am Beispiel eines Musterhaushalts in Wien beim Standardprodukt des lokalen Lieferanten 37% auf den Energie-, 25% auf den Netzpreis und 38% auf Steuern und Abgaben.

Die Netzpreise haben sich von 2019 auf 2020 sehr unterschiedlich entwickelt. Während es in den Netzbereichen Kärnten, Klagenfurt und Wien zu Senkungen gekommen war, haben sich die Entgelte in den anderen Netzbereichen zwischen 0,3% und 9,3% erhöht.

Gleichgeblieben war die Höhe der Ökostrompauschale, wohingegen sich der Ökostromförderbeitrag für einen Musterhaushalt von 30,7 EUR/a auf 48,9 EUR/a deutlich erhöht hatte. Für einen durchschnittlichen Haushalt bedeutete dies Mehrkosten in Höhe von brutto 22 EUR/a.

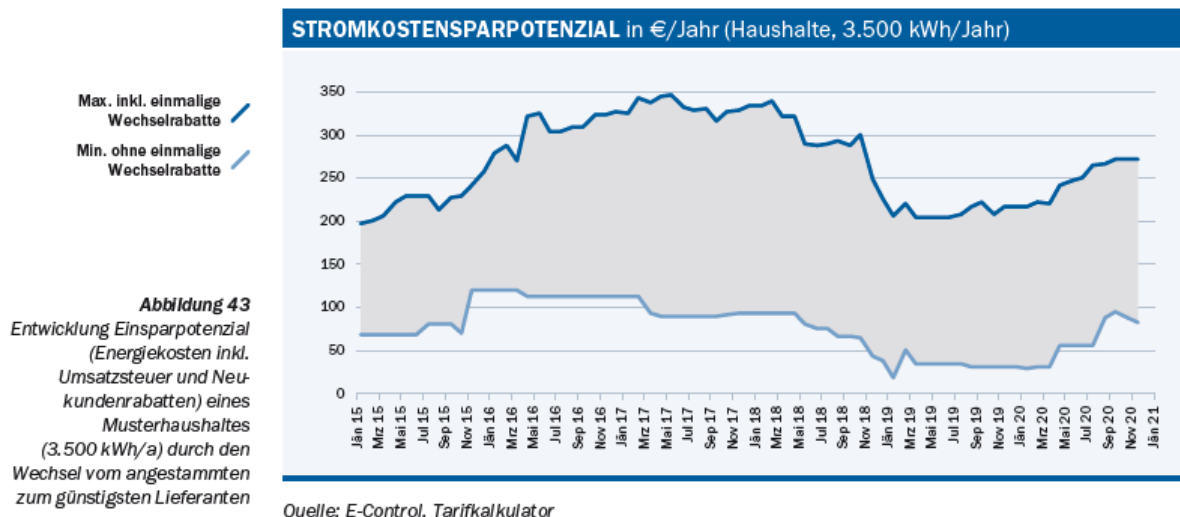
Nach wie vor erheben einige Bundesländer auch einen Biomasseförderbeitrag. In Kärnten, der Steiermark, Ober- und Niederösterreich, Salzburg, Tirol und Wien verursacht dies zusätzliche Kosten von 0,2 bis 9,6 EUR/a.

STROMKOSTENEINSPARPOTENZIAL FÜR EINEN MUSTERHAUSHALT

Nachdem das Einsparpotenzial bei einem Wechsel zu einem günstigeren Stromanbieter Mitte 2017 ein Allzeithoch erreichte, fiel es ab September 2018 steil nach unten, um sich letztendlich ab Mai 2019 auf 34 bis 204 EUR jährliches Einsparpotenzial einzupendeln. Erst seit Mai 2020 sind die Einsparmöglichkeiten wieder merklich gestiegen und betragen im November zwischen 82 und 272 EUR.

Wirft man einen Blick auf die einzelnen Bundesländer, konnten sich Kundinnen und Kunden zurzeit in Oberösterreich und dem Burgenland bei einem Wechsel vom regionalen Anbieter zum kostengünstigsten Anbieter im ersten Jahr mit 272 EUR am meisten ersparen, die geringste Ersparnis lag bei 209 Euro in Vorarlberg.

Auch im zweiten Jahr war die Ersparnis mit 149 EUR in Oberösterreich und dem Burgenland am höchsten.



Gaspreise einzelner Gaslieferanten

GASENERGIEKOMPONENTE PREISENTWICKLUNG

Im Gasbereich gab es im Jahr 2020 keine Preiserhöhung. Dies ist wohl dem Umstand geschuldet, dass auch die Großhandelspreise deutlich gesunken waren. Von den weitaus günstigeren Preisen konnten Kundinnen und Kunden bislang aber leider nicht profitieren.

Zu den günstigsten regionalen Anbietern zählten noch immer die TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und die VKW Vorarlberger Kraftwerke AG mit einem Energiepreis von 3,04 bzw. 3,06 Cent/kWh für einen Musterhaushalt mit 15.000 kWh Verbrauch. Deutlich teurer war hier die LINZ Gas Vertrieb GmbH & Co KG.

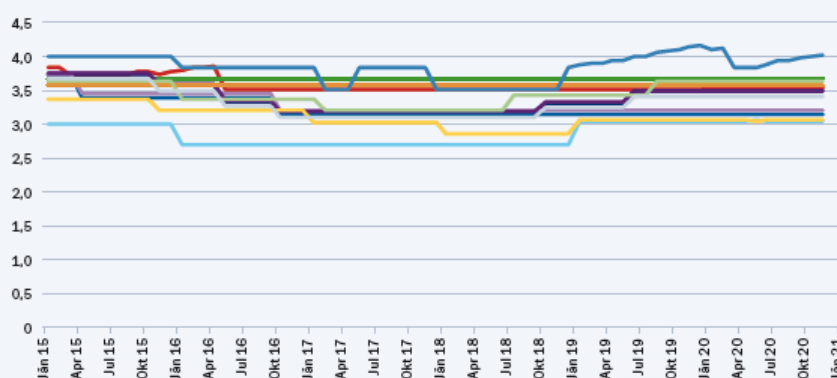
Die günstigsten Energiepreise inkl. Neukundenrabatten sind wiederum bei den alternativen Anbietern zu finden. Sie lagen mit 0,78 Cent/kWh im November noch weit unter dem Niveau des Vorjahres. Bemerkenswert ist, dass sich die Preise in der zweiten Jahreshälfte auf weniger als einen Cent/kWh eingependelt haben.

Ohne Neukundenrabatte waren die Preise im Schnitt in etwa gleich hoch wie im Vorjahr und lagen zwischen 2 und 2,9 Cent/kWh.

Erneut war das Gas für Kundinnen und Kunden von redgas in Klagenfurt im ersten Vertragsjahr beinahe umsonst zu haben. Die Energiekosten beliefen sich auf lediglich 0,04 Cent/kWh.

Verglichen mit dem zweiten Halbjahr 2019 sind die Energiepreise für Haushalte und Nicht-Haushalte in beinahe allen Größenklassen gesunken.

ENERGIEPREISE GAS FÜR HAUSHALTE OHNE RABATTE in Cent/kWh



- Energie AG
- Energie Burgenland
- Energie Graz
- Energie Klagenfurt
- Energie Steiermark
- EVN
- KELAG
- LINZ Gas
- Salzburg AG
- TIGAS
- VKW
- Wien Energie

Abbildung 44
Energiepreise Gas für Haushaltskunden im jeweiligen Netzgebiet (exkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) ohne Rabatte, Standardprodukt des lokalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

Quelle: E-Control

ENERGIEPREISE GAS BEI HAUSHALTEN NACH GRÖSSENKLASSEN in Cent/kWh

	2018		2019		2020
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Haushalte	3,054	3,218	3,164	3,240	3,186
Haushalte bis 5.600 kWh/a	3,661	3,867	3,854	4,019	4,011
bis 55.600 kWh/a	2,980	3,110	3,088	3,124	3,082
über 55.600 kWh/a	2,721	2,791	2,903	2,819	2,745

Abbildung 45
Energiepreise Gas bei Haushalten nach Größenklassen

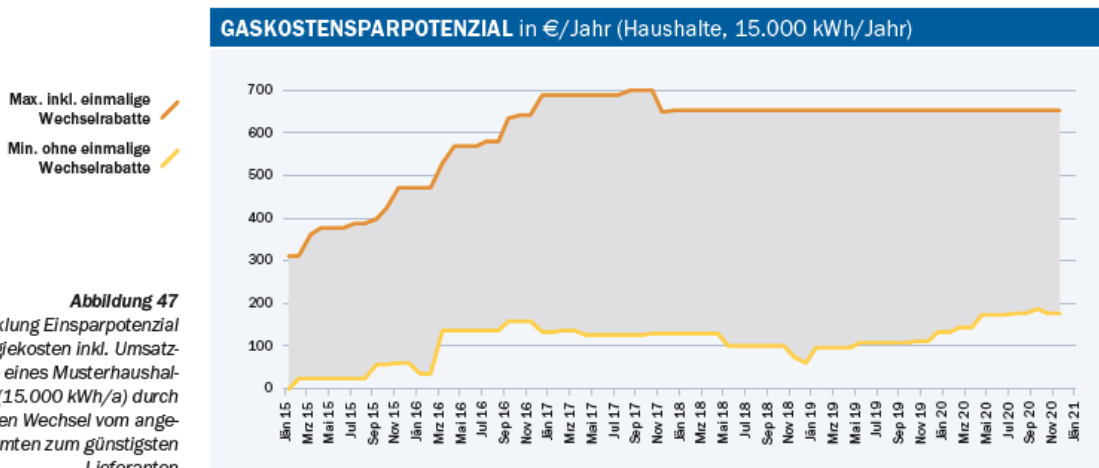
Quelle: E-Control

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

	2018		2019		2020
	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr	2. Halbjahr	1. Halbjahr
Nicht-Haushalte	2,071	2,336	2,000	1,671	1,509
Nicht-Haushalte bis 278 MWh/a	2,731	2,796	2,848	2,914	2,712
bis 400 MWh/a	2,484	2,543	2,648	2,573	2,533
bis 2.778 MWh/a	2,286	2,335	2,460	2,362	2,308
bis 5.595 MWh/a	2,147	2,208	2,260	2,104	2,059
bis 27.778 MWh/a	1,975	2,116	2,066	1,853	1,755
bis 277.778 MWh/a	1,967	2,163	1,924	1,684	1,752
bis 1.111.111 MWh/a	1,985	2,138	1,806	1,694	1,446
über 1.111.111 MWh/a	2,081	2,455	1,927	1,412	1,226

Abbildung 46
Energiepreise Gas bei Nicht-Haushalten nach Größenklassen

Quelle: E-Control



Quelle: E-Control, Tariffkalkulator

GAS-GESAMTPREISENTWICKLUNG

Die Gesamtkosten für Haushaltskundinnen und -kunden sind von 2019 auf 2020 im österreichischen Durchschnitt für einen Musterhaushalt um 1,17% gestiegen. Im Durchschnitt bezahlten Haushalte für Gas 1.060 EUR pro Jahr. Davon entfielen am Beispiel eines Musterhaushalts in Wien beim Standardprodukt des lokalen Lieferanten 47% auf den Energie-, 24% auf den Netzpreis und 29% auf Steuern und Abgaben.

Mit Ausnahme der Netzgebiete Tirol und Vorarlberg, in denen es zu Erhöhungen von 10,3% bzw. 12,1% kam, sind die Netzentgelte in den übrigen Netzgebieten zwischen 0,9% und 8,1% gesunken.

GASKOSTENEINSPARPOTENZIAL

Bei Gas war die jährliche Ersparnis beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten alternativen Lieferanten für einen Musterhaushalt mit 653 EUR inkl. Neukundenrabatten in Klagenfurt am höchsten. Aber auch ohne Neukundenrabatte betrug auch die geringste Ersparnis in den westlichen Bundesländern noch zwischen 178 bzw. 181 Euro und lag somit weit über dem Niveau des Vorjahres.

Strom- und Gaslieferanten, Angebotsvielfalt

Insgesamt 152 Unternehmen beliefern mehr als 5,5 Millionen Zählpunkte (Haushalte, Gewerbebetriebe und sonstige Kleinkunden) mit Strom. Davon gibt es mehr als 56 Lieferanten, die österreichweit oder jedenfalls in mehreren Netzgebieten tätig sind. Die übrigen Anbieter sind regionale, angestammte Lieferanten, die sich ausschließlich auf ihr Netzgebiet beschränken. Immerhin haben sich 35 Lieferanten in den letzten Jahren entschieden, auch um Kundinnen und Kunden außerhalb ihres angestammten Gebietes zu werben, entweder über Tochtergesellschaften oder direkt. Neue Anbieter im Jahr 2020 waren First Energy AG, ein Schweizer Unternehmen mit österreichischer Niederlassung mit der Marke E1 Erste Energie und die Fulminant Energie GmbH, die der Kreuzmayer Gruppe angehört. Die Fulminant Energie GmbH ist zwar schon seit 2018 als Gasanbieter in Österreich aktiv, aber erst 2020 nahm sie auch die Tätigkeit als Stromlieferant auf. Die Stadtwerke Klagenfurt AG haben im April ihr Angebot um Gas erweitert, im Zuge dessen wurde auch der ursprüngliche Name von „pullstrom“ auf „pull“ geändert.

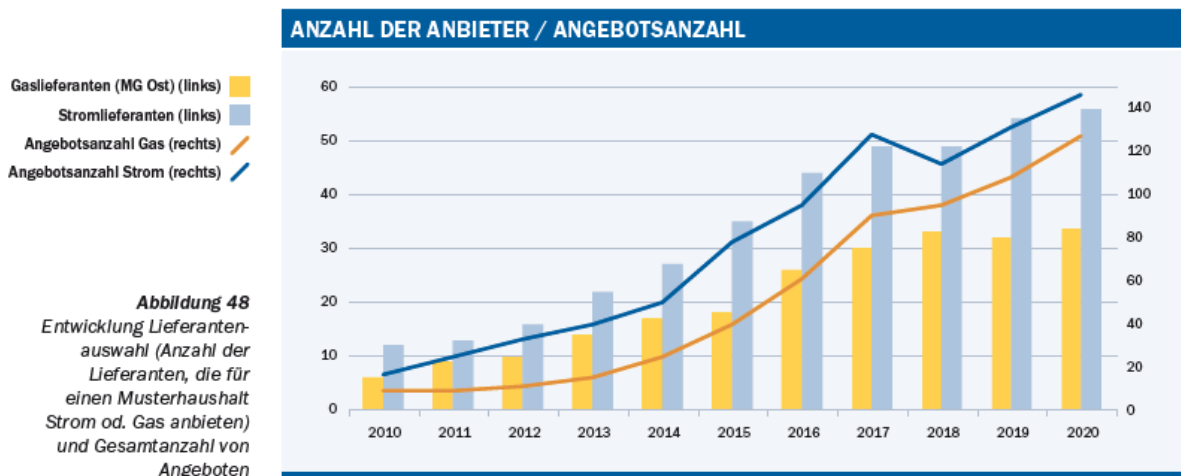
Je nach Region stehen Haushaltskundinnen und -kunden in der Regel ca. 130 Angebote von bis zu 63 Lieferanten für Strom zur Auswahl.

Mit Gas beliefern in Österreich insgesamt 55 Versorger 1,3 Millionen Zählpunkte von Haushalts- und Kleinkunden. Darunter befinden sich 12 regionale Lieferanten, die sich nur auf Kundinnen und

Kunden in ihrem angestammten Gebiet beschränken. Von den Unternehmen, die im Kleinkundenbereich tätig sind, bieten 22% ihren Kundinnen und Kunden sowohl Strom- als auch Gasprodukte an.

Die österreichische Niederlassung der PST Europe Sales GmbH hat sich 2020 aus dem Strom- und auch aus dem Gasmarkt zurückgezogen.

Immer mehr Lieferanten haben in ihren Portfolios sowohl Produkte mit Neukundenrabatten und höheren Energiepreisen als auch Produkte ohne Neukundenrabatte und niedrigeren Energiepreisen. Interessierte und potenzielle Kundinnen und Kunden dürften manchmal nach (Wieder-)Wechselwahrscheinlichkeit kategorisiert und somit nach ihrer Priorität als Kunde eingestuft werden. Je nach besagten Parametern dürften den Kundinnen und Kunden oft nur bestimmte Produkte aus dem Portfolio angeboten werden. Erwünscht scheint vor allem jener Kundenkreis zu sein, in dem der Lieferant noch nie gewechselt wurde und der Wechsel ohne Drittvermittler oder über den Kooperationspartner des jeweiligen Lieferanten vorgenommen wird. Ein direkter Kundenkontakt ist ein immer wertvolleres Asset des Lieferanten geworden und es wird möglichst vermieden, diesen an Dritte abzugeben.



Quelle: E-Control Tarifkalkulator

Ein Differenzierungspunkt 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 der Neukundenrabatt. Bei den fünf günstigsten Lieferanten für das erste Lieferjahr betrug der Anteil des Neukundenrabatts am Energiepreis heuer zwischen 69% und 75%. Damit gab es eine Anpassung an die Preiserhöhungen der letzten Jahre, denn 2019 lag der Anteil nach einem starken Rückgang zum Jahr davor 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. Der Anspruch kann bei der ersten Abrechnung nach dem Lieferantenwechsel oder auch erst im zweiten Belieferungsjahr wirksam werden.

Die Neukundenrabatte sind sehr oft dicht gestaffelt, sodass es bei Abweichungen zwischen den tatsächlichen und den 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 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 wird ein breites Dienstleistungsangebot bereitgestellt, wie PV-Anlagen, Energieeffizienzberatung, E-Mobilität inkl. Ladestellen, Speicher u.a.m.

Als bewährten Weg der Kundenbindung bieten einige Lieferanten bereits seit Jahren gebündelte Produkte an, wie die Salzburg AG, die neben Energieprodukten (Strom und Gas) auch Internet, TV und Telefonie anbietet. Auch die Energie AG Oberösterreich Vertrieb AG 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.

Andererseits fokussieren sich manche Geschäftsmodelle ausschließlich auf die Nachfrageseite, wie zum Beispiel die Spotty Smart Energy Partner GmbH, die aWATTar GmbH und die schlaustrom GmbH. Hier können Kundinnen und Kunden anhand von dynamischen Preisen (Spotmarktpreise Day-ahead, bekannt am Vortag) ihren 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 „innovativen“ Geschäfts- bzw. Preismodelle aussuchen und 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 für eine breitere Masse attraktiv zu machen.

Vermittler für Strom- und Gaslieferanten

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

Der Verein für Konsumenteninformation (VKI) hat das erste Mal im Herbst 2013 die Energiekosten-Stop-Aktion ins Leben gerufen. Das Konzept des Gemeinschaftseinkaufs hat sich inzwischen gut bewährt. Auch 2020 hat eine Aktion stattgefunden. Die 9. Aktion startete im Herbst 2020 mit der geplanten Auktion im Januar 2021.

Seit 2013 ist auch die Online-Preisvergleichsplattform durchblicker.at am Strom- und Gasmarkt aktiv. Aktuell beschäftigt ihr Betreiber, YOUSURE Tarifvergleich GmbH mit Sitz in Wien, rund 80 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Laut Unternehmensangaben erfolgten zuletzt jährlich ca. 80.000 Strom- und Gaswechsel im Haushaltskundenbereich über die Plattform durchblicker.at.

Die Post AG startete im Sommer 2016 als 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 2020 wechselten ca. 30.000 Haushalte ihren Strom- oder Gaslieferanten durch die Beratungen in den Post-Filialen.

Das Unternehmen Compera GmbH aus Deutschland betreibt die Online-Strom- und Gaspreisvergleichsplattform compera.at. Durch eine regelmäßige Berichterstattung über

Einsparungspotenziale in österreichischen Zeitungen macht sich das Portal bemerkbar und wirbt um Kundschaft.

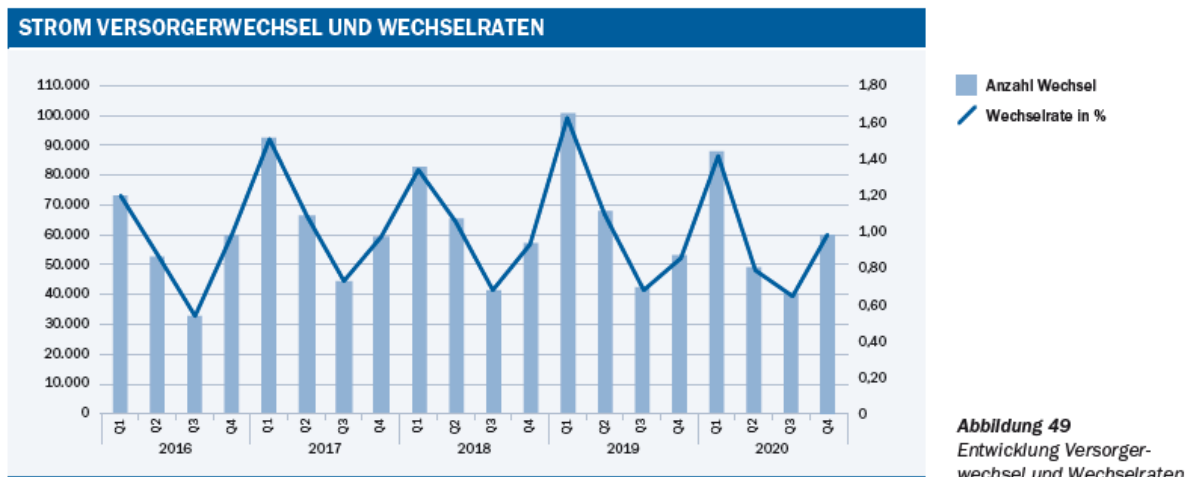
Mit einem etwas anderen Geschäftsmodell agiert die Digital Hero GmbH. Hier wird über die Energy Hero Plattform ein automatisches Energieanbieter-Wechselservice für Privatkundinnen und -kunden angeboten. Die Dienstleistung wird über eine fixe Servicegebühr abgegolten.

Wechselraten

Rund 317.000 Strom- und Gaskundinnen und -kunden (Haushalte und Unternehmen) haben 2020 ihren Strom- oder Gaslieferanten gewechselt. Im Vergleich zum letzten Jahr bedeutet dies einen leichten Rückgang.

Den Stromlieferanten gewechselt haben 2020 238.761 Kundinnen und Kunden (davon 189.239 Haushalte), den Gaslieferanten 78.035 Kundinnen und Kunden (davon 71.845 Haushalte). Die Wechselraten betragen 2020 bei Strom 3,8% und bei Gas 5,9% aller Kundinnen und Kunden.

Das Bundesland mit den meisten Lieferantenwechsel bleibt 2020 – im Verhältnis zur Kundenanzahl – Oberösterreich. Dort wechselten 6,0% der Kundinnen und Kunden ihren Stromlieferanten und 8,6% den Gaslieferanten (62.292 Stromwechsler und 12.352 Gaswechsler). Auf Platz zwei folgten bei Strom die Konsumentinnen und Konsumenten in Wien mit einer Wechselrate von 4,2% (65.261 Wechsel) und bei Gas die Kärntner mit einer Wechselrate von 7,5% (1.031 Wechsel). Schlusslicht bei der Wechselrate Strom sowie Gas sind 2020 die Vorarlbergerinnen und Vorarlberger mit einer Wechselrate von 1,3% (3.163 Kundinnen und Kunden) bei Strom und 2,8% bzw. 1.036 Kundinnen und Kunden.



Quelle: E-Control

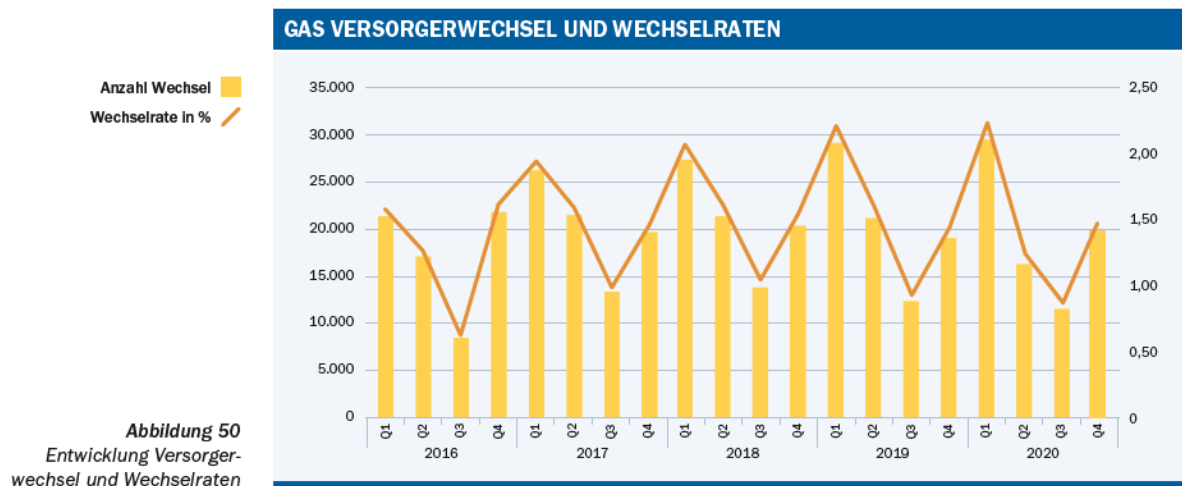


Abbildung 50
Entwicklung Versorgerwechsel und Wechselraten

Quelle: E-Control

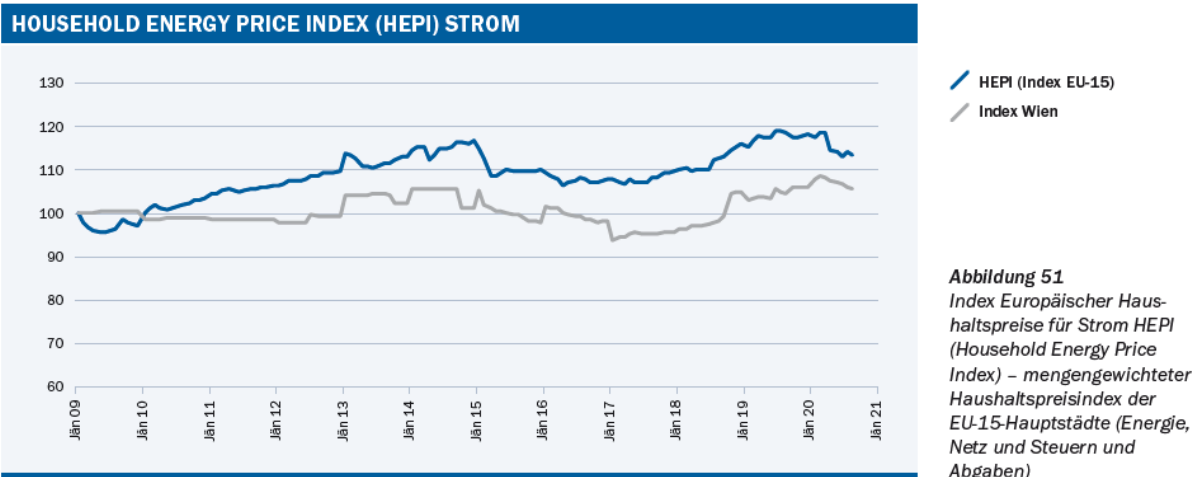
Household Energy Price Index (HEPI) – Energiepreisentwicklung in ausgewählten Hauptstädten

Die E-Control erstellt bereits seit Januar 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 Länder erhoben.

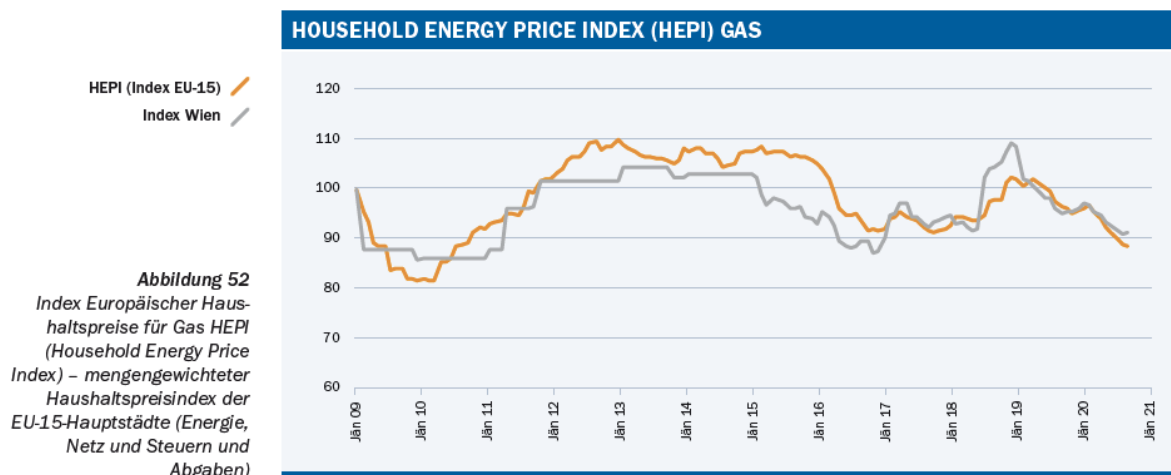
Der HEPI für Strompreise (Energie und Netz inkl. Steuern und Abgaben) in den EU15-Hauptstädten erreichte im Juni 2019 mit 119,02 Indexpunkten den höchsten Wert seit Beginn der Datenerfassung. Bis Jahresende 2019 erfolgte eine geringe Abschwächung infolge der stark sinkenden Großhandelspreise und der von Lieferanten an Kundinnen und Kunden weitergegebenen Preissenkungen. Diese Abschwächung war auch im Jahr 2020 gegeben.

Der Stromindex für Wien, der die Preise sowohl beim regionalen als auch beim größten alternativen Anbieter berücksichtigt, liegt mit Ausnahme des Jahres 2009 deutlich unter den Werten des HEPI. Allerdings ist er Anfang des Jahres weiter gestiegen und erreichte mit 108,55 Punkten den höchsten Wert seit Beginn der Datenerfassung. Im Verlauf des weiteren Jahres ist er dann stetig gesunken. Im Gesamtpreisvergleich liegen die Preise für Haushaltskundinnen und -kunden in Wien mit 21,02 Cent/kWh im europäischen Mittelfeld. Der höchste Preis wird Kundinnen und Kunden in Berlin verrechnet (32,85 Cent/kWh). Insgesamt sind die Stromrechnungen im gewichteten Durchschnitt der EU-28-Hauptstädte im Oktober 2020 im Vergleich zum Vorjahr um 3,4% gesunken.

Der Gaspreisindex der EU-15-Länder ist im Jahr 2020, wie auch schon im Jahr davor, weiter gesunken, um Mitte des Jahres seinen Tiefpunkt von 88,9 Indexpunkten zu erreichen. In Wien entwickelten sich die Preise zunächst synchron mit dem HEPI und verliefen ab Mitte des Jahres leicht darüber.



Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH



Quelle: E-Control, VaasaETT, MEKH

Für Wien wurde im Oktober 2020 ein Gesamtgaspreis von 7,14 Cent/kWh errechnet. Im Städtevergleich ist Wien knapp über dem Durchschnitt, günstiger ist der Preis in Madrid mit 6,96 Cent/kWh und teurer in Lissabon mit 7,43 Cent/kWh. Insgesamt sind die Gasrechnungen der EU-28-Hauptstädte im gewichteten Durchschnitt im Oktober 2020 im Vergleich zum Vorjahr um 4% gesunken.

Active Teilnahme der Endkundinnen und -kunden am Energiemarkt

ENERGIEGEMEINSCHAFTEN ZUR GEMEINSAMEN ENERGIEVERSORGUNG

Für das Gelingen der Energiewende ist eine umfassende Akzeptanz und Beteiligung der Bevölkerung notwendig. Einen maßgeblichen Beitrag soll dazu die aktive Teilnahme von Kundinnen und Kunden zur Energieversorgung leisten. Die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie ermöglicht es daher, dass aus bisher passiven Strom- und Gasbeziehern aktiv Teilnehmende am Energiemarkt werden können.

Diese sogenannten aktiven Kundinnen und Kunden, die Strom selbst erzeugen, verkaufen, speichern oder an Energieeffizienz- oder Flexibilitätsprogrammen teilnehmen, werden ergänzt um die Möglichkeit der gemeinschaftlichen Erzeugung von Energie durch die sogenannten Erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEG) bzw. die Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) aus der Erneuerbaren-Richtlinie.

Die Schaffung von EEG erfolgt in Umsetzung der Erneuerbaren Richtlinie und soll die gemeinsame Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen unter Wahrung des Nähekriteriums ermöglichen. Ein Vorteil liegt für die Teilnehmer in geringeren Netzentgelten für den Bezug lokal erzeugter Energie. Aufgabe der Regulierungsbehörde ist die Festlegung eines eigenen Lokaltarifs, der nur die angemessenen Netzentgelte für die in Anspruch genommene lokale Netzinfrastruktur umfasst, nicht jedoch die anteilig gewälzten Kosten der höheren Netzebenen.

Im Unterschied dazu ermöglichen BEG in Umsetzung von Art 16 der Richtlinie (EU) 2019/944 die gemeinsame Nutzung elektrischer Energie über das gesamte Marktgebiet.

Im EAG-Entwurf wurden die Konzepte für EEG und BEG berücksichtigt. Regelungen aus der Erneuerbaren-Richtlinie wurden übernommen. Ebenfalls im EAG-Entwurf enthalten sind wirtschaftliche Anreize, dazu zählen: Anwendung des „Ortsnetztarifs“ (Netztarif, der für den in der Gemeinschaft verteilten Strom um die vorgelagerten Netzebenen bereinigt wird), Entfall der Zahlungsverpflichtung des Ökostromförderbeitrages und ebenfalls Entfall der Zahlungsverpflichtung der Energieabgabe. Zusätzlich gibt es die Möglichkeit des Betriebes eines eigenen Verteilnetzes.

ERZEUGUNGSANLAGEN GEM. § 16A IN ÖSTERREICH			
	in Betrieb	in Umsetzung/ Transformation	in Planung
Wien	3	21	45
Niederösterreich	6	0	2
Oberösterreich	107	14	248
Tirol	30	3	9
Steiermark	38	67	12
Salzburg	31	3	12
Kärnten	20	5	2
Vorarlberg	38	21	1
Burgenland	18	0	6
Gesamt	291	134	337

Abbildung 53
Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (EiWOG-§16a Anlagen) in Österreich

Quelle: Österreichs E-Wirtschaft

Österreich hat bereits im Jahr 2017 ein Vorläufermodell zu den Energiegemeinschaften implementiert – die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (vgl. § 16a EiWOG). Dabei wird geregelt, dass Bewohner eines Mehrfamilienhauses gemeinsam eine Stromerzeugungsanlage betreiben können (z.B. PV auf dem Dach oder Mikro-KWK im Keller). Mieter und Eigentümer können sich an einer Anlage beteiligen und auf privatrechlichem Weg die Aufteilung des erzeugten Stroms vereinbaren. Das Modell kommt eher im Neubau als im Gebäudebestand zur Anwendung.

In der Abbildung 53 ist die Anzahl von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen mit Stand Mitte 2020 angegeben. Verglichen mit Anfang 2019 ist eine deutliche Steigerung gegeben, nämlich von 57 Anlagen Anfang 2019 auf 291 Mitte 2020 in Betrieb und von 134 auf 337 in Planung.

Konsumentenschutz

CORONA-PANDEMIE – VERZICHT AUF ABSCHALTUNGEN

Die Versorgung mit Strom und Gas zählt zu den Grundbedürfnissen in einer modernen Gesellschaft. Ein Leben ohne Strom und ohne die nötige Raumwärme ist nicht vorstellbar. Die Corona-Krise stellte im Jahr 2020 viele Menschen und Unternehmen vor große Herausforderungen. Die wirtschaftlich angespannte Situation vieler Kundinnen und Kunden machte es notwendig, die Sicherung dieser Grundversorgung mit Strom und Gas zu gewährleisten.

Dazu wurde eine Vereinbarung zwischen der zuständigen Bundesministerin und den Verbänden der Strom- und Gasunternehmen (Oesterreichs Energie, Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke und Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen) abgeschlossen. Diese Vereinbarung hatte zum Ziel, die Belieferung von Haushaltskundinnen und -kunden sowie Kleinunternehmen mit Strom und Gas auch bei Zahlungsrückständen sicherzustellen. Die Geltungsdauer der Vereinbarung war zunächst bis 1. Mai 2020 vorgesehen und wurde in weiterer Folge bis 30. Juni 2020 verlängert.

Die E-Control wurde ersucht, ein Monitoring durchzuführen, wobei die Ergebnisse zeigen, dass sich die gesamte Strom- und Gasbranche im Großen und Ganzen an die Vereinbarung gehalten hat: Im Vergleich zu den Vorjahren kam es in den Monaten April bis Juni zu einem massiven Rückgang der Abschaltungen wegen Zahlungsverzugs. Fast 15.000 drohende Abschaltungen wurden in diesem Zeitraum nicht durchgeführt, in über 32.000 Fällen wurden Teilbeträge auf Ansuchen der Kundinnen und Kunden reduziert, beinahe 27.500 Stundungen wurden gewährt und in über 9.800 Fällen kamen Energieversorger ihren Kundinnen und Kunden mit Ratenzahlungsplänen entgegen.

Der Vergleich zu Werten des Vorjahres zeigt, dass vor allem Lieferanten im Juli 2020 doppelt so häufig mahnten als im Vorjahres-Monatsdurchschnitt. Dies weist darauf hin, dass Mahnungen, die während der Geltung der Vereinbarung ausgesetzt waren, ab Juli 2020 „nachgeholt“ worden sind.

Seit Juli 2020, also seit Auslaufen der Vereinbarung, stieg die Zahl der Abschaltungen stetig leicht an, wobei bis September die Zahlen beinahe das Vorjahresniveau erreichten. Im Oktober und November kam es zu einem erneut durchaus deutlichen Rückgang der Abschaltungen.

Grundversorgung und Prepaymentzähler bleiben auch während der COVID-Krise weiterhin Randerscheinungen.

Auf der E-Control-Website werden laufend die aktuellen Zahlen in einem eigenen Bericht publiziert.

MONITORING VON KONSUMENTENSCHUTZ-KENNZAHLEN

Zum Thema Endkundenmarkt und Konsumentenschutz erhebt die E-Control jährlich zahlreiche Daten von Netzbetreibern und Energielieferanten. Rechtliche Grundlage dafür bieten die Strom- und Gas-Monitoring-Verordnungen. Erhoben werden dabei Informationen zu Anzahl von Anfragen und Beschwerden an Energieversorgungsunternehmen, Daten zu den Mahnverfahren (Anzahl der letzten Mahnungen), die Anzahl der Kundinnen und Kunden, die sich auf die Grundversorgung berufen haben, die Zahl der eingesetzten Prepayment-Zähler sowie die Zahl der Abschaltungen bei Verletzung vertraglicher Pflichten und Wiederaufnahmen der Belieferungen nach Aussetzung.

KONSUMENTENSCHUTZ KENNZAHLEN 2019		
Bereich	Stromnetzbetreiber/-lieferanten	Gasnetzbetreiber/-versorger
Zählpunkte Haushalte	5.051.105/5.047.264	1.220.488/1.207.967
Anfragen von Haushalten	1.497.455/2.002.569	443.496/648.309
Beschwerden von Haushalten	13.275/29.579	3.173/3.870
Letzte Mahnungen an Haushalte	88.533/215.996	16.205/85.273
Grundversorgung (Haushalte)	809	94
Vorauszahlungszähler (Haushalte)	2.226	150
Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten bei Haushalten	32.896 (0,65%)	8.140 (0,67%)
...bei Aussetzung	17.212	1.667
...bei Vertragsauflösung	15.684	6.473
Wiederherstellungen der Belieferung	18.096	1.771

Abbildung 54
Konsumentenschutz
Kennzahlen 2019

Quelle: E-Control

Durch die langwierigen Erhebungswege liegen den aktuellen Berichten stets die Werte aus dem Vorjahr vor. Im vorliegenden Tätigkeitsbericht 2020 waren dies also die Werte des Jahres 2019.

Wo Veränderungen merkbar werden, ist dies nicht notwendigerweise auf strukturelle Entwicklungen zurückzuführen, sondern kann beispielsweise durch Systemumstellungen bei Energieversorgungsunternehmen oder eine Veränderung in deren Geschäftspraktiken erklärt werden, die zur veränderten Erfassung und/oder Definition von gemeldeten Zahlen führen.

Von ca. 3,5 Millionen Kundenanfragen in Strom waren im Jahr 2019 rund 1,5 Millionen an Stromnetzbetreiber gerichtet, was einem leichten Anstieg der Anzahl von Anfragen gegenüber dem Vorjahr entspricht. Rund zwei Millionen Anfragen von Kundinnen und Kunden verzeichneten Stromlieferanten. Dem gegenüber stehen lediglich knapp 43.000 Beschwerden, die an Stromlieferanten und Stromnetzbetreiber von Kundinnen und Kunden gerichtet wurden.

Auffällig ist im Jahr 2019, dass die letzten Mahnungen im Rahmen eines qualifizierten Mahnverfahrens bei Zahlungsschwierigkeiten zu einem doch hohen Anteil (29%) von Netzbetreibern gelegt wurden. Der Anteil erscheint deshalb hoch, da Rechnungen in Anwendung des Vorleistungsmodells doch in einem sehr hohen Ausmaß von Energielieferanten 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. 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 zumindest bei der prozessualen Abwicklung Verbesserungen bringen. An der im Vergleich zu durchgeführten Abschaltungen sehr geringen Inanspruchnahme der Grundversorgung werden diese Maßnahmen aber wohl wenig ändern.

Für das Jahr 2019 weisen die Monitoring-Daten eine Abschaltquote im Falle von Zahlungsverzug von 0,7% im Strom (2018: 0,6%; 2017: 0,7%) und 0,7% bei Gas (2018: 0,4%; 2017: 0,3%) auf. Bei den Gasabschaltungen ist der Anstieg vorrangig auf vermehrte Abschaltungen in einem einzigen Netzgebiet zu beobachten.

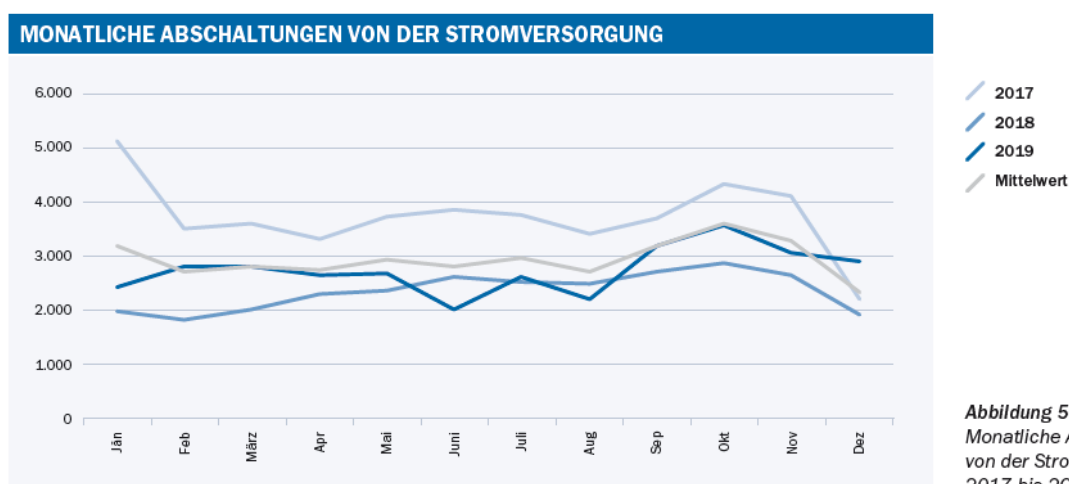


Abbildung 55
Monatliche Abschaltungen
von der Stromversorgung,
2017 bis 2019

Quelle: E-Control

Bei Verletzung vertraglicher Pflichten, also insbesondere Zahlungsverzug, gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten, wie es zu einer Abschaltung kommen kann: Die Kundin bzw. der Kunde wird gekündigt und es gibt nicht rechtzeitig einen anderen Energielieferanten, weshalb es zu einer Abschaltung kommt („Abschaltung bei Vertragsauflösung“). Die andere Möglichkeit ist die Abschaltung bei aufrechem Vertragsverhältnis, die erst bei Begleichen der offenen Forderung wieder rückgängig gemacht wird. In diesem Zusammenhang fällt auf, dass es im Jahr 2019 einen Trend zu Abschaltungen bei Vertragsauflösung zu verzeichnen gibt. Während bei Strom bereits die Hälfte (2017: rund ein Drittel) der Abschaltungen bei Vertragsauflösung erfolgt, ist dieser Anteil bei Gas sogar auf 80% (2017: 72%) gestiegen.

Die vertiefende Analyse macht, gerade auch im Zusammenhang mit der COVID-19-Krise deutlich, dass Informationen über zum Beispiel letzte Mahnungen und Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten monatlich verfügbar sein sollten, um rascher über unerwartete Entwicklungen informiert zu sein und darauf reagieren zu können.

BEKÄMPFUNG VON ENERGIEARMUT

Mit der Umsetzung von neuen EU-Vorschriften aus der Governance-Verordnung und der Elektrizitätsbinnenmarktlinie müssen Mitgliedstaaten 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 1,8% der Haushalte in Österreich im Jahr 2019 an, dass sie es sich nicht leisten können, die Wohnung angemessen warm zu halten. Ähnlich verhält es sich mit dem Anteil der Bevölkerung mit Zahlungsrückständen bei Energieversorgern: Dieser betrug im Jahr 2018 2,4%. Der Anteil von Wohnungen mit Fäulnisproblemen betrug im Jahr 2018 9,4%.

Gemäß eigenen Abschätzungen der E-Control auf Grundlage der Eurostat-Daten war im Jahr 2019 ein Anteil von etwa 4% der Haushalte in Österreich als energiearm anzusehen.

Dem liegt eine Definition von Energiearmut zugrunde, die die E-Control vor einigen Jahren vorgeschlagen hat. „Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutgefährdungsschwelle verfügen, aber gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben.“

ÖKOSTROM-KOSTENBEFREIUNG

Mit 31. Dezember 2019 waren von der Gebühren Info Service (GIS) 130.091 Ökostrom-Kostenbefreiungen 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 im Jahr 2019 etwa 90 Euro.

WIRKSAMKEIT VON KONSUMENTENSCHUTZ-MASSNAHMEN

Die Ergebnisse des Endkunden-Monitorings der E-Control wie auch die Eurostat-Zahlen weisen darauf hin, dass die vorhandenen Maßnahmen zum Schutz der Kundinnen und Kunden ihren Zweck insgesamt und österreichweit durchaus erfüllen. Es zeigt sich im Ergebnis, dass Energiearmut in Österreich vor allem auch im internationalen Vergleich wenig verbreitet ist, ebenso ist die Rate der Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten gering. Die geringe Inanspruchnahme von Grundversorgung und Prepaymentzählern legen jedoch nahe, dass es gesetzlicher Nachschärfungen in diesem Bereich bedarf.

SERVICES DER E-CONTROL

Informationsstelle für Markteintritt neuer Strom- und Gaslieferanten

Anfragen zu den regulatorischen Anforderungen beim Eintritt in den österreichischen Strom- und Gasmarkt werden seit 2015 über die sogenannte Informationsstelle zum Markteintritt abgewickelt. Unternehmen, die vor der Entscheidung zum Markteintritt oder vor dem Beschreiten behördlicher Wege Fragen haben, finden dort Unterstützung. Interessenten sind dabei vorrangig Händler und Endkundenlieferanten im Strom- und Gasmarkt, aber auch Anbieter von oft neuartigen Dienstleistungen oder innovativen Geschäftsmodellen stellen dort ihre Fragen. Mit der Markteintrittsstelle werden die E-Control-internen (und -externen) Kommunikationsabläufe zum Thema Markteintritt optimiert und für Unternehmen der Aufwand zur Informationsbeschaffung vor dem Markteintritt reduziert.

Im Jahr 2020 wurde der Webbereich der Markteintrittsstelle, der die Leitfäden zu den fünf Standardvarianten des Markteintritts enthält, wie bereits in den Jahren zuvor, rege genutzt. Der Bedarf an der Beantwortung von standardmäßigen Fragen war somit weiterhin hoch, wobei im Strombereich sogar eine Steigerung der Zugriffsraten von 13% zu verzeichnen war. Im Gasbereich ergab sich ein leichtes Minus von knapp 4%.

Bei spezifischen und komplexeren Fragestellungen besteht für Interessenten, neben der Nutzung der standardmäßigen Leitfäden, auch die Möglichkeit, sich direkt an die E-Mail-Adresse entry.info@e-control.at zu wenden. Von dort aus wird die Beantwortung des Auskunftersuchens abteilungs- und falls erforderlich marktteilnehmerübergreifend koordiniert. Die Fragen werden je nach Bedarf schriftlich oder auch innerhalb von Arbeitsgesprächen mündlich beantwortet.

Persönlich, mit konkreten Fragestellungen zu Händler oder Endkundenlieferanten im Strom- oder Gasmarkt, wendeten sich im Jahr 2020 an die Markteintrittsstelle insgesamt 30 Interessenten. Gegenüber dem Vorjahr ist das ein leichter Zuwachs, nach einem deutlichen Rückgang in den Jahren davor. Daneben gelangten über diesen Kommunikationsweg der Markteintrittsstelle Anfragen, welche in erster Linie den künftigen Gesetzesrahmen für neue Marktrollen aus der Umsetzung des CEP wie auch der Erneuerbaren-Richtlinie betraf. Die nationale Gesetzgebung war zum Zeitpunkt der Anfragen nicht abgeschlossen und die Fragen blieben weitgehend offen.

Zu den anonymen Nutzerinnen und Nutzern der Leitfäden auf der E-Control-Website sind keine Zusatzinformationen bekannt, während über Interessenten, die spezifische Anfragen stellen, einige Detailinfos zur Verfügung stehen. So kamen im Jahr 2020 spezifische Anfragen von 30 Interessenten aus insgesamt zwölf Nationen, wobei aus Österreich und Deutschland weniger als die Hälfte (13) stammten. Die Zahl jener Interessenten, die bereits in Österreich tätig waren und expandieren wollten, hielt sich mit jener Zahl, die vollkommen neu am Markt waren, die Waage. Im Gegensatz zum Vorjahr waren im Jahr 2020 lediglich zwei Interessenten branchenfremd und kamen von außerhalb der Energiewirtschaft. Stromfragen standen mit zwei Drittel gegenüber den Anfragen zum Gasmarkt im Vordergrund.

Betrachtet man alle – auch in den Jahren zuvor verzeichneten – Interessenten, so haben insgesamt 20 Interessenten im Jahr 2020 ihren Eintritt durch den Abschluss ihres Behördenweges finalisieren können. Gut drei Viertel (16 Interessenten) wurden im physischen Handel von Strom oder Gas aktiv. Für Großkunden kamen zwei neue Stromlieferanten am Markt hinzu. Kleinkunden, also Haushalte und Kleingewerbe, erhielten im Jahr 2020 für Strom zwei und für Gas einen neuen Anbieter. Details zu den Anbietern sind im Abschnitt „Strom- und Gaslieferanten“ dargestellt.

Preisvergleiche Strom und Gas

Die E-Control ermöglicht Endverbraucherinnen und -verbrauchern im Strom- und Gasbereich Preisvergleiche, um dadurch die beste Wahl angesichts ihrer eigenen Versorgungssituation treffen zu können. Je nach Verbrauchergruppe stehen dafür unterschiedliche Methoden und Applikationen zur Verfügung: Tarifikalkulatoren für Haushalt und für Gewerbebetriebe mit Standardlastprofil sowie der KMU-Energiepreischeck für kleine und mittelständische Unternehmen mit gemessener Leistung und einem jährlichen Stromverbrauch von bis zu 10 GWh bzw. einem Gasverbrauch von bis zu 5 GWh.

TARIFKALKULATOR

Mit jährlich mehr als einer halben Million Abfragen ist der Tarifikalkulator die meistgenutzte Applikation der E-Control. Entsprechend dem Gesetzesauftrag werden die Strom- bzw. Erdgaspreisvergleiche für Haushalte und Gewerbebetriebe im Tarifikalkulator erstellt und veröffentlicht. In die Datenbank werden Lieferanten- und Netzbetreiberdaten, Systemnutzungsentgelte sowie gesetzlich verordnete Steuern und Abgaben eingepflegt.

Lieferanten sind ihrerseits 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 Neueintragungen von Lieferanten vor dem Erscheinen im Tarifikalkulator geprüft und danach freigegeben oder abgelehnt.

Im Tarifikalkulator erfasste Strom- und Gasprodukte

Ende 2020 waren insgesamt 163 Strom- und 55 Gasmarken im Tarifikalkulator registriert. Die Produktpflege wird dabei von über 300 externen Zuständigen durchgeführt, die sich zu diesem Zweck für den Backend-Bereich registriert haben. Den Verbraucherinnen und Verbrauchern standen zu diesem Zeitpunkt ca. 3.500 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 38% dieser Produkte werden aktiv am Markt angeboten, Verbraucherinnen und Verbrauchern war es somit möglich, für diese Produkte neue Lieferverträge abzuschließen. Die restlichen Produkte sind sogenannte „Bestandskundenprodukte“, also Produkte, für die Kundinnen und Kunden laufende Verträge haben, die aber für eine potenzielle neue Kundschaft nicht mehr angeboten werden.

Im Jahr 2020 wurden 5.800 Produktänderungen bzw. Neuanlagen in der Datenbank des Tarifikalkulators eingepflegt und zur Überprüfung mit anschließender Freigabe/Ablehnung an die E-Control-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeiter gesendet. Dies entspricht einer Steigerung von 10% zum Vorjahr. Insgesamt haben 118 Unternehmen Produktaktualisierungen zur Überprüfung übermittelt, wobei auf die ersten 20 Unternehmen 75% aller Freigaben entfielen.

Nutzungsanalyse des Tarifikalkulators

Aus dem Jahresverlauf der Abfragen (siehe Abbildung) geht hervor, dass die Abfrageanzahl stark vom Wochentag sowie der Jahreszeit abhängig ist. Typischerweise werden die meisten Abfragen in den ersten drei Wochentagen durchgeführt, danach reduzieren sie sich etwas, um am Samstag ein Tief zu erreichen und sich am Sonntag wieder leicht zu erholen. Saisonal betrachtet waren im Jahr 2020 die stärksten Monate zwischen Januar und März und wieder gegen Ende des Jahres. Auch in den letzten Jahren gab es nach dem ersten Quartal einen merklichen Rückgang der Abfragen, dieses Jahr kam ab Mitte März zusätzlich die COVID-19-Pandemie hinzu, welche scheinbar zusätzlich für einen Rückgang der Abfragen sorgte. In den letzten Jahren haben die medialen Kampagnen der VKI Energiekosten-Stop-Aktionen sowie die einzelnen Presseaktivitäten der E-Control zu Ausschlägen bei den Abfragen beigetragen.

JAHRESVERLAUF DER ABFRAGEN IM TARIFKALKULATOR (HAUSHALTE UND GEWERBE)

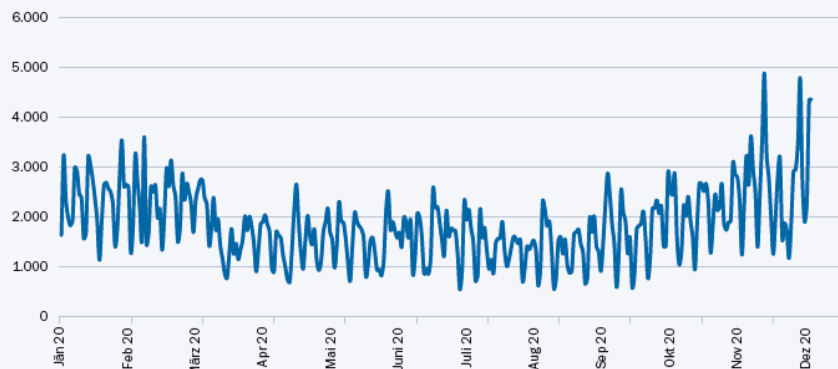


Abbildung 56
Jahresverlauf der
Tarifkalkulator-Abfragen
(01.01.2020 – 01.11.2020)

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

ABFRAGEN IM TARIFKALKULATOR NACH BUNDESLAND in %

Bundesland	Jahr		Anteil Haushaltskunden	
	2019	2020	Strom	Gas
Wien	53,66	52,53	28,84	48,48
Oberösterreich	13,37	15,35	15,07	10,95
Niederösterreich	10,19	9,73	14,17	22,41
Steiermark	9,70	8,63	14,00	4,96
Salzburg	4,00	3,94	6,11	2,39
Kärnten	3,68	2,72	5,97	0,92
Tirol	2,72	3,08	7,91	3,61
Burgenland	1,75	3,00	3,69	3,87
Vorarlberg	0,93	1,02	4,25	2,42

Abbildung 57
Abfragen im Tarifkalkulator
nach Bundesland

Quelle: E-Control

Etwas mehr als die Hälfte aller Abfragen kommen aus Wien, somit nutzen die Kundinnen und Kunden aus Wien im Verhältnis zu ihrem Anteil an der Gesamtzahl an Kundinnen und Kunden in Österreich den Tarifkalkulator überproportional. Dagegen sind Anfragen aus Tirol, Salzburg und Niederösterreich deutlich unterrepräsentiert.

Vier Fünftel aller Abfragen entfallen auf Stromkundinnen und -kunden, rund ein Fünftel auf Gaskundinnen und -kunden. Der Anteil jener Nutzerinnen und Nutzer, die vor einer Abfrage aktiv die Mitberechnung der Neukundenrabatte deaktivieren, lag über das ganze Jahr hinweg weitgehend gleichbleibend bei knapp einem Drittel. Rund 39 Prozent der Abfragen wurden mit einer anderen Marke als der des defaultmäßig vorgeschlagenen angestammten Lieferanten durchgeführt.

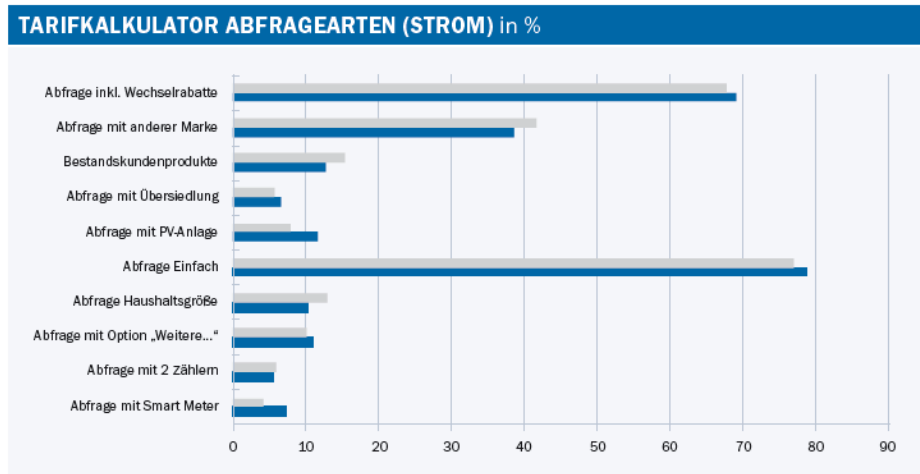


Abbildung 58
Tarifikalkulator – Struktur der Abfragen Strom

Quelle: E-Control Tarifikalkulator

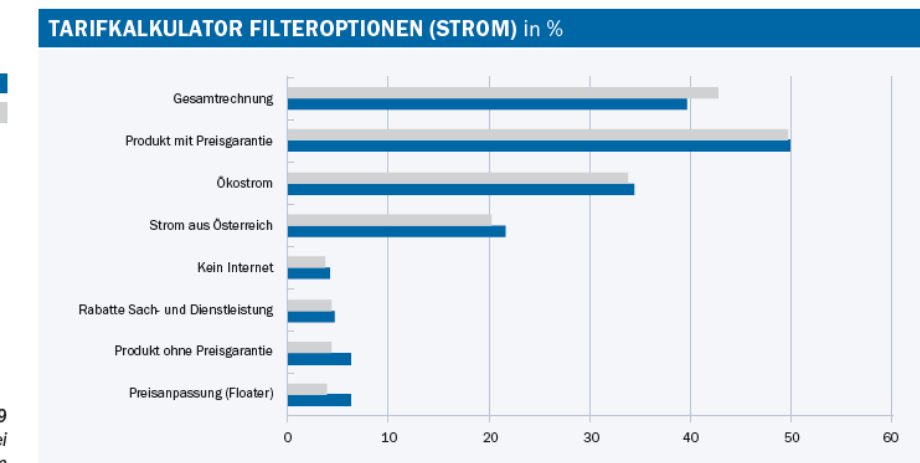


Abbildung 59
Produktspezifikationen bei Abfragen Strom

Quelle: E-Control Tarifikalkulator

Es ist davon auszugehen, dass es sich hier um jene Kundinnen und Kunden handelt, die bereits mindestens einmal ihren Lieferanten gewechselt haben. Bei 12% der Stromabfragen interessierten sich die Nutzerinnen und Nutzer für Angebote mit PV-Überschusseinspeisung, was ein Plus von 33% im Vergleich zum Vorjahr bedeutet. Immer mehr Nutzerinnen und Nutzer verwenden die Smart-Meter-Funktionen des Tarifikalkulators, so haben bei 7% der Stromabfragen die Nutzerinnen und Nutzer die Option Smart-Meter ausgewählt, was zum Vorjahr beinahe einer Verdoppelung dieser Abfragen entspricht. Besonders viele Smart-Meter-Abfragen gab es für das oberösterreichische, burgenländische und steirische Netzgebiet, da der Smart-Meter-Rollout in diesen Regionen weit fortgeschritten ist. Es ist also zukünftig, bei steigendem Rolloutgrad, mit einer vermehrten Nutzung der Smart-Meter-Funktionen im Tarifikalkulator zu rechnen.

Im Tarifikalkulator können Strom- und Gaskundinnen und -kunden gezielt nach passenden Angeboten suchen, indem sie Filtermöglichkeiten nutzen. So wurden bei 39% aller Ergebnisse, etwas weniger als im Vorjahr, explizit nach Angeboten mit Gesamtrechnung gesucht und bei der Hälfte der Abfragen nach Produkten mit Preisgarantie, was dem Wert des Vorjahres entspricht. Auch die Option, die Ergebnisliste auf Produkte mit „Strom aus Österreich“ einzuschränken, wurde in 21% der Fälle genutzt.

PREISMONITOR STROM – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

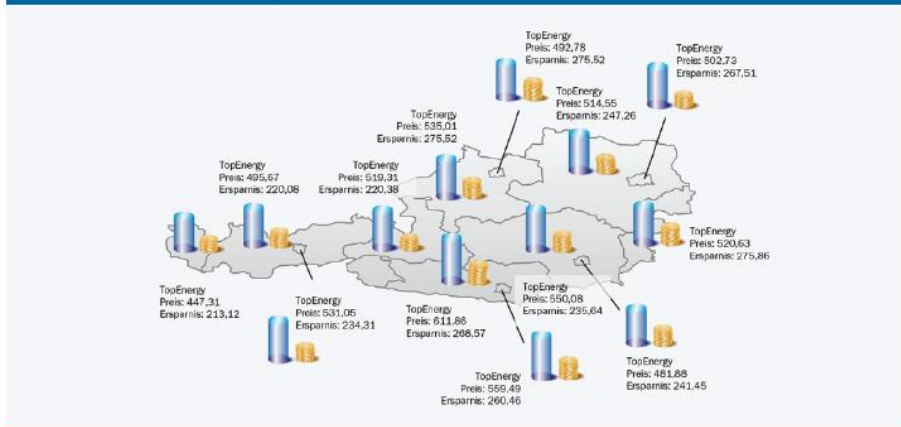


Abbildung 60
Preismonitor Strom – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (3.500 kWh Strom) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2020

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

PREISMONITOR GAS – JAHRESGESAMTPREIS EINES MUSTERHAUSHALTES

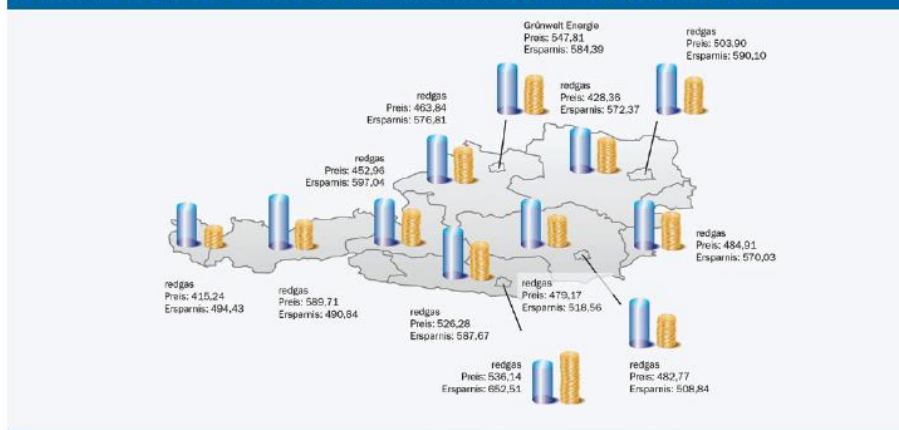


Abbildung 61
Preismonitor Gas – Jahresgesamtprice eines Musterhaushaltes (15.000 kWh Gas) beim Bestbieter und Ersparnis beim Wechsel von lokalen Anbietern inkl. Neukundenrabatten, Dezember 2020

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

JAHRESVERBRAUCH 100.000 kWh/Jahr in €/Jahr

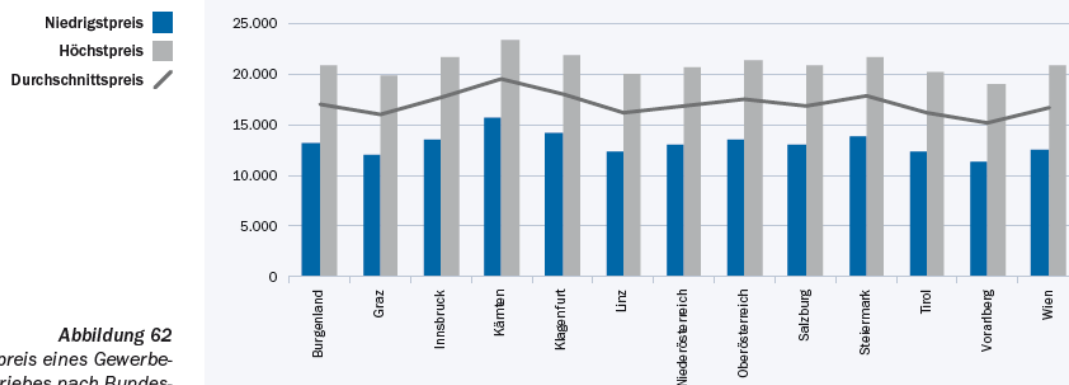


Abbildung 62
Strompreis eines Gewerbetriebes nach Bundesländern (Dezember 2020)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

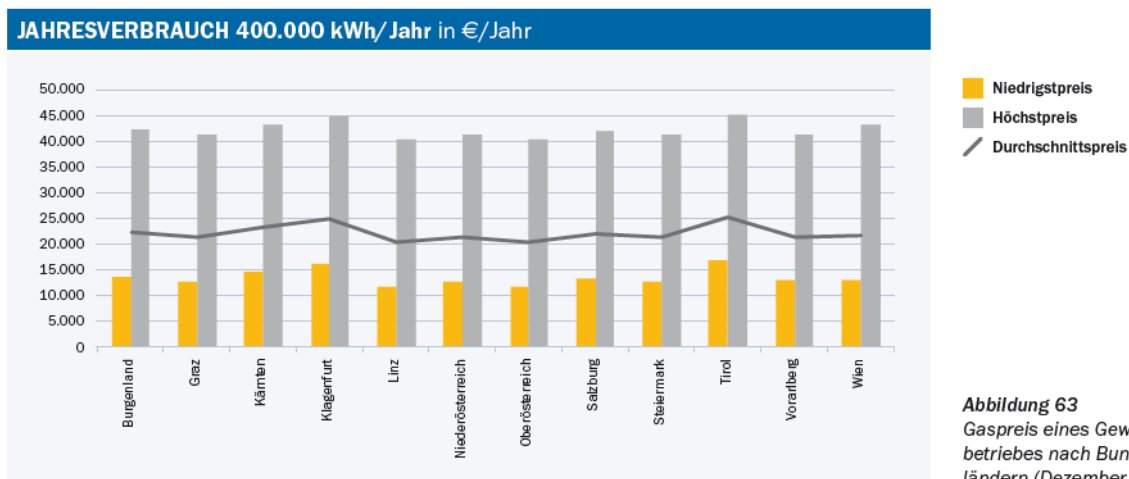


Abbildung 63
 Gaspreis eines Gewerbebetriebes nach Bundesländern (Dezember 2020)

Quelle: E-Control, Gewerbe-Tarifkalkulator

REPORTING

Die E-Control erstellt auf Basis der Tarifkalkulator-Daten monatliche Preismonitore, die den Bestbieter pro Region, mit und ohne Neukundenrabatte, und das entsprechende Ersparnispotenzial beim Wechsel vom Standardprodukt des regionalen Lieferanten zum jeweils günstigsten Angebot darstellen.

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/a und 5 GWh/a und/oder einem Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/a und 10 GWh/a anwendbar. Für diese Kundengruppe gibt es seitens der Lieferanten keine Standardprodukte mehr, Energiepreise werden frei verhandelt. Der „KMU-Energiepreis-Check“ bietet diesen Kunden eine Orientierung, ob ein Kostenangebot im Vergleich mit den Preisen, die Gewerbetreibende vergleichbarer Branchen abgeschlossen haben, eher günstig oder eher teuer erscheint. Die Einträge stammen bis zu 80% von Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf von bis zu 1,2 GWh bzw. einem Gasbedarf von bis zu 3 GWh.

SPRITPREISRECHNER

Seit September 2011 betreibt die E-Control auf Initiative des Wirtschaftsministeriums (BMDW) und entsprechend dem Preistransparenzgesetz bzw. der Preistransparenzverordnung Treibstoffpreise 2011 die Preistransparenz-Datenbank mit der Verbraucherwebsite www.spritpreisrechner.at, gemeinhin als „Spritpreisrechner“ bekannt. Auch 2020 war diese Applikation wieder das am häufigsten besuchte Online-Service der E-Control. Mit dem Spritpreisrechner haben sich im vergangenen Jahr Autofahrerinnen und -fahrer rund 2,3 Millionen Mal (2019: 2,6 Mio.) die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen. Das sind knapp 13% weniger als im Vorjahr, was vor allem auf die deutliche Mobilitätsreduktion während der Corona-Lockdowns zurückzuführen sein dürfte.

Bereits zu Beginn der Corona-Maßnahmen im Frühjahr konnte der Spritpreisrechner, neben

der Preistransparenz, eine zusätzliche, wichtige Informationsaufgabe übernehmen. Als aufgrund der sich in rascher Folge ändernden Vorschriften und aufgrund der ausbleibenden Verkehrsströme viele Tankstellenbetreiber ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter z.T. in Kurzarbeit schicken und ihre Öffnungszeiten entsprechend oft sehr kurzfristig ändern mussten, konnten diese Informationen über den Spritpreisrechner jederzeit in Echtzeit an die Kundinnen und Kunden kommuniziert werden. Die E-Control hat dazu in dieser Zeit zusätzliche Informationen auf der Website eingeblendet und mit einer Pressemeldung und über Social Media auf diese Umstände hingewiesen.

Eine weitere Besonderheit in Bezug auf den Spritpreisrechner war am 9. und 10. März zu beobachten. Als in den Medien darüber berichtet wurde, dass es aufgrund der einbrechenden Nachfrage erstmals negative Preise an den Börsen für Rohöl gab, stiegen die Besuchszahlen auf der Applikation kurzfristig um bis zu 200% gegenüber dem Durchschnitt an. Offenkundig suchten viele Verbraucherinnen und Verbraucher nach Tankstellen, die tatsächlich für das Tanken bezahlen würden.

Ladestellenverzeichnis

Das Mitte November 2019 in Betrieb genommene Ladestellenverzeichnis der E-Control absolvierte im ersten Quartal 2020 erfolgreich die geplante Beta-Phase. Im Anschluss daran wurde im Mai auch die öffentliche Schnittstelle (API) für Drittnutzer freigeschaltet und per Pressemeldung sowie über Social Media und die entsprechenden Branchenverteiler auch beworben. Über diese, dem Open-Data-Gedanken folgende Schnittstelle können seither, unter Annahme der Nutzungsbedingungen, Unternehmen wie auch Privatpersonen für eigene Applikationen auf die im Ladestellenverzeichnis gespeicherten Daten zugreifen und diese beispielsweise in Navigationsgeräte oder mobile Apps integrieren. Im zweiten Halbjahr wurde die Schnittstelle zudem um die Möglichkeit der Nutzung im internationalen Datenstandard für Verkehrsinformationen, DATEX II, erweitert und die entsprechenden Nutzungsinformationen beim National Access Point (NAP) der AustriaTech hinterlegt.

Damit verfügt Österreich nun als eines der ersten Länder in der EU nicht nur über ein flächendeckendes, nationales Ladepunktregister, sondern es ermöglicht auch bereits den europaweit angestrebten Standards entsprechend dessen Nutzung über normierte Schnittstellen für alle Arten von Verkehrsinformation europäischer Anbieter.

Da die Frau Bundesministerin mit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) eine Verordnungsermächtigung erhält, mit der die künftig von den Betreibern verpflichtend zu meldenden Attribute festgelegt werden, wurde im vierten Quartal ein Proof of Concept-Projekt gestartet. Dabei soll die Möglichkeit der zuverlässigen und zeitnahen Anzeige von dynamischen Daten, insbesondere zur Verfügbarkeit einzelner Ladepunkte, als Entscheidungsgrundlage überprüft werden. Aus vielen Rückmeldungen von Stakeholdern ist diesbezüglich bekannt, dass die besagten Verfügbarkeitsinformationen besonders wichtig wären, um die E-Mobilität weiter voranzubringen.

Betreiber von öffentlichen Ladepunkten sind hingegen bis dato gesetzlich lediglich zur Meldung mindestens der Standorte ihre Ladestellen verpflichtet. Während sämtliche große Anbieter vom Start weg ihre Stationen entsprechend gemeldet hatten, muss sich die Meldepflicht unter kleineren, privatwirtschaftlichen Betreibern weiterhin herumsprechen. Die E-Control unterstützt dies mit regelmäßigen Maßnahmen der Öffentlichkeitsarbeit.

Mit Stand 31.12.2020 waren 102 Betreiber registriert (+204% zu 2019), die in Summe rund 3.500 Ladestellen (+58%) mit rund 7.500 Ladepunkten (+42%) eingemeldet hatte. Insgesamt wurden 2020 auf www.ladestellen.at über 16.000 Besuche registriert. Weitere Details zum Ladestellenverzeichnis werden regelmäßig in einem Quartalsbericht veröffentlicht.

EUROPÄISCHES LADESTELLENREGISTER

Die E-Control ist in dem Projekt der Europäischen Kommission zu „Data collection related to recharging/refuelling points for alternative fuels and the unique identification codes related to e-Mobility actors“ beteiligt. Die E-Control ist in Österreich gesetzlich zur Implementierung eines Ladepunktheregisters für E-Mobilität verpflichtet, welches sie seit 2019 betreibt. Mit der Teilnahme an dem europäischen Projekt erwartet sich die E-Control aktive Mitsprache- und Gestaltungsmöglichkeit bei der Errichtung eines einheitlichen, europäischen Systems mit standardisiertem Datenaustausch.

Energie-Hotline

Im Rahmen ihrer Funktion als zentrale Informationsstelle gemäß Energie-Control-Gesetz betreibt die E-Control bereits seit dem Jahr 2001 eine Hotline für Konsumentinnen und Konsumenten. Das Team der Energie-Hotline bearbeitet sowohl telefonische Anfragen und Beschwerden als auch schriftliche Eingänge – hauptsächlich online, aber es langen auch immer wieder postalische Anfragen ein. Diese Eingänge werden in der Regel spätestens am Folgetag beantwortet. Außerhalb der Öffnungszeiten können Nachrichten auf dem Anrufbeantworter hinterlassen werden. Zusätzlich gibt es ein Rückrufservice: Bei Bekanntgabe der Telefonnummer und einem Wunschzeitfenster auf der Website der E-Control wird mit Konsumentinnen und Konsumenten verlässlich Kontakt aufgenommen.

Neue Informationswege

Im Jahr 2020 wurden die Kontaktmöglichkeiten weiter ausgebaut und noch kundenfreundlicher gestaltet. Das Webformular bekam ein neues bedienungsfreundlicheres Gesicht und wurde prominent auf www.e-control.at eingebettet. Seit dem Sommer können Konsumentinnen und Konsumenten auch WhatsApp verwenden, um mit der E-Control in Kontakt zu treten. Die beliebte App erlaubt es, direkt per Mobiltelefon mit einer Mitarbeiterin der Energie-Hotline zu kommunizieren. Während des COVID-19-bedingten Lockdowns im Frühjahr konnte ein durchgehendes Service aufrechterhalten werden. Die Energie-Hotline war zu den gewohnten Zeiten und über jeden Kanal erreichbar.

Anfragen bei der Energie-Hotline

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 3.436 telefonische und 1.180 schriftliche Eingänge bearbeitet.

Zu den häufigsten an die Energie-Hotline gerichteten Anfragen zählen Fragen zur Bedienung des Tarifikalkulators, dem Lieferantenwechsel und zur Strom- bzw. Gasrechnung.

Im Jahr 2020 hatte natürlich auch die COVID-19-Pandemie Auswirkungen auf die Anfragegründe. Durch den Abschaltverzicht der Energiewirtschaft im Frühjahr konnte bei etlichen Haushalten eine Abschaltung aufgrund von Zahlungsschwierigkeiten abgewendet werden. Während und nach dem Auslaufen der Vereinbarung stand die Energie-Hotline davon betroffenen Konsumentinnen und Konsumenten natürlich weiterhin mit Rat zur Seite. Die Betroffenen wurden aufgeklärt, welche Schritte sie nun setzen können, um nicht von einer Abschaltung bedroht zu werden oder um eine Wiedereinschaltung zu veranlassen.

Das Thema Ökostrom und die Möglichkeit des Preisvergleichs für ihre Photovoltaik-Überschusseinspeisung im Tarifikalkulator veranlasste ebenfalls viele Menschen, Fragen an die E-Control zu richten.

ANFRAGEGRÜNDE ENERGIE-HOTLINE 2020

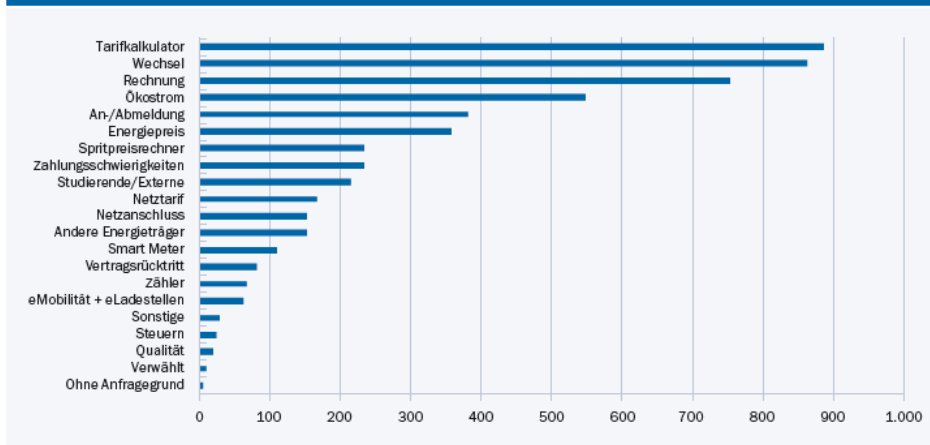


Abbildung 64
Anfragegründe Energie-
Hotline

Quelle: E-Control

Preisänderungsklauseln – Anfragen Energie-Hotline

Bereits 2018 brachte der VKI im Auftrag des Sozialministeriums eine Verbandsklage gegen die Preisänderungsklausel in den Allgemeinen Lieferbedingungen eines Stromlieferanten ein. Der OGH erklärte 2019 diese Klausel für unzulässig. Da praktisch alle Strom- und Gaslieferanten ähnlich lautende Klauseln in ihren Geschäftsbedingungen aufwiesen, kam es zu entsprechenden Änderungen der Allgemeinen Lieferbedingungen in der gesamten Branche.

Für die Kundinnen und Kunden des geklagten Unternehmens hatte dies weitreichende Folgen: Da Preiserhöhungen auf Basis dieser Klausel rechtswidrig durchgeführt worden waren, stand den Kundinnen und Kunden eine Entschädigung zu. Dem VKI gelang es in weiterer Folge, auch mit anderen Energieunternehmen entsprechende Einigungen über Rückerstattungen für die betroffenen Kundinnen und Kunden abzuschließen.

Die Rückerstattung erfolgte in unterschiedlicher Art und Weise: Bei etlichen Unternehmen konnte die Entschädigung binnen einer Frist entweder direkt beim Unternehmen oder mit Hilfe des VKI über eine eigens dafür eingerichtete Website beantragt werden. Bei manchen Energielieferanten wurden auch pauschale Gutschriften gewährt.

Sowohl die Änderungen der Preisänderungsklauseln als auch die Möglichkeit, die zu Unrecht eingehobenen Beträge zurückzuerlangen, führten zu zahlreichen Anfragen an der Energie-Hotline.

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 durch Aufzeigen ihrer Rechte und Möglichkeiten geholfen werden soll. Viele Betroffene haben in schwierigen Lebenssituationen Kontakt mit diversen sozialen Einrichtungen. Das gilt auch für Fälle, in denen Menschen Probleme beim Bezahlen der Stromrechnung haben oder eine Jahresabrechnung mit einer hohen Nachzahlung einhergeht. Durch gezielte Informationsaufbereitung und Schulungen unterstützt die E-Control Beraterinnen und Berater von sozialen Einrichtungen, sodass diese gut gerüstet sind bei der Beratung zu Problemen mit dem Strom- und Gasbezug.

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 Zusammenarbeit 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 mit sozialen Einrichtungen

Nachdem 2019 die ersten Kooperationen bereits gestartet und Schulungen sowie Vorträge mit Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern verschiedener sozialer Einrichtungen abgehalten wurden, waren auch für das Jahr 2020 Vorträge, Schulungen sowie die Teilnahme an Netzwerktreffen angesetzt; die Einschränkungen aufgrund der COVID-19-Maßnahmen haben Absagen und ein Umdenken erfordert.

Da gerade in dieser schwierigen Situation finanziell ohnehin schon belastete Haushalte hart getroffen wurden und soziale Organisationen stark gefordert waren, war die E-Control in informativem Austausch mit jenen und begann im Herbst 2020 Online-Vorträge und -Schulungen anzubieten bzw. online an Austauschtreffen teilzunehmen.

So konnte auch während COVID-19-bedingter Einschränkungen ein durchgehender Kontakt mit sozialen Organisationen aufrechterhalten werden. Besonders bei der Beratung von Härtefällen waren Informationen zum freiwilligen Abschaltverzicht der Branche wichtig: Abschaltungen wurden ausgesetzt, Ratenpläne bzw. Stundungen gewährt. Auf diese Art konnte Betroffenen einer sonst schwer greifbaren Endkundengruppe noch besser geholfen werden. Die Zusammenarbeit mit sozialen Institutionen ist daher ein wichtiger Beitrag, als Servicestelle für Strom- und Gaskundinnen und -kunden die Menschen durch Information so weit zu stärken, dass sie aktiv am Energiemarkt teilnehmen können.

Messen

Messen waren für die E-Control auch im Jahr 2020 ein wichtiges Instrument zur Information der Konsumentinnen und Konsumenten. Deshalb waren Expertinnen und Experten auch in diesem Jahr auf einigen energiespezifischen Messen im Einsatz. Leider konnten aufgrund von Corona nicht alle geplanten Beratungsaktivitäten durchgeführt werden. So musste 2020 sowohl auf die erfolgreiche Messe- und Kongressveranstaltung für Schülerinnen und Schüler ab 16 Jahren, den GewinnInfoDay – der in Linz und Wien abgehalten werden sollte –, als auch auf eine energierelevante Messe im Herbst verzichtet werden. In Summe war die E-Control aber trotzdem auf drei Messen mit einem eigenen Stand vertreten und konnte dort 360 Einzelberatungen durchführen. Messen mit der Möglichkeit der persönlichen Beratung erhalten in einer komplexer werden Energiewelt einen immer größeren Stellenwert und stehen auch 2021 auf der Agenda der E-Control.

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 2020 wieder eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel ist unter anderem, die Konsumentinnen und Konsumenten über ihre Rechte und Möglichkeiten im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren, um so aktiv am Strom- und Gasmarkt teilhaben zu können. Neue Möglichkeiten, innovative Geschäftsmodelle, mehr Lieferanten und Angebote usw. – die Energiewelt wird komplexer und damit steigt die Notwendigkeit von objektiver, unabhängiger Information durch die E-Control weiter an.

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

Mail-Newsletter, Websites, Social-Media-Kanäle und die Website <http://frag.e-control.at>, auf der Konsumentinnen und Konsumenten alle Fragen zum Thema Strom und Gas posten können und von der E-Control Antwort erhalten.

Auch im Bereich der Durchführung der bewährten Fachtagungen der E-Control spielte die Corona-Pandemie eine Rolle. So mussten geplante Präsenzveranstaltungen kurzfristig auf Online-Veranstaltungen umgestellt werden und ein neues Konzept für diese Veranstaltungen gefunden werden. Es zeigte sich, dass diese in Zeiten von Homeoffice und Distance-Working von den relevanten Zielgruppen der E-Control sehr gut angenommen wurden. 2020 wurden auch die bewährten Webinare zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs weiter durchgeführt.

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 der E-Control eine zentrale Informationsstelle für Endkundinnen und -kunden.

Insgesamt verzeichnete die Website im Jahr 2020 rund 750.000 Besuche, was einem Rückgang von rund 17% gegenüber dem Vorjahr entspricht. Wie auch bei den übrigen Online-Services der E-Control dürfte dieser Rückgang vor allem auf die Corona-Krise zurückzuführen sein, in der Verbraucherinnen und Verbraucher selbst bei erhöhtem Sparbedarf offenkundig weniger Neigung beispielsweise zu einem Wechsel des Strom- oder Gaslieferanten verspüren.

Dennoch ist der Tarifikalkulator nach wie vor die wichtigste Online-Applikation auf der Website der E-Control. Die Besucherzahlen des Tarifikalkulators lagen 2020 mit gut 290.000 etwa 8% unter denen des Vorjahres.

Auch die übrigen Online-Applikationen innerhalb des E-Control-Webportals wurden gegenüber dem Vorjahr weniger häufig genutzt. So verbuchte der Gewerbe-Tarifikalkulator im Laufe des Jahres rund 17.300 Besuche (2019: 18.800), der KMU-Energiepreis-Check 1.900 (2019: 1.900) und der Energiespar-Check 8.100 (2019: 10.800).

Social Media

Auch 2020 war die E-Control wieder auf 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 der E-Control verbundenen Facebook-Nutzerinnen und -Nutzer hat sich von knapp 22.000 auf über 23.000 erhöht. Wesentlich stieg dabei die Reichweite der auf Facebook veröffentlichten Beiträge an. Monatlich wurden im Schnitt über 325.000 Nutzerinnen und Nutzer mit Informationen der E-Control in Kontakt gebracht (+48% i.Vgl. 2019). Dabei interagierten Verbraucherinnen und Verbraucher pro Monat durchschnittlich rund 6.000-mal auf die Beiträge hin (teilen, kommentieren, liken).

Über Twitter verbreitet die E-Control nicht nur alle wichtigen Termine und Presseverlautbarungen,

sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskunft über aktuelle Ersparnungsmöglichkeiten etc. Gut 1.500 „Follower“ (+11%) nutzten mit Jahresende den E-Control-Twitter-Kanal als zuverlässige Informationsquelle. Besonders für die Bereitschaft einer effektiven Informationsverbreitung im Krisenfall ist die Vernetzung vor allem auf Twitter sowie die Beobachtung und die Analyse des allgemeinen Twitter-Aufkommens heutzutage ausgesprochen wichtig.

Abgesehen von den eigenen Beiträgen (Posts) auf Facebook und Twitter wurde die E-Control im Laufe des Jahres in über 650 Beiträgen anderer Nutzerinnen und Nutzer erwähnt, die in Summe auf eine Reichweite von 3,5 Mio. potentieller Leserinnen und Leser kamen.

Auf dem Kanal auf YouTube wurde auch 2020 die erfolgreiche Serie von zweiminütigen Erklärfilmen zu verschiedenen Themen fortgesetzt. 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. Allein auf YouTube wurden die Erklärfilme über 30.000-mal aufgerufen.

Die Erklärfilme, von denen 2020 acht neue veröffentlicht wurden, werden neben YouTube auch auf Facebook, auf Twitter, auf der E-Control-eigenen Website sowie bei Messen und Veranstaltungen. Über alle Kanäle hinweg addierten sich die Aufrufe der Erklärfilme im Jahr 2020 auf rund 340.000.

Eine spannende Neuerung wurde Mitte des Jahres testweise eingeführt. Seither ist die Hotline der E-Control auch über den meistgenutzten Social-Media-Kanal Österreichs, nämlich per WhatsApp, erreichbar.

Schlichtungsstelle der E-Control

Im Berichtsjahr bearbeitete die Schlichtungsstelle rund 1.440 Anliegen von Strom- und Gaskundinnen und -kunden. Dabei wurden 337 Schlichtungsanträge eingebracht. Anfragen und zum Teil Beschwerden konnten durch schriftliche bzw. telefonische Beantwortung geklärt werden. Zu den häufigsten Themen zählen nach wie vor Nachverrechnungen und Unklarheiten bei der Strom- und Gasabrechnung sowie Zahlungsschwierigkeiten.

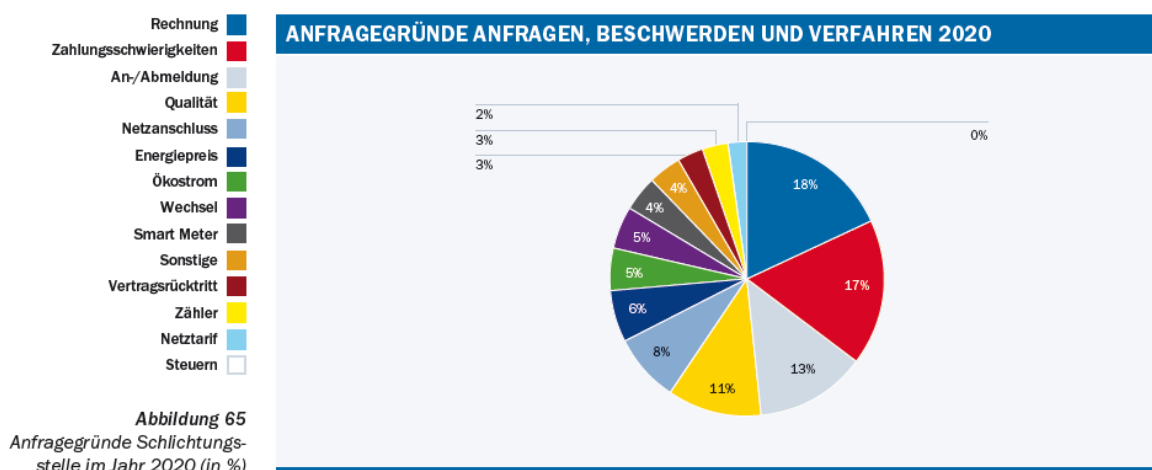


Abbildung 65
Anfragegründe Schlichtungsstelle im Jahr 2020 (in %)

Quelle: E-Control

Anlässlich der COVID-19-Ausnahmesituation konnten viele Strom- und Gaskundinnen und -kunden im Berichtsjahr ihren Zahlungsverpflichtungen nicht mehr vollständig nachkommen. Zur Vermeidung von dadurch veranlassten Strom- und Gasabschaltungen einigte sich die Branche in den Monaten April bis Juni 2020 auf einen Abschaltverzicht. In den nachfolgenden Monaten verzeichnete

die Schlichtungsstelle jedoch wieder eine vermehrte Anzahl von Abschaltankündigungen und Abschaltungen.

Darüber hinaus beschäftigen die Schlichtungsstelle Probleme bei An- und Abmeldungen und Beschwerden zur mangelnden kommerziellen Qualität der Strom- und Gasunternehmen (Pünktlichkeit der Rechnungslegung, Erreichbarkeit etc.). Zu beobachten war auch, dass Eingaben zum Themenkomplex Netzanschluss, insbesondere im Zusammenhang mit der Errichtung von Einspeiseanlagen, zunehmen. Detaillierte Informationen über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle im Jahr 2020 werden in einem eigenen Bericht im März 2021 veröffentlicht.

Im ersten Halbjahr 2020 wurden die Verfahrensrichtlinien der Schlichtungsstelle umfassend überarbeitet und gelangen seit dem 1.5.2020 zur Anwendung. Der FAQ-ähnliche Aufbau soll einen einfachen und verständlichen Zugang zum Ablauf von Schlichtungsverfahren gewährleisten. Um das Einbringen eines Schlichtungsantrags zu erleichtern, steht seit Mitte des Jahres ein Webformular auf der Website der E-Control zur Verfügung.

STATISTISCHE ERHEBUNGEN

Die Regulierungsbehörde erfüllt statistische Aufgaben als Teil der österreichischen Bundesstatistik in den Bereichen der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft.

Die Daten wurden bis Mitte 2020 von den meldepflichtigen Unternehmen über E-Mail bzw. den elektronischen Datenaustausch (EDA) übermittelt. Nun wurde eine neue verschlüsselte Übertragungsmöglichkeit via Fileshare eingerichtet, die von allen Datenmeldern zu verwenden ist. Den für die Meldung zuständigen Personen der einzelnen Unternehmen wurde ein personalisierter Zugang zur Verfügung gestellt. Insgesamt wurden 1.150 Zugänge eingerichtet und 1.680 Meldeordnerangelegt. Die Verarbeitung der eingegangenen Meldungen erfolgt automatisch.

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

Eurostat-Preiserhebungen

Die E-Control meldet die durchschnittlichen Haushaltspreise und Nicht-Haushaltspreise für Strom und Gas nach Verbrauchergruppen und Größenklassen an Eurostat und kommt damit ihren internationalen Meldepflichten in diesem Bereich nach. Jährlich werden die Anteile der einzelnen Größenklassen an der jeweiligen Verbraucherkategorie übermittelt. Zur Erfüllung der Meldepflicht werden die entsprechenden Preiskomponenten bei Lieferanten und Netzbetreibern halbjährlich erhoben.

Zahl der Meldepflichtigen und Meldungen

Eine Unterscheidung des Datenvolumens nach Anwendungsgebieten – Statistik, Monitoring, Energielenkung – ist insofern schwierig, als Daten für mehrere Zwecke notwendig und in den jeweiligen Verordnungen definiert sind, allerdings nur einmal tatsächlich erhoben werden. Da sich bei einer Untergliederung nach Anwendungsgebiet Doppelzählungen ergeben würden, werden hier die Anzahl der Datenmelder und die Menge der erhobenen Daten in ihrer Gesamtheit dargestellt.

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	-	-	126	122
Großabnehmer	(12 NB)	-	-	56
Anzahl Zeitreihen	5.800	260	2.800/4.000	14.600

Abbildung 66
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	30	-	121	124	
BKO	1	-	-	-	
Erzeuger	-	11	62	429	
Lieferanten	-	-	180	171	
Großverbraucher	(33 NB)	-	-	681	
Anzahl Zeitreihen	5.450	250	4.300/12.350	60.900	

Abbildung 67
Anzahl der meldepflichtigen Unternehmen und Datenmeldungen aus dem Bereich Elektrizität

Quelle: E-Control

Erinnernde Kontakte

Im Jahr 2020 gab es folgende „erinnernde“ Kontakte zu Meldepflichtigen im Bereich Statistik, Energielenkung, Monitoring:

GAS				
Anzahl der Erinnerungen/Mahnungen/RSB-Schreiben	Erinnerungen (E-Mail)	Mahnungen 1.+2. (E-Mail)	RSB-Schreiben	Meldepflichtige Unternehmen
tägliche, wöchentliche, monatliche Meldungen	124	14	-	76
halbjährliche Meldungen	59	24	1	94
Jahresmeldungen	60	15	1	210

Abbildung 68
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	798	237	1	183
halbjährliche Meldungen	231	128	11	219
Jahresmeldungen	517	220	14	1.405

Abbildung 69
Anzahl der erinnernden Kontakte aus dem Bereich Elektrizität

Quelle: E-Control

COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

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

Neben der jährlichen Erstellung eines Corporate Governance Berichtes, der umfassenden Schulung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der E-Control sowie der andauernden internen Beratung in allen Compliance-relevanten Fragestellungen durch den Compliance Officer werden weitere Schritte zur Vertiefung und fortwährenden Verbesserung des bereits implementierten Compliance Systems der E-Control unternommen.

Um die Anforderungen an die Informationssicherheit und den Datenschutz bestmöglich zu gewährleisten, betreibt die E-Control ein Informationssicherheits-Managementsystem nach ISO 27001, welches im Jahr 2019 erfolgreich zertifiziert und dessen Einhaltung heuer von externen Prüfern wieder bestätigt wurde.

Schwerpunkte in der Informationssicherheit waren die Erarbeitung und Beübung einer Security-Incident-Response-Richtlinie sowie die Einführung eines Intrusion-Prevention-Systems. Mithilfe dieser Werkzeuge kann nun bei Vorliegen eines Sicherheitsvorfalles rasch und zielgerichtet reagiert werden.

Aufgrund der vermehrten Home-Office-Nutzung wurden ein neues E-Learning-System aufgebaut und laufend Awareness- und Schulungsmaßnahmen, insbesondere für das sichere Arbeiten von zu Hause und bei Videokonferenzen, abgehalten.

Im Bereich Datenschutz wurde das Datenschutz-Managementsystem weiter ausgebaut und die datenschutzrechtliche Beratung für Verarbeitungstätigkeiten der E-Control durch den Datenschutzbeauftragten durchgeführt.