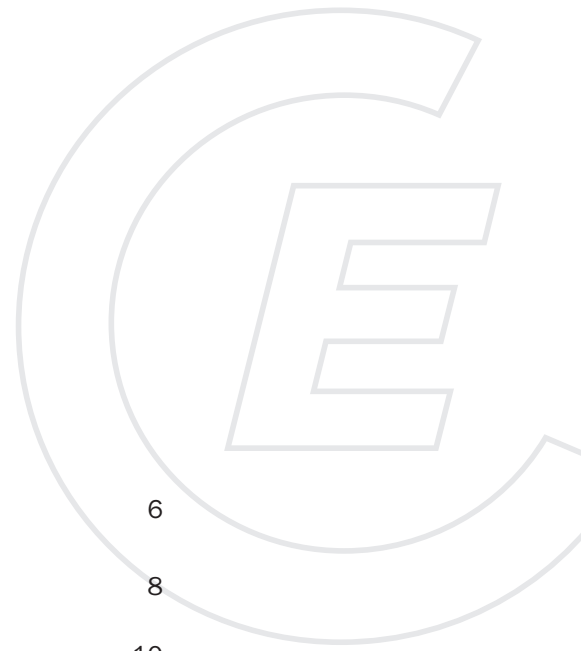


TÄTIGKEITSBERICHT 2023
BERICHTSJAHR 2022

UNSERE ENERGIE HAT VIELE MOTIVE.





INHALT

Vorwort

> Vorwort Leonore Gewessler, Bundesministerin	6 8
> Vorwort Mag. Dorothea Herzele, Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control	10
> Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. und Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA, Vorstand der E-Control	12

Krisenjahr 2022

> Hintergründe	16 19
> Kurzfristige Auswirkungen der Krisen	20
> Mittel- und längerfristige Auswirkungen der Krisen	22
> Energielenkung	24

Stromversorgung, Gasversorgung

> Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs	28 30
> Aufbringung	33
> Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität	34
> Kennzeichnung	40

Preisentwicklungen

> Die Funktionsweise der Energiemärkte und die Merit Order List	42 44
> Haushaltspreise für Strom und Gas	46
> Großhandelspreise Strom	51
> Großhandelspreise Gas	55
> Exkurs zu Kohle, Öl und CO ₂	63
> Der LNG-Markt	64



Konsument:innenschutz	70
> Abschaltungen und Vertragsauflösungen	72
> Preisänderungen	74
> Energiearmut	74
> Weiterentwicklung des Haushaltsmarkts	75
> Anliegen der Konsument:innen	76
> Stärkung des Konsument:innenschutzes	79
<hr/>	
Services der E-Control	84
> Energie-Hotline und Schlichtungsstelle	86
> Tarifkalkulator	86
> Weitere Online-Informationsservices	87
> Mobilitätsapplikationen	88
> Social Media	89
> Informationsstelle für Markteintritt und Marktaustritt	91
> Statistische Erhebungen und Publikationen	92
<hr/>	
Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene und in Österreich	94
> Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene	96
> Rechtsentwicklungen in Österreich	100
<hr/>	
Netzregulierung	106
> Kostenermittlung und wesentliche Entwicklungen 2022 und 2023	108
> Entwicklung der Netzentgelte	109
> Netzinfrastruktur Strom	114
> Netzinfrastruktur Gas	119
<hr/>	

Marktregeln und Wettbewerb	124
> Strom	126
> Gas	131
> Gleichbehandlungsberichte und Prüfung der Wechselplattformen	133
<hr/>	
Überwachung des Großhandelsmarkts	136
> Überwachung	138
> Vertiefende Untersuchung von Verdachtsfällen	139
> Ausgewählte REMIT-Fälle	141
> Grenzüberschreitende Untersuchungsgruppe	141
> Europäische Ebene	142
<hr/>	
Compliance, Informationssicherheit und Datenschutz	144
> Compliance	146
> Informationssicherheit und Datenschutz	148
<hr/>	
Jahresabschluss	150
<hr/>	



VORWORT



VORWORT



Credit: BMK/Cajetan Perwein

Leonore Gewessler

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

Der brutale russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat im Februar 2022 unsere Welt auf den Kopf gestellt. Er bringt unendliches Leid für die Menschen in der Ukraine. Dieser Krieg zeigt uns aber auch, wie verletzlich wir hier in Österreich sind, solange wir abhängig von russischem Gas und fossilen Energieimporten sind.

Russland hat Österreich an die Gasleine gelegt. Unsere Gasversorgung war zu 80% von Lieferungen aus Russland abhängig. Das waren bewusste politische Entscheidungen über Jahrzehnte – und spätestens seit Februar vergangenen Jahres wissen alle: Das war ein Fehler. Viele waren sich sicher, dass Russland immer Gas liefern und der Markt alles regeln wird. Im vergangenen Jahr haben wir festgestellt, dass Russland die Lieferungen bewusst einschränkt und jederzeit aus politischem Kalkül stoppen kann. Das hatte soziale und wirtschaftliche Auswirkungen in Österreich. Die Preise für Strom und Energie stiegen an, was die Menschen in unserem Land vor zum Teil große finanzielle Schwierigkeiten stellte.

In einer gemeinsamen Kraftanstrengung haben wir es geschafft, die Auswirkungen des Angriffskriegs, die befürchtete Energieknapp-

heit im Winter und die hohen Gas- und Strompreise weitestgehend einzudämmen und abzufedern.

Wir gehen bewusster mit der Ressource Energie um: Der Strom- und Gasverbrauch sinkt. Im Dezember 2022 ging der Stromverbrauch im Vorjahresvergleich um 6,3% zurück, der Gasverbrauch um 10,7% – trotz durchschnittlich niedrigerer Temperaturen als im Vorjahr.

Wir beschleunigen den Ausbau der erneuerbaren Energie: 2022 wurden Investitionen in Photovoltaikanlagen mit einer Spitzenleistung von rund 1.300 Megawatt nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) gefördert. Seit 2020 wurde in Österreich mehr Photovoltaik-Leistung zugebaut als in den 20 Jahren davor. Hinter diesen Förderungen stehen Unternehmen und Haushalte, die mit dem Bau der Photovoltaikanlagen einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Energiewende leisten.

Die Energiekosten-Abfederungsmaßnahmen wirken. Seit Dezember 2022 reduziert der Stromkostenzuschuss für eine bestimmte Verbrauchsmenge den Strompreis für Haushalte auf 10 Cent pro kWh. Kosten, die darüber hinausgehen, höchstens jedoch 30 Cent, übernimmt der Bund. Beim Netzkos-

tenzuschuss wird für einkommensschwache Haushalte zusätzlich ein Teil der Netzkosten übernommen. Weitere Erleichterungen für Haushalte brachten das Energiekostenausgleichsgesetz sowie der Klimabonus. Für Unternehmen wurde mit dem Unternehmens-Energiekostenzuschussgesetz ein Kostenausgleichsinstrument geschaffen. Schließlich wurde im Dezember 2022 die Abfederung der hohen Kosten für die Beschaffung von Netzverlustenergie beschlossen.

Unsere Gasspeicher sind gefüllt. Dazu beigetragen haben die Beschaffung einer strategischen Gasreserve des Bundes im Ausmaß von 20 TWh, die Schaffung von Anreizen für Unternehmen zur Gaseinspeicherung und das Gasdiversifizierungsgesetz, das die höheren Kosten für die Lieferung von Gas aus nicht-russischen Quellen abdeckt.

Die E-Control hat im Jahr 2022 Außerordentliches geleistet: Einrichtung eines Krisenteams, engmaschiges Monitoring der Versorgungslage, Aufbereitung von Informationen für die Öffentlichkeit, Anlaufstelle für Konsument:innen und Marktteilnehmer:innen, Durchführung von Energielenkungsübungen, die gemeinsame Ausarbeitung von Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgungslage

– das ist nur ein Teil der Tätigkeiten, die die E-Control 2022 mit unermüdlichem Einsatz erbrachte. Der Tätigkeitsbericht gibt einen bemerkenswerten Einblick in die Dichte, Intensität und Vielzahl der Themen und Herausforderungen, die das Jahr 2022 energiepolitisch geprägt haben.

Für die Anstrengungen, das Engagement und die hochprofessionelle Arbeit möchte ich mich bei den Vorständen sowie den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der E-Control ganz herzlich bedanken. Mit Blick auf die weiterhin spannenden Herausforderungen freue ich mich auf die Fortsetzung unserer gut eingespielten und bewährt konstruktiven Zusammenarbeit.



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



Mag. Dorothea Herzele

Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control

Das vergangene Jahr war für heimische Konsument:innen sehr herausfordernd. Noch nie hat es so viel Verunsicherung auf den Energiemärkten gegeben wie 2022. Die Preise für Strom und Gas haben enorme Steigerungen erfahren, die Kosten für Energie werden für manche Haushalte zu einem immer größeren Problem. Zudem haben viele Energielieferanten ihre Kund:innen gekündigt oder Verträge mit deutlich höheren Preisen angeboten. Eine Situation, die viele Haushalte zum Verzweifeln bringt. Gerade in diesen unsicheren Zeiten ist es für Konsument:innen enorm wichtig, sich auf neutrale und sachliche Informationen verlassen zu können und auch einen Ansprechpartner zu haben, der ihnen bei Fragen und Problemen mit Strom oder Gas hilft. Die E-Control als unabhängige Regulierungsbehörde für den Strom- und Gasmarkt übernimmt genau diese Aufgaben. Sie bietet umfassende Unterstützung, Hilfestellung bei Problemen und veröffentlicht eine Fülle von informativem Wissen.

Auch auf staatlicher Seite wurden Unterstützungsmaßnahmen ins Leben gerufen, die

dazu beitragen sollen, Strom und Gas weiterhin leistbar zu halten. Allerdings kann hier das Ende der Fahnenstange noch nicht erreicht sein. Gerade vulnerable Gruppen dürfen nicht mit ihren Problemen allein gelassen werden!

Hauptschuld an der Energiekrise im Jahr 2022 war der russische Angriffskrieg auf die Ukraine, der auch das Thema der sicheren und leistbaren Versorgung mit Strom und Gas stark in das Bewusstsein der Menschen gebracht hat. Die E-Control hat auch in diesem Bereich im letzten Jahr hervorragende Arbeit geleistet. Schließlich galt es, sich umfassend auf einen möglichen Totalausfall der Lieferung von russischem Gas nach Österreich vorzubereiten. Die Auswirkungen eines solchen Szenarios wären sowohl für Konsument:innen, aber vor allem auch für Industrie und Unternehmen enorm. Dank eines milden Winters und Energieeinsparungen sind derzeit die Gasspeicher gut gefüllt und damit auch die Versorgung gesichert. Aber es gibt noch keine Entwarnung.

Daneben galt es für die E-Control aber auch, ihre vom Gesetz übertragenen Aufgaben weiterhin in vollem Umfang zu erfüllen. Sei es die Implementierung eines neuen Regulierungssystems, die Schaffung von Rahmenbedingungen für das Gelingen der Energiewende, die Weiterentwicklung der Regeln für das Funktionieren des Markts oder die zunehmend europäischer werdende Marktüberwachung – um nur einige der gesetzlichen Aufgaben zu nennen. Der vorliegende Tätigkeitsbericht gibt einen Überblick über die Fülle an Aufgaben, die von der E-Control im vergangenen Jahr zu bewältigen waren. Und er zeigt, dass hier exzellente Arbeit geleistet wurde.

Die Mitarbeiter:innen der E-Control sind im letzten Jahr enorm unter Druck gestanden. Nicht nur die massive Zunahme an Anfragen bei der Beratungsstelle, sondern generell in der Regulierungsbehörde – von Marktteilnehmern, Industrieunternehmen oder Medien – hat zu einem deutlich höheren Arbeitsaufkommen geführt. Dieses wurde von allen Mitarbeiter:innen mit großem Engagement

gemeistert. Dafür möchte ich mich ganz herzlich bedanken.

Auch die Zusammenarbeit zwischen dem Vorstand der E-Control und dem Aufsichtsrat war stets von Professionalität geprägt. Auch dafür gilt mein aufrichtiger Dank. Und ich bin zuversichtlich, dass wir auch im heurigen Jahr in gewohnt vertrauensvoller Weise miteinander umgehen und zusammenarbeiten werden.

In diesem Sinne möchte ich mich beim Vorstand, bei allen Mitarbeiter:innen, bei den Mitgliedern der anderen Organe, bei meinen Kolleg:innen im Aufsichtsrat und bei Frau Bundesministerin Leonore Gewessler sehr herzlich bedanken.



Mag. Dorothea Herzele
Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.

Vorstand der E-Control

Das Jahr 2022 war aufgrund der massiven Krisen das herausforderndste Jahr seit Beginn der Liberalisierung. Der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine im Februar hat bei den heimischen Konsument:innen zu einer großen Verunsicherung bezüglich der Versorgungssicherheit mit Gas, aber auch Strom geführt, und gleichzeitig haben die Energiepreise bisher nie gekannte Höhen erreicht.

Vorbereitungen auf die Krise – die Energielenkung

Am 24. Februar 2022 wurde in der E-Control ein Krisenteam eingerichtet, um die aktuelle Versorgungslage täglich zu analysieren, Informationen zusammenzustellen und auszuwerten sowie Maßnahmen für den Krisenfall vorzubereiten. Für die Konsument:innen und Marktteilnehmer werden diese Analysen tagessaktuell auf der Homepage veröffentlicht. Objektive Informationen können gerade in schwierigen Zeiten dazu beitragen, Verunsicherung zu reduzieren. Vorbereitungen auf einen Energielenkungsfall haben die Mitarbeiter:innen in der E-Control massiv beschäftigt. Die Ziele von Energielenkungsmaßnahmen sind dabei klar: Es geht vor allem um die Aufrechterhaltung der Gas- und Stromversorgung, um den Schutz besonderer Kundengruppen, um die Gleichbehandlung aller Kund:innen und um die Minimierung volks-

wirtschaftlicher Schäden. Entsprechende Maßnahmen im Gasbereich wurden daher so weit wie möglich vorbereitet, abgestimmt und koordiniert, um für den Ernstfall bestmöglich gerüstet zu sein. Damit aus einer möglichen Gaskrise keine Stromkrise wird, gab und gibt es eine enge Abstimmung zwischen den beiden Bereichen. Anfragen – sei es von Medien, Marktteilnehmern oder Industrieunternehmen, ob schriftlich, mündlich oder persönlich – zeitnah, sachlich und neutral zu beantworten, stand im Jahr 2022 im Mittelpunkt der Arbeit in der Regulierungsbehörde. Die sichere Versorgung mit Gas und Strom, Vorbereitungen für den Ernstfall und die Bereitstellung objektiver Informationen stehen auf der Agenda der E-Control auch weiterhin ganz oben.

Preise in ungeahnten Höhen

Bereits im Herbst 2021 sind die Strom- und Gaspreise deutlich nach oben gegangen, was sich im Jahr 2022 fortgesetzt hat. Nicht nur die Haushalte, sondern auch die Industrie sah sich mit steigenden Energiepreisen konfrontiert. Die Haushaltsenergiepreise für bestehende Verträge wurden noch durch längerfristige Beschaffungsstrategien der Versorger gedämpft. Jene für Neukund:innen stiegen aber insbesondere im dritten Quartal 2022 rasant an. Vor allem auf den Großhan-

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Vorstand der E-Control



delsmärkten für Strom und Gas kam es zu bisher nie dagewesenen Preisspitzen, was mit einiger Verzögerung letztendlich auch bei den Konsument:innen angekommen und in den Haushaltsbudgets zu spüren ist. Die Kostensteigerungen waren dabei vor allem auf die Energiepreise zurückzuführen. Der Energieanteil bei Strom hat sich im vergangenen Jahr deutlich geändert. Lag er früher bei etwa einem Drittel der gesamten Stromrechnung, hat er sich im Jahr 2022 auf rund 60 Prozent erhöht. Im Gasbereich lag der Energiekostenanteil schon immer deutlich höher – bei knapp 50 Prozent –, ist aber im vergangenen Jahr weiter gestiegen und macht mittlerweile über zwei Drittel der Gesamtkosten aus. Um die massive Teuerung im Energiebereich abzufedern, wurden von der Bundesregierung verschiedene Maßnahmen gesetzt. Die E-Control stellt dabei in etlichen Bereichen ihr Know-how bei Berechnungen, Analysen und Informationen zur Verfügung. Konsument:innen in diesen schwierigen Zeiten zu unterstützen, sieht die E-Control als unerlässlich an.

Konsument:innenschutz steht im Fokus

Von größerer Bedeutung als je zuvor waren daher in den vergangenen Monaten Regelungen zum Schutz der Konsument:innen. Die E-Control nimmt hier eine große Verunsicherung wahr. Das führt dazu, dass das

Informationsbedürfnis enorm zunimmt und die Menschen vermehrt auf Hilfe angewiesen sind. Die Services der E-Control werden dementsprechend stark nachgefragt und mussten erweitert werden, um dem Ansturm an Fragen und Beschwerden gerecht zu werden. Eine Anlaufstelle für Konsument:innen, die Probleme am Energiemarkt haben, ist ein zentrales Element, damit das Vertrauen in den Markt nicht verloren geht bzw. wiedergewonnen wird.

Beratungsstelle wichtig wie nie

Die Beratungsstelle der E-Control mit der Energie-Hotline und der Schlichtungsstelle hat im Jahr 2022 einen bisher nicht gekannten Boom erlebt. So verzeichnete die Beratungsstelle rund 30.000 Anfragen und Beschwerden (das ist ein Plus von 260% gegenüber 2021) und die Schlichtungsstelle weitere 2.800 Anfragen und Beschwerden (das ist ein Plus von 120%) und 1.800 Verfahren (+180%). Der Tarifikalkulator, seit jeher das meistgenutzte Tool der E-Control, verzeichnete ein Allzeit-Hoch mit einer Verdreifachung der Besuche von 288.000 im Jahr 2021 auf 880.000 im Jahr 2022. Die Homepage der E-Control dient als zentrale Informationsquelle. Auch hier hat sich die Zahl der Besuche mehr als verdreifacht (+231%), von 895.000 im Jahr 2021 auf 2.966.000 vergangenes

Jahr. Nicht nur diese Zahlen belegen, dass es etliche Probleme am Energiemarkt gibt, die es gilt, gemeinsam zu lösen. Im Sinne der Konsument:innen sollten daher alle Anstrengungen unternommen werden, um rasch dringend benötigte Hilfe bieten zu können und das Vertrauen in den Markt zu festigen.

Auch die Netze waren betroffen

Die Entwicklungen auf den Energiemärkten hatten 2022 auch Auswirkungen auf die Strom- und Gasnetze. Für die Stromverteilernetzbetreiber war im vergangenen Jahr bereits ein stabiles Regulierungsmodell in Kraft. Dieses hätte aufgrund höherer Investitionen in die Netze zwar auch zu höheren Netzkosten geführt, dies wurde allerdings durch die gestiegenen Kosten für die Beschaffung von Netzverlustenergie stark überlagert. Diese Kosten sind massiv gestiegen, was wiederum Auswirkungen auf die Netzentgelte Strom hatte. Um die Haushalte nicht zusätzlich zu belasten, wurde von der Bundesregierung beschlossen, zumindest im ersten Halbjahr 2023 einen Teil des Kostenanstiegs abzufedern. Eine entsprechende Novelle bei den Netztarifen wurde Anfang 2023 von der E-Control finalisiert.

Auf die Gasnetztarife hatten die erhöhten Energiepreise deutlich geringere Auswirkungen, trotzdem gab es auch hier – vor allem

aufgrund der gestiegenen Gaskosten im Fernleitungsnetz – Steigerungen. Bei einer Beruhigung der Energiepreise ist auch bei den Netzentgelten wieder mit Senkungen zu rechnen, wie dies auch in den vergangenen Jahren der Fall war.

Schritt für Schritt zur Energiewende

Die Bedeutung der erneuerbaren Energien ist größer denn je. Der Krieg in der Ukraine und seine Konsequenzen auf die Energiemärkte erfordern es, sich rasch von der Abhängigkeit von russischem Gas zu lösen. Der Ausbau der Erneuerbaren hat damit zusätzlich an Bedeutung gewonnen. Es geht nicht mehr „nur“ um die Klimaziele, sondern auch um die Leistbarkeit und Verfügbarkeit von Energie. Das Erneuerbare-Ausbau-Gesetz (EAG), das 2022 vollständig in Kraft getreten ist, leistet dazu einen wichtigen Beitrag. Und das Bewusstsein für erneuerbare Energie ist im vergangenen Jahr noch einmal deutlich gestiegen. Vor allem bei den Photovoltaikanlagen war ein regelrechter Boom zu erkennen, was sich auch bei der Netzinfrastruktur bemerkbar machte. Fragen zu Netzanschluss-themen waren auf der täglichen Agenda. Um für Konsument:innen hier Hilfestellung zu bieten, wurden eigene Leitfäden sowie Fragen und Antworten zum Thema veröffentlicht, ein Actionplan ist derzeit in Ausarbeitung. Auch

die Energiegemeinschaften erlebten einen Aufwärtstrend, der sich sicher noch verstärken wird.

Die Liberalisierung der Energiemärkte vor mehr als 20 Jahren war insgesamt ein großer Erfolg. Allerdings hat sich das bestehende Marktmodell als nicht ausreichend krisenfest erwiesen. Die E-Control begrüßt deshalb die Diskussionen auf EU-Ebene zu möglichen Verbesserungen im Marktmodell.

Daneben galt es für die E-Control aber auch, ihre laufenden gesetzlichen Aufgaben weiterhin mit aller Sorgfalt zu bewältigen. Das ist in vollem Umfang gelungen, was ausschließlich aufgrund der hohen Expertise und des unermüdlichen Einsatzes der Mitarbeiter:innen der E-Control möglich war.

Auf die Regulierungsbehörde warten aber auch im Jahr 2023 viele Herausforderungen

und mit dem Energieeffizienzgesetz auch neue Aufgaben, die die E-Control gerne an- und wahrnimmt. All ihre Aufgaben kann die E-Control allerdings nur erfüllen, wenn alle Mitarbeiter:innen weiterhin mit einem derart großen Engagement bei der Sache sind. Wie gut die Regulierungsbehörde auch in Krisenzeiten funktionieren kann, hat sie 2022 eindrucksvoll bewiesen.

Wir möchten uns deshalb bei unseren Mitarbeiter:innen 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 2022 bedanken. Wir freuen uns auf ein weiterhin gutes Miteinander.



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



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control



KRISENJAHR 2022

*Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit
und Leistbarkeit stehen vor
Herausforderungen*





KRISENJAHR 2022

Die Klimakrise ist bereits seit Jahren bestimmendes Thema in der Energieregulierung und der Energiewirtschaft allgemein. Betrachtet man das klassische Zieledreieck der Energieregulierung – die Nachhaltigkeit der Energieversorgung, die Versorgungssicherheit und die Leistbarkeit von Energie gekoppelt mit der Wettbewerbsfähigkeit der Märkte, so verorten sich die Analyse sowie das Entwerfen von Maßnahmen und Umsetzen von gesetzlichen Regelungen zur Bewältigung der Klimakrise insbesondere in diesem genannten Bereich der Energieregulierung. Allerdings sind der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und die Bewältigung neuer Anforderungen im Stromnetz auch ein wichtiges Thema für die Versorgungssicherheit.

Die COVID-19-Krise der Vorjahre flachte 2022 merklich ab (vgl. hierzu den CEER-Bericht *„Analysis of the COVID-19 Pandemic’s Effects on the Energy Sector – Second Report“*). Der dadurch ausgelöste Wirtschaftsaufschwung wirkte allerdings bereits als erster Preistreiber in einer Tendenz, die sich im Laufe des Jahres 2022 zu einer Preiskrise entwickelte. Die Großhandelsmärkte waren zwar weiterhin von einem funktionierenden Wettbewerb geprägt, jedoch auf einem sehr hohen Preisniveau, wodurch die Leistbarkeit der Energie sowohl für Unternehmen als auch für Haushalte zum Problem wurde.

Zugleich wirkten die preistreibenden Effekte des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine und die verstärkten Bemühungen um die kurzfristige Gas- und Stromversorgungssicherheit, die dadurch notwendig wurden. Die gemeinsame Aktivität auf europäischer und nationaler Ebene gipfelte in dieser Hinsicht in den neuen Regelungen zur Einspeicherung von Gas für den Winter 2022/2023. Diese wurden dann nationalstaatlich umgesetzt und führten europaweit zu hohen Speichersständen zu Beginn der Heizsaison. Nach Sicherung der Energieversorgung für den Winter kam es zu einer Entspannung in diesem Bereich, wobei sogleich mit Bemühungen im Sinne der Versorgungssicherheit für den nächsten Winter begonnen wurde.

Damit waren alle Zieldimensionen des Dreiecks der Energieregulierung im Jahr 2022 von wenigstens einer, meist jedoch mehreren Krisen zugleich betroffen. Aus diesem Grund war es wesentlich, dass auch die Bewältigungsmaßnahmen immer in Hinblick auf mehrere Zieldimensionen entworfen, geprüft und umgesetzt wurden – wenn möglich in Bezug auf alle drei.

Hintergründe

Die österreichische Gasversorgung ist in hohem Maße von Importen abhängig. Bereits im Herbst 2021 war allerdings festzustellen, dass die von Gazprom genutzten Speicher in Europa nicht wieder befüllt wurden. Auch die russischen Gasflüsse nach Europa wurden kontinuierlich reduziert, zunächst im Oktober 2021 über die Yamal-Pipeline. Während im Februar 2022 noch ca. 80% des österreichischen Gasverbrauchs durch Importe aus Russland gedeckt wurden, führten danach diverse Faktoren zu einer Reduktion dieses Anteils. Ab Kriegsbeginn wurden auch die Importe russischen Gases über die Ukraine verringert, bis hin zur kompletten Einstellung der Lieferungen über Nord Stream 1 im September 2022. Es wurden andere Importquellen verstärkt genutzt und um zusätzliche Anbieter erweitert. Die nicht-russischen Quellen setzen sich aus norwegischem Gas, LNG und – zu kleinen Teilen – Gas aus Nordafrika bzw. Zentralasien zusammen. Diese Importe erfolgen im Wesentlichen über die Transportrouten durch Deutschland und Italien.

Berechnungen der E-Control zeigen, dass damit der Anteil russischen Gases an der Gasversorgung in Österreich im Zeitraum von März bis Dezember 2022 auf 53% gesenkt werden konnte. Im Durchschnitt lag der Anteil im Gesamtjahr 2022 bei 58%. Dieser Anteil zeigt sich, ebenso wie die Gasimporte, monatlich unterschiedlich. Im Laufe des Jahres 2022 schwankten sowohl die absoluten Men-

gen, die über unterschiedliche Routen importiert wurden, als auch die Einschränkungen der russischen Gazprom für die unterschiedlichen europäischen Käufer stark.

Im Strombereich nutzt Österreich für den Ausgleich zwischen Sommer- und Winterproduktion das europäische System. Exportüberschüssen im Sommer stehen Importüberschüsse im Winter gegenüber. Aus diesem Grund ist für die Versorgungssicherheit in Österreich die Erfüllung innereuropäischer Verträge besonders wichtig. Erworbene Transportrechte und eingegangene Bezugsrechte müssen auch in Krisenzeiten honoriert werden. Auch die effiziente Bewirtschaftung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten sowohl im Gas als auch im Strom ist von zentraler Bedeutung. Das engmaschige europäische Energienetz fungiert als Absicherung aller beteiligter Nationalstaaten. Wie die Diskussionen im Jahr 2022 gezeigt haben, ist dafür ein koordiniertes Vorgehen der EU-Mitgliedstaaten notwendig (vgl. dazu auch die CEER-Presseaussendung zur [Synchronisierung des ukrainischen Stromnetzes mit dem kontinentaleuropäischen Netz](#)).

Die Energiekrise ist aber nicht nur eine Mengenkrise, sondern auch eine Preiskrise. Die Beschaffungskosten der Strom- und Gaslieferanten erhöhten sich während des Jahres 2022 laufend. Typischerweise sichern Lieferanten einen großen Teil ihres Absatzes

über Verträge 12–24 Monate im Vorhinein ab. Dadurch kam es nicht sofort zu einem Preisschock. Zusätzliche Absatzmengen für Neukund:innen mussten aber zu aktuellen Preisen eingekauft werden. Hinzu kamen auch erhöhte Transaktionskosten. Normalerweise wird ein großer Teil des Handels über bilaterale Geschäfte abgeschlossen, oftmals

über Broker. Dabei werden zur Risikoabsicherung bilaterale Limits vereinbart. Steigende Preise führen dazu, dass diese Limits relativ schnell aufgezehrt werden. Um weiterhin handeln zu können, bleibt dann nur der Weg zur Börse, die aber höhere Transaktionskosten verursacht.

Kurzfristige Auswirkungen der Krisen

Die oben skizzierten multiplen Krisen hatten während des Jahres 2022 eine Reihe unmittelbarer Auswirkungen und lösten Sofortmaßnahmen aus.

> ENTSO-E (der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber) erstellt auf Basis der EU-Verordnung zur Risikovorsorge (2019/941) regelmäßig Prognosen zur Versorgungssicherheit („Summer Outlook/Winter Review“, „Winter Outlook/Summer Review“). Die regelmäßigen Simulationen für den europäischen Strommarkt, die hierfür durchgeführt werden, wurden intensiviert. In enger Zusammenarbeit mit ENTSG (dem Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber) wurden vorläufige Ergebnisse auch außerhalb der veröffentlichten Berichte vor Regulatoren und Mitgliedstaaten im Rahmen der ECG (Electricity Coordination Group) präsentiert und diskutiert. Durch die probabilistische Herangehensweise kann dabei eine Viel-

zahl an verbrauchs- und erzeugungsseitigen Bedingungen bewertet werden. Im Gegensatz zur nationalen Betrachtungsebene des Versorgungssicherheitsberichts der E-Control wird in den Analysen der ENTSO-E vor allem auch die Möglichkeit durch grenzüberschreitenden Stromaustausch berücksichtigt. Anhand der Simulationsergebnisse im Winter-Outlook 2022–2023 wurde vonseiten der ENTSO-E auf die starke Abhängigkeit des europäischen Stromsystems von Gaskraftwerken und erhöhte Risiken im Vergleich zu den letzten Jahren hingewiesen. Für Österreich wurden keine temporär beschränkten Unterdeckungssituationen für den Winter 2022/2023 identifiziert. Weder im Basisszenario noch in den Sensitivitätsszenarien (mit kritischeren Annahmen) wurden Unterdeckungen für das österreichische Marktgebiet attestiert.

> Methodisch konsistent mit den standardisierten Analysen der ENTSO-E erstellte der

österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG einen zusätzlichen Stresstest für die Versorgung im Winter 2022/23. Dabei wurden auch besonders kritische Szenarien mit erhöhter Nachfrage, zusätzlich eingeschränkten Kapazitäten der europäischen Atomkraft und der Kohleverstromung sowie auch Einschränkungen der Gasverstromung in Europa thematisiert. In den kritischen Szenarien, die allerdings mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit behaftet sind, wären auch in Österreich Lastunterdeckungen möglich. Die APG kam jedoch auch zum Schluss, dass diese durch zusätzliche Monitoring-Tätigkeiten und rechtzeitige Präventionsmaßnahmen (Sparaufrufe, Lastverschiebungen) handhabbar wären und es auch im kritischsten Szenario zu keiner Strommangelsituation kommen werde. Außerdem wird darauf hingewiesen, dass kein erhöhtes Blackout-Risiko erwartet wird.

> Die Vorbereitungen für den Winter auf europäischer und nationaler Ebene konzentrierten sich auf erhöhte Einspeicherungen und die Erschließung alternativer Angebotsquellen für Gas (im Wesentlichen LNG-Lieferungen). Das reduzierte Angebot aus Russland und die gestiegene Nachfrage führten zu steigenden und zeitweise sehr volatilen Gaspreisen auf den europäischen Beschaffungsmärkten. Deutliche, nachhaltige Preissteigerungen vor allem für Endkund:innen waren die Folge. Um diese abzufedern, wurden ab Herbst 2022

Maßnahmen wie Energiekostenzuschüsse und Stromkostenbremse auf Bundes- und Bundesländerebene eingeführt.

> Zugleich verschlechterte sich aber auch die wirtschaftliche Situation der Versorger, insbesondere der kleinen und unabhängigen Unternehmen. Die Teilnahme am Strom- und Gasmarkt ist nicht kostenlos. Händler und Versorger müssen z.B. ihr Risikomanagement anpassen, Gasmengen, die eingespeichert werden, vorfinanzieren und Sicherheiten hinterlegen, die sich an den Gaspreisen orientieren. Die hohen Gas- und Strompreise und damit die erhöhten Kosten der Marktteilnahme drängten einige Versorger aus dem Markt. Die Anzahl der Angebote für Neukund:innen ging deutlich zurück. Wie der *Preismonitor der E-Control* zeigt, gab es Ende 2022 keine nennenswerten Einsparpotenziale bei einem Wechsel des Gas- und Stromanbieters.

> Der österreichische Gesetzgeber ergriff eine Reihe von Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung. Hierunter fielen u.a. die Einführung der strategischen Gasreserve, das Use-it-or-lose-it-Prinzip für Gasspeicher, Maßnahmen zur Stromverbrauchsreduktion und zur Gasdiversifizierung. Um Haushalte in Zeiten extremer Energiepreise möglichst rasch zu unterstützen, wurden ein Energiekostenausgleich und eine Stromkostenbremse beschlossen, während Unternehmen von einem eigenen Energiekostenzuschuss profitierten.

- > Bereits ab Herbst 2021 machte sich ein deutlich gesteigertes Aufkommen an Anfragen an die Konsument:innenservices der E-Control bemerkbar. Dies wurde insbesondere durch die Preisanstiege ausgelöst, aber auch durch Kündigungen von Lieferverträgen für Haushalte und Probleme bei der Durchführung und Abwicklung dieser Vertragsänderungen und -beendigungen. Dadurch stieg der Informationsbedarf der Kund:innen insgesamt erheblich, ebenso die Zahl der Beschwerden, die bei der E-Control einlangten. Im Jahr 2022 gingen 33.400 telefonische und schriftliche Anfragen und Beschwerden an der Beratungsstelle der E-Control ein. Das entspricht einem Zuwachs von 250% im Vergleich zum Vorjahr. Die Schlichtungsstelle der E-Control führte 1.800 Verfahren durch, das sind rund 190% mehr als im Jahr 2021. Mit Stichtag 31. Dezember 2022 waren weitere 600 Anträge auf Streitschlichtung in Bearbeitung.
- > Unter den Marktbedingungen 2022 brauchten erneuerbare Anlagen keine Förderung und im Marktprämiensystem laut EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz) würden auch keine Prämien ausbezahlt werden. Dies spiegelte sich auch darin wider, dass viele Anlagenbetreiber die Bilanzgruppe der OeMAG verließen, damit einhergehend auch die Förderung ruhend stellten und den Strom selbst vermarkteten.

Mittel- und längerfristige Auswirkungen der Krisen

Zugleich wurden mittel- und längerfristige Entwicklungen ausgelöst sowie entsprechende Maßnahmen ergriffen bzw. Prozesse angestoßen.

- > Durch kurzfristige Maßnahmen zu Bewältigung der Krisen konnte die Energieversorgung für den Winter 2022/23 gut abgedeckt werden. Es wurde aber auch unmittelbar mit den Vorbereitungen für die Sicherstellung der Versorgung 2023/24 angeschlossen. Obwohl keine der Analysen auf eine Unterdeckung mit Energie für diesen Winter hinwies, wurde die Arbeit

an potenziellen Notfallmaßnahmen fortgesetzt. Eine Voraussage lässt sich aktuell nicht treffen. Im Zuge der Aktualität und Bereitschaft aller Akteure, sich mit dem Thema Energiekrise auseinanderzusetzen, wurden bestehende Krisenpläne im Jahr 2022 analysiert, weiter ausgearbeitet und verbessert. Diese Arbeiten beinhalteten breite Abstimmungsprozesse, die nicht innerhalb weniger Monate abgeschlossen werden können. Auch im nächsten Jahr wird daher mit hoher Intensität weitergearbeitet, um auf künftige Situationen bestmöglich vorbereitet zu sein.

- > Einerseits wurde durch die geringeren Gaslieferungen aus Russland die Arbeit zum Ausstieg aus Erdgas, der eigentlich für ca. 2040 erwartet wurde, drastisch vorgezogen. Da die erneuerbaren Alternativen noch nicht in allen Bereichen ausreichend entwickelt sind, bestand aber zugleich großer Druck bei der Suche nach alternativen fossilen Quellen. Auch der Abschluss neuer Langfristverträge für fossile Gaslieferungen ist nicht ausgeschlossen, um die Versorgungssicherheit längerfristig zu gewährleisten.
 - > Auch ein Ausbau des Gasleitungsnetzes im großen Stil schien ursprünglich nicht notwendig. Die Reduktion bzw. der Wegfall russischer Gaslieferungen im Jahr 2022 führten allerdings zu geänderten Flussrichtungen im Fernleitungsnetz. Um diese zu bewältigen, ist eine stellenweise Verstärkung der Netzinfrastruktur nötig, und um gestrandete Investitionen möglichst zu verhindern, konzentriert sich dieser zwischenzeitlich notwendige Ausbau auf Elemente, bei denen eine Zukunftsperspektive für die Wasserstoffnutzung besteht.
 - > Ein Boom beim Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung wurde ausgelöst, insbesondere bei den Photovoltaikanlagen.
- Auch die Energiegemeinschaften erlebten einen Anstieg. Das machte sich u.a. in den Netzinfrastrukturen bemerkbar, bei manchen Verteilernetzbetreibern kam es zu einer Verzehnfachung der Anfragen für PV-Anschlüsse, wodurch sich auch längere Bearbeitungsdauern erklärten. Im Rahmen ihrer gesetzlichen Aufgaben forderte die E-Control die Netzbetreiber zur Stellungnahme auf. Dabei zeigte sich, dass Verteilernetzbetreiber mit optimierten und digitalen Prozessen effizienter mit der aktuellen Situation umgehen konnten.
- > Die nationalen und internationalen Eingriffe zur Bewältigung der Krisen fanden 2022 hauptsächlich als kurzfristige gesetzgeberische Maßnahmen statt. Längerfristig ist jedoch an einer dauerhaften Anpassung der Energiemärkte zu arbeiten, die alle drei Zieldimensionen der Energieregulierung angemessen berücksichtigt und von Bestand sein kann. Arbeiten hierzu haben auf europäischer Ebene bereits begonnen (vgl. dazu z.B. den ACER-Bericht „ACER’s Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design“ und auch die E-Control-Veranstaltung „Energiemärkte in Bewegung – Chance oder Risiko?“ im Juni 2022).

Energielenkung

Mit Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine wurde bei der E-Control ein Krisenteam eingerichtet, das die Versorgungslage täglich analysiert, Informationen zusammenstellt und auswertet. Für Konsument:innen und Marktteilnehmer werden tagesaktuelle Informationen zur heimischen Gasversorgung veröffentlicht.

Die Ziele von Energielenkungsmaßnahmen sind die Aufrechterhaltung der Gas- und Stromversorgung (Druck, Spannung), der Schutz besonderer Kundengruppen (Haushalte, soziale Dienste), die Gleichbehandlung aller Kunden (soweit technisch und in der operativen Abwicklung möglich) und die Minimierung volkswirtschaftlicher Schäden.

Die Energielenkungsmaßnahmen im Gasbereich wurden bestmöglich von der E-Control koordiniert und vorbereitet, mit den Systemoperatoren und Netzbetreibern abgestimmt und die Marktteilnehmer über die Abläufe informiert. So wurden zahlreiche Informationsveranstaltungen und Kommunikationsübungen mit Netzbetreibern, Händlern und Versorgern sowie großen Verbrauchern abgehalten. Die Erkenntnisse daraus flossen in die Erarbeitung potenzieller Maßnahmen und Änderungen in den Marktregeln ein, wie auch die neuen bzw. absehbaren Verordnungen und Richtlinien aus Brüssel und die vie-

len Informationen, die die E-Control aus Datenerhebungen 2022 erhalten hat. Damit aus einer Gaskrise keine Stromkrise wird, gibt es auch eine enge Abstimmung zwischen Strom- und Gasbereich.

Diese Vorbereitungen sind wesentlich, damit auch in einem Fall eines vollständigen Lieferstopps russischen Gases die richtigen Schritte und effektive Maßnahmen schnell gesetzt werden können.

Um die von potenziellen verbrauchseinschränkenden Energielenkungsmaßnahmen am stärksten betroffenen Verbraucher – also Großabnehmer und lastganggemessene Endkunden mit einer Netzanschlussleistung größer 10 MW – optimal vorzubereiten, wurde ein Leitfaden zur Teilnahme an der sogenannten „FlexMOL“ erarbeitet und veröffentlicht. Zusätzlich wurde auch ein Leitfaden für die Organisation und Abwicklung von Verbrauchseinschränkungen für Endkund:innen publiziert.

Zudem hat E-Control mit dem sogenannten Maßnahmenrechner ein Tool entwickelt, um die Aufbringung und den Verbrauch von Gas in Österreich und mithin die Speicherreichweite in definierten Szenarien und in einem bestimmten Betrachtungszeitraum abzubilden. Sein primärer Zweck ist es, eine Abschät-

zung der Notwendigkeit und der Wirkung von einschränkende Maßnahmen notwendig?“
Einschränkungen des Gasverbrauchs durch- und wenn ja „Welche Maßnahmen sind in-
zuführen und somit zwei zentrale Fragen zu welcher Reihenfolge erforderlich?“
beantworten: „Sind (hoheitliche) verbrauchs-

ENERGIELENKUNG

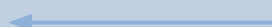
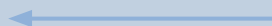
Wenn Gas oder Strom knapp werden, greift das Energielenkungsgesetz 2012. Es sieht eine Kaskade möglicher Maßnahmen vor. In einem Gas-Energielenkungsfall könnte das z.B. so aussehen:

Normale, stabile Versorgungssituation



Marktkonforme Maßnahmen

- > Sparaufrufe
- > Produktionssteigerung
- > Generelle Vorgabe
- > FlexMOL
- > Substitution bei Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme
- > Einschränkung von Großabnehmern
- > Substitution
- > Belieferungsstopp einzelner Sektoren
- > Einschränkung von lastgemessenen Kunden
- > Strategische Reserve
- > Zugriff auf Speicher
- > Solidarität durch andere EU-Staaten



Versorgungskrise



Zu diesem Thema führte die E-Control im November eine **Informationsveranstaltung** durch, die aufgezeichnet wurde und auf der Website angesehen werden kann.

Einzelne Schritte werden regelmäßig in **Krisenübungen simuliert**, um für den Fall der Fälle vorbereitet zu sein.

- Die **E-Control** unterstützt die Maßnahmenplanung durch die Erhebung und Analyse von Daten und das Errechnen von Szenarien.
- Die **E-Control** fungiert als Kommunikationsdrehscheibe für nationale und internationale Stakeholder.
- Die **E-Control** trägt zur Vorbereitung der Regelungen für Großabnehmer bei.
- Die **E-Control** unterstützt die Vorbereitung und Umsetzung der Energielenkungs-Maßnahmen-VO des BMK und erlässt die Mehrverbrauchsgebühren-VO zu Beanreizung von Verbrauchsreduktionen.

... damit die Versorgung von Haushalten und grundlegenden sozialen Diensten aufrechterhalten werden kann.

... damit der volkswirtschaftliche Schaden so gering wie möglich ausfällt.



STROM- VERSORGUNG, GASVERSORGUNG

*Versorgungssicherheit trotz Krisen
auf hohem Niveau*



STROMVERSORGUNG, GASVERSORGUNG

Die rückläufigen Verbrauchszahlen von Strom und Gas im Jahr 2022 sind auf eine Vielzahl von Faktoren zurückzuführen, wobei das warme Wetter wesentlich für den Gasverbrauch und die hohen Preise gekoppelt mit gezielten Sparanstrengungen ausschlaggebend für den Stromverbrauch waren. Aufbringungsseitig wurde aufgrund der Wetterbedingungen weniger Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt als im Vorjahr. Die Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasquellen zeigten Wirkung und der Anteil russischen Erdgases an der Versorgung in Österreich sank drastisch.

Die Versorgungssicherheit der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft mit Strom und Gas war 2021 weiterhin auf hohem Niveau, mit gewohnt kurzen Ausfallsdauern. Auch die kommerzielle Qualität der Dienstleistungen, welche die Strom- und Gasnetzbetreiber gegenüber ihren Kund:innen erbringen, war 2021 hoch. Zahlen für 2022 sind noch in Ausarbeitung, doch die Anfragen an die E-Control lassen auf eine außergewöhnliche Belastung der Netzbetreiber durch z.B. eine Vervielfachung der Anfragen zum Thema Netzanschluss von PV-Anlagen und verlängerten Bearbeitungs- und Wartezeiten schließen.

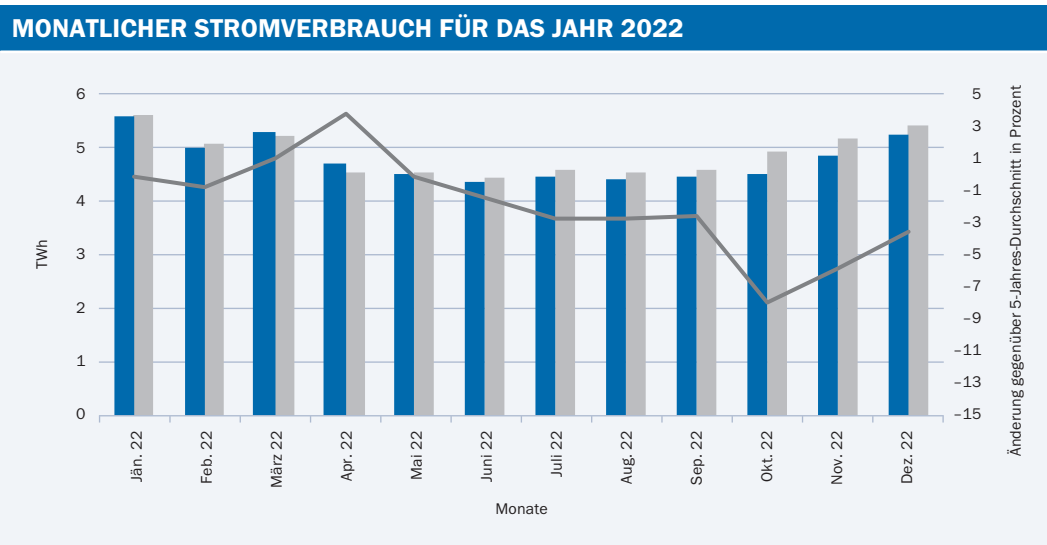
Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs

Der Strom- und Gasverbrauch im Jahr 2022 war niedriger als im Vorjahr, was sich auf mehrere Faktoren zurückführen lässt. Hohe Preise führten zu einer Verbrauchsreduktion insbesondere in der Industrie, warmes Wetter zu einer Reduktion bei den kleineren Verbrauchern. Die Monate März, April und September waren überdurchschnittlich kalt, während die restlichen Heizmonate überdurchschnittlich warm waren.

Im Jahr 2022 wurden in Österreich 57,4 TWh Strom an Endkund:innen abgegeben. Das sind etwa 1,3 TWh oder 2,2% weniger als 2021. Im ersten Halbjahr 2022 war der Verbrauch sogar höher als im Vergleichszeitraum 2021, die Verbrauchsreduktion kam also im

zweiten Halbjahr zustande, insbesondere im Oktober (-8%). Rechnet man auch die industrielle Eigenerzeugung mit ein, ging der Verbrauch im Jahr 2022 sogar um 2,8% zurück. Abbildung 1 zeigt den monatlichen Stromverbrauch 2022 im Vergleich zum 5-Jahreschnitt. Das EU-Ziel, mindestens 10% Strom einzusparen, wurde in keinem Monat erreicht. Selbst in den warmen Monaten Oktober und November 2022 wurde nicht ausreichend Strom gespart, um den Vorgaben zu genügen. Der relativ große Abstand zum 5-Jahresverbrauch im Oktober war auch auf die warmen Temperaturen zurückzuführen.

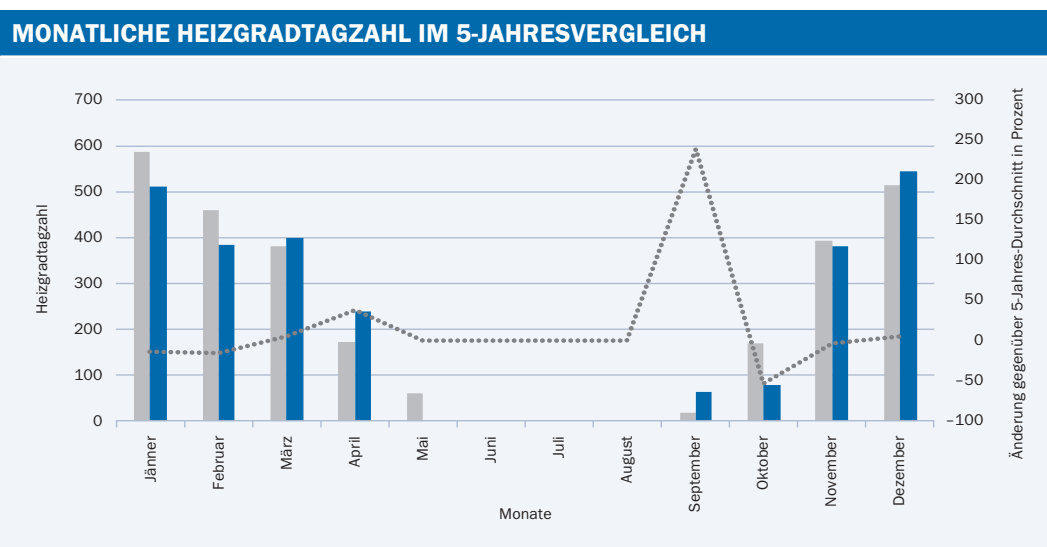
Der Gasverbrauch war in Österreich maßgeblich von der Heizgradtagzahl beeinflusst. Die



■ Verbrauch aktuell
 ■ Verbrauch Durchschn. 5 Jahre
 / Änderung gegenüber 5-Jahres-Durchschnitt (rechts)

Abbildung 1
 Monatlicher Stromverbrauch für das Jahr 2022 und im Vergleich mit dem 5-Jahres-Durchschnitt

Quelle: E-Control



■ 5-Jahresschnitt
 ■ 2022
 / Abweichung 2022 (rechts)

Abbildung 2
 Monatliche Heizgradtagzahl für das Jahr 2022 und im Vergleich mit dem 5-Jahres-Durchschnitt

Quelle: ZAMG

Heizgradtagzahl ist die Summe der Temperaturdifferenzen zwischen einer bestimmten, konstanten Raumtemperatur und der durchschnittlichen Lufttemperatur (sofern diese niedriger ist als die festgelegte Raumtemperatur). Diese Zahl lag zum Beispiel im Oktober 2022 um 53% unter dem 5-Jahresschnitt (2017–2021), im November 3% darunter (s. Abbildung 2). Dies hatte ebenfalls Auswirkungen auf den Strom-, vor allem aber auf den Gasverbrauch.

Insbesondere hervorzuheben ist die Entwicklung ab Beginn der Heizsaison 2022/23. Während der Gasverbrauch im Oktober um 25% und im November um 13% unter dem 5-Jahresschnitt lag, war der Verbrauch im Dezember durch die kalten Temperaturen ledig-

lich um 8% geringer als der 5-Jahresschnitt (s. Abbildung 3). Für die Monate August bis Dezember konnte eine Verbrauchsreduktion um 15% erreicht werden. Die EU-Vorgabe, den Gasverbrauch für diesen Zeitraum um mindestens 15% zu senken, wurde daher erfüllt.

Die reduzierten Gasverbräuche ermöglichten eine Speicherbefüllung bis weit in den November und teilweise noch in den Dezember hinein. Die typische Speichersaison wurde dadurch um knapp einen Monat verlängert und der maximale Gasspeicherstand wurde am 18. November 2022 mit 91,3 TWh (95,5% Speicherstand) erreicht. Ende des Jahres waren immer noch etwa 83,6 TWh (87% Speicherstand) eingespeichert. Im Jahr davor

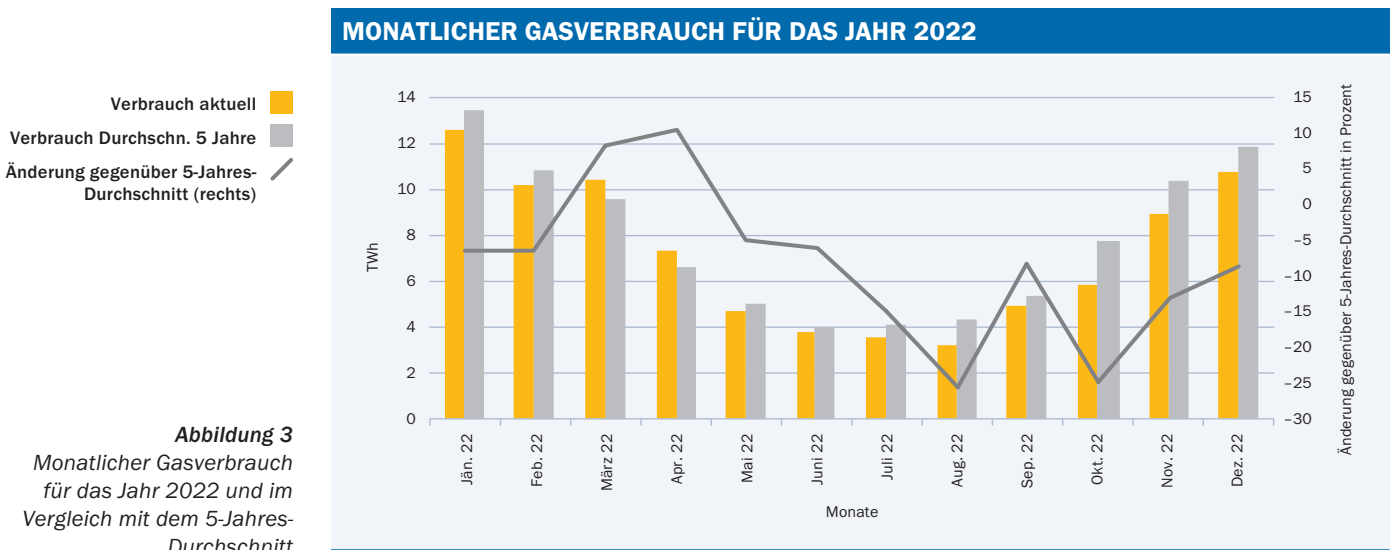


Abbildung 3
 Monatlicher Gasverbrauch für das Jahr 2022 und im Vergleich mit dem 5-Jahres-Durchschnitt

Quelle: E-Control

war das Maximum am 24. Oktober 2021 mit 54,5 TWh erreicht.

Unter der Annahme, dass Haushalte ihren Verbrauch ähnlich reduziert haben wie die restlichen Kleinverbraucher, ergibt sich eine Verbrauchsreduktion bei Gas von durchschnittlich 1.200 kWh im Jahr 2022 (bei einem Durchschnittskunden mit 15.000 kWh Jahresverbrauch). Bewertet man diese Verbrauchsreduktion mit den durchschnittlichen Bestandskundentarifen der jeweiligen Monate, so ergibt sich eine Ersparnis von insgesamt

etwa 90 €. Bei Kund:innen, die einen neuen Vertrag im Jahr 2022 abgeschlossen haben, beläuft sich eine rechnerische Ersparnis allerdings auf bis zu 200 €.

Im Strombereich ist bei den Haushalten eine kleine Verbrauchsreduktion zu erkennen. Sowohl Großverbraucher als auch kleinere Verbraucher haben ihren Stromeinsatz im Jahr 2022 nur um gut 2,8% gegenüber 2021 reduziert. Die finanziellen Einsparungen eines Haushalts belaufen sich deshalb grob auf magere 55 € pro Jahr.

Aufbringung

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) trat 2022 vollständig in Kraft. Es verfolgt die zentrale Zielsetzung, den Gesamtstromverbrauch in Österreich bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Quellen zu decken. Der jährliche *EAG-Monitoringbericht* der E-Control zeigt den Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien, die Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs, die Entwicklung der Förderkosten sowie die Zielsetzungen und den aktuellen Grad der Zielerreichung. Die erste Ausgabe wurde 2022 veröffentlicht und belegt für 2021 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von 71%. Verglichen mit 2020 wurde in Wasserkraftwerken weniger Strom erzeugt, in Anlagen anderer erneuerbarer Erzeugungstechnologien mehr. Insgesamt ergab sich aber ein

Minus von 2.433 GWh gegenüber 2020 (vgl. Abbildung 4). Die installierte Leistung erneuerbarer Erzeugungsanlagen betrug 2021 um 1.003 MW mehr als im Vorjahr.

Hinsichtlich der Quellen österreichischen Gases ergab sich 2022 eine wesentliche Verschiebung. Während früher etwa 80% russisches Gas waren (inklusive des russischen Gases, das über andere EU-Länder nach Österreich kommt, also nicht direkt vertraglich aus Russland importiert wurde), sank dieser Anteil in den Wintermonaten Oktober bis Dezember mengengewichtet auf 36%. Im Jahreschnitt ergaben sich 58%, die monatlichen Werte schwankten allerdings. Die Quote russischen Erdgases in der österreichischen Aufbringung hängt auch von den Bedarfen der

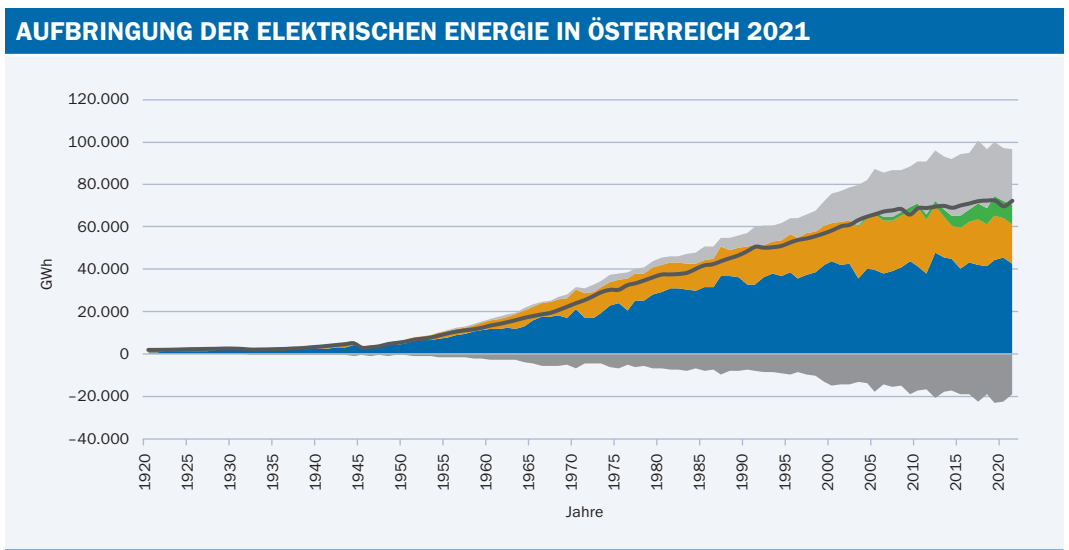


Abbildung 4
Aufbringung der elektrischen Energie in Österreich 2021

Quelle: E-Control

Importeure andernorts ab. Wird bei gleichbleibenden Importen nach Österreich z.B. wenig Bedarf aus Ungarn, Slowenien oder Italien

angemeldet, verbleibt mehr russisches Gas in Österreich.

Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität

Die Krisen des Jahres 2022 stellten die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität vor enorme Herausforderungen. Trotzdem gelang es, die Energieversorgung in Österreich auf sehr hohem Niveau sicherzustellen. Die letztverfügbaren Daten – für 2021 – zeigen sogar eine nochmalige Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit.

STROM-VERSORGUNGSSICHERHEIT

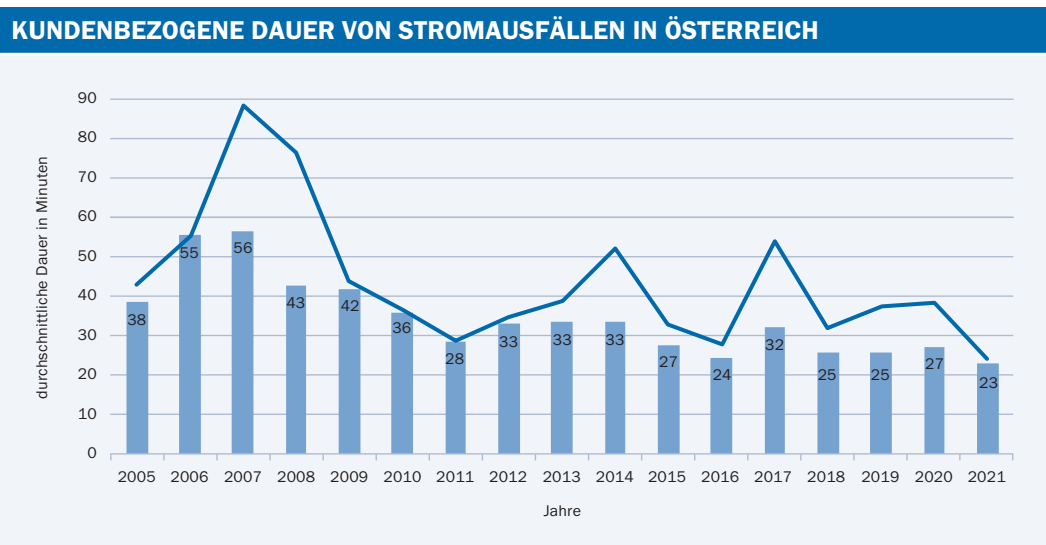
Im Rahmen der jährlichen Erhebung der *Ausfall- und Störungsdaten (AuSD)* erfassen und melden alle österreichischen Netzbetreiber alle ihre Stromausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde an die E-Control. Das umfasst die Ursache, Anzahl der betroffenen Netzbetreiber, betroffene Leistung und andere für die statistische Auswertung relevante Daten.

Darüber hinaus müssen die von den Netzbetreibern für das vorangegangene Kalenderjahr berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen der kundenbezogenen Nichtverfügbarkeit (SAIDI) und der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI) sowohl an die E-Control übermittelt als auch auf der eigenen Internetseite veröffentlicht werden.

Die Verfügbarkeit der Stromversorgung war 2021 weiterhin sehr gut. Die durchschnittliche kundenbezogene Ausfallsdauer aufgrund ungeplanter Stromausfälle lag bei lediglich 23 Minuten, was den geringsten Wert seit dem Jahr 2003 und damit seit Erhebungsbeginn darstellt (vgl. Abbildung 5). Insgesamt betrug die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit (SAIDI) – exklusive regional außerge-

wöhnlicher Ereignisse (RAE) – in Österreich für das Jahr 2021 37,06 Minuten, die neben den 23 Minuten ungeplanter Versorgungsunterbrechungen (exklusive RAE) auch 14,06 Minuten geplanter Unterbrechungen enthalten. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Anzahl der Netzbenutzer.

Bei der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI) – ebenfalls exklusive RAE – lag der Wert für das Jahr 2021 in Summe bei 37,56 Minuten, bestehend aus 16,19 Minuten geplanter und 21,37 Minuten ungeplanter Versorgungsunterbrechungen (exklusive RAE). Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die installierte Scheinleistung der Transformatoren.



■ SAIDI
 / SAIDI inkl. RAE

Abbildung 5
 Kundenbezogene Dauer von Stromausfällen in Österreich, 2005 bis 2021

Quelle: E-Control

Die Sicherheit der Stromversorgung in Österreich war im Jänner 2022 auch Thema einer von der E-Control ausgerichteten Online-Fachveranstaltung. Außerdem erstellt die E-Control alljährlich einen Monitoringbericht zur Stromversorgungssicherheit.

Auch die Wahrnehmung der Bevölkerung zeigt große Zuversicht in die österreichische Energieversorgung. In einer Ende 2021 durchgeführten Umfrage hielt die überwiegende Mehrheit die Energieversorgung in Österreich für sehr (49%) oder eher (45%) zuverlässig (vgl. den Konsument:innenschutzbericht der E-Control).

GAS-VERSORGUNGSSICHERHEIT

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit gegenüber den Kund:innen auf dem Gasmarkt sind gemäß § 6 GWG 2011 Erdgasunternehmen zuständig, die nach den Grundsätzen einer sicheren Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen zu agieren haben. Sie haben diese Grundsätze als Unternehmensziele zu verankern. Unter „Sicherheit“ versteht das GWG sowohl die Sicherheit der Versorgung mit und die Bereitstellung von Erdgas als auch die Betriebssicherheit und die technische Sicherheit.

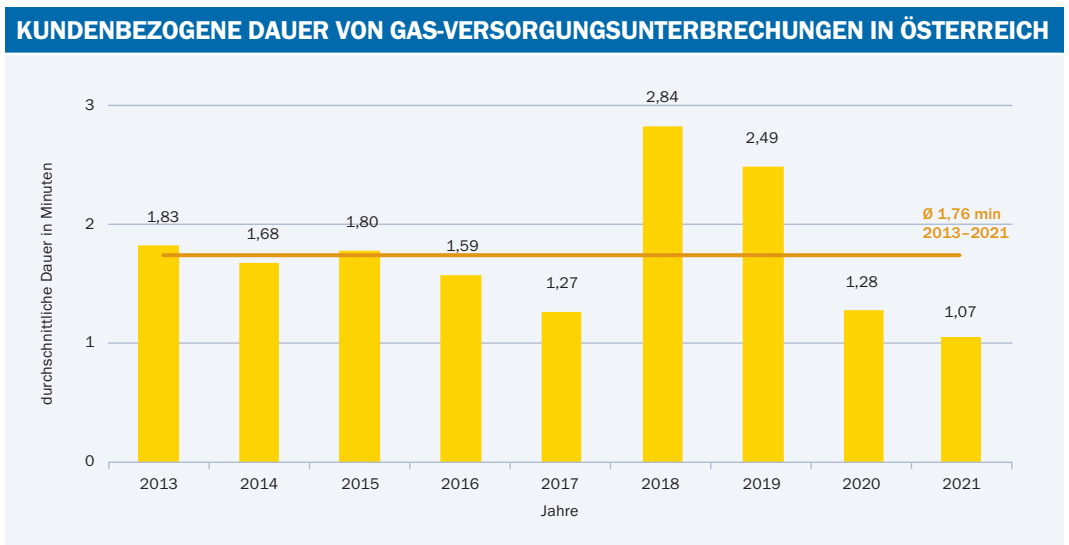


Abbildung 6
 Kundenbezogene Dauer
 von Gas-Versorgungsunter-
 brechungen in Österreich,
 2013 bis 2021

Quelle: E-Control

Der sichere technische Betrieb ist Aufgabe der Gasnetzbetreiber. Auf der Basis der Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung der E-Control erhebt diese jährlich bei 21 Gasverteilernetzbetreibern die Kennzahlen der *Ausfall- und Störungsdaten Gas* und veröffentlicht die Ergebnisse. Die Kennzahl für die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIDI) lag 2021 bei 1,07 Minuten (vgl. Abbildung 6). Dies entspricht einer Verbesserung gegenüber dem Jahr 2020.

Obwohl die durchschnittliche Dauer ungeplanter Stromausfälle sehr kurz ist, sind ungeplante Gas-Versorgungsunterbrechungen im Schnitt noch weitaus kürzer. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass unterirdisch verbaute Gasleitungen weniger von externen Umwelteinflüssen betroffen sind als Freileitungen im Strom.

Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt pro Jahr mit Ursache im Gas-Verteilernetz (SAIFI) stagnierte gegenüber dem Jahr 2020 bei 0,0034. Aus den Berechnungen der E-Control geht zudem hervor, dass die Unterbrechungsdauer in den Wintermonaten deutlich geringer ausfällt als während der Sommerzeit. Dies dürfte vorrangig auf eine höhere Gas-Abhängigkeit der Netzbenutzer in den Wintermonaten zurückzuführen sein. Insgesamt ist die Versorgungszuverlässigkeit sehr hoch.

Versorgungssicherheit durch Gasspeicher

In den österreichischen Gasspeichern können ca. 100% des gesamten Jahresgasverbrauchs Österreichs gespeichert werden, was einen Spitzenwert in Europa darstellt. Um dies zu nutzen, wurde kurz nach Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine eine nationale Gasreserve beschlossen, die zunächst 12,6 TWh betragen sollte, dann jedoch auf 20 TWh aufgestockt wurde. Im Rahmen von marktbasieren, transparenten, nichtdiskriminierenden und öffentlichen Ausschreibungsverfahren wurden in der ersten Runde 7,7 TWh von 12,6 TWh beschafft, nach der gesetzlichen Erhöhung der strategischen Reserve in der zweiten Runde weitere 12,3 TWh, davon 8,5 TWh Gas aus nicht-russischen Quellen. Nach zwei Ausschreibungen und der Einspeicherung über die Sommermonate stehen somit seit 1. November 2022 20 TWh für den Notfall in Österreich zur Verfügung. Die Gesamtkosten der beiden Ausschreibungen belaufen sich auf 3,95 Mrd. €.

Zusätzlich dazu waren für geschützte Kund:innen ca. 4,5 TWh eingespeichert, was dem monatlichen Durchschnittsverbrauch dieser Kundengruppe in den Wintermonaten Oktober bis März entspricht. Zusätzlich wurden knapp 8 TWh von Industriekunden direkt eingespeichert, das entspricht dem Durchschnittsverbrauch dieser Kundengruppe während knapp zwei Monaten. Weitere 18,7 TWh waren von österreichischen Gasversorgern zur Belieferung ihrer Endkunden in Öster-

reich eingespeichert worden. Mit der strategischen Reserve standen den österreichischen Endkunden somit zum 1. November 2022 mindestens 51 TWh zur Verfügung, d.h. eine Menge, die dem Gasverbrauch in Österreich von Dezember 2021 bis Ende April 2022 entspricht.

Versorgungsstandard für geschützte Kund:innen

Versorger geschützter Kund:innen müssen den Versorgungsstandard gem. Artikel 6 der EU-SoS-Verordnung (2017/1938) i.V.m. § 121 Abs 5 GWG 2011 einhalten. Die E-Control führte 2022 eine entsprechende Erhebung durch, um die Einhaltung dieses Standards für die Wintermonate Oktober 2022 bis März 2023 zu prüfen. Zu diesem Zweck wurden diese Versorger aufgefordert, Vertragsdetails ihrer Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge für die Versorgung ihrer geschützten Kund:innen offenzulegen. Um den Versorgungsstandard zu erfüllen, müssen Versorger nachweisen, dass sie auch für die folgenden drei Extremfälle über ausreichende Gasmen gen verfügen:

- a) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- b) eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt;

- c) für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Infolge des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine und der damit verbundenen Unsicherheit im Energiesektor wurden die Kriterien zur Erfüllung des Versorgungsstandards gegenüber den Vorjahren verschärft. Während für den Fall c) vormals auch Nachweise von OTC-Verträgen oder Termingeschäften ausreichten, akzeptierte die E-Control 2022 ausschließlich Nachweise entsprechender Speichermengen. Die Erhebung ergab, dass die Speicherinhalte der Versorger geschützter Kund:innen den für die Erfüllung des Versorgungsstandards erforderlichen Speichermengen entsprachen.

KOMMERZIELLE QUALITÄT

Die Netzdienstleistungsverordnungen für Strom und Gas legen eine Reihe von Standards der kommerziellen Qualität fest, die Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber einhalten müssen. Dazu zählen kurze Reaktionszeiten auf Anfragen, Beschwerden und Anträge der Kund:innen, die Einhaltung von vereinbarten Terminen und Rechnungslegungsfristen.

Abbildung 7 zeigt Kennzahlen der kommerziellen Qualität im Jahr 2021. Betreffend die rechtzeitige Rechnungslegung sowie zeitgerechte Rechnungs korrektoren bei Strom und Gas kam es bei einem großen Verteilernetzbetreiber erstmals zu zahlreichen Nichterfüllungen der vorgegebenen Standards.

KENNZAHLEN ANFORDERUNGEN DER KOMMERZIELLEN QUALITÄT 2021				
Kriterien zur kommerziellen Qualität	Strom		Gas	
	Anzahl	Erfüllungsgrad	Anzahl	Erfüllungsgrad
Anfragen und Beschwerden	1.957.116	98	372.909	99
Anträge Netzzutritt	53.926	98	7.230	99
Anträge Netzzugang	323.161	100	44.702	99
Zählereinbauten	110	100	8.581	100
Inbetriebnahmen von Messeinrichtungen	141.067	99	30.620	100
Rechnungslegung	7.891.932	95	1.540.990	93
Rechnungskorrekturen	88.604	85	17.085	70
Termineinhaltungen	1.551.461	99	187.932	99
Abschaltungen	11.859	100	1.309	100

Abbildung 7
Kennzahlen aus den Anforderungen an die kommerzielle Qualität der Netzbetreiber-Dienstleistungen, 2021

Quelle: E-Control

Weitere Details dazu finden sich im [Bericht zur kommerziellen Qualität der Strom-Verteilernetzbetreiber 2022](#) sowie im [Bericht zur kommerziellen Qualität der Gas-Verteilernetzbetreiber 2022](#).

Die Verordnungen zur Netzdienstleistungsqualität sehen außerdem vor, dass Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber Konsument:innen zentrale Informationen einfach und schnell zugänglich auf ihren Websites zur Verfügung stellen. Auch dies war 2021 in fast allen Fällen gewährleistet. Allerdings muss einschränkend erwähnt werden, dass mehrere sehr kleine Verteilernetzbetreiber keine eigene Website betrieben.

Zahlen für das Jahr 2022 können erst im Laufe des Folgejahres erhoben werden und waren daher mit Jahresende noch nicht verfügbar. Medial erfuhr insbesondere eine Steigerung der Anträge auf Netzzugang von PV-Anlagen Aufmerksamkeit, während an den Beratungsstellen der E-Control neben den Preiserhöhungen auch die Grundversorgung ein stark nachgefragtes Thema war. Zur Verbesserung der Situation der Konsument:innen in dieser schwierigen Marktlage veröffentlichte die E-Control Anfang 2023 eine Liste von 10 Forderungen an die Strom- und Gasunternehmen (vgl. Abbildung 33).

Kennzeichnung

Strom- und Gaslieferanten, die Endkund:innen in Österreich beliefern, müssen auf Rechnungen und Werbematerialien die Herkunft der gelieferten Energie sowie deren Umweltauswirkungen anführen. Grundlage dafür sind Herkunftsnachweise. Für die Stromkennzeichnung muss die gesamte Abgabemenge mit Herkunftsnachweisen belegt werden. In der Gaskennzeichnung werden Mengen, für die keine Herkunftsnachweise eingesetzt wurden, als Erdgas unbekannter Herkunft deklariert. Abgewickelt wird das Kennzeichnungssystem in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control.

Im Jahr 2022 wurde die Stromkennzeichnung zum letzten Mal in ihrer bisher bekannten Form dargestellt. Ab dem Jahr 2023 wird zwischen primärer und sekundärer Kennzeichnung unterschieden, wobei die primäre Kennzeichnung automatisch in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control generiert wird. Dies garantiert eine optisch einheitliche Ausweisung der Informationen durch die Stromlieferanten. Ab dem Jahr 2024 sind Lieferanten auch verpflichtet, den Anteil der gemeinsam mit dem Strom gehandelten Herkunftsnachweise auszuweisen. Dies schafft eine weitere Stufe an Transparenz.

Ähnlich wie in den Vorjahren wurden größtenteils Nachweise aus erneuerbaren Energieträgern, hauptsächlich Wasserkraft, für die Stromkennzeichnung eingesetzt. Der Anteil

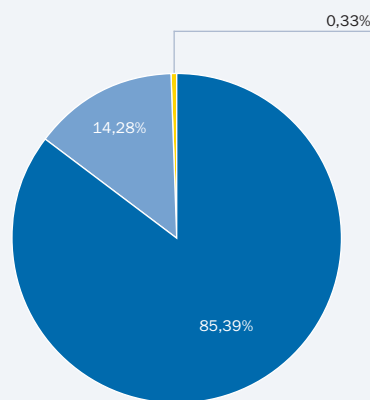
der eingesetzten Herkunftsnachweise aus fossilen Kraftwerken stieg mit 14,28% im Vergleich zum Vorjahr leicht (13,5%). Der Anteil der sonstigen Primärenergieträger (hauptsächlich Müllverbrennung) ging von 0,61% auf 0,33% zurück (s. Abbildung 8). Wie in der Vergangenheit wurden auch in der aktuellen Periode keine Nachweise aus nuklearen Kraftwerken verwendet.

Der Einsatz von Nachweisen aus dem Ausland war 2021 mit 32,1% etwas höher als im Vorjahr (28,13%).

Gemäß § 81 Abs 9 EAG müssen alle Anlagen, die in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control registriert sind, in einem frei zugänglichen Anlagenregister öffentlich einsehbar sein. Seit Herbst 2022 ist das Anlagenregister der E-Control online. Abrufbar sind Standort der Anlage, Technologie, Engpassleistung und Jahreseinspeisung.

Ebenfalls neu ist ab dem Jahr 2023 die Verpflichtung zur Gaskennzeichnung. Lieferanten sind dann, ähnlich wie im Strom, verpflichtet, die Herkunft des gelieferten Gases auf Rechnungen und Werbematerialien anzuführen. Das System der Gaskennzeichnung macht es auch möglich, unter Aufsicht der E-Control speziell Produkte aus dem Segment der erneuerbaren Gase anzubieten. Grundlage bilden wie im Strom Herkunftsnachweise, die in der Gasnachweisdatenbank der E-Control

DURCHSCHNITTLICHER ÖSTERREICHISCHER STROMMIX, 2021



- erneuerbare Energeträger
- fossile Energeträger
- sonstige Primärenergeträger

Abbildung 8
Durchschnittlicher österreichischer Strommix, 2021
(auf Basis eingesetzter Herkunftsnachweise)

Quelle: E-Control

ausgestellt werden. Die ersten belastbaren Ergebnisse der Gaskennzeichnung werden 2023 verfügbar sein.

Neben der technischen Umsetzung der neuen Stromkennzeichnung sowie der Implementierung der verpflichtenden Gaskennzeich-

nung wurde die Stromkennzeichnung aller Lieferanten gemäß § 78 Abs 5 EIWOG von der E-Control geprüft und die Ergebnisse im Strom- und Gaskennzeichnungsbericht 2022 veröffentlicht.



PREIS- ENTWICKLUNGEN

*Rekordpreise im dritten
Quartal verzeichnet*



PREISENTWICKLUNGEN

Konsument:innen und Industriekunden sahen sich 2022 mit steigenden Energiepreisen konfrontiert. Die Haushaltsenergiepreise für bestehende Verträge wurden noch durch längerfristige Beschaffungsstrategien der Versorger gedämpft, jene für Neukund:innen stiegen insbesondere im dritten Quartal 2022 rasant. Dies spiegelte eine noch nie dagewe-

sene Entwicklung auf den Großhandelsmärkten für Strom und Gas wider, die 2022 für ein insgesamt erhöhtes Preisniveau mit einigen beispiellosen Preisspitzen sorgte. Durch die geänderte Gas-Importstrategie infolge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine übernahm 2022 erstmals LNG auch für Österreichs Gasversorgung eine zentralere Rolle.

Die Funktionsweise der Energiemärkte und die Merit Order List

Strom- und Gasmärkte unterscheiden sich in einigen grundlegenden Eigenschaften von anderen Warenmärkten. Insbesondere sind es leitungsgebundene Energieträger, und die Transportkapazitäten im Netz sind beschränkt. Beim Strom kommt noch dazu, dass er nur begrenzt, z.B. in Speicherseen, speicherbar ist. Daher sichern Marktteilnehmer auf den Strom- und Gasmärkten zwar ihr Preisrisiko über mittlere bis längere Zeiträume im Vorhinein ab, es gibt jedoch immer die Notwendigkeit, Angebot und Nachfrage über kurzfristige Märkte in Einklang zu bringen, auf denen auch mehr Volatilität herrscht.

Unabhängig vom zeitlichen Rahmen können Geschäfte bilateral, über Broker oder an Börsen abgeschlossen werden. Während bilaterale Geschäfte die größte Flexibilität hinsichtlich der Produkte bieten, sind die Handelsteilnehmer an Börsen gegen das Kontrahentenrisiko abgesichert. Die Höhe der Sicherheiten, die für den Handel an der Börse

zu hinterlegen sind, hängt vom Handelsvolumen und von den erwarteten Börsenpreisen ab, wodurch es laufend zu Änderungen kommen kann.

Hintergrund ist, dass Lieferanten und Käufer von Terminkontrakten das Risiko, das sie gegenüber der zwischengeschalteten zentralen Gegenpartei verursachen, täglich glattstellen müssen. Das wird als „Margining“ bezeichnet. Beim Vertragsabschluss wird einmal ein Beitrag eingefordert, der dem Grundrisiko entspricht (initial margin). Bei Preisänderungen wird dann noch zusätzlich ein Beitrag für das gestiegene Risiko fällig (variation margin). Die Gegenpartei selbst ist nach den Vorgaben der Finanzregulierung kein Risikoträger. Wenn nun Preise steigen, steigt auch das Risiko, das ein Energieverkäufer darstellt, denn die Gegenpartei muss im Falle seines Ausfalls eine Ersatzbeschaffung durchführen, was wegen des Preisanstiegs teurer geworden ist. Der Käufer kann sich weiter auf die

Erfüllung des Vertrags verlassen. Beim Käufer ist sogar das Gegenteil der Fall. Steigende Preise reduzieren sein Risiko, da sein Ausfall als Zahler bedeutet, dass die Energie von der Gegenpartei zu einem höheren Preis verkauft werden kann als ursprünglich vereinbart. Die stellt daher ein geringeres Risiko für die Gegenpartei dar als der Verkauf zum alten Preis. Der Käufer bekommt daher bei steigenden Preisen sogar Geld zurück.

Die Öffentlichkeit wurde auf diesen Mechanismus vor allem im Zuge der Diskussionen rund um das Liquiditätsproblem der Wien Energie Ende August aufmerksam, aber auch andere Unternehmen in Europa standen vor ähnlichen Problemen. Die EU-Kommission nahm sich dieser Problematik in zwei delegierten Akten an, die Erleichterungen für Unternehmen beinhalten (eine delegierte Verordnung zur Änderung der Werte für die Clearingschwelle für Positionen in OTC-Warenderivatekontrakten und anderen OTC-Derivatekontrakten sowie eine weitere Verordnung mit befristeten Sofortmaßnahmen in Bezug auf die Anforderungen an Sicherheiten). Sie wurden Ende November im EU-Amtsblatt veröffentlicht.

Während im Fließhandel Geschäfte einzeln abgeschlossen und anhand der gebotenen Preise vergütet werden, ist insbesondere der Strommarkt für die Lieferung am Folgetag von Auktionen bestimmt. Bei diesen werden alle Angebote vom günstigsten zum teuersten gereiht („Merit Order List“) und am Ende gilt für alle erfolgreichen Angebote der Markt-

räumungspreis, d.h. der Preis des höchsten akzeptierten Angebots. Das waren 2022 in vielen Fällen Angebote für Strom aus Gas, deren Kosten sich an den Gasmarktpreisen orientierten. Die Mengen- und Preiskrise führte zu intensiven Diskussionen hinsichtlich einer Änderung dieser Marktorganisation. Insbesondere wurde von vielen gefordert, die Verbindung von Gas- und Strompreisen zu unterbrechen. Diese Forderung basierte allerdings oftmals auf der fehlerhaften Annahme, dass diese Verbindung auf einer regulatorischen Vorgabe beruhe. Allerdings stellt sich auf Märkten, auf denen homogene Güter verkauft werden, immer ein Preis ein, der sich an den teuersten Produktionskosten orientiert. Dieses ökonomische Gesetz bestätigt sich auch in der Realität, da der europäische Strommarkt sehr unterschiedliche Teilmärkte mit unterschiedlicher Organisation kennt. Im Endeffekt liegen die Preise aber auf allen Märkten auf dem Niveau der teuersten Technologie.

Stromerzeuger mit Produktionskosten unterhalb des Markträumungspreises („infra-marginale Technologien“) lukrieren daher Gewinne. Diese Gewinne beschränkten die europäischen Institutionen per Ratsverordnung (2022/1854) ab Dezember 2022 auf maximal 180 €/MWh, wobei eine gewisse Flexibilität zur Berücksichtigung nationaler Umstände vorgesehen war.

Haushaltspreise für Strom und Gas

In der Vergangenheit lag der Energieanteil bei Strom je nach Netzgebiet etwa bei einem Drittel des Gesamtpreises. Noch 2021 betrug der Anteil im Schnitt 36%. Im Dezember 2022 erhöhte sich dieser Wert allerdings bereits auf fast 60%. Dies zeigt, dass die Kostensteigerungen bei Haushalten im Jahr 2022 auf die reinen Energiepreise zurückzuführen waren, während die Netztarife noch konstant blieben und die Abgaben durch den Wegfall der Ökostromförderbeiträge und die Reduktion der Energieabgabe von ursprünglich 20% auf 2% sanken (vgl. Abbildung 9 und Abbildung 10).

Im Gasbereich war der Energiekostenanteil 2021 mit fast 50% höher als bei Strom. Mitt-

lerweile beträgt er über zwei Drittel der Gesamtkosten. Auch hier ist der Anteil der Abgaben durch die Reduktion der Energieabgabe stark gesunken (vgl. Abbildungen 11 und 12).

Die Entwicklung der Großhandelspreise spielt für den Energieanteil der Endkundenpreise eine zentrale Rolle. Dabei sind insbesondere die Terminkontrakte wichtig, da Lieferanten für ihre Kunden üblicherweise bereits 12–24 Monate im Vorhinein mit dem Energieeinkauf beginnen. Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Preise für eine Lieferung im Jahr 2023. Sie verdeutlicht auch, dass eine kurzfristigere Beschaffung in der angespannten Situation 2022 dazu führt, dass

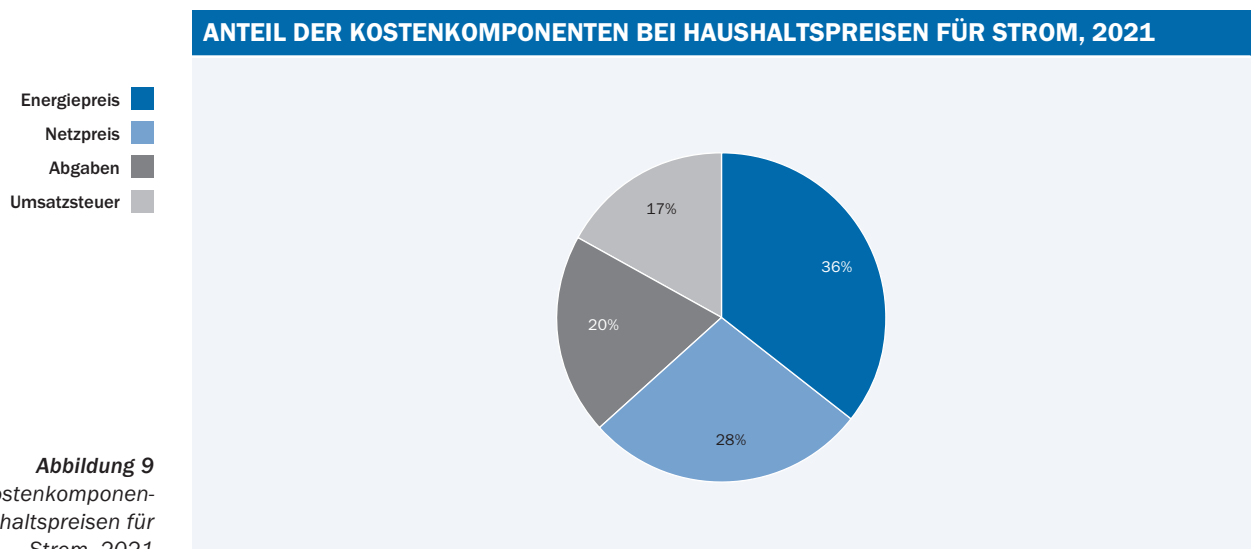
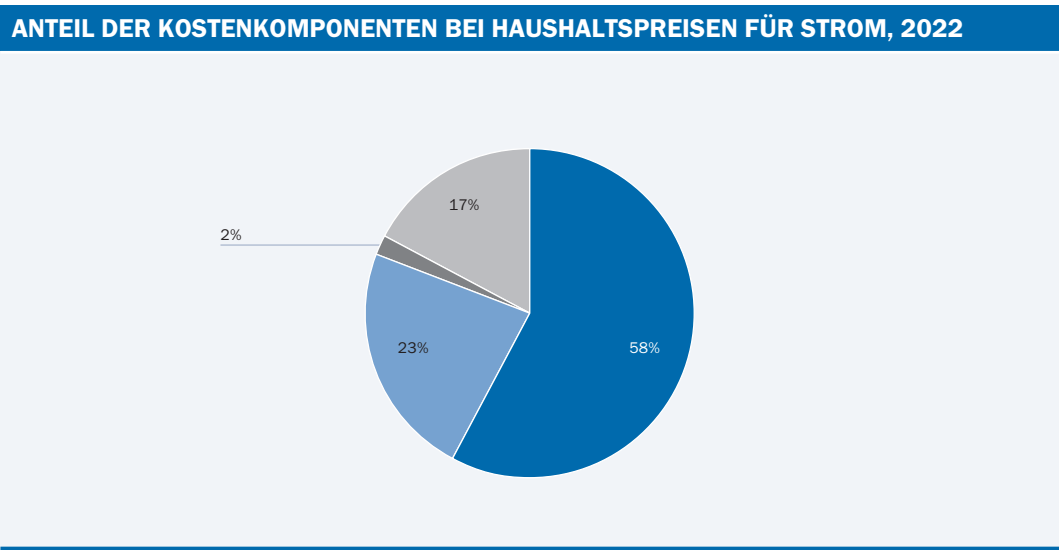


Abbildung 9
Anteil der Kostenkomponenten bei Haushaltspreisen für Strom, 2021

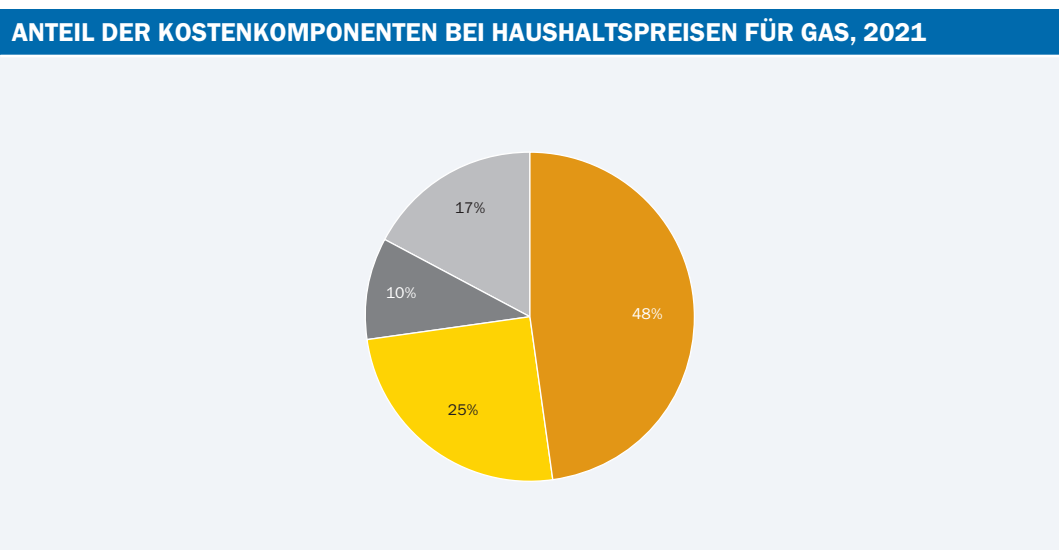
Quelle: TK, E-Control



- Energiepreis
- Netzpreis
- Abgaben
- Umsatzsteuer

Abbildung 10
Anteil der Kostenkomponenten bei Haushaltspreisen für Strom, 2022

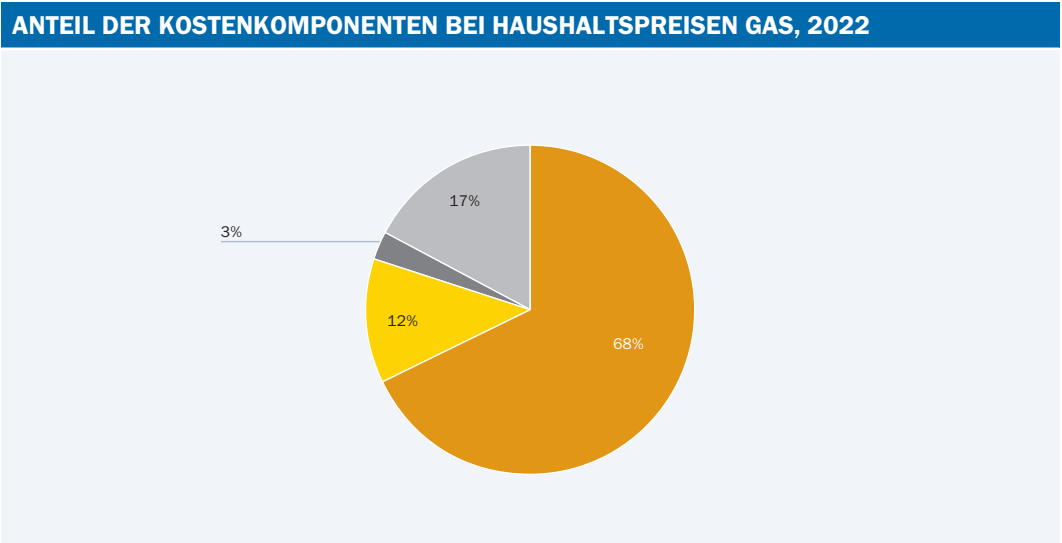
Quelle: TK, E-Control



- Energiepreis
- Netzpreis
- Abgaben
- Umsatzsteuer

Abbildung 11
Anteil der Kostenkomponenten bei Haushaltspreisen für Gas, 2021

Quelle: TK, E-Control



Energiepreis
Netzpreis
Abgaben
Umsatzsteuer

Abbildung 12
Anteil der Kostenkomponenten bei Haushaltspreisen Gas, 2022

Quelle: TK, E-Control

nur hohe Beschaffungskosten anfallen, während bei einem Beschaffungsbeginn Anfang 2021 noch viele günstige Monate im Portfolio enthalten sind.

Konsequenz derart großer Unterschiede in den Preisen ist, dass Bestandskund:innen, für die schon länger eingekauft wurde, einen wesentlich anderen Preis zu bezahlen haben als Neukund:innen. Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen den größer werdenden Unterschied zwischen den beiden Gruppen. Seit Oktober 2022 ist aber auch ersichtlich, dass sich die Neukundentarife langsam wieder den Bestandskundentarifen annähern, da für eine Belieferung im Jahr 2023 die kurzfristigen Einstandskosten seit Oktober 2022

wieder sanken. Seither gibt es durchaus wieder eine größer werdende Kundengruppe, die von einem Lieferantenwechsel profitieren kann.

Industriekundenpreise reagieren typischerweise viel schneller auf Änderungen am Großhandelsmarkt, was lange in Zeiten sinkender Preise von Vorteil war. Im Jahr 2022 bewegten sich dadurch aber die Industriepreise schneller nach oben als jene kleinerer Kunden (vgl. Abbildung 16 und Abbildung 17). Dennoch dürften die Preise 2022 noch etwas durch Preisabsicherungen gedämpft gewesen sein, sodass für Anfang 2023 weitere Preissteigerungen für Haushalte zu erwarten sind, bevor die Preise wieder sinken.

ENTWICKLUNG DER GAS- UND STROM-GROSSHANDELSPREISE FÜR LIEFERUNG 2023

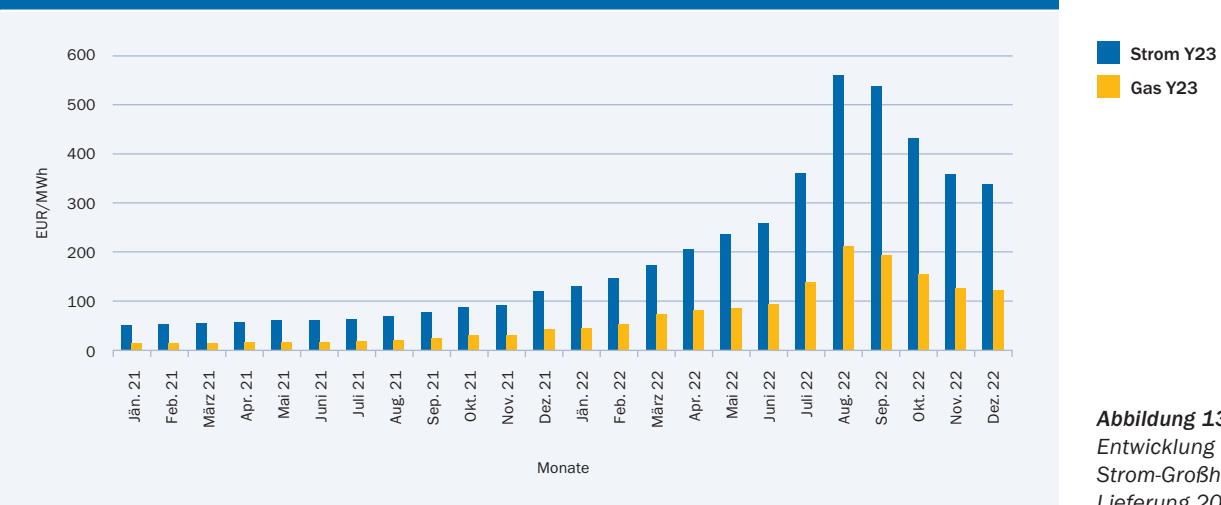


Abbildung 13
Entwicklung der Gas- und Strom-Großhandelspreise für Lieferung 2023

Quelle: EEX, eigene Berechnungen

ENTWICKLUNG DER STROM-HAUSHALTSPREISE FÜR NEU- UND BESTANDSKUNDEN



Abbildung 14
Entwicklung der Strom-Haushaltspreise für Neukunden und für Bestandskunden, 2021 und 2022

Quelle: TK, E-Control

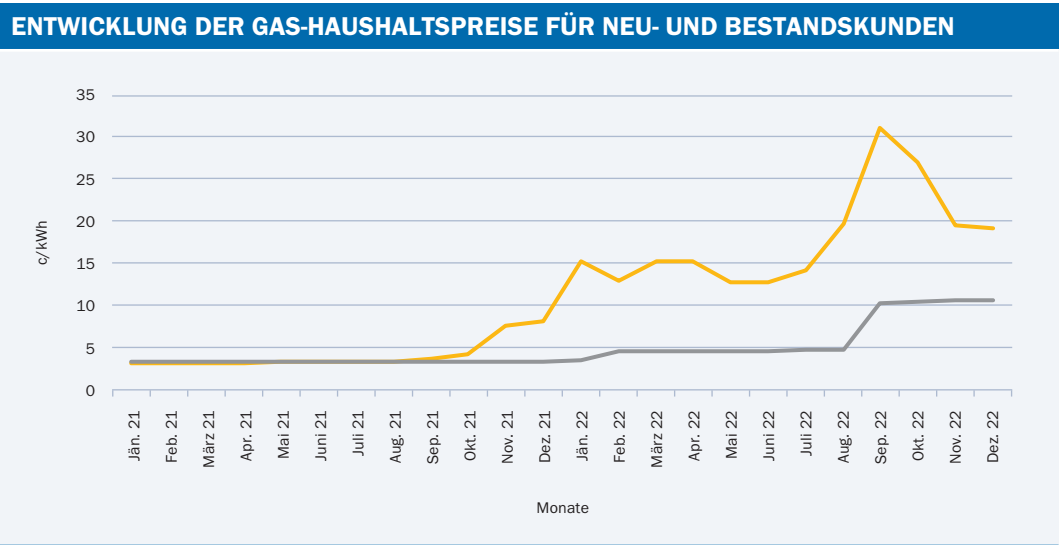


Abbildung 15
Entwicklung der Gas-Haushaltspreise für Neukunden und für Bestandskunden, 2021 und 2022

Quelle: TK, E-Control

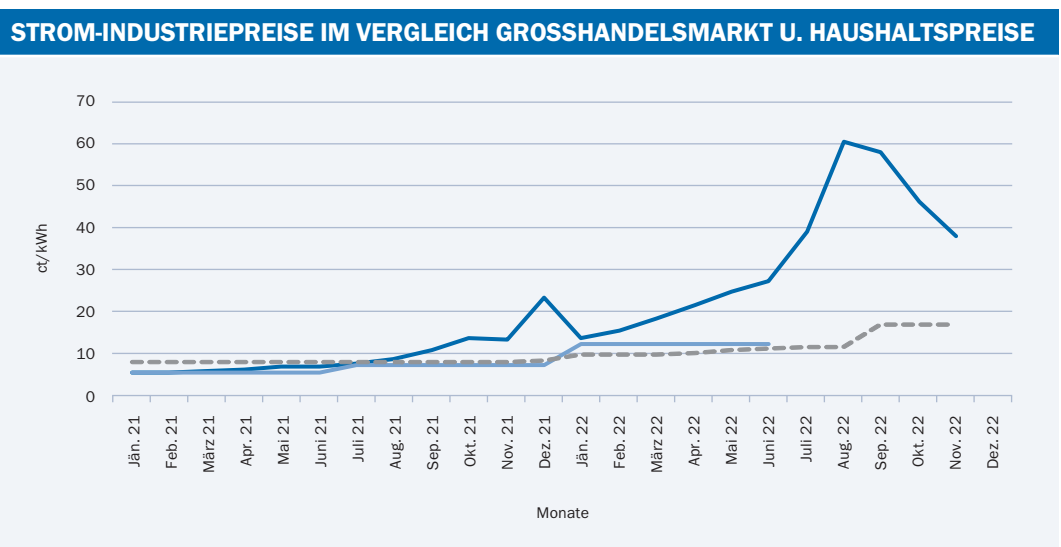


Abbildung 16
Strom-Industriepreise im Vergleich zum Großhandelsmarkt und zu Haushaltspreisen, 2021 und 2022

Quelle: EEX, E-Control, eigene Berechnungen

GAS-INDUSTRIEPREISE IM VERGLEICH GROSSHANDELSMARKT U. HAUSHALTSPREISE



Abbildung 17
Gas-Industriepreise im Vergleich zum Großhandelsmarkt und zu Haushaltspreisen, 2021 und 2022

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Großhandelspreise Strom

Bereits 2021 kam es auf den Energiemärkten zu preistreibenden Entwicklungen, welche besonders auf das starke globale Wirtschaftswachstum bei geringem Angebot zurückzuführen waren. Diese Tendenzen wurden durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine seit Februar 2022 deutlich verstärkt. Die Einschränkungen der russischen Gaslieferungen führten zu Ängsten vor Versorgungsengpässen in Mittel- und Osteuropa. In diesem unsicheren Marktumfeld kam es zu beispiellosen Preisanstiegen im Gasgroßhandel, die sich auch auf die Gasverstromung

auswirkten. Unterdurchschnittliche Stromerzeugung aus Wasserkraft und erhebliche Ausfälle bzw. Wartungen von Atomkraftanlagen in Frankreich und Nordeuropa führten zudem zu Substitutionseffekten, die zu einer äußerst starken Kopplung von Gas- und Strompreisen im Großhandel beitrugen.

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung ausgewählter Lieferverträge für das österreichische Marktgebiet auf den börslichen Spotmärkten (Day-ahead bzw. Intraday) und dem Terminmarkt (Year-ahead). Die Relevanz des Bör-

senhandels liegt vor allem in der Bündelung möglichst hoher Liquidität durch standardisierte Produkte und der damit verbundenen Schaffung effizienter Preissignale. Zudem sind Börsen sehr transparente und sichere Handelsplätze, da Marktergebnisse veröffentlicht werden und Marktteilnehmer Sicherheiten zur Vermeidung von Ausfallsrisiken hinterlegen müssen.

Im Day-ahead-Segment des Spotmarktes finden tägliche Auktionen für Stromlieferungen am Folgetag (Day-ahead) statt. Dabei werden Verkaufs- und Kaufgebote abgegeben, die zu einem vordefinierten Zeitpunkt aggregiert als Angebots- und Nachfragekurven gegenübergestellt werden. Durch die Schnittpunktbestimmung von Angebot und Nachfrage

wird schließlich ein Einheitspreis für die entsprechende Bedarfsdeckung ermittelt. Diese Herangehensweise ist in der öffentlichen Debatte als Merit-Order-List-Prinzip bekannt. Dementgegen werden Preise im kurzfristigen Intraday-Handel (Handelsabschlüsse bis zu fünf Minuten vor Lieferbeginn) durch stetige Fließhandelsanbahnung festgesetzt. Trotz dieser fundamentalen Unterschiede in der Preisbildung sind die Preise im Day-ahead- und Intraday-Handel hochkorreliert. Preisdifferenzen treten vor allem bei Prognosefehlern erneuerbarer Erzeugung auf, woraufhin die Marktteilnehmer Intraday-Verträge zur Glättung ihrer Positionen eingehen, die sowohl preismildernd als auch preistreibend wirken können.

ENTWICKLUNG DER PREISE AUF DEM SPOTMARKT UND DEM TERMINMARKT

Year-ahead 
 Intraday 
 Day-ahead 

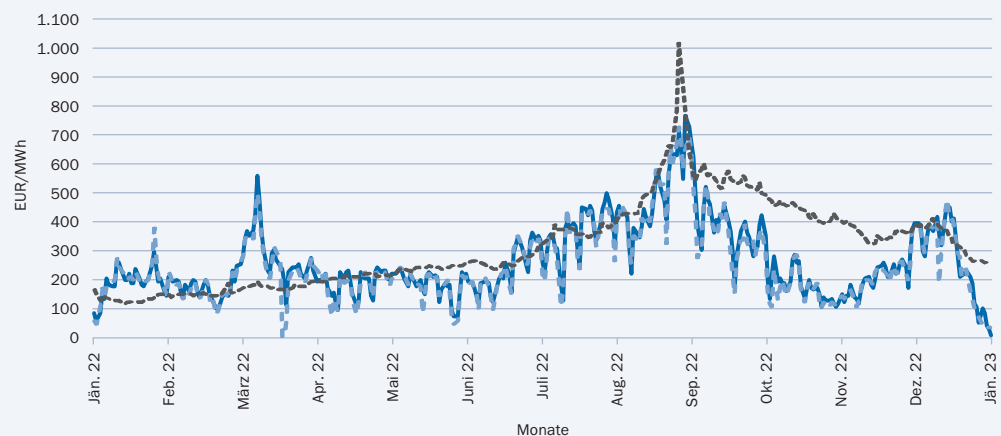


Abbildung 18
 Entwicklung der Preise auf dem Spotmarkt (Day-ahead, Intraday) und dem Terminmarkt (Year-ahead)

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

Verglichen mit den Vorjahren begann das Jahr 2022 im Spothandel bereits auf einem erhöhten Niveau von knapp 190 €/MWh im Jänner. Der darauffolgende Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine markierte einen Strukturbruch im Stromgroßhandel. Die Verteuerung von Gas als Brennstoff für thermische Kraftwerke trieb die Spotpreise für Strom in die Höhe. Die Terminmärkte reagierten aufgrund der Unsicherheit über die Dauer des Konflikts zunächst kaum auf die Ereignisse. Im Spothandel traten aber bis Mitte März Base-Preisspitzen von über 550 €/MWh auf. Nach diesem ersten Preisschock kam es durch geringere Nachfrage sowie weiterhin stabile Gasimporte nach Österreich in den Folgemonaten zu konstanten Spotmarktpreisen bei etwa 185 €/MWh, welche jedoch im saisonalen Vergleich als deutlich erhöht einzustufen waren. In den Sommermonaten führten Gaslieferstopps und Wartungsarbeiten an wichtigen Teilen der europäischen Gasinfrastruktur zu einer beispiellosen Preisrallye, die Ende August ihren Höhepunkt erreichte. Die Bandstromlieferung für den 29. August 2022 wurde im Day-ahead-Markt auf einem Rekordniveau von 764 €/MWh gehandelt. Zuvor kam es auf den Terminmärkten zu besonderen Turbulenzen. Am Freitag, 26. August 2022, erreichte der Abrechnungspreis für Stromlieferungen im Jahr 2023 (Year-ahead) einen Wert von 1015 €/MWh. Energieversorger mit Short-Positionen in diesen Kontrakten mussten erhöhte Sicherheiten leisten, deren Liquiditätsanforderungen zu Stresssituationen führten. In weiterer Folge stabilisierte

sich der Markt jedoch wieder. Da die Dynamik im Stromgroßhandel vor allem von den Entwicklungen am Gasmarkt getrieben war, waren es auch die Entspannungstendenzen im Gashandel, die zu abschwingenden Preisen im Stromgroßhandel führten. Das Erreichen der Gasspeicherziele, geringe Nachfrage durch stabil milde Witterungsbedingungen und die marktliche Neuausrichtung durch den Beginn des neuen Gasjahres wirkten preismindernd. Während die durchschnittlichen Day-ahead-Preise im August noch bei 494 €/MWh lagen, fielen diese bis Oktober auf durchschnittlich 175 €/MWh. Fallende Temperaturen und der dadurch bedingte Beginn der Heizperiode führten ab Mitte November zu erneutem Preisaufrtrieb. Bis Mitte Dezember stiegen die Day-ahead-Basepreise auf über 400 €/MWh. Danach kam es zu einem wahren „Preisverfall“ bis zum Jahresende.

Beeinflusst durch die Entwicklungen auf den Spotmärkten kam es im Laufe des Jahres zu erheblichen Anpassungen der Erwartungshaltung gegenüber der zukünftigen Marktlage. Auf den Terminmärkten verfestigten sich teils sehr hohe Preisniveaus. Aber auch hier kam es gegen Ende des Jahres zum Abschwung. An den letzten Handelstagen wurden Kontrakte für Base-Lieferungen im Gesamtjahr 2023 bei 260 €/MWh notiert. Dies entspricht dem durchschnittlichen Spotpreis im Jahr 2022, von den Marktakteuren wird demnach von einer Seitwärtsbewegung 2023 ausgegangen.

Regelreservemarkt

Um eine stabile Netzfrequenz und somit einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, ist es erforderlich, dass jederzeit ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch besteht. Das wird durch die Leistungs-Frequenz-Regelung gewährleistet, die sich aus Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung zusammensetzt.

Die Beschaffung der benötigten Regelreserve erfolgt einheitlich durch den Regelzonenführer mittels regelmäßiger Ausschreibungen. An diesen Ausschreibungen können alle Marktteilnehmer teilnehmen, die bestimmte technische Bedingungen erfüllen und einen entsprechenden Rahmenvertrag unterzeichnet haben. Der Regelreservemarkt gliedert sich (hinsichtlich Sekundär- und Tertiär-

regelung) in zwei Segmente, den Markt für Regelenergieprodukte und den Regelleistungsmarkt. Beim Regelenergiemarkt werden knapp vor Echtzeit Regelenergiegebote eingeholt, die dann bedarfsgerecht vom Regelzonenführer zum Ausgleich von Ungleichgewichten in der Regelzone aktiviert werden. Die erbrachte Regelenergie wird den Anbietern vergütet.

Der Regelleistungsmarkt findet am Vortag des Regelenergiemarktes statt, die Anbieter geben Gebote ab, mit denen sie sich zur Angebotslegung für bestimmte Zeitscheiben des Regelenergiemarktes verpflichten. Dadurch wird sichergestellt, dass ausreichend aktivierbare Regelreserve zur Verfügung steht.

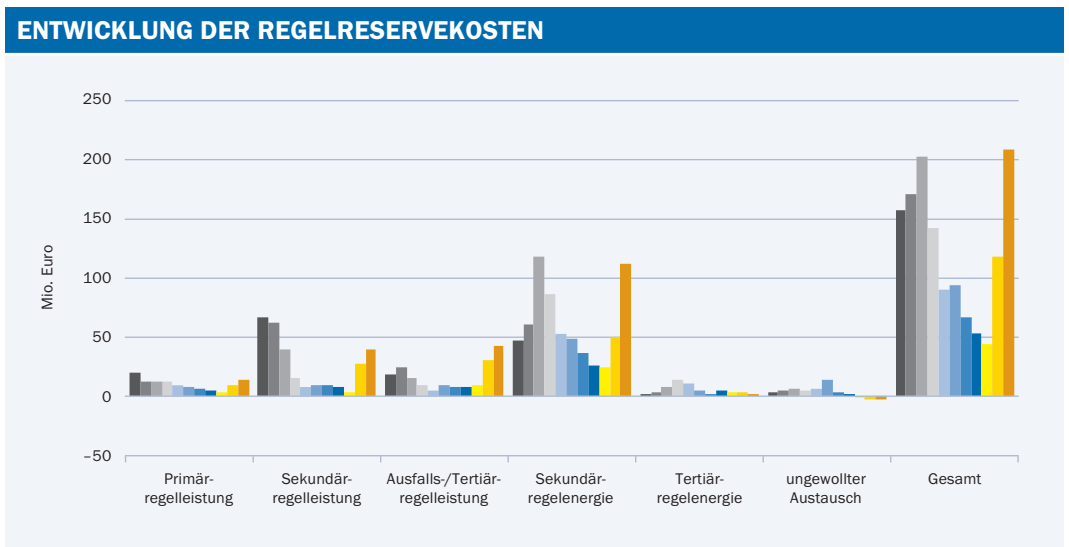


Abbildung 19
Entwicklung der Regelreservekosten (vorläufige Daten 2022)

Quellen: APG, E-Control

Die Primärregelung nimmt eine Sonderstellung ein, da nur die Vorhaltung der Regelleistung vergütet wird, die frequenzabhängig aktivierte Regelenergie jedoch nicht.

Auch der Regelreservemarkt spiegelte die allgemeine Marktsituation 2022 wider. Nach-

dem es bereits im Vorjahr zu deutlichen Kostensteigerungen gekommen war, stiegen die Kosten für Regelreserve 2022 abermals stark (vgl. Abbildung 19).

Großhandelspreise Gas

Das Jahr 2022 kann als Fortsetzung von im Jahr 2021 entstandenen Herausforderungen betrachtet werden. Nach Ende der pandemiebedingten Lockdowns stieg die Nachfrage auf den globalen Gasmärkten rascher als die Gasverfügbarkeit. Das Frühjahr 2021 war im historischen Vergleich besonders kühl, was bis in das zweite Quartal hinein zu einer erhöhten Heiznachfrage führte. Das im Vergleich zum Vorjahr deutlich erhöhte Preisniveau und die kalten Temperaturen im Frühjahr hatten deutliche Auswirkungen auf die ökonomischen Anreize der Speicherbewirtschaftung. Ab April 2021 kam es zu saisonal ungewöhnlich starken Ausspeicherungen, wodurch der Füllstand der österreichischen Gasspeicher Ende Mai 2021 nur bei knapp über 20% lag. Die niedrigen Speicherfüllstände führten angebotsseitig zu einer Verringerung der vorhandenen Flexibilität und zu einer Erhöhung der Nachfrage während der Sommermonate. Das LNG-Angebot, welches in den Jahren davor zu einem Überangebot im Markt geführt und das Preisniveau gedrückt hatte, wurde

2021 gänzlich vom Markt absorbiert. Trotz des Gaspreisanstieges auf den europäischen Märkten war der asiatische Markt im Jahr 2021 attraktiver und vereinnahmte den Großteil der LNG-Lieferungen aus den USA.

Die beschriebenen Entwicklungen trugen zu einer verknüpften Angebotssituation im europäischen Markt bei und wirken sich auch preistreibend auf den österreichischen Gasmarkt aus. Ab September 2021 sanken zudem die über Leitungen transportierten Gasmengen aus Russland. Die Unsicherheit hinsichtlich des Gasangebots führte zu einem Anstieg der Preise. Durch das nun attraktivere Preisniveau stiegen auch die LNG-Liefermengen nach Europa wieder. Obwohl im Dezember 2021 Rekordmengen an LNG-Lieferungen verzeichnet wurden, konnte das Defizit des leitungsgebundenen Gases aus Russland nicht kompensiert werden. Der Maximalpreis für das Day-ahead-Produkt am CEGH wurde am 21. Dezember 2021 mit 184,26 €/MWh erreicht. Die ersten beiden

Monate 2022 waren durch milde Temperaturen, moderate Heiznachfrage und durch genügend LNG-Verfügbarkeit geprägt. Dies drückte die Preise zunächst.

Durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine stiegen die Day-ahead-Preise sowohl für Österreich als auch für andere europäische Märkte stark. Die Sorge um ein Ende der Gaslieferungen aus Russland führte am 7. März 2022 zu markanten Preisspitzen im europäischen Markt. Das österreichische Day-ahead-Produkt (OTC) wurde an diesem Tag zu einem Preis von 215,10 €/MWh gehandelt. In den Folgewochen führte die Unsicherheit über die zukünftigen Entwicklungen immer wieder zu Preisausschlägen, wenngleich auch in einem geringeren Ausmaß. In weiterer Folge sanken die Day-ahead-Preise im Monatsdurchschnitt von 127,62 €/MWh im März auf 91,98 €/MWh im Mai, stiegen während der darauffolgenden Monate jedoch wieder. Die Unsicherheit auf dem Markt hinsichtlich einer potenziellen Versorgungsunterbrechung leitungsgebundenen Gases aus Russland war während der Sommermonate außerordentlich spürbar. Das eingepreiste Risiko führte in Zeiten geplanter Wartungsarbeiten und ungeplanter technischer Gebrechen zu neuen Rekordpreisen. Im Hauptfokus stand zu Beginn des dritten Quartals die Ostseeleitung Nord Stream 1. Die Sorge vor einer nicht erfolgenden Wiederaufnahme der Gasflüsse nach Abschluss der Wartungsarbeiten führte sowohl im Juli als auch im August zu Preisspitzen. Auch durch die neu-

en gesetzlichen Vorgaben, die europäischen Speicher rechtzeitig vor Beginn der Heizperiode zu befüllen, wurde die Nachfrage während der Sommermonate hochgehalten. Verschärft wurde die Situation außerdem durch einen außerordentlich heißen Sommer und den damit einhergehend hohen Kühlbedarf. Trockenheit dämpfte die erneuerbare Stromerzeugung aus Wasserkraft. Zusätzlich war auch die Erzeugungskapazität der französischen Nuklearflotte nur eingeschränkt verfügbar. Folglich war die Nachfrage nach Gas für die Stromerzeugung auf dem europäischen Markt groß. Ein glücklicher Zufall während dieser Zeit war eine geringe Nachfrage aus Asien, wodurch genügend LNG für Europa zur Verfügung stand. Die beispiellose Preisrallye für das österreichische Gas-Day-ahead-Produkt (OTC-Handel) erreichte ihren Höhepunkt am 25. August 2022 mit 308,29 €/MWh.

Die Preise am virtuellen Handelspunkt in Österreich verliefen 2022 weitestgehend im Gleichklang mit dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) und dem liquidesten Hub in Europa, dem TTF in den Niederlanden (s. Abbildung 20). Im Jahresmittel kam für das Day-ahead-Produkt auf dem OTC-Markt am CEGH ein Aufpreis von 3,02 €/MWh zum niederländischen TTF und 2,64 €/MWh zum deutschen THE zustande. Preisdifferenzen kommen in der EU zustande, da günstiges Gas (aktuell aus Nordwesteuropa) in teurere Preisgebiete, wie Österreich, transportiert werden muss. Die vorhandenen Transportkapazitäten begrenzen die Möglichkeiten eines



Abbildung 20
Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel

Quelle: ICIS Heren

Preisausgleichs durch Arbitragegeschäfte. Die Preise für Transportrechte spiegeln die Preisdifferenzen zwischen den Liefergebieten wider.

Die kontinuierliche Befüllung der österreichischen Gasspeicher war von Erfolg gekrönt, sodass das angestrebte Speicherniveau von 80% bereits frühzeitig, mit Anfang Oktober, erreicht wurde. Mit 95,53 TWh (entspricht 91,27%) wurde am 18. November 2022 der höchste Füllstand der österreichischen Gasspeicher innerhalb dieses Jahres erreicht.

In Kombination mit besonders milden Temperaturen oberhalb des saisonalen Durchschnitts begannen die Preise mit Oktober

2022 schließlich wieder zu sinken. So wurde am 1. November 2022 mit 26,88 €/MWh der niedrigste Day-ahead-Preis (CEGH-OTC) des Jahres erreicht. Einen Preis von weniger als 30 €/MWh für dieses Produkt gab es zuletzt Anfang Juni 2021. Mit dem ersten Wintereinbruch stiegen die Preise mit Ende November 2022 erneut. Ab Mitte Dezember sanken die Preise wieder stetig. So wurde im Dezember ein durchschnittlicher Preis von 117,58 €/MWh für das Day-ahead-Produkt bezahlt.

Auch die Preise der langfristigen Großhandelsprodukte verzeichneten seit Herbst 2022 einen Preisrückgang. Wie Abbildung 21 zeigt, wurde das Kalenderjahr 2023 mit Lieferort Österreich im August noch zu einem

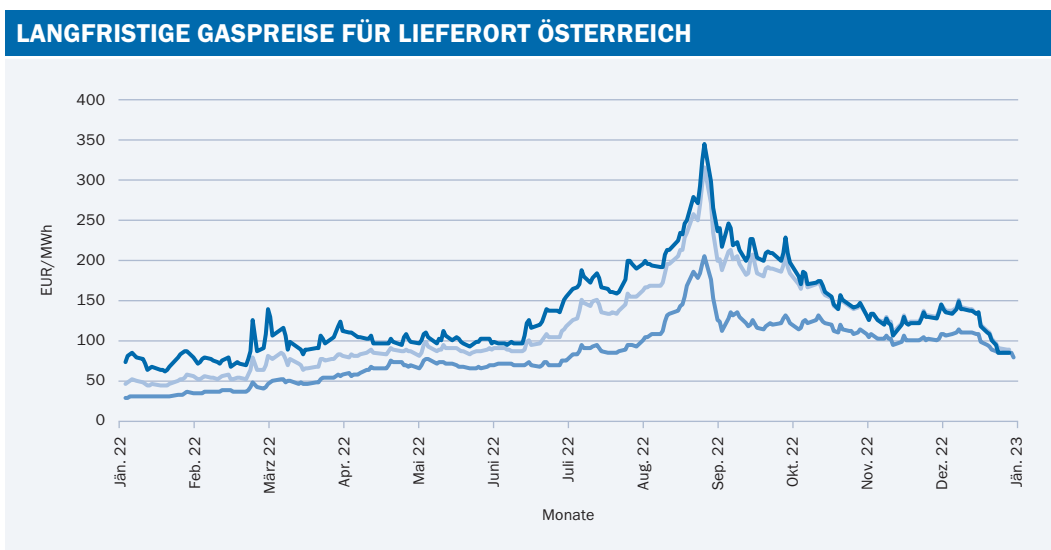


Abbildung 21
Langfristige Gaspreise für
Lieferort Österreich

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

durchschnittlichen Preis von 211,67 €/MWh gehandelt und sank im weiteren Verlauf monatlich. Das Kalenderjahr 2023 wurde schließlich im Dezember 2022 durchschnittlich zu einem Preis von 122,29 €/MWh gehandelt.

Die am österreichischen CEGH gehandelten Mengen hinsichtlich kurz- und langfristiger Produkte wuchsen im Jahr 2022 weiter. Wenngleich nach wie vor der Großteil außerhalb der Börsen abgeschlossen wurde, so stieg der Anteil an über die Börse abgeschlossenen Handelsmengen im Jahr 2022 auf 39%. Dieser Trend war bereits im Vorjahr erkennbar. Grund hierfür ist das gestiegene

Preisniveau, wodurch auch das Risiko steigt und Händler dem Handel an der Börse gegenüber dem OTC-Handel vermehrt den Vorzug geben.

Eine umfassende Analyse des europaweiten Gasmarkts sowie eine Beurteilung der Märkte für dekarbonisierte Gase und Wasserstoff für 2021 wurden von ACER und CEER als Teil ihres jährlichen Marktmonitoringberichts veröffentlicht.

AUSGLEICHSENERGIE GAS

Bis zum Inkrafttreten der GMMO-VO 2020 am 1. Oktober 2022 wurde die Ausgleichsenergiebewirtschaftung für das Fernleitungs- und

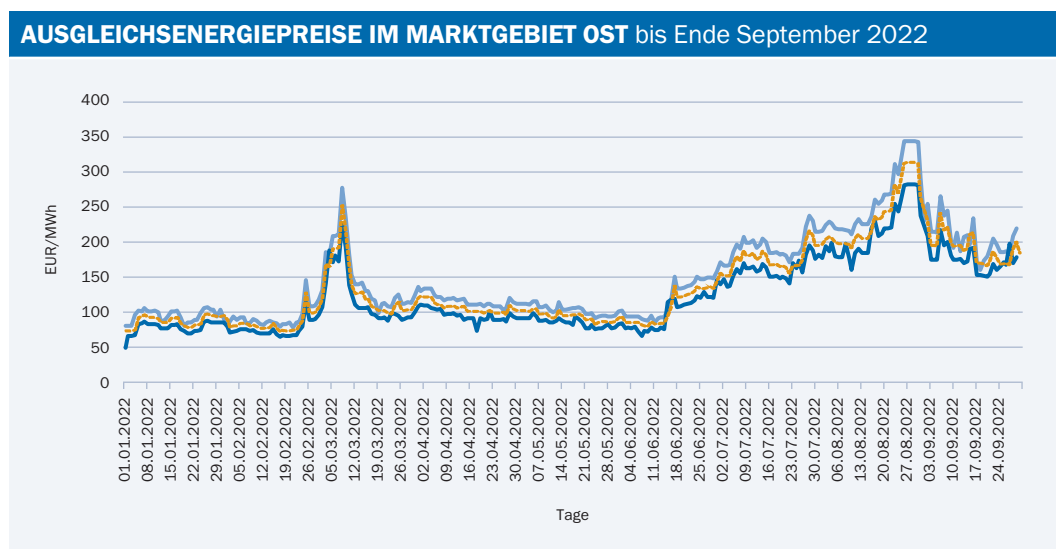
das Verteilergesamt getrennt durchgeführt. Danach wurde die integrierte Tagesbilanzierung von Fernleitungs- und Verteilernetz etabliert, womit nun einheitliche Regeln für sämtliche Ein-/Auspeisepunkte und eine singuläre Ausgleichsenergiebewirtschaftung für Markt- und Verteilergesamt durch den Markt- und Verteilergesamtsmanager AGGM in Kooperation mit den Bilanzierungsstellen gelten.

Entwicklung bis Ende September 2022

Die Ausgleichsenergiepreise in Österreich im Verteilergesamt orientieren sich gemäß Marktmodell an den jeweiligen Börsenpreisen mit unterschiedlichen Auf- oder Abschlägen zur Beanreizung eines ausgeglichenen Aufbringungs- und Verbrauchsverhaltens der einzel-

nen Bilanzgruppen. Aufgrund der 2022 stark gestiegenen Gasgroßhandelspreise wurde daher auch die Ausgleichsenergie entsprechend teuer – sowohl in der Beschaffung von physikalischer Ausgleichsenergie durch den Marktgebiets- und Verteilergesamtsmanager als auch in der Abrechnung der kommerziellen Ausgleichsenergie durch die Bilanzgruppenkoordinatoren an die jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen. Abbildung 22 zeigt dies exemplarisch für das Marktgebiet Ost, es gilt jedoch auch für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg.

Bezug und Lieferung physikalischer Ausgleichsenergie vom bzw. an den virtuellen Handelspunkt (VHP) fielen im Zeitraum von



Bezug
Lieferung
Börsereferenzpreis (CEGHIX)

Abbildung 22
Tägliche Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet Ost bis Ende September 2022

Quelle: AGGM, E-Control

AUSGLEICHSENERGIEABRUFE IM MARKTGEBIET OST bis Ende September 2022

Bezug vom VHP ■
 Lieferung an VHP ■

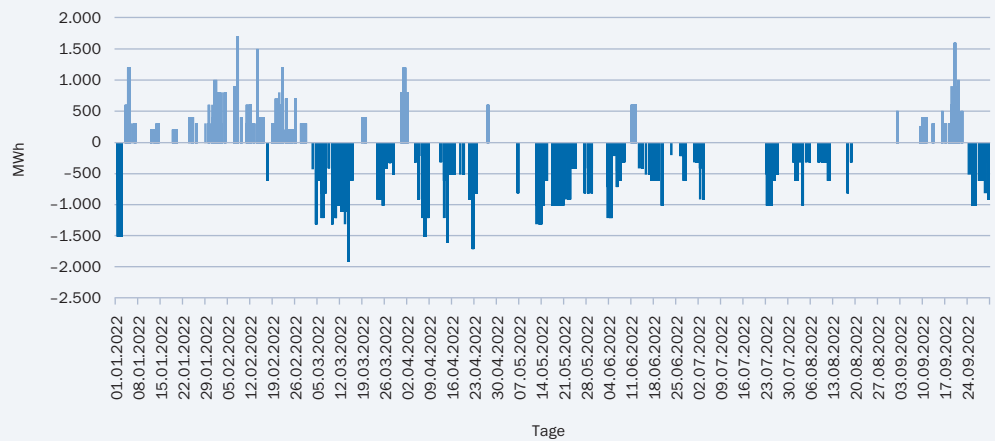


Abbildung 23
 Physikalische Ausgleichsenergieabrufe im Marktgebiet Ost bis Ende September 2022

Quelle: AGGM, E-Control

AUSGLEICHSENERGIEABRUFE TIROL/VORARLBERG bis Ende September 2022

Bezug vom VHP ■
 Lieferung an VHP ■

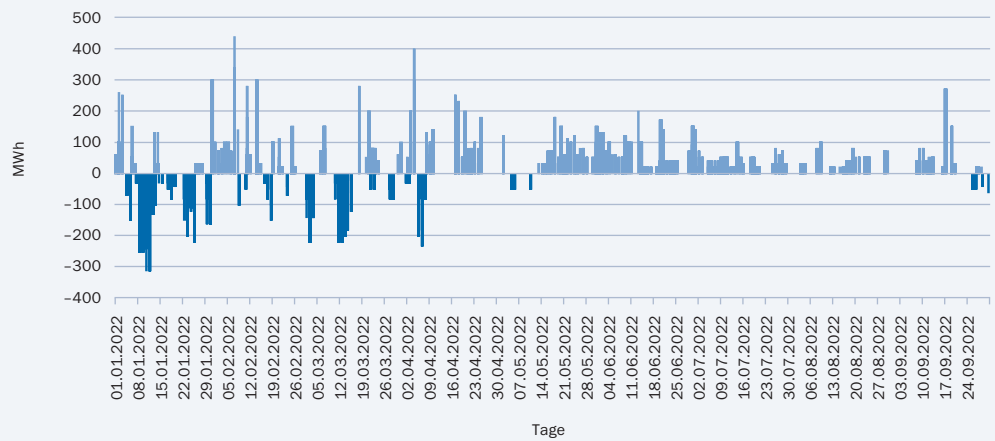


Abbildung 24
 Physikalische Ausgleichsenergieabrufe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg bis Ende September 2022

Quelle: AGGM, E-Control

Jänner bis Ende September 2022 stark auseinander. Im Marktgebiet Ost waren die Liefermengen physikalischer Ausgleichsenergie an den VHP in Summe mehr als doppelt so hoch wie die Bezugsmengen. Die Bilanzgruppen im Marktgebiet Ost waren in diesem Zeitraum also tendenziell überliefert (s. Abbildung 23).

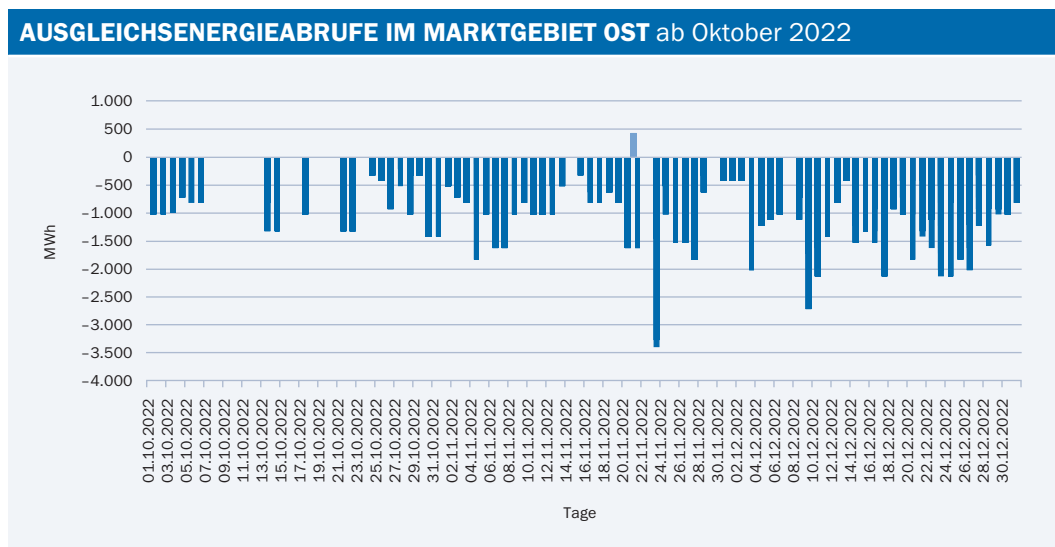
In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg war die Versorgungssituation hingegen genau umgekehrt. Hier überwog in Summe der Bezug physikalischer Ausgleichsenergie vom VHP deutlich, d.h., die Bilanzgruppen waren tendenziell unterliefert (s. Abbildung 24).

Zur Sicherstellung ihrer Liquidität können Bilanzgruppenkoordinatoren eine Umlage einheben. Die Umlagefestlegungen der Bi-

lanzgruppenkoordinatoren (bzw. der Bilanzierungsstellen ab 1. Oktober 2022) für das jeweils folgende Quartal wurde der E-Control vorab angezeigt, ist aber nicht genehmigungspflichtig. Das deutliche Anwachsen der Umlagekonten in allen Marktgebieten im Jahr 2021 veranlasste die jeweiligen Bilanzgruppenkoordinatoren dazu, für die ersten drei Quartale 2022 eine negative Umlage von -0,02 ct/kWh festzulegen, d.h., es fand eine Umlagenrückführung statt. Dies sollte das weitere Anwachsen der Umlagekonten 2022 vermeiden.

Integrierte Ausgleichsenergiebewirtschaftung ab Oktober 2022

Der Trend zur tendenziellen Überlieferung der Bilanzgruppen im Marktgebiet Ost setzte sich auch in der integrierten Ausgleichsenergiebe-



■ Bezug vom VHP
■ Lieferung an VHP

Abbildung 25
Physikalische Ausgleichsenergieabrufe im Marktgebiet Ost ab Oktober 2022

Quelle: AGGM, E-Control

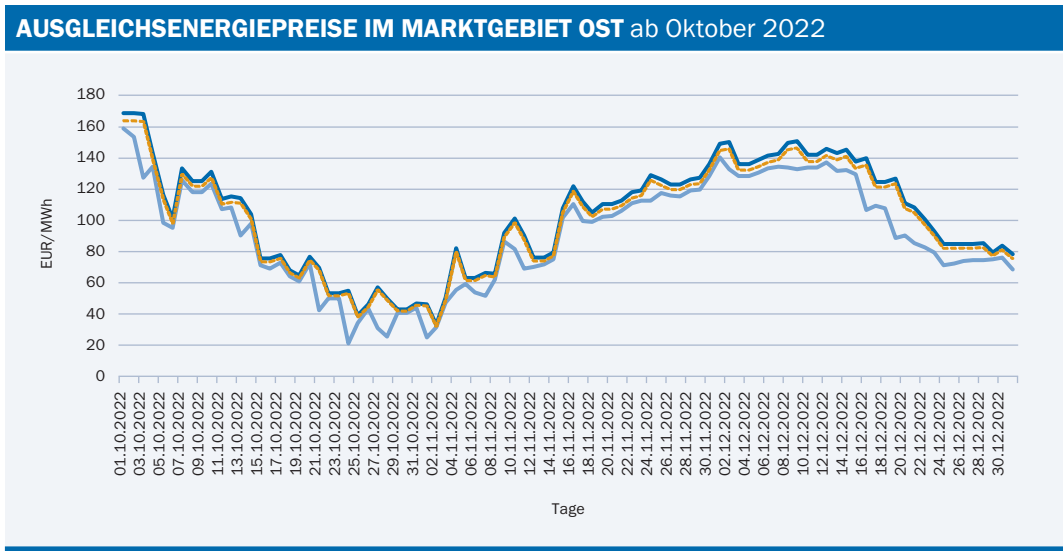


Abbildung 26
Tägliche Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet Ost ab Oktober 2022

Quelle: AGGM, E-Control

wirtschaftung ab Oktober 2022 deutlich fort (s. Abbildung 25).

Die Bepreisung der Ausgleichsenergie wurde gemäß EU-Netzcodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen angepasst. So wurde z.B. die Preisbildung für Tagesbilanzierung um strikte untertägige Anreize ergänzt. Zudem wurde eine verursachungsgerechte Bepreisung auf Basis von tatsächlichen Kosten/Erlösen der Bilanzierungsstelle für die untertägige Strukturierung eingeführt. Abbildung 26 zeigt die Preisentwicklung ab Oktober 2022 für das Marktgebiet Ost.

Die gestiegenen Spotpreise sowie die großen Brennwertdifferenzen (die tatsächlich

gemessenen Brennwerte lagen deutlich über dem verordneten Verrechnungsbrennwert) im Sommer 2022 hätten zu einer deutlichen Unterdeckung der Bilanzierungsstellen aus der Ausgleichsenergieverrechnung geführt. Die Bilanzierungsstellen mussten die Bilanzierungsumlagen daher erhöhen. Die Bilanzierungsumlage dient dazu, dass die Bilanzierungsstelle ein ausgeglichenes Ergebnis zwischen den zu erwartenden Aufwendungen und Erlösen aus der Ausgleichsenergie- und Umlageverrechnung erzielen kann.

Die Bilanzierungsumlage für das Marktgebiet Ost wurde von AGCS (der Bilanzierungsstelle für das Marktgebiet Ost) für das 4. Quartal 2022 mit 0,6 ct/kWh festgesetzt. Die Bilan-

zierungsumlage für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg wurde von A&B (der Bilanzierungsstelle für diese Marktgebiete) für das 4. Quartal 2022 mit 0,700 ct/kWh festgesetzt.

Weiters ist anzumerken, dass auch im Jahr 2022 in keinem der Marktgebiete Ausgleichsenergieabrufe über die Merit-Order-List (MOL) getätigt wurden.

Exkurs zu Kohle, Öl und CO₂

Die Kohlepreise (Rotterdam) waren im Handelsjahr 2022 um 164% höher als im Vorjahr. Im Durchschnitt lag der Preis für das Kalenderjahr 2023 bei 213,03 €/t. Der Kohlepreis für das Year-ahead-Produkt erreichte am 5. September 2022 mit 345,18 €/t seinen Jahreshöchstwert. Der September war mit 300,12 €/t auch im Monatsdurchschnitt der teuerste Monat im Jahr 2022. Bereits

im Dezember war der Preisdurchschnitt auf 207,85 €/t gesunken.

Die Preise für die Rohölsorte Brent stiegen ebenfalls, wenn auch in geringerem Ausmaß. Der Month-ahead-Preis lag im Jahresdurchschnitt bei 93,66 €/barrel und somit um 56% höher als im Handelsjahr 2021. Der Höchstpreis für dieses Produkt wurde am

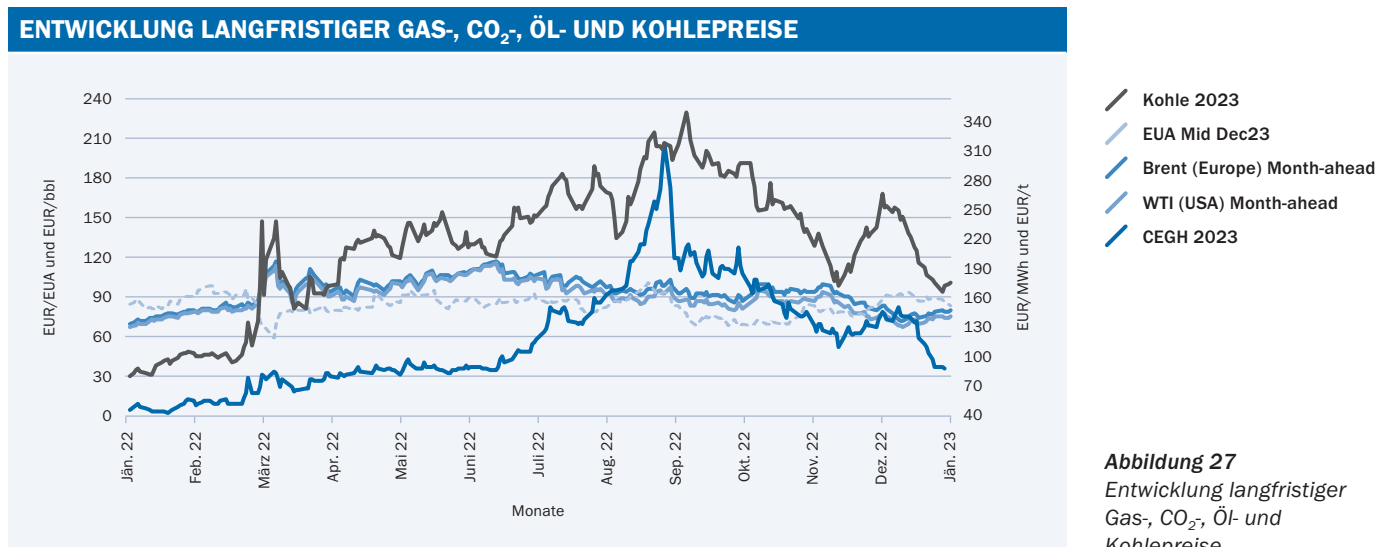


Abbildung 27
Entwicklung langfristiger Gas-, CO₂-, Öl- und Kohlepreise

Quelle: ICIS Heren, ICE, CME, EEX

8. März 2022 mit 117,50 €/barrel erreicht. Im weiteren Jahresverlauf sank der Preis zwar zeitweise, blieb jedoch auf einem generell hohen Preisniveau. Der durchschnittliche Monatspreis war mit 110,26 €/barrel im Juni 2022 am höchsten. Mit Ausnahme des Monats Oktober sank der Preis im dritten und vierten Quartal stetig. Im Dezember 2022 lag er bei 76,92 €/barrel.

Verursacher von Emissionen, beispielsweise Stromerzeuger mit fossilen Energieträgern oder die energieintensive Industrie, mussten im Jahr 2022 durchschnittlich um 53% mehr für ein CO₂-Zertifikat bezahlen. Im Jahresdurchschnitt kostete das Recht, eine Tonne CO₂ freizusetzen, im europäischen

Handelssystem ETS 80,05 €/t. Am 19. August erreichte der Preis mit 98,01 €/t ein Allzeithoch. Im Durchschnitt lag der Preis für das Referenzprodukt Mid-December 2022 in jedem Monat des Jahres über dem Durchschnittspreis des Vorjahres. Grund für diese Preisentwicklung war der vermehrte Einsatz von Kohlekraftwerken, welchen gegenüber aktuell teureren Gaskraftwerken vermehrt der Vorzug gegeben wurde. Ein Anstieg der Kohleverstromung bei der Stromerzeugung führt zu höheren CO₂-Emissionen und erhöht den Bedarf nach CO₂-Zertifikaten. Dem gegenüber steht die planmäßige Kürzung der angebotenen Zertifikate im Zuge der europäischen Marktstabilitätsreserve.

Der LNG-Markt

Seit dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine gab es in ganz Europa Anstrengungen, Gasimporte aus Russland zu reduzieren und den Gasbedarf aus anderen Quellen zu decken. Dementsprechend veränderte sich der europäische Importmix, insbesondere gingen russische Lieferungen zurück und LNG-Lieferungen stiegen an. *Berechnungen des europäischen Think Tanks Bruegel* zeigen, dass der Anteil Russlands an den europäischen Gasimporten Anfang Dezember des Jahres 2022 bei 10% und damit um 28% niedriger lag als im Vergleichszeitraum des

Vorjahres. Der LNG-Anteil an europäischen Importen dagegen lag Anfang Dezember 2022 bei 43% und war somit um 19% höher als im Vorjahr. Die Anteile von Erdgas aus Russland einerseits und LNG-Importen andererseits kehrten sich damit innerhalb eines Jahres nahezu um. Insgesamt kamen 23% aller EU-LNG-Importe 2022 aus Russland.

Der LNG-Markt wird durch globale Faktoren beeinflusst. Der asiatische Markt, insbesondere China, Südkorea und Japan, zählt zu den größten LNG-Importeuren. Die LNG-Ver-

fügbare für Europa hängt folglich stark von der Nachfrage bzw. dem Preisniveau in Asien ab. Österreich selbst verfügt zwar über keinen LNG-Terminal, wird jedoch durch die Preisentwicklungen an liquideren europäischen Märkten beeinflusst. Als Beispiel seien die Preise am niederländischen TTF zu nennen, welche in den vergangenen Jahren zunehmend auf die LNG-Angebotssituation reagiert haben.

Verflüssigtes Erdgas wird hauptsächlich bilateral gehandelt, doch immer mehr Börsen nehmen LNG-Produkte in ihr Produktportfolio auf. Die Verträge können kurz vor der Lieferung oder länger im Vorhinein abgeschlossen werden. Manche Verträge sind derart flexibel gestaltet, dass LNG-Tanker ihren Kurs bzw.

den jeweiligen Zielhafen abhängig von gegebenen Preisen spontan ändern können. LNG-Verträge können einen fix vereinbarten Preis vorsehen, können aber auch dynamisch auf Basis einer Preisformel abgeschlossen oder an einen Preisindex gebunden sein. Im asiatischen Markt ist eine an den Ölpreisindex gebundene Preisformel für LNG-Verträge üblich. In Europa werden zwei Drittel aller Verträge an einen Hub-Index (z.B. TTF) geknüpft. Zudem ist der Handel von Spotprodukten in Europa weiterverbreitet.

Im Jahresdurchschnitt lag der Preis für den East Asian Index (EAX) bei 113,66 €/MWh (Two-Month-ahead-Produkt). Ein vergleichbares Preisniveau verzeichnen die LNG-Indi-

ENTWICKLUNG LANGFRISTIGER PREISE FÜR LNG PER EAX, NEX UND IBX SOWIE AM TTF



Abbildung 28
Entwicklung langfristiger Preise für LNG per EAX, NEX und IBX sowie am TTF

Quelle: ICIS Heren

zes von ICIS für Nordwest Europa (NEX) mit 112,95 €/MWh und der iberische Index (IBX) mit 109,92 €/MWh. Da etliche LNG-Verträge in Europa an den TTF-Hub geknüpft sind, lohnt sich zudem ein Blick auf den TTF-Gaspreis. Dieser lag für das Two-Month-ahead-Produkt im Jahr 2022 durchschnittlich bei 137,33 €/MWh. Die Preise verlaufen weitestgehend im Gleichklang, wobei der TTF-Preis 2022 meist höher war als der EAX-Preis (vgl.

Abbildung 28). Dadurch war Europa im Jahr 2022 vor allem für LNG-Lieferungen aus den USA attraktiver als der asiatische Markt.

Die Besonderheiten des LNG-Markts und z.B. die Anforderungen, die durch die Verflüssigung entstehen, werden auch laufend von CEER untersucht, z.B. in der CEER-Publikation „CEER Report on Liquefied Natural Gas Small-Scale Services in the European Union“.

**Anmerkung zur Grafik
auf der nächsten Doppelseite:**

Die kleinen Kreise geben die Preise der Bestandskumentarife lokaler Anbieter an. Sie liegen 2022 durchwegs weit unter dem Boxplot für Neukumentarife. Strukturell war im Jahr 2022 auffällig, dass sich viele Unternehmen auf bestimmte regionale Märkte zurückgezogen haben, sehr oft das Netzgebiet des vertikal verbundenen Netzbetreibers. Ange-

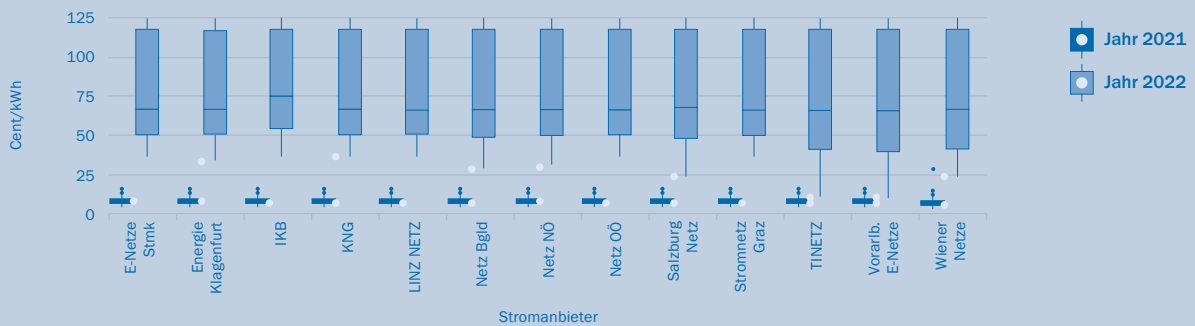
bote in anderen Gebieten wurden zum Teil zu viel höheren Preisen, zum Teil gar nicht mehr gemacht. Dadurch kam es tendenziell zu einer weiteren Verstärkung dominanter Marktstellungen, was für die Bewertung des Verhaltens dieser Unternehmen in „ihrem“ Marktgebiet jedenfalls mit einzubeziehen ist.

WETTBEWERB AUF DEM HAUSHALTSMARKT

Während im letzten Jahr kaum wesentliche Preisunterschiede für Neukund:innen vorhanden waren, so zeigt sich im Jahr 2022 eine sehr große **Streuung der Preise**.

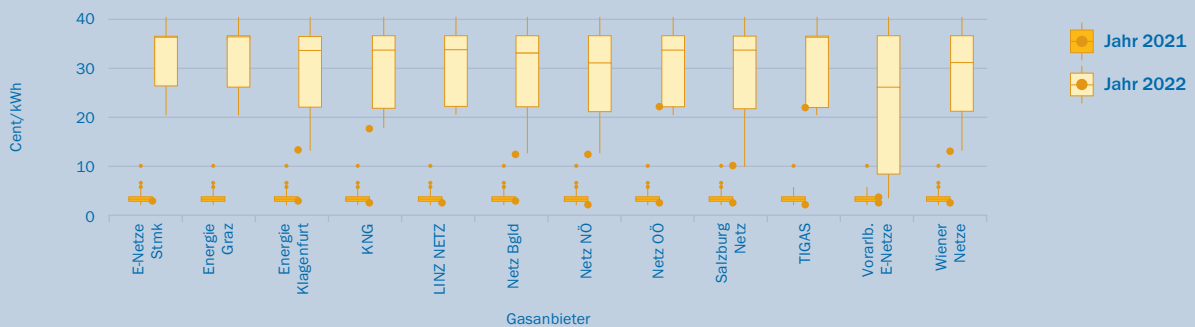


ENTWICKLUNG ENERGIEPREISE DER NEUKUNDENPRODUKTE (STROM)



Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG ENERGIEPREISE DER NEUKUNDENPRODUKTE (GAS)



Quelle: E-Control

Von 2016 bis 2021 war die Situation genau umgekehrt. Damals konnten Lieferanten ihre Bestandskund:innen kaum ähnlich günstig versorgen wie dies für neue Verträge möglich war, da die laufenden Großhandelspreise



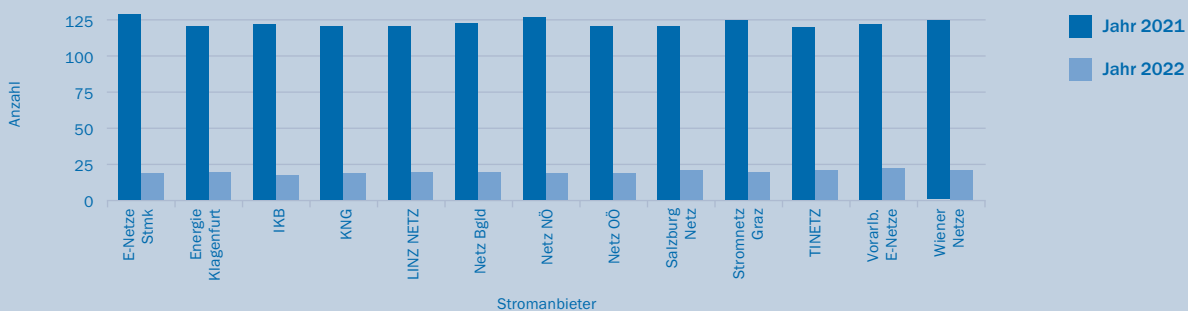
Die enorm gestiegenen Einstandskosten und Haushaltspreise brachten eine Umwälzung des Wettbewerbs auf dem Haushaltmarkt mit sich.



Zugleich ging die Anzahl der **Neukund:innenprodukte** drastisch zurück. Die Marktkonzentration stieg (teilweise merklich), Wechsel fanden hauptsächlich in Richtung großer lokaler Lieferanten statt.

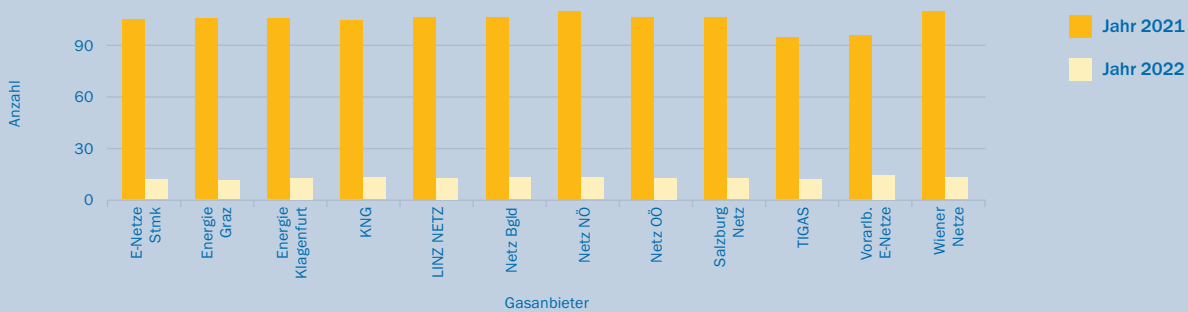


ANZAHL NEUKUNDENPRODUKTE IM TARIFKALKULATOR (STROM)



Quelle: E-Control

ANZAHL NEUKUNDENPRODUKTE IM TARIFKALKULATOR (GAS)



Quelle: E-Control

niedriger waren als jene der letzten Monate. Neuere Daten liegen im Strombereich erst im Q2/2023 vor, sodass erst dann Aussagen über die weitere Tendenz 2022 möglich sind.



KONSU- MENT:INNEN- SCHUTZ

*Hohe Preise
dominierten Entwicklungen*



KONSUMENT:INNENSCHUTZ

Angesichts der stark gestiegenen Energiepreise für Haushalte kam Maßnahmen für schutzbedürftige Kund:innen 2022 eine besondere Bedeutung zu. Die E-Control veröffentlichte daher bereits zum zweiten Mal einen eigenen Konsument:innenschutzbericht, der die Anliegen der Konsument:innen einerseits und

die diversen Schutz- und Unterstützungsmaßnahmen andererseits im Detail beleuchtet. Eine gesamteuropäische Betrachtung liefert der ACER-CEER-Bericht „Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021 – Energy Retail and Consumer Protection Volume“.

Abschaltungen und Vertragsauflösungen

Der Konsument:innenschutzbericht 2022 bezieht sich auf Daten aus dem Jahr 2021. Die Abschalttraten wegen Verletzung vertraglicher Pflichten (insbesondere wegen Zahlungsverzugs) lagen nach wie vor unter dem Niveau von vor der Corona-Pandemie. Auch für 2022 trifft diese Aussage über Abschalttraten der Stromversorgung zu, wenn es auch zu einem leichten Anstieg gegenüber 2021 kam. Die Abschalttraten bei Gas lagen in einigen Monaten im langjährigen Mittel von vor der Pandemie, ansonsten deutlich darunter (s. Abbildung 29 und Abbildung 30).

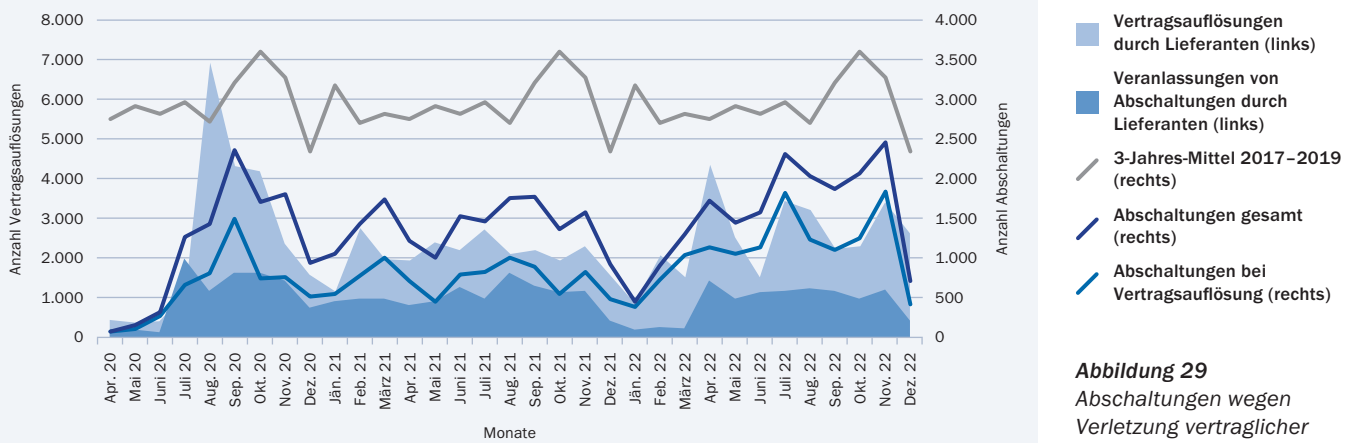
Die Anzahl der Verbraucher:innen, die sich auf die Grundversorgung beriefen, war über den gesamten Verlauf der Pandemie nahezu konstant sehr klein. Erst ab Sommer 2022 zeigte sich ein zuerst langsamer, spätestens ab September 2022 aber ein deutlicher Anstieg der Verbraucher:innen unter Berufung auf die Grundversorgung. Zur detaillierteren Darstellung der Versorgungssituation der Haushalte während der Corona-Krise entwi-

ckelte und veröffentlichte die E-Control 2022 ein eigenes Berichtsformat.

Zugleich kam es zu einer Häufung an Situationen, in denen Energielieferanten aufrechte Lieferverträge kündigten. Dies geschah einerseits bei Marktaustritten aus unterschiedlichen Gründen. Bei Insolvenzen griff die gesetzlich geregelte Ersatzversorgung nach § 77a EIWOG 2010 bzw. § 124a GWG 2011. Dabei wird den betroffenen Kund:innen durch die E-Control je Netzbereich in einem Losverfahren ein Lieferant zugeteilt, der diese zu Marktpreisen zu beliefern hat.

Es kam immer wieder zu Ungereimtheiten und gesetzwidrigem Verhalten z.B. bei der korrekten Kündigung, beim Legen neuer Angebote, in puncto Preisgarantien und zuletzt bei der Grundversorgung. Die E-Control und auch andere Einrichtungen gingen gegen derartiges Verhalten mancher Lieferanten vor, um letztlich die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben sicherzustellen.

ABSCHALTUNGEN UND VERTRAGSAUFLÖSUNGEN, STROM

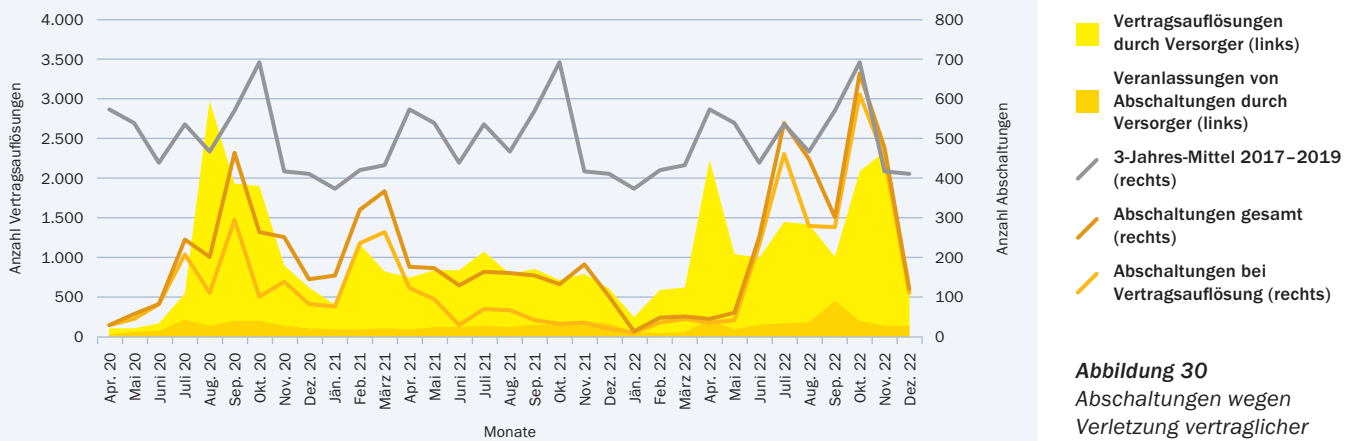


- Vertragsauflösungen durch Lieferanten (links)
- Veranlassungen von Abschaltungen durch Lieferanten (links)
- 3-Jahres-Mittel 2017-2019 (rechts)
- Abschaltungen gesamt (rechts)
- Abschaltungen bei Vertragsauflösung (rechts)

Abbildung 29
Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten und Vertragsauflösungen, Strom, 2020 bis 2022

Quelle: E-Control

ABSCHALTUNGEN UND VERTRAGSAUFLÖSUNGEN, GAS



- Vertragsauflösungen durch Versorger (links)
- Veranlassungen von Abschaltungen durch Versorger (links)
- 3-Jahres-Mittel 2017-2019 (rechts)
- Abschaltungen gesamt (rechts)
- Abschaltungen bei Vertragsauflösung (rechts)

Abbildung 30
Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten und Vertragsauflösungen, Gas, 2020 bis 2022

Quelle: E-Control

Preisänderungen

Die meisten Strom- und Gaslieferanten sehen in ihren Allgemeinen Bedingungen Preisanpassungsklauseln vor, die jedoch für viele Kund:innen schwer verständlich sind. Die automatischen Preisanpassungen nach diesen Klauseln kamen daher für viele überraschend und waren in ihrer Höhe oftmals nicht nachvollziehbar.

Für den Strommarkt wurde eine neue Regelung in § 80 Abs 2a EIWOG 2010 getroffen, wonach Verbraucher:innen und Kleinunternehmen über Anlass, Voraussetzung, Umfang und erstmalige Wirksamkeit von Preisänderungen schriftlich und persönlich informiert werden müssen. Preissenkungen müssen automatisch weitergegeben werden. Es besteht ein außerordentliches Kündigungsrecht, da-

nach endet die Belieferung bei bisherigen Preisen nach drei Monaten (vgl. § 80 Abs 2b EIWOG 2010). Für den Gasbereich gibt es keine vergleichbare Regelung im GWG.

Bereits ab Herbst 2021 war ein neuartiges Verhalten einiger Lieferanten zu bemerken. Um stärkere Preiserhöhungen zu erwirken als von den Anpassungsklauseln in den Verträgen gedeckt gewesen wären, kündigten sie ihre Energielieferverträge und unterbreiteten ihren Kund:innen gänzlich neue Verträge zu erheblich höheren Preisen oder mit einem anderen Preismodell. Eine Vorgehensweise, die vielen Kund:innen nicht geläufig war und daher oft zu Fragen oder sogar zu Problemen bei der durchgehenden Belieferung führte.

Energiearmut

Verschiedene Indikatoren für die Messung von Energiearmut zeigen, dass Haushalte unterschiedlich mit der Nicht-Leistbarkeit von Energie umgehen. Manche nehmen hohe Energiekosten in Kauf, andere verzichten auf Energie. Nach derzeit in Gebrauch stehenden Indikatoren waren im Jahr 2021 ca. 3 bis 4% der österreichischen Bevölkerung von Energiearmut betroffen. Neuere Daten, die die Auswirkungen der Energiekrise und der all-

gemeinen Teuerung bereits berücksichtigen, liegen noch nicht vor.

Die E-Control beauftragte 2022 zum wiederholten Mal die Statistik Austria mit einer Analyse des Problems der Energiearmut in Österreich, die sich in der Untersuchung „Dimensionen der Energiearmut“ niederschlug. Daten von 2021 zeigen, dass 1,7% der Gesamtbevölkerung die Wohnung nicht

angemessen warmhalten können (repräsentativ für den Erhebungszeitraum Februar bis Juli 2021). Dieser Anteil stieg im zweiten Quartal 2022 bereits auf 8,4%. Neben diesen

Angaben zur allgemeinen Betroffenheit erörtert die Studie das Ausmaß von Energiearmut anhand weiterer Indikatoren.

Weiterentwicklung des Haushaltsmarkts

Bereits im Jahr 2021, d.h., noch bevor sich die gestiegenen Großhandelspreise direkt auf die Energiepreise für Haushalte auswirkten, war ein starker Anstieg bei der Nachfrage nach Eigenenergie zu verzeichnen. Dies löste wiederum veritable Herausforderungen beim Netzzutritt und Netzzugang aus. Für das Jahr 2021 wurden von den Strom-Verteilernetzbetreibern bereits 52.486 Netzzutrittsanträge auf Netzebene 7 sowie 1.491 solcher Anträge auf den Netzebenen 1–6 gemeldet. Das entspricht einem Plus von 56% bzw. 33% in nur einem Jahr. In diesem Kontext wurden außerdem durch das Inkrafttreten des EAG und damit einhergehenden Änderungen des EIWOG 2010 im Juli 2021 vereinfachte Bedingungen für den Netzzutritt erneuerbarer Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung bis 20 kW umgesetzt.

Die raschen Zuwächse bei den Anträgen auf Netzzutritt stellten viele Netzbetreiber vor unerwartete Herausforderungen. Viele Konsument:innen waren mit langen Wartezeiten konfrontiert, gesetzlich vorgesehene Fristen zur Rückmeldung konnten teilweise nicht mehr eingehalten werden.

GEMEINSCHAFTLICHE ERZEUGUNGSANLAGEN UND ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

Der starke Anstieg an Netzzugangsanträgen ließ sich auch anlagenseitig bei den gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen nach § 16a EIWOG 2010 und bei den Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften ablesen:

- > Anfang 2021 waren 404 §-16a-Anlagen in Betrieb, 203 in Umsetzung und 550 in Planung. Demgegenüber waren im Jänner 2022 bereits 698 derartige Anlagen in Betrieb, 263 in Umsetzung und 1040 in Planung.
- > Waren mit Ende 2021 noch 5 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEGs) gem. § 16c EIWOG 2010 gemeldet, stieg diese Zahl bis 30. Juni 2022 um 46 weitere EEGs. Ende September waren bereits 92 EEGs gemeldet.

Ein entsprechender Anstieg bei den Bürgerenergiegemeinschaften gem. § 16b EIWOG 2010 war 2022 nicht zu verzeichnen.

INFORMATION AUF SMART-METER-WEBPORTALEN

Auch für das Jahr 2021 untersuchte die E-Control im Zuge des *Smart-Meter-Monitoringberichts* Informationen für Haushalte auf Webportalen. Verteilernetzbetreiber müssen ein kundenfreundliches und personalisiertes Webportal zur Verfügung stellen, wenn Verbrauch und/oder Erzeugung mit einem intelligenten Messgerät gemessen werden.

Bei der Durchsicht der Rückmeldungen und der eingereichten Unterlagen sowie dem Durchtesten der Demozugänge zeigten sich teilweise Diskrepanzen. Oft fehlten beispielsweise Kennzahlen (z.B. kWh/Person, kWh/m²) im Webportal, doch gerade diese Funktion würde den Konsument:innen eine schnelle Erstanalyse ihres Verbrauches erleichtern.

Anliegen der Konsument:innen

Konsument:innen können sich mit Fragen zu Energiethemen über diverse Kanäle an die E-Control wenden. Die Analyse dieser Anfragen an die Energie-Hotline und an die Streitschlichtungsstelle erlaubt einen Einblick in die Anliegen der Bevölkerung. Umfragen vor und während der Preiskrise auf den Haushaltsenergiemärkten zeigten außerdem auf, wie sich diese im Verlauf der Zeit veränderten.

ENERGIE-HOTLINE

Die Beweggründe, warum sich Konsument:innen an die Energie-Hotline der E-Control wandten, waren im Jahr 2022 sehr deutlich von einem Faktor getrieben, nämlich der Suche nach einem neuen Energielieferanten bzw. einem günstigeren Strom- oder Gasprodukt. Auslöser für diese Suche waren in den meisten Fällen steigende Energieprei-

se oder die Kündigung des Liefervertrages durch den Anbieter. Der Tariffkalkulator ist hier Mittel zum Zweck und wichtigstes Werkzeug für das Team der Beratungsstelle. Viele Besitzer:innen von PV-Anlagen erkundigten sich außerdem, an wen sie ihren überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energieträgern verkaufen können.

Besonders in der zweiten Jahreshälfte 2022 wurde deutlich, dass die Unternehmen die bis dato hohe Qualität ihrer Kund:innenservices nicht aufrechterhalten konnten. Beschwerden über mangelhafte Erreichbarkeit wurden deswegen auch an der Energie-Hotline der E-Control deponiert. Die mediale Berichterstattung über die Grundversorgung, bzw. den Grundversorgungstarif dominierte die Anfragen im Herbst 2022.

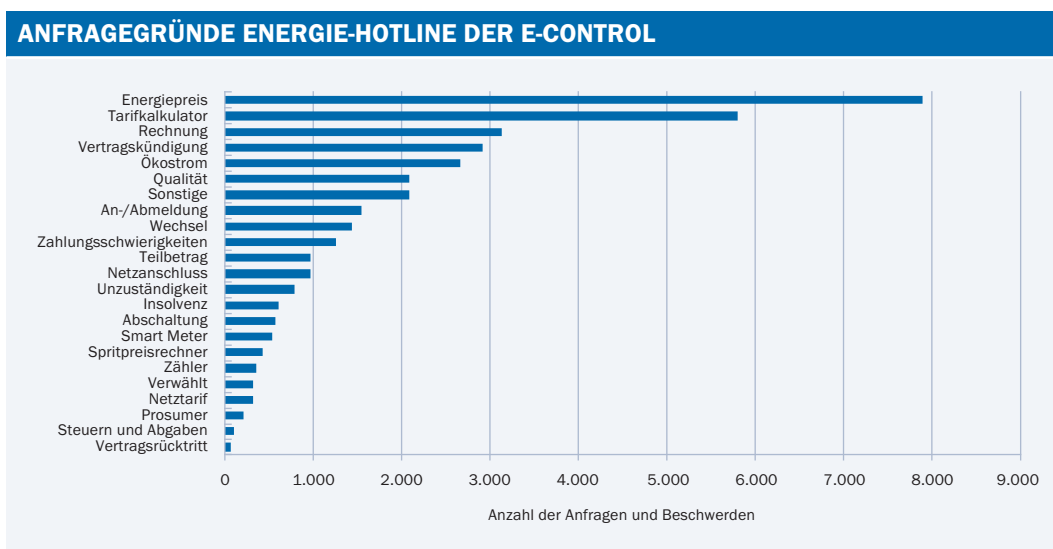


Abbildung 31
Anfragegründe an die Energie-Hotline der E-Control, 2022

Quelle: E-Control

SCHLICHTUNGSSTELLE

Für Anträge auf Streitbeilegung durch die Schlichtungsstelle der E-Control war 2022 besonders häufig eine Rechnung des Energielieferanten oder Netzbetreibers ausschlaggebend. Die Erhöhung der Energiepreise, aber auch Ungereimtheiten bei der Verbrauchshöhe ließen für viele Konsument:innen Fragen offen. Auch hier spielt die mangelnde Qualität der Kund:innenservices, besonders die schlechte Erreichbarkeit, eine große Rolle – viele Kund:innen konnten ihre Fragen oder Probleme nicht selbstständig und direkt mit dem Unternehmen klären. Sie wandten sich daher hilfeschend an die Schlichtungsstelle der E-Control. Auch die Zahl der Konsument:innen,

die von Zahlungsschwierigkeiten und Abschaltungen betroffen waren, nahm zu.

Ebenso wie an der Energie-Hotline war auch für die Schlichtungsstelle der Bereich Netzanschluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen Thema zahlreicher Eingaben. Netznutzer bemängelten vor allem die langen Bearbeitungszeiten der Netzzusagen oder legten Beschwerde ein, weil eine Begrenzung der Einspeiseleistung aufgrund fehlender Netzkapazitäten vorgeschrieben wurde (vgl. Abbildung 32).

KONSUMENT:INNENBEFRAGUNGEN

Befragungen erlauben der E-Control, auch die subjektive Beurteilung der Bevölkerung

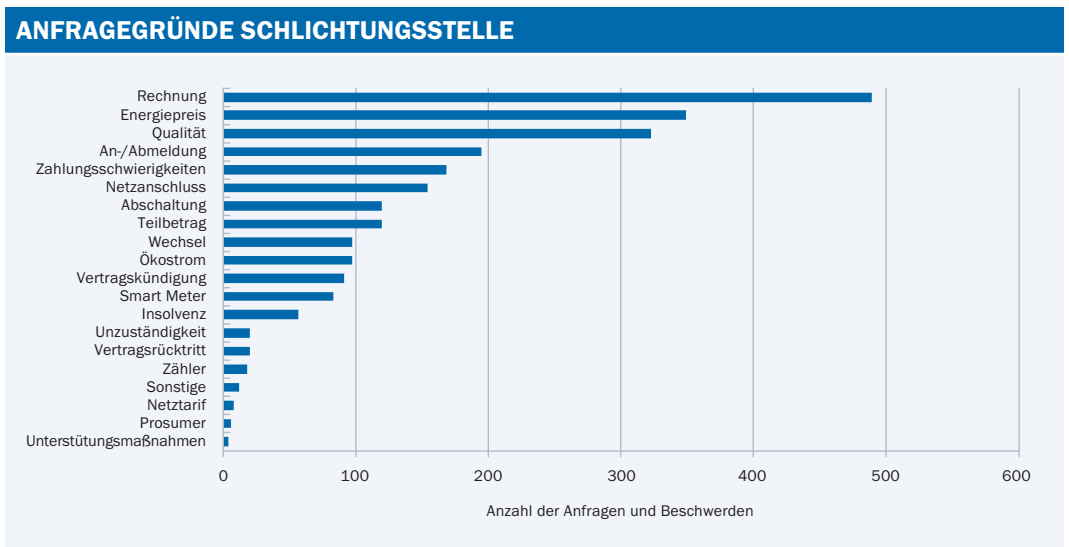


Abbildung 32
Anfragegründe an die
Schlichtungsstelle, 2022

Quelle: E-Control

zum Thema Energiemärkte und insbesondere zum Handlungsbedarf in Bezug auf Konsument:innenschutz in die Arbeit der Behörde einfließen zu lassen.

Bereits gegen Ende 2021 fanden 69% der Bevölkerung das Preisniveau überhöht, 22% sogar sehr. Für 22% fielen Energiekosten bereits damals schon sehr stark ins Gewicht. Eine weitere Umfrage im Juli 2022 konzentrierte sich auf die Leistbarkeit der Energie. Für 30% der Befragten stellten die steigenden Energiekosten ein sehr großes Problem dar, für weitere 44% „eher schon ein Problem“.

Beträchtliche Teile der Bevölkerung stellten dem bestehenden Konsument:innenschutz

betreffend Energie ein mangelhaftes Zeugnis aus. Eine Mehrheit der Befragten sah außerdem ihre Interessen bei der Gestaltung der Energiewende nicht ausreichend berücksichtigt (53%).

Eine weitere repräsentative Bevölkerungsumfrage widmete sich im November 2022 der Betroffenheit durch die Energiekrise, also insbesondere der Frage, inwieweit höhere Preise, aber auch die Maßnahmen dagegen bei den Haushalten schon angekommen waren. Darüber hinaus untersuchte die Studie wie schon im Vorjahr die Themengebiete Leistbarkeit von Energie, Zuverlässigkeit der Energieversorgung, Verständlichkeit von verfügbaren Informationen sowie Wahrneh-

mungen betreffend die Wirksamkeit des Konsument:innenschutzes und Einbindung und Ermächtigung von Konsument:innen auf den Energiemärkten.

Insgesamt wurde der Energiemarkt 2022 deutlich schlechter bewertet als 2021. Das Vertrauen in zentrale (insb. politische) Akteure ging zurück. Die Wahrnehmung zur Leistung verschlechterte sich im Vergleich zum

Vorjahr. Auch der Bereich Zuverlässigkeit litt 2022, besonders in Bezug auf die Gasversorgung. Die Aspekte Einfachheit, Schutz und Einbindung blieben auf niedrigem Vorjahresniveau. Trotzdem lässt sich sagen, dass das Interesse der Bevölkerung am Thema Energie deutlich stieg. Bemerkenswert war auch, dass zwei Drittel der österreichischen Bevölkerung schätzten, noch mehr Energie im Haushalt einsparen zu können.

Stärkung des Konsument:innenschutzes

Neben einer Überwachung bestehender Indikatoren zur Einschätzung der Entwicklungen im Bereich Konsument:innenschutz und Haushaltsenergiemarkt gab es 2022 einige deutliche Verbesserungen der rechtlichen Situation sowie Entlastungsmaßnahmen der Bundesregierung, die speziell die Teuerungen der Haushaltspreise für Strom und Gas abfedern sollten:

- > Recht auf Ratenzahlungsvereinbarungen: Durch eine gesetzliche Änderung im Strombereich haben Kund:innen nunmehr das Recht, eine Ratenzahlung zu verlangen. Diese Regelung wurde von der E-Control in der Ratenzahlungsverordnung umgesetzt. Für Gaskund:innen gibt es keine entsprechende Regelung.
- > Bessere Datengrundlage: Die im Oktober 2022 neu erlassene Elektrizitäts-

Monitoring-Verordnung sieht vor, dass meldepflichtige Strom-Netzbetreiber und Strom-Lieferanten nunmehr monatlich Meldungen zu diversen Kennzahlen des Konsument:innenschutzes abgeben.

- > Maßnahmen der Bundesregierung zur Entlastung der Haushalte: Die Bundesregierung, aber auch etliche Landesregierungen reagierten auf die drastischen Preisanstiege und führten ab Herbst 2021 eine Reihe von Maßnahmen und Unterstützungsleistungen ein. Unter jenen bundesweiten Maßnahmen, welche vorwiegend Energiekosten abfedern und reduzieren sollen, sind beispielhaft zu erwähnen:
 - > Ausdehnung des Kreises der Begünstigten hinsichtlich der EAG-Förderkosten
 - > Senkung der Elektrizitäts- und Erdgasabgabe auf das EU-rechtlich zulässige

- Minimum für alle Konsument:innen (dzt. 0,4%)
- > Aussetzung von Erneuerbaren-Förderpauschale und -Förderbeitrag für alle Haushalte (ca. EUR 100/Jahr)
 - > Energiekostenausgleich: ein einmaliger Gutschein in Höhe von EUR 150 für Haushalte unter einer bestimmten Einkommensgrenze, welcher mit der Stromrechnung über den Strom-Lieferanten abgerechnet wird
 - > Stromkostenbremse: Alle Haushalte bekommen bis zu einem Jahresverbrauch von 2.900 kWh eine Reduktion des individuellen Strompreises ihres Strom-Lieferanten (reiner Energiepreis) um bis zu 30 Cent pro kWh. Auf Antrag hin können Haushalte mit vier oder mehr Personen eine Erweiterung der Strompreisbremse auf ein Zusatzkontingent an kWh beantragen. Zusätzlich erhalten alle von den Erneuerbaren-Förderbeiträgen befreiten Haushalte 75% der Netzkosten erstattet (bis zu EUR 200 pro Jahr).
 - > Lückenlose Versorgung: Der Nationalrat beschloss im Dezember 2022 eine neue
- Regelung zum Schutz von Kund:innen, deren Versorger aus dem Markt austritt. Droht ihnen ein vertragsloser Zustand, werden sie für einen beschränkten Zeitraum automatisch einem neuen Lieferanten zugeordnet, wodurch eine unterbrechungsfreie Versorgung sichergestellt ist.
- > Unter Mitarbeit der E-Control wurden internationale Empfehlungen zu Anforderungen an Tarifikalkulatoren (CEER-Publikation „Guidelines of Good Practice on Future-Proof Comparison Tools for the Energy Sector“) und internationale Empfehlungen zu Informationsbereitstellung zu grünen Angeboten (CEER-Publikation “Update of Guidelines of Good Practice for Trustworthy Information on Green Offers and Consumer Protection against Misleading Marketing“) erarbeitet und veröffentlicht.
 - > Anfang 2023 veröffentlichte die E-Control einen Katalog mit 10 Forderungen an die Strom- und Gasunternehmen, die wesentlich zum Schutz der Energiekonsument:innen in Österreich beitragen sollen (s. Abbildung 33).



Abbildung 33
Forderungen der E-Control an die Strom- und Gasunternehmen

Quelle: E-Control

MEDIENARBEIT UND PUBLIKATIONEN

Die Medienarbeit der E-Control richtet sich nach den gesetzlichen Transparenz- und Publikationsbestimmungen. Außerdem beantwortet die E-Control zahlreiche Medienanfragen. Die Zahlen zeigen eindrücklich, dass die Energiemärkte 2022 mehr denn je im Zentrum des öffentlichen Interesses standen.

Besuche auf der
E-Control-Website:

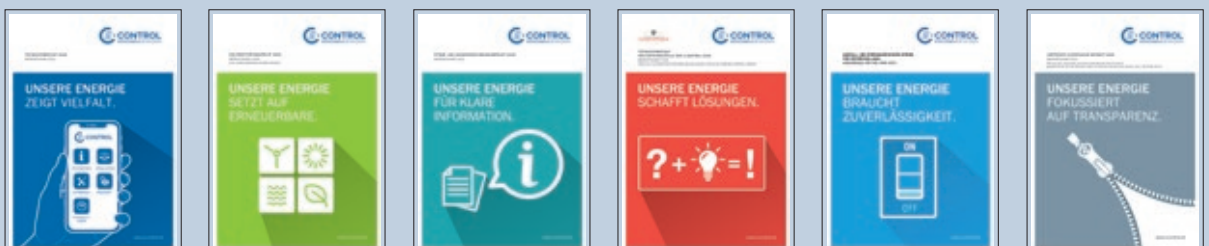
+254%



Allein die Seite
„**Zahlungsschwierigkeiten**“
verzeichnete ein Plus von

+1.120%

Publikationen



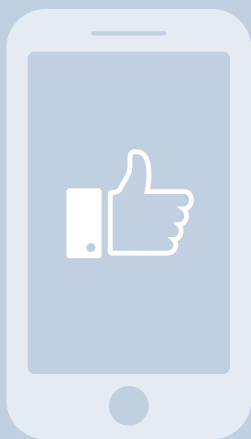
Webinare

zu Regelreserve, europäischer Gasmarkt, Schlichtungsstelle, Herkunftsnachweise, aktuelle Situation am Gasmarkt, EAG-Monitoringbericht, Netzentgelte



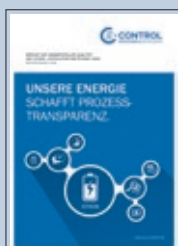
Beiträge über die E-Control in den Medien:

5.203
+282%



Erwähnung der E-Control in diversen social media posts:

+462%





SERVICES DER E-CONTROL

Anfragen erreichten Allzeithoch



SERVICES DER E-CONTROL

Der E-Control obliegen zahlreiche Transparenz- und Informationspflichten. Als zentrale Informationsstelle für Verbraucher:innen stellt sie laufend aufbereitete Inhalte und leicht

verständliche Fakten zu den Strom- und Gasmärkten zur Verfügung. Außerdem steht sie Verbraucher:innen, Unternehmen und Marktteilnehmern über diverse Services zur Seite.

Energie-Hotline und Schlichtungsstelle

- > Das Team der Energie-Hotline bearbeitet nicht nur telefonische Anfragen und Beschwerden, es steht auch über diverse schriftliche Kanäle mit Rat und Tat zur Seite. Insgesamt bearbeiteten die Mitarbeiter:innen der E-Control im Jahr 2022 26.500 telefonische (+290% im Vergleich zu 2021) und 6.900 schriftliche Eingänge (+210% im Vergleich zu 2021).
- > Die Schlichtungsstelle der E-Control, eine nach dem Alternative-Streitbeilegung-Gesetz (ASStG) staatlich anerkannte Verbraucherschlichtungsstelle in Österreich,

wurde 2022 in insgesamt 1.800 Verfahren tätig. Details über die Tätigkeit der Schlichtungsstelle sind in einem eigenen Jahresbericht festgehalten.

- > Über die Website „Frag doch die E-Control“ können Konsument:innen Fragen zum Strom- und Gasmarkt stellen und die Antworten werden veröffentlicht, damit sie auch für andere einsehbar sind. In den ersten drei Quartalen 2022 wurde diese Seite 5.838 Mal besucht, was ein Plus von 46% gegenüber dem Vorjahr darstellt.

Tarifkalkulator

Der Tarifkalkulator, mit dem sich Verbraucher:innen bereits seit 2001 den unabhängigen Vergleich aller in Frage kommenden Strom- und Gasangebote für ihren Verbrauch berechnen lassen können, wurde 2022 so oft aufgerufen wie nie zuvor. Rund 970.00 Besuche waren im Berichtsjahr zu verzeichnen,

das waren mehr als drei Mal so viele wie im Vorjahr.

Dies ist bemerkenswert, da es angesichts der hohen Preise vor allem für Neukund:innen seit dem Frühjahr kaum Möglichkeiten der Ersparnis durch einen Lieferantenwechsel gab.

Allerdings ist der Tarifikalkulator natürlich eine wertvolle Hilfe für all jene Kund:innen, deren Lieferanten angesichts der steigenden Preise bestehende Verträge gekündigt haben. Außerdem zeigte sich, was bereits vom Spritpreisrechner bekannt ist: Verbraucher:innen waren nicht unbedingt auf der Suche nach dem allergünstigsten Angebot, vielmehr erwarteten sie faire Preise. Und so nutzten sie die Vergleichsapplikationen der E-Control für eine Prüfung des Angebots, das sie beispielsweise bei einer Kündigung eines Altvertrages von ihrem Lieferanten gleich mitbekommen haben. Genau diese Frage wurde den

Berater:innen der E-Control auch über die verschiedensten Kanäle immer wieder gestellt und hier konnte der Tarifikalkulator einiges an Verunsicherung beseitigen.

Aber auch der Gewerbe-Tarifikalkulator (+76%), KMU-Energiepreis-Check (+77%), der Gas-Umrechnungs-Check (+150%) oder der Energiespar-Check (+84%) waren gefragt. Sämtliche Applikationen auf der Website der E-Control wurden 2022 deutlich stärker genutzt als in den vorangegangenen Jahren. Dies lag natürlich auch an der starken medialen Präsenz des Themas Energie.

Weitere Online-Informationsservices

Die E-Control bietet auf ihrer eigenen Website sowie auf mehreren eigenständigen Seiten eine Fülle von Informationen und nützlichen Applikationen vor allem für Verbraucher:innen und Haushalte. Wie auch die übrigen Informationsangebote der E-Control wurden diese im Jahr 2022 so häufig genutzt wie selten zuvor. Entsprechend zeitnäher, aufwändiger und umfassender gestalteten sich im Berichtsjahr die Pflege und das Content-Management der Onlineangebote.

> Mit weit über 3 Millionen verzeichnete die Website der E-Control so viele Besuche wie noch nie. Gegenüber dem Vorjahr hat sich die Zahl der Besuche mehr als vervier-

facht, gegenüber dem bisherigen Höchststand 2017 rund verdreifacht.

Auch die Anzahl der Aktualisierungen, neuen Beiträge und Informationen auf der Website vervielfachte sich gegenüber den Vorjahren. Waren es 2021 rund 1.000 solcher Updates, so wurden 2022 allein die krisenbezogenen Informationen insgesamt über 1.600 Mal aktualisiert. Seit 25. Februar 2022 wurden neben einer generellen Information für jede der Kernzielgruppen neue, eigene Informationsseiten zur Versorgungssicherheit sowie fortlaufend erweiterte Seiten mit häufigen Fragen und Antworten zur Verfügung gestellt. Sie wur-

den außerdem durch ständig aktualisierte Seiten u.a. zu den Gasspeicherständen, den Spritpreisen oder zu neuen Unterstützungsinstrumenten ergänzt.

Darüber hinaus wurde der Bereich der Website, der sich an Konsument:innen richtet, über den Jahreswechsel 2021/2022 vollständig neu strukturiert und sämtliche Inhalte überarbeitet.

- > Unter dem Motto „Unsere Energie ist wertvoll“ lief von Ende August bis Anfang Dezember eine plattform- und medienübergreifende Kampagne zum bewussten Umgang mit Energie. Zentraler Punkt dieser Informationsmaßnahmen bildete eine eigens eingerichtete Website der

E-Control mit Hintergründen zu den aktuellen Teuerungen, Analysen von Energiesparmaßnahmen und ausgewählten Erklärfilmen zum Thema.

- > Im Jahr 2021 wurde zusätzlich zu den früheren Newslettern für Konsument:innen und Marktteilnehmer noch ein Newsletter für Industrie & Gewerbe eingeführt. Im Berichtsjahr 2022 wurde die Zahl der je Kategorie versandten Newsletter von vier auf sechs Mal jährlich erhöht. So erhielten die mittlerweile insgesamt rund 4.700 Abonnent:innen (+88%) im Laufe des Jahres über 80 zielgruppenspezifische Artikel und Informationen direkt in ihr Mailpostfach.

Mobilitätsapplikationen

Die Preise für Diesel und Superbenzin schnellten 2022 in noch nie dagewesene Höhen. Entsprechend hoch war auch das Interesse an der ohnehin bekanntesten eigenständigen Applikation der E-Control, dem Spritpreisrechner, der gemäß Preistransparenzgesetz 2011 im Auftrag des Wirtschaftsministeriums (BMAW) geführt wird. Mit mehr als 5 Millionen Besuchen informierten sich 2022 mehr als doppelt so viele Autofahrer:innen wie im Vorjahr über die aktuell günstigsten Preise.

Nicht ganz so stark stieg die Zahl der Besuche beim Ladestellenverzeichnis, das die E-Control seit 2019 auf Basis des Bundesgesetzes für Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe im Auftrag des Klimaschutzministeriums (BMK) betreibt. Im Verhältnis zu den jeweiligen Fahrzeugtypen entsprachen die über 29.000 Besuche (+30%) 2022 aber bereits etwa jenen der Fahrer:innen von Verbrennern beim Spritpreisrechner. Die Dynamik des

Elektromobilitätsmarktes spiegelte sich aber noch deutlicher in der Zunahme der beim Ladestellenverzeichnis gemeldeten Ladestellen (7.077; +33%) und Ladepunkte (16.092; +53%) von inzwischen über 550 Betreibern (+160%), die bei ihren Eintragungen in das Verzeichnis von der E-Control betreut und serviert wurden.

Was vielen E-Mobilist:innen aber immer noch schmerzlich fehlt, ist echte Vergleichbarkeit und Transparenz bei den Preisen fürs Laden an öffentlich zugänglichen Ladestellen. Bei der letzten Erhebung Anfang des Jahres gaben rund drei Viertel der Befragten an,

dass sie vor einem Ladevorgang gar nicht oder nur ungefähr wissen, was sie bezahlen werden (vgl. die Erhebung zum Status quo der E-Mobilist:innen in Österreich 2021). Diesen Zustand möchte die E-Control in Zusammenarbeit mit dem Klimaschutzministerium ändern. Im Frühjahr 2022 fiel daher der Startschuss zur Entwicklung eines „Lade-Tarifkalkulators“, mit dem E-Auto-Fahrende künftig ausgehend von ihrer individuellen Situation alle in Frage kommenden Angebote für Ladeverträge (Ladekarten) vergleichen können. Diese neue Applikation wird voraussichtlich ab dem zweiten Quartal 2023 zur Verfügung stehen.

Social Media

Auf den Social-Media-Kanälen, auf denen die E-Control seit vielen Jahren präsent ist, hat sich die veränderte Lage auf dem Endkundenmarkt besonders deutlich bemerkbar gemacht. So wurden 2022 auf Facebook, Twitter und YouTube wie im Vorjahr etwas über 200 eigene Beiträge verbreitet (siehe Abbildung 34). Während bislang vor allem Informationen zum Lieferantenwechsel, dem Anbietervergleich oder dem Verständnis der Rechnung im Mittelpunkt standen, ging es seit März 2022 um wesentlich tagesaktuellere Themen, wie Preiserhöhungen, Kündigungen und Energiesparen. Mit Infotaining-Beiträgen

wurden etwa in kurzen Animationen einprägsame Beispiele vorgebracht, mit denen die eher abstrakten Energieeinheiten greifbar wurden. Deutlich positiv fielen die Reaktionen auf die drei neu produzierten Erklärfilme aus. In Summe wurden die mittlerweile 24 Erklärfilme von jeweils 2 Minuten Länge rund 1 Million Mal vor allem auf YouTube, aber auch auf Facebook und Twitter aufgerufen.

Neben den eigenen Postings war die E-Control aber natürlich häufig erwähntes oder miterwähntes Subjekt vieler Onlinebeiträge. Die Gesamtreichweite von Beiträgen,

die namentlich Bezug zur E-Control hatten, hat sich von 6,4 Millionen auf über 19 Millionen gut verdreifacht. Noch stärker, nämlich um über 600%, nahmen die Interaktionen

mit den Nutzer:innen auf Twitter (über 8.000) zu, jene auf Facebook haben sich auf knapp 120.000 gut verdoppelt.

POSTING DER E-CONTROL AUF FACEBOOK



Abbildung 34
Posting der
E-Control auf Facebook

Quelle: E-Control

Informationsstelle für Markteintritt und Marktaustritt

Bereits im Herbst 2021 wurde die Informationsstelle der E-Control für Markteintritt um das Thema Marktaustritt ergänzt. Das Interesse am Webbereich zum geordneten Marktaustritt stieg im Jahr 2022 weiter an, während sich die Webzugriffe im Markteintrittsbereich erneut reduzierten.

Bei konkreten Fragen zu Markteintritt oder -austritt besteht zudem die Möglichkeit, sich direkt an die E-Control zu wenden. Als Austrittsstelle wurde eine sehr aktive Rolle eingenommen. Unternehmen mit Austrittsvorhaben wurden direkt kontaktiert, es wurde auf die verfügbaren Leitfäden hingewiesen und Unterstützung bei Fragen angeboten. Anfang des Jahres 2022 wurde zudem die Kommunikation mit dem (vorläufig) insolvent gemeldeten Unternehmen McStrom GmbH über diese Stelle abgewickelt. Zu Markteintrittsvorhaben richteten sich nur wenige Unternehmen mit jedoch sehr spezifischen Fragen zur Stromspeichertätigkeit und Einspeisung von erneuerbarem Strom und Gas an diese Stelle.

Insgesamt traten 2022 acht Stromlieferanten (inkl. Insolvenz) den kompletten Rückzug aus dem Markt an. Einer davon wurde mit dem Lieferanten seiner Muttergesellschaft zusammengelegt und kann nur als Austritt im weiteren Sinne betrachtet werden. Sieben der Stromlieferanten belieferten Haushalte, fünf auch Geschäftskunden und ein Unternehmen lieferte ausschließlich im Nicht-Haushaltsbereich. Vier der Lieferanten hatten kaum Kund:innen, da sie erst vor kurzem mit der Geschäftstätigkeit begonnen hatten, nie richtig Fuß fassen konnten oder nicht expandieren wollten. Zwei Stromlieferanten begannen im Jahr 2022 mit ihrer Tätigkeit: einer für Geschäftskunden und ein weiterer spezialisiert auf Haushalte mit Einspeisung.

Sieben Gasversorger verließen 2022 den Endkundenmarkt, fünf von ihnen belieferten auch Haushalte. Auch hier hatten drei nur sehr wenige Kund:innen, im zweistelligen Bereich. Ein Gasversorger für Nicht-Haushalte nahm seine Liefertätigkeit im selben Zeitraum auf (vgl. Abbildung 35).

EIN- UND AUSTRITTE VON GAS- UND STROMLIEFERANTEN				
Lieferanten /Versorger	Eintritte	Austritte	... davon	
			für Haushalte	Insolvenz
Strom	2	8	7	1
Gas	1	7	5	—

Abbildung 35
Ein- und Austritte von Gas- und Stromlieferanten zwischen Jänner und Dezember 2022, vorläufige Werte

Quelle: E-Control

Bei Marktaustritten von Gasversorgern handelte es sich häufig um einen Rückzug in den Heimatmarkt ins Ausland oder in den Kernmarkt der Strombelieferung. Verglichen zum Vorjahr stammten 2022 die ausgetretenen

Stromlieferanten verstärkt aus dem Inland. Vier Stromlieferanten aus Österreich stellten bis Ende 2022 ihre zum Teil langjährige Tätigkeit vollständig ein.

Statistische Erhebungen und Publikationen

Wie bereits seit einigen Jahren veröffentlichte die E-Control auch 2022 wieder eine Statistikbroschüre, die Daten und Fakten zum österreichischen Strom- und Gasmarkt in kompakter Form darstellt. Die zugrundeliegenden Daten sowie eine Fülle weiterer Informationen werden von der E-Control in regelmäßigen Abständen erhoben und auf der Website veröffentlicht. Dort sind auch die Ausfall- und Störungsstatistiken für Strom und Gas, die Quartalsberichte zur Preistransparenzdatenbank und zum Ladestellenverzeichnis sowie Informationen zur kommerziellen Qualität der Netzdienstleistung Strom & Gas abrufbar.

Weitere regelmäßige Publikationen der E-Control im Jahr 2022 umfassten z.B. den Tätigkeitsbericht für das Jahr 2021, den ersten EAG-Monitoringbericht, den Strom- und Gaskennzeichnungsbericht, den Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle, den

Corporate-Governance-Bericht und den Smart-Meter-Monitoringbericht. Außerdem wurden diverse Studien veröffentlicht, darunter eine Studie zur Weiterentwicklung des österreichischen Stromzählersystems, eine Studie zur Beurteilung des Netzanschlusses und der Netzanschlusskapazitäten in Österreich, eine Studie zu Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitäts-System Österreichs 2020/2030, die Dimensionen der Energiearmut und die Wettbewerbsanalyse des Gasspeichermarkts 2022.

Zusätzlich kommt es etwa im Rahmen der Tarifierung und des Marktregelprozesses regelmäßig zu umfassenden Veröffentlichungen, um den Marktteilnehmern und der Öffentlichkeit möglichst viel Transparenz zu bieten und eine niederschwellige Teilnahme an derartigen Prozessen zu ermöglichen.



RECHTS- ENTWICKLUNGEN AUF EU-EBENE UND IN ÖSTERREICH

*Anlassgesetzgebung zu Preisen
überlagert Klimabestrebungen*



RECHTSENTWICKLUNGEN AUF EU-EBENE UND IN ÖSTERREICH

Sowohl die EU-Ebene als auch die nationale Gesetzgebung war 2022 von Initiativen zur Bewältigung der Preis- und Mengenkrise geprägt. Im Jahresverlauf lag der Fokus zunächst auf der Reduktion der Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen und der Sicherstellung der Energieversorgung insbesondere für den Winter 2022/23. Im Herbst

traten Bestrebungen zur Preisreduktion im Großhandel und zur Abfederung der hohen Preise für Verbraucher:innen in den Vordergrund. Laufende legislative Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Gassektors auf EU-Ebene und zur Steigerung der Energieeffizienz in Österreich mussten dadurch Verzögerungen hinnehmen.

Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene

Ebenso wie der Energiemarkt allgemein waren auch die Rechtsentwicklungen 2022 von der Bewältigung der multiplen Krisen geprägt. Es ist dabei zwischen kurz- und langfristigen Maßnahmen zu unterscheiden. In der Frage der Bewältigung der Klimakrise wurden und werden sowohl auf EU-Ebene als auch national insbesondere langfristige Instrumente eingesetzt. Sie durchlaufen das vollständige Gesetzgebungsverfahren und treten daher mit etwas Verzögerung in Kraft, sind dafür aber auf lange Sicht stabil. Versorgungssicherheit und Leistbarkeit von Energie für Bevölkerung und Unternehmen dagegen werden aufgrund ihrer Dringlichkeit mit kurzfristigen Maßnahmen abgesichert. Solche können auf EU-Ebene in stark verkürzten Verfahren verabschiedet werden und entfalten ihre Wirkung in den Mitgliedstaaten rasch, müssen aber zeitlich begrenzt sein.

Die E-Control ist auf europäischer Ebene insbesondere innerhalb von ACER und CEER aktiv. Als europäische Agentur übernimmt ACER wichtige Aufgaben im Bereich der Umsetzung europäischer Energiegesetzgebung. Gemeinsam mit der freiwilligen Regulierungsbehördenorganisation CEER nimmt ACER auch eine beratende Funktion in den gesetzgeberischen Prozessen auf EU-Ebene ein. CEER verfolgt außerdem schwerpunktmäßig das Ziel, die Energiewende für alle Konsument:innen gleichermaßen zu ermöglichen und entwickelt in diesem Bereich Empfehlungen und Untersuchungen, ebenso wie in zahlreichen weiteren regulatorischen Interessensgebieten.

Bei CEER ist die E-Control außerdem seit mehreren Jahren im Board vertreten und wurde im vierten Quartal 2022 erneut in dieses Gremium gewählt. Gemeinsam mit vier weiteren Mitgliedern und unter der Leitung einer

Präsidentin kann die E-Control so zur strategischen Ausrichtung von CEER während der nächsten zweieinhalb Jahre beitragen. Weitere Informationen über die Tätigkeiten von CEER und ACER geben die jeweiligen Tätigkeitsberichte sowie Überblickspublikationen wie z.B. „What Regulators Stood for in the First Half of 2022“ von CEER.

Daneben ist die E-Control in der Regulierungssparte der Energy Community (ECRB), in der Energy Regulators Regional Association (ERRA) und in einer Reihe weiterer internationaler Gremien und Gruppierungen tätig.

MASSNAHMEN ZUR BEKÄMPFUNG DER KLIMAKRISE

Dekarbonisierungspaket

Als Teil des Dekarbonisierungspakets werden die europäische Gasrichtlinie und Gasverordnung vollständig überarbeitet. Ebenso soll eine neue Verordnung zur Reduktion von Methanemissionen im Energiesektor hinzukommen. Ziel des gesamten Pakets ist einerseits die Übernahme jener Neuerungen aus dem Paket „Clean Energy for all Europeans“, die auch für den Gassektor sinnvoll sind. Andererseits wird besonderer Wert auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen und die Entwicklung des Wasserstoffsektors gelegt.

Mitte 2022 wurden die Dossiers von der Kommission an den Europäischen Rat und an das Europäische Parlament übergeben und beide

Institutionen hatten es sich zum Ziel gesetzt, bis Jahresende ihre Verhandlungspositionen festzulegen. Diese Ziele gerieten allerdings im letzten Quartal durch die Fülle neuer Anlassgesetzgebungen etwas ins Hintertreffen, sodass mit Ende 2022 die Positionen zwar großteils gefestigt sind, die formellen Abstimmungen dazu jedoch noch ausstehen.

In diesem Zusammenhang veröffentlichte CEER eine Rückmeldung an die Kommission zum Paket, gefolgt von gemeinsamen Positionen von ACER und CEER zum Paket insgesamt und zur Verordnung zur Reduktion von Methanemissionen.

„Fit für 55“-Paket

Die Bezeichnung „Fit für 55“ unterstreicht das Ziel der EU, ihre Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55% zu senken. Dazu muss der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des gesamten Energiebedarfs in der EU auf mindestens 40% steigen. Das zugehörige Gesetzespaket beinhaltet die dafür notwendigen Änderungen europäischer Gesetzesmaterien. Die Bandbreite ist sehr groß, doch für die Tätigkeit der E-Control sind davon insbesondere die Änderungen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie und der Energieeffizienzrichtlinie von Bedeutung.

Im Sommer 2022 einigten sich die europäischen Institutionen auf ihre jeweiligen Ver-

handlungspositionen und der Trilog konnte beginnen. Eine interinstitutionelle Einigung wurde noch nicht erzielt.

Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich erneuerbare Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, der durch das „Fit für 55“-Paket erreicht werden soll, wurde angesichts des Wunsches, von russischen Energielieferungen unabhängig zu werden, als unzureichend erachtet. Er wurde daher durch eine Ratsverordnung (2022/2577) ergänzt, die den Ausbau nochmals beschleunigen soll. Insbesondere werden die Genehmigungsverfahren für PV-Anlagen, Repowering von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen und Wärmepumpen stark verkürzt. Die Verordnung wurde im Dezember 2022 verabschiedet und gilt ein Jahr lang.

MASSNAHMEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT

REPowerEU und Speicherbefüllung

Unter dem Titel „REPowerEU“ veröffentlichte die EU-Kommission eine Mitteilung zur Verringerung der Abhängigkeit der EU von Erdgaslieferungen aus Russland. Diese Mitteilung schlug sich konkret in der Gasspeicherverordnung (2022/1032) nieder. Sie schrieb vor, zu welchem Grad die Gasspeicher eines jeden EU-Staats zu Beginn der Heizsaison befüllt sein mussten. Dies diente der Sicherstellung der Gasversorgung für den Winter 2022/2023. Für die kommenden Jahre enthält sie verpflichten-

de Zwischenziele für die Speicherfüllstände zu unterschiedlichen Zeitpunkten.

Nach einer raschen Einigung der europäischen Institutionen trat die Verordnung am 27. Juni 2022 in Kraft. In den Gesetzgebungsprozess hatten ACER und CEER über eine gemeinsame Publikation regulatorische Expertise eingebracht.

„Save gas for a safe winter“ und Gasverbrauchssenkung

Die Kommissionsmitteilung „Save gas for a safe winter“ ergänzte die zuvor erlassene Gasspeicherverpflichtung und brachte eine koordinierte Gasverbrauchssenkung in der EU auf den Weg. Die entsprechende Ratsverordnung (2022/1369) enthält zum einen eine freiwillige Gasverbrauchssenkung, zum anderen eine verpflichtende Reduktion des Gasverbrauchs im Falle eines Unionsalarms. Ein solcher Alarm kann unter bestimmten Umständen vom Rat ausgerufen werden. Zur Umsetzung der Verbrauchssenkungen schlägt die Verordnung eine Reihe von Maßnahmen vor.

Als Ratsverordnung konnte sie rasch beschlossen werden und bereits mit Anfang August 2022 in Kraft treten, ist jedoch auf den Zeitraum bis März 2023 beschränkt.

Solidarität

Basierend auf der Verordnung über mehr Solidarität durch bessere Koordinierung

der Gasbeschaffung (2022/2576) können Mitgliedstaaten und Energieunternehmen in Zukunft gemeinsam Gas kaufen. Durch die Bündelung der Nachfrage auf EU-Ebene soll sichergestellt werden, dass die EU-Mitgliedstaaten bei der Beschaffung von Gas auf den Weltmärkten eine größere Hebelwirkung haben und sich dabei nicht gegenseitig überbieten.

Mit der Verordnung werden weitere Solidaritätsmaßnahmen für den Fall echter Gasversorgungsengpässe eingeführt, die die bestehenden Vorschriften ergänzen. So ist es Mitgliedstaaten nun möglich, andere Mitgliedstaaten um Solidaritätsmaßnahmen zu ersuchen, wenn sie nicht in der Lage sind, die für ihr Stromnetz erforderlichen kritischen Gasmengen zu sichern.

Auch beinhaltet die Verordnung Maßnahmen zur Begrenzung der Volatilität der Gas- und Strompreise, außerdem werden zuverlässige Gaspreis-Referenzwerte festgelegt. So wird ACER damit beauftragt, einen neuen ergänzenden Preis-Richtwert zu entwickeln, der stabile und vorhersehbare Preise für LNG-Transaktionen ermöglicht. Ein Mechanismus zur Begrenzung der Tagesvolatilität wird Preisschwankungen im Laufe ein- und desselben Handelstages verhindern.

Die Verordnung trat Ende Dezember 2022 in Kraft.

MASSNAHMEN ZUR ABFEDERUNG DER HOHEN ENERGIEPREISE

Stromverbrauchsreduktion, Gewinnabschöpfung und Solidaritätsbeitrag

Die Verordnung des Rates über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise (2022/1854) enthält das Ziel, den Gesamtbruttostromverbrauch auf freiwilliger Basis um 10% zu senken, und das verbindliche Ziel, den Stromverbrauch zu Spitzenzeiten um 5% zu senken. Zur Erreichung der Zielvorgaben können die Mitgliedstaaten eigenständig angemessene Maßnahmen auswählen.

Die Verordnung sieht weiters vor, die Markterlöse von Stromerzeugern, die sogenannte inframarginale Technologien wie erneuerbare Energien, Kernenergie und Braunkohle zur Stromerzeugung einsetzen, auf 180 €/MWh zu begrenzen. Gewisse Flexibilitätsmechanismen, um nationale Gegebenheiten berücksichtigen zu können, wurden in der Verordnung verankert.

Weiters wird in der Verordnung für die Gewinne von Unternehmen im Erdöl-, Erdgas-, Kohle- und Raffineriebereich ein befristeter obligatorischer Solidaritätsbeitrag festgelegt.

Nur zwei Wochen nach Vorlage eines Vorschlags wurde die Verordnung Anfang Oktober im Amtsblatt der EU veröffentlicht. Bei den Maßnahmen handelt es sich um befristete Sondermaßnahmen, sie gelten vom 1. De-

zember 2022 bis zum 31. Dezember 2023. Die Ziele für die Senkung des Energieverbrauchs gelten bis zum 31. März 2023. Die verbindliche Obergrenze für Markterlöse gilt bis zum 30. Juni 2023.

Freiraum für Mitgliedstaaten

Zusätzlich zu der im Oktober 2021 präsentierten Toolbox für Mitgliedstaaten präsentierte die Kommission Anfang März 2022 Leitlinien, um die Auswirkungen hoher Preise auf schutzbedürftige Verbraucher:innen abzufedern. Diese Leitlinien bekräftigen, dass Preisregulierung in Ausnahmefällen zulässig ist. In diesem Plan verweist die EU-Kommission erneut auf die EU-Vorschriften über staatliche Beihilfen, die den Mitgliedstaaten ebenfalls Möglichkeiten bieten, von hohen Energiepreisen betroffene Unternehmen kurzfristig zu unterstützen.

Gaspreiskorridor

Die Verordnung des Rats zur Einführung eines Marktkorrekturmechanismus zum Schutz der Bürgerinnen und Bürger der Union und der Wirtschaft vor überhöhten Preisen (2022/2578) sieht befristete Notfallmaßnahmen vor, mit denen ein Marktkorrekturmechanismus – oft auch Gaspreiskorridor genannt – für die Preise bestimmter Gasgeschäfte an der Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden eingeführt wird. Der Deckel kann ausgelöst werden, wenn der Preis am TTF für einen gewissen Zeitraum 180 €/MWh erreicht und einen von ACER zu errechnenden LNG-Referenzpreis um mindestens 35 € übersteigt. Die Verordnung trat nach langwierigen Verhandlungen Ende Dezember 2022 in Kraft, der Mechanismus kann ab dem 15. Februar 2023 aktiviert werden.

Rechtsentwicklungen in Österreich

In Summe wurden im Jahr 2022 291 Verwaltungsverfahren und zusätzlich 19 Ordnungsverfahren geführt und abgeschlossen. Im Rahmen der 19 Ordnungsverfahren führte die E-Control Konsultationen durch. Hinzu kommen noch 197 laufende Verwaltungsverfahren, davon 81 gerichtsanhängige Verfahren. Einen Überblick über die Konsultationen, Ordnungen und Bescheidverfahren sowie die Beteiligung der

E-Control an Verfahren anderer Behörden gibt Abbildung 36.

VERWERFUNGEN AUF DEN ENERGIEMÄRKTEN

Mit der Invasion russischer Truppen auf ukrainisches Territorium und den Folgewirkungen wurden die Grundsätze einer verlässlichen Partnerschaft zur Energieversorgung mit Importen aus Russland zerstört. Daher finden sich

ÜBERBLICK ÜBER VERORDNUNGEN UND VERFAHREN	
Verordnungen	9
Verordnungen – Gas	19
Gaskennzeichnungsverordnungsnovelle 2021	BGBI. II Nr. 47/2022
GMMO-VO 2020 – 1. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 179/2022
GMMO-VO 2020 – 2. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 357/2022
G-EnLD-VO 2017 – 1. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 274/2022
G-EnLD-VO 2017 – 2. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 347/2022
Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung 2021 – Novelle 2022	BGBI. II Nr. 348/2022
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – 1. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 176/2022
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – 2. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 346/2022
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – 3. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 408/2022
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – 4. Novelle 2022	BGBI. II Nr. 465/2022
Verordnungen – Strom	9
Stromkennzeichnungsverordnung 2022	BGBI. II Nr. 48/2022
EAG-Befreiungsverordnung	BGBI. II Nr. 61/2022
Ratenzahlungs-Verordnung	BGBI. II Nr. 180/2022
E-EnLD-VO 2017 – Novelle 2022	BGBI. II Nr. 282/2022
Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022	BGBI. II Nr. 350/2022
Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung 2022	BGBI. II Nr. 351/2022
HVDC Anforderungs-V	BGBI. II Nr. 352/2022
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – 1. Novelle 2023	BGBI. II Nr. 466/2022
Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2022	BGBI. II Nr. 472/2022
Beschiedverfahren	
Abgeschlossene Verfahren	278
Anzahl der laufenden Verfahren	197
Davon gerichtsanhängige Verfahren	81
Beteiligung an Verfahren anderer Behörden	13

Quelle: E-Control

Länder wie Österreich, deren Gasversorgung zu einem hohen Anteil aus Russland gedeckt worden war, seit dem 24. Februar 2022 in einer fundamental neuen Energieversorgungssituati-

on. Die damit verbundenen Gefährdungen der Gas- und Stromversorgung wurden in einem intensiven Zusammenwirken der betroffenen Unternehmen und Institutionen aufgearbeitet.

Abbildung 36
Überblick über Verordnungen
und Verfahren der E-Control
2022

In diesem Zusammenhang kamen der E-Control während des Jahres 2022 mehrere gesetzliche Aufgaben zu, mit denen sie zur Sicherheit der Versorgung mit Strom und Gas beizutragen hat:

- > Beobachtung der Strom- und Gasversorgungssituation („Monitoring“)
- > Periodische Erfassung aktueller Daten zur Strom- und Gasversorgungssituation
- > Vorbereitungen für eine Versorgungssituation, in der eine uneingeschränkte Versorgung aller Endkund:innen mit Strom bzw. Gas nicht mehr möglich ist („Energienlenkung“)
- > Beobachtung der Marktentwicklungen mit Angebots-, Nachfrage- und Preissituation
- > Informationsaustausch, Szenarienentwicklungen und -bewertungen auf europäischer Ebene

Zusätzlich zu diesen unmittelbar betroffenen Materien erforderte die komplexe Situation nach dem 24. Februar 2022 weitere Anpassungen:

- > Sicherstellung der Nutzung aller verfügbaren Gasspeicher
- > Unterstützung der Schaffung einer Notfallsreserve im Ausmaß von 20 TWh in den Gasspeichern

Maßnahmen zur Funktionsweise der Energiemärkte

Der Fokus des österreichischen Gesetzgebers im Bereich Energie lag 2022 ganz bei den durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine verursachten Verwerfungen an

den europäischen Energiemärkten. Auch war der österreichische Gesetzgeber 2022 sehr aktiv im Zusammenhang mit den Herausforderungen der exorbitant gestiegenen Energiekosten und deren Auswirkungen auf Privatpersonen sowie Unternehmen.

Im Jahr 2022 wurden gleich drei Novellierungen des GWG 2011 (BGBl. I Nr. 38/2022, BGBl. I Nr. 67/2022, BGBl. I Nr. 94/2022) verabschiedet. Diese Novellen beschäftigten sich in erster Linie mit der gesetzlichen Umsetzung der strategischen Gasreserve, der Einführung eines so genannten „Market Makers“ zur Stärkung der Versorgungssicherheit und diversen gesetzlichen Anpassungen im Blick auf Gasspeicher (z.B. Use-it-or-lose-it-Prinzip für Speicherkapazität). Mit der 2. Novelle 2022 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 (GMMO-VO 2020) wurden die neu geschaffenen Instrumente in die Marktprozesse integriert sowie weitere Regelungen zur Versorgungssicherheit getroffen.

Eine weitere Novellierung des GWG 2011 mit Blick auf den Gasversorgungsstandard der Zertifizierung von Speicherunternehmen und Anpassungen beim Fernleitungsentgelt befanden sich Ende 2022 in Planung.

Weiters wurde das EnLG 2012 im Lichte der derzeitigen Herausforderungen insbesondere mit Blick auf das Entschädigungsrecht im Falle der Setzung von Energienlenkungsmaßnahmen novelliert (BGBl. I Nr. 68/2022). Weitere Anpassungen des EnLG 2012 wurden vom

Gesetzgeber im Zusammenhang mit dem Energielenkungsbeirat sowie der geschützten Bevorratung von Gas vorgenommen. Eine zweite Novelle des EnLG 2012, die sich Ende Dezember 2022 noch in Abstimmung befand, betrifft die Ergänzung des Gesetzes um neue Instrumente zur Krisenprävention.

Ein weiteres Gesetzgebungsvorhaben im Jahr 2022 betrifft das Stromverbrauchs-Reduktionsgesetz (SVRG) (BGBl. I Nr. 235/2022). Auf Basis der EU-Notfallmaßnahmenverordnung (2022/1854) zielt das SVRG darauf ab, den Stromverbrauch in Spitzenzeiten um mindestens rund fünf Prozent zu reduzieren. Damit sollen die Strompreise gesenkt, der Einsatz von fossilen Brennstoffen reduziert, der Verbrauch besser an die Belastung der Stromnetze angepasst und somit die Versorgungssicherheit gesteigert werden. Das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022) (BGBl. I Nr. 95/2022 und BGBl. I Nr. 107/2022) zielt darauf ab, die Abhängigkeit der österreichischen Volkswirtschaft von russischem Gas zu reduzieren. Zu diesem Zweck sollen bis zum Jahr 2025 jährlich jeweils zumindest 100 Millionen Euro für eine Erdgas-Diversifizierung sowie für die Umrüstung von Anlagen auf einen Betrieb mittels anderer Energieträger bereitgestellt werden.

Maßnahmen zur Bekämpfung der hohen Energiekosten

Das Energiekostenausgleichsgesetz 2022 (EKAG 2022) (BGBl. I Nr. 117/2022, BGBl. I Nr. 160/2022) sieht einen Energiekosten-

ausgleich in der Form von Gutscheinen in der Höhe von 150 € an alle Haushalte vor. Für die von den Herausforderungen betroffenen Unternehmen legt das Unternehmens-Energiekostenzuschussgesetz (UEZG) (BGBl. I Nr. 117/2022, BGBl. I Nr. 169/2022) die Rahmenbedingungen für die Gewährung von Direktzuschüssen für besonders energieintensive Unternehmen fest. Eine weitere Aktivität des österreichischen Gesetzgebers im Jahr 2022 stellte das Stromkostenzuschussgesetz (SKZG) (BGBl. I Nr. 156/2022) dar. Die im SKZG vorgesehene Stromkostenbremse gilt für ca. 80 Prozent des Durchschnittsverbrauchs eines Haushalts (2.900 kWh) und soll den Stromkostenanstieg bremsen. Für etwaigen Verbrauch über 2.900 kWh hinaus muss der Marktpreis bezahlt werden. Dadurch wird versucht, gleichzeitig auch einen Anreiz zum Stromsparen zu setzen.

Mit der Abschöpfung von Übergewinnen energieproduzierender Unternehmen ergriff die Bundesregierung außerdem eine Maßnahme zur Umverteilung von Krisenkosten. Mit dem Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-Strom (EKBSG) (BGBl. I Nr. 220/2022) und mit dem Bundesgesetz über den Energiekrisenbeitrag-fossile Energieträger (EKBF) (BGBl. I Nr. 220/2022) sollen im Wesentlichen ein Energiekrisenbeitrag für Strom und der Energiekrisenbeitrag für fossile Energieträger befristet eingeführt werden.

Dem Energiekrisenbeitrag für Strom soll die Veräußerung von im Inland erzeugtem Strom

aus Windenergie, Solarenergie, Erdwärme, Wasserkraft, Abfall und weiteren Energiequellen durch den Stromerzeuger unterliegen. Ebenfalls umfasst ist die Realisierung von Veräußerungsrechten auf Strom. Bestimmte Befreiungen sind unter anderem für die Veräußerung von Strom aus Demonstrationsprojekten oder bei Strom für Zwecke des Engpassmanagements vorgesehen. Der Energiekrisenbeitrag für Strom soll 90% der Überschusserlöse aus der Veräußerung von Strom, die zwischen dem 1. Dezember 2022 und dem 31. Dezember 2023 erzielt werden, betragen. Als Überschusserlöse gelten Erlöse, die eine Obergrenze von 140 €/MWh Strom überschreiten.

Abweichend vom Energiekrisenbeitrag für Strom soll der Erhebungszeitraum für den Energiekrisenbeitrag für fossile Energieträger das zweite Kalenderhalbjahr 2022 und das Kalenderjahr 2023 umfassen. Beitragspflichtig sind Unternehmen, die im Erdöl-, Erdgas-, Kohle- und Raffineriebereich tätig sind. Dies sind Unternehmen oder Betriebsstätten, die mindestens 75% ihres Umsatzes in den Bereichen Extraktion, Bergbau, Erdölraffination oder Herstellung von Kokereierzeugnissen erzielen. Die Bemessungsgrundlage des Energiekrisenbeitrags für fossile Energieträger ist der steuerpflichtige Gewinn im Erhebungszeitraum, der dem durchschnittlichen steuerpflichtigen Gewinn des Vergleichszeitraums (2018–2021) gegenübergestellt wird. Der Energiekrisenbeitrag beträgt 40% jenes Gewinns, der um 20% über dem Durchschnitts-

betrag des Vergleichszeitraums liegt. Der Energiekrisenbeitrag soll nicht als Betriebsausgabe steuerlich absetzbar sein.

REGELUNGEN FÜR STROM-VERBRAUCHER:INNEN

Mit BGBl. I Nr. 7/2022 kam es auch zu Änderungen des EIWOG 2010 im Zusammenhang mit der Versorgung von Verbraucher:innen. So gibt es nun im § 80 EIWOG 2010 ein gesetzliches Preisänderungsrecht für Energielieferanten und konkrete Anforderungen an derartige Preisänderungen (z.B. Nachschärfungen in Bezug auf Mitteilungspflichten und Fristen gegenüber den Kund:innen). Weiters wurde für Verbraucher:innen und Kleinunternehmen ein Recht auf Ratenzahlung für den Fall von Nachzahlungen aus einer Strom-Jahresrechnung festgeschrieben (§ 82 Abs 2a EIWOG). Die entsprechende Verordnung des Vorstands der E-Control über nähere Modalitäten solcher Ratenzahlungen wurde mit Mai 2022 erlassen.

Weiters beschloss der Nationalrat im Dezember 2022 eine Novelle des EIWOG 2010 (BGBl. I Nr. 234/2022). Die neue Regelung stellt die Versorgung von Kund:innen sicher, denen nach einem Marktaustritt ihres Versorgers ein vertragsloser Zustand droht. Insbesondere soll eine lückenlose Versorgung sichergestellt werden, indem Betroffene für einen beschränkten Zeitraum automatisch einem neuen Lieferanten zugeordnet werden. Eine zusätzliche Ergänzung des EIWOG 2010 im Rahmen dieser Novelle betraf verstärkte

Informations- und Hinweispflichten für die Netzbetreiber im Falle der Beendigung von Strom-Lieferverträgen.

UMSETZUNG DER ENERGIEEFFIZIENZRICHTLINIE

Die überarbeitete EU-Richtlinie über die Energieeffizienz (2018/2002/EU) trat mit 24. Dezember 2018 in Kraft. Sie hat eine Energieeffizienzverbesserung von 32,5% bis 2030 zum Ziel. Während wichtige Teile der novellierten Energieeffizienzrichtlinie bereits in einer Novelle des HeizKG (BGBl I Nr. 101/2021) umgesetzt werden konnten, steht die Umsetzung weiterer zentraler Teile noch aus. Teile des bisherigen Energieeffizienzgesetzes 2014 (EEffG) in der Fassung BGBl. I Nr. 68/2020 blieben in Kraft, die vorgesehenen Verpflichtungen laut Energieeffizienzgesetz 2014 endeten mit 31. Dezember 2020.

Das neue Energieeffizienzgesetz befand sich Anfang 2023 im parlamentarischen Prozess. Es wird auch Übergangsregelungen enthalten, die den Zeitraum zwischen dem Auslaufen der bisherigen Verpflichtungen und dem Inkrafttreten des neuen Energieeffizienzgesetzes regeln.

Die E-Control begrüßt den Fortschritt der Gesetzgebung, insbesondere im Hinblick auf die geplante Übernahme des behördlichen Monitorings im Bereich der Energieeffizienz durch die E-Control. Aufgrund der dargestellten Verzögerungen in der Gesetzgebung verschiebt sich diese Erweiterung dieser nichtregulatorischen Aufgaben der E-Control jedoch weiter in das Jahr 2023.



NETZ- REGULIERUNG

*Neues Gas-Regulierungsmodell
entwickelt*



NETZREGULIERUNG

Die Festlegung der Netzentgelte für Strom- und Gasnetzbetreiber erfolgt gemäß EIWOG 2010 bzw. GWG 2011 auf Basis der anerkannten Kosten der Netzbetreiber sowie der relevanten Abgabe- und Erzeugungsmengen. Die angemessenen Kosten und Mengen werden von der E-Control mit Bescheid festgestellt. Darauf aufbauend werden mittels

Strom- und Gas-Systemnutzungsentgelt-Verordnungen die zu entrichtenden Netzentgelte festgelegt.

Die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber Strom werden jährlich geprüft, während für Verteilernetzbetreiber mehrjährige Anreizregulierungsmodelle gelten.

Kostenermittlung und wesentliche Entwicklungen 2022 und 2023

Die Kosten für die Strom- und Gasnetze waren im Jahr 2022 maßgeblich von den Entwicklungen auf den Energiemärkten betroffen.

Für Stromnetzbetreiber war ein stabiles Regulierungsmodell in Kraft, das aufgrund gesteigerter Investitionen bereits zu höheren Netzkosten geführt hatte. Allerdings wurden diese Effekte von den gestiegenen Kosten für die Beschaffung von Netzverlustenergie stark überlagert. Die Kosten hierfür vervielfachten sich ebenso wie die Strompreise selbst. Dadurch stiegen die Netzkosten gegenüber dem Vorjahr in Summe um mehr als 40%. Parallel wurde für Stromübertragungsnetzbetreiber auch ein neues Regulierungssystem implementiert, dessen Festlegungen sich allerdings nicht spürbar auf die Kostenentwicklung auswirkten. Aufgrund der massiven Steigerung der Netzverlustkosten beschloss der österreichische Nationalrat, einen Teil des Kostenanstiegs für Entnehmer im ersten

Halbjahr 2023 abzufedern (vgl. § 53 Abs 4 EIWOG 2010, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 234/2022). Mit einer weiteren Novelle (BGBl. I Nr. 5 /2023) wurde der Förderbeitrag erhöht und für das gesamte Jahr 2023 gewährt. In Summe werden hierdurch rd. 558 Mio. € bzw. 186 €/MWh übernommen, die nicht über Netzentgelte aufzubringen sind.

Für Gasnetzbetreiber wirken sich die erhöhten Energiepreise geringer aus, da für Netzdienstleistungen generell weniger Gas benötigt wird als beim Stromnetzbetrieb. Trotzdem wirkten sich die zuvor geschilderten Effekte auch hier aus, da Fernleitungsnetzbetreiber für den Transport des Gases eine große Menge sogenannter Verdichterenergie benötigen (diese wird entweder über Strom oder direkt über Gas bereitgestellt). Dadurch wirken sich Preissteigerungen auf den Energiemärkten auch auf die Entgelte im Fernleitungsnetz aus, weshalb mit Juni ein mengenabhängiges Arbeits-

entgelt für den Transport von Gas eingeführt wurde; mit November musste dieses Entgelt noch angehoben werden (vgl. dazu den ACER-Bericht „Analysis of the consultation document on the application of a commodity charge [flow-based charge] in Austria“).

Diese Entwicklung wirkte sich auch auf die Netzentgelte der Verteilernetzbetreiber aus. Ohne die Auswirkungen der Energiemärkte hätte ein neues, ab 1. Jänner 2023 gültiges Regulierungsmodell zu niedrigeren Netzkosten geführt. Für die Finanzierung bereits bestehender Netzanlagen wurde ein niedrigerer Zins für die Kapitalkostenabgeltung berücksichtigt und allgemeine Kostensenkungen einbezogen. Für Neuinvestitionen wurde aufgrund des mittler-

weile wieder gestiegenen Zinsniveaus ein höherer Zins gewährt. In Anbetracht der Unsicherheit in Bezug auf die Zukunft des Gasnetzes wurde das Regulierungsmodell der nächsten fünf Jahre in einzelnen Punkten offengelassen, um flexibel reagieren zu können.

Einen Vergleich der Regulierungssysteme in den EU-Staaten lieferte wie jedes Jahr der CEER-Bericht „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021“. Überlegungen zu regulatorischen Herausforderungen im Bereich Innovationsförderung wurden in den CEER-Berichten „CEER Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation“ und „Dynamic NRAs to Boost Innovation“ angestellt.

Entwicklung der Netzentgelte

Die beschriebenen Auswirkungen auf die Kosten der Netzbetreiber schlugen sich auch unmittelbar in den ab 2023 zu entrichtenden Netzentgelten nieder. Abweichungen gäbe es nur bei deutlich veränderten Mengenwerten zur Bestimmung der Netzentgelte.

Im Bereich Strom sind über die Netzentgelte Jahreskosten von rd. 3,4 Mrd. € aufzubringen. Ein Großteil davon ist von Entnehmern zu entrichten, wobei sich auch Erzeugungsanlagen an den gestiegenen Kosten beteiligen müssen.

Eine besondere Herausforderung stellten die gestiegenen Strompreise dar, welche die Netzkosten über die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung der Verlustenergie in die Höhe trieben. Die daraus resultierende Anhebung des Netzverlustentgelts erfuhr große mediale Aufmerksamkeit.

Das Netzverlustentgelt wurde entsprechend der genannten Vorgaben und der Ergebnisse der Ermittlungsverfahren des Vorstands der E-Control hinsichtlich der Zielvorgaben, Kosten und des Mengengerüsts festgelegt.

Die Netzverluste sind von den Netzbetreibern zu beschaffen und in weiterer Folge durch Entnehmer und Einspeiser über das Netzverlustentgelt zu bezahlen. Entwicklungen der Marktpreise wirken sich daher direkt auf die Veränderung des Netzverlustentgelts aus. Die erheblich angestiegenen Energiepreise an den Börsen führten daher in der SNE-V 2018 – 1. Novelle 2023 in allen Netzbereichen zu einzigartig starken Erhöhungen des Netzverlustentgelts.

Vor diesem Hintergrund beschloss der Gesetzgeber kurz vor Jahresende 2022 einen Bundesmittelzuschuss, der rd. 80% dieser Kostenerhöhung abfedern soll. Der Zuschuss belief sich zunächst auf 173 €/MWh für das erste Halbjahr 2023 und wurde mit der 1. Novelle 2023 des EIWOG 2010 im Februar 2023 noch einmal aktualisiert und mit 186 €/MWh für das ganze Jahr 2023 festgelegt. Da das Kostenfeststellungsverfahren allerdings bereits abgeschlossen war, konnten diese Mittel nicht mehr berücksichtigt oder rückwirkend korrigiert werden. Im Hinblick auf den Beschluss des Nationalrats wurde jedoch noch 2022 die amtswegige Änderung der Bescheide geprüft und eine aktualisierte Kostenermittlung eingeleitet.

Auf Basis dieser Änderungen wurden geänderte Kostenfeststellungsbescheide für das Jahr 2023 erlassen. Hierbei wurde zusätzlich zu den Bundesmitteln ein aktualisierter, geringerer Netzverlustpreis für 2023 mit 374,29 €/MWh festgesetzt.

Bei der Entgeltbestimmung wurde auch berücksichtigt, dass für Jänner und Februar 2023 der noch höhere Netzverlustpreis verordnet war. In den ab 1. März 2023 endgültigen Entgelten wurde die von der Bundesregierung in Aussicht gestellte Unterstützung umgesetzt.

Aufgrund der unterschiedlichen Entgelte, die während des Jahres 2023 zu Verrechnung gelangen, werden die Entwicklungen für Jänner und Februar sowie für den Rest des Jahres 2023 zur besseren Vergleichbarkeit jeweils im Jahresvergleich zum Vorjahr dargestellt.

Die Entgelterhöhungen für Jänner und Februar 2023 sind in Abbildung 37 auf ein Kalenderjahr hochgerechnet dargestellt. Im Durchschnitt wären hierdurch für Haushalte rd. 9 € pro Monat mehr zu bezahlen als 2022.

Ab 1. März 2023 gelten Entgeltänderungen gegenüber 2022, die bereits die höheren Entgelte aus Jänner und Februar berücksichtigen (vgl. Abbildung 38, ebenfalls auf ein Jahr hochgerechnet). Damit reduziert sich die Kostenbelastung für Haushalte auf rd. 2 € pro Monat (inkl. Steuern).

Im Bereich Gas sind über die Netzentgelte Jahreskosten von rd. 1,25 Mrd. € aufzubringen, wobei rd. 0,7 Mrd. € für das Verteilernetz anfallen. Ein Großteil davon ist von Entnehmern zu entrichten. Speicher und Produktionsanlagen beteiligen sich auch an den Netzkosten.

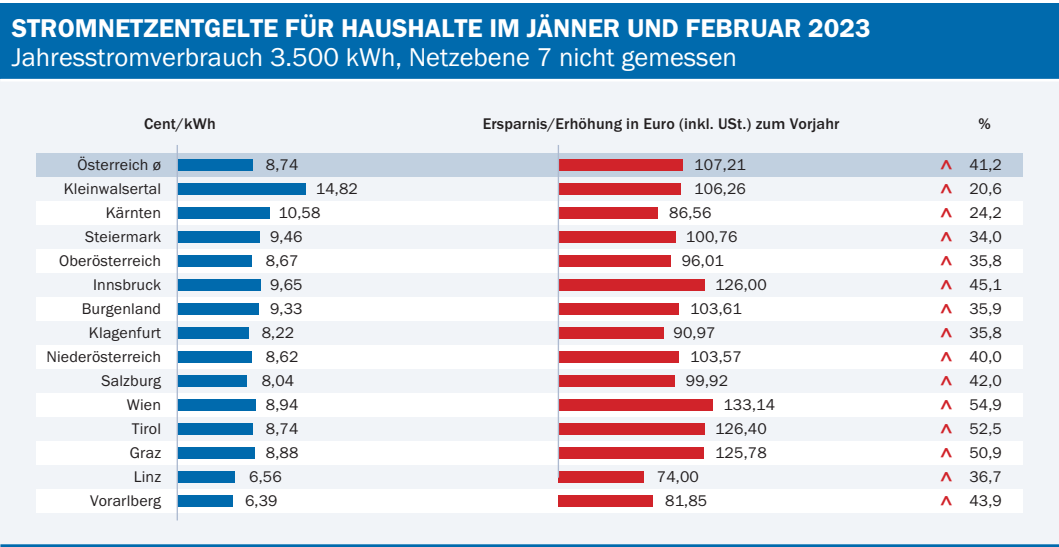


Abbildung 37
Stromnetzentgelte für Haushalte im Jänner und Februar 2023, auf ein Jahr gerechnet

Quelle: E-Control

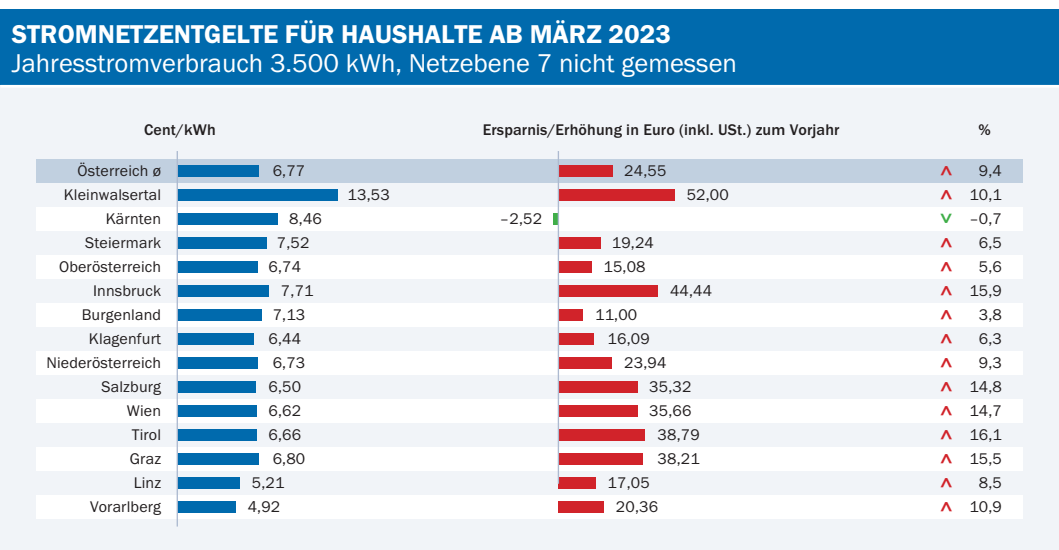


Abbildung 38
Stromnetzentgelte für Haushalte ab März 2023, auf ein Jahr gerechnet

Quelle: E-Control

Die Entwicklung der für das Kalenderjahr 2023 gültigen Netzentgelte für Gasnetze ist maßgeblich von den Kosten für die Beschaffung der Messdifferenzen, des Eigenverbrauchs und der Verdichterenergie beeinflusst. Aufgrund der erheblich angestiegenen Preise für Gas, die sich direkt auf die Netzkosten auswirken, kommt es zu einer bislang einzigartigen Erhöhung des Beschaffungspreises für Messdifferenzen und Eigenverbrauch.

Der Effekt der hohen Gaspreise wirkt in der Regulierungssystematik doppelt. Der Preis für die beschaffte Menge des Geschäftsjahres 2021 erhöhte sich von den planmäßig angesetzten 13,822 €/MWh auf tatsächliche 50,516 €/MWh und zusätzlich erhöhte sich der planmäßige Preis für die Gasbeschaffung des Geschäftsjahres 2023 auf 194,097 €/MWh. Dieser Preis wird nach Vorliegen aller Daten mit den Ist-Daten aufgerollt.

Zusätzlich steigen durch die hohen Gaspreise auch die vorgelagerten Netzkosten, da diese stark durch die Verdichterenergie beeinflusst sind. Daher wurde Mitte des Jahres 2022 das mengenbasierte Netznutzungsentgelt in der Fernleitung eingeführt. Dies führte im Verteilernetz zu gravierenden Kostensteigerungen.

Im Vergleich zu den Entgelten des Vorjahres ergab sich im Österreichschnitt für die Netzebene 3 eine Erhöhung im Ausmaß von 13,44%. Lediglich im Netzbereich Tirol kam es noch zu einer Senkung, obwohl auch hier bei den vorgelagerten Netzkosten aus dem

deutschen Fernleitungsnetz Erhöhungen aufgrund des Energiepreisanstiegs zu verzeichnen waren (vgl. Abbildung 39).

Auf der Netzebene 2 waren die Entwicklungen ähnlich, also in fast allen Netzbereichen entgelterhöhend. In den Netzbereichen Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Steiermark und Wien kam es für das Jahr 2023 zu deutlichen Erhöhungen der Netzentgelte.

Diese Entgelterhöhungen waren zu einem großen Teil auf die Erhöhung der vorgelagerten Netzkosten durch die Verrechnung der mengenbasierten Netznutzungsentgelte für Fernleitungsnetzbetreiber zurückzuführen, aber auch auf einen reduzierten Bezug von Kraftwerken. Diese werden derzeit zumeist nicht marktabhängig gefahren, sondern dienen zur Stützung des Stromnetzes. Im Jahr 2021 waren deutlich weniger Kraftwerksabrufe nötig, weshalb die Mengen sanken.

Während des Begutachtungsverfahrens wurden aktualisierte vorgelagerte Netzkosten vom deutschen vorgelagerten Netzbetreiber veröffentlicht, weshalb auch für Tirol und Vorarlberg auf Netzebene 2 Erhöhungen zu verzeichnen waren (vgl. Abbildung 40).

Da die Erhöhungen maßgeblich durch die gesteigerten Energiepreise beeinflusst wurden und diese einen direkten Einfluss auf die Entwicklung der Netzentgelte haben, ist bei einer Beruhigung der Energiepreise ebenso mit Senkungen bei den Netzentgelten zu rechnen.

GASNETZENTGELTE FÜR MUSTERHAUSHALTE AB 2023

Jahresgasverbrauch 15.000 kWh, Netzebene 3

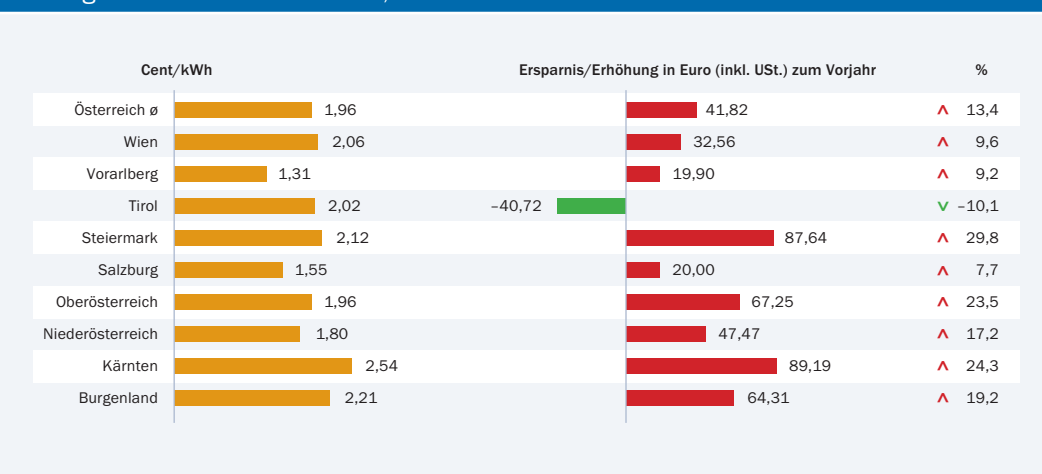


Abbildung 39
Gasnetzentgelte für Musterhaushalte ab 2023 mit einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh

Quelle: E-Control

GASNETZENTGELTE FÜR MUSTER-INDUSTRIEKUNDEN AB 2023

Jahresgasverbrauch 90 GWh, 7.000 h, Netzebene 2

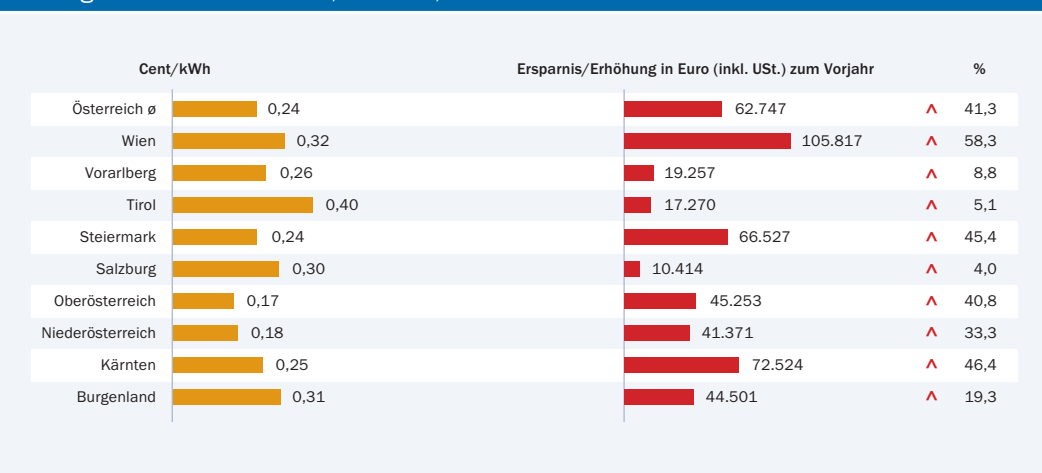


Abbildung 40
Gasnetzentgelte für Muster-Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von 90 GWh, 7000 h (Netzebene 2)

Quelle: E-Control

Netzinfrastruktur Strom

Die E-Control nimmt zahlreiche Aufgaben im Bereich der Strom-Netzinfrastruktur wahr. Dazu gehören eine Beteiligung an der Netzentwicklungsplanung auf Übertragungs- und Verteilernetzebene im Hinblick auf die Energiewende ebenso wie die Berechnung verfügbarer Kapazitäten im Verteilernetz und die schrittweise Einführung von Smart Metern als wichtige Bausteine auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem.

ÜBERTRAGUNGSNETZPLANUNG FÜR DIE ENERGIEWENDE

Die Energiesystemwende als dominierendes Ziel hat auch weitreichende Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur und den Netzbetrieb. Das betrifft aktuell in erster Linie die Verteilernetze – aber auch die Übertragungsnetze. Sie haben u.a. die Aufgabe, weiträumigeren Energieaustausch zu ermöglichen. Diese Funktion war bereits in der Vergangenheit relevant und bleibt durch die zunehmend regional unterschiedlichen Aufbringungsmöglichkeiten (Verfügbarkeit von Wind, Sonne, Pumpspeicher etc.) weiterhin wichtig. Österreich spielt dafür durch die zentrale Lage in Europa eine besondere Rolle.

Im Netzbetrieb sind Übertragungsnetzbetreiber mit zunehmend veränderlichen Lastflusssituationen aufgrund volatiler Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern konfrontiert. Dadurch werden qualitativ gute Informationen für Prognosen für den Netzbetrieb im-

mer wesentlicher. Im Jahr 2022 wurde dazu in Österreich der Prozess zum verstärkten Datenaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern weiterverfolgt. Dabei geht es insbesondere um Stammdaten, Erzeugungs- und Verbrauchsdaten.

VERTEILERNETZPLANUNG FÜR DIE ENERGIEWENDE

Österreich verfolgt das Ziel, im Jahr 2030 100% des Stromverbrauchs bilanziell aus erneuerbaren Energieträgern zu decken. Durch die deutliche Steigerung der Einspeisung aus erneuerbaren Energieträgern in Verteilernetze ändern sich auch die Anforderungen an die Infrastruktur und die Energieflüsse zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen. Es besteht die Gefahr, dass der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und die Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, Industrie und Raumwärme in zunehmendem Maße durch mangelnde Netzkapazitäten gebremst werden. Um dies zu verhindern, sind ein beschleunigter Netzausbau, die Digitalisierung der Netze sowie der Einsatz intelligenter Betriebsmittel (Stichwort „Smart Grids“) erforderlich. Darüber hinaus sind der regulatorische Rahmen und die Marktregeln so zu gestalten, dass begrenzte Anschlusskapazitäten optimal genutzt werden, die Verteilernetzentwicklung stets transparent und vorausschauend erfolgt und das Netzmonitoring und die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilernetzen intensiviert wird.

Zur Unterstützung aller Beteiligten stellt die E-Control einen Leitfaden zum Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen zur Verfügung, der Informationen über typische Beispiele zum Anschluss erneuerbarer Anlagen enthält. Darüber hinaus wird ein Überblick über die diesbezüglichen nationalen Rechtsgrundlagen sowie die rechtlich relevanten Begriffsdefinitionen gegeben.

In Bezug auf Netzanschlussprozesse setzt die E-Control auf Erfahrungsaustausch innerhalb der Branche und verstärktes Monitoring von eingereichten und abgeschlossenen Anschlussbegehren sowie Bearbeitungsdauern bei den Netzbetreibern.

NETZENTWICKLUNGSPÄNE UND NUTZUNG VON FLEXIBILITÄT IN VERTEILERNETZEN

Da Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger zum Großteil an Verteilernetze angeschlossen werden, stellt ein rascher und zielgerichteter Ausbau der Verteilernetze eine Grundvoraussetzung für das Gelingen der Energiewende dar. Darüber hinaus müssen Verteilernetze auch lastseitig für zunehmende Anforderungen ertüchtigt werden, die insbesondere aus der Elektrifizierung des Straßenverkehrs, des Raumwärmesektors sowie industrieller Prozesse erwachsen.

Um für Netzbenutzer Transparenz bezüglich geplanter und in Umsetzung befindlicher Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen zu schaffen und sicherzustellen, dass die

Planung den Anforderungen der nationalen Klima- und Energieziele gerecht wird, werden zukünftig größere Verteilernetzbetreiber verpflichtet sein, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan zu veröffentlichen. Diese in Artikel 32 der Binnenmarkttrichtlinie (RL [EU] 2019/944) festgelegte Anforderung zielt – im Gegensatz zu den für Übertragungsnetzbetreiber bereits seit rund zehn Jahren etablierten Netzentwicklungsplänen – insbesondere auch darauf ab, dass Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen bei der Netzplanung berücksichtigen und Netzbenutzer frühzeitig über Flexibilitätsbedarf informiert werden.

Die Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze ist Bestandteil einer auf EU-Ebene beschlossenen Strategie, durch die gezielte Steuerung von Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen im Verteilernetzbetrieb zu generieren. Ein regulatorischer Rahmen bezüglich Flexibilitätsbeschaffung und -nutzung, der solche Steuerungseingriffe durch Verteilernetzbetreiber ermöglicht und die diesbezüglichen EU-rechtlichen Vorgaben in den nationalen Gesetzesrahmen überführt, befindet sich derzeit in Erarbeitung. Eine Studie zu Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitäts-System Österreichs 2020/2030 wurde 2022 veröffentlicht. Wenngleich die Details des nationalen Marktdesigns zu Flexibilität auf gesetzlicher Basis noch nicht feststehen, wird die E-Control zukünftig jedenfalls Sorge tragen, dass Netzentwicklungspläne für Ver-

teilernetze ordnungsgemäß publiziert und einer öffentlichen Konsultation unterzogen werden. Darüber hinaus wird das Monitoring von Flexibilitätsbeschaffung und -nutzung durch Netzbetreiber zu den zukünftigen Aufgaben der E-Control zählen.

KAPAZITÄTSBERECHNUNGSMETHODE FÜR VERFÜGBARE NETZANSCHLUSSKAPAZITÄTEN AUF NETZEBENE 4

Die vorhandenen Netze sollen in den nächsten Jahren der Entwicklung des Strombedarfs und dem Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen entsprechend ausgebaut und verstärkt werden. Die transparente Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten („Kapazitäten“ gemäß § 20 EIWOG 2010 idF BGBl. I Nr. 7/2022) auf Netzebene 4 dient den Marktteilnehmern (Anlageninvestoren, Anlagenentwicklern etc.) dabei, Geschäftsmodelle für Standorte zu entwickeln oder die technische Abstimmung mit Netzbetreibern im Zuge der Projektentwicklung zu suchen. Dabei ist der bundeseinheitliche Informationsgehalt der veröffentlichten verfügbaren Kapazitäten entscheidend, da Marktteilnehmer üblicherweise in mehreren Bundesgebieten tätig sind. Die verfügbaren Kapazitäten müssen durch die Netzbetreiber in gleicher Art und Weise bestimmt werden.

Die veröffentlichten Informationen zu verfügbaren und gebuchten Kapazitäten auf Netzebene 4 sollen mindestens quartalsweise

aktualisiert werden. Im Zuge der regelmäßigen Aktualisierung werden neu errichtete Stromerzeugungsanlagen und neu reservierte Kapazitäten berücksichtigt. Ein beantragter Netzanschluss muss im Einzelfall geprüft werden, unabhängig von der veröffentlichten verfügbaren Kapazität. Es besteht gemäß § 20 Abs 1 EIWOG 2010 kein Rechtsanspruch auf Netzanschluss, wenn die veröffentlichten Kapazitäten auf Netzebene 4 die angestrebte Netzanschlusskapazität übersteigen. Davon unberührt bleibt die allgemeine Anschlusspflicht für Endkunden und Erzeuger gemäß § 46 EIWOG 2010 sowie der vereinfachte Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger gemäß § 17a EIWOG 2010.

Eine Methode zur Bestimmung der verfügbaren Kapazitäten kann gemäß § 20 Abs 3 EIWOG 2010 durch die E-Control erlassen werden. Dem wurde im Jahr 2022 aufbauend auf eine durchgeführte *Studie zum Thema Netzanschluss* und in Abstimmung mit den Netzbetreibern nachgekommen. Die Methode für die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten geht von der technischen Auslegung der Betriebsmittel der Umspannwerke („zulässige Kapazität“) aus und berücksichtigt angemessen die bereits vorhandene Auslastung dieser Anlagen mittels Auswertung der Messzeitreihen („genutzte Kapazität“) sowie die reservierten bzw. vertraglich vereinbarten Kapazitäten („gebuchte Kapazität“). Alternativ kann über ein probabilistisches Verfahren

in zumindest 500 Simulationen jener Wert an zusätzlich verfügbarer Kapazität ermittelt werden, der im Netzgebiet hinzugefügt werden kann, ohne dass betriebliche Sicherheitsgrenzwerte verletzt werden.

SMART METER

Die Umsetzung des österreichischen EAG sowie des Clean Energy Package (CEP) und in Folge die Neugestaltung des österreichischen Strommarktgesetzes mit dem Ziel der weitreichenden Marktintegration von erneuerbarer Erzeugung macht eine Digitalisierung des gesamten Energiesystems notwendig. Dafür müssen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten in viertelstündlicher Auflösung mittels Smart Meter generiert werden und zur Verfügung stehen. Ein weiterer Schritt ist die Sicherstellung einer effizient funktionierenden Marktkommunikation, also der Datenverwaltung und des Datenaustauschs zwischen den relevanten Marktteilnehmern. Von großer Bedeutung ist zudem die Umsetzung der neuen Tarifstruktur „Tarife 2.1“ auf Basis der Smart-Meter-Daten sowie zielgerichtete Datenverwendung seitens der Netzbetreiber für den Netzbetrieb, den Netzausbau und die effiziente Planung der Netze.

Die E-Control vergab Ende des Jahres 2021 die Erarbeitung einer Studie zur „Weiterentwicklung des Zählersystems in Österreich“. Dabei handelte es sich um ein wissenschaftliches Projekt, das eine fundierte Beschreibung und Bewertung möglicher Änderungen

im Zählersystem beinhaltet. Ziele des Projekts waren unter anderem Empfehlungen für verursachergerechtere Netzentgelte sowie für eine Unterstützung beim Betrieb der Verteilernetzführung und deren fortlaufende Planung. Auch die Potenziale der Nutzung von Smart-Meter-Daten in den verschiedensten Bereichen und ihre Vorteile für die unterschiedlichen Rollen (z.B. aktive Kunden, Energiegemeinschaften, Aggregatoren, Dienstleister, Lieferanten und Verteilernetzbetreiber) wurden untersucht. Die Studie wurde im Sommer 2022 fertiggestellt und auf der [Website der E-Control veröffentlicht](#).

Entsprechend der Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) erstellte und veröffentlichte die E-Control 2022 einen [Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten für das Jahr 2021](#). Die Daten zeigen, dass von den insgesamt rund 6,4 Millionen betroffenen Zählpunkten in Österreich mit Ende 2021 3,03 Millionen mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet waren. Davon waren 2,4 Millionen auch kommunikativ, d.h., die Datenübertragung bzw. Kommunikation zum zentralen System des jeweiligen Netzbetreibers wurde hergestellt. Das entspricht einem österreichweiten Ausrollungsgrad von 47,3% (Smart Meter gesamt) bzw. 37,9% (Smart Meter kommunikativ). Aus den vorliegenden Plänen ergibt sich ein Zielerreichungsgrad von 64,5% für 2022, von 81,9% für 2023 und von 95% für 2024 (vgl. Abbildung 41). Dass die ursprüngliche Zielsetzung

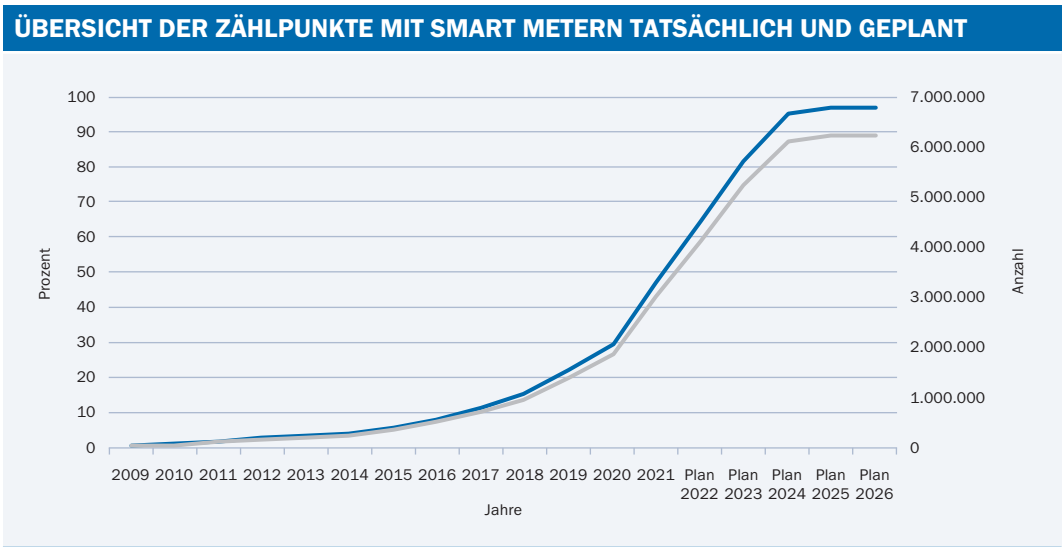


Abbildung 41
Zählpunkte mit installierten Smart Metern und geplant nach Roll-out-Plänen der gemeldeten Projekte in Österreich, Stand Ende 2021

Quelle: E-Control

der IME-VO Novelle 2017 von zumindest 80% installierten intelligenten Messgeräten mit Ende 2020 verfehlt wurde, war aus dem vorangegangenen Bericht bereits bekannt. Durch die Anpassung der Frist mit der Novelle 2022 der IME-VO wird es aber für die Mehrzahl der Netzbetreiber möglich sein, bis Ende 2024 das Ziel von 95% zu erfüllen und auch das Zwischenziel von 40% bis Ende 2022 zu erreichen.

Die E-Control hat aus den Ergebnissen des Monitoringberichts 2022 und der Studie „Weiterentwicklung des Zählersystems in Österreich“ Vorschläge und Empfehlungen für die Nutzung der Smart-Meter-Infrastruktur und -Daten entwickelt. Aufgrund diesen werden mit dem Gesetzgeber sowie den Marktteilnehmern Gespräche zur Optimierung der gesetzlichen Rahmenbedingungen und Setzung der zielgerichteten Anreize für breitere Anwendung von Smart Metern laufend geführt.

Netzinfrasturktur Gas

Die langfristige Netzentwicklungsplanung für das Gasnetz – sowohl auf Fernleitungs- als auch auf Verteilerebene – ist zunehmend von Dekarbonisierungsbemühungen geprägt. Dabei finden sich die Zukunftsperspektiven für das vorhandene Netz in der Wasserstoffbeimischung oder in der Umrüstung für den Transport reinen Wasserstoffs. Der rechtliche Rahmen für den Fortschritt des Wasserstoffmarkts befindet sich auf europäischer und nationaler Ebene noch in Ausarbeitung.

VERGABE VON TRANSPORTKAPAZITÄTEN AUF FERNLEITUNGSEBENE

Die Vergabe von Entry- und Exit-Kapazität im Fernleitungsnetz erfolgt gemäß § 6 GMMO-VO 2012 durch Versteigerung. Die Erläuterungen zu § 6 GMMO-VO 2012 sehen vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Versteigerung die im EU-Netzkodex zu Kapazitätsallokation (CAM-Netzkodex) definierten Kapazitätsprodukte mit den vorgegebenen Vorlaufzeiten verwenden, der CAM-Netzkodex schreibt auch einen Auktionskalender vor.

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria und TAG nutzen für die Versteigerung die internationale PRISMA-Plattform, über die derartige Versteigerungen für insgesamt 19 Märkte durchgeführt werden. Die Auktionen von Jahreskapazität, die im Juli 2022 stattfanden, zeigten sehr hohe Kapazitätsnachfrage an den Einspeisepunkten von Deutsch-

land (Oberkappel und Überackern) und Italien (Arnoldstein) sowie am Ausspeisepunkt nach Ungarn (Mosonmagyaróvár). Die Auktion für Kapazität für das Gasjahr 2022/23 am Einspeisepunkt Oberkappel ging über 35 Auktionsrunden und resultierte in einem Auktionsaufschlag von 153% des regulierten Entgelts. In der Auktion für das Gasjahr 2022/23 am Einspeisepunkt Arnoldstein wurde rund 86% der angebotenen Kapazität vergeben.

NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Die Planung und Weiterentwicklung der Gasnetzinfrasturktur erfolgt auf der Basis verschiedener Planungsinstrumente. Alle zwei Jahre werden eine langfristige und integrierte Planung (LFiP) für die Verteileranlagen der Netzebene 1 (§ 22 GWG 2011) und ein koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP) auf Fernleitungsebene (§ 63 GWG 2011) für das österreichische Netz erstellt. Der Planungszeitraum umfasst 10 Jahre, wobei der Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM die zentrale Rolle bei der Erstellung und Koordination der Planungen einnimmt. Die Marktteilnehmer sind verpflichtet, bei der Erstellung mitzuwirken, und sie können im Rahmen des öffentlichen Konsultationsprozesses auch zum Entwurf der Pläne und zu den vorgestellten Projekten Stellung zu nehmen.

Für die Netzentwicklungsplanung in der Netzebene 1 werden Daten für das Absatzmodell

und der Bedarf an den Ein- und Ausspeisepunkten erhoben. Weitere Basis sind Kapazitätserweiterungsanträge, die bis zu einem bestimmten Stichtag (in der Regel Ende Juni) eingehen. Nach der Erstellung des Absatz- und Bezugsmodells wird anhand von hydraulischen Simulationen analysiert, ob in den Verteilergebieten (Ost, Tirol, Vorarlberg) sämtliche Endkunden und die nachgefragten Kapazitäten an den Ein- und Ausspeisepunkten versorgt werden können oder ob zusätzliche Kapazitäten notwendig sind. Wesentliche Projekte auf Netzebene 1 waren in den letzten Jahren die Anbindung zwischen Tirol und Salzburg und Ersatzinvestitionsprojekte.

Für die Netzentwicklungsplanung auf der Fernleitungsebene wird der Kapazitätsbedarf in Kapazitätsszenarien zusammengefasst. Diese basieren auf den letztgültigen Informationen zum Kapazitätsbedarf aus dem europäischen CAM-Netzkodex, auf dem Kapazitätsbedarf des Verteilergebiets, auf strategischen Projekten der Fernleitungsunternehmen oder Behördenvorgaben (Projekte zur Versorgungssicherheit). In den letzten Plänen wurden auch die Projekte von gemeinsamem europäischen Interesse (PCI-Projekte) berücksichtigt. Dabei waren die wesentlichen Projekte der letzten KNEPs Reverse-Flow-Projekte (nach Deutschland, Ungarn und Slowenien) sowie die Anbindung zwischen Tschechien und Österreich. Diese Projekte werden gemäß CAM-Netzkodex dem Markt vorab angeboten. Bisher wurde keines der

Projekte erfolgreich auktioniert. Ein Großteil der Projekte im koordinierten Netzentwicklungsplan, die in den letzten Jahren auch umgesetzt wurden, waren Ersatzinvestitionsprojekte.

Der Infrastrukturplanungsprozess auf Fernleitungsebene und auf Netzebene 1 war Ende 2022 noch nicht abgeschlossen. Die Entwürfe der Netzentwicklungspläne wurden vom Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM im Jänner 2023 zur Konsultation veröffentlicht. Der weitere Prozess sieht nach der Konsultation durch AGGM die Einreichung der Infrastrukturpläne zur Genehmigung bei der Behörde vor. Diese wird nach einer weiteren Marktkonsultation im Anschluss erfolgen.

Auf europäischer Ebene gibt es eine gesetzliche Verpflichtung für ENTSOG in der EU-Gas-Verordnung (715/2009), alle zwei Jahre einen unverbindlichen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) zu erstellen. Grundlage dieser Planung sind gemeinsame Szenarien von ENTSO-E und ENTSOG zur Entwicklung des Energieverbrauchs in der EU. Zudem werden von ENTSOG auf der Basis eines Netzmodells Analysen zum Infrastrukturbedarf im europäischen Netz durchgeführt. Der TYNDP muss zudem auch transparent und frühzeitig mit Marktteilnehmern konsultiert werden. Der TYNDP muss mit den nationalen Entwicklungsplänen übereinstimmen, d.h., die Angaben zu den Projekten sollten konsistent sein.

Im Gegensatz zu den nationalen Entwicklungsplänen unterliegt diese Planung jedoch keiner Genehmigung durch Regulierungsbehörden. ACER als europäische Regulierungsbehörde hat lediglich die Aufgabe, eine Stellungnahme zum Entwurf des Planes mit Empfehlungen zur Anpassung abzugeben und zu prüfen, ob der TYNDP die Ziele der Nichtdiskriminierung, des wirksamen Wettbewerbs und des effizienten und sicheren Funktionierens des Gasbinnenmarkts erfüllt. 2022 veröffentlichte ACER in diesem Zusammenhang den Bericht *„9th ACER Report On Congestion In The EU Gas Market And How It Is Managed“*.

Ein auf den TYNDP aufbauendes Planungsinstrument für die europäische Erdgasinfrastruktur ist die Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse (PCIs), die in einem separaten Verfahren unter der Europäischen Kommission aus dem neuesten TYNDP ausgewählt wurden. Für die Auswahl mussten Erdgasleitungs-Projekte bestimmte Kriterien erfüllen, unter anderem die Verbesserung der Versorgungssicherheit. Für PCIs ergeben sich eine Reihe von Vorteilen, die Wesentlichen sind ein Verfahren zur Aufteilung von Investitionskosten (Baukosten) unter den am PCI beteiligten Mitgliedstaaten und die Möglichkeit, unter bestimmten Voraussetzungen finanzielle Unterstützung im Rahmen der Fazilität „Connecting Europe“ (CEF) in Form von Zuschüssen und innovativen Finanzierungsinstrumenten zu erhalten. Tat-

sächlich wurden auf Basis der PCI-Auswahl und der gemeinschaftlichen Finanzierung über Kostenaufteilungsverfahren und die Inanspruchnahme der CEF 2022 eine Reihe von Projekten umgesetzt, die angesichts der reduzierten Gasflüssen aus Russland und der damit einhergehenden Veränderung der Gasflüsse im europäischen Netz neue Transportrouten ermöglichen. Dazu zählen z.B. die Transportleitung zwischen Polen und Litauen (GIPL), Interkonnektoren zwischen der Slowakei und Polen, Griechenland und Bulgarien (IGB), die Baltic Pipe von Norwegen über Dänemark nach Polen sowie der Interkonnektor zwischen Rumänien und Ungarn. Einen Überblick über die Umsetzung der PCIs für Gas und Strom bietet die ACER-Publikation *„ACER consolidated report on the progress of electricity and gas Projects of Common Interest“*.

Seit der Überarbeitung der TEN-E Verordnung 2021 sind reine Erdgasprojekte nicht mehr für die Bewerbung als PCIs zugelassen.

DEKARBONISIERUNG DER GASINFRASTRUKTUR

Erneuerbare Gase wie Wasserstoff sind ebenso wie Erdgas gasförmige Energieträger, die über Leitungen transportiert werden können. Dafür kann die bestehende Gasinfrastruktur genutzt werden, aber sofern es technisch notwendig ist und die Nachfrage auf Abnehmerseite für reinen Wasserstoff vorhanden ist, kann auch neue Infrastruktur gebaut werden.

Erneuerbares Gas in Form von Biogas wird derzeit aus 13 Biogasanlagen als Biomethan in das österreichische Verteilernetz eingespeist. Die Biomethan-Einspeisung lag 2022 bei rund 137 GWh (Marktgebiet Ost, Tirol und Vorarlberg), das entspricht rund 0,1% des gesamten Gasverbrauchs, der Anschluss weiterer Anlagen ist geplant.

Das bestehende österreichische Gasverteilernetz kann laut ÖVGW-Richtlinie bis zu 10% Wasserstoff aufnehmen, d.h., dieses kann dem Erdgas beigemischt werden, ohne den sicheren Netzbetrieb zu gefährden. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch andere europäische Verteilernetzbetreiber bei der Untersuchung zur Wasserstoffeignung ihrer Netze. Auch die Beimischung im Fernleitungsnetz ist in dieser Größenordnung in der Regel unproblematisch. Größere Mengen Wasserstoff, z.B. Importe aus der Nordsee oder Transporte für Abnehmer mit Anwendungen, die reinen Wasserstoff benötigen, werden dezidierte Wasserstoffleitungen benötigen. Dafür kann die bestehende Gasinfrastruktur umgewidmet werden oder es können neue Leitungen errichtet werden.

Bereits jetzt enthält der ENTSOG TYNDP eine Reihe von Wasserstoffprojekten von Gasfernleitungsnetzbetreibern. Auf Fernleitungsebene haben die europäischen Netzbetreiber mit dem European Backbone

ein Konzept für die Umstellung der Gasinfrastruktur auf Wasserstoff vorgestellt. ACER hat erhoben, dass etwa 60% der aktuellen Gas-Netzentwicklungspläne (NEPs) der Mitgliedstaaten bereits Wasserstoffinfrastrukturentwicklungen enthalten. Die wichtigsten Wasserstoffaspekte, die in den NEPs für Gas behandelt werden, sind Netzanpassungen (Nachrüstung), um eine H₂-Beimischung in Gasnetzen zu ermöglichen (7 Fälle), neue dedizierte Wasserstoffnetze (6 Fälle) und H₂-Marktbedarfsstudien. ACER geht davon aus, dass Wasserstoffprojekte künftig in mehr und mehr NEPs für Gas aufgenommen werden.

Auf der anderen Seite fehlen noch zum größten Teil die konkreten europarechtlichen Vorgaben für die Entwicklung der reinen Wasserstoffinfrastruktur und der institutionelle Rahmen. Der erste Schritt war die überarbeitete TEN-E-Verordnung, die im Juni 2022 in Kraft trat und in der schon einige auch institutionelle Regelungen getroffen wurden. So ist es möglich, dass grenzüberschreitende Wasserstofftransportprojekte (Neubau von Wasserstoffleitungen und Umwidmung bestehender Infrastruktur) sich in einem zweijährigen Prozess für die Liste der PCIs bewerben können und damit auch Zugang zu europäischen Förderungen erhalten. Dafür notwendigen Bewertungstools (Abbildung im TYNDP ab 1. Jänner 2024,

Kosten-Nutzen-Methode) fallen in die Zuständigkeit von ENTSOG.

Die Vorschläge der EU-Kommission zum Dekarbonisierungspaket (Anpassung der EU-Gas-Richtlinie und EU-Gas-Verordnung) sehen jedoch noch weitere Regelungen z.B. für Infrastrukturplanung, Tarifmetho-

de, Zugangsregeln, Kapazitätsvergabe und Gleichbehandlung/Nichtdiskriminierung von Wasserstoffnetzen vor. Eine eindeutige rechtliche Regelung, auch im nationalen Recht, ist dringlich geboten, um Rechtssicherheit zu schaffen und notwendige Entwicklungen nicht zu verzögern.



MARKTREGELN UND WETTBEWERB

*Weiterentwicklungen für robustes
Funktionieren des Marktes*



MARKTREGELN UND WETTBEWERB

Zu den Aufgaben der E-Control im Bereich des Wettbewerbs auf den Energiemärkten zählt insbesondere die ständige Weiterentwicklung des Rahmenwerks gemeinsam mit den Marktteilnehmern und allen anderen relevanten Stakeholdern. Im Jahr 2022 wurden wesentliche Abschnitte der technischen und organisatorischen Regeln (TOR) sowie der sonstigen Marktregeln für Strom überarbeitet. Auf Übertragungsnetzebene wurden

wesentliche Fortschritte im Bereich der Kapazitätsberechnung und der Kapazitätsvergabe an den Grenzen erzielt.

Das Rahmenwerk für den österreichischen Gasmarkt war insbesondere vom neuen Bilanzierungsmodell geprägt. Außerdem wurde der Speicher- und Flexibilitätsmarkt einer eingehenden Analyse unterzogen.

Strom

Sowohl die technischen und organisatorischen Regeln (TOR) als auch die sonstigen Marktregeln erfuhren 2022 wesentliche Überarbeitungen und Verbesserungen. Im Falle der TOR wurden die Regelungen zum Netzanschluss grundlegend überarbeitet (und damit der bisherige Teil C ersetzt), insbesondere auch in Hinblick auf Einrichtungen, die sich im Lichte der Energiewende immer stärker verbreiten. Innerhalb der sonstigen Marktregeln kam es zu einer völligen Überarbeitung der Kapitel zur Informationsübermittlung, zum Beziehungsgeflecht und zu den Fahrplänen, weitere Kapitel befinden sich in einem umfassenden Überarbeitungsprozess.

Die Weiterentwicklung des Regelreserve markts war 2022 insbesondere durch den Liveangang zweier internationaler Plattformen geprägt. Über die Plattform für die internationale Koordination der Sekundärregelreserve

und für den stabilen Netzbetrieb (PICASSO) wird Sekundärregelreserve gemäß der EU-Leitlinie für den Systemausgleich ausgetauscht. Die Initiative für die Tertiärregelreserve (MARI) ist seit Oktober 2022 in Betrieb.

TECHNISCHE UND ORGANISATORISCHE REGELN

Die technischen und organisatorischen Regeln (TOR) stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar und wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. Die TOR sind angewandte Betriebs- und Erhaltungsregeln für Stromnetze mit dem Ziel, Versorgungssicherheit und einen störungsfreien Verbundbetrieb zu gewährleisten. Sie regeln das Zusammenwirken von Stromerzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie von Anlagen der Netzbenutzer.

Mit 1. November 2022 traten die neuen TOR für den Verteilernetzanschluss in Kraft, die von der E-Control in Kooperation mit dem Arbeitskreis Verteilernetze von Oesterreichs Energie erarbeitet wurden. Dieser Teil der technischen und organisatorischen Regeln ersetzt die TOR Teil C („Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV“), legt technische Anforderungen an Netze und Lasten fest, die an ein Verteilernetz angeschlossen werden, und regelt organisatorische Abläufe des Netzanschlusses.

Da sich die Anforderungen und Abläufe je nach Spannungs- bzw. Netzebene teilweise erheblich unterscheiden, wurden die TOR Verteilernetzanschluss im Sinne der Klarheit und Benutzerfreundlichkeit in drei Teile gegliedert, die Regelungen für Anschlüsse an den Hoch-, Mittel- bzw. Niederspannungsebenen von Verteilernetzen beinhalten. Der Veröffentlichung der TOR Verteilernetzanschluss gingen umfangreiche Abstimmungsprozesse mit Stakeholdern sowie eine öffentliche Konsultation voraus. Insbesondere bei Anforderungen an Betriebsmittel mit stark zunehmender Verbreitung wie Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und dezentrale Speicher galt es, die unterschiedlichen Interessenslagen von Netzbetreibern und Netzbenutzern abzuwägen und praktikable, sachlich fundierte und zukunftsfähige Regelungen zu treffen.

SONSTIGE MARKTREGELN

Die sonstigen Marktregeln legen die Vorgaben für das Funktionieren des Strommarktes

fest. Im Zuge ihrer Regulierungsaufgaben hat die E-Control in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern sonstige Marktregeln zu erstellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen.

Das Kapitel „Informationsübermittlung, Abrechnung und Clearing“ der sonstigen Marktregeln regelt die Informationsübermittlung von Netzbetreibern an die betroffenen Marktteilnehmer sowie die Grundsätze des 1. und 2. Clearings. Dieses Kapitel wurde überarbeitet, konsultiert und im April 2022 veröffentlicht. Dabei wurde u.a. die Einführung der Fahrplanrampung im Clearingprozess zur Verbesserung von Frequenzabweichungen bei Stundenübergängen festgelegt. Damit wird ein Anreiz geschaffen, abrupte Änderungen zu vermeiden und stattdessen Leistungswerte allmählich zu steigern bzw. zu verringern. Weitere Änderungen betrafen die Beschreibung des Datenaustausches für Energiegemeinschaften und die Erweiterung des Übermittlungsweges für Monats-Ist-Wertaggregate auf der Plattform für energiewirtschaftlichen Datenaustausch (EDA-Plattform).

In den sonstigen Marktregeln „Beziehungsgeflecht“ werden die Beziehungen zwischen den einzelnen Markttrollen dargestellt und der notwendige Datenaustausch nach Anwendungsbereichen inkl. Geschäftsprozesse, Datenformate und Übertragungswege festgelegt. Zwecks besserer Transparenz und Vollständigkeit sowie Darstellung der neuen (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bür-

gerenergiegemeinschaften) und geplanten Markttrollen wurde dieses Kapitel komplett überarbeitet und nach einer Konsultation im November 2022 veröffentlicht.

Die Umsetzung der EU-Leitlinie zum Übertragungsnetzbetrieb (SOGI) und der SOGI-Datenaustausch-Verordnung umfasst den Datenaustausch von Stammdaten, Fahrplänen sowie Echtzeitdaten zwischen den signifikanten Netznutzern, Regelzonenführern und den berechtigten Netzbetreibern. Daher wurde in den sonstigen Marktregeln „Fahrpläne“ der Austausch von externen und internen Fahrplänen um den Austausch von Erzeugungs-/Verbrauchsfahrplänen sowie Verfügbarkeitsfahrplänen der signifikanten Netznutzer erweitert. Eine überarbeitete Version dieses Kapitels wurde im November 2022 konsultiert, die Veröffentlichung ist mit Anfang 2023 geplant. Der Austausch von Echtzeitdaten wird in einem neuen Kapitel der sonstigen Marktregeln „Netzbetrieb“ verfasst. Eine Konsultation dazu ist im ersten Quartal 2023 geplant.

Im Bereich der Rahmenbedingungen für die Marktkommunikation über die EDA-Plattform, die in den sonstigen Marktregeln zur Erarbeitung technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung geregelt sind, wurden noch im Vorjahr umfangreiche Änderungen durchgeführt. Diese sorgen für mehr Transparenz für alle Marktteilnehmer, bessere Verständlichkeit, einfache Darstellung und klare Verlinkung zwischen gesetzlichen Vorgaben

und Prozessen. Im Datenaustausch über die EDA-Plattform wurde im Oktober 2021 das Projekt der Vereinheitlichung von Datenformaten in der Übermittlung von Einzelenergiewerten (Ablöse des MSCONS-Datenformats und Umstieg auf Consumption Record (CR)) abgeschlossen. Die entsprechenden Anpassungen in den internen IT-Systemen der Marktteilnehmer sollten damit auch abgeschlossen und produktiv gesetzt werden. Allerdings wurde die E-Control seit Ende 2021 über Schwierigkeiten von Marktteilnehmern mit unterschiedlichen Markttrollen informiert, die sich insbesondere auf dieses Projekt, aber auch andere Umsetzungen in der Marktkommunikation bezogen. Weitere Anpassungen der sonstigen Marktregeln „Marktkommunikation“ sind als Folge dieser Erkenntnisse geplant.

KAPAZITÄTSBERECHNUNG UND KAPAZITÄTSVERGABE AUF ÜBERTRAGUNGSEBENE

Die E-Control begleitet, beaufsichtigt und koordiniert in enger Zusammenarbeit mit den anderen Regulierungsbehörden der Region und ACER die Umsetzung der Netzkodizes und Leitlinien des dritten Binnenmarktpakets seitens der Übertragungsnetzbetreiber und der nominierten Strommarktbetreiber. Durch die zentrale Lage Österreichs ist die E-Control in diese Tätigkeiten vielfach eingebunden und führte mehr als zwanzig Verwaltungs- und Genehmigungsverfahren verschiedener Methoden durch. Dabei sind langfristige Kapazitätsvergaben, Day-ahead-

Marktkopplung, Intraday-Kapazitätsberechnung, Redispatch und Countertrading sowie Balancing nach wie vor die wichtigsten Arbeitsschwerpunkte. Neben diesen Verwaltungs- und Genehmigungsverfahren sind zunehmend Monitoringprozesse für umgesetzte Methoden zu durchlaufen.

Die meisten Tätigkeiten bezogen sich auf die Kapazitätsberechnungsregion Core. Der erfolgreiche Start der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung und Marktkopplung in der Core-Region im Juni 2022 war ein europäischer Meilenstein in der Umsetzung der Vorgaben der Leitlinie für Kapazitätsallokation und Engpassmanagement (CACM-Leitlinie). Die Kopplung aller Gebotszonen-grenzen zwischen den EU-Mitgliedstaaten Belgien, Deutschland, Frankreich, Kroatien, Luxemburg, Niederlande, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn und Österreich in einen koordinierten Übertragungsnetzbereich war nicht nur markttechnisch ein wichtiger Schritt, sie stellt auch ein wichtiges Element für den Umgang mit extremen Marktsituationen dar, da größere Systeme in Krisensituationen per Definition robuster sind. Im Vorfeld des Starts wurden umfangreiche Tests durchgeführt, welche noch zu Verzögerungen, jedoch auch zu Verbesserungen führten.

Die Entwicklungen in der Region Italy North setzten sich ebenfalls fort. Wesentliche Verbesserungen und Konkretisierungen wurden in den Bereichen Kapazitätsberechnung,

Transparenzverpflichtungen und Zusammenarbeit mit Nicht-EU-Übertragungsnetzbetreibern erzielt.

Neben der Kapazitätsberechnung war und ist die Kapazitätsvergabe an den Grenzen ein wichtiges Element auf dem Weg zu einem europäischen Energiebinnenmarkt. Obwohl österreichische Grenzen im europäischen Vergleich durch bereits realisierte Integrationsprojekte mittlerweile sehr gut eingebunden sind, laufen nach wie vor Verbesserungen bzw. stehen noch Aufgaben bevor.

Die Vergabe grenzüberschreitender Kapazität an EU-Grenzen wird je nach Zeithorizont zwar von verschiedenen Stellen bzw. im Rahmen verschiedener Projekte durchgeführt, erfolgt jedoch überall gemäß dem definierten Zielmodell. Jährliche und monatliche Kapazitäten werden an allen österreichischen Grenzen zentral über JAO vergeben, dann aber bilateral koordiniert. Im Day-ahead-Bereich gibt es seit dem Start der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung und Marktkopplung in der Core-Region im Juni 2022 an allen EU-Grenzen Österreichs eine koordinierte Kapazitätsberechnung und -vergabe. Die Intraday-Kapazitäten für alle EU-Grenzen Österreichs werden mittels Single Intraday Coupling durch das XBID-System (implizite Allokationen) vergeben.

Einerseits waren die Vorteile von koordinierter Kapazitätsberechnung und Marktkopplung in der angespannten Markt- und Energiesitua-

tion in Europa 2022 nicht augenscheinlich, immerhin stiegen die Durchschnittspreise im Stromgroßhandel deutlich und pendelten sich auf ein insgesamt hohes Niveau ein. Andererseits wird gerade in Zeiten potentieller Energieknappheit offensichtlich, wie wichtig die effiziente Nutzung von Austauschkapazitäten ist, um verfügbare und benötigte Energie möglichst gut räumlich aufeinander abstimmen zu können.

Dazu trägt auch die Anforderung an Übertragungsnetzbetreiber bei, 70% der verfügbaren Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung zu stellen. Für Österreich ist eine schrittweise Erreichung über einen Aktionsplan vorgesehen. Darüber hinaus hat die APG bei der E-Control eine Freistellung beantragt. Dem Antrag wurde im Interesse der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit entsprochen. Als hauptsächliche Maßnahmen zur Erfüllung der 70%-Anforderung sind Netzausbaumaßnahmen und verbesserte Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen. Mit dem Start der koordinierten lastflussbasierten Kapazitätsberechnung in der Core-Region konnte ein wichtiger Schritt in diese Richtung getan werden.

In diesem Zusammenhang sind auch die ACER-Publikationen ACER *„Practical note on monitoring of capacity available for cross-zonal trade“* und *„Report on the result of monitoring the margin available for cross-*

zonal electricity trade in the EU in 2021“ zu sehen. Mit dem Thema Netzbetrieb bzw. der Umsetzung des System-Operation-Netzkodex befasst sich der *„ACER Implementation Monitoring Report of the System Operation Guideline“*.

REGELRESERVEMARKT

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

Ein wesentlicher Treiber vieler Entwicklungen im Bereich der Regelreserve ist die EU-Leitlinie über den Systemausgleich. Diese sieht die Schaffung gemeinsamer europäischer Plattformen für den Austausch von Regelenergie vor, welche auch bereits bestehende bilaterale und regionale Kooperationen ersetzen, und beinhaltet weitere Maßnahmen zur Verwirklichung eines europäischen Elektrizitätsmarkts im Bereich der Regelreserve.

Mitte 2022 begann der operative Betrieb der europäischen *Online-Plattform für den Austausch von Sekundärregelreserve (PICASSO)*. Derzeit wird die Plattform von den Übertragungsnetzbetreibern Österreichs, Deutschlands und Tschechiens genutzt, die

anderen europäischen Übertragungsnetzbetreiber werden 2023 bzw. 2024 folgen. Etwas nach PICASSO startete auch der Betrieb der europäischen Online-Plattform für den Austausch von Tertiärregelreserve (MARI).

Aktiv genutzt wird sie derzeit von den deutschen und tschechischen Übertragungsnetzbetreibern, der Beitritt der APG verzögerte sich ins Jahr 2023.

Gas

Der Beginn des neuen Gasjahres mit 1. Oktober 2022 war zugleich der Startzeitpunkt für das neue Bilanzierungsmodell in Österreich, das einige Vereinfachungen bringt. Außerdem wurden die Regelungen zum Netzzugang, zum Engpassmanagement und zur Registrierung im Marktgebiet weiterentwickelt.

Weiters veröffentlichte die E-Control im Herbst 2022 auch eine umfassende Analyse des Wettbewerbs auf dem österreichischen Speicher- und Flexibilitätsmarkt. Nach der eingehenden Betrachtung und Bewertung dieser Märkte kam die E-Control zu dem Schluss, dass das derzeitige Speicherregime mit verhandeltem Zugang weiterhin gerechtfertigt ist.

START DES NEUEN BILANZIERUNGSMODELLS

Mit 1. Oktober 2022 trat die Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 (GMMO-VO 2020) und damit das neue Bilanzierungsmodell in Kraft. Es führte die integrierte Bilanzierung des gesamten Marktgebiets ein, ohne systemati-

sche Trennung zwischen Fernleitungsebene und Verteilergebiet. Darüber hinaus wurde mit dem neuen Modell die vertragliche und operative Komplexität reduziert. Bei der Ausgestaltung des neuen Bilanzierungsmodells wurden sowohl gesetzliche Vorgaben auf nationaler Ebene als auch die unionsrechtlichen Vorgaben des EU-Netzkodex für die Gasbilanzierung berücksichtigt.

Neben Festlegungen zum Bilanzierungsmodell umfasst die GMMO-VO 2020 auch Festlegungen zum Netzzugang, zum Engpassmanagement und zur Registrierung im Marktgebiet. Grundsätzlich sind die Regelungen für alle österreichischen Marktgebiete ausgestaltet. Nachdem die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg allerdings physisch nicht mit dem Marktgebiet Ost in Österreich, sondern nur mit dem vorgelagerten deutschen Marktgebiet verbunden sind und da der etablierte Zugang zu diesem Marktgebiet weiter sichergestellt werden soll, sind auch gesonderte Bestimmungen für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg vorgesehen.

Auf europäischer Ebene wurde die Weiterentwicklung der Bilanzierung im ACER-Bericht „Towards completing the implementation of the EU gas balancing network code“ beleuchtet.

DER ÖSTERREICHISCHE FLEXIBILITÄTS- UND SPEICHERMARKT

Abseits der anlassbezogenen Gesetzgebung zur Speicherbefüllung und -verwaltung hat die E-Control alle drei Jahre einen Bericht über die Wettbewerbssituation auf dem österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen (§ 98 Abs 2 GWG 2011). Dieser dient dem BMK als Grundlage für die Entscheidung, ob das System des verhandelten Speicherzugangs angemessen funktioniert oder ob auf ein reguliertes Speicherzugangsregime umgestellt werden soll.

Der Berichtszeitraum umfasste die Jahre 2019 bis 2021, die Entwicklungen im Jahr 2022 werden Gegenstand des nächsten regulären Berichts sein, der voraussichtlich 2025 erscheinen wird. Dieser wird über die derzeitige Betrachtung hinaus auch die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von Speichern und deren Beitrag im Zusammenhang mit den Dekarbonisierungszielen beinhalten.

In den Jahren 2019 bis 2021 war zu beobachten, dass die Speicherunternehmen neben

saisonalen Produkten vor allem kurzfristige Flexibilitätsprodukte angeboten haben, um einerseits den Kundenwünschen nachzukommen, aber auch um die Kapazitäten bestmöglich zu vermarkten. Die Preisbildung in den Auktionen spiegelte die Marktsituation jeweils gut wider, und auf dem Markt selbst standen ausreichend Speicherkapazitäten und alternative Flexibilitätsquellen zur Verfügung. Während die weltweite Gas- bzw. LNG-Nachfrage unmittelbar von der COVID-19-Pandemie betroffen war, kamen die Auswirkungen des europaweit ähnlichen Einspeicherverhaltens der Gazprom mit niedrigen Speicherfüllständen zu Beginn der Heizperiode 2021/2022 erst gegen Ende des Berichtszeitraums über steigende Gaspreise zum Tragen.

Nach einer Analyse des Flexibilitäts- und Speichermarkts unter Berücksichtigung der gesetzlich vorgeschriebenen Parameter erachtete die E-Control das derzeitige Speicherregime mit verhandeltem Zugang als weiterhin gerechtfertigt. Der Bericht steht der Öffentlichkeit in voller Länge auf der Website der E-Control zur Verfügung.

Unter Mitarbeit der E-Control wurde im April 2022 auch ein Bericht von ACER zur Speichersituation in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten veröffentlicht. CEER beschäftigte sich 2022 mit der Rolle der Speicher als Element der Sektorkopplung.

Gleichbehandlungsberichte und Prüfung der Wechselplattformen

Im Rahmen der Marktaufsicht führt die E-Control außerdem regelmäßige Beobachtungen der Gleichbehandlung und der Tätigkeiten auf den Wechselplattformen durch:

- > Gleichbehandlungsberichte Strom
- > Gleichbehandlungsberichte Gas
- > Bericht bzgl. der Überprüfungen der an die Wechselplattform für Strom getätigten Anfragen
- > Bericht bzgl. der Überprüfungen der an die Wechselplattform für Gas getätigten Anfragen

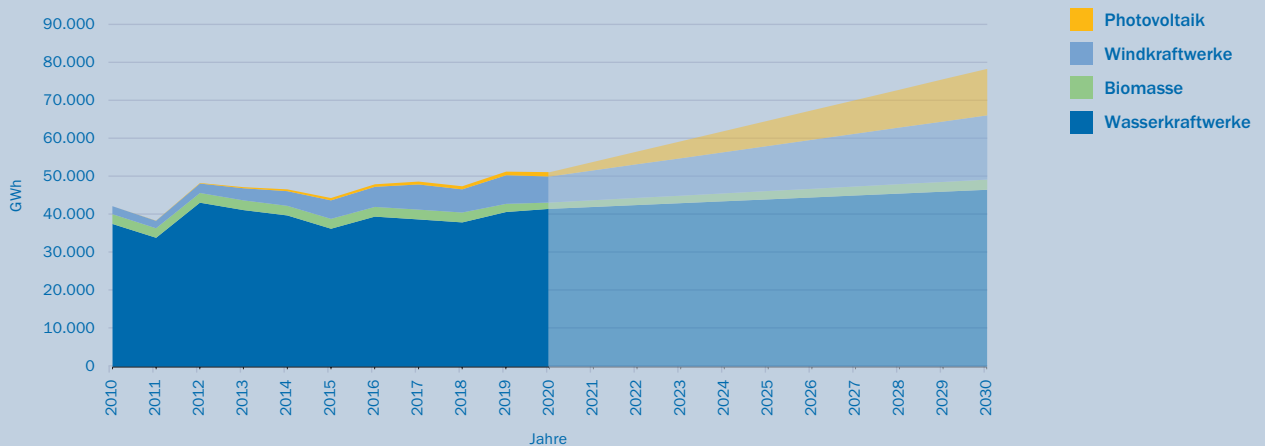
ENERGIE- SYSTEMWENDE

Die Energiesystemwende kann nur gelingen, wenn Fortschritte bei der Aufbringung der Energie (d.h. Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Maximierung der Energieeffizienz und Ausbau der Möglichkeiten erneuerbarer Gase) Hand in Hand gehen mit der notwendigen Entwicklung der Netze.

Aufbringung

Das EAG gibt Ziele für den Ausbau der unterschiedlichen erneuerbaren Energien vor. Die Grafik stellt dar, wie sich die Erzeugung von 2020 bis 2030, basierend auf diesen EAG-Zielen, entwickeln sollte.

ERZEUGUNG ERNEUERBARE ENERGIE 2020 BIS 2030



Quelle: E-Control

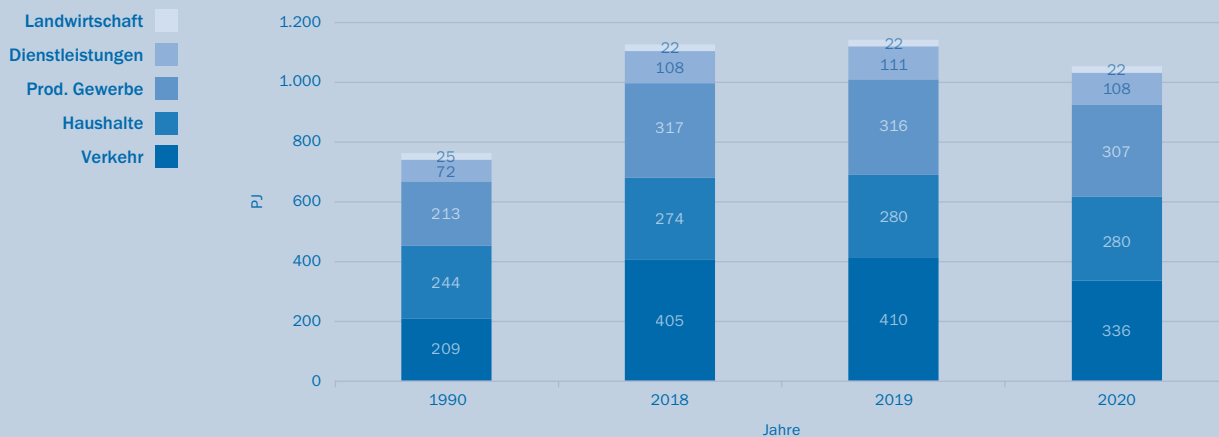
Das EAG sieht 5 TWh erneuerbares Gas
im Jahr 2030 vor.

Netze

- > Integrierte Netzentwicklungsplanung zwischen Strom und Gas
- > Netzanschlussleitfaden Strom
- > Ausbau der Verteilernetze
- > Wasserstofffähigkeit der Gasnetze



ENERGETISCHER ENDVERBRAUCH NACH SEKTOREN 1990, 2018, 2019 UND 2020



Quelle: Statistik Austria, E-Control

JAHRESVERBRAUCH VS. BIOMETHANEINSPEISUNG

in TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Jahresverbrauch	95,58	91,06	86,57	78,80	84,59	87,97	95,16	90,72	94,24	90,60	96,26
Biomethaneinspeisung	0,05	0,05	0,05	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,15	0,14	0,14

Quelle: Biomethanregister, E-Control



ÜBERWACHUNG DES GROSS- HANDELSMARKTS

*Marktüberwachung
zunehmend europäisch*



ÜBERWACHUNG DES GROSSHANDELSMARKTS

Die Überwachung des Großhandelsmarkts war 2022 stark von den Folgen des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und die damit einhergehende Unsicherheit auf allen Segmenten der Energiegroßhandelsmärkte geprägt. Die Abwendung von langfristigen Verträgen mit russischen Unternehmen, staatliche Diversifizierungsmaßnahmen und die Erschließung neuer Versorgungsquellen durch Marktteilnehmer spielten eine zentrale Rolle für den Gashandel.

Unsicherheit in Hinblick auf die Versorgung in den nächsten Quartalen und Jahren führte sowohl auf dem Strom- als auch auf dem Gasmarkt vermehrt zu Handelssituationen mit geringer Liquidität, hohen Preisausschlägen und zusätzlichem Finanzierungsbedarf für die Marktteilnehmer. Diese Konstellationen erforderten besondere Aufmerksamkeit, da in solchen Fällen die Verhaltensweise ein-

zelner (marktmächtiger) Akteure einen umso höheren Einfluss haben kann. Zusätzlich wurde der weltweite LNG-Markt für Europa umso relevanter. Es konnte auch eine immer stärker werdende Bedeutung der langfristigen Terminmärkte festgestellt werden, auf denen auch neue Marktteilnehmer aus dem Finanzbereich eine größere Rolle spielen.

Vor diesem Hintergrund wurde die semi-automatische operative Marktüberwachung im Jahr 2022 kontinuierlich fortgeführt und technisch weiterentwickelt. Gleichzeitig verlangten die Vorkommnisse nach einer punktuellen Fokussierung auf die Auswirkungen der Energiekrise. Letzteres äußerte sich besonders in verstärkter internationaler Zusammenarbeit durch eine grenzüberschreitende Untersuchungsgruppe zwischen Österreich, Deutschland, den Niederlanden und ACER.

Überwachung

Steht das Verhalten eines oder mehrerer Marktteilnehmer auf dem Energiegroßhandelsmarkt im Verdacht, gegen die EU-Verordnung zur Überwachung des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) zu verstoßen, prüft die E-Control in einer Erstbeurteilung, ob genügend Anhaltspunkte für eine nähere Untersuchung auf zweiter Ebene vorliegen. REMIT-Verdachtsfälle werden grundsätzlich aus den folgenden Quellen generiert:

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

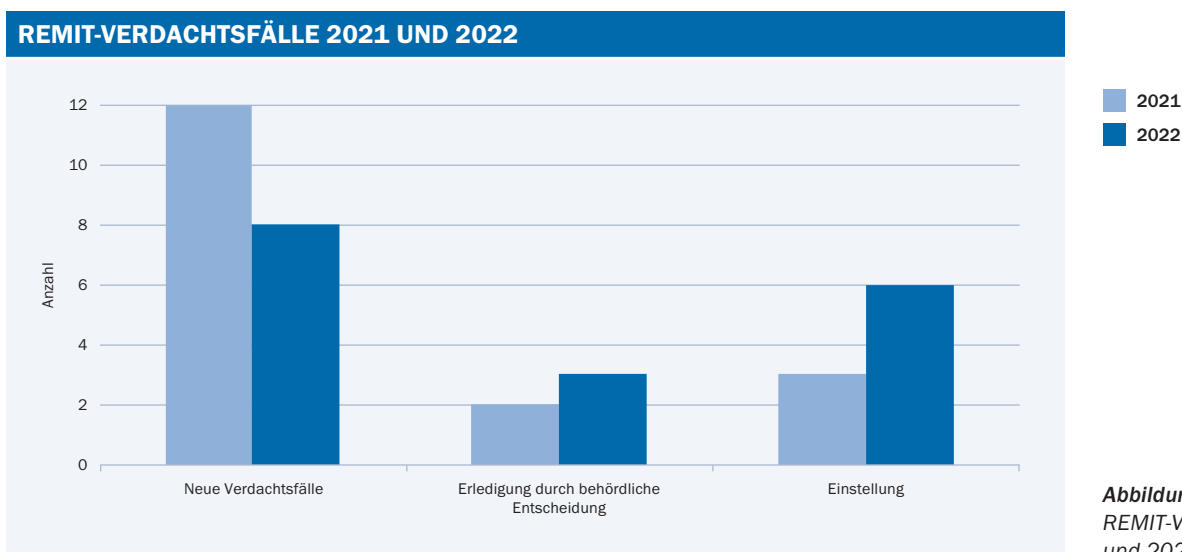


Abbildung 42
REMIT-Verdachtsfälle 2021 und 2022

Quelle: ACER, E-Control

Im Jahr 2022 wurden von der E-Control insgesamt 8 neue Verdachtsfälle (2021: 12) aufgegriffen. Gleichzeitig konnten 9 Fälle abgeschlossen werden, durch Einstellung der Verfahren oder behördliche Erledigung. Im

Gegensatz zum Vorjahr stiegen damit sowohl die neu zu bearbeitenden Untersuchungen als auch die Erledigungen leicht an (s. Abbildung 42).

Vertiefende Untersuchung von Verdachtsfällen

Zu Jahresende 2022 befanden sich insgesamt 17 Verdachtsfälle in Bearbeitung. U.a. mit Geldbußen abgeschlossene Fälle betrafen Verstöße gegen Artikel 4 (Pflicht zur Publikation von Insiderinformation) und Artikel 9 REMIT (Pflicht zur ordnungsgemäßen Registrierung als Marktteilnehmer). Zusätzlich

kam es zu einer erkennbaren Häufung von grenzüberschreitenden Untersuchungen im Bereich der potentiellen Marktmanipulation nach Artikel 5 REMIT. Marktmanipulation liegt z.B. vor, wenn jemand gezielt falsche oder irreführende Signale für den Markt gibt oder den Preis durch bestimmte Transaktio-

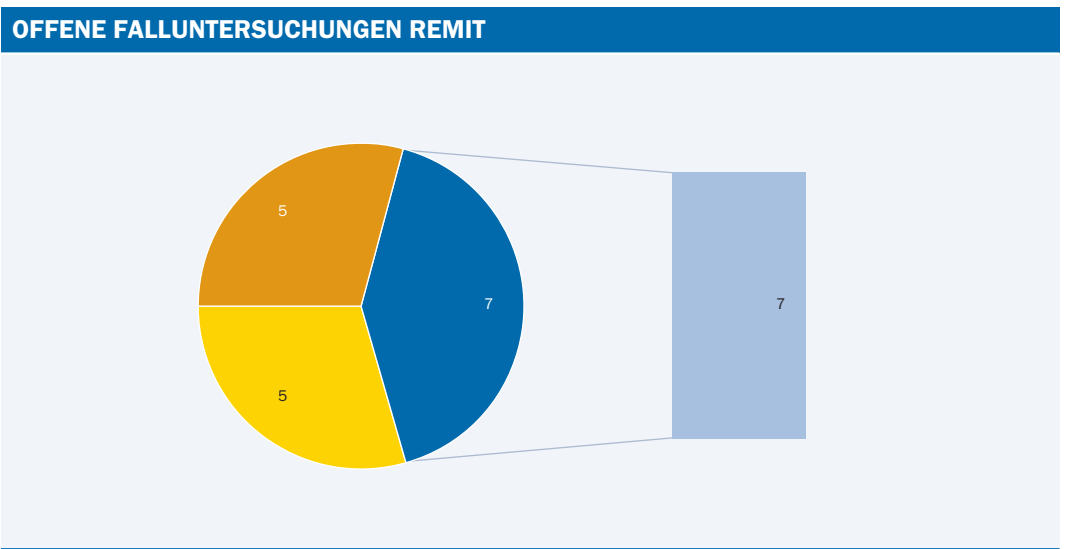


Abbildung 43
Offene Falluntersuchungen
REMIT, Ende 2022

Quelle: E-Control

nen beeinflusst, um selbst davon profitieren zu können. Diese komplexen Verfahren erfordern umfangreiche Ermittlungen, meist gemeinsam mit Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten, weshalb eine Verfahrensdauer von mehr als einem Jahr inzwischen die Norm darstellt.

Bei grenzüberschreitenden Fällen ist weiters danach zu differenzieren, ob die Untersu-

chung durch die E-Control geleitet wird oder ob die E-Control einer Regulierungsbehörde eines anderen Mitgliedstaats assistiert. In insgesamt 5 laufenden Untersuchungen stellt die E-Control derzeit als assistierende Behörde Expertise, Daten bzw. Informationen bereit. In 7 Fällen wurde nach einem Anfangsverdacht bereits ein formelles Ermittlungsverfahren eingeleitet (s. Abbildung 43).

Ausgewählte REMIT-Fälle

Zwei Verfahren der E-Control wurden 2022 mit Geldbußenentscheiden rechtskräftig abgeschlossen. Für die Einhaltung der Verwaltungsvorschriften durch juristische Personen ist gemäß § 9 Abs 2 VStG strafrechtlich verantwortlich, wer zur Vertretung nach außen berufen ist. Deshalb wurden die einzelnen Verfahren gegen die verantwortlichen natürlichen Personen geführt.

Nach der 2019 durchgeführten Umstellung auf die neue europäische REMIT-Registrierungsplattform (CEREMP) wurde die Aktualität der hinterlegten Daten verstärkt kontrolliert. Ein Unternehmen hatte sein Benutzerprofil in CEREMP nicht aktiviert, was eine Aktualisierung der dortigen Informationen unmöglich machte. Darüber hinaus entsprachen die in den jeweiligen Registrierungsdatensätzen hinterlegten Informationen (beispielsweise Unternehmensanschrift, Veröffentlichungsort von Insiderinformation und Unterneh-

menswebsite) bis zuletzt nicht dem aktuellen Stand. Während die Verfahren betreffend Registrierungsdaten gegen drei andere Marktteilnehmer eingestellt werden konnten, wurde gegen die Geschäftsführung dieses Unternehmens vom Magistrat der Stadt Wien gemäß § 99 Abs 1 Z 14 EIWOG 2010 eine Geldstrafe von € 1.000 (zuzüglich 10% anteiliger Verfahrenskosten) erlassen.

Die beiden weiteren Fälle betrafen die nicht zeitgerechte bzw. nicht effektive Veröffentlichung von Insiderinformation. Konkret wurden sowohl von zwei Unternehmen Informationen über Stilllegung von Kraftwerken im Zusammenhang mit der Netzreserve verspätet und unvollständig veröffentlicht. Der Magistrat der Stadt Wien verhängte auch hier gemäß § 99 Abs 1 Z 7 EIWOG 2010 eine Geldstrafe von € 1.000 (zuzüglich 10% anteiliger Verfahrenskosten) gegen die Geschäftsführer der beiden Gesellschaften.

Grenzüberschreitende Untersuchungsgruppe

Die außergewöhnlichen Preisentwicklungen kombiniert mit starker Volatilität an den europäischen Gasgroßhandelsmärkten veranlassten ACER dazu, gemeinsam mit den nationalen Regulierungsbehörden Österreichs, Deutschlands und der Niederlande ihre Koor-

dination in der Bekämpfung von Marktmissbrauch abzustimmen und zu verstärken.

Dazu wurde eine grenzüberschreitende Untersuchungsgruppe gemäß Artikel 16 Abs 4 lit c REMIT betreffend überregionalen Marktmiss-

brauch am Gasgroßhandelsmarkt eingerichtet. Das Ziel der Untersuchungsgruppe ist es, die Tatsachenfeststellung und Beweissammlung zu koordinieren und zu vereinfachen sowie etwaige REMIT-Verstöße in Zukunft ab-

gestimmt zu verfolgen. Angesichts der immer stärkeren Europäisierung des Gasmarktes sind Daten aus unterschiedlichen Ländern und Marktgebieten nötig, um einen Überblick über das Handelsgeschehen zu erhalten.

Europäische Ebene

Auch auf europäischer Ebene waren REMIT und die Marktüberwachung immer wieder ein bedeutendes Thema. Die wirksame REMIT-Durchsetzung wurde von den europäischen Institutionen 2022 wiederholt als wichtiger Teil des Maßnahmenpakets gegen steigende Energiepreise betont. Die Europäische Kommission sah insbesondere die Gewährleistung eines dem neuesten Stand entsprechenden robusten Rahmens zum Schutz vor Marktmissbrauch als essentiell an. Dazu wurde auch angeregt, den REMIT-Rechtsrahmen zu überprüfen, die Markttransparenz zu erhöhen, Datenqualität zu verbessern und die Durchsetzung sicherzustellen. Parallel dazu wurde in unterschiedlichen ACER-Foren die Frage nach der Dringlichkeit einer „REMIT II“ gestellt und erste mögliche Anpassungsvorschläge diskutiert.

Die Krisensituationen 2022 verdeutlichten, dass qualitativ gute Handelsdaten, die z.B. unter REMIT gesammelt werden, eine zentrale Voraussetzung für effektive Maßnahmen

auf dem Energiemarkt sind. So wurde ACER etwa damit beauftragt, einen eigenen LNG-Preisindex zu entwickeln, der einen Vergleich mit der Preisbildung am TTF möglich machen soll. LNG-Daten wurden zuvor nur teilweise gesammelt und analysiert, die Weiterentwicklung des Gasmarktes erfordert jedoch nun auch eine Einbeziehung und ein Monitoring dieser Märkte.

Sogar in der Schweiz, wo es keine expliziten Gesetze gegen Marktmanipulation und Insiderhandel am Energiegroßhandelsmarkt gibt, fand eine parlamentarische Initiative unter dem Titel „Mehr Transparenz und Integrität im Stromgroßhandel sorgt für faire Preise für Stromverbraucher“ statt.

Das REMIT-Team der E-Control beteiligte sich auch 2022 intensiv an diesem europäischen Diskurs in unterschiedlichen fachbezogenen ACER-Arbeitsgruppen und durch enge Abstimmung mit den nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten.



COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

Robuste Weiterentwicklungen



COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

Die Unabhängigkeit der E-Control als nationale Energieregulierungsbehörde unterliegt strikten unionsrechtlichen Anforderungen, die 2022 nochmals durch den EuGH bestärkt wurden. Die stetige Weiterentwicklung und Verbesserung des Compliance-Systems der E-Control sind jährlich in einem eigenen Cor-

porate-Governance-Bericht abgebildet. Auch im Bereich der Cybersicherheit gab es zahlreiche Entwicklungen, z.B. wurde das Informationssicherheit-Managementsystem der E-Control erneut nach dem internationalen Standard ISO 27001 zertifiziert.

Compliance

Die E-Control ist die nationale Regulierungsbehörde für die Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft im Sinne der europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt- (2019/944) und Erdgasbinnenmarkt-richtlinie (2009/73/EG). In Umsetzung dieser Vorgaben wurde die E-Control als eine Anstalt öffentlichen Rechts durch das E-ControlG errichtet.

Die unionsrechtlichen Anforderungen an die Unabhängigkeit der nationalen Energieregulierungsbehörden fordern die umfassende institutionelle, budgetäre, haushaltsrechtliche ebenso wie personelle und funktionale Unabhängigkeit der E-Control gegenüber der allgemeinen staatlichen Verwaltung und insbesondere deren obersten Verwaltungsorganen einerseits und gegenüber jeglichen Marktinteressen andererseits. Diese sich auf Unionsrecht gründende Sonderstellung wurde durch eine Entscheidung des EuGH vom September 2021 bestätigt und bekräftigt

(EuGH, Rs C-718/18, Kommission/Deutschland). Die gesetzlich eingerichteten Organe der E-Control, nämlich der Vorstand, die Regulierungskommission und der Aufsichtsrat, bekennen sich ohne Einschränkung zu dieser Unabhängigkeit und fördern diese in allen Wirkungsbereichen der E-Control.

Aufgrund der Judikatur des EuGH, welche insbesondere auch die Unabhängigkeit der E-Control von staatlichen Regelwerken unterstrich, hatte die E-Control im Jahr 2022 die Anwendbarkeit von diversen nationalen Regelwerken auf die E-Control neu zu evaluieren. Dies insbesondere im Hinblick auf das Beteiligungsmanagement des BMK (vgl. den Beteiligungsleitfaden BML 2021) und den Public-Corporate-Governance-Kodex 2017 des Bundes (B-PCGK 2017).

Da es sich nicht um eine Eigentümerstellung und/oder einer Beteiligung handelt, ist ein all-

gemeines Beteiligungsmanagement des BMK gegenüber der E-Control im Lichte dieser neuesten EuGH-Judikatur zur Unabhängigkeit der nationalen Energieregulierungsbehörden ausgeschlossen. Die E-Control setzte im Jahr 2022 in Zusammenarbeit mit dem BMK die dafür nötigen Schritte, um den bestehenden Rahmen an die unionsrechtlichen Vorgaben anzupassen.

Im Hinblick auf den Public-Corporate-Governance-Kodex 2017 des Bundes (B-PCGK 2017), welchen die E-Control seit seinem Inkrafttreten umsetzt, beschloss der Vorstand, die auf die E-Control anwendbaren Bestimmungen des B-PCGK 2017 weiter im Sinne einer Selbstbindung umzusetzen, soweit dies den unionsrechtlichen Anforderungen an die Unabhängigkeit der E-Control nicht entgegensteht. Die E-Control bekennt sich klar zu einer transparenten, sparsamen, wirtschaftlichen und zweckmäßigen Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben.

Neben der jährlichen Erstellung eines Corporate-Governance-Berichts, der umfassenden Schulung der Mitarbeiter:innen der E-Control und der andauernden internen Beratung in allen compliancerelevanten Fragestellungen durch den Compliance Officer in

Zusammenarbeit mit dem Datenschutzbeauftragten wurden auch im Jahr 2022 Schritte zur Vertiefung und fortwährenden Verbesserung des bereits implementierten Compliance-Systems der E-Control unternommen. Ein solcher Schritt für die Verbesserung des Compliance-Systems der E-Control war im Dezember 2021 die Einführung einer technischen Plattform, die es allen Angestellten der E-Control ermöglichen soll, schwerwiegende Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen auf anonymer Basis zu melden (Hinweisgebersystem).

Diese Maßnahme dient auch der Umsetzung der Vorgaben der EU-Whistleblower-Richtlinie (2019/1947). Die Umsetzungsfrist der Richtlinie lief mit dem 17. Dezember 2021 ab. Die nationale Umsetzung der Bestimmungen der Whistleblower-Richtlinie ist im Rahmen des künftigen HinweisgeberInnenschutzgesetzes geplant. Der bereits begutachtete Gesetzesentwurf befand sich Ende 2022 im zuständigen Ausschuss des Nationalrates in Beratung und wird im ersten Quartal 2023 vom Nationalrat beschlossen. Trotz der derzeit noch fehlenden nationalen Umsetzungsmaßnahmen nahm die E-Control bereits mit Ablauf der Umsetzungsfrist ein Hinweisgebersystem in Betrieb.

Informationssicherheit und Datenschutz

Das Jahr 2022 war auch für die Cybersicherheit ein sehr herausforderndes. Neben einer Vielzahl an kritischen Softwareschwachstellen ist vor allem die steigende Bedrohung durch Ransomware hervorzuheben. Das Risiko für Angriffe ist insbesondere für kritische Infrastruktur sowie öffentliche Institutionen hoch, was sich auch durch erfolgreiche Attacken in Österreich zeigte.

Die E-Control verarbeitet im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrages eine Vielzahl vertraulicher Informationen. Die Sicherheit dieser Daten von Energieunternehmen und Partnern ist der Regulierungsbehörde ein wichtiges Anliegen. Gerade auch in Hinblick auf die Energielenkung ist die Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit von Informationen für das Krisenmanagement essentiell.

Aus diesem Grund wird für das gesamte Unternehmen ein Informationssicherheits-Ma-

agementsystem betrieben, welches 2022 wieder erfolgreich nach dem internationalen Standard ISO 27001 zertifiziert wurde. Die E-Control ist somit auch gut auf kommende Anforderungen vorbereitet, wie die EU-Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung eines hohen gemeinsamen Sicherheitsniveaus von Netz- und Informationssystemen (2022/2555) und den Cyber-Security-Netz-kodex.

Technisch lag der Schwerpunkt auf der Weiterentwicklung des Security Information and Event Management Systems (SIEM) sowie des Vulnerability-Scanners. Schwachstellen und Sicherheitslücken in Softwareprodukten können so frühzeitig erkannt und Gegenmaßnahmen effektiv umgesetzt werden. Die Expert:innen der E-Control werden dabei durch ein Cyber-Defence-Center unterstützt, um bei Vorfällen rasch und zielgerichtet reagieren zu können.



JAHRES- ABSCHLUSS



JAHRESABSCHLUSS DER E-CONTROL

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2022		
Aktiva	Stand am 31.12.2022 €	Stand am 31.12.2021 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände	393.943,49	467.756,85
II. Sachanlagen	775.504,55	811.693,78
	1.169.448,04	1.279.450,63
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte		
1. noch nicht abrechenbare Leistungen	271.923,00	0,00
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	32.696,78	5.947,26
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €) (davon aus Steuern: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	25.731,61	12.245,53
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten	5.761.803,70	7.437.435,54
	6.092.155,09	7.455.628,33
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	577.984,05	725.339,06
	7.839.587,18	9.460.418,02
Treuhandvermögen – EU-Twinning:	816.952,79	481.997,65

Passiva	Stand am 31.12.2022 €	Stand am 31.12.2021 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Gewinnrücklagen		
a. nach § 33 E-ControlG	540.184,71	542.577,62
b. freie	191.132,51	191.132,51
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 44 €, Vorjahr TS 40 €)	48.000,00	44.000,00
	814.317,22	812.710,13
B. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	719.598,94	694.013,58
2. Sonstige Rückstellungen	1.771.612,28	1.890.789,75
	2.491.211,22	2.584.803,33
C. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 1.198 €, Vorjahr: TS 589 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	1.197.914,65	589.049,18
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 3.336 €, Vorjahr: TS 3.352 €) (davon mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr: TS 0 €, Vorjahr: TS 2.054 €) (davon aus Steuern: TS 97 €, Vorjahr: TS 128 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 373 €, Vorjahr: TS 316 €)	3.336.144,09	5.405.883,98
	4.534.058,74	5.994.933,16
Restlaufzeit von bis zu einem Jahr TS 4.534 €, Vorjahr: TS 3.940 € Restlaufzeit von mehr als einem Jahr TS 0 €, Vorjahr: TS 2.054 €		
D. Rechnungsabgrenzungsposten:	0,00	67.971,40
	7.839.587,18	9.460.418,02
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning:	816.952,79	481.997,65

GEWINN-UND-VERLUST-RECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2022		
	31.12.2022	31.12.2021
	€	€
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	18.852.966,98	17.496.802,16
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	842.116,35	509.354,83
c) sonstige	358.399,65	595.416,24
2. Veränderung des Bestands an noch nicht abrechenbaren Leistungen	271.923,00	0,00
3. Sonstige betriebliche Erträge	52.251,87	451.074,13
4. Personalaufwand	-12.036.485,25	-11.500.152,99
5. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-796.892,09	-786.867,15
6. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Steuern, soweit sie nicht unter Z 11 fallen TS 1 €, Vorjahr TS 2 €)	-7.528.955,73	-6.801.433,87
7. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 6 (Betriebserfolg)	15.324,78	-35.806,65
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	9.831,78	667,42
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-21.091,52	-27.085,35
10. Zwischensumme aus Z 8 bis Z 9 (Finanzerfolg)	-11.259,74	-26.417,93
11. Ergebnis vor Steuern	4.065,04	-62.224,58
12. Steuern vom Einkommen und Ertrag	-2.457,95	-166,87
13. Ergebnis nach Steuern	1.607,09	-62.391,45
14. Auflösung von Gewinnrücklagen	2.392,91	66.391,45
15. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
16. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	44.000,00	40.000,00
17. Bilanzgewinn	48.000,00	44.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2022

Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

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

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

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

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

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

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

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

Bei der Bewertung wurde von der Fortführung des Unternehmens ausgegangen.

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

Dem Vorsichtsprinzip wurde Rechnung getragen, indem insbesondere nur die am Abschlussstichtag verwirklichten Gewinne ausgewiesen werden.

Alle erkennbaren Risiken und drohenden Verluste, die im Geschäftsjahr 2022 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

Immaterielle Vermögensgegenstände werden, soweit gegen Entgelt erworben, zu Anschaffungskosten aktiviert und über längs-

tens drei bis fünf Jahre abgeschrieben. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear.

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- oder Herstellkosten bewertet, die um planmäßige Abschreibungen vermindert werden. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear. Die Nutzungsdauern belaufen sich auf drei bis fünf Jahre. Bei der Ermittlung der Herstellkosten werden keine direkt zurechenbaren Fremdkapitalzinsen einbezogen.

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

Gegen Entgelt erworbene geringwertige Vermögensgegenstände werden im Sinne des § 13 EStG sofort im Jahr der Anschaffung abgeschrieben. Seit dem 1.1.2020 gilt für geringwertige gegen Entgelt erworbene Vermögensgegenstände unverändert eine Wertgrenze von 800 €.

Forderungen werden mit ihrem Nennwert angesetzt. Fremdwährungsforderungen werden mit ihrem Entstehungskurs oder mit dem

niedrigeren Devisengeldkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten versicherungsmathematischen Grundsätzen nach dem Anwartschaftswertverfahren (Projected Unit Credit Method) auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 1,45% (Vorjahr 1,35%) (Durchschnittszinssatz der letzten sieben Jahre), einer erwarteten künftigen Gehaltssteigerung von 3,50% (Vorjahr 2,50%) und des gesetzlichen Pensionsantrittsalters (gemäß Pensionsreform 2004 – Budgetbegleitgesetz 2003) ermittelt. Ein Fluktuationsabschlag wird nicht berücksichtigt. Der Berechnung wurden die AVÖ (Aktuarvereinigung Österreichs) 2018-P – Rechnungsgrundlagen für die Pensionsversicherung – Pagler & Pagler zugrundegelegt.

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

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Fremdwährungsver-

bindlichkeiten werden mit ihrem Entstehungskurs oder mit dem höheren Devisenbriefkurs zum Bilanzstichtag bewertet.

Aufgrund der geltenden Sondergesetze wurde zum Zwecke einer transparenteren Darstel-

lung der wirtschaftlichen Verhältnisse die Position Sondervermögen sowohl in der Bilanz als auch in der Gewinn-und-Verlust-Rechnung (zinsähnliche Erträge und Aufwendungen) gesondert ausgewiesen.

Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

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

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt 1.038 T€ für das Geschäftsjahr 2022 (Vorjahr 990 T€). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten fünf Jahre betragen 5.189 T€ (Vorjahr 4.949 T€).

VORRÄTE

In der Position Vorräte erfolgt im Posten „noch nicht abrechenbare Leistungen“ der Ausweis von Leistungen im Zusammenhang mit der „Konzeption und Entwicklung eines Ladestel-

lenkalkulators“ für das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die Leistung wurde bei der E-Control im ersten Quartal des Geschäftsjahres 2022 beauftragt, wird im ersten Halbjahr 2023 abgeschlossen und an das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie verrechnet werden.

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

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

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von

26 T€ (Vorjahr 9 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

TREUHANDVERMÖGEN – EU TWINNING

Twinning-Projekte (Verwaltungspartnerschaften) sind eine Initiative der Europäischen Kommission und wurden im Jahr 1998 ins Leben gerufen. Es handelt sich dabei um von der Europäischen Kommission finanzierte zeitlich befristete Partnerschaftsprojekte.

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

Bei dem unter der Bilanz der E-Control ausgewiesenen Treuhandvermögen handelt es sich um Projektgelder der Europäischen Kommission zur Abwicklung von Twinning-Projekten, in welchen die E-Control sowohl

als Projektpartner als auch als finanzielle Abwicklungsstelle für die beteiligten Projektpartner agiert.

Bereits im Geschäftsjahr 2020 erhielt die E-Control neuerlich von Seiten der Europäischen Kommission den Zuschlag, als Projektpartner und finanzielle Abwicklungsstelle für ein weiteres Twinning-Projekt in Georgien (Georgien IV) zu agieren. Die Projektstätigkeit im Rahmen dieses Projektes konnte bereits im Februar 2021 erfolgreich aufgenommen werden.

Der planmäßige Abschluss sowie die in den Twinning-Verträgen vertraglich vorgesehene abschließende finanzielle Prüfung dieses Twinning-Projektes ist für das Geschäftsjahr 2023 vorgesehen.

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

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Projektkonto Twinning-Georgien IV	816.952,79	481.997,65
	816.952,79	481.997,65

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Der im Posten „Sonstige Rückstellungen“

ausgewiesene Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	80.000,00	73.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	5.605,00	214.465,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	888.031,96	843.422,68
Prämien – Mitarbeiter:innen	564.159,08	555.342,42
Prämien – Mitglieder des Vorstands	62.084,24	56.777,65
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	30.400,00	32.550,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	141.332,00	115.232,00
	1.771.612,28	1.890.789,75

Zur Ermittlung der Rückstellung für noch nicht konsumierte Urlaube wurde im Berichtsjahr ein Divisor von 19 herangezogen. Der Divisor blieb im Vergleich zum Vorjahr unverändert.

VERBINDLICHKEITEN

Im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ sind Aufwendungen in Höhe von 249 T€ (Vorjahr 251 T€) enthalten, die erst nach dem Bilanzstichtag zahlungswirksam werden.

Im Juli 2017 wurde der Restbetrag des von der E-Control bisher verwalteten gesetzlichen Sondervermögens entsprechend der Bestimmungen des „Kleinen Ökostrom-Novellenpakets“ (BGBl. I Nr. 108/2017) in eine „Erhaltene Anzahlung“ in Höhe von 2.072 T€ umgewidmet und im Jahr 2019 um weitere 761 T€ erhöht,

die ein zur Einhebung dieser ursprünglich für Förderzwecke an die E-Control abzuführende Sondermittel verpflichteter Netzbetreiber verspätet an die E-Control abgeführt hat. Dieser nachträglich entrichtete, zusätzliche Betrag dient nun der weiteren Finanzierung der von der E-Control gemäß § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse. Die damit zusammenhängenden Aufwendungen werden jährlich zwischen der Republik Österreich und der E-Control abgestimmt und zur Verrechnung gebracht.

Im Jahr 2022 sind insgesamt 842 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 509 T€) an Aufwendungen für von der E-Control im Sinne des § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse angefal-

len und mit der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens verrechnet worden.

Unter der Prämisse einer annähernd gleichbleibenden Aufwandsentwicklung wird damit spätestens Ende des Geschäftsjahres 2023 die „Erhaltene Anzahlung“ aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens zur Gänze aufgebraucht sein.

Damit haben sämtliche Verbindlichkeiten eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr.

VERPFLICHTUNGEN AUS TREUHANDVERMÖGEN – EU TWINNING

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

Erläuterungen zur Gewinn-und-Verlust-Rechnung

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

UMSATZERLÖSE

A) AUS REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Erlöse Strommarktregulierung	15.329.220,44	15.092.663,48
Erlöse Gasmarktregulierung	5.328.501,64	5.302.957,96
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-1.804.755,10	-2.898.819,28
	18.852.966,98	17.496.802,16

B) AUS NICHT REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	842.116,35	509.354,83

C) SONSTIGE UMSATZERLÖSE (ÜBRIGE)		
	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Vortrags- und Beratungstätigkeit Ausland	1.284,54	581,82
Vortrags- und Beratungstätigkeit Inland	270.728,44	58.086,09
Weiterverrechnung AIB, IDACS, REMIT	79.720,00	70.920,00
Weiterverrechnung Gas- und Stromtarifkalkulator	6.666,67	6.666,67
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	0,00	459.161,66
	358.399,65	595.416,24

VERÄNDERUNG DES BESTANDS AN NOCH NICHT ABRECHENBAREN LEISTUNGEN

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Leistung im Zusammenhang mit dem Projekt/den Projekten: „Konzeption und Entwicklung Ladestellenkalkulator“	271.923,00	0,00
	271.923,00	0,00

In der Position Veränderung des Bestands an noch nicht abrechenbaren Leistungen sind Leistungen im Zusammenhang mit der „Konzeption und Entwicklung eines Ladestellenkalkulators“ für das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,

Innovation und Technologie ausgewiesen. Der Fertigstellungsgrad dieser Leistungen beträgt zum Stichtag 80%. Die Leistung wurde bei der E-Control im ersten Quartal des Geschäftsjahres 2022 beauftragt und wird im ersten Halbjahr 2023 abgeschlossen werden.

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	5.940,00	663,73
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	45.903,27	450.399,30
c) Sonstige Erträge (übrige)	408,60	11,10
	52.251,87	451.074,13

PERSONALAUFWAND

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
a) Gehälter	9.204.342,23	8.748.922,53
Aufwendungen für Altersversorgung	587.617,39	532.510,22
Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen	222.053,05	300.230,85
Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	1.933.250,23	1.847.863,14
Sonstige soziale Aufwendungen	89.222,35	70.626,25
b) Soziale Aufwendungen	2.832.143,02	2.751.230,46
	12.036.485,25	11.500.152,99

AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN		
	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Dotierung Abfertigungsrückstellung	65.835,59	175.933,60
Freiwillige Abfertigung	25.700,97	1.677,15
Mitarbeitervorsorgekasse	130.516,49	122.620,10
	222.053,05	300.230,85

AUFWENDUNGEN FÜR GESETZLICH VORGESCHRIEBENE SOZIALABGABEN SOWIE VOM ENTGELT ABHÄNGIGE ABGABEN UND PFLICHTBEITRÄGE		
	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Gesetzlicher Sozialaufwand (DG)	1.565.123,98	1.497.019,43
Beiträge zum Familienlastenausgleichsfonds einschließlich Zuschlag zum Dienstgeberbeitrag	357.160,25	340.237,71
U-Bahn-Steuer	10.966,00	10.606,00
	1.933.250,23	1.847.863,14

MITARBEITER:INNEN				
	zum 31. 12. 2022	durchschnittlich	zum 31. 12. 2021	durchschnittlich
Vorstand	2	2,0	2	2,0
Angestellte	121	120,4	122	115,4
	123	122,4	124	117,4

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	1.278,91	1.542,55
Übrige	7.527.676,82	6.799.891,32
	7.528.955,73	6.801.433,87

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Zinserträge	9.831,78	667,42
	9.831,78	667,42

In Folge der im Jahr 2022 erfolgten Leitzinsanhebungen von Seiten der Europäischen Zentralbank und der daraus resultierenden positiven Entwicklung der Referenzzinssätze auf den Geldmärkten wurden erstmalig im Jahr 2022 Veranlagungen im Bereich

kurzfristiger Termin-/Festgeldkontrakte mit einer Laufzeit von bis zu 12 Monaten abgeschlossen und der anteilige Zinsertrag des Geschäftsjahres als Zinsertrag entsprechend abgegrenzt.

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Bank- und Darlehenszinsen	-21.091,52	-27.085,35
	-21.091,52	-27.085,35

In den Zinsen und ähnlichen Aufwendungen sind auch im Jahr 2022 sogenannte „Verwahrgebühren“ bzw. „-entgelte“ ausgewiesen, die von Geschäftsbanken seit Beginn des Jahres 2021 von institutionellen Kunden bzw. Großkunden auf Basis der durchschnittlichen Liquidität berechnet und eingehoben werden. Diese „Verwahrgebühren“ bzw. „-entgelte“ stellen ein Äquivalent der bereits seit dem Jahr 2014 von der Europäischen Zentralbank von Geschäftsbanken für Kapitaleinlagen eingehobenen Negativzinsen dar.

In Folge der erstmalig im Juli 2022 erfolgten Leitzinsanhebung von Seiten der Europäischen Zentralbank und der damit verbundenen positiven Entwicklung der Referenzzinssätze auf den Geldmärkten wurde die Einhebung der „Verwahrgebühren“ bzw. „-entgelte“ von Seiten der Geschäftsbanken mit Ende des dritten Quartals 2022 eingestellt.

Vorschlag zur Verwendung des Ergebnisses

Der in der Bilanz ausgewiesene Bilanzgewinn in Höhe von 48.000 € soll auf neue Rechnung vorgetragen werden.

Ereignisse von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

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

Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2022 wie folgt zusammen:

	31.12.2022 €	31.12.2021 €
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	25.000	23.000
Andere Bestätigungsleistungen (Prüfungshandlungen im Zusammenhang mit dem Public Corporate Governance Kodex)	3.600	3.000
Prüfungsnahe Dienstleistungen	1.500	1.000

Ergänzende Angaben

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

Die Vergütungen an den Aufsichtsrat betragen im Geschäftsjahr 2022 insgesamt 9.945 € (Vorjahr 14 T€).

ORGANE DER GESELLSCHAFT

Vorstand

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M

Dr. Ilse Stockinger, CSE

Stellvertreterin der Vorsitzenden

Dr. Dörte Fouquet

Nicolas Rathauscher, MSc.

**Als Mitglieder des Aufsichtsrates waren im
Geschäftsjahr 2022 folgende Personen tätig:**

Mag. Dorothea Herzele

Vorsitzende

Vertreter des Betriebsrates:

Eva Lacher, MSc.

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 31. Jänner 2023

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2022

	Anschaffungs- und Herstellungskosten				
	1.1.2022 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €	31.12.2022 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	0,00	18.601,71
2. EDV-Software	5.688.402,25	167.752,85	81.400,00	0,00	5.937.555,10
3. Patentrechte und Lizenzen	5.108,00	0,00	0,00	0,00	5.108,00
4. Geleistete Anzahlungen	81.400,00	0,00	-81.400,00	0,00	0,00
	5.793.511,96	167.752,85	0,00	0,00	5.961.264,81
II. Sachanlagen:					
1. Einbauten in fremde Gebäude	855.209,35	12.586,37	0,00	42.390,56	825.405,16
2. Geschäftsausstattung	1.605.366,02	88.374,30	0,00	28.493,26	1.665.247,06
3. EDV-Hardware	3.635.804,50	188.038,29	0,00	957.465,94	2.866.376,85
4. Personenkraftwagen	129.328,75	59.976,00	0,00	0,00	189.304,75
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.062.496,07	171.455,84	0,00	177.574,03	1.056.377,88
	7.288.204,69	520.430,80	0,00	1.205.923,79	6.602.711,70
	13.081.716,65	688.183,65	0,00	1.205.923,79	12.563.976,51

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2022						
	kumulierte Abschreibungen				Buchwerte	
	1.1.2022 €	Zugänge €	Abgänge €	31.12.2022 €	31.12.2021 €	31.12.2022 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:						
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	18.601,71	0,00	0,00
2. EDV-Software	5.304.664,20	241.055,41	0,00	5.545.719,61	383.738,05	391.835,49
3. Patentrechte und Lizenzen	2.489,20	510,80	0,00	3.000,00	2.618,80	2.108,00
4. Geleistete Anzahlungen	0,00	0,00	0,00	0,00	81.400,00	0,00
	5.325.755,11	241.566,21	0,00	5.567.321,32	467.756,85	393.943,49
II. Sachanlagen:						
1. Einbauten in fremde Gebäude	688.933,30	25.498,31	42.390,56	672.041,05	166.276,05	153.364,11
2. Geschäftsausstattung	1.498.111,19	54.841,70	28.493,26	1.524.459,63	107.254,83	140.787,43
3. EDV-Hardware	3.097.641,60	296.033,03	956.171,79	2.437.502,84	538.162,90	428.874,01
4. Personenkraftwagen	129.328,75	7.497,00	0,00	136.825,75	0,00	52.479,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.062.496,07	171.455,84	177.574,03	1.056.377,88	0,00	0,00
	6.476.510,91	555.325,88	1.204.629,64	5.827.207,15	811.693,78	775.504,55
	11.802.266,02	796.892,09	1.204.629,64	11.394.528,47	1.279.450,63	1.169.448,04

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGASWIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2022

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Im Geschäftsjahr 2022 ist die E-Control den ihr gesetzlich übertragenen umfassenden Regulierungsaufgaben vollumfänglich nachgekommen. Es wurden 291 Verwaltungsverfahren und 19 Ordnungsverfahren geführt und abgeschlossen. Hinzu kommen 197 laufende Verwaltungsverfahren, wovon zum Bilanzstichtag 81 gerichtsanhängig waren.

Wie in vielen anderen Bereichen des politischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Lebens, lag auch ein bedeutender Teil der Tätigkeit der E-Control im Geschäftsjahr 2022 bei den durch den Angriffskrieg der Russischen Föderation verursachten Verwerfungen der europäischen Energiemärkte und den dadurch notwendig gewordenen Vorbereitungs- und Koordinationsmaßnahmen, insbesondere im Anwendungsbereich des Energielenkungsgesetzes 2012. In den unmittelbar nach Kriegsausbruch eingerichteten Krisen-Task Forces wurden zuallererst die Entwürfe zur Energielenkungsmaßnahmenverordnung Strom und Gas auf den aktuellen Krisenbedarf angepasst und folglich die Mehrverbrauchsgebührenverordnungen adaptiert. Da sich im Zuge dieser Besprechungen ein Bedarf nach weitergehenden Regelungen in anderen Rechtsvorschriften aufgetan hat, wurden in der Folge die Elektrizitäts- und Erdgas-Energielenkungsdatenverordnung zur Verfeinerung der Granularität und Erweite-

rung der zu meldenden lenkungsrelevanten Daten novelliert. Der Gesetzgeber wurde bei der Erstellung von Novellen des Energielenkungsgesetzes 2012 sowie des GWG 2011 unterstützt. In Zusammenhang mit dem ab 1. Oktober 2022 in Kraft getretenen neuen Gasmarktmodell, aber auch in Umsetzung und in Vorbereitung der neuen Bestimmungen zur Gas-Versorgungssicherheit (strategische Gasreserve, verpflichtende Flex-MOL) wurden in der Gas-Marktmodell-VO 2020 Adaptierungen vorgenommen. In Entsprechung mit den novellierten Bestimmungen zur EU-Gassolidaritätsverordnung Nr. 1938/2017 und den nationalen Mindestspeicherzielen wurden beim Gaskunden-Versorgungsstandard Erweiterungen hinsichtlich einer Bevorratungspflicht vorgenommen. All diese neuen Vorgaben wurden durch zahlreiche Workshops, Lenkungsübungen und Branchenabstimmungen der E-Control mit dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Bundes- und Ländervertretern, Marktteilnehmern, Großverbrauchern, Netzbetreibern kommuniziert, besprochen und auf Praxistauglichkeit erprobt.

Ein mit den Verwerfungen der Energiemärkte eng verbundenes Thema war auch der österreichische Endkundenmarkt. So erließ der Gesetzgeber im § 80 EIWOG 2010 neue Regelungen für die Änderung vertraglich vereinbarter Entgelte, indem ein gesetzliches

Preisänderungsrecht für Energielieferanten normiert wurde. Damit einher gingen auch konkrete Regelungen über die Anforderungen an derartige Preisänderungen und Nachschärfungen in Bezug auf Mitteilungspflichten und dahingehende Fristen gegenüber den Kund:innen. Weiters wurde für Verbraucher:innen im Sinne des Konsumentenschutzgesetzes und Kleinunternehmen ein Recht auf eine Ratenzahlung für den Fall von Nachzahlungen aus einer Strom-Jahresrechnung festgeschrieben (§ 82 Abs 2a EIWOG). Die Verordnung des Vorstands der E-Control über nähere Modalitäten der Ratenzahlung gemäß § 82 Abs 2a EIWOG 2010 (Ratenzahlungs-VO) wurde im Mai 2022 erlassen. Schließlich beschloss der Nationalrat im Dezember 2022 eine neue Regelung über die Versorgung von Kund:innen, denen nach einem Marktaustritt ihres Versorgers ein vertragsloser Zustand droht.

Durch diese Regelung soll eine lückenlose Versorgung der betroffenen Kund:innen sichergestellt werden, indem sie automatisch für einen beschränkten Zeitraum einem neuen Lieferanten zugeordnet werden.

Die E-Control war darüber hinaus in der rechtlichen Umsetzung der Bestimmungen des EIWOG 2010 zu den Instrumenten der Grundversorgung sowie der Ersatzversorgung äußerst aktiv, u.a. in der Marktaufsicht sowie in der rechtlichen Aufarbeitung verschiedenster Fragestellungen, die mit diesen energie-wirtschaftlichen Instrumenten einhergehen.

Die überarbeitete Richtlinie über die Energieeffizienz 2018/2002/EU hat eine Energieeffizienzverbesserung von 32,5% bis zum Jahr 2030 zum Ziel. Während wichtige Teile der novellierten Energieeffizienzrichtlinie bereits in einer Novelle des Heiz- und Kältekostenabrechnungsgesetzes (BGBl I Nr. 101/2021) umgesetzt werden konnten, steht die Umsetzung weiterer zentraler Teile der Energieeffizienzrichtlinie bevor. Im Dezember 2022 veröffentlichte das BMK einen Begutachtungsentwurf, an dem die E-Control in weiten Teilen für das neue Energieeffizienzgesetz beratend mitgewirkt hat.

Die E-Control begrüßt den Fortschritt der Gesetzgebung, insbesondere im Hinblick auf die geplante Übernahme des behördlichen Monitorings im Bereich der Energieeffizienz durch die E-Control. Aufgrund der dargestellten Verzögerungen in der Gesetzgebung verschiebt sich diese Erweiterung dieser nicht regulatorischen Aufgaben der E-Control jedoch weiter über das Jahr 2022 hinaus.

Mit 1. Oktober 2022 sind die GMMO-VO 2020 und mit ihr das neue Gasmarktmodell in Kraft getreten. Die hierfür erforderlichen Anpassungen wurden von der Regulierungsbehörde auch im Bereich der Bilanzgruppenverantwortlichen zeitgerecht und friktionsfrei umgesetzt. Das Beschwerdeverfahren gegen die Entscheidung über die Ernennung der Bilanzierungsstelle ist weiter gerichtsanhängig, wobei sich die E-Control im Sinne einer zügigen Entscheidungsfindung aktiv am Verfahren beteiligte.

Ebenfalls im Schatten des russischen Angriffskrieges, aber auch in Hinblick auf die Bestrebungen zur Dekarbonisierung in der Energieunion und die hohe Inflation beschloss die E-Control Bescheide für die fünfte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber, beginnend mit dem Jahr 2023. Mit der nunmehr festgelegten Regulierungssystematik wurden die Veränderungen in der Verwendung und Herkunft von Erdgas und die damit verbundenen Folgen im Verteilernetz – Verbrauchsrückgang, Anschlussstilllegung, Integration von erneuerbaren Gasen – bei den Regulierungsparametern berücksichtigt. Diese Änderungen stießen, wie auch die erstmalige Einführung einer dynamischen Zinsberechnung und potenziell veränderlichen Parametern angesichts der Inflation und Änderungen in der Zinslandschaft, auf breite Akzeptanz bei den Netzbetreibern und den Interessenvertretungen der Netzkund:innen. Letztere sind gemäß § 69 GWG 2011 ebenfalls Partei in den Kostenfeststellungsverfahren.

Des Weiteren wurden die neue Regulierungssystematik der Strom-Übertragungsnetzbetreiber ab 2023 festgelegt und die für die Feststellung angemessener Netzkosten notwendigen Festlegungen getroffen. Besonders Augenmerk galt dabei dem Anreizmodell zur Umsetzung technischer und energiepolitischer Maßnahmen zur Ökologisierung und Effizienzsteigerung des Übertragungsnetzes, welches mit den Verfahrensparteien intensiv diskutiert wurden. Eine besondere Herausforderung stellten aber auch die gestiegenen

Strompreise dar, welche über die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung der Verlustenergie die Netzkosten in die Höhe trieben. Die daraus resultierende Anhebung des Netzverlustentgelts erfuhr große mediale Aufmerksamkeit. Der diesbezüglich kurz vor Jahresende durch den Gesetzgeber beschlossene Kostenzuschuss konnte angesichts des bereits erfolgten Abschlusses der Kostenfeststellungsverfahren nicht mehr berücksichtigt werden. Im Hinblick auf den Beschluss des Nationalrats wurde jedoch die amtswegige Änderung der Bescheide für das Jahr 2023 in Aussicht genommen.

Die E-Control konzentrierte ihre internationalen Aktivitäten 2022 einerseits auf die Weiterführung der etablierten Kooperationsmechanismen und andererseits auf das Setzen neuer Initiativen zur Bewältigung der Energiekrise.

Innerhalb des ersten Handlungsstranges ist insbesondere das Engagement der E-Control in den Arbeitsgruppen und Gremien von ACER, von CEER, bei ERRA, im ECRB und auch bei ICER zu unterstreichen.

Im Oktober 2022 wurde ein Mitglied des Vorstands der E-Control als CEER-Vizepräsident für zwei weitere Jahre in seiner Rolle bestätigt. Außerdem konnte das im Jahr 2021 gestartete Twinning-Projekt mit der georgischen Regulierungsbehörde erfolgreich weitergeführt werden; der Abschluss wird für das Jahr 2023 erwartet.

Neue Akzente setzte die E-Control auf internationaler Ebene unter anderem durch den Beginn einer trilateralen Kooperation für den Austausch zwischen den Mitgliedsländern von CEER, ECRB und MEDREG zur effizienten Ressourcennutzung im Sinne der Versorgungssicherheit.

Bei der Verfolgung legislativer Verfahren auf EU-Ebene galt es im Jahr 2022, sowohl die längerfristig laufenden Prozesse (Stichwort „Dekarbonisierungspaket“) als auch die Anlassgesetzgebung zur Krisenbewältigung im Auge zu behalten und auf internationaler Ebene die Expertise der E-Control beizusteuern.

Am 23. Dezember 2022 legte das BMK einen Gesetzesentwurf des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) 2023 zur öffentlichen Begutachtung vor. Der Gesetzesentwurf sieht vor, dass die E-Control zukünftig Aufgaben des Energieeffizienz-Monitorings übernimmt. Dazu zählen unter anderem: Verordnungsermächtigungen, Prüf-, Kontroll- und Überwachungsaufgaben, Berichtswesen, statistische Auswertungen und Bescheidverfahren. Zur Erfüllung dieser Aufgaben werden im Gesetzesentwurf verschiedene Elemente der Finanzierung dieser Tätigkeiten definiert. Ein wesentlicher Bestandteil besteht aus einem festgelegten Beitrag aus dem Bundesbudget. Ein weiterer Bestandteil ist von Wirtschaftsbetrieben auf Basis verpflichtender, regelmäßiger Auditierungen zu leisten, wovon insgesamt rund 2.000 Unternehmen betroffen sind. Ein weiteres Element der Finanzierung

betrifft die Start- und Einrichtungsphase des neuen Aufgabenbereichs. Wesentlich dabei wird sein, dass die notwendige Finanzierung in ausreichendem Maß für die der E-Control übertragenen Aufgaben sichergestellt ist. Das BMK sieht vor, dass das Bundes-Energieeffizienzgesetz 2023 im März 2023 im Parlament beschlossen wird.

Aus einer Risikobetrachtung ist neben der Sicherstellung der Finanzierung dieser Tätigkeiten von Seiten des BMK auch die Sicherstellung von entsprechenden Übergangsfristen relevant. Der derzeit vorliegende Gesetzesentwurf beinhaltet keine Übergangsfristen und unterstellt daher bei Inkrafttreten des Gesetzes die volle Funktions- und Handlungsfähigkeit der E-Control in diesem neuen Aufgabenbereich. In Ermangelung der fehlenden Sach- und Personalressourcen in Folge der fehlenden Finanzierung besteht ein hohes Risiko, dass die E-Control die ihr aus dem EEffG übertragenen Aufgaben nicht wird erfüllen können.

Die E-Control ist auch die gesetzlich eingerichtete zentrale Informationsstelle für alle Endkund:innen in Österreich für Strom und Gas. Zahlreiche Informationsangebote, telefonische und schriftliche Kommunikationskanäle sowie die Schlichtungsstelle bieten dabei umfassende Hilfestellung.

Durch stark gestiegene Energiepreise und den in großer Zahl ausgesprochenen Kündigungen durch Strom- und Gaslieferanten kam

es zu einer bisher unerreichten Nachfrage nach den E-Control-Services. Im Geschäftsjahr 2022 wurden 26.500 Anrufe entgegengenommen (ein Zuwachs von 290% gegenüber dem Vorjahr) und 6.900 schriftliche Anfragen wurden beantwortet (ein Zuwachs von 210% gegenüber dem Vorjahr). Zudem wurden 1.800 Schlichtungsverfahren durchgeführt (ein Zuwachs von 190 Prozent gegenüber dem Vorjahr). Zum Stichtag 31. Dezember 2022 bleiben weitere 600 Schlichtungsanträge unbearbeitet, die das Arbeitsvolumen für das kommende Geschäftsjahr deutlich erhöhen.

Die Strom- und Gasmärkte waren in Folge des Angriffskriegs der Russischen Föderation von einer massiven Unruhe geprägt. Daraus folgten Einschränkungen vor allem bei der Gasversorgung sowie enorme Preissteigerungen bei Strom und Gas. Die Öffentlichkeitsarbeit der E-Control war demzufolge von den Themen der Versorgungssicherheit sowie der Preisentwicklungen geprägt.

Gemäß ihrer Informationspflicht beantwortete die E-Control im Jahr 2022 viele Anfragen – telefonisch, elektronisch, in persönlichen Gesprächen, aber vor allem auch durch Interviews in verschiedensten Medien.

Darüber hinaus galt es, allen anderen gesetzlichen Informationspflichten der E-Control

weiterhin uneingeschränkt nachzukommen. Dies wurde mit Hilfe von Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalist:innen sowie weiteren zielgerichteten Medienaktivitäten geleistet. Allen stehen umfangreiche Informationsangebote zur Verfügung: Publikationen, Newsletter, Websites, Social-Media-Kanäle, aber auch Fachtagungen und Veranstaltungen.

FINANZIELLE KENNZAHLEN DER E-CONTROL

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

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

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

KAPITALSTRUKTURANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1.1.-31.12.2022	Zeitraum 1.1.-31.12.2021
1. Eigenmittelquote*		
Eigenkapital	814.317	812.710
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	7.839.587	9.460.418
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	10,39%	8,59%
	Zeitraum 1.1.-31.12.2022	Zeitraum 1.1.-31.12.2021
2. Fiktive Schuldentilgungsdauer*		
Rückstellungen	2.491.211	2.584.803
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	4.534.059	5.994.933
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-5.761.804	-7.437.436
Zwischensumme	1.263.466	1.142.301
Ergebnis nach Steuern	1.607	-62.391
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	796.892	786.867
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	-4.646	-664
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	25.585	28.740
Mittelüberschuss aus dem Ergebnis nach Steuern	819.439	752.552
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	1,54 Jahre	1,52 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Auch im Jahr 2022 musste die Rücklage gemäß § 33 E-ControlG für unvorhergesehene Belastungen nochmals geringfügig im Ausmaß von rd. 2.393 € (Vorjahr: rd. 66.391 €) aufgelöst werden. Grund hierfür ist, dass die

für die Bemessung der Rücklage maßgeblichen, testierten Gesamtkosten des vorangegangenen Geschäftsjahres nochmals unter den testierten Gesamtkosten des für die Bildung maßgeblichen Vorjahres lag.

Trotz dieser Abschmelzung der Rücklage nach § 33 E-ControlG hat sich die Eigenmittelquote im Vergleich zum Vorjahr von rd. 8,59% auf nun rd. 10,39% erhöht. Wesentlicher Grund

hierfür ist die Reduktion des Fremdkapitals von rd. 6,06 Mio. € im Jahr 2021 auf nun rd. 4,53 Mio. € im Jahr 2022.

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS		
	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2022	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2021
1. Working Capital Ratio *		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	6.670.139	8.180.967
kurzfristige Passiva	4.534.059	5.774.822
= Working Capital Ratio	147,11%	141,67%
	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2022	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2021
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *		
Rückstellungen	2.491.211	2.584.803
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	4.534.059	5.994.933
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	- 5.761.804	- 7.437.436
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	- 32.697	- 5.947
- sonstige Forderungen	- 25.732	- 12.246
= Effektivverschuldung	1.205.038	1.124.108
Cashflow aus dem Ergebnis	- 982.128	902.492
= Dynamischer Verschuldungsgrad	nicht ermittelbar	1,25 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Auch im abgelaufenen Geschäftsjahr 2022 wurde die „Erhaltene Anzahlung“ – resultierend aus der Umwidmung des Sondervermögens – bestimmungsgemäß von der E-Control zur Verrechnung für geleistete Tätigkeiten im

Rahmen des § 5 Abs 4 E-ControlG verwendet. Insgesamt wurden im Jahr 2022 rd. 0,84 Mio. € zuzüglich 20% USt (Vorjahr rd. 0,51 Mio. €) an Aufwendung für „nicht regulatorische Tätigkeiten“ zur Verrechnung gebracht. Der Stand

der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des Sondervermögens beläuft sich damit mit Ende 2022 auf insgesamt noch rd. 1,04 Mio. € (Vorjahr rd. 2,05 Mio. €).

Die E-Control geht davon aus, dass, bei einer annähernd gleichbleibenden Aufwandsentwicklung, spätestens Ende des Geschäftsjahres 2023 auch die „Erhaltene Anzahlung“ aus der Umwidmung des Sondervermögens zur Gänze aufgebraucht sein wird und damit der Bund zur Finanzierung der Tätigkeiten im Rahmen des § 5 Abs 4

E-ControlG Mittel aus dem Bundesbudget bereitstellen muss.

Zur Sicherstellung der Finanzierung dieser Tätigkeiten hat die E-Control proaktiv bereits Mitte des Jahres 2022 ein Konzept zur Finanzierung dieser „nicht regulatorischen Tätigkeiten“ erarbeitet und dem zuständigen Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) zur weiteren Entscheidung vorgelegt. Eine abschließende Entscheidung des BMK war Ende des Jahres 2022 jedoch noch ausständig.

GELDFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN

	Zeitraum 1.1.-31.12.2022	Zeitraum 1.1.-31.12.2021
Ergebnis vor Steuern*	4.065	-62.225
+/- Abschreibung/Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit	796.892	786.867
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	-4.646	38.682
-/+ Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen	11.260	26.418
+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	0	0
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	807.571	789.742
-/+ Zunahme/Abnahme der Vorräte	-271.923	0
-/+ Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-26.750	236.008
-/+ Zunahme/Abnahme der sonstigen Forderungen	-13.486	-2.238
-/+ Zunahme/Abnahme der Aktiven Rechnungsabgrenzungsposten	147.355	31.574
+/- Zunahme/Abnahme der kurzfristigen Rückstellungen	-119.177	8.309
+/- Zunahme/Abnahme der langfristigen Rückstellungen	25.585	28.740

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

GELDFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN		
	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2022	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2021
+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	608.865	-241.009
+/- Zunahme/Abnahme der sonstigen Verbindlichkeiten	-2.069.740	408.235
+/- Zunahme/Abnahme der Passiven Rechnungsabgrenzungsposten	-67.971	-356.701
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	-979.670	902.659
- Zahlungen für Ertragsteuern	-2.458	-167
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	-982.128	902.492
+ Einzahlungen aus Anlagenabgang (ohne Finanzanlagen)	5.940	1.032
+ Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang und sonstigen Finanzinvestitionen	0	0
- Auszahlungen für Anlagenzugang (ohne Finanzanlagen)	-688.184	-1.108.319
- Auszahlungen für Finanzanlagenzugang und sonstige Finanzinvestitionen	0	0
+ Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen	9.832	667
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-672.412	-1.106.620
+ Einzahlungen von Eigenkapital	0	0
- Rückzahlungen von Eigenkapital	0	0
- ausbezahlte Ausschüttungen	0	0
+ Einzahlungen aus der Begebung von Anleihen und Finanzkrediten	0	0
- Auszahlungen für die Tilgung von Anleihen und Finanzkrediten	0	0
- Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-21.092	-27.085
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	-21.092	-27.085
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-1.675.632	-231.213
+/- wechselkursbedingte und sonstige Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	0	0
+ Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Beginn der Periode	7.437.436	7.668.649
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	5.761.804	7.437.436

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Die personelle und sachliche Ausstattung der E-Control ist in den wesentlichen Bereichen auskömmlich. Jedoch werden die gesetzliche Wahrnehmung weiterer regulatorischer Aufgaben und die gesetzliche Wahrnehmung weiterer nicht regulatorischer Aufgaben in den kommenden Jahren, nach einem langjährigen Kostensenkungspfad, eine Gesamtkostenerhöhung entlang einer steigenden Inflation bewirken.

Für die kommenden Geschäftsjahre ist eine wesentliche gesetzliche Änderung zur Unabhängigkeit und zum Aufgabenbereich der Behörde und damit zur strategischen Ausrichtung, die deren wirtschaftliche Situation und Entwicklung nachhaltig negativ beeinträchtigen könnte, nicht zu erwarten. Daher sind keine ergebnisbelastenden Vorkehrungen, die sich nicht aus dem täglichen Kerngeschäft der Regulierung direkt ergeben oder gesetzlich ohnehin vorzusehen sind, zu treffen.

Die Erweiterung des nicht regulatorischen Aufgabenumfanges durch die geplante Übernahme des behördlichen Monitorings im Bereich der Energieeffizienz verlagern sich ebenso erneut auch auf Grund von gesetzlichen Verzögerungen nun weiter in das Jahr 2023.

Zusätzliche Aufgaben und Aufwendungen verbleiben für die E-Control nach wie vor in Folge der Anwendung der EU-Datenschutz-

Grundverordnung, des Bundes Public Corporate Governance Kodex, des nach ISO 27001 zertifizierten Informationssicherheitsmanagementsystems (ISMS) sowie des weiterentwickelten unternehmensweiten Internen Kontrollsystems (IKS) sowie Risikomanagementsystems (RMS) in die bestehenden Regelprozesse. Zukünftige datenschutzrechtliche und sicherheitstechnische Anforderungen ergeben sich neben weiteren organisatorischen Anpassungen in Folge einer breiteren Inanspruchnahme von Homeoffice auch im Geschäftsjahr 2023.

Die durch diese Rechtsvorschriften allenfalls erforderlichen Personal- und Sachressourcen sind im Rahmen der nach § 30 Abs 1 und 2 E-ControlG gesetzlich zwingend vorgeschriebenen Budgetierung bereits für das Geschäftsjahr 2023 gedeckt.

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

Für das Geschäftsjahr 2023 wird daher von dieser gesetzlich vorgesehenen Kostendeckung ausgegangen. Der Budgetierungs- und

Finanzierungsprozess der E-Control entspricht unter Risikogesichtspunkten und dem „Going Concern-Prinzip“ den Empfehlungen

des Rats der Europäischen Regulierungsbehörden CEER (CEER: „Safeguarding the independence of regulators“ – C16-RBM-06-03).

Risikoberichterstattung

ALLGEMEINE BESCHREIBUNG DER WESENTLICHEN RISIKEN UND UNGEWISSHEITEN, DENEN DAS UNTERNEHMEN AUSGESETZT IST

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

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

Die finanziellen und personellen Aufwendungen der E-Control sind derzeit durch die gesetzlichen Finanzierungsregelungen in vollem Umfang gedeckt. Eine Änderung dieser gesetzlichen Finanzierungsregelungen ohne Gegenmaßnahme könnte ein Finanzierungsrisiko dann nach sich ziehen, wenn nicht gleichzeitig andere ausgleichende Regelungen getroffen würden. Dies würde jedoch gesetzliche Änderungen voraussetzen, die im Regelfall aus einem längeren Entstehungsprozess hervorgehen könnten. Derzeit sind keine Gesetzesänderungen erkennbar, die bestehenden Finanzierungsregelungen zu ändern, und daher entfällt auch eine bilanzielle Vorsorge.

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

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

Das Finanzierungsrisiko der E-Control ist aufgrund gesetzlicher Regelungen nach wie vor sehr gering. Die entsprechenden Vorschreibungen sowie Vorschaurechnungen (Budget) für die Geschäftsjahre 2022 und 2023 („Doppelbudget“) wurden vom Aufsichtsrat am 28. September 2021 genehmigt.

Auch im Geschäftsjahr 2022 fand die Einhebung des Finanzierungsentgelts planmäßig statt. Somit ist auch das Ergebnis der E-Control von der Aufwands- und Ertragsentwicklung unabhängig.

Es ergeben sich keine wesentlichen Änderungen in der Risikostruktur der E-Control. Weder im abgelaufenen Geschäftsjahr 2022 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

Es ist im Geschäftsjahr 2023 absehbar, dass der wachsende Umfang an nicht regulatorischen Tätigkeiten gemäß § 5 Abs 4 E-ControlIG die noch vorhandene Vorauszahlung aus der Umwidmung des Sondervermögens zur Gän-

ze abschmelzen lässt. Der Vorstand hat das zuständige BMK rechtzeitig darauf hingewiesen, eine Finanzierung in ausreichendem Maße sicherzustellen, um die Ausführung dieser Tätigkeiten nicht zu unterbrechen. Eine Vorfinanzierung durch die E-Control ist ausgeschlossen. Gleichermaßen wurde das zuständige Bundesministerium (BMK) darauf hingewiesen, die Finanzierung von neuen Aufgaben für die E-Control auf Basis des Bundes-Energieeffizienzgesetzes 2023 in ausreichendem Maße sicherzustellen, um die Ausführung dieser Tätigkeiten zu ermöglichen. Eine Vorfinanzierung durch die E-Control ist auch hier ausgeschlossen.

RISIKOMANAGEMENTZIELE UND -METHODEN

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

Mit dem Risikomanagementsystem wird erreicht, ein aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibendes Restrisiko für die E-Control zu minimieren. Die E-Control hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 2022 die erarbeiteten Regelprozesse zum Update des Risikomanagements angewendet und einem Review unterzogen.

Grundlage für das Interne Kontrollsystem (IKS) und das Risikomanagementsystem der

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

RISIKOMANAGEMENT VERANLAGUNG

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2022 wurden in geringem Umfang Veranlagungen abgeschlossen. Die Veranlagungsrichtlinie der E-Control wurde unverändert angewendet. Sie hat zum Ziel, Bonitätsrisiken weitestgehend zu minimieren, Währungsrisiken äußerst gering zu halten, Zinsänderungsrisiken zu vermeiden sowie keine Geschäfte zur Erzielung von Spekulationsgewinnen – insbesondere auch solche Spekulationen, die in direktem Zusammenhang mit Derivaten stehen oder sich aus Währungsdifferenzen ergeben – abzuschließen und damit die nominale Substanz aller anvertrauten Gelder zu erhalten. Gleichzeitig soll auch jede Veranlagung einem hohen Liquiditätsgrad entsprechen.

Das Insolvenzrisiko einer mit der E-Control in Geschäftsbeziehung stehenden Bank bleibt nach wie vor und würde möglicherweise Veranlagungen in Festgeld und Gelder auf Geschäftskonten der E-Control betreffen. Zur weiteren Berücksichtigung eines möglichen Insolvenzrisikos einer mit der E-Control in Geschäftsbeziehung stehenden Bank darf die E-Control daher nur mit jenen Banken

Geschäfte tätigen, die innerhalb von Europa bzw. Österreich Systemrelevanz haben.

PERSONALRISIKEN

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

Die durchgeführten Maßnahmen federten auch im abgelaufenen Geschäftsjahr die Fluktuation ab. Zudem wurde in diesem Geschäftsjahr wiederholt ein deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegendes Krankenstandniveau erreicht, eine sehr hohe Leistungsorientierung beibehalten und eine starke Mitarbeiterbindung und beiderseitige Loyalität erzielt.

Alle Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, das hohe Expertenniveau der spezialisierten Fachkräfte zu halten und zu steigern, um den erhöhten Anforderungen auf nationaler und europäischer Ebene weiterhin entsprechen zu können.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH IT

Die IT-Infrastruktur und die IT-Anwendungen der E-Control haben einen wesentlichen Anteil an der Effizienz, Ergebnisqualität und Umsetzungsgeschwindigkeit bei der operativen Unterstützung der Regulierungstätigkeit. Dabei werden dezentrale Arbeitseinsätze und Mobilität durch leistungsfähige Systeme sowie mit hoher Datensicherheit unterstützt.

Eine Nicht- oder nur eingeschränkte Funktionsfähigkeit von Teilen der IT-Infrastruktur oder der IT-Anwendungen hat somit auch weitreichende Folgen für die Regulierungstätigkeit der E-Control. Es wurde daher das IT-Risikomanagement auch im Geschäftsjahr 2022, wie schon in Vorjahren, einer Analyse und Anpassung hinsichtlich der Risiken in Zusammenhang mit Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unterzogen.

Gerade die aktuellen globalen Krisen im vergangenen Geschäftsjahr führten zu einem massiv erhöhten Cyberrisiko, welches sich in gestiegenen Anforderungen an das Risikomanagement niederschlägt.

Besonders das Krisenmanagement in den Bereichen Energielenkung und Versorgungssicherheit wurde durch hochverfügbare und sichere IT-Lösungen optimal unterstützt.

Um die Sicherheit der in der E-Control verfügbaren Dokumente, Daten und Informationen zu gewährleisten, werden sämtliche Tätigkeiten in der IT risikobasiert durchgeführt und

ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) für das gesamte Unternehmen etabliert.

Die Einhaltung der technischen und organisatorischen Vorgaben wird jährlich von einem externen Auditor einer akkreditierten Zertifizierungsstelle überprüft und wird im kommenden Geschäftsjahr 2023 nach dem internationalen Standard ISO 27001 rezertifiziert. Dadurch wird sichergestellt, dass die E-Control die Risiken frühestmöglich erkennt und nachhaltig minimiert. Somit wird unter anderem Resilienz gegen potenzielle Angriffe sowie eine höchstmögliche Datensicherheit gewährleistet.

Durch technische Maßnahmen wie das Betreiben eines Security Information and Event Management Systems (SIEM) sowie eines Schwachstellen-Scanners wird sowohl die Verfügbarkeit als auch die Betriebssicherheit weiterhin gewährleistet. Zusätzlich wird die E-Control durch ein externes Cyber-Defence-Center unterstützt, um bei Vorfällen rasch und zielgerichtet reagieren zu können.

Alle Risiken werden jährlich einer Analyse in Zusammenhang mit Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unterzogen und gegebenenfalls angepasst.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhan-

delsmarkts (REMIT „Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency;“) trat im Geschäftsjahr 2011 in Kraft. Hinzu kam im Geschäftsjahr 2014 eine Durchführungsverordnung mit neuen Registrierungs- und Meldepflichten. Im Geschäftsjahr 2016 wurde die Implementierung der Software zur Überwachung des Großhandels erfolgreich abgeschlossen, sodass mit der operativen Überwachung des Handels im Geschäftsjahr 2017 mit Erfüllungsort Österreich begonnen werden konnte.

Die Entwicklung der für REMIT-Zwecke verarbeiteten Transaktionen steigt seit Einführung kontinuierlich stark an. So haben sich seit 2016 sowohl die Zahl der abgeschlossenen Geschäfte als auch die der Handelsaufträge enorm erhöht. Aktuell werden etwa 3 Mrd. Transaktionen pro Jahr im REMIT-System verarbeitet, analysiert und nötigenfalls per Alert zur Kenntnis gebracht.

Mit den gestiegenen Datenmengen einher ging auch eine Erhöhung der eingeleiteten Verfahren nach REMIT. Im Geschäftsjahr 2022 erfolgten zwei rechtskräftige Verurteilungen nach REMIT § 4. Außerdem wurden zwei Verfahren zum VwG und eines zum VwGH gebracht. Die E-Control hat gerade im Geschäftsjahr 2022 große Verfahren im europäischen Gasmarkt durchgeführt und leitet eine internationale Untersuchungsgruppe zum niederländischen TTF hinsichtlich der Preisbewegungen 2021. Hintergrund ist die im Vergleich methodisch hochwertige Analyse-Kapazität der E-Control.

Anzumerken ist, dass Verfahren gemäß Art 3 und 5 der REMIT-VO besonders aufwändig sind und sehr zeitintensive Recherchen und Berechnungen erfordern, die als Ergebnis zur Einstellung des Verfahrens oder zu einer Anzeige führen können. Im Jahr 2022 wurden drei neue Art-5-Verfahren eröffnet.

Die primäre Datenquelle für Transaktionen stellt die Agentur für die Zusammenarbeit der Europäischen Regulierungsbehörden (ACER) dar. Bedingung für den Erhalt dieser Daten war ein von ACER durchgeführter Peer-Review-Prozess hinsichtlich der Maßnahmen zur Gewährleistung der Datenvertraulichkeit. Die Erfüllung aller Bedingungen zum Schutz dieser vertraulichen Daten stellt daher eine notwendige Bedingung für die Überwachung des Großhandelsmarktes dar. Diese Schutzmaßnahmen umfassen sowohl bauliche, IT-technische als auch Verhaltensmaßnahmen. Im Geschäftsjahr 2021 wurden diese Maßnahmen überarbeitet und mit den generellen Datenschutzvorgaben der E-Control in Einklang gebracht. Die dabei durchgeführte Risikobewertung wurde, wie geplant, ACER vorgelegt und von dieser angenommen. Im Jahr 2022 wurde die Risikoanalyse erneuert.

Einen neuerlichen Schwerpunkt bildete die Vervollständigung der Daten durch ACER und Tätigkeiten im Bereich der Datenqualität, insbesondere der Verbesserung der übermittelten Daten für den Intraday-Handel elektrischer Energie. Auf Initiative der E-Control

wurde dazu ein europäisches Projekt gemeinsam mit ACER, anderen Regulierungsbehörden und Strombörsen gestartet, welches bereits im Geschäftsjahr 2021 abgeschlossen wurde. Dies hat das übermittelte Datenvolumen 2022 beträchtlich erhöht. Daher wird seit Beginn parallel dazu gemeinsam mit ACER intensiv an einer Verbesserung der von Brokern übermittelten Terminmarkt-Daten gearbeitet.

Daten unzureichender Qualität stellen insofern ein Risiko dar, als sie die Verwendung von Alerts (Mustererkennungsroutinen) erheblich erschweren. Die untersuchten Fehlerverhaltensfälle bezogen sich im Geschäftsjahr 2022 angesichts der hohen Preise insbesondere auf Art 3 und 5 der REMIT-Verordnung.

Das im Geschäftsjahr 2016 implementierte und im Geschäftsjahr 2017 weiterentwickelte Risikomanagementsystem für REMIT hat sich auch im Geschäftsjahr 2022 bewährt.

Nur wenige autorisierte Mitarbeiter:innen der E-Control haben eine grundsätzliche Zugangsberechtigung zu den Produktivdaten von REMIT. Aufgrund der Corona-Pandemie wurde ursprünglich eine befristete Ausnahme zu den Sicherheitsregeln ausgesprochen und mit ACER akkordiert. Die Fortführung der Überwachungstätigkeit während des pandemiebedingten Lockdowns wurde dadurch autorisiert. Da nicht im dedizierten lokalen Überwachungsraum gearbeitet werden konnte, wurden durch ein besonderes Zugangssystem zum separaten IT-Netzwerk für REMIT zusätzliche Verhaltensmaßnahmen und Aufzeichnungen insoweit kompensiert, dass ein allfälliges daraus resultierendes zusätzliches Risiko weitestgehend minimiert wurde. So konnte die Überwachung aufrechterhalten und sichergestellt werden. 2022 wurde dieses System aufgrund der nun unternehmensweit eingeführten Home-Office-Regelung mit ACER akkordiert und mit wenigen Anpassungen zum befristeten System implementiert.

Bericht über Forschung und Entwicklung

Der E-Control ist es aufgrund des Know-hows ihrer Mitarbeiter:innen möglich, an internationalen Forschungs- und Arbeitsprojekten im Energiebereich aktiv teilzunehmen und – auch aufgrund ihres gesetzlichen Auftrags – wichtige Aufgaben der europäischen Regulierung mitzuverantworten.

Auch im Geschäftsjahr 2022 waren die technischen Abteilungen mit komplexen und herausfordernden Aufgaben u.a. zur Energiesystemwende und zur Energiekrise befasst. Neben den Aufgaben auf nationaler Ebene wurde auch die System- und Marktintegration in Europa vorangetrieben. Mit den österreichi-

schen Netzbetreibern besteht ein Austausch zu Innovationen im Netzbetrieb.

Die E-Control ist in wichtigen nationalen und europäischen Arbeitsgruppen mit ihrer Expertise und Projekterfahrung vertreten. Sie übernimmt dort die Verantwortung für Themen und die Führung von Arbeitsgruppen, in denen auch gemeinsame Studien und Arbeitspapiere zu Innovationen und Weiterentwicklungen des Energiesystems diskutiert und erstellt werden. Dies ist für Wissensaufbau und -weitergabe essenziell und trägt wesentlich zur Qualität der Ergebnisse der E-Control bei.

Die E-Control war bis zum planmäßigen Abschluss im Geschäftsjahr 2022 im Projekt

INDUGRID involviert. Unter der Leitung der FH Wels und im Konsortium mit weiteren Forschungseinrichtungen und Unternehmen wurde die Anwendbarkeit von Energiegemeinschaften im industriellen Bereich untersucht.

Generell ist der Erhalt und der Ausbau der Expertise der E-Control eine wichtige Unternehmensaufgabe, der die E-Control mit In-house-Seminaren, Ermöglichung von gezielten Einzelmaßnahmen – wie externen Seminaren und Konferenzen – sowie mit On-the-Job-Wissensaufbau nachkommt. Die E-Control leistet so einen wesentlichen Beitrag zu wichtigen Themen der österreichischen und der europäischen Strom- und Gasmarktregulierung.

Zweigniederlassungen

Die E-Control verfügt über keine Zweigniederlassungen.

Wien, am 31. Jänner 2023
Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

BESTÄTIGUNGSVERMERK

BERICHT ZUM JAHRESABSCHLUSS

Prüfungsurteil

Wir haben den Jahresabschluss der **Energie-Control Austria für die Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Wien**, bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2022, der Gewinn- und Verlust-Rechnung für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr und dem Anhang, geprüft.

Nach unserer Beurteilung entspricht der beigefügte Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt ein möglichst getreues Bild der Vermögens- und Finanzlage zum 31. Dezember 2022 sowie der Ertragslage der Anstalt öffentlichen Rechts für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz).

GRUNDLAGE FÜR DAS PRÜFUNGSURTEIL

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

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

SONSTIGE INFORMATIONEN

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen beinhalten alle Informationen im Tätigkeitsbericht, ausgenommen den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Bestätigungsvermerk. Der Tätigkeitsbericht wird uns voraussichtlich nach dem Datum des Bestätigungsvermerks zur Verfügung gestellt.

Unser Prüfungsurteil zum Jahresabschluss erstreckt sich nicht auf diese sonstigen Informationen, und wir werden dazu keine Art der Zusicherung geben.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Jahresabschlusses haben wir die Verantwortlichkeit, diese sonstigen Informationen zu lesen, sobald sie vorhanden sind, und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen wesentliche Unstimmigkeiten zum Jahresabschluss oder zu unseren bei der Abschlussprüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder anderweitig falsch dargestellt erscheinen.

VERANTWORTLICHKEITEN DER GESETZLICHEN VERTRETER UND DES AUFSICHTSRATS FÜR DEN JAHRESABSCHLUSS

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

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen, Sachverhalte im Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit – sofern einschlägig – anzugeben, sowie dafür, den Rechnungslegungsgrundsatz der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzuwenden, es sei denn, die gesetzlichen Vertreter beabsichtigen, entweder die Anstalt öffentlichen Rechts zu liquidieren oder die Unternehmenstätigkeit einzustellen oder haben keine realistische Alternative dazu.

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

VERANTWORTLICHKEITEN DES ABSCHLUSSPRÜFERS FÜR DIE PRÜFUNG DES JAHRESABSCHLUSSES

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

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

Darüber hinaus gilt:

- > Wir identifizieren und beurteilen die Risiken wesentlicher falscher Darstellungen aufgrund von dolosen Handlungen oder Irrtümern im Abschluss, planen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken, führen sie durch und erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass aus dolosen Handlungen resultierende wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist höher als ein aus Irrtümern resultierendes, da dolose Handlungen kollusives Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeits, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- > Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.
- > Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- > Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die erhebliche Zweifel an der Fähigkeit der Anstalt öffentlichen Rechts zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir die Schlussfolgerung ziehen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, in unserem Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch die Abkehr der Anstalt öffentlichen Rechts von der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zur Folge haben.
- > Wir beurteilen die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse in einer Weise wiedergibt, dass ein möglichst getreues Bild erreicht wird.

- > Wir tauschen uns mit dem Aufsichtsrat unter anderem über den geplanten Umfang und die geplante zeitliche Einteilung der Abschlussprüfung sowie über bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger bedeutsamer Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung erkennen, aus.
- Bundesgesetzes über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz).
- Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit den Berufsgrundsätzen zur Prüfung des Lageberichts durchgeführt.

BERICHT ZUM LAGEBERICHT

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

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts in Übereinstimmung mit den österreichischen unternehmensrechtlichen Vorschriften und den sondergesetzlichen Bestimmungen des

Urteil

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

Erklärung

Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Anstalt öffentlichen Rechts und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, am 31. Jänner 2023

RSM Austria Wirtschaftsprüfung GmbH



WP/StB Mag. Kristina Weis
Wirtschaftsprüferin

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





Impressum

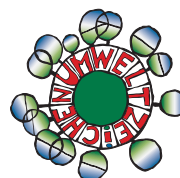
Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

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

Für den Inhalt verantwortlich:

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. (Brügge)
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control
Text: E-Control
Konzeption & Design: Reger & Zinn OG
Druck: DER SCHALK, 2486 Pottendorf

© E-Control 2023



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

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Übersetzung, des Vortrags, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung durch Fotokopie oder auf anderen Wegen bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, im gesetzlich zulässigen Umfang vorbehalten. Zulässig ist insbesondere die Nutzung von einzelnen Teilen zur gerechtfertigten Zitierung mit Quellenangabe.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 31. Dezember 2022

