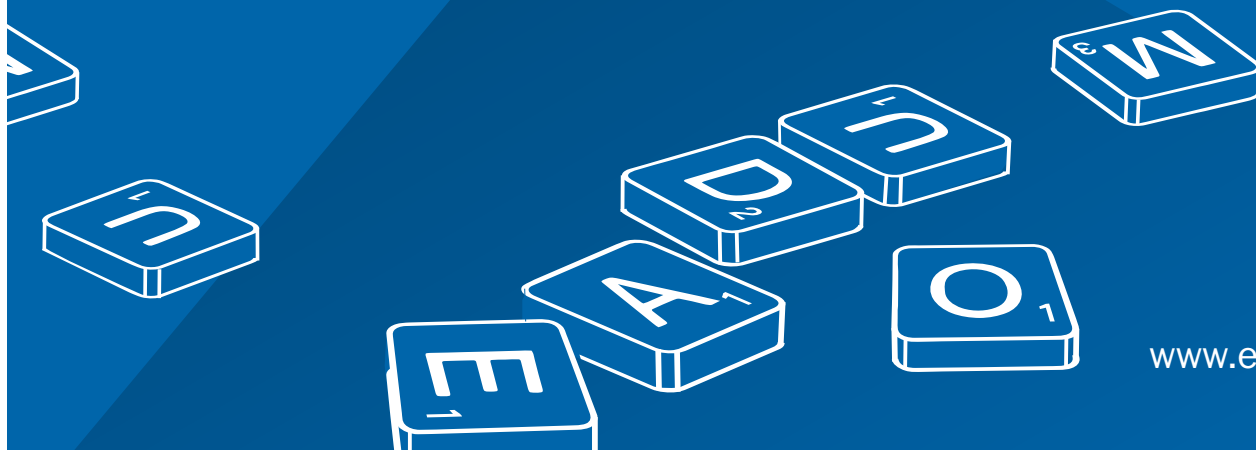


TÄTIGKEITSBERICHT 2024
BERICHTSJAHR 2023

UNSERE ENERGIE STEHT FÜR KLARE WORTE.





INHALT

Vorwort	6
> Leonore Gewessler, Bundesministerin	8
> 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
<hr/>	
Fokus-Themen	16
> Konsument:innenschutz	18
> Netzanschluss	30
> Wasserstoff	36
<hr/>	
Stromversorgung, Gasversorgung, Versorgungssicherheit	40
> Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs	42
> Aufbringung	44
> Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit	54
<hr/>	
Preisentwicklungen	70
> Großhandelspreise Strom	72
> Großhandelspreise Gas	75
> Haushaltmarkt	84
<hr/>	
Services der E-Control	92
> Beratungs- und Schlichtungsstelle	94
> Tarifikalkulator	98
> Medienarbeit und Publikationen	99
> Social Media	100
> Weitere Online-Informationsservices	101
> Mobilitätsapplikationen	101
> Berichtspflichten der E-Control	103
<hr/>	

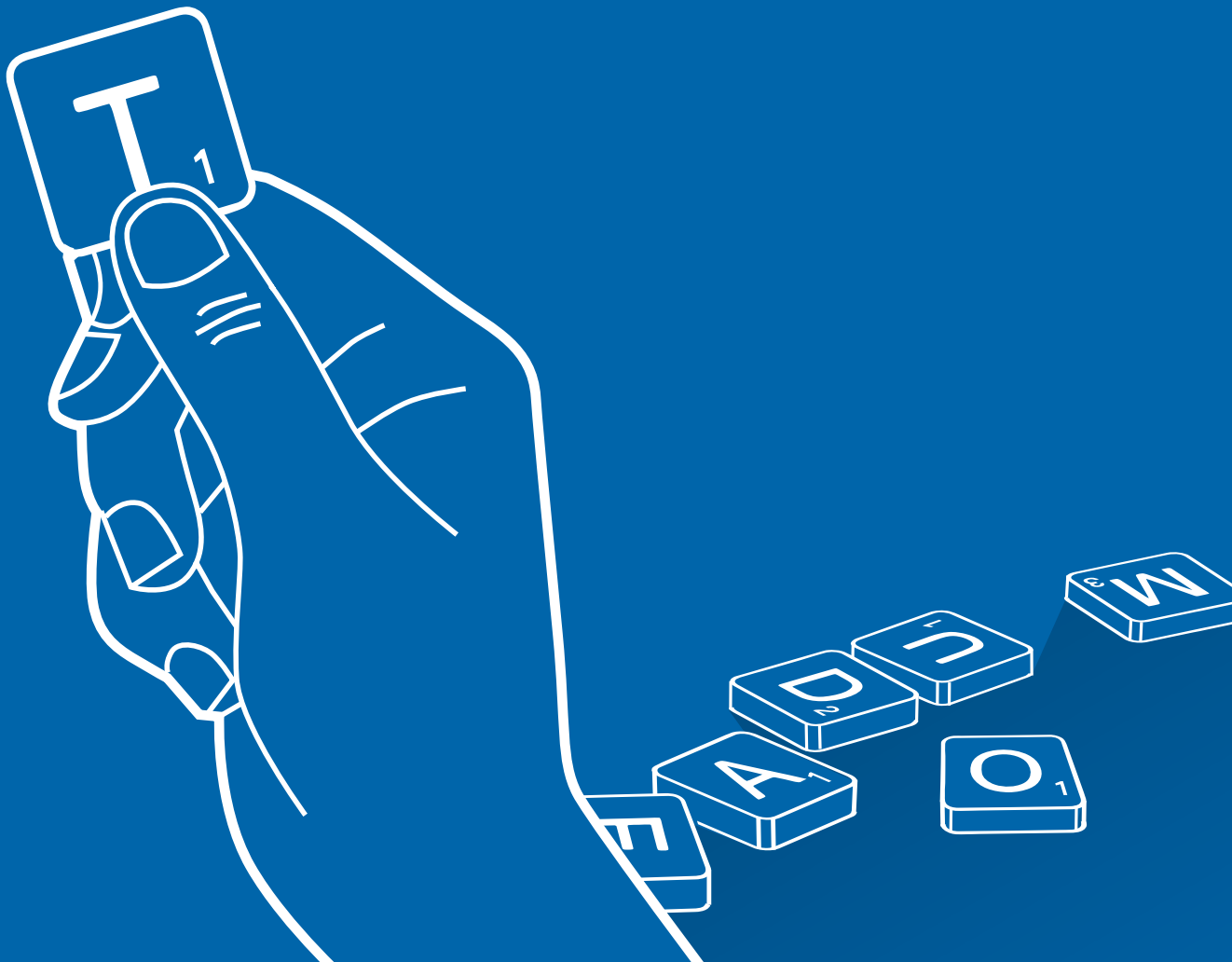


Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene und in Österreich	106
> Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene	108
> Rechtsentwicklungen in Österreich	115
<hr/>	
Netze und Netzregulierung	122
> Regulierungssystematik	124
> Entwicklung der Netzentgelte	126
> Netzinfrastruktur	132
<hr/>	
Marktregeln und Wettbewerb	140
> TOR Verteilernetzanschluss	142
> Sonstige Marktregeln Strom	143
> Regelreservemarkt	145
> Electricity Market Design	147
> Marktdesign 2030+	148
> Regelungen für Gasspeicher	148
> Gleichbehandlungsberichte und Prüfung der Wechselplattformen	149
<hr/>	
Energieeffizienz	152
> Inhalte des Bundes-Energieeffizienzgesetzes	154
> Aufgaben der E-Control im Bereich der Energieeffizienz	155
> Verordnungen der E-Control im Bereich der Energieeffizienz	157
> Energieeffizienzbericht	158
<hr/>	

Überwachung des Großhandelsmarkts (REMIT)	160
> Überwachung	163
> Europäische Ebene	164
<hr/>	
Compliance, Informationssicherheit und Datenschutz	166
> Compliance	168
> Informationssicherheit und Datenschutz	169
<hr/>	
Jahresabschluss der E-Control	172
<hr/>	

V₄ O₁ R₁ W₄ O₁ R₁

VORWORT



VORWORT



Credit: BMK/Cajetan Perwein

Leonore Gewessler

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

Hinter uns liegt ein herausforderndes Jahr. 2023 hat uns nicht nur die laufende Energiewende, sondern auch die Abhängigkeit von russischem Erdgas maßgeblich beschäftigt. Über Jahrzehnte hinweg hat sich unser Land Schritt für Schritt in die Fesseln eines rücksichtslosen Autokraten begeben und immer mehr Gas aus Russland gekauft. Diese Entwicklungen wurden in der Vergangenheit von der Politik nicht nur hingenommen, sondern aktiv vorangetrieben. Doch spätestens seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine müssen alle wissen: Diese Abhängigkeit ist brandgefährlich – für unseren Wohlstand, für unsere Sicherheit und für die Zukunft unseres Landes.

Deswegen haben wir klare Ziele: Bis 2027 wollen wir kein Gas mehr aus Russland beziehen und insgesamt den Einsatz von Gas als Energieträger schrittweise reduzieren. Dafür braucht es den massiven Ausbau der heimischen erneuerbaren Energien und neue Versorgungsquellen, die uns mit Energie beliefern. Außerdem gilt es, die Energieinfrastruktur auszubauen: Es braucht andere Versorgungsrouten, die zugleich auch mehrere Energieträger transportieren können – Stichwort Wasserstoff. Und es braucht den beschleunigten Ausbau unserer sicheren Stromnetze.

Österreich hat in den letzten Jahren den Energieverbrauch stark reduziert. Trotz der gesunkenen Preise bei Strom und Gas und der Stromkostenbremse ist der Verbrauch beim Strom und beim Gas im Vergleich zu 2022 substantiell zurückgegangen. Die Einsparungen gingen quer über alle Sektoren und liegen deutlich über den reinen Temperatureffekten.

Die Stärkung der Rechte von Kund:innen hat einen noch höheren Stellenwert bekommen. Die umfangreichen Serviceangebote der E-Control haben Energiekund:innen zum Beispiel geholfen, den passenden Strom- und Gasvertrag zu finden und ihre Rechte geltend zu machen. Ich freue mich, dass diese ständig weiterentwickelt und ausgebaut werden. Gemeinsam konnten wir den Lade-Tarifkalkulator für E-Autos vorstellen und so für mehr Transparenz für Kund:innen sorgen.

2023 ist uns in der Infrastrukturplanung eine Premiere gelungen: Bisher wurden zwei separate Planungen für Strom und für gasförmige Energieträger vorgenommen. Mit dem integrierten Netzinfrstrukturplan kombinieren wir erstmals beides und haben somit einen umfassenden Überblick, der den Umbau der Infrastruktur, den Netzausbau sowie die Erfüllung der Transporterfordernisse für ein

erneuerbares Energiesystem der Zukunft ermöglicht. Der Plan ist die Richtschnur für die Detailjahresplanungen der E-Control.

2023 konnten wir die Stromerzeugung aus Erneuerbaren auf 87% anheben. Dafür haben der Photovoltaik-Boom sowie ein Plus bei Windkraft bei gleichzeitiger Senkung der fossilen Erzeugung gesorgt. Österreich rangiert damit im EU-Vergleich auf Platz zwei. Der Zuwachs bei Photovoltaik von 0,98 (2022) auf 2,35 Terawattstunden wurde mit einem Rekord-Budget des Bundes von 600 Millionen Euro gefördert. Der Ausbau der Netze, Netzzugangsregeln, Stromabnahmeverträge sowie die steigende Anzahl an Energiegemeinschaften verlangen den Netzbetreibern und Energieversorgern sehr viel ab. Für dieses Engagement möchte ich mich herzlich bedanken!

Besonderer Dank gilt auch den Vorständen sowie den Mitarbeiter:innen der E-Control. Engmaschiges Monitoring der Versorgungslage, Informationen für die Öffentlichkeit, Anlaufstelle für Konsument:innen und Marktteilnehmer:innen, Teilnahme an Energielenkungsübungen, die gemeinsame Ausarbeitung von Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung, Beobachtung der Entwicklung des Erneuerbaren-Ausbaus

und der Energiegemeinschaften, Monitoring der Erreichung von Zielen, Empowerment von Energiekund:innen, Einhaltung der Gesetze und Marktregeln – das ist nur ein Auszug der breit gefächerten Palette an Aufgabenbereichen der E-Control. Der Tätigkeitsbericht zeigt die Intensität und Vielzahl an Themen sowie Herausforderungen, die das zweite Jahr der Energiekrise in Folge mit sich brachte.

Ich bedanke mich für die hochprofessionelle Arbeit, die Anstrengungen, den Einsatz und das Engagement des gesamten Teams in der Regulierungsbehörde und freue mich auf die weitere Zusammenarbeit.



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



Mag. Dorothea Herzele

Vorsitzende des Aufsichtsrates der E-Control

Das Jahr 2023 war in vielerlei Hinsicht für die Konsument:innen sehr herausfordernd. Die Großhandelspreise für Strom und Gas sind zwar wieder zurückgegangen, bei den Haushalten ist dies aber nicht in gleicher Weise und vor allem Geschwindigkeit angekommen. Zudem fehlt es nach wie vor vielfach an Transparenz in den Energiemärkten. Konsument:innen haben vermehrt das Problem, ihre Rechnungen zu verstehen, und wissen vielfach gar nicht, welchen Preis sie bezahlen müssen. Die Kommunikation der Unternehmen mit ihren Kund:innen ist definitiv noch verbesserungswürdig. Dass die Konsument:innen verunsichert sind, merken viele öffentliche Institutionen an den Beratungsstellen. Ganz massiv hat dies aber die E-Control mit ihren verschiedenen Services für Kund:innen gemerkt. Noch nie war die Nachfrage nach objektiver Beratung so groß. Besonders in krisenhaften Zeiten ist es unerlässlich, dass es eine Institution wie die E-Control gibt, die verlässliche Informationen liefert, auf die sich jede:r Bürger:in verlassen kann. Und es ist nicht immer einfach, mit den

Sorgen und Ängsten der Menschen umzugehen. Für viele war – und ist teilweise immer noch – die Sorge darüber, die Strom- oder Gasrechnung nicht mehr bezahlen zu können, enorm hoch. Hier gilt es, den Mitarbeiter:innen der Beratungsstelle in der E-Control einen besonderen Dank auszusprechen. Sehr oft konnten sie in schwierigen Situationen aktiv helfen und zu einer Lösung beitragen.

Sich mit Fragen von Konsument:innen zu Strom und Gas zu beschäftigen, spiegelt nur einen sehr kleinen Teil der Aufgaben der Regulierungsbehörde wider. Die Sicherung der Strom- und Gasversorgung, die Festlegung neuer Tarifstrukturen, etliche statistische Aufgaben, das Monitoring des Energiemarkts, viele Überwachungsaufgaben, umfassende Berichtspflichten – um nur einige zu nennen. Auch neue Aufgaben sind hinzugekommen, so wurde die E-Control als Monitoringstelle für die Energieeffizienz benannt. Und durch das geplante neue EIWG wird die E-Control weitere Pflichten auferlegt bekommen.

Der vorliegende Tätigkeitsbericht gibt einen guten Überblick über die Fülle an Aufgaben, die das Gesetz für die Regulierungsbehörde vorsieht und die diese mit Bravour gemeistert hat. Damit wird auch die Bedeutung der E-Control als unabhängige Behörde für das Gelingen der Energiewende unterstrichen.

Die bestehenden und künftigen Aufgaben können nur dann in gewohnt hoher Qualität bewältigt werden, wenn die Mitarbeiter:innen der E-Control weiterhin mit derart hohem Engagement agieren und ihre Expertise einbringen. Dafür möchte ich mich ganz herzlich bei ihnen bedanken.

Auch die Zusammenarbeit zwischen dem Vorstand der E-Control und dem Aufsichtsrat war sehr konstruktiv, wofür mein aufrichtiger Dank gilt. Ich freue mich auf unsere weitere Zusammenarbeit und bin sicher, dass diese in gewohnt vertrauensvoller Weise erfolgen wird.

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 2023 war ein Jahr mit viel Licht und Schatten. Nach der Achterbahnfahrt während der Energiepreiskrise – ausgelöst nicht zuletzt durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine – haben sich die Strom- und Gasmärkte im Laufe des Jahres vorerst wieder beruhigt. Der Wettbewerb hat erneut Fahrt aufgenommen, und wir sehen wieder mehr Dynamik in den Märkten als noch im Jahr davor. Trotzdem ist das Vertrauen in die Energiemärkte und vor allem in die handelnden Unternehmen noch lange nicht wieder vollständig hergestellt. Hier braucht es die Anstrengung aller Beteiligten, damit sich die heimischen Konsument:innen nicht nur weiterhin auf eine sichere Versorgung mit Strom und Gas verlassen können, sondern damit diese auch leistbar ist und bleibt.

Untersuchung der Energiemärkte

Gemeinsam mit der Bundeswettbewerbsbehörde hat die E-Control Anfang 2023 eine Taskforce ins Leben gerufen, die die Situation auf den Energiemärkten untersucht und die Verhaltensweisen der Energieunternehmen unter regulatorischen und wettbewerbsrechtlichen Aspekten durchleuchtet. Erste Ergebnisse wurden im Juni 2023 präsentiert. Dabei hat sich unter anderem gezeigt, dass es teilweise zu einem Anstieg der Marktkonzen-

tration am Strommarkt gekommen ist, dass die Wechselzahlen im Jahr 2022 deutlich zurückgegangen sind, für Kund:innen so gut wie keine neuen Angebote verfügbar waren und es vor allem große Unterschiede bei den Strom- und Gaspreisen zwischen Neu- und Bestandskund:innen gegeben hat. Weitere Themen der Taskforce waren fehlende Transparenz, der Stromkostenzuschuss und seine wettbewerbsdämpfende Wirkung sowie die Rechtsunsicherheit bei Preisanpassungen durch Unternehmen. Die Arbeit der Taskforce ist bei Weitem nicht abgeschlossen. Es werden noch etliche Daten analysiert und im Laufe des heurigen Jahres weitere Details veröffentlicht.

Beratungsstelle mit Allzeit-Hoch

Das Bedürfnis der Konsument:innen nach unabhängiger Information und Beratung ist 2023 ungebrochen groß gewesen. Die Menschen sind bei Fragen zu Strom und Gas nach wie vor auf Hilfe angewiesen. Das hat dazu geführt, dass die Beratungsstelle der E-Control im vergangenen Jahr mehr Anfragen als je zuvor zu bewältigen hatte. So wurde mit rund 42.700 Anfragen und Beschwerden ein Plus von 29% gegenüber 2022 verzeichnet. Die Schlichtungsstelle hatte 2.480 Anträge auf Streitschlichtung zu bearbeiten, ein Plus

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Vorstand der E-Control



von 35% und eine echte Herausforderung für die Schlichter:innen. Der Tarifikkulator, seit jeher das meistgenutzte Tool auf der Website der E-Control, verzeichnete ebenfalls eine enorme Zunahme im Vergleich zum bereits extrem starken Jahr 2022, nämlich von rund einer Million Besuche im Jahr 2022 auf rund zwei Millionen im Jahr 2023. Die Homepage der E-Control dient weiterhin als zentrale Informationsquelle für alle Interessierten und Energiekund:innen. Hier ist die Zahl der Besuche mit etwas über 3,1 Millionen Besuchen in etwa auf dem Niveau des Vorjahres geblieben.

Zehn Forderungen an die Energiewirtschaft

Die Marktverwerfungen im Jahr 2022 haben nicht nur für die Konsument:innen zu Problemen geführt, sondern waren auch für die Energiewirtschaft durchaus fordernd. Trotzdem war es bedauerlich, dass die Unternehmen nicht ausreichend Gebrauch von bereits etablierten Schutzmechanismen für Konsument:innen machten. Das nahm die E-Control zum Anlass, zehn Forderungen an die Energiebranche aufzustellen. Diese sahen keine umwälzenden Maßnahmen vor, sondern bewegten sich im Gegenteil innerhalb von bereits geltenden Möglichkeiten und Verpflichtungen. Sie wirkten jedoch als ein starkes Zeichen gegen beobachtete unzu-

reichende Reaktionen der Energieunternehmen auf die schwierige Situation zahlreicher Konsument:innen. Und auch hier ist die Arbeit der E-Control noch bei Weitem nicht abgeschlossen.

Versorgungssicherheit war weiterhin im Fokus

Die sichere Versorgung mit Strom und Gas stand 2023 auf der Agenda der E-Control weiterhin ganz oben. Vorbereitende Maßnahmen stärkten dabei die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit, die durch ein engmaschiges Monitoring fortlaufend überprüft wurden. So war trotz der nach wie vor schwierigen Lage die Versorgung der österreichischen Bevölkerung auch im Jahr 2023 durchgängig gewährleistet. Die Gasspeicher waren so gut gefüllt wie selten zuvor. Alle Indikatoren deuten auf eine weiterhin stabile Versorgung hin. Trotzdem gilt es gerade bei der Gasversorgung schon jetzt, den Blick auf die nächsten Winter zu richten. Viele Herausforderungen warten, die gemeinsam bewältigt werden müssen.

Aktionsplan Netzanschluss

Bereits im Jahr 2022 ist das Interesse an der Errichtung von Photovoltaikanlagen enorm gestiegen. Dieser Trend hat sich im Jahr 2023 fortgesetzt, was das Netz – und damit

auch die Netzbetreiber – vor große Herausforderungen gestellt hat. Zur Bewältigung dieser hat die E-Control im Jahr 2023 einen Aktionsplan Netzanschluss entwickelt, der eine Reihe von Maßnahmen für eine raschere Umsetzung von Netzanschlüssen vorsieht. Er stellt dabei die zugrundeliegenden Prozesse dar, identifiziert Schlüsselstellen und schlägt Aktionen vor, die sowohl kurzfristig als auch langfristig umgesetzt werden können. Dadurch soll gewährleistet werden, dass Photovoltaikanlagen rascher und deutlich einfacher ans Netz angeschlossen werden und so den gewünschten Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren in Österreich leisten können. Auch ein laufendes Monitoring wurde dazu eingerichtet, neben vielen weiteren Aktionen.

Regulierungsrahmen für sichere Rahmenbedingungen

Im Jahr 2023 ist eine neue Regulierungssystematik für Stromverteilernetzbetreiber beschlossen worden, die seit 1. Jänner 2024 Gültigkeit hat. Dabei ist es gelungen, durch eine flexible Ausgestaltung einzelner Punkte die Erwartung kommender Entwicklungen vorwegzunehmen, diesen Rechnung zu tragen und dabei zugleich Stabilität und Planungssicherheit für die Netzbetreiber zu schaffen. Für die Gasverteilernetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin die Stabilität der laufenden Regulierungsperiode,

die als solide Grundlage für Investitionen und Netzbetrieb dient.

Neue Aufgaben bei der Energieeffizienz

Mitte des Jahres 2023 ist das neue Energieeffizienzgesetz in Kraft getreten und stellt einen essenziellen Baustein für die aktive Gestaltung der Energiewende, für die weitere Verbesserung der Versorgungssicherheit und die Verringerung von Abhängigkeiten dar. Der effiziente Umgang mit Energie ermöglicht es, die nachhaltigen Ziele zur Verminderung von Treibhausgasen und zur Erhöhung der Erneuerbaren in der Energieversorgung zu realisieren. Mit diesem Gesetz ist die E-Control zur nationalen Energieeffizienzbehörde ernannt worden und damit für das Monitoring und die Evaluierung der Energieeffizienzziele verantwortlich. Erste Verpflichtungen aus dem Gesetz hat die E-Control im Jahr 2023 bereits umgesetzt, die vollständige Inbetriebnahme ist für 2024 und 2025 geplant.

All diese Tätigkeiten zeigen nur einen kleinen Ausschnitt der Aufgaben und gesetzlichen Pflichten der Regulierungsbehörde, denen wir mit großer Sorgfalt und Expertise nachkommen. Das ist allerdings nur möglich, da in der Behörde hochmotivierte Mitarbeiter:innen tätig sind, die bei ihrer täglichen Arbeit großes Engagement zeigen. Dafür möchten wir uns ausdrücklich bedanken.

Das Jahr 2024 wird nicht leichter werden und weitere Herausforderungen bringen. Das neue EIWG, dessen Begutachtung Ende Februar endete, enthält eine Fülle von neuen Aufgaben auch für die Regulierungsbehörde, die es gilt, weiterhin in gewohnt hoher Qualität zu bewältigen.

Eine sehr gute Zusammenarbeit hat es im Jahr 2023 erneut auch mit den Mitgliedern des Aufsichtsrates und der Regulierungskommission der E-Control gegeben, wofür wir

ebenfalls danke sagen möchten. Schließlich möchten wir uns bei allen Partnern und natürlich auch den Marktteilnehmern für die sachliche und positive Zusammenarbeit im Jahr 2023 bedanken. Der fachlich hoch qualitative und engmaschige Austausch vor allem mit den Verantwortlichen im Klimaschutzministerium, aber auch in anderen Ministerien hat sich gerade in angespannten Situationen sehr bewährt. Wir freuen uns auf ein spannendes Jahr 2024.



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



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

V₄ O₁ R₁ W₄ O₁ R₁ T₁

F₄

K₅

U₁

FOKUS-THEMEN

*Konsument:innen, Netzanschluss,
Wasserstoff*



FOKUS-THEMEN

Jedes Jahr beschäftigt sich die E-Control mit einer Fülle bedeutsamer Themen. Von diesen wird im aktuellen Tätigkeitsbericht besonderes Augenmerk auf drei Bereiche gelegt. Erstens geht es um Konsument:innenschutz, wo einerseits die hohen Preise des Vorjahres neue Problemstellungen eröffneten und andererseits das Bedürfnis nach Selbstbestimmtheit viele Kund:innen zu mehr Aktivität

anregte. Zweitens der Bereich des Netzan schlusses, in dem sich die rapide gestiegenen Netzan schlusszahlen für PV-Anlagen auf Hausdächern zu neuen Herausforderungen entwickelten. Und drittens Wasserstoff, der als Gas-Alternative immer konkreter Einzug in die Zukunftspläne der Energiewelt hält und so auch als neues Regulierungsgebiet für die E-Control relevant wird.

Konsument:innenschutz

Der Wettbewerb auf dem Haushaltsmarkt war 2022 nahezu zum Erliegen gekommen, erstarkte dann 2023 jedoch langsam wieder. Die Bundesregierung hatte außerdem eine Reihe von Maßnahmen zur Abfederung der hohen Energiepreise ergriffen, von denen einige auch 2023 weitergeführt wurden. Zur Aufarbeitung der im Vorjahr auf den Energiemärkten beobachteten Praktiken, z.B. im Bereich Angebote und Vertragskündigungen, richteten die Bundeswettbewerbsbehörde und die E-Control eine gemeinsame Taskforce ein, deren erster Zwischenbericht bereits teilweise Aufschluss gab und Hinweise für weitere Untersuchungen lieferte.

Das Monitoring der Kennzahlen zur kommerziellen Qualität sowie die Meldungen aus den Unternehmen zeichnen ein Bild erheblicher Herausforderungen für die Wirtschaft. Zugleich gewährte die Beratungs- und Schlichtungstätigkeit der E-Control Einblicke in die

Anliegen der Konsument:innen ([s. Seite 94](#)). Um die Situation für Verbraucher:innen auf dem Energiemarkt innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens zu verbessern, erarbeitete die E-Control einen Katalog mit 10 Forderungen an die Strom- und Gasunternehmen.

MASSNAHMEN ZUR ENTLASTUNG DER HAUSHALTE

Als Reaktion auf drastisch gestiegene Energiepreise ergriff die Bundesregierung ab Herbst 2021 eine Reihe von Maßnahmen. Einige davon bestanden 2023 weiterhin.

Insbesondere gewährt die „Stromkostenbremse“ allen Haushalten bis zu einem Jahresverbrauch von 2.900 kWh eine Reduktion des individuellen Strompreises ihres Strom-Lieferanten (reiner Energiepreis) um bis zu 30 ct/kWh. Haushalten mit vier oder mehr Personen wird eine Erweiterung der Stromkostenbremse auf ein Zusatzkontingent an

kWh zuerkannt, in den allermeisten Fällen automatisch. Zusätzlich erhalten alle von den Erneuerbaren-Förderbeiträgen befreiten Haushalte 75% der Netzkosten erstattet (bis zu 200 Euro pro Jahr).

Die Stromnetzentgelte für die Netzverluste hatten sich mit Jänner 2023 vor allem aufgrund der Strompreissteigerungen auf den Strommärkten deutlich erhöht. Grund dafür war die Erhöhung der Netzverlustkosten, die direkt von den Preisen an den Strommärkten beeinflusst werden. Daraufhin wurde im Februar 2023 ein Gesetz beschlossen, um rund 80% dieser Erhöhung ab 1. März 2023 bis Jahresende abzufangen. Rund 558 Millionen Euro wurden dafür vom Bund zur Verfügung gestellt.

Außerdem wurde die Elektrizitätsabgabe für den Zeitraum 1. Mai 2022 bis 31. Dezember 2023 auf 0,001 ct/kWh gesenkt. Die Erdgasabgabe wurde für diesen Zeitraum auf 0,01196 €/m³ reduziert. Mit dem Energiekostenausgleichsgesetz wurde bereits im Jahr 2022 zum Ausgleich der gestiegenen Energiekosten ein einmaliger Zuschuss in der Höhe von 150 € für Haushalte unterhalb bestimmter Einkommensgrenzen beschlossen. Er wurde in Form eines Gutscheins umgesetzt, der beim Stromlieferanten eingelöst werden konnte.

Zusätzlich zu den Maßnahmen der Bundesregierung stellten auch einige Landesregierungen Unterstützungsleistungen bereit, zum Beispiel in Form von Einmalbeträgen oder

verbrauchsabhängigen Energiepreisrabattierungen.

Während diese Maßnahmen für viele Haushalte Erleichterungen brachten, stellt sich die Frage, ob damit auch der Anreiz zum Wechsel reduziert wurde und sich damit der Wettbewerb am Markt verlangsamte ([s. Seite 22](#)).

GRUNDVERSORGUNG

Alle Kund:innen im Sinne des § 1 Abs 1 Z 2 KSchG können sich gegenüber Strom-Lieferanten bzw. Gas-Versorgern auf die Grundversorgung berufen. Sie sind dann zu Preisen zu beliefern, die nicht höher sein dürfen als jene, zu denen die größte Anzahl der Kund:innen dieser Gruppe von den jeweiligen Energieunternehmen bereits beliefert wird.

Unternehmen sind verpflichtet, innerhalb dieser Regelungen zur Grundversorgung zu liefern. So ist sichergestellt, dass Personen in Zahlungsschwierigkeiten oder mit schlechter Bonität zu einem „normalen oder durchschnittlichen“ Vertrag kommen. Die konkreten Bestimmungen in EIWOG 2010 und GWG 2011 führen allerdings dazu, dass alle Kund:innen unter Berufung auf die Grundversorgung auf einen Bestandstarif wechseln können. Das ist vor allem dann attraktiv, wenn Bestandsverträge günstiger sind als Neuverträge.

Gegen Ende 2022 kam die Grundversorgung daher erstmals seit ihrem Bestehen zu einiger Aufmerksamkeit. Kündigungen und Preisstei-

gerungen veranlassten viele Kund:innen dazu, sich nach einem anderen Strom-Lieferanten oder Gas-Versorger umzusehen. Auf dem Markt wurden aber nur mehr wenige und sehr teure Neuverträge zum Abschluss angeboten. Mit Berufung auf die Grundversorgung konnte man allerdings zu vergleichsweise günstigen Energiepreisen kommen. Im Frühjahr 2023 erreichten die Grundversorgungszahlen einen Höhepunkt und bewegen sich seither seitwärts. Derzeit nehmen ca. 16.000 Strom-Kund:innen und 1.600 Gas-Kund:innen die Grundversorgung in Anspruch.

Diese stärkere Inanspruchnahme wiederum veranlasste mehrere Strom-Lieferanten und Gas-Versorger dazu, den Abschluss eines Grundversorgungsvertrags von Bedingungen abhängig zu machen, die nicht im Gesetz verankert sind (z.B. die soziale Bedürftigkeit der Kund:innen oder der Nachweis über die Ablehnung eines Vertragsabschlusses durch einen anderen Strom-Lieferanten bzw. Gas-Versorger). Weiters wurde in der Grundversorgung oftmals nicht der Bestandstarif angeboten. Aus diesem Grund führte die E-Control schon seit 2022 Aufsichtsverfahren, um den rechtskonformen Zustand herbeizuführen.

Sowohl die Regelungen über die Grundversorgung mit elektrischer Energie als auch über die Grundversorgung mit Gas werden zum aktuellen Zeitpunkt vor dem VfGH behandelt und auf ihre Verfassungsmäßigkeit geprüft.

ABSCHALTUNGEN UND VERTRAGSAUFLÖSUNGEN

Strom und Gas sind essenzielle Güter, deren Fehlen den Alltag erheblich beeinträchtigt. Um zu vermeiden, dass Haushalte rasch oder unvermittelt abgeschaltet werden, wenn sie ihre Energierechnungen nicht begleichen (können), sehen die gesetzlichen Bestimmungen eine zweimalige schriftliche Mahnung vor. Erst wenn die entsprechenden Fristen ungenutzt verstreichen, erfolgt die Abschaltung. Die E-Control beobachtet daher mit besonderer Aufmerksamkeit jene Fälle, in denen Haushalte tatsächlich abgeschaltet werden. Zahlen zur [Versorgungssituation der Haushalte](#) werden daher von der E-Control im Monatsraster erhoben und veröffentlicht.

Verletzten Konsument:innen ihre vertraglichen Pflichten (meistens sind dies die Fälle, in denen Rechnungen trotz mehrfacher Mahnung nicht beglichen werden), können ihre Energielieferanten den Vertrag aussetzen oder auflösen. Verbleiben die Verbraucher:innen ohne aufrechten Energieliefervertrag, erfolgt die Abschaltung durch den Netzbetreiber. Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen die Entwicklung der gesamten Abschaltzahlen seit April 2020 und den Vergleich mit dem Dreijahresmittel. Sie verdeutlichen auch, wie viele dieser Abschaltungen aufgrund von Vertragsauflösungen (im Gegensatz zu Vertragsaussetzungen) stattfanden. Während die Abschaltzahlen für Strom eine Tendenz nach oben und eine Angleichung an die Abschaltzahlen von vor 2020

ABSCHALTUNGEN BEI HAUSHALTEN (STROM)

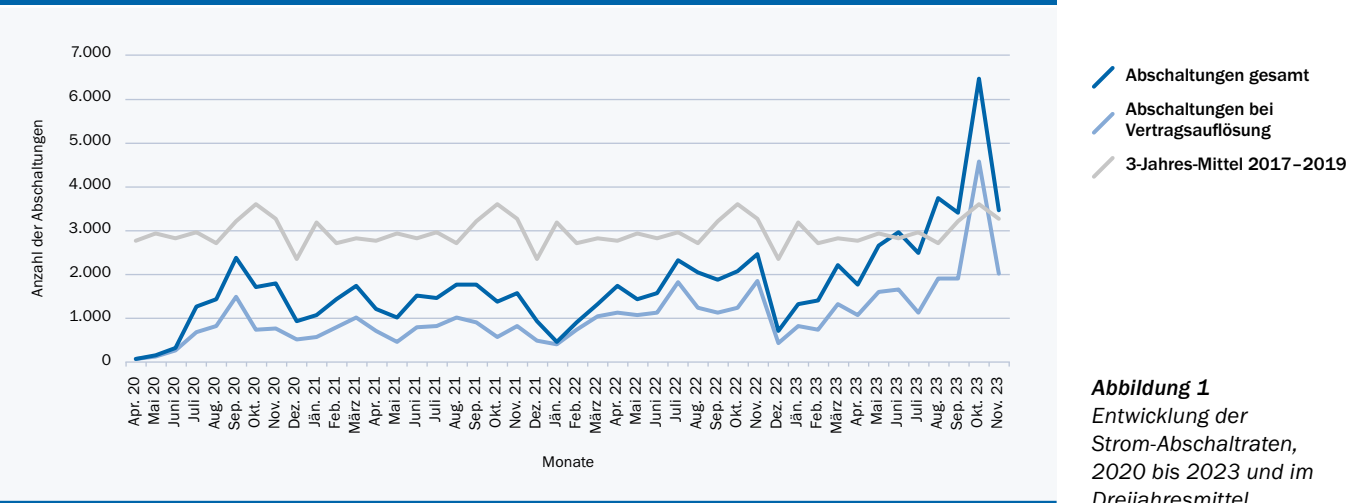


Abbildung 1
Entwicklung der Strom-Abschaltraten, 2020 bis 2023 und im Dreijahresmittel

Quelle: E-Control

ABSCHALTUNGEN BEI HAUSHALTEN (GAS)

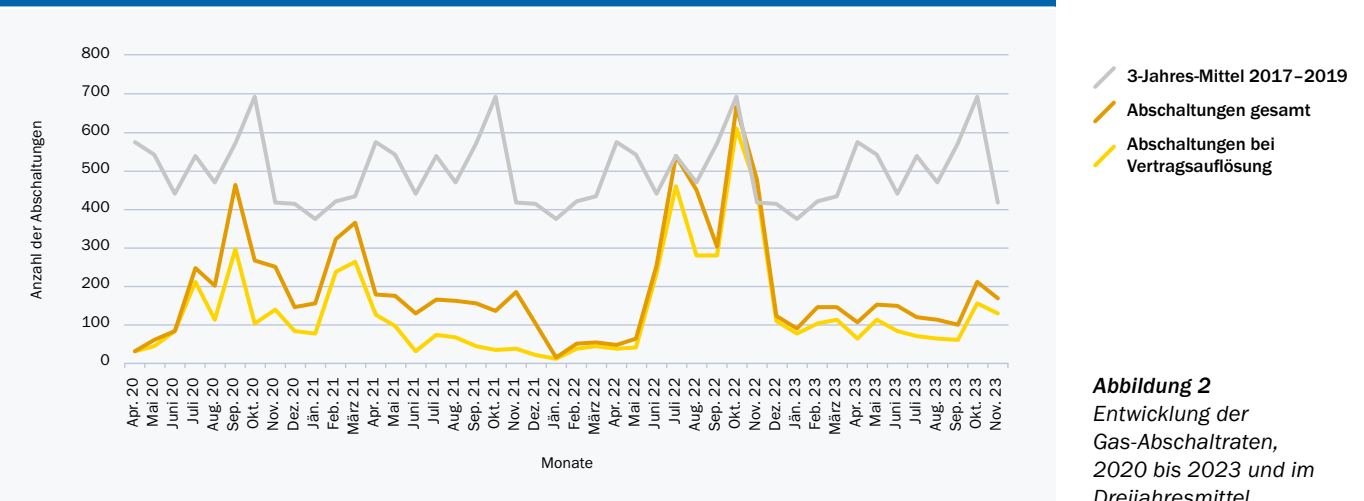


Abbildung 2
Entwicklung der Gas-Abschaltraten, 2020 bis 2023 und im Dreijahresmittel

Quelle: E-Control

zeigen, deuten die entsprechenden Zahlen für Gas darauf hin, dass es anhaltend zu weniger Abschaltungen kommen könnte als in den Jahren zuvor.

Wie bereits 2022 dominierten 2023 ordentliche Kündigungen von Lieferverträgen durch Strom-Lieferanten bzw. Gas-Versorger das Geschehen am Markt für Haushalte und Kleingewerbe. Über 500.000 Kund:innen waren von derartigen Kündigungen oder indirekten Beendigungen bestehender Strom-Lieferverträge durch die Energielieferanten betroffen. Das entspricht statistisch betrachtet ungefähr jedem zehnten Haushalt in Österreich.

Bei solchen Vertragsbeendigungen kommt es regelmäßig vor, dass einige der betroffenen Verbraucher:innen nicht rechtzeitig aktiv werden und so in einen vertragslosen Zustand fallen. Der Gesetzgeber versuchte hier noch Ende 2022, mit einer neuen Regelung in § 77b EIWOG 2010 Abhilfe zu schaffen. Strom-Lieferanten, die sich gänzlich aus dem Markt zurückziehen und alle ihre Verträge mit Konsument:innen beenden, treffen nun bestimmte Informationspflichten. Außerdem werden Kund:innen, die bis zum Ende des Vertragsverhältnisses noch keinen neuen Liefervertrag abgeschlossen haben, für drei Monate vom größten Strom-Lieferanten im jeweiligen Netzbereich zu seinen Haushaltstarifen versorgt. Der neue § 82(4)a EIWOG 2010 beinhaltet weitere Informationspflichten im Interesse der Verbraucher:innen.

TASKFORCE MIT DER BWB ZUM THEMA WETTBEWERB

Vor dem Hintergrund der Entwicklungen auf dem Haushaltsmarkt richteten die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) und die E-Control 2023 eine gemeinsame Taskforce ein. Sie soll mit umfassenden Analysen unter regulatorischen und wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten zur Schaffung eines kompetitiven Umfeldes im Energiemarkt und damit zu transparenten, erschwinglichen und wettbewerbsfähigen Preisen für Konsument:innen beitragen.

Erste Ergebnisse der Taskforce wurden im Juni 2023 in einem [Zwischenbericht](#) vorgelegt. Hier zeigte sich bereits, dass der Wettbewerb 2022 weitgehend zum Erliegen gekommen war. Dies äußerte sich einerseits dadurch, dass die Anzahl der am Markt anbietenden Unternehmen und auch die der insgesamt angebotenen Produkte österreichweit massiv zurückging. Besonders Preise für neue Verträge bei den lokalen Unternehmen blieben unerwartet lange hoch. Große Unternehmen traten nicht unmittelbar in den Preiswettbewerb ein und mussten dies offenbar auch nicht tun. Zugleich zogen sich lokale Lieferanten weitgehend auf ihr „räumliches Kerngebiet“ zurück. Dies schlug sich auf der Nachfrageseite in verringerten Wechselzahlen nieder. Festgestellt wurde außerdem vielfach eine Ungleichbehandlung unterschiedlicher Kundengruppen sowie Rechtsunsicherheit und Intransparenz am Markt.

Die Resultate der vorläufigen Untersuchung zeigten auch eine sehr hohe Marktkonzentration. Diese lag bereits zuvor auf einem hohen Niveau, stieg zuletzt aber nochmals an. Das wichtige Korrektiv des Wettbewerbs durch Wechselmöglichkeiten der Kund:innen konnte in dieser Zeit nicht wirken.

Weitere Themen der Taskforce waren fehlende Transparenz, der Stromkostenzuschuss und seine wettbewerbsdämpfende Wirkung sowie die Rechtsunsicherheit bei Preisadjustierungen durch Unternehmen. Als problematisch stellte sich hier besonders der letzte Punkt heraus. Für Unternehmen ist bis heute nicht gänzlich klar, wie Preisänderungen rechtlich korrekt durchgeführt werden konnten. Inzwischen haben viele der betrachteten Lieferanten ihre Preisadjustierungspolitik auf das gesetzliche Preisänderungsrecht nach § 80 Abs 2a EIWOG 2010 geändert.

Besonders die preislichen Entscheidungen der Unternehmen und die unterschiedliche Behandlung von Konsument:innen und Unternehmen durch Energielieferanten zeigen wettbewerbliche Problemfelder auf. Die Taskforce entschloss sich deshalb, einen Fragebogen an die größten österreichischen Energieunternehmen zu richten, um weitere Einblicke in die wirtschaftliche Begründung dieser Verhaltensweisen zu bekommen.

Gleichzeitig wurden auch Empfehlungen für bestimmte gesetzliche Anpassungen gemacht. Ein eingeschränkter Wettbewerb und

hohe Marktkonzentration führen empirisch gesehen letztlich immer zu höheren Preisen für die Konsument:innen. Gerade im so wichtigen Wirtschaftssektor Energie muss und wird die E-Control als Marktaufsichtsbehörde ihre Rolle zur Sicherstellung des Wettbewerbsprozesses weiterhin konsequent verfolgen. Die Taskforce mit der BWB stellt einen wichtigen Baustein dazu dar und wird zumindest bis Mitte 2024 weiterarbeiten.

STANDARDS FÜR LEISTUNGEN

Die Verordnungen zur Netzdienstleistungsqualität schreiben für Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber eine Reihe von Standards der kommerziellen Qualität fest. Dazu zählen z.B. maximale Reaktionszeiten auf Anfragen, Beschwerden und Anträge von Kund:innen sowie die Einhaltung von vereinbarten Terminen und Rechnungslegungsfristen. Ein Standard gilt dabei als erfüllt, wenn ein Unternehmen ihn in über 95% der Fälle einhalten kann. Insgesamt kann die Einhaltung der Standards zur kommerziellen Qualität durch die Strom- und Gasverteiler-netzbetreiber in Österreich 2022 weiterhin als sehr gut bezeichnet werden (s. [Abbildung 3](#) sowie weiterführende Informationen in den [Berichten zur kommerziellen Qualität der Leistung der Gas- und Stromverteiler-netzbetreiber](#)).

Bemerkenswert ist die Entwicklung zweier Kennzahlen. Der Erfüllungsgrad des Standards zur fristgerechten Korrektur einer Gasrechnung ist mit 86% das schlechteste Ergebnis auf der Gas-Seite 2022. Allerdings lag

dieser Indikator 2021 noch bei 70%. Diese Verbesserung ist umso auffälliger, als die absolute Anzahl der Ansuchen um Rechnungskorrektur von 17.085 im Jahr 2021 sprunghaft auf 42.470 im Jahr 2022 anstieg.

Eine zweite auffällige Entwicklung betrifft den Standard für die fristgerechte Behandlung von Netzzutrittsanträgen im Strom. Lag die Erfüllung dieses Standards 2021 noch bei 98%, fiel sie 2022 auf 89% ab. Gerade der Netzanschluss von Erzeugungsanlagen auf Verteilernetzebene brachte einzelne Netzbetreiber kurzfristig an ihre Grenzen und es kam zu langen Wartezeiten bei Netzzutritts- und Netzzugangsverträgen sowie bei Inbetriebnahme der Anlagen. U.a. zur Verbesserung dieser Situation erstellte die E-Control 2023 den Leitfaden Netzanschluss, der die entsprechenden Prozesse verbessern soll ([s. Seite 30](#)). Allerdings sei auch hier auf die

absoluten Zahlen hingewiesen. Während die Netzbetreiber 2021 noch 53.926 Netzzutrittsanträge zu behandeln hatten, sahen sie sich 2022 mit 199.861 Anträgen dem vierfachen Arbeitsvolumen gegenüber.

Während sich die Vorschriften zur Netzdienstleistungsqualität nur auf die Netzbetreiber beziehen, umfassen die Monitoring-Verordnungen für Strom und Gas zusätzlich die Energieversorger. Diese Gesamtbetrachtung ergibt ein ähnliches Bild. Netzbetreiber und Energieversorger hatten 2022 rund doppelt so viele Anfragen und Beschwerden zu bearbeiten wie 2021.

In einer erweiterten Untersuchung wurde ein freiwillig auszufüllender Fragebogen an die 20 größten Strom-Lieferanten und Gas-Versorger ausgesandt, um unter anderem Öffnungs- und Wartezeiten von Kundenservicezentren,

KENNZAHLEN ZUR KOMMERZIELLEN QUALITÄT 2022				
Kriterien zur kommerziellen Qualität	Strom		Gas	
	Anzahl	Erfüllungsgrad	Anzahl	Erfüllungsgrad
Anfragen und Beschwerden	2.474.697	99	374.351	99
Anträge Netzzutritt	199.861	89	3.051	98
Anträge Netzzugang	651.810	100	118.358	100
Zählereinbauten	110.096	99	6.332	99
Inbetriebnahmen von Messeinrichtungen	138.144	99	28.492	99
Rechnungslegung	8.290.901	98	1.780.894	99
Rechnungskorrekturen	89.473	85	42.470	86
Termineinhaltungen	1.535.351	99	179.799	99
Abschaltungen	12.026	100	2.651	100

Abbildung 3
Kennzahlen zur kommerziellen Qualität, 2022

Quelle: E-Control

die Bereitstellung von Informationen zu Preis-
anpassungen und Vertragsänderungen, aber
auch Unterstützungsmaßnahmen für beson-
ders exponierte Kund:innen abzufragen. Die
Umfrage lieferte teils überraschende Ergeb-
nisse. Während beispielsweise die Anzahl
an Beschwerden zu zeitverzögert ausgestell-
ten Rechnungen in der Beratungsstelle der
E-Control stark angestiegen war, gaben die
Unternehmen an, diese mehrheitlich rechtzei-
tig ausgestellt zu haben.

Im Rahmen einer breiteren Untersuchung
zur Servicequalität der Energieversorgungs-
unternehmen wurden weitere Abfragen an
Netzbetreiber und Strom-Lieferanten bzw.
Gas-Versorger ausgesendet, um die direkte
Kommunikation mit individuellen Kund:innen
unter die Lupe zu nehmen. Die Prüfung der
Rechnungen zeigte, dass in manchen Fällen
gesetzlich vorgesehene Elemente fehlten. Bei
der Verbrauchs- und Stromkosteninformation
ergab sich ein heterogenes Bild. So gab es
Unternehmen, die als Vorreiter hervorgingen,
indem die Verbrauchs- und Stromkosteninfor-
mation einfach und verständlich ausgestaltet
war. Etliche Unternehmen machten allerdings
entweder Screenshots aus Kundenporta-
len und erfüllten damit die Mindestanforde-
rungen an das Informationsschreiben nach
DAVID-VO 2012 nicht ausreichend oder hat-
ten die Verbrauchs- und Stromkosteninfor-
mation noch gar nicht umgesetzt.

Die Untersuchung der Kundenportale zeigte,
dass essenzielle Vertragsinhalte wie der ak-

tuell gültige Preis oder der Produktname im
Kundenportal oftmals nicht auffindbar waren.
Auch bezüglich Apps zeigte sich, dass man-
che Lieferanten zwar Apps zu anderen the-
matischen Schwerpunkten anboten, z.B. mit
Informationen zu Ladestellen. Eine App, die
aber wie ein Online-Kundenportal Einsicht in
Vertragsdaten und weitere Self-Services er-
möglicht, gab es nur bei einem einzigen von
20 untersuchten Strom-Lieferanten.

Daneben ist auch die Bereitstellung wichtiger
allgemeiner Informationen und die Auffind-
barkeit dieser Informationen ein zentrales In-
strument zur Förderung der Transparenz auf
dem Haushaltsmarkt. Die Verordnungen zur
Netzdienstleistungsqualität sehen daher vor,
dass Strom- und Gas-Verteilernetzbetreiber
Konsument:innen zentrale Informationen ein-
fach und schnell zugänglich auf ihren Web-
sites zur Verfügung stellen. Dies war in fast
allen Fällen gewährleistet. Allerdings muss
einschränkend erwähnt werden, dass mehre-
re sehr kleine Verteilernetzbetreiber nach wie
vor keine eigene Homepage betreiben.

In Zukunft wird dieser Informationsbereit-
stellung insbesondere bzgl. Strom eine noch
wichtigere Rolle zukommen. Durch die Aus-
rollung der Smart Meter (Ausrollungsgrad
von 68% Ende 2022), die weitere Verbreitung
eigener sowie gemeinschaftlicher Strompro-
duktion und bewussteren Energiekonsum im
Allgemeinen steigt das Informationsbedürfnis
zum eigenen Energieverbrauch.

Die Websites der Strom-Lieferanten wurden insbesondere nach den Kriterien der leichten Verfügbarkeit und Auffindbarkeit wichtiger Informationen wie z.B. Servicenummern und eventuell anfallender Kosten, Kontaktmöglichkeiten und Informationen zu Anlauf- und Beratungsstellen untersucht. Die Ergebnisse der Website-Analyse zeigten, dass zwar eine Fülle an Informationen auffindbar war, allerdings die Menüs oft wenig nachvollziehbar strukturiert und Informationen nicht thematisch gruppiert waren. Dadurch werden Navigation und Suche für Kund:innen mit wenig Berührungspunkten zum Thema Energie schwieriger und zeitintensiver als nötig.

Den Themenkomplex der Kundenkommunikation nahm die E-Control außerdem in einer [Fachveranstaltung](#) im Mai 2023 unter die Lupe.

FORDERUNGEN DER E-CONTROL AN DIE STROM- UND GASUNTERNEHMEN

Die Marktverwerfungen im Jahr 2022 stellten zweifelsohne eine große Herausforderung für die Energiewirtschaft dar. Allerdings musste die E-Control auch feststellen, dass die Branche nur unzureichend Gebrauch von den bereits etablierten Schutzmechanismen für Konsument:innen machte. Genau hier setzte die E-Control im Frühjahr 2023 an, indem sie 10 Forderungen an die Energiebranche aufstellte ([s. Abbildung 4](#)). Sie alle bewegen sich innerhalb der bereits geltenden Möglichkeiten und Verpflichtungen, setzen jedoch ein starkes Zeichen gegen beobachtete unzureichende Reaktionen der Energiewirtschaft

auf die schwierige Situation zahlreicher Konsument:innen.

Basierend auf den 10 Forderungen der E-Control gab es bereits 2023 zahlreiche interne Untersuchungen. Auch im Folgejahr wird die E-Control weiter auf die Umsetzung der Forderungen durch die Energiewirtschaft drängen.

ENERGIEARMUT

Die E-Control beschäftigt sich seit weit über 10 Jahren mit dem Problem der Energiearmut. Seit 2012 gibt es dazu einen Definitionsvorschlag. Demnach gelten Haushalte als energiearm, wenn ihr Einkommen unterhalb der Armutsgefährdungsschwelle liegt und sie zugleich aber hohe Energieausgaben im Haushalt begleichen müssen. Seit 2017 zeigen Studien der Statistik Austria in regelmäßigen Abständen, dass etwa drei bis vier Prozent der österreichischen Bevölkerung von Energiearmut betroffen sind.

Ein anderer weit verbreiteter Indikator zu Energiearmut ist jener der Nichtleistbarkeit einer angemessen beheizten Wohnung. In den Jahren bis 2021 gaben noch weniger als 2% der Bevölkerung an, ihre Wohnung nicht angemessen warm halten zu können. Ab 2022 stieg dieser Anteil drastisch an, und zwar auf bis zu 12,1% im vierten Quartal 2022. Im ersten Quartal 2023 waren es 10,6% der Bevölkerung, die es sich nicht leisten konnten, die Wohnung angemessen warm zu halten ([s. Statistik Austria](#)).

FORDERUNGEN DER E-CONTROL AN DIE STROM- UND GASUNTERNEHMEN

- 

1 Klare, individuelle Kundenkommunikation
Bei Preisänderungen und Kündigungen sollen einfach verständliche Informationen über Handlungsmöglichkeiten der Kund:innen und deren Auswirkungen kommuniziert werden.
- 

2 Kund:innen über Teilbeträge und die Stromkostenbremse informieren
Eine individuelle Information über die Höhe, den angenommenen Verbrauch sowie die Anzahl der Teilbeträge im Jahr soll den Kund:innen automatisch zur Verfügung gestellt werden. Vor allem, ob die Stromkostenbremse berücksichtigt wurde und wenn ja, in welcher Höhe soll dabei erkennbar sein.
- 

3 Keine Einschränkung der Grundversorgung
Unternehmen sollen keine Bedingungen für den Erhalt der Grundversorgung stellen und den jeweiligen Grundversorgungstarif, der den gesetzlichen Anforderungen entsprechen muss, klar kommunizieren.
- 

4 Abschaltverzicht bei Härtefällen
Gerade in den Wintermonaten sollen keine Kund:innen abgeschaltet oder aufgrund von Zahlungsschwierigkeiten gekündigt werden. Ratenpläne sollen auch im Gasbereich angeboten werden.
- 

5 Verrechnen, was verbraucht wird
Für Abrechnungen soll der Verbrauch nicht mehr rechnerisch ermittelt werden. Rechnungen sollen immer auf einem durch Netzbetreiber oder durch Kund:in abgelesenen Zählerstand beruhen. Kund:innen mit Smart Meter sollen aktiv Monatsrechnungen angeboten bekommen.
- 

6 Erreichbarkeit sicherstellen
Das Kundenservice soll gut erreichbar sein, Rechnungen müssen zeitnah ausgestellt und schriftliche Antworten rasch an die Kund:innen geschickt werden.
- 

7 Hilfe bei Zahlungsschwierigkeiten
Umfassende Informationen über geltende Unterstützungsmaßnahmen in Österreich und beim Energieunternehmen selbst sollten zur Verfügung gestellt werden. Für soziale Einrichtungen, die Härtefälle vertreten, sollte es speziell geschulte Kontaktpersonen geben.
- 

8 Leichter Zugang zu Vertragsbedingungen
Informationen über den geltenden Energiepreis oder Preisänderungsmöglichkeiten sollen über das Servicecenter und in einem individualisierten Kundenportal leicht zugänglich sein.
- 

9 Schnelle Meldung von Produktdetails in den Tarifkalkulator
Um Preistransparenz zu gewährleisten, sollen Lieferanten Preise und Details ihrer Produkte im Tarifkalkulator der E-Control stets vollständig und aktuell halten.
- 

10 Rasche Weitergabe von gesunkenen Großhandelspreisen
Kund:innen sollen gesunkene Großhandelspreise zeitnah in ihren Abrechnungen spüren.

Jänner 2023

Abbildung 4
Die 10 Forderungen der E-Control an die Strom- und Gasunternehmen

Quelle: E-Control

Mit dem Bundes-Energieeffizienzgesetz wurde 2023 eine Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut eingerichtet. Die Koordinierungsstelle soll insbesondere die Kooperation und Vernetzung von beteiligten Interessengruppen erleichtern. Darüber hinaus soll sie Empfehlungen und Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut erarbeiten und Informationen für Haushalte zur Verfügung stellen. Periodische Berichte der Koordinierungsstelle sollen den aktuellen Stand der Energiearmut in Österreich beleuchten und relevante Indikatoren zu deren Messung beobachten (s. Seite 154).

Auf europäischer Ebene findet sich mit Zahlungsrückständen noch ein zusätzlicher langjähriger Hauptindikator zur Energiearmut. In

Österreich ist die so erfasste Energiearmut gering ausgeprägt (s. Abbildung 5).

Als Maßnahme zur Entlastung einkommensschwacher Haushalte erweiterte das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz die Bestimmungen zur Befreiung von Erneuerbaren-Förderkosten. Insbesondere wurde die teilweise Befreiung von Erneuerbaren-Förderbeiträgen auf einen größeren Personenkreis ausgeweitet.

Für das Jahr 2022 wurde vom BMK im November 2021 verlautbart, dass angesichts der hohen Energiepreise die Erneuerbaren-Pauschale sowie der Förderbeitrag für alle Haushalte und Unternehmen entfallen. Diese Bestimmung galt auch für 2023. Trotzdem kam es im ersten Halbjahr 2023 bereits zu

ZWEI HAUPTINDIKATOREN ZU ENERGIEARMUT IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH, 2022

Wohnung kann nicht angemessen geheizt werden
 Zahlungsrückstände bei Versorgerrechnungen (Energie, Wasser, ...)

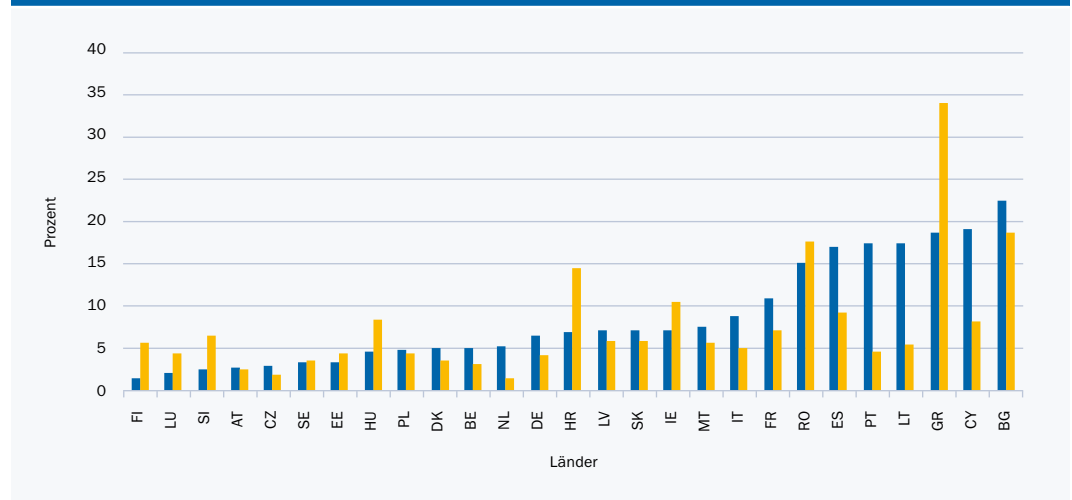


Abbildung 5
 Zwei Hauptindikatoren zu Energiearmut im europäischen Vergleich, 2022

Quelle: Eurostat

einem deutlichen Anstieg der Anzahl der Befreiungen von den Erneuerbaren-Förderkosten, da mit diesem Anspruch auch die Anerkennung des Netzkostenzuschusses von bis zu 200 € zusammenhängt. Es wurden mit 31. Mai 2023 bereits 210.160 Erneuerbaren-Förderkosten-Befreiungen von der GIS GmbH ausgestellt. Das entspricht einer Steigerung von über 60% gegenüber 2022.

STÄRKUNG DES KONSUMENT:INNENSCHUTZES

Seit Anfang 2022 wurde mit dem Recht auf Ratenzahlung bei Stromrechnungen eine neue Maßnahme eingeführt, die Konsument:innen und Kleinunternehmen vor Abschaltungen bewahren soll. Die E-Control hat den gesetzlichen Auftrag, diese Regelung auf ihre soziale Treffsicherheit hin zu evaluieren. Es wurde bereits mit Datenerhebungen zu Anträgen und Abschlüssen, Höhe der Nachzahlungen sowie die Verzinsung bei der Ratenzahlung bei Strom-Netzbetreibern und Strom-Lieferanten begonnen.

Im ersten Halbjahr 2023 wurden gemäß ersten Datenmeldungen der Unternehmen an die E-Control rund 35.000 Vereinbarungen über solche Ratenzahlungen zwischen Haushalten und Strom-Lieferanten abgeschlossen. Die E-Control wird die Entwicklungen dieser Maßnahme weiterhin beobachten.

Weitere neue Regelungen zum Schutz der Energiekonsument:innen sind:

- > Sicherstellung der Versorgung von Kund:innen nach einem Marktaustritt ihres Strom-Lieferanten
- > erweiterte Informationspflichten für Strom-Lieferanten für den Fall der Beendigung von Lieferverträgen durch den Strom-Lieferanten
- > zusätzliche Verpflichtungen für Lieferanten, Daten für den Tarifkalkulator der E-Control zu melden
- > Informationspflichten für die Lieferanten betreffend das Ende von Bindungsfristen und für Kund:innen verfügbare, günstigere Standardprodukte
- > Vorschriften zu sogenannten Floater-Tarifen
- > Regelungen zur Anpassung von Teilzahlungsbeträgen, wonach auch Rabatte und Ähnliches in diesen Teilzahlungsbeträgen zu berücksichtigen sind
- > eine Verpflichtung, Kund:innen mit intelligenten Messgeräten auf die Möglichkeit von Monatsrechnungen hinzuweisen

Im Gasbereich werden einige dieser Maßnahmen nachgezogen.

Für ein erweitertes Monitoring des Konsument:innenschutzes werden in Zukunft die im Jahr 2022 neu erlassene Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung und die Novelle der Gas-Monitoring-Verordnung 2023 sorgen. Umfassende Ergebnisse des Monitorings und der Entwicklungen in diesem Bereich erfasst und veröffentlicht die E-Control jedes Jahr in einem eigenen Konsument:innenschutzbericht.

Netzanschluss

Der drastische Anstieg der Anzahl der Anträge auf Netzzugang aus dem Jahr 2022 setzte sich 2023 fort. Dadurch gerieten die Netzbetreiber teilweise an ihre Grenzen und es entstanden längere Bearbeitungsdauern. Zur Bewältigung dieses Problemfelds entwickelte die E-Control gemeinsam mit den Netzbetreibern den [Aktionsplan Netzanschluss](#), der die Ursachen konkreter umreißt und Lösungen vorschlägt ([s. Seite 32](#)). Die Umsetzung der Maßnahmen aus dem Aktionsplan wird nun laufend überwacht.

PROBLEMFELD

Das Interesse an der Errichtung von Stromerzeugungsanlagen steigt seit Beginn der Ener-

giekrise 2021 in einem unerwarteten Ausmaß. In etlichen Netzgebieten vervielfachte sich die Zahl der Anträge auf Netzzugang für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, insbesondere PV-Anlagen. Durch diesen Anstieg gerieten viele Verteilernetzbetreiber an ihre operativen Grenzen. Abbildung 6 verdeutlicht den Zuwachs an PV-Zählpunkten in den einzelnen Bundesländern von 2021 auf 2022, der zwischen 15% in Vorarlberg und 48,3% in Kärnten ausmachte. Es entstanden längere Bearbeitungsdauern, welche von den Netzbenutzern über die verschiedensten Kanäle beanstandet wurden.

Dieser Anstieg resultierte Ende 2022 in knapp 250.000 Zählpunkten für PV-Anlagen,

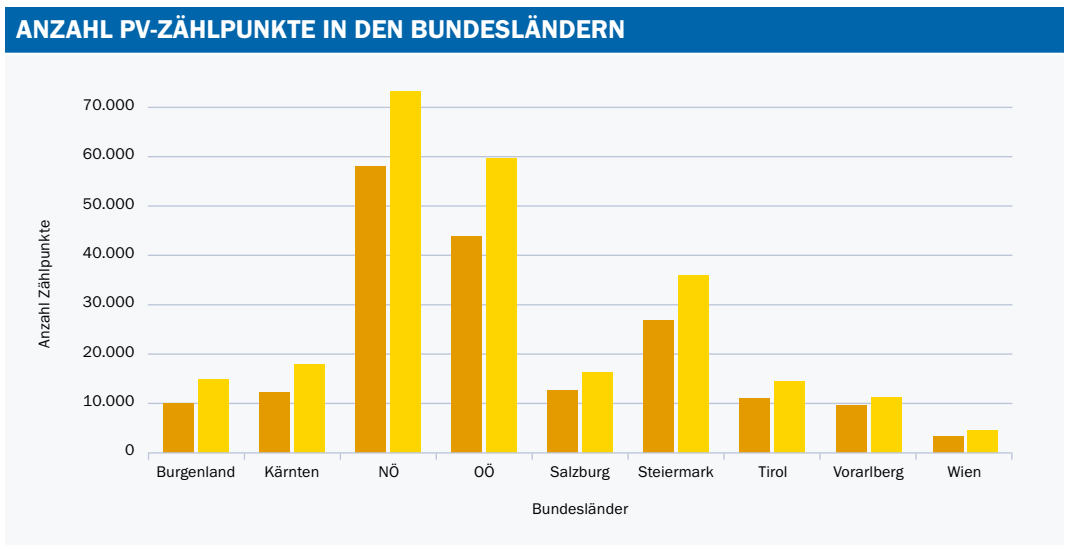


Abbildung 6
Anzahl PV-Zählpunkte in den Bundesländern, 2021 und 2022

Quelle: E-Control

PV-ZÄHLPUNKTE IN ÖSTERREICH

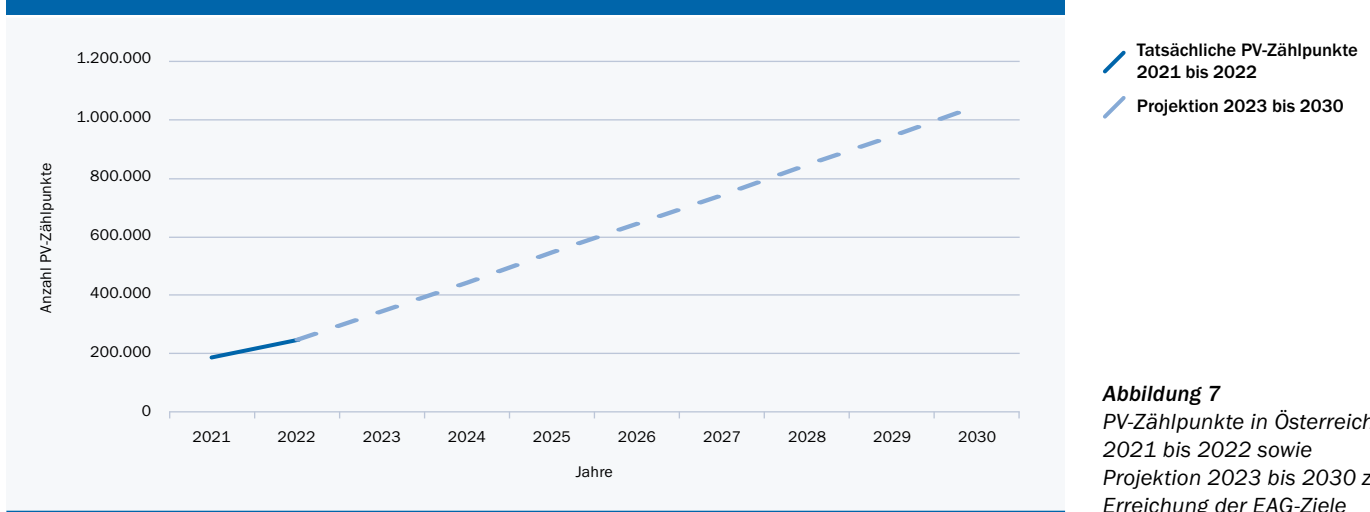


Abbildung 7
 PV-Zählpunkte in Österreich, 2021 bis 2022 sowie Projektion 2023 bis 2030 zur Erreichung der EAG-Ziele

Quelle: E-Control

von denen sich 97% auf der Niederspannungsebene befanden. Die österreichischen Ausbauziele für erneuerbare Stromerzeugung gemäß EAG sehen einen Zuwachs von 11 TWh PV-Erzeugung bis 2030 vor. Um das zu erreichen, werden pro Jahr rund 100.000 zusätzliche PV-Einspeise-Zählpunkte notwendig sein (s. Abbildung 7).

Ein anhaltender Zuwachs dieser Größenordnung wird das Strom-Verteilernetz und damit die Verteilernetzbetreiber auch weiterhin vor große Herausforderungen stellen. Eine genauere Untersuchung der Netzanschlussprozesse zeigte, dass in einigen Fällen Anträge noch rein manuell bearbeitet werden. Zusätzlich sind die Netzanschluss-Prozesse stel-

lenweise ineffizient bzw. führen nicht zu den optimalen Ergebnissen. So werden für die Netzanschlussbeurteilung oftmals rein statische Extremwerte herangezogen, wodurch es zu Einspeisebeschränkungen kommen und die vorhandene Netzinfrastruktur nicht bestmöglich ausgenutzt werden kann. Umgekehrt ist es für Vorhabenträger gar nicht ersichtlich, wie viel Kapazität an ihrem gewünschten Standort verfügbar ist, was die Dimensionierung einer erneuerbaren Stromerzeugungsanlage erheblich erschwert.

Hinsichtlich der Prüfinhalte und einzuhaltenen Sicherheitsvorgaben besteht ein Mangel an Vereinheitlichung, der meist eine Einzelfallprüfung notwendig macht und damit viel

Zeit und Ressourcen in Anspruch nimmt. Am Ende des Prozesses stehen oft längere Wartezeiten zwischen der Fertigstellungsmeldung einer Anlage und der Erteilung der Betriebs-erlaubnis.

Diese und weitere Herausforderungen lassen ein Spannungsfeld zwischen der Notwendigkeit zum Anschluss neuer PV-Anlagen zur Erreichung der Ziele des EAG einerseits und der Aufnahmefähigkeit der Netze und den Bearbeitungsmöglichkeiten der Netzbetreiber andererseits entstehen.

AKTIONSPLAN

Zur Bewältigung der Herausforderungen, die durch den verstärkten Ausbau der erneuerbaren PV-Stromerzeugung im Zusammenhang mit den Ausbauzielen des EAG entstehen, entwickelte die E-Control 2023 einen [Aktionsplan Netzanschluss](#), der die zugrundeliegenden Prozesse darstellt, Knackpunkte identifiziert und Aktionen vorschlägt. Diese können entweder von der Behörde selbst oder von den Netzbetreibern umgesetzt werden. Diese Aktionen sind in Abbildung 8 dargestellt. Einer dieser Maßnahmen, der Thematik der alternativen Netzanschlussverträge, widmet sich auch der [CEER-Bericht Paper on Alternative Connection Agreements](#).

Die Maßnahmen des Aktionsplans auf der Grafik werden ergänzt von zwei sehr technischen Maßnahmen, nämlich der Anpassung der lokalen Blindleistungsregelung und der

optimalen Ausnutzung der Spannungsbandbewirtschaftung, und von zwei allgemeineren bzw. organisatorischen Maßnahmen, nämlich von der Abhaltung von Veranstaltungen und der Information durch die E-Control sowie durch Datenerhebungen.

Im Rahmen des Aktionsplans Netzanschluss wurde eine Reihe von Herausforderungen identifiziert, die verschiedene Aspekte des Netzanschlusses betreffen. Der Aktionsplan zeigt auf, wie Herausforderungen beim Netzanschluss bzw. Netzzugang von regulatorischer Seite sowie von Netzbetreibern konkret gelöst werden können, wie vor allem PV-Anlagen rascher ans Netz gebracht werden können und wie die Kommunikation aller Beteiligten verbessert werden kann. Die 14 konkreten Aktionen des Plans der E-Control beinhalten sowohl kurzfristige als auch mittelfristige Maßnahmen. Die Verantwortung für die Umsetzung liegt sowohl bei der E-Control selbst als auch bei den Netzbetreibern und in der Zusammenarbeit aller Beteiligten.

Ein Schwerpunkt des Aktionsplans ist Standardisierung und Beschleunigung. Ein Teil dieses Vorhabens ist auch das laufende Monitoring, um die Einhaltung der festgelegten Fristen zu überprüfen. Weiters soll das Konzept der netzwirksamen Leistung etabliert werden, um vorhandene Netzkapazitäten optimal zu nutzen. Außerdem sollen einheitliche Regelungen und Fristen für die Begrenzung

AKTIONEN FÜR EINEN EFFIZIENTEREN NETZANSCHLUSS für PV-Anlagen bis 20 kW



Anträge auf Netzzutritt & Netzzugang via Online-Portal

Netzkund:innen sollen den Antrag für einen Netzzutritt und Netzzugang auch selbst stellen können. Daher muss österreichweit die Möglichkeit bestehen, dass neben bevollmächtigten Elektrofachunternehmen auch den Netzbewerber:innen der Zugang zum Online-Portal des Netzbetreibers gewährt wird, wie dies bereits bei einigen Netzbetreibern möglich ist. Dadurch wird eine Netzanschlussbeurteilung deutlich einfacher und rascher möglich.



Standardisierung von Prozessen zur Netzanschlussbeurteilung

Vor Errichtung einer PV-Anlage ist vom Netzbetreiber eine sogenannte Netzanschlussbeurteilung durchzuführen und der Netzbewerberin bzw. dem Netzbewerber zu übermitteln. Dieser Prozess wird von den Netzbetreibern bisher unterschiedlich durchgeführt. Eine Standardisierung hilft, österreichweit einheitliche Prozesse und vor allem Fristen einzuhalten. Die Dauer zwischen dem Einlangen und der Bestätigung des Antrags auf Netzzugang soll maximal 14 Tage betragen.



Vereinfachung von Konformitätsnachweisen

Netzbetreiber können im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens für die PV-Anlage weitere Nachweise zur Konformität der Anlage verlangen, unter anderem Prüfberichte zur Bestätigung der Einhaltung der erforderlichen technischen Eigenschaften. Eine existierende und laufend aktualisierte Wechselrichterliste schafft eine Erleichterung und Beschleunigung der Netzanschlussbeurteilung, weil nicht in jedem Einzelfall die Konformität des Wechselrichters zu prüfen ist. Künftig entfällt daher die Anforderung zum Erbringen von Prüfberichten für Wechselrichter, wenn diese bereits in der Wechselrichterliste enthalten sind.



Übermittlung der Zählpunktbezeichnungen

Jeder, der eine PV-Anlage errichten möchte, braucht für diese eine eigene Zählpunktbezeichnung. Die Bekanntgabe dieser durch den Netzbetreiber soll maximal 14 Tage betragen. Diese gesetzlichen Vorgaben sind im EIWOG 2010 und in Verordnungen der E-Control (END-VO 2012) festgeschrieben. Die E-Control überwacht weiterhin engmaschig die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben von Seiten der Verteilernetzbetreiber.



Monitoring des Fortschritts der Digitalisierungsmaßnahmen

Der Einbau von Smart Metern mit den entsprechenden Kommunikationstechnologien muss zügig vorangehen, um hierdurch ebenfalls die Digitalisierungsmaßnahmen für das Verteilernetz zu schaffen, um somit die Effizienz, die Zuverlässigkeit und die Nachhaltigkeit des Stromnetzes zu verbessern. Die E-Control wird den Fortschritt bei der Digitalisierung künftig genau monitoren.



Nutzung von Alternativen bei fehlender Netzkapazität

Ein großes Problem für „PV-Willige“ ist zurzeit die Einspeisebeschränkung für die Netznutzung. Zunehmend stellt die fallweise beschränkte Aufnahmefähigkeit von Verteilernetzen ein Problem dar. Das bedeutet, dass mitunter nicht die ursprünglich beantragte Einspeiseleistung am beantragten Netzanschlusspunkt gewährt wird, sondern nur ein Teil dieser, zumindest in der Höhe des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung. Ein alternativer Netzanschlusspunkt oder eine Begrenzung der Einspeiseleistung kann eine Möglichkeit sein, bis der Netzbetreiber die Anschlusspflicht – allgemeine Anschlusspflicht, auch dann, wenn eine Einspeisung von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird – erfüllt, damit erneuerbare Stromerzeugungsanlagen rasch ans Netz genommen werden können.



Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze

Verteilernetzbetreiber ab einer gewissen Größe werden künftig verpflichtet sein, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan zu erstellen, in dem die für die nächsten fünf bis zehn Jahr geplanten Netzinvestitionen dargelegt werden und Transparenz hinsichtlich der geplanten Projekte, des voraussichtlichen Bedarfs und der geplanten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen, wie z.B. von flexiblen Verbrauchern, Stromerzeugungsanlagen oder Speichern, geschaffen wird. Künftig sollen diese Pläne einheitlich veröffentlicht werden, dafür hat die E-Control einen Leitfadens erstellt.



Transparenz der Netzkapazitäten auf der Netzebene 4 (Mittelspannung)

Die Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, die verfügbaren Netzkapazitäten je Umspannwerk – Netzebene 4 – zu veröffentlichen und quartalsweise zu aktualisieren. Eine übersichtliche Darstellung dieser Informationen fehlt bisher allerdings. Die E-Control hat deshalb die Webadressen der Veröffentlichung gesammelt und unter folgendem Link auf ihrer Homepage veröffentlicht:
<https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Verfuegbare-und-gebuchte-Einspeisekapazitaeten-KBM-V0.pdf/196ae83e-be8d-58fa-0033-76cfb203ba73?t=1687201915706>.



Harmonisierung der Anforderungen für Notstromsysteme

Eine PV-Anlage in Kombination mit einem elektrischen Energiespeicher kann bei einem Stromausfall zur Notstromversorgung des Eigenheimes dienen. Dafür muss eine sichere Trennung vom Stromnetz für den Inselbetrieb bzw. dann eine sichere Wiederherstellung der Verbindung gewährleistet werden. Hier fehlen bisher einheitliche Richtlinien für die entsprechenden technischen Anforderungen. Eine Harmonisierung ist hinsichtlich der technischen Anforderungen der Verteilernetzbetreiber wünschenswert.



Klarstellung von Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer

Einzelne Verteilernetzbetreiber kumulieren die Engpasseleistungen aller PV-Anlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt, auch wenn diese sich im Eigentum unterschiedlicher Netzbetreiber befinden. Dies führt zu einer Benachteiligung von PV-Anlagen, die zu einem späteren Zeitpunkt angeschlossen werden. PV-Anlagen unterschiedlicher Eigentümer:innen sind bei der Typeinteilung gemäß den technischen Anforderungen unabhängig voneinander zu betrachten.

Abbildung 8
Aktionen für einen
effizienteren Netzanschluss

Quelle: E-Control

der Einspeiseleistung geschaffen werden. Darüber hinaus sieht der Aktionsplan den Abbau bürokratischer Hürden im Zuge der Inbetriebnahme von PV-Anlagen vor.

Um die Integration der Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen so effizient und rasch zu ermöglichen, novellierte die E-Control die END-VO 2012. Sie wurde um weitere Fristen ergänzt, um einen durchgehenden Fristenlauf gemäß Aktionsplan zu erhalten. Durch diese Ergänzung werden zusätzliche Qualitätsstandards eingeführt, die den Bedürfnissen aus der Praxis entsprechen.

Durch diese umfassenden Maßnahmen im Aktionsplan Netzanschluss will die E-Control einen effizienteren und zügigen Netzanschluss gewährleisten, um den Ausbau der Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen voranzutreiben. Die E-Control greift Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen in diesem Zusammenhang in Aufsichtsverfahren auf bzw. führt auf Antrag Streitschlichtungsverfahren durch.

ERHEBUNGEN

Bereits im Vorfeld der Erstellung des Aktionsplans Netzanschluss führte die E-Control eine Erhebung bei den Verteilernetzbetreibern durch, um eine vernünftige Datengrundlage zum Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, insbesondere PV-Anlagen, zu haben.

In weiterer Folge setzt die E-Control auf verstärktes Monitoring zum Thema Netzzutritt und Netzzugang von Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen. Dies entspricht der Aktion 14 aus dem Aktionsplan.

Mittels quartalsweiser Erhebungen bei 16 Verteilernetzbetreibern werden Status und Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen erfasst. Bei weiteren 44 Verteilernetzbetreibern werden diese Erhebungen jährlich durchgeführt.

Die Datenerhebung zum Netzanschluss besteht aus zwei Teilen. Im ersten Teil werden die Anzahl der Anträge auf Netzanschluss, die bei den Verteilernetzbetreibern pro Quartal eingelangt sind, sowie die Anzahl an zugesagten Anträgen erfragt. Außerdem werden die zugehörigen Engpassleistungen, netzwirksamen Leistungen und (nur bei Photovoltaik) die Modulspitzenleistungen erfasst. Zusätzlich werden durchschnittliche Zeitdauern verschiedener Prozessphasen des Netzanschlusses angegeben. Der zweite Teil beinhaltet die Abfrage nach dem Bestand an Stromerzeugungsanlagen sowie an meldepflichtigen Betriebsmitteln. Es werden der Status und der Fortschritt des Ausbaus und der Integration der Erneuerbaren-Stromerzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen und Speicher erfasst.

Wasserstoff

Grundlage für die Entwicklung des Wasserstoffmarktes in der EU und in Österreich sind die [europäische](#) bzw. die österreichische Wasserstoffstrategie. In der [österreichischen Wasserstoffstrategie](#), die im Juni 2022 veröffentlicht wurde, ist die Zielvorgabe für die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ein effizienter und fokussierter Einsatz von Wasserstoff (und Ersatz von Erdgas) in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren (Industrie/Mobilität) und im Energiesystem für den Spitzenlastausgleich für volatile erneuerbare Energien sowie zur Speicherung und für Flexibilitätsleistungen, um so die Infrastruktur zu nutzen sowie auszubauen und den Markt national und international zu etablieren. Die Strategien sehen vor, dass Wasserstoffbedarf in diesen Bereichen in Österreich und in der EU durch nationale Produktion und Importe gedeckt wird.

Um die volkswirtschaftlichen Kosten für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes zu minimieren, sind die bestmögliche Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff und die integrierte Netzentwicklungsplanung mit Strom/Wärme/Verkehr wesentlich.

Zusätzlich gilt es, eine ökologische und ökonomische Alternative für den Ausstieg aus Erdgas zu ermöglichen, Österreich auch als

Transitland zu etablieren und Alternativen für Energieträger im Bereich der Industrie, Kraftwerke und Großgewerbe zu bieten.

Die Wasserstoffstrategie Österreichs 2022 und der EU 2020 enthalten außerdem Zielvorgaben für den Aufbau der nationalen und europäischen Wasserstoffproduktion und den Import von Wasserstoff jeweils in den Jahren 2030/2040/2050.

Für den Aufbau der Wasserstoffproduktion soll demnach in Österreich bis 2030 1 GW Elektrolysekapazität errichtet werden. Damit soll ca. 80% des aktuellen industriellen Wasserstoffbedarfs von 5 TWh bis 2030 (112.000 t/a [\cong 3,7 TWh/a]) klimaneutral werden. In einer [Studie von Economica](#) werden die Investitionskosten auf ca. 1 Mrd. € geschätzt. In der EU sollen bis 2024 mind. 6 GW und bis 2030 40 GW Elektrolysekapazität erbaut werden. Damit sollen bis zu 1 Million Tonne (\cong 34 TWh/a) erneuerbaren Wasserstoffs pro Jahr im Jahr 2024 und 10 Millionen Tonnen pro Jahr (\cong 340 TWh/a) bis 2030 produziert werden. Bis 2050 sollen die Erzeugungskapazitäten von grünem Wasserstoff auf 500 GW ansteigen.

Bis 2040 sollen laut österreichischer Wasserstoffstrategie 70 TWh klimaneutraler Wasserstoff eingesetzt werden. Um die Lücke

zwischen Eigenerzeugung und Bedarf zu decken, sollen langfristig ca. 70% davon importiert werden. Wesentliche [Importroute](#) soll der südliche Korridor werden. In der europäischen Wasserstoffstrategie ist der Import von 10 Millionen Tonnen (\approx 340 TWh) pro Jahr bis 2030 vorgesehen.

Für die Unterstützung des Hochlaufs einer österreichischen Wasserstoffwirtschaft wurde 2023 die gemeinsame Plattform HyPA (Hydrogen Partnership Austria) vom österreichischen BMK, dem österreichischen Wirtschaftsministerium und dem Land Tirol eingerichtet. Die Plattform wird durch einen Beirat unterstützt, der Empfehlungen an die zuständigen Ministerien für eine Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs erarbeiten wird. In diesem Beirat ist die E-Control aktiv vertreten.

REGULIERUNGSRAHMEN

Um das Ziel der Elektrolysekapazität von 1 GW 2030 zu erreichen, werden in der Startphase erste Investitionen in den Aufbau von Erzeugungsanlagen (Elektrolyseure) getätigt werden müssen. Der rechtliche Rahmen für Förderungen und Ausnahmen von Netzentgelten (Strom) wurde im EAG geschaffen und wird ständig weiterentwickelt. Um den Einsatz in der Industrie zu ermöglichen, sollte möglichst bald auch die entsprechende Transportinfrastruktur entwickelt werden.

Im Dezember 2023 ist auf EU-Ebene der Rechtsrahmen für den europäischen Wasserstoffmarkt beschlossen worden und muss 2024/2025 in nationales Recht umgesetzt werden. Bisher gibt es schon die revidierte Infrastruktur-Verordnung, welche die Grundlage für die Auswahl von Wasserstoffinfrastrukturprojekten im gemeinsamen Interesse (PCIs) bildet; Energieregulatoren haben dabei die Aufgabe, die Projekte zu bewerten. Einige Mitgliedstaaten wie Deutschland und Belgien haben auch schon einen Regulierungsrahmen für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur beschlossen und in Kraft gesetzt.

In Österreich wurde mit der Planung für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur bereits begonnen:

- Die Einspeisung von Wasserstoff (als erneuerbares Gas) in die bestehende Gasinfrastruktur ist vom GWG 2011 erfasst, gemäß ÖVGW-Regeln der Technik ist diese bis zu 10% möglich.
- Die Berücksichtigung der H2-Readiness ist bei noch notwendigen Investitionen in das Gasnetz möglich.
- In einer [Studie des BMK](#) und dem Entwurf des ÖNIP ([s. Seite 138](#)) wurden ein Ausgangsnetz für 2030 und die weitere Entwicklung eines Wasserstoffnetzes, basierend auf den Bedarfen und den Importnotwendigkeiten, entworfen.
- Eine Genehmigung bestimmter Planungsaktivitäten für ein reines Wasserstoffnetz

im Rahmen der Planungsinstrumente ist in den Netzentwicklungsplänen (KNEP und LFIP) erfolgt, nicht aber eine Genehmigung von Umsetzungsprojekten inkl. Kostenanerkennung dem Grunde nach.

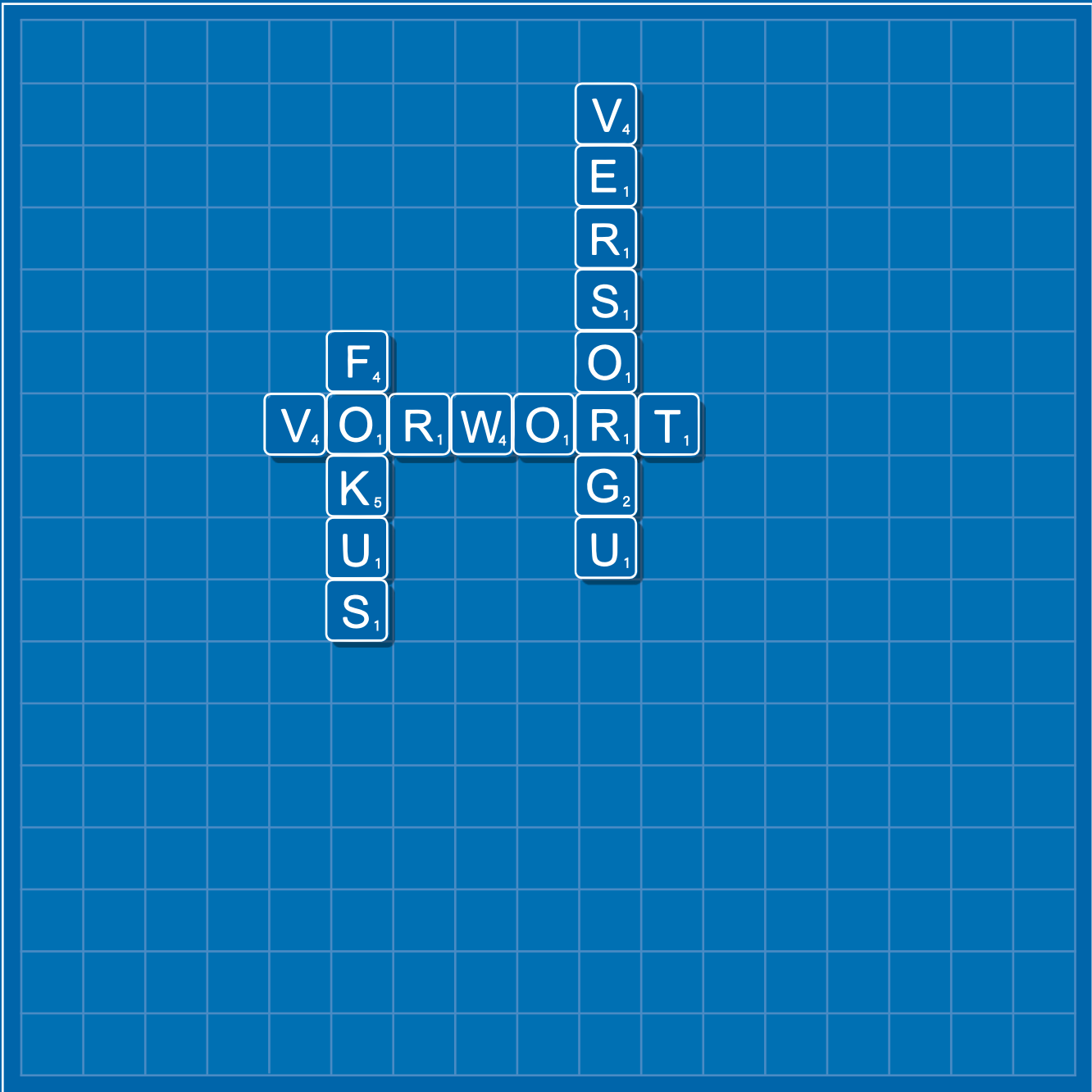
- Wasserstoffprojekte der österreichischen Fernleitungsbetreiber GCA und TAG sind in die Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse (Pcls) aufgenommen worden. Dies ermöglicht beschleunigte Genehmigungsverfahren und den Zugang zu europäischen Fördermitteln.

Für die Umsetzung der Projekte ist jedoch die Ausgestaltung eines Regulierungsrahmens für den Wasserstoffmarkt auf Grundlage der europäischen Vorgaben aus dem Dekarbonisierungspaket notwendig. Dieses wurde im Dezember 2023 beschlossen ([s. Seite 111](#)). Wesentlich sind rechtliche Regelungen für die Genehmigung von Umsetzungsprojekten für reine Wasserstoffnetze, die Grundsätze der Tarifierung im Fernleitungs- und Verteilnetz für Wasserstoff, die jährliche Tarifierung und

Kapazitätsbuchungen und -management im Wasserstoff-Fernleitungs- und Verteilnetz, den Zugang zum Wasserstoffnetz und zu Wasserstoffspeichern, Entflechtung und Transparenz. Zudem ist die Behörde für die Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen zu bestimmen.

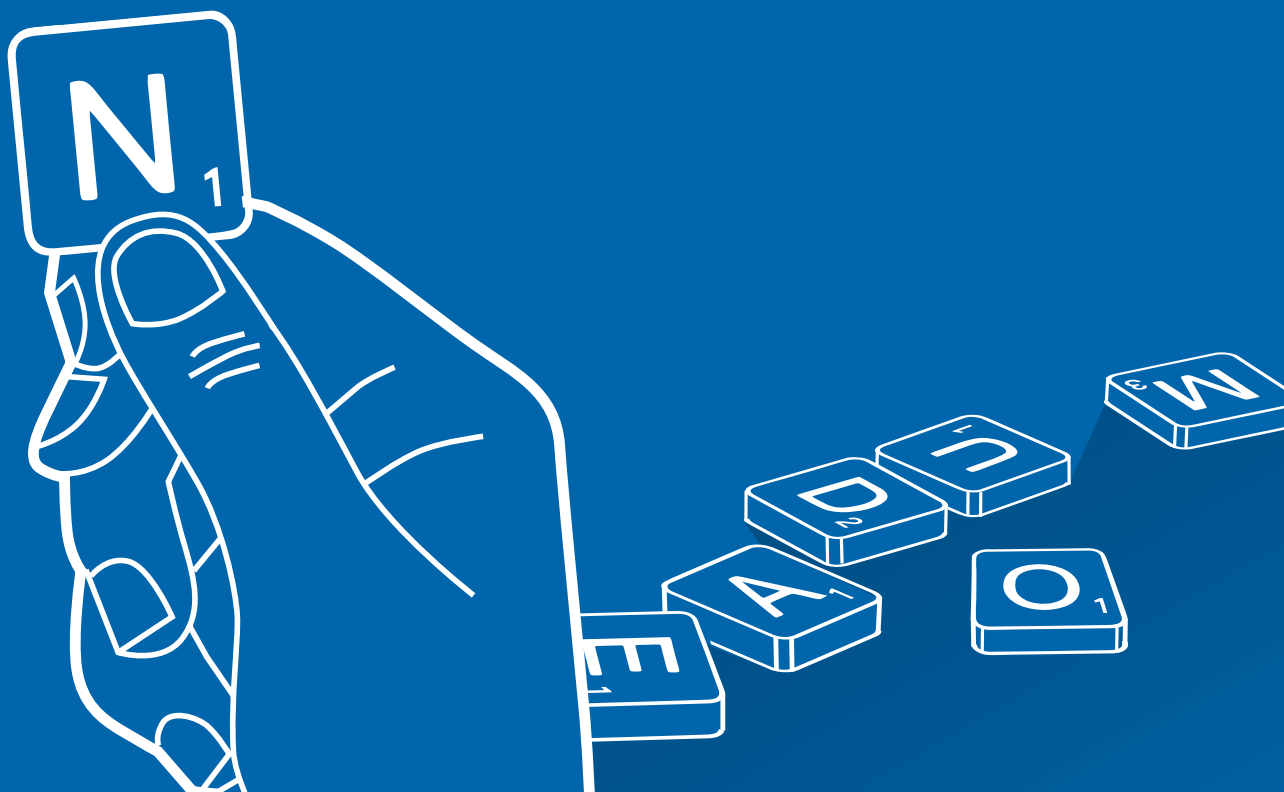
Aus Sicht der E-Control sollte für den Aufbau und Betrieb eines Wasserstoffnetzes ein nationaler Netzbetreiber angestrebt werden. Auch dies sollte rechtlich verankert werden. Eine „dynamische Regulierung“ und insbesondere flexible Anpassungen an die Marktentwicklungen sollten über Verordnungskompetenzen für die E-Control (z.B. Marktmodell-Verordnungen und Tarifierungs-Verordnungen) ermöglicht werden.

Im Rahmen einer eigenen [E-Control-Fachveranstaltung](#) wurden diese und weitere Themen im Juni 2023 gemeinsam mit internationalen Expert:innen beleuchtet.



STROM- VERSORGUNG, GASVERSORGUNG, VERSORGUNGS- SICHERHEIT

*Sinkender Strom- und Gasverbrauch.
Stabilität bei Versorgungssicherheit.*



STROMVERSORGUNG, GASVERSORGUNG, VERSORGUNGSSICHERHEIT

Der Erdgasverbrauch in Österreich ging 2023 gegenüber dem Vorjahr zurück. Auch der Vergleich des Verbrauchs im Winter 2022/23 mit den Vorjahren zeigte eine deutliche Reduktion, die über temperaturbedingte Schwankungen hinausgeht. Für den Winter 2023/24 wird ein nochmaliger Rückgang erwartet. Auch der Stromverbrauch war 2023 geringer als im Vorjahr und der Rückgang ist auf strukturelle Gründe zurückzuführen.

Aufbringungsseitig lag das Augenmerk beim Gas darauf, Österreich unabhängiger von russischen Erdgaslieferungen zu machen und stattdessen andere Lieferquellen zu erschließen. Der Anteil von Biogas ist noch sehr gering. Beim Strom stieg die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen insbesondere durch die stärkere Wasserkrafterzeugung und den PV-Boom. In dieser Hinsicht zeigen die Berechnungen der E-Control allerdings noch eine deutliche Lücke zwischen tatsächlicher Erzeugung und den Erzeugungszielen aus dem EAG.

Weitere Informationen zu den Entwicklungen von Erzeugung und Verbrauchszahlen aus dem Vorjahr stehen in der [E-Control-Statistikbroschüre 2023 \(Berichtsjahr 2022\)](#) zur Verfügung.

Die Stromkennzeichnung zeigte für 2022 einen leichten Rückgang des Anteils erneuerbarer Energieträger im Vergleich zum Vorjahr. Die Gaskennzeichnung für 2022 war erstmals verpflichtend, wies jedoch zum allergrößten Teil Gas unbekannter Herkunft aus.

Die Bereiche Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit werden von der E-Control einerseits durch vorbereitende Maßnahmen gestärkt und andererseits durch engmaschiges Monitoring geprüft. So war trotz der teilweise schwierigen Lage die Versorgung der österreichischen Bevölkerung 2022 und 2023 durchgängig gewährleistet und alle Indikatoren deuten auf eine weiterhin stabile Versorgung hin.

Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs

Nach den preislichen Verwerfungen des Jahres 2022 und den Befürchtungen, dass sowohl bei elektrischer Energie als auch bei Erdgas die Versorgung während des Winters 2022/2023 nicht gesichert sein könnte, lag das Augenmerk der Öffentlichkeit 2023 vor allem auf der Entwicklung des Verbrauchs von Erdgas und Strom.

Mit 75,6 TWh verbrauchte Österreich im Kalenderjahr 2023 um 12,5% weniger Gas als noch 2022. Im August 2022 trat eine EU-Notfall-Verordnung in Kraft, nach der der Erdgasverbrauch in den sechs Wintermonaten freiwillig um 15% gegenüber dem Schnitt der vorangehenden fünf Winter reduziert werden sollte. Österreich konnte dieses Ziel mit 17%

GASVERBRAUCH 2017 BIS 2023



Abbildung 9
Gasverbrauch 2017 bis 2023, absolut und temperaturbereinigt

Quelle: E-Control

klar übererfüllen. Selbst temperaturbereinigt lagen die Einsparungen nach eigenen Berechnungen der E-Control bei 13,8%. Das heißt, dass etwa 80% der Einsparung durch Maßnahmen erreicht wurden, während der Rest aufgrund der warmen Temperaturen im letzten Winter erfolgte. In den ersten drei Wintermonaten konnten nochmals über 10% gegenüber 2022 eingespart werden (s. Abbildung 9).

Der Stromverbrauch war von den Hochpreismonaten 2022 wenig betroffen. Allerdings ging er 2023 verzögert, aber merklich, um über 3,4 TWh, gegenüber dem Vorjahr zurück und betrug schlussendlich 60,7 TWh. Abbildung 10 zeigt die relative Konstanz des monatlichen Rückgangs bis September. Dies

lässt darauf schließen, dass der Rückgang nicht etwa nur auf Temperatureffekte zurückzuführen ist, sondern auch strukturelle Gründe hat. Auffällig ist aber auch der Bruch im Oktober 2023. Im vierten Quartal waren die Minderverbräuche gegenüber dem Vorjahr nur noch gering.

Ein Ziel der Maßnahmen 2022/2023 war die Reduktion der Spitzenverbräuche im Stromsystem. Tatsächlich zeigen die Verbrauchswerte, dass in den ersten 12 Wochen des Jahres 2023 die höchsten 10% der Stunden hinsichtlich der Netzlast wochenweise um 5,1% unter den Werten der Jahre 2017–2022 lagen. Die Spannbreite war dabei relativ hoch (zwischen -2% und -11% je nach Woche).

2023
2022

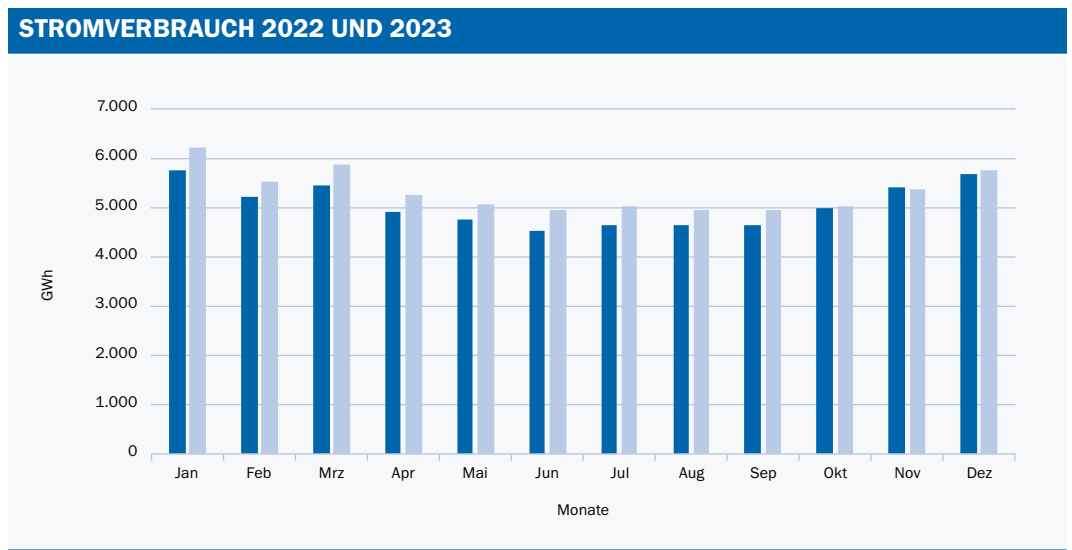


Abbildung 10
Stromverbrauch
2022 und 2023

Quelle: E-Control

Aufbringung

Auf der Gegenseite der Nachfrage in der Erdgasbilanz befinden sich neben der geringen heimischen Erdgasförderung vor allem die Nettoimporte als Quelle der Erdgasversorgung. Die Zusammensetzung der Importe und Exporte hat sich seit 2022 wesentlich geändert. Während in der Vergangenheit im Schnitt über 500 TWh importiert, gleichzeitig aber auch über 300 TWh allein nach Italien exportiert wurden (Transitfunktion Österreichs), sanken die Importe 2023 auf etwa 168 TWh und Italien bezog nur noch 27 TWh aus Österreich, eine ähnliche Menge wie jene Ungarns

(24,5 TWh). Im Gegenzug ist Italien sogar zu einem wichtigen Exporteur von Erdgas in den österreichischen Markt avanciert (13,4 TWh).

Physisch sind lediglich die Mengen je Grenzübergabepunkt bekannt, d.h. welche Gasmenge über welche Grenze nach Österreich gekommen ist bzw. das Land verlassen hat. Importe an der slowakischen Grenze (Baumgarten) können russische Gas Mengen beinhalten, aber auch deutsche Gas Mengen, die über Tschechien und die Slowakei angeliefert werden. Umgekehrt können Importe an der

deutschen Grenze auch russische Gasmen- gen beinhalten, die per LNG-Schiff in Westeu- ropa angelandet wurden. Eine Zuordnung der Lieferländer ist also nicht eindeutig möglich und kann lediglich statistisch und annähe- rungsweise erfolgen. Nach dieser Abschät- zung wurden 2023 72 TWh russisches Erdgas auf den österreichischen Markt gebracht und hier direkt an heimische Kunden oder über den Großhandelsmarkt an nationale und in- ternationale Händler verkauft.

Abbildung 11 zeigt die Aufbringung der elek- trischen Energie in Österreich im Zeitverlauf. Im Jahr 2023 konnten um 4,3 TWh mehr elektrische Energie erzeugt werden als noch im Vorjahr. Auf der einen Seite wurden 3,4 TWh weniger in Gaskraftwerken erzeugt, anderer-

seits legte die Erzeugung in Erneuerbaren- Anlagen nach vorläufigen Daten um 7,7 TWh zu. Dies ist vor allem auf die stärkere Was- serkraftherzeugung zurückzuführen. Der Aus- bauboom an PV-Anlagen von beinahe 2,7 GW im Jahr 2023 führte zu einer zusätzlichen PV- Einspeisung von über 1 TWh.

Das EAG sieht vor, dass bis 2030 über das Jahr gesehen 100% des Stromverbrauchs durch erneuerbare Erzeugung gedeckt wird. Dazu wurde das Ziel ausgegeben, bis 2030 zusätzlich 27 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen. Umgerechnet auf die ein- zelnen Technologien bedeutet das einen jähr- lichen Zuwachs der Erzeugungsmengen von:

- > 1.100 GWh Photovoltaik
- > 1.000 GWh Wind

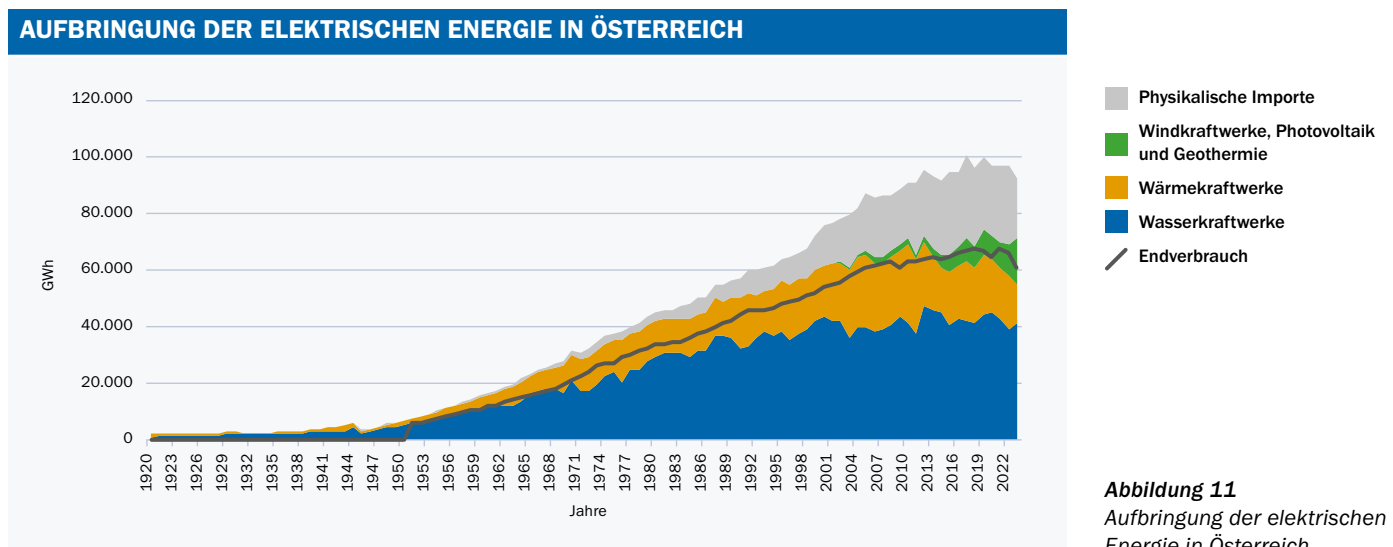


Abbildung 11
Aufbringung der elektrischen Energie in Österreich

Quelle: E-Control

- > 500 GWh Wasserkraft
- > 100 GWh Biomasse

Abbildung 12 verteilt diese Erzeugungsziele linear von 2021 bis 2030 und vergleicht sie mit der tatsächlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in den Jahren 2021 und 2022. Dabei ist zu sehen, dass 2021 und 2022 vor allem im Bereich der Wasserkraft schlechtere Erzeugungsjahre waren.

Rechnet man die bis 2030 zusätzlich notwendigen TWh unter Verwendung der im EAG festgelegten Volllaststunden auf Leistung um, ergibt sich ein notwendiger jährlicher leistungsmäßiger Zubau von 1.640 MW. Auf die einzelnen Technologien verteilt sind das jährliche Ausbauziele von:

- > 1.100 MW Photovoltaik
- > 400 MW Wind
- > 125 MW Wasserkraft
- > 15 MW Biomasse

Abbildung 13 verteilt diese Werte wiederum linear bis 2030 und stellt sie dem tatsächlichen Zubau gegenüber. So konnten 2021 im Bereich Photovoltaik, Wind, Wasserkraft und Biomasse 990 MW zugebaut werden und 2022 waren es bereits 1.430 MW. In Summe waren es 2021 und 2022 2.420 MW. Trotzdem bleibt der tatsächliche Zubau auch in dieser Betrachtung hinter den EAG-Zielen zurück.

Eine detailliertere Analyse sowie Aufarbeitung der EAG-Ziele veröffentlichte die

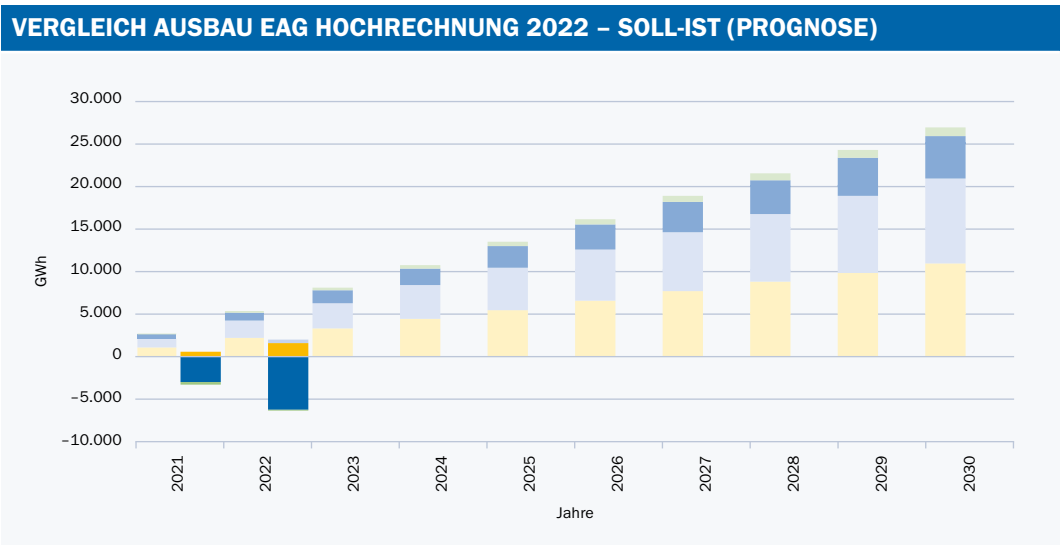


Abbildung 12
Vergleich der EAG-Ausbauziele mit tatsächlicher Erzeugung, 2021 bis 2030

Quelle: E-Control

SOLL-IST-VERGLEICH EAG HOCHRECHNUNG 2022 – UMRECHNUNG AUF LEISTUNG



Abbildung 13
Vergleich der EAG-Ausbauziele mit tatsächlichem Leistungszubau, 2021 bis 2030

Quelle: E-Control

E-Control innerhalb ihres [EAG-Monitoring-berichts 2023](#). Der [CEER-Bericht Report on Tendering Procedures for Renewable Energy Sources in Europe](#) stellt eine Aufarbeitung der Ausschreibungsmechaniken für erneuerbare Stromerzeugung in unterschiedlichen EU-Ländern dar, während der [CEER Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2020 and 2021](#) insgesamt die Fördersysteme beleuchtet.

GASDIVERSIFIZIERUNG

Sowohl Österreich als auch die EU insgesamt verfolgen das Ziel der Gasdiversifizierung. Während die Nutzung mehrerer unterschiedlicher Gasquellen und -transportrouten im Interesse der Versorgungssicherheit seit ge-

raumer Zeit eine Zielsetzung darstellt, hat konkret das Ersetzen russischen Gases seit dem Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine hohe Priorität. Auf gesamt-europäischer Ebene kamen in früheren Jahren über 40% der Gasimporte durch russische Pipelines nach Europa. Im Jahr 2023 bewegte sich diese Zahl bei etwa 8%.

Um diese Mengen auszugleichen, kann einerseits der Bezug von Pipelinegas aus Norwegen erhöht werden. Um die Gas-Bezugquellen zusätzlich über den Import rein durch Gasleitungen hinaus zu erweitern, bedarf es neuer Routen über den internationalen LNG-Markt. So kann auch Gas aus Regionen importiert werden, die nicht per Pipeline an den

europäischen Markt angebunden sind. Die angestrebte Diversifizierung führte im Jahr 2023 zu verstärktem Ausbau der LNG-Import-Infrastruktur. Um das mit Schiffen transportierte LNG nach Europa zu bringen, wurde neue Infrastruktur zur Re-Gasifizierung und Speicherung gebaut.

Das LNG-Angebot wird durch globale Faktoren beeinflusst. Der asiatische Markt, insbesondere China, Südkorea und Japan, zählt zu den größten LNG-Importeuren. Die LNG-Verfügbarkeit für Europa hängt folglich stark von der Nachfrage bzw. dem Preisniveau in Asien ab.

Nach der Re-Gasifizierung in Europa muss das Gas über das bestehende Leitungssystem durch Deutschland oder Italien nach Österreich transportiert werden. Hierfür kommen verschiedene LNG-Terminals und Transportrouten in Frage. Die [Infobox auf Seite 50](#) zeigt die derzeit vorhandenen Gas-Importkapazitäten Österreichs an den Grenzen sowie die Einspeisekapazitäten aus Speichern und stellt sie dem gesamten Inlandsverbrauch sowie der österreichischen Spitzenlast gegenüber.

Bei LNG-Importen aus Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Deutschland würden über die direkte Transportroute nach Österreich (am Entry-Punkt Oberkappel) geringere Kapazitätskosten als über die Route via Tschechien und die Slowakei anfallen, jedoch sind die Transportkapazitäten über Deutschland nach Österreich deutlich geringer. Die Route über Italien nach Österreich

(Entry-Punkt Arnoldstein) ist trotz höherer Kapazitätskosten in Arnoldstein tendenziell günstiger, weil die Kosten nur für einen Grenzübergabepunkt zwischen Italien und Deutschland anfallen.

Substanzielle Kapazitätserweiterungen sind an den LNG-Terminals in Belgien und den Niederlanden geplant. Allerdings ist hier der Zugang zu langfristigen Kapazitäten für neue Unternehmen eingeschränkt (z.B. am Gate Terminal in Rotterdam). Außerdem gibt es Kapazitätsengpässe beim Transport über Deutschland nach Österreich. Höhere Transportkapazitäten gäbe es auf der Transportroute über Deutschland, Tschechien und die Slowakei nach Österreich, die aber mit höheren Transportkosten verbunden sind. In Deutschland wurden in den Jahren 2022 und 2023 innerhalb kurzer Zeit LNG-Kapazitäten installiert und diese werden auch noch ausgebaut, was auch für den österreichischen Markt interessant sein kann.

Eine andere Möglichkeit wäre der Import von Gasmengen aus Italien, wo es neben den Gasleitungen aus Nordafrika und dem südlichen Gaskorridor ebenfalls LNG-Terminals gibt. Für die Importe aus Deutschland fallen aufgrund der deutschen Speicherumlage zusätzliche Kosten an. Mittelfristig sind Kapazitäten verfügbar und eine Erhöhung der Leitungskapazitäten in Richtung Österreich nach Arnoldstein ist bereits geplant, mit einer prognostizierten Fertigstellung Ende 2028.

Eine weitere theoretische Möglichkeit, Gas aus dem Süden Österreichs zu importieren, bietet der kroatische LNG-Terminal auf der Insel Krk. Allerdings gibt es hier diverse Themen, die man berücksichtigen muss. Einerseits sind die LNG-Kapazitäten selbst gering (auch nach Umsetzung des geplanten Ausbaus) und andererseits gibt es keine nutzbaren Transportkapazitäten von Kroatien über Slowenien nach Österreich. Ein möglicher Weg wäre, das Gas über Ungarn und die Slowakei nach Österreich zu transportieren, allerdings bleibt noch immer das Thema der relativ geringen Gasmengen und somit der Sinnhaftigkeit des Transports. Aus jetziger Sicht wird eher davon ausgegangen, dass das in Krk angelandete LNG auch in der Region verbleibt und dort genutzt wird.

Bei der Betrachtung der obigen Möglichkeiten muss allerdings auch bedacht werden, dass potenziell unsachgemäße, zusätzliche Gebühren an den Grenzübergabepunkten zu vorgelagerten Märkten die Diversifizierungsbemühungen der österreichischen, privatwirtschaftlich organisierten Versorger nicht nur verteuern, sondern sie auch maßgeblich erschweren oder sogar verunmöglichen. Gerade die Speicherumlage auf die Exit-Punkte aus Deutschland ist für Österreich ein großes Hindernis auf dem Weg zur Diversifizierung. Da die Preisunterschiede für den Handel von Gas zwischen den Handlungspunkten in Deutschland und Österreich meist nicht ausreichend sind, um diese Zusatzkosten aufgrund der deutschen Speicherumlage abzudecken, wer-

den große Gasmengen, die auch nach Österreich fließen könnten, bereits in vorgelagerten Märkten verkauft, um keinen wirtschaftlichen Verlust zu realisieren. Die Rechtmäßigkeit dieser Speicherumlage ist von der Europäischen Kommission noch zu bewerten.

Zur Beschleunigung der Reduktion der Abhängigkeit Österreichs von russischem Erdgas wurde das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022) erlassen. Auf dessen Basis wurden Förderrichtlinien zur teilweisen Abgeltung von Mehrkosten erarbeitet, die Unternehmen aufgrund der Lieferung von Erdgas aus nicht-russischen Quellen entstanden sind. Die Herkunft des Erdgases muss dabei mittels eines den Richtlinien entsprechenden Nachweises erfolgen. Ebenso werden nur jene Erdgasmengen aus nicht-russischen Quellen unterstützt, die nachweislich bis zum 31. Dezember 2025 zum zeitgleichen Verbrauch in Österreich aus- gespeichert wurden.

Ziel des GDG 2022 ist also die Erhöhung der Resilienz der österreichischen Volkswirtschaft durch Reduktion der Abhängigkeit von russischem Erdgas durch die Abfederung der Zusatzkosten der Diversifizierung zur Entlastung der Unternehmen. Diese Entlastung bzw. Abgeltung wird durch die Austria Wirtschaftservice Gesellschaft mbH (aws) abgewickelt. Auf Seiten der Infrastruktur genehmigt die E-Control Projekte, die die Erhöhung der Importe von Gas aus nicht-russischen Quellen ermöglicht (z.B. WAG-Teilloop, [s. Seite 137](#)).



Quellen: AGGM Datenmonitor, AGGM Langfristige Planung 2022, E-Control

ERNEUERBARE GASE

Der Ausdruck „erneuerbares Gas“ bezeichnet in der österreichischen Gesetzgebung „erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird“ (§ 7 Abs 1 Z 16 b GWG 2011). Im Jahr 2022 wurden erneuerbare Gase in Österreich nur als Biomethan erzeugt und in das Gasnetz eingespeist, d.h., es handelte sich hierbei durchwegs um auf Erdgasqualität aufbereitetes und in das Gasnetz eingespeistes Biogas.

Nach einem relativ starken Anstieg bis 2018 ist die Produktion von Biomethan derzeit wieder etwas rückläufig. Im Jahr 2022 konnte nur 0,14% des österreichischen Inlandsgasverbrauchs mit Biomethan gedeckt werden (s. Abbildung 14).

Mit dem geplanten Erneuerbare-Gas-Gesetz sollen Biogasanlagenbetreiber angeregt werden, das Biogas aufzubereiten und in das Gasnetz einzuspeisen. Derzeit ist es für die meisten Anlagenbetreiber technisch einfa-

cher und vor allem wirtschaftlicher, das erzeugte Biogas direkt zu verstromen und als Ökostrom zu verkaufen, anstatt es aufzubereiten und in das Gasnetz einzuspeisen.

Verschiedene Studien des BMK zur Entwicklung erneuerbarer Gase und der Infrastruktur sowie die nationalen und europäischen Szenarien für die Infrastrukturplanung kommen zu dem Ergebnis, dass auch im Jahr 2040 noch substantielle Mengen gasförmiger Energieträger eingesetzt werden. Wie groß diese Mengen sind und wie sie sich auf Methan und Wasserstoff verteilen, hängt vom jeweiligen Szenario ab. Abbildung 15 veranschaulicht unterschiedliche Szenarien für das Jahr 2040. Selbst wenn der Verbrauch im Segment der Kleinkund:innen und der Heizungswärme womöglich sinken wird, so wird die Industrie weiterhin gasförmige Energieträger brauchen. Dabei handelt es sich voraussichtlich um Methan und/oder Wasserstoff, bestenfalls aus erneuerbaren Quellen.

STROMKENNZEICHNUNG

Stromlieferanten, die in Österreich Endkund:innen beliefern, müssen die Herkunft ihres Stroms offenlegen. Grundlage dafür

INLANDSGASVERBRAUCH VS. BIOMETHANEINSPESUNG												
in TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Inlandsgasverbrauch	99	95	91	84	89	93	100	96	99	95	100	88
Biomethaneinspeisung	0,05	0,05	0,05	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,15	0,14	0,14	0,12 ^{*)}
Biomethananteil (in %) am Inlandsgasverbrauch	0,05	0,06	0,06	0,11	0,12	0,14	0,15	0,18	0,15	0,15	0,14	0,14

*) Daten aus dem Anlagenregister

Quelle: Biomethanregister, E-Control

Abbildung 14
Jährliche Biomethanmengen, 2011 bis 2022

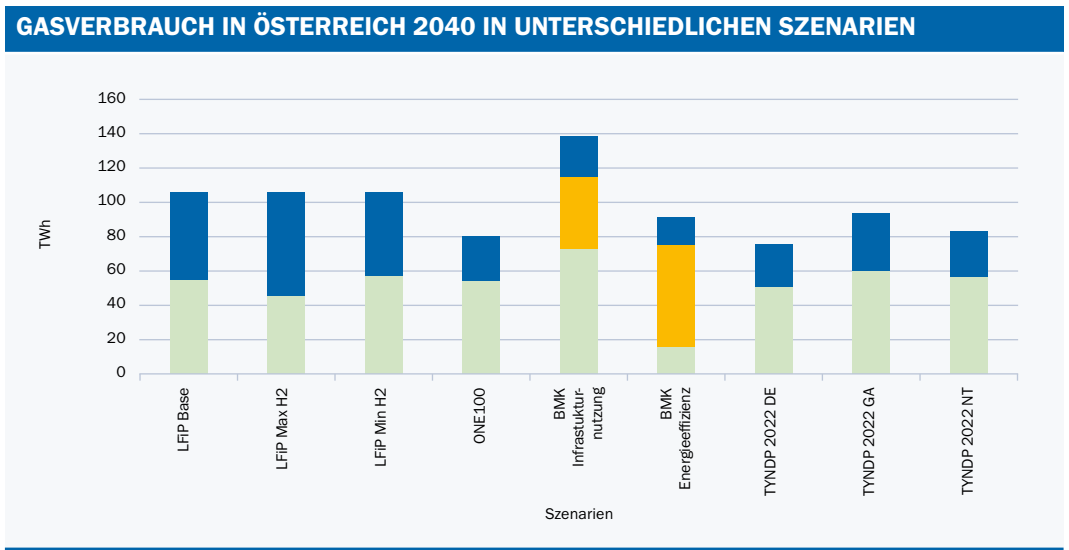


Abbildung 15
Gasverbrauch in Österreich 2040 in unterschiedlichen Szenarien

Quelle: LFIP der AGGM

sind Herkunftsnachweise. Diese können gemeinsam oder getrennt vom Strom beschafft werden.

In der Kennzeichnungsperiode 2022 stammten 83,72% der eingesetzten Herkunftsnachweise aus erneuerbaren Energieträgern (s. [Abbildung 16](#)). Dieser Wert ist im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunken (Vorjahreswert 85,39%). Erstmals wurden auch Herkunftsnachweise aus Nuklearenergie eingesetzt (Anteil von 0,02%).

Da Herkunftsnachweise auch aus dem Ausland importiert werden können, weichen die Werte in der Stromkennzeichnung von den österreichischen Erzeugungsstatistiken ab.

Der Anteil importierter Nachweise lag 2022 bei 37%.

Im Jahr 2022 kam erstmals das neue zweistufige System der Stromkennzeichnung zum Einsatz. Die sogenannte primäre Stromkennzeichnung wird automatisch in der Stromnachweisdatenbank der E-Control erstellt. Hier werden die Technologie, das Ursprungsland des Nachweises und das Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Nachweis dargestellt. Die Ausweisung des gemeinsamen Handels war 2022 jedoch noch freiwillig. Für die Jahre ab 2023 müssen Lieferanten verpflichtend angeben, welche Strommengen gemeinsam mit den Herkunftsnachweisen beschafft wurden. Detailinformationen liefert

ZUSAMMENSETZUNG STROMKENNZEICHNUNG 2022 ÜBERBLICK

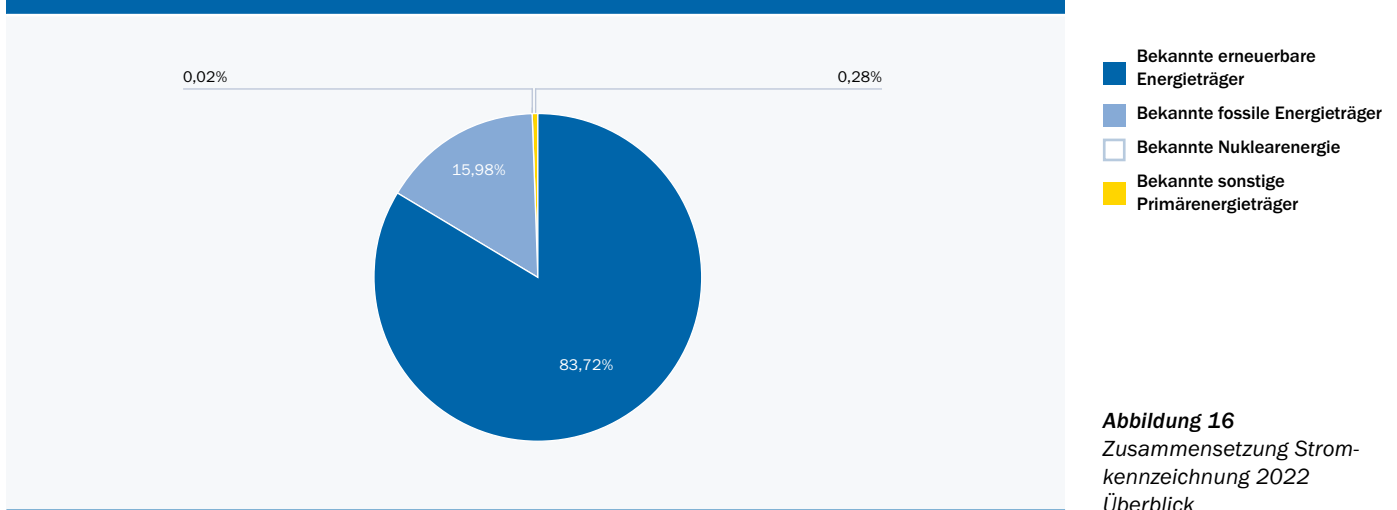


Abbildung 16
Zusammensetzung Strom-
kennzeichnung 2022
Überblick

Quelle: E-Control

die sogenannte sekundäre Kennzeichnung, die nur auf der Homepage des Lieferanten dargestellt werden muss.

Abgewickelt wird das komplette System in der Stromnachweisdatenbank der E-Control. Hier findet auch die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für österreichische Anlagen statt.

Im öffentlich zugänglichen [Anlagenregister](#) werden alle Anlagen, die in der Datenbank registriert sind, anonymisiert dargestellt. Neben Informationen wie Engpassleistung und Standort findet sich auch die eingespeiste Energie der jeweiligen Anlage (auf Basis der Netzbetreibermeldungen für die Her-

kunftsnachweisausstellung). Detailliertere Informationen zur österreichischen Stromkennzeichnung finden sich im [Strom- und Gaskennzeichnungsbericht 2023](#) (Berichtsjahr 2022) der E-Control.

GASKENNZEICHNUNG

Lieferanten mussten im Jahr 2023 erstmalig die nunmehr verpflichtende Gaskennzeichnung für die 2022 an Endkund:innen gelieferten Gasmengen durchführen und die Herkunft des gelieferten Gases entsprechend auf Rechnungen und Werbematerialien anführen.

Die Kennzeichnung wurde wie auch für Strom in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control durchgeführt und überprüft. Gas,

für welches es keine Herkunftsnachweise gab, war als Erdgas unbekannter Herkunft auszuweisen. Gas, für welches es Biomethan-Herkunftsnachweise aus der Herkunftsnachweisdatenbank gab, wurde als erneuerbares Gas ausgewiesen. Im Schnitt betrug der Anteil des erneuerbaren Gases aus österreichischen Erzeugungsanlagen bei den Lieferanten 0,10%. Die restlichen 99,90% des an österreichische Endkund:innen gelieferten Erdgases stammte aus unbekanntem Quellen. Allerdings muss bedacht werden, dass 41% der generierten Herkunftsnachweise nicht zur Kennzeichnung eingesetzt wurden.

Erwartungsgemäß ergaben sich aufgrund der erstmaligen Durchführung einige Fragen und

Unstimmigkeiten. Die Novellierung der bestehenden Gaskennzeichnungsverordnung sollte der Klarstellung dienen. Die Ergebnisse der Gaskennzeichnung sind im [Strom- und Gaskennzeichnungsbericht 2023](#) (Berichtsjahr 2022) der E-Control angeführt.

Außerdem wurde das Herkunftsnachweisregister der E-Control 2023 nach umfassender Auditierung als erstes aktives Mitglied an den internationalen AIB-Gas-Hub angeschlossen, welcher zukünftig den internationalen Transfer von Herkunftsnachweisen zwischen den Mitgliedstaaten ermöglichen soll.

Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit war in Österreich 2022 weiterhin auf hohem Niveau gegeben. Durch die enge Vernetzung über die Grenzen hinweg ist die Stromversorgung Österreichs zusätzlich international abgesichert.

Nach der intensiven Gasspeicherbefüllung im Sommer 2022 und 2023 waren für beide Jahre hohe Speicherstände zu Beginn der Heizsaison gegeben. Trotzdem machte sich die angespannte Situation in den Gaspreisen bemerkbar, weshalb die wirksamste Maßnahme

in Einsparungen beim Gasverbrauch besteht. Um die Stromversorgung der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft auf lange Sicht sicherzustellen, werden vorausschauende nationale und internationale Untersuchungen der Angemessenheit der Versorgungslage angestellt. Zur Vorbereitung auf eventuell trotzdem auftretende Lieferunterbrechungen sieht das Energielenkungsgesetz Maßnahmen im Gas- und Strombereich vor. Von Gasversorgern ist zusätzlich ein strenger Versorgungsstandard einzuhalten, der von der E-Control jährlich überprüft wird.

VERSORGUNGSZUVERLÄSSIGKEIT STROM UND GAS

Die Versorgungslage im Elektrizitätssektor ist in Österreich weiterhin stabil. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENSTO-E) erstellt auf Basis der EU-Verordnung zur Risikovorsorge regelmäßig Prognosen zur Versorgungssicherheit. Durch die probabilistische Herangehensweise kann eine Vielzahl an verbrauchs- und erzeugungsseitigen Entwicklungen bewertet werden. Im Gegensatz zur nationalen Betrachtungsebene des [Versorgungssicherheitsberichts der E-Control](#) wird in den Analysen der ENTSO-E vor allem auch der grenzüberschreitende Stromaustausch berücksichtigt. Sowohl die Simulationsergebnisse des [Summer Outlook Report 2023](#) sowie auch des [Winter Outlook Report 2023–2024](#) zeigen für Österreich eine stabile Versorgungslage. Weder im Referenzszenario noch in den verschiedenen Sensitivitätsanalysen wurden Bedenken hinsichtlich der Bedarfsdeckung festgestellt.

Im Strombereich wird das europäische Verbundnetz für den Ausgleich herangezogen. Besonders im Sommer wird aufgrund von Überproduktion Strom aus Österreich exportiert und in der kälteren Jahreszeit Strom aus dem Ausland importiert. Im Jahr 2023 war der saisonale Ausgleich über das europäische Verbundnetz besonders

augenscheinlich. Aufgrund der extremen Wetterlage im Jahr 2023, konkret als Folge der starken Niederschläge im Mai und August, kam es zur hoher Laufwasserkraft-erzeugung. Die Erzeugungswerte lagen deutlich über den Durchschnittswerten und erreichten im Mai 4,7 TWh und im August 4,2 TWh. Diese Entwicklungen hatten auch hohe Exportmengen zur Folge. Demgegenüber war Österreich in den Winter- und Herbstmonaten auf höhere Stromimporte angewiesen. Der grenzüberschreitende Austausch bleibt weiterhin essenziell zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Strombilanz und fungiert als Absicherung aller beteiligten Nationalstaaten. Aus diesem Grund ist für die Versorgungssicherheit in Österreich die Erfüllung europäischer Verträge besonders wichtig. Erworbene Transportrechte und eingegangene Bezugsrechte müssen zu jeder Zeit honoriert werden.

Die Krisen des Jahres 2022 stellten die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität vor enorme Herausforderungen. Trotzdem zeigen die Auswertungen der jährlichen Erhebungen der [Ausfall- und Störungsdaten \(AuSD\) 2023](#) (Berichtsjahr 2022), dass die Zuverlässigkeit der Stromversorgung weiterhin auf einem sehr hohen Niveau blieb. Im Rahmen der Erhebung dieser Daten erfassen und melden alle österreichischen Netzbetrei-

ber der E-Control jährlich alle Stromausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde. Dabei werden Ursache, Anzahl der betroffenen Netzbenutzer, betroffene Leistung und andere für die statistische Auswertung relevante Daten abgefragt. Darüber hinaus müssen alle Netzbetreiber die für das vorangegangene Kalenderjahr errechnete Zuverlässigkeitskennzahlen der kundenbezogenen Nichtverfügbarkeit (SAIDI) und der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI) sowohl an die E-Control übermitteln als auch auf der eigenen Internetseite veröffentlichen. Die [Infobox auf Seite 57](#) erläutert, wie sich diese Kennzahlen für ungeplante Unterbrechungen errechnen.

Die Auswertung der Daten für das Erhebungsjahr 2022 ergab eine kundenbezogene

neichtverfügbarkeit (SAIDI) exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse (RAE) von 37,72 Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen (exklusive RAE) errechnen sich hierbei Werte von 13,55 Minuten bzw. 24,17 Minuten. Damit erreichte der SAIDI seinen zweitniedrigsten Wert seit Aufzeichnungsbeginn (s. Abbildung 17).

Der Wert für die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI) exklusive RAE liegt für das Berichtsjahr 2022 in Summe bei 39,81 Minuten. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 15,83 Minuten und 23,98 Minuten. Das ist der drittniedrigste Wert seit Beginn der Aufzeichnungen.

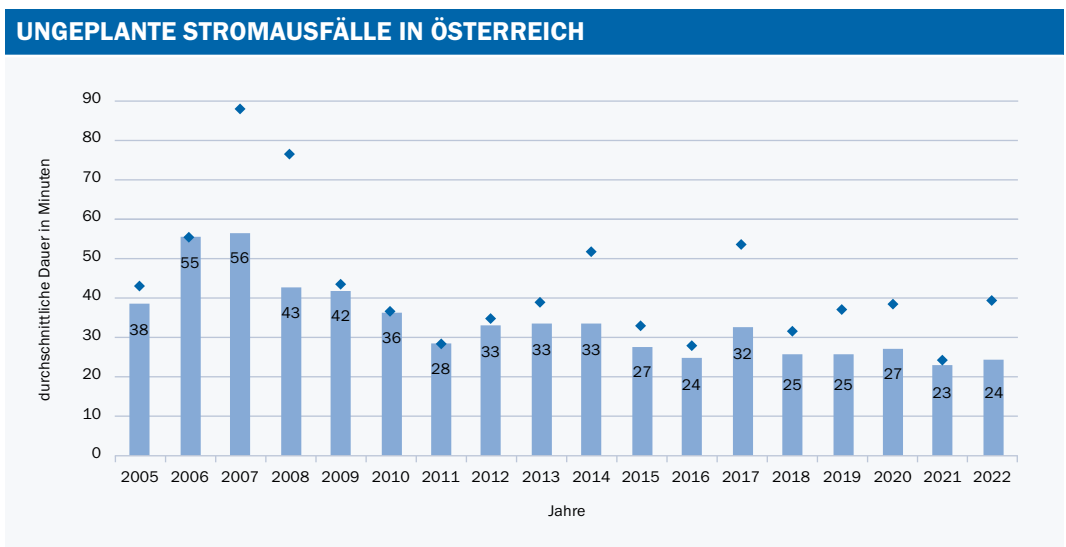


Abbildung 17
Ungeplante Stromausfälle in Österreich anhand des SAIDI, 2005 bis 2022

Quelle: E-Control

ZUVERLÄSSIGKEITSKENNZAHLEN STROM

SAIFI

System Average Interruption Frequency Index

Anzahl der von jeder Unterbrechung betroffenen Netzbenutzer

$$\frac{\sum_j n_j}{N}$$

Summe aller Unterbrechungen

Anzahl aller Netzbenutzer



SAIFI: Wie oft war die Versorgung jeder Netzbenutzerin und jedes Netzbenutzers in diesem Jahr durchschnittlich unterbrochen?

SAIDI

System Average Interruption Duration Index

Anzahl der von jeder Unterbrechung betroffenen Netzbenutzer

$$\frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N}$$

Summe aller Unterbrechungen

Anzahl aller Netzbenutzer

Dauer jeder Unterbrechung



SAIDI: Wie lange war die Versorgung jeder Netzbenutzerin und jedes Netzbenutzers in diesem Jahr durchschnittlich unterbrochen?

ASIDI

Average System Interruption Duration Index

Scheinleistung der von jeder Unterbrechung betroffenen Transformatoren

$$\frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{L_s}$$

Summe aller Unterbrechungen

Gesamte Scheinleistung

Dauer jeder Unterbrechung



ASIDI: Wie lange war die Versorgung je Leistungseinheit in diesem Jahr durchschnittlich unterbrochen?

INFOBOX

Quelle: E-Control

AUFSCHLÜSSELUNG DER ANZAHL DER GAS-VERSORGUNGSENTBRECHUNGEN 2022

geplant ■
 ungeplant ■

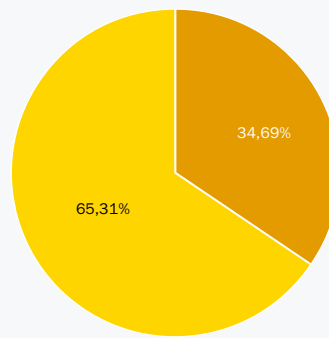


Abbildung 18
 Aufschlüsselung der Anzahl der Gas-Versorgungsunterbrechungen 2022 nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen

Quelle: E-Control

AUFTEILUNG DER GAS-VERSORGUNGSENTBRECHUNGEN 2022

ungeplant ■
 geplant ■

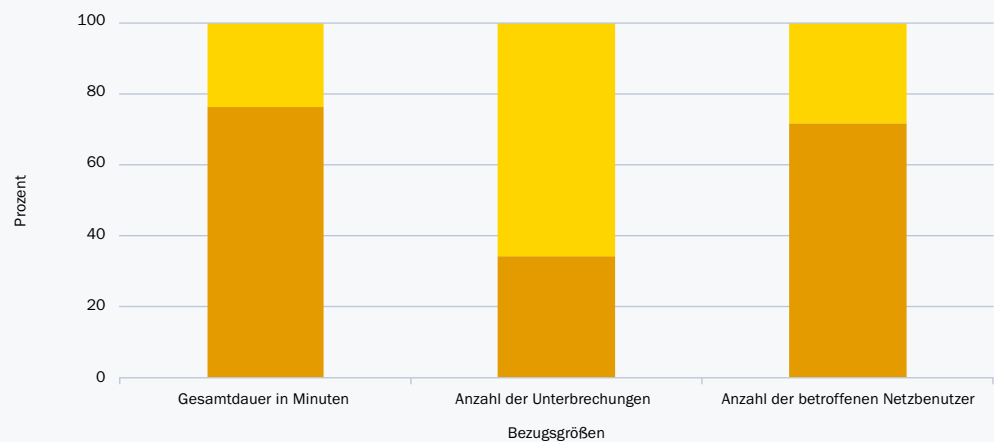


Abbildung 19
 Aufteilung der Gas-Versorgungsunterbrechungen 2022 in geplant und ungeplant nach verschiedenen Bezugsgrößen

Quelle: E-Control

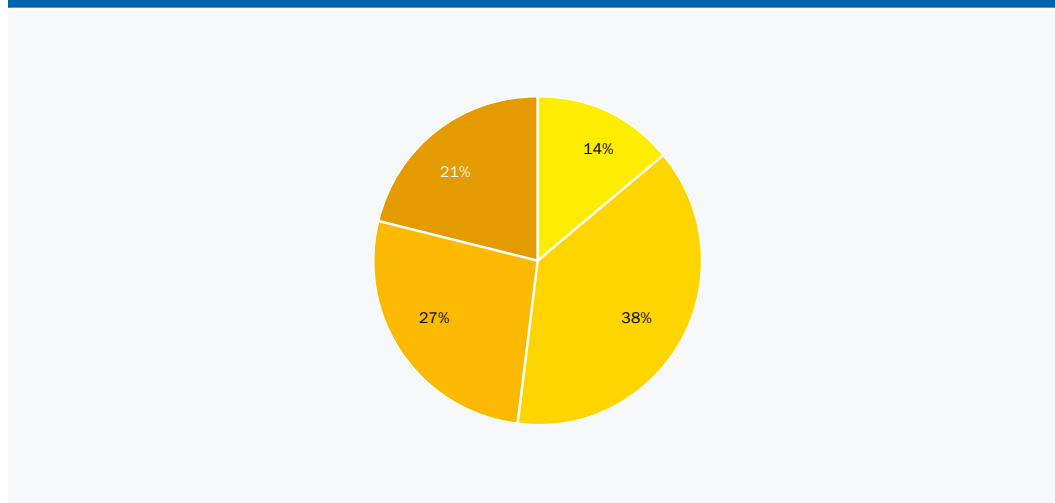
Im Gasbereich wurden der E-Control im Berichtsjahr 2022 insgesamt 3.664 Versorgungsunterbrechungen gemeldet. Wie in Abbildung 18 dargestellt, entfielen davon 1.271 Fälle (rund 35%) auf geplante Versorgungsunterbrechungen und 2.393 bzw. rund 65% auf ungeplante Unterbrechungen.

Abbildung 19 zeigt eine Aufteilung der Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2022 nach unterschiedlichen Bezugsgrößen. Hierbei ist ersichtlich, dass die Dauer geplanter Versorgungsunterbrechungen ohne Gewichtung nach betroffenen Netzbenutzern (d.h. ohne Multiplikation der Unterbrechungsdauer mit der Anzahl der davon betroffenen Netzbenutzer) in etwa 76% der Gesamtdauer aller Versorgungsunterbrechungen ausmacht. In

puncto Unterbrechungsanzahl ändert sich das Verhältnis hingegen, es gab 35% geplante Unterbrechungen und 65% ungeplante Unterbrechungen. Das heißt, es gab im Jahr 2022 weniger geplante als ungeplante Versorgungsunterbrechungen. Allerdings waren die geplanten Unterbrechungen von längerer Dauer. Gleichzeitig geht aus der Abbildung auch hervor, dass mehr Netzbenutzer von einer geplanten als von einer ungeplanten Unterbrechung betroffen waren.

Im Rahmen der Erhebung zur technischen Qualität der Gasnetzdienstleistung wird generell zwischen Ursachen außerhalb und innerhalb des Verteilernetzes unterschieden. Hintergrund dafür ist, dass einem Netzbetreiber nur die Fälle bei der Kennzahlberechnung zu-

AUFTEILUNG DER GAS-VERSORGUNGSUNTERBRECHUNGEN AUF URSACHEN 2022



- Verteilerleitungen mit Fremdverschulden
- Verteilerleitungen ohne Fremdverschulden
- Gastechnische Anlagen im Verteilernetz
- Ursache außerhalb Verteilernetz

Abbildung 20
Aufteilung der Gas-Versorgungsunterbrechungen auf Ursachen 2022

Quelle: E-Control

gerechnet werden sollen, deren Behebung in seinem Einflussbereich liegen. Abbildung 20 zeigt hierzu, dass nur rund 21% der gemeldeten Versorgungsunterbrechungen außerhalb des Verteilernetzes lagen (z.B. eine defekte Gastherme in der Kundenanlage). Unterbrechungen mit Ursache im Verteilernetz teilen sich auf in Ursachen ohne Fremdverschulden zu rund 38% und gastechnische Anlagen im Verteilernetz zu 27%. Ein vergleichsweise geringer Anteil entfällt mit rund 14% auf Ursachen mit Fremdverschulden.

Abbildung 21 stellt die von ungeplanten Unterbrechungen betroffenen Netzbenutzer mit Ursache der Unterbrechung im Verteilergebiet in Relation zur Gesamtanzahl der versorgten Zählpunkte in Österreich dar. Der ursprünglich

rückläufige Trend war in den Jahren 2017 bis 2019 von einem deutlichen Anstieg geprägt. So lag im Jahr 2019 der Wert der von ungeplanten Unterbrechungen betroffenen Netzbenutzer bei 0,54%. Im Jahr 2020 setzte sich dieser Trend jedoch nicht fort. Hier waren lediglich 0,34% der Netzbenutzer von einer ungeplanten Unterbrechung im Verteilergebiet betroffen. Das entspricht einer Verbesserung gegenüber dem Vorjahr von rund 37%. Im Jahr 2021 stagnierte der Wert bei 0,34% und verringerte sich im Jahr 2022 abermals auf 0,31%.

Wichtig ist hierbei anzumerken, dass nur Versorgungsunterbrechungen im Verteilernetz berücksichtigt werden. Nicht berücksichtigt werden beispielsweise Störungen, die bei Gasgeräten aufgetreten sind, welche

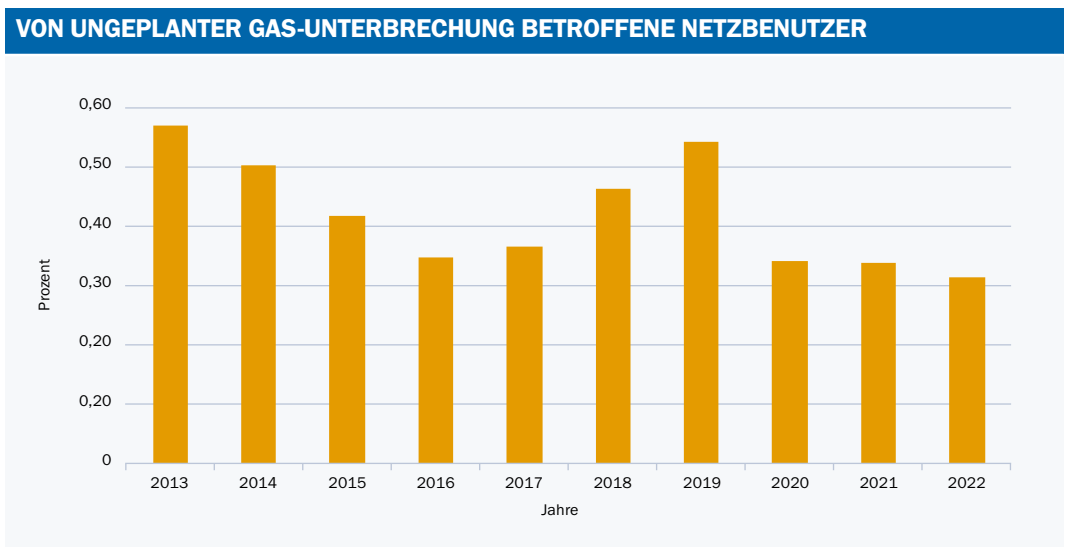


Abbildung 21
Entwicklung der Anzahl von Netzbenutzern, die von ungeplanten Gas-Unterbrechungen mit Ursache im Verteilergebiet betroffen waren, 2013 bis 2022

Quelle: E-Control

in der Wartungsverantwortung des Netzbenutzers liegen (z.B. Gastherme, Gasherd). Zur Berechnung der Summe der Dauer aller ungeplanten Versorgungsunterbrechungen wird die Dauer der jeweiligen Unterbrechung mit der Anzahl der betroffenen Netzbenutzer multipliziert. Dabei ergeben sich auch regionale Unterschiede aufgrund von Bevölkerungsdichte und Gebäudetypen (Einfamilienhaus vs. Wohnhaus). So sind von einer Versorgungsunterbrechung in einer Großstadt in der Regel mehr Netzbenutzer gleichzeitig betroffen als beispielsweise im ländlichen Raum. Zusätzlich ist zu beachten, dass Unterbrechungen, von denen keine Netzbenutzer betroffen waren, bei der Kennzahlberechnung nicht berücksichtigt werden. Etwaige Versorgungsunterbrechungen im Fernleitungsnetz hatten bei der Berechnung der dargestellten Kennzahlen keine Auswirkungen auf das Verteilernetz.

Bei einer detaillierten Betrachtung der Auswertungsergebnisse lassen sich teilweise hohe Kennzahlen bei einzelnen Netzbetreibern erkennen. Diese sind in der Regel durch einen oder mehrere der folgenden Faktoren bedingt:

- > geringe Anzahl an Zählpunkten, wodurch schon wenige Unterbrechungen hohe Auswirkungen bei den Kennzahlen zeigen
- > lange Dauer bei einzelnen oder mehreren Unterbrechungen
- > hohe Anzahl an Netzbenutzern, die von Unterbrechungen betroffen sind. Durch die Multiplikation der betroffenen Netzbenutzer

mit der Dauer der jeweiligen Unterbrechung ergeben sich hierbei hohe Werte.

Insgesamt zeigt die Erhebung, dass Verfügbarkeit und technische Zuverlässigkeit der Gasversorgung nach wie vor auf einem hohen Niveau sind. Weitere Details hierzu sind in der [Ausfalls- und Störungsstatistik Gas 2023](#) (Berichtsjahr 2022) verfügbar.

GASVERSORGUNG UND SPEICHERSTÄNDE IN ÖSTERREICH

Zu Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine am 24. Februar 2022 lag der Speicherstand laut AGSI in Österreich bei 18% und in der EU bei 30%. Dies war im Vergleich zu den Vorjahren deutlich geringer. Grund dafür war zum einen der fehlende wirtschaftliche Anreiz zur Speicherbefüllung für die Speicherkunden (negativer Sommer-Winter-Spread). Zum anderen hatte Gazprom Export die von ihr genutzten Speicher in Österreich (ca. 20 TWh Arbeitsgasvolumen) und in der EU (in Deutschland und in den Niederlanden) in den Sommermonaten 2021 geleert und nicht wieder befüllt. In Österreich blieben dadurch im Winter 2021/22 laut AGSI-Daten ca. 42 TWh Arbeitsgasvolumen ungenutzt. Das sind ca. 44% des gesamten Arbeitsgasvolumens der Speicher in Österreich. Die zu diesem Zeitpunkt gültige rechtliche Regelung konnte eine strategische Nichtnutzung nicht effektiv unterbinden.

In Jahr 2022 wurden daher mehrere Maßnahmen zur Speicherbefüllung ergriffen. Diese

umfassten die Einführung einer strategischen Gasreserve von 20 TWh, die Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten“ Gasmen gen für Verbraucher:innen und die Einführung der Speicherverpflichtung für die Versorger geschützter Kund:innen. Insgesamt konnten mit diesen Maßnahmen bis zum 1. November 2022 ca. 34 TWh eingespeichert werden, die im Notfall österreichischen Endkund:innen zur Verfügung gestanden hätten. Weitere Mengen wurden von ausländischen Speicherkunden eingespeichert. Mitte November 2022 lag der Speicherfüllstand bei 96%.

Was die Quellen des Gases angeht, ist Österreich eines der Länder mit dem höchsten Anteil von russischem Gas an den Gesamtimporten in der EU. Der österreichische Gasgroßhändler OMV Trading schloss 2018 einen Liefervertrag mit Gazprom Export ab, der bis 2040 läuft. Um Anreize für die Diversifizierung zu setzen, wurde ein Diversifizierungsgesetz erlassen. Auf der Basis einer Förderrichtlinie können Unternehmen die Kosten für grenzüberschreitende Importkapazitäten ersetzt bekommen, wenn sie das Gas für österreichische Endkund:innen importieren.

Aufgrund der hohen Nachfrage zur Befüllung der Speicher und der gleichzeitig reduzierten Gasflüsse aus Russland stiegen die Großhandelspreise im Sommer 2022 deutlich an, was sich auch in den Endkundenpreisen niederschlug. Dies und die milden Temperaturen im Winter 2022/23 hatten deutliche Einsparungen im Gasverbrauch zur Folge.

Österreichs Gasversorgung war trotz der deutlichen Verringerung der russischen Gasflüsse nach Europa und der niedrigen Speicherstände zu Beginn des Ukrainekriegs für das Kalenderjahr 2022 und die Winterperiode 2022/23 gesichert. Dies konnte durch erhöhte Gasimporte über Deutschland und Italien erfolgen, auch um die Speicher in Österreich für die kommende Winterperiode zu befüllen.

VORBEREITUNGEN

ENERGIELENKUNG GAS UND STROM

Gemäß Energielenkungsgesetz 2012 ist die E-Control dafür verantwortlich, Lenkungsmaßnahmen zur Sicherstellung der Erdgas- und Stromversorgung vorzubereiten und im Anlassfall zu koordinieren. Allfällige Energielenkungsmaßnahmen werden bei Bedarf durch die jeweilige Energielenkungsmaßnahmen-Verordnung (EnLM-VO) der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Krisenfall erlassen.

In Krisenfällen werden von der E-Control in Zusammenarbeit mit dem BMK und in Abstimmung mit dem Markt- und Verteilergewerkschaftsmanager im Gassektor bzw. Netzbetreibern im Elektrizitätssektor alle erforderlichen Maßnahmen gesetzt, um die Versorgung von Österreichs Endkund:innen bestmöglich zu gewährleisten und den volkswirtschaftlichen Schaden zu minimieren. Die potenziellen Maßnahmen zur Erhöhung des Gasangebots und Senkung des Gasverbrauchs sind beispielhaft in Abbildung 22 dargestellt.

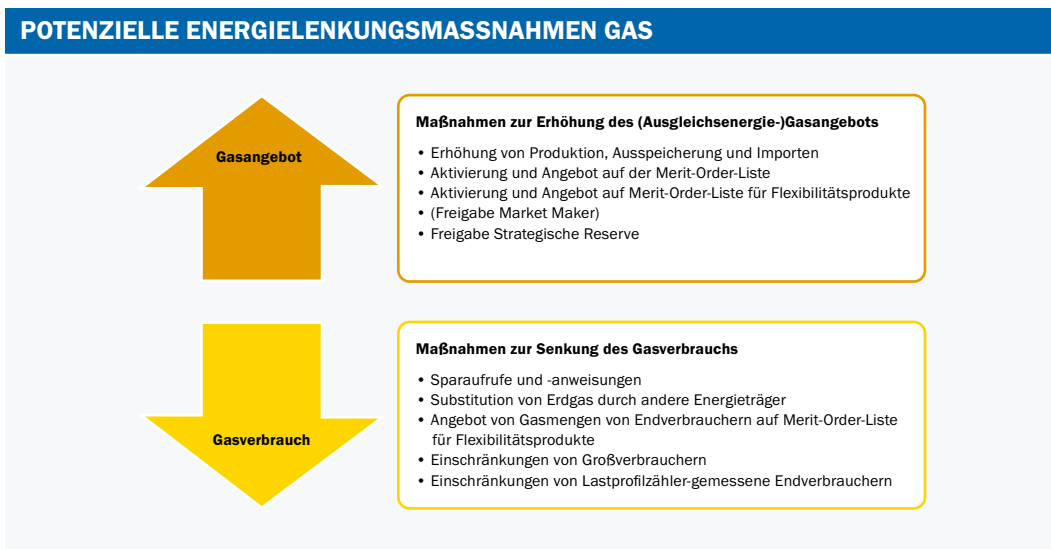


Abbildung 22
Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen Gas

Quelle: E-Control

Im Falle eines Gasengpasses sollen u.a. marktbasierende Maßnahmen zum Einsatz kommen, um die Last auf der Verbrauchsseite zu reduzieren. Über die Flexible Merit Order List (FlexMOL) können Endkund:innen mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 10 MWh/h verfügbare Gasmengen in Form von physikalischer Ausgleichsenergie für die Versorgungssicherheit des Marktgebiets zur Verfügung stellen (d.h. sie senken ihren Verbrauch freiwillig). Dadurch sollen weitergehende, hoheitliche Energielenkungsmaßnahmen (z.B. angeordnete Verbrauchsreduktionen) vermieden werden. Die wesentlichen Schritte zur Nutzung der FlexMOL sind in einem [Leitfaden der E-Control](#) dargestellt.

Sollten marktkonforme Maßnahmen nicht ausreichen, um die Versorgung aller Kund:innen zu gewährleisten, sind hoheitliche Eingriffe in den Bereichen Aufbringung und Verbrauch vorzubereiten bzw. zu koordinieren. Um die Entscheidung über mögliche Einschränkungen möglichst sachgerecht zu treffen, ist eine solide Prognose und Datenbasis notwendig. Die E-Control entwickelte daher einen Maßnahmenrechner, 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 Abschätzung der Notwendigkeit und der Wirkung von Einschränkungen des Gasverbrauchs durchzuführen und somit zwei zentra-

le Fragen zu beantworten: „Sind (hoheitliche) verbrauchseinschränkende Maßnahmen notwendig?“ und wenn ja: „Welche Maßnahmen und in welcher Reihenfolge?“

Um Großabnehmer bestmöglich auf eine Situation mit Einschränkungen vorzubereiten, entwickelte die E-Control außerdem einen [Leitfaden](#), in dem die wichtigsten Schritte im Falle von Einschränkungen des Gasverbrauchs in einem Energielenkungsszenario dargestellt und beschrieben werden. Die Leitfäden und der Maßnahmenrechner zur Abschätzung der Wirkung der Maßnahmen wurden im November 2022 im Rahmen einer [Veranstaltung](#) der E-Control ausführlich und transparent erläutert. Zudem wurden umfangreiche Informationstätigkeiten und Öffentlichkeitsarbeit von Seiten der E-Control durchgeführt. Es wurde auch eine eigene Hotline eingerichtet, über die größere Gasverbraucher:innen Informationen erhalten.

Auch für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung angesichts möglicher Strommangellagen bietet das Energielenkungsgesetz wichtige Instrumente. Vorsorgemaßnahmen können sowohl im Erzeugungsbereich, z.B. mittels Erzeugungsanweisungen an Erzeuger, als auch im Bereich der Elektrizitäts-Endverbraucher:innen, z.B. mit Sparappellen, Kontingentierungen oder regionalen Flächenabschaltungen, getroffen werden. Vor dem Hintergrund des andauernden russischen Angriffskriegs auf die Ukraine wurde dem Themenbereich Energielenkung und Krisen-

vorsorge im Stromsektor auch 2023 erhöhte Aufmerksamkeit gewidmet, auch wenn viele Anstrengungen auf nationaler wie europäischer Ebene dazu führten, dass sich die Stromversorgungslage robuster darstellt als im letzten Jahr.

Zur Sicherstellung einer gesicherten Datenbasis für die Vorbereitung und Durchführung von Lenkungsmaßnahmen zur Krisenvorsorge ist die E-Control gemäß Energielenkungsgesetz 2012 ermächtigt, mittels Energielenkungsdaten-Verordnung die Meldung von Daten im Gas- und Stromsektor in periodischen Abständen anzuordnen. Diese Verordnung wird laufend überarbeitet, um die Informationsgranularität zu verbessern, womit genauere Prognosen und zielgerichtetere Maßnahmen ermittelt werden können.

Ein weiterer wichtiger Punkt in der Krisenvorsorge ist das Erarbeiten von Krisenszenarien und das Beüben der einzelnen Prozesse, besonders im Hinblick auf die Kommunikation der zuständigen Behörden untereinander und mit den relevanten Stakeholdern. Zu diesem Zweck organisiert die E-Control regelmäßig sogenannte Energielenkungsübungen und nimmt selbst an zahlreichen Übungen anderer Behörden und Stakeholder teil.

Auch 2024 wird die laufende Vorbereitung und Weiterentwicklung von Maßnahmen im Fokus stehen, wozu es auch Informationsveranstaltungen für die relevanten Akteure geben wird.

VORAUSSCHAUENDE MAßNAHMEN ZUR STROMVERSORGUNGSSICHERHEIT

Zur Bewertung der Stromversorgungssicherheit wird von der E-Control jährlich ein eigener Bericht erstellt, der sowohl die innerösterreichische Aufbringung hinsichtlich Lastspitze als auch die gesamtenergetische Abdeckung des Stromverbrauchs über einen definierten Zeitraum bewertet. Der Bericht zur [Versorgungssicherheit](#) besteht aus zwei Teilen. Im ersten wird die aktuelle Situation der Versorgung Österreichs dargestellt. Dazu gehören die Beschreibung der zuletzt beobachteten Änderungen im Verbrauch, in den installierten Kraftwerkskapazitäten und in der Lastspitze. Im zweiten Teil werden diese Größen dann für das Jahr 2030 prognostiziert, um eine Aussage treffen zu können, wie die Versorgungssituation in diesem Jahr möglicherweise sein wird.

Nach dem schwachen Corona-Jahr 2020 wurden 2021 in Österreich im Bereich erneuerbarer Stromerzeugung wieder erhebliche Kapazitäten zugebaut. Bei Photovoltaik betrug der Zubau 660 MW (+33%) und bei Windkraft 258 MW (+8%). Die Engpassleistung bei Wasserkraft erhöhte sich hingegen nur um 35 MW, wobei diese fast zur Gänze auf Speicheranlagen zurückzuführen waren. Diesen Zubauten stehen Schließungen von fossilen Kraftwerken in der Höhe von 103 MW und Biomasseanlagen von 25 MW gegenüber. Die gesamte installierte Leistung 2021 betrug 24.084 MW. Besonders wichtig ist die frei einsetzbare flexible Leistung, welche 10.547 MW betrug

(Gaskraftwerke und Speicherkraftwerke). Der elektrische Endverbrauch im Jahr 2021 betrug laut Energiebilanz 64,4 TWh, wovon 31,5% auf Haushalte entfielen. Die für die Versorgungssicherheit besonders wichtige Lastspitze in der Regelzone betrug 10.415 MW (ohne Pumpeneinsatz), während der Winterdurchschnitt bei 7.656 MW (ohne Pumpeneinsatz) lag. Energetisch war Österreich 2021 in 14 Wochen des Jahres Nettoexporteur. Durch die anhaltende Trockenheit reduzierte sich die Anzahl der Exportwochen im Jahr 2022 allerdings auf lediglich 7.

Im Rahmen der Vorausschau für das Jahr 2030 wird eine installierte Kraftwerkskapazität von 40.235 MW angenommen. Anhand einer probabilistischen Lastdeckungssimulation durch heimische Kraftwerke wurde eine Unterdeckungswahrscheinlichkeit von 0,001% je Stunde ermittelt, dies entspricht einer Erwartung von 0,11 Unterdeckungsstunden im Jahr 2030. In dieser Simulation werden jedoch weder nachfrageseitige noch marktliche Flexibilitäten durch grenzüberschreitenden Handel berücksichtigt. Energetisch wird ein elektrischer Endverbrauch von 72,1 TWh bzw. ein Gesamtbedarf von 85,1 TWh für 2030 prognostiziert, der auch durch heimische Erzeugung gedeckt werden kann.

Gemäß § 88a EIWOG hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie in Abstimmung mit der E-Control und dem Regelzonenführer eine Versorgungssicherheitsstra-

ategie im Elektrizitätsbereich zu erstellen. Ziel der Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie ist es, Handlungsfelder zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei gleichzeitig sinkender Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu erarbeiten. Auf diese Weise soll eine wirksame Gestaltung der Stromversorgungssicherheit sowie die Prävention von Versorgungskrisen sichergestellt werden. Die E-Control hat im letzten Jahr aktiv im Rahmen einer Arbeitsgruppe an der Ausarbeitung der Themen für die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie mitgewirkt. Dabei wurde das Know-how der E-Control für den Wissensaustausch und zur Qualitätssicherung herangezogen.

Entsprechend der Strom-Verordnung 2019/943 aus dem Clean Energy Package wurde auf der europäischen Ebene die gemeinsame Beurteilung der Versorgungssicherheit in Bezug auf gesicherte Bedarfsdeckung (European Resource Adequacy Assessment, ERAA) etabliert. Die entsprechende EU-weite Methode wurde von ACER bereits genehmigt. Ein jährliches europäisches Assessment, durchgeführt von ENTSO-E, findet seit 2021 statt. Dabei soll ENTSO-E die Umsetzung der ERAA-Methode gemäß der [ERAA Methodology Implementation Roadmap](#) jedes Jahr verbessert fortsetzen. Bis dato gelang es ENTSO-E nicht, ein Assessment vollständig im Einklang mit der geforderten ACER-Methodik zu implementieren. Aus diesem Grund wurde bis heute keine Genehmigung eines ERAA-Berichts

seitens ACER erlassen. Die E-Control war 2023 sehr aktiv an der Verbesserung der Implementierung der ERAA-Methodik durch intensiven Austausch mit ACER und APG involviert, um für Österreich eine gute Ausgangsbasis für mögliche nationale Analysen sicherzustellen.

Damit nationale Spezifika im Rahmen eines Adequacy Assessment besser erfasst werden, wurde auf Basis des ERAA auch die nationale Beurteilung der langfristigen Versorgungssicherheit im Rahmen eines nationalen Resource Adequacy Assessment (NRAA) etabliert. Das Durchführen des NRAA wurde als wichtige Maßnahme in der Versorgungssicherheitsstrategie verankert. Im NRAA werden nationale Spezifika entweder modellierungstechnisch oder über Szenarien erfasst. Im Jahr 2023 wurde der Rahmen für das Aufsetzen eines ersten nationalen Assessments für Österreich zwischen APG, E-Control und BMK diskutiert. Die E-Control hatte hierbei eine aktive Rolle inne und hofft auf eine erfolgreiche Umsetzung des nationalen Assessments im Jahr 2024.

Das erforderliche Maß der sicheren Stromversorgung wird über den Zuverlässigkeitsstandard ausgedrückt. Dieser dient unter anderem auch zur Einordnung der Adequacy-Ergebnisse, ob weitere Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind. Gemäß Artikel 25 der EU-Gasverordnung wird der Zuverlässigkeitsstandard vom Mitgliedstaat auf Vorschlag der Re-

gulierungsbehörde festgelegt. Der Vorschlag der Regulierungsbehörde ist anhand des ökonomischen Wertes zur Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load, VoLL) und der Kosten des günstigsten Marktzutritts zur Sicherstellung von zusätzlichen Kapazitäten (Cost of New Entry, CoNE) zu bestimmen. Die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards sowie die Bestimmung von VoLL und CoNE sind gemäß der von ACER genehmigten Methode durchzuführen. Die E-Control traf 2023 alle notwendigen Vorarbeiten zur Durchführung des Projekts zur Ermittlung der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung und der Kosten des günstigsten Markteintritts. Für 2024 plant die E-Control die Durchführung beider Projekte und die finale Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards.

EINHALTUNG DES VERSORGUNGSSTANDARDS GAS

Jedes Jahr erhebt die E-Control die Einhaltung des Versorgungsstandards gemäß EU-Versorgungssicherheitsverordnung. Die europäische Vorgabe ist in § 121 Abs 5 GWG 2011 abgebildet. Der Versorgungsstandard soll sicherstellen, dass österreichische Versorger von geschützten Kund:innen ausreichende Gasmengen vorhalten, um mit extremen Temperaturen, einer außergewöhnlich hohen Gasnachfrage oder dem Ausfall der größten Gasinfrastruktur zurechtkommen. Um den Standard zu erfüllen, muss die Versorgung in jeder der drei folgenden Situationen sichergestellt sein:

- 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

Aufgrund potenzieller Liefereinschränkungen oder Unterbrechungen politischer Natur wurde die Erhebung mehrmals verschärft. Insbesondere kann die Vorhaltung für den Ausfall der größten Gasinfrastruktur nun nur mehr über Speicherverträge nachgewiesen werden und der Begriff der geschützten Kund:innen wurde neben Haushalten auf grundlegende soziale Dienste und Fernwärmeanlagen ausgeweitet. Die dafür notwendigen gesetzlichen Anpassungen im GWG 2011 beinhalteten eine umfassende Änderung der Pflichten von Versorgern (§ 121 Abs 5 GWG 2011) sowie eine neue Verordnungskompetenz für die E-Control:

- > Die Erfüllung von Fall C ist durch Vorlage von Speichernutzungsverträgen und durch einen Nachweis der Befüllung der Speicher gegenüber der E-Control zu belegen.
- > Der Nachweis kann auch durch den jeweiligen Vorlieferanten erbracht werden.

- > Betreiber von Fernwärmeanlagen haben die zur Berechnung des vom Versorger einzuhaltenden Versorgungsstandards notwendigen Daten auf Anfrage an diesen zu übermitteln. Betreiber von Fernwärmenetzen können die Berechnungen auf Ebene des Gesamtnetzes anstellen und die benötigte Wärmemenge für den Versorgungsstandard den Fernwärmeanlagen zuteilen.
- > Die Regulierungsbehörde kann durch Verordnung nähere Bestimmungen zur Durchführung der Überprüfung, zu den Erhebungsmodalitäten und zur Art der erforderlichen Nachweise erlassen.

Am 22. Mai 2023 erließ der Vorstand der E-Control die entsprechende Gasversorgungsstandard-Verordnung. Speziell ist dort festgelegt, dass die Zählpunkte anzugeben sind, dass Fernwärmeanlagen melden müssen, wie viel Gas in den Vorjahresmonaten in Form von Wärme an geschützte Fernwärmekund:innen geliefert wurde, und dass das kurzfristige Substitutionspotenzial offenzulegen ist. Außerdem ist geregelt, mit welcher Art von Verträgen die Nachweise erbracht werden können.

Bei der Erhebung zur Erfüllung des Versorgungsstandards der E-Control im Jahr 2023 waren 45 Versorger geschützter Kund:innen (Haushalte, grundlegende soziale Dienste und/oder Fernwärmeanlagen) zur Teilnahme verpflichtet. Als Ergebnis der Erhebung konnte festgestellt werden, dass kumuliert über alle österreichischen Versorger die einge-

speicherten Gasmengen für die Erfüllung des Falles C (Deckungsgrad von mindestens 165% über alle Wintermonate) ausreichend für die Gewährleistung der Versorgung sind.

GASVERSORGUNG WINTER 2023/2024

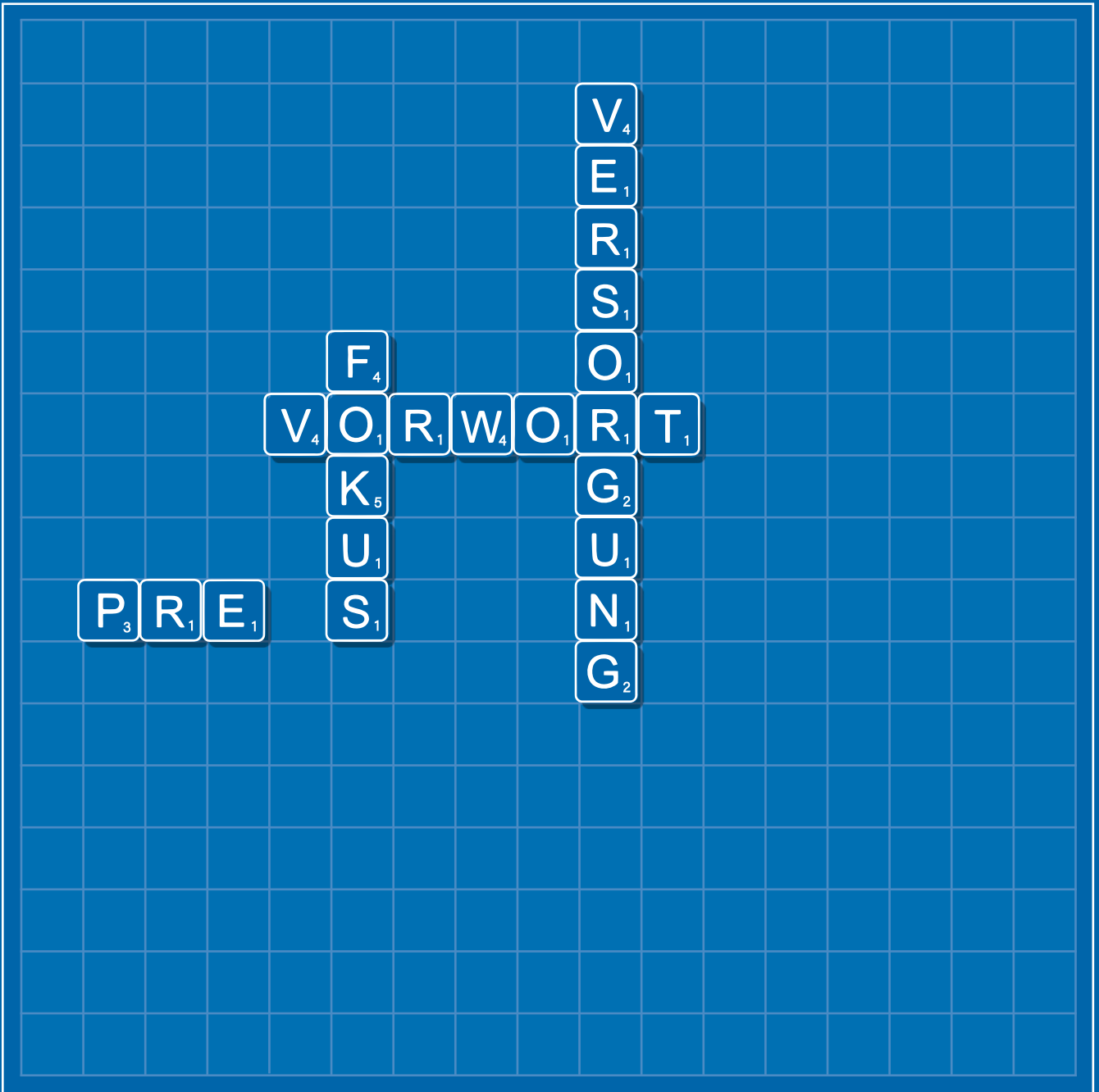
Mit Ende 2023 ist die österreichische Gasversorgung für die verbleibende Winterperiode 2023/2024 bei einer gleichbleibenden Situation (weiterhin Gasflüsse aus dem Osten, zumindest in einem Ausmaß, das jenem des vergangenen Winters entspricht) gewährleistet. Die Ende November 2023 in österreichischen Gasspeichern eingelagerten Gasmengen entsprachen einem vergleichsweise hohen Füllstand von 99%. Ein Großteil dieser Speichermengen kann österreichischen Speicherkunden zugeordnet werden. Durch den Anschluss des Speichers Haidach an das Fernleitungs- und Verteilernetz ab dem 2. Quartal 2024 kann dieser Speicher zukünftig auch für die direkte Ausspeisung ins Marktgebiet Ost genutzt werden.

Bei einer Verschlechterung der Aufbringungssituation von Gasmengen in Österreich, etwa durch den kompletten Ausfall der Gasflüsse aus dem Osten, wäre die Versorgungssituation neu zu bewerten. In einer Bewertung zu berücksichtigen ist, dass die Leitungskapazitäten für den Import über andere Routen verfügbar und gebucht sein müssen. Im Notfall müssen sie genutzt werden können, und die Speicher müssen nach der Winterperiode 2023/2024 wieder befüllt werden. Je nach

Szenario können Verbrauchseinsparungen und die Notwendigkeit von Verbrauchseinsparungen nicht ausgeschlossen werden.

Umso wichtiger sind nach wie vor Energieeinsparungen und die nachhaltige Diversifizie-

rung der Gasbezugsquellen ([s. Seite 47](#)). Ausbauten der Gasinfrastruktur, die diese Ziele unterstützten (WAG Teilloop), genehmigte die Regulierungsbehörde im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 im Mai 2023.



PREIS- ENTWICKLUNGEN

*Rückgang der Preise im Großhandel
und für Haushalte*



PREISENTWICKLUNGEN

Ausgehend von einem hohen Niveau 2022 entspannten sich die kurzfristigen Großhandelspreise für Strom und für Gas 2023 wieder deutlich. Gegen Jahresende näherten sich auch die Preise des Terminhandels jenen des Spothandels an, was auf stabile Erwartungen des Marktes hindeutet.

Auf dem Haushaltsmarkt war der Aufschlag von Bestands- zu Neuverträgen im Herbst 2022 am höchsten und seither wieder im Sinken begriffen. Außerdem hatten die diversen staatlichen Unterstützungsmaßnahmen eine erhebliche kostensenkende Wirkung für Haushalte.

Großhandelspreise Strom

Nach den außergewöhnlichen Preisausschlägen des Krisenjahres 2022 waren die börslichen Strompreise zu Beginn des Jahres 2023 noch immer höher als der mehrjährige Durchschnitt. Nachdem weder eine potenzielle Gas-mangellage noch eingeschränkte europäische Stromerzeugungskapazitäten im befürchteten Ausmaß auftraten, entspannten sich die Preise ab Jahresbeginn allerdings deutlich. Die durchschnittlichen Day-ahead-Preise der grenzüberschreitenden Marktkopplungsauktion in der Höhe von 145 €/MWh im Jänner und Februar 2023 bedeuteten erstmalig ein Preisniveau unter den Vergleichswerten vor Beginn des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. In weiterer Folge stand der österreichische Stromgroßhandel ganz im Zeichen der preislichen Konsolidierung ([s. Abbildung 23](#)), die nicht zuletzt auch durch hohe Erzeugung aus erneuerbaren Quellen (insbesondere Wasserkraft) gestützt wurde. Demgemäß sanken die Day-ahead-Preise in den Folge-monaten auf einen Durchschnittswert von 82 €/MWh im Mai 2023 (im Vergleich zu

185 €/MWh im Mai 2022). Im Juni kam es schließlich zu einer gewissen Trendwende und die mittleren Spotmarktpreise stiegen auf 95 €/MWh. Dieser Anstieg war auch auf erhöhten Preisdruck durch CO₂-Zertifikate bei thermischen Erzeugungsanlagen zurückzuführen. Im darauffolgenden stabilen Markt-umfeld rangierten die durchschnittlichen Spotmarktpreise während der Sommermonate bei etwa 90 €/MWh (im Vergleich zu über 400 €/MWh im Jahr zuvor).

Neben dem deutlich niedrigeren Preisniveau im Vergleich zum Vorjahr kam es im Spothandel auch immer wieder zu negativen Preisen. Gerade im österreichischen Marktgebiet, das durch erhebliche Speicherkapazitäten charakterisiert ist, waren derartige Marktergebnisse bisher äußerst selten. Vornehmlich in den Sommermonaten trat das Phänomen der negativen Preise allerdings häufiger auf. In einzelnen Stunden mit Überangebot durch Stromeinspeisung aus dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugung und unflexibler

PREISENTWICKLUNG IM ÖSTERREICHISCHEN STROMGROSSHANDEL

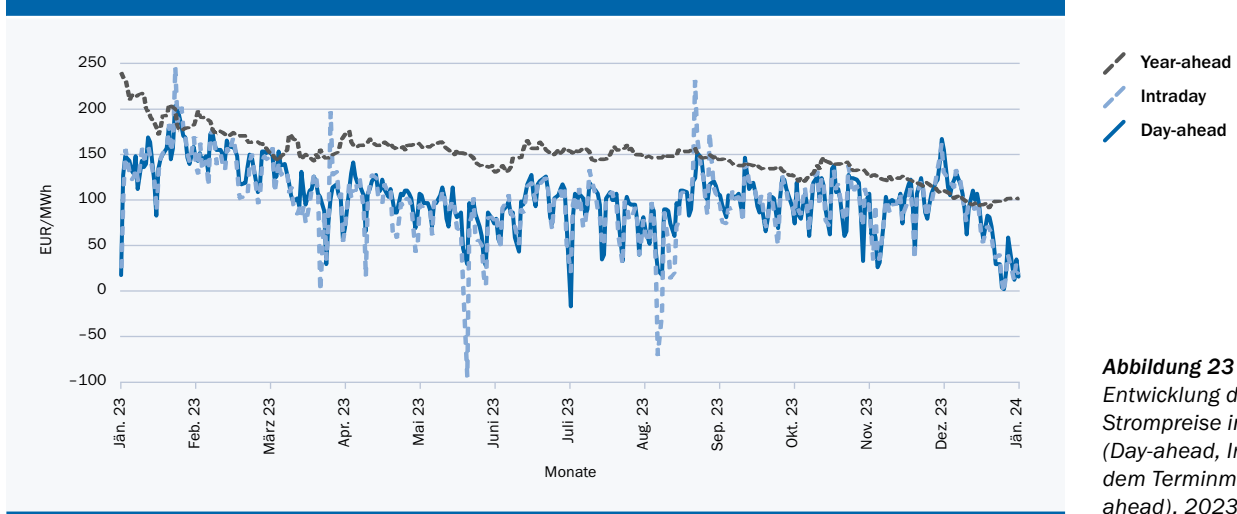


Abbildung 23
Entwicklung der börslichen Strompreise im Spotmarkt (Day-ahead, Intraday) und dem Terminmarkt (Year-ahead), 2023

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

Bandstromerzeugung wurden Abnehmer für den Strombezug bezahlt. Derartige Situationen häuften sich vor allem an Wochenenden mit entsprechend geringer Nachfrage. Eine besonders ausgeprägte Überangebotssituation ereignete sich am 2. Juli 2023. An diesem Sonntag kam es zu negativen Day-ahead-Preisen in dreizehn aufeinanderfolgenden Stunden (04:00–17:00), in der Lieferstunde 14:00–15:00 wurde sogar der Minimalpreis der Marktkopplungsauktion in der Höhe von -500 €/MWh erreicht.

In diesem Zusammenhang ist auch zu erwähnen, dass es durch die stetig steigenden Anteile dargebotsabhängiger Erzeugung immer wieder zu erheblichen Preisunterschieden in

den unterschiedlichen Spothandelssegmenten (Day-ahead, Intraday) kam. Etwaige Prognosefehler der erwarteten Erzeugung am Vortag führen zu Handelsnotwendigkeiten im Fließhandel des Intraday-Marktes mit entsprechenden preislichen Abweichungen zu den Day-ahead-Ergebnissen. Diese Abweichungen traten situationsabhängig in positiver wie negativer Richtung auf. Im Rahmen des Spothandels kam es zudem zu weiteren Liquiditätsverlagerungen. Obwohl der Day-ahead-Handel weiterhin die höchste Liquidität des börslichen Spothandels aufweist, steigen die Handelsvolumina im Intraday-Segment Jahr für Jahr an.

Die insgesamt erheblichen Preisrückgänge im Jahr 2023 waren auch mit gewissen Risiken

verbunden. Lieferanten und Handelsunternehmen, die im vorangegangenen Krisenjahr zu sehr hohen Preisen Long-Positionen zur Preisfixierung gebildet hatten, hatten erhöhte Beschaffungskosten und waren auch besonderen Liquiditätsrisiken ausgesetzt (hier wiederholte sich die Problematik des Spätsommers 2022 mit umgekehrten Vorzeichen).

Im Herbst zeichneten die marktlichen Fundamentaldaten aus preislicher Sicht ein beruhigendes Bild für den bevorstehenden Winter. Angebotsseitig bildeten ausreichendes Wasserdargebot und hohe Speicherstände eine solide Basis. Nachfrageseitig wirkten milde Temperaturen und schwache Konjunkturdaten preisdämpfend. Gleichzeitig kam es aber auch zu neuen Unsicherheiten mit entsprechender Preisrelevanz. Die Meldung eines plötzlich aufgetretenen Gaslecks an der Offshore-Pipeline „Baltic Connector“ nährte die Angst vor potenziellen Sabotageakten an der Energieinfrastruktur vor Beginn der Heizperiode. Weiters führte der Krieg in Gaza beginnend mit dem Anschlag der Hamas auf Israel zu Korrekturen auf den Brennstoffmärkten. Die daraus resultierenden Preiseffekte waren jedoch kurzfristiger Natur. Die Monate Oktober und November waren zudem von überdurchschnittlicher erneuerbarer Erzeugung geprägt, welche trotz wirkender Saisonfaktoren ein mittleres Preisniveau von unter 95 €/MWh ermöglichte. Kälte und massive Windflauten führten Anfang Dezember zu einem deutlichen Preisanstieg, der allerdings nur von kurzer Dauer war. In der zweiten De-

zemberhälfte brachen die Spotmarktpreise wieder ein. Insgesamt ergab sich im Dezember ein mittlerer Day-ahead-Preis von 73 €/MWh. Der Gesamtjahresdurchschnitt 2023 lag schließlich bei 102 €/MWh (im Vergleich zu 261 €/MWh im Jahr 2022).

Im Vergleich zum Preisabschwung im Spothandel zeigten sich die Terminmärkte deutlich stabiler. Verträge für Bandstromlieferungen (Base) für das kommende Jahr (Year-ahead) notierten stets deutlich über den Spotmarktergebnissen. Dies kann als Indiz für die vorherrschende Unsicherheit in Bezug auf die Bepreisung langfristiger Verträge interpretiert werden. Gegen Ende des Jahres gaben aber auch die Preise im Terminhandel deutlich nach. Die österreichischen Base-Kontrakte für das Gesamtjahr 2024 wurden im Dezember 2023 bei durchschnittlich 99 €/MWh gehandelt. Dies entspricht dem durchschnittlichen Day-ahead-Preis im Jahr 2023, die Marktakteure erwarten folglich eine Seitwärtsbewegung im Jahr 2024.

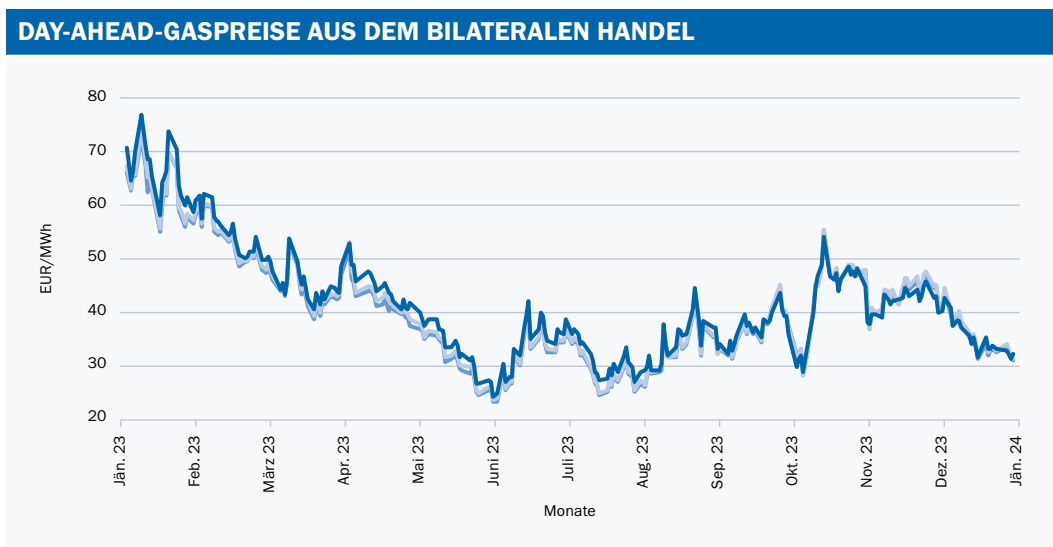
Die Preisentwicklungen auf dem Strom-Großhandelsmarkt aus europäischer Sicht werden im [ACER Wholesale Electricity Market Monitoring Report für 2022](#) beleuchtet. Zur Erhaltung einer stabilen Netzfrequenz werden Energie und Leistung auf dem Regelreservemarkt behandelt bzw. vom Regelzonenführer beschafft. Details zur Funktionsweise und zur Preisentwicklung auf dem Regelreservemarkt sind auf [Seite 145](#) dargestellt.

Großhandelspreise Gas

Die vergangenen zwei Jahre verdeutlichten den Einfluss geopolitischer Entwicklungen auf die Gasmärkte (s. auch den [ACER-CEER Annual Report on European Gas Market Trends and Price Drivers Volume](#)). Nach den Turbulenzen 2022, welche maßgeblich auf den Beginn des russischen Angriffskriegs in der Ukraine zurückzuführen sind, war 2023 eine Entspannung am Gasgroßhandelsmarkt zu erkennen. Demnach lagen die Day-ahead-Preise am CEGH im Monatsdurchschnitt seit Juli 2023 unter den jeweiligen Monatsmittelwerten der letzten beiden Jahre. Insgesamt lagen die Day-ahead-Preise am CEGH 2023 durchschnittlich bei 41,82 €/MWh und somit um 67% niedriger als im Vorjahr.

Der Maximalpreis im Jahr 2023 wurde am 9. Jänner mit 76,86 €/MWh erreicht. Der niedrigste Preis des Jahres wurde am 1. Juni mit 24,31 €/MWh am CEGH beobachtet.

Die Preise am virtuellen Handelspunkt in Österreich verliefen 2023 weitestgehend im Gleichklang mit dem deutschen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) und dem liquidesten Hub in Europa, dem TTF in den Niederlanden (s. Abbildung 24). Im Jahresmittel kam für das Day-ahead-Produkt auf dem OTC-Markt am CEGH ein Aufpreis von 1,40 €/MWh zum niederländischen TTF zustande. Dies ist eine Verringerung des Preisaufschlages um 54% im Vergleich zu 2022.



— CEGH Day-ahead
 — THE Day-ahead
 — TTF Day-ahead

Abbildung 24
 Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel

Quelle: ICIS Heren

Auch der Preisaufschlag von 0,94 €/MWh zum deutschen THE verringerte sich im Vergleich zum Vorjahr (-65%).

Die Veränderung der Gasflüsse aus Russland wirkte sich direkt auf die Rolle Österreichs für den Gastransit aus. Verdeutlicht wird dies bei der Betrachtung der Gasflüsse von und nach Italien. Der italienische Markt stellte seine Versorgung um und reduzierte die Gasbezugs-mengen aus Russland. Die italienische Gasversorgung stützt sich nunmehr auf Flüssigerdgas (LNG) und Verträge mit Algerien, Aserbaidschan und Libyen, wodurch die Route über Österreich jetzt einen geringeren Stellenwert einnimmt. In Zeiten geringer Nachfrage im italienischen Markt werden nun größere Mengen nach Österreich und teilweise weiter

nach Deutschland exportiert. Im Jahr 2022 mussten für das Day-ahead-Produkt am CEGH rund 0,06 €/MWh mehr gezahlt werden als für das Produktäquivalent auf dem italienischen Markt (PSV). Dies kehrte sich im Kalenderjahr 2023 um, wonach besagtes Produkt für den Lieferort Österreich (CEGH) durchschnittlich um 1,06 €/MWh preiswerter war als im italienischen Markt.

Die Gasspeicher in ganz Europa und auch in Österreich waren mit Beginn der Heizsaison des Winters 2023/2024 gut gefüllt. So verzeichneten die österreichischen Gasspeicher mit 14. November 2023 einen Speicherstand von 99,49%. Neben der Gasnachfrage zur Deckung des Heizbedarfs beeinflusst auch die Preisdifferenz zwischen Produkten mit

LANGFRISTIGE GASPRISE FÜR LIEFERORT ÖSTERREICH

- CEGH 2024
- CEGH Q1 2024
- CEGH 2025

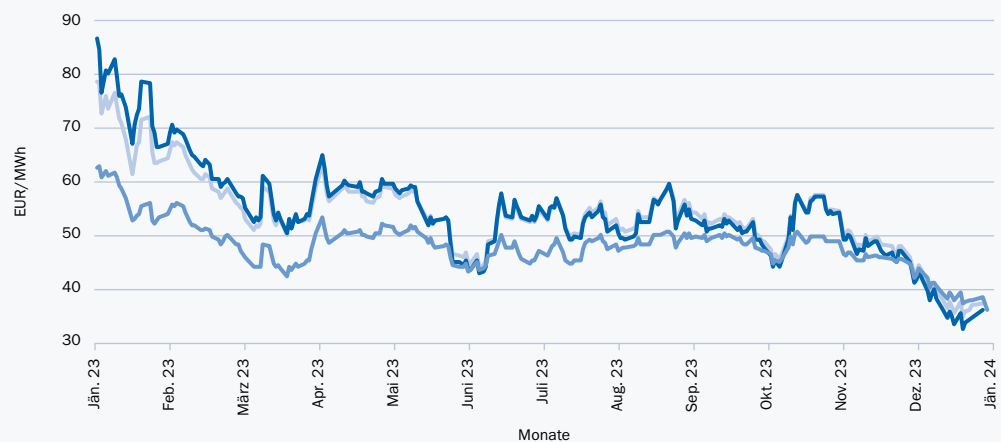


Abbildung 25
Langfristige Gaspreise für Lieferort Österreich

Quelle: EEX, Berechnungen E-Control

zeitnaher Lieferung (Spotmarkt) und Produkten mit Lieferung weiter in der Zukunft (Terminmarkt) die Entnahmen aus dem Speicher. Im Oktober 2023 waren die kurzfristigen Day-ahead-Preise im Durchschnitt um 9,56 €/MWh günstiger als das Saisonprodukt Sommer 2024 und 4,14 €/MWh günstiger als das rollierende Month-ahead-Produkt. Wenn kurzfristige Produkte günstiger sind als Produkte mit einem Lieferdatum weiter in der Zukunft (Month-ahead, Season-ahead etc.), hat das einen bremsenden Effekt auf Entnahmen aus den Gasspeichern. In so einer Preissituation entscheiden sich Marktteilnehmer mit Gas im Speicher potenziell eher dafür, dieses nicht auszuspeichern. Stattdessen hoffen sie, das Gas in der Zukunft zu höheren Preisen verkaufen zu können. Der durchschnittliche Preis für das Lieferjahr 2024 (Year-ahead) in der gesamten Handelsperiode 2023 lag bei 53,86 €/MWh ([s. Abbildung 25](#)).

Ein Einflussfaktor für den europäischen Gasmarkt im kommenden Kalenderjahr könnte der auslaufende Transportvertrag zwischen dem russischen Staatskonzern Gazprom und der Ukraine über den Transit von russischem Erdgas sein. Dieser endet mit 31. Dezember 2024. Er ist die zentrale rechtliche Grundlage für die ukrainischen Durchleitungen aus Russland nach Österreich und in zahlreiche Länder Ost- und Südosteuropas. Ob die Gazprom mittels Auktionen, wie es in Europa üblich ist, kurzfristig Kapazitäten beim ukrainischen Gasnetzbetreiber zum Transport buchen kann, muss noch geprüft werden.

Die am österreichischen CEGH gehandelten Mengen kurz- und langfristiger Produkte sanken im Handelsjahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr leicht. Die Mengenreduktion betraf sowohl die außerhalb der Börse gehandelten Mengen (Over-The-Counter), welche nach wie vor mehr als 50% der gesamt gehandelten Mengen für den österreichischen CEGH ausmachen, als auch die börslich gehandelten Mengen. Der Trend, mehr an der Börse und vermehrt langfristige Terminmarktprodukte zu handeln, war in den vergangenen beiden Jahren ein Resultat aus den gestiegenen Großhandelspreisen. Im Handelsjahr 2023 war das Großhandelspreisniveau niedriger als in den vergangenen beiden Jahren und folglich sank auch das über die Börse gehandelte Handelsvolumen.

Die Kohlepreise (Rotterdam) sanken im Handelsjahr 2023 um 45% im Vergleich zum Vorjahr. Im Durchschnitt lag der Preis für die Lieferung im Kalenderjahr 2024 (Year-ahead) bei 117,05 €/t. Der Kohlepreis für das Year-ahead Produkt erreichte am 19. Jänner 2023 mit 164,54 €/t den Höchstwert des Jahres. Am 16. Mai 2023 fiel der Kohlepreis erstmalig seit 18. Februar 2022 wieder unter 100 €/t. Dies ging auch auf die gesunkene Nachfrage nach Kohlestrom zurück. Durch die niedrigeren Gaspreise wurde die Stromerzeugung mittels Gaskraftwerken wieder profitabler als die Kohleerzeugung. Gaskraftwerke emittieren weniger CO₂, weshalb weniger Emissionszertifikate benötigt werden. Damit sind auch die Betriebskosten für die Stromerzeugung aus Gas geringer.

Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der langfristigen Preise für Gas, CO₂-Emissionen, Öl und Kohle. Die Preise für die Rohölsorte Brent folgten im Handelsjahr 2023 einer sinkenden Preistendenz. Der Month-ahead-Preis lag im Jahresdurchschnitt bei 75,94 €/barrel und somit um 19% niedriger als im Handelsjahr 2022. Der Maximalpreis für dieses Produkt war am 31. Oktober 2023 mit 97,31 €/barrel erreicht. Einflussfaktoren waren geopolitische Ereignisse (beginnend mit dem Anschlag der Hamas auf Israel), Produktionsentscheidungen der OPEC, generell die Angebots- und Nachfragesituation (z.B. in China als großem Rohölimporteur), aber auch andere wirtschaftliche Indikatoren (US-Dollarkurs etc.).

Verursacher von Emissionen, beispielsweise Stromerzeuger oder die energieintensive Industrie, mussten im Jahr 2023 durchschnittlich 85,54 €/t CO₂ zahlen. Der Höchstpreis im Handelsjahr lag bei 100,34 €/t und wurde am 21. Februar für das Produkt Mid-December 2023 erreicht. Mit der temporär gesunkenen Nachfrage nach Emissionszertifikaten im vierten Quartal 2023 sanken auch die Preise.

Im Dezember 2022 wurde vereinbart, das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) auf die Schifffahrtsindustrie auszuweiten, und diese Vereinbarung wurde im Mai 2023 formell angenommen. Die Einbeziehung dieses weiteren Sektors mit 1. Jänner 2024 in das EU-ETS könnte zu einem preistreibenden Faktor werden, da die Nachfrage steigt.

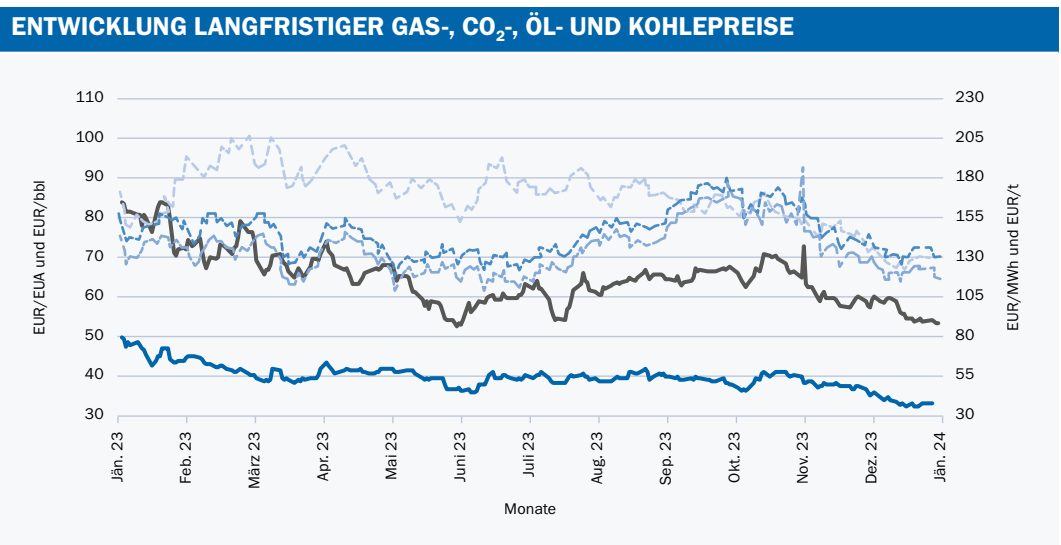


Abbildung 26
Entwicklung langfristiger
Gas-, CO₂-, Öl- und
Kohlepreise

Quelle: ICIS Heren, ICE, CME, EEX

Was LNG angeht, verfügt Österreich selbst zwar über kein Terminal, wird jedoch durch die Preisentwicklungen auf liquideren europäischen Märkten beeinflusst. Als Beispiel seien die Preise am niederländischen TTF zu nennen, welche in den vergangenen Jahren zunehmend auf die LNG-Angebotssituation reagierten.

Verflüssigtes Erdgas wird hauptsächlich bilateral gehandelt, wobei auch immer mehr Börsen LNG-Produkte in ihr Produktportfolio aufnehmen. Die Verträge können kurz vor der Lieferung (Spot) oder auch über die Lieferung weiter in der Zukunft (Long-term) abgeschlossen werden. Manche Verträge sind derart flexibel gestaltet, dass LNG-Schiffe, abhängig von gebotenen Preisen, ihren Kurs bzw. Ziel-

hafen spontan ändern können. LNG-Verträge können einen fix vereinbarten Preis vorsehen, können jedoch 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 Spot-Produkten in Europa weitverbreitet.

Im Jahresdurchschnitt lag der Preis für den East Asian Index (EAX) bei 44,8 €/MWh (Two-month-ahead-Produkt). Dies entspricht einer Veränderung zum Vorjahr um -61%. Etwas niedriger lagen das Preisniveau der LNG-Indizes von ICIS für Nordwest Europa (NEX)

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



Quelle: ICIS Heren

Abbildung 27
Entwicklung langfristiger Preise für LNG per EAX, NEX und IBX sowie am TTF

40,65 €/MWh und der iberische Index (IBX) 39,58 €/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 43,04 €/MWh. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einer Reduktion von 69%. Die Preise verlaufen weitestgehend im Gleichklang, wobei der TTF-Preis im Jahresdurchschnitt etwas niedriger war als der EAX-Index (s. [Abbildung 27](#)).

AUSGLEICHSENERGIE GAS

Bis zum Inkrafttreten der GMMO-VO 2020 am 1. Oktober 2022 wurde die Ausgleichsenergiebewirtschaftung für das Fernleitungs- und das Verteilergelände getrennt durchgeführt. Seither wird die Tagesbilanzierung von Fern-

leitungs- und Verteilernetz integriert gehandhabt. Es gelten also einheitliche Regeln für sämtliche Ein- und Ausspeisepunkte und eine einzige Ausgleichsenergiebewirtschaftung für Markt- und Verteilergelände durch den Markt- und Verteilergeländesmanager AGGM in Kooperation mit den Bilanzierungsstellen.

Der Trend zur tendenziellen Überlieferung der Bilanzgruppen im Marktgelände Ost setzte sich auch in der integrierten Ausgleichsenergiebewirtschaftung ab Oktober 2022 deutlich fort. Im Jänner 2023 nahm die Überlieferung weiter zu, bevor sie ab Februar wieder fiel (s. [Abbildung 28](#)). Die Überlieferung ist nicht auf Effekte der integrierten Ausgleichsenergiebewirtschaftung zurückzuführen. Vielmehr ging der Gasverbrauch als Reaktion auf den

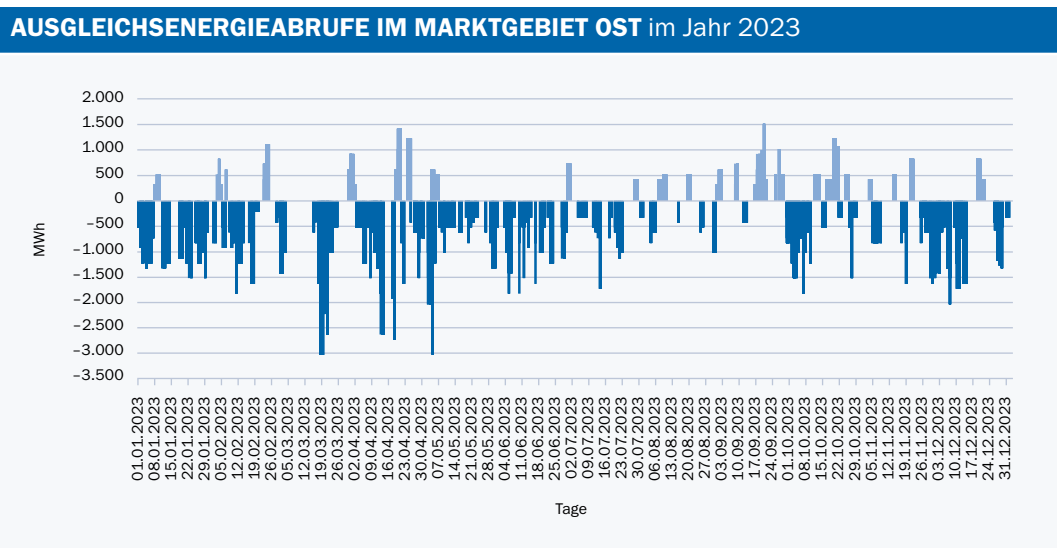


Abbildung 28
Physische Ausgleichsenergieabrufe im Marktgelände Ost im Jahr 2023

Quelle: AGGM, E-Control

russischen Angriffskrieg in der Ukraine nachhaltig zurück, was erst schrittweise über den Winter mittels Anpassungen der SLP-Prognose berücksichtigt werden konnte. Über den Sommer 2023 näherten sich die Ausgleichsenergiemengen wieder den Vorjahreswerten an. Im September war, wie auch im Vorjahr, eine tendenzielle Unterlieferung des Marktgebiets Ost zu beobachten. Das 4. Quartal 2023 war dann aber wieder von einer tendenziellen Überlieferung des Marktgebiets Ost geprägt, jedoch weniger stark als im Jahr zuvor.

Im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg zeigte sich in den Monaten Jänner bis Mai 2023 ebenfalls eine tendenzielle Überlieferung, wobei im Jänner 2023 den Ausgleichsenergie-lieferungen auch ein höherer Ausgleichsener-

giebezug gegenüberstand (s. Abbildung 29). Ab Juni 2023 und über den Sommer konnte für Tirol und Vorarlberg dann eine tendenzielle Unterlieferung beobachtet werden. Im 4. Quartal 2023 drehte die Situation und das Marktgebiet Tirol und Vorarlberg war wieder von einer tendenziellen Überlieferung geprägt. Anders als im Marktgebiet Ost lag die Überlieferung im 4. Quartal im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg auf einem höheren Niveau als im Vorjahr.

Die Überlieferungen in den Marktgebieten dürften einerseits auf Temperatureffekte (höhere Temperaturen während der Heizperiode) und auf anhaltende Verbrauchseinsparungen, sowie andererseits auf konservative Verbrauchsprognosen im Hinblick auf die hö-

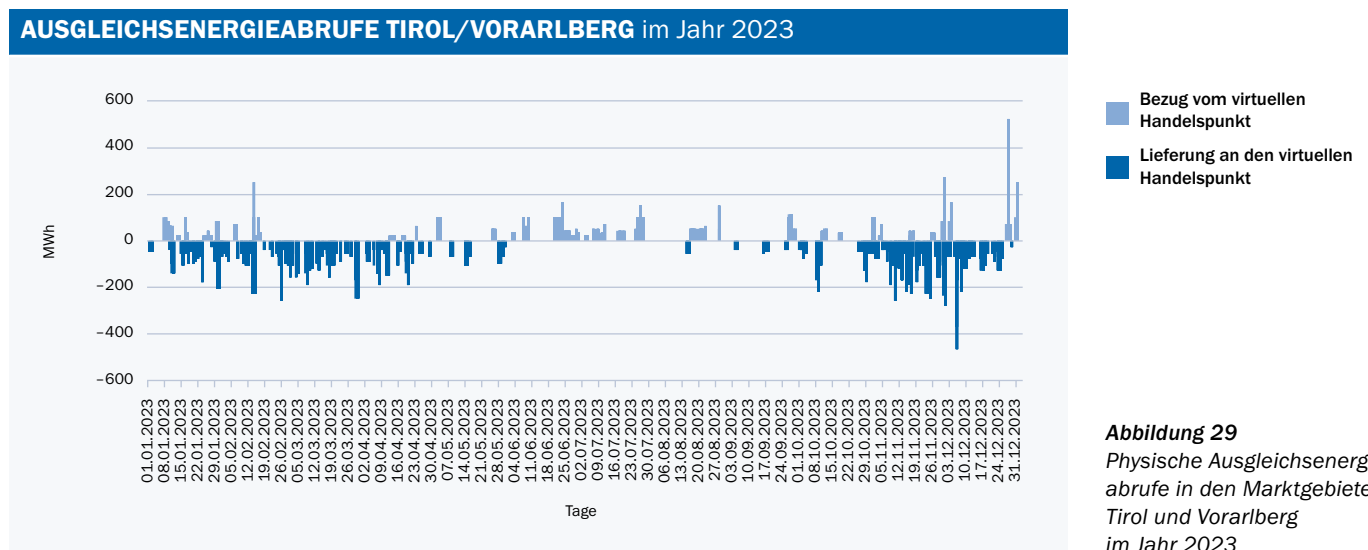


Abbildung 29
Physische Ausgleichsenergie-abrufe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg im Jahr 2023

Quelle: AGGM, E-Control

AUSGLEICHSENERGIEPREISE IM MARKTGEBIET OST im Jahr 2023

Bezug / Lieferung / Börsereferenzpreis (CEGHIX)

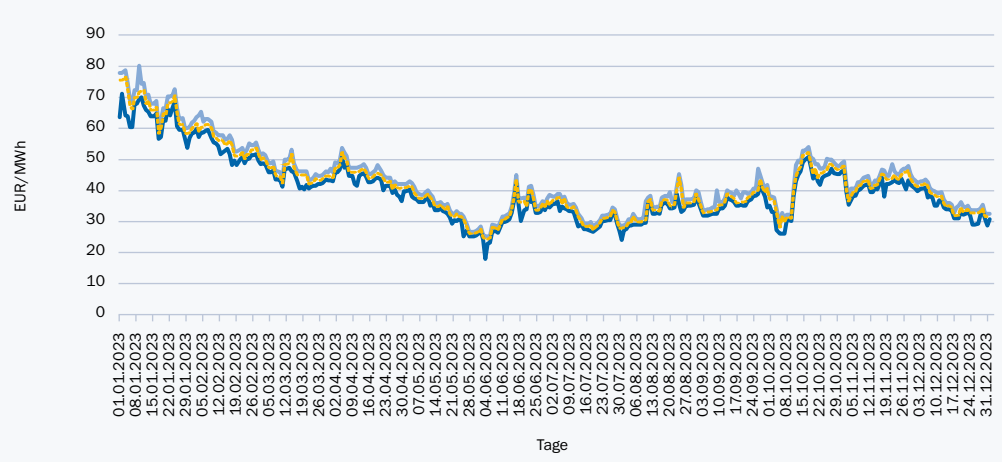


Abbildung 30
Tägliche Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet Ost im Jahr 2023

Quelle: AGGM, E-Control

AUSGLEICHSENERGIEPREISE TIROL/VORARLBERG im Jahr 2023

Bezug / Lieferung / Börsereferenzpreis (CEGHIX)

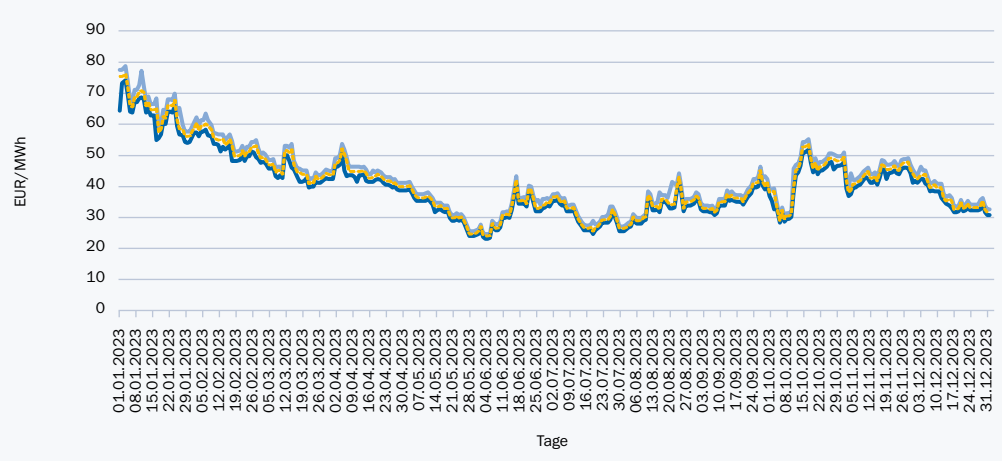


Abbildung 31
Tägliche Ausgleichsenergiepreise in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg im Jahr 2023

Quelle: AGGM, E-Control

heren Ausgleichsenergiepreise im 1. Quartal 2023 zurückzuführen sein.

Die Bepreisung der Ausgleichsenergie wurde gemäß EU-Netzkodex 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 30 zeigt die Preisentwicklung im Jahr 2023 für das Marktgebiet Ost, Abbildung 31 die Entwicklung in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg.

Im Jahr 2022 lagen die tatsächlich gemessenen Brennwerte deutlich über dem verordneten Verrechnungsbrennwert. Zusammen mit den stark gestiegenen Spotpreisen führte dies im Sommer 2022 zu einer deutlichen Unterdeckung der Bilanzierungsstellen aus der Ausgleichsenergieverrechnung. Die Bilanzierungsstellen mussten die Bilanzierungsumlagen daher im 4. Quartal 2022 erhöhen. 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 und im Jänner 2023 wieder auf 0 ct/kWh reduziert. Die Bilanzierungsumlage für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg wurde von A&B (der Bilanzierungsstelle für diese Marktgebiete) für das 4. Quartal 2022 mit 0,7 ct/kWh festgesetzt und im Jänner 2023 ebenfalls wieder redu-

ziert, jedoch auf die Höhe der deutschen Speicherumlage von 0,059 ct/kWh, die über die Bilanzierungsumlage eingehoben wird.

Nachdem die Spotpreise in der zweiten Oktoberhälfte 2022 bedingt durch u.a. höhere Temperaturen und hohe Speicherstände schrittweise deutlich zurückgingen, legten sie im November und der ersten Dezemberhälfte deutlich zu, erreichten aber Mitte Dezember 2022 ihr Plateau. In der ersten Jahreshälfte 2023 gingen die Spotpreise bis zu Beginn des Sommers kontinuierlich zurück. In der zweiten Jahreshälfte pendelten die Spotpreise in den meisten Monaten in einem Preiskorridor zwischen rund 30–40 €/MWh. Im Oktober und November 2023 stieg das Preisniveau wegen des Krieges in Gaza beginnend mit dem Anschlag der Hamas auf Israel auf rund 40–50 €/MWh. Im Dezember kehrten die Spotpreise wieder in ihren früheren Preiskorridor zurück. Während das Mittel des Börsereferenzpreises im 4. Quartal 2022 noch bei fast 100 €/MWh lag, war der Mittelwert 2023 deutlich niedriger, bei rund 42 €/MWh.

Seit Inkrafttreten der GMMO-VO 2020 gab es nur zwei Tage mit gegenläufigen Ausgleichsenergieabrufen und daher wurde nur an diesen zwei Tagen, im November 2022 und Mai 2023, ein Strukturierungsentgelt ermittelt.

Im Jahr 2023 kam es nur an den letzten beiden Septembertagen 2023 im Marktgebiet Ost zu Ausgleichsenergieabrufen über die

Merit-Order-List (MOL), die sich über einen Zeitraum von insgesamt 10 Tagen bis in den Oktober 2023 erstreckten (Abruf von MOL-Anboten in Abhängigkeit des geographischen

Einspeisepunktes aufgrund von Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten am Entry/Exit Arnoldstein).

Haushaltsmarkt

Nach einem wettbewerbsschwachen Jahr 2022 war 2023 wieder deutlich mehr Bewegung am Haushaltsmarkt zu beobachten. Dies lag in der Preisentwicklung begründet. Allerdings fanden die Preisentwicklungen für Haushalte noch in einem Umfeld rechtlicher Unsicherheiten statt und Markteintritte neuer Marktteilnehmer waren noch sehr verhalten. In diesem Klima entschieden sich viele Konsument:innen, eigenen Strom zu erzeugen und PV-Anlagen auf Dächern oder Balkonen zu installieren, was sich in gewaltigen Zuwächsen bei den Netzzugangsanträgen und Energiegemeinschaften niederschlug.

HAUSHALTSPREISE FÜR STROM UND GAS

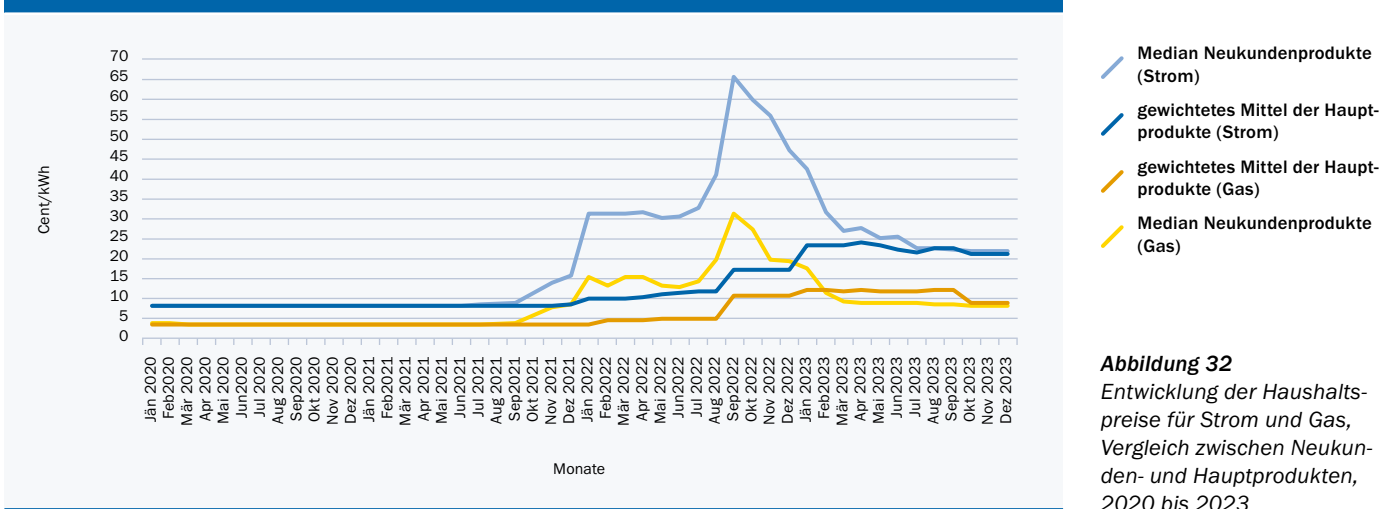
Während die langjährigen Energiepreise (also ohne Steuern und Abgaben oder Netzkosten) bei Strom bei ca. 8 ct/kWh bzw. bei Gas bei 3 ct/kWh lagen, stiegen die Energiepreise für neu abzuschließende Strom-Verträge mit Juli 2021 bzw. bei Gas erst im Herbst desselben Jahres erstmals deutlich. Die Preise des gemittelten Hauptproduktes verteuerten sich erst später. Der Medianwert der Neuvertragsangebote und der nach Zählpunkten gewichtete Mittelwert der Hauptprodukte lagen

im Oktober 2021 bei Gas und Strom erstmals um rund 1 ct/kWh auseinander. Diese Differenz erreichte mit rund 48 ct/kWh bei Strom bzw. rund 21 ct/kWh bei Gas ihr Maximum im September 2022 ([s. Abbildung 32](#)). Nach dieser deutlichen Preisspitze der Neukundenpreise kam es wieder zu einer Annäherung. Bei Gas ist interessant, dass der Median der Neukundenprodukte ab Februar 2023 unterhalb des gewichteten Mittels der Hauptprodukte lag.

Dabei ist zu beachten, dass in den verwendeten Daten die verschiedenen staatlichen Unterstützungen wie z.B. der bundesweit gültige Stromkostenzuschuss nicht berücksichtigt sind. Die bundesweiten Unterstützungsmaßnahmen und Erleichterungen für Haushalte werden in der Jahresbetrachtung in [Abbildung 33](#) und [Abbildung 34](#) klar.

Bei den Stromkosten zeigt sich in den Jahren 2022 und 2023 deutlich die Kostenreduktion durch das Aussetzen der Erneuerbaren-Förderkosten, wobei die Erneuerbaren-Förderpauschale (aufgrund der Verordnung über drei Jahre hinweg) bekannt ist und für den

ENTWICKLUNG DER HAUSHALTSPREISE FÜR STROM UND GAS

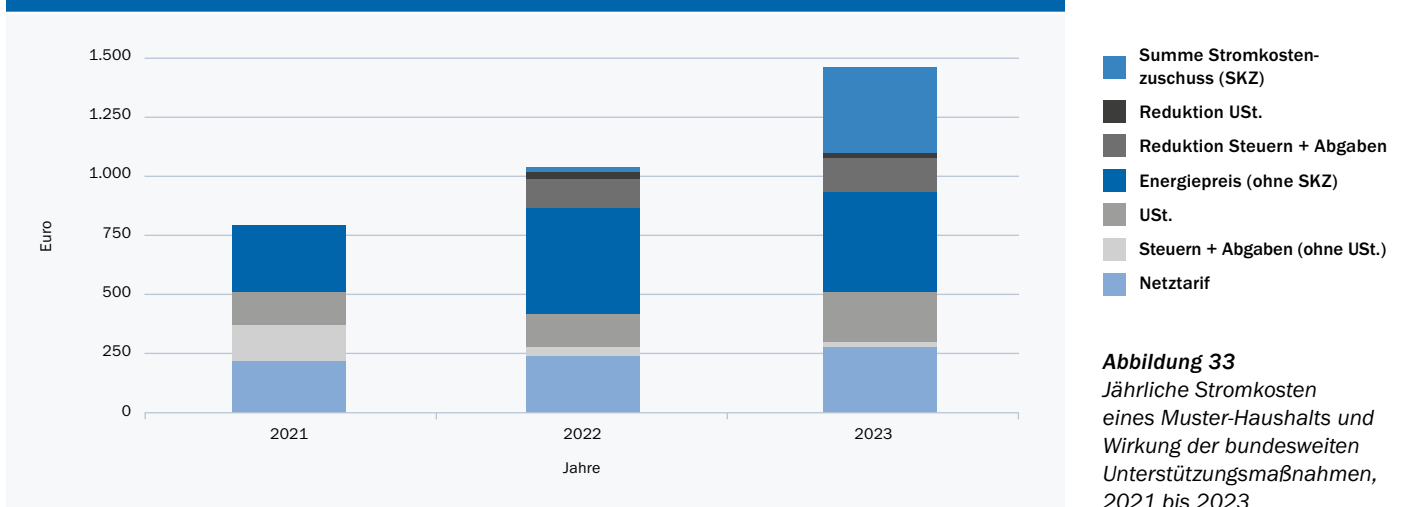


- Median Neukundenprodukte (Strom)
- gewichtetes Mittel der Hauptprodukte (Strom)
- gewichtetes Mittel der Hauptprodukte (Gas)
- Median Neukundenprodukte (Gas)

Abbildung 32
Entwicklung der Haushaltspreise für Strom und Gas, Vergleich zwischen Neukunden- und Hauptprodukten, 2020 bis 2023

Quelle: E-Control

STROM: KOSTENZUSAMMENSETZUNG JAHRESBETRACHTUNG (3.500 kWh/a)



- Summe Stromkostenzuschuss (SKZ)
- Reduktion USt.
- Reduktion Steuern + Abgaben
- Energiepreis (ohne SKZ)
- USt.
- Steuern + Abgaben (ohne USt.)
- Netztarif

Abbildung 33
Jährliche Stromkosten eines Muster-Haushalts und Wirkung der bundesweiten Unterstützungsmaßnahmen, 2021 bis 2023

Quelle: E-Control

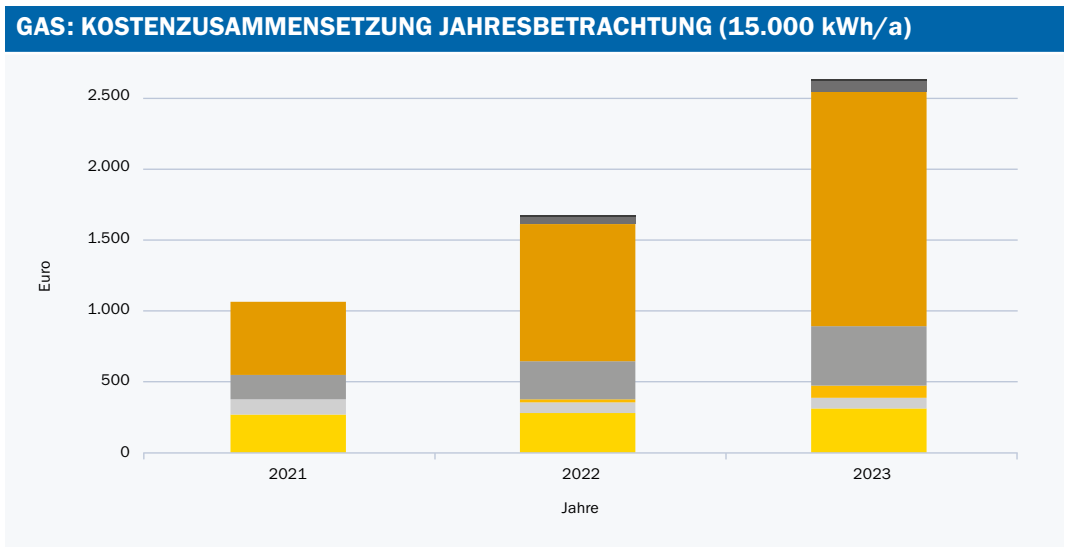


Abbildung 34
 Jährliche Gaskosten eines
 Muster-Haushalts und
 Wirkung der bundesweiten
 Unterstützungsmaßnahmen,
 2021 bis 2023

Quelle: E-Control

Erneuerbaren-Förderbeitrag jener von 2021 fortgeschrieben wurde. Weiters kam von Mai 2022 bis Dezember 2023 die Reduktion der Elektrizitätsabgabe kostensenkend hinzu. Das Ausbleiben der Erneuerbaren-Förderkosten und die reduzierte Elektrizitätsabgabe verringerten auch die zu leistende Umsatzsteuer. Mit Dezember 2022 setzte außerdem der Stromkostenzuschuss ein, der den Energiepreis (aber nicht die USt.) abschwächt.

Bei Gas sorgte die Reduktion der Erdgasabgabe zwischen Mai 2022 und Dezember 2023 für eine Kostenreduktion für Haushalte. Kostenerhöhend wirkte die Einführung der CO₂-Bepreisung mit Oktober 2022 und deren Erhöhung 2023.

Auf europäischer Ebene veröffentlichten CEER und ACER gemeinsam ihren jährlichen [Marktmonitoringbericht zu Haushaltsmärkten und Konsument:innenschutz 2023](#) (Berichtsjahr 2022), der Preisentwicklungen und die Einhaltung europäischer Schutzmechanismen für Energieverbraucher:innen in ganz Europa beleuchtet.

WETTBEWERB AUF DEM HAUSHALTSMARKT

Im Laufe des Jahres 2023 sanken die Großhandelspreise für Strom und Gas, was sich allerdings erst zeitverzögert auf die Preise für Haushalte auswirkte. Die Trends aus dem Jahr 2022 hielten daher auch 2023 noch für eine gewisse Zeit an, d.h., es waren niedri-

ge Wechselraten, anhaltende Unklarheiten betreffend Preisänderungsmöglichkeiten, Kündigungen durch Stromlieferanten und Berufungen auf die Grundversorgung zu beobachten. Allmählich nahm der Wettbewerb auf dem Haushaltsmarkt wieder Schwung auf. Die Einsparpotenziale wuchsen wieder an, was auch die Wechselraten in die Höhe trieb. Gleichzeitige Maßnahmen der Bundesregierung stellten eine finanzielle Erleichterung für Verbraucher:innen dar. Die Abschalttraten im Strom pendelten sich 2023 wieder auf das Vorkrisenniveau ein, während sie beim Gas stabil weit darunter lagen.

MARKTEINTRITT UND MARKTAUSTRITT

Die Anfragen bei der Informationsstelle der E-Control für Marktaustritt gingen nach einem rasanten Anstieg im Jahr 2022 im Laufe des Jahres 2023 deutlich zurück. Aus dem Strommarkt traten 2023 sechs Lieferanten den kompletten Rückzug an. Drei davon, es waren kleine, regional tätige, langansässige, österreichische Lieferanten, hatten ihren Austritt bereits 2022 abschließen wollen, dieser zog sich jedoch bis in den Jahresanfang 2023 hinein. Neben Haushalten belieferten alle drei auch größere Kund:innen. Ein weiterer österreichischer Lieferant, der seine Tätigkeit erst zu Beginn der Krise aufgenommen hatte, musste diese Mitte 2023 wieder einstellen. Zwei weitere Lieferanten, jeweils Niederlassungen deutscher Stadtwerke, waren seit 2016 bzw. 2019 in Österreich aktiv gewesen und zogen sich in den Heimatmarkt zurück. Die drei Letzteren waren österreichweit aktiv

und belieferten hauptsächlich Haushalte. Insgesamt waren mehrere tausend Kund:innen von diesen Austritten betroffen.

Im Jahr 2023 verließen sechs Versorger endgültig den Gasmarkt. Fünf waren österreichweit tätig gewesen und belieferten Haushalte, drei davon auch Großkunden. Zwei Versorger gehörten den bereits oben erwähnten deutschen Stadtwerken an und traten gemeinsam mit ihren jeweiligen Stromlieferanten den Rückzug an, die übrigen Gasversorger stammten aus Österreich. Auch hier wollten drei Versorger bereits Ende Dezember 2022 den Austritt abschließen. Sie bauten dazu sukzessive Kund:innen ab, konnten jedoch einige wenige Lieferverträge erst Anfang 2023 beenden. Der Anteil jener Kund:innen, die wegen eines Marktaustritts im Jahr 2023 ihren Gasanbieter wechseln mussten, liegt im Promillebereich. Ein kleiner, regional tätiger, langansässiger Gasversorger beschloss mit 31. Dezember 2023 den endgültigen Marktaustritt. Er übergab die Eigentümerschaft und Gesamtrechtsnachfolge mit Wirksamkeit 1. Jänner 2024 an einen langansässigen Gasversorger. Seine Kund:innen mussten daher keinen Lieferantenwechsel durchführen.

Im Bereich für Markteintritt blieben die Webzugriffe und Anfragen bei der Informationsstelle im Jahr 2023 ähnlich verhalten wie im Vorjahr. Die Unternehmen wandten sich zumeist mit sehr spezifischen Fragen als Dienstleister oder zur Stromspeichertätigkeit, Einspeisung sowie Direktvermarktung von er-

neuerbarer Energie an die Informationsstelle. Kein Unternehmen nahm 2023 Belieferungstätigkeiten für Haushalte auf, lediglich im Großkundensegment begann ein Stromlieferant mit seiner Geschäftstätigkeit.

Die Auswahl für Haushalte nimmt durch den Austritt insbesondere österreichweiter Lieferanten ab. Im Jahr 2022 war zu beobachten, dass darüber hinaus einige Lieferanten keine neuen Vertragsabschlüsse mehr anboten, was die Wahlmöglichkeiten für Haushalte zusätzlich dezimierte. Im Jahr 2023 waren 145 Stromlieferanten für Haushalte verblieben, jedoch boten nur 23 von ihnen auch tatsächlich österreichweit Neuvertragsabschlüsse für Haushalte an. Die übrigen beschränkten sich entweder geographisch, oft auf das Netzgebiet des verbundenen Unternehmens, oder konzentrierten sich auf die Belieferung ihrer Bestandskund:innen. Vor der Krise hatten Haushalte auf der Suche nach einem neuen Stromlieferanten in ganz Österreich noch gut doppelt so viel Auswahl gehabt.

Auf dem Gasmarkt waren von den insgesamt 38 Gasversorgern für Haushalte 19 vor der Krise österreichweit aktiv. Im Jahr 2023 waren mehr als drei Viertel dieser Versorger (im Durchschnitt 15) wieder mit österreichweiten Haushaltsangeboten im Tarifkalkulator der E-Control vertreten.

PREISE UND PREISÄNDERUNGEN

Nach den massiven Preisspitzen im Jahr 2022 bewegten sich die Preise auf den Groß-

handelsmärkten für Strom und Gas 2023 vor allem in der ersten Jahreshälfte kontinuierlich nach unten ([s. Seite 75](#)). Das Vorkrisenniveau wurde bisher jedoch noch nicht wieder erreicht.

Dies hatte unterschiedliche Auswirkungen auf die Preise für Haushalte. Einerseits nahm der Wettbewerb am Haushaltsmarkt wieder Fahrt auf und es kamen neue und durchaus attraktive Angebote für Neuverträge auf den Markt. Andererseits erreichte das Preisniveau für Bestandsverträge nach starken Preiserhöhungen am Anfang des Jahres ein bisheriges Höchstlevel und stabilisierte sich in Folge. Da sich die Preisbewegungen am Großhandel in diesem Bereich je nach Einkaufsstrategie der Unternehmen zeitverzögert auswirken, kamen die Preissenkungen erst mit Beginn der zweiten Jahreshälfte allmählich bei den Bestandskund:innen an.

Preisänderungen bei bestehenden Verträgen wurden weiter in einem rechtlich höchst unsicheren Umfeld durchgeführt. Energieunternehmen suchten deshalb nach verschiedenen Möglichkeiten, um Verträge möglichst rechtssicher anzupassen. Einige Energielieferanten änderten im Berichtszeitraum ihre allgemeinen Vertragsbedingungen. Preisänderungsklauseln unterschiedlicher Unternehmen sind derzeit, wie auch im Vorjahr, Gegenstand von laufenden Gerichtsverfahren. Andere Lieferanten griffen zu Rabattmodellen oder zu Kündigungen, die meist mit einem Angebot zum Abschluss eines neuen Vertrages

oder Preismodells verbunden waren. In der Beratungstätigkeit der E-Control und im Rahmen von Schlichtungsverfahren wurde deutlich, dass diese sich ändernden Vertragsbedingungen für viele Verbraucher:innen schwer verständlich waren. Preisanpassungen nach oben kamen teils überraschend und ohne Vorabinformation. Preisanpassungen nach unten im Zuge von Rabatten waren oft intransparent gestaltet bzw. mussten von den Kund:innen aktiv angenommen werden, um Geltung zu erlangen.

Zugleich ist zu bedenken, dass die überwiegende Mehrheit der Haushalte in Österreich Jahresabrechnungen für Strom und Gas erhält. Daher waren die hohen Energiepreise 2022 für viele Konsument:innen erst gegen

Ende des Jahres oder im Jahr 2023 das erste Mal sichtbar bzw. finanziell spürbar. Hohe Nachforderungen und in weiterer Folge deutliche höhere Teilbetragsvorschriften für das neue Abrechnungsjahr stellten viele vor große Herausforderungen. So spielten parallel zu den preislichen Entwicklungen auf dem Markt 2023 auch staatliche Unterstützungsmaßnahmen eine wesentliche Rolle (s. Seite 18).

In diesem Klima war der Wettbewerb auf dem Haushaltmarkt 2022 nahezu zum Erliegen gekommen. Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen, dass ein Wechsel vom meist verwendeten Produkt eines ansässigen Lieferanten zum günstigsten Produkt eines alternativen Anbieters vor allem 2022 nicht immer vorteilhaft gewesen wäre. Sogar die größte poten-

GAS: WAS EIN WECHSEL HÄTTE BEDEUTEN KÖNNEN

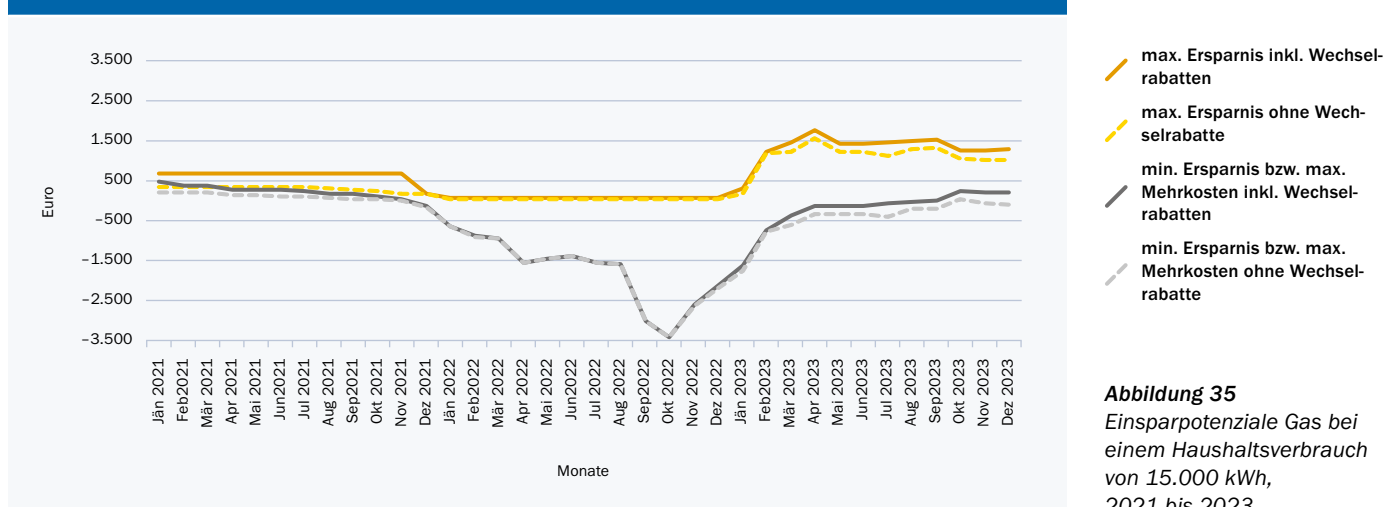


Abbildung 35
Einsparpotenziale Gas bei einem Haushaltsverbrauch von 15.000 kWh, 2021 bis 2023

Quelle: E-Control

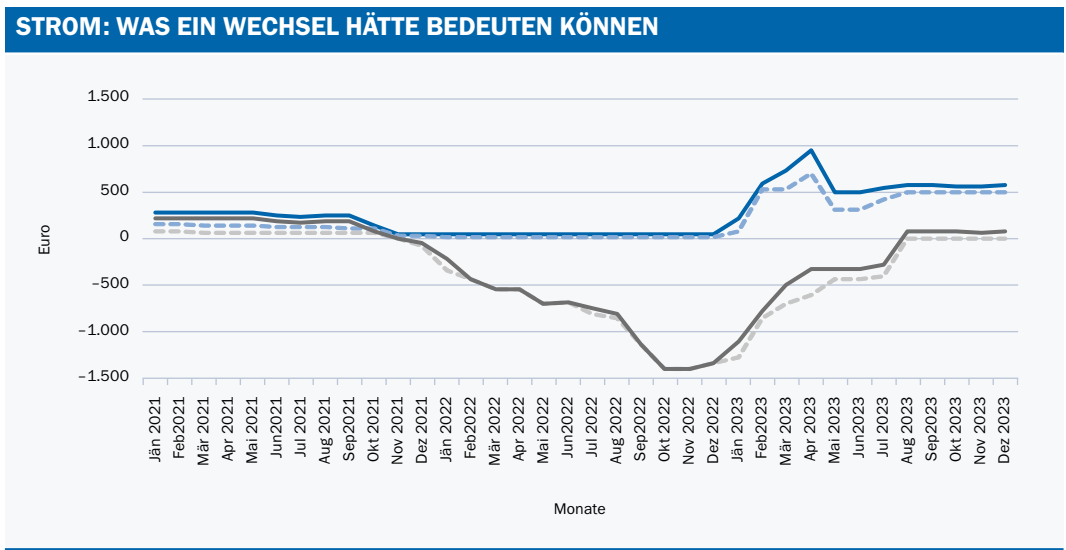


Abbildung 36
Einsparpotenziale Strom bei einem Haushaltsverbrauch von 3.500 kWh, 2021 bis 2023

Quelle: E-Control

tielle Ersparnis war zeitweise sehr gering. In manchen Bundesländern war das günstigste Alternativprodukt teurer als das absatzstärkste Produkt des lokalen Anbieters, wodurch ein Wechsel sogar Mehrkosten bedeutet hätte.

Die unterschiedlichen Entwicklungen bei Bestands- und Neuverträgen 2023 führten dann wieder zu einem relativ hohen Einsparpotenzial bei einem Wechsel, was sich in einem starken Anstieg der Wechselzahlen äußerte. Ab August 2023 galt bei Strom, dass ein Wechsel sich in allen Bundesländern jedenfalls auszahlte, d.h. der Wechsel zum günstigsten Alternativprodukt in keinem Fall Mehrkosten bedeutete.

AKTIVE HAUSHALTE

Nach einem langsamen Anlauf in den Anfangsjahren erlebte das Modell der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEGs) 2023 einen veritablen Boom. Waren mit Ende 2022 noch 161 EEGs gemeldet gewesen, erhöhte sich diese Zahl bis Mitte 2023 auf 675. Von diesen waren 209 lokale und 466 regionale EEGs (s. [Abbildung 37](#)). Bezüglich Rechtsform verstärkte sich die Tendenz zu Vereinen, wobei in Summe 123 Vereine und 8 Genossenschaften (einschließlich GesbR, OG, KG oder GmbH & Co KG) verzeichnet wurden.

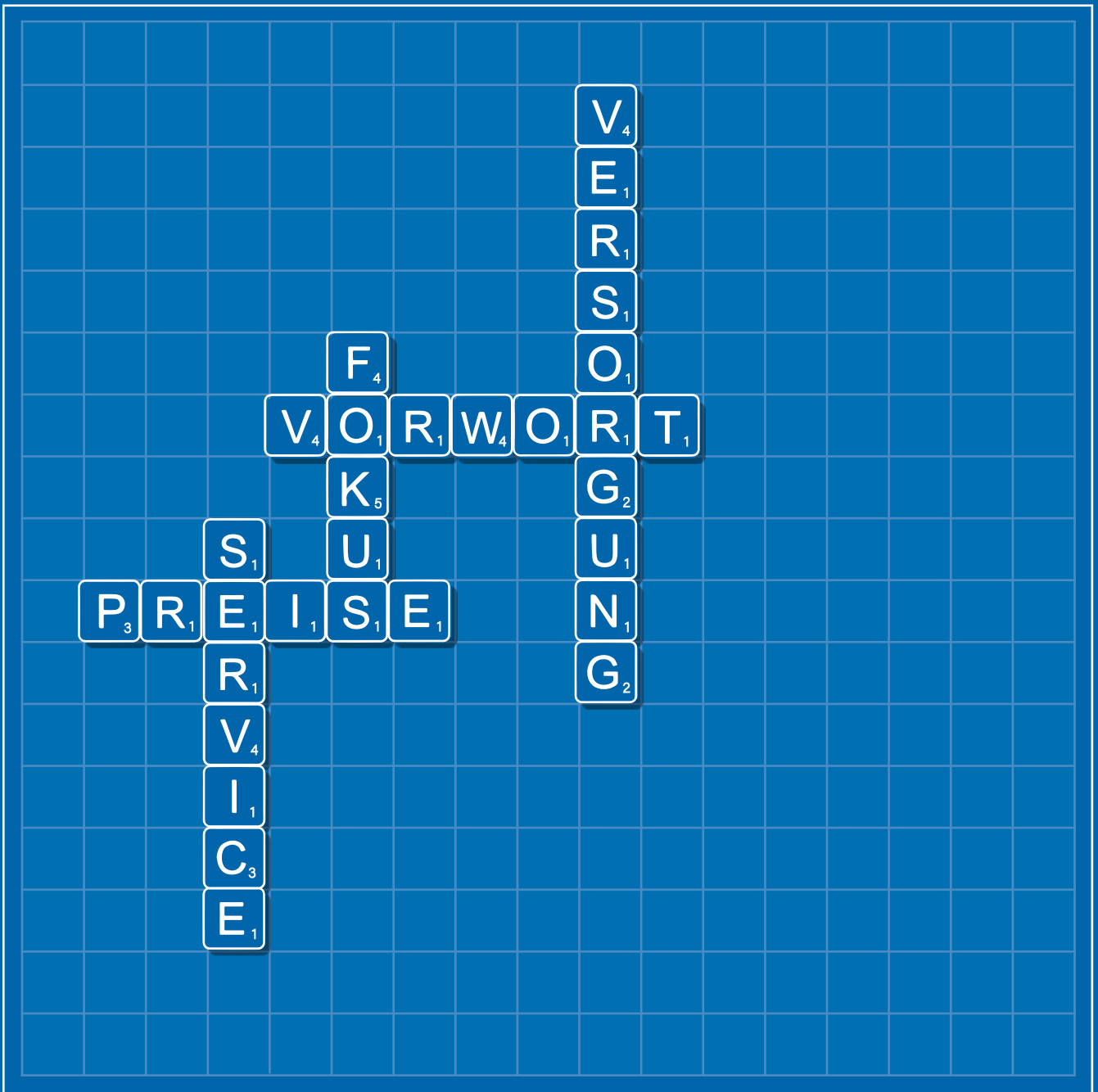
ANZAHL UND REGIONALE VERTEILUNG EEGS MIT STICHTAG 30.06.2023		
	lokale EEG	regionale EEG
Burgenland	15	39
Kärnten	17	18
Niederösterreich	36	116
Oberösterreich	106	233
Salzburg	11	15
Steiermark	7	17
Tirol	7	13
Vorarlberg	7	11
Wien	3	4
Summe	209	466

Abbildung 37
Anzahl und regionale Verteilung EEGs mit Stichtag 30.06.2023

Quelle: E-Control

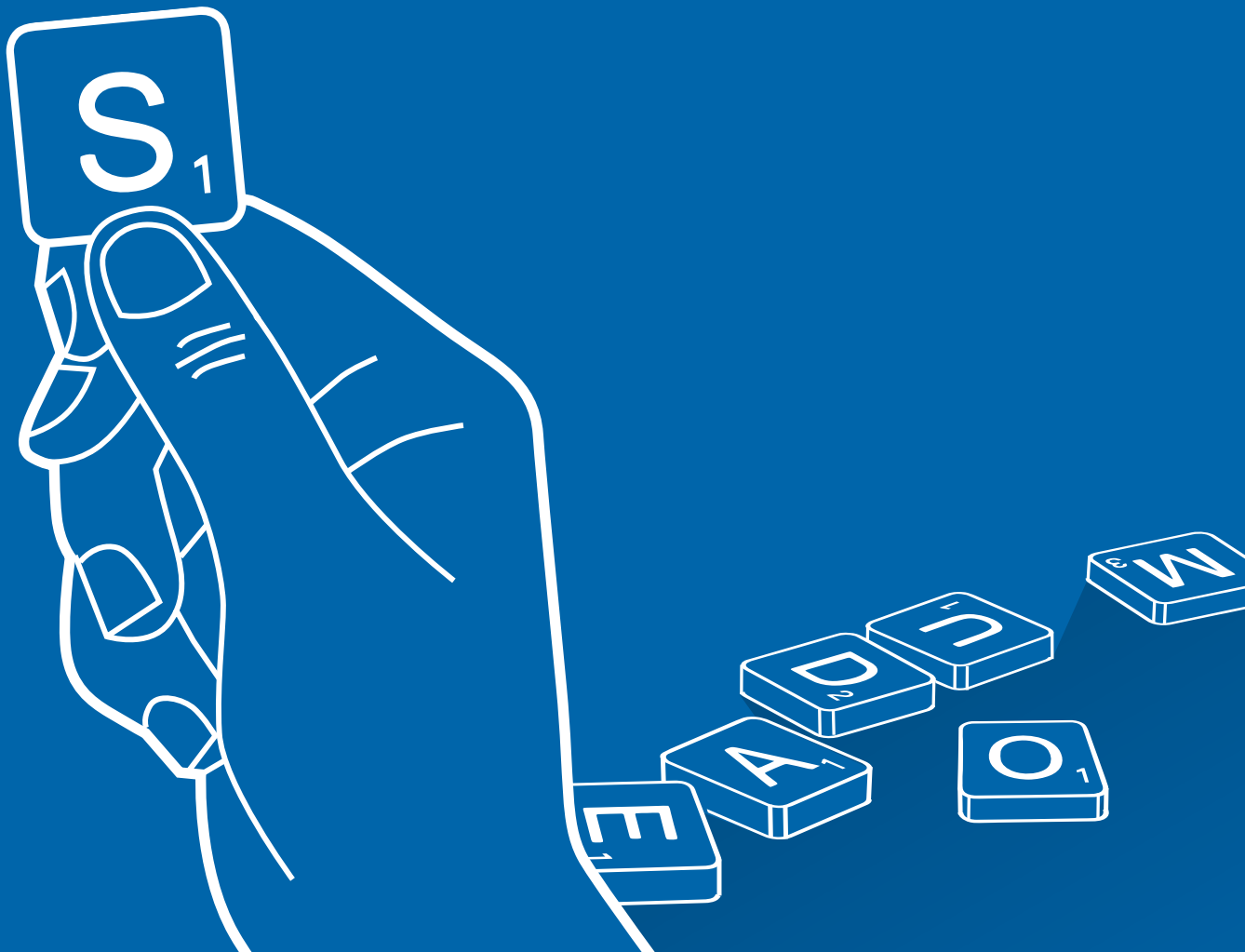
Im Bereich der Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) kam es zu einem deutlichen Anstieg von vier BEGs mit 31. Dezember 2022 auf 28 BEGs mit 31. Juni 2023. Diese verteilten sich wie folgt:

Burgenland	2
Kärnten	7
Niederösterreich	8
Steiermark	2
Vorarlberg	1
Wien	8



SERVICES DER E-CONTROL

*Neue Höchststände bei Interesse
an E-Control-Services*



SERVICES DER E-CONTROL

Die E-Control betreibt mit der Beratungs- und Schlichtungsstelle zwei wichtige Informationsservices für Konsument:innen auf dem österreichischen Energiemarkt. Die Anfragezahlen an diesen Stellen waren 2022 angesichts der hohen Energiepreise rasant angestiegen, wurden jedoch 2023 tatsächlich noch einmal übertroffen. Auch beim Tarifkalkulator wurde ein neuer Höchststand der Zugriffszahlen verzeichnet. Zugleich zeigt sich aber auch eine steigende Komplexität der Anfragen.

Zusätzlich veröffentlicht die E-Control zahlreiche Publikationen und Informationsmaterialien, bearbeitet Anfragen unterschiedlichster Stellen und ist auf allen gängigen Social-Media-Plattformen präsent. Zu den bestehenden Mobilitätsapplikationen kam 2023 ein gänzlich neuer Lade-Tarifkalkulator dazu, außerdem wurde ein Energie-Glossar veröffentlicht und der Tarifkalkulator stetig weiterentwickelt.

Beratungs- und Schlichtungsstelle

Nach § 26 E-Control-Gesetz ist die Schlichtungsstelle der E-Control für Streitigkeiten zwischen Elektrizitäts- bzw. Erdgasunternehmen und deren Kund:innen zuständig. Darüber hinaus ist die Schlichtungsstelle der E-Control eine nach dem Alternative-Streitbeilegung-Gesetz (AStG) staatlich anerkannte Verbraucherschlichtungsstelle in Österreich (§ 4 Abs 1 Z 1 AStG). Ihr Auftrag ist es, in Streit- und Beschwerdefällen zwischen Verbraucher:innen und in Österreich niedergelassenen Elektrizitäts- bzw. Erdgasunternehmen eine zufriedenstellende Lösung zwischen den Verfahrensparteien zu vermitteln. Zusätzlich dazu bearbeitet das Team der Beratungsstelle telefonische Anfragen und Beschwerden und steht auch über diverse schriftliche Kanäle mit Rat und Tat zur Seite.

Insgesamt erhielt die Beratungsstelle der E-Control im Jahr 2022 26.500 Anfragen. Das entspricht einem Zuwachs von 290%. Die Schlichtungsstelle bearbeitete 2022 insgesamt 1.832 Schlichtungsanträge (s. den [Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle 2023](#)) und damit etwa dreimal so viele wie im Vorjahr. Bei beiden Services der E-Control wurden diese Zahlen 2023 noch einmal deutlich übertroffen. Von Jänner bis inklusive Dezember 2023 waren 31.300 telefonische Anfragen (ein Plus von 19% gegenüber 2022) in der Beratungsstelle sowie 11.400 schriftliche Anfragen und Beschwerden (+66%) und 2.480 Schlichtungsanträge (+35%) in der Beratungs- bzw. Schlichtungsstelle der E-Control eingelangt, wobei pro Anfrage oder Antrag teils sogar mehrere Themen zu behandeln waren ([s. Abbildung 38](#)).

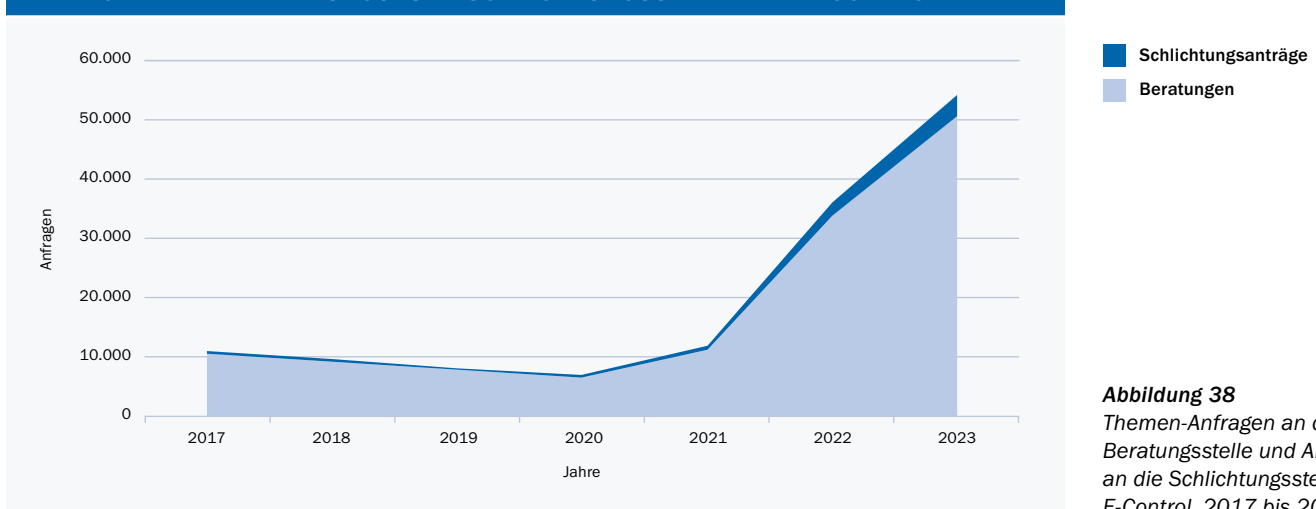
ANFRAGEN AN DIE BERATUNGS- UND SCHLICHTUNGSSTELLE DER E-CONTROL

Abbildung 38
Themen-Anfragen an die Beratungsstelle und Anträge an die Schlichtungsstelle der E-Control, 2017 bis 2023

Quelle: E-Control

Neben der Anzahl der Anfragen nahm auch ihre Komplexität deutlich zu. In der Vergangenheit wurden z.B. über das Message-Board „Frag E-Control“ vorwiegend einfache und breit gefasste Fragen gestellt, wie etwa „wer ist der günstigste Stromanbieter“ oder „was kostet eine Kilowattstunde Strom“. Im Jahr 2023 wurden zunehmend spezifische Fragen von Nutzer:innen gestellt, die sich offenkundig gerade mit einem Energiethema intensiver befassen, wie Abbildung 39 beispielhaft darstellt. Dies zeigt deutlich eine qualitative Veränderung der Anfragen, die an die E-Control herangetragen werden, und daher auch der Fragestellungen, mit denen sich Verbraucher:innen konfrontiert sehen.

Als zentrale Informationsstelle für Verbraucher:innen leistet die E-Control vor allem Aufklärungsarbeit und unterstützt beratend. Zugleich erfährt die E-Control so direkt von den Anliegen und Problemen der Bevölkerung auf den Energiemärkten. Vielen Konsument:innen war es nicht möglich, ihre Fragen oder Probleme direkt mit ihren Vertragspartnern zu klären. Sie berichteten häufig, dass die Kundenservices überlastet waren. Auch dadurch erklärt sich die starke Zunahme der Anfragen und Beschwerden an die E-Control ([s. Seite 94](#)).

Abbildung 40 zeigt die Entwicklung ausgewählter Anfragegründe bei der Beratungs-

ANFRAGE AUF DER PLATTFORM „FRAG E-CONTROL“, 2023



Abbildung 39
Anfrage auf der Plattform
„Frag E-Control“, 2023

Quelle: E-Control

und Schlichtungsstelle der E-Control von 2017 bis 2023. Die Energiekrise seit Ende 2021 und dann verstärkt noch einmal 2022 hatte zur Folge, dass sich so viele Konsument:innen wie noch nie zuvor mit Fragen zum Energiepreis an die E-Control wandten. Die Themen „Tarifkalkulator“ und „Rechnung“ waren weiterhin von großem Interesse für die Konsument:innen. Fragen zum Wechsel gingen im Verhältnis stark zurück, während 2021 erstmals überhaupt das Thema „Kündigung durch Lieferanten“ auftrat. Das Bild eines sehr schwachen Wettbewerbs auf dem Haushaltsmarkt, getrieben von explodierenden Energiepreisen, zeigt sich also hier aus der Sicht der Konsument:innen ebenso wie in den Marktindikatoren ([s. Seite 86](#)). Es ist auch zu se-

hen, dass diese Trends 2023 wieder eine gewisse Umkehr erfuhren. Anfragen zum Wechsel stiegen wieder an, und Kündigungen durch Lieferanten beschäftigten die Konsument:innen nicht mehr im selben Ausmaß wie in den Jahren zuvor.

Ein Thema, das 2022 und 2023 an Prominenz gewann, war der Netzzutritt. Für das Jahr 2022 wurden von Strom-Verteilernetzbetreibern 155.774 Netzzutrittsanträge auf Netzebene 7 für die Einspeisung von Strom sowie 5.452 solcher Anträge auf den Netzebenen 1–6 gemeldet. Da Strom-Verteilernetzbetreiber den Anschluss aber noch nicht einhellig als Netzzutritt betrachteten, dürfte es sich bei diesen Angaben um eine Unterschätzung der tatsächlichen Netzzutrittsbegehren für Ein-

THEMEN IN DER BERATUNGS- UND SCHLICHTUNGSSTELLE DER E-CONTROL

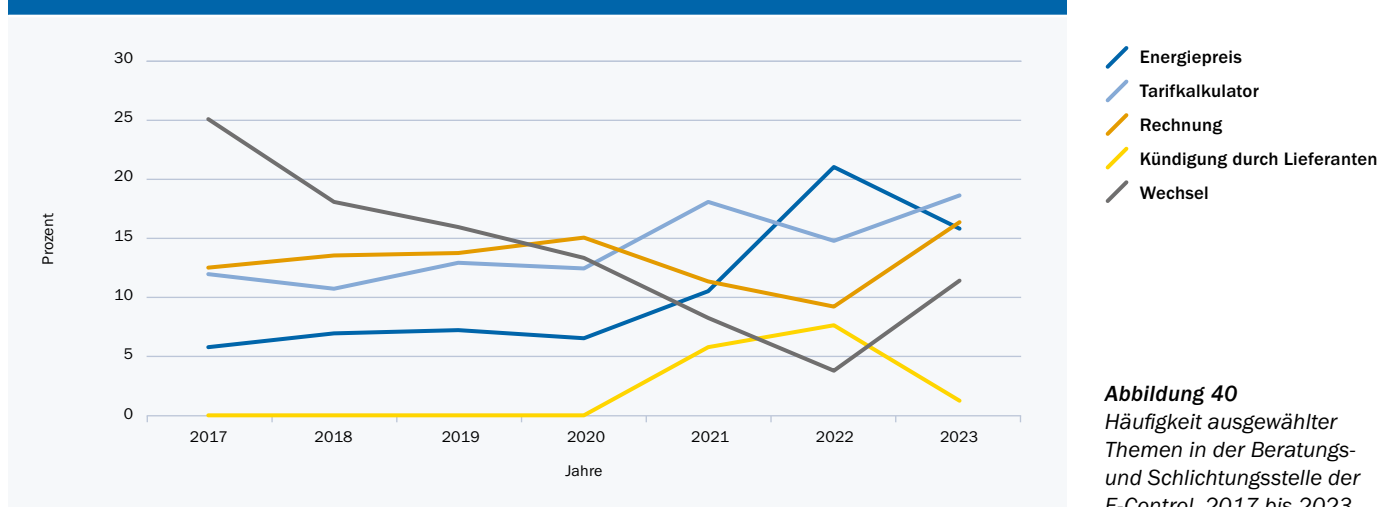


Abbildung 40
Häufigkeit ausgewählter Themen in der Beratungs- und Schlichtungsstelle der E-Control, 2017 bis 2023

Quelle: E-Control

speisung handeln. Der PV-Boom hält damit unverändert an.

Diese Netzzutrittszahlen stellten vor allem 2022 viele Strom-Netzbetreiber vor unerwartete Herausforderungen. Viele Konsument:innen waren mit langen Wartezeiten konfrontiert, gesetzlich vorgesehene Fristen zur Rückmeldung konnten teilweise nicht mehr eingehalten werden. Auch kam es zu Einschränkungen in manchen örtlichen Strom-Verteilernetzen, da diese technisch nicht in der Lage waren, weitere Einspeisemengen aufzunehmen. Zum Teil bestehen

diese Probleme auch weiterhin. Um den Anschluss weiterer Erzeugungsanlagen an das Stromnetz angesichts der Dringlichkeit der Erneuerbaren-Ausbau- sowie Klimaziele weiter zu beschleunigen, präsentierte die E-Control im Juni 2023 den Aktionsplan Netzanschluss ([s. Seite 32](#)).

Bei Gas kam es mit 3.095 Anträgen auf Netzzutritt auf Netzebene 3 im Jahr 2022 zu einem deutlichen Rückgang der Netzzutrittsanträge von mehr als der Hälfte gegenüber 2021 (7.221) und 2020 (7.409).

Tarifkalkulator

Bereits seit 2001 können sich Verbraucher:innen im Tarifkalkulator der E-Control den unabhängigen Vergleich aller in Frage kommenden Strom- und Gasangebote für ihren Verbrauch berechnen lassen. Die Rekord-Zugriffszahlen von 2022 wurden 2023 nochmals übertroffen. Insgesamt wurde der Tarifkalkulator im Jahr 2023 fast 1,6 Millionen Mal aufgerufen.

Um der wachsenden Komplexität der Strom- und Gasangebote gerecht zu werden, wird der Tarifkalkulator zudem ständig weiterentwickelt. Eine wichtige Neuerung im Frühjahr 2023 war die Ermöglichung der manuellen Eingabe. Konsument:innen, die ihr Produkt im Tarifkalkulator nicht wiederfinden, können

Grundgebühr und Arbeitspreis nun händisch eintragen und so trotzdem einen Preisvergleich erhalten.

Eine weitere Änderung war der Herausforderung vergleichsweise volatiler Großhandelspreise geschuldet, weshalb die Ersparnis- bzw. Mehrkostenberechnung für Produkte mit automatischer Preisanpassung (so genannten Floatern) nicht mehr möglich ist. Stattdessen findet sich nun eine weiterführende Erklärung dazu, weshalb die Berechnung nicht mehr zielführend ist und wie die dargestellten Informationen (z.B. der Gesamtpreis) zu interpretieren sind. Durch die Änderungen des EIWOG 2010 und GWG 2011 im Herbst 2023 sind nun auch Lieferanten und Versor-

ger verpflichtet, Kund:innen ausführlich über die Chancen und Risiken derartiger Floater-Produkte zu informieren.

Neuerungen am Tarifkalkulator werden meist gut angenommen. So wird z.B. ein neuer Filter, mit dem man seit Anfang August 2023 nach Produkten ohne Bindefrist suchen kann, oft verwendet. Generell werden die diversen Filtermöglichkeiten stark genutzt. Bei 65% aller Abfragen im Tarifkalkulator werden Filter verwendet. Der beliebteste Filter war auch 2023 „Produkt mit Preisgarantie“.

Ein erhöhtes Aufkommen ist auch bei den Anfragen, die direkt vom Tarifkalkulator-Team beantwortet werden, zu verzeichnen. So hat sich die Anzahl dieser Anfragen 2023 verglichen mit 2022 verdoppelt. Fragen spezifische Produkte betreffend sind weiterhin das Top-Thema, wobei mit einer Verdreifachung im Vergleich zum Vorjahr der größte Anstieg bei Anfragen rund um Smart-Meter-Thematiken im Tarifkalkulator erfolgte.

Medienarbeit und Publikationen

Auch wenn sich die Energiemärkte im Jahr 2023 etwas beruhigten, war die Nachfrage nach zuverlässigen und objektiven Daten und Fakten bei den Konsument:innen ungebrochen. Vor allem Fragen nach der Entwicklung der Energiepreise sowie weiterhin nach der sicheren Versorgung mit Strom und Gas standen im Mittelpunkt des Interesses. Der Öffentlichkeitsarbeit der E-Control kommt dabei eine wichtige Rolle zu. In mehr als 500 Anfragen von Journalist:innen gab die E-Control Auskunft zu den unterschiedlichsten Strom- und Gasthemten, sei es schriftlich, mündlich oder elektronisch. Die relevanten Inhalte der verschiedenen Themen wurden in Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit der Presse sowie anderen zielgerichteten Me-

dienaktivitäten transportiert. Die kurzen und prägnanten [Erklärfilme](#) der E-Control waren nach wie vor stark gefragt. Zudem stehen Konsument:innen verschiedenste weitere Informationsangebote zur Verfügung, etwa Publikationen, E-Mail-Newsletter, Websites, Social-Media-Kanäle und die Website [frag.E-Control.at](#).

Die E-Control veranstaltete 2023 neuerlich Fachtagungen (die hybrid abgehalten wurden), [Webinare](#) sowie einen Online-Talk für die Branche und Entscheidungsträger:innen zu österreichischen und internationalen Themen des Energiebereichs. Bei zahlreichen nationalen und internationalen Veranstaltungen, Tagungen und Konferenzen waren die Expert:innen der E-Control vertreten

und referierten in Vorträgen zu energierelevanten Themen.

Bei insgesamt sechs Energie-relevanten Messen war die E-Control im Jahr 2023 auch wieder mit einem Stand vertreten, um über die aktuellsten Fragen zu Strom und Gas zu informieren. Mehr als 700 Beratungsgespräche konnten dabei geführt werden. Beim GewinnInfoDay, Österreichs größtem Kongress für Schüler:innen ab 16 Jahren, konnten in Vorträgen oder direkt am Stand der E-Control mehr als 5.000 Jugendliche erreicht werden.

Ein neues Service bietet das Entscheidungsregister der E-Control, das sämtliche Entscheidungen öffentlich und gut durchsuchbar zur Verfügung stellt. Weiters gibt es seit Sommer 2023 das [zweisprachige Energie-Glossar](#) der E-Control. Über eine Suche können über 2.200 Fachbegriffe und Definitionen aus der österreichischen und europäischen Energiewelt abgerufen werden.

Einen Überblick über die europäischen Tätigkeiten der E-Control innerhalb von [CEER](#) und von [ACER](#) geben die jeweiligen Jahresberichte dieser Organisationen.

Social Media

Nachdem die E-Control seit vielen Jahren bereits auf Facebook, Twitter (mittlerweile X), YouTube und dem eigenen Message-Board „Frag E-Control“ präsent ist, wurde 2023 zusätzlich eine offizielle LinkedIn-Seite ins Leben gerufen. Das Zielpublikum auf Facebook ist die breite Allgemeinheit, auf Twitter/X sind es vor allem die Presse und Early Adopters und bei „Frag E-Control“ handelt es sich um thematisch sehr Interessierte. Im Gegensatz dazu hat LinkedIn einen wesentlich stärkeren B2B-Charakter, womit hier bei Fachthemen stärker in die Tiefe gegangen werden kann. Zudem ist LinkedIn mittlerweile im deutschsprachigen Raum die Recruiting-Plattform Nummer 1. Der Start auf LinkedIn kann als

sehr gelungen eingestuft werden. Innerhalb der ersten neun Monate konnte die Seite der E-Control bereits über 2.300 Follower gewinnen und mit knapp 100 eigenen Beiträgen über 2.000 Interaktionen anstoßen.

Auch beide Vorstände der E-Control sind mit eigenen, persönlichen Profilen auf LinkedIn präsent, die ebenfalls hohe Zuwachs- und Interaktionsraten zeigen.

Mit gut 31.000 Followern und rund einer Viertelmillion Interaktionen ist Facebook nach wie vor die Plattform mit der größten Breitenwirkung. Das stärkste Wachstum weist mit knapp 2.700 Followern hingegen auch im Jahr 2023

Twitter/X auf. Nach wie vor großer Beliebtheit erfreuen sich die zweiminütigen [Erklärfilme](#) der E-Control, von denen 2023 zwei weitere erstellt wurden. In Summe wurden sie bereits etwas mehr eine dreiviertel Million Mal angesehen.

Weitere Online-Informationsservices

Auch 2023 war die Website der E-Control wieder ein wichtiges Informationsmedium für Strom- und Gaskund:innen ebenso wie für alle Marktteilnehmer. Nachdem sich seit Jahresbeginn der Wettbewerb erholt und attraktive Angebote auf den Markt kamen, erreichten die Zugriffszahlen auf den Tarifkalkulator und auf die Website insgesamt neue Rekordwerte. So wurden auf der Website über 3,1 Millionen Besuche gezählt.

Mobilitätsapplikationen

Nach fast drei Jahren Vorbereitungs- und Umsetzungszeit konnte die E-Control am 23. November 2023 gemeinsam mit der BMK die neueste Applikation für E-Mobilist:innen der Presse präsentieren. Der neue Lade-Tarifkalkulator schafft Durchblick im „Tarifdschungel“, der unter aktiven wie auch potentiellen E-Autofahrer:innen noch immer als eine große Hemmschwelle zur Massentauglichkeit der E-Mobilität gilt.

Ziel der neuen Applikation unter www.ladetarif.at ist es, das Auffinden und vor allem das Vergleichen von Ladevertragsangeboten („Ladekarten“) zu erleichtern, um das jeweils für die individuelle Situation am besten geeigne-

te wählen zu können. Damit sind künftig auch erstmals nahezu alle Ladekarten-Angebote an einer Stelle im Internet leicht auffindbar und vergleichbar.

Dank des großen Medieninteresses übertrafen die Zugriffszahlen des neuen Tools an den ersten beiden Tagen nach der Präsentation mit über 10.000 Besuchen sogar jene des Spritpreisrechners, sonst traditionell die meistgenutzte Online-Applikation der E-Control. Insgesamt wurden bis Jahresende 2023 mit dem Lade-Tarifkalkulator bereits über 19.000 Vergleichsrechnungen angestellt.

In Summe dennoch weiterhin das meistgenutzte Tool der E-Control blieb der Spritpreisrechner, wenngleich die Besuchszahlen praktisch parallel mit den wieder deutlich gesunkenen Spritpreisen abnahmen. Bis Jahresende verzeichnete die Applikation 3,9 Millionen Besuche (s. auch die [Quartalsberichte zur Preistransparenzdatenbank – Spritpreisrechner](#)).

Auf gleichbleibendem Niveau bezüglich der Besuchszahlen lag das seit 2019 von der E-Control geführte Ladestellenverzeichnis unter www.ladestellen.at. Rund 30.000 Besuche wurden hier im Jahr 2023 registriert (s. die [Quartalsberichte zum Ladestellenver-](#)

[zeichnis](#)). Die Datenbank selbst zeigt, dass die Zahl der registrierten Ladestellenbetreiber, die in Österreich öffentlich zugängliche Ladestellen betreiben, um mehr als 50% angewachsen ist (s. Abbildung 41). Die Zahl der Ladepunkte erhöhte sich um mehr als ein Drittel auf knapp 22.000. Österreich zählt damit zu den drei Spitzenreitern in Europa, was die Dichte der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur betrifft.

Die Themen Ladeinfrastruktur und Konsument:innenschutz in dieser komplexen Situation werden auch im [CEER-Bericht Report on Electric Vehicles: Network Management and Consumer Protection](#) aufgegriffen und mit einer europäischen Sichtweise betrachtet.

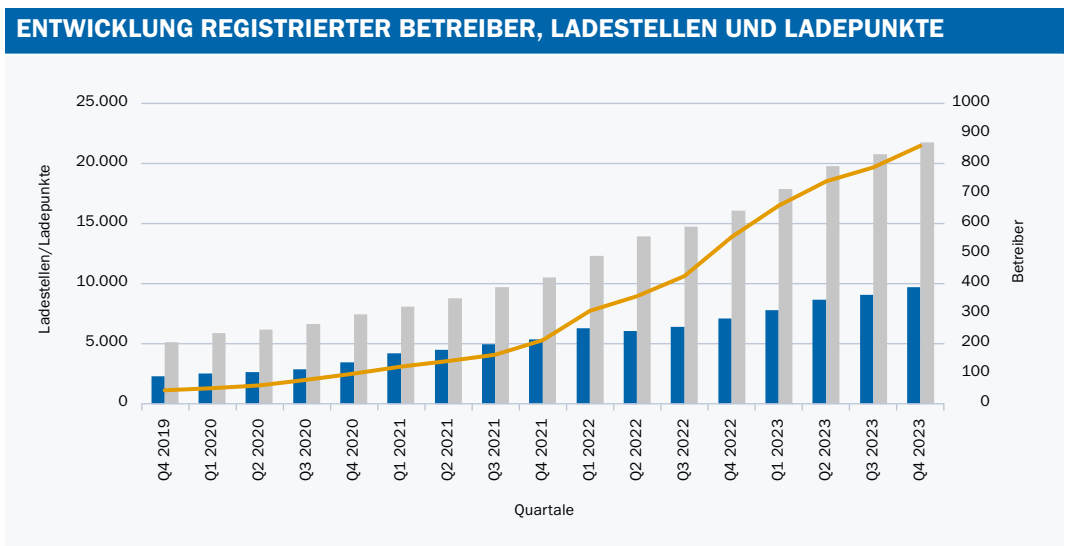


Abbildung 41
Entwicklung der im Ladestellenverzeichnis registrierten Ladestellen, Ladepunkte und Betreiber, 2019 bis 2023

Quelle: Ladestellenverzeichnis der E-Control

Berichtspflichten der E-Control

Der Gesetzgeber sieht für die E-Control zahlreiche unterschiedliche Berichtspflichten vor. Im Interesse der Transparenz und der Auffindbarkeit der umfassenden Berichte der E-Control werden die Veröffentlichungen der E-Control in Erfüllung dieser Pflichten hier erwähnt.

Weitere Berichts- und Veröffentlichungspflichten erwachsen der E-Control aus europäischen Rechtsvorschriften sowie in Österreich aus diversen Verordnungen. Diese sind hier nicht gesondert dargestellt.

Weiters hat die E-Control gemäß § 128 Abs 1 GWG 2011 die Aufgabe, die Bevölkerung im Falle der Einführung von intelligenten Messeinrichtungen für Gas über diverse Aspekte dieser Einführung (z.B. Kosten, Netzsituation, Datenschutz) zu informieren. Der Erlass einer entsprechenden Verordnung zur Einführung intelligenter Messgeräte für Gas obliegt der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Da keine solche Verordnung vorliegt, greift die Informationspflicht der E-Control in dieser Hinsicht derzeit nicht.

In kommenden Jahren wird die E-Control außerdem einen jährlichen Bericht gemäß § 70 Abs 1 Energieeffizienzgesetz zu legen haben. Der erste derartige Bericht, mit dem Be-

richtszeitraum 2021 und 2022, ist vom Gesetz für das erste Quartal 2024 vorgesehen.

Mit dem Ende des Jahres 2023 steht auch der Beschluss eines Informationsfreiheitsgesetzes im Rahmen des parlamentarischen Verfassungsausschusses vor der Tür. Mit diesem Gesetzespaket wird die Amtsverschwiegenheit endgültig aus der Verfassung gestrichen und Bürger:innen ein Informationsrecht gegenüber dem Staat eingeräumt. Generell sollen Ministerien, Landesverwaltungen, Parlament, Gerichte und weitere staatliche Organe (wie auch die E-Control) verpflichtet werden, Informationen von allgemeinem Interesse von sich aus zu veröffentlichen. Die E-Control begrüßt diesen Schritt zur Stärkung einer transparenten und somit nachvollziehbaren öffentlichen Verwaltung. Mit gutem Beispiel vorangegangen ist die E-Control in diesem Zusammenhang bereits im Jahr 2023. Neben all den oben angeführten Berichten hat die E-Control ein online zugängliches Entscheidungsregister geschaffen, das sämtliche Entscheidungen der E-Control öffentlich und gut durchsuchbar zur Verfügung stellt. Nach dem Kenntnisstand der E-Control ist dies das erste dieser Art in Österreich. Die E-Control hofft, dadurch alle Bürger:innen noch besser über ihre Entscheidungsfindung und -praxis informieren zu können.



Tätigkeitsbericht inkl. Marktbericht und Jahresabschluss gemäß § 28 Abs 1 und 2 E-Control-Gesetz sowie § 31 Abs 4 E-Control-Gesetz



EAG-Monitoringbericht gemäß § 16d Abs 4 EIWOG 2010



Tätigkeitsbericht der Schlichtungsstelle gemäß § 26 Abs 4 E-Control-Gesetz



Bericht über die Strom- und Gaskennzeichnung gemäß § 79 Abs 9 EIWOG 2010 sowie § 130 Abs 9 GWG 2011



Smart-Meter-Monitoringbericht gemäß § 83 Abs 1 EIWOG 2010



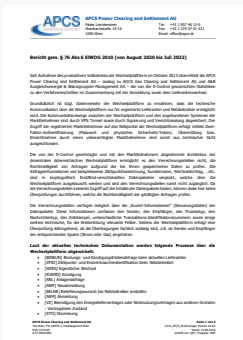
Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt (Wettbewerbsbericht) gemäß § 98 Abs 2 und 3 GWG 2011 (zumindest alle 3 Jahre)



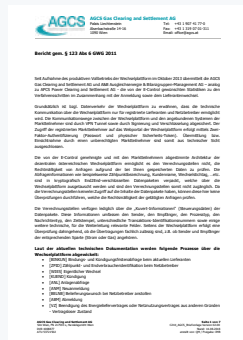
**Monitoring Report
Versorgungssicherheit Strom**
gemäß § 28 Abs 3
E-Control-Gesetz



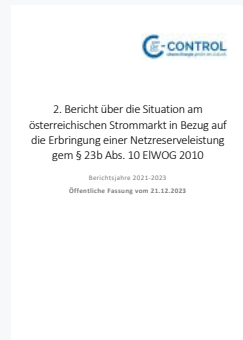
**Monitoring Report
Versorgungssicherheit Gas**
gemäß § 28 Abs 3
E-Control-Gesetz



**Bericht zu den Anfragen
bei der Wechselplattform Strom**
gemäß § 76 Abs 6 EIWOG 2010
(zweijährlich, erstellt von APCS,
Veröffentlichung durch E-Control)



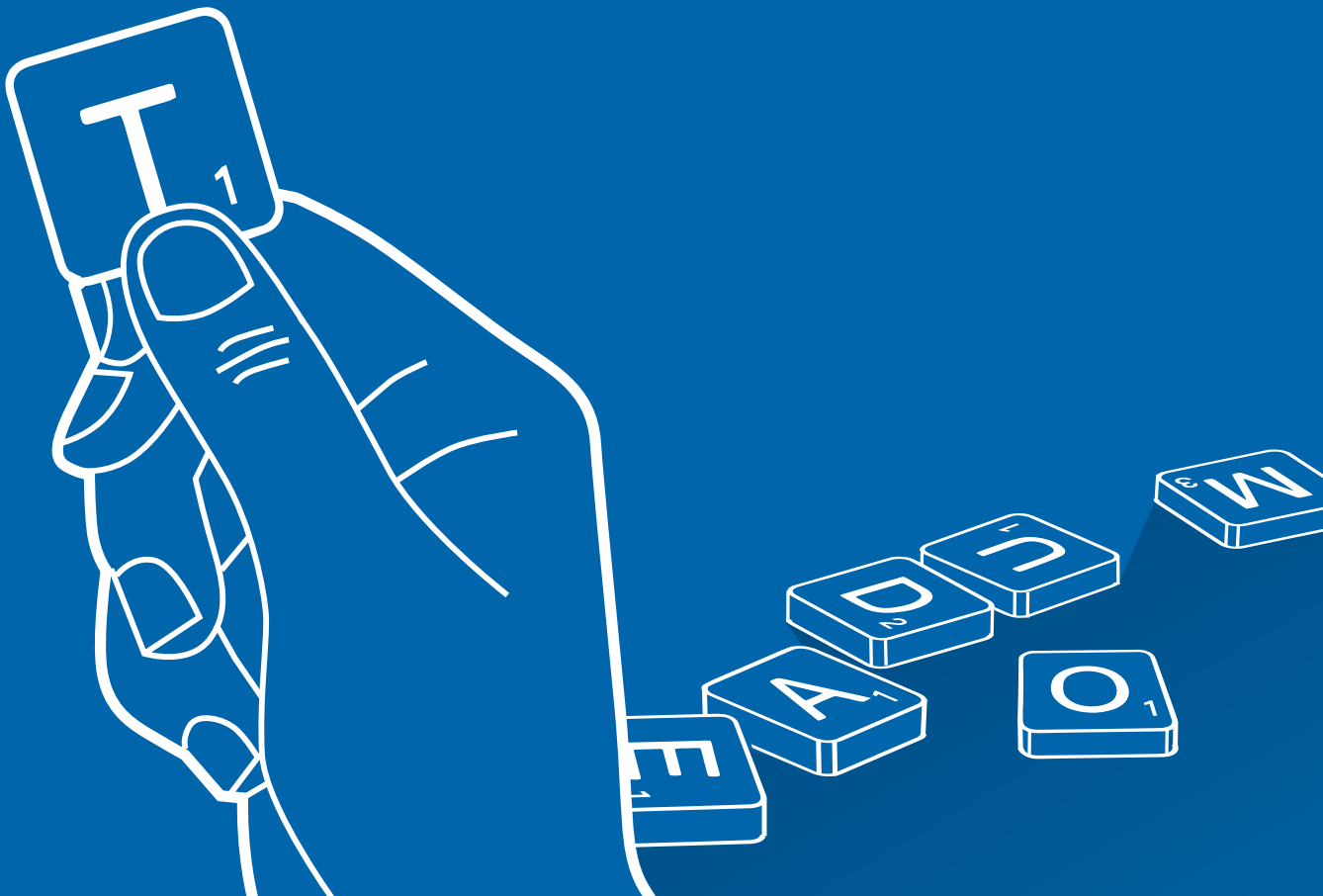
**Bericht zu den Anfragen
bei der Wechselplattform Gas**
gemäß § 123 Abs 6 GWG 2011
(zweijährlich, erstellt von AGCS,
Veröffentlichung durch E-Control)



**Bericht über die Situation
am österreichischen Strommarkt**
gemäß § 23b Abs 10 und § 111
Abs 6 EIWOG 2010 (zweijährlich)

RECHTS- ENTWICKLUNGEN AUF EU-EBENE UND IN ÖSTERREICH

Neuer Fokus auf längerfristige Maßnahmen



RECHTSENTWICKLUNGEN AUF EU-EBENE UND IN ÖSTERREICH

Nach der vielschichtigen Notfallgesetzgebung 2022 zur Bewältigung der Mengen- und Preiskrise waren die Rechtsentwicklungen auf der EU-Ebene 2023 zweigeteilt. Einerseits galt es, die kurzfristig erlassenen Maßnahmen aus dem Vorjahr zu bewerten und entweder abzuschließen oder zu verlängern. Andererseits fanden die europäischen Institutionen auch wieder zu einer längerfristigen Perspektive und damit zur Bewältigung der Klimakrise und der Weiterentwicklung des Marktmodells zurück.

Ähnlich verhielt es sich in Österreich, wo Lehren aus den Vorjahren entweder zur Beendigung punktueller Krisenbewältigungsmaßnahmen oder zur längerfristigen Veränderung und Weiterentwicklung des Rechtsrahmens führten. Im Bereich des Klimaschutzes sind insbesondere das Energieeffizienzgesetz und der Entwurf für das Erneuerbares-Gas-Gesetz zu erwähnen, die beide zahlreiche neue Befugnisse und Aufgaben für die E-Control beinhalten.

Rechtsentwicklungen auf EU-Ebene

Das Jahr 2022 war von einer Vielzahl an EU-Notfallverordnungen im Energiebereich geprägt. Die EU-Mitgliedstaaten ergriffen ihrerseits eine Vielzahl von Maßnahmen zur Umsetzung dieser und weiterer Schutzmechanismen für Bevölkerung und Wirtschaft. Eine Übersicht dazu bietet [ACER auf einer interaktiven Website](#).

Im Gegensatz dazu wurden im Jahr 2023, dem letzten vollständigen Jahr der Legislaturperiode dieser EU-Kommission, vor allem noch offene Legislativvorschläge verhandelt. Neben der Finalisierung der Verhandlungen zum Dekarbonisierungspaket stand vor allem die Reformierung des Strommarktdesigns im Vordergrund. Dazu veröffentlichte die Kommission Mitte März einen Vorschlag zur Überarbeitung des Strommarktdesigns, gemeinsam mit einem Vorschlag zur Überarbeitung der REMIT-Verord-

nung für einen besseren Schutz vor Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt.

Im Oktober veröffentlichte die EU-Kommission noch einen Aktionsplan für einen beschleunigten Ausbau der Windkraft in der EU, das sogenannte [Wind Power Package](#). Mit Hilfe dieses Aktionsplans soll die Lücke zwischen den Zielen für 2023 und dem tatsächlichen Ausbau, die vor allem auf die Komplexität und Dauer der Genehmigungsverfahren zurückzuführen ist, geschlossen werden.

AUSWIRKUNGEN DER KRISENGESETZGEBUNG VON 2022

Was kurzfristige Krisengesetzgebung angeht, wurden 2023 auf europäischer Ebene keine neuen Initiativen gesetzt, sondern nur einige der Maßnahmen aus dem Vorjahr verlängert. Andere liefen aus. Allerdings war

die Wirkung der diversen Gesetzesinitiativen aus dem Jahr 2022 deutlich spürbar. Im Rahmen der Krisenbewältigungsstrategie wurde 2022 innerhalb kürzester Zeit eine Reihe von Notfallverordnungen im Bereich Energie veröffentlicht. Das übergeordnete Ziel dieser Notfallmaßnahmen war die Loslösung von russischen Gasimporten und die Eindämmung hoher Energiepreise.

Im Juni 2023 kamen nur noch 8% der EU-Gasimporte durch russische Pipelines, während es vor dem russischen Angriffskrieg in der Ukraine über 40% waren. Dank intensiver Diversifizierungsbemühungen und des Nachfragerückgangs aufgrund veränderten Verbrauchsverhaltens konnten die Importe aus Russland auf EU-Ebene kompensiert werden. Die gesamten russischen Gasimporte sanken auf rund 80 Mrd. m³ im Jahr 2022 und auf schätzungsweise 40–45 Mrd. m³ im Jahr 2023, verglichen mit 155 Mrd. m³ jährlich in den Jahren zuvor ([s. den Eighth Report on the State of the Energy Union](#)).

Am Ende der Heizperiode 2022/2023 betrug der Füllstand der EU-Gasspeicher immer noch mehr als 56%, und das allgemeine Ziel der 90%igen Gasspeicherfüllung wurde am 18. August 2023 erreicht, mehr als zwei Monate vor der Novemberfrist aus der Gasspeicherverordnung (VO 2022/1032) ([s. den Eighth Report on the State of the Energy Union](#)).

Die Ratsverordnung 2022/2577 zu Genehmigungsverfahren für Projekte im Bereich

erneuerbare Energien soll Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien vereinfachen und beschleunigen. Im Mai 2023 übertrafen Wind- und Solarenergie zum ersten Mal die gesamte fossile Stromerzeugung auf EU-Ebene. Unter anderem mit Hilfe dieser Verordnung konnte der Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix im Jahr 2023 erheblich erhöht werden ([s. den Eighth Report on the State of the Energy Union](#)). Die Notfallverordnung wurde aufgrund des Erfolgs bis Juni 2025 verlängert.

Die EU-Notfallverordnung zur Verringerung der Gasnachfrage (2022/1369) sah vor, dass alle EU-Länder ihren Gasverbrauch bis 31. März 2023 freiwillig um 15% gegenüber dem 5-Jahres-Schnitt senken. Der Gesamtverbrauch von Erdgas in der EU konnte zwischen August 2022 und Jänner 2023 um 19,3% gesenkt werden ([s. die entsprechende Pressemitteilung des Rats der EU vom 28. März 2023](#)). Aufgrund der erfolgreichen Nachfragereduktion wurden diese Regelungen durch die Einführung einer neuen Verordnung 2023/706 für ein weiteres Jahr verlängert. Das freiwillige Ziel, den Erdgasverbrauch um 15% gegenüber dem (rollierenden) 5-Jahres-Schnitt zu senken, gilt nun von April 2023 bis März 2024.

Im Zuge der Notfallverordnung über mehr Solidarität durch bessere Koordinierung der Gasbeschaffung (VO 2022/2576) wurde am 25. April 2023 die europäische Erdgas-Einkaufsplattform „AggregateEU“ gestartet. Bis

Jahresende fanden bereits drei erfolgreiche Ausschreibungsrunden mit einer Gesamtnachfrage von 44,75 Mrd. m³ statt. Die von den EU-Käufern allein in den ersten beiden Ausschreibungsrunden angemeldete Nachfrage war doppelt so hoch wie das in der Verordnung festgelegte verbindliche Ziel von 13,5 Mrd. m³ (s. den Eighth Report on the State of the Energy Union). Die Notfallverordnung wurde im Dezember 2023 um ein weiteres Jahr verlängert. Im Rahmen der interinstitutionellen Verhandlungen über das vorgeschlagene Legislativpaket zum Wasserstoffmarkt und zum dekarbonisierten Gasmarkt wurde beschlossen, AggregateEU ab 2025 durch einen sehr ähnlichen Mechanismus zu ersetzen, mit dem die Kommission ein freiwilliges System für Nachfrageaggregation und gemeinsamen Einkauf von Erdgas schaffen wird.

In einem [Bericht der Kommission vom Juni 2023](#) wurden die Auswirkungen der Verordnung über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise (VO 2022/1854) analysiert. In der Verordnung wurde das Ziel festgelegt, die Stromnachfrage um insgesamt 10% und in den Spitzenstunden um mindestens 5% zu senken. Während die Reduktion der Nachfrage während der Spitzenzeiten grundsätzlich von vielen Mitgliedstaaten, darunter auch Österreich, erreicht wurde, war die Verringerung des Gesamtstromverbrauchs um 10% für den Großteil der Mitgliedstaaten eine nicht machbare Herausforderung. Im Rahmen der Verordnung nutzten außerdem

12 EU-Länder die Möglichkeit, den Anwendungsbereich der Einzelhandelspreisregulierung in Krisenzeiten auf KMU auszudehnen und unter bestimmten Bedingungen eine Preisregulierung unterhalb der Selbstkosten anzuwenden. Sieben EU-Mitgliedstaaten führten im Zuge dieser Verordnung einer Preisregulierung für Haushalte ein. Aufgrund der Entspannung an den Energiemärkten sah die Kommission von einer Verlängerung dieser Krisenmaßnahmen ab.

Die Notfallverordnung zur Einführung eines Marktkorrekturmechanismus zum Schutz vor überhöhten Preisen (VO 2022/2578) ermöglicht seit 15. Februar 2023 (bis März 2024) die Aktivierung eines Marktkorrekturmechanismus. Ziel dieser Verordnung ist es, Phasen mit übermäßig hohen Gaspreisen in der EU, die nicht die Weltmarktpreise widerspiegeln, zu begrenzen. Gleichzeitig sollen die Energieversorgungssicherheit und die Stabilität der Finanzmärkte gewährleistet werden. In dieser Verordnung werden ACER und ESMA beauftragt, die Einführung des Marktkorrekturmechanismus zu bewerten. Beide Agenturen konnten in ihren Abschlussberichten ([ACER](#), [ESMA](#)) keine wesentlichen Auswirkungen (weder positive noch negative) ausmachen, die eindeutig oder direkt der Einführung des Marktkorrekturmechanismus zugeschrieben werden können. Aufgrund der Entspannung der Energiepreise und der veränderten Marktdynamik seit September 2022 sanken die Gaspreise kontinuierlich und blieben bei Werten unterhalb der Marktkorrekturmecha-

nismus-Aktivierungsschwelle. Trotzdem wurde die Verordnung im Dezember 2023 um ein weiteres Jahr verlängert.

DEKARBONISIERUNGSPAKET

Das sogenannte [Dekarbonisierungspaket](#) beinhaltet eine Neufassung der europäischen Gasrichtlinie und Gasverordnung ebenso wie eine gänzlich neue Verordnung zur Reduktion von Methanemissionen im Energiesektor. Nach rund zwei Jahren intensivster Verhandlungen zwischen Rat und EU-Parlament konnte das Paket im Dezember 2023 abgeschlossen werden. Die Einigung zur Dekarbonisierung des Gasmarktes und zur Schaffung eines Wasserstoffmarktes soll die Nutzung erneuerbarer und CO₂-armer Gase, einschließlich Wasserstoff, erleichtern und gleichzeitig die Versorgungssicherheit und die Erschwinglichkeit von Energie gewährleisten. Die Legislativtexte sehen vor, dass nationale Netzentwicklungspläne auf gemeinsamen Szenarien für Strom, Gas und Wasserstoff beruhen. Weiters müssen spezielle Wasserstoffnetzentwicklungspläne erstellt werden, um sicherzustellen, dass der Aufbau des Wasserstoffsystems auf einer realistischen Nachfrageprognose beruht.

Mit diesem Paket wird ein Marktdesign für Wasserstoff in Europa geschaffen, wobei die Einführung der Vorschriften in zwei Phasen (vor und nach 2033) erfolgen wird. In der Anlaufphase bis 2033 wird ein vereinfachter Regulierungsrahmen angewandt, wobei schon in dieser Phase Klarheit über die

künftigen Vorschriften für einen entwickelten Wasserstoffmarkt nach 2033 besteht. Diese Bestimmungen betreffen unter anderem den Zugang zu Wasserstoffinfrastrukturen, die Trennung von Wasserstoffherzeugung und Transporttätigkeiten und die Festlegung der Tarife. Mit der Gründung des Europäischen Netzwerks der Wasserstoffnetzbetreiber (European Network of Network Operators for Hydrogen, ENNOH) entsteht eine neue Steuerungsstruktur, die sich mit dem Aufbau einer speziellen Wasserstoffinfrastruktur und der grenzüberschreitenden Koordinierung auseinandersetzen wird.

ENERGIEEFFIZIENZ-RICHTLINIE

Im September 2023 wurde auch die neue Energieeffizienz-Richtlinie (EU) 2023/1791 veröffentlicht. Sie legt eine Senkung des EU-Endenergieverbrauchs um 11,7% gegenüber dem für 2030 erwarteten Verbrauch fest. Die Richtlinie ist nach einer zweijährigen Umsetzungsfrist bis Oktober 2025 in Österreich umzusetzen.

ERNEUERBAREN-RICHTLINIE

Mit 31. Oktober 2023 wurde eine Revision der Erneuerbaren-Richtlinie (EU) 2023/2413 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Damit ist das „Fit für 55“-Paket vollständig. Die Richtlinie sieht vor, dass der Erneuerbaren-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 auf mindestens 42,5% gesteigert wird. Zu diesem Zweck gibt es neue Regelungen, die die Genehmigung und den Bau von Erneuerbaren-Stromerzeugungsan-

lagen beschleunigen sollen. Die Richtlinie ist bis Anfang 2025 in österreichisches Recht zu überführen.

ELECTRICITY MARKET DESIGN

Im März 2023 präsentierte die EU-Kommission ein neues [Legislativpaket zum Strommarktdesign](#). Übergeordnetes Ziel des Kommissionsvorschlags ist es, den Ausbau erneuerbarer Energien ebenso wie den Ausstieg aus Gas zu beschleunigen und die Haushalte vor Preisschwankungen fossiler Brennstoffe, künftigen Preisspitzen und Marktmanipulation zu schützen. Der Vorschlag rüttelt nicht an den Grundlagen des Strommarktes, der große Wurf ist ausgeblieben. Es ist somit in der Mitte der Infografik auf [Seite 114](#) anzusiedeln. Die Kommission konzentrierte sich auf Vorschläge, die auf eine Optimierung des Strommarktdesigns abzielen, indem die kurzfristigen Märkte durch mehr längerfristige Instrumente ergänzt werden. Anreize für längerfristige Verträge für nicht-fossile Energieerzeugung sowie Maßnahmen, die saubere flexible Lösungen wie Laststeuerung und Speicherung in das System bringen, sollen geschaffen werden.

Gleichzeitig legte die EU-Kommission einen Vorschlag zur Überarbeitung der REMIT-Verordnung vor, der den Geltungsbereich der REMIT-Verordnung an aktuelle Marktentwicklungen anpassen und den Schutz des Marktes gegen Marktmissbrauch noch weiter verstärken soll. Unter anderem sieht die Verordnung eine engere Verzahnung und besse-

re Kooperationsmöglichkeiten der nationalen und europäischen Aufsichtsbehörden vor.

Nach intensiven Verhandlungen im Herbst 2023 konnten sich die europäischen Institutionen im Dezember auf einen Kompromiss einigen, das Legislativpaket wird 2024 in Kraft treten.

AMENDMENTS DER GRID CONNECTION CODES

Auf Initiative von ACER und CEER wurden im September 2022 Überarbeitungsprozesse der europäischen Netzanschlusskodizes RfG (Requirements for Generators) und DC (Demand Connection) gestartet. Änderungsbedarf war vor allem aufgrund der wachsenden Dynamik im Ausbau dezentraler und umrichtergekoppelter Stromerzeugungsanlagen und Speicher, bei Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sowie bei Wärmepumpen gegeben. Im Zuge des Überarbeitungsprozesses arbeitete ACER unter Mitwirkung der E-Control Änderungsvorschläge aus und unterzog diese einer öffentlichen Konsultation. Nach Abschluss der Konsultation und Auswertung der Beiträge legte ACER der Europäischen Kommission im Dezember 2023 Änderungsvorschläge und Empfehlungen für die beiden Netzanschlusskodizes vor. Die offizielle Empfehlung wurde am 19. Dezember 2023 von ACER veröffentlicht.

Der Demand Connection-Netzkodex (VO 2016/1388) enthält Bestimmungen für den Netzanschluss von elektrischen Anlagen an

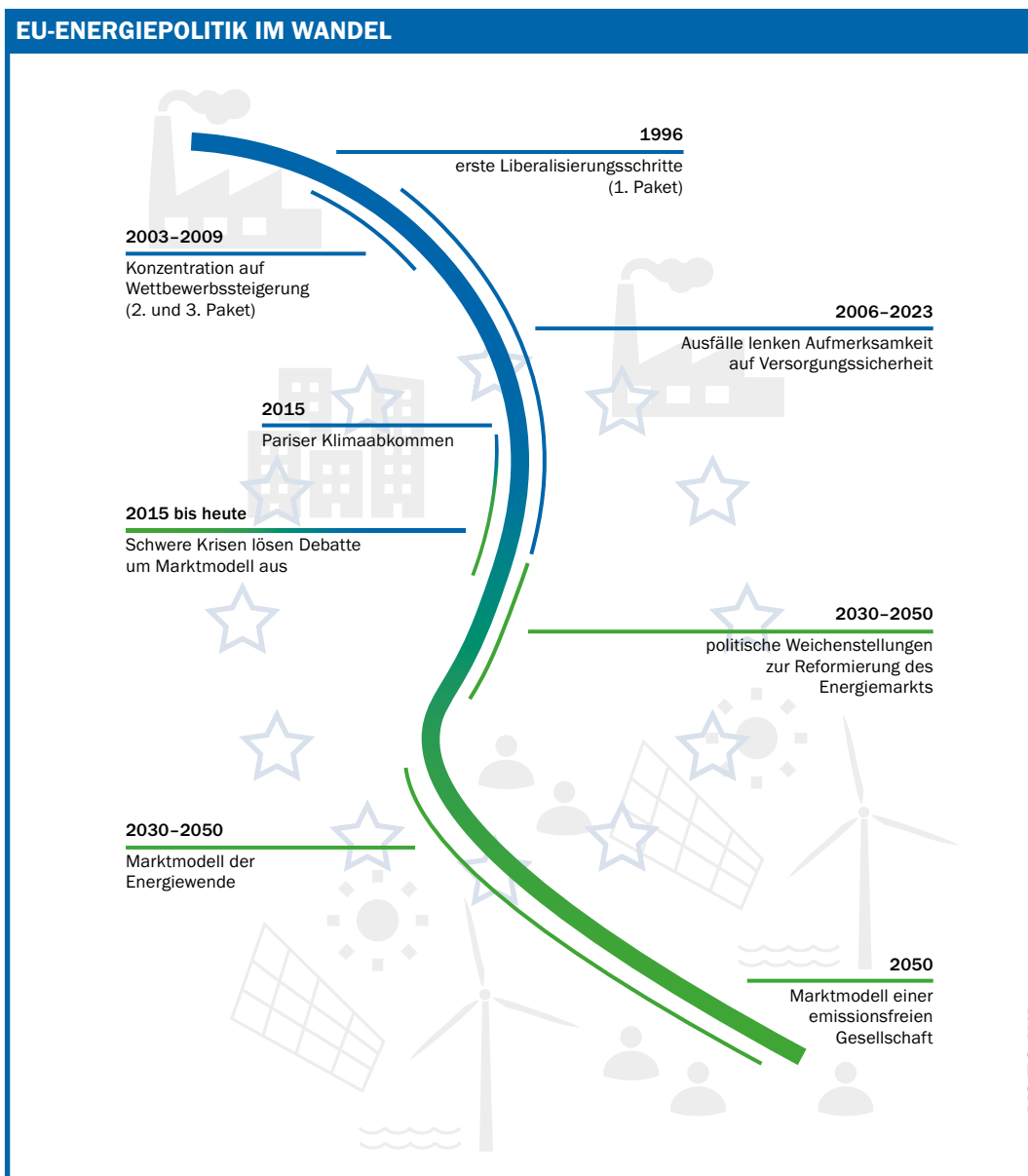
das Übertragungsnetz, von Verteilernetzen sowie von Verbrauchseinheiten, mit denen Laststeuerungsdienste für Netzbetreiber erbracht werden. In der neuen Fassung werden auch Ladeeinrichtungen bzw. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen in den Anwendungsbereich des DC-Kodex fallen. Neue technische Anforderungen sollen sicherstellen, dass diese Verbrauchseinheiten zukünftig einen Beitrag zur Systemstabilität und damit zur Versorgungssicherheit leisten. Teilweise handelt es sich um Anforderungen, die auf nationaler Ebene bereits aus den von der E-Control veröffentlichten technischen und organisatorischen Regeln für Verteilernetzanschluss (TOR Verteilernetzanschluss) bekannt sind und die nun in den europäischen Rechtsrahmen aufgenommen werden.

Der Requirements for Generators-Netzkodex (VO 2016/931) beschreibt die Anforderungen an den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf allen Spannungsebenen. Die Bestimmungen umfassen verschiedene Aspekte wie die Fähigkeit zur Frequenzstützung, die Bereitstellung von Blindleistung und die Schwarzstartfähigkeit von Großanlagen. Der überarbeitete RfG-Kodex berücksichtigt auch elektrische Energiespeicher. Anforderungen an Vehicle-to-Grid-Ladeeinrichtungen und Elektrofahrzeuge fallen ebenfalls in den Anwendungsbereich des Netzkodex. Neue technische Anforderungen sollen sicherstellen, dass weitere Beiträge zur Systemstabilität von Stromerzeugungsanlagen geleistet werden.

Ein weiterer Kodex, der Demand Response-Netzkodex, befindet sich derzeit in Ausarbeitung. Bereits 2022 war die E-Control in die Erstellung der diesbezüglichen Rahmenleitlinie involviert, die Rahmen, Anwendungsbereich und Zielsetzungen des Netzkodex absteckt. Übergeordnetes Ziel des Kodex ist die verstärkte Nutzung nachfrageseitiger Flexibilität auf europäischen Strommärkten. Zu diesem Zweck werden auf europäischer Ebene einheitliche Regelungen und Vorgaben für nationale Regelwerke zur Marktintegration von Laststeuerung und dezentralen Flexibilitäten festgelegt. Im März 2023 beauftragte die Europäische Kommission die gesetzlichen Vertreter der europäischen Netzbetreiber, ENTSO-E und die EU DSO Entity, mit der Erstellung eines Entwurfs für den Demand Response-Netzkodex auf Basis der Rahmenleitlinie. Seitens ACER wurde ein Projektteam eingerichtet, dem auch Mitarbeiter:innen der E-Control angehören und das in kontinuierlichem Austausch mit den für die Ausarbeitung des Entwurfes verantwortlichen Netzbetreiberorganisationen steht. Im Jahr 2024 wird das Projektteam auf Basis des Entwurfes der Netzbetreiberorganisationen den Vorschlag für den neuen Netzkodex finalisieren, der ACER-Entscheidungsebene vorlegen und an die Europäische Kommission übermitteln.

NEUES EU-PARLAMENT UND NEUE EUROPÄISCHE KOMMISSION 2024

Im Juni 2024 finden nach fünf Jahren erneut Europawahlen statt, bei denen die EU-Bürger:innen die Abgeordneten des Euro-



Quelle: E-Control

päischen Parlaments wählen. Aufgrund der bevorstehenden Wahlen konzentrierten sich die EU-Institutionen 2023 vorwiegend auf die Fertigverhandlung von Dossiers. All jene Gesetzesvorlagen, über die das Plenum des EU-Parlaments vor den Wahlen nicht mehr abstimmt, verfallen automatisch.

Nach der EU-Wahl schlägt der Europäische Rat unter Berücksichtigung des Ergebnisses dieser Wahl eine Person als Kommissionspräsident:in vor, die vom Euro-

päischen Parlament mit absoluter Mehrheit bestätigt werden muss. Die Kommissionsmitglieder selbst werden von den Mitgliedstaaten nominiert, vom Europäischen Rat designiert und in der Folge vom jeweils zuständigen Parlamentsausschuss des Europäischen Parlaments streng geprüft. Sobald das Parlament der gesamten neuen EU-Kommission seine Zustimmung erteilt hat, werden sie vom Europäischen Rat in einem mit qualifizierter Mehrheit gefällten Beschluss offiziell ernannt.

Rechtsentwicklungen in Österreich

Die laufenden Tätigkeiten der E-Control schlugen sich 2023 in zahlreichen Verwaltungs- und Ordnungsverfahren nieder. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit novellierte der Gesetzgeber 2023 das GWG 2011, zur Bekämpfung der hohen Energiekosten wurden diverse Änderungen im Strom- und im Gasbereich durchgeführt. In vielen Bereichen ergaben sich dadurch auch Aufgaben für die E-Control.

Lehren aus der Mengen- und Preiskrise konnten 2023 außerdem in verbesserte Regelungen für Verbraucher:innen umgesetzt werden, beispielsweise im Bereich der Informationsbereitstellung.

Eine wesentliche legislative Entwicklung war aus Sicht der E-Control die Verabschiedung

des Bundes-Energieeffizienzgesetzes Mitte des Jahres. Mit der Umsetzung der neuen Kompetenzen hat die Behörde bereits begonnen. Eine nächste erhebliche Erweiterung der Aufgaben ist vom Erneuerbares-Gas-Gesetz zu erwarten, das als Entwurf vorliegt.

VERWALTUNGSVERFAHREN

Im Jahr 2023 wurden insgesamt 355 Verwaltungsverfahren und 18 Ordnungsverfahren geführt und abgeschlossen. Hinzu kommen noch 164 laufende Verwaltungsverfahren, davon 58 gerichtsanhängige Verfahren. Einen Überblick über die Konsultationen, Verordnungen und Bescheidverfahren sowie die Beteiligung der E-Control an Verfahren anderer Behörden gibt Abbildung 4.2.

KONSULTATIONEN, VERORDNUNGEN UND BESCHIEDVERFAHREN		
Konsultationen		18
Konsultationen – Gas		7
Versorgungsstandard-Verordnung 2023		
Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung 2023		
Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung – Novelle 2023		
Gas-Monitoring-Verordnung 2017 – Novelle 2023		
Gaskennzeichnungsverordnung 2023		
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – 2. Novelle 2023		
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2024		
Konsultationen – Strom		11
RfG Anforderungs-Verordnung – 1. Novelle 2023		
Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 – Novelle 2023		
Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2024		
Netzdienstleistungsverordnung Strom 2012 – Novelle 2024		
Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung 2022 – Novelle 2023		
Clearinggebühr-Verordnung 2023		
Energieeffizienz-Standardisierte-Kurzbericht-Verordnung		
Energieeffizienz-Qualifikationsbewertungs-Verordnung		
Individuelle-Verbrauchserfassungs-Verordnung		
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – 2. Novelle 2023		
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – Novelle 2024		
Verordnungen		18
Verordnungen – Gas		7
Versorgungsstandard-Verordnung 2023	BGBl. II Nr. 151/2023	
Erdgas-Clearingentgelt-Verordnung 2023	BGBl. II Nr. 275/2023	
Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 – Novelle 2023	BGBl. II Nr. 291/2023	
Gas-Monitoring-Verordnung 2017 – Novelle 2023	BGBl. II Nr. 272/2023	
Gaskennzeichnungsverordnungsnovelle 2023	BGBl. II Nr. 216/2023	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – 2. Novelle 2023	BGBl. II Nr. 74/2023	
Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – Novelle 2024	BGBl. II Nr. 396/2023	

Verordnungen – Strom		11
RfG Anforderungs-V – 1. Novelle 2023	BGBl. II Nr. 271/2023	
Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 – Novelle 2023	BGBl. II Nr. 290/2023	
Herkunftsnachweispreis-Verordnung	BGBl. II Nr. 356/2023	
NetzdienstleistungsVO Strom 2012 – Novelle 2024	BGBl. II Nr. 394/2023	
Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung 2022 – Novelle 2023	BGBl. II Nr. 393/2023	
Clearinggebühr-Verordnung 2023	BGBl. II Nr. 276/2023	
Energieeffizienz-Standardisierte-Kurzbericht-Verordnung	BGBl. II Nr. 242/2023	
Energieeffizienz-Qualifikationsbewertungs-Verordnung	BGBl. II Nr. 264/2023	
Individuelle-Verbrauchserfassungs-Verordnung	BGBl. II Nr. 321/2023	
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – 2. Novelle 2023	BGBl. II Nr. 52/2023	
Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – Novelle 2024	BGBl. II Nr. 395/2023	
Beschiedverfahren		
Abgeschlossene Verfahren		346
Anzahl der laufenden Verfahren		161
Davon gerichtsanhängige Verfahren		58
Beteiligung an Verfahren anderer Behörden		9

Abbildung 42
Konsultationen, Verordnungen und Bescheidverfahren der E-Control sowie Beteiligungen der E-Control an Verfahren anderer Behörden, 2023

Quelle: E-Control

RECHTSENTWICKLUNGEN IM BEREICH ENERGIEMÄRKTE

Während des Jahres 2023 hatte die E-Control durchgehend Aufgaben der Koordination, der Überwachung und der Berichterstattung im Rahmen des Energielenkungsgesetzes 2012 wahrzunehmen. Der Fokus des österreichischen Gesetz- und Ordnungsgebers im Bereich Energie lag weiterhin bei den durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine verursachten Herausforderungen an den europäischen Energiemärkten. Der österreichische Gesetzgeber war sehr aktiv im Zusammenhang mit den exorbitant gestiegenen Energiekosten und deren Auswirkungen auf Privat-

personen sowie Unternehmen und ergänzte Vorschriften, die die Versorgungssicherheit resilienter und nachhaltiger gestalten.

FESTIGUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT

Im Jahr 2023 wurden zwei Novellierungen des GWG 2011 verabschiedet. Die erste Novelle (BGBl. I Nr. 23/2023) setzte Artikel 3a der EU-Gasverordnung (EU) 715/2009 um und schuf erstmalig Vorgaben zur Zertifizierung von Speicherunternehmen in Österreich, regelte weiters die Errichtung eines Anschlusses des Speichers Haidach an das österreichische Verteilernetz und erwei-

terte die bisherigen Vorgaben zum Gasversorgungsstandard um Gasmengen, die in KWK-Anlagen oder Heizkraftwerken für geschützte Fernwärmekund:innen (Haushalte, kleine und mittlere Unternehmen) eingesetzt werden.

Mit der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Nachweise sowie die Überprüfung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kund:innen in Österreich (BGBl. II Nr. 151/2023) erließ die E-Control nähere Durchführungsbestimmungen zu den gesetzlichen Vorgaben.

Die zweite Novellierung des GWG 2011 (BGBl. I Nr. 145/2023), ergänzt um Änderungen des Erdölbevorratungsgesetzes 2012 und des EIWOG 2010, beschäftigte sich mit einer weiteren Verstärkung der Resilienz der Inlandsversorgung. Der Gasversorgungsstandard wurde von 30 auf 45 Tage Liefergarantie für geschützte Kund:innen angehoben, sofern der Versorger sein Gas aus nichtdiversifizierten, konventionellen (russischen) Quellen bezieht. Vergleichbare Regelungen gelten für große Gaskraftwerke (> 50 MW) in Bezug auf den von ihnen erzeugten Strom.

Zusätzlich trafen Österreich und Deutschland ein Abkommen über die Zuordnung der Gasmengen in den grenzüberschreitend genutzten Gasspeichern Haidach und 7fields. Es enthält gegenseitige Garantien dafür, dass die gespeicherten Gasmengen sicher nach Deutschland bzw. nach Österreich transportiert werden können.

BEKÄMPFUNG DER HOHEN ENERGIEKOSTEN

Auch die Senkung der Energiekosten war 2023 Ziel neuer Gesetze und Verordnungen. Eine Novelle des Stromkostenzuschussgesetzes (SKZG) verstärkte die Stromkostenbremse, erweiterte den Kreis der Begünstigten und schuf einen Stromkostenergänzungszuschuss für Haushalte mit mehr als drei Personen. Abgesehen von verschiedenen Erleichterungen für energieverbrauchende Unternehmen wurden die Energieabgabenvorschriften (Erdgasabgabegesetz und Elektrizitätsabgabegesetz) geändert und so die bereits 2022 erlassene Abgabebefreiung bzw. -senkung um sechs Monate bis 1. Jänner 2024 verlängert.

Durch eine Novelle des Bundesgesetzes über den Energiekrisenbeitrag-Strom (BGBl. I Nr. 64/2023) wurde der Übergewinn-Deckel auf 120 €/MWh gesenkt. Diese erweiterte Abschöpfung von Übergewinnen energieproduzierender Unternehmen fügte sich in den Rahmen der bisherigen Maßnahmen zur Umverteilung von Krisenkosten ein.

Die hohen Energiekosten trieben außerdem die Netzverlustkosten in die Höhe, weshalb eine Novelle des EIWOG 2010 den entsprechenden staatlichen Zuschuss zur Abfederung leicht erhöhte und für das zweite Halbjahr 2023 verlängerte. Damit konnte das Netzverlustentgelt im Stromnetz stabilisiert und eine finanzielle Erleichterung für die Stromverbraucher:innen erreicht werden. Dementsprechend konnte die Regulierungs-

kommission der E-Control die ursprünglich kostenadäquat festgelegten Entgelte massiv senken. Da die Zuschüsse des Bundes mit 1. Jänner 2024 auslaufen, wird dies je nach Netzbereich und Netzbenutzerkategorie eine Anhebung der Entgelte nach sich ziehen ([s. Seite 126](#)).

RECHTSENTWICKLUNGEN ZUM SCHUTZ DER VERBRAUCHER:INNEN

Bereits Ende des Jahres 2022 wurde die sogenannte Versorgung nach Marktaustritt in § 77b des EIWOG 2010 eingeführt (BGBl. I Nr. 234/2022). Konsument:innen, deren Stromlieferant sich aus dem Markt zurückzieht und die bis zum Ende des betreffenden Vertragsverhältnisses keinen neuen Stromliefervertrag abgeschlossen haben, sind demnach drei Monate lang vom größten Lieferanten des jeweiligen Netzbereichs zu versorgen. Bereits zu Jahresbeginn 2023 kam es zu einem ersten kleineren Anwendungsfall, der erfolgreich abgewickelt werden konnte.

Eine weitere Änderung des EIWOG 2010 (BGBl. I Nr. 94/2023) führte zu neuen Informationspflichten und Transparenzinstrumenten. Außerdem wurden die Regelungen zum Tarifkalkulator der E-Control in § 65 EIWOG 2010 aktualisiert, Informationsverpflichtungen gegenüber Verbraucher:innen insbesondere in §§ 76a und 81 Abs 6 EIWOG 2010 aufgenommen und die Bestimmungen zu Teilbetragszahlungen in § 81 Abs 5 EIWOG 2010 adaptiert. Entsprechende Regelungen fanden in der Form der neuen §§ 121, 123a und 126

des GWG 2011 auch Eingang in den Gassektor (BGBl. I Nr. 145/2023).

Gesondert zu erwähnen ist, dass der Gesetzgeber mit § 80 Abs 4a des EIWOG 2010 und § 125 Abs 4a des GWG 2011 nunmehr auch Regelungen spezifisch für sogenannte Floater-Tarife einführte (BGBl. I Nr. 145/2023). Die neuen Regelungen sehen strengere Informationsverpflichtungen seitens der Energielieferanten vor. Klargestellt wurde dabei auch, dass derartige Verträge unter Einhaltung der gesetzlichen Kündigungsfristen jederzeit beendet werden können.

Hervorzuheben ist ferner auch das Verfahren des Verfassungsgerichtshofs betreffend die Regelungen über die Grundversorgung mit Energie (GZ. G 122/2023). Die gesetzlichen Grundlagen dafür sind die Grundsatzbestimmung des § 77 des EIWOG 2010 und die entsprechenden Landesausführungsgesetze sowie § 124 des GWG 2011. Im Rahmen dieses Gesetzesprüfungsverfahrens befasst sich der VfGH u.a. mit der Frage, wie die genannten Regelungen zu interpretieren sind und ob sie verfassungsrechtlichen Grundsätzen genügen. Eine Entscheidung über diese Fragen ist im Jahr 2024 zu erwarten.

ENERGIEEFFIZIENZGESETZ

Mitte Juni 2023 wurde das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) novelliert (BGBl. I Nr. 59/2023). Die Änderungen traten größtenteils gleich mit dem 15. Juni 2023 in Kraft. Sie stehen im Einklang mit der europäischen

Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU und brachten für die E-Control zahlreiche neue operative Zuständigkeiten und Verordnungsermächtigungen ([s. Seite 154](#)).

ERNEUERBARES-GAS-GESETZ

Mit dem Erneuerbares-Gas-Gesetz (EGG), das derzeit als Entwurf vorliegt, sollen Gasversorger dazu verpflichtet werden, zukünftig einen bestimmten Anteil fossilen Erdgases durch erneuerbares Gas zu ersetzen (Grün-Gas-Quote). Das Quotenmodell soll zu einer Anhebung des Anteils von im Inland produzierten erneuerbaren Gasen führen, wodurch die Importabhängigkeit verringert und die Versorgungssicherheit erhöht werden soll.

Geplant ist, dass Gasversorger, die entgeltlich Verbraucher:innen in Österreich beliefern, zumindest bestimmte Anteile der von ihnen im Vorjahr verkauften Gasmengen ab 1. Jänner 2024 durch erneuerbare Gase ersetzen. Wird die Substitutionsverpflichtung eines Jahres nicht erfüllt, soll die Fehlmenge bis 31. Dezember des nächsten Jahres durch entsprechende zusätzliche Gasmengen aufgeholt werden. Die in einem Jahr entstehende Fehlmenge darf einen Anteil von 20% der Substitutionsverpflichtung desselben Jahres nicht überschreiten. Bis 31. Dezember 2030 sollen Gasversorger so insgesamt mindestens 7,5 TWh der von ihnen in diesem Jahr an Verbraucher:innen verkauften Gasmengen durch erneuerbare Gase ersetzen. Für den Zeitraum von 1. Jänner 2031 bis 31. Dezember 2040 soll eine Grün-Gas-Quote so festge-

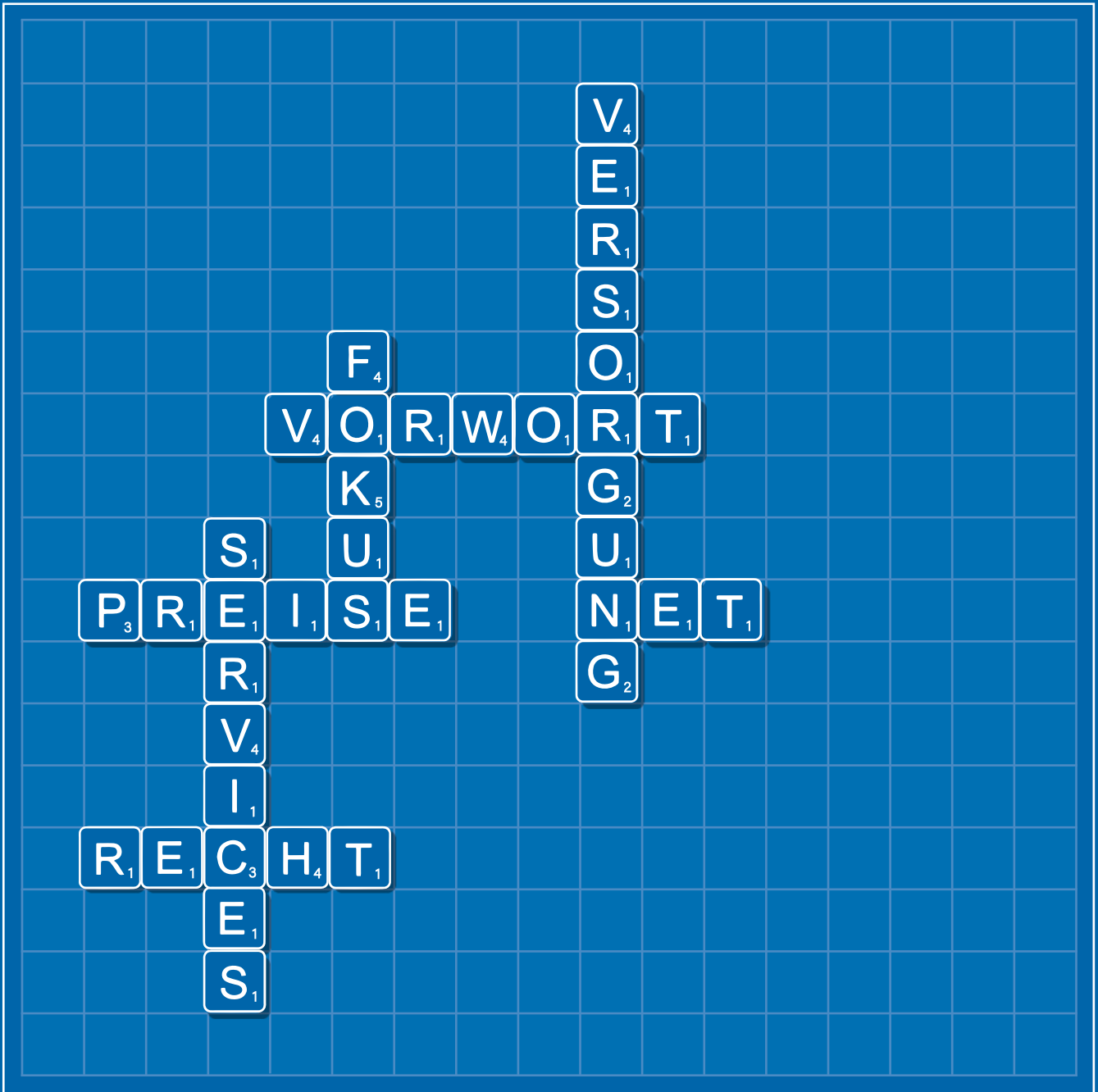
legt werden, dass im Zeitraum 31. Dezember 2035 bis 31. Dezember 2040 zumindest 15 TWh der an Verbraucher:innen verkauften Gasmengen durch erneuerbare Gase substituiert werden.

Der Entwurf des EGG sieht wesentliche neue Aufgaben für die E-Control als Regulierungsbehörde vor. So hat der Bilanzgruppenkoordinator die von Versorgern im Vorjahr an österreichische Verbraucher:innen abgesetzten Gasmengen und die darauf basierende Grün-Gas-Quote in absoluten Zahlen an die E-Control zu melden (§ 5 Abs 7 des EGG-Entwurfs). Dies dient der Nachvollziehbarkeit der Einhaltung der Quoten. Versorger müssen die Einhaltung der Quote durch Herkunftsnachweise oder Grünzertifikate für Gas, jeweils versehen mit einem Grüngassiegel, bis zum letzten Tag im Februar jeden Jahres gegenüber der E-Control nachweisen (§ 6 Abs 1 und 2 des EEG-Entwurfs).

Ein allenfalls anfallender Ausgleichsbetrag soll mit Bescheid der E-Control vorgeschrieben werden, sofern ein Gasversorger der Pflicht zur Erreichung der Grün-Gas-Quote nicht nachkommt. Die Ausgleichsbeträge sollen als zusätzliche Fördermittel für die Umrüstung von bestehenden Biogasanlagen und die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Gase gemäß §§ 60 und 61 EAG verwendet werden.

Schließlich soll die E-Control die technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen

im Zusammenhang mit der Grün-Gas-Quote und der Dekarbonisierung des Gasmarkts beobachten und eine Evaluierung der Substitutionsverpflichtung durchzuführen. Die E-Control soll hierüber bis zum Ende des Jahres 2026 einen Erstbericht vorlegen. Im weiteren Verlauf soll eine Evaluierung alle fünf Jahre durch die E-Control erfolgen.



NETZE UND NETZ- REGULIERUNG

*Regulierungssystem und
Infrastrukturplanung im Umbruch*



NETZE UND 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 Abgabemengen bzw. 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 und Gasfernleitungs-

netzbetreiber mehrjährige Anreizregulierungsmodelle gelten.

Einen Überblick über die Tarifierungs- und Regulierungssysteme in allen EU-Ländern gibt wie jedes Jahr der [Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022 von CEER](#).

Im Bereich der Netzentwicklungsplanung finden unterschiedliche Planungsinstrumente Anwendung, die auf geographischen (Österreich und EU) sowie sektoralen (Strom und Gas) Ebenen ineinandergreifen müssen.

Regulierungssystematik

Das Jahr 2023 brachte eine neue Regulierungssystematik für Stromverteilernetzbetreiber, die seit 1. Jänner 2024 gilt. Durch eine flexible Ausgestaltung einzelner Punkte wird der Erwartung kommender Entwicklungen Rechnung getragen und zugleich Stabilität und Planungssicherheit für die Netzbetreiber geschaffen.

Im Bereich der Fernleitungsnetzbetreiber haben die Vorarbeiten für die neue Regulierungsperiode ab 2025 bereits begonnen und eine neue Referenzpreismethode – jene der kapazitätsgewichteten Distanz – wurde Mitte Dezember 2023 zur Konsultation veröffentlicht.

Für die Gasverteilernetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin die Stabilität der laufenden Regulierungsperiode als solide Grundlage für Investitionen und Netzbetrieb.

NEUES REGULIERUNGSSYSTEM FÜR STROMVERTEILERNETZBETREIBER

Mit der [ab 1. Jänner 2024 geltenden neuen Regulierungssystematik](#) für die fünfte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber wurde ein stabiler und vorhersehbarer Regulierungsrahmen geschaffen, der es den Netzbetreibern ermöglicht, alle erforderlichen Maßnahmen für kommende Herausforderungen umzusetzen und flexibel auf neue reagie-

ren zu können. Gleichzeitig werden die Interessen der Netzkund:innen berücksichtigt.

Um ein ausgewogenes Regulierungssystem sicherzustellen, wurden die bestehende Systematik weiterentwickelt und neue Regulierungsparameter implementiert. So wurde beispielsweise als Reaktion auf den erhöhten Anschlussbedarf für Erzeuger von Strom auf Basis erneuerbarer Energien ein neuer Betriebskostenfaktor für den Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte eingeführt, durch den einmalige Betriebskosten abgegolten werden, die beim Anschluss neuer Einspeiser-Zählpunkte anfallen. Zudem wurde beim Finanzierungskostensatz, der eine angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals der Netzbetreiber sicherstellen soll, erstmalig eine separate Betrachtung von Alt- und Neuanlagen eingeführt. Die Einführung eines separaten, höheren Zinses für Neuinvestitionen zielt darauf ab, insbesondere vor dem Hintergrund des angestiegenen Zinsniveaus die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen zu ermöglichen. Für die Finanzierung bereits bestehender Netzanlagen wird ein niedrigerer Zins für die Abgeltung der Kapitalkosten berücksichtigt und allgemeine Kostensenkungen einbezogen. Aufgrund der aktuell außergewöhnlichen Inflationsentwicklungen wird erstmalig eine Aufrollung des systemimmanenten Zeitverzugs bei der Inflationsabgeltung eingeführt. Hierdurch werden Kostenunterdeckungen auf Netzbetreiberseite verhindert.

In Antizipation künftiger gesetzlicher Änderungen sowie Änderungen in Hinblick auf die Rahmenbedingungen der Stromverteilernetzbetreiber wurde das Regulierungsmodell der nächsten fünf Jahre in einzelnen Punkten flexibel gestaltet, um etwaige notwendige Anpassungen zu ermöglichen.

Das neue Regulierungsmodell, das bis 31. Dezember 2028 gelten wird und damit die Grundlage für den Stromnetzausbau in einer entscheidenden Phase der Energiesystemwende bildet, ist nahezu unangefochten und erhielt die Zustimmung fast aller Verfahrensparteien. Lediglich ein Stromverteilernetzbetreiber legte Beschwerde gegen die neue Regulierungssystematik ein.

NEUES REGULIERUNGSSYSTEM FÜR GASFERNLEITUNGSNETZBETREIBER

Die derzeitige Regulierungsperiode der Gasfernleitungsnetzbetreiber dauert von 2021 bis 2024. Aufgrund der Vorgaben des Tarife-Netzkodex müssen jedoch die Entgelte, die ab 2025 gelten werden, bereits 30 bzw. 60 Tage vor dem ersten Montag im Juli 2024 veröffentlicht werden. Daher arbeitete die E-Control gemeinsam mit den Netzbetreibern und Amtsparteien bereits 2023 intensiv an einem neuen Regulierungsmodell für die Fernleitungsnetzbetreiber. Die größte Herausforderung dabei war der Wegfall großer Transitmengen aufgrund des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und den damit verbundenen Bemühungen, die Mengen russischen Gases zu reduzieren.

Aufgrund der geänderten Gasflüsse ist Baumgarten nun nicht mehr der Punkt, über den das meiste Gas fließt. Daher ist eine Umstellung der Referenzpreismethode auf die Methode der kapazitätsgewichteten Distanz konsultiert worden. Sie stellt die Standard-Methode des Netzkodex dar. Der Prozess für die Referenzpreismethode wird im 2. Quartal 2024 abgeschlossen.

Bei der Kostenmethode ging es ebenfalls darum, die angemessenen Kosten und Erlöse der beiden Fernleitungsnetzbetreiber an die neuen Gegebenheiten auf dem europäischen Gasmarkt anzupassen.

REGULIERUNG DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

Auch bei den Übertragungsnetzbetreibern kommt auf Basis der seit 1. Jänner 2023 geltenden neuen Regulierungssystematik ein separater Zins für Altanlagen und Neuinvestitionen zur Anwendung.

Sowohl Verteiler- als auch Übertragungsnetze sind für die Ermöglichung der Energiesystemwende wesentlich. Um eine Synchronisierung mit der Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber zu erreichen und gleiche Rahmenbedingungen im Bereich der Anerkennung angemessener Kapitalkosten sicherzustellen, wurde der Zins für Altanlagen auf Basis aktueller Daten aktualisiert. Dies hat zur Folge, dass für Übertragungsnetzbetreiber der zur Anwendung kommende Zins für Altanlagen seit diesem Jahr angestiegen ist.

Basierend auf dieser Systematik ist auch bei den Übertragungsnetzbetreibern die Grundlage für den Stromnetzausbau in der derzeitigen herausfordernden Phase gelegt, da die Finanzierung und Durchführung angemessener und notwendiger Infrastrukturinvestitionen gewährleistet werden.

Entwicklung der Netzentgelte

Die Netzentgelte für Strom und Gas spiegeln die unterschiedlichen Entwicklungen in diesen Infrastrukturbereichen wider. Strom-Verteilernetzbetreiber sehen sich der Herausforderung gegenüber, viele dezentrale Erzeugungsanlagen anschließen zu müssen. Die außerordentlichen Preisspitzen auf den Großhandelsmärkten hätten zudem zu einer Vervielfachung der Netzverlustkosten geführt,

jedoch fing der Gesetzgeber einen Teil dieser Kosten für das Jahr 2023 ab. Diese Kostentragung wird 2024 nicht weitergeführt. In den meisten Bundesländern kommt es zu einer Erhöhung der Netzentgelte für Haushalte.

Im Bereich der Gasverteilernetze gleichen sich gegensätzliche Tendenzen teilweise aus und so kommt es österreichweit für Haushalte

te in ca. der Hälfte der Bundesländer zu einer Erhöhung, in der anderen Hälfte zu einer Senkung der Entgelte für Haushalte.

STROMNETZENTGELTE 2024

Im Bereich Strom sind über die Netzentgelte Jahreskosten von rund 2,53 Mrd. € aufzubringen. Ein Großteil davon ist von Entnehmern zu entrichten, wobei sich Erzeugungsanlagen ebenfalls an den gestiegenen Kosten beteiligen müssen. Im Jahr 2023 wurden gemäß § 48 Abs 1 EIWOG 2010 alle Netzbetreiber mit einer Abgabemenge über 50 GWh im Jahr 2008 einer Kostenprüfung zur Bestimmung der Startkosten für die fünfte Regulierungsperiode ab 1. Jänner 2024 unterzogen. Diese Kostenermittlung war durch stark veränderte Rahmenbedingungen für Stromverteilernetzbetreiber geprägt. So sind Verteilernetzbetreiber aktuell gefordert, eine große Zahl von dezentralen Erzeugungseinheiten ans Netz zu nehmen, Energiegemeinschaften einzurichten und hierfür Daten bereitzustellen. Dies wird auch in den kommenden Jahren weiterzuführen sein. In diesem Zusammenhang sind auch massive Investitionen in die Netze erforderlich und auch die allgemeine Inflationsentwicklung wirkt sich auf die laufenden Kosten des Netzbetriebs aus. All dies führt zu gesteigerten Kosten für die Entgeltermittlung für das Jahr 2024, die über die Entnahmemengen zu decken sind. Zusätzlich kam es in vielen Netzbereichen zu einer etwas reduzierten Abgabemenge. Hintergrund hierfür ist einerseits die gestiegene Eigenerzeugung von Strom und damit eine geringere Entnahme

aus dem Stromnetz, andererseits wurde ob der massiv gestiegenen Preise Energie eingespart. Die Abgabe an Endkund:innen sank 2022 um 2,4% gegenüber dem Vorjahr. All dies führt dazu, dass es in den meisten Netzbereichen zu deutlichen Anstiegen bei den Netznutzungsentgelten kommt. Lediglich in den Netzbereichen Burgenland und Oberösterreich kommt es zu einem reduzierten Netznutzungsentgelt.

Im Bereich der Kostentragung von Netzverlusten gab es wesentliche Entwicklungen. Die Fortführung der bisherigen Systematik der Kostentragung führte ab 1. Jänner 2023 zu einem Anstieg von im Schnitt mehr als 500%. Grund hierfür waren die massiven Preisspitzen und generell deutlich höheren Energiekosten, die sich direkt auf die Kosten für Netzverluste auswirken. Vor diesem Hintergrund beschloss der Gesetzgeber, einen Teil der Beschaffungskosten für Netzverlustenergie für das Jahr 2023 durch Bundesmittel zu decken. Die vom Bund übernommenen Kosten für die Netzverluste sollten nach § 53 Abs 4 EIWOG 2010 tariflich nur den Entnehmern und nicht den Einspeisern zugutekommen. Dies führte zu neuen Netzverlustentgelten ab 1. März 2023. Insgesamt wurden 186 €/MWh vom Bund übernommen.

Für 2024 gibt es keinen entsprechenden Zuschuss. Daher setzte sich die Regulierungskommission der E-Control mit dem System der Kostentragung von Netzverlusten für 2024 neuerlich auseinander und entschied

STROMNETZENTGELTE FÜR HAUSHALTE AB 2024
 Jahresstromverbrauch 3.500 kWh, Netzebene 7 nicht gemessen

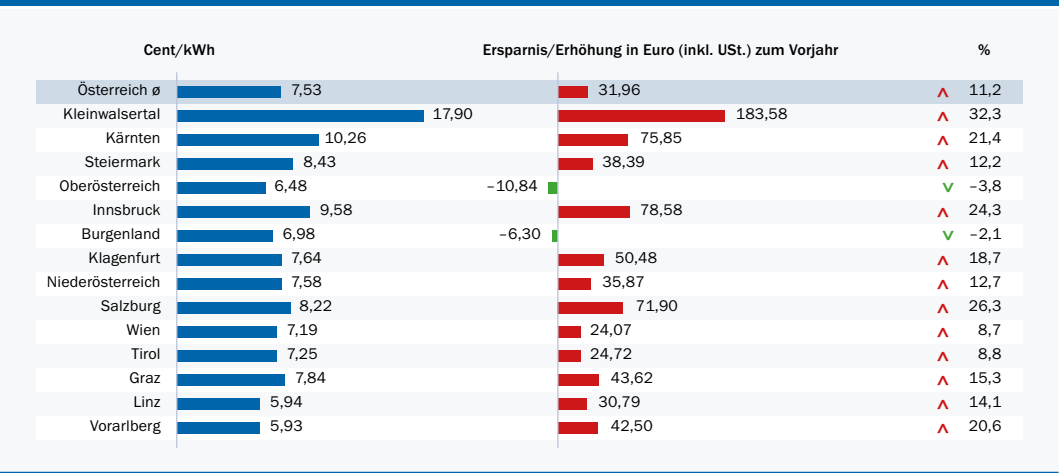


Abbildung 43
 Stromnetzentgelte für Haushalte ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023

Quelle: E-Control

STROMNETZENTGELTE AB 2024
 Jahresstromverbrauch 9.000.000 kWh, Netzebene 5

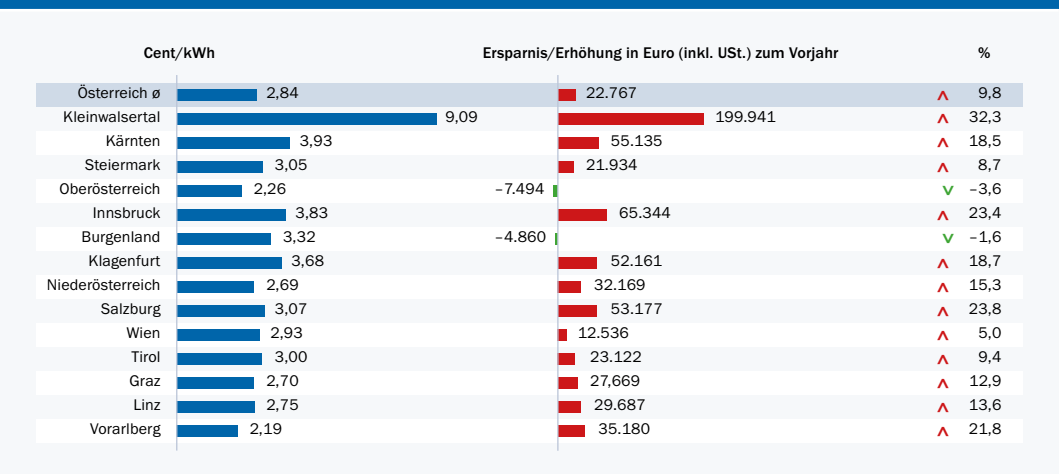


Abbildung 44
 Stromnetzentgelte für Endkunden auf Netzebene 5 ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 9.000.000 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023

Quelle: E-Control

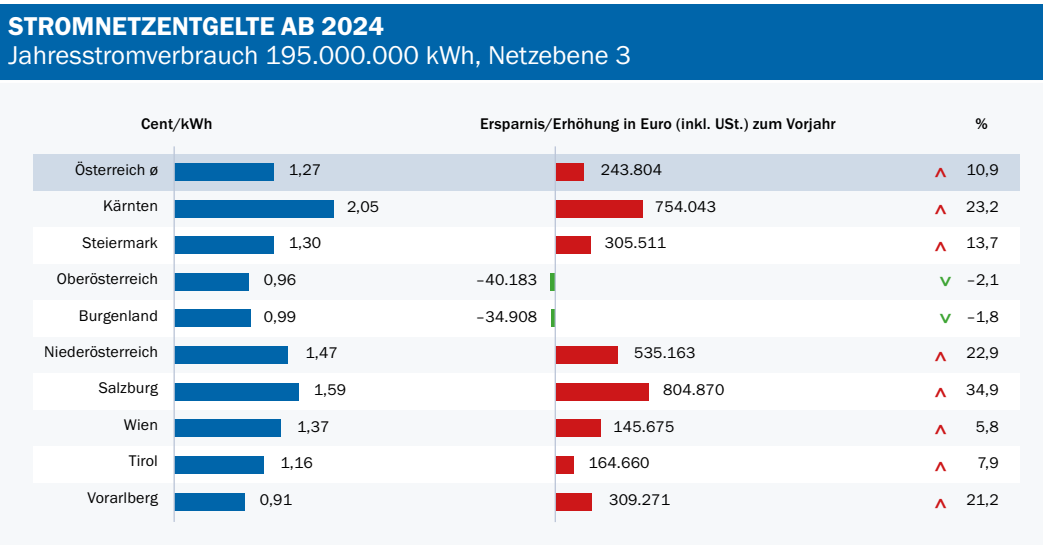


Abbildung 45
 Stromnetzentgelte für Endkunden auf Netzebene 3 ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 195.000.000 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023

Quelle: E-Control

eine Neugestaltung der Aufbringung. Der von Erzeugern zu tragende Anteil der Netzverlustkosten wurde auf 48% gesteigert. Auch wurde das Netzverlustentgelt für Einspeiser einheitlich auf 0,468 ct/kWh festgelegt.

Die Auswirkungen der obigen Beschlüsse sind in Abbildung 43 für Musterkunden der Netzebene 7 mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Im Österreichschnitt hat ein solcher Haushalt 2024 insgesamt 23,00 € (inkl. Umsatzsteuer) mehr zu bezahlen als im Vorjahr. Dies entspricht einem monatlichen Mehraufwand in Höhe von 2,67 €. Für Musterkunden der Netzebenen 5 und 3 bedeuten die Erhöhungen um rund 10% Jahres-Mehrkosten von ca. 23.000 €

bzw. 244.000 € (s. [Abbildung 44](#) und [Abbildung 45](#)).

GASNETZENTGELTE 2024

Im Bereich Gas sind über die Netzentgelte Jahreskosten von rund 0,611 Mrd. € aufzubringen, wobei ein Großteil davon von Entnehmern zu entrichten ist. Speicher und Produktionsanlagen beteiligen sich in geringerem Maße auch an den Netzkosten.

Durch das Netznutzungsentgelt werden gemäß § 73 GWG 2011 dem Netzbetreiber Kosten abgegolten, die insbesondere für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems anfallen, einschließlich der Kosten, die mit der Errich-

tung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen in Zusammenhang stehen, einschließlich der Eichung und Datenauslesung an Ein- und Auspeisepunkten, mit Ausnahme von Kundenanlagen, sowie die anteiligen Kosten für den Verteilergebietsmanager. Das Netzverlustentgelt ist entweder zeitvariabel und/oder lastvariabel festzulegen. Die Berechnung der Netznutzungsentgelte ab 1. Jänner 2024 geht von einer im Vergleich zum Vorjahr leicht gesunkenen Abgabemenge aus.

Die Aufrollung der Mehr- bzw. Mindererlöse des Kalenderjahres 2022 über das Regulierungskonto gemäß § 71 Abs 1 GWG 2011 hatte in den meisten Netzbereichen durch deutliche Mengensenkungen einen kosten erhöhenden Effekt auf der Netzebene 3.

Im Gegensatz dazu stiegen die Mengen der Netzebene 2 in den Netzbereichen mit Kraftwerkseinsätzen.

Die Umsetzung des neuen Regulierungssystems, welches für die Jahre 2023 bis 2028 die Kostenentwicklung der Verteilernetzbetreiber determiniert, würde ohne externe Einflüsse zu einer stabilen Kostenbasis führen. Allerdings wirkt die Inflationsabgeltung kosten erhöhend. Andererseits ist die Entgeltentwicklung maßgeblich von der Reduktion der vorgelagerten Netzkosten beeinflusst, was sich positiv auf das Marktgebiet Ost auswirkt. Der Wegfall des mengenbasierten Fernleitungsentgelts wiegt die Inflationsabgeltung und die erhöhten Kosten für Messdifferenzen und Eigenverbrauch auf, womit die Kostener-

GASNETZENTGELTE FÜR MUSTERHAUSHALTE AB 2024
 Jahresgasverbrauch 15.000 kWh, Netzebene 3

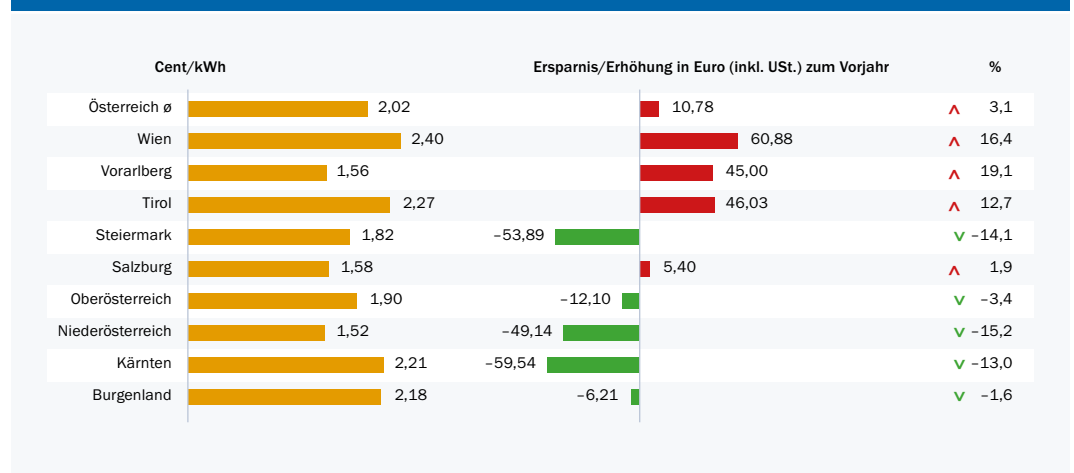


Abbildung 46
 Gasnetzentgelte für Haushalte ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresgasverbrauch von 15.000 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023

Quelle: E-Control

GASNETZENTGELTE FÜR MUSTERKUNDEN AB 2024

Jahresgasverbrauch 90 GWh, 7.000 h, Netzebene 2

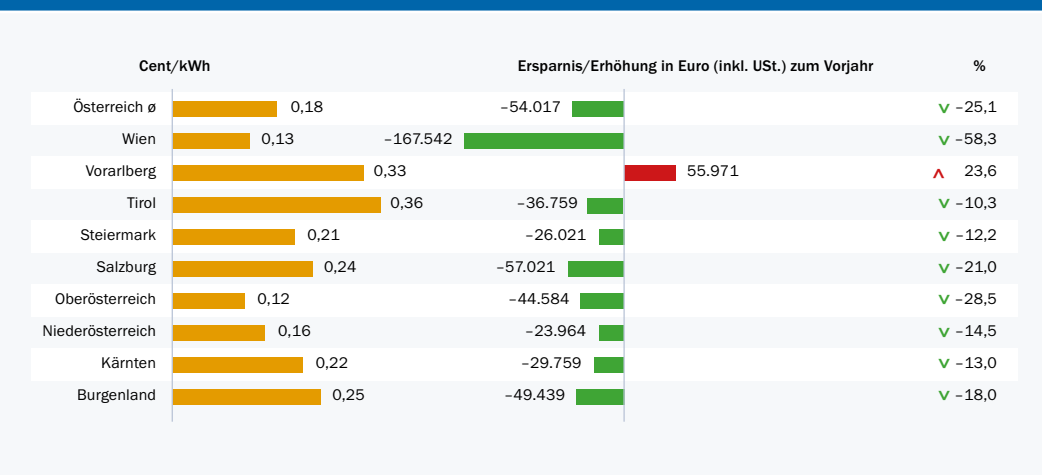


Abbildung 47
Gasnetzentgelte für Endkunden auf Netzebene 2 ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresgasverbrauch von 90 GWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023

Quelle: E-Control

höhungen des Vorjahres teilweise ausgeglichen werden.

Im Vergleich zu den Entgelten für 2023 ergeben sich im Österreichschnitt für einen Musterhaushalt auf Netzebene 3 Jahresmehrkosten von ca. 10 € (s. [Abbildung 46](#)). Dieser Schnitt ergibt sich aus Erhöhungen in den Netzbereichen Salzburg, Tirol, Vorarlberg und Wien sowie Senkungen in den Netzbereichen Steiermark, Oberösterreich, Niederösterreich, Kärnten und Burgenland. Das Marktgebiet Tirol und Vorarlberg profitiert nicht vom Wegfall des mengenbasierten Fernleitungsentgelts, musste allerdings auch im Vorjahr keine großen Entgeltsteigerungen erfahren. Im Netzbereich Wien kommt es zu deutlichen

Entgelterhöhungen aufgrund des Mengenrückgangs auf der Netzebene 3. Dies wirkt sich auf die Tarifierungsmenge und auch auf das Regulierungskonto aus.

Auf Netzebene 2 sind die Entwicklungen ähnlich. Mit Ausnahme von Vorarlberg konnten die Entgelte in allen Netzbereichen gesenkt werden (s. [Abbildung 47](#)). Zu beachten ist, dass im Netzbereich Vorarlberg keine Kund:innen auf Netzebene 2 angeschlossen sind. Die Erhöhung hat also keine Auswirkung auf Kund:innen.

Die Entgelterhöhung des Vorjahres war zu einem großen Teil auf die Erhöhung der vorgelagerten Netzkosten durch die Verrechnung der

mengenbasierten Netznutzungsentgelte für Fernleitungsnetzbetreiber zurückzuführen. Für das Jahr 2024 ist das mengenbasierte Netznutzungsentgelt für die Fernleitung auf

null gesetzt, aber auch der Kraftwerkseinsatz hat sich gegenüber dem Vorjahr erhöht. Diese beiden Effekte wirken auf die Netzebene 2 entgeltensenkend.

Netzinfrastuktur

Die Planung und der Ausbau der Netzinfrastuktur stehen im Zeichen der Energiesystemwende. Die Ausbauplanung im Strom erfolgt über den NEP in Österreich, den TYNDP auf europäischer Ebene und den ÖNIP für die Übereinstimmung mit dem Gasbereich. Gasseitig wird die österreichische Planung im KNEP und im LFIP vollzogen, die ihrerseits wiederum mit TYNDP und ÖNIP übereinstimmen muss. Zwei Besonderheiten des Strom-Verteilernetzes stellen die Ausrollung und Nutzung von Smart Meters einerseits und der Netzanschluss von Photovoltaikanlagen auf der Niederspannungsebene dar ([s. Seite 30](#)).

STROMNETZE

Die Planung der Übertragungsnetze im Netzentwicklungsplan (NEP) muss mit dem europäischen Zehnjahresnetzentwicklungsplan (TYNDP) und dem österreichischen Netzinfrastukturplan (ÖNIP) übereinstimmen. Während der NEP für Österreich im Dezember 2023 von der E-Control genehmigt wurde, begannen auf europäischer Ebene bereits die Arbeiten am TYNDP 2024.

Auch auf der Verteilernetzebene muss es transparente Ausbaupläne geben. Nach Vorbereitungen im Vorjahr gemeinsam mit den Netzbetreibern veröffentlichte die E-Control 2023 einen Leitfaden für die Erstellung dieser Netzentwicklungspläne. Zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung ist außerdem die Beschaffung ausreichender Netzreserven notwendig. Diese erfolgt wettbewerblich und die E-Control veröffentlichte 2023 einen entsprechenden Bericht.

Übertragungsnetzplanung 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. Die E-Control nimmt zahlreiche Aufgaben im Bereich der Strom-Netzinfrastuktur wahr. Dazu gehören die Genehmigung und Überwachung der Netzentwicklungsplanung auf Übertra-

gungsnetzebene, die mit dem neu geschaffenen österreichischen Netzinfrasturkturplan (ÖNIP) des BMK und dem europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E kohärent auszuführen sind. Im Hinblick auf die Energiesystemwende ebenso von besonderer Bedeutung ist die Weiterentwicklung der Verteilernetze in Hinblick auf deren Ausbau und die Nutzung von Flexibilitäten.

Um volatilen und meist dezentralen Strom aus erneuerbaren Energieträgern zu integrieren, dabei aber eine sichere und leistbare Energieversorgung zu gewährleisten, muss die Infrastruktur zur Verteilung und zur Übertragung der Energie zum richtigen Zeitpunkt bereitstehen. Dafür muss die existierende Infrastruktur laufend evaluiert und gegebenenfalls bedarfsgerecht erweitert und ausgebaut werden. Netzentwicklungsmaßnahmen für das Übertragungsnetz ergeben sich dann aus dem Status des Bestands, der erwarteten Entwicklung von Erzeugung und Last und aus dem NoVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung und -ausbau).

Gemäß den Bestimmungen des EIWOG 2010 ist die E-Control mit der Genehmigung und Überwachung des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurde von den österreichischen Übertragungsnetzbetreibern (APG und VÜN) ein gemeinsamer bundesweiter NEP eingereicht. Dieser wurde im Dezember 2023 von der E-Control per Be-

scheid genehmigt und ist nunmehr alle zwei Jahre zu erstellen. Zusätzlich zu den bereits in den letzten Jahren genehmigten Projekten wurden 20 neue Projekte der APG genehmigt, welche vorwiegend dem Zweck der Dekarbonisierung des Energiesystems dienen.

Die E-Control überprüft und evaluiert laufend die Umsetzung der Maßnahmen, die im NEP vorgesehen sind. In der Folge wird die Anerkennung der angemessenen Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sichergestellt.

Die Erarbeitung des TYNDP 2024 wurde seitens ENTSO-E und ENTSG bereits gestartet. Die E-Control ist in diesem Zusammenhang sowohl über internationale Arbeitsgruppen in ACER als auch über die direkte nationale Bewertung der Ergebnisse involviert. Stromversorgungsprojekte von besonderem Interesse für die europäische Energieversorgungsinfrastruktur werden auf Basis der TEN-E-Verordnung als Projekte von gemeinschaftlichem Interesse (PCIs) definiert. Der Entwurf der sechsten PCI-Liste enthält acht Projekte auf österreichischem Staatsgebiet. Die E-Control ist in diesem Prozess Teil der regionalen Gruppen North-South electricity interconnections in Western Europe, North-South electricity interconnections in Central Eastern and South Eastern Europe und der Smart grid priority thematic group und führt in diesem Rahmen unter anderem auch die regulatorische Bewertung der PCI-Kandidaten durch.

Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

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 Energiesystemwende 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, muss der Ausbau der Verteilernetze auf transparenten Netzentwicklungsplänen beruhen. Diese sind zumindest alle zwei Jahre zu veröffentlichen und nach einer öffentlichen Konsultation der Regulierungsbehörde vorzulegen. Als Teil dieser Pläne müssen die Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsleistungen berücksichtigen und Netzbenutzer über zukünftigen Flexibilitätsbedarf informieren. Somit soll die Erstellung und Veröffentlichung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze auch zu einer verstärkten Nutzung von Flexibilitäten und zur Steigerung der Effizienz des Verteilernetzbetriebs beitragen.

Die wesentlichen Inhalte sowie die Struktur der Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

wurden bereits 2022 mit den von der Veröffentlichungspflicht betroffenen Netzbetreibern abgestimmt. Im Jahr 2023 legte die E-Control einen [Leitfaden für die Erstellung der Netzentwicklungspläne](#) vor, der die inhaltlichen Anforderungen im Detail beschreibt, die Vollständigkeit der geforderten Inhalte sicherstellen und einfache Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten bzw. -betreibern ermöglichen wird.

Smart Meter

Der [Smart-Meter-Monitoringbericht 2023 \(Berichtsjahr 2022\)](#) der E-Control zeigt, dass mit Ende 2022 ein Ausrollungsgrad von 68,38% (insgesamt) bzw. 60,89% (kommunikativ) erreicht war. Erstmals konnten die Netzbetreiber ihre Ausrollungspläne vom Vorjahr (österreichweit) einhalten oder sogar übertreffen. Insgesamt 24 Netzbetreiber hatten sogar das gesamte Ausrollungsziel von 95% bereits erreicht. Dies beinhaltete insbesondere, aber nicht ausschließlich, größere Unternehmen. Laut aktueller Pläne der Netzbetreiber sollte Ende 2024 österreichweit ein Ausrollungsgrad von über 98% erreicht sein (Abbildung 48). Jene Netzbetreiber, die das 40%-Zwischenziel für 2022 nicht erreichen konnten, gaben als Gründe vor allem die COVID-19-Pandemie, IT-Security und Komplikationen in der Softwareentwicklung an.

Mit dem erwarteten Abschluss des Roll-outs Ende 2024 wird das Monitoring der Smart-Meter-Einführung in Österreich abgeschlossen. Daraufaufgehend soll der Fokus auf die

ENTWICKLUNG DER ZÄHLPUNKTE MIT SMART METERN TATSÄCHLICH UND GEPLANT

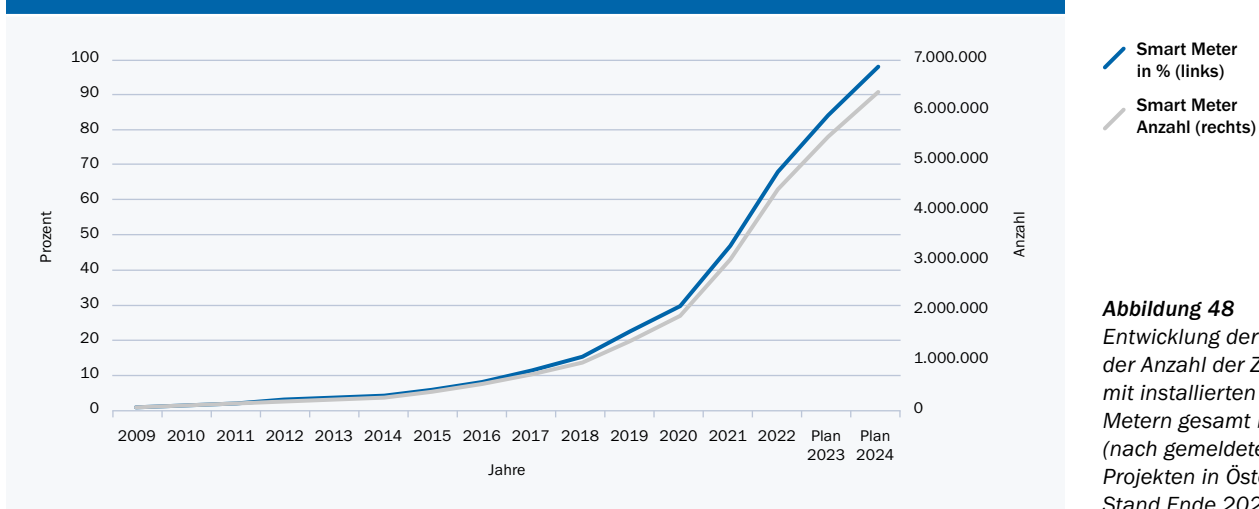


Abbildung 48
Entwicklung der Anteile und der Anzahl der Zählpunkte mit installierten Smart Metern gesamt bzw. Planung (nach gemeldeten Roll-out-Projekten in Österreich), Stand Ende 2022

Quelle: E-Control

Pflichten der Verteilernetzbetreiber, insbesondere bezüglich Datenmanagement und -qualität für die Endkund:innen und Marktteilnehmer (inkl. dazugehöriger Webplattformen) gesetzt werden. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass die aktuellen rechtlichen Vorgaben, beispielweise jene betreffend Kommunikationsschnittstelle, Webportal und Marktprozesse, eingehalten werden.

Auch im Jahr 2023 waren die entscheidenden Themen im Stromsystem die Umsetzung des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets (EAG-Pakets) und des europäischen Clean Energy Package (CEP) sowie die dringende Neugestaltung des EIWOG 2010 mit dem Hauptziel der weitreichenden

Marktintegration von erneuerbarer Stromerzeugung. Dadurch ist die Digitalisierung des gesamten Energiesystems von höchster Priorität. Ein Schlüsselement dabei sind die Smart-Meter-Daten. Die E-Control erarbeitete ihre Positionen zu diesen Themen in Form einer Smart-Meter-Strategie, die an die relevanten Stakeholder übermittelt und ausführlich mit diesen diskutiert wurde. Im Dezember 2023 organisierte die E-Control zum Thema [„Datenmanagement als Basis der Energiesystemwende“ eine Veranstaltung](#), die mit etwa 300 Teilnehmer:innen, davon 100 vor Ort, das große Interesse an diesem Thema verdeutlichte. Vertreter:innen verschiedener Markttrollen verwiesen auf die aktuellen Problemfelder in der Datenübermittlung und Marktkommuni-

kation im Allgemeinen und somit auf die Hindernisse für einen dezentralen Strommarkt mit vielen aktiven Endkund:innen.

Deshalb wurde auch im jüngsten Smart-Meter-Monitoringbericht besonderes Gewicht auf das Thema Smart-Meter-Daten und ihre Verfügbarkeit und Qualität gelegt. Ohne korrekte, vollständige und fristgerecht übermittelte Daten für die Marktteilnehmer können darauf aufbauende Anwendungsbereiche und Geschäfte nicht abgewickelt werden. Der im gesetzlichen Regelwerk vorgesehene Zugang der Endkund:innen zu ihren Smart-Meter-Daten wird von den meisten Netzbetreibern eingehalten, wobei Umsetzung und Qualität zwischen den einzelnen Netzbetreibern stark variieren. Im Vergleich zum Smart-Meter-Ausbau zeigte eine Befragung der 18 größten Netzbetreiber nach ihren Methoden der Zählerstandsermittlung, dass bereits 70% der Jahresabrechnungen aufgrund von Fernauslesung gelegt werden. Im Gegensatz dazu ist der Anteil der Kund:innen, die Monatsrechnungen erhalten, noch gering.

Netzreserve

Die vermehrte Integration erneuerbarer Energiequellen und eine damit verbundene erhöhte Volatilität der Erzeugung erfordern auch kosteneffiziente Regelungen zur Sicherstellung der Netzstabilität durch Vorhaltung notwendiger Kraftwerksreserven. Auf Basis der entsprechenden Regelungen im EIWOG 2010 wurde 2023 zunächst eine Systemanalyse durch den Regelzonenführer durchgeführt

und dann die notwendige Netzreserveleistung beschafft. Die zugehörige Interessensbekundung und die allgemeinen Bedingungen für diese Beschaffung waren zwischen E-Control und APG abgestimmt. Nach Eingang der Gebote von teilnahmeberechtigten Unternehmen und einer Reihung anhand des gesetzlich vorgegebenen Kriteriums (niedrigste Gesamtkosten im nächsten Kontrahierungsjahr) durch die APG erfolgte die bescheidmäßige Genehmigung der Auswahl durch die E-Control.

Die E-Control ist bestrebt, eine breite Beteiligung von Erzeugern und Verbraucher:innen an der Beschaffung der Netzreserve durch den Regelzonenführer zu ermöglichen. Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben erstellt und veröffentlicht die E-Control zumindest alle zwei Jahre einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung. Der entsprechende [Wettbewerbsbericht 2023](#) wurde von der E-Control erstellt und veröffentlicht.

GASNETZE

Das österreichische Fernleitungsnetz wird von derzeit zwei Fernleitungsnetzbetreibern betrieben, instandgehalten und gegebenenfalls ausgebaut. In Summe beträgt die Länge des Fernleitungsnetzes rund 1.700 km (davon entfallen ca. 560 km auf die Gas Connect Austria GmbH und ca. 1.140 km auf die Trans Austria Gasleitung GmbH). Die entlang der Leitungen installierten Verdichter haben in Summe eine

Kompressorleistung von 566 MW. Der Übergabepunkt mit der höchsten technischen Transportkapazität Österreichs liegt an der Grenze zur Slowakei in Baumgarten.

Das österreichische Verteilernetz hat eine Gesamtlänge von rund 44.000 km und wird von insgesamt 21 Verteilernetzbetreibern betrieben. Von diesen sind 17 im Marktgebiet Ost angesiedelt und jeweils zwei in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg. Das Verteilernetz in Österreich ist engpassfrei ausgebaut. Es können also alle Endkund:innen auch bei einem hohen Winterverbrauch gleichzeitig zu 100% versorgt werden.

Die österreichische Netzentwicklungsplanung im Bereich Gas hat insbesondere das Ziel der Klimaneutralität 2040 sowie die Gewährleistung der Angemessenheit der Netze und der Versorgungssicherheit zu unterstützen. Die beiden Instrumente für die Netzentwicklung sind der zehnjährige [koordinierte Netzentwicklungsplan \(KNEP\)](#) auf Fernleitungsebene und die zumindest zehnjährige [langfristige und integrierte Planung \(LFIP\)](#) auf Verteilernetzebene (Netzebene 1).

KNEP 2022

Mit Antrag vom 21. Februar 2023 begehrt die TAG Trans Austria Gasleitung GmbH und die Gas Connect Austria GmbH die Genehmigung des KNEP 2022. Dieser enthielt 19 neu eingereichte Projekte, davon auch 5 Wasserstoffprojekte. Nach Prüfung der eingereichten Unterlagen konsultierte die E-Control den

KNEP 2022 mit den Marktteilnehmern. Es langten sieben Stellungnahmen ein, die zusammengefasst insbesondere die Planungsprojekte betreffend Wasserstoff befürworteten. Mit Schreiben vom 2. März 2023 forderte die Regulierungsbehörde die GCA sowie die TAG auf, eine Abänderung der eingereichten Fassung des KNEP 2022 vorzunehmen. Am 17. April 2023 legten die Unternehmen jeweils die überarbeitete Version des KNEP 2022 vor. Sie wurde im Mai 2023 von der Regulierungsbehörde genehmigt. Die Wasserstoffprojekte wurden als Planungsprojekte genehmigt.

WAG-Teilloop

Das Pipeline-System WAG (West-Austria-Gasleitung) besteht aus einem durchgehenden Leitungsstrang sowie drei geloopten Teilstrecken (zwischen Verdichterstation Baumgarten bis Sierndorf, zwischen Verdichterstation Kirchberg und Rapottenstein und zwischen Verdichterstation Rainbach und Bad Leonfelden). Am Entry-Punkt Oberkappel stehen 935.000 m³/h (10,472 GWh/h) zur Verfügung.

Im Jahr 2022 war eine deutliche Steigerung der Importe über Deutschland, auch zur Speicherbefüllung, und damit der Nutzung der WAG in West-Ost-Flussrichtung zu verzeichnen. Freie Kapazitäten am Entry-Punkt Oberkappel sind nur in einem geringen Ausmaß verfügbar.

Durch einen weiteren Teilloop der WAG zwischen Oberkappel und Bad Leonfelden, eine Elektro-Verdichtereinheit in Rainbach

und Modifikationen in Rainbach und Baumgarten sollen die fest zuordenbaren Kapazitäten am Entry-Punkt Oberkappel um 288.000 m³/h (3,2 GWh/h) und 2,5 Mrd. m³/a (28,23 TWh/a) erhöht werden. Für die Erhöhung der Transportkapazitäten sind keine Änderungen im vorgelagerten Netz (Bayer-nets und OGE) notwendig.

Das Projekt „WAG Teilloop“ wurde vom Netzbetreiber GCA zur Genehmigung im KNEP 2022 eingereicht und im Mai 2023 als Umsetzungsprojekt von der Regulierungsbehörde genehmigt. Damit sollte das Projekt bis Mitte 2027 umgesetzt werden. Um den Projektfortschritt zu verfolgen und Verzögerungen zu verhindern, sieht die Regulierungsbehörde eine engmaschiges Monitoring vor.

LFIP 2022

Mit Antrag vom 24. Februar 2023 beehrte die AGGM die Genehmigung der LFIP 2022 mit 21 neuen Projekten, davon vier Wasserstoffprojekte. Nach Prüfung der eingereichten Unterlagen konsultierte die E-Control die LFIP 2022 aufgrund des engen Zusammenhangs mit dem koordinierten Netzentwicklungsplan, für den gemäß § 64 Abs 2 GWG 2011 eine Konsultation verbindlich vorgeschrieben ist, mit den Marktteilnehmern. Es langten sieben Stellungnahmen ein, die zusammengefasst insbesondere die vier Wasserstoff-Planungsprojekte befürworteten. Nach Aufforderung durch die E-Control legte die AGGM eine abgeänderte Version der LFIP 2022 vor, die im Juni 2023 von der Regulierungsbehörde ge-

nehmigt wurde. Die Wasserstoffprojekte wurden als Planungsprojekte genehmigt.

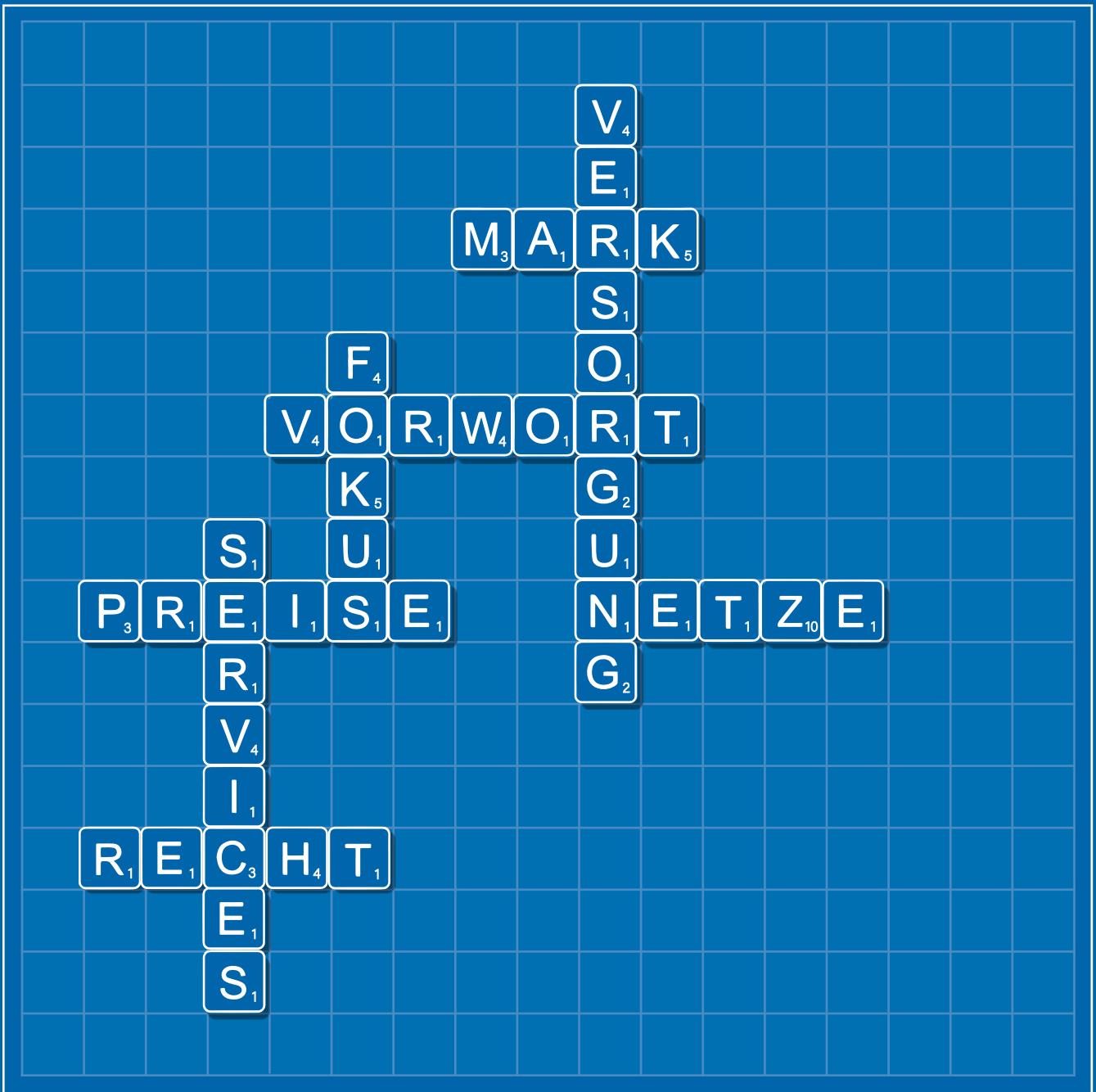
SEKTORÜBERGREIFENDE PLANUNG IM ÖNIP

Mit der Novellierung des EIWOG 2010 im Rahmen des EAG-Pakets wurde festgelegt, dass der Strom-NEP mit dem Gas-KNEP gemäß GWG 2011 sowie dem ÖNIP gemäß EAG übereinstimmen muss. Der nationale NEP berücksichtigt auch den EU-weiten TYNDP, der alle zwei Jahre erstellt wird. Die E-Control ist auf mehreren Ebenen an der Entwicklung des TYNDP, der Erstellung des europäischen Szenariorahmens, der Bedarfsermittlung für grenzüberschreitende Leitungskapazitäten und der anzuwendenden Kosten-Nutzen-Bewertungsmethode involviert.

Gemäß § 94 EAG hatte das BMK im Jahr 2023 erstmalig einen österreichischen integrierten Netzinfrastukturplan zu erstellen und diesen einer strategischen Umweltprüfung zu unterziehen. Die erstmalige Erstellung des ÖNIP wurde 2023 seitens BMK in Form eines umfassenden Stakeholderprozesses und aufbauend auf zwei Studien (Wasserstoffinfrastruktur in Österreich durch Frontier Economics und Netzrechnungen/Infratrans der Montanuniversität Leoben) durchgeführt.

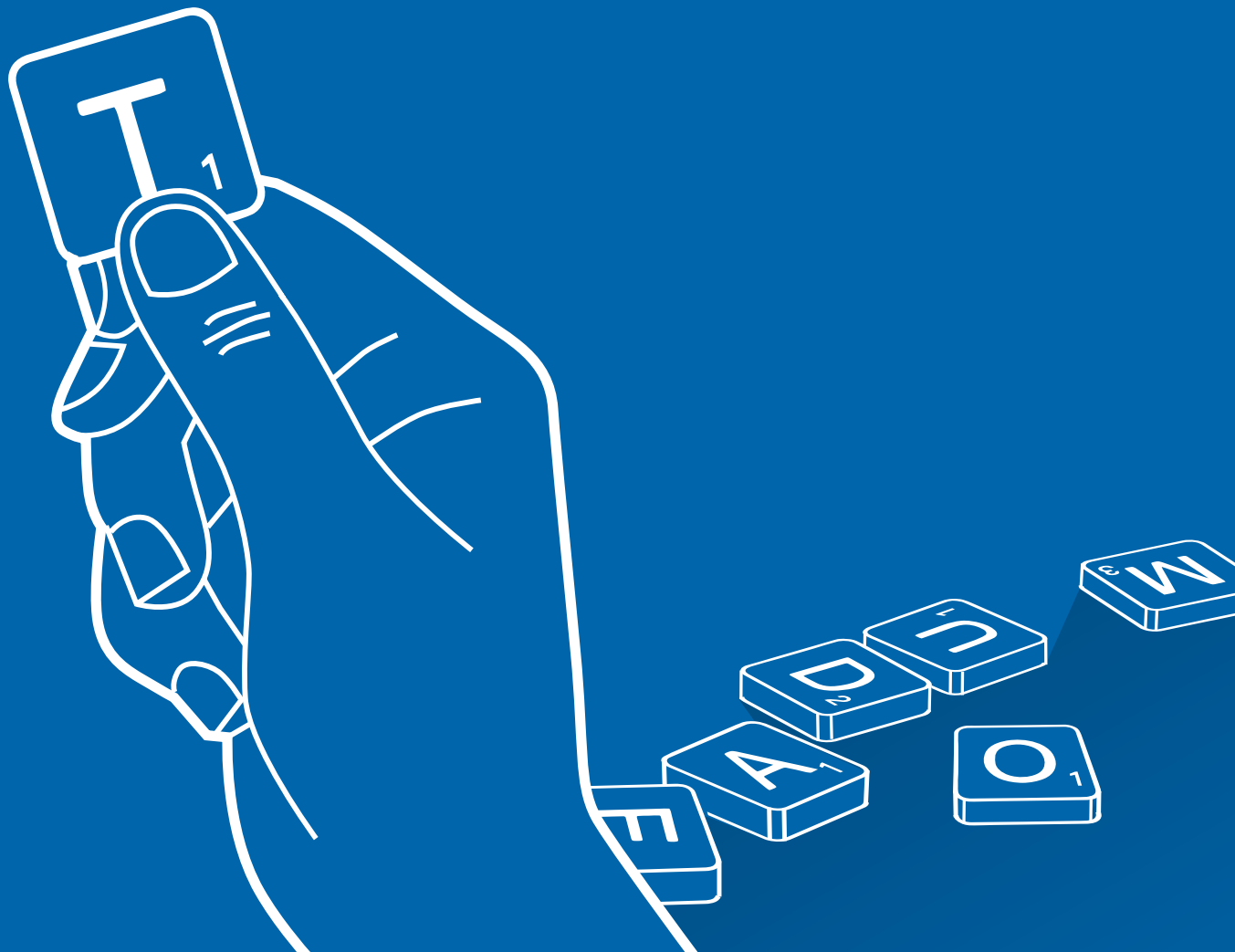
Die E-Control war 2023 diesbezüglich insbesondere bemüht, die Erfahrungen aus der Erstellung und dem Monitoring der Netzentwicklungsplanung Strom und Gas in die erstmalige Erstellung des ÖNIP einzubringen. Da-

bei wurde insbesondere auf eine konsistente Anwendung der methodischen Werkzeuge zur Ableitung von Infrastrukturbedarfen geachtet. Auch nahm die E-Control an öffentlichen Workshops im Rahmen der Erstellung des ÖNIP sowie an Diskussionsrunden zu Inhalten des ÖNIP in den einzelnen Bundesländern teil. Beides wurde vom BMK organisiert. Der ÖNIP und der Bericht über die strategische Umweltprüfung wurden im Sommer 2023 durch das BMK [konsultiert](#). Die endgültige Fassung der beiden Berichte lag mit Jahresende noch nicht vor.



MARKTREGELN UND WETTBEWERB

*Stetige Entwicklung und längerfristige
Vorbereitungen*



MARKTREGELN UND WETTBEWERB

Die Weiterentwicklung der Marktregeln umfasste 2023 eine große Bandbreite. Im Bereich Strom wurden die technischen und organisatorischen Regeln für Anlagen mit Verteilernetzanschluss gegen Ende des Jahres erstmals überarbeitet. Sie berücksichtigen nun auch die Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Zugleich wurden die sonstigen Marktregeln in den Bereichen Fahrpläne und Informationsübermittlung, Abrechnung und Clearing weiterentwickelt. Ein besonderes Augenmerk galt 2023 außerdem dem Thema der Datenqualität und -verfügbarkeit.

Auf europäischer Ebene nutzen die österreichischen Übertragungsnetzbetreiber zur Beschaffung der Regelreserve bereits die europäischen Plattformen PICASSO und MARI.

Die stetige Entwicklung der Marktregeln über den europäischen Rechtsrahmen schlug sich 2023 in einem Vorschlag der EU-Kommission zu einer Überarbeitung des Strommarktdesigns nieder. Dieser enthält Verbesserungen insbesondere im Bereich der Langfristmärkte, der Flexibilität und des Konsument:innenschutzes. Darüber hinaus beschäftigt sich die E-Control gemeinsam mit den anderen europäischen Regulierungsbehörden bereits mit der Frage, wie das Strommarktdesign in einer weitgehend dekarbonisierten Gesellschaft aussehen kann und soll. Auf dem Gasmarkt waren für die E-Control insbesondere neue Zuständigkeiten im Bereich der Speicherzertifizierung relevant. Die Prüfung durch die Regulierungsbehörde ergab keine Risiken für die Versorgungssicherheit. Die Prüfung durch die EU-Kommission ist noch nicht abgeschlossen.

TOR Verteilernetzanschluss

Die technischen und organisatorischen Regeln (TOR) bilden ein umfassendes nationales technisches Regelwerk, das sich sowohl an Betreiber von Übertragungs- und Verteilernetzen als auch an sämtliche Netzbenutzer richtet. Diese Regeln dienen als praxisnahe Vorschriften für den Betrieb und die Instandhaltung von Stromnetzen mit dem übergeordneten Ziel, Versorgungssicherheit zu gewährleisten und einen reibungslosen Verbundbetrieb ohne Störungen sicherzustellen. Die TOR regeln dabei das koordinierte Zusammenwirken von Stromerzeugungsanlagen,

Übertragungs- und Verteilernetzen sowie den Anlagen der Netzbenutzer.

Die TOR Verteilernetzanschluss, mit denen technische und organisatorische Regeln für Anlagen mit Verteilernetzanschluss sowie für spezielle Betriebsmittel festgelegt werden, wurden Ende 2023 erstmals überarbeitet. Dies erfolgte in Abstimmung und Zusammenarbeit mit Österreichs Energie/Spalte Netze.

Version 1.1 der TOR Verteilernetzanschluss beinhaltet redaktionelle Überarbeitungen und

Klarstellungen, beispielsweise bezüglich der OVE-Richtlinie R 37 zu Prüfanforderungen sowie Konformitätsnachweisen für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. Auf Anregung der E-Mobilitätsbranche wurden die Datenblätter und Nachweisdokumente zur Meldung von Ladeeinrichtungen und Wärme-/Kälteanlagen an Verteilernetzbetreiber überarbeitet und als editierbare pdf-Musterformulare auf der E-Control-Website zur Verfügung gestellt.

Eine weitere Änderung gegenüber Version 1.0 betrifft technische Anforderungen an Lade-

einrichtungen für Elektrofahrzeuge, nämlich deren Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz (limited frequency sensitive mode, LFSM). Da derzeit LFSM-Anforderungen auf europäischer Ebene in Ausarbeitung sind und voraussichtlich über Abänderungen der Netzkodizes für den Netzanschluss Rechtswirksamkeit erlangen werden, wurde entschieden, die nationalen Anforderungen auszusetzen. Die Anforderungen gemäß EU-Rechtsrahmen werden mit deren Inkrafttreten in die TOR aufgenommen werden.

Sonstige Marktregeln Strom

Eine wichtige Basis für die sonstigen Marktregeln zum Thema Fahrpläne bilden die europäische SOGL (System Operation Guideline) und die SOGL-Datenaustausch-Verordnung, die den Datenaustausch von Stammdaten, Fahrplänen sowie Echtzeitdaten zwischen den signifikanten Netznutzern, dem Regelzonenführer und den Netzbetreibern umfasst. Auf dieser Grundlage wurden die Regelungen für Fahrpläne in Österreich 2023 um den Austausch von Erzeugungs-/Verbrauchsfahrplänen sowie Verfügbarkeitsfahrplänen der signifikanten Netznutzer erweitert. Die überarbeitete Version 6.5 wurde im November 2022 konsultiert und am 29. Jänner 2023 veröffentlicht. Die Umsetzung wurde bis Ende 2023 noch nicht bei allen Unternehmen durchgeführt. Der Austausch von Echtzeitda-

ten wird in einem neuen Kapitel der sonstigen Marktregeln zum Thema Netzbetrieb erfasst. Eine Konsultation dazu wurde auf einen späteren Zeitpunkt verlegt, da die notwendigen Vorbereitungen seitens der Netzbetreiber noch nicht abgeschlossen waren.

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. Die neue Version 4.1 wird am 1. Jänner 2024 veröffentlicht tritt mit 1. April 2024 in Kraft. Zur Erhöhung der Transparenz wird die Informationsübermittlung von Netzbetreibern an Lieferanten und Energiegemeinschaften um zwei Kontrollschritte erweitert.

Dadurch werden die Istwertaggregate, die an den Bilanzgruppenkoordinator monatlich je Lieferant verschickt werden, nachvollziehbar. Auch die Energiegemeinschaften erhalten neben den täglich übermittelten Energiewerten monatlich die verrechnungsrelevanten Messwerte.

In einem den sonstigen Marktregeln unterlagerten Prozess sind die technischen Anforderungen für die Marktprozesse zu entwickeln und in Form von technischen Dokumentationen zu konsultieren und zu veröffentlichen. Die Implementierung der Marktprozesse nach den technischen Dokumentationen erfolgt in den internen Systemen der einzelnen Marktteilnehmer. Die Umsetzung von Marktprozessen bei den einzelnen Netzbetreibern ist die Voraussetzung dafür, dass diese Marktprozesse auch für alle anderen Marktteilnehmer tatsächlich funktionieren. Laut Ergebnissen der E-Control-Umfrage Anfang des Jahres 2023 wurde keiner der aktuell aktiven Marktprozesse bei allen Verteilernetzbetreibern umgesetzt. Die E-Control wird die Umsetzung weiterhin überwachen und die Verteilernetzbetreiber auf die fristgerechte und korrekte Marktprozessumsetzung hinweisen. Als Folge dieser Erkenntnisse sind zielführende Anpassungen der sonstigen Marktregeln zur Marktkommunikation geplant.

Die Verteilernetzbetreiber spielen auch bei der Datenqualität und -verfügbarkeit die Hauptrolle, da sie für das Messwesen (inkl. Stammdatenverwaltung, das Management

von Energiewerten und Datenübermittlung an die Marktteilnehmer) verantwortlich sind. In weiterer Folge werden auf dieser Datenbasis die energiewirtschaftlichen Prozesse bzw. Anwendungen durchgeführt. Energiewirtschaftliche Anwendungen für die Übermittlung von Stammdaten und Energiewerten sind Abrechnung, Clearing, Austausch von Fahrplänen, Prognose und Übermittlung an Energiegemeinschaften, Aggregatoren, Endkund:innen und ihre Dienstleister.

Die Verteilernetzbetreiber sind angehalten, den Netzbenutzern und den berechtigten Marktteilnehmern die Energiewerte entsprechend den gesetzlichen Regelungen und Fristen zur Verfügung zu stellen. Fehlende Daten und die nicht fristgerechte Datenübermittlung sind rechtswidrig. Es wird darauf hingewiesen, dass daraus zivilrechtliche Ansprüche geltend gemacht werden können. Dennoch ist die Datenqualität und -verfügbarkeit von Smart-Meter-Daten derzeit nicht zufriedenstellend. Die Ausarbeitung von Regelungen für das Qualitätsmanagement der Smart-Meter-Kommunikation und von Methodiken zur Ersatzwertbildung als Notmaßnahmen bei Nichteinhaltung von gesetzlichen Regelungen wird voraussichtlich in der ersten Jahreshälfte 2024 abgeschlossen. Die E-Control führte zu diesem Thema Gespräche mit Marktteilnehmern durch und organisierte eine [Fachveranstaltung zum Thema „Datenmanagement als Basis der Energiesystemwende“](#) am 7. Dezember 2023. In der [Stellungnahme der E-Control zur Verfügbarkeit und Qualität von](#)

[Smart-Meter-Daten](#) werden die Verteilernetzbetreiber aufgefordert, die Regelung im Zusammenhang mit dem Qualitätsmanagement der Smart-Meter-Kommunikation und Metho-

diken zur Ersatzwertbildung sowie die Bestimmungen aus der E-Control-Stellungnahme in ihren Unternehmen einheitlich und spätestens bis zum 1. Juli 2024 umzusetzen.

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 für Sekundär- und Tertiärregelung gliedert sich in 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 Angebots-

legung für bestimmte Zeitscheiben des Regelenergiemarktes verpflichten. Dadurch wird sichergestellt, dass ausreichend aktivierbare Regelreserve zur Verfügung steht. Die Primärregelung nimmt eine Sonderstellung ein, da nur die Vorhaltung der Regelleistung vergütet wird, die frequenzabhängig aktivierte Regelenergie jedoch nicht.

Die Entwicklungen auf den verschiedenen Märkten werden von der E-Control detailliert überwacht. Auch auf dem Regelreservemarkt spiegelt sich die allgemeine Marktsituation wider. Nachdem es bereits 2021 zu deutlichen Kostenerhöhungen gekommen war, stiegen die Kosten für Regelreserve 2022 im Einklang mit den Preisen auf anderen Stromgroßhandelsmärkten abermals stark. Im Jahr 2023 kam es zu einem Rückgang im Ausmaß von 34% ([s. Abbildung 49](#)).

Neben den allgemeinen Entwicklungen am Strommarkt ist für die Kostenbildung der Regelreserve vor allem die Preissituation auf den europäischen Regelreserveplattformen bedeutsam. Die E-Control gestaltet die Rahmenbedingungen und hat nationale Initi-

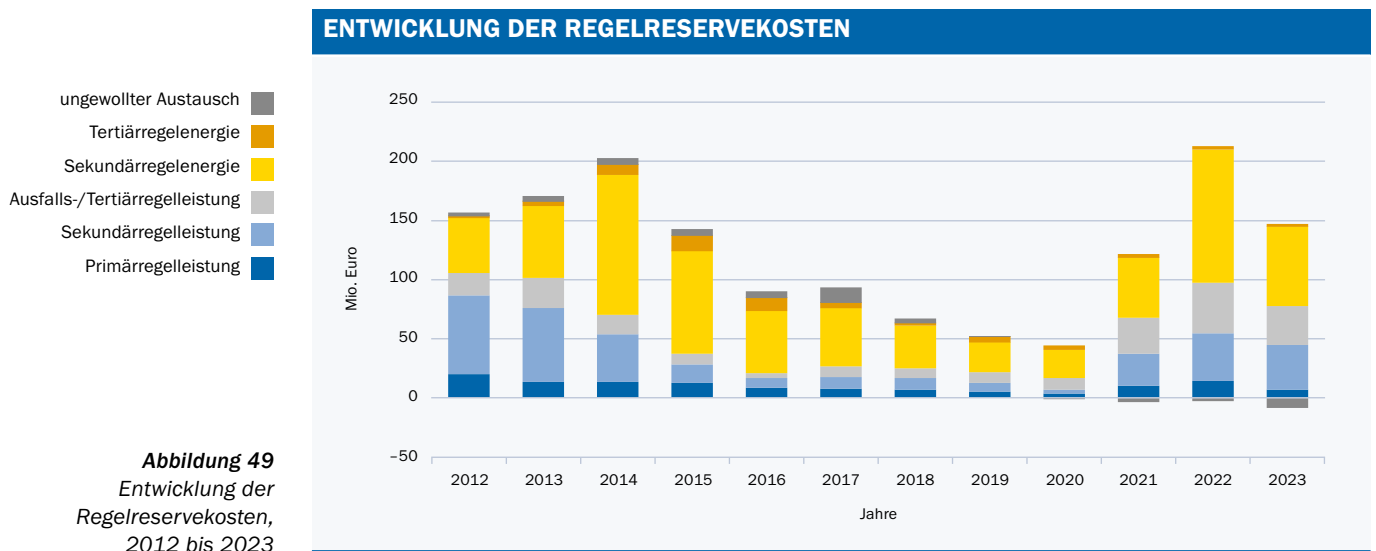


Abbildung 49
Entwicklung der
Regelreservekosten,
2012 bis 2023

Quellen: E-Control

ativen 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 Aus-

tausch von Sekundärregelreserve (PICASSO). Derzeit wird die Plattform von den Übertragungsnetzbetreibern Österreichs, Deutschlands, Tschechiens und Italiens genutzt, die anderen europäischen Übertragungsnetzbetreiber werden 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, tschechischen und österreichischen Übertragungsnetzbetreibern, auch hier ist der Beitritt weiterer Übertragungsnetzbetreiber 2024 vorgesehen.

Electricity Market Design

Als Reaktion auf die krisenhafte Situation im Energieversorgungsbereich kündigte die Europäische Kommission 2022 eine Reform des Strommarktdesigns an. Im März 2023 wurden dazu konkrete Rechtsvorschläge der Kommission veröffentlicht und eine Einigung der Institutionen konnte im Dezember erzielt werden ([s. Seite 112](#)). Um die Folgen der Gasversorgungskrise einzudämmen, standen gesicherte Versorgung mit elektrischer Energie inkl. Möglichkeiten der Verbrauchsreduktion, Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Stromerzeugung und Maßnahmen zum Schutz von Kund:innen vor hohen Preisen im Vordergrund.

In enger Abstimmung mit ACER entwickelten die europäischen Regulierungsbehörden Positionen zu einer Reihe von Themen des Reformpakets und brachten diese in den Legislativprozess ein. Die E-Control war in diese Entwicklungen stark eingebunden. Wesentlichere Marktdesignänderungen werden sich voraussichtlich in den Bereichen der längerfristigen Märkte, der Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung und bei der Handhabung flexibler Ressourcen (Last, Erzeugung und Speicher) ergeben. Zu Langfristmärkten wird ins Auge gefasst, Produkte in Form von regionalen Hubs zu etablieren. Damit soll insbesondere bewirkt werden, dass Marktteilnehmer für die Preisabsicherung nicht auf vielfach illiquide nationale Märkte angewiesen sind, sondern über liquidere und größere Handelsplätze agieren können. Zusätzlich ist jedoch auch nötig, dass die erforderlichen Langfrist-Übertragungsrechte zumindest teilweise über

das Folgejahr hinaus und in regelmäßigeren Abständen verfügbar gemacht werden.

Zur Erhöhung der Investitionssicherheit für erneuerbare Stromerzeuger und zur längerfristigen Preisabsicherung sind für eine Reihe von Erzeugungstechnologien sogenannte Contracts for Difference (CfDs) geplant. CfDs definieren die Abnahme der Energie durch eine (staatliche) Stelle zu einem vereinbarten Preis über einen längeren Zeitraum (z.B. 10 Jahre). Darüber hinaus soll die Vermarktung über direkte Verträge zwischen Erzeugern und Kund:innen (Power Purchase Agreements, PPAs) erleichtert werden.

Da durch die verstärkt volatile Erzeugung die Bedeutung von Flexibilitätsleistungen zunimmt, sieht der Vorschlag außerdem Bewertungen des Flexibilitätsbedarfes auf nationaler und europäischer Ebene vor. Damit soll ermöglicht werden, dass erstmals ein strukturierter Überblick über die notwendige Leistung bzw. Flexibilität von Erzeugungs- und Bedarfsschwankungen verfügbar wird. Zur einfacheren Abfederung von Erzeugungs- oder Verbrauchsschwankungen im Markt ist auch geplant, die Vorlaufzeit im zonenüberschreitenden Intraday-Handel auf 30 Minuten zu verkürzen.

Nicht zuletzt sollen auch die Möglichkeiten und der Schutz für Endkund:innen verstärkt werden, um Phasen extrem hoher Preise wie in den vergangenen Jahren besser bewältigen zu können.

Marktdesign 2030+

Das europäische Marktdesign ist stetigen Änderungen unterworfen. Wiewohl aktuell eine Reform des Marktdesigns rechtlich verankert wird, scheinen zukünftig weitere Anpassungen erforderlich, um die angestrebte weitreichende Dekarbonisierung des Energiesystems erreichen zu können. Die europäischen Regulierungsbehörden haben deshalb einen längerfristig angelegten Prozess gestartet, um erwartbare Herausforderungen zu identifizieren und Lösungsvorschläge in Form von

Markt- und Systemdesignanpassungen zu erarbeiten. Dabei ist angestrebt, ein breites Themenspektrum über Großhandelsmarkt, technische Aspekte wie Netzanbindung und Systembetrieb, Datenmanagement, Endkundenmärkte und Infrastrukturentwicklung abzudecken. Als Zeithorizont wird dabei auf ein deutlich dekarbonisiertes Energiesystem im kommenden Jahrzehnt abgestellt. Die E-Control beteiligt sich aktiv an diesen Arbeiten und bringt wesentliche Aspekte ein.

Regelungen für Gasspeicher

Die Zertifizierungsbestimmungen für Speicherunternehmen auf europäischer Ebene gingen mit einer neuen Kompetenz für die E-Control einher. Nachdem in den Niederlanden, in Deutschland und in Österreich Speicher von Drittstaaten gebucht, aber nicht genutzt wurden, soll mit dieser Maßnahme das Risiko der Energieversorgungssicherheit in der Union bzw. in den einzelnen Mitgliedstaaten geprüft werden.

Die E-Control leitete daher von Amts wegen bereits im ersten Halbjahr 2022 Verfahren zur Zertifizierung der Speicherunternehmen auf österreichischem Hoheitsgebiet ein. Als Bescheinigungsbehörde hat die E-Control alle Risiken für die Gasversorgungssicherheit auf nationaler, regionaler oder unionsweiter Ebene

sowie jede Minderung solcher Risiken, die u.a. auf Folgendes zurückzuführen sind, zu berücksichtigen:

- > Eigentums-, Liefer- oder sonstige Geschäftsbeziehungen, die negative Auswirkungen auf die Anreize und die Fähigkeit des Speicheranlagenbetreibers bzw. Speicherunternehmens, die unterirdische Gasspeicheranlage zu befüllen, haben könnten;
- > die Rechte und Pflichten der Union gegenüber einem Drittland, die aus dem Völkerrecht erwachsen, einschließlich Vereinbarungen mit einem oder mehreren Drittländern, denen die Union als Vertragspartei angehört und durch die die Fragen der Energieversorgungssicherheit geregelt werden;

- > die Rechte und Pflichten der betroffenen Mitgliedstaaten gegenüber einem Drittland, die aus von den betroffenen Mitgliedstaaten mit einem oder mehreren Drittländern geschlossenen Vereinbarungen erwachsen, soweit diese Vereinbarungen mit dem Unionsrecht im Einklang stehen, oder
- > andere besondere Gegebenheiten und Umstände im Einzelfall.

Die Prüfung der in mehreren Runden von den Speicherunternehmen angeforderten relevanten Unterlagen ergab zum Untersuchungszeitpunkt keine Risiken der Energieversorgungssicherheit. Eine Einreichung der Zertifizierungsbescheide bei der Europäischen Kommission durch die E-Control erfolgte fristgerecht im Dezember 2023. Die Entscheidung der EU-Kommission ist noch ausständig.

Bereits 2022 wurde eine Regelung zu strategischem UIOLI für Gasspeicheranlagen in das

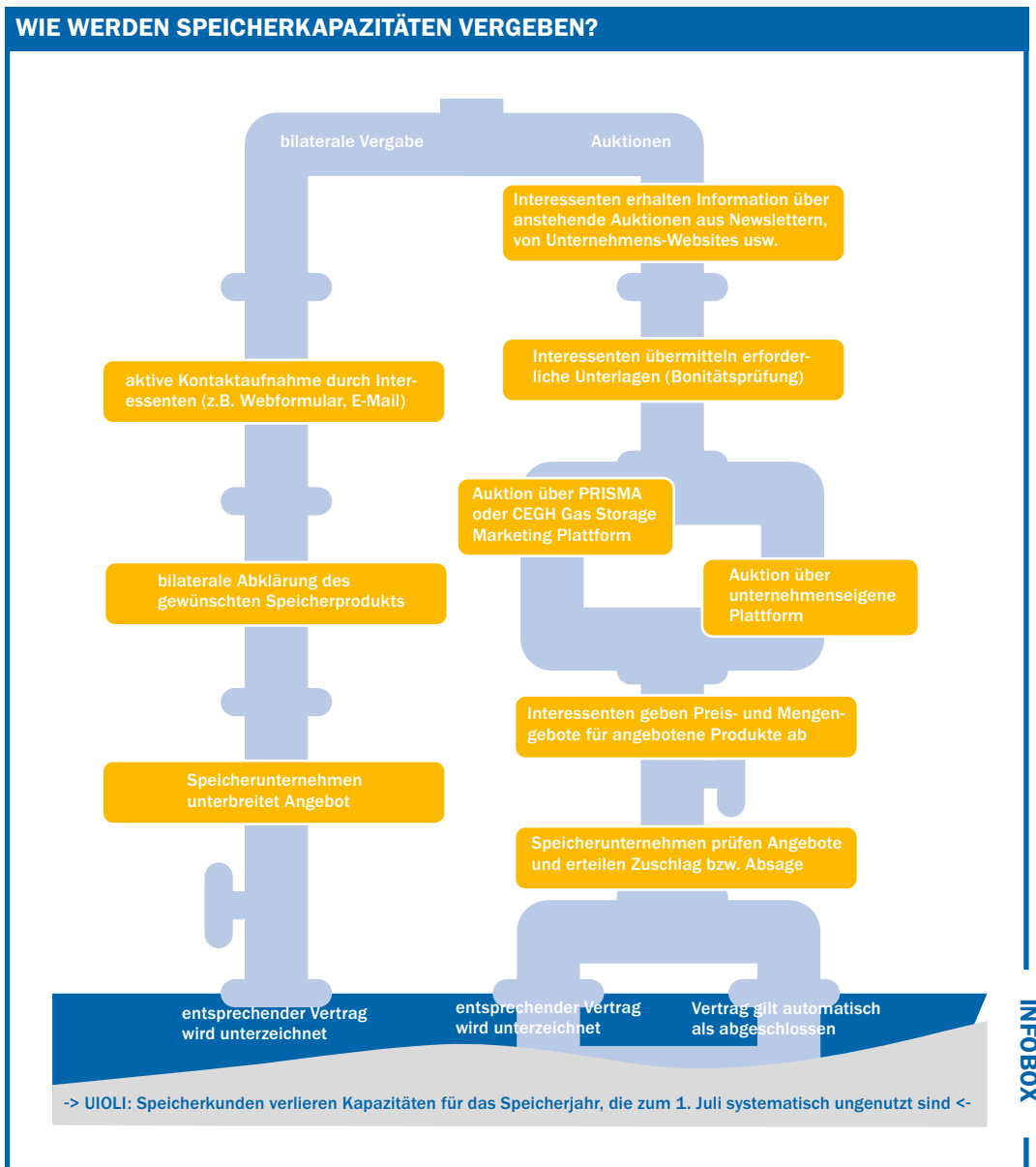
GWG 2011 aufgenommen. Demnach werden systematisch ungenutzte Speicherkapazitäten den Speichernutzern entzogen und wieder dem Markt zugeführt. Als systematisch ungenutzt gelten jene Speicherkapazitäten, die zum 1. Juli 2022 oder in den Folgejahren jeweils zum 1. Juli im Ausmaß von weniger als 10% vom jeweiligen Speichernutzer genutzt wurden. Zur Anwendung gelangte diese gesetzliche Regelung bisher einmal, wodurch Speicherkapazität im Ausmaß von 21 TWh anderen Speicherkunden angeboten werden konnte. Ein Teil der Kapazitäten wurde auch für die strategische Gasreserve von ASGM gebucht.

Die strategische Gasreserve wird von der ASGM, einer Tochtergesellschaft der AGGM, beschafft und verwaltet. Dies erfolgt über Ausschreibungen durch die ASGM. Daneben wurden Speicherkapazitäten über bilaterale Vereinbarungen zwischen Speicherunternehmen und -kunden oder über Auktionen durch die Speicherunternehmen vergeben ([s. Infobox auf S. 150](#)).

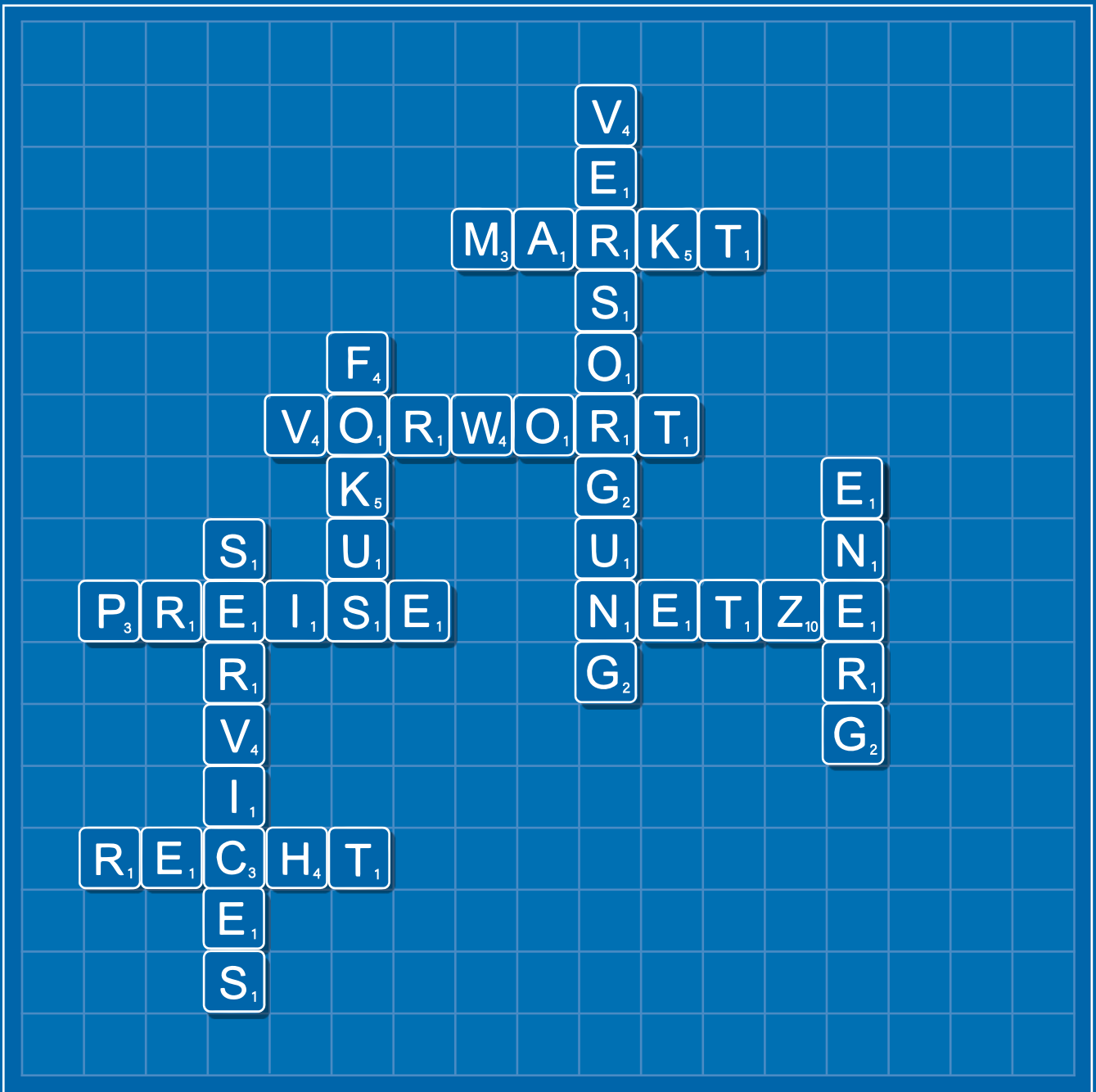
Gleichbehandlungsberichte und Prüfung der Wechselplattformen

Im Rahmen der Marktaufsicht führt die E-Control regelmäßige Beobachtungen der Gleichbehandlung und der Tätigkeiten auf den Wechselplattformen durch. In den Gleichbehandlungsberichten der Gasunternehmen 2023 über den Berichtszeitraum 2022 wur-

den seitens der Speicherunternehmen und Gas-Netzbetreiber keine Verstöße gegen die Gleichbehandlungsbestimmungen gemeldet. Auch die Prüfung der Gleichbehandlungsberichte der Stromunternehmen führte zum gleichen Ergebnis.

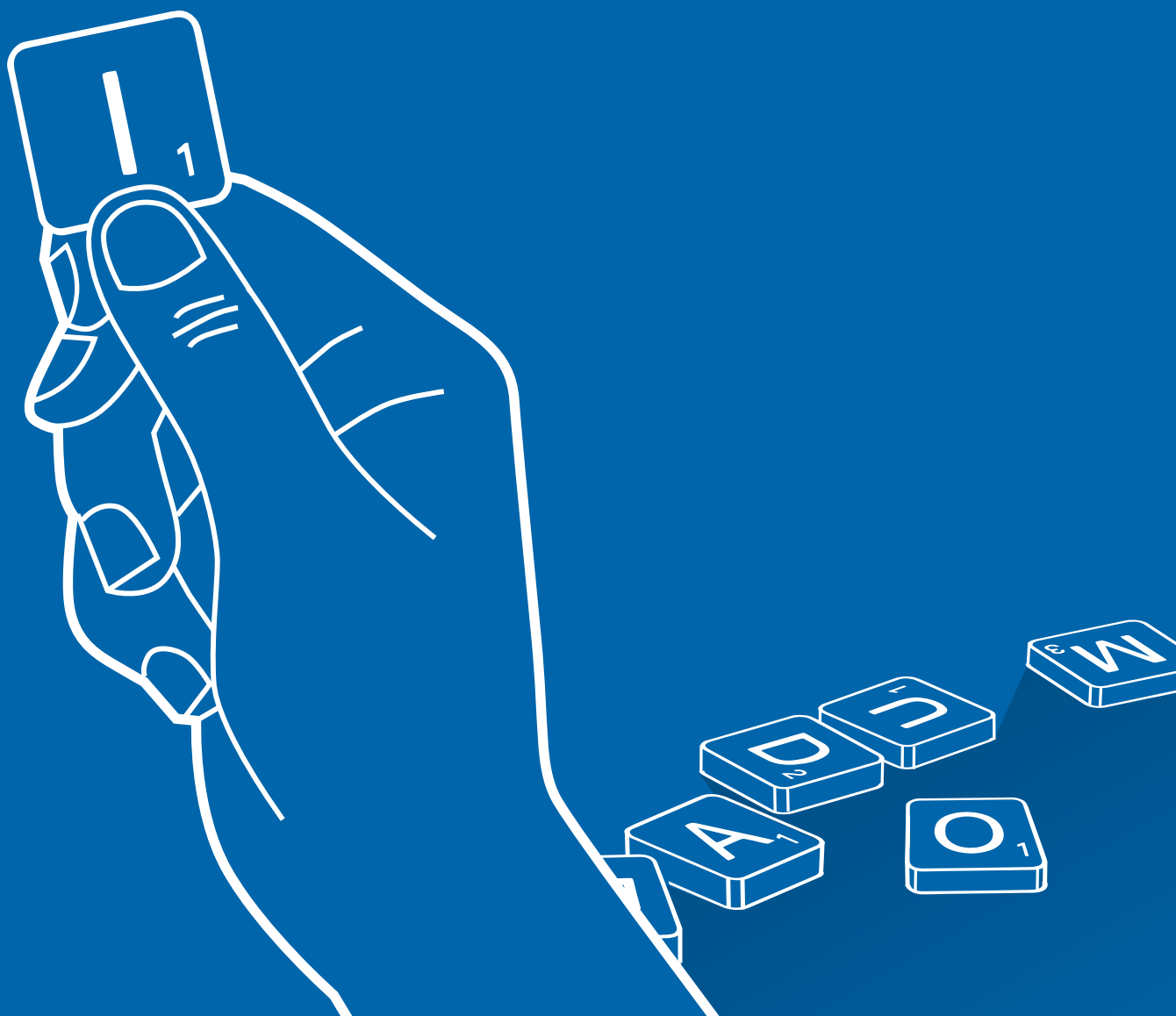


Quelle: E-Control



ENERGIE- EFFIZIENZ

*Neues Aufgabengebiet für
die E-Control*



ENERGIEEFFIZIENZ

In Österreich ist derzeit die Energieeffizienz-Richtlinie 2012/27/EU der Europäischen Union gültig. Sie gibt einen Rahmen für die Umsetzung von Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz für die Mitgliedstaaten vor. Ziel der Richtlinie ist eine Verbesserung der Energieeffizienz um 32,5% bis 2030.

Inhaltlich regelt die Richtlinie:

- > Unionsweite und staatliche Energieeffizienzziele
- > Vorbildcharakter der öffentlichen Einrichtungen und Beschaffung durch diese
- > Verpflichtung zur nachweislichen Einsparung von Endenergie
- > Umsetzungsverpflichtung und Qualität von Energiedienstleistungen
- > Individuelle Verbrauchserfassung, Fernablesung und informative Abrechnung
- > Effizienz in der Energieversorgung

- > Maßnahmen zur Beseitigung von Hürden für Energieeffizienzmaßnahmen
- > Sanktionen

Die Inhalte der Energieeffizienzrichtlinie sind in den Mitgliedstaaten in nationales Recht zu überführen. Das entsprechende österreichische Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) wurde erstmalig 2014 im Bundesgesetzblatt (BGBl. I Nr. 72/2014) kundgemacht. Am 15. Juni 2023 trat eine einfachgesetzliche Novelle (BGBl. I Nr. 59/2023) dazu in Kraft. Sie legt die E-Control als zuständige Stelle für das Energieeffizienzgesetz fest und definiert ihre Aufgaben und Pflichten in diesem Bereich. Diese und weiterführende, stets aktualisierte Informationen stellt die E-Control auf der eigens dafür eingerichteten Website der [Energieeffizienz-Monitoringstelle der E-Control](#) zur Verfügung.

Inhalte des Bundes-Energieeffizienzgesetzes

Der österreichische Endenergieverbrauch laut Energiebilanz soll bis zum Jahr 2030 auf 920 PJ gesenkt werden. In den Jahren 2021 bis 2030 verpflichtet sich Österreich, kumulierte Endenergieeinsparungen in Höhe von mindestens 650 PJ zu erreichen. Diese Einsparungen sollen vorrangig durch Energieeffizienzmaßnahmen des Bundes erreicht werden, beispielsweise durch Förderprogramme. Die Anrechenbarkeit der Energieeffizienzmaßnahmen ist über eine Verordnung geregelt.

Größere Unternehmen, die Strom, Erdgas, Wärme oder Kälte auf Basis eines Dauerschuldverhältnisses an Verbraucher:innen abgeben, müssen Beratungsstellen einrichten. Bei diesen Stellen können sich Haushalte kostenlos zu den Themen Energieverbrauch, Energieeinsparung, Energiekosten und Energiepreisentwicklungen informieren. Das Energieeffizienzgesetz sieht zudem eine Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut vor ([s. auch Seite 26](#)).

Wie bereits zuvor sind Unternehmen mit vielen Angestellten oder hohen Umsatzzahlen zur Durchführung von Energiedienstleistungen verpflichtet. Unter Energiedienstleistungen fallen Energieaudits und anerkannte Managementsysteme mit Schwerpunkt Energieeffizienz. Neu im Vergleich zum alten Energieeffizienzgesetz ist das standardisierte Berichtswesen, das per Verordnung geregelt wird.

Für die Durchführung von Energiedienstleistungen sind Nachweise zur fachlichen Eignung erforderlich. Eine elektronische Liste von Personen, die fachlich zur Durchführung von Energieaudits oder Energieberatungen qualifiziert sind, ist zu veröffentlichen.

Der Bund verpflichtet sich auch selbst zur Verbesserung der Energieeffizienz. Jede Bundesstelle hat fachlich geeignete Personen zu bestellen, die den Energieverbrauch der jeweiligen Bundesstellen regelmäßig überwachen. Die Energieberater:innen des Bundes wiederum führen die gesammelten Informationen zusammen und haben basierend darauf

Energieberichte zu erstellen. Zudem verpflichtet sich der Bund gemeinsam mit der Bundesimmobiliengesellschaft zur Energieeinsparung in Höhe von 1.320 TJ in den Jahren 2021 bis 2030.

Des Weiteren gibt das Energieeffizienzgesetz vor, dass in Gebäuden mit einer gemeinsamen Wärme-, Trinkwarmwasser- oder Kälteversorgungsanlage fernablesbare individuelle Verbrauchserfassungen zu installieren sind, soweit dies technisch machbar und kosteneffizient durchführbar ist. Technische Machbarkeit und kosteneffiziente Durchführbarkeit wiederum sind in einer Verordnung geregelt.

Die E-Control ist die zuständige Behörde für das Energieeffizienzgesetz. Das Gesetz regelt die Aufgaben und Befugnisse der Behörde. Sämtliche Meldungen haben über die sogenannte elektronische Meldeplattform zu erfolgen.

Übergangsbestimmungen regeln die Möglichkeiten und Pflichten für die Jahre 2021 bis 2023.

Aufgaben der E-Control im Bereich der Energieeffizienz

Die übergeordnete Aufgabe der E-Control innerhalb des Bundes-Energieeffizienzgesetzes ist die Überwachung der Einhaltung von Zielen und Verpflichtungen daraus. Zum Zweck einer klaren organisatorischen und wirtschaftli-

chen Trennung von den anderen Aufgaben der E-Control werden die Aufgaben aus dem EEffG unter dem Namen „Energieeffizienz-Monitoringstelle der E-Control“ geführt.

Eine Übersicht zu den Aufgaben der E-Control findet sich in § 57 EEffG:

1. Entwerfen und teilweise Erlassen von Verordnungen gemäß den Bestimmungen der §§ 43, 44, 54 und 62 EEffG inklusive der Durchführung von öffentlichen Begutachtungsverfahren
2. Beachten von unionsrechtlichen Aufgaben und Vorgaben
3. Überwachen der ordnungsgemäßen Einrichtung von Beratungsstellen für Haushalte
4. Überwachen der ordnungsgemäßen Umsetzung von Energieaudits und Managementsystemen
5. Prüfen der standardisierten Kurzberichte, Energieaudits und anerkannten Managementsysteme
6. Prüfen der fachlichen Eignung von Energiedienstleistenden
7. Führen der elektronischen Liste der Energiedienstleistenden
8. Führen der elektronischen Meldeplattform
9. Prüfen der anrechenbaren Energieeffizienzmaßnahmen
10. Prüfen der alternativen strategischen Maßnahmen
11. Wahrnehmen einer Amtsparteistellung in Verwaltungsstrafverfahren
12. Einhalten einer ausgeglichenen Finanzierung und Budgetierung
13. Erstellen von Berichten
14. Bereitstellen von Marktinformationen
15. Erstellen und Aufbewahren von Bescheiden zur Wiederherstellung des rechtmäßigen Zustands

Neben dieser Übersicht sind folgende weitere Aufgaben für die E-Control im EEffG vorgesehen:

- > Auskunftspflicht gegenüber der Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut
- > Nominierte Vertretung in der Kommission der Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut
- > Prüfen von Daten der Energieexpert:innen des Bundes
- > Datenschutzrechtliche Verantwortung über die elektronische Meldeplattform
- > Befugnisse und Pflichten bei Vor-Ort-Prüfungen
- > Regelmäßige Prüfung der Aktualität der Verordnung
- > Veröffentlichen der Beratungsstellen für Haushalte
- > Veröffentlichen einer anonymisierten Aufstellung eingeleiteter Strafverfahren
- > Auskunft gegenüber der Statistik Österreich

Konkret von den Aufgaben ausgenommen sind Prüfungen im Zusammenhang mit der Einbauverpflichtung individueller und fernablesbarer Verbrauchserfassungen gemäß den §§ 53 bis 55.

Verordnungen der E-Control im Bereich der Energieeffizienz

Neben zahlreichen neuen operativen Zuständigkeiten waren seitens E-Control eine Reihe von Verordnungen zu erlassen. Dies waren:

- > die Energieeffizienz-Standardisierte-Kurzberichte-Verordnung (BGBl. II. Nr. 242/2023), mit der das Format, die Struktur und die Gliederung des standardisierten Berichtswesens für Energieaudits und Managementsysteme festgelegt wurden. In diesen standardisierten Kurzberichten sind die Ergebnisse der verpflichtenden Energiedienstleistungen (Energieaudits und Managementsysteme) festzuhalten und an die E-Control zu melden.
- > die Energieeffizienz-Qualifikationsbewertungs-Verordnung (BGBl. II Nr. 264/2023), mit der die Voraussetzungen an die fachliche Qualifikation (und Requalifikation) der entsprechenden Energiedienstleistenden konkretisiert wurden. Das EEffG legt die Voraussetzungen an die fachliche Qualifizierung bzw. Requalifizierung für Energieauditor:innen und Energieberater:innen fest, die für zumindest einen der wesentlichen Energieverbrauchsbereiche „Gebäude“, „Produktionsprozesse“ oder „Transport“ zu erfüllen sind („Qualitätsstandards“). Jene Energieauditor:innen und Energieberater:innen, die die Anforderungen an die fachliche Qualifizierung und Requalifizierung erfüllen, hat die E-Control in einer aktuellen elektronischen Liste zu führen.

- > die Individuelle-Verbrauchserfassungs-Verordnung (BGBl. II Nr. 321/2023) über die technische Machbarkeit und kosteneffiziente Durchführbarkeit der individuellen Verbrauchserfassung. Insbesondere wird mit dieser Verordnung konkretisiert, unter welchen Gesichtspunkten der Verhältnismäßigkeit die Installation von individueller Verbrauchserfassung und Fernablesbarkeit „technisch machbar“ und „kosteneffizient durchführbar“ ist. Individuelle Verbrauchserfassung umfasst die Verpflichtung zur Installation von individuellen Verbrauchszählern und Heizkostenverteilern.

Darüber hinaus erstellte die E-Control im Sommer 2023 gemäß § 63 Abs 3 EEffG einen Vorschlag für eine Verordnung zur Konkretisierung der Bewertung und Anrechenbarkeit von Energieeffizienzmaßnahmen für die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die Verordnung regelt zunächst den Gegenstand und enthält Erfordernisse für die Anrechenbarkeit, indem die Anreizsetzung und das Verbot der doppelten Anrechnung von Energieeffizienzmaßnahmen näher definiert werden, Bestimmungen zum Zeitpunkt der Maßnahmensetzung getroffen werden und Festlegungen erfolgen, wonach anrechenbare Endenergieeinsparungen aufgrund einer verallgemeinerten Methode oder indi-

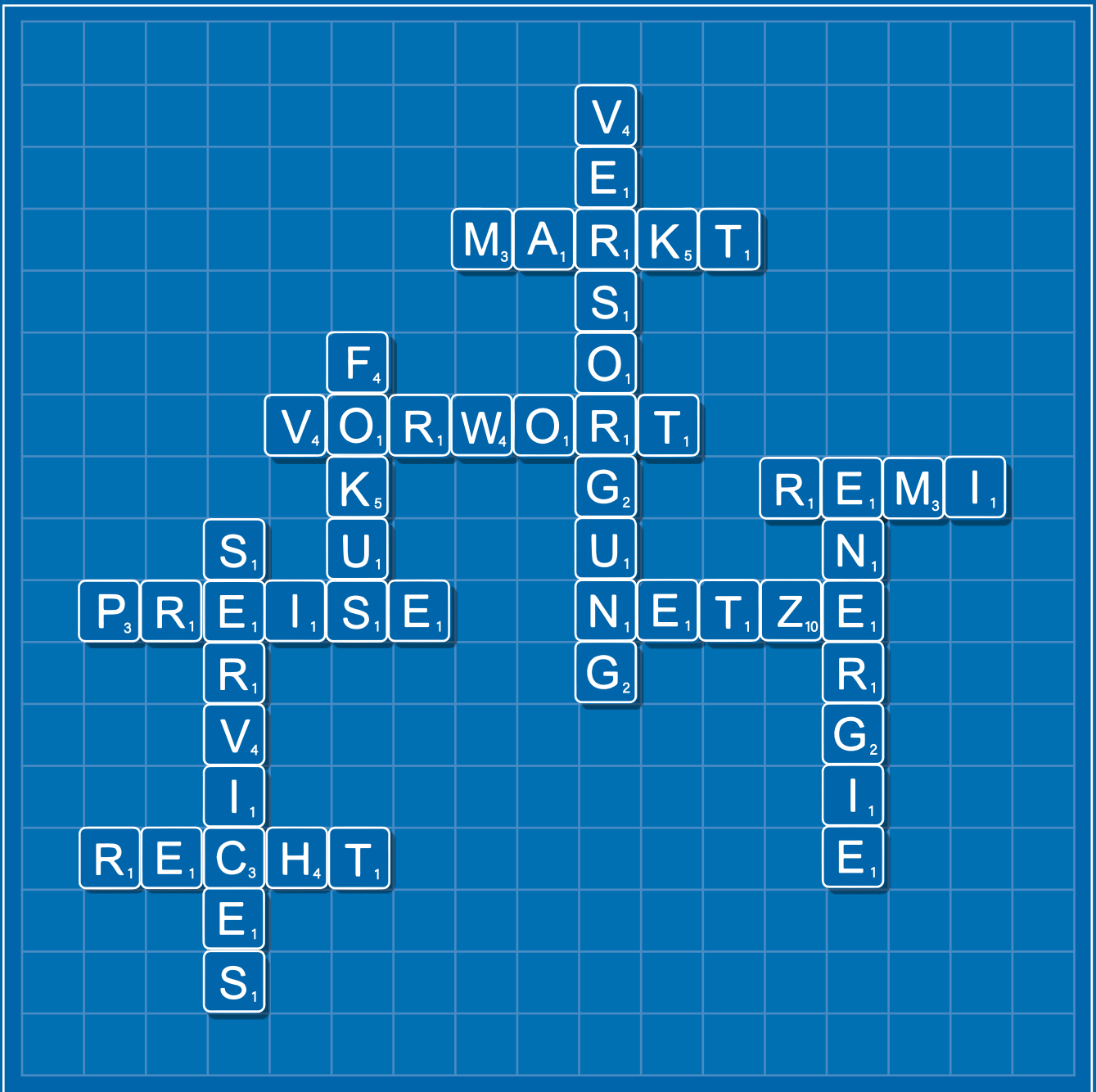
viduellen Bewertung zu ermitteln sind, die gewisse Mindestinhalte aufzuweisen haben. Das Verfahren zur Ermittlung von Endenergieeinsparungen wird durch Regelungen zu Normierung und Normalisierung des Endenergieverbrauchs, zur Errechnung des Referenz-

endenergieverbrauchs und zu Datenquellen, Messungen und zur Haushaltsquote näher ausgestaltet. Schließlich wird auch die Vornahme von Meldungen durch Regelungen zur Verwendung der elektronischen Meldeplattform und zu Teilungen näher determiniert.

Energieeffizienzbericht

Die E-Control hat jährlich bis 31. Oktober über den Fortschritt im Bereich der Energieeffizienz zu berichten. Inhalte des Berichts sind die Entwicklungen der gesamtstaatlichen Zielerreichung, der gesetzten Energieeffizienzmaßnahmen, der österreichweiten Energieeffizienzindikatoren, der eingesetzten Mittel sowie der Auswirkungen auf verpflichtete Unternehmen und Personen.

Der erste Bericht ist aufgrund einer Übergangsbestimmung acht Monate nach Inkrafttreten des EEffG zu veröffentlichen und hat somit bis spätestens 15. Februar 2024 zu erscheinen.



ÜBERWACHUNG DES GROSS- HANDELSMARKTS (REMIT)

*Steigende Fallzahlen und künftige
Kompetenzerweiterung*



ÜBERWACHUNG DES GROSSHANDELSMARKTS (REMIT)

Im Jahr 2022 führten der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und damit einhergehende Einschränkungen bei der Lieferung russischen Gases nach Europa zu beispiellosen Verwerfungen auf dem Energiegroßhandelsmarkt. Obwohl die Strom- und Gaspreise 2023 wieder etwas zurückgingen, blieb die Volatilität, vor allem am Gasmarkt, hoch. Die Gasversorgungssituation verbesserte sich, geopolitische Ereignisse führten aber weiterhin zu Nervosität und starken Preisschwankungen auf den Großhandelsmärkten.

Es zeigte sich einerseits durch diese Entwicklungen, dass die physischen Märkte anfällig für die Handlungen von marktmächtigen Unternehmen sind. Andererseits sorgten die Preisschwankungen auch dafür, dass der Handel von Energiederivaten für viele Finanzinstitutionen und Investmentfonds immer interessanter wurde. Damit nahm auch die Liquidität dieser Finanzprodukte im Energiebereich stark zu.

Man war sich auf europäischer Ebene weitgehend einig, dass ein Teil der Antwort auf die Krise eine Ausweitung und Stärkung der regulatorischen Aufsicht über die Energiegroßhandelsmärkte sein muss. Im März 2023 legte die Europäische Kommission deshalb einen Vorschlag zur Überarbeitung der REMIT-Verordnung (1227/2011) vor. Nach intensiven

nationalen und europäischen Diskussionen kam es im November 2023 zur Einigung der europäischen Institutionen.

Diese auch „REMIT II“ genannte Novelle wird voraussichtlich im ersten Halbjahr 2024 in Kraft treten. Ihre Ziele sind (i) eine Anpassung des REMIT-Rahmenwerkes an geltende finanzrechtliche Regeln, (ii) Verbesserungen bei Datenmeldung und -erhebung, (iii) die Berücksichtigung neuer Marktentwicklungen (z.B. algorithmischer Handel) und (iv) die Stärkung der Kompetenzen der Regulierungsbehörden und von ACER.

Für die nationalen Regulierungsbehörden ist neben einigen zusätzlichen Kompetenzen wesentlich, dass diese in Zukunft auch Finanzprodukte überwachen. Gleichzeitig müssen die Regulierungsbehörden gemäß REMIT II harmonisierte und höhere Strafen direkt ausstellen können. Teile von REMIT II bedürfen einer nationalen gesetzlichen Implementierung, die ebenfalls voraussichtlich 2024 erfolgen wird.

Die Krise spielte auch in der operativen Marktüberwachung der E-Control weiterhin eine zentrale Rolle. Internationale Untersuchungen, etwa im Rahmen der grenzüberschreitenden Untersuchungsgruppe, wurden konsequent fortgesetzt.

Überwachung

Steht das Verhalten eines oder mehrerer Marktteilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt im Verdacht, gegen REMIT zu verstoßen, prüft die E-Control in einer Erstbeurteilung, ob genügend Anhaltspunkte für eine nähere Untersuchung auf zweiter Ebene der Marktüberwachung vorhanden sind. REMIT-Verdachtsfälle werden grundsätzlich aus den folgenden Quellen generiert:

- > das reguläre Marktmonitoring unter Nutzung von Handelsüberwachungssoftware durch die nationalen Regulierungsbehörden
- > Meldung von Betreibern von Börsen, Bro-

kerplattformen oder sonstigen Handelsplattformen (sog. PPATs)

- > die gesamteuropäische Überwachung durch ACER
- > (anonyme) Anzeigen, z.B. durch andere Marktteilnehmer

Im Jahr 2023 wurden von der E-Control insgesamt 5 neue Verdachtsfälle (2022: 8) aufgegriffen. Gleichzeitig konnten 9 Fälle abgeschlossen werden, durch Einstellung des Verfahrens oder behördliche Erledigung (s. Abbildung 50).

REMIT-FALLSTATISTIK 2022 UND 2023

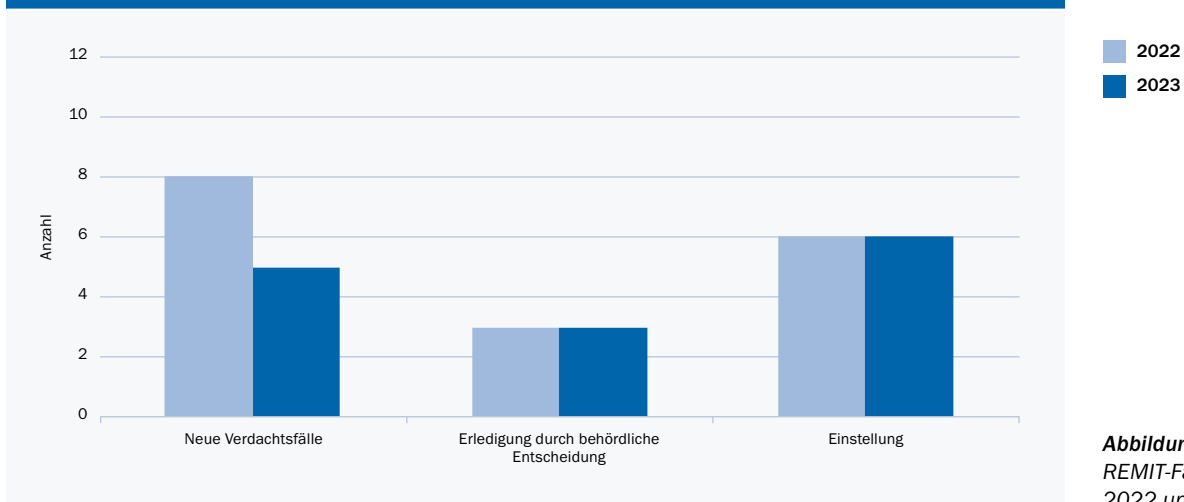


Abbildung 50
REMIT-Fallstatistik
2022 und 2023

Quelle: ACER, E-Control

Inhaltliche Schwerpunkte bei der Aufnahme von neuen REMIT-Fällen waren 2023 insbesondere unter Artikel 4 (Veröffentlichung von Insiderinformation) und Artikel 8 (korrekte

Datenerhebung) zu sehen. Gleichzeitig sind inzwischen 3 Verfahren bei Rechtsmittelinstanzen anhängig.

Europäische Ebene

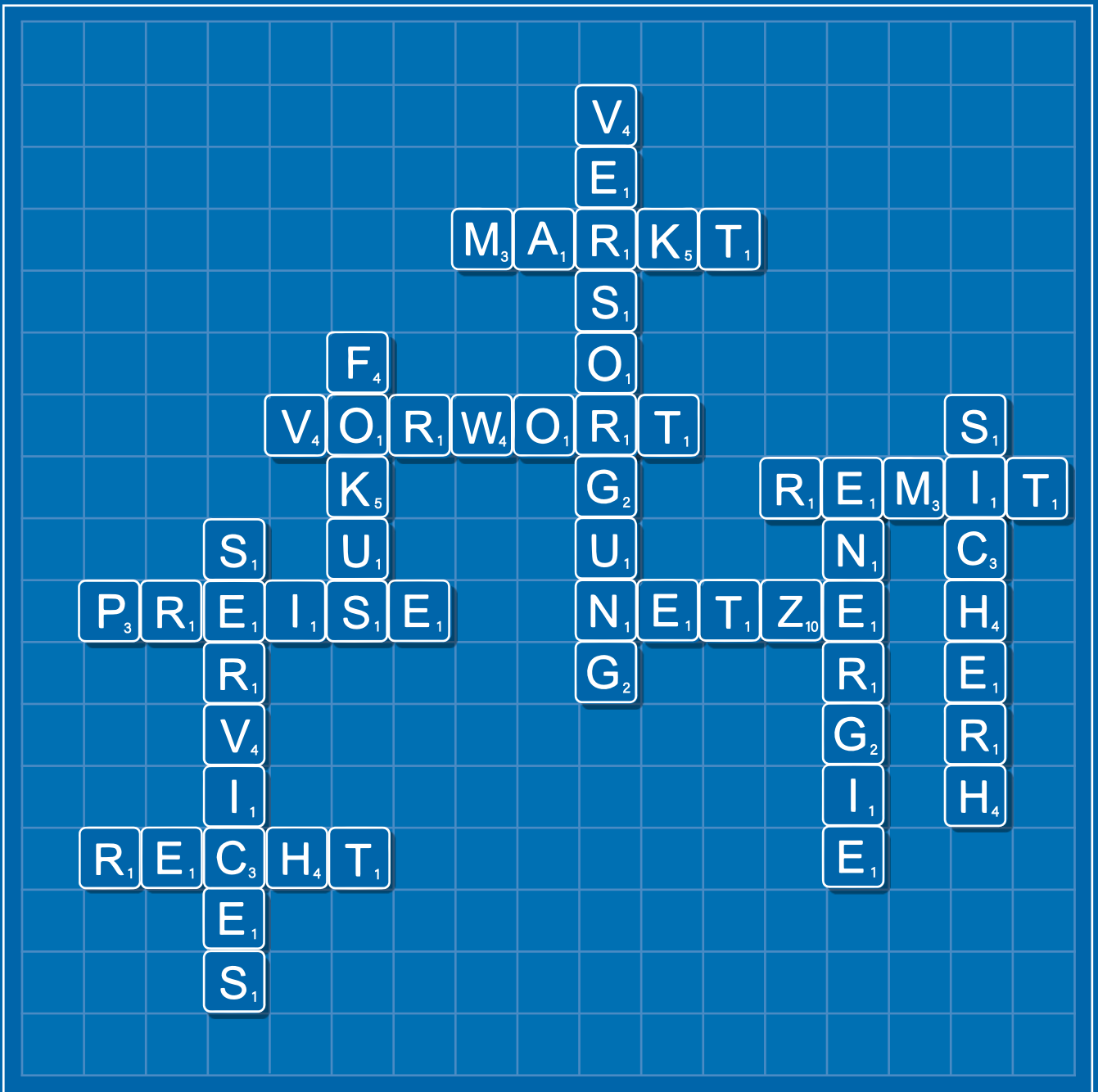
Das REMIT-Team der E-Control beteiligte sich 2023 weiter aktiv am europäischen Diskurs, sowohl in verschiedenen fachbezogenen ACER-Arbeitsgruppen und in Diskussionen mit den europäischen Institutionen als auch durch enge Abstimmung mit den nationalen Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten.

Hier ist auch die Weiterführung der grenzüberschreitenden Untersuchungsgruppe aus dem Jahr 2022 zu erwähnen. Untersuchungen auf dem Gasmarkt in Zusammenhang mit der Krise, intensivere Abstimmung unter den Regulierungsbehörden und Koordination für die Zukunft wurden fortgesetzt.

Darüber hinaus wurde 2023 die Zusammenarbeit zwischen Energie- und Finanzregulierungsbehörden in den Fokus gestellt. Diese ist von entscheidender Bedeutung, da der

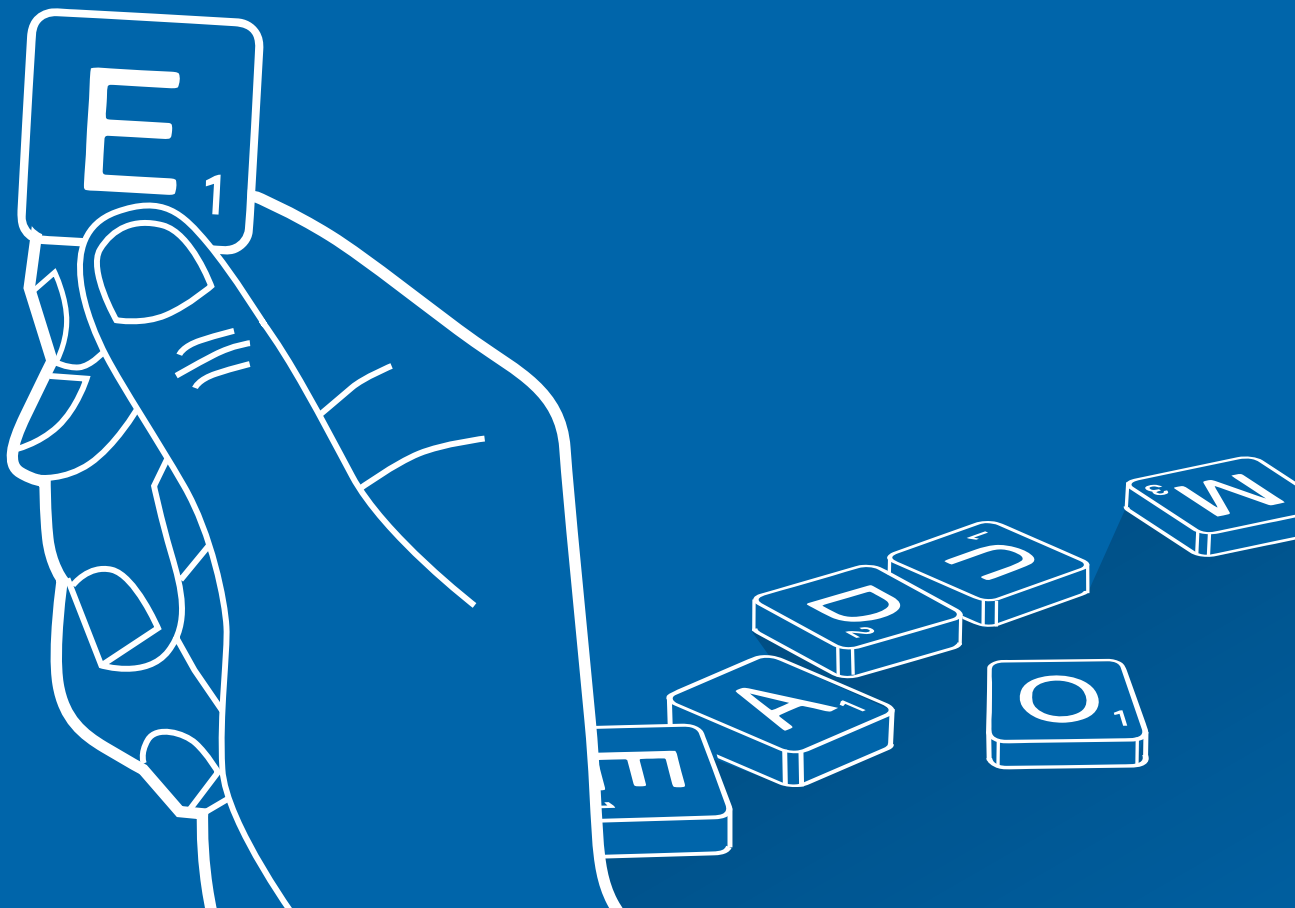
Energie- und Finanzsektor eng miteinander verbunden sind und sich gegenseitig beeinflussen können. Sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene gibt es Bemühungen, die Zusammenarbeit zwischen den Regulierungsbehörden in diesen Bereichen zu stärken, um eine kohärente und effiziente Regulierung sicherzustellen.

Auch die Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA) und ACER arbeiten eng zusammen. Diese Kooperation ist besonders wichtig, da Finanzinstrumente wie Derivate oft sowohl auf Energie- als auch auf Finanzmärkte Auswirkungen haben können. Daher soll auch die Zusammenarbeit der österreichischen Finanzmarktaufsichtsbehörde (FMA) und der E-Control im Bereich der Marktaufsicht gestärkt werden.



COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

Verbesserungen der Systeme



COMPLIANCE, INFORMATIONSSICHERHEIT UND DATENSCHUTZ

Als Behörde ist die E-Control sowohl der Compliance als auch der Informationssicherheit und dem Datenschutz verpflichtet. Um eine reibungslose, korrekte und sichere Durchfüh-

rung ihrer Aufgaben zu gewährleisten, betreibt die E-Control interne Systeme zur Sicherstellung dieser essenziellen Faktoren.

Compliance

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

Die Judikatur des EuGH unterstrich insbesondere auch die Unabhängigkeit der E-Control von staatlichen Regelwerken. Daher hatte die E-Control im Jahr 2022 erstmalig die Anwendbarkeit diverser nationaler Regelwerke auf die E-Control neu zu evaluieren, insbesondere in Hinblick auf das Beteiligungsmanagement des BMK (s. 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 eine Beteiligung handelt, ist ein allgemeines 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 nötigen Schritte, um den bestehenden Rahmen an die unionsrechtlichen Vorgaben anzupassen.

Den Public-Corporate-Governance-Kodex 2017 des Bundes (B-PCGK 2017) setzt die E-Control seit seinem Inkrafttreten um. In dieser Hinsicht beschloss der Vorstand im Jahr 2022, 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. Diese Vorgehensweise wurde auch im Jahr 2023 fortgesetzt.

Die laufenden Tätigkeiten der E-Control im Bereich Compliance umfassen die Erstellung eines jährlichen [Corporate-Governance-Berichts](#), die umfassende Schulung der Mitarbeiter:innen der E-Control und die an-

dauernde interne Beratung in allen Compliance-relevanten Fragestellungen durch den Compliance Officer in Zusammenarbeit mit dem Datenschutzbeauftragten. Daneben wurden auch im Jahr 2023 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 das bereits im Dezember 2021 eingeführte Hinweisgebersystem. Mitarbeiter:innen der E-Control können darüber schwerwiegende Verstöße gegen gesetzliche Bestimmungen auf anonymer Basis melden. Die E-Control erfüllte sohin die Vorgaben des am 25. Februar 2023 in Kraft getretenen HinweisgeberInnen-schutzgesetzes bereits vorab.

Informationssicherheit und Datenschutz

Auch 2023 hatte die E-Control erhebliche Herausforderungen im Bereich der Informationssicherheit zu bewältigen. Laufende und neu entstandene globale Konflikte sowie immer professionellere Angriffe führen zu einer erhöhten Cybersicherheits-Risikolage. Die E-Control diskutiert diese regelmäßig auch gemeinsam mit der Energiebranche in Form einer umfassenden Risikoanalyse.

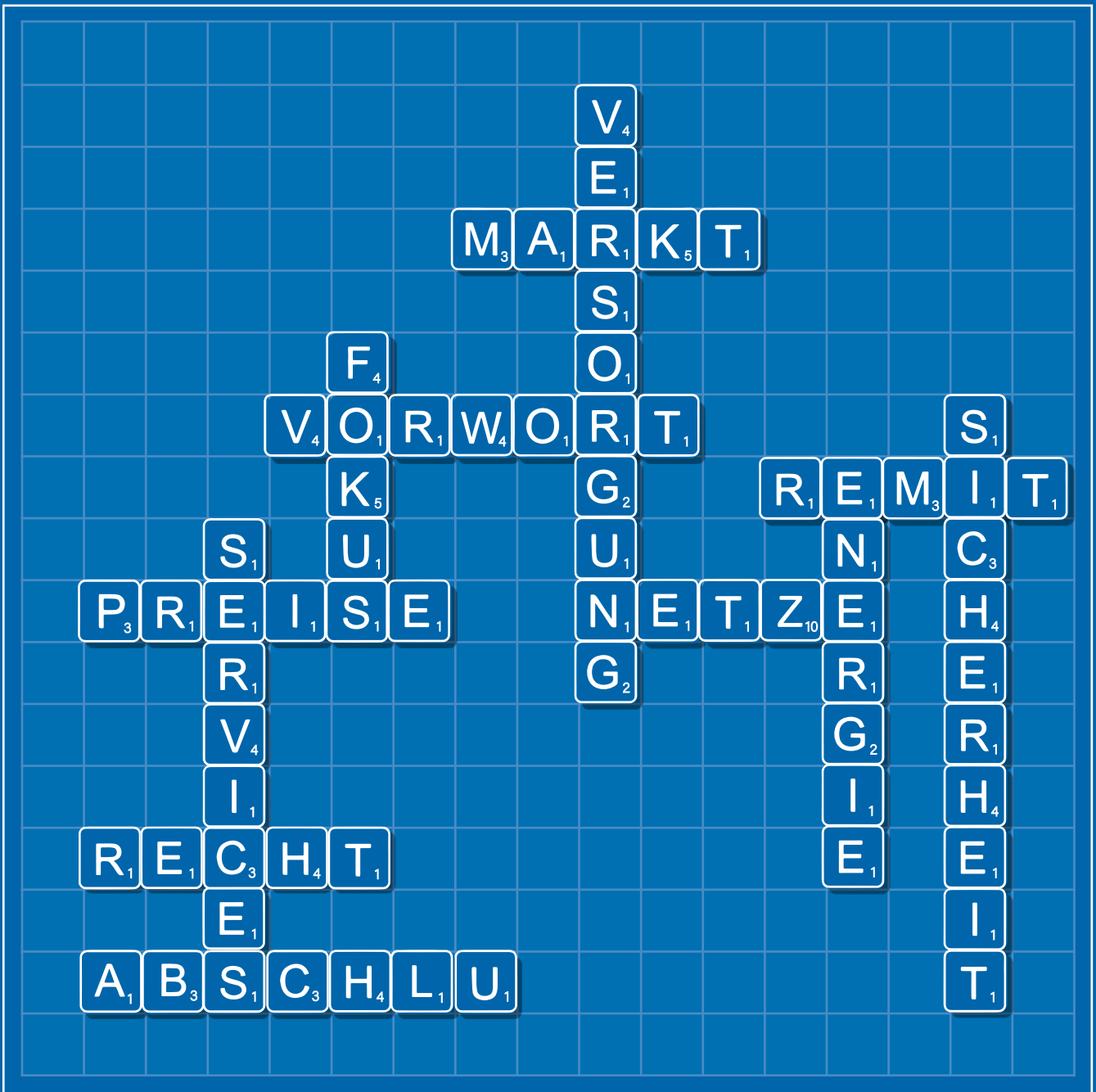
Weiters setzte sich die E-Control intensiv mit den Anforderungen dreier Standards zur Informationssicherheit auseinander. Dies waren die überarbeitete Norm ISO 27001:2022, die EU-Cybersecurity-Richtlinie (2022/2555) (NIS2) und der Netzkodex zur Cybersecurity. Um die Sicherheit der Daten bei der E-Control bestmöglich zu gewährleisten und die Resilienz gegen Cyberangriffe weiter zu erhöhen,

betreibt die Behörde ein nach ISO 27001 zertifiziertes Informationssicherheits-Managementsystem, welches jährlich durch unabhängige Auditor:innen überprüft wird.

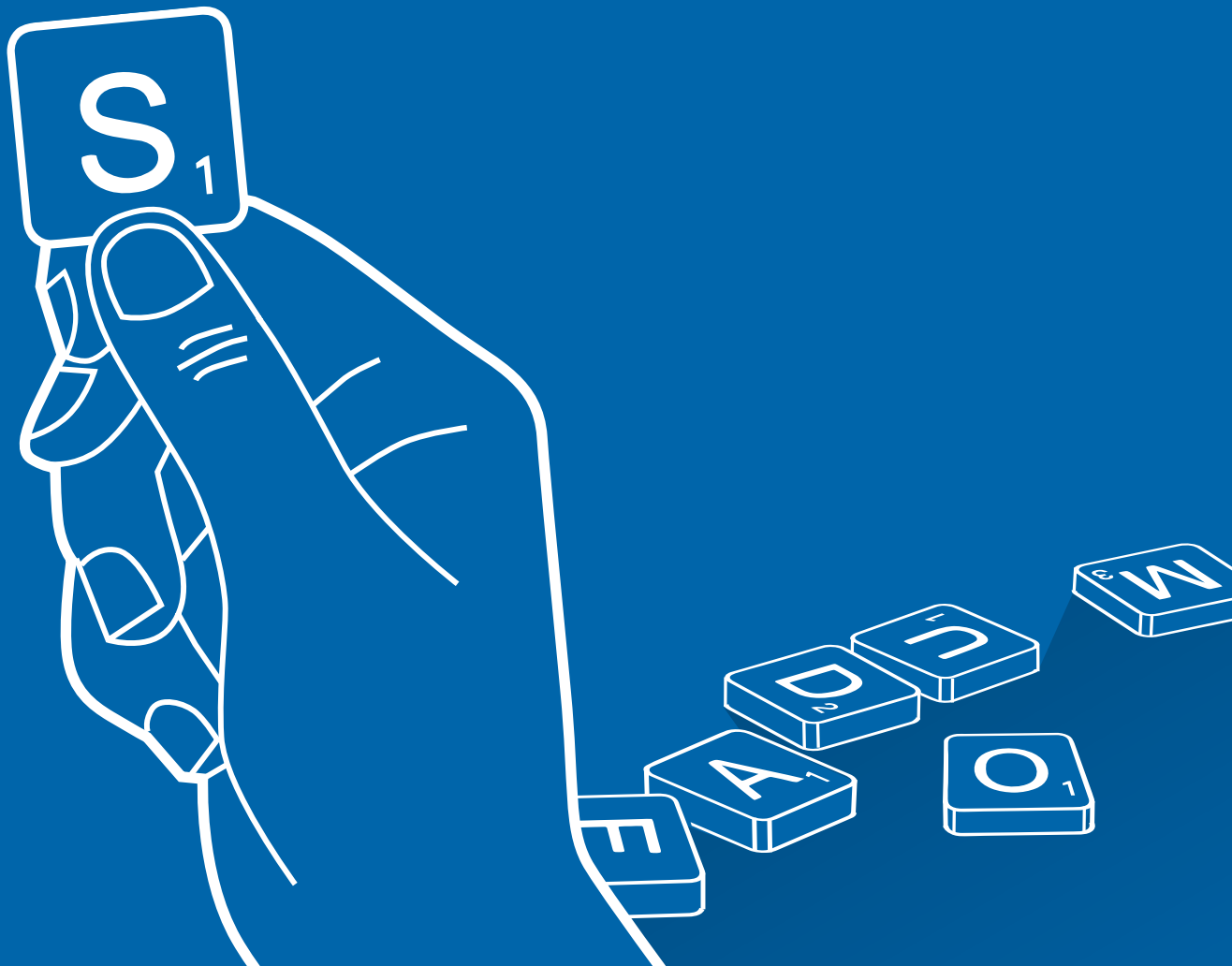
Um komplexen Bedrohungen mit umfassenden Gegenmaßnahmen begegnen zu können, wurde das interne Security-Operations-Center mit einem zusätzlichen Informationssicherheitsexperten verstärkt. Technisch konnten maßgebliche Fortschritte bei der Erkennung und Behandlung von Software-Schwachstellen und Sicherheitslücken erzielt werden. Im Jahresver-

lauf konnten über 3800 kritische Schwachstellen geschlossen und 20 Sicherheitsvorfälle bearbeitet werden, ohne dass es zu Verletzungen der Informationssicherheit kam.

Aus Datenschutzsicht stellten insbesondere Technologien wie künstliche Intelligenz und eine immer stärkere Nutzung von Clouddiensten eine Herausforderung dar. Durch klare Vorgaben und Prozesse konnte das Datenschutzrisiko geringgehalten werden. Es trat kein DSGVO-meldepflichtiger Vorfall auf.



JAHRES- ABSCHLUSS DER E-CONTROL



JAHRESABSCHLUSS DER E-CONTROL

BILANZ ZUM 31. DEZEMBER 2023		
Aktiva	Stand am 31.12.2023 €	Stand am 31.12.2022 €
A. Anlagevermögen:		
I. Immaterielle Vermögensgegenstände (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 575 €, Vorjahr: TS 0 €)	765.359,87	393.943,49
II. Sachanlagen	677.171,31	775.504,55
	1.442.531,18	1.169.448,04
B. Umlaufvermögen:		
I. Vorräte		
1. noch nicht abrechenbare Leistungen	0,00	271.923,00
II. Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände:		
1. Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	30.709,31	32.696,78
2. Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände (davon aus Steuern: TS 302 €, Vorjahr: TS 0 €)	339.064,77	25.731,61
III. Kassenbestand, Guthaben bei Kreditinstituten (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 409 €, Vorjahr: TS 0 €)	4.141.008,75	5.761.803,70
	4.510.782,83	6.092.155,09
C. Rechnungsabgrenzungsposten:	553.684,56	577.984,05
	6.506.998,57	7.839.587,18
Treuhandvermögen – EU-Twinning:	0,00	816.952,79

Passiva	Stand am 31.12.2023 €	Stand am 31.12.2022 €
A. Eigenkapital:		
I. Widmungskapital	35.000,00	35.000,00
II. Gewinnrücklagen		
a. nach § 33 E-ControIG	540.184,71	540.184,71
b. freie	191.132,51	191.132,51
III. Bilanzgewinn (davon Gewinnvortrag von: TS 52 €, Vorjahr TS 48 €)	52.000,00	48.000,00
	818.317,22	814.317,22
B. Sonderposten für Investitionszuschüsse		
1. Investitionszuschuss zum Anlagevermögen nach § 75 EEffG (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 575 €, Vorjahr: TS 0 €)	575.383,97	0,00
	575.383,97	0,00
C. Rückstellungen:		
1. Rückstellungen für Abfertigungen	645.470,66	719.598,94
2. Sonstige Rückstellungen (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 7 €, Vorjahr: TS 0 €)	1.874.488,33	1.771.612,28
	2.519.958,99	2.491.211,22
D. Verbindlichkeiten:		
1. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 971 €, Vorjahr: TS 1.198 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 9 €, Vorjahr: TS 0 €)	971.055,20	1.197.914,65
2. Sonstige Verbindlichkeiten (davon mit einer Restlaufzeit bis zu einem Jahr: TS 1.547 €, Vorjahr: TS 3.336 €) (davon aus Steuern: TS 270 €, Vorjahr: TS 97 €) (davon im Rahmen der sozialen Sicherheit: TS 308 €, Vorjahr: TS 373 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 310 €, Vorjahr: TS 0 €)	1.547.283,19	3.336.144,09
	2.518.338,39	4.534.058,74
Restlaufzeit von bis zu einem Jahr TS 2.518 €, Vorjahr: TS 4.534 €		
E. Rechnungsabgrenzungsposten:	75.000,00	0,00
	6.506.998,57	7.839.587,18
Verpflichtungen aus Treuhandvermögen – EU-Twinning:	0,00	816.952,79

GEWINN-UND-VERLUST-RECHNUNG FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2023		
	31.12.2023	31.12.2022
	€	€
1. Umsatzerlöse		
a) aus regulatorischer Tätigkeit	20.761.911,27	18.852.966,98
b) aus nicht regulatorischer Tätigkeit	1.202.222,27	842.116,35
c) sonstige	687.465,94	358.399,65
2. Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen sowie an noch nicht abrechenbaren Leistungen	-271.923,00	271.923,00
3. Sonstige betriebliche Erträge (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 313 €, Vorjahr: TS 0 €)	471.252,09	52.251,87
4. Personalaufwand (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 138 €, Vorjahr: TS 0 €)	-13.303.368,86	-12.036.485,25
5. Abschreibungen auf immaterielle Gegenstände des Anlagevermögens und Sachanlagen	-699.958,86	-796.892,09
6. Sonstige betriebliche Aufwendungen (davon betreffend Steuern soweit sie nicht unter Z 11 fallen TS 2 €, Vorjahr TS 1 €) (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 176 €, Vorjahr: TS 0 €)	-8.886.899,60	-7.528.955,73
7. Zwischensumme aus Z 1 bis Z 6 (Betriebserfolg)	-39.298,75	15.324,78
8. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 1 €, Vorjahr: TS 0 €)	58.519,05	9.831,78
9. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	-629,83	-21.091,52
10. Zwischensumme aus Z 8 bis Z 9 (Finanzerfolg)	57.889,22	-11.259,74
11. Ergebnis vor Steuern	18.590,47	4.065,04
12. Steuern vom Einkommen und Ertrag (davon betreffend die Energieeffizienz-Monitoringstelle: TS 0 €, Vorjahr: TS 0 €)	-14.590,47	-2.457,95
13. Ergebnis nach Steuern	4.000,00	1.607,09
14. Auflösung von Gewinnrücklagen	0,00	2.392,91
15. Jahresgewinn	4.000,00	4.000,00
16. Gewinnvortrag aus dem Vorjahr	48.000,00	44.000,00
17. Bilanzgewinn	52.000,00	48.000,00

ANHANG DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS- WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN, FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2023

I. Anwendung der unternehmensrechtlichen Vorschriften

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

Mit Inkrafttreten des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) ist die E-Control im Geschäftsjahr 2023 zur zuständigen Behörde für das Energieeffizienzgesetz ernannt worden. Das Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) sieht vor, dass im Interesse einer klaren Darstellung insbesondere in der Gewinn- und Verlust-Rechnung jene Posten, die Aufwände oder Erträge der „Energieeffizienz-

Monitoringstelle“ inkludieren, entsprechende Vermerke zu beinhalten haben.

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.

II. 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 2023 oder in einem früheren Geschäftsjahr entstanden sind, wurden berücksichtigt.

Die bisher angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden wurden beibehalten.

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

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

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

Gegen Entgelt erworbene geringwertige Vermögensgegenstände werden im Sinne des § 13 EStG sofort im Jahr der Anschaffung abgeschrieben. Seit dem 1.1.2023 gilt für geringwertige gegen Entgelt erworbene Vermögensgegenstände eine Wertegrenze von 1.000 € (bis 31.12.2022: 800 €).

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

Die Abfertigungsrückstellung wird nach anerkannten versicherungsmathematischen Grundsätzen nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Method) auf Basis eines Rechnungszinssatzes von 1,75% (Vorjahr 1,45%) (Durchschnittszinssatz der letzten sieben Jahre), einer erwarteten künftigen Gehaltssteigerung von 8,75% (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 zugrunde gelegt.

Bei der Bemessung der übrigen sonstigen Rückstellungen werden unter Beachtung des Vorsichtsprinzips alle zum Zeitpunkt der Bilanzierung erkennbaren Risiken, drohende Verluste oder dem Grunde nach ungewissen 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.

III. Erläuterungen zur Bilanz

ANLAGEVERMÖGEN

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens und die Aufgliederung der kumulierten Abschreibungen nach einzelnen Posten im Berichtszeitraum ist im Anlagenpiegel 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).

Im Posten „Immaterielle Vermögensgegenstände“ ist eine geleistete Anzahlung in Höhe von 575.383,97 € enthalten, die mit der Entwicklung und dem Aufbau einer elektronischen Meldeplattform der Energieeffizienz-Monitoringstelle verbunden ist.

Die Verpflichtungen aus der Nutzung von in der Bilanz nicht ausgewiesenen Sachanlagen beträgt 1.178 T€ für das Geschäftsjahr 2023 (Vorjahr 1.038 T€). Die Gesamtverpflichtungen für die nächsten fünf Jahre betragen 5.895 T€ (Vorjahr 5.189 T€).

FORDERUNGEN UND SONSTIGE VERMÖGENSGEGENSTÄNDE

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

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

Im Posten „Sonstige Forderungen und Vermögensgegenstände“ sind Erträge in Höhe von 36 T€ (Vorjahr 26 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 Projekttablauf und werden nach Projektabschluss von der Europäischen Kommission einer eingehenden Prüfung unterzogen.

So konnte das Twinning-Projekt Georgien IV von der E-Control sowie den anderen beteiligten Projektpartnern im April 2023 abgeschlossen und entsprechend der vertraglich vorgesehenen Vorgaben Ende des zweiten Quartals 2023 der abschließenden finanziellen Prüfung unterzogen werden.

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

	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Projektkonto Twinning-Georgien IV	0,00	816.952,79
	0,00	816.952,79

SONDERPOSTEN FÜR INVESTITIONSZUSCHÜSSE

Nach der Bruttomethode wird in der Position „Sonderposten für Investitionszuschüsse“ der im Jahr 2023 vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie in Höhe von 575.383,97 € geleistete nicht rückzahlbare Investitionszuschuss zum Aufbau der elektronischen Meldeplattform für die Energieeffizienz-Monitoringstelle ausgewiesen.

Nach Fertigstellung und Inbetriebnahme der elektronischen Meldeplattform (voraussicht-

lich Ende des Geschäftsjahres 2024) wird dieser Sonderposten, nach Maßgabe der Abschreibung des Vermögensgegenstandes, entsprechend ertragswirksam aufgelöst.

Die Darstellung der Entwicklung des „Sonderpostens für Investitionszuschüsse“ im Berichtszeitraum ist in Anlage 2 zum Anhang angeführt.

SONSTIGE RÜCKSTELLUNGEN

Der im Posten „Sonstige Rückstellungen“ ausgewiesene Betrag setzt sich im Wesentlichen wie folgt zusammen:

	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Erstellung Geschäfts- und Tätigkeitsbericht	85.000,00	80.000,00
Noch nicht abgerechnete Projekte und Studien	23.550,00	5.605,00
Noch nicht konsumierte Urlaube	899.982,30	888.031,96
Prämien – Mitarbeiter:innen	660.391,14	564.159,08
Prämien – Mitglieder des Vorstands	68.990,89	62.084,24
Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand	38.900,00	30.400,00
Sonstige noch nicht abgerechnete Leistungen	97.674,00	141.332,00
	1.874.488,33	1.771.612,28

In der Rückstellung für „Rechts-, Prüfungs- und Beratungsaufwand“ ist erstmalig auch ein Betrag in Höhe von 7.000 € für die anteiligen Kosten der Prüfung des Jahresabschlusses 2023 der Energieeffizienz-Monitoringstelle enthalten.

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 266 T€ (Vorjahr 249 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.

In Folge der auch im Jahr 2023 auf hohem Niveau verharrenden Aufwandsentwicklung war bereits im ersten Quartal 2023 abzu-sehen, dass im Laufe des ersten Halbjahres 2023 die „Erhaltene Anzahlung“ aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens zur Gänze aufgebraucht sein wird. So wurde noch im April 2023 im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie eine Vereinbarung für die zukünftige „Finanzierung und Abgeltung der aus den nicht-regulatorischen Aufgaben nach § 5 Abs 4 E-ControlG erwachsenden Kosten (Aufwendungen)“ erarbeitet und vereinbart, dass der Bund der E-Control für das Geschäftsjahr 2023 einmalig zusätzlich 608 T€ zuzüglich 20% USt an Mitteln bereitstellt. Diese Vereinbarung sieht auch vor, dass im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellte Überzahlungen auf die vereinbarten Vorauszahlungen des Folgejahres angerechnet werden.

Im Jahr 2023 sind insgesamt 1.202 T€ zuzüglich 20% USt (Vorjahr 842 T€) an Aufwendungen für von der E-Control im Sinne des § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllenden Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse angefallen. Unter Berücksichtigung des Restbetrags der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des gesetzlichen Sondervermögens (1.044 T€) sowie des für das Jahr 2023 zugeflossenen Einmalbetrags (729 T€) verbleiben der E-Control somit 330 T€ als „Erhaltene An-

zahlung“ für gemäß § 5 Abs 4 E-ControlG zu erfüllende Aufgaben im allgemeinen öffentlichen Interesse ab dem Jahr 2024.

Im Juni 2023 ist die Novelle des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in Kraft getreten (BGBl. I Nr. 59/2023 vom 15.6.2023). Gemäß § 56 EEffG ist die E-Control als zuständige Behörde vorgesehen und hat die im Bundes-Energieeffizienzgesetz (EEffG) festgelegten Aufgaben und Befugnisse wahrzunehmen.

Nach § 69 Abs 2 EEffG hat der Bund der E-Control für die von dieser im Sinne des Bundes-Energieeffizienzgesetzes zu erfüllenden Aufgaben pro Geschäftsjahr einen Beitrag in Höhe von 900.000 € zu leisten. Für das Jahr 2023 wurde vom Bund ein anteiliger Bundesbeitrag in Höhe von 490.000 € festgelegt. Zusätzlich sieht § 75 Abs 6 EEffG vor, dass der Bund der E-Control den zur Vorbereitung (Anlauf-/Aufbaukosten) der von ihr zu erfüllenden Aufgaben notwendigen Beitrag zu leisten hat. So wurden die Kosten der Vorbereitung für das Jahr 2023 mit 708.591,95 € festgesetzt.

Im Jahr 2023 sind der E-Control insgesamt 313.145,46 € an Aufwendungen und Erträgen als Energieeffizienz-Monitoringstelle angefallen

bzw. 575.383,97 € in der im Posten „Immaterielle Vermögensgegenstände“ in der Bilanz als geleistete Anzahlung ausgewiesenen ersten Teilrechnung für den Aufbau der elektronischen Meldeplattform geleistet worden.

Der Überhang aus den nach § 69 Abs 2 sowie § 75 Abs 6 EEffG bereitgestellten Mitteln (insgesamt 1.198.591,95 €) zu den tatsächlich im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses festgestellten Aufwendungen und geleisteten Anzahlungen in Höhe von insgesamt 310.062,62 € ist als „Erhaltene Anzahlung – Energieeffizienz-Monitoringsstelle“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen.

Sämtliche Verbindlichkeiten haben 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.

IV. Erläuterungen zur Gewinn-und-Verlust-Rechnung

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

UMSATZERLÖSE

A) AUS REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Erlöse Strommarktregulierung	15.712.946,20	15.329.220,44
Erlöse Gasmarktregulierung	5.367.871,92	5.328.501,64
abz. Erlösschmälerungen: Budgetvortrag	-318.906,85	-1.804.755,10
	20.761.911,27	18.852.966,98

B) AUS NICHT REGULATORISCHER TÄTIGKEIT		
	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Erlöse aus nicht regulatorischer Tätigkeit	1.202.222,27	842.116,35

C) SONSTIGE UMSATZERLÖSE (ÜBRIGE)		
	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Vortrags- und Beratungstätigkeit Ausland	9.576,90	1.284,54
Vortrags- und Beratungstätigkeit Inland	111.438,50	270.728,44
Weiterverrechnung AIB, IDACS, REMIT	73.320,00	79.720,00
Weiterverrechnung Gas- und Stromtarifkalkulator	42.333,33	6.666,67
Weiterverrechnung Twinning-Projekte	450.797,21	0,00
	687.465,94	358.399,65

D) VERÄNDERUNG DES BESTANDS AN NOCH NICHT ABRECHENBAREN LEISTUNGEN		
	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Leistung im Zusammenhang mit dem Projekt/den Projekten: „Konzeption und Entwicklung Ladestellenkalkulator“	-271.923,00	271.923,00
	-271.923,00	271.923,00

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. Mit Ende des Geschäftsjahres 2022 betrug der Fertigstellungsgrad dieser Leistung 80%. Im Geschäftsjahr 2023 konnte die bei der E-Control beauftragte Leistung vollständig abgeschlossen und verrechnet werden.

SONSTIGE BETRIEBLICHE ERTRÄGE

	31.12.2023 €	31.12.2022 €
a) Erträge aus dem Abgang vom Anlagevermögen mit Ausnahme der Finanzanlagen	33.688,84	5.940,00
b) Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	123.157,87	45.903,27
c) Sonstige Erträge (übrige)	314.405,38	408,60
	471.252,09	52.251,87

In der Position „Sonstige Erträge (übrige)“ sind insgesamt 313.145,46 € als Kostenbeitrag des Bundes für Kosten nach § 69 Abs 2 EEffG sowie Anlauf-/Aufbaukosten nach § 75 Abs

6 EEffG für die Tätigkeit der Energieeffizienz-Monitoringstelle im Geschäftsjahr 2023 ausgewiesen.

PERSONALAUFWAND

	31.12.2023 €	31.12.2022 €
a) Gehälter	10.253.624,03	9.204.342,23
Aufwendungen für Altersversorgung	616.074,80	587.617,39
Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeiterversorgungskassen	231.639,93	222.053,05
Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge	2.094.014,82	1.933.250,23
Sonstige soziale Aufwendungen	108.015,28	89.222,35
b) Soziale Aufwendungen	3.049.744,83	2.832.143,02
	13.303.368,86	12.036.485,25

Im Personalaufwand des Geschäftsjahres 2023 sind insgesamt 137.652,85 € an Personalaufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

AUFWENDUNGEN FÜR ABFERTIGUNGEN UND LEISTUNGEN AN BETRIEBLICHE MITARBEITERVORSORGEKASSEN		
	31.12.2023	31.12.2022
	€	€
Dotierung Abfertigungsrückstellung	77.657,47	65.835,59
Freiwillige Abfertigung	1.687,56	25.700,97
Gesetzliche Abfertigung	6.590,14	0,00
Mitarbeitervorsorgekasse	145.704,76	130.516,49
	231.639,93	222.053,05

In den Aufwendungen für Abfertigungen und Leistungen an betriebliche Mitarbeitervorsorgekassen des Geschäftsjahres 2023 sind insgesamt 1.500,13 € an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

AUFWENDUNGEN FÜR GESETZLICH VORGESCHRIEBENE SOZIALABGABEN SOWIE VOM ENTGELT ABHÄNGIGE ABGABEN UND PFLICHTBEITRÄGE		
	31.12.2023	31.12.2022
	€	€
Gesetzlicher Sozialaufwand (DG)	1.703.465,26	1.565.123,98
Beiträge zum Familienbeihilfen-Ausgleichsfonds einschließlich Zuschlag zum Dienstgeberbeitrag	378.763,56	357.160,25
U-Bahn-Steuer	11.786,00	10.966,00
	2.094.014,82	1.933.250,23

In den Aufwendungen für gesetzlich vorgeschriebene Sozialabgaben sowie vom Entgelt abhängige Abgaben und Pflichtbeiträge des Geschäftsjahres 2023 sind insgesamt 24.394,69 € an Aufwand enthalten, die unmittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

MITARBEITER:INNEN

	zum 31. 12. 2023	durchschnittlich	zum 31. 12. 2022	durchschnittlich
Vorstand	2	2,0	2	2,0
Angestellte	126	125,0	121	120,4
	128	127,0	123	122,4

SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN

	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Steuern, soweit sie nicht unter Steuern vom Einkommen und Ertrag fallen	1.954,77	1.278,91
Übrige	8.884.944,83	7.527.676,82
	8.886.899,60	7.528.955,73

In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen des Geschäftsjahres 2023 sind insgesamt 176.221,22 € an Aufwand enthalten, die un-

mittelbar der Energieeffizienz-Monitoringstelle zuzurechnen sind.

SONSTIGE ZINSEN UND ÄHNLICHE ERTRÄGE

	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Zinserträge	58.519,05	9.831,78
	58.519,05	9.831,78

In Folge der auch im Jahr 2023 erfolgten Leitzinsanhebungen von Seiten der Europäischen Zentralbank und der deutlich über dem Jahr 2022 liegenden Referenzzinssätze auf den Geldmärkten konnten auch im Jahr 2023 Veranlagungen im Bereich kurzfristiger Termin-/Festgeldkontrakte abgeschlossen werden.

In den sonstigen Zinsen und ähnlichen Erträgen sind insgesamt 971,60 € an Zinserträgen enthalten, die unmittelbar dem für die Abwicklung des Zahlungsverkehrs der Energieeffizienz-Monitoringstelle eingerichteten Kontokorrentkonto im Jahr 2023 gutgeschrieben worden sind.

ZINSEN UND ÄHNLICHE AUFWENDUNGEN		
	31.12.2023	31.12.2022
	€	€
Bank- und Darlehenszinsen	-629,83	-21.091,52
	-629,83	-21.091,52

Bis zum Geschäftsjahr 2022 wurden von Geschäftsbanken sogenannte „Verwahrgebühren“ bzw. „-entgelte“ von institutionellen Kunden bzw. Großkunden auf Basis der durchschnittlichen Liquidität berechnet und eingehoben und als Zinsen und ähnliche Aufwendungen ausgewiesen.

In Folge der erstmalig im Juli 2022 erfolgten Leitzinsanhebung von Seiten der Europäischen Zentralbank wurde die Einhebung der „Verwahrgebühren“ bzw. „-entgelte“ mit Ende des dritten Quartals 2022 eingestellt.

V. Vorschlag zur Verwendung des Ergebnisses

Der in der Bilanz ausgewiesene Bilanzgewinn in Höhe von 52.000 € soll auf neue Rechnung vorgetragen werden.

VI. Ereignisse von besonderer Bedeutung nach dem Schluss des Geschäftsjahres

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

VII. Entgelte des Abschlussprüfers

Die Entgelte des Abschlussprüfers setzen sich im Geschäftsjahr 2023 wie folgt zusammen:

	31.12.2023 €	31.12.2022 €
Prüfungsentgelt Geschäftsjahr	27.000	25.000
Andere Bestätigungsleistungen (Prüfungshandlungen im Zusammenhang mit dem Public Corporate Governance Kodex)	3.900	3.600
Prüfungsnahe Dienstleistungen	7.687	1.500

VIII. 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 2023 insgesamt 9.945 € (Vorjahr 10 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 2023 folgende Personen tätig:

Mag. Dorothea Herzele

Vorsitzende

Vertreter des Betriebsrates:

Eva Lacher, MSc.

Dr. Johannes Mrazek

Wien, am 2. Februar 2024

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.



Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA

Anlage I zum Anhang: Anlagenspiegel

Anlage II zum Anhang: Entwicklung der Investitionszuschüsse

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2023

	Anschaffungs- und Herstellungskosten				31.12.2023 €
	1.1.2023 €	Zugänge €	Umbuchungen €	Abgänge €	
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	0,00	18.601,71
2. EDV-Software	5.937.555,10	10.141,46	0,00	1.558.839,79	4.388.856,77
3. Patentrechte und Lizenzen	5.108,00	0,00	0,00	0,00	5.108,00
4. Geleistete Anzahlungen	0,00	575.383,97	0,00	0,00	575.383,97
	5.961.264,81	585.525,43	0,00	1.558.839,79	4.987.950,45
II. Sachanlagen:					
1. Einbauten in fremde Gebäude	825.405,16	52.489,08	0,00	870,09	877.024,15
2. Geschäftsausstattung	1.665.247,06	136.614,76	0,00	288.859,18	1.513.002,64
3. EDV-Hardware	2.866.376,85	125.905,59	0,00	351.923,59	2.640.358,85
4. Personenkraftwagen	189.304,75	0,00	0,00	70.310,00	118.994,75
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.056.377,88	74.695,76	0,00	145.762,50	985.311,14
	6.602.711,70	389.705,19	0,00	857.725,36	6.134.691,53
	12.563.976,51	975.230,62	0,00	2.416.565,15	11.122.641,98

ANLAGENSPIEGEL ZUM 31. DEZEMBER 2023

	kumulierte Abschreibungen				Buchwerte	
	1.1.2023 €	Zugänge €	Abgänge €	31.12.2023 €	31.12.2022 €	31.12.2023 €
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:						
1. Strombezugsrecht	18.601,71	0,00	0,00	18.601,71	0,00	0,00
2. EDV-Software	5.545.719,61	212.146,96	1.557.388,50	4.200.478,07	391.835,49	188.378,70
3. Patentrechte und Lizenzen	3.000,00	510,80	0,00	3.510,80	2.108,00	1.597,20
4. Geleistete Anzahlungen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	575.383,97
	5.567.321,32	212.657,76	1.557.388,50	4.222.590,58	393.943,49	765.359,87
II. Sachanlagen:						
1. Einbauten in fremde Gebäude	672.041,05	26.091,27	870,09	697.262,23	153.364,11	179.761,92
2. Geschäftsausstattung	1.524.459,63	73.510,41	288.687,18	1.309.282,86	140.787,43	203.719,78
3. EDV-Hardware	2.437.502,84	298.009,66	351.358,26	2.384.154,24	428.874,01	256.204,61
4. Personenkraftwagen	136.825,75	14.994,00	70.310,00	81.509,75	52.479,00	37.485,00
5. Geringwertige Vermögensgegenstände	1.056.377,88	74.695,76	145.762,50	985.311,14	0,00	0,00
	5.827.207,15	487.301,10	856.988,03	5.457.520,22	775.504,55	677.171,31
	11.394.528,47	699.958,86	2.414.376,53	9.680.110,80	1.169.448,04	1.442.531,18

INVESTITIONSZUSCHÜSSE ZUM ANLAGEVERMÖGEN ZUM 31. DEZEMBER 2023

	1.1.2023 €	Zuführung €	Auflösung durch Zeitablauf €	Auflösung durch Ausscheidung €	Stand am 31.12.2023 €
Investitionszuschuss zu:					
I. Immaterielle Vermögensgegenstände:					
2. EDV-Software	0,00	575.383,97	0,00	0,00	575.383,97
	0,00	575.383,97	0,00	0,00	575.383,97
	0,00	575.383,97	0,00	0,00	575.383,97

LAGEBERICHT DER ENERGIE-CONTROL AUSTRIA

FÜR DIE REGULIERUNG DER ELEKTRIZITÄTS- UND ERDGAS-WIRTSCHAFT (E-CONTROL), WIEN FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2023

Geschäftsverlauf, Geschäftsergebnis und Lage des Unternehmens

GESCHÄFTSTÄTIGKEIT UND RAHMENBEDINGUNGEN

Im Geschäftsjahr 2023 kam die E-Control ihren gesetzlichen Regulierungsaufgaben vollumfänglich nach. Es wurden 355 Verwaltungs- und 18 Ordnungsverfahren geführt und abgeschlossen. Hinzu kommen 164 laufende Verwaltungsverfahren, wovon zum Bilanzstichtag 58 gerichtsanhängig waren.

Ein bedeutender Teil der Tätigkeit der E-Control konzentrierte sich im Geschäftsjahr 2023 auf die durch den Angriffskrieg der Russischen Föderation verursachten Verwerfungen der europäischen Energiemärkte. Dadurch wurden Vorbereitungs- und Koordinationsmaßnahmen, insbesondere im Anwendungsbereich des Energielenkungsgesetzes 2012, notwendig. In den nach Kriegsausbruch eingerichteten Krisen-Taskforces wurden zuallererst die Entwürfe zu den Energielenkungsmaßnahmenverordnungen Strom und Gas auf den aktuellen Krisenbedarf angepasst. Um bestmögliche Entscheidungsgrundlagen für Maßnahmen im Krisenfall zu ermöglichen, wurden in der Folge die Elektrizitäts- und Erdgas-Energielenkungsdatenverordnungen novelliert.

Angesichts der volkswirtschaftlichen Bedeutung und ökonomischen Besonderheiten der Energiemärkte kommt einem effektiven Wettbewerb eine bedeutsame Rolle zu. Anfragen

und Beschwerden bei der Bundeswettbewerbshörde (BWB) und der E-Control häuften sich im Jahr 2022. Daher wurde im Jahr 2023 eine gemeinsame Taskforce der beiden Behörden eingerichtet. Die Zusammenarbeit erfolgte auf der Rechtsgrundlage des § 4 iVm § 21 Abs 2 E-ControlG, wonach die E-Control Untersuchungen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitäts- und Erdgasbereich durchführen kann, insbesondere mit Beteiligung der Wettbewerbsbehörden. Im Wirtschaftssektor Energie muss und wird die E-Control als Marktaufsichtsbehörde ihre Rolle im Sicherstellen des Wettbewerbsprozesses weiterhin konsequent verfolgen. Die Taskforce wird daher zumindest bis Mitte 2024 weiterarbeiten.

Mit 1. Oktober 2023 trat das neue Gasmarktmodell der GMMO-VO 2020 in Kraft. Hierfür erforderliche Anpassungen wurden auch im Bereich der Bilanzgruppenverantwortlichen umgesetzt. Das Beschwerdeverfahren gegen die Entscheidung über die Ernennung der Bilanzierungsstelle ist weiter gerichtsanhängig. Die E-Control beteiligte sich im Sinne einer zügigen Entscheidungsfindung aktiv am Verfahren. Infolge der neuen gesetzlichen Bestimmungen zur Gas-Versorgungssicherheit wurden in der Gas-Marktmodell-VO 2020 Adaptierungen vorgenommen (BGBl. II Nr. 270/2023). Diese rechtlichen Entwicklungen wurden zuvor in zahlreichen Workshops, Len-

kungsübungen und Abstimmungen mit dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Bundes- und Ländervertretern, Marktteilnehmern, Großverbrauchern und Netzbetreibern kommuniziert und auf Praxis-tauglichkeit hinterfragt. In Entsprechung mit den novellierten Bestimmungen zur EU-Gassolidaritätsverordnung (Verordnung [EU] 2017/1938) und den nationalen Mindestspeicherzielen wurden beim Gaskunden-Versorgungsstandard Verschärfungen hinsichtlich einer Bevorratungspflicht vorgenommen, welche von der E-Control überwacht werden.

Verwerfungen gab es weiterhin auf den Großhandelsmärkten und auf dem österreichischen Endkundenmarkt. Auch hier schärfte der Gesetzgeber verschiedene Informationsverpflichtungen für Energielieferanten nach (BGBl. I Nr. 94/2023, BGBl. I Nr. 145/2023) und stellte klar, dass Spotmarkt- oder andere Produkte mit automatischer Preisänderung keinen Vertragsbindungen unterliegen (§ 80 Abs 4a EIWOG 2010; § 125 Abs 4a GWG 2011).

Rechtsfragen rund um Energielieferungsverhältnisse (vor allem bei Haushalten) erzeugten auch 2023 erheblichen Aufwand, vor allem zur Rechtslage von Preisänderungen bei aufrechtem Vertragsverhältnis. So wurden im Rahmen der in Österreich existierenden Ex-ante-Kontrolle von Allgemeinen Geschäftsbedingungen erhebliche Ressourcen in Anspruch genommen.

Auch die Grundversorgung beschäftigte die E-Control weiterhin intensiv. Gegen Bescheide, mit denen die E-Control im Bereich der Grundversorgung mit Erdgas Ende des Jahres 2022 und Anfang des Jahres 2023 die Herstellung des rechtmäßigen Zustands anordnete, wurden seitens der betroffenen Unternehmen Rechtsmittel erhoben. Das Bundesverwaltungsgericht (BVwG) hat bisher die erhobenen Beschwerden stets als unbegründet abgewiesen. Auf Basis dieser und weiterer zivilgerichtlicher Verfahren ist nunmehr der Verfassungsgerichtshof (VfGH) mit der Überprüfung der gesetzlichen Grundlagen für die Grundversorgung mit Energie in Österreich befasst (siehe VfGH, GZ G 122/2023 u.a.).

Mit Blick auf die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie (insb. der RL 2018/2002/EU) traten im Juni 2023 weitreichende Änderungen des Bundes-Energieeffizienzgesetzes (EEffG) in Kraft (BGBl. I Nr. 59/2023). Damit wurden der E-Control zahlreiche, nicht-regulatorische Aufgaben übertragen. Die E-Control hatte auf Basis des novellierten EEffG Verordnungen zu erlassen. Diese umfassten die Energieeffizienz-Standardisierte-Kurzberichte-Verordnung (EEff-SKV, BGBl. II Nr. 242/2023), die Energieeffizienz-Qualifikationsbewertungs-Verordnung (EEff-QBV; BGBl. II Nr. 264/2023) und die Individuelle-Verbrauchserfassungs-Verordnung (EEff-IVEV; BGBl. II Nr. 321/2023). Des Weiteren erarbeitete sie auf Basis des § 62 Abs 3 EEffG einen Vorschlag für eine Verord-

nung zur Konkretisierung der Bewertung und Anrechenbarkeit von Energieeffizienzmaßnahmen (sog. „Maßnahmen-Verordnung“). Auch wurden zahlreiche ungeklärte Rechtsfragen rund um das EEffG von der E-Control bearbeitet.

Die E-Control erhält durch das EEffG die Funktion einer Energieeffizienz-Behörde bzw. einer Monitoringstelle für Energieeffizienz. Die umfangreichen operativen Aktivitäten, die von der E-Control verantwortet werden, sind im Wesentlichen im § 75 EEffG angeführt. Dazu zählen diverse Verordnungsermächtigungen, ein umfangreiches Berichtswesen, Kontroll- und Prüfschritte, Veröffentlichungen, Bescheidverfahren und der Aufbau eines dazugehörigen Governance-Systems.

Zur Abgeltung der verursachenden Kosten sieht das EEffG zwei Finanzierungsformen vor. Zum einen ist nach § 69 (2) EEffG der laufende Betrieb der Energieeffizienz-Behörde aus dem Bundesbudget zu finanzieren. Zum anderen ergibt sich die zweite wesentliche Finanzierung aus § 75 (6) EEffG zur Regelung der Anlaufkosten. Auf Basis des aktuellen EEffG ergibt sich für die E-Control ein vorläufiger Planungshorizont bis 2031. Die E-Control plant, ab dem 1. Januar 2024 operativ vollumfänglich tätig zu sein. Für dieses Ziel und bis zur vollständigen Fertigstellung der elektronischen Meldeplattform Anfang April 2025 werden Übergangsregeln und -prozesse entwickelt und eingeführt.

Ebenfalls im Schatten des russischen Angriffskrieges und in Hinblick auf Bestrebungen zur Dekarbonisierung in der Energieunion beschloss die E-Control Bescheide für die fünfte Regulierungsperiode der Gas-Verteilernetzbetreiber, beginnend mit dem Jahr 2023. Mit der 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 Beteiligten.

Des Weiteren wurde die neue Regulierungssystematik der Strom-Übertragungsnetzbetreiber ab 2023 festgelegt und die für die Feststellung angemessener Netzkosten notwendigen Festlegungen getroffen. Besonderes Augenmerk galt dem Anreizmodell zur Umsetzung technischer und energiepolitischer Maßnahmen zur Ökologisierung und Effizienzsteigerung des Übertragungsnetzes. 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 Netzverlust-

entgelts erfuhr große mediale Aufmerksamkeit. Der diesbezüglich kurz vor Jahresende durch den Gesetzgeber beschlossene Kostenzuschuss blieb angesichts des bereits erfolgten Abschlusses der Kostenfeststellungsverfahren unberücksichtigt. Im Hinblick auf den Beschluss des Nationalrats wurde jedoch die amtswegige Änderung der Bescheide in Aussicht gestellt.

Im Jahr 2023 konzentrierten sich die internationalen Aktivitäten der E-Control auf die Vertiefung der etablierten Kooperationsmechanismen in den Gremien von ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), CEER (Council of European Energy Regulators), ERRA (Energy Regulators Regional Association), ECRB (Energy Community Regulatory Board), ICER (International Confederation of Energy Regulators) und RETA (Regulatory Energy Transition Accelerator).

Auf EU-Ebene (ACER, CEER) waren neben Themen rund um die Implementierung des bestehenden Acquis Communautaire vor allem die finalen Diskussionen zu den Legislativvorschlägen der EU-Kommission bestimmend. Da im Mai 2024 das EU-Parlament neu gewählt wird, müssen bis dahin alle Gesetzesvorschläge der laufenden Legislaturperiode abgeschlossen sein.

In allen Organisationen bestimmen die Energiewende, die Energiesicherheit und die Leistbarkeit von Energie die Tagesordnung. Auch

wurde eine Mitarbeiterin der E-Control 2023 als globaler Chair der Initiative „Women in Energy“ gewählt, womit das aktive Engagement in dieser Sache gewürdigt wurde.

Im April 2023 wurde das vierte Twinning-Projekt mit der georgischen Energieregulierungsbehörde GNERC erfolgreich abgeschlossen. Für die Bewerbung für ein zukünftiges Twinning-Projekt wurden erste Vorbereitungen getroffen.

Die Expertise der E-Control wird international sehr geschätzt, und so kommt es zusätzlich zu den bereits erwähnten Kooperationen laufend zu bilateralen Kontakten auf Arbeitsebene (z.B. Aserbaidschan, Bosnien und Herzegowina, Schweiz, Thailand, Ukraine, USA).

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.

Stark gestiegene Energiepreise, daraus folgende Nachforderungen und Zahlungsschwierigkeiten sowie die in großer Zahl ausgesprochenen Kündigungen durch Strom- und Gaslieferanten sorgten erneut für zahlreiche Anfragen in der Beratungsstelle der E-Control. Da die Kundenservices der Energielieferanten zudem dem Beschwerdevolumen der eigenen Kundschaft nicht mehr gewachsen

waren, wandten sich viele Antwortsuchende direkt an die E-Control. Anträge auf Vermittlung durch die Schlichtungsstelle der E-Control stiegen deutlich an.

Die Beratungsstelle der E-Control nahm rd. 31.300 Anrufe (19% Zuwachs im Vorjahresvergleich) entgegen. Zusätzlich wurden rd. 10.000 schriftliche Eingaben bearbeitet (66% Zuwachs im Vorjahresvergleich). An die Schlichtungsstelle wurden 2.480 Anträge auf Streitschlichtung gestellt (35% Zuwachs im Vorjahresvergleich).

Auch die Öffentlichkeitsarbeit der E-Control widmete sich daher vor allem den Themen der Leistbarkeit von Strom und Gas und deren Preisentwicklungen. Zuverlässige und objektive Informationen sind Konsument:innen wichtig, um vernünftige Entscheidungen am Energiemarkt zu treffen.

Die Öffentlichkeitsarbeit der E-Control bietet dazu Hilfe und Orientierung, indem sie sachlich, neutral und zuverlässig informiert. Im Jahr 2023 wurden hunderte Medienanfragen beantwortet – telefonisch, elektronisch, in persönlichen Gesprächen, aber vor allem auch durch eine Vielzahl an Interviews.

Weiterhin war allen anderen gesetzlichen Informationspflichten der E-Control unein-

geschränkt nachzukommen. Dies wurde mit Hilfe von Pressemitteilungen, Pressegesprächen, Hintergrund- und Einzelgesprächen mit Journalist:innen sowie Fachtagungen und Veranstaltungen geleistet. Konsument:innen und Marktteilnehmern werden somit umfangreiche Informationsangebote aus Publikationen, Newslettern, Websites und Social-Media-Kanälen zur Verfügung gestellt.

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.

Daher hat die E-Control 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.-31.12.2023	Zeitraum 1.1.-31.12.2022
1. Eigenmittelquote*		
Eigenkapital	818.317	814.317
Gesamtkapital (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	6.506.999	7.839.587
- von Vorräten „abziehbare“ Anzahlungen	0	0
= Eigenmittelquote	12,58%	10,39%
	Zeitraum 1.1.-31.12.2023	Zeitraum 1.1.-31.12.2022
2. Fiktive Schuldentilgungsdauer*		
Rückstellungen	2.519.959	2.491.211
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	2.518.338	4.534.059
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-4.141.009	-5.761.804
Zwischensumme	897.289	1.263.466
Ergebnis nach Steuern	4.000	1.607
+ Abschreibungen im Anlagevermögen	699.959	796.892
- Zuschreibungen im Anlagevermögen	0	0
-/+ Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen	- 31.783	- 4.646
+/- Erhöhung/Verringerung langfristige Rückstellungen	- 74.128	25.585
Mittelüberschuss aus dem Ergebnis nach Steuern	598.048	819.439
= Fiktive Schuldentilgungsdauer	1,50 Jahre	1,54 Jahre

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

Das Jahr 2023 gestaltete sich auch für die E-Control finanziell herausfordernd. So wirkte sich der rollierende Teuerungseffekt, getrieben durch die hohe Inflation der Jahre 2022 und 2023 (Teuerungsrate laut Statistik

Austria, Jahr 2022: 8,6%, Jahr 2023: 7,8%), in Form eines deutlich steigenden Personal- und Sachaufwands auf die Gesamtkosten der E-Control des Jahres 2023 aus.

Neben diesem Teuerungseffekt beeinflussen auch Mengeneffekte die Kostenstruktur nachhaltig. So dehnten sich die nicht unmittelbar von der E-Control beeinflussbaren Kosten der nichtregulatorischen Tätigkeit im Jahr 2023 weiter deutlich aus (z.B. durch die Ernennung der E-Control zur Energieeffizienz-Behörde) bzw. führte die weiterhin hohe Nachfrageintensität z.B. im Bereich der Endkundenaktivitäten bzw. Service- und Informationsaktivitäten zu höheren Kosten.

Erstmals verzeichnete die E-Control Gesamtkosten, die über den ursprünglich im Rahmen der Budgeterstellung der Jahre 2022/2023 im Jahr 2021 ermittelten Gesamtkosten zu liegen kamen. Die Gesamtkosten beliefen sich im Jahr 2023 auf insgesamt rd. 22,27 Mio. €, wovon, entgegen der ursprünglichen Planung des Jahres 2021 in Höhe von rd. 0,48 Mio. €, rd. 1,52 Mio. € auf nichtregulatorische Tätigkeiten bzw. Kosten der Tätigkeit als Energieeffizienz-Monitoringstelle entfielen. Diesem deutlichen Kostenanstieg im Bereich der nicht-

LIQUIDITÄTSANALYSE OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DES SONDER- UND TREUHANDVERMÖGENS

	Zeitraum 1. 1.-31.12.2023	Zeitraum 1. 1.-31.12.2022
1. Working Capital Ratio *		
kurzfristige Aktiva (Umlaufvermögen)	5.064.467	6.670.139
kurzfristige Passiva	2.518.338	4.534.059
= Working Capital Ratio	201,10%	147,11%
	Zeitraum 1. 1.-31.12.2023	Zeitraum 1. 1.-31.12.2022
2. Dynamischer Verschuldungsgrad *		
Rückstellungen	2.519.959	2.491.211
+ Verbindlichkeiten (ohne Sonder- und Treuhandvermögen)	2.518.338	4.534.059
- Wertpapiere des Umlaufvermögens	0	0
- Kassabestand, Schecks, Guthaben bei Kreditinstituten	-4.141.009	-5.761.804
- Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	-30.709	-32.697
- sonstige Forderungen	-339.065	-25.732
= Effektivverschuldung	527.515	1.205.038
Cashflow aus dem Ergebnis	-737.425	-982.128
= Dynamischer Verschuldungsgrad	nicht ermittelbar	nicht ermittelbar

* ohne Berücksichtigung des Sonder- und Treuhandvermögens

regulatorischen Tätigkeiten steht im Bereich der regulatorischen Tätigkeit ein Anstieg von nur 0,77% oder rd. 0,17 Mio. € gegenüber.

In Folge dieser wesentlichen Ausdehnung der Gesamtkosten des Jahres 2023 unterblieb die Bildung der Rücklage gemäß § 33 E-ControlG für unvorhergesehene Belastungen. Dennoch hat sich die Eigenmittelquote im Vergleich zum Vorjahr von 10,39% auf nun 13,12% erhöht. Wesentlicher Grund hierfür ist die Reduktion der Verbindlichkeiten von rd. 4,53 Mio. € im Jahr 2022 auf nun rd. 2,52 Mio. € im Jahr 2023.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2023 wurde die „Erhaltene Anzahlung“ – resultierend aus der Umwidmung des Sondervermögens – in Höhe von rd. 1,04 Mio. € nun zur Gänze aufgebraucht und auf Basis einer mit dem zuständigen Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) abgeschlossenen Vereinbarung hinsichtlich der zukünftigen „Modalitäten der Finanzierung der Kosten/Aufwendungen für nichtregulatorische Tätigkeiten nach § 5 Abs 4 E-ControlG“ weitere rd. 0,73 Mio. € für Aufwendungen des Jahres 2023 bereitgestellt.

Insgesamt wurden rd. 1,20 Mio. € zuzüglich 20% USt (Vorjahr rd. 0,84 Mio. €) an Aufwendung für „nichtregulatorische Tätigkeiten“ mit der „Erhaltenen Anzahlung“ aus der Umwidmung des Sondervermögens sowie den zusätzlich vom Bund bereitgestellten Mitteln

zur Verrechnung gebracht. Der verbleibende „Restbetrag“ in Höhe von rd. 0,33 Mio. € wird als „Erhaltene Anzahlung“ in das Folgejahr vorgetragen und kann, im Einvernehmen mit dem BMK, auf die Einzahlung des Finanzierungsbeitrags für das Jahr 2024 in Höhe von rd. 0,97 Mio. € angerechnet werden.

Eine weitere wesentliche Ausdehnung der nichtregulatorischen Tätigkeiten erfolgte Mitte des Jahres 2023 durch die Novelle des EEffG. Die Finanzierung der daraus resultierenden Tätigkeiten ist zentral im § 69 Abs 2 EEffG (Bundesbeitrag) und § 75 Abs 6 EEffG (Vorbereitungskosten) geregelt.

So sieht § 69 Abs 2 EEffG vor, dass der Bund der E-Control für die von dieser im Sinne des EEffG zu erfüllenden Aufgaben pro Geschäftsjahr einen Beitrag in Höhe von rd. 0,90 Mio. € zu leisten hat. Für das Jahr 2023 wurde vom Bund ein anteiliger Bundesbeitrag in Höhe von rd. 0,49 Mio. € festgelegt. Zusätzlich regelt § 75 Abs 6 EEffG, dass der Bund der E-Control den zur Vorbereitung (Anlauf-/Aufbaukosten) der von ihr zu erfüllenden Aufgaben notwendigen Beitrag zu leisten hat. Im Einvernehmen mit dem zuständigen BMK wurden diese Kosten für das Jahr 2023 mit rd. 0,71 Mio. € festgesetzt.

Das EEffG sieht aber auch vor, dass die E-Control sämtliche im Zusammenhang mit der Energieeffizienz-Monitoringstelle anfallenden Aufwendungen und Erträge gesondert im Jahresabschluss darzulegen hat. Daher wurden im Interesse einer klaren Darstellung

insbesondere in der Bilanz sowie Gewinn- und Verlust-Rechnung jene Posten, die auch Aufwände und Erträge der „Energieeffizienz-Monitoringstelle“ beinhalten, mit Vermerken versehen bzw. im Anhang zum Jahresabschluss gesondert erläutert.

Der E-Control sind insgesamt rd. 0,31 Mio. € an Aufwendungen als Energieeffizienz-Monitoringstelle angefallen bzw. wurden rd. 0,58 Mio. € als „geleistete Anzahlung“ für „Immaterielle Vermögensgegenstände“ in Folge des erforderlichen Aufbaus einer elektronischen Meldeplattform ausgewiesen.

Der Überhang aus den nach § 69 Abs 2 sowie § 75 Abs 6 EEffG für das Geschäftsjahr 2023 bereitgestellten Mitteln (insgesamt rd. 1,20 Mio. €) zu den tatsächlich im Rahmen der Aufstellung des Jahresabschlusses 2023 festgestellten Aufwendungen und Erträgen bzw. geleisteten Anzahlungen in Höhe von insgesamt rd. 0,31 Mio. € ist, ähnlich dem Vorgehen bei den nichtregulatorischen Tätigkeiten nach § 5 Abs 4 E-ControlG, als „Erhaltene Anzahlung – Energieeffizienz-Monitoringstelle“ im Posten „Sonstige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen und kann auf die Einzahlungen des Folgejahres angerechnet werden.

GELDFLUSSRECHNUNG OHNE BERÜCKSICHTIGUNG DER VERÄNDERUNG IM SONDER- UND TREUHANDVERMÖGEN

	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2023	Zeitraum 1. 1. - 31.12.2022
Ergebnis vor Steuern*	18.590	4.065
+/- Abschreibung/Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit	699.959	796.892
+/- Gewinne/Verluste aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	-31.783	-4.646
+/- Beteiligungserträge, Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens sowie sonstige Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-57.889	11.260
+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	0	0
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	628.877	807.571
+/- Zunahme/Abnahme der Vorräte	271.923	-271.923
+/- Zunahme/Abnahme der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.987	-26.750
+/- Zunahme/Abnahme der sonstigen Forderungen	-313.333	-13.486
+/- Zunahme/Abnahme der Aktiven Rechnungsabgrenzungsposten	24.299	147.355

	Zeitraum 1.1.-31.12.2023	Zeitraum 1.1.-31.12.2022
+/- Zunahme/Abnahme des Sonderpostens Investitionszuschüsse	575.384	0
+/- Zunahme/Abnahme der kurzfristigen Rückstellungen	102.876	-119.177
+/- Zunahme/Abnahme der langfristigen Rückstellungen	-74.128	25.585
+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	-226.859	608.865
+/- Zunahme/Abnahme der sonstigen Verbindlichkeiten	-1.788.861	-2.069.740
+/- Zunahme/Abnahme der Passiven Rechnungsabgrenzungsposten	75.000	-67.971
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	-722.835	-979.670
- Zahlungen für Ertragsteuern	-14.590	-2.458
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	-737.425	-982.128
+ Einzahlungen aus Anlagenabgang (ohne Finanzanlagen)	33.972	5.940
+ Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang und sonstigen Finanzinvestitionen	0	0
- Auszahlungen für Anlagenzugang (ohne Finanzanlagen)	-975.231	-688.184
- Auszahlungen für Finanzanlagenzugang und sonstige Finanzinvestitionen	0	0
+ Einzahlungen aus Beteiligungs-, Zinsen- und Wertpapiererträgen	58.519	9.832
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	-882.740	-672.412
+ 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	-630	-21.092
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	-630	-21.092
Zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-1.620.795	-1.675.632
+/- wechselkursbedingte und sonstige Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	0	0
+ Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Beginn der Periode	5.761.804	7.437.436
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente am Ende der Periode	4.141.009	5.761.804

* 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 nach wie vor die gesetzliche Wahrnehmung weiterer regulatorischer Aufgaben und die gesetzliche Wahrnehmung weiterer nichtregulatorischer 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 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.

Zusätzliche Aufgaben und Aufwendungen verbleiben für die E-Control nach wie vor in Folge der Anwendung der EU-Datenschutz-Grundverordnung, des Bundes Public Corpo-

rate 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 2024.

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 die Geschäftsjahre 2024 und 2025 gedeckt.

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 UNGEWISSEITEN, 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 Vorschriften sowie Vorschaurechnungen (Budget) für die Geschäftsjahre 2024 und 2025 („Doppelbudget“) wurden vom Aufsichtsrat am 21. September 2023 genehmigt.

Auch im Geschäftsjahr 2023 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 2023 gab es hierzu Anzeichen, noch wird eine solche für die Zukunft erwartet.

Im Geschäftsjahr 2023 erfolgten keine Vorfinanzierungen nichtregulatorischer Aufgaben aus den für regulatorische Aufgaben bereitgestellten Finanzmitteln. Der Vorstand und das zuständige BMK stellten eine Finanzierung für nichtregulatorische Aufgaben in ausreichendem Maße sicher. Gleichmaßen stellte das zuständige BMK auch die Finanzierung von

neuen Aufgaben für die E-Control auf Basis des EEEffG sicher. Eine Vorfinanzierung durch die E-Control war auch hier zu jedem Zeitpunkt 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 RMS wird erreicht, ein aus Sicht einer Risikoanalyse verbleibendes Restrisiko für die E-Control zu minimieren. Die E-Control hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 2023 die erarbeiteten Regelprozesse zum Update des RMS angewendet und einem Review unterzogen.

Grundlage für das Interne Kontrollsystem (IKS) und das RMS der E-Control bilden die Empfehlungen des nationalen Rechnungshofs, die sich einerseits am COSO-Standard (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) und andererseits an den INTOSAI GOV-Standards (International Organisation of Supreme Audit Institutions) zu RMS und IKS orientieren.

RISIKOMANAGEMENT-VERANLAGUNG

Im abgelaufenen Geschäftsjahr 2023 wurden in geringem Umfang Veranlagungen ab-

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

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

PERSONALRISIKEN

Allfällige Personalrisiken, wie beispielsweise Fluktuation oder Krankheit, werden durch interne Maßnahmen, insbesondere Vertretungsregelungen, zeitgemäße und effiziente Organisationsformen und Steuerungsprozesse, moderne Arbeitszeitmodelle, ver-

antwortliche 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. Dazu setzte die E-Control ihre Strategie „Great Place to Work and Grow“ um.

Die durchgeführten Maßnahmen federten daher die Fluktuation ab. Zudem wurde wiederholt ein deutlich unter dem Bundesdurchschnitt Österreichs liegendes Krankheitsniveau 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. So kann den erhöhten Anforderungen auf nationaler und europäischer Ebene weiterhin entsprochen werden.

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 operati-

ven Unterstützung der Regulierungstätigkeit. Dabei werden dezentrale Arbeitseinsätze und Mobilität durch leistungsfähige Systeme und 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, wie schon in Vorjahren, einer Analyse und Anpassung hinsichtlich der Risiken in Zusammenhang mit Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit unterzogen.

Laufende und neu entstandene globale Konflikte sowie immer professionellere Angriffe führen zu einem massiv erhöhten Cyberrisiko, welches sich in gestiegenen Anforderungen an das Risikomanagement niederschlägt – derzeit und auch zukünftig.

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

Geschäftsjahr 2023 nach dem internationalen Standard ISO 27001 erfolgreich 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.

Um komplexen Bedrohungen mit umfassenden Gegenmaßnahmen begegnen zu können, wurde das interne Security-Operations-Center personell verstärkt. Technisch wurden maßgebliche Fortschritte bei der Erkennung und Behandlung von Software-Schwachstellen und Sicherheitslücken erzielt. Im Jahresverlauf konnten über 3.800 kritische Schwachstellen geschlossen und 20 Sicherheitsvorfälle bearbeitet werden, ohne dass es zu Verletzungen der Informationssicherheit kam.

RISIKOMANAGEMENT IM BEREICH REMIT

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (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 abgeschlossen. Die operative Überwachung des Handels mit Erfüllungsort Österreich konnte somit im Geschäftsjahr 2017 beginnen.

Die Entwicklung der für REMIT-Zwecke verarbeiteten Transaktionen steigt seit Einführung kontinuierlich. Seit 2016 stieg sowohl die Zahl der abgeschlossenen Geschäfte als auch die der Handelsaufträge weiter stark und hat sich innerhalb eines Jahres wieder mehr als verdoppelt. Diverse Faktoren trugen zu dieser Entwicklung bei. Einerseits hat die Nutzung automatisierter Handelssysteme in den Orderbüchern zugenommen, andererseits ist gerade im Strombereich die Marktkopplung so fortgeschritten, dass auch Orders ausländischer Marktteilnehmer verarbeitet werden müssen, um die Orderbücher sinnvoll analysieren zu können. Die Arbeiten des Jahres 2023 konzentrierten sich daher im Bereich der Datenverarbeitung auf die Verbesserung der Durchsatzraten im Einlese- und Analyseprozess.

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 stellt daher eine Notwendigkeit für die Überwachung des Großhandelsmarktes dar. Die Schutzmaßnahmen umfassen bauliche, IT-technische und Verhaltensmaßnahmen. Bereits im Jahr 2021 wurden diese Maßnahmen überarbeitet und mit den generellen Datenschutzvorgaben der E-Control synchronisiert. Die dabei durchgeführte Risikobewertung wurde von ACER bestätigt. Die Risikoanalyse wird jährlich erneuert und die zugehörige Handlungsanweisung nötigenfalls angepasst. Nach der Analyse und der Anpassung der Handlungsanweisung erfolgen die jährlichen Schulungsmaßnahmen hinsichtlich der Sicherheitsvorschriften.

Das Risikomanagementsystem für REMIT hat sich auch im Jahr 2023 bewährt. Nur wenige autorisierte Mitarbeiter:innen der E-Control haben eine grundsätzliche Zugangsberechtigung zu Produktivdaten von REMIT. Auch die Home-Office-Regelung im REMIT-Bereich mit den spezifischen IT-technischen Maßnahmen und Verhaltensvorgaben hat sich bewährt und wird daher weiterhin angewendet.

Neben vier formell neu eingeleiteten Verfahren (zwei davon bereits abgeschlossen) wurden im Jahr 2023 ältere Verfahren aus Vorjahren vor österreichischen Berufungs- und Höchstgerichten geführt.

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.

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. Expert:innen der E-Control leiten Arbeitsgruppen bei CEER und ERRA.

Dabei gilt ein besonderer Fokus den erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz. Expert:innen der E-Control tragen bei nationalen und internationalen Fort- und Weiterbildungseinrichtungen vor und werden als Vortragende zu Veranstaltungen international eingeladen.

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 2. Februar 2024
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 2023, der Gewinn- und Verlustrechnung 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 2023 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 Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen oder das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- > Wir gewinnen ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Anstalt öffentlichen Rechts abzugeben.
- > Wir beurteilen die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte in der Rechnungslegung und damit zusammenhängende Angaben.
- > Wir ziehen Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der 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.

de 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 Bundesgesetzes über die Regulierungsbehör-

Urteil

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

Erklärung

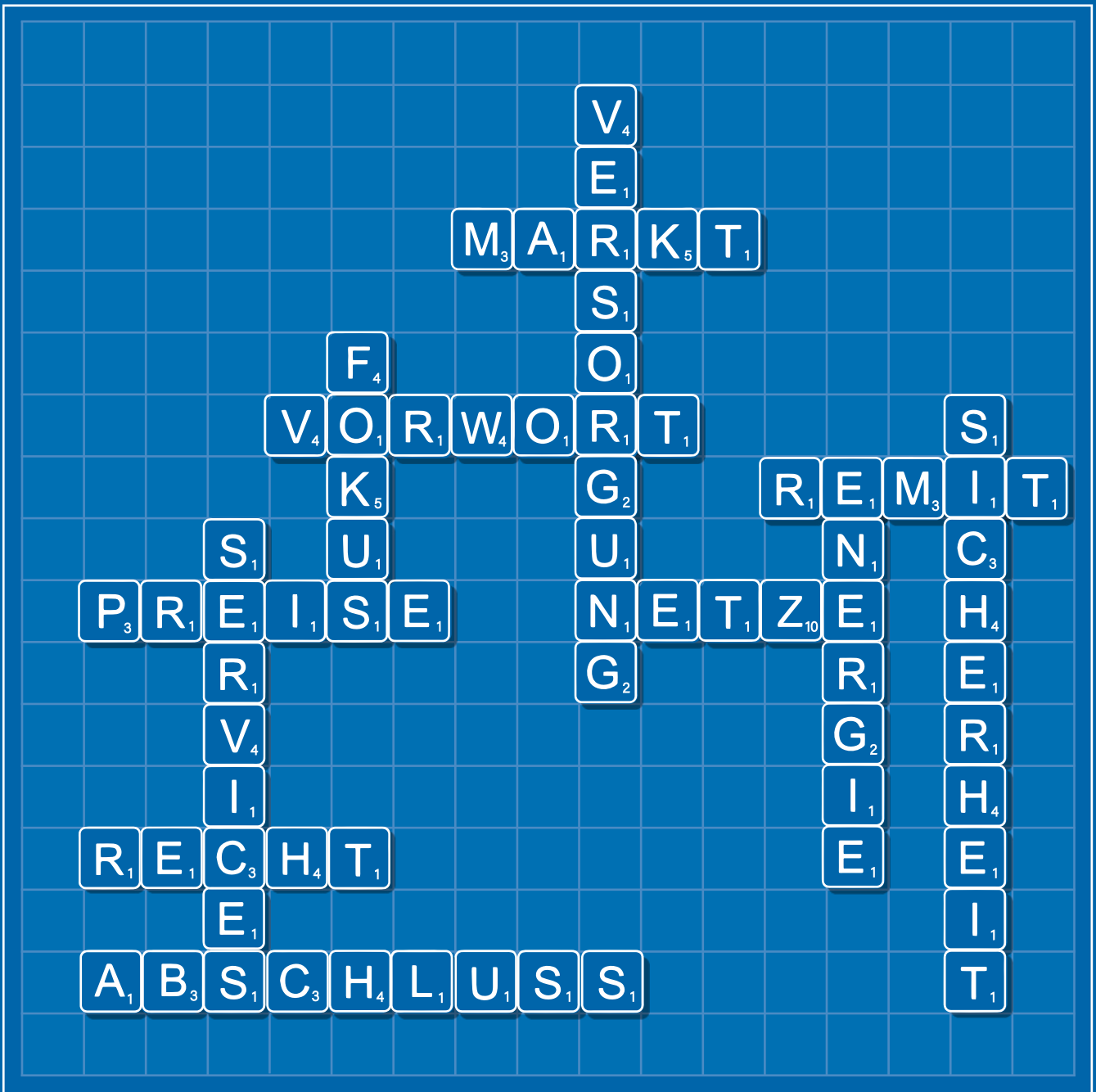
Angesichts der bei der Prüfung des Jahresabschlusses gewonnenen Erkenntnisse und des gewonnenen Verständnisses über die Anstalt öffentlichen Rechts und ihr Umfeld wurden wesentliche fehlerhafte Angaben im Lagebericht nicht festgestellt.

Wien, am 2. Februar 2024

RSM Austria Wirtschaftsprüfung GmbH


WP/StB Mag. Stefan Walter
Wirtschaftsprüfer

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



E₁ – C₃ O₁ N₁ T₁ R₁ O₁ L₁

ABBILDUNGS- VERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung der Strom-Abschaltraten, 2020 bis 2023 und im Dreijahresmittel	21
Abbildung 2	Entwicklung der Gas-Abschaltraten, 2020 bis 2023 und im Dreijahresmittel	21
Abbildung 3	Kennzahlen zur kommerziellen Qualität, 2022	24
Abbildung 4	Die 10 Forderungen der E-Control an die Strom- und Gasunternehmen	27
Abbildung 5	Zwei Hauptindikatoren zu Energiearmut im europäischen Vergleich, 2022	28
Abbildung 6	Anzahl PV-Zählpunkte in den Bundesländern, 2021 und 2022	30
Abbildung 7	PV-Zählpunkte in Österreich, 2021 bis 2022 sowie Projektion 2023 bis 2030 zur Erreichung der EAG-Ziele	31
Abbildung 8	Aktionen für einen effizienteren Netzanschluss	33
Abbildung 9	Gasverbrauch 2017 bis 2023, absolut und temperaturbereinigt	43
Abbildung 10	Stromverbrauch 2022 und 2023	44
Abbildung 11	Aufbringung der elektrischen Energie in Österreich	45
Abbildung 12	Vergleich der EAG-Ausbauziele mit tatsächlicher Erzeugung, 2021 bis 2030	46
Abbildung 13	Vergleich der EAG-Ausbauziele mit tatsächlichem Leistungszubau, 2021 bis 2030	47
Abbildung 14	Jährliche Biomethanmengen, 2011 bis 2022	51
Abbildung 15	Gasverbrauch in Österreich 2040 in unterschiedlichen Szenarien	52
Abbildung 16	Zusammensetzung Stromkennzeichnung 2022 Überblick	53
Abbildung 17	Ungeplante Stromausfälle in Österreich anhand des SAIDI, 2005 bis 2022	56
Abbildung 18	Aufschlüsselung der Anzahl der Gas-Versorgungsunterbrechungen 2022 nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen	58
Abbildung 19	Aufteilung der Gas-Versorgungsunterbrechungen 2022 in geplant und ungeplant nach verschiedenen Bezugsgrößen	58
Abbildung 20	Aufteilung der Gas-Versorgungsunterbrechungen auf Ursachen 2022	59
Abbildung 21	Entwicklung der Anzahl von Netzbenutzern, die von ungeplanten Gas-Unterbrechungen mit Ursache im Verteilergebiet betroffen waren, 2013 bis 2022	60
Abbildung 22	Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen Gas	63
Abbildung 23	Entwicklung der börslichen Strompreise im Spotmarkt (Day-ahead, Intraday) und dem Terminmarkt (Year-ahead), 2023	73
Abbildung 24	Day-ahead-Gaspreise aus dem bilateralen Handel	75
Abbildung 25	Langfristige Gaspreise für Lieferort Österreich	76
Abbildung 26	Entwicklung langfristiger Gas-, CO ₂ -, Öl- und Kohlepreise	78
Abbildung 27	Entwicklung langfristiger Preise für LNG per EAX, NEX und IBX sowie am TTF	79
Abbildung 28	Physische Ausgleichsenergieabrufe im Marktgebiet Ost im Jahr 2023	80
Abbildung 29	Physische Ausgleichsenergieabrufe in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg im Jahr 2023	81
Abbildung 30	Tägliche Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet Ost im Jahr 2023	82
Abbildung 31	Tägliche Ausgleichsenergiepreise in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg im Jahr 2023	82

Abbildung 32	Entwicklung der Haushaltspreise für Strom und Gas, Vergleich zwischen Neukunden- und Hauptprodukten, 2020 bis 2023	85
Abbildung 33	Jährliche Stromkosten eines Muster-Haushalts und Wirkung der bundesweiten Unterstützungsmaßnahmen, 2021 bis 2023	85
Abbildung 34	Jährliche Gaskosten eines Muster-Haushalts und Wirkung der bundesweiten Unterstützungsmaßnahmen, 2021 bis 2023	86
Abbildung 35	Einsparpotenziale Gas bei einem Haushaltsverbrauch von 15.000 kWh, 2021 bis 2023	89
Abbildung 36	Einsparpotenziale Strom bei einem Haushaltsverbrauch von 3.500 kWh, 2021 bis 2023	90
Abbildung 37	Anzahl und regionale Verteilung EEGs mit Stichtag 30.06.2023	91
Abbildung 38	Themen-Anfragen an die Beratungsstelle und Anträge an die Schlichtungsstelle der E-Control, 2017 bis 2023	95
Abbildung 39	Anfrage auf der Plattform „Frag E-Control“, 2023	96
Abbildung 40	Häufigkeit ausgewählter Themen in der Beratungs- und Schlichtungsstelle der E-Control, 2017 bis 2023	97
Abbildung 41	Entwicklung der im Ladestellenverzeichnis registrierten Ladestellen, Ladepunkte und Betreiber, 2019 bis 2023	102
Abbildung 42	Konsultationen, Verordnungen und Bescheidverfahren der E-Control sowie Beteiligungen der E-Control an Verfahren anderer Behörden, 2023	116
Abbildung 43	Stromnetzentgelte für Haushalte ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023	128
Abbildung 44	Stromnetzentgelte für Endkunden auf Netzebene 5 ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 9.000.000 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023	128
Abbildung 45	Stromnetzentgelte für Endkunden auf Netzebene 3 ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresstromverbrauch von 195.000.000 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023	129
Abbildung 46	Gasnetzentgelte für Haushalte ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresgasverbrauch von 15.000 kWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023	130
Abbildung 47	Gasnetzentgelte für Endkunden auf Netzebene 2 ab 2024, exemplarisch für Musterhaushalte mit einem Jahresgasverbrauch von 90 GWh, in ct/kWh und als Veränderung der gesamten Netzkosten für 2024 vs. 2023	131
Abbildung 48	Entwicklung der Anteile und der Anzahl der Zählpunkte mit installierten Smart Metern gesamt bzw. Planung (nach gemeldeten Roll-out-Projekten in Österreich), Stand Ende 2022	135
Abbildung 49	Entwicklung der Regelreservekosten, 2012 bis 2023	146
Abbildung 50	REMIT-Fallstatistik 2022 und 2023	163

Impressum

Eigentümerin, Herausgeberin und Verlegerin:

E-Control
Rudolfplatz 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
LinkedIn:
www.linkedin.com/company/e-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

© E-Control 2024

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Übersetzung, des Vortrags, der Funk-sendung, 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 2023

U₁ N₁ S₁ E₁ R₁ E₁

E₁ N₁ E₁ R₁ G₂ I₁ E₁

 D₂
G₂ E₁ H₄ O₁ E₁ R₁ T₁
 R₁

Z₁₀ U₁ K₅ U₁ N₁ F₄ T₁