

IM DIENST DER LIBERALISIERUNG
DES STROM- UND GASMARKTS



JAHRE E-CONTROL



INHALT

Vorwort	4
Einleitung	6
Daten aus 20 Jahren Liberalisierung	9
> Strom	9
> Erdgas	17
Meilensteine der Liberalisierung	22
> Meilensteine in der Entwicklung des Strommarktmodells	22
> Meilensteine in der Entwicklung des Gasmarktmodells	26
> Meilensteine in der Kosten- und Entgeltermittlung	28
20 Jahre liberalisierte Märkte	36
> Großhandel Strom	36
> Großhandel Gas	40
> Endkundenmarkt	44



VORWORT

Seit 20 Jahren ist der Strommarkt in Österreich vollständig liberalisiert, seit 19 Jahren auch der Gasmarkt. Große Hoffnungen wurden damals an die Öffnung der Strom- und Gasmärkte geknüpft, viele Vorteile hat man sich erhofft und positive Auswirkungen sowohl für die Kundinnen und Kunden als auch die Marktteilnehmer erwartet. Aus Sicht der E-Control kann die Liberalisierung ganz klar als Erfolgsgeschichte bezeichnet werden. Insgesamt haben alle Bereiche von der Öffnung profitiert und nicht nur für die Kundinnen und Kunden, sondern auch volkswirtschaftlich betrachtet konnten sehr positive Effekte generiert werden.

In den letzten 20 Jahren hat sich der Energiesektor weitreichend verändert – von einem starren System hin zu einem kompetitiven, transparenten und effizienten Marktumfeld, das den Endverbraucherinnen und -verbrauchern nicht zuletzt auch eine hohe Versorgungssicherheit bietet. Seit dem Jahr 2001 wurden von der E-Control etliche Grundbausteine des österreichischen Strommarktsystems entwickelt und einige Elemente sind nach wie vor gültig und anwendbar. Andere Teile haben sich naturgemäß umfassend weiterentwickelt und deutlich verändert. Diese Veränderungen wurden vielfach durch technologische Weiterentwicklungen – Stichwort Digitalisierung – oder Änderungen der Rah-

menbedingungen – zum Beispiel Dekarbonisierung – ausgelöst.

Die heimischen Konsumentinnen und Konsumenten haben die Auswirkungen der Liberalisierung wohl am deutlichsten gespürt. Plötzlich konnte der Strom- und der Gaslieferant frei gewählt werden, es gibt seit 2001 immer mehr Angebote und Produkte am Markt, neue Ideen haben sich etabliert. Es gibt Wettbewerb in einem Sektor, der jahrzehntelang monopolisiert war, die Kosten für die Netztarife wurden deutlich gesenkt und die Unternehmen agieren heute viel effizienter. Und die nächste, richtig große Veränderung der Energiewelt steht unmittelbar bevor: Bis 2030 soll Strom bilanziell nur mehr aus erneuerbaren Energiequellen kommen und die Kundinnen und Kunden sollen noch viel aktiver am Strommarkt teilnehmen und mitwirken als bisher, was vor einigen Jahren noch nicht vorstellbar war.

In den letzten 20 Jahren hat sich die E-Control als die Anlaufstelle für Konsumentinnen und Konsumenten etabliert, wenn es um Fragen zu Strom oder Erdgas geht. Zahlreiche Services unterstützen bei der Auswahl der verschiedenen Produkte und Tarife, die Hotline der E-Control steht in allen Energiebelangen zur Verfügung und die Schlichtungsstelle hilft bei Streitigkeiten. Die E-Control hat aber auch

die Rahmenbedingungen gesetzt, die es erst ermöglicht haben, die Liberalisierung zu einer Erfolgsgeschichte werden zu lassen. Eine starke Regulierungsbehörde war in den vergangenen 20 Jahren von großer Wichtigkeit, wird dies in den nächsten Jahren aber noch viel mehr sein müssen. Die Veränderungen der Energiewelt stellen uns und alle betroffe-

nen Unternehmen, Marktteilnehmer und Akteure vor große Herausforderungen.

Wir freuen uns schon jetzt, diese spannenden Aufgaben aktiv mitzugestalten und blicken erwartungsfroh auf die nächsten (mindestens) 20 Jahre.



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



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



EINLEITUNG

Der Sektor der Strom- und Gasversorgung wurde in den letzten 20 Jahren großen Veränderungen unterworfen. Die von der Europäischen Gemeinschaft lancierte Liberalisierung in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre hatte den Zweck, der europäischen Wirtschaft Wettbewerbsvorteile gegenüber Japan und den USA als Hauptkonkurrenten auf den Weltmärkten zu bringen. Überdies sollten durch die Angleichung der Energiepreise über den grenzüberschreitenden Wettbewerb innerhalb der Gemeinschaft ähnliche Wettbewerbsbedingungen für die europäische Industrie geschaffen werden. Ineffiziente Kraftwerke sollten durch den Wettbewerb aus dem Markt verdrängt werden. Bis zu diesem Zeitpunkt war die Strom- und Gaswirtschaft in Europa im Wesentlichen national und monopolistisch organisiert gewesen. Die Öffnung für kleinere Kundengruppen war ursprünglich nicht vorgesehen. Erst der Wettbewerb der Energieunternehmen untereinander machte es notwendig, eine vollständige Liberalisierung zu verwirklichen. Ziel der Öffnung war es, zu verhindern, dass die Unternehmen die wettbewerblichen Aktivitäten durch Erträge aus weiterhin im Monopol befindlichen Geschäftsfeldern quersubventionieren könnten. Die für die Wirtschaft erreichten Preissenkungen stärkten aber auch die allgemeine Hoffnung, insgesamt eine effizientere und kostengünstigere Energieversorgung für alle Kundengruppen erreichen zu können. Die Schaffung eines fairen Wettbewerbs bestimmte daher auch die ersten zehn Jahre des Liberalisierungsprozesses und

mündete in strengen Unbundlingregeln für Netzbetreiber und der Schaffung auch vom Mitgliedstaat unabhängiger Regulierungsbehörden mit weitgehenden Regelungs- und Aufsichtsfunktionen. Unabhängige Übertragungsnetzbetreiber und die unabhängigen Regulierungsbehörden sollten den weiteren Prozess der Marktintegration erarbeiten und festlegen.

Parallel zum Liberalisierungsprozess wurde in ganz Europa mit dem Umbau der Stromversorgung hin zu mehr erneuerbaren Energien begonnen. Seit 2009 ist die Bekämpfung des Klimawandels Bestandteil des EU-Vertrages. Während die Investitionen in Wind- und PV-Anlagen zu Beginn nur wenig Einfluss auf den Betrieb des Stromsystems hatten, wurde doch schnell ersichtlich, dass die sehr variable Erzeugung große Herausforderungen für die künftige Versorgung mit sich bringen wird. Dies hatte wesentliche Auswirkungen auch auf die zu ergreifenden Liberalisierungsschritte. Da konventionelle Erzeugung gut plan- und steuerbar ist, war die Liberalisierung in den Prozessen relativ „behäbig“ konzipiert. Lange Vorlaufzeiten im Bereich der Informationsbereitstellung, der Prognosen, des Handels und der Kommunikation reichten aus, um effiziente Ergebnisse zu erreichen. Das hat sich mit den erneuerbaren Energien gewandelt. Prozesse müssen immer kurzfristiger werden, um große Schwankungen noch im Markt abbilden und weiterhin einen effizienten Kraftwerkseinsatz und damit Preis erreichen zu können.

Diese Transformation im Stromsystem hatte auch weitreichende Auswirkungen auf die Gasversorgung Europas. Diese sind vor dem Hintergrund dramatischer globaler Entwicklungen in der Produktion und im Transport von Erdgas zu sehen. Fracking und LNG haben neuen überseeischen Produzenten erlaubt, mit den näher liegenden europäischen Erdgasquellen in den Niederlanden, Norwegen und vor allem in Russland zu konkurrieren. So wurde Europa preislich in einen globalen Gasmarkt eingebunden. Die Veränderungen im Stromsystem haben aber auch große Auswirkungen auf den Bedarf an Erdgas in der EU. Einer der wesentlichen Träger der Nachfrage sind Kraftwerke, die aufgrund zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung tendenziell eine geringere Nachfrage zu bedienen haben. Die Gasabsatzmengen sind trotz rückläufiger Produktion in Kohlekraftwerken daher eher stabil bis rückläufig. Dies gilt insbesondere auch für Österreich.

Tatsächlich war der Gasverbrauch hierzulande seit Jahren wetterabhängig relativ stabil, während der Stromverbrauch sowohl leistungsseitig als auch im Verbrauch in den letzten 20 Jahren um 25% gestiegen ist. Der Umbau der Stromversorgung zeigt sich beeindruckend in den zusätzlich installierten Leistungen bei Wind- und PV-Anlagen. Etwa 5.000 MW wurden in den vergangenen 20 Jahren netto neu installiert, sie lieferten 2020 8,8 TWh oder 15% der heimischen Stromproduktion und machten 20% der gesamten installierten Leistung in Österreich aus.

Investitionsseitig ebenfalls bemerkenswert ist die stark gewachsene Rolle Österreichs als zentraler Gasspeicherplatz. Das Speichervolumen hat sich in den letzten 20 Jahren beinahe verdreifacht und ist aktuell so hoch wie etwa der heimische Jahresverbrauch an Erdgas.

Marktseitig lassen sich im Großhandel mehrere Phasen unterscheiden. Bis zur Finanzkrise 2008 haben, ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau, steigende Primärenergiepreise, darunter auch für Erdgas, zu immer höheren Strompreisen geführt. Dadurch wurden hohe Investitionen sowohl in der Primärenergieförderung als auch in der Stromerzeugung ausgelöst. Verfallende Strompreise, ohne dass sich die wirtschaftlich gedrückte Lage in den Gaspreisen widerspiegelt hätte, führten dann beginnend mit 2012 und 2013 zu immer schlechteren Ertragslagen von Gaskraftwerken. Deshalb standen, sowohl in Österreich als auch in anderen Ländern der EU, Schließungen selbst moderner Gaskraftwerke im Raum und teilweise wurden diese sogar durchgeführt. Dies hatte zur Folge, dass manche Kraftwerke durch gesetzliche Maßnahmen verfügbar gehalten wurden, um netzstützende Aufgaben übernehmen zu können. Kohlekraftwerke hatten Gaskraftwerke weitgehend aus dem Markt verdrängt. Das strengere CO₂-Ziel der EU hat aber zuletzt zu stark steigenden CO₂-Preisen von über 50 €/t geführt, sodass Gaskraftwerke gegenüber ausländischen Kohlekraftwerken wieder wettbewerbsfähig sind. Durch die Markt-

tegration sind Preisbewegungen in der EU im Wesentlichen synchron abgelaufen. Österreichs Preise bewegen sich weitgehend parallel mit den wichtigsten Benchmarks der EU, jenen Deutschlands im Strombereich und jenen der Niederlande im Gasbereich. Selbst die im Jahr 2018 durchgeführte Trennung der Gebotszone zu Deutschland bei elektrischer Energie hat daran nur bedingt etwas geändert, wobei allerdings ein gewisser Aufschlag für die Lieferung in Österreich verlangt wird. Auch im Gasbereich kommt es zu Aufschlägen, wenn günstiges LNG-Gas das Preisniveau in Nordwesteuropa drückt.

Der Einzelhandel ist weiterhin national organisiert. Grenzüberschreitende Markteintritte ab 2016 haben aber den heimischen Markt stark belebt, sodass Kundinnen und Kunden heute aus einer Vielzahl von Produkten und Marken wählen können. Ausgelöst wurden die Eintritte auch durch die Absatzprobleme im Gasbereich im Ausland, sodass in Österreich neue Absatzmöglichkeiten gesucht wurden. Die neuen Anbieter am Endkundenmarkt haben dann allerdings zumeist sowohl Gas als auch Strom angeboten. Zuletzt ist aber eine gewisse Abkühlung in der Wettbe-

werbsintensität zu bemerken, obwohl die Einsparmöglichkeiten durch einen Lieferantenwechsel weiterhin beachtlich hoch sind.

Die regulatorische Aufsicht hat dazu geführt, dass im Stromnetzbereich insbesondere zu Beginn der Liberalisierung hohe Tarifsenkungen möglich waren, die dann durch die Anreizregulierung verstetigt wurden. Trotz einer laufenden Erhöhung der Investitionen in die Stromnetze von den ersten fünf Jahren seit Beginn der Liberalisierung bis zum Zeitraum 2010 bis 2014 um fast das Doppelte, führten erst die ab 2016 wichtiger werdenden Systemkosten zu wesentlichen Kostensteigerungen. Insgesamt steigen aber die Investitionen seit geraumer Zeit. Dieser Trend verstärkt sich noch weiter, um die Transformation des Systems zu erlauben. Wie sich dies auf die Netztarife selbst auswirken wird, die sich aus dem Verhältnis aus Kosten und Abgabemengen ergeben, ist derzeit noch unklar. Gasseitig haben sich die Kosten im Wesentlichen seitwärts bewegt. Die Investitionen sind hier zwar weiterhin bedeutend, allerdings leicht rückläufig, parallel zur erwarteten Verbrauchsentwicklung.

DATEN AUS 20 JAHREN LIBERALISIERUNG

Strom

Die Versorgung der Kundinnen und Kunden mit elektrischer Energie findet über das öffentliche Netz oder durch Eigenerzeugung statt. Demgemäß wird zwischen „Öffentlicher Versorgung“ und „Gesamter Versorgung“ unterschieden. 11,9 TWh mehr Stromverbrauch und eine um etwa 2.100 MW höhere Lastspitze kennzeichnen die Entwicklung der letzten 20 Jahre.

ÖFFENTLICHE ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

Leistungswerte

Leistungswerte geben Auskunft über den Bedarf an zeitgleicher Aufbringung von elektrischer Energie. In den letzten 20 Jahren ist der jährliche Höchstwert um 25% gestiegen. Dies bedeutet, dass mittlerweile leistungssei-

tig 2.130 MW mehr aufgebracht werden müssen, um die Versorgung sicherzustellen.

Die stündliche Höchstlast des Stromverbrauchs (Netzabgabe ohne Verbrauch für Pumpspeicherung, inkl. Netzverluste) im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsversorgung trat im Berichtszeitraum am Dienstag, den 27. Februar 2018 um 10:00 Uhr mit einem Wert von 10.674 MW auf (Abbildung 1). Bei den Minima ist zu beachten, dass es sich bei den Jahren 2001 und 2021 um Rumpffahre handelt, die nur Wintermonate enthalten.

Verbraucherstruktur

Der durchschnittliche Verbrauch eines Haushaltes lag 2020 etwa auf dem Niveau von

ABGABE AN ENDVERBRAUCHER INKL. NETZVERLUSTE
(MINIMA / MAXIMA AUS STÜNDLICHEN LEISTUNGSWERTEN)

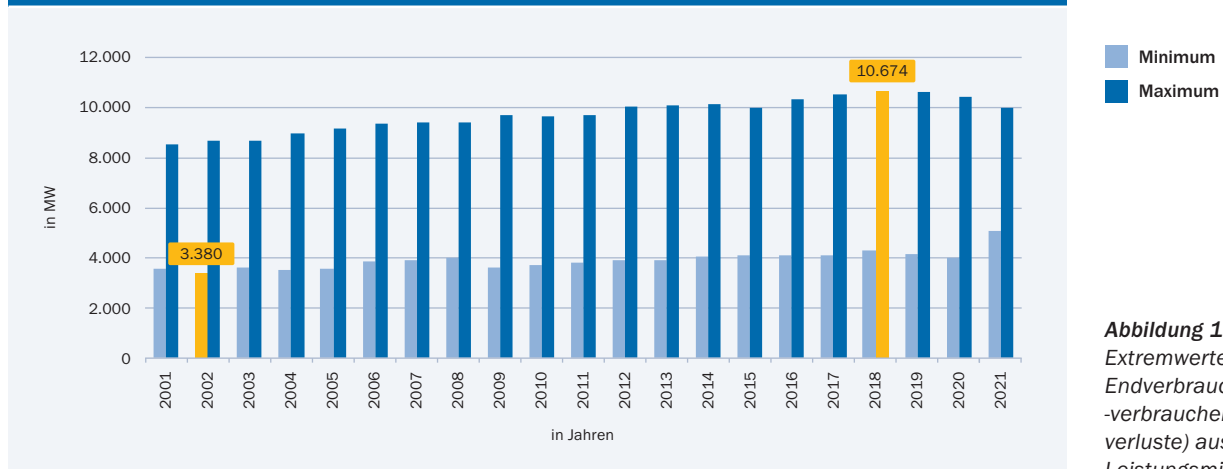


Abbildung 1
Extremwerte der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher (inkl. Netzverluste) aus stündlichen Leistungsmittelwerten

Quelle: E-Control

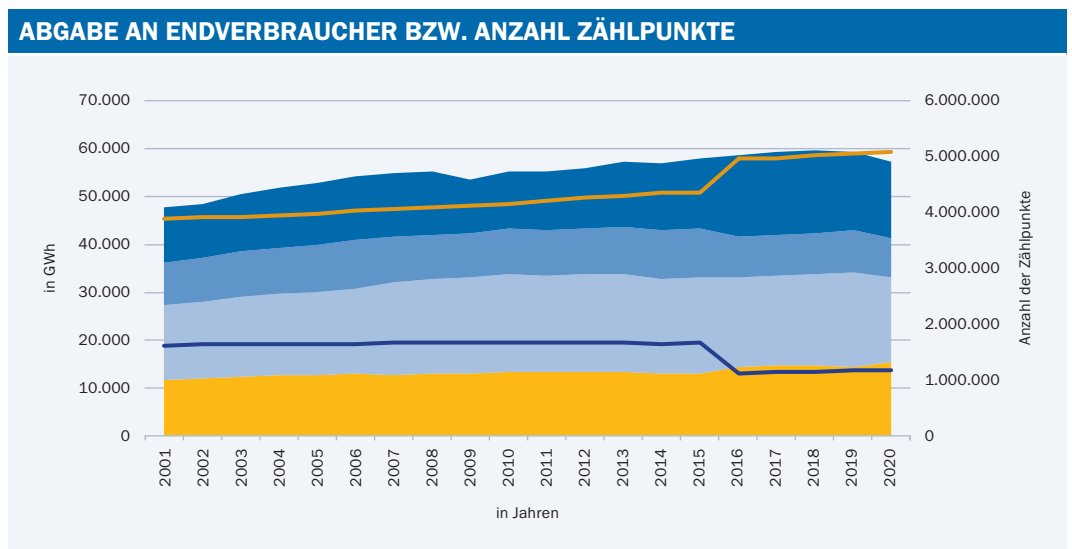
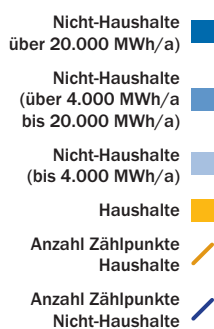


Abbildung 2
Entwicklung der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher sowie Anzahl Zählpunkte

Quelle: E-Control

2001 und betrug 2.992 kWh pro Zählpunkt. In den Jahren 2003 bis 2013 kam es jedoch zu einem höheren Verbrauch pro Zählpunkt. Das Maximum wurde 2010 mit einer durchschnittlichen Abgabemenge von 3.227 kWh pro Zählpunkt erreicht. Im Jahr 2016 kam es durch eine Umstellung in der Methodik zu einer Verschiebung zwischen den beiden Kategorien Haushalte und Nicht-Haushalte (das sind alle sonstigen Kundinnen und Kunden) und auch zwischen den einzelnen Größenklassen der Nicht-Haushalte. Während die Haushalte über 80% der Zählpunkte ausmachten, lag ihr Anteil beim Volumen unter 25%. Eine Ausnahme bildete das Jahr 2020, in dem pandemiebedingt der Anteil der Haushalte am Gesamtverbrauch bei fast 27% lag. Mengenmäßig den größten Anteil hatte die

Gruppe der Nicht-Haushalte bis 4 GWh, die 1/3 der jährlichen Abgabemenge bezog.

GESAMTE ELEKTRIZITÄTSVERSORGUNG

Im Gegensatz zu den „öffentlichen“ Bilanzkomponenten werden in der „Gesamten Elektrizitätsversorgung“ auch die Daten jener Unternehmen berücksichtigt, die elektrische Energie zur vollständigen (auch ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes) oder teilweisen Deckung des eigenen Bedarfes erzeugen und diesen Anteil nicht über das öffentliche Netz transportieren („Eigenerzeuger“).

Basis für die Ergebnisse sind hier ebenfalls die viertelstündlichen Clearing-Daten der Bilanzgruppenkoordinatoren sowie Einzel-

daten der Netzbetreiber und Erzeuger, welche monatliche und jährliche Daten an die E-Control liefern. Anzumerken ist auch, dass aufgrund von jährlichen Zusatzdaten die Summe aus den monatlichen Daten nicht den veröffentlichten Jahreszahlen entspricht (Statistische Differenz bzw. Jahreszusatz).

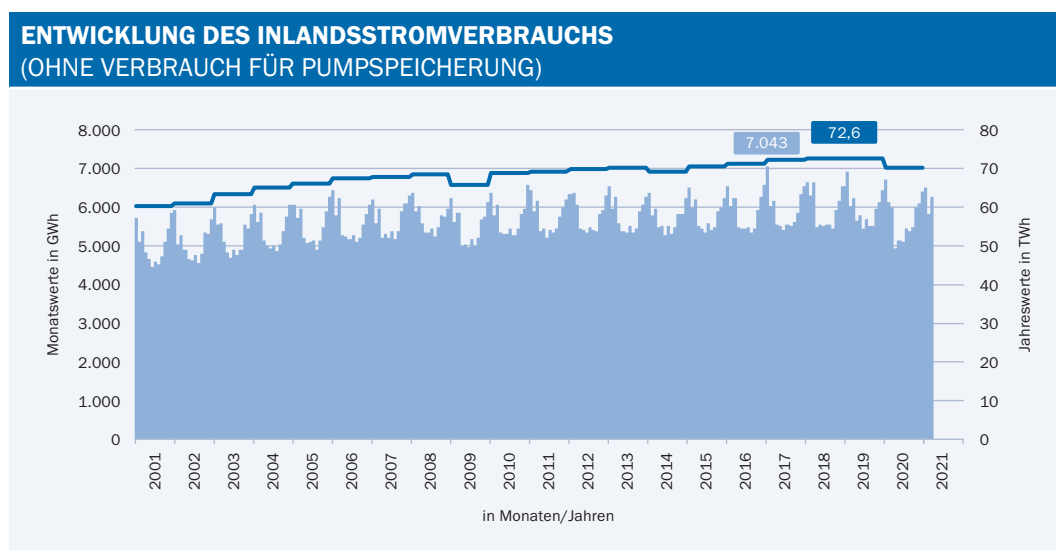
Inlandsstromverbrauch

Im Bereich der „Gesamten Elektrizitätsversorgung“ war das Jahr 2018 mit 72.621 GWh das bislang verbrauchsintensivste, wohingegen im Jahr 2002 mit 60.349 GWh der niedrigste Verbrauch im Berichtszeitraum zu verzeichnen war. Das bedeutet auch, dass der Stromverbrauch in Österreich in den letzten 20 Jahren um rund 20% oder 12,3 TWh gestiegen ist. Der monatliche Höchstwert lag im Jänner 2017 bei 7.043 GWh.

Ein saisonaler Vergleich zeigt, dass im Winter 2017/18 (Oktober bis März) mit 38.255 GWh am meisten verbraucht wurde. Das ist gegenüber dem Winter 2001/02 eine Steigerung von 5.629 GWh. Das entspricht etwa durchschnittlich 1,3 GW an höherer Last. Der verbrauchsstärkste Sommer war 2019 mit 33.611 GWh festzustellen, was gegenüber 2002 einer Steigerung von 5.313 GWh oder durchschnittlichen 1,2 GW Laststeigerung entspricht.

Bruttostromerzeugung

Insgesamt wurde in den Jahren 2001 bis 2020 Strom in der Höhe von rund 1.350 TWh in den österreichischen Stromerzeugungsanlagen produziert. Den größten Anteil dazu trugen die Laufkraftwerke mit ca. 42% bei. Kalorische Kraftwerke schafften es auf 33%,



— Jahreswerte
■ Monatswerte

Abbildung 3
Inlandsstromverbrauch

Quelle: E-Control

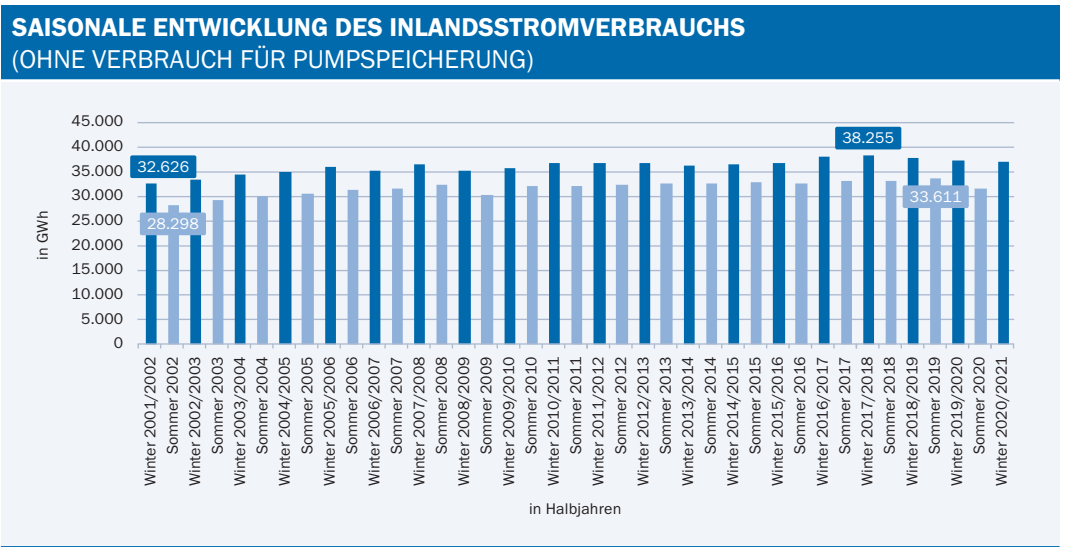
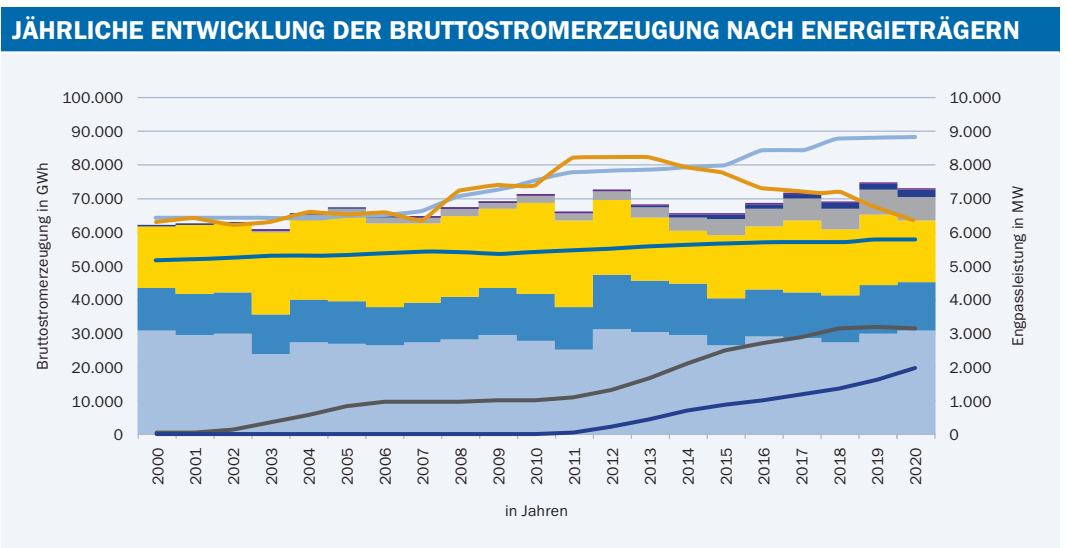


Abbildung 4
Saisonale Entwicklung des
Inlandsstromverbrauchs

Quelle: E-Control

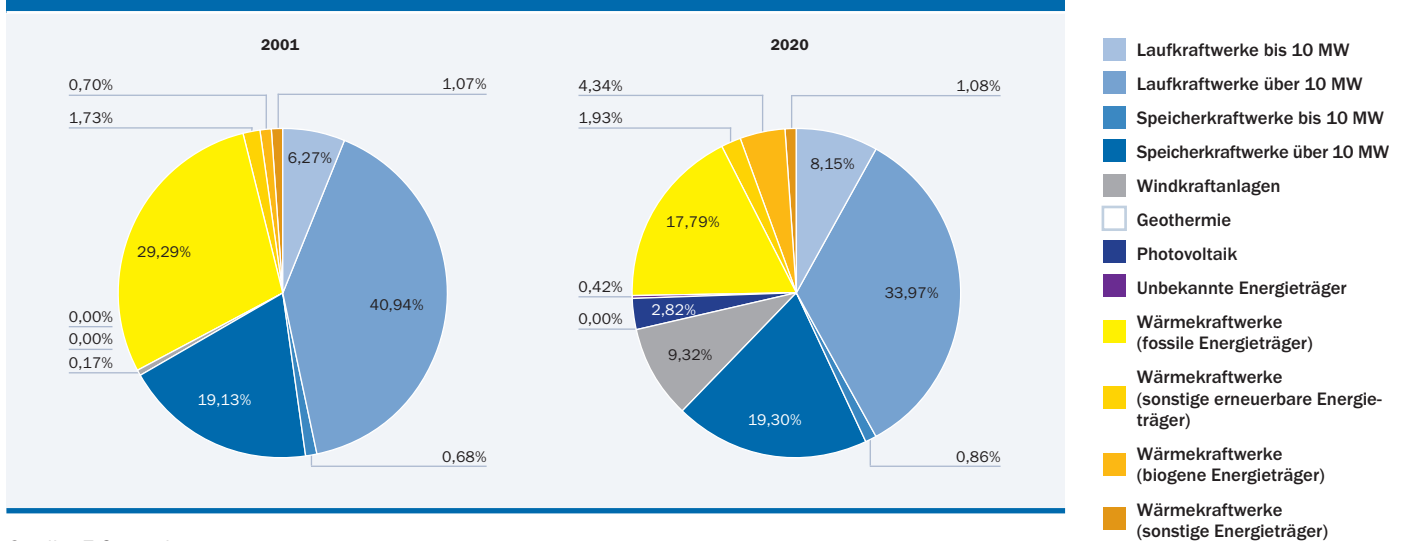


- Unbekannte Energieträger (GWh) ■
- Photovoltaik (GWh) ■
- Windkraft (GWh) ■
- Wärmeleistung (GWh) ■
- Speicherkraft (GWh) ■
- Laufkraft (GWh) ■
- EPL Speicherkraft (MW) —
- EPL Wärmeleistung (MW) —
- EPL Laufkraft (MW) —
- EPL Windkraft (MW) —
- EPL Photovoltaik (MW) —

Abbildung 5
Bruttostromerzeugung und
Engpassleistung

Quelle: E-Control

VERGLEICH DER BRUTTOSTROMERZEUGUNG DER JAHRE 2001 UND 2020



Quelle: E-Control

Abbildung 6
Vergleich der Bruttostromerzeugung der Jahre 2001 und 2020

Speicherkraftwerke auf 20%. Die gesamte Erzeugung aus Wasserkraft lag im Berichtszeitraum bei rund 62%.

Windkraftanlagen, die in den letzten Jahren vermehrt installiert wurden, brachten es immerhin auf fast 5% der gesamten Erzeugung, wodurch fast 80% der Gesamterzeugung auf erneuerbare Energieträger entfiel. Insgesamt wurde in den österreichischen Kraftwerken mit rund 73 TWh im Jahr 2020 um rund 17% mehr Strom produziert als noch im Jahr 2001.

Ein detaillierterer Vergleich der Jahre 2001 und 2020 zeigt, dass die Erzeugung aus

Laufkraftwerken mit einer Engpassleistung von kleiner 10 MW um rund 52% gestiegen, jene der Kraftwerke >10 MW Engpassleistung aber um 3% gesunken ist. Bei den Speicherkraftwerken war bei den kleineren Anlagen eine Produktionssteigerung um rund 47% festzustellen. Größere Speicherkraftwerke erzeugten im Jahr 2020 um ca. 18% mehr Strom als im Vergleichsjahr 2001.

Die gesamte Produktion aus Wärmekraftwerken ging in den letzten 20 Jahren um rund 10% zurück, wobei vor allem bei Anlagen, in denen fossile Energieträger (Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, ...) verwendet werden, ein Rückgang um rund 29% zu verzeichnen

war. Demgegenüber stiegen die Produktionsraten der kalorischen Anlagen mit biogenen und sonstigen (erneuerbaren) Energieträgern stark an.

Erneuerbare Energieträger

Der Anteil der österreichischen Kraftwerke, die „Erneuerbare“ als Primärenergieträger einsetzen, hat in den letzten 20 Jahren deutlich zugenommen. Waren es im Jahr 2001 noch etwa 68% der gesamten Bruttostromerzeugung, so lag der Anteil im Jahr 2020 immerhin bereits bei fast 79%. Das Jahr, in dem in Österreich die meiste elektrische Energie aus „Erneuerbaren“ erzeugt wurde, war allerdings das besonders wasserreiche Jahr 2014, als knapp über 80% der Stromerzeugung aus Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik oder biogenen Energieträgern stammten.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Kraftwerksanlagen mit erneuerbarem Energieträgereinsatz zeigt ein ähnliches Bild.

Im Laufe der letzten 20 Jahre hat sich die Engpassleistung von „Erneuerbaren“ um 72% erhöht, wohingegen Anlagen mit „nicht erneuerbaren“ Energieträgern im selben Zeitraum um etwa 8% zurückgebaut oder außer Betrieb genommen wurden.

Ein Vergleich mit dem Jahr 2001 zeigt, dass die Wasserkraftwerke zwar nach wie vor kontinuierlich ausgebaut werden, der größte Anstieg aber bei Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen festzustellen ist. Ende 2020 lag die installierte Leistung von Windkraftanlagen bei etwa 3.200 MW, jene von Photovoltaik-Anlagen bei rund 2.000 MW. Auch die Anzahl

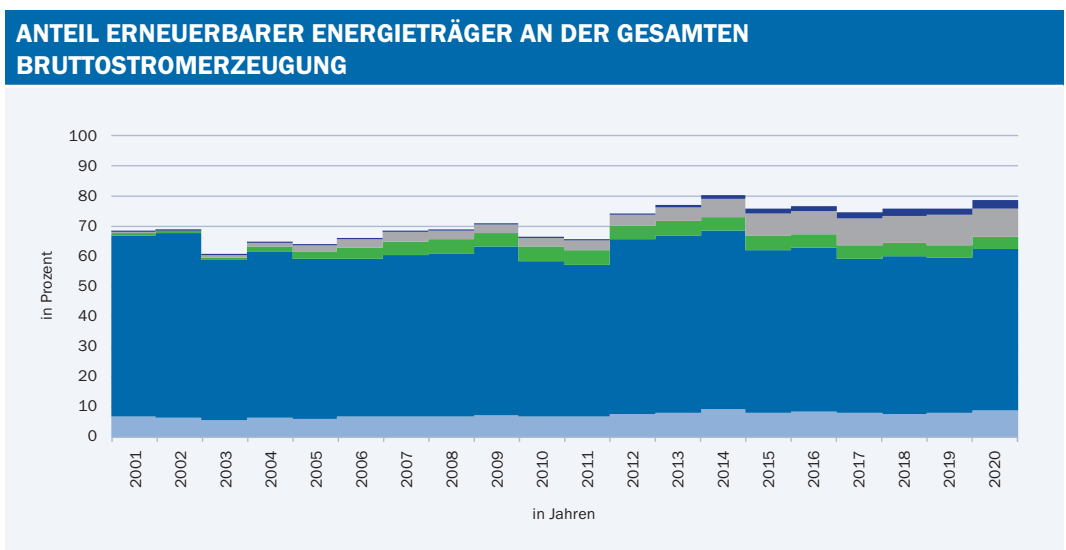


Abbildung 7
Anteil erneuerbarer Energieträger an der gesamten Bruttostromerzeugung

Quelle: E-Control

INSTALLIERTE LEISTUNG (ENGPASSLEISTUNG) VON KRAFTWERKSANLAGEN MIT ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN

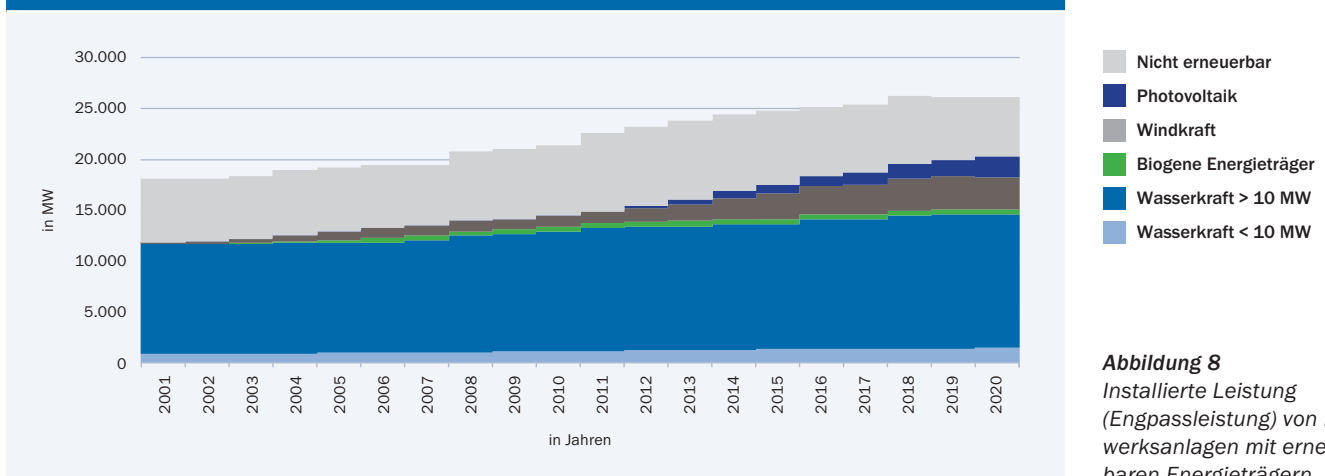


Abbildung 8
Installierte Leistung (Engpassleistung) von Kraftwerksanlagen mit erneuerbaren Energieträgern

Quelle: E-Control

der „Biogenen Anlagen“ stieg stark, wodurch sich deren Leistung in etwa verzehnfacht hat und aktuell rund 440 MW an Leistung zur Verfügung stehen.

In Summe betrug die gesamte in Österreich installierte Leistung der Kraftwerke Ende 2020 rund 26.000 MW, wobei der Anteil der „Erneuerbaren“ bei rund 78% lag.

Physikalischer Stromaustausch mit dem Ausland

Im Laufe der letzten 20 Jahre hat Österreich jährlich marktbedingt im Durchschnitt um ca. 5 TWh mehr Strom importiert als exportiert. Das sind etwa 7,4% der heimischen Produktion. Wie die Grafik zeigt, stehen in jedem Monat Importe und Exporte einander gegen-

über. Der Nettoimport, als Differenz von Import und Export, erreichte im Jänner 2016 mit etwa 2 TWh seinen bisherigen Spitzenwert, während im Mai 2009 mit etwa 1,1 TWh am meisten netto exportiert wurde.

Jährlich betrachtet waren im Jahr 2015 die höchsten Importe und im Jahr 2019 die höchsten Exporte festzustellen. Andererseits wurde 2002 die geringste Menge Strom importiert bzw. 2003 am wenigsten exportiert.

Wasserdargebot und wärmewirtschaftliche Kennzahlen

Der Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke gleicht im Berichtszeitraum durchschnittlich in etwa einem Normaljahr, in dem der Erzeugungskoeffizient bei 1,0 bzw. 100% liegt.

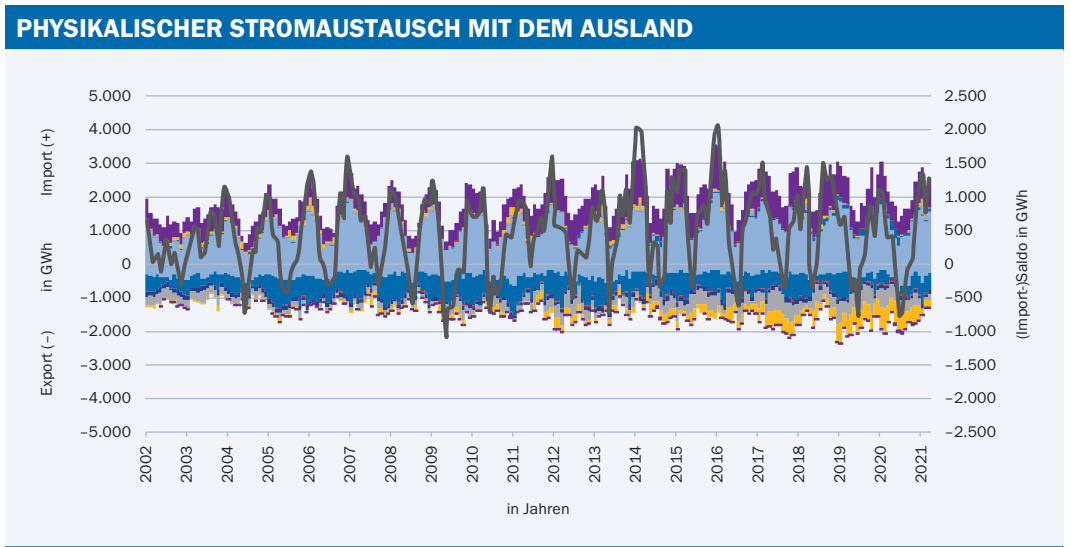


Abbildung 9
Physikalische Stromimporte und -exporte

Quelle: E-Control

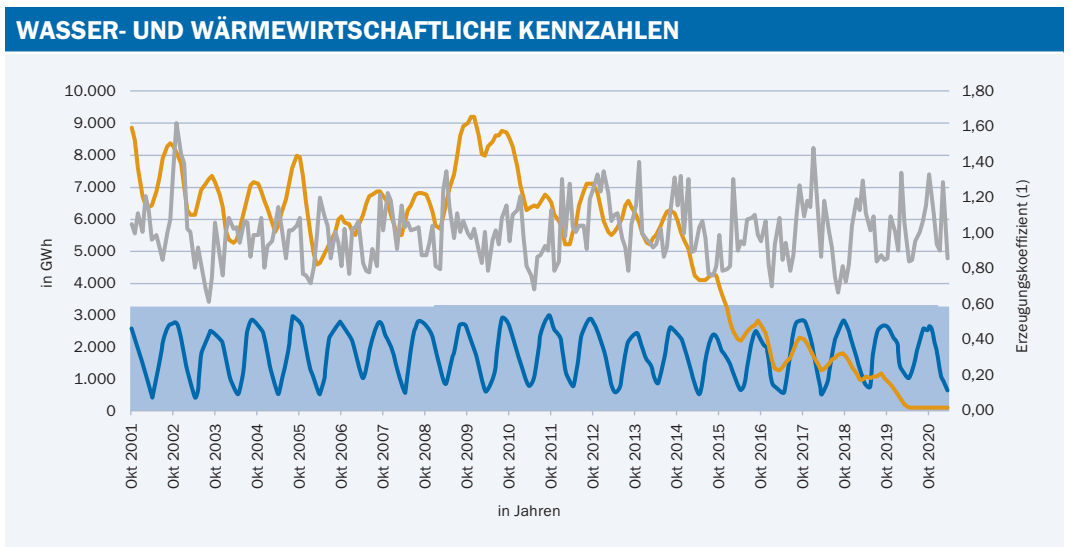


Abbildung 10
Wasser- und wärmewirtschaftliche Kennzahlen

Quelle: E-Control

Nennenergieinhalt und Füllungsgrad der österreichischen Speicher veränderten sich in den letzten 20 Jahren saisonal betrachtet nur sehr gering, während die Leistung stark angestiegen ist. Hingegen gingen die Brennstofflagerstände der kalorischen Kraftwerke vor

allem mit der Stilllegung der Kohlekraftwerke in den letzten Jahren drastisch zurück. Aktuell ist nahezu kein Arbeitsvermögen durch Brennstofflager vorhanden.

Erdgas

Die letzten 20 Jahre waren im Erdgasbereich einerseits durch eine Stagnation im Verbrauch gekennzeichnet und andererseits haben sich die Speicherkapazitäten verdreifacht. Diese könnten derzeit mengenmäßig in etwa einen vollen Jahresverbrauch Österreichs abdecken.

Leistungswerte

Die stündliche Höchstlast des Erdgasverbrauchs war im Zeitraum Oktober 2002 bis März 2021 am Freitag, den 10. Februar 2012 um 08:00 Uhr mit einem Wert von 28.309 MW festzustellen. Demgegenüber steht die Niedriglast in der Höhe von

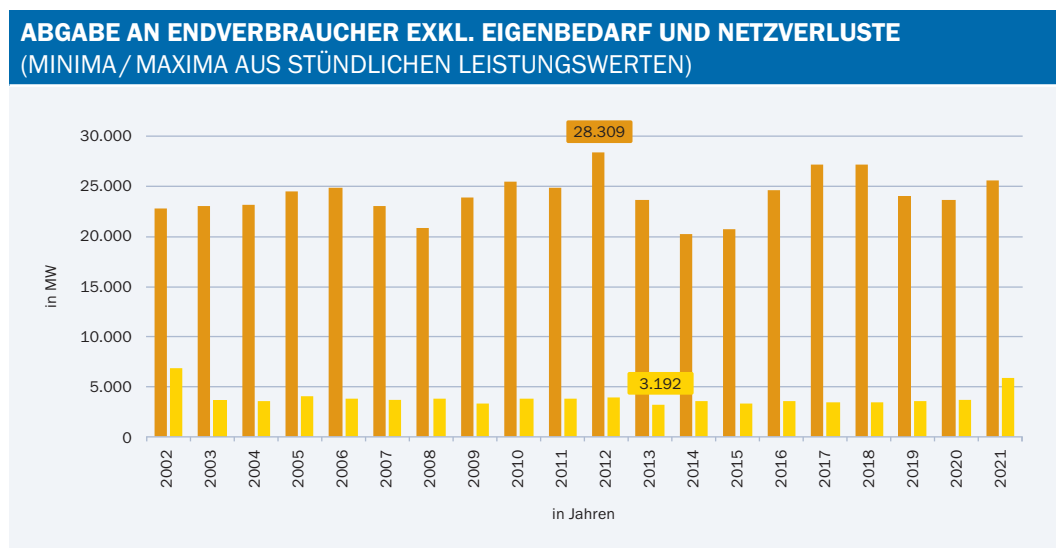


Abbildung 11
Extremwerte der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher exkl. Eigenbedarf und Netzverluste

Quelle: E-Control

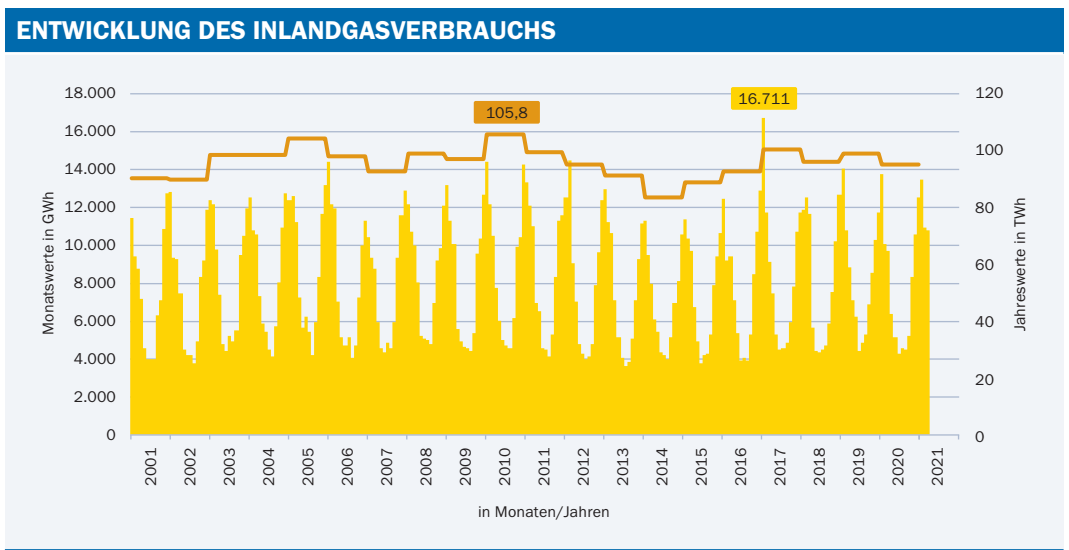


Abbildung 12
Entwicklung des Inlandgasverbrauchs

Quelle: E-Control

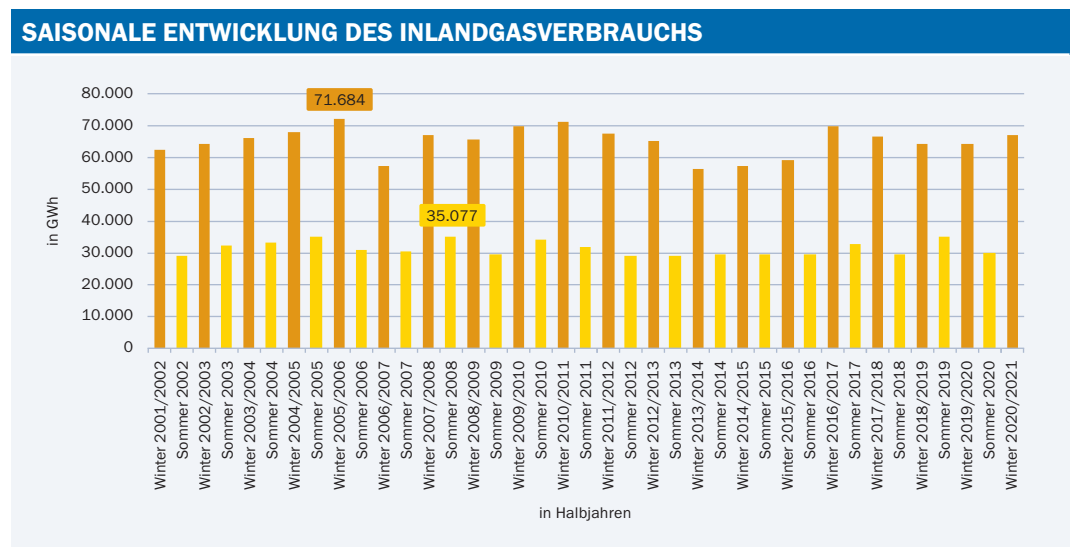


Abbildung 13
Saisonale Entwicklung des Inlandgasverbrauchs

Quelle: E-Control

3.192 MW von Sonntag, den 4. August 2013 um 3:00 Uhr. Bei den Minima ist zu beachten, dass es sich bei den Jahren 2002 und 2021 um Rumpffahre handelt, die nur Wintermonate enthalten.

Entwicklung des Inlandgasverbrauchs

Der monatliche Höchstwert des Inlandgasverbrauchs (Abgabe an Endkundinnen und -kunden inkl. Eigenverbrauch und Netzverluste) der letzten 20 Jahre war im Jänner 2017 mit 16.711 GWh festzustellen. Der niedrigste Wert lag demgegenüber im Juli 2013 bei 3.630 GWh.

Bei einer jährlichen Betrachtung sticht das Jahr 2010 mit dem historischen Höchstwert von 106 TWh heraus, dem der geringste Ver-

brauch des Jahres 2014 mit rund 84 TWh im Berichtszeitraum gegenübersteht.

Ein saisonaler Vergleich zeigt, dass im Winter 2005/06 mit 71.684 GWh am meisten, im Winter 2013/2014 am wenigsten Gas (56.247 GWh) verbraucht wurde. Der verbrauchsstärkste Sommer war 2008 mit 35.077 GWh festzustellen, wohingegen im Sommer 2013 mit 28.811 GWh am wenigsten Strom verbraucht wurde.

Der durchschnittliche Gasverbrauch eines Haushaltes lag 2020 bei 14.200 kWh und stieg damit in den letzten beiden Jahren an. Generell schwankte der durchschnittliche Verbrauch der Haushalte wetterbedingt zwischen den einzelnen Jahren stärker als der

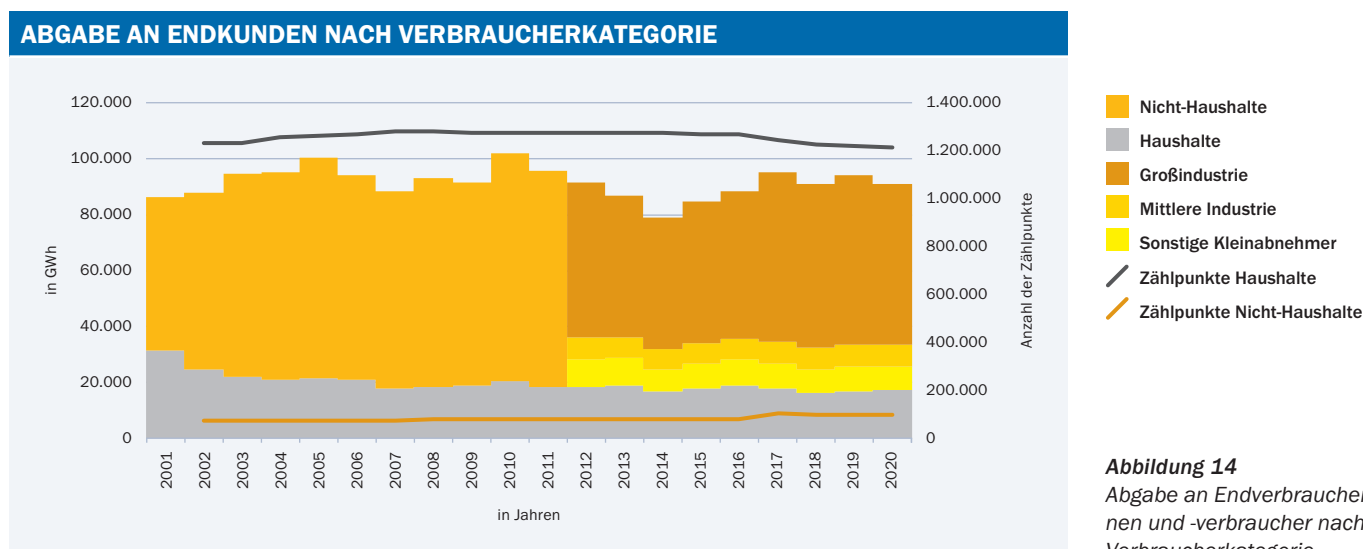


Abbildung 14 Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher nach Verbraucher-kategorie

Quelle: E-Control

Stromverbrauch, wobei die durchschnittlichen Verbräuche in den letzten 10 Jahren um +/-10% von 2020 abwichen.

2017 kam es durch eine Umstellung in der Methodik zu einer Verschiebung zwischen den beiden Kategorien Haushalte und Nicht-Haushalte und auch zwischen den einzelnen Größenklassen der Nicht-Haushalte. Während die Haushalte 93% der Zählpunkte ausmachten, lag ihr Anteil beim Volumen bei nur 19%. Bedingt durch den Fernwärmeausbau ging die Anzahl der Zählpunkte bei den Haushalten seit 2009 konstant zurück.

Erdgasbilanz

Aufbringungsseitig wurde im August 2017 mit 64.445 GWh die größte Menge an Erdgas importiert (inkl. Transite) und im Dezember

2003 mit 2.392 GWh der bislang höchste Produktionswert (inkl. Einspeisung biogener Gase) erreicht.

Der Maximalwert der Erdgas-Entnahme aus den österreichischen Erdgasspeichern war im Jänner 2021 mit 23.482 GWh zu verzeichnen.

Verwendungsseitig war bei den physikalischen Exporten inkl. Transite der Höchstwert von 51.585 GWh ebenfalls im Jänner 2021 und die größte Einspeicherungsrate mit 17.555 GWh im August 2017 festzustellen.

Aufbringung und Verwendung von Erdgas erreichten im Jänner 2017 mit 66.334 GWh ihren Spitzenwert. Mit einer Temperaturabweichung von -3,3°C gegenüber dem langjährigen Mittel und einer Durchschnittstem-

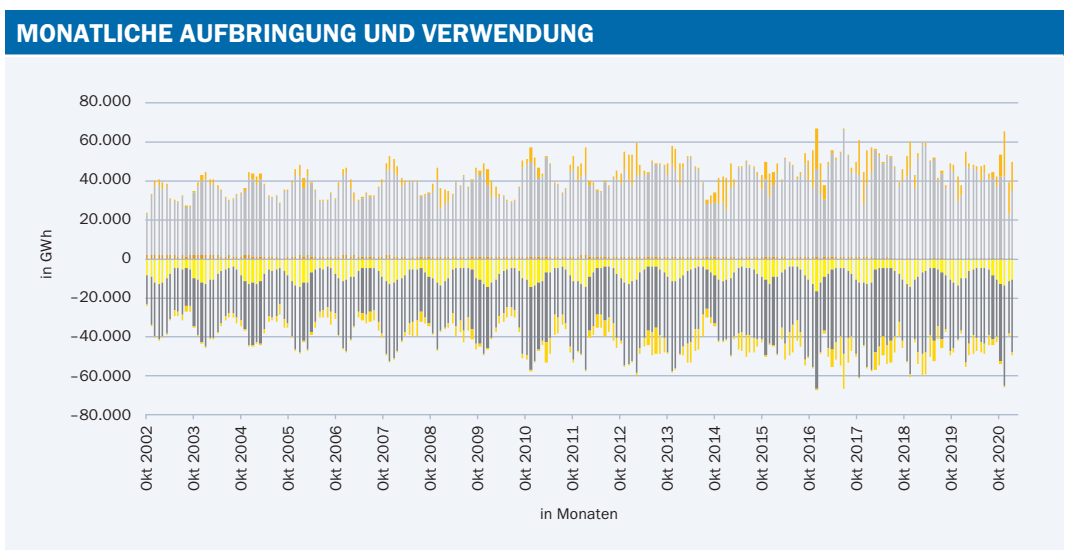


Abbildung 15
 Monatliche Erdgasbilanz
 (Aufbringung und Verwendung)

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DER ÖSTERREICHISCHEN ERDGASSEPEICHER

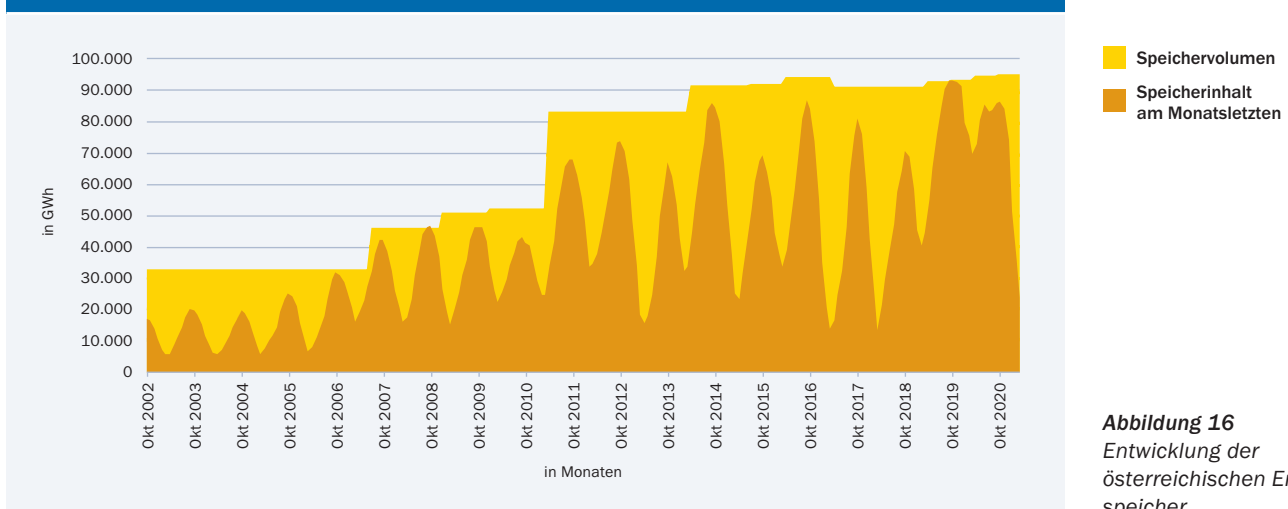


Abbildung 16
Entwicklung der österreichischen Erdgasspeicher

Quelle: E-Control

peratur in Österreich von $-6,1^{\circ}\text{C}$ war der Jänner 2017 auch der kälteste Monat seit dem Jahr 1987.

Erdgasspeicher

Das Volumen der österreichischen Erdgasspeicher hat sich seit Beginn der Libera-

lisierung beinahe verdreifacht. Waren es im Oktober 2002 noch rund 32,2 TWh, die gespeichert werden konnten, so lag das Speichervolumen im April 2021 bei rund 95,8 TWh.

MEILENSTEINE DER LIBERALISIERUNG

Meilensteine in der Entwicklung des Strommarktmodells

Mit der ersten Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie erfolgte 1996 der Start zur Liberalisierung der europäischen Strommärkte. Österreich hat die darin enthaltenen Vorgaben mit dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG 1998) umgesetzt, das am 19.2.1999 in Kraft getreten ist. Die Voll liberalisierung wurde dann in Österreich (EIWOG 2000) als einem der ersten Länder der Union beschlossen und war bis 1.10.2001 umzusetzen. Die Liberalisierung bis zur Haushaltsebene erfolgte somit etwa sechs Jahre bevor auch auf EU-Ebene eine entsprechende Verpflichtung bestand.

Im Jahr 2001 wurden dann mit Gründung der E-Control einige Grundbausteine des österreichischen Marktsystems für elektrische Energie entwickelt. 20 Jahre danach kann festgestellt werden, dass Elemente davon nach wie vor weitgehend gültig und anwendbar sind. Andere Teile haben sich umfassend weiterentwickelt und deutlich verändert. Diese Veränderungen waren vielfach durch technologische Weiterentwicklung (Digitalisierung) oder Änderungen der Rahmenbedingungen (z. B. Dekarbonisierung) ausgelöst.

Zum Zeitpunkt der Gründung der E-Control im Jahr 2001 waren die Festlegung der Netztarife und die Sicherstellung eines effektiven Unbundlings zwei wesentliche Aufgaben der neu geschaffenen unabhängigen Regulierungsbehörde.

Bilanzgruppenmodell

Das österreichische Bilanzgruppensystem zur Abwicklung von Transaktionen mit elektrischer Energie (physisch und ökonomisch) und zur Organisation von Kundenbelieferungen ist in seinen Grundzügen nahezu unverändert geblieben. Das System zur Verbuchung von Fahrplänen, Zuordnung von Zählpunkten und Verarbeitung von Messdaten hat sich grundsätzlich bewährt. Gleichzeitig haben sich damit zusammenhängende Prozesse wie z. B. der Lieferantenwechsel von Kundinnen und Kunden klar verbessert.

Zu Beginn der Liberalisierung wurden Informationen über Kundenwechsel per E-Mail mittels Excel-Listen ausgetauscht. Diese Listen waren einige Jahre die Basis, bis diese erst vor wenigen Jahren bei allen Netzbetreibern vollständig abgelöst und auch aus den Marktregeln entfernt wurden. Die korrekte Identifikation der Kundinnen und Kunden (Zählpunkte) und der Wechselwille der Kundinnen und Kunden waren anfänglich vielfach Gegenstand von Diskussionen und formalen Verfahren. Der Wechselprozess dauerte zu Beginn der Liberalisierung in der Regel acht Wochen. Mit höheren Zahlen an wechselwilligen Kundinnen und Kunden stießen diese Prozesse offenkundig an Grenzen und weitere Automatisierungen wurden erforderlich. Die Einführung einer Wechselplattform wurde im Jahr 2014 festgeschrieben und hat die Abwicklung nachhaltig verbessert. Als wesentlicher Bestandteil des

Marktsystems hat sich überdies der automatisierte Austausch von Daten zwischen Marktteilnehmern etabliert, der auch zur Nutzung der Daten aus Smart Metern dient und neue Dienstleistungen und Innovationen wie Energiegemeinschaften etc. ermöglicht. Zudem basiert die Möglichkeit der Weitergabe von kurzfristigen Großhandelspreisen an Endkundinnen und -kunden, die es seit 2018 gibt, auf der Nutzung von Smart Metern.

Regelenergie

Eine stetige Weiterentwicklung hat auch die Beschaffung der Regelleistung und Regelenergie erfahren. Anfänglich wurde lediglich die Tertiärregelleistung über marktbasierende Ausschreibungen eingekauft. Die Sekundärregelung wurde über langfristige bilaterale Verträge erbracht, für die Primärregelung war keine verbindliche Regelung vorgesehen. Während die Beschaffung mehrere Jahre unverändert blieb, erfolgte eine erste wesentliche Änderung bei der Kostenverrechnung an die Bilanzgruppenverantwortlichen. Die Umstellung der Preissystematik auf die sogenannte „Trichterformel“ im Jahr 2005 zielte darauf ab, die viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise an die Abweichung der Regelzone zu koppeln, einen Teil der Kosten zu sozialisieren und das System damit in Summe verursachungsgerechter zu gestalten. Erst Anfang 2019 erfolgte eine Änderung der dann nicht mehr zeitgemäßen Preisermittlung.

Mit 2012 wurde nach umfangreichen Vorarbeiten auch die Ausschreibung der Sekun-

därregelung gestartet. Anfänglich war die Anzahl der teilnehmenden Anbieter gering, gleichzeitig stiegen die Kosten verglichen mit den davor üblichen bilateralen, längerfristigen Verträgen sprunghaft an. Deshalb waren Maßnahmen erforderlich, welche dazu beitrugen, die Bieterstruktur zu verbreitern. Dazu zählten z. B. die Aufhebung der minimalen Gebotsleistung für eine Teilnahme oder die Einführung eines eigenen Netztarifs für die Lieferung von Regelenergie. Die Entwicklung der Anzahl der Anbieter und der Kosten lässt darauf schließen, dass diese Bemühungen in den vergangenen Jahren weitgehend erfolgreich waren.

Aber auch die verstärkten grenzüberschreitenden europäischen Kooperationen haben zur effizienten Ausgestaltung des Regel- und Ausgleichsenergiesystems beigetragen. Österreich konnte hier aufgrund der zentralen Lage, des gut geeigneten Erzeugungsparks und eines aktiven Herangehens eine Vorreiterrolle einnehmen. Ab 2013, d. h. bereits mehrere Jahre vor Inkrafttreten der europäischen Regelungen zu grenzüberschreitenden Regelenergiemärkten, ist Österreich Kooperationen zum sog. „Netting“ eingegangen. Damit wird ermöglicht, dass sich Regelenergiebedarf in verschiedenen Regelzonen unterschiedlicher Richtung ausgleicht (also „genettet“ wird) und physisch nicht erbracht werden muss. Ab 2014 wurde eine Primärregelkooperation mit der Schweiz gestartet, seit 2016 wird auch der Einsatz von Sekundärregelenergie gemeinsam mit Deutschland optimiert und seit dem Jahr 2020 die Sekundär-

regelung sogar von Deutschland und Österreich gemeinsam beschafft.

Marktintegration

Der Bereich der Ausgleichs- und Regelenergie ist jedoch nicht der Einzige, in dem grenzüberschreitende Marktintegration stattfand. Die letzten 20 Jahre sind in Summe geprägt von Schritten zur Gestaltung des europäischen Energiebinnenmarktes. Besonders stark lässt sich diese Entwicklung an den grenz- bzw. zonenüberschreitenden Kapazitätsvergaben ablesen. Zu Beginn der 2000er Jahre waren grenzüberschreitende Transaktionen von elektrischer Energie kaum standardisiert. Die Zuteilung der Kapazitäten erfolgte entweder nach dem „First-come-first-serve“-Prinzip oder prorata (anteilig). Das bedeutet, wenn der Bedarf das Angebot überstieg, wurden Kapazitäten nach dem Einlangen der Meldung priorisiert oder Kapazitäten nach ihrer Verfügbarkeit einfach anteilig zugeordnet. Diese Situation wurde nach einigen Jahren rechtlich bzw. regulatorisch umgestaltet. Im Jahr 2009 wurde durch die EU-Verordnung 714/2009 definiert, dass engpassbehaftete Grenzen durch explizite oder implizite Auktionen zu bewirtschaften sind, wodurch für Übertragungskapazitäten Entgelte anfallen.

Für österreichische Grenzen erfolgten die ersten Schritte jedoch bereits vor dieser rechtlichen Regelung. Die erste Grenze, für welche explizite Auktionen durchgeführt wurden, war jene zu Tschechien im Jahr 2003. Danach folgten schrittweise Ungarn, Slowenien, Ita-

lien und die Schweiz. Anfänglich wurden die Versteigerungen über Auktionsbüros oder die TSOs in unterschiedlichen organisatorischen Aufteilungen (z. B. Hälfte der Kapazität je TSO oder Arbeitsteilung nach Kapazitätsrichtung) abgewickelt. Die Mechanismen zur Kapazitätsvergabe haben sich in den Jahren ab 2009 zunehmend von expliziten Auktionen (Netzkapazität unabhängig von Energietransaktionen) in Richtung impliziter Auktionen verlagert. Österreich war ab 2010 im Rahmen der damaligen gemeinsamen Preiszone mit Deutschland zumindest indirekt Teil der impliziten Auktionen im Gebiet des sog. „Pentalateralen Forums“ (bestehend aus Frankreich, Benelux und Deutschland). Danach wurden 2015 schrittweise implizite Auktionen (Market Coupling) mit Italien und Slowenien realisiert. Dadurch konnte sichergestellt werden, dass Transaktionen in ineffiziente Richtungen (von Hochpreis- in Niedrigpreiszonen) unterbunden werden und gleichzeitig eine verstärkte Marktintegration durch Harmonisierung von Großhandelsregeln erfolgen kann.

Eine tiefgreifende Änderung für den österreichischen Markt war die Preiszonentrennung zwischen Deutschland und Österreich im Jahr 2018. Die gemeinsame Preiszone ermöglichte seit dem Beginn der Liberalisierung hohe Liquidität am Großhandelsmarkt und eine effiziente Preisgestaltung – inklusive Preisabsicherungsmöglichkeiten für Kundinnen und Kunden sowie Erzeuger. Durch die verstärkten Lastflüsse direkt an der deutsch-österreichischen Grenze und im osteuropäischen

Umfeld – verursacht durch Netzengpässe innerhalb Deutschlands und an der Grenze – wurde eine Trennung der Preiszonen erforderlich. Um die Marktintegration trotzdem möglichst gut aufrechtzuerhalten, wurde dabei eine Anbindung an das lastflussbasierte Kapazitätsberechnungssystem mit Market Coupling in der Central Western Europe Region (wiederum Frankreich, Benelux, Deutschland) ermöglicht. Verbunden mit einer hohen vereinbarten Langfristkapazität konnten nach anfänglichen Unsicherheiten negative Auswirkungen der Preiszonentrennung relativ gering gehalten werden.

Netzentwicklung

Um das Marktsystem auch umsetzen zu können, kommt der Planung der Netzinfrastruktur entscheidende Bedeutung zu. Die Prozesse entwickelten sich von einer reinen Sammlung von Projekten der damals drei Übertragungsnetzbetreiber in Österreich hin zu einer gesamtheitlichen Planung auf Basis von Szenarien auf europäischer Ebene. Damit wird erreicht, dass Projekte zielgerichteter und koordinierter geplant und umgesetzt werden können und so die Ziele der Dekarbonisierung sowie der Marktintegration unterstützt werden. In den vergangenen Jahren führte dies zu einer Intensivierung des Übertragungsnetzausbaus. Dadurch konnten nach langen Diskussionen zwei Kernprojekte für die Aufrechterhaltung der sicheren Stromversorgung in Österreich in die Umsetzung gebracht werden: die Steiermarkleitung und aktuell die Salzburgleitung.

Versorgungssicherheit

Neben der Marktgestaltung hat über die Jahre auch das Thema Versorgungssicherheit, speziell das Schlagwort „Blackout“, und damit auch die Krisenvorsorge und das Krisenmanagement an Bedeutung gewonnen. Waren als mögliche Auslöser für Versorgungskrisen vor 20 Jahren noch hauptsächlich Primärenergieengpässe denkbar, so sind es heute Cyber- und Hackerangriffe, Umweltkatastrophen wie Überschwemmungen, Hangrutschungen, Sturmfronten bis hin zur Sonnenfinsternis (z. B. 2015). Immerhin sind alleine in Bayern PV-Anlagen in einer Größenordnung von mehr als der doppelten Höchstlast Österreichs installiert, womit auch solche Ereignisse relevante Auswirkungen haben können.

In Summe ist festzustellen, dass die Marktsystematik und die Infrastrukturentwicklung seit dem dritten Binnenmarktpaket im Jahr 2010 verstärkt durch europäische Regelungen determiniert wird. Die daraus resultierenden Network Codes und Guidelines haben das Ziel, Themen wie Netzanschluss (für Erzeuger sowie Verbraucherinnen und Verbraucher), Kapazitätsvergaben und -berechnung, Regelenergie sowie Übertragungsnetzbetrieb wo erforderlich zu harmonisieren. Durch die Umsetzung erfolgt aktuell eine umfassende Koordinierung der nationalen Systeme, die sich in den kommenden Jahren voraussichtlich noch verstärken wird.

Meilensteine in der Entwicklung des Gasmarktmodells

Mit der ersten Gasbinnenmarkttrichtlinie erfolgte 1998 der Start zur Liberalisierung der europäischen Gasmärkte. Österreich hat die Vorgaben dieser EU-Richtlinie durch das mit 10.8.2000 in Kraft getretene Gaswirtschaftsgesetz (GWG I) umgesetzt. Gleichzeitig wurde festgelegt, dass ab 1.10.2002 eine vollständige Marktöffnung zu erfolgen hat. Die Umsetzung dieses Zieles erfolgte durch eine Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG II).

Kernstücke der seit 2002 geltenden Rechtslage sind insbesondere die Entflechtung des Gasnetzes von den übrigen Elementen der Wertschöpfungskette und die damit einhergehende Regulierung durch eine unabhängige Behörde. Die bis zum Inkrafttreten des GWG II ausschließlich mit Angelegenheiten des Elektrizitätsmarktes befasste Regulierungsbehörde E-Control wurde mit dem GWG II auch für die Regulierung des Erdgasmarkts zuständig. Gleichzeitig wurden mit dem GWG II die Netzbetreiber zum gesellschaftsrechtlichen Unbundling des Netzbetriebes von den übrigen Tätigkeiten eines integrierten Erdgasunternehmens verpflichtet. Ausnahmen bestehen seither für Netzbetreiber mit weniger als 50.000 Hausanschlüssen, was vor allem auf kleinere Erdgasunternehmen zutrifft.

Das GWG II sah erstmals die Festlegung der Gasnetztarife durch die Regulierungsbehörde (E-Control Kommission) vor. Man hat sich in

Österreich für einen verhandelten Zugang bei Speicheranlagen entschieden.

Ökonomisch war die Einführung des Bilanzgruppensystems, das dem Modell im Stromsektor nachempfunden wurde, Voraussetzung für den liberalisierten Markt.

Marktintegration durch Einführung des Entry/Exit Systems

Insbesondere durch die Umsetzung des dritten EU-Energiebinnenmarktpakets durch das GWG 2011 kam es erneut zu einer Anpassung des nationalen Regelwerks für den Gasmarkt. Mit dem Ziel der weiteren Verbesserung der Wettbewerbsbedingungen wurde durch eine Neuordnung der Marktrollen und eine Optimierung von Marktprozessen im Einklang mit europäischen Vorgaben eine neue Phase für den österreichischen Gasmarkt eingeleitet.

Novum war dabei nicht zuletzt, dass die Vorgaben für die Detailumsetzung weitgehend per Verordnung durch die E-Control geschaffen wurden. Dieser Marktregelprozess, welcher auch umfangreiche Konsultationen zur Einbindung von Marktteilnehmern und Interessenvertretungen beinhaltet, hat sich seither gut bewährt.

Durch die weitreichenden Änderungen im Bereich des Netzzugangs zu Fernleitungen wurde zum 1.1.2013 das bis dahin verwendete System von Kapazitätsbuchungen auf der

Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden durch ein Entry/Exit System, welches eine unabhängige Buchung per Auktion, Nutzung und Tarifierung von Entry- bzw. Exit-Kapazitäten vorsieht, abgelöst. All diese Kapazitäten erlauben einen unmittelbaren Zugang zum sogenannten virtuellen Handelspunkt. Dieser stellt den zentralen Erfüllungsort für sämtliche Handelsgeschäfte im Marktgebiet dar und kann von Marktteilnehmern auch ohne Kapazitätsbuchungen als Handelsplatz für den Kauf bzw. Verkauf von Gasmengen genutzt werden. Mit der Etablierung des virtuellen Handelspunkts hat sich der österreichische Gas-Großhandelsmarkt (Marktgebiet Ost) seit 2013 sehr positiv entwickelt.

Das bereits mit früheren Liberalisierungsschritten für das Verteilergelände (ehemals Regelzone) eingeführte und bewährte Bilanzgruppensystem wurde erweitert und wird nun für die Bilanzierung des gesamten Marktgebiets herangezogen.

Die Registrierung von Bilanzgruppenverantwortlichen und die Verwaltung der Bilanzgruppen zählen seither zu den Tätigkeiten des Marktgebietsmanagers, der als zentrale Anlaufstelle für alle (neuen) Marktteilnehmer fungiert. Die Abwicklung hinsichtlich der Ausgleichsenergiebewirtschaftung der im Verteilergelände tätigen Bilanzgruppen ist auch im Entry/Exit System eine Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators, welcher zudem für den Betrieb der Wechselplattform und des Versorgerwechsel-Prozesses verantwortlich ist.

Für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, deren Gasnetze ausschließlich über Deutschland gespeist werden, wurden gesonderte Regelungen implementiert, die einen direkten Zugang zu einem liquiden Marktgebiet, dem Marktgebiet Trading Hub Europe (THE), ermöglichen. Damit stellt dieses Modell ein einzigartiges Beispiel und positives Vorbild für eine gelungene grenzüberschreitende Marktintegration auf europäischer Ebene dar.

Weiterentwicklung des Bilanzierungsmodells

Die Weiterentwicklung des Marktmodells bleibt eine zentrale Aufgabe. Ziel ist die laufende Optimierung der Marktprozesse und der Marktstruktur in Übereinstimmung mit unionsrechtlichen Vorgaben sowie die möglichst weitgehende Harmonisierung der Regelungen auf regionaler Ebene. Mit der Verabschiedung der Gas-Marktmodellverordnung 2020 (GMMO-VO 2020) im Dezember 2019 wurde die zentrale rechtliche Basis für das neue Gasbilanzierungsmodell geschaffen. Dieses stellt eine Harmonisierung der Ausgleichsregeln in Fernleitungs- und Verteilernetzen in Form einer integrierten Marktgebietsbilanzierung sicher. Die Änderungen werden im Jahr 2022 in Kraft treten.

Ausblick

In den letzten 20 Jahren hat sich der Energiesektor weitreichend verändert – hin zu einem kompetitiven, transparenten und effizienten Marktumfeld, welches für Endverbraucherin-

nen und -verbraucher nicht zuletzt auch eine hohe Versorgungssicherheit bietet.

Eine zentrale Herausforderung für die nächsten Jahre stellt die Dekarbonisierung des Energiesystems und die dadurch erforderliche Umstellung der Gasinfrastruktur dar. Um mittelfristig die erforderliche Einsparung an Treibhausgasemissionen zu realisieren, be-

darf es einer weitgehenden Transformation der Energieversorgung hin zu einem System, welches langfristig weitgehend ohne fossile Energieträger funktionieren soll. Gerade für die Integration der erneuerbaren Erzeugung aus Wind, Solar, Biomasse etc. in das Energiesystem stellt die bestehende und etablierte Gasinfrastruktur einen möglichen „Enabler“ dar.

Meilensteine in der Kosten- und Entgeltermittlung

ENTWICKLUNG DES RECHTSRAHMENS UND DESSEN UMSETZUNG

Mit Gründung der E-Control im Jahr 2001 begann eine neue Phase der Regulierung der österreichischen Energienetze. Generell sind Netztarife bzw. Netzentgelte kostenorientiert zu bestimmen. Dies bedeutet, dass eine Kostenbasis entweder regelmäßig geprüft (z. B. im Rahmen einer Kosten-Plus-Regulierung) oder anhand einer Regulierungsformel (im Rahmen einer Anreizregulierung) jährlich angepasst und in Tarife übergeleitet wird. Die Tarifiermittlung erfolgt unabhängig vom angewandten Regulierungsmodell generell in zwei Schritten:

1. Feststellung der Kostenbasis
2. Ermittlung der Netzentgelte

Neben den Parametern des Regulierungssystems ist bei der Tarifiermittlung insbesondere die abgegebene Energiemenge ausschlag-

gebend für die Ermittlung bzw. die Höhe der Tarife.

An dieser Systematik hat sich in den letzten 20 Jahren nicht viel geändert. Allerdings gab es wesentliche Veränderungen an dem dafür relevanten Rechtsrahmen. Mit dem EIWOG 2010 und dem GWG 2011 wurde von einem reinen Ordnungsverfahren, in welchem alles festgelegt wurde, auf ein zweistufiges Verfahren umgestellt. Zuerst hat der Vorstand der E-Control die Kosten und Mengen mittels Bescheides zu bestimmen und im Anschluss ermittelt die Regulierungskommission die zu entrichtenden Entgelte. Aufgrund des besseren Rechtsschutzes in einem Bescheidverfahren wurden in den letzten zehn Jahren zahlreiche Unstimmigkeiten bei der Kostenermittlung im Zuge von Beschwerden vor dem Bundesverwaltungsgericht (BVwG) geklärt bzw. sind noch in Klärung. Ungewohnt für die Energiebranche war allerdings eine

gleichzeitige Einbindung von „Legalparteien“ [(Bundesarbeitskammer (BAK), Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ), Landwirtschaftskammer Österreich (LWK), Österreichischer Gewerkschaftsbund (ÖGB)], die teilweise ebenfalls Beschwerderechte besitzen und diese auch schon in der Vergangenheit genutzt haben.

Im Bezug in den Umfang hat sich für die E-Control auch einiges verändert. Im Bereich der Stromregulierung hat sich die Anzahl der zu prüfenden Netzbetreiber seit Beginn der Regulierung mehr als verdoppelt. Der Grund liegt in den mit dem EIWOG 2010 festgelegten Kriterien, wann kleinere Netzbetreiber einer Detailprüfung zu unterziehen sind. Derzeit ist hiervon nur rund die Hälfte der Netzbetreiber betroffen, allerdings sind diese für die Abwicklung von 95,5% der abgegebenen Mengen verantwortlich.

Im Gasbereich kam es mit dem GWG 2011 vor allem für die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber zu einer massiven Veränderung des Regulierungsrahmens. Es wurde einerseits auf eine detaillierte Kostenermittlung umgestellt und andererseits die Entgeltverrechnung vereinfacht. Von einer sog. „Punkt zu Punkt“-Verrechnung wurde auf ein „Entry/Exit System“ umgestellt, in dem einzelne Transportpunkte frei kombinierbar sind.

Regulierung der Strom- und Gasnetze

Die Aufgabe der Regulierung liegt darin, angemessene Kosten der österreichischen

Strom- und Gasnetzbetreiber festzustellen und durch Schaffung eines marktähnlichen Zustandes die Effizienzen bei den Netzbetreibern zu steigern. Dies kommt den Netzkundinnen und -kunden durch angemessene Preise für die Nutzung des Netzes zugute. Zur Ausgestaltung der Regulierungssysteme setzt die E-Control dem Stand der Wissenschaft entsprechend die folgenden Ansätze in die Praxis um:

- > Eine Kosten-Plus-Methodik kommt für die beiden Strom-Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetze (VÜN), für den Gas-Verteilernetzbetreiber Gas Connect Austria (GCA) sowie für den Marktgebietsmanager Austrian Gas Grid Management (AGGM) zur Anwendung. Hierbei ermittelt die Behörde jährlich die letztverfügbaren Kosten und Mengen der Unternehmen und prüft diese dem Grunde und der Höhe nach. Angemessene Kosten werden in Verbindung mit anerkannten Mengen in Entgelte transformiert. Dabei kommen Hochrechnungsfaktoren zur Anwendung, welche Änderungen im Preisniveau und Steigerungen der Produktivität abbilden. Zur Identifikation von Effizienzsteigerungspotenzialen nahm die APG an einem internationalen Benchmarking teil, welches vom Council of European Energy Regulators (CEER) initiiert wurde.

Der klare Vorteil des Kosten-Plus-Ansatzes liegt im unmittelbaren Konnex zwischen den angemessenen und den zugestande-

nen Kosten, weshalb volatile Entwicklungen rasch berücksichtigt werden können. Nachteile betreffen den hohen jährlichen Prüfaufwand und die Unsicherheiten bezüglich der Stabilität des gegebenen Regulierungsrahmens. Da die Kosten-Plus-Methodik keine mehrjährigen Zielvorgaben vorsieht, bestehen darüber hinaus nur geringe Anreize für effektive Effizienzverbesserungen auf Seiten der Unternehmen.

- > Anreizregulierungssysteme existieren für die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber, alle kostengeprüften Strom-Verteilernetzbetreiber sowie für alle kostengeprüften Gas-Verteilernetzbetreiber, exkl. GCA. Die Fernleitungsnetzbetreiber reichen mehrjährige Methoden zur Bestimmung der Kosten und Mengen während der gesamten Regulierungsperiode ein, wohingegen die E-Control die Regulierungssystematiken für Verteilernetzbetreiber im Rahmen eines transparenten Konsultationsprozesses der Verfahrensparteien entwickelt und bestimmt.

Das oberste Ziel der Anreizregulierung liegt analog zu dem eines Wettbewerbsmarktes in der kontinuierlichen Förderung von Effizienzverbesserungen der Netzbetreiber. Ein Kernelement stellt dabei die Entkoppelung der zugestandenen von den tatsächlichen Kosten innerhalb einer mehrjährigen Regulierungsperiode dar, wie sie im Bereich der Betriebskosten (OPEX) zur Anwendung

kommt. Dies bedeutet, dass die OPEX der Unternehmen ausschließlich zu Beginn der Periode detailliert geprüft werden. In den Folgejahren findet eine Fortschreibung der angemessenen Kosten auf Basis eines vorab definierten Pfades statt. Ist ein Unternehmen in der Lage, die Kosten über den Pfad hinaus zu reduzieren, kann es als Anreiz zur tatsächlichen Effizienzsteigerung einen Zusatzgewinn lukrieren. Der Kostenpfad konstituiert sich aus Änderungen des Netzbetreiberpreisindex (ΔNPI), dem branchenspezifischen Produktivitätsfortschritt (X_{gen}) und dem individuellen Effizienzabschlag (X_{ind}). Für Verteilernetzbetreiber beruht der X_{gen} auf ökonomischen Untersuchungen und der X_{ind} auf relativen Effizienzvergleichen der Unternehmen. Darüber hinaus werden derzeit Kostenfaktoren berücksichtigt, die allgemeine Veränderungen der Versorgungsaufgabe abbilden sollen. Die zugestandenen Kapitalkosten (CAPEX) setzen sich aus den Abschreibungen und Finanzierungskosten für das in den Netzanlagen gebundene Kapital zusammen. Die Höhe der Verzinsung hängt für Verteilernetzbetreiber vom ermittelten Effizienzwert ab. Somit hat die Effizienz des Netzbetriebs einen direkten Effekt auf die Kapitalabgeltung. Je effizienter ein Unternehmen ist, desto höher sind die zugestandene Verzinsung und damit die Finanzierungskosten.

Für die Zukunft sind Weiterentwicklungen bestehender oder auch die Implementierung

neuer Regulierungssysteme geplant, die auf künftige Veränderungen Rücksicht nehmen und bestehende sowie mögliche neue regulatorische Ziele verfolgen.

ENTGELTENTWICKLUNG

Die Aufbringung der zugestandenen Kosten erfolgt über die Bestimmung der von Kunden- seite zu entrichtenden Entgelte. Diese werden ebenfalls von der E-Control festgelegt.

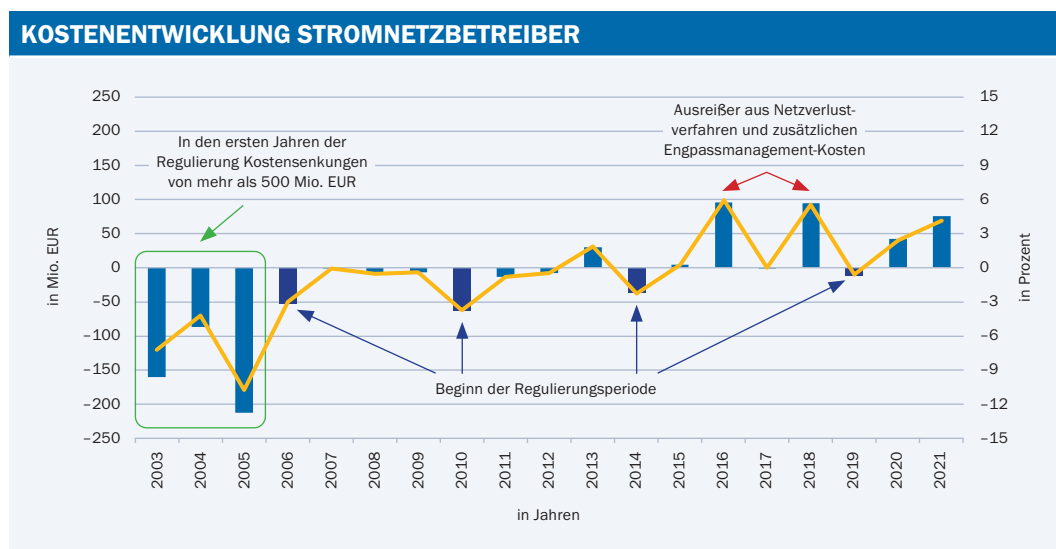
Strom

In Summe werden jährlich rund 2,3 Mrd. EUR für die Netzentgelte auf allen Netzebenen bezahlt. Der Beginn der Regulierung ging mit einer starken Senkung der Netzentgelte einher. Darauf folgte eine recht stabile Phase. In den letzten Jahren kam es hauptsächlich auf-

grund von Investitionen in die Netze und veränderten Marktverhältnissen (Gaskraftwerke waren auf dem Markt weniger aktiv und daher nicht verfügbar; sie wurden aber zum Zweck des sogenannte Engpassmanagements benötigt) zu Erhöhungen der Netzentgelte.

Gas

In Summe werden jährlich rund 1 Mrd. EUR für die Gas-Netzentgelte auf allen Netzebenen bezahlt. Bei den Gas-Netzentgelten für Haushalte gab es in den ersten Jahren der Regulierung sinkende Netzentgelte und anschließende Steigerungen bis 2017. Mittlerweile sind die Entgelte wieder auf das Ausgangsniveau von 2002 zurückgegangen. Im Bereich der Industriekunden waren die Senkungen in den ersten Jahren stärker, weshalb trotz Erhöhun-



■ Entgeltänderung in Mio. EUR
 / Entgeltänderung in Prozent (nominell)

Abbildung 17
 Kostenentwicklung Strom-
 netzbetreiber

Quelle: E-Control

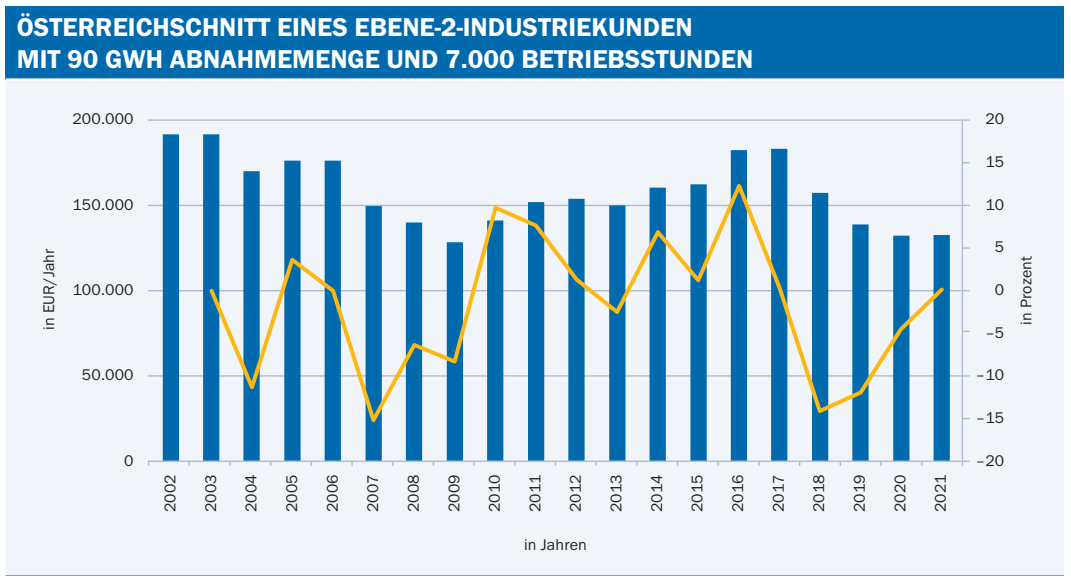


Abbildung 18
Entwicklung Gasnetztarife
bei der Großindustrie

Quelle: E-Control

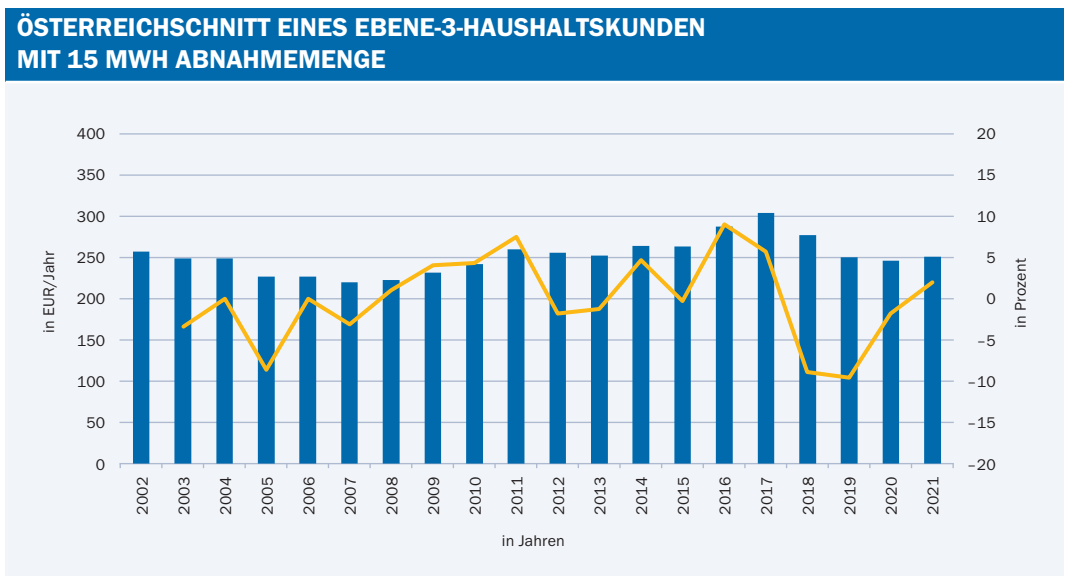


Abbildung 19
Entwicklung Gasnetztarife
bei Haushalten

Quelle: E-Control

gen in den Jahren 2016 und 2017 die Entgelte im Jahr 2021 unter den Ausgangswerten von 2002 liegen. Im Gegensatz zum Stromnetz sind die Netzentgelte im Gasbereich volatiler, da diese sehr stark von den Witterungsbedingungen und vom Einsatz der Gaskraftwerke abhängen. Durch das Regulierungskonto haben die Netzbetreiber das Recht, ihre tatsächlichen Kosten zu erhalten und es kommt dadurch zu einer Mehr-/Minderrechnung der Tarifierungsmenge mit den Ist-Mengen.

EIN BLICK IN DIE ZUKUNFT

Strom

Im Bereich der Regulierung der Kosten gibt es zahlreiche Herausforderungen zu meistern. Einerseits wird die Umstellung auf 100% erneuerbare Stromproduktion einen weiteren Ausbau der Stromnetze notwendig machen, andererseits sind auch laufend Ersatzinvestitionen aufgrund der Altersstruktur der Netze erforderlich. Dies wird sich auch auf die Gesamtkosten niederschlagen. Inwieweit

ENTWICKLUNG DER INVESTITIONEN IN STROM-VERTEILERNETZ- UND ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

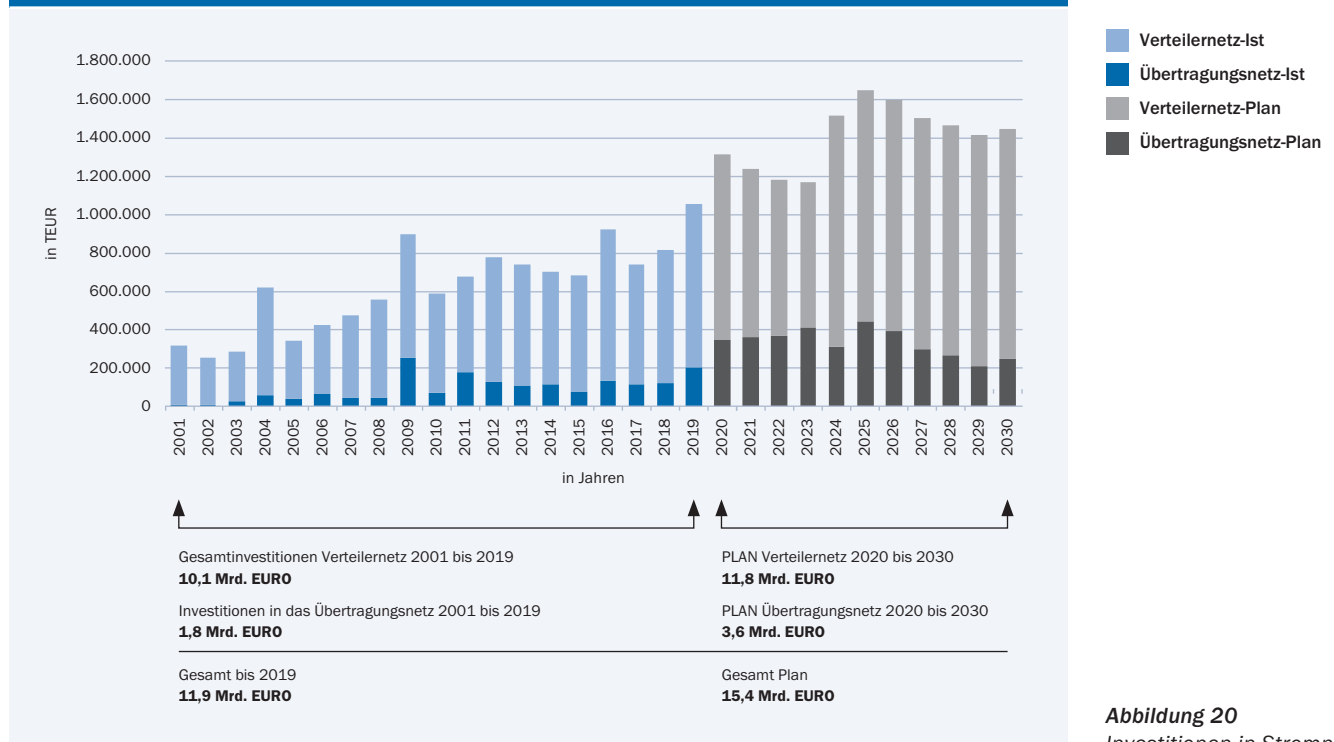


Abbildung 20
Investitionen in Stromnetze

Quelle: E-Control

dies Auswirkungen auf die Tarife haben wird, hängt natürlich von der Entwicklung der künftig transportierten Mengen ab. Für die Jahre 2020 bis 2030 sind rund 15 Mrd. EUR an Investitionen veranschlagt – das sind deutlich mehr als in dem viel längeren Zeitraum 2001 bis 2019. Ein Treiber für diese Entwicklung liegt auch im erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze.

In den kommenden Jahren wird sich das gesunkene Zinsumfeld kostendämpfend auswirken. Ebenso können Verbesserungen in der Effizienz des Netzbetriebs und neue Technologien die Gesamtkosten reduzieren. In den Jahren 2022 und 2023 sind neue Regulierungssysteme zu implementieren, die auf die erwarteten Veränderungen Einfluss haben werden.

Im Bereich der Netzentgelte soll in Zusammenhang mit dem Roll-Out der intelligenten Zähler eine wesentliche Umstellung kommen. Bisher war für Kleinverbraucherinnen und -verbraucher wie Haushalte lediglich die verbrauchte Menge in kWh relevant. Zukünftig

sollen zusätzlich auch kurzfristige Verbrauchsspitzen für die Höhe der Netzentgelte ausschlaggebend sein.

Neben dem generellen Ziel der Energieeffizienz – möglichst wenig zu verbrauchen – soll künftig auch relevant werden, wie viel gleichzeitig verbraucht wird. Denn die Stromnetze müssen dafür ausgelegt sein, dass bei starker Belastung das Netz stabil bleibt und daher sind Verbrauchsspitzen für die Dimensionierung des Netzes und damit die Kosten wesentlich. Hiermit kann eine bedeutende Vorgabe der Regulierung („Kostenverursachungsgerechtigkeit“) besser erfüllt werden.

Gas

Die Entwicklung der Gasinvestitionen zeigt vor allem in den letzten Jahren ein konstantes Niveau. In den Jahren 2008 bis 2013 wurden noch größere Investitionen in die Gasinfrastruktur getätigt. Danach zeigt sich eine stabile Entwicklung, die sich auf die erwarteten Investitionen bis 2030 niederschlägt. Diese dienen weitgehend der Erhaltung und Sicherheit der bestehenden Leitungen.

ENTWICKLUNG DER INVESTITIONEN IN GAS-FERNLEITUNGS- UND VERTEILERNETZBETREIBER

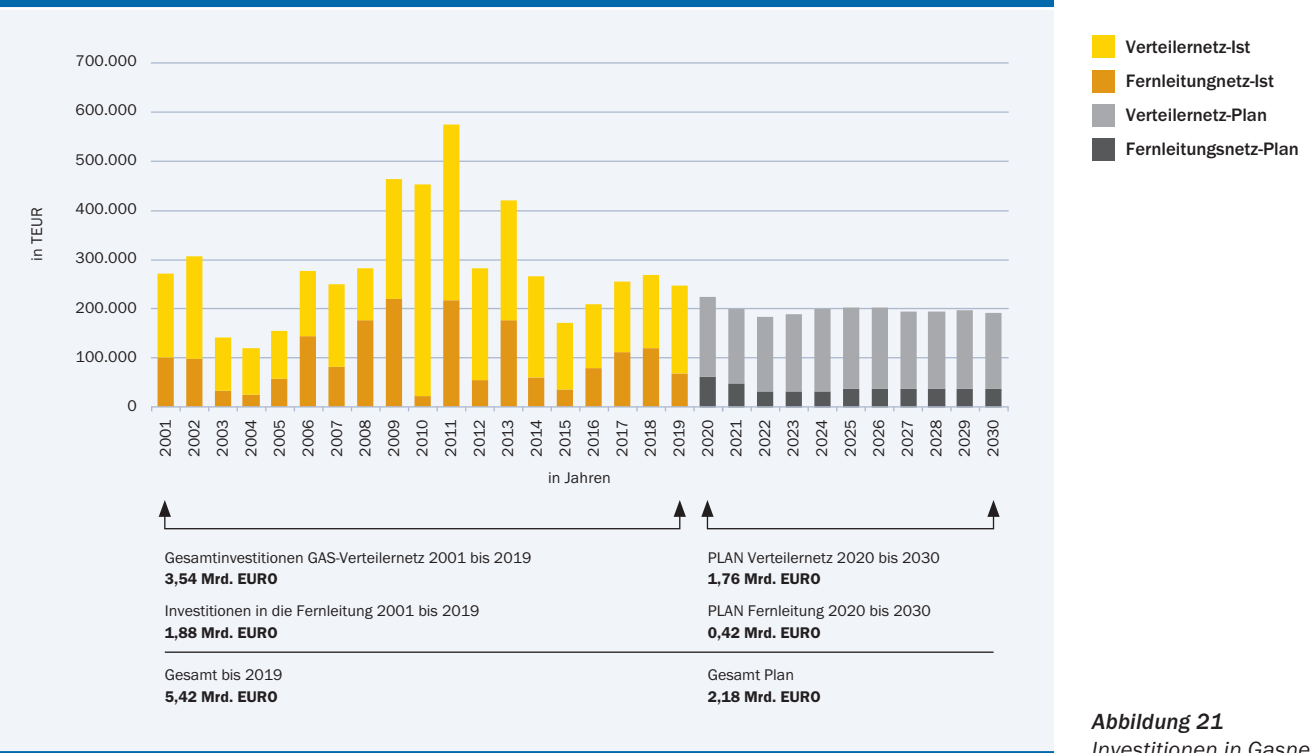


Abbildung 21
Investitionen in Gasnetze

Quelle: E-Control

20 JAHRE LIBERALISIERTE MÄRKTE

Großhandel Strom

In den vergangenen 20 Jahren hat sich im Stromgroßhandel ein fundamentaler Wandel ereignet. Die Entwicklung verlief von einem rein technischen Dispatch-Modell, das vor allem auf die zentrale Steuerung von Kraftwerken abzielte, hin zu einem marktwirtschaftlichen System mit grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten, in welchem Strompreise durch die Koordinierung von Angebot und Nachfrage generiert werden. Dabei ist zu betonen, dass Stromlieferungen im Großhandel grundsätzlich in verschiedensten Formen und an unterschiedlichen Handelsplätzen mit jeweils unterschiedlichen Marktregeln gehandelt werden können. Somit existiert kein einheitlicher Preis, der den gesamten Großhandel abbilden könnte, sondern eine Vielzahl an Preisen und Indikatoren.

Für Marktteilnehmer gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten, um am Marktgeschehen im Stromgroßhandel teilzunehmen. Einerseits durch die Registrierung an einer der Strombörsen, welche den möglichst liquiden Handel durch Produktstandardisierung samt integriertem Clearing anbieten. In diesem Umfeld haben sich für Stromlieferungen in Österreich die Börsen EXAA, EPEX Spot SE und Nord Pool etabliert. Andererseits ist weiterhin der bilaterale Handel vielfältiger Produktvariationen bzw. sogenannte OTC-Geschäfte, z. B. über das Telefon oder Broker-Plattformen, von großer Bedeutung (vor allem hinsichtlich der gehandelten Volumina). Für Marktteilnehmer ist

daher die Wahl der Handelsform im Wesentlichen ein Abwägen zwischen unterschiedlichen Vor- und Nachteilen. Strombörsen bieten ihren Mitgliedern vor allem die Vorteile von anonymisiertem, zentralisiertem und transparentem Handel bei gleichzeitiger Minimierung des Kontrahentenrisikos. Bilaterale bzw. OTC-Geschäfte bieten demgegenüber hohe Flexibilität bei Produktspezifikationen in Verbindung mit vergleichsweise geringen Abwicklungskosten. Größere Marktteilnehmer nehmen daher im Regelfall sowohl am börslichen als auch an den verschiedensten Formen des OTC-Handels teil. Aufgrund von Wettbewerb und Arbitrage sind diese unterschiedlichen Handelsformen bei liquiden Produkten preislich relativ ähnlich. Zur Darstellung der preislichen Entwicklung im Großhandel wird daher im Rahmen dieses Berichts auf börsliche Indikatoren zurückgegriffen, welche auch als Referenzpreise von besonderer Bedeutung für den gesamten Energiemarkt sind.

MARKTDESIGN UND STROMPREISE

Das europäische Strommarktdesign im Großhandel basiert prinzipiell auf geografisch getrennten Gebotszonen. Für Produktion, Verbrauch und den dazwischen gelagerten Stromhandel wird angenommen, dass innerhalb einer solchen Gebotszone keine Netzengpässe entstehen. Somit ist uneingeschränkter Stromhandel innerhalb der definierten Gebotszonengrenzen möglich. Mit Beginn der Marktliberalisierung wurde

Österreich gemeinsam mit Deutschland (und Luxemburg) zu einer gemeinsamen Gebotszone zusammengefasst. Dadurch entstand ein gemeinsamer Markt, in dem einheitliche Großhandelspreise für die jeweiligen Lieferprodukte in den genannten Ländern erzielt wurden – aus diesem Grund ist in diesem Zusammenhang auch der Terminus der einheitlichen Preiszone gebräuchlich.

Die Teilnahme Österreichs an einem gemeinsamen Markt mit Deutschland ermöglichte über Jahre hinweg unbeschränkte Handelsmöglichkeiten mit dem Strommarkt mit der höchsten Liquidität Europas. Dies bescherte dem österreichischen Markt einen der niedrigsten Strompreise in der europäischen Union und stellte somit einen positiv beeinflussenden Standortfaktor dar. Nach langjährigen Verhandlungen und Debatten über strukturell existierende Netzengpässe innerhalb der gemeinsamen Gebotszone und damit in Verbindung gebrachte unerwünschte Ringflüsse im europäischen Verbundnetz, kam es nach einer Entscheidung der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) am 1. Oktober 2018 zur Preiszonentrennung mit Deutschland. Im Zuge dessen hat sich das Marktumfeld für österreichische Marktteilnehmer fundamental geändert. Der gebotszonenübergreifende Stromaustausch mit Deutschland unterliegt nun Kapazitätsbeschränkungen. Österreich ist jedoch auch nach erfolgter Preiszonentrennung jenes Marktgebiet mit den weitaus größten Anteilen an deutschen Stromexpor-

ten und weist im Vergleich zu weiteren mittel- und osteuropäischen Marktgebieten einen verhältnismäßig niedrigen Großhandelspreis auf.

Neben der Aufteilung in regionale Gebotszonen wird der Stromgroßhandel auch in zeitlich getrennte Segmente untergliedert. Im Bereich des physischen Spotmarktes werden zunächst Auktionen zur physischen Lieferung von Strom am Folgetag (Day-Ahead) durchgeführt. Um auch kurzfristigere Erzeugungs- oder Bedarfsschwankungen abdecken zu können, ist es nach Abschluss dieser Day-Ahead-Auktionen weiterhin möglich, Handelsgeschäfte einzugehen. Hierfür steht der sogenannte Intraday-Markt auf Basis eines Fließhandelsmodells zur Verfügung, in welchem aktuell bis zu 5 Minuten vor Lieferbeginn gehandelt werden kann.¹

Um den physischen und kurzfristigen Spotmarkt zu vervollständigen, existiert im Mittel- und Langfristsegment auch ein Terminmarkt, der zur Absicherung gegenüber potenzieller Preisschwankungsrisiken dient. An der Terminmarktbörse EEX können Verträge basierend auf zukünftigen Stromlieferungen im österreichischen Marktgebiet für ein bestimmtes Monat, Quartal oder Jahr eingegangen und entweder physisch verwirklicht oder rein finanziell abgewickelt werden. Derartige Futures können bereits bis zu sechs Jahre vor Lieferbeginn abgeschlossen werden und bilden somit Preiserwartungen von Anbietern und Nachfragern ab.

¹ Bezieht sich auf Handelsgeschäfte innerhalb der österreichischen Gebotszone. Grenzüberschreitende Verträge können derzeit bis zu 60 Minuten vor Lieferbeginn abgeschlossen und nominiert werden.

ENTWICKLUNG DER STROMGROSSHANDELSPREISE

Die Entwicklung der Stromgroßhandelspreise der zurückliegenden 20 Jahre wird in Abbildung 22 anhand der Ergebnisse der börslichen Day-Ahead-Auktion mit täglicher Durchführung um 12:00 Uhr (Day-Ahead-Auktion 12:00) dargestellt. Die Handlungsergebnisse dieser Auktion sind besonders aussagekräftig, da sie nicht nur von hoher Liquidität und Integration in die europäische Marktkopplung geprägt sind, sondern auch eine zentrale Rolle als Referenz- und Settlementpreise einnehmen.

Ähnlich zur wirtschaftlichen Dynamik weist auch der Großhandelsmarkt für Strom sowohl saisonale als auch zyklische Tendenzen auf.

Die typische Saisonalität im österreichischen Markt ist von erhöhter Stromnachfrage im Winterhalbjahr bei gleichzeitig eingeschränktem Wasserdargebot zur Stromerzeugung bestimmt. Dementsprechend liegen die Strompreise im Herbst und Sommer meist deutlich über den Preisen im Frühjahr und Sommer. Die zyklische Komponente des Großhandels für Strom ist nachfrageseitig von Konjunkturzyklen und angebotsseitig von Inputpreisen internationaler Märkte für Primärenergie (vornehmlich Öl, Gas und Kohle) und dem Erwerb von CO₂-Zertifikaten geprägt.

Im Wechselspiel dieser unterschiedlichen aber miteinander verbundenen Effekte etablierte sich in den ersten (konjunkturell schwachen) Jahren der Liberalisierung ein niedriges Preisni-

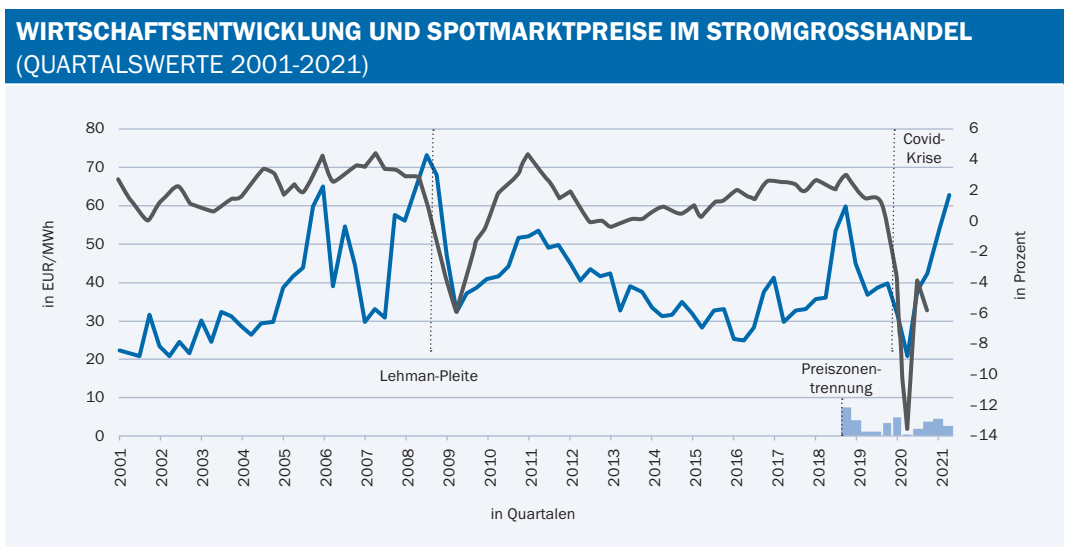


Abbildung 22
Wirtschaftsentwicklung und Day-Ahead-Spotmarktpreise bei Strom

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

veau zwischen 20 und 30 EUR/MWh. Steigende Brennstoffpreise im Vorfeld der Finanz- und Wirtschaftskrise erzeugten in weiterer Folge eine starke Sogwirkung im Stromgroßhandel – durchschnittliche Quartalspreise von über 70 EUR/MWh waren die Folge. Nach dem Platzen der Aktien- und Immobilienblase, die zur historischen Pleite der Investmentbank Lehman Brothers führte und die Weltwirtschaft in eine tiefe Rezession tauchte, kam es auch an den Stromgroßhandelsmärkten zu einem dramatischen Preisverfall. Die in Österreich und Deutschland vergleichsweise schnelle wirtschaftliche Erholung erzeugte zunächst wieder deutlichen Preisaufrtrieb. Nach Verpuffen dieses Rebound-Effekts begann im Jahr 2011 eine längere Phase sinkender Strompreise im Großhandel. Neben dem verhältnismäßig schwachen Wirtschaftswachstum waren vor allem sinkende Preise für Kohle und Allokationsprobleme im ETS-Handel mit CO₂-Zertifikaten für diesen Trend verantwortlich. Auch die stärkere Integration von erneuerbarer Erzeugung aus Wind und Photovoltaik, insbesondere in Deutschland mit der einhergehenden Abnahmeverpflichtung, wirkte in dieser Phase preisdämpfend. Im Jahr 2016 kam es zu einer erneuten Trendwende, die zunächst durch steigende Kohlepreise ausgelöst und später auch durch stärkere Impulse zur CO₂-Vermeidung gestützt wurde.

Beginnend mit 1. Oktober 2018 kam es in einer Phase steigender Preise zudem zur Trennung der gemeinsamen Preiszone zwischen Österreich und Deutschland. Das relativ kleine österreichische Marktgebiet wurde folglich

als eigenständige Gebotszone in die europäische Marktkopplung integriert. Das Ausmaß grenzüberschreitender Kontrakte zwischen dem österreichischen und dem deutschen Markt obliegt seither Kapazitätsbeschränkungen, welche je nach europäischer Marktlage zu Preisdifferenzen (Spreads) zwischen Österreich und Deutschland führen können. Vor allem in den ersten Monaten nach erfolgter Preiszonentrennung kam es zu erheblichen Preisaufschlägen in Österreich im Vergleich zum deutschen Marktgebiet. Nachdem gewisse Unsicherheiten und entsprechende Phase-In-Effekte überwunden waren, etablierten sich deutlich moderatere Spreads zwischen Österreich und Deutschland, welche auch starke saisonale Unterschiede zwischen Sommer und Winter aufweisen.

In jüngster Vergangenheit waren es vor allem die Folgen der Covid-Krise, die erhebliche Auswirkungen auf den Stromgroßhandel hatten. Die unvorhergesehenen Einschränkungen für Wirtschaft und Gesellschaft im Rahmen der Pandemiebekämpfung führten zu stark fallenden Preisen und einem Spotpreisniveau von etwa 20 EUR/MWh, dem niedrigsten Niveau seit dem Beginn der Marktliberalisierung. Dieses historische Tief war jedoch nicht von langer Dauer. Bereits im zweiten Halbjahr 2020 zeigte sich ein erneuter Aufwärtstrend, der vor allem auf stark steigende CO₂-Preise und die verhältnismäßig schwache Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zurückzuführen war. Zuletzt erzeugten auch steigende Brennstoffpreise weiteren Preisdruck. Im zweiten

Quartal 2021 hat sich so ein beträchtlicher mittlerer Strompreis von über 60 EUR/MWh auf dem Spotmarkt etabliert. Dieser Wert entspricht einem neuen Höchstpreis verglichen mit den historischen Vergleichsquartalen im Frühjahr und unterstreicht so den dynamischen Charakter des Stromgroßhandels.

In Zukunft werden neben der wirtschaftlichen Entwicklung vor allem auch Umwelt- und Kli-

matische wesentliche Auswirkungen auf die Strompreisentwicklung im Großhandel haben. Stärkere Anreize zur Emissionsvermeidung, ambitionierte Ausbaupläne von erneuerbaren Energieträgern, Sektorkopplung, Demand-Side-Response sowie die Weiterentwicklung der europäischen Marktkopplung werden die wesentlichen Elemente eines Großhandelsmarktes sein, der die Energiesystemwende ermöglichen soll.

Großhandel Gas

ENTWICKLUNG DER GASGROSSHANDELSPREISE

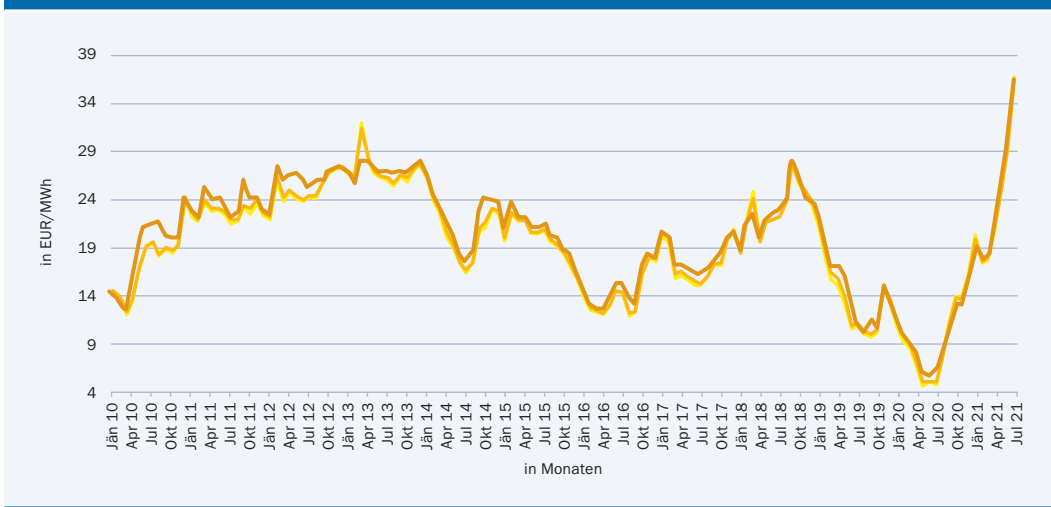
Die Preise am virtuellen Handelspunkt (CEGH-VTP) in Österreich verlaufen weitestgehend im Gleichklang mit den Gebieten Net Connect Germany (NCG) sowie Titel Transfer Facility (TTF). Am CEGH-OTC Day-Ahead-Markt musste im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2021 im Mittel ein Aufpreis von rund 0,87 EUR/MWh zum TTF berücksichtigt werden. Zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und NCG beträgt der durchschnittliche Preisunterschied im Betrachtungszeitraum 0,67 EUR/MWh.

Zum Stichtag 5. Juli 2021 wurde der höchste Jahresdurchschnittspreis mit 27,2 EUR/MWh im Jahr 2013 erreicht. Das Jahr 2020 hingegen war im Betrachtungszeitraum mit 10,09 EUR/MWh jenes mit dem niedrigsten Preisniveau im Jahresdurchschnitt. Bei diesen Preisentwicklungen hat die

COVID-19-Pandemie gänzlich unvorhersehbare Dynamiken und große Herausforderungen für die globalen Energiemärkte bereitgehalten. So entfällt auch der niedrigste Monatswert auf Juni 2020 mit einem Durchschnittspreis von 5,96 EUR/MWh. An einzelnen Tagen lag der Preis sogar unter 5 EUR/MWh. Seit dem zweiten Halbjahr 2020 ist die Tendenz der Gaspreise wieder steigend. Der höchste Monatsdurchschnittswert im Betrachtungszeitraum, beginnend mit 2010, konnte am bilateralen CEGH-OTC im Juni 2021 mit 29,19 EUR/MWh erreicht werden. Der zweithöchste Monatsdurchschnittspreis konnte im September 2018 mit 28,27 EUR/MWh beobachtet werden.

Bei der Betrachtung der Ölpreise (Brent) und Gaspreise (Lieferort Österreich) jeweils für das Folgemonat fällt auf, dass es immer wieder Zeiten des Gleichklangs und Zeiten eines entkoppelten Verlaufes gibt. Auch wenn sich

PREISE DAY-AHEAD BILATERALER HANDEL VON 2010 BIS 2021

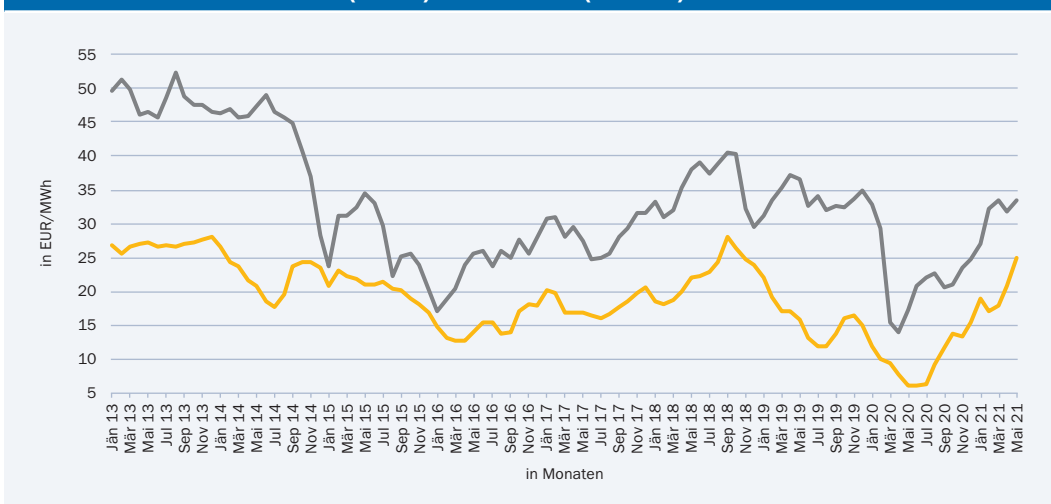


— TTF
— CEGH
— NCG

Abbildung 23
Day-Ahead-Spotmarktpreise
Gas

Quelle: Reuters

PREISE MONTH-AHEAD GAS (CEGH) UND BRENT (NYMEX) VON 2013 BIS 2021



— Brent
— Gas

Abbildung 24
Month-Ahead-Forwardpreise
Gas und Erdöl

Quelle: Nymex, Reuters

der Trend weg von Langfristverträgen und hin zum Kurzfristhandel bewegt, ist der Verlauf der Ölpreise nach wie vor für bestehende Gaslangfristverträge relevant und entscheidend für die Wirtschaftlichkeit. Die Entkopplung im Jahr 2018 wurde stark vom globalen LNG-Überangebot getrieben, wodurch auch das Gaspreisniveau stark gesunken ist. Der stärkste Preiseinbruch im Betrachtungszeitraum der Ölpreise hat im April 2020 stattgefunden, als der Preis an vereinzelt Tagen sogar unter 10 EUR/MWh fiel. Seit der Pandemie ist wieder ein verstärkter gemeinsamer Trendverlauf sichtbar, wobei sich hier sowohl Gas- als auch Ölpreise nach dem pandemiebedingten Preiseinbruch stückweise erholen.

ENTWICKLUNG DER GROSSHANDELSMENGEN

Die Handelsvolumina sind im Betrachtungszeitraum von Jahr zu Jahr gestiegen. Dies betrifft sowohl die bilateral (Kurzfrist- und Langfristmarkt) als auch die börslich gehandelten Volumina (Spot und Future) für Produkte mit Lieferort Österreich. Fasst man sowohl die bilateral am CEGH-OTC als auch die börslich für den Lieferort Österreich gehandelten Volumina für das Jahr 2020 zusammen, so waren diese um rund 143% höher als im Jahr 2013.

ENTWICKLUNG DER IMPORTPREISE IN ÖSTERREICH

Im Zeitraum 2001 bis März 2004 konnte primär eine sinkende Tendenz der Importpreise

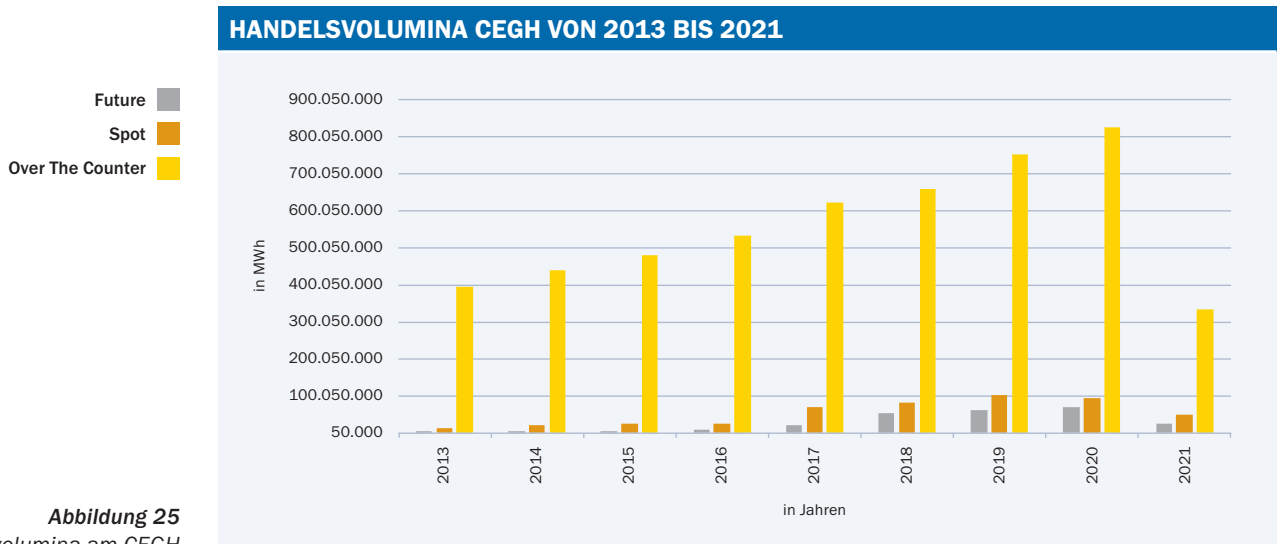


Abbildung 25
Handelsvolumina am CEGH

Quelle: E-Control

IMPORTPREISE VON 2001 BIS 2021



Abbildung 26
Importpreise Erdgas

Quelle: Statistik Austria

in Österreich bemerkt werden. In weiterer Folge sind diese wieder gestiegen, um dann im Oktober 2008 ein Niveau zu erreichen, welches um rund 19% höher als im Jänner 2009 war. Beeinflusst durch die Verschlechterung der Wirtschaftslage Ende 2008 und durch stark gesunkene Ölpreise sind auch die Importpreise in Österreich zeitgleich deutlich gesunken. Im November 2012 wurde wieder ein ähnlich hoher Preis wie im Oktober 2008 erreicht. Nach einem Abschwung in

den darauffolgenden Jahren wurde die letzte Preisspitze im Oktober 2018 erreicht, als die Preise im Monatsmittel etwa auf dem Niveau des Referenzmonats Jänner 2009 lagen. Die COVID-19-Pandemie hat die Energiemärkte im Jahr 2020 spürbar getroffen. Die niedrigsten Importpreise in den Monaten Juli und August 2020 liegen bei etwa 30% des Preises im Jänner 2009. Im weiteren Verlauf ist der Preis bis zum März 2021 bereits wieder auf 67% des Referenzpreises gestiegen.

Endkundenmarkt

ENTWICKLUNG DER STRUKTUR AM ENDKUNDENMARKT

Ein Start mit vertikaler Integration und Konzentrationsbestreben

Die Voll liberalisierung der Strom- (2001) und Gasmärkte (2002) brachte für alle Kundinnen und Kunden die freie Wahlmöglichkeit ihres Energieanbieters. Damals war die Erwartung hoch, dass sich viele Akteure in einem wettbewerblichen Umfeld um die Gunst der Kundinnen und Kunden bemühen würden. Ähnliches konnte man bereits nach der Liberalisierung des Telekommunikationssektors, aber auch der Stromgroßkunden – sie konnten bereits ab 1999 frei wählen – beobachten. Die Entwicklung blieb bei den Kleinkundinnen und -kunden weit hinter den Erwartungen zurück.

Der verhaltene Start in den Wettbewerb war unter anderem durch eine sehr nachteilige strukturelle Ausgangslage der Energieanbieter begründet. Das Eigentum der zumeist vertikalen Energieunternehmen lag mehrheitlich in der öffentlichen Hand. Die Unternehmenslandschaft wurde zu Beginn der Liberalisierung zudem durch Zusammenschlüsse und Beteiligungen neu geformt. Mit diesem Vorgehen wurde das Ziel verfolgt, sich gegen den befürchteten EU-weiten Wettbewerb zu stärken und gleichzeitig den Wettbewerbsdruck untereinander in Grenzen zu halten. Dies prägte anhaltend die Anbieterstruktur und das Verhalten besonders am Kleinkun-

denmarkt und ist auch 20 Jahre danach noch teilweise wirksam.

Struktur am Strommarkt

Das mehrheitliche Eigentum der öffentlichen Hand am größten Stromerzeuger Österreichs – dem Verbund – und den vertikal integrierten Landesgesellschaften hat ihren Ursprung in der Verstaatlichung wichtiger Betriebe nach dem Zweiten Weltkrieg und ist nach wie vor in einem Bundesverfassungsgesetz niedergeschrieben.²

Mehr als 79% aller Stromkundinnen und -kunden waren und sind an die Netze der großen Landesgesellschaften angeschlossen, mit den landeshauptstädtischen Betrieben sind es 91%. Neben diesen großen Unternehmen versorgten besonders in der Steiermark, in Oberösterreich und Tirol auch eine Vielzahl von kleineren Betrieben Kundinnen und Kunden. Insgesamt waren zu Beginn der Liberalisierung rund 135 Elektrizitätsunternehmen mit Netzbetrieb und Kundenversorgung in Österreich aktiv.

Im Jahr 2001, noch kurz vor der Voll liberalisierung des Strommarktes, wurde der große horizontale Zusammenschluss zur Energieallianz weitgehend abgeschlossen. Dabei legten vier wichtige Landesversorger (Wien Energie, EVN, Bewag/Begas, Energie AG) und ein landeshauptstädtisches Unternehmen (Linz AG) ihre Aktivitäten im Stromvertrieb und -handel

² Bundesverfassungsgesetz, mit dem die Eigentumsverhältnisse an den Unternehmen der österreichischen Elektrizitätswirtschaft geregelt werden BGBl. I Nr. 143/1998.

zusammen. Zu diesem Zweck wurden zwei verschränkte Gemeinschaftsunternehmen, die Energieallianz Austria GmbH sowie die e&t Energiehandels GmbH, gegründet.

Der Stromvertrieb erfolgte danach für die Großkunden direkt über die Energieallianz Austria GmbH, während er für Privat- und Gewerbekunden weiterhin über die langjährig bekannten Vertriebsgesellschaften der Gründungsparteien in ihren jeweiligen regionalen Versorgungsgebieten erfolgte. Parallel dazu wurde als „alternativer“ Anbieter für Kleinkundinnen und -kunden in ganz Österreich die Tochtergesellschaft switch GmbH gegründet.³ Durch diese Konstruktion hat sich bereits zu Beginn der Liberalisierung die Anzahl der (potenziellen) Wettbewerber am Strommarkt deutlich reduziert.

Im Jahr 2002 meldeten der Verbund und die Energieallianz die Energie Austria – besser bekannt unter dem Schlagwort „Österreichische Stromlösung“ – mit der Zusammenlegung sowohl ihrer Handelsaktivitäten als auch ihres Großkundenvertriebes an. Die Kommission hat im Juni 2003 diesen Zusammenschluss unter Bedingungen und Auflagen – so musste der Verbund sein eigenes Großkundengeschäft an einen unabhängigen Dritten verkaufen – genehmigt. Damit wurde der Zusammenschluss der wichtigsten österreichischen Stromunternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette erlaubt. Er wurde aber letztlich nie voll umgesetzt.

Im Jahr 2005 stieg der Verbund mit einer eigenen Vertriebstochter wieder ins Endkundengeschäft ein. Damit wurde eine EU-Auflage durch die Österreichische Stromlösung nicht mehr erfüllt, diese fand so ihr implizites Ende.

Im Jahr 2006 schieden die Energie AG und die Linz AG aus der Energieallianz aus. Das Ausscheiden der beiden Unternehmen führte nur kurzfristig zur Verringerung der Konzentrationswerte. Mit 1. Juli 2007 wurde die Vertriebstätigkeit der Energie AG und der Linz AG in der neu gegründeten Tochtergesellschaft ENAMO zusammengeführt. Der Großkundenvertrieb erfolgte direkt über die ENAMO, während das Kleinkundengeschäft analog zum Modell der Energieallianz über die langansässigen Vertriebsgesellschaften lief. Die Konzentrationsrate stieg dementsprechend wieder an.

Neben den großen Zusammenschlüssen führten zu Beginn der Liberalisierung vor allem die Landesversorger weitere kleinere Übernahmen und Beteiligungen von/an kleineren Stromunternehmen durch, wie beispielsweise die Fusion der SAFE (Landesversorger Salzburg) mit den Stadtwerken Salzburg zur Salzburg AG oder die Beteiligung der TIWAG an den Innsbrucker Kommunalbetrieben.

Charakteristisch für den österreichischen Strommarkt waren und sind zudem Kreuzbeteiligungen zwischen Landesgesellschaften untereinander bzw. mit dem Verbund. Diese Beteiligungen waren nur bedingt von finanzi-

³ Ebenfalls gegründet wurde die Naturkraft GmbH, sie trat etwas später auch als Stromanbieter auf.

ellem Interesse geprägt, sie dienten eher als Möglichkeit, nachteilige strategische Unternehmensentscheidungen besonders des Verbundes und der EVN zu verhindern.

Struktur am Gasmarkt

Vergleichbar zur Strombranche waren und sind die bedeutendsten Eigentümer der österreichischen Gasunternehmen ebenfalls im öffentlichen Bereich (Länder und Gemeinden) zu finden, obwohl dies nicht in einem Bundesverfassungsgesetz festgeschrieben ist. Lediglich die OMV als Hauptgasimporteur und -produzent Österreichs befindet sich nach mehreren Teilprivatisierungen schon längere Zeit nicht mehr Mehrheitlich im öffentlichen Eigentum. Aufgrund des geringeren Verbreitungsgrades der Gasversorgung gibt es deutlich weniger kleine Gasunternehmen. Zu Beginn der Liberalisierung waren rund 20 Gasunternehmen im Netzbetrieb und der Kundenversorgung in ganz Österreich aktiv. Mehr als 92% aller Gaskundinnen und -kunden waren an die Gasnetze der damaligen Landesversorger angeschlossen, mit Energie Graz, Linz AG und den Klagenfurter Stadtwerken waren es 97%.

Auch im Gasmarkt haben zwei Zusammenschlüsse die Angebotsstruktur für Endkundinnen und -kunden nachhaltig verändert: der Zusammenschluss zur Energieallianz im Jahr 2001 und zur Eongas im Jahr 2002.

Mit der Gründung der Energieallianz Austria haben die beteiligten Unternehmen auch den

gemeinsamen Vertrieb von Gas organisiert. Im Tochterunternehmen switch GmbH wurde von der Energieallianz neben Strom auch zeitlich verzögert Gas österreichweit an Kleinkundinnen und -kunden vertrieben. In den eigenen Netzgebieten traten die Muttergesellschaften, wie im Strommarkt, mit den eigenen, altbekannten Vertriebsgesellschaften auf. Die Auswirkung dieses Zusammenschlusses war auch im Gasmarkt eine De-facto-Demarkation der Vertriebsgesellschaften Wien Energie Vertriebs GmbH, EVN Vertriebs GmbH und Begas Vertriebs GmbH und hat die (potenzielle) Anbieterlandschaft im Kleinkundenmarkt für Gas dezimiert.

Im Folgejahr 2002 kam es zur Gründung der Eongas, der sogenannten österreichischen Gaslösung. Die OMV Erdgas GmbH und die Unternehmen der Energieallianz haben im Juni 2002 die Gründung der Eongas angemeldet. Sie übernahm das Großkundengeschäft der beteiligten Unternehmen und betrieb Gashandel im In- und Ausland. Die Landesgesellschaften übertrugen hierzu ihre Take-or-Pay-Verträge an die Eongas, die das Abnahmerisiko der Erdgasmengen für Großkunden übernahm. Das Abnahmerisiko sowie die Belieferung der übrigen Kundinnen und Kunden verblieb weiterhin bei den Landesgesellschaften. Nach der Zusage verschiedenster Bedingungen der Antragsteller zogen diese den Prüfantrag zurück.

Die vollständige vertikale Integration im Gasmarkt entlang der gesamten Wertschöpfungs-

kette durch die Verbindung der Energieallianz mit der Eongas hatte – im Gegensatz zur Energie Austria – langjährigen Bestand. Erst im Jahr 2015 kam es durch die vollständige Übernahme der Anteile von EVN, Wien Energie und Energie Burgenland durch die OMV AG zur Auflösung der vollständigen vertikalen Integration.

ENTWICKLUNG DER ANBIETER-LANDSCHAFT GAS UND STROM

Mit der Liberalisierung lösten sich die Gebietsmonopole der Belieferung am Endkundenmarkt auf. Den rund 135 Stromversorgern und 20 Gasversorgern war es nun erlaubt, in allen anderen Netzgebieten ihre Energie zu verkaufen. Diese Möglichkeit wurde zwar im Großkundengeschäft wahrgenommen, im Kleinkundensegment boten sie aber fast durchgehend nur im eigenen Netzgebiet unter ihrer altbekannten Vertriebsmarke an.

Nur wenige neue Anbieter traten als österreichweit tätige Stromlieferanten für Kleinkundinnen und -kunden auf den Plan. Sie waren oftmals Tochtergesellschaften der langansässigen Unternehmen. Neben der Energieallianz mit switch und der Naturkraft gründeten auch andere etablierte österreichische Elektrizitätsunternehmen „alternative“ Vertriebstöchter im Kleinkundensegment. Unsere Wasserkraft⁴ der heutigen Energie Steiermark und MyElectric⁵ von der Salzburg AG boten von Beginn an Strom für Kleinkundinnen und -kunden in ganz Österreich an. Parallel dazu entschlossen sich die zwei Landesversorger

Kelag und VKW dazu, direkt österreichweit und die Innsbrucker Kommunalbetriebe und die Stadtwerke Klagenfurt in einigen anderen Netzgebieten Strom anzubieten. Zwei unabhängige inländische Marktteilnehmer, die oekostrom und die Alpen Adria Energie, fanden als damalige Nischenanbieter für Ökostrom bereits früh ihren Platz. Nur ein ausländisches Unternehmen – die EnBW Austria – war zu Beginn kurz am Endkundenmarkt vertreten, verließ ihn aber nach wenigen Jahren wieder. Große ausländische Energiekonzerne, wie EdF, RWE und EnBW, zogen es damals vor, durch eigentumsrechtliche Beteiligungen an großen Landesenergieversorgern am österreichischen Markt Fuß zu fassen.

MyElectric und Unsere Wasserkraft weiteten ihre Produktpalette für Kleinkundinnen und -kunden nach dessen Liberalisierung auf dem Gasmarkt aus, switch im Jahr 2006. Von den angestammten Gasunternehmen wurden die Kelag und die Erdgas OÖ – später unter der Marke gasdiskont bekannt – bereits früh in ganz Österreich tätig.

Im Jahrzehnt nach der Liberalisierung veränderte sich die österreichweite Anbieterzahl nur geringfügig. Im Jahr 2010 waren zu den oben erwähnten österreichweit tätigen Stromunternehmen der Verbund, die Energie Klagenfurt, Weizer Naturenergie und die Stadtwerke Wels am Kleinkundenmarkt hinzugekommen. Daneben begannen weitere angestammte Unternehmen, in manchen (nicht allen) anderen Netzgebieten ihren

⁴ Gegründet wurde „Unsere Wasserkraft“ nach der Liberalisierung des Strommarktes im Sommer 2001 von Raiffeisen Ware Austria (80%) und Verbund (20%). Mit 1. Jänner 2003 übernahm die Energie Steiermark die Anteile der Raiffeisen Ware Austria. Kurze Zeit später erweiterte „Unsere Wasserkraft“ sein Angebot um das Produkt Gas. 2004 übernahm die Energie Steiermark die Anteile des Verbundes und ist seither alleiniger Eigentümer.

⁵ Gegründet wurde MyElectric von der Salzburg AG. Mit Ende 2001 beteiligte sich der Verbund mit 50% an My Electric, gab diese Anteile im Zuge des Verfahrens zur Energie Austria aber wieder an die Salzburg AG zurück. Im Jahr 2005 übernahm die TIWAG 50% von MyElectric und übergab diese mit Anfang 2015 wieder an die Salzburg AG.

Strom anzubieten. Im Gasmarkt waren noch weniger Aktivitäten neuer österreichischer Anbieter zu beobachten.

Die ersten größeren Veränderungen in der Anbieterlandschaft setzten im Jahr 2011 ein. Vom Gasmarkt ausgehend entstand verstärktes Interesse von aus- und inländischen Unternehmen am österreichischen Kleinkundenmarkt. Als Erstes trat das deutsche Unternehmen goldgas – heute als VNG-Tochter dem EnBW Konzern zuzurechnen – am Kleinkundenmarkt auf. Das Interesse stieg auch von österreichischer Seite merkbar an. Hier war es schlaustrom, ein oberösterreichisches Unternehmen, das Ende 2011 begann, den Kleinkundenmarkt für Strom und Gas zu beleben. Es folgten weitere in- und ausländische Gas- und Stromanbieter. Sie waren Tochterunternehmen von großen Energiekonzernen, aber auch von kleinen proaktiven (auch angestammten) Energieversorgern oder Stadtwerken, Start-ups oder aber aus der Mineralölbranche stammend wie beispielsweise Maxenergy und Montana.

Die neue Dynamik von Markteintritten gewann besonders ab dem Jahr 2014 an Kraft. Sie hatte im Jahr 2016 ihren Höhepunkt, als neun Stromanbieter und zehn Gasanbieter neu am österreichischen Markt dazukamen. Insgesamt, von 2011 bis 2020, traten 30 neue Strom- und 31 neue Gasanbieter ins Kleinkundengeschäft ein. Sie boten von Beginn an bundesweit ihre Produkte an.⁶

Herkunftsländer der neuen Akteure waren zum Großteil und dabei zu etwa gleichen Teilen Österreich und Deutschland. Anbieter stammten aber auch aus Estland, Irland, Polen, der Schweiz und Ungarn. Die neuen Lieferanten konnten durchwegs am Markt Fuß fassen. Es haben nur drei ausländische Lieferanten für Kleinkundinnen und -kunden – Vitalis, PST Europe Sales und Care Energy – den Markt wieder verlassen.

Zu den Neueintritten aus Österreich kommen zählen Gründungen von Tochtergesellschaften langansässiger Unternehmen, aber auch vollkommen neue, unabhängige Unternehmen und Start-ups. Parallel dazu betätigten sich im Gas- und Strommarkt immer mehr angestammte österreichische Lieferanten auch außerhalb ihres Netzgebietes. Sie schufen dafür manchmal auch neue Vertriebsmarken – wie beispielsweise Franz Extrem oder pullstrom – und belebten so weiter den Wettbewerb.

Interessant zu beobachten war, dass vermutlich durch Synergien im Vertriebsgeschäft und Cross-Selling-Vorteile typische Stromanbieter sukzessive begannen, auch Gas anzubieten sowie umgekehrt. Beispielsweise vertrieben der Verbund ab dem Jahr 2014 und die oekostrom GmbH ab dem Jahr 2017 auch Gas. Umgekehrt entschloss sich goldgas im Jahr 2017 – sechs Jahre nach dem Einstieg in den Gasvertrieb – auch Strom für Kleinkundinnen und -kunden anzubieten. Andere Eintretende starteten von Beginn an in beiden Märkten. Lediglich vier der seit 2011 hinzugekommenen Gaslieferanten

⁶ Im Gasmarkt begannen manche in der Regelzone Ost und dehnten etwas später das Geschäft auf die Regelzone Tirol und Vorarlberg aus. In manchen Fällen war es auch umgekehrt.

ANBIETER HAUSHALTE 2003 BIS 2020

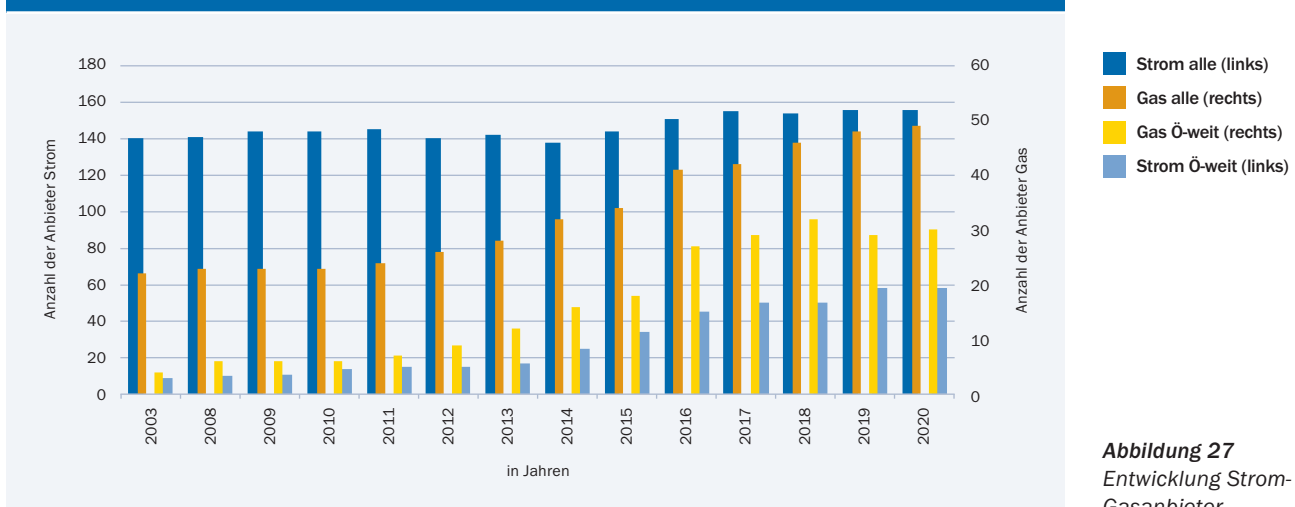


Abbildung 27
Entwicklung Strom- und Gasanbieter

Quelle: E-Control

und fünf der Stromlieferanten bieten heute nur in einem der beiden Märkte an.

Mit den Neueintritten stieg auch die Anzahl der Anbieter für Kundinnen und Kunden in den einzelnen Netzgebieten von einigen wenigen auf eine nennenswerte Zahl an. Im Jahr 2020 konnte ein österreichischer Haushalt zwischen 58 österreichweiten Stromanbietern und 31 Gasanbietern wählen (Abbildung 27). Die Zahl der Anbieter könnte aber auch regional und temporär höher sein, da manche nicht ganzjährig oder einige nie österreichweit, aber in einigen Netzgebieten, aktiv waren.

Neben den Neueintritten schlägt sich auch die Ausdehnung der Aktivitäten außerhalb

des eigenen Netzgebietes in den Zahlen der Lieferanten nieder, die Groß- und/oder Kleinkunden in den einzelnen Netzgebieten tatsächlich halten. Im Jahr 2019 gab es Netzgebiete, in denen bis zu 80 Stromlieferanten und bis zu 45 Gaslieferanten Kundinnen und Kunden hielten. Es zeigte sich aber auch ein gegenteiliges Bild, wo in einzelnen Netzgebieten weniger als 20 Stromlieferanten und weniger als 10 Gaslieferanten Groß- und Kleinkunden belieferten.

KONZENTRATIONSENTWICKLUNG – KLEINKUNDENMARKT STROM UND GAS

Die Marktkonzentration am Endkundenmarkt hat sich mit den Zusammenschlüssen gleich zu Beginn der Liberalisierung drastisch er-

Tabelle 1
Marktkonzentration im
Haushaltsbereich

MARKTKONZENTRATION IM HAUSHALTSBEREICH					
Strom Haushalte C5			Gas Haushalte C4		
	vor 2001	nach Energieallianz		vor 2001	nach Energieallianz
Haushalte	62,3	74,7	Haushalte	89,6	100*

*Berechnung Regelzone Ost ohne kleine Stadtwerke

Quelle: E-Control

höht. Mit der Bildung der Energieallianz stiegen die Marktanteile der fünf größten Lieferanten (C5) im Kleinkundenmarkt Strom und der vier größten im Gas (C4) in der Regelzone Ost deutlich an. Die Bildung der Energie Austria und der Eongas wirkten sich zwar kaum auf den Kleinkundenmarkt, aber ähnlich nachteilig auf den Großkundenmarkt aus. Damals mögliche Konzentrationsberechnungen auf Bundes- bzw. Regelzonenebene zeigen das Ausmaß der Steigerungen vor und nach dem Zusammenschluss zur Energieallianz im Haushaltsbereich. Im Strommarkt wurden 74,7% der Haushalte von den fünf größten und im Gasmarkt nahezu 100% der Haushalte von den vier größten Anbietern bedient (siehe Tabelle 1).

In den Folgejahren gab es in der Konzentrationsentwicklung für Kleinkundinnen und -kunden zaghafte Bewegungen nach unten, aber auch nach oben. Im Jahr 2010 lag sie auf einem leicht niedrigeren Niveau in beiden Märkten. Diese Berechnungen basierten jedoch immer auf einer gesamtösterreichischen Betrachtung.

In den Branchenuntersuchungen für Strom und Gas der Bundeswettbewerbsbehörde (BWB)⁷ und der E-Control von 2004 bis 2006 wurde auf die in Österreich traditionell vorherrschenden föderalen Strukturen der Energiewirtschaft hingewiesen. Für den Kleinkundenmarkt kam man zu dem Schluss, dass aufgrund der geringen Wechselaktivität, der damit anhaltend sehr hohen Marktanteile der angestammten Unternehmen im eigenen Netzgebiet gemeinsam mit deren geringer Bereitschaft, außerhalb ihres Netzgebietes aktiv zu werden, das wettbewerblich relevante Gebiet zur Konzentrationsmessung des Kleinkundenmarktes das Netzgebiet und nicht das Bundesgebiet ist. Diese Annahme wurde durch zwei weitere Untersuchungen der E-Control im Jahr 2010⁸ und 2021⁹ erneut bestätigt.

Wettbewerbliche Konzentrationsberechnungen am Kleinkundenmarkt erfolgen seither auf Netzgebietesebene. Der Einsatz des hierzu am besten geeigneten Maßes, des Herfindahl-Hirschman Index (HHI), war mit einer vollständigen Datenlage erst seit dem Jahr 2014 möglich. Dieser würde ab einem Niveau von

⁷ Siehe BWB, Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft und allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft.

⁸ Siehe E-Control, Marktuntersuchung Lieferanten Strom gem. § 21 Abs 2 E-ControlG, 2010.

⁹ Siehe E-Control, Untersuchung der Wettbewerbsstruktur und der kartellrechtlichen Marktdefinition im Endkundenmarkt Strom gem. § 21 Abs 2 E-ControlG, 2021.

1.800 und darunter auf eine niedrige Konzentration im betreffenden Markt hinweisen.

Der HHI für Kleinkundinnen und -kunden in Österreich für Strom und Gas zeigt, dass die Marktkonzentration seit 2014 in nahezu allen Netzgebieten eine sinkende Tendenz aufweist. Dies lässt sich mit der Zunahme an Anbietern und den höheren Wechselzahlen erklären. Die Entwicklung zeigt sich für den Strom- und Gasmarkt, wobei sich zuletzt in beiden Märkten der Trend nach unten etwas einbremste.

Im Strommarkt für Kleinkundinnen und -kunden lag für das Jahr 2019 der HHI in der Mehrzahl der derzeit über 120 Netzgebiete zwischen 7.400 und 9.400. Es gab aber

auch Extremwerte von 10.000 (d. h., ein Unternehmen bediente alle Kleinkundinnen und -kunden im Netzgebiet) und von 4.920 (Abbildung 28).

Im Kleinkundenmarkt für Gas ergab sich zuletzt für das Jahr 2019 ein HHI mit der Bandbreite von 4.560 bis 9.330, wobei in den meisten Netzgebieten der HHI zwischen 5.600 und 8.300 lag. Geografisch zeigt sich sowohl für den Strom- als auch für den Gasmarkt, dass die Konzentration bzw. der HHI in Westösterreich am höchsten und in Oberösterreich und der Steiermark am niedrigsten ist. Vergleicht man dies mit den Wechselzahlen, so bedingen hohe Wechselzahlen auch niedrigere Konzentration und umgekehrt (Abbildung 29).

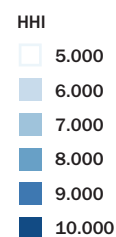
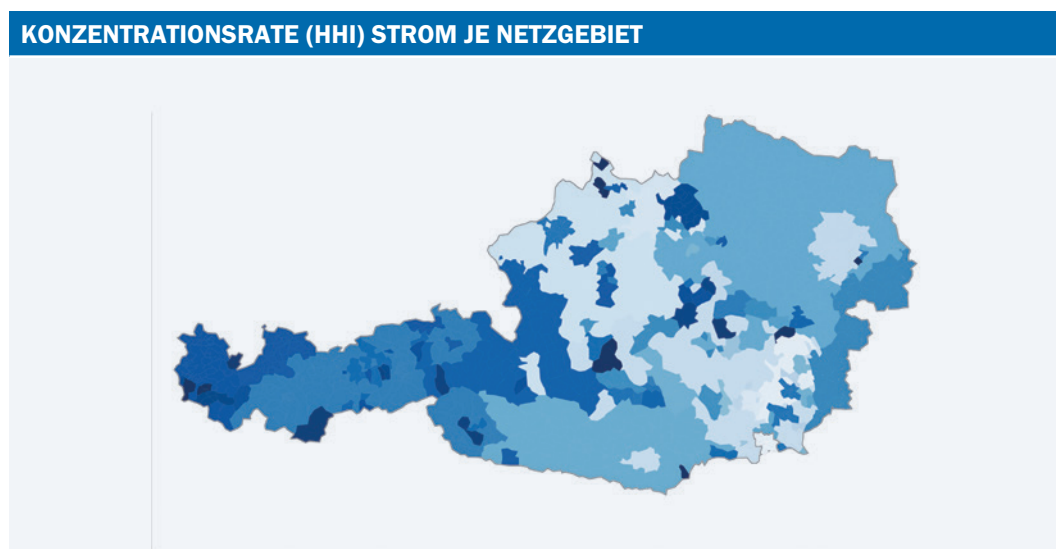


Abbildung 28
Konzentrationsrate (HHI)
Strom je Netzgebiet – Klein-
kundinnen und -kunden

Quelle: E-Control

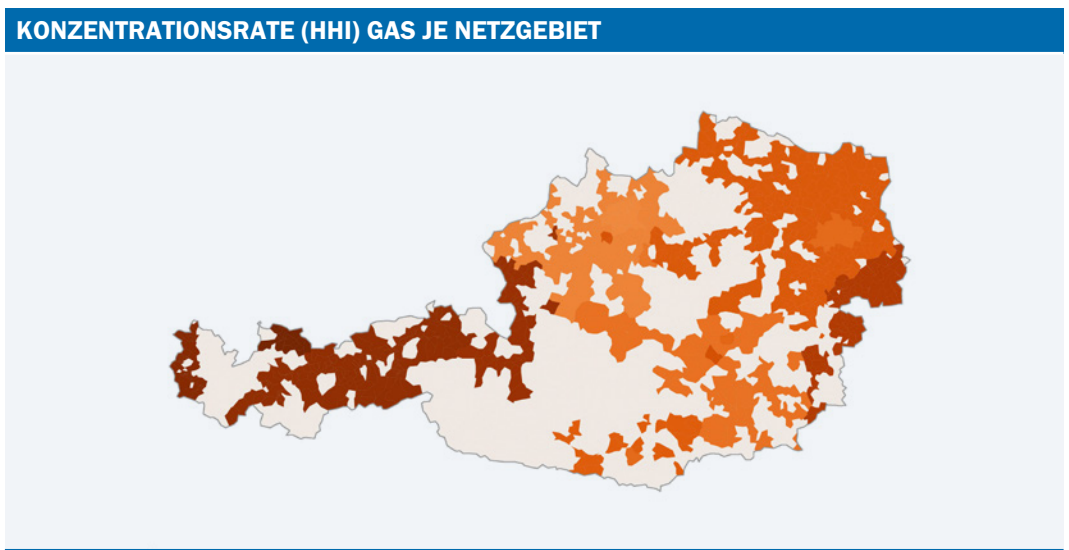


Abbildung 29
Konzentrationsrate (HHI)
Gas je Netzgebiet – Klein-
kundinnen und -kunden

Quelle: E-Control

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Konzentration im Kleinkundenmarkt für Strom und Gas trotz gestiegener Wechselzahlen und vieler neuer Anbieter nach wie vor hoch bis sehr hoch ist. Das gilt für alle Netzgebiete. Das heißt, dass trotz der gestiegenen Möglichkeiten der Großteil der Kleinkundinnen und -kunden ihren angestammten Lieferanten im Netzgebiet behielten oder wieder zu ihm zurückkehrten.

WECHSELRATEN AM ENDKUNDENMARKT **Strom**

Insgesamt wechselten bis Ende 2020 über 1,8 Millionen Haushalte ihren Stromlieferanten, was einem Anteil von 40% entspricht. Bei den Nicht-Haushalten liegt die kumu-

lierte Wechselrate ebenfalls bei 48%. Darin enthalten sind auch Mehrfachwechsler. 79% der Kundinnen und Kunden werden nach wie vor vom lokalen Lieferanten beliefert. Diese Gruppe teilt sich in Haushalte auf, die noch nie gewechselt haben und Haushalte, die wieder zu ihrem lokalen Lieferanten zurückgewechselt sind.

In den ersten Jahren nach der Liberalisierung lag die Wechselrate etwa bei 1%. Erst im Jahr 2014 stieg die Wechselrate bei den Haushalten von 1,7% auf 3,7%. Gründe dafür dürften der verstärkte Eintritt alternativer Lieferanten und der damit verbundene Anstieg der Einsparpotenziale sein. Die höchste Wechselrate wurde 2017 mit 4,3% verzeichnet. 2018

und 2019 lagen auf ähnlichem Niveau, während 2020 die Wechselrate pandemiebedingt wieder auf 3,7% zurückging. Bei den Nicht-Haushalten zeigt sich ein ähnliches Bild, wobei man hier bereits im Jahr 2007 erstmals eine Wechselrate über 2% verzeichnete. Im Jahr 2019 wurden mit einer Wechselrate von 4,6% die bisher meisten Versorgerwechsel registriert.

Regional kommt es zu größeren Unterschieden. Die höchsten Wechselraten bei den Haushaltkunden werden in Oberösterreich, Niederösterreich und Wien beobachtet. Demgegenüber liegt die Wechselrate in Vorarlberg und Salzburg nur bei knapp über 1%. Auffällig ist auch, dass in der Steiermark bereits sehr früh, nämlich im Jahr 2014, die höchste

Wechselrate verzeichnet wurde. Danach ging die Wechselrate zurück. Bei den Nicht-Haushalten zeigt sich ein ähnliches Bild.

Gas

Im Gasbereich zeigt sich ein ähnliches Bild wie im Strombereich. Von 2003 bis 2010 lag die Wechselrate bei den Haushalten unter einem Prozent. Bis 2013 wurden dann jährliche Steigerungen verzeichnet, wobei die Wechselraten noch immer sehr niedrig waren. Erst 2014 konnte die erste nennenswerte Steigerung von 2,4% auf 4,2% beobachtet werden. 2015 kam es dann zu einem leichten Rückgang. Danach stieg die Wechselrate an und erreichte 2018 mit 6,3% ihr bisheriges Maximum. 2019 lag auf einem ähnlichem Niveau. Die größere Anzahl von Versorgern und das ab Mitte 2015

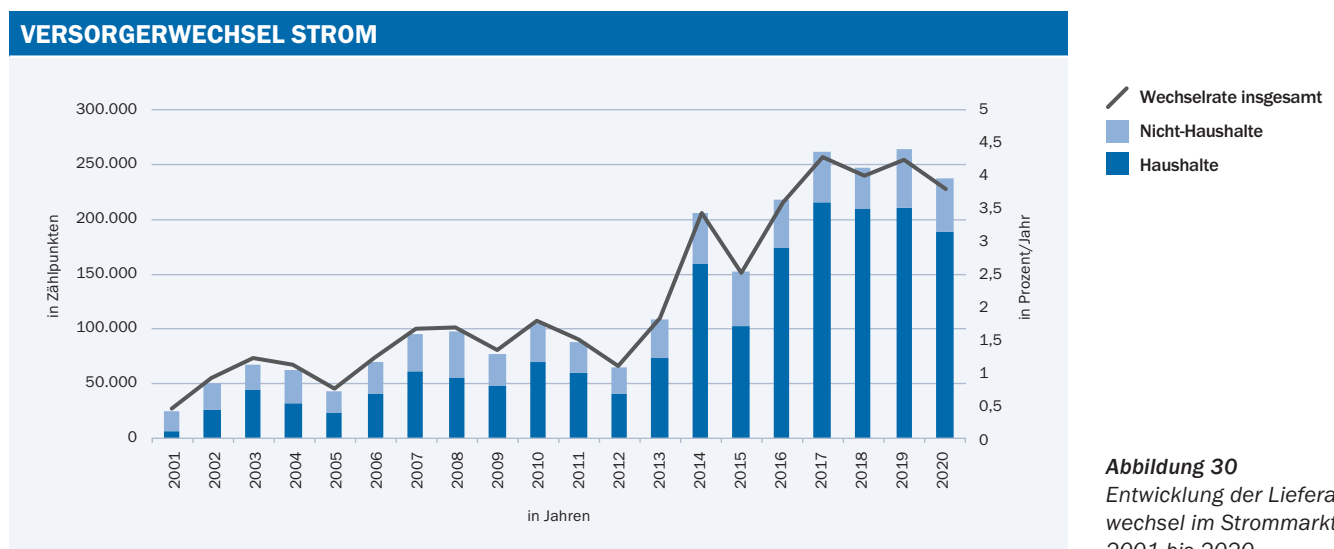


Abbildung 30
Entwicklung der Lieferantenumschälung im Strommarkt 2001 bis 2020

Quelle: E-Control

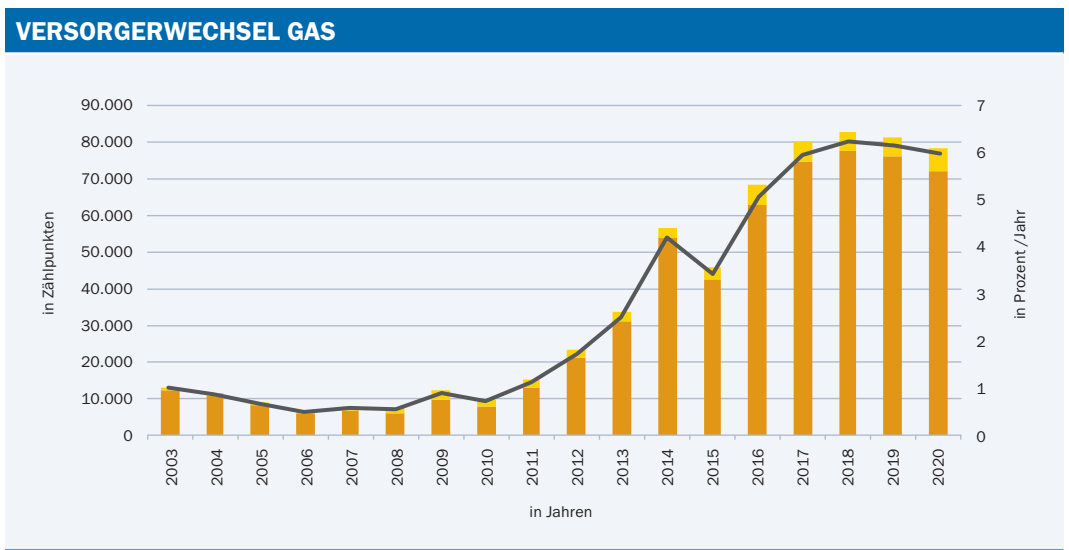


Abbildung 31
Entwicklung der Lieferantenwechsel im Gasmarkt 2003 bis 2020

Quelle: E-Control

steigende Einsparpotenzial bei einem Versorgerwechsel dürften den Ausschlag für die steigende Anzahl von Versorgerwechseln gegeben haben. 76% der Kundinnen und Kunden sind noch oder wieder bei ihrem lokalen Versorger, wobei sich regionale Unterschiede zeigen.

Im Bundesländervergleich werden die höchsten Wechselraten bei den Haushalten in Oberösterreich, Kärnten und Niederösterreich verzeichnet, wobei die Wechselrate in Oberösterreich in den letzten Jahren bei rund 9% lag. In Vorarlberg und Tirol finden die wenigsten Versorgerwechsel statt. Hier lag die Wechselrate auch 2020 noch bei 2,5% bzw. 3%. Bei den Nicht-Haushalten lag die Wechselrate zweimal über 11%, 2016 in Oberösterreich und 2020 in Kärnten. Es ist auffällig,

dass 2020 die Wechselrate bei den Nicht-Haushalten wieder stark anstieg. In drei Bundesländern wurden die höchsten Wechselraten seit Liberalisierungsbeginn gemessen.

In den Wechselraten nicht berücksichtigt sind Wechsel innerhalb eines Lieferanten, bei denen Endverbraucherinnen und -verbraucher ein anderes Produkt wählen. Diese Produktwechsel nehmen in den letzten Jahren einen immer höheren Stellenwert ein.

PREISENTWICKLUNG AM ENDKUNDENMARKT

Strom

Die Haushaltspreise inklusive aller Steuern und Abgaben lagen in den letzten 20 Jahren im EU-Durchschnitt. Im ersten Halbjahr 2001

betrug der Preis 13,23 Cent/kWh. Demgegenüber lag der Preis im zweiten Halbjahr 2020 bei 21,67 Cent/kWh, was einer nominellen Preissteigerung von fast 64% entspricht. Inflationbereinigt beträgt die Preissteigerung etwa 20%. Bedingt durch eine Änderung der Berechnungsmethode kam es im Jahr 2007 zu einem Preissprung. Im Herbst 2008 wurden bei einigen Lieferanten die Energiepreise erhöht, wodurch es im ersten Halbjahr 2009 zu einer Preissteigerung von 8% gegenüber der Vorperiode kam.

Vergleicht man die österreichischen Preise mit jenen der anderen EU-Staaten, so lag die Abweichung zum EU-Durchschnitt in den letzten zehn Jahren größtenteils unter 5%. Betrachtet man nur den Euroraum, so lagen die Preise 2020 5% unter dem Durchschnitt. Die

niedrigsten Preise werden seit 2004 in Bulgarien gezahlt. 2020 löste Deutschland Dänemark als teuerstes Land ab.

Die Preise der Nicht-Haushalte lagen in den letzten zehn Jahren unterhalb des EU-Durchschnitts. 2020 betrug der Preis inklusive aller Steuern in der Größenklasse 2.000 MWh bis 20.000 MWh 14,21 Cent/kWh. Damit lag der Preis 7% unter dem EU-Durchschnitt und 12% unter dem Durchschnitt des Euroraums. Die höchsten Preise werden in Dänemark gezahlt, die niedrigsten in Finnland und Schweden.

Gas

Die Preise in Österreich liegen seit 2018 auch bei Gas im EU-Durchschnitt. Davor gab es Anfang der 2010er Jahre um bis zu 25% höhere Preise. Die Abweichungen zum Euroraum-

HAUSHALTSSTROMPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH INKL. ALLER STEUERN UND ABGABEN

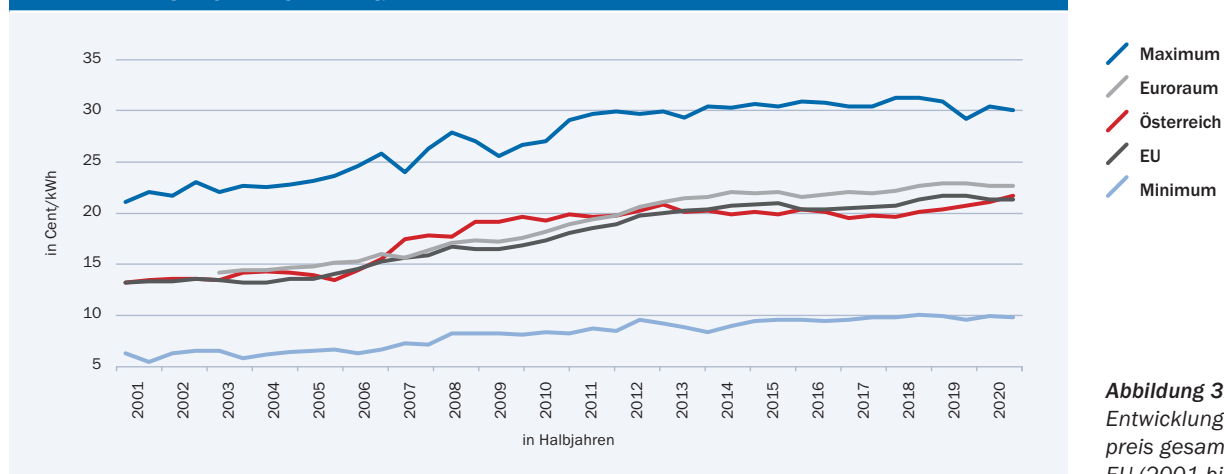


Abbildung 32
Entwicklung Haushaltsstrompreis gesamt – Vergleich mit EU (2001 bis 2020)

Quelle: E-Control

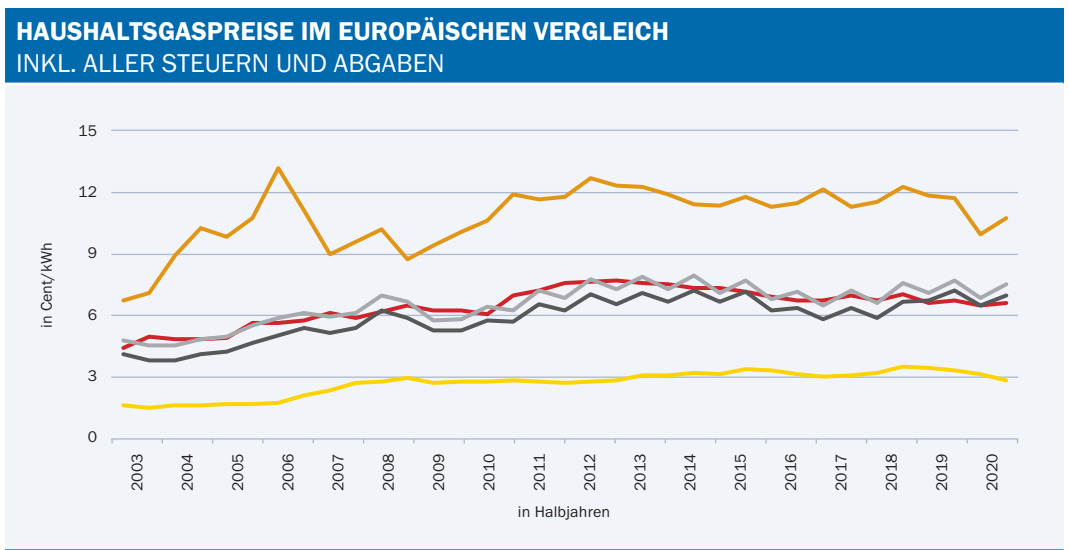


Abbildung 33
 Entwicklung Haushaltsgaspreis gesamt – Vergleich mit EU (2001 bis 2020)

Quelle: E-Control

Durchschnitt sind gering. Seit Beginn der Liberalisierung sind die Preise für Haushalte um über 50% gestiegen und liegen jetzt bei 6,56 Cent/kWh. Im Jahr 2011 stiegen bedingt durch Erhöhungen der Energiepreise die Preise um mehr als 10% gegenüber dem Vorjahr.

Im EU-Vergleich liegt Österreich bei den Haushaltspreisen in den letzten Jahren unter den zehn günstigsten Staaten. Am wenigsten mussten 2020 die Haushalte in Lettland zahlen. Das teuerste Land war mit einer Ausnahme in den letzten zehn Jahren Schweden.

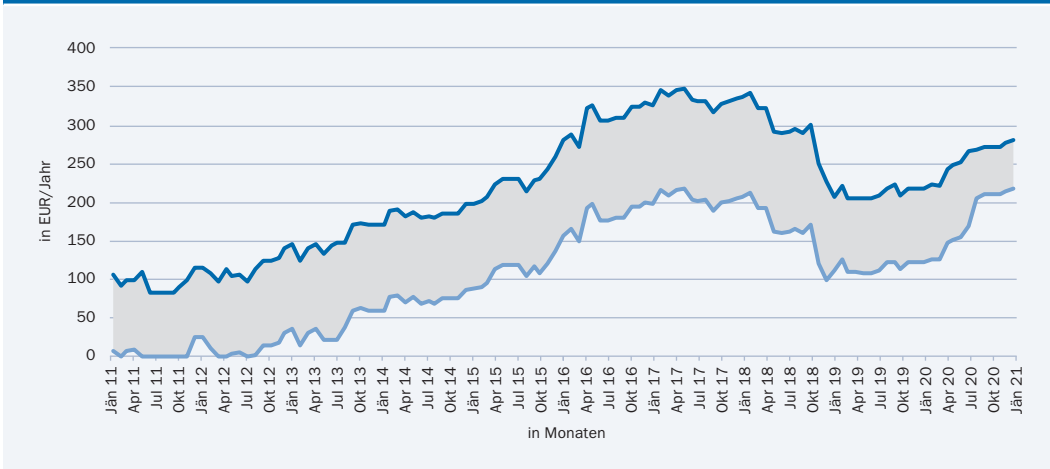
Auch beim Gas lagen die Preise der Nicht-Haushalte in den letzten beiden Jahren unter dem EU- und Euroraum-Durchschnitt. Es gab

jedoch auch Phasen (z. B. 2016 bis 2018), in denen Unternehmen in Österreich mehr als im EU-Durchschnitt zahlen mussten. Die höchsten Preise wurden 2020 in den Niederlanden gezahlt. Davor war neun Jahre lang Schweden das teuerste Land. Die Position des billigsten Landes ist nicht eindeutig besetzt. Hier wechselten sich in den letzten zwei Jahren Belgien, Litauen und Bulgarien ab.

ENTWICKLUNG DER ERSPARNISSE FÜR HAUSHALTE

Die Zunahme von Strom- und Gaslieferanten und der daraus resultierende verstärkte Wettbewerb am Kleinkundenmarkt hatten deutliche Auswirkungen auf die Einsparpotenziale für Haushalte.

STROMKOSTENSPARPOTENZIAL INKL. EINMALIGER WECHSELRABATTE (HAUSHALTE, 3.500 kWh/a)

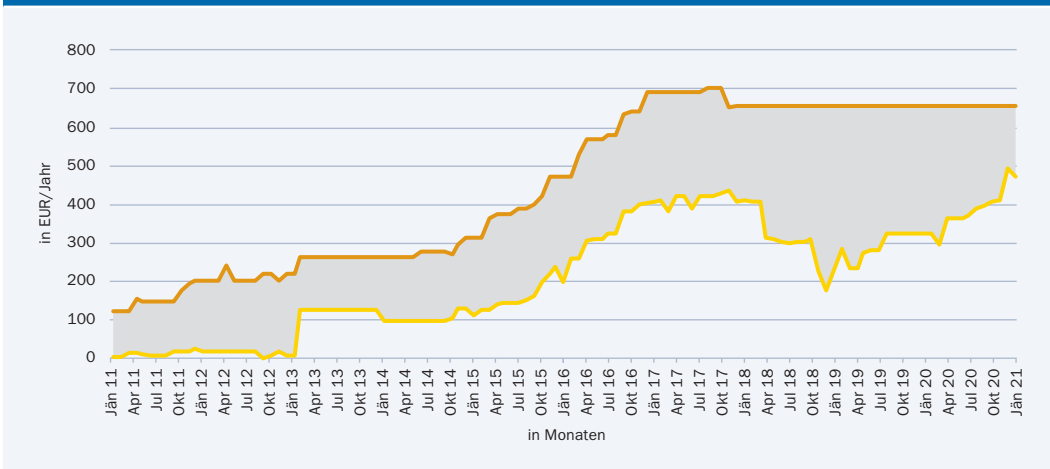


— Maximum
— Minimum

Abbildung 34
Entwicklung des Kosteneinsparpotenzials für einen Stromhaushalt 2011 bis 2021

Quelle: E-Control

GASKOSTENSPARPOTENZIAL INKL. EINMALIGER WECHSELRABATTE (HAUSHALTE, 15.000 kWh/a)



— Maximum
— Minimum

Abbildung 35
Entwicklung des Kosteneinsparpotenzials für einen Gashaushalt 2011 bis 2021

Quelle: E-Control

Während noch im Jänner 2011 die Ersparnisse für einen durchschnittlichen Haushalt beim Wechsel vom angestammten Stromlieferanten zum Bestbieter inkl. Rabatten zwischen sechs Euro in Vorarlberg und 106 Euro in Wien lagen, erreichten sie zu Spitzenzeiten im Mai 2017 einen Wert zwischen 216 Euro in Salzburg und 346 Euro in Oberösterreich.

Eine ähnliche Entwicklung zeigte sich auch am Gasmarkt. 2011 lag das Einsparpotenzial für einen durchschnittlichen Haushalt noch zwischen 0 Euro in Tirol und Vorarlberg und 110 Euro in Wien. Ende 2017 erreichte es ein Rekordhoch zwischen 421 Euro in Tirol und 699 Euro in Klagenfurt.

TARIFKALKULATOR FÜR PREISVERGLEICHE

Bereits wenige Monate nach Gründung der E-Control ging auch der Tarifkalkulator in Betrieb. Seit mittlerweile 20 Jahren ermöglicht er Strom- und Gaskundinnen und -kunden mit einem Verbrauch von bis zu 100.000 kWh Strom bzw. 400.000 kWh Gas, Angebote zu vergleichen, Ersparnisberechnungen durchzuführen und somit den Bestbieter zu finden. Alle Lieferanten sind gesetzlich dazu verpflichtet, ihre Standardprodukte und Preise in den Tarifkalkulator einzupflegen. Dadurch kann die E-Control als einzige Vergleichsplattform einen unabhängigen und umfassenden Preisvergleich gewährleisten.

Eine weitreichende Neugestaltung des Tarifkalkulators wurde erstmals im Jahr 2010

durchgeführt, 2014 ging dann auch der Gewerbetarifkalkulator online. Unternehmen können seither aus unterschiedlichen Lastprofilen und Zählertypen wählen und individuelle Verbrauchsangaben machen. Die Ersparnisberechnung ist seitdem auch für leistungsgemessene Kundinnen und Kunden möglich.

Für Gewerbebetriebe bis zu einem Stromverbrauch von 5 GWh und einem Gasverbrauch von 10 GWh wurde im April 2012 der KMU-Energiepreis-Check eingeführt. Bei einer Abfrage geben Nutzerinnen und Nutzer die Branche und den Energiepreis an. Diese Eingaben zeigen den anderen, ob der von ihnen bezahlte Preis unter- oder oberhalb des Durchschnittspreises liegt.

Aufgrund des Anstieges der Zahl an aktiven Lieferanten am Kleinkundenmarkt verdichtete sich die Angebotspalette im Wettbewerb um Kleinkundinnen und -kunden in den darauffolgenden Jahren zunehmend.

Um diesen und auch zukünftigen Anforderungen entsprechen zu können, wurde der Tarifkalkulator im Jahr 2017 vollständig erneuert. Zu den wesentlichsten Änderungen zählten die Anwendung von Smart-Meter-Lastprofilen und zeitvariablen Produkten, Preisvergleiche für PV-Tarife, Preisvergleiche für Zeiträume von zwei bzw. drei Jahren und Preisverlaufskurven einzelner Produkte. Kundinnen und Kunden haben seitdem auch die Möglichkeit, Produkte nach zusätzlichen Kriterien, wie

„Strom aus Österreich“, zu filtern und sich die Energiekosten, z. B. in Cent/kWh, anzeigen zu lassen.

Die große Bedeutung des Tarifikalkulators lässt sich anhand einiger weniger Kennzahlen aufzeigen: 2020 wurden ca. eine halbe Million Abfragen getätigt, wobei Kundinnen und Kunden zwischen mehr als 150 Strom- und 50 Gasversorgern und insgesamt 3.500 Produkten wählen konnten.

Die Produktvielfalt hat in den letzten Jahren stetig zugenommen. So werden mittlerweile Produkte mit den verschiedensten Eigenschaften (z. B. Bündelprodukte, Produkte mit diversen Rabatten und Vergünstigungen oder Online-Produkte) angeboten.

Eine wesentliche Neuerung am Markt war auch die Einführung der Produkte mit dynamischer Preisanpassung im Jahr 2014. Mit diesen Tarifen war es Kundinnen und Kunden erstmals möglich, von den Entwicklungen am Großhandelsmarkt zu profitieren. Mittlerweile sind je nach Region ca. 16% aller angebotenen Produkte sogenannte Floater.

Die Smart-Meter-Einführung konnte von einigen Lieferanten als Ausgangspunkt für die Entwicklung neuer innovativer Produktgruppen genutzt werden. Zunächst haben sich die Time-of-Use-Produkte am Markt eingefunden, bei denen sich die Preise sowohl tageszeitlich als auch zwischen einzelnen Wochentagen, Wochenenden, Sommer, Winter und

Übergangszeiten unterscheiden können. Das Preisprofil wird dabei vom Lieferanten vor Vertragsabschluss festgelegt, womit ein direkter Vergleich mit den herkömmlichen Produkten möglich ist. Seit 2017 können diese Produkte auch im Tarifikalkulator verglichen werden. Eine weitere Smart-Meter-Option stellen sogenannte Spotmarkt-Produkte dar, die direkt an den zukünftigen Börsenpreis gekoppelt sind. Die sich stündlich ändernden Großhandelspreise werden dabei direkt an die Endkundinnen und -kunden weitergegeben, wobei sich der Lieferant hierfür einen gewissen Aufschlag einbehält. Die Einbindung dieser Produktgruppe im Tarifikalkulator ist momentan in Entwicklung.

In regelmäßigen Abständen werden von der E-Control Branchentreffen veranstaltet, um Nutzerinnen und Nutzern des Tarifikalkulators eine Plattform zum Informationsaustausch über Funktionalitäten, aktuelle Entwicklungen und Trends zu bieten. Dabei werden internationale Gastvortragende eingeladen, die sich beispielsweise über neue Marktmodelle, Preisvergleichstools und technische Neuerungen austauschen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Extremwerte der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher (inkl. Netzverluste) aus stündlichen Leistungsmittelwerten	9
Abbildung 2	Entwicklung der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher sowie Anzahl Zählpunkte	10
Abbildung 3	Inlandsstromverbrauch	11
Abbildung 4	Saisonale Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs	12
Abbildung 5	Bruttostromerzeugung und Engpassleistung	12
Abbildung 6	Vergleich der Bruttostromerzeugung der Jahre 2001 und 2020	13
Abbildung 7	Anteil erneuerbarer Energieträger an der gesamten Bruttostromerzeugung	14
Abbildung 8	Installierte Leistung (Engpassleistung) von Kraftwerksanlagen mit erneuerbaren Energieträgern	15
Abbildung 9	Physikalische Stromimporte und -exporte	16
Abbildung 10	Wasser- und wärmewirtschaftliche Kennzahlen	16
Abbildung 11	Extremwerte der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher exkl. Eigenbedarf und Netzverluste	17
Abbildung 12	Entwicklung des Inlandgasverbrauchs	18
Abbildung 13	Saisonale Entwicklung des Inlandgasverbrauchs	18
Abbildung 14	Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher nach Verbraucherkategorie	19
Abbildung 15	Monatliche Erdgasbilanz (Aufbringung und Verwendung)	20
Abbildung 16	Entwicklung der österreichischen Erdgasspeicher	21
Abbildung 17	Kostenentwicklung Stromnetzbetreiber	31
Abbildung 18	Entwicklung Gasnetztarife bei der Großindustrie	32
Abbildung 19	Entwicklung Gasnetztarife bei Haushalten	32
Abbildung 20	Investitionen in Stromnetze	33
Abbildung 21	Investitionen in Gasnetze	35
Abbildung 22	Wirtschaftsentwicklung und Day-Ahead-Spotmarktpreise bei Strom	38
Abbildung 23	Day-Ahead-Spotmarktpreise Gas	41
Abbildung 24	Month-Ahead-Forwardpreise Gas und Erdöl	41
Abbildung 25	Handelsvolumina am CEGH	42
Abbildung 26	Importpreise Erdgas	43
Abbildung 27	Entwicklung Strom- und Gasanbieter	49
Abbildung 28	Konzentrationsrate (HHI) Strom je Netzgebiet – Kleinkundinnen und -kunden	51
Abbildung 29	Konzentrationsrate (HHI) Gas je Netzgebiet – Kleinkundinnen und -kunden	52
Abbildung 30	Entwicklung der Lieferantenwechsel im Strommarkt 2001 bis 2020	53
Abbildung 31	Entwicklung der Lieferantenwechsel im Gasmarkt 2003 bis 2020	54
Abbildung 32	Entwicklung Haushaltsstrompreis gesamt – Vergleich mit EU (2001 bis 2020)	55
Abbildung 33	Entwicklung Haushaltsgaspreis gesamt – Vergleich mit EU (2001 bis 2020)	56
Abbildung 34	Entwicklung des Kosteneinsparpotenzials für einen Stromhaushalt 2011 bis 2021	57
Abbildung 35	Entwicklung des Kosteneinsparpotenzials für einen Gashaushalt 2011 bis 2021	57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Marktkonzentration im Haushaltsbereich

50

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

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

Für den Inhalt verantwortlich:

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstände E-Control

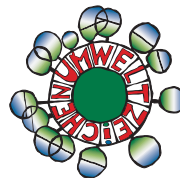
Konzeption & Design:

Reger & Zinn OG

Text: E-Control

Druck: DER SCHALK, 2486 Pottendorf

© E-Control 2021



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

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes:
Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen mitunter die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an alle Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: 6. Juli 2021

