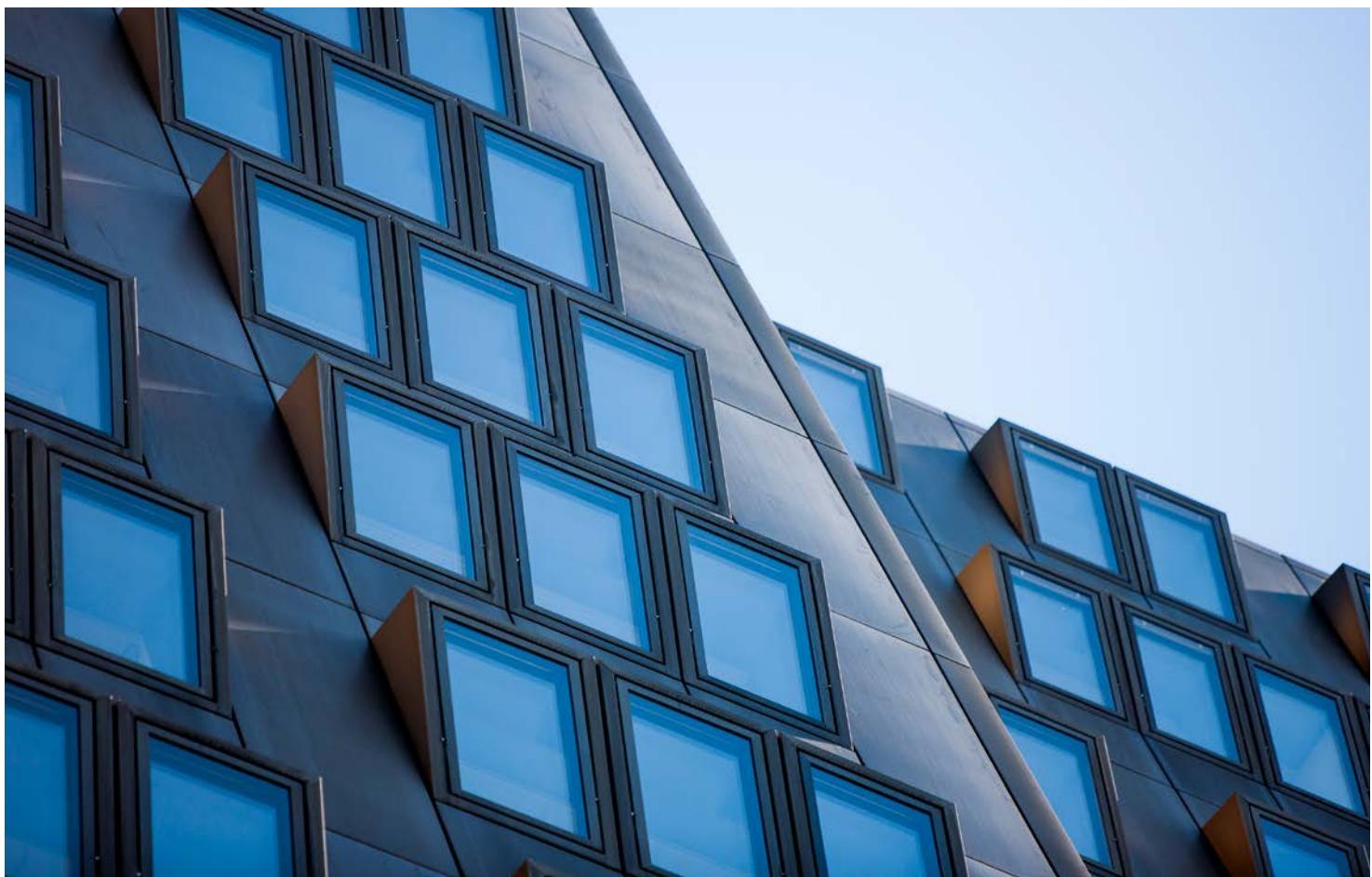




Erdgas – Versorgungssicherheit

Bericht des Rechnungshofes

Reihe BUND 2025/1





Vorbemerkungen

Vorlage

Der Rechnungshof erstattet dem Nationalrat gemäß Art. 126d Abs. 1 Bundes-Verfassungsgesetz nachstehenden Bericht über Wahrnehmungen, die er bei einer Gebarungsüberprüfung getroffen hat.

Berichtsaufbau

In der Regel werden bei der Berichterstattung punkteweise zusammenfassend die Sachverhaltsdarstellung (Kennzeichnung mit 1 an der zweiten Stelle der Textzahl), deren Beurteilung durch den Rechnungshof (Kennzeichnung mit 2), die Stellungnahme der überprüften Stelle (Kennzeichnung mit 3) sowie die allfällige Gegenäußerung des Rechnungshofes (Kennzeichnung mit 4) aneinander gereiht.

Das in diesem Bericht enthaltene Zahlenwerk beinhaltet allenfalls kaufmännische Auf- und Abrundungen. Der vorliegende Bericht des Rechnungshofes ist nach der Vorlage über die Website des Rechnungshofes www.rechnungshof.gv.at verfügbar.

Prüfkompetenz des Rechnungshofes

Zur Überprüfung der Gebarung des Bundes, der Länder, der Gemeindeverbände, der Gemeinden und anderer durch Gesetz bestimmter Rechtsträger ist der Rechnungshof berufen. Der Gesetzgeber versteht die Gebarung als ein über das bloße Hantieren mit finanziellen Mitteln hinausgehendes Verhalten, nämlich als jedes Verhalten, das finanzielle Auswirkungen (Auswirkungen auf Ausgaben, Einnahmen und Vermögensbestände) hat. „Gebarung“ beschränkt sich also nicht auf den Budgetvollzug; sie umfasst alle Handlungen der prüfungsunterworfenen Rechtsträger, die finanzielle oder vermögensrelevante Auswirkungen haben.

IMPRESSUM

Herausgeber:

Rechnungshof Österreich

1030 Wien, Dampfschiffstraße 2

www.rechnungshof.gv.at

Redaktion und Grafik: Rechnungshof Österreich

Herausgegeben: Wien, im Jänner 2025

AUSKÜNFTE

Rechnungshof

Telefon (+43 1) 711 71 – 8946

E-Mail info@rechnungshof.gv.at

facebook/RechnungshofAT

Twitter: @RHSprecher

FOTOS

Cover, S. 8, 9: Rechnungshof/Achim Bieniek



Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	5
Prüfungsziel	11
Kurzfassung	12
Zentrale Empfehlungen	21
Zahlen und Fakten zur Prüfung	23
Prüfungsablauf und -gegenstand	25
Institutionen und Marktteilnehmer im Bereich Erdgas	26
Bedeutung von Erdgas in Österreich	29
Erdgas in Österreich – Energiefluss 2021	29
Erdgasverbrauch und inländische Produktion von Erdgas	30
Importabhängigkeit und Eigenversorgungsgrad	32
Gasmarkt und Infrastruktur	35
Marktgebiete	35
Fernleitungs- und Verteilernetz	36
Gasspeicher	40
Internationale Pipeline-Projekte und Gashandel	45
Infrastruktur für den Import von verflüssigtem Erdgas (LNG)	49
Rechtsrahmen der Gaswirtschaft	51
Liberalisierung der Erdgasmärkte in der EU	51
Erdgasversorgungssicherheit – Rechtsentwicklung auf EU-Ebene	54
Umsetzung des EU-Rechts in Österreich	59
Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes	59
Gewährleistung der Erdgasversorgung durch Markt und Staat	60
Anpassungen in den Jahren 2022 und 2023	63
Erdgasversorgungssicherheit: Zuständigkeiten und Aufgaben	67
Klimaschutzministerium	67
E-Control – Überwachungsfunktion und Berichtswesen	78
Exkurs: Langfristverträge	80
Finanzministerium als Montanbehörde	90



Finanzministerium als Eigentümervertreter der ÖBAG	93
Zuständigkeiten mit Bezug auf die Erdgasversorgung	93
Beteiligungsstrategie des Finanzministeriums für die ÖBAG	97
Beteiligungsmanagement der ÖBAG als Minderheitsaktionär der OMV	100
Grundsätze und Kernaufgaben	100
Beteiligungsstrategie der ÖBAG für die OMV	101
Versorgungssicherheit im Rahmen staatlicher Sicherheitsinteressen	115
Schlussempfehlungen	117
Anhang A	122
Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger	122
Anhang B	124
Ressortbezeichnung und -verantwortliche	124



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Nettoimporttangente und Eigenversorgungsgrad	33
Tabelle 2:	Errichtung, Eigentumsverhältnisse und Vermarktung des Speichers Haidach	41
Tabelle 3:	Internationale Pipeline-Projekte mit Bezug zu Österreich 2002 bis 2022	45
Tabelle 4:	Kooperationspläne im Gashandel und bei Gasspeichern (2007 bis 2014)	47
Tabelle 5:	LNG-Terminals mit Bezug zur OMV	50
Tabelle 6:	Versorgungssicherheit im Bereich Erdgas – Übersicht EU-Recht	55
Tabelle 7:	Voraussetzungen für Energielenkung und Umfang der Maßnahmen	62
Tabelle 8:	Strategische Gasreserve – Ergebnisse der Ausschreibungen	65
Tabelle 9:	Erdgasversorgungssicherheit – Zuständigkeiten des Klimaschutzministeriums	68
Tabelle 10:	Überwachungsaufgaben der E-Control im Bereich des Erdgasmarktes	78
Tabelle 11:	Chronologie des langfristigen Liefervertrags der OMV über russisches Erdgas	82



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Akteure im Bereich Erdgas; Stand Dezember 2023	27
Abbildung 2:	Erdgas in Österreich – Energiefluss 2021	29
Abbildung 3:	Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgern (2005 bis 2022, in Petajoule)	30
Abbildung 4:	Inländische Primärenergieerzeugung (2005 bis 2022, in Petajoule)	31
Abbildung 5:	Energieimporte (2005 bis 2022, in Petajoule)	32
Abbildung 6:	Anteil der Gasimportmengen aus Russland und der physikalischen Erdgasflüsse aus der Slowakei (2010 bis 2023, jeweils in %)	34
Abbildung 7:	Marktgebiete	35
Abbildung 8:	Fernleitungsnetz	36
Abbildung 9:	Liberalisierung und Versorgungssicherheit – EU-Recht im Bereich Erdgas	52
Abbildung 10:	Wettbewerbliche und regulierte Bereiche der Gas-Wertschöpfungskette	60
Abbildung 11:	Einspeicherung von Erdgas in den Jahren 2020 bis 2023 (in GWh)	66
Abbildung 12:	Langfristige Lieferverträge der OMV mit Gazprom (2004 bis 2040)	81



Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
AG	Aktiengesellschaft
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
Art.	Artikel
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BlgNR	Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMWFW bzw.	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft beziehungsweise
ca.	circa
CEGH	Central European Gas Hub AG
COM	European Commission (Europäische Kommission)
d.h.	das heißt
dRGBI.	deutsches Reichsgesetzblatt
EG	Europäische Gemeinschaft
ErlRV	Erläuterungen zur Regierungsvorlage
ESG	Environment, Social, Governance (Umwelt, Soziales, gute Unternehmensführung)
EU	Europäische Union
EUR	Euro
exkl.	exklusive
F&E	Forschung und Entwicklung
f(f).	folgend(e)
G(es)mbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GP	Gesetzgebungsperiode
GWh	Gigawattstunde
Hrsg.	Herausgeber



i.d.(g.)F.	in der (geltenden) Fassung
inkl.	inklusive
km	Kilometer
leg. cit.	legis citatae (der zitierten Vorschrift)
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
m³	Kubikmeter
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MWh	Megawattstunde
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
ÖBAG	Österreichische Beteiligungs AG
ÖBIB	Österreichische Bundes- und Industriebeteiligungen GmbH
ÖIAG	Österreichische Industrieholding Aktiengesellschaft
OGH	Oberster Gerichtshof
OMV	OMV Aktiengesellschaft
OTS	Original Text Service
PJ	Petajoule
rd.	rund
RH	Rechnungshof
RIS	Rechtsinformationssystem des Bundes
RL	Richtlinie
Rz	Randziffer
S.	Seite
TJ	Terajoule
TWh	Terawattstunde
TZ	Textzahl
u.a.	unter anderem
USt	Umsatzsteuer



vgl.	vergleiche
VHP	virtueller Handelpunkt
VO	Verordnung
Z	Ziffer
z.B.	zum Beispiel



ERDGAS – VERSORGUNGSSICHERHEIT

BEDEUTUNG VON ERDGAS

Erdgas wird in Österreich überwiegend zur Erzeugung von Wärme – Prozesswärme in der Industrie, Raumwärme und Warmwasser – benötigt. Die Industrie kann Erdgas in Hochtemperaturprozessen kurzfristig nicht vollständig durch andere Energieträger ersetzen.

Österreich bezog für seinen eigenen Bedarf großteils russisches Gas und war über Jahrzehnte auch ein bedeutendes Transitland für russisches Erdgas, das über die Slowakei importiert und vorwiegend über Italien wieder exportiert wurde. Die russischen Gasmengen prägten die österreichische Gasinfrastruktur, die auf den Transport von Ost nach West ausgelegt war, sowie die Geschäftsmodelle der Erdgasunternehmen. Mit der hohen Abhängigkeit von einem Lieferanten (Klumpenrisiko) entstanden auch Barrieren für Veränderungen. Bei einer Diversifizierung der Gasbezugsquellen drohte Österreich seine bedeutende Rolle im Gastransit und als Erdgasdrehzscheibe zu verlieren. Der Krieg in der Ukraine veränderte die Rahmenbedingungen grundlegend.

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Auch ein liberalisierter Energiemarkt benötigt ein Mindestkonzept für Versorgungssicherheit, weil Einschränkungen der Erdgasversorgung Wirtschaft und Gesellschaft schwer beeinträchtigen können.

Die Lieferausfälle infolge der russisch-ukrainischen Gaskonflikte 2006 und 2009 sowie die Annexion der Krim 2014 rückten die hohe Abhängigkeit Österreichs von russischen Gasimporten immer wieder in den Fokus. EU-Vorgaben und nationale Gesetze verpflichteten die Erdgasunternehmen zwar, den zuständigen Behörden Daten zu übermitteln und Einsicht in Unterlagen, u.a. auch in Gaslieferverträge, zu gewähren. Österreich maß dem staatlichen Informationsbedarf zur Risikoprävention und Sicherung der Handlungsfähigkeit im Krisenfall jedoch wenig Gewicht bei. Die Behörden setzten die Meldepflichten der Erdgasunternehmen nicht vollständig durch. Mit lückenhaften bzw. nicht aktuellen Daten war weder Österreich selbst noch die EU in einem Krisenfall gut vorbereitet.

Zeitgleich zum Beschluss der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung (#mission2030), die eine Reduktion der Importabhängigkeit bei Energie vorsah, wurde im Jahr 2018 die vertragliche Bindung an russisches Erdgas bis 2040 verlängert und die Liefermenge um 1 Mrd. m³ angehoben.

Seit 2022 nahm die Abhängigkeit Österreichs von russischem Gas deutlich ab, wenngleich die Notwendigkeit zur Diversifizierung der Lieferquellen und Transportrouten sowie von Investitionen zur Anpassung der Infrastruktur weiter bestand.



Bei der Prüfung von Optionen zur Sicherstellung der Gasversorgung Österreichs verzichtete das Finanzministerium im Jahr 2022 auf eine Kooperation mit dem fachzuständigen Klimaschutzministerium, das ebenfalls an einer Lösung arbeitete. Damit wurde das vorhandene Fachwissen nicht genutzt.

Die ÖBAG befasste sich mit Versorgungssicherheit nur auftrags- und anlassbezogen. Risiken, die die Erreichung gesetzlicher Zielvorgaben bzw. strategischer Ziele der ÖBAG – Werterhaltung und Wertsteigerung ihrer Beteiligungen, Stärkung des Wirtschaftsstandorts sowie Sicherung von Arbeitsplätzen – beeinträchtigen konnten, berücksichtigte sie in ihrem Risikomanagement nicht.

MASSNAHMEN

Der Ausstieg aus russischem Gas sollte nicht als isoliertes Ziel verfolgt werden, sondern im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Transformation des Energiesystems. Dabei wären Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie öffentliche Haushalte gleichermaßen im Auge zu behalten.

Die notwendigen Anpassungen und der Ausbau der Gasinfrastruktur für die Diversifizierung der Gasbezugsmöglichkeiten sollten durch verlässliche Rahmenbedingungen und Planungssicherheit unterstützt werden. Unwägbarkeiten und Risiken des veränderten Marktumfelds sollten bei Bedarf durch budgetsichere staatliche Instrumente wie Haftungen oder Garantien abgedeckt werden.



Erdgas – Versorgungssicherheit



WIRKUNGSBEREICH

- Bundesministerium für Finanzen
- Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Erdgas – Versorgungssicherheit

Prüfungsziel



Der RH überprüfte im Jahr 2023 das Thema Erdgas – Versorgungssicherheit. Ziele der Gebarungsüberprüfung waren insbesondere die Darstellung und Beurteilung der europäischen und nationalen Rahmenbedingungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas, der Entwicklung der österreichischen Erdgasimporte im Zeitverlauf, von Optionen zur Verringerung der Abhängigkeit von Erdgas, der Strategien und Positionen zur Versorgungssicherheit auf Ebene des Bundes, des Risikomanagements des Bundes sowie des Monitorings der Versorgungssicherheit im Bereich Erdgas.

Der RH überprüfte vor allem die Jahre 2018 bis 2022, nahm jedoch auch Bezug auf wesentliche Sachverhalte außerhalb dieses Zeitraums. Die am 11. Dezember 2024 kommunizierte Kündigung des langfristigen Gasliefervertrags durch die OMV Aktiengesellschaft (**OMV**) erfolgte nach dem überprüften Zeitraum und auch nach dem Stellungnahmeverfahren zu diesem Bericht.

Die Prüfung umfasste das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (in der Folge: **Klimaschutzministerium**), das Bundesministerium für Finanzen (in der Folge: **Finanzministerium**), die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (in der Folge: **E-Control**) und die Österreichische Beteiligungs AG (**ÖBAG**).

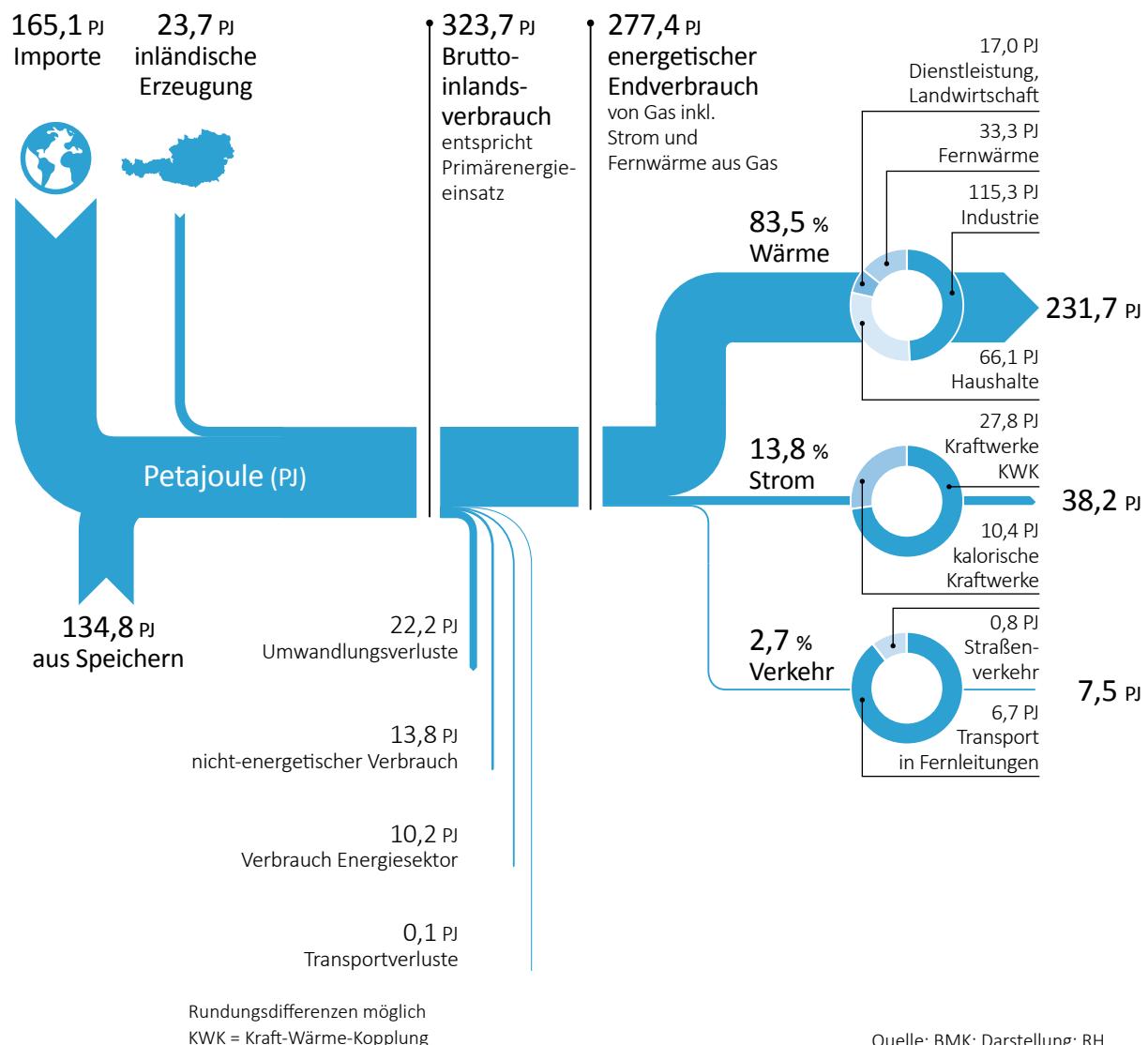
Die Zuständigkeit für Angelegenheiten des Energiewesens lag seit 2020 beim Klimaschutzministerium; jene für das Bergwesen seit 2022 beim Finanzministerium; die Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen sowie Sicherheitsmaßnahmen fielen in die Zuständigkeit des Bundesministeriums für Arbeit und Wirtschaft (in der Folge: **Wirtschaftsministerium**). (TZ 2)

Kurzfassung

Bedeutung von Erdgas in Österreich

Erdgas wird in Österreich überwiegend zur Erzeugung von Wärme – Prozesswärme in der Industrie, Raumwärme und Warmwasser – benötigt. Die Herkunft und Verwendung von Erdgas stellten sich im Jahr 2021 wie folgt dar:

Abbildung: Erdgas in Österreich – Energiefluss 2021





Laut einer Analyse der Österreichischen Energieagentur kann Erdgas kurzfristig nicht vollständig durch andere Energieträger substituiert werden. Vor allem in den Sektoren Stahl, Metalle, Chemie, Glas, Zement und Steine seien gasförmige Energieträger u.a. für Hochtemperaturprozesse noch nicht ohne Weiteres ersetzbar. (TZ 3)

Der Bruttoinlandsverbrauch an Energie sank von 2005 bis 2022 um 5,6 %, obwohl die Wirtschaft in diesem Zeitraum – gemessen am Bruttoinlandsprodukt – um 24,3 % wuchs. Österreich deckte seinen Energiebedarf im Durchschnitt dieser Jahre zu etwas mehr als einem Drittel selbst, vor allem aus erneuerbaren Energieträgern, und importierte fast zwei Drittel, in erster Linie Erdöl, gefolgt von Erdgas. Letzteres stammte überwiegend aus der Russischen Föderation. (TZ 4, TZ 5)

Österreichische Gasinfrastruktur auf Lieferungen von Ost nach West ausgelegt

Österreich war über Jahrzehnte ein wichtiges Transitland für russisches Gas. Etwa ein Drittel der für Westeuropa bestimmten russischen Erdgaslieferungen erfolgte über Österreich. Im Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2020 blieben von den Erdgasimporten (rd. 490 TWh jährlich) nur 17 % in Österreich und 83 % (rd. 410 TWh jährlich) wurden wieder exportiert, vor allem nach Italien. Von 2020 bis 2023 fielen diese Importe um etwa zwei Drittel (auf rd. 170 TWh), die Exporte sogar um fast vier Fünftel (auf rd. 90 TWh). Damit sanken auch die Umsätze aus dem Transport von russischem Erdgas in die EU. (TZ 7)

Da die Gasimporte seit den 1970er Jahren überwiegend aus Russland kamen, ist die österreichische Gasinfrastruktur darauf ausgelegt, Erdgas von Ost nach West bzw. Südwest zu transportieren. Die E-Control wies schon 2009 darauf hin, dass die Abhängigkeit von nur einem Anbieter (der Russischen Föderation) andere Bezugsmöglichkeiten einschränke. 2010 warnte sie vor Engpässen bei Transportleitungen für den Bezug von Gas aus Westeuropa und von LNG-Lieferungen (LNG = verflüssigtes Erdgas). (TZ 8)

EU-Mitgliedstaaten in Mittel- und Südosteuropa sowie deren Energiekonzerne trafen ab 2009 Vereinbarungen mit der Russischen Föderation bzw. Gazprom über das Pipeline-Projekt South Stream. So auch Österreich und die OMV. Das Projekt bot sich nach den russischen Gaskonflikten 2006 und 2009 als Alternative zum Gastransit durch die Ukraine an. Es stand aber auch in Konkurrenz zu dem – seit 2002 von der OMV federführend betriebenen – EU-Pipeline-Projekt Nabucco, das nicht nur die Lieferrouten, sondern auch die Lieferländer diversifizieren sollte. Die Abkommen Österreichs und der anderen Mitgliedstaaten über South Stream verletzten zentrale Punkte des EU-Rechts, das für Fernleitungsnetzbetreiber ab 2009 galt: den diskriminierungsfreien Zugang zu Pipelines auf dem Gebiet der EU, die Trennung von Netz



und Vertrieb und die Regulierung der Tarife. Die EU-Kommission bestand auf der Einhaltung dieser Bestimmungen. Im Dezember 2014 stellte die russische Seite das Projekt ein. In Verbindung mit South Stream strebte die OMV bis in das Jahr 2014 (russische Annexion der Krim) die Beteiligung von Unternehmen des Gazprom-Konzerns am Gashandel bzw. an der Gasbörsen in Österreich sowie die gemeinsame Nutzung von Gaspeichern der OMV an. Sie erwartete sich davon eine Aufwertung der Gasdrehscheibe Baumgarten bzw. der Gasbörsen. Die österreichische Regierungspolitik unterstützte diese Bestrebungen. Dies, obwohl der Einfluss, den der Gazprom-Konzern damit auf den Gasmarkt und die Gasbörsen sowie auf Teile der österreichischen Gasinfrastruktur erlangt hätte, Anlass zu erheblichen kartell- und wettbewerbsrechtlichen Bedenken gab. Dass diese Vorhaben letztlich nicht zustande kamen, erwies sich im Lichte der Ereignisse des Jahres 2022 als Vorteil. ([TZ 10](#))

Gemäß dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur (2023 bis 2032) hatte der Ausbau eines Teilstücks der West-Austria-Gasleitung nunmehr Priorität, um künftig Erdgas aus Norwegen oder LNG von (nord)-westeuropäischen Häfen nach Österreich liefern zu können. Die Regulierungsbehörde E-Control genehmigte das Projekt und erkannte damit die auf rd. 200 Mio. EUR geschätzten Kosten dem Grunde nach an. Investitionen in das Gasleitungsnetz werden in der Regel durch die Marktnachfrage von Erdgasunternehmen ausgelöst und durch langfristige Buchungen finanziell abgesichert. Mit dem veränderten Marktumfeld und dem starken Rückgang der Importe und Transite von russischem Pipeline-Gas sank jedoch der Anreiz für den marktgetriebenen Infrastrukturausbau. Aus Gründen der Versorgungssicherheit kann es vorübergehend dennoch geboten sein, bestimmte Infrastrukturinvestitionen – über den Marktbedarf der Unternehmen hinaus – zu tätigen. ([TZ 8](#))

Mit den russischen Gasmengen, die im Rahmen von Langfristverträgen nach Österreich geliefert bzw. die durch österreichische Gasleitungen in andere EU-Länder weitertransportiert bzw. in Österreich gehandelt wurden, und mit den über Jahrzehnte gewachsenen Geschäftsmodellen sowie institutionellen und technisch-funktionellen Gegebenheiten einer leitungsgebundenen Infrastruktur entstanden auch Barrieren für eine Diversifizierung der Gaslieferquellen und Gaslieferanten. Die Gaswirtschaft befand sich in einer Lock-in-Situation: Eine diversifizierte Lieferantenstruktur hätte Investitionen zur Anpassung der Gastransportinfrastruktur erfordert; Österreich hätte damit auch riskiert, seine bedeutende Rolle im Erdgastransit und als Erdgasdrehscheibe zu verlieren. Der Krieg in der Ukraine veränderte die Rahmenbedingungen der österreichischen Gaswirtschaft grundlegend. ([TZ 8](#), [TZ 10](#), [TZ 24](#), [TZ 26](#))



Gasspeicher

Die österreichische Speicherkapazität betrug mit Stand Februar 2023 fast 97 TWh. Der Speicher Haidach in Salzburg – auf den mehr als ein Drittel der Speicherkapazität Österreichs entfiel – entstand ab 1999 als österreichisch-deutsch-russisches Gemeinschaftsprojekt und wurde seit jeher von Deutschland genutzt. Bis April 2022 vermarkteteten vertragsgemäß zwei Speicherunternehmen des Gazprom-Konzerns das Erdgas aus dem Speicher Haidach für deutsche Kunden. Im zweiten Halbjahr 2021 wiesen jedoch die von Gazprom-Konzerntöchtern vermarkteten Speicher in Deutschland und auch der Speicher Haidach in Österreich ungewöhnlich niedrige Füllstände auf. Nach Februar 2022 schien nicht gewährleistet, dass die Kapazitäten des Speichers Haidach weiter nach betriebswirtschaftlichen Erwägungen vermarktet und entsprechend befüllt würden. Das zuständige Bundesministerium in Deutschland stellte am 4. April 2022 die Gazprom Germania GmbH – und auch deren Speichertochter (samt der Rechte am Speicher Haidach) – unter die treuhändische Verwaltung der deutschen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur und verstaatlichte das Unternehmen Ende 2022. Das zweite russische Speicherunternehmen verlor seine Rechte zur Vermarktung der Kapazitäten des Speichers Haidach nach einer Novelle des österreichischen Gaswirtschaftsgesetzes. Demnach waren systematisch ungenutzte Speicherkapazitäten einem Speicherunternehmen nach schriftlicher Ankündigung zu entziehen. Dies erfolgte mit einem Bescheid der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control vom 18. Juli 2022. ([TZ 9](#))

Ziel der Bundesregierung war ein bestmöglicher Füllstand der österreichischen Speicher für den Winter 2022/23, mindestens aber 80 % bis 1. November 2022 laut EU-Vorgabe. Solange zwei Drittel der Speicherrechte für Haidach ungenutzt bei einem Unternehmen des Gazprom-Konzerns lagen, war dieses Ziel nicht erreichbar und auch die strategische Gasreserve des Bundes konnte nicht wie geplant eingespeichert werden. Ein Teil der Gasreserve (4,9 TWh) wurde anstatt im Mai 2022 erst im Juli 2022 beschafft und eingespeichert. ([TZ 9](#), [TZ 17](#))

Versorgungssicherheit in wettbewerbsorientierten Energiemarkten

Funktionierende Energiemarkte sowie eine nachhaltige und sichere Energieversorgung zu leistbaren Preisen sind für Wirtschaft und Gesellschaft von grundlegender Bedeutung. Die EU schuf bereits 2004 ein erstes gemeinsames Mindestkonzept für die Versorgungssicherheit, das die mit der Energieabhängigkeit der EU verbundenen Risiken verringern und Störungen abfedern sollte. Die dritte Binnenmarkt-Richtlinie 2009 im Bereich Erdgas legte gemeinsame Mindestnormen fest, „die den Zielen des Verbraucherschutzes, der Versorgungssicherheit, des Umweltschutzes und einer gleichwertigen Wettbewerbsintensität in allen Mitgliedstaaten Rechnung tragen“. ([TZ 13](#), [TZ 15](#))



Das Regelwerk wurde auf Ebene der EU und der Mitgliedstaaten laufend weiterentwickelt, nicht zuletzt infolge der russisch-ukrainischen Gaskrisen im Jänner 2006 und Jänner 2009 sowie der russischen Annexion der Krim 2014. Es umfasst Maßnahmen zur Risikoabschätzung und Krisenprävention und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Krisenfall. In Österreich regelte das Energielenkungsgesetz, wie der lebenswichtige Bedarf an Energie gedeckt und die Versorgung der Bevölkerung sowie die Gütererzeugung aufrechterhalten werden sollen. Bei einer schweren Versorgungsstörung – wenn ein EU-Mitgliedstaat nicht in der Lage ist, den Engpass bei der Gasversorgung seiner „geschützten Kunden“, wie etwa Haushalte, zu bewältigen – stellt der Solidaritätsmechanismus zwischen Mitgliedstaaten ein letztes Mittel zur Abhilfe dar. Österreich war mit dem Abschluss von Solidaritätsabkommen mit vier Nachbarstaaten seit mehr als fünf Jahren im Verzug – lediglich mit Deutschland bestand ein Abkommen. Auch viele andere EU-Mitgliedstaaten hatten Probleme mit dem Abschluss dieser Abkommen. ([TZ 13](#), [TZ 15](#), [TZ 20](#))

Staatliche Informations- und Einsichtsrechte in Verträge von Gasunternehmen

Angemessene Reaktionen und Entscheidungen im Krisenfall erfordern verlässliche, aggregierte Daten über die Gasnachfrage, Speicherstände und Lieferungen. Auch die Krisenprävention hängt von der Verfügbarkeit und Aktualität solcher Daten ab. Die zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten (Ministerien, Regulierungsbehörden) waren nach dem EU-Recht verpflichtet, ein Monitoring zur Versorgungssicherheit durchzuführen. Ab dem Jahr 2011 mussten Erdgasunternehmen dem vormaligen Wirtschaftsministerium als zuständiger Behörde nähere Daten zu ihren mehrjährigen, grenzüberschreitenden Gaslieferverträgen melden. Die Meldepflichten wurden 2017 erweitert.

Österreich nahm dazu in den Jahren 2009 und 2016 in der EU-Ratsarbeitsgruppe Energie jeweils eine ablehnende Haltung ein. Es stützte sich dabei auf Stellungnahmen der Erdgasunternehmen und Wirtschaftsverbände, die vor allem die Übermittlung von Daten und Informationen über langfristige Gaslieferverträge ablehnten. Dem staatlichen Informationsbedarf zur Risikoprävention und Sicherung der Handlungsfähigkeit im Krisenfall wurde in der Meinungsbildung und Abstimmung der österreichischen Position wenig Gewicht beigemessen. ([TZ 13](#), [TZ 21](#))

Die Erdgasunternehmen waren nach den EU-Vorgaben und nationalen Gesetzen verpflichtet, dem Ministerium als zuständiger Behörde bzw. der Regulierungsbehörde E-Control Daten zu übermitteln und Einsicht in Unterlagen, u.a. auch in Gaslieferverträge, zu gewähren. Das Ministerium und die E-Control setzten diese Meldepflichten der Erdgasunternehmen bei Abschluss oder Änderung eines Gasliefervertrags jedoch nicht vollständig durch und verhängten die bei Verstößen vorge-



sehenen Geldstrafen nicht. Die vollständige Erhebung der Daten war nicht gewährleistet. Mit lückenhaften bzw. nicht aktuellen Daten war weder Österreich selbst noch die EU in einem Krisenfall gut vorbereitet. (TZ 21)

Die Langfristverträge sahen Ausnahmen von der Vertraulichkeit vor, wenn eine Vertragspartei gesetzlichen oder regulatorischen Bestimmungen unterlag, die eine Offenlegung von Daten oder Informationen gegenüber Behörden vorsahen. In den Jahren 2011 und 2015 forderte die E-Control ein Erdgasunternehmen per Bescheid auf, ihr im Rahmen ihrer Markt- und Wettbewerbsaufsicht Einsicht in die langfristigen Gasbezugsvverträge zu gewähren bzw. ihr diese Verträge ungeschwärzt zu übermitteln. Teile des Langfristvertrags zwischen der OMV und Gazprom waren großflächig geschwärzt. Dem Klimaschutzministerium lag der Vertrag nicht vor. Sowohl die E-Control als auch das Klimaschutzministerium setzten ihre Informations-, Auskunfts- und Einsichtsrechte gegenüber den Erdgasunternehmen nicht oder nur zum Teil durch. (TZ 22)

Langfristige Lieferverträge über russisches Erdgas

Der Erdgasgroßhandel erfolgte traditionell im Rahmen langfristiger Lieferverträge, deren Merkmale und typische Inhalte sich bereits in den 1960er Jahren, zu Beginn des internationalen Gashandels in Europa, herausbildeten. Österreich war 1968 das erste westliche Land und die OMV das erste westeuropäische Unternehmen, das mit der vormaligen Sowjetunion bzw. dem Unternehmen Sojusneftexport ein Abkommen über Erdgaslieferungen traf. In den 1970er und 1980er Jahren wurden weitere Verträge geschlossen. Im Jahr 2004 wurden alle Verträge modernisiert und einheitlich bis 2012 verlängert. Bereits 2006 wurden sie neuerlich umstrukturiert und in einem Vertragswerk zusammengefasst sowie vorzeitig bis 2027 verlängert. 2018 erfolgte eine vorzeitige Verlängerung bis 2040. Mit der Liberalisierung fielen Vertragsklauseln, die den Wettbewerb einschränkten, weg, wie etwa Gebietsbeschränkungen für den Absatz von Erdgas. Ab 2010 erfuhren die langfristigen Lieferverträge – oft nach langwierigen Verhandlungen – Anpassungen an das durch die Liberalisierung veränderte Marktumfeld. Der Ölpreis als maßgeblicher Faktor der Preisbildung in langfristigen Lieferverträgen wurde sukzessive durch Gasmarktpreise an Börsen und Handelsplätzen ersetzt. Preisrevisionen und Kartellverfahren bewirkten, dass die Preise für Pipeline-Gas in den Jahren 2010 bis 2015 sanken und sich den Gasmarktpreisen anglichen. (TZ 24)



Verlängerung des Langfristvertrags der OMV bis 2040

Die Verlängerung des bestehenden Gasliefervertrags bis 2040 wurde von Gazprom und OMV in Anwesenheit des Präsidenten der Russischen Föderation und des österreichischen Bundeskanzlers am 5. Juni 2018 – im Rahmen der Feierlichkeiten zur 50-jährigen Partnerschaft von Gazprom und OMV – unterzeichnet. Dies vor dem Hintergrund, dass zwei Wochen davor, am 23. Mai 2018, in einer Parlamentarischen Enquête des Nationalrats die „Mission2030 – Die Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung“ erörtert wurde. Den Ministerratsvortrag zu dieser Strategie beschloss die Bundesregierung am 28. Mai 2018. Die Klima- und Energiestrategie (#mission2030) sah eine Reduktion der Importabhängigkeit bei Energie vor. Mit der etwa zeitgleich erfolgten Verlängerung des bestehenden Gasliefervertrags der OMV bis 2040 wurden widersprüchliche Signale ausgesendet. Auch der Umstand, dass der im Juni 2018 bis zum Jahr 2040 verlängerte Gasliefervertrag im November 2018 zudem um 1 Mrd. m³ aufgestockt wurde, lief der Strategie der Bundesregierung, „in den nächsten Jahren [...] die Abhängigkeit Europas und Österreichs von einzelnen großen Importländern zu reduzieren“, zuwider. Die Abhängigkeit von russischem Erdgas wurde im Jahr 2018 zeitlich verlängert und mengenmäßig vergrößert. (TZ 25)

Der Abschluss sowie die Anpassung der langfristigen Gaslieferverträge erforderten erst ab 2022 eine Zustimmung des Aufsichtsrats der OMV. Die strategische und wirtschaftliche Bedeutung dieser Verträge, ihre langfristige Bindungswirkung und die Risiken des Marktumfelds hätten bereits nach der russischen Annexion der Krim (2014) für eine Genehmigungspflicht gesprochen. (TZ 32)

Bei der Bewertung des finanziellen Risikos des langfristigen Gasliefervertrags für die OMV bzw. für die Republik ist zu berücksichtigen, dass die OMV – unter sonst unveränderten Bedingungen – das Gas, das sie vertraglich bis 2040 abnehmen muss, weiterverkaufen kann. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass die weltweite Nachfrage nach Erdgas bis 2030 nur mehr moderat steigt und bis 2040 wieder annähernd auf das Niveau von 2023 sinkt. (TZ 26)



Das Finanzministerium als Montanbehörde und Eigentümervertreter der ÖBAG

Das Finanzministerium setzte als Montanbehörde in der Krise keine Schritte, um die Rahmenbedingungen für die inländische Förderung von Erdgas zu überprüfen. Der Staat kann auf die inländische Gasproduktion nur indirekt Einfluss nehmen, z.B. über die Höhe des Förderzinses oder durch die Gewährung staatlicher Garantien. Da sich der abzuführende Förderzins vom Erdgas-Importwert ableitet, stand die Gasproduktion im Inland nicht nur in Konkurrenz zu den Gasimporten, sondern ihre Wirtschaftlichkeit hing auch vom Importpreis ab. (TZ 27)

Der Bund war – vertreten durch das Finanzministerium – Alleineigentümer der ÖBAG; diese hielt 31,5 % der Anteile an der börsennotierten OMV. Über ein syndiziertes Abstimmungsverhalten im Aufsichtsrat und in der Hauptversammlung der OMV bestanden für die ÖBAG bzw. für das Finanzministerium gewisse Steuerungsmöglichkeiten. (TZ 28)

Zur Bewältigung der durch den Krieg in der Ukraine ausgelösten Folgen veranlasste die ÖBAG im Juni 2022 die Erarbeitung möglicher Organisationskonzepte zur Sicherstellung der Gasbeschaffung sowie Optionen für die Rolle, die dem Staat bzw. den am Markt tätigen Unternehmen dabei zukommen sollte. Im September 2022 erteilte der Finanzminister der ÖBAG einen Folgeauftrag für eine Studie, die alle Optionen für die Sicherstellung der Gasversorgung in Österreich prüfen sollte. Eine interministerielle Abstimmung mit dem Klimaschutzministerium, das ebenfalls an Lösungen arbeitete, erfolgte dazu nicht. Auch die von der EU-Kommission im Mai 2022 angekündigte und mit den Mitgliedstaaten eingerichtete Plattform für die gemeinsame Beschaffung von Gas, verflüssigtem Erdgas (LNG) und Wasserstoff wurde als Option nicht näher untersucht, obwohl sich auch die OMV ab Oktober an einer beratenden Arbeitsgruppe der EU-Kommission beteiligte. Auf Vorschlag der EU-Kommission vom Oktober 2022 wurde im Dezember 2022 eine EU-Verordnung für eine gemeinsame Beschaffungsplattform beschlossen.

Zu den Ergebnissen der Studie äußerte sich der Finanzminister am 20. Dezember 2022 in einer Presseaussendung: Es lägen nun mehrere Handlungsoptionen vor, u.a. eine staatliche Koordinationsstelle zur Gasbeschaffung, die die Gashändler in Österreich koordinieren solle. Man werde die Optionen ausarbeiten, um die Versorgung mit nicht-russischem Gas bestmöglich zu gewährleisten. Für weitergehende Aktivitäten bestand jedoch kein Bedarf, u.a. aufgrund der gemeinsamen EU-Beschaffungsplattform (AggregateEU). In Summe entstanden der ÖBAG aus der Optionen-Studie Kosten von 1,35 Mio. EUR für externe Berater. Diese wurden von der Dividende, die die ÖBAG an das Finanzministerium ausschüttete, abgezogen. (TZ 28)



Versorgungssicherheit im Rahmen der strategischen Ziele der ÖBAG

Die ÖBAG griff das Thema der Versorgungssicherheit – auch in Anbetracht des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und der daraus folgenden Gefährdung der österreichischen Gasversorgung – nicht frühzeitig aus eigener Initiative auf. Dies, obwohl die Versorgungssicherheit in der Unternehmensstrategie der ÖBAG als Ziel ihrer Beteiligungsstrategie enthalten war. Eine bloß anlass- bzw. auftragsbezogene Befassung der ÖBAG mit der Versorgungssicherheit reichte nicht aus, weil die Aufrechterhaltung der Energieversorgung, etwa mit Erdgas, essenziell für den Wirtschaftsstandort Österreich, seine Wettbewerbsfähigkeit und somit auch zur Sicherung von Arbeitsplätzen (gesetzliche Ziele der ÖBAG) ist. (TZ 35)

Die ÖBAG untersuchte im Rahmen ihres Risikomanagements vorrangig finanzielle Risiken und Reputationsrisiken, die eine Dividendenschmälerung im Vergleich zu den Planwerten bzw. eine Abschreibung der Beteiligungen unter deren Buchwert bewirken konnten. Risiken für die gesetzlichen und strategischen Ziele der ÖBAG – vor allem Werterhaltung und Wertsteigerung der Beteiligungen, Stärkung des Wirtschaftsstandorts sowie Sicherung von Arbeitsplätzen – bezog sie dabei nicht ein. Dazu zählte etwa nach der russischen Annexion der Krim das Klumpenrisiko aufgrund der hohen Abhängigkeit bei Erdgas von einem einzigen Land bzw. Lieferanten sowie von einer Transitroute und der darauf ausgelegten Gasinfrastruktur und Geschäftsmodelle in Österreich. Die OMV hatte über Jahrzehnte einen maßgeblichen Anteil an der österreichischen Gasversorgung und hat diesen weiterhin. Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine und der Fortdauer des Krieges stieg das Risiko für die Wahrung der gesetzlichen und strategischen Zielsetzungen der ÖBAG. (TZ 36)

Versorgungssicherheit im Rahmen staatlicher Sicherheitsinteressen

Die jährlichen Außen- und Europapolitischen Berichte des Außenministeriums konsolidierten ab 2003 in der Russischen Föderation eine zunehmende staatliche Einflussnahme u.a. auf den Energiesektor. Für die Jahre 2005 bis 2007 hielt das Außenministerium fest, dass die Energiepolitik ein immer gewichtigeres Instrument der russischen Außenpolitik zu werden scheine. Die in Österreich für das Energiewesen zuständigen Ministerien sowie das Finanzministerium und die ÖBAG zogen vor dem russischen Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 daraus keine Schlussfolgerungen. Am 5. April 2023 beschloss die Bundesregierung eine Weiterentwicklung der Österreichischen Sicherheitsstrategie. Sie soll u.a. auch die Wechselwirkungen der Klima- und Energiepolitik mit der Sicherheitspolitik im engeren Sinne berücksichtigen. Im August 2024 wurde die neue Österreichische Sicherheitsstrategie vom Ministerrat zur Kenntnis genommen. (TZ 37)



Auf Basis seiner Feststellungen hob der RH folgende Empfehlungen hervor:

ZENTRALE EMPFEHLUNGEN

- Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie und das Bundesministerium für Finanzen sollten die Anpassungen und den Ausbau der Infrastruktur für die Diversifizierung der Gasbezugsmöglichkeiten durch verlässliche Rahmenbedingungen und Planungssicherheit unterstützen. Dabei wäre auch zu prüfen, wie allfällige Unwägbarkeiten und Risiken des veränderten Marktumfelds durch budgetsichende staatliche Instrumente, wie etwa Haftungen, Garantien und Zinsenzuschüsse, abgedeckt werden können. (TZ 8)
- Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie und die Energie-Control Austria sollten die bestehenden nationalen und EU-rechtlichen Informations-, Auskunfts- und Einsichtsrechte der Behörden bei Erdgasunternehmen durchsetzen und effektiv anwenden. Um die Handlungsfähigkeit der Regierung sicherzustellen, sollte in Krisensituationen mit dringendem Handlungsbedarf, wie etwa bei der Ausrufung der Frühwarnstufe, ein behördlicher Informationsaustausch bzw. eine wechselseitige Unterstützung grundsätzlich möglich sein. Die bestehenden gesetzlichen Vorgaben wären daher auf allfällige Anwendungshindernisse und Regelungsdefizite zu überprüfen. Gegebenenfalls wäre auf eine gesetzliche Regelung der Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für einen Informationsaustausch im Sinne einer Amtshilfe hinzuwirken. (TZ 9)
- Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sollte den Ausstieg aus russischem Gas nicht als isoliertes Ziel verfolgen, sondern im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Transformation des Energiesystems. Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie für die öffentlichen Haushalte wären dabei gleichermaßen im Auge zu behalten. (TZ 26)



- Das Bundesministerium für Finanzen sollte in Krisensituationen keine unkoordinierten Lösungen anstoßen, sondern z.B. eine ressortübergreifende Task Force einrichten. Die sach- und fachpolitische Ebene sollte verstärkt werden, indem die Verwaltungen der Ressorts mit ihrer fachlichen Expertise die Optionen aufbereiten und rasche, effiziente und konsensfähige Lösungen erarbeiten. Damit kann auch der öffentliche Mitteleinsatz für Studien und Beratungsleistungen im Sinne der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit koordiniert und gebündelt werden. ([TZ 28](#))
- Die Österreichische Beteiligungs AG (ÖBAG) sollte sich mit Themen der Energieversorgungssicherheit und allfälligen Risiken im Rahmen ihres Beteiligungsportfolios bzw. ihrer unternehmensübergreifenden Nachhaltigkeitsschwerpunkte strategisch auseinandersetzen. ([TZ 34](#))



Zahlen und Fakten zur Prüfung

Erdgas – Versorgungssicherheit								
ausgewählte Rechtsgrundlagen der Europäischen Union	Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und Richtlinie (EU) 2019/692 zur Änderung Richtlinie 2009/73/EG Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung Verordnung (EU) 2022/1032 mit Bezug auf die Gasspeicherung Verordnung (EU) 22/2576 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas							
ausgewählte nationale Rechtsgrundlagen	Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I 107/2011 i.d.g.F. Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012), BGBl. I 41/2013 i.d.g.F. Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-ControlG), BGBl. I 110/2010 i.d.g.F. Bundesgesetz über die Neuordnung der Rechtsverhältnisse der Österreichischen Industrieholding Aktiengesellschaft und der Post und Telekombeteiligungsverwaltungsgesellschaft (ÖIAG-Gesetz 2000), BGBl. I 24/2000 i.d.g.F.							
		2005	2010	2015	2020	2021	2022	Veränderung 2005 bis 2022
		in Petajoule ⁵						in %
Bruttoinlandsverbrauch		1.438,1	1.458,3	1.412,4	1.350,5	1.432,7	1.357,3	-6
davon Erdgas		338,5	340,1	289,2	306,4	323,7	288,5	-15
Primärenergieerzeugung Inland		413,3	506,6	511,8	519,6	529,6	507,7	23
davon Erdgas		55,7	58,5	43,4	26,5	23,7	22,4	-60
Energieimporte		1.202,7	1.088,4	1.062,5	1.018,5	968,9	1.184,3	-2
davon Erdgas		299,4	256,0	210,0	224,9	165,1	430,1	44
physikalische Erdgasflüsse nach Österreich		-	1.500,5	1.694,6	1.743,0	1.600,3	1.212,7	-
davon aus der Slowakei ¹		-	1.273,8	1.331,4	1.425,9	1.405,0	707,4	-
physikalische Erdgasflüsse aus Österreich (Transit) ¹		-	1.213,1	1.463,9	1.493,2	1.416,8	739,9	-
in Mrd. EUR								
Gas-Importwert ² (Außenhandelsstatistik)		-	2,9	2,7	2,0	4,2	9,3	-
davon Russland		-	1,7	1,8	1,4	3,6	7,4	-
in Mrd. EUR/Petajoule ⁵								
Nettoimporttangente ³ Erdgas		88,5	75,3	72,6	73,4	51,0	149,1	68
in EUR/MWh								
Erdgas Großhandelspreisindex ⁴		-	-	-	16,63	13,91	43,14	-

¹ Lieferungen vorwiegend aus Russland

Quellen: BMK; E-Control; Statistik Austria; Austrian Energy Agency

² vorwiegend Erdgas (durchschnittlich rd. 99 %) sowie Propan, Butan und andere gasförmige Kohlenwasserstoffe³ Import-Export-Saldo dividiert durch Bruttoinlandsverbrauch⁴ Österreichischer Gaspreisindex Jahresbasis (Jänner-Werte)⁵ 1.000 PJ = 277,78 TWh; 1.000 TWh = 3.600 PJ



Erdgas – Versorgungssicherheit



Prüfungsablauf und -gegenstand

- 1 (1) Der RH überprüfte im Jahr 2023 mit Unterbrechungen das Thema Erdgas – Versorgungssicherheit. Die Prüfung umfasste das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (in der Folge: **Klimaschutzministerium**)¹, das Bundesministerium für Finanzen (in der Folge: **Finanzministerium**), die Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (in der Folge: **E-Control**) und die Österreichische Beteiligungs AG (**ÖBAG**). Die ÖBAG hat einen Anteil von 31,5 % an der OMV Aktiengesellschaft (**OMV**). Folglich unterliegt die OMV nicht der Prüfungszuständigkeit des RH. Allerdings waren die Einflussmöglichkeiten der ÖBAG – als öffentlicher Kernaktionär – auf die OMV (siehe **TZ 30 f.**) von der Prüfung des RH umfasst.

Ziele der Gebarungsüberprüfung waren insbesondere die Darstellung und Beurteilung

- der europäischen und nationalen Rahmenbedingungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas,
- der Entwicklung der österreichischen Erdgasimporte im Zeitverlauf,
- von Optionen zur Verringerung der Abhängigkeit von Erdgas,
- der Strategien und Positionen zur Versorgungssicherheit auf Ebene des Bundes und
- des Risikomanagements des Bundes sowie des Monitorings der Versorgungssicherheit im Bereich Erdgas.

Der RH überprüfte vor allem die Jahre 2018 bis 2022; er nahm jedoch auch Bezug auf wesentliche Sachverhalte vor und nach diesem Zeitraum, etwa auf die Entwicklung des Erdgasbinnenmarkts und der Versorgungssicherheit auf EU-Ebene und die historisch gewachsenen Strukturen der Erdgasversorgung in Österreich sowie auf den starken Rückgang des Gastransits. Die am 11. Dezember 2024 kommunizierte Kündigung des langfristigen Gasliefervertrags durch die OMV erfolgte nach dem überprüften Zeitraum und auch nach dem Stellungnahmeverfahren zu diesem Bericht.

Die Darstellung von Sachverhalten, die die Geschäftstätigkeit der OMV betreffen, stützt sich auf öffentlich zugängliche Unternehmensquellen wie Geschäftsberichte, Jahresabschlüsse und Presseinformationen.²

¹ Für Angelegenheiten des Energiewesens waren im überprüften Zeitraum wechselnde Bundesministerien zuständig. Siehe dazu den Anhang B in diesem Bericht. Der RH verwendet im Folgenden einheitlich die Bezeichnung **Klimaschutzministerium**.

² sowie Berichte der Regulierungsbehörde E-Control und der Bundeswettbewerbsbehörde oder Ausführungen im Beschluss des OGH (siehe dazu OGH als Kartellobergericht 25. Jänner 2021, 16 Ok 3/20g – von der E-Control angestrengtes Kartellverfahren wegen Marktabschottung, u.a. wegen diskriminierender Kündigungsregeln in Langfristverträgen der Landesgesellschaften Kärnten, Salzburg, Steiermark); ebenso Protokolle von Untersuchungsausschüssen zur Befragung von OMV-Managern



(2) Zu dem im Juni 2024 übermittelten Prüfungsergebnis gaben die ÖBAG im Juli 2024, die E-Control im August 2024 sowie das Finanzministerium und das Klimaschutzministerium im September 2024 ihre Stellungnahmen ab. Der RH erstattete seine Gegenäußerungen im Jänner 2025.

(3) (a) Das Klimaschutzministerium betonte in seiner Stellungnahme einleitend, dass der russische Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 massive Verwerfungen auf den Energiemarkten in Europa nach sich gezogen habe. Nur ein entschlossenes Handeln auf europäischer Ebene und in Österreich habe Gasmangellagen verhindern können. Allein das Gaswirtschaftsgesetz 2011³ habe seither (jeweils mit Zweidrittelmehrheit im Nationalrat) sechs Novellen erfahren, u.a., um alle unterirdischen Gasspeicher verfügbar zu machen, diese direkt an das österreichische Marktgebiet anzuschließen, die Auswirkungen der hohen Importabhängigkeit zu mindern und die Resilienz der Gasversorgung zu verbessern. Das Klimaschutzministerium sei bestrebt, die Abhängigkeit von Energieimporten aus der Russischen Föderation bis 2027 in einem strukturierten Prozess zu beenden. Dieser berücksichtige die Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie gleichermaßen. Dieses Ziel decke sich mit jenem der Bundesregierung, den Ausstieg aus russischen Erdgaslieferungen bis 2027 zu schaffen, wie es in der Österreichischen Sicherheitsstrategie⁴ festgehalten und vom Ministerrat am 28. August 2024 beschlossen worden sei.

(b) Die E-Control merkte in ihrer Stellungnahme grundsätzlich an, dass der Bericht eine umfassende und objektive Darstellung der Thematik „Gasversorgungssicherheit“ im österreichischen Gasmarkt biete.

Institutionen und Marktteilnehmer im Bereich Erdgas

- 2 (1) Seit Jänner 2020 lag die Zuständigkeit für Angelegenheiten des Energiewesens beim Klimaschutzministerium,⁵ jene für das Bergwesen seit Juli 2022 beim Finanzministerium; die Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen sowie Sicherheitsmaßnahmen fielen in die Zuständigkeit des Bundesministeriums für Arbeit und Wirtschaft (in der Folge: **Wirtschaftsministerium**)⁶.

³ BGBl. I 107/2011 i.d.g.F.

⁴ Vortrag an den Ministerrat 104k/1 vom 28. August 2024

⁵ Bundesministeriengesetz 1986, BGBl. 76/1986 i.d.F. BGBl. I 98/2022

⁶ Das für Wirtschaftsangelegenheiten zuständige Ministerium erfuhr im überprüften Zeitraum mehrere Änderungen seiner Bezeichnung (siehe dazu Anhang B). Der RH verwendet im Folgenden einheitlich die Bezeichnung **Wirtschaftsministerium**.



Erdgas – Versorgungssicherheit

Nachstehende Abbildung zeigt die zuständigen Stellen im Bereich Erdgas im Überblick:

Abbildung 1: Akteure im Bereich Erdgas; Stand Dezember 2023



ÖBAG = Österreichische Beteiligungs AG

Quellen: Bundesministeriengesetz; E-Control; Darstellung: RH

(2) Im Klimaschutzministerium (TZ 18) waren alle Grundsatzangelegenheiten des Energiewesens angesiedelt sowie strategische Themen der Transformation des Energiesystems (Dekarbonisierung, Digitalisierung), vor allem Angelegenheiten der Energieinfrastruktur (Netze und Speicher), des Energierechts und der Energiemarkte (Handel, Marktdesign, Marktintegration). Der Stabsstelle Krisenmanagement und Energielenkung oblag die Umsetzung der einschlägigen EU-Verordnungen (zur Gewährleistung der Gasversorgung, Vorbereitung der Solidaritätsabkommen und der Gas-Notfall- und Präventionspläne). Zum Klimaschutzministerium ressortierten für den Energiebereich wichtige Einrichtungen, wie insbesondere die Regulierungsbehörde E-Control. Das Ressort war auch Kontakt- und Schnittstelle zu Marktteilnehmern, etwa zur Austrian Gas Grid Management AG (**AGGM**).



(3) Wurden Budgetmittel beansprucht, war das Finanzministerium in Energieangelegenheiten mitzubefassen, etwa bei der Beschaffung der strategischen Gasreserve (TZ 17). Ferner nahm es die Eigentümerfunktion mit Bezug auf die ÖBAG wahr, die ihrerseits die Anteile der Republik an der OMV hielt (TZ 28 ff.). Als Montanbehörde oblagen dem Finanzministerium Aufgaben in Bezug auf das Aufsuchen und Fördern von Erdgas im Inland (TZ 27).

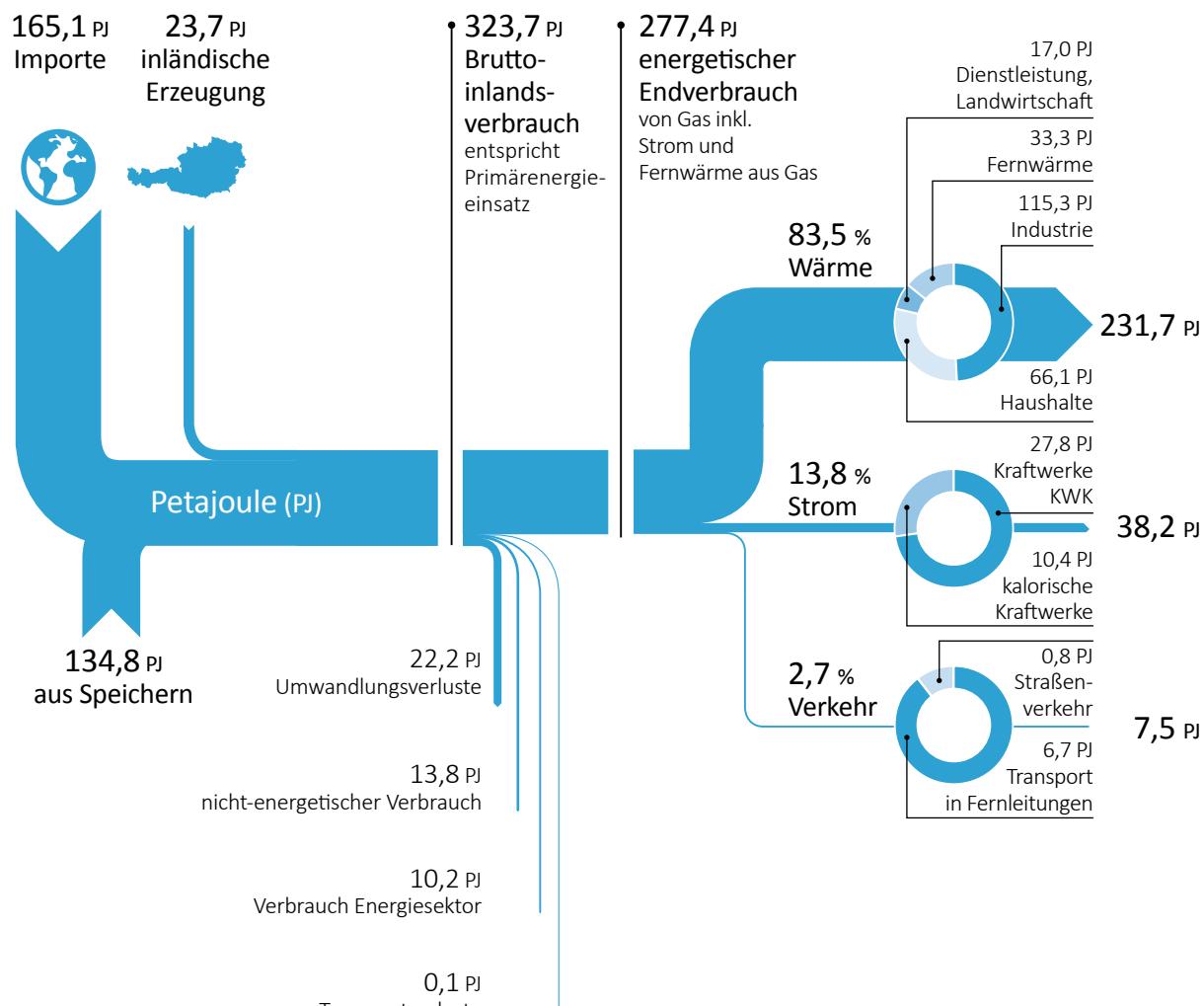
(4) Der jährliche Außen- und Europapolitische Bericht des Bundesministeriums für europäische und internationale Angelegenheiten (in der Folge: **Außenministerium**) lieferte Einschätzungen zu energiepolitischen Entwicklungen in für die österreichische Erdgasversorgung maßgeblichen Staaten, u.a. der Russischen Föderation (TZ 37). Das Außenministerium war ferner bei internationalen Regierungsabkommen, etwa über den Bau von Pipelines (TZ 10), und bei Ressortabkommen über die gemeinsame Nutzung von Speichern (TZ 9) sowie bei Solidaritätsabkommen mit Nachbarstaaten (TZ 20) mitzubefassen.

Bedeutung von Erdgas in Österreich

Erdgas in Österreich – Energiefluss 2021

- 3 Erdgas wird in Österreich überwiegend zur Erzeugung von Wärme benötigt. Dies umfasst Prozesswärme in der Industrie, Raumwärme⁷ und Warmwasser. In geringerem Umfang wird Erdgas in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und zum Teil Wärme bzw. Kälte eingesetzt. Nachstehende Abbildung illustriert die Herkunft und Verwendung von Erdgas:⁸

Abbildung 2: Erdgas in Österreich – Energiefluss 2021



Rundungsdifferenzen möglich
KWK = Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle: BMK; Darstellung: RH

⁷ zum Wärmesektor in Österreich und zur österreichischen Wärmestrategie siehe auch RH-Bericht „Förderungen für den Fernwärme- und Fernkälteleitungsbau (Reihe Bund 2022/30, TZ 2 ff.)

⁸ Die Daten des Klimaschutzministeriums beruhen auf Werten der Energiebilanz der Statistik Austria (Stand November 2023). Unterschiede zu Werten der E-Control ergeben sich vorrangig durch die Umrechnung von Brennwerten (E-Control) auf Heizwerte (Energiebilanz der Statistik Austria).

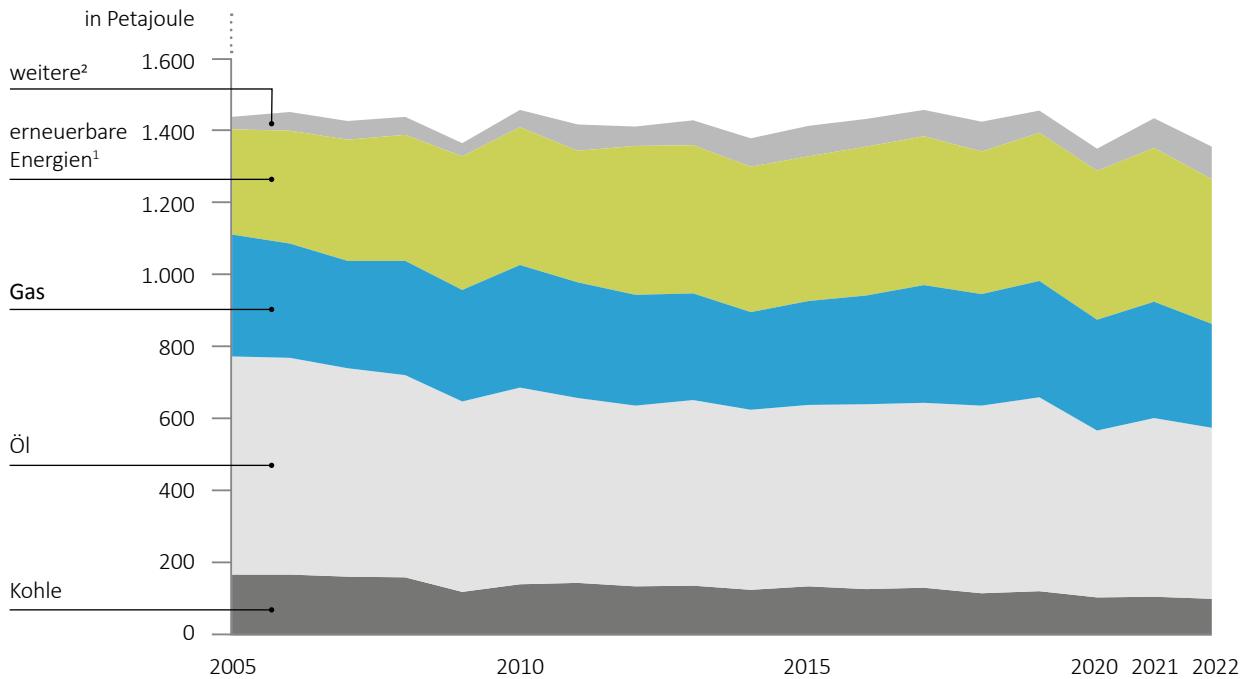
Laut einer Analyse der Österreichischen Energieagentur aus 2022 kann Erdgas nicht unmittelbar und kurzfristig vollständig durch andere Energieträger substituiert werden. Vor allem in den Sektoren Stahl, Metalle, Chemie, Glas, Zement und Steine sind gasförmige Energieträger u.a. für Hochtemperaturprozesse nicht ohne Weiteres ersetzbar⁹. In der chemischen Industrie kommt Erdgas auch als Rohstoff in chemischen Prozessen zum Einsatz, etwa für Düngemittel.

Erdgasverbrauch und inländische Produktion von Erdgas

4.1

(1) Der Bruttoinlandsverbrauch¹⁰ an Energie sank von 2005 bis 2022 um 5,6 % (im Durchschnitt um -0,3 % jährlich). Die Wirtschaft wuchs in diesem Zeitraum dagegen – gemessen am Bruttoinlandsprodukt – um 24,3 %. Im Verhältnis zum Wirtschaftswachstum ging der Energieverbrauch seit 2005 um fast ein Viertel zurück.¹¹ Mehr als die Hälfte des Bruttoinlandsverbrauchs entfiel 2022 auf Erdöl (35,0 %) und Erdgas (21,3 %), wie in nachstehender Abbildung ersichtlich:

Abbildung 3: Bruttoinlandsverbrauch nach Energieträgern (2005 bis 2022, in Petajoule)



¹ biogene Energien, Wasserkraft, Wind und Photovoltaik

² brennbare Abfälle, Umgebungswärme und Nettostromimporte

Quelle: BMK; Darstellung: RH

⁹ Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Strategische Handlungsoptionen für eine österreichische Gasversorgung ohne Importe aus Russland. Eine Analyse im Auftrag des BMK (April 2022) S. 3 und 10

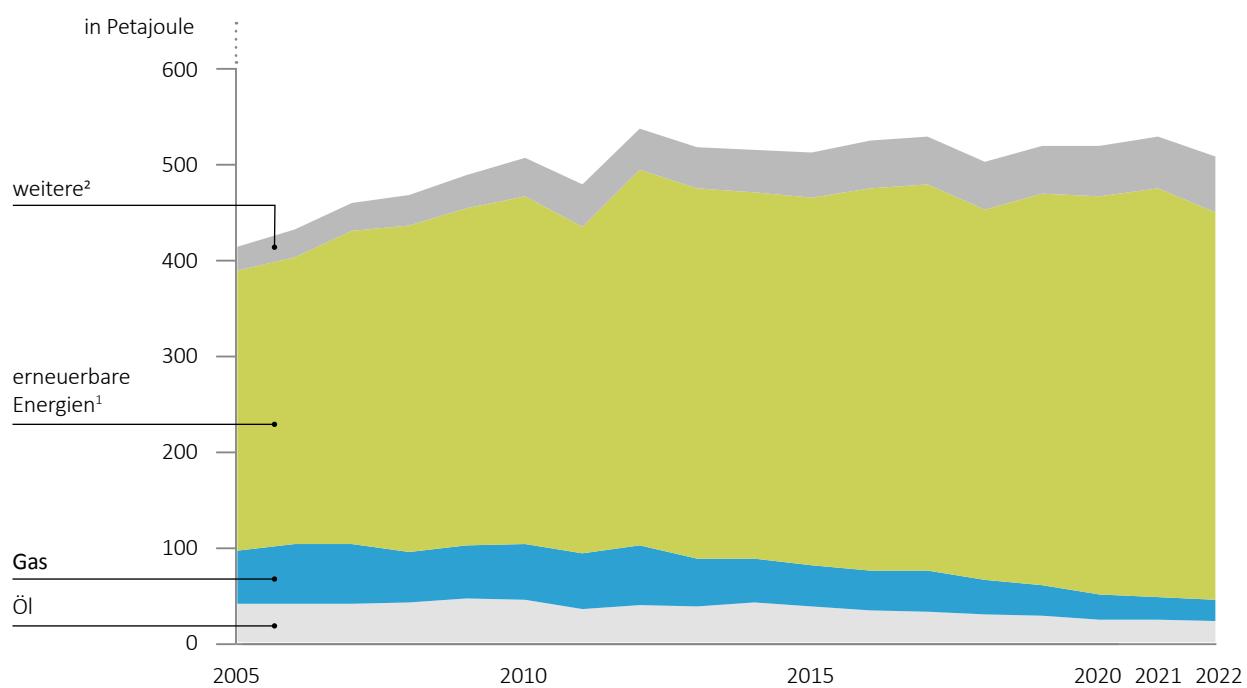
¹⁰ Das ist die im Inland verfügbare Energiemenge; sie kann sowohl aufkommen- als auch einsatzseitig berechnet werden.

¹¹ Das Bruttoinlandsprodukt stieg von 2005 (306,1 Mrd. EUR) bis 2022 (380,6 Mrd. EUR) um 24,3 %. Der Bruttoinlandsverbrauch ging von 2005 (1.438 Petajoule) bis 2022 (1.357 Petajoule) um 5,6 % zurück.

Der Ölverbrauch sank von 2005 bis 2022 im Durchschnitt jährlich um 1,3 %, jener von Gas um 0,9 %. Von 2021 auf 2022 verringerte sich der Gasverbrauch um 10,9 %, jener von Öl um 3,5 %.

(2) Die inländische Primärenergieerzeugung¹² von Öl und Gas sank im Zeitraum 2005 bis 2022 kontinuierlich (Erdgas im Durchschnitt jährlich -3,5 %, Erdöl -2,6 %):

Abbildung 4: Inländische Primärenergieerzeugung (2005 bis 2022, in Petajoule)



¹ biogene Energien, Wasserkraft, Wind und Photovoltaik

² brennbare Abfälle und Umgebungswärme

Quelle: BMK; Darstellung: RH

Die inländische Primärenergieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern nahm von 2005 bis 2022 deutlich zu und ihr Anteil betrug zuletzt (2022) rd. 80 %. Sie hängt allerdings stark vom Dargebot an Wasser, Wind und Sonne ab.¹³

Die inländische Primärenergieerzeugung von Gas sank von rd. 55,7 PJ (2005) auf rd. 22,4 PJ (2022). Im Jahr 2005 trug die inländische Gasförderung rd. 16 % zur Deckung des Bruttoinlandsverbrauchs an Erdgas bei, 2022 waren es nur mehr rd. 8 % (TZ 27).

¹² Erzeugung von Primärenergieträgern, die aus natürlichen Vorkommen gewonnen oder gefördert werden und keinem Umwandlungsprozess unterworfen sind

¹³ So stieg die Erzeugung 2012 um 11,4 %, weil das gute Wasserdargebot die Stromerzeugung aus Wasserkraft um 27,9 % erhöhte; siehe BMWFW, Energiestatus Österreich 2014, Entwicklung bis 2012, S. 9.

(3) Im Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2022 konnte die inländische Erzeugung den Bruttoinlandsverbrauch von rd. 1.400 Petajoule zu etwas mehr als einem Drittel decken.

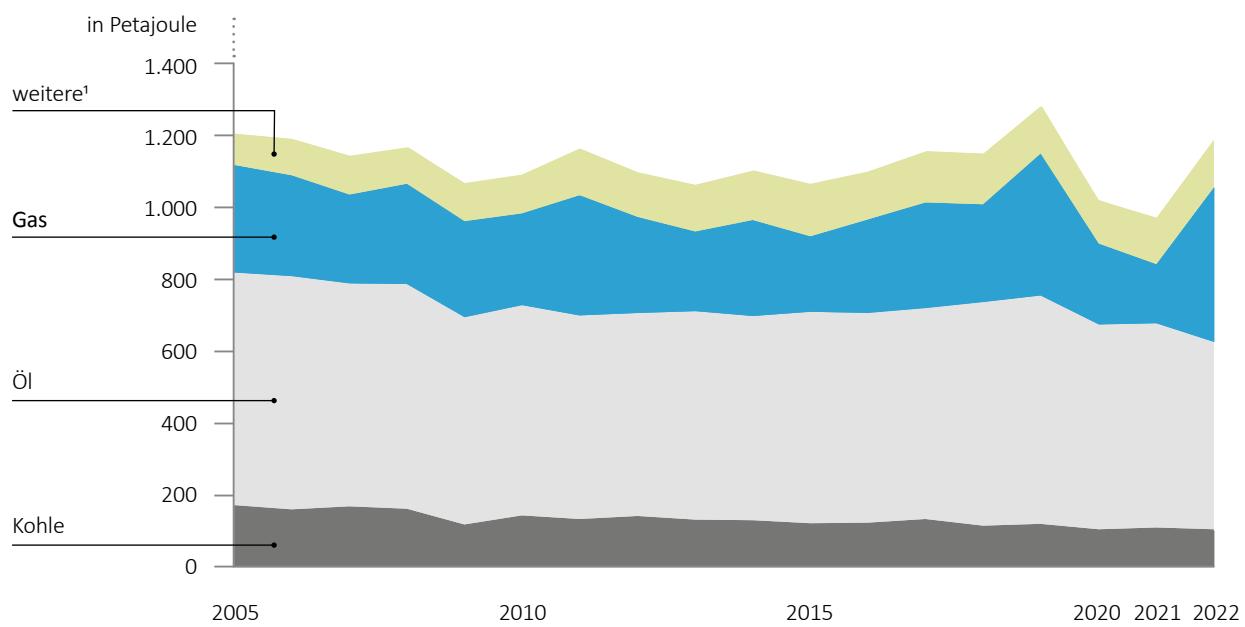
- 4.2 Der RH hielt fest, dass – obwohl die Wirtschaft wuchs – der Bruttoinlandsverbrauch an Energie von 2005 bis 2022 nicht weiter zunahm, sondern geringfügig sank (-0,3 % jährlich). Der Anteil der fossilen Energieträger sank sogar etwas stärker (Erdgas im Durchschnitt jährlich -0,9 %, Erdöl -1,3 %), machte allerdings weiter mehr als die Hälfte des Bruttoinlandsverbrauchs aus.

Der RH hob auch hervor, dass die inländische Primärenergieerzeugung zu rd. 80 % aus erneuerbarer Energie stammte. Damit konnte allerdings nur etwas mehr als ein Drittel des österreichischen Bruttoinlandsverbrauchs gedeckt werden.

Importabhängigkeit und Eigenversorgungsgrad

- 5.1 (1) Zur Deckung seines Bruttoinlandsverbrauchs importierte Österreich Kohle, Erdöl und Erdgas im folgenden Ausmaß:

Abbildung 5: Energieimporte (2005 bis 2022, in Petajoule)



¹ biogene Energien und elektrische Energie

Quelle: BMK; Darstellung: RH



(2) Eine Maßzahl für die Versorgungssicherheit ist die Nettoimporttangente, die den Import-Export-Saldo in Prozent des Bruttoinlandsverbrauchs darstellt: je höher dieser Prozentsatz, desto höher die Abhängigkeit von Importen. Allerdings bestehen beträchtliche Schwankungen zwischen den Jahren, die u.a. durch die Höhe der Importe und Exporte sowie der Ein- oder Ausspeicherungen bedingt sein können. Ein weiterer Indikator ist der Eigenversorgungsgrad, der den Anteil der inländischen Erzeugung am Bruttoinlandsverbrauch misst.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der beiden Maßzahlen:

Tabelle 1: Nettoimporttangente und Eigenversorgungsgrad

	2005	2010	2015	2019	2020	2021	2022
Import-Export-Saldo in % des Bruttoinlandsverbrauchs							
Nettoimporttangente gesamt	71,8	62,8	60,4	71,6	58,3	51,8	74,5
Nettoimporttangente Erdgas	88,5	75,3	72,6	122,8 ¹	73,4	51,0	149,1
inländische Erzeugung in Relation zum Bruttoinlandsverbrauch in %							
Eigenversorgungsgrad gesamt	28,7	34,7	36,2	35,7	38,5	37,0	37,4
Eigenversorgungsgrad Erdgas	16,5	17,2	15,0	10,0	8,6	7,3	7,8

¹ Sondereffekt 2019: Gestiegene Gasimporte wurden in die Speicher eingepresst.

Quelle: BMK

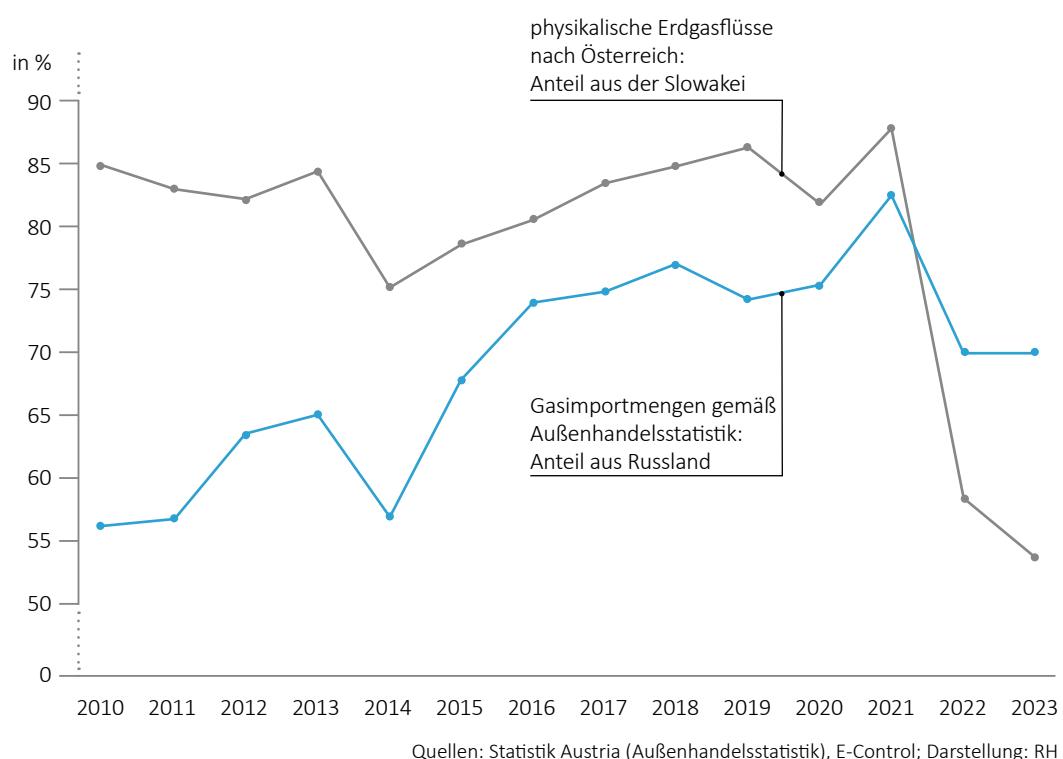
Die niedrige Nettoimporttangente bei Erdgas von 51 % im Jahr 2021 erklärt sich vor allem aus den hohen Speicherentnahmen im Jahr 2021 ([TZ 9](#)). Im Jahr 2022 stieg die Nettoimporttangente gesamt auf 74,5 %, u.a. weil der Bund eine strategische Gasreserve ([TZ 17](#)) beschaffte. Diese wurde nicht verbraucht, sondern eingespeichert.

(3) Der Anteil von russischem Gas an den gesamten Gasimportmengen des in Österreich verbrauchten Gases lag laut Außenhandelsstatistik in den Jahren 2010 bis 2014 zwischen 56 % (2010) und 65 % (2013). Ab 2014 (57 %) stieg dieser Anteil kontinuierlich und erreichte 2018 77 % und 2021 83 %. In den Jahren 2022 und 2023¹⁴ lag er bei 70 %.

¹⁴ vorläufiger Wert aus der Außenhandelsstatistik der Statistik Austria

Die physikalischen Erdgasflüsse aus der Slowakei nach Österreich waren in der Vergangenheit vorwiegend russischen Ursprungs und umfassten neben den in Österreich verbliebenen Mengen¹⁵ auch die in die Nachbarländer – vor allem nach Italien – exportierten Mengen (Transit):

Abbildung 6: Anteil der Gasimportmengen aus Russland und der physikalischen Erdgasflüsse aus der Slowakei (2010 bis 2023, jeweils in %)



Seit dem Jahr 2022 reduzierten sich die Erdgasflüsse aus der Slowakei, da Österreich Erdgas zunehmend auch über Deutschland und Italien importierte und insbesondere Italien weniger Erdgas über Österreich bezog – die Exporte in die Nachbarländer sanken von 2021 auf 2022 beinahe um die Hälfte bzw. von 2021 auf 2023 um fast vier Fünftel (TZ 7).

- 5.2 Der RH hielt fest, dass Österreich seinen Bruttoinlandsverbrauch an Energie im Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2022 zu etwas mehr als einem Drittel selbst decken konnte. Den Großteil des Verbrauchs deckten Importe aus fossilen Energiequellen, in erster Linie Erdöl, gefolgt von Erdgas. Letzteres stammte im betrachteten Zeitraum überwiegend aus der Russischen Föderation. Die inländische Erdgasproduktion trug 2022 noch zu 8 % zur Deckung des Bruttoinlandsverbrauchs bei (siehe TZ 4).

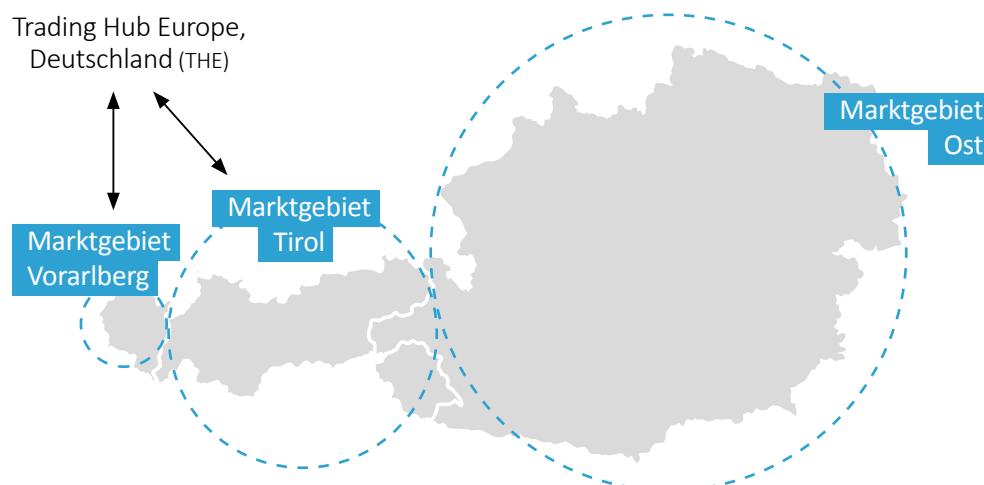
¹⁵ inländischer Verbrauch sowie eingespeicherte Gasmengen für in- und ausländische Kunden

Gasmarkt und Infrastruktur

Marktgebiete

- 6 Das österreichische Leitungsnetz umfasste drei Marktgebiete¹⁶: „Ost“, „Tirol“ und „Vorarlberg“. Die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg wurden über Deutschland mit Gas versorgt. Das Marktgebiet Ost war ein Netzverbund der übrigen Bundesländer:

Abbildung 7: Marktgebiete



Quelle: E-Control; Darstellung: RH

Als Marktgebietsmanager war die AGGM¹⁷ zuständig für das Management der internationalen Erdgastransitleitungen, die alle durch das Marktgebiet Ost verlaufen. Hier befanden sich auch alle Speicher, Erdgaslager- und Erdgasproduktionsstätten, der Pipeline-Knotenpunkt Baumgarten, an dem ein Großteil des nach Österreich importierten Erdgases übernommen, gemessen, geprüft und für den Weitertransport verdichtet wurde, sowie der Firmensitz der Central European Gas Hub AG (**CEGH**). Sie betrieb seit 2005 eine Gas-Handelsplattform bzw. ab 2013 den virtuellen

¹⁶ Marktgebiete fassen die Netze unterschiedlicher Netzbetreiber zusammen. Sie sind nach § 12 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 zusammenzulegen, sobald zwischen ihnen eine Leitungsverbindung besteht.

¹⁷ Der AGGM oblag das Gasnetz-Management. Sie fungierte

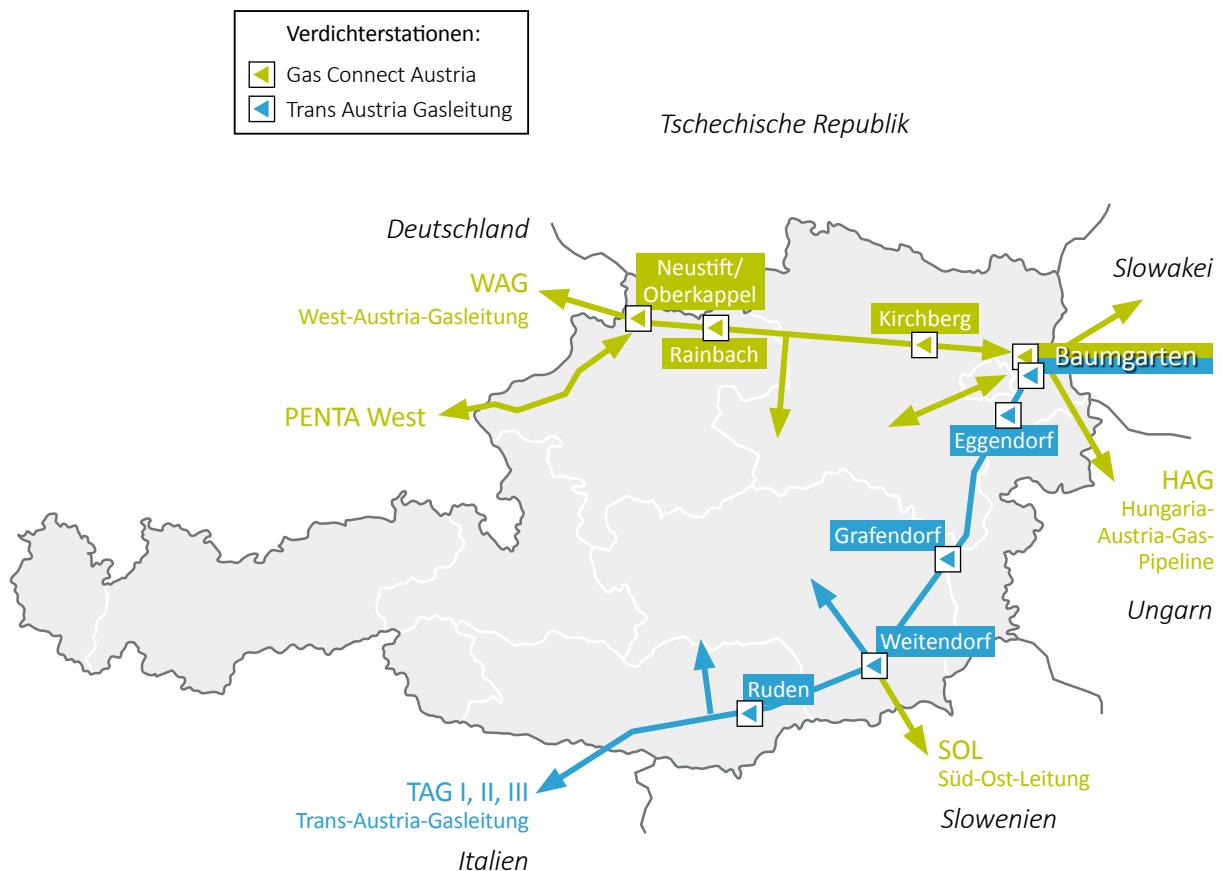
- als Verteilergebietsmanager, u.a. mit den Aufgaben Netzzugangs- und Kapazitätsmanagement, Gasflusssteuerung, Erstellung einer langfristigen Planung für die Verteilerleitungsanlagen der Netzebene 1, Krisenmanagement in Engpasssituationen und
- als Marktgebietsmanager, u.a. mit den Aufgaben koordinierte Netzentwicklungsplanung, Erstellung eines Kapazitätsberechnungsmodells, Marktgebietsbilanzierung, koordinierte Instandhaltung.

Handelpunkt (**VHP**), der bei der Abwicklung von Gaslieferungen innerhalb eines Marktgebiets als Übergabestelle bzw. als fiktiver Lieferpunkt dient.

Fernleitungs- und Verteilernetz

- 7 (1) Das Fernleitungsnetz (insgesamt rd. 1.700 km Hochdruckleitungen) dient dem Import und Export von Gas und wird von der GAS CONNECT AUSTRIA GmbH bzw. der Trans Austria Gasleitung GmbH betrieben. In Baumgarten (an der Grenze zur Slowakei), der größten Import- und Übernahmestelle für Erdgas in Österreich, treffen mehrere Transportsysteme zusammen: der slowakische Fernleitungsnetzbetreiber Eustream, mehrere Gasleitungen¹⁸ sowie Verbindungen zum Speicher der OMV und zur Regelzone Ost. Einer der bedeutendsten Exportpunkte für den Gastransit war Arnoldstein in Kärnten.

Abbildung 8: Fernleitungsnetz



¹⁸ Trans-Austria-Gasleitung (TAG), West-Austria-Gasleitung (WAG), Hungaria-Austria-Gas-Pipeline (HAG)



(2) Österreich war über Jahrzehnte ein wichtiges Transitland für russisches Gas. Etwa ein Drittel der für Westeuropa bestimmten russischen Erdgasimporte erfolgte über Österreich. Im Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2020 blieben von den Erdgasimporten (rd. 490 TWh jährlich) nur 17 % in Österreich und 83 % (rd. 410 TWh jährlich) wurden wieder exportiert, vor allem nach Italien. Diese Importe nach Österreich fielen von 2020 bis 2023 um etwa zwei Drittel (auf rd. 170 TWh). Die Exporte fielen um fast vier Fünftel (auf rd. 90 TWh). Mit der geringeren Auslastung der Fernleitungen sanken auch die Umsätze aus dem Transport von russischem Erdgas in die EU. Zum Teil ersetzte Gas aus anderen Quellen in umgekehrter Flussrichtung das russische Gas.

(3) Das Verteilernetz (rd. 44.000 km) dient dem überregionalen Gastransport in Österreich (Ebene 1) bzw. der regionalen Verteilung an die Endkunden (Ebene 2 und 3). Als Verteilergebietsmanager war die AGGM für das gesamte Bundesgebiet zuständig. Sie überwachte und steuerte den Erdgasfluss in jenen Gasleitungen, die das Gas innerhalb Österreichs überregional verteilten (Ebene 1). Im Marktgebiet Ost gab es 17 Verteilernetzbetreiber, in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg je zwei.

8.1 (1) Da die Gasimporte überwiegend aus der Russischen Föderation kamen, war die österreichische Leitungsinfrastruktur darauf ausgelegt, Erdgas von Ost nach West bzw. Südwest zu transportieren. Die E-Control wies schon 2009 darauf hin, dass die Abhängigkeit von einem Anbieter die Bezugsmöglichkeiten einschränkte. Auch eine Vernetzung von europäischen Transportleitungen durch Umkehr der Fließrichtung (reverse flow) könnte die Abhängigkeit von einer Transportroute verringern. 2010 warnte die E-Control vor Engpässen bei Erdgas-Transportleitungen aus Westeuropa und Nordafrika. Dies konnte für Österreich den Zugang zu LNG¹⁹-Lieferungen erschweren.²⁰

(2) In Reaktion auf die Lieferunterbrechungen 2006 und 2009 sowie zur Konjunkturbelebung nach der Finanzkrise 2008 schuf die EU ein Programm zur finanziellen Unterstützung ausgewählter, strategisch bedeutsamer Projekte im Energiesektor.²¹ Damit wurden u.a. Gas-Verbindungsleitungen zwischen den westlichen und östlichen Regionen der EU ausgebaut, die Speicherkapazitäten erhöht, das bidirektionale Gasfernleitungsnetz schrittweise ausgebaut und „Energie-Inseln“ angebunden.²² In der Gaskrise 2009 waren – obwohl es in Europa Erdgas gab – einige Mitgliedstaaten in Mittel- und Osteuropa von der Gasversorgung abgeschnitten, weil die nötigen

¹⁹ LNG = Liquefied Natural Gas = verflüssigtes Erdgas

²⁰ E-Control, Marktbericht 2009, S. 110 und Marktbericht 2010, S. 78

²¹ Verordnung (EG) 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft zugunsten von Vorhaben im Energiebereich

²² siehe Berichte der EU-Kommission über die Durchführung des EU-Energieprogramms zur Konjunkturbelebung COM(2012) 445 final, 8. August 2012, COM(2013) 791 final, 18. November 2013 und COM(2014) 669 final, 28. Oktober 2014



technischen Voraussetzungen fehlten, um den Gasfluss von Ost-West in die Richtung West-Ost umzukehren. Es wurden u.a. vier Projekte in Österreich, zwei in der Slowakei und eines in Tschechien durchgeführt, die den Zugang zu Speicheranlagen in Baumgarten bzw. in der Slowakei verbesserten.²³

(3) Laut dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur (2023 bis 2032) hat der Ausbau der West-Austria-Gasleitung von Oberkappel/Überackern nach Baumgarten Priorität, um künftig Erdgas aus Norwegen oder LNG von norddeutschen und niederländischen Häfen nach Österreich liefern zu können.²⁴

Die 1980 in Betrieb genommene, für den Transport von Osten nach Westen optimierte West-Austria-Gasleitung hatte in umgekehrter Richtung (reverse flow) geringere Kapazitäten. Die Regulierungsbehörde E-Control genehmigte das Ausbauprojekt „WAG-Loop-1“ und erkannte die geschätzten Kosten von rd. 200 Mio. EUR dem Grunde nach an. Die Umsetzung des Projekts war damit verpflichtend.

Laut dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 bestehe jedoch in einer von Unwägbarkeiten geprägten Situation für den bisher marktgetriebenen Ausbau der Infrastruktur weniger Anreiz. Die Händler würden keine langfristigen Buchungen mehr durchführen und damit den Netzausbau finanziell absichern. Daher solle die öffentliche Hand strategische Infrastrukturprojekte, die der Markt nicht trägt, finanzieren und die Umsetzung beauftragen. Die Erdgastransitmengen sanken 2022 und 2023 deutlich gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2010 bis 2020 (siehe TZ 7).

- 8.2 Aus Sicht des RH hätte die EU die Krise des Jahres 2022 ohne den koordinierten, grenzüberschreitenden Ausbau der Energieinfrastruktur seit 2010 weniger gut bewältigt.

Der RH hielt weiters fest, dass Investitionen in das Gasleitungsnetz in der Regel durch den wirtschaftlichen Bedarf der am Gasmarkt tätigen Unternehmen ausgelöst wurden. In den Jahren 2022 bzw. 2023 waren die Anreize dafür aufgrund des veränderten Marktumfelds gering, vor allem im Bereich des Gastransits über Fernleitungen. Aus Sicht des RH kann es aus Gründen der Versorgungssicherheit sowie in einer Phase der Transformation des Energiesystems vorübergehend geboten sein, bestimmte Infrastrukturinvestitionen – über die absehbare Nachfrage des Marktes hinaus – zu tätigen. Dies, um die einseitige Abhängigkeit von russischem Pipeline-Gas rasch weiter zu verringern und alternative Versorgungswege zu schaffen bzw. bestehende zu verstärken. Für die Transformation des Energiesystems erachtete der RH jedoch auch entsprechende zeitliche und rechtliche Rahmenvorgaben für erneu-

²³ siehe E-Control, Marktbericht 2010, S. 122 f.

²⁴ AGGM Langfristplanung 2022, Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022, S. 21



erbare Wärme und erneuerbare Gase für notwendig, um zur Planungssicherheit für Unternehmen beizutragen und die Investitionsbereitschaft zu erhöhen.

Der RH empfahl dem Klimaschutzministerium und dem Finanzministerium, die Anpassungen und den Ausbau der Infrastruktur für die Diversifizierung der Gasbezugsmöglichkeiten durch verlässliche Rahmenbedingungen und Planungssicherheit zu unterstützen. Dabei wäre auch zu prüfen, wie allfällige Unwägbarkeiten und Risiken des veränderten Marktumfelds durch budgetschonende staatliche Instrumente, wie etwa Haftungen, Garantien und Zinsenzuschüsse, abgedeckt werden können.

- 8.3 (1) Laut Stellungnahme des Finanzministeriums werde das Projekt „WAG Teil-Loop“ die Transportkapazität für den West-Ost-Betrieb aus Deutschland an den Grenzpunkten Oberkappel und Überackern zusammen um rd. 30 % oder 27 TWh pro Jahr erhöhen. Die Kosten für den Ausbau der Pipeline seien auf Basis des aktuellen Grobkostenplans auf rd. 180 Mio. EUR geschätzt worden. Netzausbauten würden zwar üblicherweise durch Marktnachfrage ausgelöst und finanziert; im Fall des Projekts „WAG Teil-Loop“ sei dies allerdings nicht der Fall, da das Projekt in erster Linie auf die künftige Versorgungssicherheit durch die Schaffung von Transportkapazitäten im West-Ost-Betrieb und die damit angestrebte Reduktion der Abhängigkeit Österreichs von Gasimporten aus russischen Gasquellen ausgerichtet sei. Der Abschnitt sei auch für den Transport von Wasserstoff geeignet. Für die Umsetzung des Projekts durch die GAS CONNECT AUSTRIA GmbH seien staatliche Mittel zur Absicherung wesentlich und erforderlich. Daher sei eine Ermächtigung an den Finanzminister zur Leistung eines Beitrags an den Investitionskosten für das Projekt „WAG Teil-Loop“ in Form eines Zuschusses bis zu 70 Mio. EUR vorgesehen worden.²⁵ Die darüber hinausgehenden Projektkosten seien vom Projektbetreiber als Eigenleistung zu erbringen. Andere Möglichkeiten der Unterstützung (Haftungen, Garantien und Zinsenzuschüsse) seien nicht zielführend gewesen, da die Eigenkapitalstruktur der GAS CONNECT AUSTRIA GmbH nicht ausreichend gewesen sei.
- (2) Laut Stellungnahme des Klimaschutzministeriums habe es sich in den Verhandlungen wiederholt und nachdrücklich für eine budgetschonende Variante ausgesprochen. Zur Refinanzierung des Projekts „WAG Teil-Loop“ sollte bei künftiger Auslastung der Leitung ein entsprechender Mittelrückfluss an den Bund gewährleistet sein. Um den tatsächlichen Bau sicherzustellen, würden die Mittel aus dem Bundeshaushalt erst nach Beschluss der finalen Investitionsentscheidung fließen.
- 8.4 Der RH nahm die Stellungnahmen des Finanzministeriums und des Klimaschutzministeriums zur Kenntnis. Er wies erneut auf die Bedeutung und Notwendigkeit verlässlicher Rahmenbedingungen für Investitionen in die Gasinfrastruktur hin, um damit zur Planungssicherheit für Unternehmen beizutragen und die Investitionsbe-

²⁵ Bundesgesetz, mit dem der Bundesminister für Finanzen zur Bereitstellung von Bundesmitteln für die Errichtung des Infrastrukturprojektes WAG Teil-Loop ermächtigt wird, BGBl. I 132/2024



reitschaft zu erhöhen. Dazu zählen etwa zeitliche und rechtliche Rahmenvorgaben für erneuerbare Wärme und erneuerbare Gase. Der RH erinnerte an seinen Bericht „Förderungen für den Fernwärme- und Fernkälteleitungsbau“ (Reihe Bund 2022/30, TZ 5), in dem er dem Klimaschutzministerium die rasche Fertigstellung der Wärmestrategie empfohlen hatte.

Gasspeicher

- 9.1 (1) Die österreichischen Gasspeicher waren ehemalige, nunmehr ausgeförderte Gasfelder, die umgerüstet wurden. Technische Betreiber dieser Speicher waren die OMV Austria Exploration & Production GmbH sowie die RAG Austria AG.²⁶ Die gesamte Speicherkapazität betrug mit Stand Februar 2023 fast 97 TWh, das war mehr als der jährliche österreichische Jahresverbrauch.

Mit Stand März 2022 vermarkteten fünf Speicherunternehmen diese Speicherkapazitäten für in- und ausländische Kunden:

- astora GmbH (Tochter der Gazprom Germania GmbH),
- GSA LLC (Tochter der Gazprom Export),
- Uniper Energy Storage GmbH (Deutschland),
- OMV Gas Storage GmbH und
- RAG Energy Storage GmbH.

²⁶ OMV Austria Exploration & Production GmbH: Speicher Schönkirchen und Tallesbrunn; RAG Austria AG: Speicher Puchkirchen/Haag, Haidach, Aigelsbrunn und 7Fields



(2) Der Speicher Haidach in Österreich (Salzburg) – auf den mehr als ein Drittel der Speicherkapazität Österreichs entfiel – wurde seit jeher von Deutschland genutzt. Bis April bzw. Juli 2022 erfolgte die Vermarktung der Kapazitäten des Speichers Haidach (rd. 33 TWh) für deutsche Kunden vertragsgemäß durch zwei im Speicher-geschäft tätige Unternehmen des Gazprom-Konzerns:

Tabelle 2: Errichtung, Eigentumsverhältnisse und Vermarktung des Speichers Haidach

	Beschreibung
Errichtung des Speichers	<ul style="list-style-type: none"> – 1999: erste Vereinbarung zwischen RAG Austria AG, Gazprom Export und Wingas GmbH – 2005: Vertragsunterzeichnung für ein gemeinsames Projekt – 2007: Eröffnung erste Ausbaustufe – 2011: Eröffnung zweite Ausbaustufe – die deutsch-österreichisch-russischen Projektpartner trugen jeweils ein Drittel des Gesamtinvestitionsvolumens von rd. 250 Mio. EUR
Struktur der Eigentümer	<ul style="list-style-type: none"> – Gemeinschaftsprojekt der RAG Austria AG mit Gazprom Export und der deutsch-russischen Wingas (1993 von Wintershall (BASF-Tochter) und Gazprom gegründet) – ab 2015 übernahm Gazprom im Rahmen eines Anteilstauschs das bis dahin mit Wintershall gemeinsam betriebene Gasspeicher- und Gas Handelsgeschäft, u.a. 100 % der Anteile von Wingas GmbH und von astora GmbH einschließlich der Rechte am Speicher Haidach
Eigentumsverhältnisse	<ul style="list-style-type: none"> – die unterirdischen Teile gehörten der Republik Österreich – die oberirdischen Teile gehörten bis 2022 <ul style="list-style-type: none"> – zu einem Drittel der RAG Austria AG (rd. 33 %) und – zu zwei Dritteln der Gazprom Export GmbH (66 %) bzw. ihren Tochtergesellschaften: <ul style="list-style-type: none"> • Wingas GmbH (rd. 33 %); seit 2015 zu 100 % im Eigentum der Gazprom Germania GmbH • Gazprom Germania GmbH (rd. 22 %) und • Centrex Europe Energy & Gas AG (rd. 11 %) – seit Ende 2022 war anstelle der Gazprom Germania GmbH die deutsche SEFE GmbH (SEFE = Securing Energy for Europe) mit rd. 56 % am Speicher Haidach beteiligt – mit Ende 2023 schieden Centrex Europe Energy & Gas AG und die Gazprom Export GmbH aus dem Joint Venture Haidach aus – ab 2024 wurden die Anteile wie folgt gehalten: <ul style="list-style-type: none"> • RAG Austria AG: 4/9 (bisher 3/9) • Wingas GmbH: 3/9 (100 % Tochter von SEFE GmbH) • SEFE GmbH: 2/9
Vermarktung der Kapazitäten des Speichers	<p>Vermarktung bzw. Vertrieb erfolgten</p> <ul style="list-style-type: none"> – zu einem Drittel durch astora GmbH (bis 4. April 2022; 100 %-Tochter der Gazprom Germania GmbH, danach unter deutscher Treuhandverwaltung bzw. als 100 %-Tochter der deutschen SEFE GmbH) – zu zwei Dritteln durch GSA LLC (bis Juli 2022; 100 %-Tochter der Gazprom Export GmbH; seit August 2022 nach regulierungsbehördlicher Entscheidung durch RAG Energy Storage GmbH) – ab Jänner 2024 zu 58 % durch astora GmbH und zu 42 % durch RAG Energy Storage GmbH

Quellen: BMK; E-Control; Zusammenstellung: RH

(3) Bereits im zweiten Halbjahr 2021 wiesen die von Unternehmen des Gazprom-Konzerns vermarkteteten Speicher in Deutschland sowie der Speicher Haidach in Österreich ungewöhnlich niedrige Füllstände auf. Laut E-Control betrug der Füll-



stand des Speichers Haidach im November 2021 bei der GSA LLC 2 % und bei der astora GmbH 56 %.²⁷

Nach dem russischen Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 schien aus Sicht des Klimaschutzministeriums²⁸ nicht mehr gewährleistet, dass die zum Gazprom-Konzern gehörenden Speicherunternehmen (astora GmbH, GSA LLC) die Kapazitäten des Speichers Haidach weiter nach betriebswirtschaftlichen Erwägungen vermarkten und ihre Speicher entsprechend befüllen würden.

Das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz stellte am 4. April 2022 die Gazprom Germania GmbH²⁹ – und damit auch deren Speichertochter astora GmbH (einschließlich ihrer Anteile am Speicher Haidach) – unter die treuhändische Verwaltung der deutschen Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur. Im November 2022 erfolgte der vollständige Eigentümerwechsel bzw. die Verstaatlichung der nunmehrigen SEFE GmbH.³⁰ Auslöser dafür war die ungeklärte Übertragung der Gesellschafteranteile der Gazprom Germania GmbH an eine im Ausland ansässige, den deutschen Behörden nicht bekannte Gesellschaft. Eine solche Übertragung war nach deutschem Recht ohne vorherige Anzeige und Prüfung verboten.

Ein Drittel der Speicherkapazität von Haidach stand damit ab April 2022 unter Kontrolle der Bundesnetzagentur, zwei Drittel hielt bis Juli 2022 die GSA LLC (Tochter der Gazprom-Export), ohne sie zu nutzen. Anfang April 2022 war der Gasspeicher der GSA LLC in Haidach mit einem Füllstand von 0,05 % leer und jener der astora GmbH (Tochter der Gazprom Germania GmbH) nur zu 12,5 % gefüllt.

(4) Eine Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 verpflichtete die Speichervermarkter, ungenutzte Speicherkapazitäten anzubieten oder diese zurückzugeben („Use it or lose it“-Prinzip). Andere Unternehmen sollten dann darauf zugreifen und die Speicher befüllen können. Systematisch ungenutzte Speicherkapazitäten waren dem Speicherunternehmen nach schriftlicher Ankündigung zu entziehen. Mit Bescheid der E-Control vom 18. Juli 2022 verlor die GSA LLC ihre Rechte als Speicherunternehmen zur Vermarktung der Kapazitäten des Speichers Haidach.³¹

²⁷ E-Control, Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt 2022 (Berichtszeitraum 2019 bis 2022), S. 3

²⁸ vgl. parlamentarische Anfragebeantwortung 10393/AB vom 5. Juni 2022 zu 10526/J

²⁹ seit Juni 2022: Securing Energy for Europe GmbH (SEFE GmbH)

³⁰ Siehe Letter of Comfort der deutschen Bundesnetzagentur: „Mit der Treuhandschaft bestanden keine Anweisungsbefugnisse des ursprünglichen Eigentümers mehr. Ein unkontrollierter Abfluss von Finanzmitteln sollte damit verhindert werden. Die Treuhandverwaltung endete mit 15. Dezember 2022, nach dem vollständigen Eigentümerwechsel bei der SEFE GmbH (Verstaatlichung)“, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Treuhand/Gazprom/start.html> (abgerufen am 12. Dezember 2023).

³¹ Die Vermarktung dieses Teils der Kapazitäten erfolgte ab 1. August 2022 durch die RAG Energy Storage GmbH (einer 100 %-Tochter der RAG Austria AG).



Mit einem Ressortübereinkommen³² der zuständigen Fachministerien über die gemeinsame Nutzung der in Österreich befindlichen Erdgasspeicheranlagen Haidach und 7Fields übernahmen Deutschland und Österreich eine gemeinsame Verantwortung für die Befüllungsziele und die Befüllungspfade nach Art. 6a Abs. 1 und 4 der Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (in der Folge: **GasversorgungssicherheitsVO 2017**).

(5) Ziel der Bundesregierung war ein bestmöglicher Füllstand der österreichischen Speicher für den Winter 2022/23, mindestens aber 80 % bis 1. November 2022 laut EU-Vorgabe. Solange jedoch zwei Drittel der Speicherrechte für Haidach ungenutzt bei einem Unternehmen des Gazprom-Konzerns lagen, war dieses Ziel nicht erreichbar, denn es fehlten ausreichende Speicherkapazitäten für die strategische Gasreserve des Bundes ([TZ 17](#)).

Das Klimaschutzministerium ersuchte daher Ende Mai 2022 die E-Control um die Übermittlung des Speichervertrags zwischen dem Speicherunternehmen GSA LLC und dem Speicherkunden Gazprom. Es verwies dabei auf § 101 Gaswirtschaftsgesetz 2011, wonach Speicherunternehmen Verträge über die Bereitstellung von Speicherleistung unmittelbar nach Vertragsabschluss der Regulierungsbehörde vorzulegen hatten.

Der Vorstand der E-Control vertrat jedoch die rechtliche Einschätzung, dass eine Übermittlung von Verträgen, welche die E-Control im Rahmen der Markt- und Wettbewerbsaufsicht erhalten hatte, nicht zulässig sei. Nach Ansicht des Klimaschutzministeriums wie auch der E-Control wurden Lösungen zur Nutzung des Speichers Haidach dennoch gefunden (siehe [TZ 16 f.](#)).

9.2 Der RH hielt fest, dass das zuständige Bundesministerium in Deutschland Unternehmen des Gazprom-Konzerns in Deutschland verstaatlichte und das Klimaschutzministerium in Österreich veranlasste, dass einem Tochterunternehmen des Gazprom-Konzerns die Speicherrechte entzogen wurden, um die Befüllung des Speichers Haidach zu gewährleisten.

Der RH wies ferner darauf hin, dass Ende März 2022 die Frühwarnstufe ausgerufen wurde und dringender Handlungsbedarf bestand, um die Versorgungssicherheit für den Winter 2022/23 zu gewährleisten ([TZ 19](#)). Aus Sicht des RH lag es im übergeordneten öffentlichen Interesse, dass das Klimaschutzministerium als zuständige Behörde bei Bedarf auch Kenntnis über bestehende Speicherverträge erlangen konnte. Dies umso mehr, als die Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Speicher-

³² Abkommen zwischen dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Republik Österreich und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland über die gemeinsame Nutzung der Erdgasspeicheranlagen Haidach und 7Fields vom 17. Februar 2023



unternehmen – bei Vorliegen gesetzlicher Bestimmungen bzw. gerichtlicher oder regulatorischer Anordnungen – ohnehin Ausnahmen von der Geheimhaltungspflicht vorsahen.

Der RH empfahl dem Klimaschutzministerium und der E-Control, die bestehenden nationalen und EU-rechtlichen Informations-, Auskunfts- und Einsichtsrechte der Behörden bei Erdgasunternehmen durchzusetzen und effektiv anzuwenden. Um die Handlungsfähigkeit der Regierung sicherzustellen, sollte in Krisensituationen mit dringendem Handlungsbedarf, wie etwa bei der Ausrufung der Frühwarnstufe, ein behördlicher Informationsaustausch bzw. eine wechselseitige Unterstützung grundsätzlich möglich sein. Die bestehenden gesetzlichen Vorgaben wären daher auf allfällige Anwendungshindernisse und Regelungsdefizite zu überprüfen. Gegebenenfalls wäre auf eine gesetzliche Regelung der Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für einen Informationsaustausch im Sinne einer Amtshilfe hinzuwirken.

Der RH verwies auch auf seine Ausführungen zur Vertraulichkeit der langfristigen Gaslieferverträge in TZ 24.

- 9.3 (1) Das Klimaschutzministerium wies in seiner Stellungnahme darauf hin, dass es im Frühling 2023 einen Gesetzesvorschlag zur effektiveren Durchsetzung der Einsichtsrechte in Erdgaslieferverträge an die regierungsinterne Koordination übermittelt habe; innerhalb der Regierung sei jedoch kein Konsens zu diesem Vorschlag erzielt worden. Die Zusammenarbeit mit der E-Control als zuständige Regulierungsbehörde habe gut funktioniert. Die geltende Rechtslage in Bezug auf den behördlichen Informationsaustausch mit der E-Control stelle eine geeignete und praxisbewährte Rechtsgrundlage für eine effiziente und praktikable Zusammenarbeit dar.
- (2) Laut Stellungnahme der E-Control habe sie den behördlichen Informationsaustausch, der zu einer schnellen und effizienten Umsetzung von Versorgungssicherheitsmaßnahmen notwendig gewesen sei, im gesetzlich zulässigen Rahmen durchgeführt. Sie habe im Gesetzgebungsverfahren zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG)³³ proaktiv darauf hingewirkt, dass sie künftig zur Amtshilfe verpflichtet werde, was auf Basis der geltenden Rechtslage nicht der Fall sei.
- 9.4 Der RH nahm Kenntnis vom Legistikvorschlag des Klimaschutzministeriums zur effektiveren Durchsetzung von Einsichtsrechten. Er hielt jedoch fest, dass trotz dieser Bemühungen zumindest in zwei Fällen maßgebliche Speicher- und Lieferverträge dem Ministerium nicht vorlagen, obwohl dies im übergeordneten öffentlichen Interesse gewesen wäre (TZ 21 f.).

³³ 310/ME 27. Gesetzgebungsperiode



Ungeachtet dessen, dass Lösungen für die Befüllung der Gasspeicher gefunden wurden, setzte das Klimaschutzministerium selbst eine Kommission zur Prüfung des Gasliefervertrags zwischen Gazprom und der OMV vor dem Hintergrund der GasversorgungssicherheitsVO 2017 ein ([TZ 26](#)). Der RH hielt daher seine Empfehlung aufrecht.

Der RH nahm die Aktivitäten und Bestrebungen der E-Control für einen verbesserten behördlichen Informationsaustausch positiv zur Kenntnis.

Internationale Pipeline-Projekte und Gashandel

- 10.1 (1) Am 14. August 2009 wurde das dritte EU-Binnenmarktpaket veröffentlicht: Übertragungsnetzbetreiber müssen seit Inkrafttreten unabhängig von den Interessen einzelner Marktteilnehmer agieren (Entflechtung). Der Eigentümer sollte – als Netzbetreiber – kein Monopol auf die Gaslieferung erlangen können.

Österreich war in internationale Pipeline-Projekte, wie im Folgenden dargestellt, involviert:

Tabelle 3: Internationale Pipeline-Projekte mit Bezug zu Österreich 2002 bis 2022

Projekte	zeitlicher Ablauf
Nabucco	<ul style="list-style-type: none"> – 2002: Absichtserklärung und Kooperationsabkommen von fünf Gesellschaften, darunter federführend die OMV – 2004: Gründung der Nabucco Gas Pipeline International GmbH – 2009: Regierungsübereinkommen (Bulgarien, Österreich, Rumänien, Türkei, Ungarn) – 2011: Transportvorschlag an den wichtigsten Lieferanten (Shah Deniz II Konsortium, Aserbaidschan) – Juni 2013: Lieferkonsortium entscheidet sich gegen das Projekt Nabucco; Projekt damit gescheitert
South Stream	<ul style="list-style-type: none"> – Juni 2007: Machbarkeitsstudie für ein russisch-italienisches Pipeline-Projekt, u.a. als Alternative zum Gastransit durch die Ukraine; das Projekt stand auch in Konkurrenz zu Nabucco – April 2008: Wirtschaftsminister¹ hält OMV-Einbindung in das Projekt South Stream für „günstig“ – 2008 und 2009: Abschluss bilateraler Abkommen zwischen der Russischen Föderation und den in Aussicht genommenen Transitstaaten, u.a. Kroatien, Serbien, Slowenien und Ungarn – 24. April 2010: Abkommen zwischen den Regierungen der Republik Österreich und der Russischen Föderation über die Zusammenarbeit beim Bau und Betrieb der Erdgas-Pipeline South Stream auf dem Hoheitsgebiet der Republik Österreich – September 2011: EU-Kommission strebt Informationsaustausch über zwischenstaatliche Energieabkommen zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern an – Dezember 2011: Gazprom entscheidet, dass South Stream in Norditalien und nicht in Österreich endet (siehe nachfolgende Tabelle 4) – 29. April 2014: neuerliche Absichtserklärung von OMV und Gazprom, das South Stream Projekt in Österreich und mit Baumgarten als Endpunkt zu errichten, einschließlich Beteiligung von Gazprom am CEGH sowie Buchung von Speicherkapazitäten durch Gazprom bei der OMV – 24. Juni 2014: OMV und Gazprom treffen Vereinbarung über die South Stream Austria GmbH – 1. Dezember 2014: Russische Föderation stellt das Projekt South Stream ein



Projekte	zeitlicher Ablauf
North Stream 2	<ul style="list-style-type: none"> – 4. September 2015: Gazprom (51 %) und fünf Energieunternehmen (jeweils 10 % (u.a. die OMV) bzw. 9 %) gründen die Projektgesellschaft „New European Pipeline AG“ zur Umsetzung der „Nord Stream 2“-Pipeline; Letztere ziehen sich als Aktionäre wieder zurück, nachdem die polnische Wettbewerbsbehörde in einem Kartellverfahren Einspruch gegen den Zusammenschluss einlegte – 24. April 2017: die Projektgesellschaft Nord Stream 2 AG (Alleinaktionär: Gazprom) schließt mit den fünf Unternehmen, u.a. der OMV, jeweils Finanzierungsverträge (bis zu 950 Mio. EUR) – September 2021: nach dem Ende der Bauarbeiten wurden die beiden Pipeline-Stränge bis Ende 2021 mit Erdgas befüllt; am 22. Februar 2022 stoppt Deutschland wegen des bevorstehenden Angriffs Russlands auf die Ukraine das Zertifizierungsverfahren für den Transportnetzbetreiber – die Auszahlungen der OMV als Finanzinvestor für Nord Stream 2 beliefen sich auf 729 Mio. EUR; der gesamte zum 5. März 2022 ausstehende Betrag einschließlich abgegrenzter Zinsen betrug 1 Mrd. EUR, er wurde zulasten des Finanzergebnisses wertberichtet
Ukraine-Pipeline	<ul style="list-style-type: none"> – der für Österreich maßgebliche Transitvertrag zwischen der Russischen Föderation und der Ukraine lief bis Ende 2024

¹ Dr. Martin Bartenstein

Quellen: RIS; OMV-Geschäftsberichte; OTS-Meldungen; Zusammenstellung: RH

(2) Ab Ende 2012 hatten die EU-Mitgliedstaaten bestehende und neue Abkommen mit Auswirkungen auf das Funktionieren des Energiebinnenmarktes oder auf die Energieversorgungssicherheit der EU-Kommission nach der Ratifizierung vorzulegen. Im Dezember 2013 stellte die EU-Kommission fest, dass die internationalen Regierungsabkommen, die die Russische Föderation mit Österreich und anderen Mitgliedstaaten über South Stream abgeschlossen hatte, in einigen Punkten gegen EU-Recht verstießen, vor allem gegen die Bestimmungen zur Entflechtung, zum diskriminierungsfreien Zugang Dritter zu Fernleitungen und zu den Tarifregelungen. Nach Art. 5 des Abkommens mit Österreich sollte Österreich der gemeinsamen Pipeline-Betriebsgesellschaft von OMV und Gazprom erforderlichenfalls Ausnahmen von diesen EU-Bestimmungen erteilen.

(3) Die Projekte Nabucco und South Stream sollten Baumgarten als Energiedrehscheibe aufwerten; Kooperationen mit Gazprom sollten die Bedeutung von Baumgarten für den Gashandel und der geplanten Gasbörse weiter steigern sowie die Liquidität des regionalen Gasmarktes erhöhen. Das Regierungsprogramm 2013–2018 bekannte sich u.a. zur Energiedrehscheibenfunktion Österreichs durch internationale Kooperationen, zum Infrastrukturausbau sowie zu Gasspeichern und Handelsplätzen.³⁴

³⁴ Regierungsprogramm 2013–2018 vom 16. Dezember 2013, S. 33 f.



Entsprechende Vorhaben verfolgten die OMV und Gazprom ab 2007:

Tabelle 4: Kooperationspläne im Gashandel und bei Gasspeichern (2007 bis 2014)

Datum	Inhalt
23. Mai 2007	<ul style="list-style-type: none"> – Absichtserklärung über Kooperationspläne: Gazprom strebte Beteiligung an der OMV-Tochter Central European Gas Hub AG (CEGH AG) an <ul style="list-style-type: none"> • Baumgarten sollte zur wichtigsten Gashandels-Drehscheibe Kontinentaleuropas werden • gemeinsame Speicherprojekte bei Baumgarten und im benachbarten Ausland
25. Jänner 2008	<ul style="list-style-type: none"> – Kooperationsabkommen: 50 %-Beteiligung der Gazprom an der CEGH AG
November 2008	<ul style="list-style-type: none"> – Einigung von OMV, Gazprom und Wiener Börse auf die Weiterentwicklung des CEGH zu einer führenden zentraleuropäischen Hub-Plattform und die Errichtung einer Gasbörse mit Kassa- und Terminmarkt – 2009 sollten sich Unternehmen des Gazprom-Konzerns zu 50 % an der CEGH AG beteiligen: <ul style="list-style-type: none"> • Gazprom Germania GmbH (30 %) und Centrex Europe Energy & Gas AG (20 %) • OMV Gas & Power GmbH (30 %) und Wiener Börse AG (20 %)
Dezember 2009	<ul style="list-style-type: none"> – Start der ersten Erdgas-Börse (CEGH Gas Exchange der Wiener Börse) in Zentraleuropa <ul style="list-style-type: none"> • laut Wirtschaftsminister¹ sei eine Gazprom-Beteiligung „erwünscht, um den wichtigsten Player einzubeziehen“, es solle aber bei einer Minderheitsbeteiligung bleiben
17. Juni 2010	<ul style="list-style-type: none"> – die Wiener Börse beteiligt sich mit 20 % an der CEGH AG – die geplante Beteiligung der Gazprom-Unternehmen wird noch von der EU-Kommission im Zuge eines Prä-Notifizierungsverfahrens geprüft
Dezember 2011	<ul style="list-style-type: none"> – die 50 %-Beteiligung von Unternehmen des Gazprom-Konzerns scheitert an den – aus Sicht des Gazprom-Konzerns – unerfüllbaren Bedingungen der EU-Kommission (siehe Tabelle 3)
September 2012	<ul style="list-style-type: none"> – der slowakische Gas-Transitsystembetreiber Eustream beteiligt sich mit 15 % an der CEGH AG
April 2014	<ul style="list-style-type: none"> – Memorandum of Understanding von OMV und Gazprom über das South Stream Projekt in Österreich mit Baumgarten als Endpunkt; Beteiligung von Gazprom an der CEGH AG; Nutzung von OMV-Speicherkapazitäten – der Wirtschaftsminister¹ sichert den Bemühungen von OMV und Gazprom zur Umsetzung des South Stream Projekts auf österreichischem Territorium seine Unterstützung zu

¹ Dr. Reinhold Mitterlehner

Quellen: OMV-Geschäftsberichte; OTS-Meldungen; Zusammenstellung: RH

Nach dem Scheitern des Projekts Nabucco im Juni 2013 wollte die OMV Baumgarten als bedeutenden Handelsknoten in Mitteleuropa absichern und sah das Projekt South Stream zudem als Möglichkeit, Erdgas (nach dem Gasfund 2014 im Schwarzen Meer) von Rumänien nach Baumgarten zu transportieren.

Die E-Control wies bereits 2008 darauf hin, dass der angekündigte Einstieg von Gazprom kartellrechtlich zu prüfen sein werde und das Engagement von den Marktteilnehmern kritisch gesehen werde, weil Gazprom der wesentliche Lieferant in Baumgarten war. Aus Sicht der Regulierungsbehörde stellte sich die Frage, welchen Informationsvorsprung Gazprom durch eine Beteiligung am Hub gewinnen und welche Maßnahmen die Transparenz und das Vertrauen in den Handelsplatz erhalten könnten. Sie erachtete die Entwicklung einer effektiven Markt- und Börsenauf-



sicht als notwendig.³⁵ Im Marktbericht 2010 beurteilte sie die Beteiligung von Gazprom an der Gasbörse aus Wettbewerbsgründen als bedenklich, weil den Anteilseignern ein beträchtlicher Einfluss zukam.³⁶ Auch andere Experten wiesen darauf hin, dass der Gazprom-Konzern mit Gasfeldern, Pipelines und Speichern über eine hohe Preissetzungsmacht verfügte.³⁷ Eine ausgeprägte, für die Endkunden nachteilige Marktkonzentration widerspreche den Grundsätzen des Energiebinnenmarktes. Befürworter hielten dagegen, dass damit die Liquidität verbessert werde.

- 10.2 (1) Der RH hielt fest, dass Österreich und die OMV – wie auch andere EU-Mitgliedstaaten und ihre großen Energiekonzerne – mit der Russischen Föderation bzw. Gazprom Abkommen und Vereinbarungen über South Stream verhandelten. Aus Sicht der EU-Kommission verletzten diese Abkommen in einigen zentralen Punkten EU-rechtliche Bestimmungen, die ab dem dritten Binnenmarktpaket (2009) für alle Fernleitungsnetzbetreiber in der EU galten: Der Zugang zu Pipelines auf dem Gebiet der EU musste diskriminierungsfrei gewährleistet sein; Netz und Vertrieb mussten getrennt sein; der Transporteur durfte nicht die Preise kontrollieren. Im Dezember 2014 stellte die Russische Föderation das Projekt South Stream ein.

Das Projekt South Stream bezweckte eine Diversifizierung der Transportroute durch Umgehung der Ukraine als Transitland, stand aber in Konkurrenz zum Projekt Nabucco, das auch die Lieferländer diversifizieren sollte.

- (2) Der RH wies darauf hin, dass die österreichische Bundesregierung den Unternehmensinteressen der OMV am Projekt South Stream und der damit angestrebten Aufwertung des Gasknotens Baumgarten bzw. der Gasbörse auch nach der russischen Annexion der Krim im Frühjahr 2014 den Vorrang einräumte vor der Verringerung der Energieabhängigkeit von nur einem Lieferanten und vor der Umsetzung eines funktionierenden europäischen Energiebinnenmarktes. Dies, obwohl die Marktkonzentration und Preissetzungsmacht sowie der Einfluss, den der Gazprom-Konzern damit auf den Gasmarkt und die Gasbörse sowie auf Teile der Gasinfrastruktur erlangt hätte, Anlass zu erheblichen kartell- und wettbewerbsrechtlichen Bedenken gaben.

Die von der OMV in Aussicht genommenen und von der österreichischen Bundesregierung unterstützten Beteiligungen von Unternehmen des Gazprom-Konzerns am Gashandel bzw. an der Gasbörse in Österreich sowie gemeinsame Speichernutzungen von OMV- und Gazprom-Unternehmen kamen letztlich nicht zustande. In Anbe tracht der Krise des Jahres 2022 erwies sich dies als Vorteil. Der RH verwies dazu auf seine Ausführungen in TZ 9 und TZ 36.

³⁵ E-Control, Marktbericht 2008, S. 16 f.

³⁶ E-Control, Marktbericht 2010, S. 7, 88 f.

³⁷ siehe Wiener Zeitung vom 1. Mai 2024, „Eine Pipeline spaltet Europa“

Infrastruktur für den Import von verflüssigtem Erdgas (LNG)

- 11 (1) Zur Diversifizierung der Erdgasversorgung thematisierte die EU-Kommission schon im Jahr 2000 im Grünbuch zur Versorgungssicherheit auch den Ausbau von LNG-Anlagen.³⁸ Zur LNG-Infrastruktur zählen Verflüssigungsterminals, Tanker und Importterminals mit Anlagen zur Regasifizierung des verflüssigten Erdgases. Erste LNG-Terminals entstanden in Europa bereits in den frühen 1970er Jahren, weitere folgten in den späten 1980er Jahren, die meisten jedoch seit 2000. In Österreich sah das Regierungsprogramm 2008–2013 die Erschließung neuer Transportoptionen vor, u.a. durch die Anbindung an LNG-Terminals. Der Wettbewerb zwischen Erdgas aus LNG-Anlagen und Pipeline-Gas bewirkte zwischen 2010 und 2015 deutliche Preissenkungen bei Pipeline-Gas ([TZ 24](#)). 2021 betrug der LNG-Anteil an den EU-Erdgasimporten ein Fünftel, im Jahr 2023 hatte sich der Anteil mehr als verdoppelt.³⁹
- (2) Österreich ist als Binnenstaat auf entsprechend ausgebauten Fernleitungen angewiesen, um Erdgas aus LNG-Terminals beziehen zu können. Laut dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 besteht über die Trans-Austria-Gasleitung eine Verbindung mit drei LNG-Terminals in Norditalien. Auch über das kroatische LNG-Terminal Krk und über die Süd-Ost-Leitung (siehe Abbildung 8 in [TZ 7](#)) könnte Österreich künftig Gas importieren. Die Kapazitäten der Terminals bzw. der Pipelines müssten dafür zum Teil noch erhöht werden.⁴⁰

Die Beteiligung der OMV an dem 2011 eröffneten Gate-Terminal in Rotterdam war lange Zeit nicht rentabel. Die Geschäftsberichte der OMV wiesen dazu in den Geschäftsjahren 2015 bis 2020 jeweils über 300 Mio. EUR an Rückstellungen (Barwerte) für belastende Verträge über Regasifizierungs- und Speicherkapazitäten ihrer Gashandels-Tochter aus, 2021 sogar 390 Mio. EUR.

³⁸ Verflüssigtes Erdgas (LNG) wird mittels Tieftemperaturtechnik (Kryotechnik) auf etwa minus 163 Grad Celsius abgekühlt, womit sich das Volumen auf ein 600stel verringert. Mit speziellen LNG-Tankschiffen wird das verflüssigte Erdgas zum Zielhafen transportiert. Dort wird es regasifiziert und als Erdgas in das Netz eingespeist. Als verflüssigtes Erdgas kann es auch zum Betanken von LNG-Lkw bzw. von Frachtschiffen verwendet werden.

³⁹ ACER, Analysis of EU LNG-market development in 2023 (2024) S. 18

⁴⁰ Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich 2023–2032, S. 22



Die Rückstellung konnte 2022 auf 32 Mio. EUR reduziert und 2023 wegen „vorteilhafter LNG-Marktbedingungen zur Gänze aufgelöst“ werden:

Tabelle 5: LNG-Terminals mit Bezug zur OMV

LNG-Terminal	Projektentwicklung
Gate-Terminal Rotterdam	<ul style="list-style-type: none"> – 17. Dezember 2007: OMV beteiligt sich mit 5 % am Gate-Terminal in Rotterdam – September 2011: Eröffnung des Terminals; aus Sicht der OMV werde die logistische Flexibilität von LNG die Versorgungssicherheit erhöhen; die OMV verpflichtet sich – neben der Investition – auch ein Viertel der Gesamtkapazität zu vermarkten, insgesamt 3 Mrd. m³ – Frühjahr 2015: die Beteiligung am Gate-Terminal gehöre laut OMV-Geschäftsbericht 2014 zu den zu Veräußerungszwecken gehaltenen Vermögenswerten, da die Kosten der mangels Auslastung nicht genutzten Kapazität das Ergebnis belasteten – 2022: das Volumen des LNG-Geschäfts nimmt enorm zu, die OMV nutzt ihre Kapazität am Gate-Terminal voll aus
Adria LNG Projekt Krk, Kroatien	<ul style="list-style-type: none"> – 2006: die Adria LNG Study Company (ein Joint Venture von OMV und anderen Unternehmen) beauftragt eine Machbarkeitsstudie für den Terminal – April 2008: endgültiges Konsortium fixiert – 2011: Umstrukturierung des Projekts, die Mehrheit der Anteilseigner beschließt, die Investitionsentscheidung aufzuschieben – 2014: das Projekt verzögert sich mangels Wirtschaftlichkeit weiter – 2020: die Netzbetreiber von Kroatien, Slowenien und Österreich untersuchen Optionen zur Erhöhung der Kapazität von Kroatien Richtung Österreich (Murfeld) – 2021: Inbetriebnahme des in der Folge von staatlicher Seite errichteten LNG-Terminals in Krk mit 2,9 Mrd. m³ Gas jährlich – August 2023: Beschluss, die Kapazität auszubauen

Quellen: OMV-Geschäftsberichte; OTS-Meldungen; AGGM; E-Control; Zusammenstellung: RH

Mitte 2018 suchten die OMV und Gazprom nach Alternativen zum Pipeline-Transport und führten Gespräche über eine Zusammenarbeit im Bereich LNG. Am 4. Oktober 2018 unterzeichneten sie ein Abkommen über eine strategische Kooperation. Im Juni 2019 unterzeichneten OMV und Gazprom ein weiteres Abkommen, das u.a. technische Zusammenarbeit im Bereich der Gastransportsysteme umfasste.

(3) Im Juli 2023 unterzeichnete die OMV mit einem britischen Lieferanten eine Vereinbarung über LNG-Lieferungen von bis zu 1 Mio. Tonnen jährlich ab 2026 für zehn Jahre. Die Lieferungen erfolgen über das Gate-Terminal in Rotterdam, wo die OMV über Kapazitäten zur Regasifizierung des verflüssigten Erdgases verfügt. Ebenso schloss die OMV im November 2023 einen langfristigen Vertrag mit einem US-amerikanischen Unternehmen über die Lieferung von jährlich 850.000 Tonnen (rd. 11 TWh) bzw. bis zu zwölf LNG-Ladungen jährlich ab 2029.

In Verbindung mit den Terminal-Kapazitäten buchte die OMV auch Transportkapazitäten, um die Versorgungswege nach Österreich zu sichern. Für diese unkündbaren Transportverträge bildete sie ebenfalls Rückstellungen, die von 65 Mio. EUR (2021) über 188 Mio. EUR (2022) auf 258 Mio. EUR (2023) stiegen.



Rechtsrahmen der Gaswirtschaft

Liberalisierung der Erdgasmärkte in der EU

- 12 (1) Ende der 1990er Jahre begann die Liberalisierung der von Monopolstrukturen geprägten EU-Energiemärkte. Wie die Strommärkte sollten auch die Gasmärkte für neue Anbieter bzw. private Unternehmen geöffnet werden und die Endkunden ihre Energieversorger frei wählen können. In der Folge wurden die regulierten Energienetze, die als natürliche Monopole diskriminierungsfrei zugänglich sein mussten, von den wettbewerblichen Bereichen (Erzeugung, Großhandel, Energievertrieb, siehe Abbildung 10 in TZ 14) getrennt.

Schrittweise wurden Wettbewerbshemmnisse abgebaut – in den Mitgliedstaaten, zwischen diesen und auch im Verhältnis zu Drittstaaten, u.a. auch zur Russischen Föderation. Auch zehn Jahre nach Beginn der Liberalisierung wies der Erdgasmarkt noch „strukturelle Verkrustungen“ auf, aufgrund der Konzentration der Versorger, langfristiger Lieferverträge oder der mangelnden Liquidität nachgelagerter Strukturen⁴¹.

(2) In rechtlicher Hinsicht waren die drei Binnenmarkt-Richtlinien der EU maßgeblich für die Liberalisierung der Gasmärkte. Diese waren in nationales Recht umzusetzen; die EU-Verordnungen, die vor allem die dritte Binnenmarktrichtlinie begleiteten, waren in den Mitgliedstaaten unmittelbar wirksam.⁴²

⁴¹ Erwägungsgrund 37 zur RL 2009/73/EG

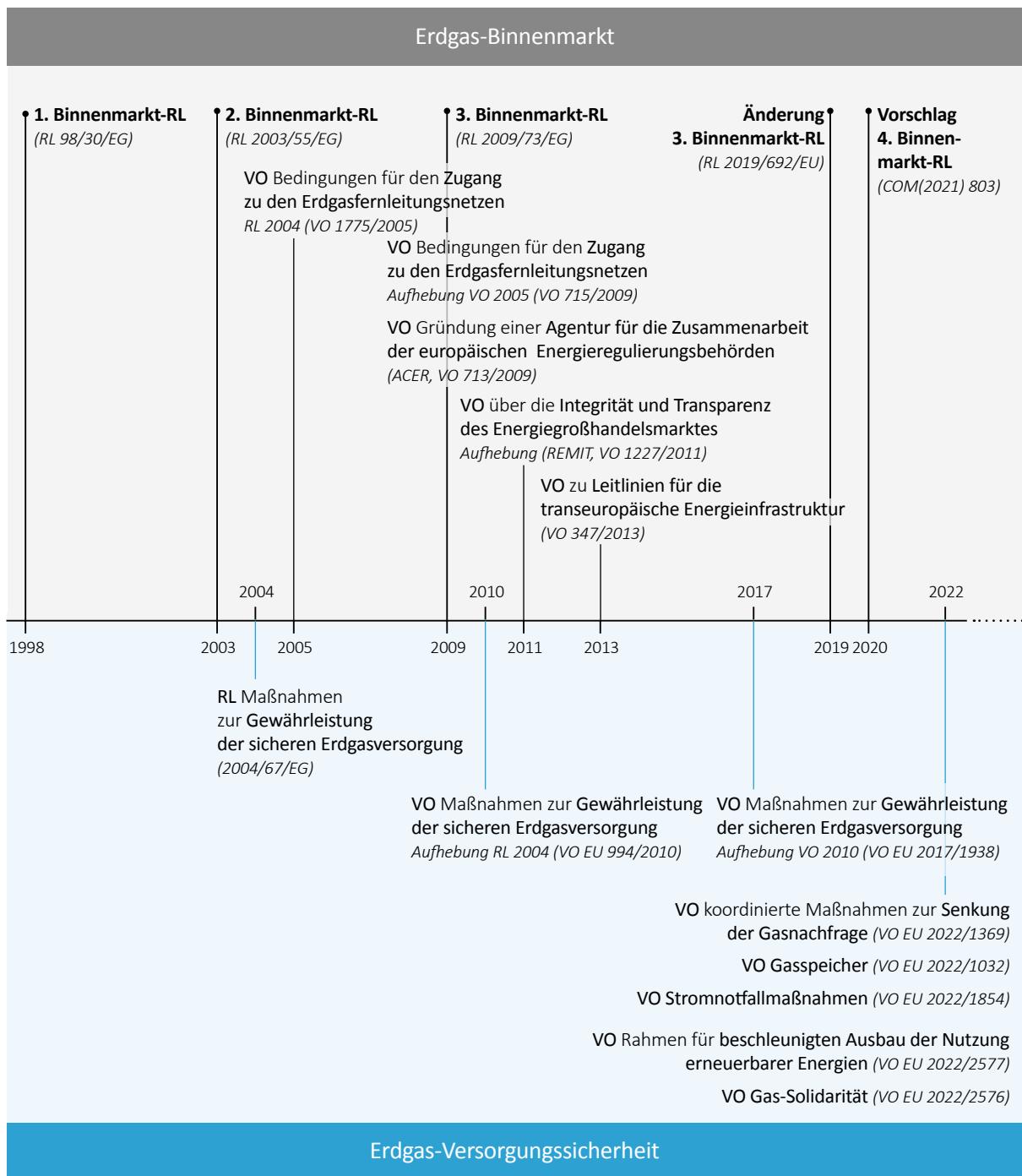
⁴² Daneben galten auf europäischer Ebene auch Netzkodizes (Network Codes) und Leitlinien (Guidelines); einen Überblick bot die E-Control unter <https://www.e-control.at/bereich-recht/unionsrecht/gas/netzkodizes> (abgerufen am 20. Februar 2024).



Erdgas – Versorgungssicherheit

Die rechtliche Entwicklung des Erdgas-Binnenmarktes und der Erdgas-Versorgungssicherheit stellte sich im Überblick wie folgt dar:

Abbildung 9: Liberalisierung und Versorgungssicherheit – EU-Recht im Bereich Erdgas



ACER = EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
 COM = Europäische Kommission
 REMIT = Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes
 RL = Richtlinie
 VO = Verordnung

Quelle: bezughabendes EU-Recht; Darstellung: RH



Die erste Erdgas-Binnenmarktrichtlinie 1998⁴³ schuf als eine der Grundvoraussetzungen für einen funktionierenden Wettbewerb den diskriminierungsfreien Zugang Dritter zu den Gasnetzen.

Die zweite Binnenmarktrichtlinie 2003⁴⁴ ermöglichte Geschäfts- und Privatkunden, mit einem Gasversorger ihrer Wahl einen Vertrag abzuschließen und diesen zu wechseln.

Die dritte Binnenmarktrichtlinie 2009⁴⁵ brachte – gemeinsam mit einer Reihe von Verordnungen – u.a. folgende bedeutende Weiterentwicklungen:

- die Trennung (Entflechtung, Unbundling) von Energieversorgung und -erzeugung einerseits und Netzbetrieb andererseits,
- den diskriminierungsfreien Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen, Gasspeicher- und LNG-Anlagen,
- erweiterte Verbraucherrechte in Endkundenmärkten,
- die Stärkung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden sowie
- die Schaffung der EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energeregulierungsbehörden (**ACER**) und des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G⁴⁶).

Im April 2019 änderte die EU einige Bestimmungen der dritten Binnenmarktrichtlinie, um Hindernisse für die Vollendung des Erdgasbinnenmarktes zu beseitigen, die sich aus der Nichtanwendung der EU-Marktvorschriften auf Gasfernleitungen aus Drittländern, z.B. der Russischen Föderation, sowie in Drittländer ergaben. Damit sollten Wettbewerbsverzerrungen im EU-Energiebinnenmarkt und negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit vermieden werden.⁴⁷

Ende 2021 präsentierte die EU-Kommission einen Vorschlag zu einer Richtlinie „über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas sowie Wasserstoff“.⁴⁸

⁴³ RL 98/30/EG

⁴⁴ RL 2003/55/EG

⁴⁵ RL 2009/73/EG

⁴⁶ englisch für European Network of Transmission System Operators for Gas

⁴⁷ RL 2019/692/EU zur Änderung der RL 2009/73/EG

⁴⁸ COM(2021) 803 final/2, 23. November 2022



Erdgasversorgungssicherheit – Rechtsentwicklung auf EU-Ebene

13.1

(1) Funktionierende Energiemarkte sowie eine nachhaltige und sichere Energieversorgung zu leistbaren Preisen sind für Wirtschaft und Gesellschaft von grundlegender Bedeutung (Daseinsvorsorge). Versorgungssicherheit soll – so die EU-Kommission im Jahr 2000 – die mit der Energieabhängigkeit verbundenen Risiken verringern und Beeinträchtigungen aufgrund von Störungen abfedern. Das Ziel war nicht, ein Höchstmaß an Energieautarkie oder eine geringstmögliche Energieabhängigkeit zu erreichen.⁴⁹

Eine EU-Richtlinie schuf 2004⁵⁰ ein erstes gemeinsames Mindestkonzept für die Versorgungssicherheit (siehe Tabelle 6). Ein solches wurde für den Erdgasbinnenmarkt als notwendig erachtet, weil jede Einschränkung der Erdgasversorgung die Wirtschaft ernsthaft stören konnte. Die Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sollten den Binnenmarkt jedoch nicht beeinträchtigen und den Marktteilnehmern keine unverhältnismäßigen Belastungen auferlegen.⁵¹ Gemeinsames Verständnis war auch, dass Störungen der Gasversorgung vorrangig mit marktbasierten Maßnahmen behoben werden sollten. Erst wenn die Möglichkeiten des Marktes ausgeschöpft waren, sollten Maßnahmen auf gesetzlicher oder regulatorischer Grundlage erfolgen, um den Auswirkungen einer Störung entgegenzutreten.

(2) Das Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“ der EU-Kommission vom November 2000 bzw. der Endbericht zum Grünbuch vom Juni 2002⁵² stießen eine EU-weite Diskussion über das Thema an. Auch in Österreich legte die E-Control Ende 2003 im Auftrag des damaligen Wirtschaftsministeriums eine Studie⁵³ vor. Sie definierte Versorgungssicherheit als die Gewährleistung der „Möglichkeit, Endverbraucher jederzeit im nachgefragten Ausmaß und zu angemessenen Preisen mit Erdgas zu versorgen“. Die Ergebnisse wurden mit Stakeholdern und Marktteilnehmern eingehend erörtert. Politisch motivierte Unterbrechungen der Gaslieferungen aus der Russischen Föderation erachtete die E-Control aufgrund der wechselseitigen wirtschaftlichen Abhängigkeiten damals für unwahrscheinlich. Die russisch-ukrainischen Gaskrisen vom Jänner 2006 und Jänner 2009 sowie die russische Annexion der Krim 2014 rückten die Stärkung der Versorgungssicherheit mit Erdgas immer wieder in den Fokus.

⁴⁹ vgl. EU-Kommission, Grünbuch „Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit“, KOM(2000) 769, 29. November 2000, S. 2

⁵⁰ RL 2004/67/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung

⁵¹ Erwägungsgründe 2 bis 4 der ersten EU-Richtlinie zur Versorgungssicherheit (RL 2004/67/EG)

⁵² COM(2002) 321 final, 26. Juni 2002

⁵³ E-Control, Erdgasversorgungssicherheit in Österreich, Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (November 2003) S. 2, 66



Nachstehende Tabelle fasst die EU-Maßnahmen und EU-Rechtsgrundlagen zur Versorgungssicherheit im Bereich Erdgas zusammen:

Tabelle 6: Versorgungssicherheit im Bereich Erdgas – Übersicht EU-Recht

Jahr	Rechtsgrundlagen (Auswahl)	wesentliche Inhalte, Ziele und Zwecke
2004	Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung Richtlinie 2004/67/EG	<ul style="list-style-type: none"> – klare Rollen und Verantwortlichkeiten der Marktteilnehmer – wesentliche Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung nationaler Notfallmaßnahmen (Art. 8) • Mindestversorgungsstandard für Privathaushalte im Falle von Versorgungsunterbrechungen (Art. 4 Abs. 1) • Möglichkeit bilateraler Verträge zwischen Mitgliedstaaten, um auf Gasspeicher in anderen Mitgliedstaaten zugreifen zu können (Art. 4 Abs. 5) – zur Beurteilung der EU-Versorgungssicherheit übermitteln die Mitgliedstaaten der EU-Kommission Zahlen und Fakten, u.a. zu langfristigen Importverträgen, Speicherkapazitäten und ordnungspolitischen Anreizen für Infrastrukturinvestitionen
2010	Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung VO (EU) 994/2010	<ul style="list-style-type: none"> – Ausweitung des Versorgungsstandards auf geschützte Kunden – Infrastrukturstandard („N-1-Sicherheit“) und Ermöglichung bidirektionaler Gasflüsse (reverse flow) – Risikobewertung (Art. 9) und nationale Präventions- und Notfallpläne (Art. 4) <ul style="list-style-type: none"> • zuständige Behörde in Österreich ist das Klimaschutzministerium
2017	Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung VO (EU) 2017/1938	<ul style="list-style-type: none"> – Stärkung der regionalen Zusammenarbeit in vier Risikogruppen (Art. 7 Abs. 2), Präventions- und Notfallpläne mit gemeinsamen Risikoabschätzungen <ul style="list-style-type: none"> • Österreich gehört den Risikogruppen „Ost“, „Nordafrika“ und „Südost“ an – Solidaritätsmechanismus (Art. 13): die Mitgliedstaaten sollten bis Dezember 2018 die technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen vereinbaren <ul style="list-style-type: none"> • Österreich sollte bilaterale Solidaritätsabkommen mit Deutschland, Italien, der Slowakei, Slowenien und Ungarn treffen • bis November 2023 unterzeichnete Österreich ein Abkommen (mit Deutschland im Dezember 2021, in Kraft seit März 2022)
2022	Gasspeicherung VO (EU) 2022/1032	<ul style="list-style-type: none"> – Änderung von EU-Verordnungen im Hinblick auf <ul style="list-style-type: none"> • die Gasspeicherung, insbesondere zur Sicherstellung von Mindestfüllständen der Gasspeicher und • koordinierte Maßnahmen zur Reduktion des Gasverbrauchs
	Senkung der Gasnachfrage VO (EU) 2022/1369	<ul style="list-style-type: none"> – gemeinsame Beschaffungsplattform, um die europäische Nachfrage zu bündeln und niedrigere Preise zu realisieren – standardisiertes Verfahren für Solidaritätsabwicklungen (für Mitgliedstaaten ohne bilaterale Solidaritätsabkommen)
	Gas-Solidaritäts-Verordnung VO (EU) 2022/2576	<ul style="list-style-type: none"> – gemeinsame Beschaffungsplattform, um die europäische Nachfrage zu bündeln und niedrigere Preise zu realisieren – standardisiertes Verfahren für Solidaritätsabwicklungen (für Mitgliedstaaten ohne bilaterale Solidaritätsabkommen)

Quellen: bezughabendes EU-Recht

(3) Die Richtlinie 2004/67/EG fokussierte in erster Linie auf die Verfügbarkeit der Gasversorgung, nicht auf deren Zuverlässigkeit (z.B. standen die Diversifizierung der Importquellen und der Infrastrukturausbau noch nicht im Fokus) und auch nicht auf die Leistbarkeit für Endkunden.



Die Verordnung (EU) 994/2010 verbesserte die Sicherheit der Versorgung für Haushalte sowie den Infrastrukturausbau, die Diversifizierung der Importquellen war noch kein Thema der Präventions- und Notfallpläne.

Die EU-Kommission evaluierte die zweiwöchige Unterbrechung der russischen Gaslieferungen im Jänner 2009 und identifizierte dabei Schwächen in der Krisenreaktion der EU, u.a. unzureichende Frühwarnmechanismen, fehlende Notfallpläne, fehlende technische Verbindungen, zu wenig Transparenz und fehlende Marktinformationen.⁵⁴ Die Schlussfolgerungen daraus flossen in den Verordnungsvorschlag der EU-Kommission ein.

Aus Sicht der EU-Kommission war der Mangel an aktuellen Daten in einer Krise eine wesentliche Barriere für das Verständnis der Lage und für die Entscheidung über geeignete Maßnahmen. Entscheidungsträgerinnen und -träger in Politik und Wirtschaft würden verlässliche, aggregierte Daten über die Nachfrage, die Lieferungen und die Speicherstände benötigen, um auf Unterbrechungen der Gaslieferungen angemessen reagieren zu können. Die Krisenprävention hängt auch von der ständigen Verfügbarkeit und Aktualität solcher Daten ab.

(4) In den Sitzungen der Ratsarbeitsgruppe Energie, in denen die Mitgliedstaaten in den Jahren 2009 und 2016 die Verordnungsvorschläge der EU-Kommission zur Versorgungssicherheit diskutierten und abstimmten, lehnte Österreich den Informationsaustausch u.a. über Gaslieferungen im Rahmen von Langfristverträgen ab. In der Ablehnung 2009 vermerkte Österreich, dass der Zweck nicht erkennbar sei; in einer tatsächlichen Gasversorgungskrise sei das Wissen um diese Vertragsdetails nicht von Nutzen. Es hande sich um sehr sensible, vertrauliche Informationen. Diese Position beruhte auf Stellungnahmen einiger weniger Erdgasunternehmen und Wirtschaftsverbände, die die EU-Vorschläge zu einem verstärkten Informationsaustausch über Langfristverträge „auf das Strikteste“ ablehnten. Die E-Control befürwortete in ihrer Stellungnahme die Verfügbarkeit von Informationen. Auch 2016 sprach sich Österreich gegen jährliche Datenmeldungen aus und erachtete anlassbezogene Meldungen oder eine Aktualisierung alle vier Jahre als ausreichend.

(5) Um den Abschluss bilateraler Solidaritätsvereinbarungen zu unterstützen, veröffentlichte die EU-Kommission im Februar 2018 eine Empfehlung (EU 2018/177) zu den technischen, rechtlichen und finanziellen Inhalten dieser Vereinbarungen. Wegen der schleppenden Umsetzung richtete sie im Mai 2020 an 25 Mitgliedstaaten Aufforderungsschreiben, darunter auch an Österreich (siehe [TZ 20](#)). Ende 2022 gab die Verordnung (EU) 2022/2576 den Mitgliedstaaten ein standardisiertes

⁵⁴ EU-Kommission, The January 2009 Gas supply Disruption to the EU: An Assessment, SEC(2009) 977, S. 16 ff.



Verfahren für Solidaritätsabwicklungen vor. Bis Oktober 2023 waren EU-weit acht von 40 Solidaritätsvereinbarungen unterzeichnet.⁵⁵

(6) Am 8. März 2022 rief die EU-Kommission zum raschen Ausstieg aus russischen fossilen Energieträgern auf. Im März 2022 beschloss der Europäische Rat, die Abhängigkeit Europas von russischen Energieimporten „so bald wie möglich“ zu beenden. Im Mai 2022 legte die EU-Kommission einen Plan – „REPowerEU“ – mit drei Eckpunkten vor:

- Das Energieeffizienzziel der EU soll angehoben werden: Der Energieverbrauch soll bis 2030 gegenüber dem Referenzjahr 2020 um 13 % (anstatt bisher 9 %) sinken.
- Die Diversifizierung der Erdgasversorgung soll vorangetrieben werden; auch mittels einer von der EU-Kommission und den Mitgliedstaaten eingerichteten EU-Energieplattform für die freiwillige gemeinsame Beschaffung von Gas, LNG und Wasserstoff (TZ 34); die Plattform bezweckte die Bündelung und Strukturierung der Nachfrage, die optimierte und transparente Nutzung der Infrastruktur und die Festlegung internationaler Kooperationsrahmen.
- Die Energiewende soll beschleunigt werden; bis 2030 sollen erneuerbare Energien 45 % (bisher 30 %) des Energiebedarfs decken, u.a. durch kürzere Genehmigungsverfahren für Erneuerbare-Energie-Projekte, eine Solardachpflicht und klimafreundlichen Wasserstoff.

Der „REPowerEU“-Plan gab den Mitgliedstaaten keine verbindlichen Ziele vor, diese waren Gegenstand weiterführender EU-Rechtsakte. Der EU-Unterausschuss des Nationalrats befasste sich im April 2022 mit dem „REPowerEU“-Plan und begrüßte diesen grundsätzlich.

13.2 Der RH hielt fest, dass sich ab 2000 auf EU-Ebene ein Gesamtkonzept für den Erdgasinnenmarkt herausbildete sowie ein Regelwerk, das auch die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas sowie Maßnahmen zur Risikoabschätzung und Krisenprävention einschloss und laufend weiterentwickelte. Dies nicht zuletzt infolge der russisch-ukrainischen Gaskrisen im Jänner 2006 und im Jänner 2009 sowie der russischen Annexion der Krim 2014.

Der RH bemerkte kritisch, dass Österreich in den Jahren 2009 und 2016 seine Positionen in der EU-Ratsarbeitsgruppe Energie vorrangig auf Stellungnahmen der Erdgasunternehmen und Wirtschaftsverbände stützte. In der Meinungsbildung und Abstimmung der Positionen wurde dem staatlichen Informationsbedarf zur Risikoprävention und Verfügbarkeit aktueller Daten zur Sicherung der Handlungsfähigkeit in einem Krisenfall nur wenig Gewicht beigemessen. Mit Bezug auf fehlende bzw. nicht aktuelle Daten verwies der RH auf TZ 21.

⁵⁵ u.a. zwischen Deutschland und Österreich



Der RH empfahl dem Klimaschutzministerium, in der Verhandlungsposition, die Österreich in der EU-Ratsarbeitsgruppe Energie vertritt, neben der Expertise und den Anliegen der Erdgasunternehmen und ihrer Verbände auch staatliche und gemeinwirtschaftliche Interessen angemessen zu berücksichtigen.

Zum politischen Ziel der EU, so bald wie möglich aus russischem Gas auszusteigen, und den Auswirkungen für Österreich verweist der RH auf seine Ausführungen in TZ 26.

- 13.3 Das Klimaschutzministerium führte in seiner Stellungnahme aus, dass sich die Empfehlung des RH auf die Verhandlungen der Ratsarbeitsgruppe Energie in den Jahren 2009 und 2016 beziehe. Im Lichte der Entwicklungen nach dem russischen Angriff auf die Ukraine sei die Empfehlung berechtigt. Der Minimierung des Berichtsaufwands der betroffenen Unternehmen sei ein zu hoher Stellenwert eingeräumt worden gegenüber dem staatlichen Interesse an umfassender Information.

In der Gesetzgebungsperiode 2021 bis 2024 habe das Klimaschutzministerium im Rahmen der interministeriellen Abstimmungen unterschiedliche Interessengruppen sowie die Zivilgesellschaft stets eingebunden und großen Wert auf die Ausgewogenheit von Positionen gelegt, die auch staatliche und gemeinwirtschaftliche Interessen angemessen und ausgewogen berücksichtigten.

- 13.4 Der RH erwiderte dem Klimaschutzministerium, dass die EU-Ebene 2009 und 2016 aus den Gaskrisen 2006 und 2009 sowie aus der Annexion der Krim 2014 strategische Schlüsse für die Sicherheit der Erdgasversorgung zog und konkrete Maßnahmen⁵⁶ veranlasste. Wiewohl Österreich – nach seinen damaligen Positionen in der Ratsarbeitsgruppe Energie zu schließen – dem staatlichen Informationsbedarf zur Risikoprävention und der Verfügbarkeit aktueller Daten zur Sicherung der Handlungsfähigkeit in einem Krisenfall nur wenig Gewicht beimaß, profitierte es letztlich in der Energiekrise 2022 auch von den damals veranlassten Vorkehrungen der EU.

⁵⁶ Informationsaustausch, Infrastrukturausbau, Prävention, siehe TZ 8, TZ 10, TZ 19, TZ 20, TZ 21



Umsetzung des EU-Rechts in Österreich

Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes

- 14 (1) Die Liberalisierung des österreichischen Gasmarktes begann Ende 2000 mit dem Energieliberalisierungsgesetz⁵⁷. Dieses Sammelgesetz umfasste Änderungen bestehender Gesetze sowie u.a. das Gaswirtschaftsgesetz⁵⁸, das die Erdgaswirtschaft neu regelte, und das Energie-Control-Gesetz⁵⁹, mit dem die Regulierungsbehörde E-Control errichtet wurde. Sie war zunächst nur für den Elektrizitätsbereich zuständig. Eine Novelle erweiterte im August 2002⁶⁰ ihr Aufgabengebiet um den Erdgasbereich und führte zur vollständigen Liberalisierung des Gasmarktes mit 1. Oktober 2002.
- (2) Die Liberalisierung brachte neue Akteure (Marktteilnehmer) mit spezifischen Aufgaben, z.B. Gashändler, Inhaber von Transport- und Speicherrechten (Kapazitätsinhaber), Gasversorger sowie Endkunden. Sie wurden virtuell in Bilanzgruppen zusammengefasst, in denen jeweils der Ausgleich zwischen der Aufbringung und der Abgabe von Erdgas erfolgt (Bilanzierung).⁶¹ Die Bilanzgruppen wurden zentral von der AGGM (TZ 7) verwaltet.

Die Aufgaben, Rechte und Pflichten der Marktteilnehmer ergaben sich vor allem aus dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 und dem Energielenkungsgesetz 2012⁶² sowie aus dem Regelwerk der Regulierungsbehörde E-Control.⁶³

⁵⁷ BGBl. I 121/2000

⁵⁸ abgelöst durch das Gaswirtschaftsgesetz 2011

⁵⁹ Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission; Gesetz neu gefasst mit BGBl. I 110/2010

⁶⁰ BGBl. I 148/2002

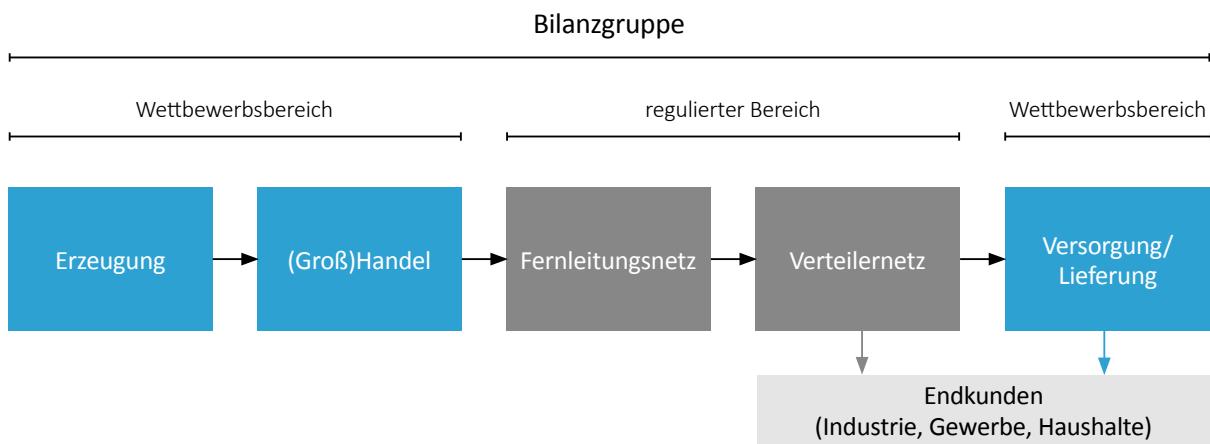
⁶¹ Die wirtschaftliche Verantwortung für die Bilanzgruppe sowie ihre Vertretung nach außen lagen beim jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen.

⁶² BGBl. I 41/2013 i.d.g.F.

⁶³ Dieses umfasste Verordnungen der E-Control, Marktregeln „Gas“ (nach § 22 Energie-Control-Gesetz in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern zu erstellen), „Allgemeine Bedingungen“ der Marktteilnehmer, die die E-Control zu genehmigen hatte, sowie behördliche Entscheidungen der E-Control.

(3) Die Wertschöpfungskette des Gassektors unterscheidet drei wettbewerbliche und zwei regulierte Bereiche:⁶⁴

Abbildung 10: Wettbewerbliche und regulierte Bereiche der Gas-Wertschöpfungskette



Gewährleistung der Erdgasversorgung durch Markt und Staat

- 15 (1) Die dritte Binnenmarkt-Richtlinie 2009⁶⁵ im Bereich Erdgas legt „gemeinsame Mindestnormen fest [...], die den Zielen des Verbraucherschutzes, der Versorgungssicherheit, des Umweltschutzes und einer gleichwertigen Wettbewerbsintensität in allen Mitgliedstaaten Rechnung tragen“. Die Mitgliedstaaten konnten den Erdgasunternehmen entsprechende „gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen“ auferlegen. Diese konnten sich auf „Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz, Energie aus erneuerbaren Quellen und Klimaschutz, beziehen“.⁶⁶ Das EU-Recht war dabei einzuhalten. Im Einklang damit enthielt § 6 Gaswirtschaftsgesetz 2011 die Bestimmung, dass Erdgasunternehmen „nach den Grundsätzen einer sicheren, kostengünstigen, umweltverträglichen und effizienten Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen sowie eines wettbewerbsorientierten und wettbewerbsfähigen Erdgasmarktes zu agieren“ haben. Zu den allgemeinen gemeinwirt-

⁶⁴ Liste der E-Control nach § 121 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (Stand Ende 2023), siehe <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/erdgashaendler>; Ende 2023 waren in Österreich mehr als 300 Erdgashändler tätig.

⁶⁵ Erwägungsgrund 44 zur RL 2009/73/EG

⁶⁶ nach Art. 3 Abs. 2 RL 2009/73/EG



schaftlichen Verpflichtungen zählt auch die Gleichbehandlung aller Kunden eines Netzes.

Im Rahmen ihrer Vertragsbeziehungen mit einem Gasversorger (ihrer Wahl) sowie mit dem Gas-Verteilernetzbetreiber (im jeweiligen Netzgebiet) hatten die Kunden spezifische Verbraucherschutzrechte. Der Gaspreis bildete sich nach Angebot und Nachfrage am Markt. Die Netzentgelte legte die Regulierungsbehörde E-Control durch Verordnung fest, sie hatte auch die Energiemarkte zu überwachen. Die Gasversorger hatten ausreichende Vorsorge zu treffen, um die Belieferung ihrer Kunden im Umfang ihrer vertraglich eingegangenen Verpflichtungen zu gewährleisten. Für Erdgasunternehmen bestand kein genereller Versorgungsauftrag oder eine Verpflichtung zur Diversifizierung der Lieferquellen.

Investitionen in die Versorgungssicherheit können Risiken oder einseitige Abhängigkeiten verringern. Sie können zweckmäßig sein, selbst wenn der Markt sie (noch) nicht oder nicht in diesem Umfang nachfragt, z.B. LNG-Terminals ([TZ 8](#)). Wenn sich die Kosten bzw. Nutzen solcher Investitionen auf mehrere Mitgliedstaaten verteilten, entschieden die jeweils zuständigen nationalen Regulierungsbehörden – vor der Investitionsentscheidung – gemeinsam über die Kostenaufteilung.⁶⁷

(2) Bei einem akuten Marktversagen geht die Leistungs- und Erfüllungsverantwortung von den Marktteilnehmern auf den Staat über. Für diesen Fall regelte das Energieknappengesetz 2012, wie der lebenswichtige Bedarf an Energie gedeckt und die Versorgung der Bevölkerung sowie die Gütererzeugung aufrechterhalten werden sollten. Lenkungsmaßnahmen durften nur so lange und in dem Umfang erfolgen, wie es zur Abwendung oder Behebung der Störung unbedingt erforderlich war.

⁶⁷ siehe Art. 41 Abs. 8 RL 2009/73/EG und Art. 13 VO (EG) 715/2009 bzw. Art. 6 Abs. 8 VO (EU) 994/2010



Das Energielenkungsgesetz 2012 regelte auch die Voraussetzungen für die Erfüllung von Lenkungsmaßnahmen zur Sicherung der Erdgasversorgung im Wege einer Verordnung⁶⁸:

Tabelle 7: Voraussetzungen für Energielenkung und Umfang der Maßnahmen

gesetzliche Voraussetzungen für Lenkungsmaßnahmen	Art und Umfang von Lenkungsmaßnahmen (Verordnungsermächtigung)
<ul style="list-style-type: none"> – zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs – sofern diese Störungen <ul style="list-style-type: none"> • keine saisonale Verknappungerscheinung darstellen oder • durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden können – soweit erforderlich <ul style="list-style-type: none"> • zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen • zur Inkraftsetzung von Notstandsmaßnahmen aufgrund von Beschlüssen von Organen internationaler Organisationen – soweit eine Pflicht besteht <ul style="list-style-type: none"> • zur Solidaritätsleistung gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 • zur Unterstützung in Form von regionalen oder bilateralen Maßnahmen gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 	<ul style="list-style-type: none"> die Klimaschutzministerin kann durch Verordnung – die zur Sicherung der Gasversorgung notwendigen Anweisungen an Erdgasunternehmen über die Produktion, Verteilung, Speicherung oder den Handel von Erdgas erteilen – Endverbraucher verpflichten, dem Markt bereits erworbene Erdgasmengen zur Verfügung zu stellen – Betreiber von KWK-Anlagen oder Fernwärmeunternehmen anweisen, Erdgas durch andere Energieträger zu substituieren (soweit technisch möglich) sowie die Vorlauftemperatur für die Einspeisung in das Fernwärmenetz abzusenken – zur Verteilung des verfügbaren Erdgases an die Endverbraucher aufrufen nach <ul style="list-style-type: none"> • dem Grad der Dringlichkeit, • dem Grad der Substituierbarkeit durch andere Energieträger und • dem Ausmaß an volkswirtschaftlichen Auswirkungen – als letztgeeignete Mittel Kontingentierungen und Flächenabschaltungen verfügen

KWK = Kraft-Wärme-Kopplung

Quelle: Energielenkungsgesetz

(3) Erdgas-Haushaltskunden sind „geschützte Kunden“ und können auch in außergewöhnlichen Situationen nicht ohne weiteres Verfahren (wie andere Endverbraucher) von der Belieferung mit Erdgas ausgeschlossen bzw. beschränkt werden. Ende März 2022 rief das Krisenkabinett der Bundesregierung gemeinsam mit der E-Control die Frühwarnstufe des Notfallplans Gas aus. Damit wurde das Überwachungs- und Monitoring-System weiter verschärft.⁶⁹ Lenkungsmaßnahmen wurden jedoch nicht notwendig, da der Markt weiterhin funktionierte (TZ 19).

⁶⁸ § 4 Energielenkungsgesetz 2012, durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie; die Verordnungen bedurften der Zustimmung des Hauptausschusses des Nationalrats (außer die gänzliche oder teilweise Aufhebung von Lenkungsmaßnahmen).

⁶⁹ Bundeskanzleramt, Medieninformation vom 30. März 2022



Die Vorbereitung und Koordinierung von Lenkungsmaßnahmen oblagen der E-Control⁷⁰, ebenso die Mitarbeit bei der Risikobewertung sowie der Erstellung der Präventions- und Notfallpläne.⁷¹ Sie hatte zu diesem Zweck u.a. ein Monitoring über versorgungsrelevante Daten durchzuführen ([TZ 21](#)).

Anpassungen in den Jahren 2022 und 2023

Überblick

16.1 (1) In Reaktion auf den Krieg in der Ukraine formulierte die Bundesregierung das Ziel,⁷² die Resilienz der Energieversorgung für den Fall einer Unterbrechung der Erdgaslieferungen zu stärken und sicherzustellen, dass die österreichischen Erdgas- speicher vor Beginn der Heizsaison 2022/23 bestmöglich, mindestens aber zu 80 % gefüllt sind. Dies wurde erreicht: Anfang November 2022 waren die Gasspeicher zu mehr als 93 % gefüllt.

(2) Von April 2022 bis November 2023 beschloss der Nationalrat fünf Novellen zum Gaswirtschaftsgesetz 2011⁷³ und eine Novelle zum Energielenkungsgesetz 2012⁷⁴, um Störungen der Gasversorgung abzuwenden. Die wichtigsten Änderungen bzw. Erweiterungen des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 betrafen u.a.

- den Aufbau einer strategischen Gasreserve ([TZ 17](#)),⁷⁵
- den Entzug der Rechte von Speicherunternehmen unter bestimmten Voraussetzungen; für Speicherkapazitäten galt damit der Grundsatz „Use it or lose it“ ([TZ 9](#)),⁷⁶
- die Einführung von sogenannten Market Makern, die für ein Gleichgewicht zwischen geplanten und tatsächlich benötigten Gasmengen sorgen, indem sie für eine gewisse Zeit Speichermengen zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie⁷⁷ physisch für den Bedarfsfall vorhalten,
- die Ausweitung des Versorgungsstandards⁷⁸ auf weitere Gruppen geschützter Kunden.⁷⁹

⁷⁰ gemäß § 27 Abs. 1 Energielenkungsgesetz 2012

⁷¹ gemäß Art. 7 ff. der GasversorgungssicherheitsVO 2017

⁷² Vortrag an den Ministerrat 15/18 vom 27. April 2022

⁷³ im Jahr 2022: BGBl. I 38/2022, 67/2022 und 94/2022; im Jahr 2023: BGBl. I 23/2023 und 145/2023

⁷⁴ BGBl. I 68/2022

⁷⁵ § 18a Gaswirtschaftsgesetz 2011

⁷⁶ § 104a Gaswirtschaftsgesetz 2011

⁷⁷ § 87 Abs. 1 Z 4 und § 87 Abs. 7 Gaswirtschaftsgesetz 2011

⁷⁸ § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011

⁷⁹ § 7 Abs. 1 Z 8a sowie Z 20a und Z 20b Gaswirtschaftsgesetz 2011



Die Novelle zum Energielenkungsgesetz 2012 setzte auch Anreize, damit Unternehmen selbst ausreichende Mengen an Gas einspeicherten, u.a. durch

- den Schutz von Gasmengen vor Energielenkungsmaßnahmen (z.B. Kontingentierungen): große, industrielle Endverbraucher konnten die von ihnen eingespeicherten Gasvorräte „immunisieren“ (bis zu 50 % des Vorjahresverbrauchs)⁸⁰,
- die Möglichkeit, geschützte Gasmengen – gegen Ersatz des Kaufpreises samt Speicherkosten und Netznutzungsentgelten – für mengenbezogene Lenkungsmaßnahmen zu verwenden,⁸¹ und
- die Ausdehnung der Entschädigungsregelung auf Elektrizität und Erdgas⁸².

- 16.2 Der RH hielt fest, dass der österreichische Rechtsrahmen – im Einklang mit dem EU-Recht – zur Sicherstellung der Gasversorgung vorrangig auf einen funktionierenden Wettbewerb setzte. Für den Fall, dass der Markt in einer Krise die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten konnte, sah der Rechtsrahmen staatliche Energielenkungsmaßnahmen vor. Diese wurden nicht notwendig, u.a., weil der maßgebliche Rechtsrahmen im Zuge der Krisensituation angepasst wurde, insbesondere um entsprechende Gasmengen für den Winter 2022/23 vorzuhalten und erkannte Systemschwächen zu beheben.

Strategische Gasreserve

- 17.1 (1) Die nationale strategische Gasreserve sollte den Verbrauch von zwei Wintertmonaten abdecken. Im Krisenfall kann die Klimaschutzministerin die Reserve gemäß § 18c Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 im Wege einer Verordnung nach dem Energielenkungsgesetz 2012 freigeben.

Die operative Abwicklung der Beschaffung und die Vorhaltung der Reserve wurden dem Markt- und Verteilergebietsmanager⁸³ AGGM im Wege der Beleihung⁸⁴ übertragen.

⁸⁰ § 26a Abs. 1 Energielenkungsgesetz 2012

⁸¹ § 26a Abs. 3 Energielenkungsgesetz 2012

⁸² § 6a Energielenkungsgesetz 2012

⁸³ zuständig für die Koordination der Erdgasleitungen der Netzebenen 1 bis 3 im Marktgebiet (§ 17 Gaswirtschaftsgesetz 2011)

⁸⁴ Beleihung bedeutet die Betrauung natürlicher oder juristischer Personen mit der Zuständigkeit, Hoheitsakte in eigener Organkompetenz und Verantwortung zu setzen. Sie erfolgt durch Gesetz oder hoheitlichen Verwaltungsakt. Die Beleihung beschleunigte die Durchführung des Vorhabens, weil sich damit ein Vergabeverfahren nach dem Bundesvergabegesetz 2018 (BGBl. I 65/2018 i.d.g.F.) erübrigte (vgl. ErlRV 69 BlgNR 26. GP 5 und 238).



In zwei Ausschreibungen⁸⁵ war eine Menge von 20 TWh zu beschaffen. Nachfolgende Tabelle fasst die wesentlichen Daten zur Beschaffung zusammen:

Tabelle 8: Strategische Gasreserve – Ergebnisse der Ausschreibungen

Ausschreibungen	Abschluss	Menge in TWh		Gesamtkosten in Mrd. EUR	Kaufpreis EUR/MWh
		Ausschreibung	Zuschlag		
1. Teil	23. Mai 2022	12,60	7,70	0,904	117,40
2. Teil	25. Juli 2022	12,30	12,30	2,833	230,23
Summe			20,00	3,737	186,82

Quelle: BMK; Zusammenstellung: RH

(2) Die Ausschreibungsbedingungen für den ersten Teil veröffentlichte die AGGM am 10. Mai 2022 auf ihrer Website. Drei Speicherunternehmen⁸⁶ sowie 25 österreichische und internationale Unternehmen legten Angebote.

Die in der ersten Ausschreibung zu beschaffende Teilmenge hatte die E-Control anhand der im Jänner 2022 abgegebenen Gasmenge mit 12,60 TWh bestimmt.⁸⁷ Dieses Mengenziel wurde mangels verfügbarer Speicherkapazitäten verfehlt. Die freien Kapazitäten des Speichers Haidach konnten nicht genutzt werden, weil die Speicherrechte zum damaligen Zeitpunkt noch bei einem Unternehmen des Gazprom-Konzerns lagen (TZ 9).

Die Beschaffung der ersten Teilmenge (7,70 TWh) kostete 0,904 Mrd. EUR (ohne Speicherkosten).

(3) Mit der zweiten Ausschreibung sollte die strategische Reserve auf 20 TWh erhöht werden.⁸⁸ Sofern am Markt verfügbar, sollte Gas aus nicht-russischen Quellen beschafft werden. Das Ziel von 20 TWh wurde erreicht. Die Kosten für den zweiten Teil der strategischen Gasreserve betrugen 2,833 Mrd. EUR (ohne Speicherkosten), wobei der Marktpreis für Gas inzwischen deutlich gestiegen war. Neben der ab August 2022 verfügbaren Kapazität des Speichers Haidach waren auch slowakische Speicher mit direktem Zugang zum österreichischen Netz zugelassen.

⁸⁵ Das Ausschreibungsverfahren hatte gemäß der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz 2011, BGBl. I 38/2022, transparent, nichtdiskriminierend und marktbasert zu erfolgen.

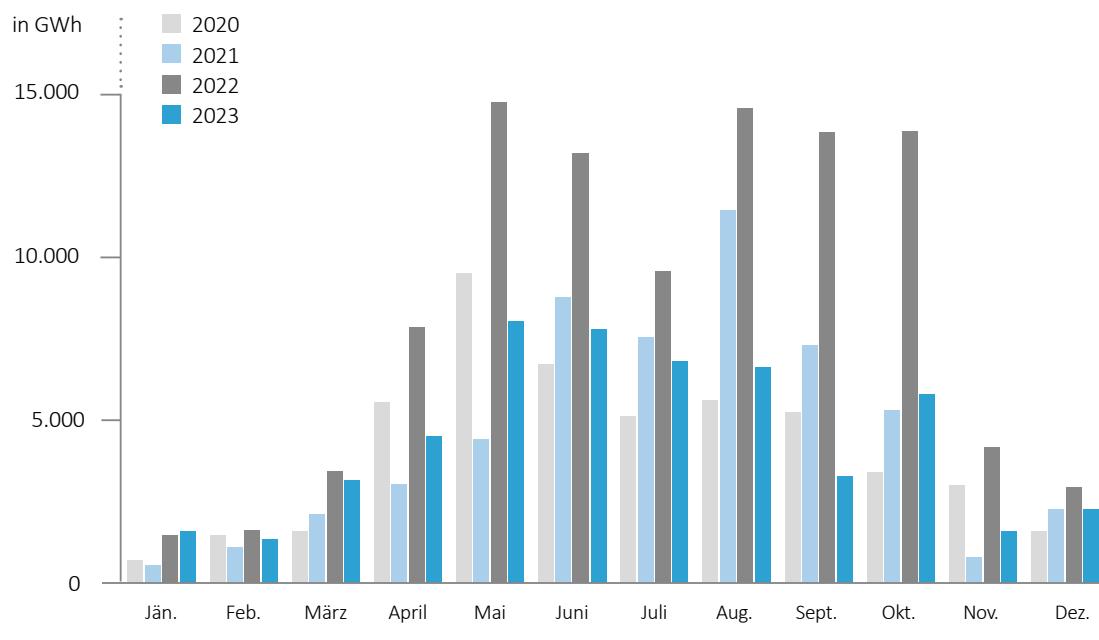
⁸⁶ OMV Gas Storage GmbH, RAG Energy Storage GmbH und Uniper Gas Storage (7fields)

⁸⁷ § 18a Gaswirtschaftsgesetz 2011

⁸⁸ § 1 Strategische Gasreserve-Verordnung (SGRV), BGBl. II 262/2022

Die monatlichen Einspeicherungen lagen im Jahr 2022 vor allem im Mai und Juni sowie von August bis Oktober deutlich über den Vergleichsmonaten der beiden Vorjahre sowie des Folgejahres 2023:

Abbildung 11: Einspeicherung von Erdgas in den Jahren 2020 bis 2023 (in GWh)



(4) Die gesamten Beschaffungskosten der strategischen Gasreserve beliefen sich auf 3,737 Mrd. EUR, das entsprach durchschnittlich 186,82 EUR/MWh. Dazu kamen Speicher- und Verwaltungskosten bis April 2026 von rd. 100 Mio. EUR jährlich. Der RH ermittelte rechnerisch, dass die Gesamtkosten bei plangemäßer Beschaffung und Einspeicherung von 12,60 TWh zum Preis von 117,40 EUR/MWh und 7,4 TWh zum Preis von 230 EUR/MWh – unter sonst unveränderten Bedingungen – um rd. 550 Mio. EUR niedriger gewesen wären. Dies war aber nicht möglich, u.a. weil der Speicher Haidach noch nicht zur Verfügung stand.

Von der auf österreichische Kunden entfallenden, in österreichischen Speichern vorgehaltenen Gasmenge entfiel Anfang Jänner 2024 etwas weniger als die Hälfte (42 %) auf die strategische Gasreserve. Das frühestmögliche Datum für den Abbau der Reserve (außerhalb des Krisenfalls) liegt gemäß § 169 Abs. 9 Gaswirtschaftsgesetz 2011 nach dem 1. April 2026.



- 17.2 Der RH hielt die Schaffung einer strategischen Gasreserve für ein geeignetes Instrument, um die im Winter 2022/23 verfügbare Gasmenge in einer sehr kritischen, von hoher Unsicherheit geprägten Phase kurzfristig zu erhöhen. Das Risiko, dass die Gasvorräte für den Winter 2022/23 nicht ausreichen könnten, war bis Herbst 2022 jedenfalls hoch. Die strategische Gasreserve trug dazu bei, dass die Speicher im November 2022 zu über 90 % befüllt waren ([TZ 16](#)).

Der RH wies darauf hin, dass damit ein beträchtlicher Teil der für österreichische Kunden verfügbaren Speicherkapazitäten bis mindestens 2026 hoheitlichen Vorgaben unterworfen wurde und damit dem Markt nicht zur Verfügung stand. Dies konnte die marktwirtschaftliche Nutzung einschränken, z.B. kurzfristige Ein- und Ausspeicherungen in Reaktion auf Preissignale.

Der RH hielt fest, dass für die Beschaffung der strategischen Gasreserve, die in einer Phase hoher und weiter steigender Preise erfolgte, Kosten von 3,737 Mrd. EUR anfielen. Dazu kamen Speicher- und Verwaltungskosten von rd. 100 Mio. EUR jährlich. Wegen der im Mai 2022 noch nicht verfügbaren Kapazitäten des Speichers Haidach konnten 4,9 TWh – anders als geplant – erst im Juli 2022 beschafft werden.

Erdgasversorgungssicherheit: Zuständigkeiten und Aufgaben

Klimaschutzministerium

Allgemeines

- 18 (1) Für Angelegenheiten des Energiewesens war das Klimaschutzministerium zuständig. Es fungierte als die von Österreich benannte „zuständige Behörde“⁸⁹ für die Umsetzung der GasversorgungssicherheitsVO 2017.

Der RH hatte wiederholt Mängel in der Organisation, Personalausstattung und Arbeitsweise des Klimaschutzministeriums sowie fehlende Datengrundlagen im Bereich des Energiewesens festgestellt.⁹⁰ Im Frühjahr 2021 startete das Klimaschutzministerium einen Prozess zur Reorganisation der Klima- und Energiesektion,

⁸⁹ vgl. § 26 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012

⁹⁰ siehe dazu die RH-Berichte „Einführung intelligenter Messgeräte (Smart Meter)“ (Reihe Bund 2019/1, TZ 6) sowie dazugehörige Follow-up-Überprüfung „Intelligente Messgeräte (Smart Meter) – Einführungsstand 2022“ (Reihe Bund 2024/15, TZ 8), „Ökostromförderung am Beispiel Windkraft und Photovoltaik“ (Reihe Bund 2020/15, TZ 42), „Förderungen für den Fernwärme- und Fernkälteleitungsbau“ (Reihe Bund 2022/30, TZ 34) und „Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency“ (Reihe Bund 2021/40, TZ 38)



der den Bereich der strategischen Energiepolitik einschließlich der Themen Energiemarkt sowie Digitalisierung der Energiewende stärkte.

Die folgende Tabelle fasst die Zuständigkeiten des Klimaschutzministeriums im Bereich der Erdgasversorgungssicherheit zusammen:

Tabelle 9: Erdgasversorgungssicherheit – Zuständigkeiten des Klimaschutzministeriums

Beschreibung	TZ
– Angelegenheiten im Zusammenhang mit dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 einschließlich der ab Februar 2022 erforderlichen Novellierungen zur Beschaffung einer strategischen Gasreserve und zur Verankerung des „Use it or lose it“-Prinzips zur Befüllung des Speichers Haidach	<u>TZ 16</u>
– Gasdiversifizierungsgesetz 2022	<u>TZ 17</u>
– Angelegenheiten im Zusammenhang mit der Anwendung der Verordnung zur Senkung der Gasnachfrage (EU) 2022/1369	
– Krisenmanagement	<u>TZ 15</u>
– Erdgas-Lenkungs- und Bewirtschaftungsmaßnahmen gemäß Energielenkungsgesetz 2012	<u>TZ 19</u>
– Erstellung und Aktualisierung der Präventions- und Notfallpläne (Art. 8 Verordnung (EU) 2017/1938)	
– Durchführung von Solidaritätsmaßnahmen (Art. 13 Verordnung (EU) 2017/1938) mit benachbarten bzw. über Gas-Fernleitungen verbundenen Mitgliedstaaten auf Basis der mit diesen Mitgliedstaaten vereinbarten technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen	<u>TZ 20</u>
– Vorbereitung und Koordination der österreichischen Position, die in den EU-Ratsarbeitsgruppen und im Rat der EU-Energieminister vertreten wurde	<u>TZ 13</u>
– Informationsaustausch (Art. 14 Verordnung (EU) 2017/1938), der u.a. ein Monitoring und Berichtswesen zu den langfristigen Gaslieferverträgen vorsah	<u>TZ 21 f.</u>

Quellen: Geschäftsverteilung BMK; Energielenkungsgesetz

(2) Ab März 2022 fand unter Vorsitz der Sektionsleitung ein „Ukraine Jour Fixe“ mit Vertreterinnen und Vertretern des Kabinetts der Klimaschutzministerin⁹¹ und Fachabteilungen des Ressorts sowie der E-Control, der AGGM, der Austrian Power Grid AG sowie der Österreichischen Energieagentur statt. Die Sitzungen dienten dem Austausch über die aktuelle Lage sowie der Koordinierung von Maßnahmen bzw. Gesetzesvorhaben zur Sicherung der Gasversorgung (TZ 16). Sie fanden bis Ende 2022 mehrmals wöchentlich und ab Jänner 2023 wöchentlich statt. Die Kurzprotokolle der Sitzungen gaben den Prozess der Abstimmung und Umsetzung der Maßnahmen nachvollziehbar wieder.

⁹¹ Leonore Gewessler, BA



Im Mai und Juni 2022 nahmen Vertreterinnen und Vertreter des Klimaschutzministeriums zudem am virtuellen „Update Call Erdgasversorgung“ der ÖBAG teil. In den wöchentlich ein bis zwei Besprechungen waren weiters die OMV sowie das Bundeskanzleramt und das Finanzministerium vertreten.

Erstellung des Gas-Präventionsplans und des Gas-Notfallplans

- 19.1 (1) Der Gas-Präventionsplan sollte einer Störung der Gasversorgung vorbeugen bzw. ihre Folgen mindern. Die Basis dafür bildeten nationale sowie regionale Risikobewertungen. Die EU-Mitgliedstaaten hatten die Risiken regelmäßig zu identifizieren, zu bewerten und ihnen nach Möglichkeit entgegenzuwirken. Der Präventionsplan beschrieb die Gasinfrastruktur sowie die gaswirtschaftlichen Kennzahlen und stellte die Maßnahmen und Pflichten der Marktteilnehmer dar.
- (2) Ab 2011 hatte das Klimaschutzministerium nach der GasversorgungssicherheitsVO 2010 (Verordnung (EU) 994/2010) Präventions- und Notfallpläne zu erstellen⁹² und diese grundsätzlich alle vier Jahre zu aktualisieren. Aufgrund der drohenden Versorgungskrise im Frühjahr 2022 passte das Klimaschutzministerium den Notfallplan bereits ein Jahr vor Ablauf der Vierjahresfrist an und übermittelte ihn der EU-Kommission im Oktober 2022. Die Stabsstelle „Krisenmanagement und Energieleitung“ erstellte den Notfallplan in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde E-Control und dem Markt- und Verteilergebietsmanager AGGM.

Der auf der Website des Klimaschutzministeriums⁹³ veröffentlichte aktualisierte Präventionsplan befasste sich u.a. mit dem Risiko einer dauerhaften Unterbrechung der Gaslieferungen aus der Russischen Föderation und schätzte dieses als hoch ein. Zur Risikominderung empfahl der Präventionsplan folgende Maßnahmen:

- die Prüfung weiterer alternativer Lieferrouten aus Norwegen, Nordafrika, Aserbaidschan und von LNG-Terminals sowie möglicher Infrastrukturprojekte in vorgelagerten Netzgebieten,
- die Prüfung der maximal möglichen Entnahmekapazitäten aus den Speichern Haidach und 7Fields bzw. der Möglichkeit, die Entnahmekapazitäten zu erhöhen,
- die Befüllung der Speicher Haidach und 7Fields aus Deutschland,
- den Ausbau der Importkapazitäten aus Deutschland (West-Austria-Gasleitung) und Italien,
- die Aufrechterhaltung der Strategischen Gasreserve sowie
- die Reduktion des Gasverbrauchs.

⁹² Einzelne Aufgaben – etwa die verpflichtende Mitwirkung an der Risikobewertung nach Art. 7 sowie an der Erstellung von Präventions- und Notfallplänen nach Art. 8 und Art. 9 GasversorgungssicherheitsVO 2010 – waren gesetzlich der Regulierungsbehörde E-Control übertragen.

⁹³ <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/erdgas/praeventionsplan.html>, samt Annexen zu den regionalen Risikogruppen (abgerufen am 20. Februar 2024)



Für die Prüfung der zwei erstgenannten Maßnahmen waren keine Fristen gesetzt.

Die Sicherstellung bzw. Steigerung der heimischen Erdgasproduktion ([TZ 27](#)) wies der Präventionsplan nicht als Maßnahme aus.

(3) Der Notfallplan beschrieb die Aufgaben und Zuständigkeiten der Marktteilnehmer und Behörden sowie ihre nationale und internationale Zusammenarbeit im Krisenfall, bei dem drei Krisenstufen eintreten können (Frühwarnstufe, Alarmstufe und Notfallstufe). Der Notfallplan unterschied ferner zwischen marktisierten Maßnahmen, die bei Engpässen gesetzt werden, und nicht-marktisierten Maßnahmen, die im Energielenkungsfall ergriffen werden können.⁹⁴

Die Krise im Jahr 2022 konnte u.a. auf der Grundlage der getroffenen rechtlichen Anpassungen ([TZ 16](#)) mit marktisierten Maßnahmen bewältigt werden. Die Alarm- und Notfallstufe bzw. der Energielenkungsfall traten – nach der Ausrufung der Frühwarnstufe am 30. März 2022 – nicht ein.

(4) Die E-Control konnte alle zwei Jahre Energielenkungsübungen anhand von angenommenen Krisenszenarien anordnen. Übungen fanden regelmäßig statt. Die EU-Kommission vermisste im Oktober 2023 in den Präventions- und Notfallplänen der Mitgliedstaaten u.a. Ausführungen zu den Fortschritten beim Ausstieg aus russischem Gas und der Diversifizierung und entsprechenden Abschätzungen für die weitere Entwicklung. Alternativ konnten diese Informationen auch im Rahmen eines verstärkten Informationsaustauschs nach Art. 14 GasversorgungssicherheitsVO 2017 bereitgestellt werden.⁹⁵

- 19.2 Der im Jahr 2022 aktualisierte Notfallplan des Klimaschutzministeriums stellte nach Ansicht des RH grundsätzlich eine zweckmäßige Basis dar, um in einer Versorgungsnotlage rasch reagieren zu können.

Der RH wies jedoch darauf hin, dass der Präventionsplan auch Maßnahmen enthielt, deren Realisierbarkeit erst geprüft werden musste. Sie stellten daher noch keine effektiven Präventionsmaßnahmen dar. Nach Ansicht des RH sollten die in einem wirksamen Präventionsplan vorgesehenen Maßnahmen vorab auf ihre Umsetzbarkeit geprüft sein. Erst noch zu prüfende Maßnahmen könnten mit Zeitplan und Vorgehensweise gesondert dargestellt werden.

⁹⁴ Anhang VIII zur GasversorgungssicherheitsVO 2017: Liste nicht-marktbasierter Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung; die zuständige Behörde erwägt die Anwendung dieser angebotsseitigen (z.B. Rückgriff auf strategische Gasvorräte) oder nachfrageseitigen Maßnahmen (z.B. verbindliche Reduzierung der Nachfrage) ausschließlich im Notfall; siehe auch § 15 Abs. 1 Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 der E-Control, BGBl. II 416/2016 i.d.g.F.

⁹⁵ Bericht über die Verordnung (EU) 2017/1938 über die Gasversorgungssicherheit, COM(2023) 572 final, S. 16 f.



Darüber hinaus hielt der RH kritisch fest, dass der Präventionsplan keine Aussagen zur Sicherstellung bzw. Steigerung der heimischen Erdgasproduktion enthielt. Er verwies dazu auch auf seine Feststellungen in [TZ 27](#).

Der RH empfahl dem Klimaschutzministerium, in den Gas-Präventionsplan solche Maßnahmen aufzunehmen, deren Umsetzbarkeit und Wirksamkeit bereits geprüft wurden. Maßnahmen, deren Umsetzbarkeit erst noch untersucht werden muss, wären gesondert auszuweisen.

- 19.3 In seiner Stellungnahme führte das Klimaschutzministerium aus, dass der Gas-Präventionsplan im Jahr 2023 aktualisiert und nach Konsultation der EU-Kommission notifiziert worden sei. Die Kommission habe dazu und auch zum Notfallplan am 19. Juli 2024 eine Stellungnahme übermittelt. Das Klimaschutzministerium werde die Pläne überarbeiten und dabei auch die Präventionsmaßnahmen evaluieren und um die erwartete Wirksamkeit ergänzen.

Solidaritätsvereinbarungen

- 20.1 (1) Bei einer schweren Versorgungsstörung – wenn ein Mitgliedstaat nicht in der Lage ist, den Engpass bei der Gasversorgung seiner „geschützten Kunden“⁹⁶ zu bewältigen – stellte der seit 2017 bestehende Solidaritätsmechanismus zwischen Mitgliedstaaten ein letztes Mittel zur Abhilfe dar. Erst wenn der betroffene Mitgliedstaat alle marktbasierteren Maßnahmen sowie alle Maßnahmen seines Notfallplans ausgeschöpft hatte, konnte er an die EU-Kommission und die Nachbarstaaten ein ausdrückliches Ersuchen richten, in dem er sich zu einer angemessenen und unverzüglichen Entschädigung an den Solidarität leistenden Mitgliedstaat verpflichtete.

Die EU-Mitgliedstaaten waren zu Solidaritätsmaßnahmen verpflichtet (Grundsatz der Energiesolidarität). Vereinbarungen sollten die praktische Umsetzung technisch, rechtlich und finanziell konkretisieren.⁹⁷ Die mit Gasfernleitungen verbundenen Mitgliedstaaten hätten bis Dezember 2018 mit ihren Nachbarstaaten bilaterale Solidaritätsvereinbarungen zu treffen gehabt. In Bezug auf die angemessene finanzielle Entschädigung der Solidaritätsleistung gingen die Standpunkte der Mitgliedstaaten jedoch auseinander.⁹⁸ Da sich der Abschluss der Vereinbarungen immer weiter verzögerte, leitete die EU-Kommission zahlreiche Vertragsverletzungsverfahren ein, u.a. auch gegen Österreich⁹⁹. Ende 2022 gab die EU den Mitgliedstaaten schließlich

⁹⁶ vor allem Privathaushalte, unter besonderen Voraussetzungen auch bestimmte soziale Dienste (Gesundheitswesen, grundlegende soziale Versorgung, Not- und Sicherheitsdienste) sowie Fernwärmeanlagen

⁹⁷ gemäß Art. 13 GasversorgungssicherheitsVO 2017 sowie Empfehlung der EU-Kommission (EU) 2017/177 vom 2. Februar 2018 mit rechtlich nicht bindenden Leitlinien

⁹⁸ Bericht über die Verordnung (EU) 2017/1938 über die Gasversorgungssicherheit, COM(2023) 572 final, S. 8 ff.

⁹⁹ Vertragsverletzungsverfahren 2020/2188



ein Standardverfahren¹⁰⁰ zur Durchführung von Solidaritätsleistungen vor (siehe TZ 13, Tabelle 6).

(2) Österreich hätte mit fünf¹⁰¹ benachbarten Mitgliedstaaten (Deutschland, Italien, Slowakei, Slowenien und Ungarn) bilaterale Vereinbarungen abschließen sollen. Zur Konkretisierung des seit Ende 2022 geltenden EU-Standardverfahrens für Solidaritätsleistungen erachtete das Klimaschutzministerium nunmehr ergänzende technisch-operative Vereinbarungen für zweckmäßig.

Die nationale Rechtsgrundlage für den Abschluss von Solidaritätsvereinbarungen wurde im Juli 2021 mit einer Novelle zum Energielenkungsgesetz 2012 geschaffen.¹⁰² Sie ermächtigte die Klimaschutzministerin, entsprechende bilaterale Ressortübereinkommen zu treffen.¹⁰³

Im Dezember 2021 unterzeichneten die Klimaschutzministerin und der deutsche Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz das Abkommen über „Solidaritätsmaßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung“. Die Verhandlungen über vergleichbare Abkommen mit den anderen Nachbarstaaten bzw. über länderspezifische Vereinbarungen mit den technisch-operativen Details zum EU-Standardverfahren waren laut Auskunft des Klimaschutzministeriums Ende 2023 unterschiedlich weit fortgeschritten.

- 20.2 Der RH hielt fest, dass viele EU-Mitgliedstaaten – so auch Österreich – Probleme mit dem Abschluss der Solidaritätsvereinbarungen hatten. Ergänzend zu dem im Dezember 2022 von der EU geschaffenen Standardverfahren für Solidaritätsleistungen waren Vereinbarungen zur Konkretisierung der länderspezifischen Details für die Inanspruchnahme von Solidaritätsleistungen zweckmäßig, um im Fall einer schweren Versorgungsstörung rasch und effizient reagieren zu können (TZ 13).

Der RH empfahl dem Klimaschutzministerium, die Verhandlungen über Vereinbarungen zur Konkretisierung der technisch-operativen Details der Erbringung bzw. Inanspruchnahme von Solidaritätsleistungen mit Italien, der Slowakei, Slowenien und Ungarn möglichst zeitnah abzuschließen.

- 20.3 Laut Stellungnahme des Klimaschutzministeriums habe die Notwendigkeit von bilateralen Vereinbarungen mit den bis Ende 2024 befristeten Standard-Regeln für Solidaritätsleistungen¹⁰⁴ abgenommen. Ausgewählte Standard-Regeln für Solidaritäts-

¹⁰⁰ Verordnung (EU) 2022/2576

¹⁰¹ Zwischen Österreich und Tschechien bestanden keine Gasfernleitungen und daher auch keine Verpflichtung.

¹⁰² BGBl. I 150/2021, als Teil des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets

¹⁰³ § 35a Energielenkungsgesetz 2012

¹⁰⁴ Verordnung (EU) 2022/2576



leistungen seien nunmehr in den Rechtsbestand übernommen und die Verpflichtung zum Abschluss bilateraler Vereinbarungen damit aufgehoben worden.¹⁰⁵

Monitoring der Versorgungssicherheit und der langfristigen Gaslieferverträge

21.1 (1) Schon seit 2003 hatten die Mitgliedstaaten bzw. deren Regulierungsbehörden ein Monitoring zur Versorgungssicherheit durchzuführen, z.B. Gas-Angebot, Gas-Nachfrage, Infrastrukturkapazitäten, und dazu jährlich bis 31. Juli einen Bericht zu veröffentlichen und der EU-Kommission zu übermitteln.¹⁰⁶ Die EU-Richtlinie zur Versorgungssicherheit aus 2004 erweiterte den Katalog der Monitoring- bzw. Berichtspunkte.¹⁰⁷

(2) Infolge der Kürzungen bzw. Unterbrechungen der russischen Erdgaslieferungen nach Europa im Jänner 2006 sowie im Jänner 2009 stiegen die Anforderungen an den Informationsaustausch, um die Versorgungssicherheitslage auf EU-Ebene bewerten zu können. Ab dem Jahr 2011 hatten die Erdgasunternehmen der zuständigen Behörde – in Österreich damals das Wirtschaftsministerium, nunmehr Klimaschutzministerium – während eines Notfalls u.a. tägliche Prognosen und Lastflüsse zu melden.¹⁰⁸ Diese und weitere Informationen konnte die EU-Kommission in einem unionsweiten oder regionalen Notfall von den zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten anfordern. Nach einem Notfall hatte die zuständige Behörde der EU-Kommission eine detaillierte Bewertung des Notfalls, der Wirksamkeit der getroffenen Maßnahmen sowie der wirtschaftlichen Folgen zu übermitteln.

Um die Lage der Versorgungssicherheit auf EU-Ebene bewerten zu können, hatten die Mitgliedstaaten der EU-Kommission bis Dezember 2011 die bestehenden, mit Drittländern geschlossenen Regierungsvereinbarungen, die sich auf die Entwicklung der Erdgasinfrastrukturen und -lieferungen auswirken konnten, zu übermitteln bzw. sie über neu abgeschlossene Regierungsvereinbarungen zu informieren (siehe TZ 10).

Bei bestehenden Erdgasbezugsvverträgen hatten Erdgasunternehmen bis Dezember 2011 und bei neuen Verträgen oder Vertragsänderungen im Anlassfall den zuständigen Behörden die Vertragsdauer, die kontrahierte Menge insgesamt (auf Jahresbasis und durchschnittliche Menge pro Monat), bei einem Notfall die kontra-

¹⁰⁵ Verordnung (EU) 2024/1789 mit Geltung ab 1. Jänner 2025

¹⁰⁶ Art. 5 der zweiten Erdgas-Binnenmarkt-Richtlinie 2003/55/EG

¹⁰⁷ Art. 5 RL 2004/67/EG über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung umfasste u.a. die wettbewerblichen Auswirkungen von Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, den Umfang der Bevorratungskapazität, den Anteil langfristiger Gaslieferverträge und ordnungspolitische Anreize für Neuinvestitionen in die Infrastruktur.

¹⁰⁸ Art. 13 Abs. 2 GasversorgungssicherheitsVO 2010



hierte Tageshöchstmenge und den kontrahierten Lieferpunkt mitzuteilen. Dies betraf Verträge mit einer mehr als einjährigen Laufzeit, die mit Lieferanten in Drittländern geschlossen wurden.

Diese Meldepflichten wurden 2017 erweitert und präzisiert¹⁰⁹; bei Missachtung waren Sanktionen zu verhängen, z.B. Geldstrafen.¹¹⁰ In gebührend begründeten Fällen konnte die zuständige Behörde Erdgasunternehmen auch zur Bereitstellung vertraglicher Informationen bzw. Vorlage von Verträgen auffordern.¹¹¹ Preisangaben waren von der Meldepflicht jeweils ausgenommen; die Vertraulichkeit der Verträge, der vertraglichen Informationen und der daraus gewonnenen Bewertungen war uneingeschränkt zu gewährleisten.

(3) Bis 2012 erhob das Klimaschutzministerium als zuständige Behörde bei den Gasimporten diese Daten und Angaben selbst und meldete sie anonymisiert der EU-Kommission. Mit der Neuerlassung des Energielenkungsgesetzes 2012 erhob die E-Control¹¹² die Daten, die das Klimaschutzministerium sodann der EU-Kommission übermittelte.

Für mehrjährige Gasbezugsvverträge waren die tatsächlichen Importmengen der letzten zwölf Monate, die kontrahierten Mengen der Folgejahre sowie die jeweilige Restlaufzeit jährlich zu melden.¹¹³ Die übrigen Daten, zu deren Meldung bzw. Vorlage die Gasunternehmen nach der GasversorgungssicherheitsVO 2017 verpflichtet gewesen wären, lagen der E-Control und dem Klimaschutzministerium nicht vor. Im November 2018 erhob die E-Control diese Daten gesondert im Auftrag des Klimaschutzministeriums.

Eine automatische Aktualisierung der Daten der langfristigen Gaslieferverträge war nicht vorgesehen, z.B. bei Neuabschlüssen oder Vertragsänderungen, ebenso wenig wie periodische Routineerhebungen. Im Anlassfall erfolgten Ad-hoc-Abfragen. Daher verfügte weder das Klimaschutzministerium noch die E-Control über den jeweils aktuellen Stand. Obwohl das Klimaschutzministerium und die E-Control die Meldepflichten der Erdgasunternehmen bei Abschluss oder Änderung von langfristigen Gaslieferverträgen nicht vollständig durchsetzen konnten, wurden die bei Verstößen vorgesehenen Geldstrafen nicht verhängt.

¹⁰⁹ Art. 14 Abs. 6 GasversorgungssicherheitsVO 2017 und Erwägungsgründe 50 bis 52; zu melden waren u.a. Daten zur Vertragslaufzeit, vereinbarte Jahresmenge, bei Alarmstufe oder Notfall die kontrahierte Tageshöchstmenge, vereinbarte Lieferpunkte, tägliche und monatliche Mindestmengen, Bedingungen für die Aussetzung der Gaslieferungen, Angabe, ob der Vertrag allein (oder mit weiteren Verträgen mit demselben Lieferanten) 28 % des jährlichen Gasverbrauchs des Mitgliedstaats übersteigt.

¹¹⁰ Österreich sah in § 159 Abs. 1 Z 18 Gaswirtschaftsgesetz 2011 Geldstrafen von bis zu 50.000 EUR vor.

¹¹¹ Art. 14 Abs. 4, 6 und 7 GasversorgungssicherheitsVO 2017

¹¹² auf Grundlage der Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 der E-Control; siehe § 8 Abs. 2 leg. cit.: Daten, die zur Vorbereitung auf Energielenkungsmaßnahmen notwendig waren

¹¹³ § 8 Abs. 2 Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 der E-Control



Die geltenden Bestimmungen zum Monitoring im EU-Recht und im nationalen Recht stellten weitgehend auf Verträge über Pipeline-Gas ab. Mit dem Ausstieg aus russischem Gas erhöhte sich seit 2022 EU-weit und auch in Österreich der LNG-Anteil. Der Übernahmepunkt für LNG-Gas liegt nicht in Österreich und es wird in das europäische Pipeline-Netz eingespeist ([TZ 11](#)). Für ein Binnenland wie Österreich wurde damit die Beurteilung der Versorgungssicherheit allein anhand von Daten zu LNG-Lieferverträgen schwieriger, weil weitere Informationen – insbesondere zu den gebuchten Transportkapazitäten nach Österreich – erforderlich wären.

- 21.2 (1) Der RH bemängelte, dass die vollständige Erhebung bzw. Meldung aller Daten nach der GasversorgungssicherheitsVO 2017 der EU sowie der Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 der E-Control nicht gewährleistet war. Mit lückenhaften bzw. nicht aktuellen Daten war weder die EU noch Österreich selbst in einem Krisenfall gut vorbereitet ([TZ 13](#)). Die Intention der EU-Gesetzgebung, wonach die Mitgliedstaaten jederzeit über vollständige und aktuelle Daten zur Versorgungssicherheit verfügen sollen, muss auch bei einem steigenden LNG-Anteil gesichert sein. Die Risikolage der österreichischen Erdgasversorgung konnte sich verschlechtern, ohne dass das Klimaschutzministerium und die E-Control rechtzeitig Kenntnis davon hatten.

Der RH empfahl dem Klimaschutzministerium und der E-Control, die Datenerhebungen über langfristige Gaslieferverträge so zu organisieren, dass die Datenlage jederzeit aktuell und vollständig ist. Den Anforderungen aller geltenden Rechtsgrundlagen wäre zu entsprechen. Bei den Datenerhebungen wären allfällige Synergien zu nutzen.

(2) Der RH hielt fest, dass das Klimaschutzministerium verschiedene Informationen zu den langfristigen Gaslieferverträgen zu bewerten und der EU-Kommission zu übermitteln hatte. Diese Daten konnte das Ministerium als zuständige Behörde entweder direkt von den Erdgasunternehmen oder im Wege der E-Control erhalten. Der RH kritisierte, dass das Klimaschutzministerium und die E-Control die Meldepflichten der Erdgasunternehmen bei Abschluss oder Änderung eines Gasliefervertrags nach der GasversorgungssicherheitsVO 2017 und dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 nicht vollständig durchsetzen konnten und die bei Verstößen vorgesehenen Geldstrafen nicht verhängt wurden.

- 21.3 In seiner Stellungnahme verwies das Klimaschutzministerium darauf, dass Erdgasunternehmen gemäß GasversorgungssicherheitsVO 2017 ohne vorherige Aufforderung durch die zuständige Behörde dazu verpflichtet seien, Einzelheiten ihrer Gaslieferverträge mit grenzüberschreitender Dimension und einer Laufzeit von mehr als einem Jahr der betreffenden zuständigen Behörde zu melden. Zudem habe das Ministerium Erdgasunternehmen bei Bedarf aufgefordert, Informationen auf Basis der in der GasversorgungssicherheitsVO 2017 angeführten Bestimmungen zu



übermitteln. Synergien seien insofern genutzt worden, als die E-Control jene Erdgasunternehmen, die Daten gemäß Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 meldeten, dazu aufgefordert habe, der zuständigen Behörde zusätzlich auch Informationen gemäß GasversorgungssicherheitsVO 2017 zu übermitteln.

- 21.4 Der RH entgegnete dem Klimaschutzministerium, dass die Datenmeldungen der Erdgasunternehmen zu den langfristigen Gasbezugsverträgen nicht vollständig waren und Datenabfragen bei Erdgasunternehmen auch nur in Einzelfällen erfolgten. Er verwies in diesem Zusammenhang auf seine Gegenäußerung in [TZ 9](#).

Vertraulichkeit der Gaslieferverträge

- 22.1 (1) Gaslieferverträge waren privatrechtliche Verträge und enthielten wie allgemein üblich eine Vertraulichkeitsklausel. Die Daten und Informationen in diesen Verträgen waren als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse grundsätzlich vertraulich.

War die Offenlegung vertraglicher Inhalte dennoch notwendig, z.B. gegenüber Unternehmensangehörigen oder Auftragnehmern, so war diesen die Pflicht zur Wahrung der Vertraulichkeit zu überbinden. Häufig wurde eine Offenlegung auch an die vorherige Information oder Zustimmung des Vertragspartners gebunden.

Ausnahmen von der Vertraulichkeit bestanden auch, wenn eine Vertragspartei gesetzlichen oder regulatorischen Bestimmungen unterlag, die eine Offenlegung von Daten oder Informationen gegenüber Behörden vorsahen. Dies traf auf Erdgasunternehmen zu. Sie waren EU-rechtlich und nach nationalen Bestimmungen zur Meldung bzw. Vorlage von Daten verpflichtet, u.a. mit Bezug auf langfristige Lieferverträge ([TZ 21](#)) sowie Speicherverträge ([TZ 9](#)). Zudem bestanden nach EU-Recht sowie nach dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 behördliche Informations-, Auskunfts- und Einsichtsrechte sowie Aufsichtspflichten, insbesondere des Klimaschutzministerrums, der Regulierungsbehörde E-Control aber auch der Wettbewerbsbehörde und der EU-Kommission. Bei Verstößen konnten die Behörden Sanktionen (Geldstrafen) verhängen.

(2) Erdgasunternehmen und weitere ausgewählte Marktteilnehmer¹¹⁴ waren verpflichtet, den Behörden, einschließlich der Regulierungsbehörde, jederzeit Einsicht in alle betriebswirtschaftlich relevanten Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über alle den jeweiligen Vollzugsbereich betreffenden Sachverhalte zu erteilen. Diese Pflicht zur Duldung der Einsichtnahme und Erteilung der Auskunft war an keinen konkreten Anlassfall gebunden. Vor allem hatten die genannten Marktteilnehmer alle Informationen zur Verfügung zu stellen, die der Behörde eine sachgerechte Beurteilung ermöglichen.

¹¹⁴ Das waren laut § 10 Gaswirtschaftsgesetz 2011: Hub-Dienstleistungsunternehmen, Bilanzgruppenkoordinatoren, der Betreiber des virtuellen Handelpunktes, Verteilergebietsmanager und Marktgebietsmanager.



Unternehmen, die entgegen den EU-Bestimmungen der Klimaschutzministerin die Informationen zu den Gaslieferverträgen nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig mitteilten, begingen eine Verwaltungsübertretung, die mit Geldstrafe von bis zu 50.000 EUR zu bestrafen war.¹¹⁵ Verstöße gegen die Gewährung der Einsichtnahme und Pflicht zur Auskunft waren mit bis zu 75.000 EUR zu bestrafen.¹¹⁶

(3) In den Jahren 2011 und 2015 forderte die E-Control im Rahmen ihrer Markt- und Wettbewerbsaufsicht ein Erdgasunternehmen per Bescheid auf, ihr Einsicht in die langfristigen Gasbezugsverträge mit Take-or-pay-Klausel und Ölpreis-Indexierung zu gewähren bzw. ihr die letztgültigen Verträge ungeschwärzt zu übermitteln.¹¹⁷

Die E-Control konnte dem RH nicht bestätigen, dass ihr alle Verträge und Vertragsbestandteile vollständig vorlagen. Teile des Langfristvertrags zwischen OMV und Gazprom waren großflächig geschwärzt. Dem Klimaschutzministerium lag dieser Langfristvertrag nicht vor. Beide Behörden setzten ihre Informations-, Auskunfts- und Einsichtsrechte gegenüber den Erdgasunternehmen nicht oder nur zum Teil durch.

- 22.2 Der RH hielt fest, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen vertraulich zu behandeln waren. Er wies jedoch darauf hin, dass für die Vertraulichkeit von Langfristverträgen von Erdgasunternehmen gegenüber den Behörden – dem Klimaschutzministerium und der E-Control – Einschränkungen galten, weil Erdgasunternehmen EU-rechtlichen, nationalen sowie regulatorischen Vorschriften unterlagen.

In Anbetracht des Handlungsbedarfs, der im Jahr 2022 bestand, um die Erdgasversorgung zu sichern, wäre es aus Sicht des RH jedenfalls im übergeordneten öffentlichen Interesse gewesen, wenn jener Vertrag den Behörden vorgelegen wäre, mit dem sich ein bedeutendes österreichisches Erdgasunternehmen langfristig an ein ausländisches Unternehmen bindet. Zur Durchsetzung der Informations-, Auskunfts- und Einsichtsrechte der Behörden bei Erdgasunternehmen sowie der Meldepflichten der Erdgasunternehmen verwies der RH auf seine Empfehlung in TZ 9.

¹¹⁵ gemäß § 10 in Verbindung mit § 159 Abs. 1 Z 18 Gaswirtschaftsgesetz 2011

¹¹⁶ gemäß § 10 in Verbindung mit § 159 Abs. 2 Z 2 Gaswirtschaftsgesetz 2011

¹¹⁷ siehe anonymisierte Bescheide unter dem Sachgebiet Wettbewerbs- und Marktaufsicht auf der Website der E-Control: <https://www.e-control.at/bereich-recht/behoerdliche-entscheidungen-des-vorstands-zu-gas> (abgerufen am 10. Jänner 2024)



E-Control – Überwachungsfunktion und Berichtswesen

- 23.1 (1) Die Zuständigkeiten und Aufgaben der E-Control im Bereich Erdgas waren im Gaswirtschaftsgesetz 2011, im Energie-Control-Gesetz, im Energielenkungsgesetz 2012 sowie in unmittelbar anwendbaren EU-Verordnungen geregelt. Auf Basis gesetzlich geregelter Datenerhebungen sowie entsprechender Meldeverpflichtungen der Marktteilnehmer hatte die E-Control in ihrer Überwachungsfunktion u.a. nachstehende Merkmale und Entwicklungen des Erdgasmarktes laufend zu beobachten¹¹⁸:

Tabelle 10: Überwachungsaufgaben der E-Control im Bereich des Erdgasmarktes

Ziele	Beschreibung
Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> – in Bezug auf Zuverlässigkeit und Qualität des Netzes sowie die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistungen – Durchführung von Lenkungsmaßnahmen
Grad der Transparenz am Erdgasmarkt	<ul style="list-style-type: none"> – unter besonderer Berücksichtigung der Großhandelspreise
Grad und Wirksamkeit der Marktöffnung; Umfang des Wettbewerbs	<ul style="list-style-type: none"> – auf Ebene des Großhandels und der Endkunden einschließlich etwaiger Verzerrungen oder Beschränkungen des Wettbewerbs – mit Blick auf etwaige restriktive Vertragspraktiken oder Exklusivitätsbestimmungen
Zugangsbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> – zu Speicheranlagen und anderen Vorrichtungen, nach objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien
Investitionen und guter Zustand der Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> – Investitionspläne der Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber – Dauer und Qualität der Neuanschluss-, Wartungs- und sonstigen Reparaturdienste
Compliance	<ul style="list-style-type: none"> – Einhaltung der Vorschriften für Aufgaben und Verantwortlichkeiten der Marktteilnehmer, z.B. Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber, Versorger oder Marktgebietsmanager

Quelle: Gaswirtschaftsgesetz 2011

¹¹⁸ gemäß § 131 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011



(2) Die E-Control musste Berichte an verschiedene Adressaten legen, insbesondere jährlich

- einen Tätigkeitsbericht an die Klimaschutzministerin sowie an den Nationalrat und
- einen Marktbericht an die Klimaschutzministerin, an die EU-Kommission sowie an die EU-Agentur ACER.

Weiters hatte sie jährlich bis 31. Juli einen Bericht über das Ergebnis ihres Monitorings der Versorgungssicherheit im Gasbereich zu erstellen¹¹⁹, in geeigneter Weise zu veröffentlichen und der EU-Kommission zu übermitteln. Das Monitoring diente nach EU-Recht der Beobachtung der Versorgungssicherheit und nach nationalem Recht auch der Vorbereitung potenzieller Lenkungsmaßnahmen im Erdgasbereich (TZ 15). Es hatte insbesondere zu umfassen:¹²⁰

- das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt,
- die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot,
- die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten,
- die Qualität und den Umfang der Netzwartung,
- Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie
- die Verfügbarkeit von Erdgasquellen (Produktion, Speicher, Import) und Netzen.

(3) Während die E-Control für den Elektrizitätsbereich seit 2002 jährlich Berichte über die Versorgungssicherheit veröffentlichte, legte sie für den Gasbereich erstmals im Juli 2023 einen Bericht zur Versorgungssicherheit (Berichtsjahr 2022) auf ihrer Website vor. In den Jahren davor nahm sie ausgewählte Themen der Erdgas-Versorgungssicherheit jeweils in ihre Markt- und Tätigkeitsberichte auf.

Bis 2010 stellte die E-Control in ihren Marktberichten auch regelmäßig die Struktur der österreichischen Erdgasimporte dar und thematisierte die hohe Abhängigkeit von russischem Erdgas, dessen Anteil an den physikalischen Flüssen damals über 90 % betrug. Sie berichtete auch über die langfristigen Lieferverträge mit norwegischen bzw. russischen Lieferanten. Seit dem Jahr 2011 enthielten die Berichte der E-Control diese Inhalte nicht mehr. Auch der Bericht zur Versorgungssicherheit im Gasbereich vom Juli 2023 themisierte die Langfristverträge nicht.

- 23.2 Der RH hielt fest, dass die E-Control im Bereich des Erdgasmarktes umfassende Überwachungsaufgaben sowie Monitoring- und Berichtspflichten hatte, die insbesondere auch der Gewährleistung der Versorgungssicherheit dienten. Er kritisierte, dass die E-Control bis Sommer 2023 keine jährlichen Berichte zur Erdgas-Versor-

¹¹⁹ § 28 Abs. 3 Energie-Control-Gesetz

¹²⁰ § 27 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012 sowie Art. 5 der RL 2009/73/EG



gungssicherheit veröffentlichte und ihrer Berichtspflicht damit nicht nachkam. Darüber hinaus hielt der RH kritisch fest, dass der im Juli 2023 veröffentlichte Bericht zur Versorgungssicherheit im Bereich Erdgas – im Gegensatz zu den Marktberichten bis 2010 – die langfristigen Gaslieferverträge österreichischer Gasimporteure und deren Bedeutung für den österreichischen Gasmarkt nicht mehr thematisierte. Aus Sicht des RH sollte die Berichterstattung der E-Control Informationen über diese Verträge enthalten, etwa zur Laufzeit und zu den vereinbarten Liefermengen.

Der RH empfahl der E-Control, in einem ihrer Berichte auch den aktuellen Stand der für Österreich maßgeblichen langfristigen Lieferverträge über Pipeline-Gas und Gas aus LNG-Anlagen darzustellen und die Veränderungen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit zu analysieren. Nicht wettbewerbsrelevante Informationen, etwa Liefermengen und die Laufzeit der Verträge, wären im öffentlichen Interesse darzustellen.

- 23.3 In ihrer Stellungnahme wies die E-Control darauf hin, dass im Bericht 2024 zur Versorgungssicherheit im Gasbereich (Berichtsjahr 2023) die bestehenden langfristigen Verträge dargestellt seien. Zudem würden gesetzliche Neuerungen¹²¹ ein stärkeres Monitoring der Diversifizierung der Gasbezugsquellen vorsehen; die darauf basierenden Ergebnisse fänden in künftige Berichte Eingang.

Exkurs: Langfristverträge

Langfristige Lieferverträge über russisches Erdgas

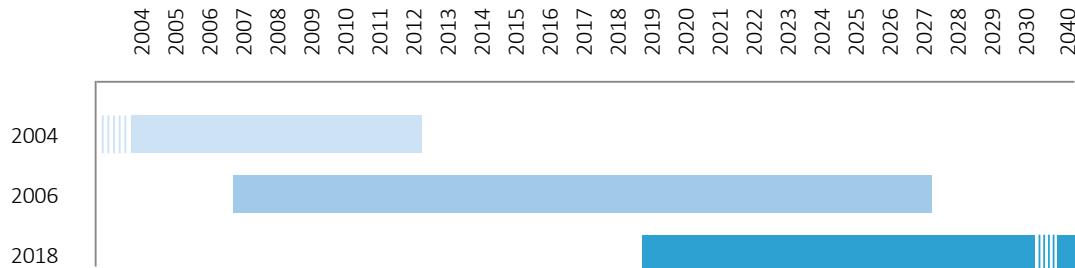
- 24.1 (1) Der Erdgasgroßhandel erfolgte traditionell im Rahmen langfristiger Lieferverträge, deren Inhalte und branchenübliche Klauseln sich bereits in den 1960er Jahren, zu Beginn des internationalen, grenzüberschreitenden Gashandels in Europa, herausbildeten.

Österreich war 1968 das erste westliche Land, und die OMV das erste westeuropäische Unternehmen, das mit der vormaligen Sowjetunion bzw. dem Unternehmen Sojusneftexport ein Abkommen über Erdgaslieferungen traf. In den 1970er und 1980er Jahren wurden weitere, gleichzeitig laufende Verträge geschlossen.

¹²¹ im Gaswirtschaftsgesetz 2011

Diese wurden im Jahr 2004 modernisiert und einheitlich bis 2012 verlängert. Die folgende Abbildung illustriert die weitere Entwicklung:

Abbildung 12: Langfristige Lieferverträge der OMV mit Gazprom (2004 bis 2040)



Quellen: OMV Geschäftsberichte und Pressemeldungen; Darstellung: RH

Die 2004 modernisierten Verträge mit Laufzeit bis 2012 wurden bereits zwei Jahre später neuerlich umstrukturiert bzw. angepasst und von einem im September 2006 abgeschlossenen Vertrag mit Laufzeit bis 2027 abgelöst.¹²² 2018 erfolgte neuerlich eine vorzeitige Verlängerung bis 2040.

(2) Am 28. September 2006 wurden Verträge mit der OMV-Handelstochter EconGas GmbH sowie mit den vormaligen Landesferngasgesellschaften in Kärnten, Salzburg und der Steiermark unterzeichnet, die u.a. folgende Regelungen enthielten:¹²³

- eine Laufzeit bis 31. Dezember 2027; die langfristige Bindung war damals europaweit üblich,
- eine (kurzfristig geringfügig flexible) Abnahmeverpflichtung von (zumindest mittelfristig) 83 % der Vertragsmenge, d.h., die Abnehmer hatten diese Abnahmemenge auch dann zu bezahlen, wenn sie tatsächlich nicht abgerufen wurde (Take-or-pay-Verpflichtung),
- eine damals branchenübliche Preisindexklausel, die an die Preisentwicklung am Rotterdamer Markt für Leicht- und Schweröl geknüpft war und – unterschiedlich gewichtet – zu einer entsprechenden Veränderung des Vertragspreises nach drei bzw. sechs Monaten führte,

¹²² In diesem Zusammenhang schloss die GWH – Gas- und Warenhandelsgesellschaft mbH (mehrheitlich im Eigentum des Gazprom-Konzerns, 25,1 % OMV) Verträge mit den Landesferngasgesellschaften der Länder Kärnten, Salzburg und Steiermark. Das Gas bezog die GWH – wie die OMV-Gashandelstochter EconGas GmbH – von der Gazprom-Exporttochter Gazexport über einen gesonderten Importvertrag.

¹²³ siehe OGH als Kartellobergericht 21. Jänner 2021, 16 Ok 3/20g, Rz 9 bis 12 (von der E-Control angestrengtes Kartellverfahren wegen Marktabschottung)



- Preisrevisionsklauseln, wonach jede Vertragspartei bei einer wesentlichen Veränderung der Energiemarkte in Österreich und/oder Westeuropa (gegenüber den begründeten Erwartungen bei Vertragsabschluss) Preisrevisionsverhandlungen verlangen konnte, erstmals ab dem 1. Jänner 2009, danach alle drei Jahre; bei Nichteinigung innerhalb von sechs Monaten war jede Vertragspartei berechtigt, ein Schiedsverfahren einzuleiten.

Das ab 2006 in einem Vertrag zusammengeführte Vertragswerk der OMV bzw. ihrer Handelstochter EconGas GmbH wurde über die Jahre immer wieder angepasst. Im Jahr 2010 lagen die Spot-Preise schon wesentlich unter den langfristigen Gaspreisen. Die OMV verhandelte wiederholt Preisrevisionen, um den Vertrag, der an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt war, anzupassen. Näheres ist der nachstehenden Tabelle zu entnehmen:

Tabelle 11: Chronologie des langfristigen Liefervertrags der OMV über russisches Erdgas

Datum	Ereignis
1968 (1. Juni)	<p>Vertrag über die Lieferung von Erdgas zwischen Sojusnefteexport Moskau und ÖMV AG</p> <ul style="list-style-type: none"> – das Abkommen umfasste die Lieferung von Erdgas aus der Sowjetunion nach Österreich und von Rohren und Materialien der VÖEST für die Sowjetunion – Menge: 1,5 Mrd. m³ – Vertragslaufzeit: bis 1991 (23 Kalenderjahre) – Übergabe: tschechoslowakisch-österreichische Grenze (Baumgarten) – Stichtag für den Beginn der Lieferungen: 10. September 1968 – der Käufer war zur Zahlung verpflichtet, auch wenn er kein Gas abnahm (Take-or-pay-Klausel); – das gelieferte Gas durfte nur in Österreich verbraucht und nicht wieder ausgeführt werden (Destinationsklausel)
1974, 1975, 1984	<p>Abschluss von drei weiteren Verträgen (II, III, IV) über die Lieferung von Erdgas aus Russland</p> <ul style="list-style-type: none"> – Menge: insgesamt 2,5 Mrd. m³ und Option für rd. 1 Mrd. m³ zusätzlich ab 1991 – Vertragslaufzeiten: bis 2000 bzw. bis 2008 (stufenweise Verlängerung)
2004 (5. Mai)	<p>Modernisierung, Erhöhung der Jahresmenge und Angleichung der Vertragslaufzeiten bis 2012</p> <ul style="list-style-type: none"> – Anpassung an die Rahmenbedingungen des liberalisierten Marktes: <ul style="list-style-type: none"> • Modernisierung der Verträge, Streichung der Destinationsklausel • Preisbasis nunmehr Ölprodukte am Markt Rotterdam (anstatt Indizes in Wiesbaden) – schrittweiser Ausbau aller Verträge von einer Jahresmenge von 5,5 Mrd. m³ auf 6,5 Mrd. m³ – Angleichung der Laufzeit aller Verträge bis 2012



Datum	Ereignis
2006 (28. September)	<p>Umstrukturierung der Lieferverträge und Verlängerung bis 2027</p> <ul style="list-style-type: none"> – vorzeitige Verlängerung der 2012 auslaufenden Verträge bis 2027 – gesamte Jahresmenge: rd. 7 Mrd. m³ – Beendigung des Vertrags mit der OMV, Neuabschluss eines direkten Liefervertrags zwischen EconGas GmbH¹ (50 % Gashandelstochter der OMV) und Gazexport – Abschluss eines direkten Liefervertrags zwischen GWH² und Gazexport; GWH belieferte die Landesfernagasgesellschaften in Kärnten, Salzburg und der Steiermark (20 % des österreichischen Marktes) – zentrale Rolle Österreichs im Transit von russischen Gasmengen nach Ungarn, Slowenien, Kroatien, Italien, Deutschland und Frankreich; jährlich beförderte die OMV rd. 45 Mrd. m³ durch ihr Pipeline-Netz, dies entsprach etwa einem Drittel der russischen Erdgasexporte nach Westeuropa
2010 bis 2015	<p>Beginn der Neuverhandlungen von Lieferverträgen (Preisrevisionen)</p> <ul style="list-style-type: none"> – die Spot-Preise lagen wesentlich unter den langfristigen Gaspreisen – das Ergebnis (EBIT) des Bereichs Gas (Supply, Marketing und Trading) war im Jahr 2010 vor allem durch anhaltend niedrige Spot-Preise an internationalen Gashandelspunkten geprägt – die Neuverhandlung der Lieferverträge im zweiten Halbjahr 2010 trug dazu bei, die negativen Effekte des schwierigen Margenumfelds zu mildern – Verhandlungen dauerten bis 2015
2011	<p>Verhandlung über Preisanpassungen für langfristige Gas-Lieferverträge</p> <ul style="list-style-type: none"> – 2011 waren die langfristigen Gaspreise weiterhin signifikant höher als die Spot-Preise, was erheblichen Druck auf die Margen der EconGas GmbH ausübte – Preisanpassungen im vierten Quartal 2011 milderten den Margendruck
2012	<ul style="list-style-type: none"> – Ergebnis der EconGas GmbH litt 2012 unter dem fordernden Marktumfeld und dem Rückgang der Rentabilität aufgrund der anhaltend großen Spanne zwischen langfristigen Ölpreisgebundenen Vertragspreisen und Hub-Preisen – Neuverhandlung der langfristigen Gasbezugsvverträge als wichtiger Schwerpunkt für 2013
2013 (30. Oktober)	<p>Übergangsvereinbarung zu Langfristvertrag mit Gazprom</p> <ul style="list-style-type: none"> – rückwirkend ab 1. April 2013 gültige Anpassung des langfristigen Gasbezugsvvertrags an die niedrigeren europäischen Gaspreise sowie – Option „in naher Zukunft die Vertragsbedingungen neuerlich zu überprüfen“
2014 (Mai)	<p>Verlängerung der Übergangsvereinbarung</p> <ul style="list-style-type: none"> – die Übergangslösung (von April 2013 bis April 2014) wurde laut Medienberichten verlängert – das Ergebnis der EconGas GmbH verbesserte sich 2014 leicht gegenüber dem Vorjahr, der Ergebnisbeitrag lag auf dem Niveau des Vorjahrs „unterstützt durch angepasste langfristige Gasbezugsvverträge“
2015 (28. Jänner)	<p>Anpassung des bestehenden Gasliefervertrags</p> <ul style="list-style-type: none"> – der langfristige „Vertrag ist damit auf neue Beine gestellt und spiegelt die veränderten Marktkonditionen wider“ (endgültige Umstellung der Vertragspreise auf Hub Pricing) – die Neuverhandlung des langfristigen Gasbezugsvvertrags mit Gazprom brachte „eine strukturelle Lösung“, der Gas-Einkaufspreis sei „jetzt auf Marktniveau“
2018 (5. Juni)	Verlängerung der Laufzeit des bestehenden Gasliefervertrags (Laufzeit bis 2028) bis 2040
2018 (4. November)	Erhöhung der Gasliefermenge nach Österreich um 1 Mrd. m³ jährlich

¹ Joint Venture von OMV Gas International GmbH (50 %), Wien Energie GmbH (15,7 %), EVN AG (15,7 %), OÖ Ferngas AG (15,55 %), BEGAS AG (2,6 %) und Linz AG (0,45 %); Kerngeschäft: Erdgas-Direktvertrieb an Kunden mit einem Jahresverbrauch ab 500.000 m³ in Österreich und Europa sowie Handel mit Erdgas an internationalen Handelsplätzen

² GWH – Gas- und Warenhandelsgesellschaft mbH (Anteilseigner im Jahr 2006: Gazexport 50 %, Centrex 24,9 % und OMV 25,1 % – nach dem Ausstieg von OMV in Gazprom Austria GmbH umbenannt)

Quellen: OMV-Geschäftsberichte; OTS-Meldungen; Zusammenstellung: RH



Durch die – oft nach langen und schwierigen Verhandlungen – erzielten Anpassungen der langfristigen Lieferverträge an das sich mit der Liberalisierung ändernde Marktumfeld wurde Pipeline-Gas im Allgemeinen marktnäher und flexibler, vor allem mit Bezug auf die Preise. Anstelle der Ölpreise wurde zunehmend der Gasmarkt zur Referenz für die Preisentwicklung von Pipeline-Gas.

Dazu trug auch die Durchsetzung des EU-Wettbewerbsrechts bei. Die EU-Kommission ging wiederholt gegen Marktaufteilungsvereinbarungen und andere wettbewerbswidrige Praktiken vor, u.a. die vermutete Abschottung der Gasmärkte durch langfristige Lieferverträge. Sie eröffnete auch Untersuchungen wegen wettbewerbsbeschränkender Regelungen in den Gaslieferverträgen zwischen OMV und Gazprom, die sie im Jahr 2004 einstellte, nachdem OMV und Gazprom vereinbart hatten, in ihren Verträgen die Gebietsbeschränkungen für den Absatz von Erdgas und ein vertragliches Vorkaufsrecht zu streichen. Damit konnte die OMV das von Gazprom bezogene Gas auch außerhalb Österreichs absetzen, und Gazprom stand es frei, Gas an andere Abnehmer in Österreich zu verkaufen, ohne es zuvor der OMV zum Kauf anbieten zu müssen.¹²⁴

Auch für die Belieferung der Weiterverteiler stellten die Langfristverträge, vor allem in den frühen Jahren der Marktliberalisierung, ein wesentliches Wettbewerbsproblem dar.¹²⁵ Sie bewirkten, wie aus einer Marktuntersuchung der Bundeswettbewerbsbehörde 2006 und aus den Marktberichten der E-Control hervorgeht, eine Abschottung des Marktes, die den Gasbezug von Dritten de facto ausschloss. Auch die E-Control strengte wegen Marktabschottung ein Kartellverfahren an, das 2021 vom OGH als Kartellobergericht entschieden wurde.¹²⁶

- 24.2 Der RH hielt fest, dass die langfristigen Verträge der OMV über die Lieferung von russischem Gas die Gaswirtschaft und die Erdgas-Infrastruktur in Österreich über Jahrzehnte prägten ([TZ 8](#)).

Mit der Liberalisierung fielen Vertragsklauseln weg, die den Wettbewerb offenkundig einschränkten, etwa die Destinationsklausel (2004); sukzessive wurde auch der Ölpreis als maßgeblicher Faktor der Preisbildung in den langfristigen Lieferverträgen durch den Gasmarktpreis an Börsen und Handelsplätzen ersetzt. Preisrevisionen bewirkten in den Jahren 2010 bis 2015, dass die Preise für Pipeline-Gas sanken und sich den deutlich niedrigeren Gasmarktpreisen anglichen ([TZ 32](#)).

¹²⁴ EU-Kommission Pressemitteilung IP/05/195 vom 17. Februar 2005

¹²⁵ vgl. Bundeswettbewerbsbehörde, Allgemeine Untersuchung der österreichischen Gaswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl. I 62/2002), Endbericht, November 2006; siehe Marktbericht 2007 der E-Control, S. 90; vgl. RH-Bericht „Wien Energie GmbH“ (Reihe Wien 2016, TZ 17) zu den Preisrevisionen sowie der Reduktion der Abnahmeverpflichtung (Take-or-pay-Quote) des langfristigen Gasbezugsvertrags der Wien Energie mit EconGas GmbH ab 2011

¹²⁶ siehe OGH als Kartellobergericht 25. Jänner 2021, 16 Ok 3/20g



Mit den russischen Gasmengen, die im Rahmen von Langfristverträgen nach Österreich geliefert bzw. in Österreich gehandelt oder durch österreichische Gasleitungen zu Abnehmern in anderen EU-Ländern transportiert wurden, und den über Jahrzehnte gewachsenen Geschäftsmodellen sowie institutionellen und technisch-funktionellen Gegebenheiten einer leitungsgebundenen Infrastruktur wuchsen auch Barrieren für eine Diversifizierung der Gaslieferquellen und Gaslieferanten. Es entstand eine Lock-in-Situation. Eine diversifizierte Lieferantenstruktur hätte jedenfalls erhebliche Investitionen in die Gastransportinfrastruktur erfordert; Österreich hätte damit auch riskiert, seine Rolle im Gastransit und als Erdgasdrehscheibe zu verlieren. Der Krieg in der Ukraine veränderte die Rahmenbedingungen der österreichischen Gaswirtschaft jedoch grundlegend. Der RH verwies dazu auf seine Ausführungen und Empfehlungen in [TZ 8](#), [TZ 9](#), [TZ 10](#) und [TZ 26](#).

Vertragsverlängerung trotz gegenläufiger Klima- und Energiestrategie

25.1 (1) OMV und Gazprom unterzeichneten die Verlängerung des bestehenden Gasliefervertrags bis 2040 in Anwesenheit des Präsidenten der Russischen Föderation¹²⁷ und des österreichischen Bundeskanzlers¹²⁸ am 5. Juni 2018 – im Rahmen der Feierlichkeiten zur 50-jährigen Partnerschaft von OMV und Gazprom.¹²⁹

(2) Zwei Wochen davor, am 23. Mai 2018, wurde in einer Parlamentarischen Enquete des Nationalrats die „Mission2030 – Die Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung“ erörtert. Den Ministerratsvortrag zu dieser Strategie beschloss die Bundesregierung am 28. Mai 2018.

Mit dieser Strategie zielte die Bundesregierung u.a. auf eine Reduktion der Importabhängigkeit ab: „Angesichts der unsicheren geopolitischen Entwicklungen ist es – neben dem Ausbau heimischer Erzeugungskapazitäten – in den nächsten Jahren von großer strategischer Bedeutung, die Abhängigkeit Europas und Österreichs von einzelnen großen Importländern zu reduzieren und die Energierouten zu diversifizieren. Die Reduzierung der Abhängigkeit von großen Importen ist von gesamteuropäischer Bedeutung. Daher setzt sich Österreich für eine EU-weit abgestimmte weitergehende Diversifizierung der Energieimporte ein. Zudem wird die internationale Abstimmung im Krisenfall wichtiger.“

(3) Im November 2018 vereinbarten OMV und Gazprom bei einem Arbeitstreffen einen Vertragszusatz zur Erhöhung der Gaslieferungen nach Österreich um 1 Mrd. m³ jährlich über die vertragliche Menge hinaus und für die gesamte Vertragslaufzeit.

¹²⁷ Wladimir Putin

¹²⁸ Sebastian Kurz

¹²⁹ OMV News, 1. Juni 2018, publiziert am 5. Juni 2018



- 25.2 Aus Sicht des RH wurden mit dem Beschluss der Klima- und Energiestrategie der österreichischen Bundesregierung (#mission2030), die eine Reduktion der Importabhängigkeit bei Energie vorsah, und der etwa zeitgleich erfolgten Verlängerung des bestehenden Gasliefervertrags der OMV bis 2040 (in Anwesenheit des Bundeskanzlers) widersprüchliche Signale ausgesendet.

Der Umstand, dass der im Juni 2018 bis zum Jahr 2040 verlängerte Gasliefervertrag im November 2018 zudem um 1 Mrd. m³ aufgestockt wurde, lief der bekundeten strategischen Ausrichtung, „in den nächsten Jahren [...] die Abhängigkeit Europas und Österreichs von einzelnen großen Importländern zu reduzieren“, ebenfalls zuwider. Die Abhängigkeit – gerade von russischem Erdgas – wurde vielmehr zeitlich verlängert und mengenmäßig vergrößert.

- 25.3 Laut Stellungnahme des Klimaschutzministeriums werde eine gemäß § 8 Bundesministeriengesetz eingesetzte Kommission ([TZ 26](#)) zur Prüfung des Gasliefervertrags zwischen Gazprom und der OMV die politischen Begleitumstände der umstrittenen Vertragsverlängerung prüfen.

Ausstieg aus russischem Gas vor 2030

- 26.1 (1) Infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine sahen sich die Staats- und Regierungschefs der EU bei ihrer informellen Tagung Anfang März 2022 veranlasst, die Sicherheit der Energieversorgung in der EU grundlegend neu zu bewerten. Sie kamen überein, die „Abhängigkeit von der Einfuhr von Gas, Öl und Kohle aus der Russischen Föderation so bald wie möglich zu beenden“, vor allem durch die generell beschleunigte Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, wobei jedoch die nationalen Gegebenheiten der Mitgliedstaaten (Energiemix) zu berücksichtigen seien.¹³⁰ Die EU-Kommission legte dazu am 18. Mai 2022 den „REPowerEU“-Plan¹³¹ vor ([TZ 13](#)).

(2) Der Anteil an russischem Gas sank in Österreich im zweiten Halbjahr 2022, u.a. wegen Lieferkürzungen von russischer Seite ([TZ 5](#)). Zudem setzte die Regierung Mitte 2022 mit dem Gasdiversifizierungsgesetz 2022¹³² Anreize für Unternehmen, nicht-russisches Gas für den Absatz in Österreich zu importieren, indem ein Teil der Mehrkosten dafür rückerstattet wurde. Für die Jahre 2022 bis 2025 wurden jährlich 100 Mio. EUR vorgesehen. Auch für die strategische Gasreserve des Bundes sollte nach Möglichkeit nicht-russisches Gas beschafft werden.

¹³⁰ Neben dem rascheren Ausbau von erneuerbarer Energie sollten die Versorgung und die Versorgungswege diversifiziert (u.a. durch LNG), die Energieeffizienz und Verbrauchssteuerung verbessert sowie der Verbund der Gas- und Stromnetze vollendet bzw. EU-weit synchronisiert werden. Auch die Notfallplanung der EU für die Versorgungssicherheit sollte verstärkt werden.

¹³¹ Erklärung von Versailles, 11. März 2022, Mitteilung der EU-Kommission RePowerEU-Plan, COM(2022) 230 final, 18. Mai 2022

¹³² BGBl. I 95/2022 i.d.g.F.



Gegen Ende 2023 stieg der Anteil an russischem Gas wieder. Ein wesentlicher Grund dafür war aus Sicht des Klimaschutzministeriums, dass sich – bei sinkendem Gasverbrauch und gleichbleibenden, wieder vertragsgemäßen russischen Importmengen – der relative Anteil an russischem Erdgas erhöhte. Tatsächlich war der österreichische Verbrauch laut Klimaschutzministerium von 2021 auf 2023 um ein Viertel (von 100,3 TWh auf 75,6 TWh) zurückgegangen.

Zudem verteuerte ab 1. Oktober 2022 die deutsche Gasspeicherumlage für Österreich den Bezug von Gas aus Deutschland. Die Umlage betrug zunächst 0,59 EUR/MWh und erhöhte sich ab Jänner bis Juni 2024 auf 1,86 EUR/MWh. Auch Italien beabsichtigte eine Umlage für den Gasexport von Italien nach Österreich. ACER sah in diesen nationalen Maßnahmen die Gefahr einer Fragmentierung des Binnenmarktes.¹³³

Beim Rat der EU-Energieminister Anfang März 2024 wies Österreich, ebenso wie Polen, die Slowakei, Tschechien und Ungarn, auf die negativen Folgen einer solchen Umlage für die Diversifizierung der Gasversorgung hin. Sie verteuerte die Alternativen zu russischem Gas, daher seien die Importmengen von Deutschland nach Österreich stark zurückgegangen.

(3) Das Klimaschutzministerium sah in dieser Situation auch ein Marktversagen: Es gäbe zwar ausreichend nicht-russisches Erdgas, die Energieunternehmen würden dieses aber nicht kaufen. Die Akteure am liberalisierten Gasmarkt würden zu geringe Anstrengungen unternehmen, um die Abhängigkeit Österreichs zu reduzieren. Im Frühjahr 2024 kündigte das Ministerium daher einen Gesetzesvorschlag für einen verpflichtenden stufenweisen Ausstieg aus russischem Gas bis zum Jahr 2027 an. Gasversorger sollten künftig den Ausfall der größten einzelnen Bezugsquelle durch andere Bezugsquellen kompensieren, und Gaslieferanten sollten einen – jährlich steigenden – Anteil an nicht-russischem Gas nachweisen müssen.

Die OMV könne – so der Vorstandsvorsitzende und Generaldirektor der OMV im Geschäftsbericht 2023 – ihre Kunden mit Gas beliefern, selbst wenn russische Lieferungen ausfallen.¹³⁴

(4) Langfristige Gaslieferverträge enthalten üblicherweise Klauseln, die die Vertragspartner bei höherer Gewalt von der vertraglichen Leistungspflicht entbinden. Höhere Gewalt bedeutet, dass eine Vertragspartei den Vertrag ganz oder teilweise, temporär oder dauerhaft nicht erfüllen kann. Dies aufgrund von Ereignissen, die bei Vertragsabschluss nicht zu erwarten waren bzw. die sie nicht verhindern oder beein-

¹³³ ACER, Key developments in European gas wholesale markets (20. März 2024) S. 24 (<https://www.acer.europa.eu>; abgerufen am 18. November 2024)

¹³⁴ siehe OMV-Geschäftsbericht 2023, S. 11 und S. 87



flussen konnte, wenn sie also ohne eigene Fehlhandlungen oder Versäumnisse den Vertrag ganz oder teilweise nicht erfüllen kann.

Die Fachliteratur fasst typische Beispiele¹³⁵ für Fälle von höherer Gewalt in Gruppen zusammen:

- Naturkatastrophen (z.B. Hochwasser, Brand, Sturm, Erdbeben, Epidemien),
- Ereignisse im Zusammenhang mit Krieg und sozialen Unruhen (z.B. Aufstand, Sabotage, Streik),
- staatliche Maßnahmen (z.B. Sanktionen, Embargos, Gesetze, behördliche und regulatorische Maßnahmen, die die Vertragserfüllung unmittelbar betreffen),
- sonstige Umstände (z.B. Schäden an Anlagen einer Vertragspartei, verspätete Lieferung wichtiger Komponenten von Anlagen).

Bei einer vorzeitigen Vertragsbeendigung außerhalb der vertraglich eingeräumten Bestimmungen war der Käufer nach der Take-or-pay-Klausel verpflichtet, die bis Vertragsende vereinbarten, aber noch nicht gelieferten Erdgasmengen zu bezahlen.

(5) Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzte im Jahr 2023, dass die weltweite Nachfrage nach Erdgas bis 2030 nur mehr moderat steigen und bis 2040 wieder annähernd auf das Niveau von 2023 sinken werde.¹³⁶ Auch die OMV ging davon aus, dass die Marktnachfrage nach Erdgas in den nächsten 20 Jahren bestehen bleibt.¹³⁷ In der Folge der Ereignisse des Jahres 2022 stieg der LNG-Anteil in der EU (siehe TZ 11).

Bei Langfristverträgen stellten Preisänderungen für den Käufer insofern kein Risiko mehr dar, als auch die Preisermittlung in den Lieferverträgen auf den aktuellen Gasmarktpreisen bzw. den Hub-Preisen beruhte.¹³⁸ Allerdings bestand ein Mengenrisiko aus Lieferkürzungen gegenüber der vertraglich gesicherten Menge. Die dann notwendigen Ersatzbeschaffungen stellten ein Preisrisiko dar.

26.2 Aus Sicht des RH hatte sich die Abhängigkeit von russischem Gas seit 2022 deutlich verringert. Österreich war nicht mehr alternativlos von russischem Gas abhängig, wenngleich die Notwendigkeit zur Diversifizierung der Lieferquellen und Transportrouten sowie von Investitionen zur Anpassung der Infrastruktur weiter bestand.

Je nach den Gegebenheiten der Mitgliedstaaten – dem spezifischen Energiemix, der geografischen Lage und Topografie, bestehenden langfristigen Gaslieferverträgen –

¹³⁵ vgl. Ason (Oxford Institute for Energy Studies – OIES), International Gas Contracts, OIES Paper: NG 175 2022, S. 12

¹³⁶ International Energy Agency, World Energy Outlook 2023, S. 77

¹³⁷ OMV-Geschäftsbericht 2023, S. 10

¹³⁸ OMV-Geschäftsbericht 2022, S. 137



konnte der Ausstieg aus russischem Gas mit unterschiedlich hohen Kosten einhergehen. Aufgrund der geografischen Lage hatten Österreich und andere mittel- bzw. osteuropäische Binnenländer bei der Beschaffung von nicht-russischem Gas Mehrkosten, vor allem, wenn Beeinträchtigungen des Binnenmarktes bestanden.

Der RH verwies mit Bezug auf das finanzielle Risiko, das der OMV und der Republik Österreich aus dem langfristigen Liefervertrag der OMV entstand, darauf hin, dass die OMV – unter sonst unveränderten Bedingungen – das Gas, das sie vertraglich bis 2040 abnehmen muss, ohne Einschränkungen weiterverkaufen kann. Die Preise für Kauf und Verkauf orientieren sich jeweils am Marktpreis für Gas.

Ein vorzeitiger Ausstieg aus dem bis 2040 laufenden Gasliefervertrag der OMV – als isolierte Maßnahme – ginge aus Sicht des RH allerdings mit hohen Kosten einher:

- einerseits für die nicht abgenommene Gasmenge bis zum Vertragsende infolge der Take-or-pay-Klausel und
- andererseits für Ersatzbeschaffungen einschließlich Infrastrukturinvestitionen, um die bestehende Infrastruktur anzupassen (TZ 8).

Der RH empfahl dem Klimaschutzministerium, den Ausstieg aus russischem Gas nicht als isoliertes Ziel zu verfolgen, sondern im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Transformation des Energiesystems. Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie für die öffentlichen Haushalte wären dabei gleichermaßen im Auge zu behalten. Kosten und Nutzen einer vorzeitigen Beendigung des langfristigen Liefervertrags über russisches Erdgas wären einschließlich der erforderlichen Ersatzbeschaffungen in jedem Fall sachlich umfassend zu bewerten.

26.3 Laut Stellungnahme des Klimaschutzministeriums strebe es nicht nur die Unabhängigkeit von russischem Erdgas an, sondern möchte generell die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern schrittweise beenden – durch Steigerung der Energieeffizienz und Ausbau erneuerbarer Energieträger.

Laut der neuen Österreichischen Sicherheitsstrategie solle der Ausstieg aus russischem Gas im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Transformation des Energiesystems erfolgen, wobei die Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit gleichermaßen zu berücksichtigen seien.

Zudem verwies das Klimaschutzministerium auf seinen Gesetzesvorschlag zum verpflichtenden Ausstieg aus russischem Gas bis 2027¹³⁹ (steigender Anteil von nicht-russischem Gas und Diversifizierung der Gasbezugsquellen). Von dieser gesetz-

¹³⁹ Entwurf vom Frühjahr 2024



lichen Maßnahme wäre der langfristige Liefervertrag der OMV unberührt geblieben. Eine etwaige vorzeitige Beendigung des langfristigen Liefervertrags liege in der unternehmerischen Sphäre der OMV, von ihr wären dementsprechend auch Kosten und Nutzen sachlich umfassend zu bewerten.

Weiters verwies das Klimaschutzministerium auf eine gemäß § 8 Bundesministeriengesetz eingesetzte Kommission zur Prüfung des Gasliefervertrags zwischen Gazprom und OMV innerhalb der gesetzlichen Grundlage der GasversorgungssicherheitsVO 2017. Zudem solle die Kommission auch die politischen Begleitumstände der Vertragsverlängerung prüfen; sie werde regelmäßig an die Klimaschutzministerin berichten.

- 26.4 Der RH weist wie bereits in [TZ 1](#) auf die am 11. Dezember 2024 kommunizierte Kündigung des langfristigen Gasliefervertrags durch die OMV aufgrund mehrerer grundlegender Vertragsverletzungen durch Gazprom hin. Vor diesem Hintergrund betont der RH erneut die Notwendigkeit, den Ausstieg aus russischem Gas nicht als isoliertes Ziel zu verfolgen, sondern im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Transformation des Energiesystems.

Finanzministerium als Montanbehörde

- 27.1 (1) Als Montanbehörde war das Finanzministerium seit 2022 zuständig für die Vollziehung des Mineralrohstoffgesetzes¹⁴⁰. Die Aufgaben der Montanbehörde¹⁴¹ umfassten
- das Aufsuchen und Fördern von Erdgas im Bundesgebiet (einschließlich der zu entrichtenden Förderzinse) sowie
 - industrielpolitische Zuständigkeiten für die Schwer- und Grundstoffindustrie, soweit diese den Bergbau und das Montanwesen betrafen, z.B. Öl, Gas, Zement, Kunststoffe, Rohstofftransport und Transportsicherheit, Wasserstoff sowie Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und Transport von Methan.
- (2) Der „Masterplan Rohstoffe 2030“ des Finanzministeriums vom Oktober 2021 enthielt für die „sichere Versorgung Österreichs mit primären und sekundären Rohstoffen“ u.a. folgende Maßnahmen:
- Anwerbung internationaler, in den Bereichen Kreislaufwirtschaft und Exploration tätiger Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette (zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts und zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit),

¹⁴⁰ BGBl. I 38/1999 i.d.g.F.

¹⁴¹ Sektion VI – Telekommunikation, Post und Bergbau



- Identifikation nicht bekannter primärer und sekundärer Lagerstätten und Nutzbarmachung bisher nicht genutzter Reststoffe durch systematische Exploration sowie neue Bewertungsansätze (zur Steigerung der Versorgungssicherheit),
- Prüfung der steuerlichen Begünstigung der Exploration heimischer Lagerstätten, z.B. durch Anerkennung von Exploration als F&E-Tätigkeit (zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit).

Welche Instrumente zu diesem Zweck zur Verfügung standen, blieb unklar.

(3) Der Staat konnte auf die inländische Gasproduktion nur indirekt Einfluss nehmen, z.B. über die Höhe des Förderzinses, durch die Gewährung staatlicher Garantien oder steuerliche Maßnahmen. Der für die Förderung von Erdgas zu entrichtende Förderzins war gesetzlich festgelegt; förderzinspflichtig war die gesamte Fördermenge¹⁴² an Rohgas. Die Basis des Förderzinses für gasförmige Kohlenwasserstoffe, der durchschnittliche Importwert¹⁴³, errechnete sich gemäß § 69 Abs. 2 Mineralrohstoffgesetz¹⁴⁴. In Abhängigkeit von der Höhe des Importwerts liegt der Förderzins für Erdgas zwischen 19 % und 22 % der Berechnungsbasis; im Jahr 2022 betrug er 22 %, da der Importwert von Erdgas bei rd. 25.600 EUR lag.¹⁴⁵

Nach einer 2016 beauftragten Studie lag die Höhe des Förderzinses für Erdgas in Österreich deutlich über der Höhe des Förderzinses in Frankreich, Italien sowie in drei osteuropäischen Nachbarstaaten und auch von zwei deutschen Bundesländern.

Die Möglichkeit, den Förderzins durch Zu- oder Abschläge im Wege einer Verordnung¹⁴⁶ anzupassen, u.a., wenn dies zur Abwehr einer Verschlechterung der Sicherung der Versorgung des Marktes, zur Verbesserung der Ausnutzung von Vorkommen oder zum Schutz anderer volkswirtschaftlich bedeutender Belange erforderlich ist, war – nach Auskunft des Finanzministeriums – nicht angedacht. Weitere Maßnahmen, wie staatliche Garantien oder anderweitige finanzielle Unterstützungen, wurden ebenfalls nicht gesetzt.

¹⁴² ohne in kohlenwasserstoffführende geologische Strukturen rückgeführt Gas, abzüglich der aus dem Rohgas abgeschiedenen Menge an Schwefelwasserstoff und abzüglich einer jeweils vertraglich zu bestimmenden Menge für Verluste, Messdifferenzen und den Eigenverbrauch für Bergbauzwecke beim Kohlenwasserstoffbergbau

¹⁴³ loco Grenze

¹⁴⁴ Der Quotient des im Jahr ausgewiesenen Gesamtimportwerts loco Grenze zu der ausgewiesenen Jahresgesamtimportmenge (laut Einfuhrstatistik der Statistik Austria) ist der durchschnittliche Importwert pro Einheit.

¹⁴⁵ Bei einem Importwert unter 5.100 EUR pro TJ Erdgas beträgt der Förderzins 19 %, bei 5.100 EUR bis 8.200 EUR pro TJ Erdgas steigt er linear von 19 % auf 22 %, bei einem Importwert von mehr als 8.200 EUR pro TJ Erdgas liegt er bei 22 %.

¹⁴⁶ § 69 Abs. 4 Mineralrohstoffgesetz



Anlässlich des Kongresses von Österreichs Energie¹⁴⁷ im September 2022 kündigte der Finanzminister¹⁴⁸ an, dass die Optionen-Studie u.a. sämtliche Optionen zur Erschließung von Gasvorkommen in Österreich prüfen sollte.¹⁴⁹

- 27.2 Der RH hielt fest, dass das Finanzministerium als Montanbehörde die Rahmenbedingungen für die inländische Förderung von Erdgas nicht anpasste. Da sich die Höhe des abzuführenden Förderzinses für Erdgas vom Importwert für Erdgas ableitete, stand die Gasproduktion im Inland nicht nur in Konkurrenz zu den Gasimporten, ihre Wirtschaftlichkeit hing auch vom Importpreis ab.
- Maßnahmen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Erdgasförderung im Inland, wie eine Senkung des Förderzinses oder staatliche Garantien, wurden weder diskutiert noch in Strategien oder Präventionsmaßnahmen ([TZ 19](#)) aufgenommen.
- Der RH empfahl dem Finanzministerium, die Rahmenbedingungen für die Erdgasförderung im Inland und deren möglichen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu analysieren. Dies schließt u.a. auch die Bewertung der Höhe des Förderzinses ein.
- 27.3 Das Finanzministerium wies in seiner Stellungnahme auf stark divergierende Stakeholder-Interessen hin. Der Bereich Bergbau trage mit der Abwicklung behördlicher Verfahren (u.a. zur Abteufung von Erdgasbohrungen, Genehmigung von Fördersonden und Erdgasspeicherbetriebsplänen) zur effizienten Nutzung der inländischen Gasreserven bei. Zur Wahrung von Schutzz Zielen werde besonderes Augenmerk auf die technische Betreuung der Vorhaben gelegt. So würden Bedingungen geschaffen, die Unternehmen ein wirtschaftlich planbares Agieren in einem rechtssicheren Rahmen ermöglichen. Die Höhe der Förderzinse sei in der Vergangenheit evaluiert worden und werde auch in künftigen Überlegungen berücksichtigt.
- 27.4 Der RH hob gegenüber dem Finanzministerium hervor, dass nach der Krise des Jahres 2022 die Förderung von inländischem Erdgas – neben Behördenverfahren auf Einzelfallebene und der Festlegung des Förderzinses – auch Teil einer interministeriell koordinierten Gesamtstrategie zur Erdgas-Versorgungssicherheit bzw. zur Krisenprävention sein sollte. Der RH hielt seine Empfehlung daher aufrecht.

¹⁴⁷ Österreichs Energie ist die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft

¹⁴⁸ Dr. Magnus Brunner, LL.M.

¹⁴⁹ Presseinformation von Österreichs Energie vom 22. September 2022



Finanzministerium als Eigentümervertreter der ÖBAG

Zuständigkeiten mit Bezug auf die Erdgasversorgung

28.1 (1) Der Bund war – vertreten durch das Finanzministerium – 100 %-Eigentümer der ÖBAG¹⁵⁰, diese wiederum hielt 31,5 % der Anteile an der börsennotierten OMV.

Mit dem Krieg in der Ukraine stand die hohe Abhängigkeit Österreichs von russischem Erdgas im Fokus der öffentlichen Diskussion; die Gasversorgung erschien kurz- bis mittelfristig gefährdet. Als mittelbarer Minderheitsaktionär der OMV, dem weitaus größten Gasversorger in Österreich, hatte der Bund nur begrenzte Einflussmöglichkeiten. Der seit Jahrzehnten bestehende Syndikatsvertrag mit einem weiteren Anteilseigner sicherte dem Bund jedoch eine Stimmrechtsmehrheit im Aufsichtsrat sowie in der Hauptversammlung der OMV und erweiterte so die Einfluss- und Steuerungsmöglichkeiten.

Weder für die ÖBAG noch für die OMV und andere Erdgasunternehmen bestand ein gesetzlicher Versorgungsauftrag. Der Staat hatte im Energiebereich jedoch eine Gewährleistungsverantwortung ([TZ 13](#)) und gab den Erdgasunternehmen im Gaswirtschaftsgesetz 2011 die Grundsätze vor, nach denen sie Erdgas bereitstellen sollten: sicher, kostengünstig, umweltverträglich und effizient sowie wettbewerbsorientiert und wettbewerbsfähig ([TZ 15](#)).

(2) Die Eigentümerrechte des Bundes an der zu 100 % im Eigentum der Republik Österreich stehenden ÖBAG übte der Finanzminister aus. Anfang September 2022 beauftragte das Finanzministerium die ÖBAG, eine rechtliche und wirtschaftliche Evaluierung von Handlungsoptionen und Organisationskonzepten betreffend im Energiebereich tätige Beteiligungen der ÖBAG – aus Eigentümersicht – unter Berücksichtigung der geänderten politischen Prämissen sowie der Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Österreich detailliert zu erarbeiten ([TZ 34 f.](#)). Die Beauftragung der ÖBAG sei im Auftrag des Bundeskanzlers erfolgt. Eine interministerielle Abstimmung mit dem Klimaschutzministerium, das ebenfalls an Lösungen arbeitete, erfolgte dazu nicht. Die Kosten sollten auf Wunsch des Finanzministeriums im Folgejahr indirekt von der Dividende, die die ÖBAG an das Finanzministerium ausschüttete, abgezogen werden, da der Aufwand der ÖBAG die Höhe der Dividende verringerte.

¹⁵⁰ Die ÖBAG wurde im Februar 2019 gegründet. Ihre Vorläuferorganisationen waren die Österreichische Bundes- und Industriebeteiligungen GmbH – **ÖBIB** (März 2015 bis Februar 2019) und die Österreichische Industrie Holding AG – **ÖIAG** (Mai 2000 bis März 2015).



Die Entwicklungen auf EU-Ebene wurden in der Studie nur am Rande berücksichtigt. Die EU-Kommission hatte im Mai 2022 angekündigt,¹⁵¹ gemeinsam mit den Mitgliedstaaten eine EU-Plattform für die gemeinsame Beschaffung von Gas, verflüssigtem Erdgas (LNG) und Wasserstoff einzurichten. Der Europäische Rat billigte dies auf seiner Tagung vom 30. und 31. Mai 2022. Der Vorschlag der EU-Kommission vom Oktober 2022 für eine EU-Verordnung wurde im Dezember 2022 beschlossen.¹⁵²

(3) Zur Begleitung und inhaltlichen Abstimmung dieser Optionen-Studie richtete das Finanzministerium ein „Steering Committee“ ein. In diesem waren der Finanzminister, die zuständigen Fachsektionen, die ÖBAG und der beauftragte externe Berater vertreten. Zudem fanden wöchentliche Treffen statt, in denen der Projektfortschritt aufbereitet wurde. Weder das Finanzministerium noch die ÖBAG dokumentierte die Sitzungen dieser Gremien. Die Erörterungen waren daher nicht nachvollziehbar.

Zu den Ergebnissen der Analyse der ÖBAG berichtete der Finanzminister am 20. Dezember 2022 in einer Presseaussendung des Ressorts: Es liegen nun mehrere Handlungsoptionen für eine langfristig orientierte organisatorische Umsetzung der Gasversorgung vor: darunter etwa die Option einer zentralen staatlichen Gas-Koordinationsstelle zur Gasbeschaffung, die rd. 170 Gashändler in Österreich koordinieren sollte, die Übernahme der Verantwortung der Gasversorgung durch die Republik sowie die Hereinnahme eines Partners für Unternehmensteile der OMV. Es würden die Optionen ausgearbeitet, um die Versorgung mit nicht-russischem Gas bestmöglich zu gewährleisten. Die vom Finanzministerium präferierte Koordinierungsstelle erübrigte sich, weil inzwischen auf EU-Ebene eine EU-weite Koordination der Gasbeschaffung im Rahmen der Plattform AggregateEU erfolgte. Bis zum Ende der Gebrauchsüberprüfung lagen dem RH keine Ausarbeitungen bzw. Beschlüsse zur Umsetzung der langfristigen Maßnahmen aus der Studie vor.

28.2 (1) Der RH hielt fest, dass der Bund, vertreten durch das Finanzministerium, über die ÖBAG eine indirekte Minderheitsbeteiligung an der OMV hielt, einem Unternehmen, das für die Gasversorgung in Österreich von maßgeblicher Bedeutung war. Über ein syndiziertes Abstimmungsverhalten im Aufsichtsrat und in der Hauptversammlung der OMV bestanden für die ÖBAG bzw. für das Finanzministerium gewisse Steuerungsmöglichkeiten, insbesondere im Hinblick auf die vom Aufsichtsrat zu genehmigende Unternehmensstrategie sowie die Investitionen.

(2) Der RH stellte weiters fest, dass das Finanzministerium – zur Bewältigung der durch den Krieg in der Ukraine ausgelösten Folgen – die ÖBAG um die Prüfung von Optionen zur Sicherstellung der Gasversorgung Österreichs ersuchte. Er kritisierte, dass das Finanzministerium dabei die Einbindung ebenfalls zuständiger Ressorts

¹⁵¹ Mitteilung der EU-Kommission vom 18. Mai 2022 mit dem Titel „REPowerEU-Plan“

¹⁵² VO (EU) 2022/2576 vom 19. Dezember 2022 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas



bzw. die interministerielle Abstimmung unterließ und auch die auf EU-Ebene bereits im Mai 2022 in Aussicht genommenen gemeinsamen Lösungsansätze außer Betracht ließ. Der RH wies nachdrücklich darauf hin, dass das Bundesministeriengesetz das Zusammenarbeiten der Bundesministerien in allen politischen Belangen vorsah, insbesondere die anlassbezogene Koordination innerstaatlicher Maßnahmen zur Bewältigung überregionaler oder internationaler Krisen oder Katastrophen.

Er empfahl dem Finanzministerium, in Krisensituationen keine unkoordinierten Lösungen anzustoßen, sondern z.B. eine ressortübergreifende Task Force einzurichten. Die sach- und fachpolitische Ebene sollte verstärkt werden, indem die Verwaltungen der Ressorts mit ihrer fachlichen Expertise die Optionen aufbereiten und rasche, effiziente und konsensfähige Lösungen erarbeiten. Damit kann auch der öffentliche Mitteleinsatz für Studien und Beratungsleistungen im Sinne der Spar samkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit koordiniert und gebündelt werden.

(3) Der RH kritisierte, dass das Finanzministerium die Sitzungen der zur Begleitung und Abstimmung der Optionen-Studie eingerichteten Gremien nicht dokumentierte; lediglich die von der ÖBAG beauftragten Berater präsentierten vorläufige Ergebnisse.

Der RH empfahl dem Finanzministerium, Projekte, an denen das Finanzministerium direkt oder in Aufsichts- oder Steuerungsgremien mitwirkt, hinreichend zu dokumentieren. Dies ist aus Transparenzgründen geboten und umso dringlicher, wenn solche Projekte von öffentlichem Interesse sind.

(4) Der RH wies kritisch darauf hin, dass zur Umsetzung der in der Optionen-Studie vorgeschlagenen langfristigen Optionen zur Gasversorgung, etwa der Schaffung einer zentralen staatlichen Koordinationsstelle zur Gasbeschaffung, keine weiteren Schritte gesetzt wurden. Dies lag nach Ansicht des RH nicht zuletzt daran, dass das Finanzministerium vorab eine interministerielle Abstimmung unterließ und die auf EU-Ebene bereits im Mai 2022 in Aussicht genommene gemeinsame Gasbeschaffungsplattform in ihren Optionen nicht berücksichtigte.

(5) Nach Ansicht des RH ging der Auftrag des Finanzministers zum Teil deutlich über die gesetzlichen bzw. satzungsmäßigen Aufgaben des Beteiligungsmanagements der ÖBAG hinaus. Er umfasste, über das Portfolio der OMV hinaus, auch andere Erdgasunternehmen und Infrastrukturen. Der Finanzminister ersuchte um die Ableitung und Bewertung von Handlungsoptionen für die Republik als Eigentümer, aber auch als Gesetzgeber. Es handelte sich somit um einen Beratungsaufwand für den Bund, dem auch die Kosten zuzuordnen waren. Daher erachtete der RH die pauschale Verrechnung der ÖBAG-Aufwendungen mit der Dividendenzahlung an den Bund für nicht sachgemäß.



Der RH empfahl dem Finanzministerium und der ÖBAG, die Kosten für Beratungsaufwendungen des Bundes im Rechnungswesen des Bundes transparent zu erfassen und auszuweisen. Zu diesem Zweck sollte eine gesonderte Verrechnung zwischen Bund und ÖBAG erfolgen.

- 28.3 (1) Laut Stellungnahme des Finanzministeriums achte es grundsätzlich auf eine aussagekräftige Dokumentation. Zu dem Ersuchen an die ÖBAG um Prüfung von Optionen zur Sicherstellung der Gasversorgung im Jahr 2022 sei grundsätzlich festzuhalten, dass die Republik Österreich (Bund) nicht direkt an der OMV beteiligt sei, sondern die im Alleineigentum der Republik Österreich (Bund) stehende ÖBAG 31,5 % der Anteile an der börsennotierten OMV halte. Die in den Sitzungen zur Begleitung und Abstimmung der Optionen-Studie besprochenen Informationen unterlägen aus aktien- und börserechtlichen Gründen einer strengen Geheimhaltung. Deshalb sei von einer Dokumentation teilweise Abstand genommen worden. Das Ergebnis der Studie liege jedenfalls vor und sei dem RH zur Verfügung gestellt worden.

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine, die reduzierte Lieferung bestellter Gasmengen, deren mögliche Verknappung und ein allfälliger Gaslieferstopp im Jahr 2022 hätten eine Bedrohung der Gas- sowie eventuell auch der Stromversorgung und damit des Wirtschaftsstandorts dargestellt. Das Ersuchen an die ÖBAG um Prüfung von Optionen zur Sicherstellung der Gasversorgung sei vor diesem Hintergrund zu sehen. Eine Budgetierung durch das Finanzministerium (Untergliederung 45) erscheine daher aus haushaltsrechtlicher Perspektive schwer umsetzbar (Veranschlagungsgrundsatz der Genauigkeit, mangelnde Planungsgenauigkeit zum Zeitpunkt der Budgetplanung). Für die Zukunft werde eine gesonderte Kostentragung auf einer Einzelfallbasis im Interesse der Transparenz und der anwendbaren Verrechnungsmodalitäten evaluiert.

(2) Die ÖBAG teilte in ihrer Stellungnahme mit, dass die Kostentragung als Teil des Verwaltungsaufwands – basierend auf dem Ersuchen des Finanzministeriums und mit Zustimmung des ÖBAG-Aufsichtsrats – auch seitens des Abschlussprüfers für eine valide Vorgehensweise erachtet worden sei. Die gesonderte Ausweisung der Kosten würde wirtschaftlich zu demselben Ergebnis führen. Für die Zukunft werde eine gesonderte Kostentragung auf einer Einzelfallbasis im Interesse der Transparenz und der anwendbaren Verrechnungsmodalitäten evaluiert.

- 28.4 (1) Der RH erwiderte dem Finanzministerium, dass er eine hinreichende Dokumentation in Form von Sitzungsprotokollen empfohlen hatte, insbesondere über die Meinungsbildung und die wesentlichen Faktoren der Entscheidungsfindung. Zu argumentieren, Sitzungen könnten wegen einzelner kursrelevanter Informationen nicht protokolliert werden, gleichzeitig jedoch das Ergebnis der Optionenprüfung mit vertraulichen, möglicherweise kursrelevanten Inhalten zu verschriftlichen, war



für den RH nicht schlüssig. Das Verwaltungshandeln muss grundsätzlich überprüfbar und nachvollziehbar sein. Der RH hielt seine Empfehlung daher aufrecht.

Zu den Ausführungen des Finanzministeriums, eine gesonderte Kostentragung zu evaluieren, erinnerte der RH an die Geltung des Haushaltsrechts, vor allem

- § 2 Abs. 1 Bundeshaushaltsgesetz 2013¹⁵³, wonach die Haushaltsführung unter Beachtung der Grundsätze der Transparenz zu erfolgen hat,
- die Grundsätze der Verrechnung gemäß § 89 Abs. 1 Bundeshaushaltsgesetz 2013, wonach die Geschäftsfälle in der vollen Höhe (brutto) der Zeitfolge nach und in sachlicher Ordnung zu verrechnen sind.

Eine Saldierung von Aufwendungen und Erträgen sachlich verschiedener Geschäftsfälle ist mit diesen Grundsätzen im Sinne der Recht- und Ordnungsmäßigkeit nicht vereinbar. Im vorliegenden Fall wurden der tatsächliche Beratungsaufwand des Bundes sowie seine Erträge aus Ausschüttungen im Bundesrechnungsabschluss nicht in voller Höhe abgebildet. Der RH verblieb bei seiner Empfehlung.

(2) Der RH wies gegenüber der ÖBAG darauf hin, dass auch § 196 Unternehmensgesetzbuch¹⁵⁴ grundsätzlich ein Verrechnungsverbot vorsieht, wonach Aufwendungen nicht mit Erträgen verrechnet werden dürfen.

Beteiligungsstrategie des Finanzministeriums für die ÖBAG

29.1 (1) Für die ÖBAG galt, wie auch schon für ihre Vorgängerorganisationen¹⁵⁵, das Ziel einer auf nachhaltige und langfristige Wertschaffung ausgerichteten Leitung und Kontrolle von Beteiligungen des Bundes. Als Kernaktionär soll sie im staatlichen Interesse bei börsennotierten Beteiligungsunternehmen, so auch bei der OMV, das Beteiligungsmanagement aktiv wahrnehmen. Die ÖBAG hatte nach § 7 ÖIAG-Gesetz 2000¹⁵⁶ auf die Werterhaltung und Wertsteigerung der Beteiligungsgesellschaften Bedacht zu nehmen, wobei die öffentlichen Interessen an der Sicherung Österreichs als Wirtschafts- und Forschungsstandort sowie an der Sicherung und Schaffung von Arbeitsplätzen zu berücksichtigen waren.

¹⁵³ BGBl. I 139/2009 i.d.g.F.

¹⁵⁴ dRGBl. S. 219/1897 i.d.g.F.

¹⁵⁵ ÖIAG (2000 bis März 2015) und ÖBIB (März 2015 bis März 2019)

¹⁵⁶ BGBl. I 24/2000 i.d.g.F.



Für die Umsetzung dieser aus dem ÖIAG-Gesetz ableitbaren Schwerpunkte – Wert-erhaltung und Wertsteigerung, Sicherung von Standortinteressen – durch die ÖBAG fehlte jedoch eine Beteiligungsstrategie des Finanzministeriums. Es fehlte daher auch der Bezug, in welcher Weise die ÖBAG zur Sicherung von Interessen des Wirtschaftsstandorts beitragen soll, beispielsweise im Bereich der Gewährleistung der Energieversorgung (TZ 34).

(2) Das im Juni 2021 in Kraft gesetzte „Handbuch Beteiligungsmanagement des Bundesministeriums für Finanzen“ sollte nach Ansicht des Finanzministeriums ohne Ausnahme für alle davon umfassten Beteiligungen gelten, somit auch für die ÖBAG. Inwieweit kapitalmarktrechtliche und andere Bestimmungen zu einer Einschränkung der Anwendbarkeit des Handbuchs auf die ÖBAG führen könnten, stand zur Diskussion. Die ÖBAG befürwortete zwar die Grundsätze, lehnte jedoch, gestützt auf ein Rechtsgutachten, eine Satzungsbestimmung zur verpflichtenden Anwendung des Handbuchs ab.

Nach dem Handbuch soll das strategische Controlling eine tragende Säule des gesamtheitlichen Beteiligungscontrollings sein. Es soll den öffentlichen Anteilseigner in die Lage versetzen, die Umsetzung seiner Ziele und Vorgaben zu überwachen.¹⁵⁷

Die formalen Eigentümerstrategien sollten den Unternehmen des Bundes klare strategische Rahmenbedingungen vorgeben und stellten damit die kurz-, mittel- und langfristigen Erwartungen des Anteilseigners an die Organe des Unternehmens dar. Eine konkrete Beteiligungsstrategie des Finanzministeriums für die ÖBAG lag nicht vor.

- 29.2 (1) Der RH wies darauf hin, dass das „Handbuch Beteiligungsmanagement des Bundesministeriums für Finanzen“ strategische Zielvorgaben für das Beteiligungsmanagement enthielt. Er merkte jedoch kritisch an, dass eine konkrete Beteiligungsstrategie des Finanzministeriums für die ÖBAG, die eine Umsetzung der Beteiligungspolitik des Ressorts sicherstellen konnte, fehlte. In einem solchen Dokument wären z.B. auch die Beiträge der ÖBAG zur Sicherstellung der Energieversorgung im Sinne der Interessen des Wirtschaftsstandorts Österreich zu definieren und entsprechende Ziele zu verankern.

Der RH empfahl dem Finanzministerium, in Abstimmung mit der ÖBAG eine Beteiligungsstrategie zu erarbeiten, um die unternehmerische Umsetzung der Grundsätze seiner Beteiligungspolitik sowie der Ziele des ÖIAG-Gesetzes durch die ÖBAG sicherzustellen.

¹⁵⁷ Zu diesen Zielen und Vorgaben zählten: gesetzliche Zielvorgaben (politische Sachziele, Wirkungsziele) und Schwerpunkte des Regierungsprogramms, wirtschaftliche Zielvorgaben, Erfolgspotenziale, Qualitätsansprüche und Nachhaltigkeitsziele, Aspekte der zugrunde liegenden Finanzierung, Aspekte des Leistungsspektrums (Produkte, Programme, Leistungen).



(2) Der RH erachtete die Implementierung strukturierter und formalisierter Prozesse, die dem Finanzministerium erlauben, die Umsetzung der Ziele seiner Beteiligungs-politik und der Beteiligungsstrategie zu überwachen, für zweckmäßig.

Der RH empfahl dem Finanzministerium, mit der Formulierung seiner Beteiligungs-strategie für die ÖBAG auch ein strategisches Controlling nach den Grundsätzen des „Handbuchs Beteiligungsmanagement des Bundesministeriums für Finanzen“ zu implementieren.

- 29.3 Laut Stellungnahme des Finanzministeriums gelte das „Handbuch Beteiligungsma-nagement des Bundesministeriums für Finanzen“ ohne Ausnahme für alle davon umfassten Beteiligungen, somit auch für die ÖBAG. Laut Handbuch sei die Anwen-dung der Bestimmungen für die Anteilseigner, sofern nicht geltendes Recht entge-genstehe, verpflichtend. Wenn aus sachlichen Gründen zwingend erforderlich, könne ein Anteilseigner in Ausnahmefällen eine Abweichung genehmigen. Allfällige kapitalmarktrechtliche und sonstige gesetzliche Einschränkungen des Handbuchs für die ÖBAG wären gemeinsam mit der ÖBAG zu evaluieren.
- 29.4 Der RH entgegnete dem Finanzministerium, dass aus seiner Sicht die Formulierung einer konkreten Beteiligungsstrategie für die ÖBAG in keinem unmittelbaren Zusam-menhang mit der Anwendbarkeit des „Handbuchs Beteiligungsmanagement des Bundesministeriums für Finanzen“ stand. Er verblieb daher bei seiner Empfehlung an das Finanzministerium, jedenfalls eine Beteiligungsstrategie für die ÖBAG zu erstellen, um z.B. auch die Beiträge der ÖBAG zur Sicherstellung der Energiever-sorgung im Sinne der Interessen des Wirtschaftsstandorts Österreich zu definieren und entsprechende Ziele zu verankern.



Beteiligungsmanagement der ÖBAG als Minderheitsaktionär der OMV

Grundsätze und Kernaufgaben

- 30 (1) Die Grundsätze der Beteiligungspolitik des Finanzministeriums für die ÖBAG beruhten auf den OECD-Leitsätzen zur Corporate Governance in staatseigenen Unternehmen, dem Bundes-Public Corporate Governance Kodex sowie dem ÖIAG-Gesetz. Zu den gesetzlichen Aufgaben der ÖBAG gehörten u.a. das Beteiligungsmanagement sowie die Entwicklung und Bereitstellung von Instrumenten zur Stärkung österreichischer Interessen im internationalen Standortwettbewerb.¹⁵⁸

Die ÖBAG verstand ihren Auftrag als „aktives“ Beteiligungsmanagement. In den Aufsichtsräten der Beteiligungsgesellschaften waren von der ÖBAG nominierte Aufsichtsratsmitglieder vertreten, wobei insbesondere der Vorstand sowie leitende Angestellte der ÖBAG solche Mandate wahrzunehmen hatten. Ein besonderer Schwerpunkt war auf Gesellschaften zu legen, bei denen – wie etwa im Fall der OMV – Syndikate bestanden.

(2) Als ihre Kernaufgabe sah die ÖBAG primär die Sicherung der Werthaltigkeit und die Wertsteigerung ihrer operativen Beteiligungen, um sowohl die Beteiligungsunternehmen als auch den Wirtschaftsstandort Österreich zu stärken. Die ÖBAG und ihre Organe richteten ihre Tätigkeit daran aus, wobei – nachrangig – auch die öffentlichen Standort- und Arbeitsmarktinteressen zu berücksichtigen waren. Aus Sicht der ÖBAG bestand für die Gesellschaftsorgane aufgrund der pluralistischen Vorgaben ein weiter Ermessensspielraum.

Mit den ESG-Standards¹⁵⁹ setzte die ÖBAG für ihr gesamtes Portfolio einen Schwerpunkt, um den Wirtschaftsstandort Österreich durch nachhaltig geführte Unternehmen zu stärken. Die Umsetzung wurde anhand von Kennzahlen gemessen. Weiters sollten Musterprozesse und Standards für Organbestellungen und -verträge in den Beteiligungsunternehmen hohe Governance-Standards sicherstellen.

¹⁵⁸ § 7 Abs. 5 ÖIAG-Gesetz

¹⁵⁹ **ESG** = Environment, Social, Governance (Umwelt, Soziales, gute Unternehmensführung)



Beteiligungsstrategie der ÖBAG für die OMV

Einflussmöglichkeiten als öffentlicher Kernaktionär

- 31.1 (1) Grundsätzlich bewertete die ÖBAG vor allem eine Vertretung in den Aufsichtsräten jener Beteiligungen, bei denen Syndikate bestanden, als vorrangig. Im Aufsichtsrat der OMV etwa hatte die Vorständin der ÖBAG die Funktion der stellvertretenden Aufsichtsratsvorsitzenden inne und einer der beiden Direktoren der ÖBAG nahm ein weiteres Aufsichtsratsmandat wahr.

Die Einflussmöglichkeiten der ÖBAG und ihrer Vorgängerorganisationen als Kernaktionäre der OMV basierten auf einem 1994 geschlossenen und laufend aktualisierten Syndikatsvertrag. Gemeinsam mit dem Syndikatspartner¹⁶⁰, einem weiteren Minderheitsaktionär, verfügte die ÖBAG über alle Kapitalvertreteresitze im Aufsichtsrat und die Stimmrechtsmehrheit in der Hauptversammlung.

Die ÖBAG wollte sich im Syndikat als aktiver Dialogführer auf Gesellschaftsebene einbringen, mit dem Fokus auf der langfristigen Absicherung der Beteiligung durch Balance zwischen finanzieller und strategischer Perspektive. Die inhaltlichen Schwerpunkte im Syndikatsmanagement orientierten sich an folgenden Zielen:

- Vertretung von Standortinteressen und Fokus auf Themen der Corporate Governance sowie Nachhaltigkeit unter Berücksichtigung von internationalen Kapitalmarkt-Standards,
- Unterstützung der Transformation und Modernisierung zur Entwicklung eines nachhaltigen Geschäftsmodells und Sicherung hochwertiger Arbeitsplätze in Österreich.

(2) Die ÖBAG und ihre Vorgängerorganisationen hatten mittelbar über das Syndikat, das ihnen formal eine Mehrheit ermöglichte, Einfluss auf den Aufsichtsrat der OMV. Der Vorstand der OMV hatte gemäß Aktiengesetz¹⁶¹ und Geschäftsordnung die Zustimmung des Aufsichtsrats insbesondere zu folgenden Geschäften einzuholen:

- Festlegung allgemeiner Grundsätze der Geschäftspolitik,
- Budget und jährliches Investitionsprogramm,
- Erwerb und Veräußerung von Beteiligungen sowie
- Erwerb von Kohlenwasserstoffreserven bzw. Aufsuchungslizenzen.

¹⁶⁰ Mubadala Petroleum and Petrochemicals Holding Company LLC, Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate

¹⁶¹ BGBl. 98/1965 i.d.g.F.



Somit konnte die ÖBAG, wie zuvor die ÖIAG bis 2015 und die ÖBIB bis 2019, auf alle größeren Investitions- bzw. Akquisitionsentscheidungen der OMV, auch in der Russischen Föderation (Gasfelder, Beteiligungen, Asset Swaps, Diversifizierung), Einfluss ausüben, indem sie ihre Zustimmung erteilte oder verweigerte.

- 31.2 Der RH hielt fest, dass die ÖBAG – so wie ihre Vorgängerorganisationen – über den bestehenden Syndikatsvertrag mit einem weiteren Minderheitsaktionär einen maßgeblichen Einfluss im Aufsichtsrat der OMV ausüben konnte. Sie war damit in der Lage, sich über alle wesentlichen Investitionen und Akquisitionen zur Gasversorgung – etwa auch über die geplanten Vorhaben in der Russischen Föderation – umfassend zu informieren und Entscheidungen des Vorstands der OMV durch gesellschaftsrechtlich verankerte Zustimmungsvorbehalte des Aufsichtsrats der OMV mitzugesten.

Langfristige Gaslieferverträge und Zustimmungsvorbehalt des Aufsichtsrats

- 32.1 (1) Langfristige Gaslieferverträge dienen prinzipiell der Absicherung beider Vertragsparteien. Der Käufer hat Anspruch auf die vertraglich vereinbarte Erdgasmenge und muss diese bezahlen, auch wenn er sie nicht benötigt oder abruft (Take-or-pay-Klausel). Diese unbedingte Zahlungsverpflichtung sichert dem Verkäufer die Finanzierung der kapitalintensiven Erdgasinfrastruktur (Aufsuchen, Förderung, Transport). Wiederholte Anpassungen und vorzeitige Verlängerungen eines Vertrags können Käufer und Verkäufer de facto über Jahrzehnte aneinanderbinden (TZ 24).

Auch nachdem in den 1990er Jahren die ersten Kurzfristmärkte für Erdgas in Europa entstanden waren und die Bedeutung der Handelsplätze und Börsen gestiegen war, behielten die Langfristverträge ihre Bedeutung. Aus Gründen der Versorgungssicherheit und zur Wahrung der Preisstabilität bevorzugten Energieversorger bis in die 2000er Jahre Verträge mit Laufzeiten von 20 und mehr Jahren. Sie ergänzten das Portfolio der Bezugsquellen und dienten der Absicherung des Mengenrisikos; zudem erlaubte die zunehmende Flexibilität bei den Liefermengen eine Portfolio-Optimierung.

Nach 2005 veränderte sich das Marktumfeld zunehmend. Der Marktpreis für Gas lag 2013 bei rd. 27 EUR/MWh, die Preise im Rahmen der Langfristverträge lagen dagegen deutlich über 30 EUR/MWh. Bis 2015 verhandelte die OMV daher in mehreren Etappen Anpassungen des Gasliefervertrags an die Marktpreise. Im Juni und im November 2018 vereinbarten die OMV und Gazprom, die Laufzeit des bestehenden Gasliefervertrags bis 2040 zu verlängern bzw. die Gasmenge um 1 Mrd. m³ jährlich zu erhöhen (TZ 25).



(2) Trotz ihrer wirtschaftlichen Bedeutung und der durch die Liberalisierung veränderten Marktbedingungen unterlagen der Abschluss und die Anpassung langfristiger Gaslieferverträge durch den Vorstand der OMV bis Mitte 2022 nicht dem Zustimmungsvorbehalt des Aufsichtsrats; notwendig war nur ein Beschluss des Gesamtvorstands der OMV.

Nach herrschender Rechtsauffassung¹⁶² war der Aufsichtsrat berechtigt und erforderlichenfalls verpflichtet, Geschäfte von grundlegender Bedeutung¹⁶³ seiner Zustimmung zu unterwerfen, vor allem Geschäfte, die sich auf die zukünftige Vermögens- und Ertragslage auswirken oder die Risikoposition der Gesellschaft verändern könnten. Außerdem hatte der Aufsichtsrat stets zu prüfen, ob er sich nicht in weiteren Fällen seine Zustimmung vorbehält, vor allem wenn Marktumfeld bzw. Unternehmenssituation dies erforderten. Die Mitbestimmungsbefugnisse sowie die geschäftspolitische Mitverantwortlichkeit des Aufsichtsrats – und damit auch der Umfang der Zustimmungsvorbehalte für bestimmte Geschäfte – waren seit den 1980er Jahren, insbesondere seit 2005, in einer Reihe von Novellen zum Gesellschafts-, Unternehmens- und Aktienrecht gestärkt worden.

(3) Im Auftrag des Aufsichtsrats der OMV untersuchten Rechtsanwälte im Frühjahr 2022 – im Zusammenhang mit der Entlastung des früheren Vorstandsvorsitzenden in der Hauptversammlung 2023 – u.a. die Einhaltung der gesellschaftsrechtlichen Voraussetzungen für die Änderung der Gaslieferverträge mit Gazprom Export im Jahr 2018. Die Untersuchung ergab, dass der Vorstandsvorsitzende bei der Änderung der Gaslieferverträge im Jahr 2018 im Rahmen seiner Ermächtigungen gehandelt hatte. Dessen ungeachtet verschärfte die OMV die internen Regeln dahingehend, dass „strategisch bedeutsame Verträge eine formale Zustimmung des Aufsichtsrats erfordern“.

32.2 Der RH hielt fest, dass der Abschluss sowie die Anpassung langfristiger Gaslieferverträge bis Mitte 2022 keine Zustimmung des Aufsichtsrats der OMV erforderten. Nach Ansicht des RH hätten die strategische und wirtschaftliche Bedeutung dieser Verträge, die langfristige Bindungswirkung und die damit einhergehenden Risiken für einen Zustimmungsvorbehalt gesprochen. Die ÖBAG bzw. ihre Vorgängerorganisationen hätten im Rahmen des Syndikats eine entsprechende Änderung der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats bzw. des Vorstands bewirken können, was im Jahr 2022 letztlich erfolgte.

¹⁶² Rauter in Straube/Ratka/Rauter (Hrsg.), Wiener Kommentar zum GmbHG § 30j Rz 117 mit weiteren Nennungen; Briem in Kalss/Kunz (Hrsg.), Handbuch für den Aufsichtsrat (2016) Rz 12/10; Kalss in Doralt/Nowotny/Kalss (Hrsg.), Kommentar zum AktG³ § 95 Rz 83; Frotz/Schörghofer in Kalss/Kunz (Hrsg.), Handbuch für den Aufsichtsrat (2016) Rz 11/25, 11/37

¹⁶³ Geschäfte, die nach „Umfang, Gegenstand, Bedeutung oder Risiko für das Unternehmen der betreffenden Art und Größe aus dem routinemäßigen Geschäftsbetrieb signifikant hervorragen oder von spezifischer unternehmensstrategischer Bedeutung sind“; vgl. Briem in Kalss/Kunz (Hrsg.), Handbuch für den Aufsichtsrat (2016) Rz 12/5, 12/44



Nach Ansicht des RH wäre es Aufgabe der ÖBAG bzw. ihrer Vorgängerorganisationen ÖIAG und ÖBIB gewesen, zu prüfen, ob der Katalog der zustimmungspflichtigen Geschäfte mit Bezug auf die langfristigen Gaslieferverträge risikoadäquat war. Hinsichtlich dieser Verträge wäre der Fokus auf das Marktumfeld zu richten gewesen, insbesondere in Anbetracht der sich mit der Annexion der Krim ab 2014 deutlich zuspitzenden Risikolage.

Der RH empfahl der ÖBAG, im Rahmen ihres übergreifenden Corporate-Governance-Schwerpunkts darauf hinzuwirken, dass die zustimmungspflichtigen Geschäfte der Beteiligungen periodisch oder je nach Marktumfeld und Unternehmenssituation auf Aktualität und Angemessenheit überprüft werden.

- 32.3 Laut Stellungnahme der ÖBAG habe sie bereits in der Vergangenheit die Geschäftsordnungen ihrer Beteiligungsunternehmen anlassbezogen geprüft. Um der Empfehlung des RH zu entsprechen, werde die ÖBAG künftig im Rahmen des jährlichen Portfoliostrategie-Updates die Geschäftsordnungen der Beteiligungsunternehmen evaluieren und im Bedarfsfall Anpassungen anregen. Es sei zu berücksichtigen, dass Änderungen der Geschäftsordnung teilweise nur mit Zustimmung der jeweiligen Syndikatspartner umsetzbar seien.

Positionen der ÖBAG und ihrer Vorgänger mit Bezug zur Erdgasversorgung vor dem Ukraine-Krieg

- 33.1 (1) Historisch war die Ukraine das wichtigste Transitland für den Import von russischem Erdgas nach Europa. Im Jänner 2006 kam es – infolge eines Transitkonflikts zwischen Russland und der Ukraine – erstmals zu einer zweitägigen Einschränkung der russischen Erdgaslieferungen in die EU, von der auch Österreich betroffen war. Im Jänner 2009 fielen die russischen Erdgaslieferungen in die EU für zwei Wochen zur Gänze aus.

Die OMV verfolgte seit Beginn der 2000er Jahre eine Reihe von Projekten, die ausdrücklich auch der Diversifizierung der Gaslieferungen dienten:

- Gaspipeline Nabucco(-West) (ab 2002): Lieferung von Gas aus dem Kaspischen Meer in Aserbaidschan über die Türkei, Rumänien und Ungarn nach Österreich. Der Geschäftsbericht 2010 der OMV betonte die Notwendigkeit, die Energieversorgung zu diversifizieren und abzusichern. Dies sollte u.a. durch das Pipeline-Projekt Nabucco erfolgen. Das Aserbaidschanische Konsortium Shah-Deniz II entschied sich jedoch 2013 für das Konkurrenzprojekt TAP (Trans-Atlantische-Pipeline), das Gas über die Türkei und Griechenland nach Italien liefern soll. Die Nabucco-Pipeline wurde letztlich nicht realisiert.

- Verflüssigtes Erdgas (LNG): Die OMV war ab Mitte der 1990er Jahre an der Adria LNG Study Company beteiligt und beauftragte 2006 federführend eine Machbarkeitsstudie für ein LNG-Terminal bei Krk. Ende 2007 beteiligte sie sich zu 5 % am Gate-Terminal in Rotterdam und buchte Kapazitäten zur Regasifizierung (Inbetriebnahme 2011). Allerdings war das Marktumfeld für LNG lange Zeit ungünstig. Das Adria LNG-Projekt wurde letztlich von Kroatien errichtet und ging erst 2021 in Betrieb; die wenig genutzte Kapazität des Gate-Terminals belastete lange Zeit das Ergebnis der OMV (TZ 11).
- Projekte in nordafrikanischen Ländern (z.B. Tunesien, Libyen) und im Nahen Osten (z.B. Jemen): Ab 2011 kam es jedoch im Gefolge des Arabischen Frühlings in vielen dieser Länder zu Unruhen, die die Produktion beeinträchtigten.
- Erwerb von Anteilen an norwegischen Erdgasfeldern in der Nordsee: Laut Geschäftsbericht 2013 der OMV komme diesem Erwerb für die weitere Gewährleistung und Diversifizierung der Gasversorgung von Europa eine wichtige Rolle zu. Auch in diesem Fall war das Marktumfeld – durch vergleichsweise höhere Explorationskosten, hohe Ölpreise, niedrige Gaspreise – längere Zeit ungünstig.
- Projekte zur Erhöhung der Erdgasförderung im Inland (TZ 27).
- Neptun Deep (ab 2010) zur „off shore“-Gasförderung im rumänischen Teil des Schwarzen Meeres: Das Projekt blieb wegen eines ungünstigen Marktumfelds und wenig förderlicher Rahmenbedingungen lange Zeit im Entwicklungsstadium. In Anbetracht des Krieges in der Ukraine traf die OMV 2022 – auf Basis einer Neubewertung – die Entscheidung, das Projekt Neptun Deep als wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung in Europa über ihre rumänische Tochtergesellschaft zu realisieren. Erste Gasmengen erwartet die OMV für 2027.

(2) Die ÖBAG definierte die Werthaltigkeit und Wertsteigerung ihrer operativen Beteiligungen als zentrales strategisches Ziel (TZ 30). Zur Konkretisierung dieser Ziele und der Rolle der OMV im ÖBAG-Gesamtportfolio erstellte die ÖBAG im Jahr 2020 mit Unterstützung externer Berater einen Value Creation Plan für die OMV. Dieser wies u.a. auch Versorgungssicherheit als ein strategisches Ziel der OMV-Beteiligung aus, allerdings ohne dies näher auszuführen. Weiters hielt der Value Creation Plan fest, dass die OMV von großer Bedeutung für die Republik Österreich sei, u.a. mit Bezug auf die Wertschöpfung, die Anzahl der Beschäftigten, die Steuerleistung und die Dividendenausschüttungen in den vergangenen fünf Jahren. Die OMV weise – im Vergleich zum Wettbewerb – eine überdurchschnittliche Ergebnis- und Dividendenbilanz in den vergangenen fünf Geschäftsjahren auf. Allerdings gehe diese Entwicklung auf Kosten eines „zunehmenden Klumpenrisikos“ durch die starke Ausweitung ihrer Aktivitäten in der Russischen Föderation. Das Risiko aus dieser Konzentration sei trotz Diversifizierung bei der Gasgewinnung zu hinterfragen.



Nach der Neubesetzung des ÖBAG-Vorstandes im Februar 2022 führte die ÖBAG mit der OMV einen formalen Dialog („Onboarding“). Inhalte dieses Dialogs waren u.a.

- die Befassung der ÖBAG in ihrer Rolle als Anteilseigner mit aktuellen Marktentwicklungen und Trends in den Geschäftsfeldern der OMV und
- die Ableitung der strategischen Fragestellungen zur OMV aus den relevanten Marktentwicklungen und Trends.

Darüber sollte ein gemeinsames Verständnis von ÖBAG und OMV geschaffen werden.

Ziel des Dialogs war nicht, für die OMV eine Strategie auszuarbeiten und ihr diese vorzuschlagen. Eine Versorgungs- bzw. Diversifizierungsstrategie zu Erdgas war ebenfalls kein Thema.

(3) Trotz Krisensituationen in der Vergangenheit, die die Gasversorgung in Österreich beeinträchtigen konnten, und den Diversifikationsbestrebungen der OMV war die Sicherheit der Erdgasversorgung bis 2020 kein konkret definiertes Ziel der ÖBAG bzw. ihrer Vorgängerorganisationen. Ab 2021 rückte die ÖBAG übergeordnete Nachhaltigkeitsziele und Governance-Standards in ihren Beteiligungsstrategien in den Vordergrund; Versorgungssicherheit fand dort eine Erwähnung, jedoch ohne Bezug auf die Erdgasversorgung. Weitere Erläuterungen und Maßnahmen zur Zielerreichung fehlten sowohl im Value Creation Plan als auch in den jährlichen Beteiligungsstrategien der ÖBAG zur OMV.

Die ÖBAG begründete die nur sporadische Befassung mit Gasversorgungsthemen mit dem Fehlen eines gesetzlichen Auftrags zur österreichweiten Gasversorgung, sowohl für sich selbst als auch für die OMV. Somit besitze sie keine Hebel, um Initiativen zur Gasversorgungssicherheit zu setzen. Auch decke die OMV nur einen Teil (ca. 40 %) der österreichischen Gaslieferungen ab.

33.2 Der RH hielt fest, dass die Regierungsprogramme und -strategien – zuletzt die Klima- und Energiestrategie #mission2030 aus 2018 – Diversifizierungsmaßnahmen, darunter eine Diversifizierung der Lieferländer, anstrebten ([TZ 10 f.](#), [TZ 24 f.](#)) und die OMV auch entsprechende Projekte verfolgte. Externe Faktoren erschwerten jedoch die Realisierung dieser Vorhaben, u.a. die Unruhen in zahlreichen nordafrikanischen Ländern und im Nahen Osten (Arabischer Frühling 2011) sowie das Marktumfeld und die geringe Marktnachfrage nach LNG.

Der RH kritisierte, dass die ÖBAG, vor allem ihre Vorgängerorganisationen ÖIAG und ÖBIB, trotz des sich ändernden Umfelds der Gasversorgung und trotz mehrfacher Krisen bis 2020 die Versorgungssicherheit nicht als strategisches Thema behandel-



ten. Die Diversifizierung wurde auf EU-Ebene nach den Gastransitkrisen 2006 und 2009 verstärkt verfolgt und fand Eingang in das Regierungsprogramm 2007. Auch die OMV selbst verfolgte eine Reihe von Projekten. Auf Ebene der Vorgängerorganisationen der ÖBAG wurden diese Bestrebungen jedoch nicht begleitend gesteuert und laufend verfolgt.

Prüfung von Optionen für die Gasversorgung

34.1 (1) Noch vor Beginn des Krieges in der Ukraine erarbeitete der 2021 neu bestellte Vorstand der OMV eine Unternehmensstrategie, die eine Neuausrichtung in Richtung Kreislaufwirtschaft, Petrochemie und erneuerbare Energie vorsah. Die traditionellen Geschäftsfelder mit fossilen Energieträgern – so auch die Produktion von und der Handel mit Erdgas – sollten zunehmend in den Hintergrund treten. Die Strategie sollte am 8. März 2022 präsentiert werden. Der Beginn des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine im Februar 2022 veränderte die Situation jedoch grundlegend.

Mit Blick auf die im Herbst/Winter 2022 drohende Gasmangellage tauschten sich Vertreterinnen und Vertreter der ÖBAG, der OMV und der VERBUND AG sowie des Bundeskanzleramts, des Finanzministeriums und des Klimaschutzministeriums ab März 2022 regelmäßig über den Stand der Speicher und der Lieferungen aus und evaluierten die Situation. Die ÖBAG nahm aus ihrer Sicht dabei eine Vermittlerrolle zwischen den Beteiligungen und den Ministerien ein.

(2) Die ÖBAG sah die Gasversorgungssicherheit von ihrem eigenen Auftrag (Sicherung des Wirtschaftsstandorts) nicht umfasst. Sie würde daher nur anlassbezogen im Auftrag des Finanzministeriums tätig. Diese Sichtweise stand nicht im Einklang mit dem 2020 erstellten Value Creation Plan ([TZ 33](#)) und auch nicht mit der Unternehmensstrategie der ÖBAG ab 2021, wonach die Versorgungssicherheit zu den von der ÖBAG zu verfolgenden Standortinteressen zählte.

(3) Im Juni 2022 veranlasste die ÖBAG nach Gesprächen mit dem Finanzministerium die Erarbeitung möglicher Organisationskonzepte zur Einbindung des Staates bei der Gasbeschaffung ([TZ 28](#)). Sie beauftragte damit – nach einem neuerlichen Aufruf zum Wettbewerb – ein Beratungsunternehmen, mit dem die ÖBAG nach EU-weiter Ausschreibung einen Rahmenvertrag abgeschlossen hatte. Die ÖBAG führte die Vergabe durch und übernahm die Projektleitung und -koordination. Zur inhaltlichen Projektarbeit zog sie zudem Expertinnen und Experten der OMV und der VERBUND AG bei. Die Projektkosten von 230.000 EUR (netto) wurden zwischen ÖBAG (90.000 EUR), OMV (70.000 EUR) und VERBUND AG (70.000 EUR) aufgeteilt.

(4) Anfang September 2022 beauftragte das Finanzministerium die ÖBAG, die Handlungsoptionen und Organisationskonzepte für die im Energiebereich tätigen Beteili-



gungen der ÖBAG – aus Eigentümersicht – rechtlich und wirtschaftlich zu evaluieren und dabei die geänderten politischen Prämissen sowie die Versorgungssicherheit in Österreich zu berücksichtigen (TZ 28). Wegen des Zusammenhangs mit dem Projekt vom Juni 2022 beauftragte die ÖBAG für die strategischen Fragen neuerlich das bereits befasste Beratungsunternehmen zu den damals vereinbarten Konditionen. Für rechtliche Fragen zog sie ein Rechtsberatungsunternehmen bei (TZ 35).

Das Finanzministerium begründete die Folgebeauftragung der ÖBAG mit der Reduktion der Gaslieferungen aus der Russischen Föderation und den möglichen Folgen einer weiteren Verknappung oder eines Lieferstopps. Die Gefährdung der Gasversorgung konnte auch die Stromversorgung und damit den Wirtschaftsstandort bedrohen. Bei einem Ausfall der russischen Gaslieferungen mussten die benötigten Gasmengen alternativ beschafft und zudem infrastrukturelle Voraussetzungen geprüft und entwickelt werden.

Das Ziel waren Lösungsvorschläge und Entscheidungsgrundlagen, mittels derer dem Grundsatz der Werterhaltung und Wertsteigerung der Beteiligungsgesellschaften der ÖBAG gemäß § 7 Abs. 1 ÖIAG-Gesetz kurzfristig, mittelfristig und langfristig am besten entsprochen werden konnte; dies unter Berücksichtigung der Energieversorgungssicherheit sowie der Interessen der Aktionäre, der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, der Konsumentinnen und Konsumenten und der positiven Weiterentwicklung des Wirtschaftsstandorts Österreich.¹⁶⁴

(5) In Summe entstanden der ÖBAG für die im Zeitraum Juli bis Dezember 2022 durchgeführten Projekte Beratungskosten von 1,35 Mio. EUR. Davon entfielen auf Wirtschafts- bzw. Strategieberatung 90.000 EUR (Juli 2022, anteilige Kosten der ÖBAG) und 1,15 Mio. EUR (September bis November 2022) sowie auf Rechtsberatung rd. 108.000 EUR (Oktober bis Dezember 2022).

Die Aufwendungen des Klimaschutzministeriums für externe Beratung in Bezug auf Erdgasversorgungssicherheit beliefen sich im Zeitraum April 2022 bis Mai 2023 auf 182.300 EUR.

- 34.2 (1) Der RH erachtete eine nur anlass- bzw. auftragsbezogene Auseinandersetzung der ÖBAG mit der Energieversorgungssicherheit als nicht ausreichend. Seiner Ansicht nach war die Aufrechterhaltung der Energieversorgung, etwa mit Erdgas, essenziell für den Wirtschaftsstandort Österreich und seine Wettbewerbsfähigkeit sowie zur Sicherung von Arbeitsplätzen. Er wies darauf hin, dass die Sicherung des Wirtschaftsstandorts, der Wettbewerbsfähigkeit und von Arbeitsplätzen ein gesetzliches Ziel der ÖBAG war (TZ 29).

¹⁶⁴ Mit Ausnahme der Präsentationen der vorläufigen Ergebnisse des Beraters dokumentierte auch die ÖBAG die Inhalte der Sitzungen der dazu im Finanzministerium eingerichteten Gremien (TZ 28) nicht. Die Erörterungen und Abstimmungen waren daher nicht nachvollziehbar.



Der RH empfahl der ÖBAG, sich mit Themen der Energieversorgungssicherheit und allfälligen Risiken im Rahmen ihres Beteiligungsportfolios bzw. ihrer unternehmensübergreifenden Nachhaltigkeitsschwerpunkte strategisch auseinanderzusetzen.

(2) Der RH kritisierte, dass über das Zustandekommen der Ergebnisse der vom Finanzministerium beauftragten Studie eine nur sehr eingeschränkte Dokumentation vorlag ([TZ 28](#)). Die ÖBAG führte die Projektleitung durch, die Begleitung und inhaltliche Abstimmung des Vorhabens erfolgten in regelmäßigen Sitzungen, in denen das Finanzministerium und das externe Beratungsunternehmen vertreten waren.

Der RH empfahl der ÖBAG, den Fortgang von Projekten, an denen sie leitend oder maßgeblich mitwirkt, so zu dokumentieren, dass die Meinungsbildung einschließlich der wesentlichen Diskussionspunkte sowie die Erwägungen zur Entscheidungsfindung nachvollziehbar sind.

(3) Die im Beratungsprojekt vorgeschlagenen langfristigen Maßnahmen zur Versorgungssicherheit mit Erdgas führten letztlich zu keinen umsetzbaren Ergebnissen. Der Vorschlag einer staatlichen Gas-Koordinationsstelle hatte sich beispielsweise mit den Entwicklungen auf EU-Ebene überholt. Dies war seit Mai 2022 bekannt, wurde jedoch in den Optionen des Projekts nicht näher untersucht (siehe [TZ 28](#)). Die Kosten für Beratungsleistungen der ÖBAG waren im Vergleich zu jenen, die das Klimaschutzministerium zu verschiedenen Themen der Erdgasversorgung in Anspruch nahm, wesentlich höher. Aus Sicht des RH wären bei Einbeziehung der Fachexpertise der Energieverwaltung (auf nationaler und EU-Ebene) deutlich niedrigere Kosten angefallen und ein höherer Mehrwert entstanden. Der RH verwies dazu auf seine Empfehlung in [TZ 28](#), die ressortübergreifende Kooperation zu verstärken.

- 34.3 Laut Stellungnahme der ÖBAG erstelle ihr Beteiligungsmanagement regelmäßig relevante Marktanalysen für die jeweiligen Beteiligungsunternehmen als Teil der inhaltlichen Vorbereitung für die Aufsichtsratstätigkeit. Innerhalb der Gremialarbeit in den Beteiligungsunternehmen finde auch eine strategische Auseinandersetzung mit den beteiligungsspezifischen Risiken statt. Die ÖBAG-Eigentümerstrategie für die OMV vom Juni 2023 für den Zeitraum 2023 bis 2024 lege die Gasversorgung als eine zentrale Eigentümerbestrebung für die OMV fest. Das Ziel „Versorgungssicherheit“ im Value Creation Plan von 2019 beziehe sich auf die lediglich eingeschränkte Rolle der OMV vor dem Hintergrund der indirekten staatlichen Beteiligung im Ausmaß von nur 31,5 % und der Gasmarktabdeckung durch die OMV innerhalb von Österreich von nur 30 % bis 40 %. Eine darüber hinausgehende Verantwortung für den heimischen Gesamtbedarf sei für ein Unternehmen wie die OMV mit limitiertem Marktanteil nicht ableitbar.



Die ÖBAG führte zur Dokumentation von Projekten aus, dass die im Rahmen von Projektterminen schriftlich erstellten Unterlagen sowie eine umfassende Ergebnisdokumentation die Entscheidungsfindung in den Projekten abbildeten. Um der Empfehlung des RH zu entsprechen, werde die ÖBAG bei zukünftigen Projekten darauf Rücksicht nehmen, auch den externen Projektpartnern – im rechtlichen Rahmen und deren Einverständnis vorausgesetzt – diese Dokumentation zu übermitteln.

- 34.4 Der RH erwiderte der ÖBAG, dass der Aspekt der Versorgungssicherheit nicht nur in einer kurzfristigen, zweijährigen Eigentümerstrategie ihren Niederschlag finden sollte, sondern strategisch und langfristig für den in Österreich führenden Gasversorger OMV zu verankern wäre. Er erinnerte daran, dass die Sicherung des Wirtschaftsstandorts, der Wettbewerbsfähigkeit und von Arbeitsplätzen ein gesetzliches Ziel der ÖBAG war. Eine bloß anlassbezogene Befassung mit dem Thema der Energieversorgungssicherheit und allfälligen Risiken erachtete der RH daher als unzureichend. Er verblieb bei seiner Empfehlung.

Der RH wies gegenüber der ÖBAG darauf hin, dass die Meinungsbildung sowie die Erwägungen zur Entscheidungsfindung bei der Evaluierung von Handlungsoptionen und Organisationskonzepten für die im Energiebereich tätigen Beteiligungen der ÖBAG nicht nachvollziehbar waren. Seine Empfehlung zielt daher darauf ab, dass die ÖBAG Projekte, an denen sie leitend oder maßgeblich mitwirkte, auch entsprechend dokumentiert. Er hielt daher seine Empfehlung aufrecht.

Vergabe von Rechtsberatungsleistungen

- 35.1 (1) Im Oktober 2022 beauftragte die ÖBAG im Rahmen der Optionen-Studie ([TZ 34](#)) eine Rechtsanwaltskanzlei, die rechtlichen Aspekte zu beleuchten. Im Vorfeld hatte sie einen neuerlichen Aufruf zum Wettbewerb bei fünf Kanzleien (Kanzleien A bis E), mit denen sie aufrechte Rahmenvereinbarungen unterhielt, durchgeführt. Den zu erbringenden Leistungsgegenstand und -umfang sowie den zeitlichen Rahmen definierte sie nicht eindeutig. Die Kanzleien orientierten sich daher an den Stundensätzen der Rahmenvereinbarungen und legten keine Pauschalangebote. Die beauftragte Kanzlei D rechnete rd. 108.000 EUR (exkl. USt) ab.
- (2) Bei Vergaben wendete die ÖBAG grundsätzlich das Bestbieterprinzip unter Bewertung von Preis und Qualität des Angebots an. Im vorliegenden Fall legte sie bei ihrem Aufruf zum neuerlichen Wettbewerb nicht fest, in welchem Verhältnis die Kriterien Preis und Qualität in der Zuschlagsentscheidung zu gewichten waren bzw. nach welchen Kriterien die Qualität zu beurteilen war.

Die ÖBAG ermittelte bei der Angebotsprüfung zunächst das günstigste Angebot, indem sie für jede Kanzlei den durchschnittlichen Stundensatz über die Leistungska-



tegorien „Partner“, „Rechtsanwälte“ und „Rechtsanwaltsanwärter“ berechnete. Ein Mengengerüst nach dem erwarteten Stundenanfall je Kategorie hinterlegte sie nicht.

In einem zweiten Schritt schätzte sie die Qualität der Angebote ein. Drei bewertete sie mit „gut“ (Kanzleien A, C und E) und zwei als „sehr gut“ (Kanzleien B und D). Anhand welcher Kriterien die ÖBAG diese Einschätzung traf, war nicht nachvollziehbar dokumentiert. Bei der Vergabeentscheidung nach dem Bestbieterprinzip bewertete sie schließlich die Qualität höher als den Preis.

Laut ÖBAG-Unterlagen war für ihre Vergabeentscheidung nach dem Bestbieterprinzip maßgeblich, dass die beauftragte Kanzlei über Expertinnen und Experten in Brüssel verfügte, die an der Entwicklung der europäischen Gesetzgebung mitgewirkt hatten. Im neuerlichen Aufruf zum Wettbewerb nannte die ÖBAG diesen internationalen Aspekt allerdings nicht als maßgebliches Zuschlagskriterium.

Bei der Ermittlung des durchschnittlichen Stundensatzes je Anbieter berücksichtigte die ÖBAG den Stundensatz der internationalen Expertinnen und Experten nicht; die beauftragte Kanzlei D hätte damit den höchsten Stundensatz verzeichnet. Die beauftragte Kanzlei verrechnete allerdings keine internationale Expertise, womit das für die Beauftragung relevante Zuschlagskriterium für die Leistungserbringung nicht ausschlaggebend war.

(3) Der RH analysierte die Angebote anhand des von der beauftragten Kanzlei D abgerechneten Mengengerüsts (angefallene Arbeitsstunden zum Stundensatz je Leistungskategorie) und der angebotenen Stundensätze. Die Kanzlei A und die Kanzlei B hätten die abgerechnete Leistung – unter sonst gleichen Bedingungen – um rd. 11.100 EUR (10 % der Abrechnungssumme) bzw. rd. 9.300 EUR (9 % der Abrechnungssumme) günstiger ausführen können als die beauftragte Kanzlei D. Das Angebot der Kanzlei B hatte die ÖBAG ebenfalls als „sehr gut“ eingestuft.

35.2 Der RH wies auf Mängel bei der Vergabe des Rechtsberatungsauftrags hin:

- Die ÖBAG legte Zuschlags- bzw. Bewertungskriterien – insbesondere für die Qualitätsbeurteilung – beim Aufruf zum neuerlichen Wettbewerb nicht vorab fest bzw. kommunizierte sie den Bieter nicht eindeutig.
- Bei der Prüfung der Angemessenheit der Preise hinterlegte die ÖBAG kein Mengengerüst des erwarteten Stundenanfalls je Beschäftigtenkategorie, sondern einen durchschnittlichen Stundensatz über drei Leistungskategorien. Dies führte gegenüber einer allein auf den Preis bezogenen Betrachtung zu einem Bietersturz.
- Die für die Vergabeentscheidung ausschlaggebende Bewertung der Qualität der Angebote war mangels Kriterien nicht nachvollziehbar.



Der RH empfahl der ÖBAG, durch geeignete Maßnahmen – etwa eine Konkretisierung der internen Vergaberichtlinien – sicherzustellen, dass das Bundesvergabegesetz 2018 bei Auftragsvergaben vollständig und konsequent eingehalten wird.

- 35.3 Laut Stellungnahme der ÖBAG habe sie den Vergabeprozess gesetzeskonform abgewickelt. Um der Empfehlung des RH zu entsprechen, werde sie ihre aktuelle Vergaberichtlinie extern prüfen lassen.

Zudem sei unklar, warum Kanzlei B (die in ihrem Angebot eine Kostenschätzung von 125.000 EUR bis 175.000 EUR angegeben habe) günstiger hätte sein sollen als die beauftragte Kanzlei D, die mit rd. 108.000 EUR weniger verrechnete als die Schätzung von Kanzlei B.

- 35.4 Der RH stellte gegenüber der ÖBAG klar, dass sie bei der Ermittlung des günstigsten Angebots allein auf einen Vergleich der durchschnittlichen Stundensätze der Anbieter über alle Leistungskategorien („Partner“, „Rechtsanwälte“ und „Rechtsanwaltsanwärter“) abstelle und kein Mengengerüst berücksichtigte. Eine Berechnung mit dem tatsächlich abgerechneten Mengengerüst der Kanzlei D und den angebotenen Stundensätzen der Bieter A und B führte zu dem vom RH bemängelten Bietersturz: Sowohl Kanzlei A als auch Kanzlei B hätten mit rd. 96.900 EUR bzw. rd. 98.700 EUR deutlich weniger verrechnet als die beauftragte Kanzlei D mit 108.000 EUR.

Darüber hinaus erinnerte der RH an die gemäß § 20 Bundesvergabegesetz 2018 bei Vergabeverfahren zu beachtenden Grundsätze, wie insbesondere den der Gleichbehandlung aller Bewerber und Bieter, der Nichtdiskriminierung, der Verhältnismäßigkeit, der Transparenz sowie des freien und lauteren Wettbewerbs und der Wahrung der Wirtschaftlichkeit.

Risikomanagement der ÖBAG

- 36.1 (1) Die ÖBAG und ihre Vorgängerorganisationen verfügten über grundsätzlich vergleichbare interne Risikomanagementsysteme mit allgemeinen Systembeschreibungen, Quartalsberichten und einem jährlichen Risikobericht.

Das Risikokomitee der ÖBAG tagte vierteljährlich. Berücksichtigt wurden primär finanzielle Risiken, die sich unmittelbar auf den Jahresabschluss der ÖBAG auswirken könnten, etwa

- Dividendenrisiken, wenn die Dividenden der Beteiligungsunternehmen hinter den Planannahmen zurückblieben, oder
- Abwertungsrisiken, wenn der Marktwert einer Beteiligung unter den Buchwert in der ÖBAG-Bilanz fiel und die Beteiligung in der Folge abgewertet werden musste.



Reputationsrisiken hatten keine unmittelbar finanzielle Auswirkung auf die ÖBAG, wurden gegebenenfalls aber auch berücksichtigt.

(2) Risiken, die in den Risikomanagementsystemen der Beteiligungsunternehmen erfasst waren, aber keinen finanziellen Einfluss auf den Jahresabschluss der ÖBAG hatten, waren laut ÖBAG gegebenenfalls im Rahmen des Beteiligungsmanagements, etwa über den Aufsichtsrat der betroffenen Beteiligung oder im Syndikat, zu behandeln. Sie fanden jedoch keinen Eingang in das Risikomanagement der ÖBAG.

(3) Risiken, die die Erreichung gesetzlicher Zielvorgaben bzw. strategischer Ziele der ÖBAG beeinträchtigen konnten, berücksichtigte die ÖBAG in ihrem Risikomanagement nicht.

Mit Bezug auf die Beteiligung an der OMV kamen seit der russischen Annexion der Krim im Jahr 2014 bis zum russischen Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar 2022 folgende Risiken in Betracht:

- Klumpenrisiko durch die hohe Abhängigkeit bei Gaslieferungen aus einem einzigen Land bzw. von einem einzigen Lieferanten sowie von einer Transitroute und der auf diese ausgelegten Gasinfrastruktur in Österreich; ein unerwarteter Lieferstopp konnte sowohl etablierte Geschäftsmodelle als auch den Bestand von Teilen des Unternehmens gefährden und in der Folge auch den Wirtschaftsstandort beeinträchtigen,
- Minderung des Unternehmenswerts durch außerordentliche Abschreibung von getätigten Investitionen, z.B. in der Russischen Föderation infolge von Sanktionen sowie durch die Einschränkung von Nutzungs- bzw. Verwertungsmöglichkeiten,
- Reputationsrisiken durch finanzielle Engagements in von Sanktionen betroffenen Ländern mit allfälligen Folgen am Kapitalmarkt sowie
- krisenbedingte regulatorische Risiken, etwa staatliche bzw. behördliche Eingriffe durch Energielenkungsmaßnahmen, Reglementierungen des Zahlungsverkehrs oder sonstige Formen der Außerkraftsetzung von Marktmechanismen, und daraus folgende Kredit- und Marktrisiken.

Selbst als sich mit den Kriegshandlungen in der Ukraine eine internationale Gaskrise abzeichnete und die OMV sowie der gesamte Wirtschaftsstandort im Falle eines Lieferstopps hohen Risiken ausgesetzt war, identifizierte das Risikomanagement der ÖBAG für ihre Beteiligung an der OMV lediglich ein nicht näher spezifiziertes Reputationsrisiko.

- 36.2 Der RH merkte an, dass die ÖBAG im Rahmen ihres Risikomanagements nur finanzielle Risiken und Reputationsrisiken untersuchte, die eine Dividendenschmälerung im Vergleich zu den Planwerten bzw. eine Abschreibung der Beteiligungen unter deren Buchwerten bewirken konnten. Nach Ansicht des RH wären in die Risikobe-



wertung der ÖBAG auch ihre gesetzlichen und strategischen Ziele einzubeziehen, die vor allem auf Werterhaltung und Wertsteigerung ihrer Beteiligungen, auf Stärkung des Wirtschaftsstandorts sowie Sicherung von Arbeitsplätzen abstellten. Die OMV hatte über Jahrzehnte und hat auch weiterhin einen maßgeblichen Anteil an der österreichischen Gasversorgung. Infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine und der andauernden Kriegshandlungen stiegen die Risiken für die Erreichung der gesetzlichen und strategischen Ziele der ÖBAG.

Der RH empfahl der ÖBAG, das Risikomanagement auszubauen und neben finanziellen Risiken periodisch auch jene Risiken abzubilden, welche die Erreichung gesetzlicher und strategischer Ziele der ÖBAG gefährden könnten. Dabei wäre – über die Ansätze des Risikomanagements in den Beteiligungsunternehmen hinaus – die Eigentümerschaft der ÖBAG in den Fokus zu rücken. Die Risikoberichte wären auch dem Finanzminister als Eigentümervertreter zuzuleiten.

- 36.3 Laut Stellungnahme der ÖBAG sei das derzeitige Risikomanagement zusammen mit einem externen Beratungsunternehmen entwickelt worden und orientiere sich an dem international anerkannten COSO-Framework¹⁶⁵. Es bilde jene Risiken ab, die die ÖBAG unmittelbar als Beteiligungsholding beträfen. Risiken, die sich nicht auf Ebene der ÖBAG materialisierten, sondern auf Ebene der Beteiligungsunternehmen, würden über die Arbeit der ÖBAG-Vertreter in den Aufsichtsräten der Beteiligungsunternehmen erfasst und gesteuert. Um der Empfehlung des RH zu entsprechen, werde die ÖBAG im Rahmen ihres Beteiligungsmanagements künftig jährlich die relevanten strategischen Risiken der Beteiligungsunternehmen analysieren und erfassen.
- 36.4 Der RH erwiderte der ÖBAG, dass ein Risikomanagement, das nur die Dividendschmälerung bzw. eine Abschreibung der Beteiligungen unter deren Buchwerten berücksichtigt, nicht ausreicht, um eine potenzielle Gefährdung der Zielerreichung der ÖBAG abzubilden. Er erachtete daher die von der ÖBAG in Aussicht genommene jährliche Erfassung und Analyse der relevanten strategischen Risiken in den Beteiligungsunternehmen als zweckmäßig.

¹⁶⁵ COSO = Committee of Sponsoring Organizations



Versorgungssicherheit im Rahmen staatlicher Sicherheitsinteressen

- 37.1 (1) Die jährlichen außen- und europapolitischen Berichte des Außenministeriums konstatierten ab 2003 in der Russischen Föderation eine zunehmende staatliche Einflussnahme u.a. auf den Energiesektor. In den Berichten der Jahre 2005 bis 2007 hielt das Außenministerium fest, dass die Energiepolitik ein immer gewichtigeres Instrument der russischen Außenpolitik zu werden scheine, insbesondere in den Nachfolgestaaten der ehemaligen Sowjetunion.

Die Berichte des Außenministeriums lieferten auch Einschätzungen zur Energieaußenpolitik auf EU-Ebene sowie zu energiepolitischen Entwicklungen in anderen für die österreichische Erdgasversorgung maßgeblichen Staaten.

Es war nicht erkennbar, dass die für das Energiewesen zuständigen Ministerien oder die ÖBAG, zu deren Portfolio mit der OMV und der VERBUND AG die beiden größten, international tätigen Energiekonzerne der Republik zählten, daraus Schlussfolgerungen zogen.

- (2) Der im Jahr 2001 geschaffene Nationale Sicherheitsrat ist das zentrale Beratungsgremium der Bundesregierung in Angelegenheiten der Außen-, Sicherheits- und Verteidigungspolitik.¹⁶⁶

Nachdem die russischen Gaslieferungen in die EU und nach Österreich im Jänner 2009 für 14 Tage gänzlich unterbrochen waren, fasste der Nationale Sicherheitsrat am 19. Jänner 2009 einen „Beschluss betreffend die Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und die Förderung alternativer Energieformen“. Er empfahl der Bundesregierung¹⁶⁷, alle notwendigen Schritte zur Verringerung der Abhängigkeit der österreichischen Sicherheit der Energieversorgung von Lieferungen fossiler Brennstoffe aus Drittstaaten zu setzen. Vor allem wären die Erforschung, Nutzbarmachung und heimische Produktion alternativer Energieformen zu forcieren und zu fördern.

Am 5. April 2023 beschloss die Bundesregierung eine Weiterentwicklung der Österreichischen Sicherheitsstrategie. Basierend auf einem umfassenden Sicherheitsverständnis sollen insbesondere die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen

¹⁶⁶ Dem Rat gehören der Bundeskanzler und der Vizekanzler an, der Außenminister, die Verteidigungsministerin, der Innenminister und die Justizministerin sowie die Vertreterinnen und Vertreter der im Hauptausschuss des Nationalrats vertretenen politischen Parteien (BGBL. I 122/2001 i.d.g.F.).

¹⁶⁷ Die Empfehlung richtete sich insbesondere an den Bundeskanzler, den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit, den Bundesminister für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft und die Bundesministerin für Verkehr, Innovation und Technologie.



Politikfeldern, u.a. der Klima- und Energiepolitik, mit der Sicherheitspolitik im engeren Sinne berücksichtigt werden.¹⁶⁸

- 37.2 Der RH hielt fest, dass die Berichte des Außenministeriums u.a. energiepolitische Entwicklungen in den für Österreich relevanten Erdgaslieferländern beleuchteten. Es war nicht erkennbar, dass das Klimaschutzministerium bzw. das davor zuständige Wirtschaftsministerium und die ÖBAG daraus Schlüsse zogen. In den Ministerien verfügbare Informationen wurden nicht immer zusammengeführt.

¹⁶⁸ Ministerratsvortrag 54/5 vom 5. April 2023



Schlussempfehlungen

38 Zusammenfassend empfahl der RH:

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

- (1) In der Verhandlungsposition, die Österreich in der EU-Ratsarbeitsgruppe Energie vertritt, wären neben der Expertise und den Anliegen der Erdgasunternehmen und ihrer Verbände auch staatliche und gemeinwirtschaftliche Interessen angemessen zu berücksichtigen. (TZ 13)
- (2) In den Gas-Präventionsplan wären solche Maßnahmen aufzunehmen, deren Umsetzbarkeit und Wirksamkeit bereits geprüft wurden. Maßnahmen, deren Umsetzbarkeit erst noch untersucht werden muss, wären gesondert auszuweisen. (TZ 19)
- (3) Die Verhandlungen über Vereinbarungen zur Konkretisierung der technisch-operativen Details der Erbringung bzw. Inanspruchnahme von Solidaritätsleistungen mit Italien, der Slowakei, Slowenien und Ungarn wären möglichst zeitnah abzuschließen. (TZ 20)
- (4) Der Ausstieg aus russischem Gas sollte nicht als isoliertes Ziel verfolgt werden, sondern im Rahmen einer Gesamtstrategie zur Transformation des Energiesystems. Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Leistbarkeit für Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie für die öffentlichen Haushalte wären dabei gleichermaßen im Auge zu behalten. Kosten und Nutzen einer vorzeitigen Beendigung des langfristigen Liefervertrags über russisches Erdgas wären einschließlich der erforderlichen Ersatzbeschaffungen in jedem Fall sachlich umfassend zu bewerten. (TZ 26)

Bundesministerium für Finanzen

- (5) Die Rahmenbedingungen für die Erdgasförderung im Inland und deren möglicher Beitrag zur Versorgungssicherheit wären zu analysieren. Dies schließt u.a. auch die Bewertung der Höhe des Förderzinses ein. (TZ 27)



- (6) In Krisensituationen wären keine unkoordinierten Lösungen anzustoßen, sondern z.B. eine ressortübergreifende Task Force einzurichten. Die sach- und fachpolitische Ebene sollte verstärkt werden, indem die Verwaltungen der Ressorts mit ihrer fachlichen Expertise die Optionen aufbereiten und rasche, effiziente und konsensfähige Lösungen erarbeiten. Damit kann auch der öffentliche Mitteleinsatz für Studien und Beratungsleistungen im Sinne der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit koordiniert und gebündelt werden. (TZ 28)
- (7) Projekte, an denen das Bundesministerium für Finanzen direkt oder in Aufsichts- oder Steuerungsgremien mitwirkt, wären hinreichend zu dokumentieren. Dies ist aus Transparenzgründen geboten und umso dringlicher, wenn solche Projekte von öffentlichem Interesse sind. (TZ 28)
- (8) In Abstimmung mit der Österreichischen Beteiligungs AG wäre eine Beteiligungsstrategie zu erarbeiten, um die unternehmerische Umsetzung der Grundsätze der Beteiligungspolitik des Bundesministeriums für Finanzen sowie der Ziele des ÖIAG-Gesetzes 2000 durch die Österreichische Beteiligungs AG sicherzustellen. (TZ 29)
- (9) Mit der Formulierung einer Beteiligungsstrategie für die Österreichische Beteiligungs AG wäre auch ein strategisches Controlling nach den Grundsätzen des „Handbuchs Beteiligungsmanagement des Bundesministeriums für Finanzen“ zu implementieren. (TZ 29)

Energie-Control Austria

- (10) In einem der Berichte der Energie-Control Austria sollte auch der aktuelle Stand der für Österreich maßgeblichen langfristigen Lieferverträge über Pipeline-Gas und Gas aus LNG-Anlagen (LNG = verflüssigtes Erdgas) dargestellt und sollten die Veränderungen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit analysiert werden. Nicht wettbewerbsrelevante Informationen, etwa Liefermengen und die Laufzeit der Verträge, wären im öffentlichen Interesse darzustellen. (TZ 23)



Österreichische Beteiligungs AG (ÖBAG)

- (11) Im Rahmen des übergreifenden Corporate-Governance-Schwerpunkts der ÖBAG wäre darauf hinzuwirken, dass die zustimmungspflichtigen Geschäfte der Beteiligungen periodisch oder je nach Marktumfeld und Unternehmenssituation auf Aktualität und Angemessenheit überprüft werden. (TZ 32)
- (12) Die ÖBAG sollte sich mit Themen der Energieversorgungssicherheit und allfälligen Risiken im Rahmen ihres Beteiligungsportfolios bzw. ihrer unternehmensübergreifenden Nachhaltigkeitsschwerpunkte strategisch auseinandersetzen. (TZ 34)
- (13) Der Fortgang von Projekten, an denen die ÖBAG leitend oder maßgeblich mitwirkt, wäre so zu dokumentieren, dass die Meinungsbildung einschließlich der wesentlichen Diskussionspunkte sowie die Erwägungen zur Entscheidungsfindung nachvollziehbar sind. (TZ 34)
- (14) Durch geeignete Maßnahmen – etwa eine Konkretisierung der internen Vergabерichtlinien –, wäre sicherzustellen, dass das Bundesvergabegesetz 2018 bei Auftragsvergaben vollständig und konsequent eingehalten wird. (TZ 35)
- (15) Das Risikomanagement wäre auszubauen; neben finanziellen Risiken wären periodisch auch jene Risiken abzubilden, welche die Erreichung gesetzlicher und strategischer Ziele der ÖBAG gefährden könnten. Dabei wäre – über die Ansätze des Risikomanagements in den Beteiligungsunternehmen hinaus – die Eigentümerschaft der ÖBAG in den Fokus zu rücken. Die Risikoberichte wären auch dem Bundesminister für Finanzen als Eigentümervertreter zuzuleiten. (TZ 36)

Bundesministerium für Finanzen;
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie

- (16) Durch verlässliche Rahmenbedingungen und Planungssicherheit wären die Anpassungen und der Ausbau der Infrastruktur für die Diversifizierung der Gasbezugsmöglichkeiten zu unterstützen. Dabei wäre auch zu prüfen, wie allfällige Unwägbarkeiten und Risiken des veränderten Marktumfelds durch budgetsichende staatliche Instrumente, wie etwa Haftungen, Garantien und Zinsenzuschüsse, abgedeckt werden können. (TZ 8)



Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie;
Energie-Control Austria

- (17) Die bestehenden nationalen und EU-rechtlichen Informations-, Auskunfts- und Einsichtsrechte der Behörden bei Erdgasunternehmen wären durchzusetzen und effektiv anzuwenden. Um die Handlungsfähigkeit der Regierung sicherzustellen, sollte in Krisensituationen mit dringendem Handlungsbedarf, wie etwa bei der Ausrufung der Frühwarnstufe, ein behördlicher Informationsaustausch bzw. eine wechselseitige Unterstützung grundsätzlich möglich sein. Die bestehenden gesetzlichen Vorgaben wären daher auf allfällige Anwendungshindernisse und Regelungsdefizite zu überprüfen. Gegebenenfalls wäre auf eine gesetzliche Regelung der Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für einen Informationsaustausch im Sinne einer Amtshilfe hinzuwirken. (TZ 9)
- (18) Die Datenerhebungen über langfristige Gaslieferverträge wären so zu organisieren, dass die Datenlage jederzeit aktuell und vollständig ist. Den Anforderungen aller geltenden Rechtsgrundlagen wäre zu entsprechen. Bei den Datenerhebungen wären allfällige Synergien zu nutzen. (TZ 21)

Bundesministerium für Finanzen;
Österreichische Beteiligungs AG

- (19) Die Kosten für Beratungsaufwendungen des Bundes im Rechnungswesen des Bundes wären transparent zu erfassen und auszuweisen. Zu diesem Zweck sollte eine gesonderte Verrechnung zwischen Bund und ÖBAG erfolgen. (TZ 28)



Erdgas – Versorgungssicherheit



Wien, im Jänner 2025
Die Präsidentin:

Dr. Margit Kraker



Anhang A

Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger

Anmerkung: im Amt befindliche Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger
in **Fettdruck**

Österreichische Beteiligungs AG

Aufsichtsrat

Vorsitz

Prof. Mag. Helmut Kern, MA

(15. Februar 2019 bis 29. Juni 2022)

Prof. Dr. Günther Ofner

(seit 29. Juni 2022)

Stellvertretung

Dr. Günther Helm

(15. Februar 2019 bis 17. November 2022)

Karl Ochsner

(seit 15. Februar 2019)

Mag.^a PhDr.ⁱⁿ Susanne Höllinger, CSE

(seit 17. November 2022)

Vorstand

Dr.ⁱⁿ Martha Oberndorfer

(8. Juni 2015 bis 7. Juni 2018)

Mag. Walter Jöstl

(8. Juni 2018 bis 28. März 2019)

MMag. Thomas Schmid

(29. März 2019 bis 8. Juni 2021)

Mag.^a Dr.ⁱⁿ Christine Catasta

(9. Juni 2021 bis 31. Jänner 2022)

Dr.ⁱⁿ Edith Hlawati

(seit 1. Februar 2022)

Erdgas – Versorgungssicherheit

Energie-Control Austria für die
Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
Aufsichtsrat

Vorsitz

Dr.ⁱⁿ Edith Hlawati (29. März 2016 bis 15. Dezember 2021)
Mag.^a Dorothea Herzele (seit 15. Dezember 2021)

Stellvertretung

Mag.^a Dorothea Herzele (29. März 2016 bis 15. Dezember 2021)
Dr.ⁱⁿ Ilse Stockinger (seit 15. Dezember 2021)

Vorstand

DI Andreas Eigenbauer (25. März 2016 bis 24. März 2021)
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M. (seit 25. März 2016)
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA (seit 25. März 2021)



Anhang B

Ressortbezeichnung und -verantwortliche

Tabelle A: Angelegenheiten des Energiewesens

Zeitraum	Bundesministerien-ge setz-Novelle	Ressortbezeichnung	Bundesminister/in
1. März 2014 bis 7. Jänner 2018	BGBI. I 11/2014	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	1. März 2014 bis 17. Mai 2017: Dr. Reinhold Mitterlehner
			17. Mai 2017 bis 18. Dezember 2017: Mag. Dr. Harald Mahrer
			18. Dezember 2017 bis 8. Jänner 2018: Dr. ⁱⁿ Margarete Schramböck
8. Jänner 2018 bis 28. Jänner 2020	BGBI. I 164/2017	Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus	8. Jänner 2018 bis 3. Juni 2019: Elisabeth Köstinger
			3. Juni 2019 bis 7. Jänner 2020: Dipl.-Ing. Maria Patek, MBA
			7. Jänner 2020 bis 29. Jänner 2020: Elisabeth Köstinger (betraut)
seit 29. Jänner 2020	BGBI. I 8/2020	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie	seit 29. Jänner 2020: Leonore Gewessler, BA

Quelle: Parlament; Zusammenstellung: RH



Tabelle B: Finanzministerium

Zeitraum	Bundesministerien-gesetz-Novelle	Ressortbezeichnung	Bundesminister/in
überprüfter Zeitraum	–	Bundesministerium für Finanzen	1. September 2014 bis 18. Dezember 2017: Dr. Johann Georg Schelling
			18. Dezember 2017 bis 3. Juni 2019: Hartwig Löger
			3. Juni 2019 bis 7. Jänner 2020: Dipl.-Kfm. Eduard Müller, MBA
			7. Jänner 2020 bis 6. Dezember 2021: Mag. Gernot Blümel, MBA
			6. Dezember 2021 bis 20. November 2024: Dr. Magnus Brunner, LL.M.
			seit 20. November 2024: DDr. Gunter Mayr

Quelle: Parlament; Zusammenstellung: RH



Erdgas – Versorgungssicherheit

Tabelle C: Wirtschaftsministerium

Zeitraum	Bundesministerien-gezetz-Novelle	Ressortbezeichnung	Bundesminister/in
1. März 2014 bis 7. Jänner 2018	BGBI. I 11/2014	Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft	1. März 2014 bis 17. Mai 2017: Dr. Reinhold Mitterlehner
			17. Mai 2017 bis 18. Dezember 2017: Mag. Dr. Harald Mahrer
			18. Dezember 2017 bis 8. Jänner 2018: Dr. ⁱⁿ Margarete Schramböck
8. Jänner 2018 bis 17. Juli 2022	BGBI. I 164/2017	Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort	8. Jänner 2018 bis 3. Juni 2019: Dr. ⁱⁿ Margarete Schramböck
			3. Juni 2019 bis 7. Jänner 2020: Mag. ^a Elisabeth Udolf-Strobl
			7. Jänner 2020 bis 11. Mai 2022: Dr. ⁱⁿ Margarete Schramböck
			11. Mai 2022 bis 18. Juli 2022: Mag. Dr. Martin Kocher (betraut)
seit 18. Juli 2022	BGBI. I 98/2022	Bundesministerium für Arbeit und Wirtschaft	seit 18. Juli 2022: Mag. Dr. Martin Kocher

Quelle: Parlament; Zusammenstellung: RH

R
—
H

