

BERICHT 2024 gem. § 28 Abs. 3 E-ControlG
Zur Versorgungssicherheit im Gasbereich
Berichtsjahr 2023

**UNSERE ENERGIE
VERTRAUT AUF
SICHERHEIT.**



Inhaltsverzeichnis

Einleitung und Hintergrund.....	4
1. Der österreichische Gasmarkt im Überblick.....	6
1.1. Gasverbrauch der Endkund:innen in Österreich	6
1.2. Gasaufbringung.....	8
1.2.1. Gasimporte nach Österreich.....	8
1.2.2. Erdgasproduktion in Österreich.....	10
1.2.3. Erzeugung von Biomethan in Österreich	11
1.3. Verhältnis von Angebot und Nachfrage.....	12
1.4. Überblick über die Gasinfrastruktur in Österreich	12
1.4.1. Gasfernleitungsnetz.....	12
1.4.2. Gasverteilernetz.....	14
1.4.3. Gasspeicheranlagen.....	14
1.5. Verfügbarkeit der Infrastruktur: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1).....	16
2. Präventionsmaßnahmen.....	18
2.1. Maßnahmen zur Reduktion des Gasverbrauchs.....	18
2.2. Pflichten der Gasversorger zu präventiven Maßnahmen.....	18
2.3. Einhaltung des Gasversorgungsstandards 2023 für die Belieferung der geschützten Kund:innen in Österreich.....	18
2.4. Recht auf Grundversorgung.....	20
2.5. Ersatzversorgung mit Energie	20
2.6. Maßnahmen zur Speicherbefüllung.....	20
2.6.1. Vorgabe von Gasspeicherzielen auf EU-Ebene	20
2.6.2. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich.....	22
2.7. Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasbeschaffung für österreichische Endkund:innen .	23
2.7.1. Wirtschaftliche Anreize zur Diversifizierung über das Gasdiversifizierungsgesetz	23
2.7.2. Monitoring der Diversifizierung: Langfristvorschau der Beschaffung für österreichische Endkund:innen	23
2.7.3. Neue Maßnahme ab 2024: Nachweis von Diversifizierungsbemühungen durch Vorlage von Versorgungssicherheitskonzepten	24
2.7.4. Unterstützung der Diversifizierung der Gasbeschaffung auf EU-Ebene: Europäische Beschaffungsplattform „Aggregate EU“	25

2.8. Maßnahmen in der Infrastruktur.....	26
2.8.1. Sicherstellung der Gasnetzqualität - Monitoring der Versorgungszuverlässigkeit der Gasnetze.....	26
2.8.2. Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur.....	27
3. Maßnahmen im Engpassfall: Energielenkung und Krisenvorsorge im Gasbereich.....	29
4. Ausblick auf die Winterperioden 2024/25 und 2025/26	31
4.1. Analysen der ENTSO-G zur Versorgungslage in der EU bei Ausfall der Ukraine Route	31
4.2. Szenarien für Österreich	32
4.2.1. Berechnungen der österreichischen Energieagentur, dem BMK und der E-Control zu probabilistischen Szenarien	33
4.2.2. Berechnungen des Markt- und Verteilergiebtsmanagers (MVGGM) zu Auswirkungen des Ausfalls der Ukraine Route.....	36
Zusammenfassung.....	41
Abbildungsverzeichnis.....	43
Tabellenverzeichnis	43
Abkürzungsverzeichnis	45
Quellenverzeichnis	46

Einleitung und Hintergrund

Die Erstellung dieses Berichts zur Versorgungssicherheit Österreichs im Gasbereich erfolgt gemäß § 28 Abs. 3 E-Control-Gesetz iVm § 27 Abs. 2 EnLG 2012 und basiert auf historischen Daten des Markt- und Verteilergebetsmanagers, der Statistik und des Monitorings der E-Control sowie auf dem nationalen Präventionsplan, den Netzausbauplänen und auf Daten der ENTSO-G¹. Ziel des Berichts ist es, einen Einblick in die Versorgungslage (Aufbringung und Verbrauch), in den Verfügungsgrad der Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) und in die Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung im Jahr 2023 und der Winterperiode 2023/24 zu gewähren. Außerdem enthält der Bericht Szenariobetrachtungen zur Versorgung Österreichs in der Winterperiode 2024/25 ohne den Transport von russischem Gas über die Ukraine.

Historisch betrachtet war Österreich ein Erdgastransitland für russisches Gas in die europäischen Nachbarstaaten. Dies resultiert daraus, dass Erdgastransportleitungen mit sehr hohen Kapazitäten aus dem Osten von Russland, über die Ukraine und über die Slowakei, in Richtung Deutschland (und weiter nach Frankreich), Italien und auch in Richtung Ungarn und Slowenien durch Österreich führen. Über diese Leitungen wurde jahrzehntelang, von verschiedenen europäischen Energieunternehmen, hauptsächlich russisches Erdgas transportiert und so zu den Absatz- bzw. Verbrauchsmärkten in Europa verbracht, wo es dann für verschiedene Zwecke (zB Heizwärme, industrielle Prozesswärme, Einsatz als Rohstoff in der chemischen Industrie oder auch zur Stromerzeugung) genutzt wurde. Das österreichische Gasnetz wurde entsprechend den Gasflüssen von Ost nach West ausgebaut und große Speicherkapazitäten sorgten für einen Ausgleich des unterschiedlichen Gasverbrauchs in den Sommer- und Wintermonaten.

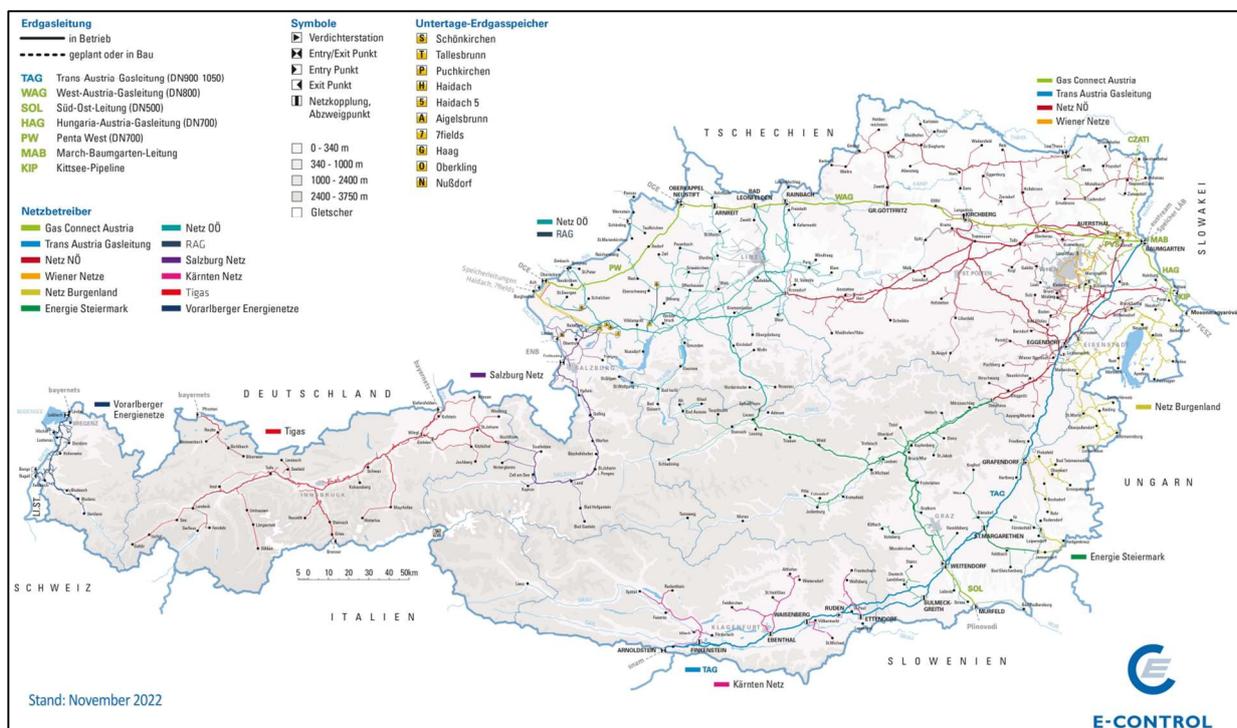


Abbildung 1: Überblick über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich, Stand November 2022

Quelle: E-Control, <https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz>

¹ Link zur Webseite: [European Network of Transmission System Operators for Gas](https://www.entsoe.eu/)

Die Gasflusssituation hat sich in den letzten beiden Jahren 2022 und 2023 drastisch geändert. Abbildung 2 zeigt, dass der Anteil der russischen Gaslieferungen in die EU am Gesamtverbrauch in der EU von 47 % im Jahr 2021 auf 13 % im Jahr 2023 gesunken ist.



Abbildung 2: Anteil von russischem Gas am Gesamtverbrauch der EU von 2001 - 2023, Juni 2024
 Quelle: IEA, Link: <https://www.iea.org/topics/russias-war-on-ukraine>

Diese Verläufe spiegeln sich auch in den Gastransporten über Österreich nach Italien, Deutschland, Ungarn und auch Slowenien wider, die seit 2022 stark gesunken sind. Österreich ist nach wie vor ein Erdgastransitland, aber in einem deutlich reduzierten Ausmaß. Diese Entwicklung wiederum hat gravierende Auswirkungen auf die Netztarifstruktur und die Kosten für die österreichischen Gasverbraucher:innen.

Spätestens seit Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine im Februar 2022 ist es nun europäischer Konsens, schnellstmöglich die Abhängigkeit Europas von russischen Energielieferungen zu reduzieren. Dazu wurden sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene diverse Maßnahmen gesetzt.

Stand: Juli 2024

1. Der österreichische Gasmarkt im Überblick

1.1. Gasverbrauch der Endkund:innen in Österreich

Der Gasverbrauch der Endkund:innen in Österreich lag 2023 bei 75,64 TWh. Im Vergleich zu 2021 – also vor Beginn des russischen Krieges gegen die Ukraine mit 96,29 TWh ist der Gasverbrauch um 21,45 % gesunken und auch deutlich geringer als 2022 (Abbildung 3).

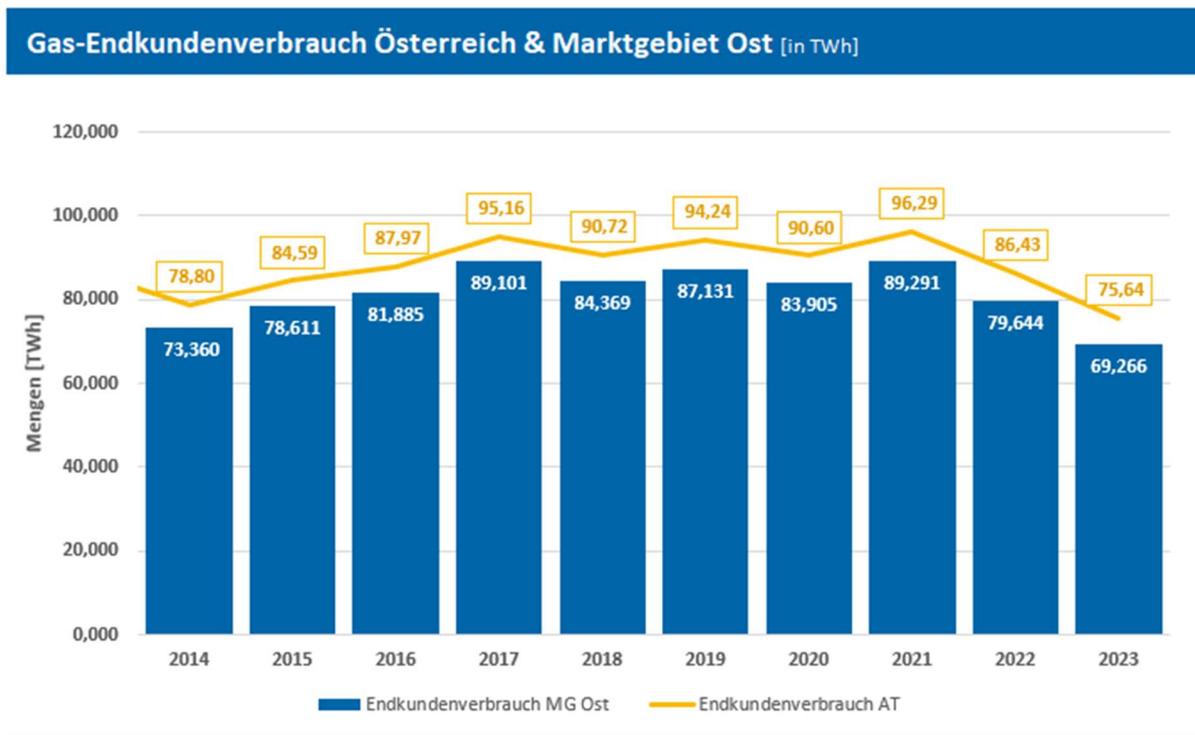


Abbildung 3: Jährlicher, österreichischer Gasverbrauch der Endkund:innen gesamt und der einzelnen Marktgebiete
Quelle: E-Control

Der beobachteten Gasverbrauchsrückgänge in den Jahren 2022 und 2023 beruhen auf verschiedenen Faktoren. Einerseits waren die Winterperioden 2022/23 und 2023/24 recht mild, andererseits haben Endkund:innen auch bereits auf alternative Energieträger umgestellt oder den Verbrauch aufgrund der relativ hohen Gaspreise und der vermeintlich unsicheren Versorgungssituation reduziert. Zudem trat im August 2022 eine EU-Notfall-Verordnung in Kraft, nach der der Erdgasverbrauch in den sechs Wintermonaten freiwillig um 15 % gegenüber dem Schnitt der vorangehenden fünf Winter reduziert werden sollte. Österreich konnte dieses Ziel mit 17 % Rückgang des Gasverbrauchs klar übererfüllen. Selbst temperaturbereinigt lagen die Einsparungen nach eigenen Berechnungen der E-Control bei 13,8 %.

Der Trend des sinkenden Gasverbrauchs in Österreich scheint sich auch 2024 - nach einer kurzen, temperaturbedingten Spitze zu Jahresbeginn - fortzusetzen (Abbildung 4).

Gas-Endkundenverbrauch Marktgebiete Österreich [in TWh]

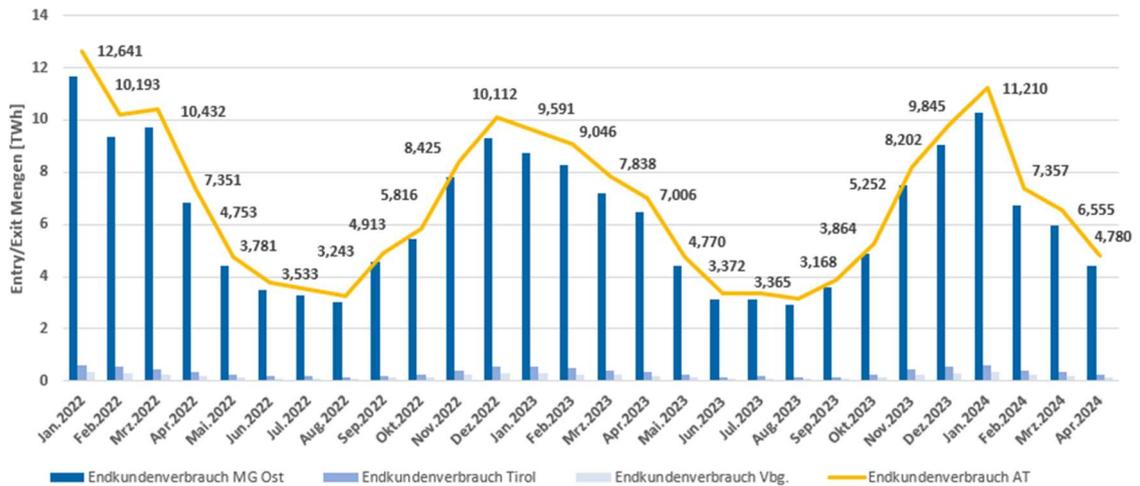


Abbildung 4: Monatlicher, österreichischer Endkundengasverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete
Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Betrachtet man den Vergleich des tatsächlichen Erdgasverbrauchs von 2021 bis 2023 mit dem temperaturbereinigten Verbrauch, so erkennt man, dass die Verbrauchssenkung nicht nur temperaturbedingt war. Bereinigt man den Jahresgasverbrauch 2023 um die Temperaturabweichung, so erhöht sich der Jahresverbrauch zwar von rund 76 auf rund 79 TWh/a, allerdings liegt der Wert noch immer deutlich unter jenem von 2022 mit rund 88 TWh.

Erdgasverbrauch in Österreich 2021 bis 2023 [in MWh pro Monat]



Abbildung 5: Monatlicher Gasverbrauch in Österreich, gemessen und temperaturbereinigt
Quelle: E-Control

Ein großer Anteil am geringeren Gasverbrauch im Jahr 2023 ist auf den gesunkenen Einsatz der Gaskraftwerke zurückzuführen. Wurde 2021 und 2022 noch 20,6 bzw. 21 TWh pro Jahr an Gas für den Betrieb der Gaskraftwerke benötigt, so sind diese Mengen im Jahr 2023 auf rund 14,5 TWh gesunken (Abbildung 6).

Gaskraftwerkseinsatz in Österreich 2021 bis 2023 [in MWh pro Monat]

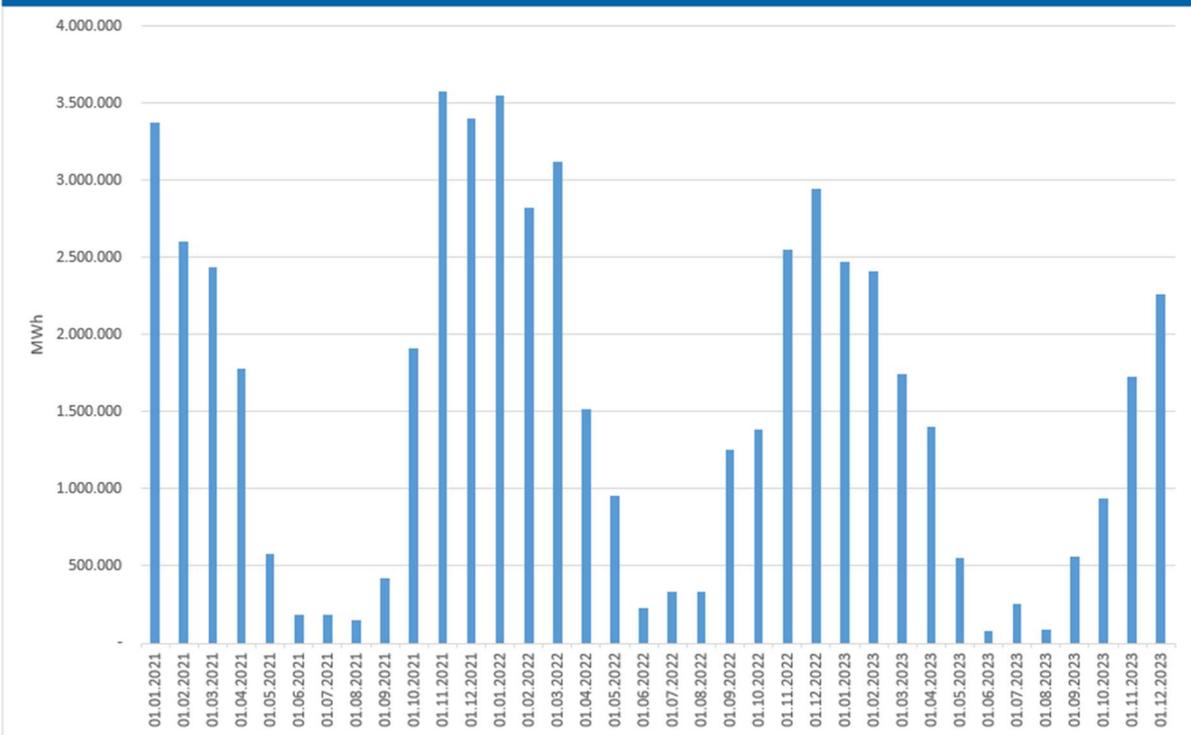


Abbildung 6: Monatlicher Einsatz der Gaskraftwerke in Österreich, Quelle: E-Control

Ob dieser Gasverbrauchsrückgang auch bei einem sinkenden Preisniveau nachhaltig ist, wird zu beobachten sein.

1.2. Gasaufbringung

Österreich ist bei der Gasaufbringung für den Endverbrauch von Importmengen aus dem Ausland angewiesen – siehe dazu auch Abschnitt 1.2.2. und 1.2.3. Ein Großteil dieser Mengen kommt nach wie vor über die Ukraine und die Slowakei aus Russland.

Wie im Folgenden beschrieben, können die inländische Gasproduktion und die Biomethanherzeugung den Erdgasbedarf Österreichs auf absehbare Zeit nicht decken, was bedeutet, dass Österreich im Hinblick auf die Gasversorgung ein Importland bleiben wird.

1.2.1. Gasimporte nach Österreich

In Abbildung 7 erkennt man die Schwankungen der Gasflüsse nach und aus Österreich („Entry und Exit“) über die letzten elf Jahre. Im Jahr 2023 sind die Gasflussmengen durch Österreich noch einmal massiv gesunken. Sowohl die Gasflüsse in Richtung Österreich aus der Slowakei als auch aus Österreich in Richtung Italien wurden drastisch reduziert. Im Jahr 2023 wurde wieder mehr Gas für den Inlandsverbrauch und die Speicherbefüllung nach Österreich importiert als exportiert, wobei der Saldo im Vergleich zu 2022 wieder stark gesunken ist (Abbildung 8).

Entry/Exit-Gasflüsse im Marktgebiet Ost [in MWh]



Abbildung 7: Übersicht der Entry- und Exit-Gasflüsse an Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost, Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Gas-Import-/Exportsaldo Österreichs [in TWh]

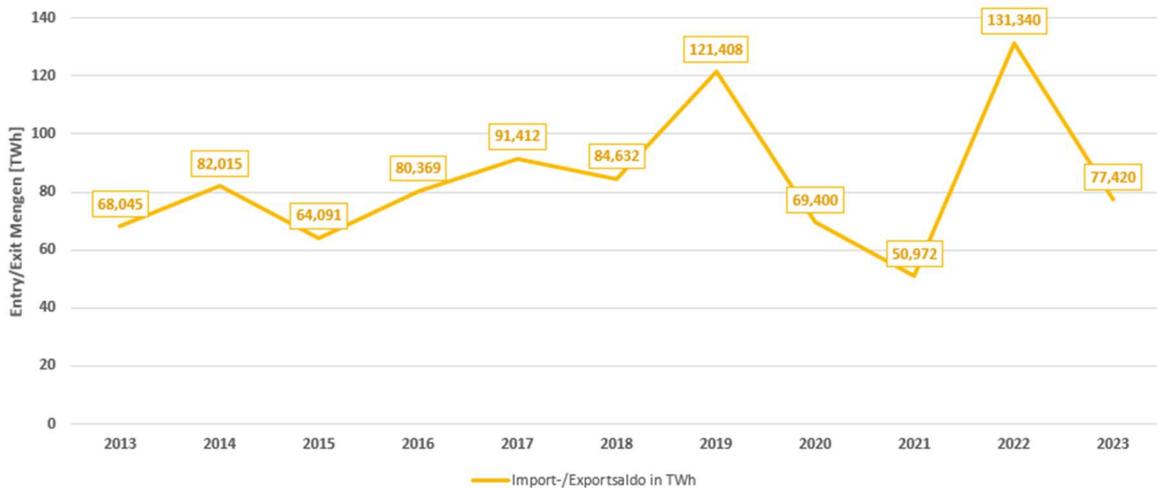


Abbildung 8: Salden der Import-/Exportmengen von Erdgas, Quelle: E-Control

Der zu 2022 vergleichsweise niedrige positive Saldo (Überschuss an Importmengen) im Jahr 2023 ergab sich u.a. aufgrund eines hohen Speicherstandes zu Beginn der Einspeicherperiode im April 2023, den generell gesunkenen Gasflüssen und aufgrund von bereits umgesetzten staatlichen und auch individuellen versorgungssicherheitsrelevanten Maßnahmen. Um das von der österreichischen Bundesregierung ausgegebene Ziel, einen Gasspeicherfüllstand von 90 % per 1. November 2023 zu erreichen, war

es notwendig, von April bis November 2023 nur etwa 23 TWh einzuspeichern (ausgehend von einem Speicherstand von 64,67 TWh per 1. April 2023) und somit um rund 50 TWh weniger als noch 2022.

Langfristige Importverträge

Ein Teil der Gasimporte erfolgt auf der Basis von langfristigen Verträgen. Die E-Control erhebt gemäß § 8 Abs. 2 Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 die Eckdaten der Erdgasbezugsverträge aus Importen mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr. In Österreich gibt es vier heimische Versorger, die mittel- und langfristige Importverträge halten. Es gibt zwei im Marktgebiet Ost und jeweils einen im Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg. In Summe betragen die damit kontrahierten Gas-mengen im Jahr 2023 zwischen 56,2 und 72,4 TWh. Tatsächlich bezogen wurden davon rund 55 TWh.

Die kontrahierten Gasmengen, welche im Jahr 2023 von ausländischen Versorgern in Österreich über-nommen werden konnten, betragen zwischen 40 und 60 TWh. Die Datenmeldungen für das Jahr 2023 zeigen allerdings, dass davon nur rund 15 TWh auch tatsächlich bezogen wurden.

Langfristige Importverträge in Österreich 2023 [sortiert nach Restlaufzeit]			
Käufer	Kontrahiert bzw. Bezogen	Restlaufzeit	Jahreswerte in TWh
Österr. Versorger	Kontrahierte Jahresmengen	bis 2 Jahre	1 bis 2 TWh
Österr. Versorger	Tatsächlich bezogene Mengen	bis 2 Jahre	rund 1 TWh
Österr. Versorger	Kontrahierte Jahresmengen	von 2 bis 5 Jahre	0,2 bis 0,4 TWh
Österr. Versorger	Tatsächlich bezogene Mengen	von 2 bis 5 Jahre	nicht gemeldet
Ausl. Versorger	Kontrahierte Jahresmengen	von 10 bis 15 Jahre	40 bis 60 TWh
Ausl. Versorger	Tatsächlich bezogene Mengen	von 10 bis 15 Jahre	rund 15 TWh
Österr. Versorger	Kontrahierte Jahresmengen	von 15 bis 20 Jahre	55 bis 70 TWh
Österr. Versorger	Tatsächlich bezogene Mengen	von 15 bis 20 Jahre	rund 54 TWh

Tabelle 1: Darstellung der kontrahierten und bezogenen Mengen aus langfristigen Importverträgen
Quelle: E-Control

1.2.2. Erdgasproduktion in Österreich

Auf österreichischem Bundesgebiet wird Erdgas derzeit von drei Unternehmen gefördert und vermark-tet – von der OMV Austria Exploration & Production GmbH, der RAG Austria AG und der ADX Energy.²

Die inländische Erdgasförderung hat in Österreich eine lange Tradition und ist im Hinblick auf die Ver-sorgungssicherheit ein zuverlässiger Bestandteil der Erdgaswirtschaft. Allerdings sind die leichter zu erschließenden Erdgaslagerstätten in Österreich bereits relativ ausgeschöpft und auch die Wirtschaft-lichkeit der inländischen Erdgasförderung war in der Vergangenheit – abhängig vom Marktpreis – nicht immer einfach darstellbar. Diese, aber auch noch andere Faktoren wie strenge Umweltschutzaufgaben und Widerstand von der Bevölkerung sowie diversen Umweltschutzorganisationen gegen

² Siehe dazu die Daten der Geologischen Bundesanstalt: https://opac.geologie.ac.at/ais312/dokumente/2024_Energierohstoff-Referat2023_online.pdf

Explorationsprojekte, haben unter anderem dazu geführt, dass die in Österreich geförderten Gasmen- gen stetig zurückgegangen sind.

Abbildung 9 veranschaulicht den Rückgang der geförderten Gasmen- gen deutlich. Seit 2017 ist die In- landsproduktion um mehr als 50 % gesunken. Der Anteil der Gasmen- gen aus Inlandsförderung am ge- samten Gasverbrauch der Endkund:innen lag im Jahr 2013 mit 14,416 TWh noch 20,32 %, im Jahr 2023 mit 5,35 TWh nur mehr bei 7,07 %.

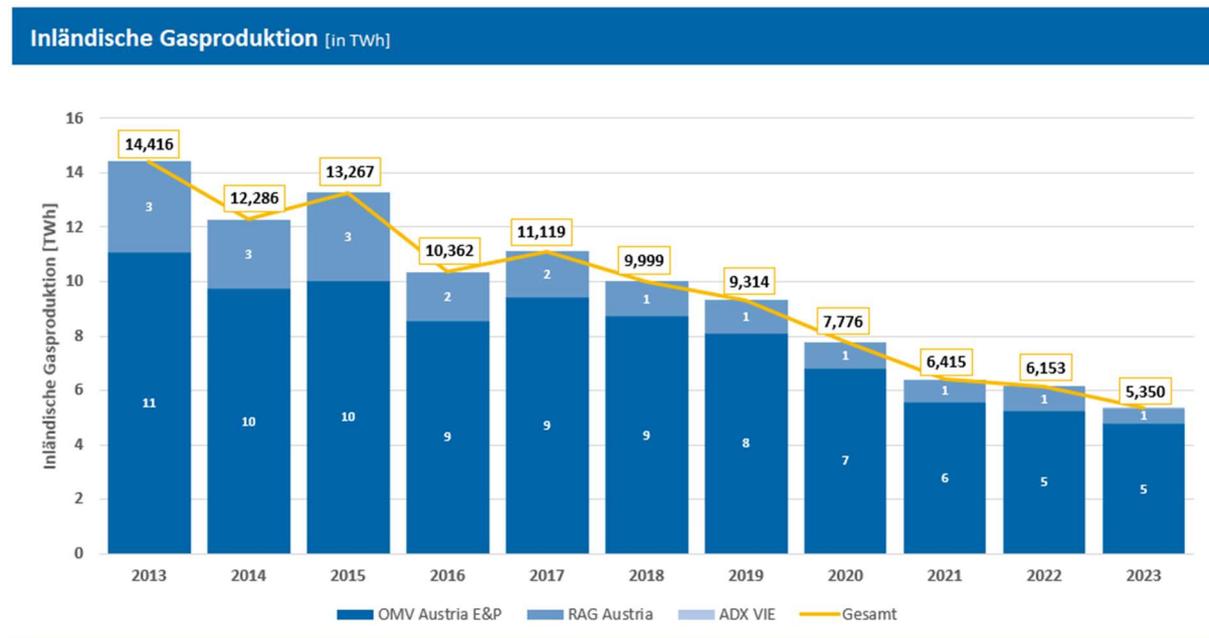


Abbildung 9: Jährliche Erdgasmen- gen aus inländischer Förderung
Quelle: AGGM, GeoSphere, Darstellung: E-Control

Die Prognose für das Jahr 2024 auf Basis der bisher in diesem Jahr geförderten Gasmen- gen im Ver- gleich zum selben Zeitraum 2023 zeigt weiter eine sinkende Tendenz bei der Inlandsgasförderung. In- wieweit neue Gasfunde³ den weiteren Rückgang der inländischen Produktion aufhalten können, ist noch nicht geklärt.

1.2.3. Erzeugung von Biomethan in Österreich

Die Produktion von Biomethan (= auf Erdgasqualität aufbereitetes und in das Gasnetz eingespeistes Biogas) ist, nach einem relativ starken Anstieg bis 2018, aktuell stabil auf niedrigerem Niveau (Tabelle 2). 2023 konnten rund 0,17 % (bzw. 134,26 GWh) des österreichischen Gasverbrauchs der Endkund:innen mit Biomethan gedeckt werden.

³ [Pressemeldung zum Gasfund der OMV](#), mit Stand 28. Juli 2023 und [Pressemeldung zum Gasfund der ADX Vie GmbH](#) mit Stand 18. März 2024.

Inlandsgasverbrauch vs. Biomethaneinspeisung in Österreich [in TWh]													
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inlandsgasverbrauch	99	95	91	84	89	93	100	96	99	95	100	88	77
Biomethaneinspeisung	0,05	0,05	0,05	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,15	0,14	0,14	0,14	0,13
Biomethananteil (in %) am Inlandsgasverbrauch	0,05	0,06	0,06	0,11	0,12	0,14	0,15	0,18	0,15	0,15	0,14	0,14	0,17

Tabelle 2: Jährliche Biomethanmengen, Quelle: E-Control

1.3. Verhältnis von Angebot und Nachfrage

Der Großteil des Erdgasverbrauchs in Österreich wird über Gasimporte gedeckt, im Wesentlichen aus Russland über langfristige Verträge. Es ist davon auszugehen, dass auch in den nächsten Jahren ein Großteil des inländischen Gasverbrauchs über Gasimporte gedeckt werden muss, da die inländische Gasproduktion rückläufig und das Angebot an erneuerbaren Gasen noch gering ist. Im Jahr 2023 konnten nur 7,25 % des Gasverbrauchs der Endkund:innen mit österreichischem Gas (Inlandsförderung und österreichisches Biomethan) gedeckt werden.

Eine Diversifizierung des Angebots wird daher in den nächsten Jahren notwendig sein, um die Gasnachfrage zu decken. Dafür ist der Ausbau der Gasinfrastruktur notwendig, um auf dem europäischen Gasmarkt andere Gasquellen für Österreich zu erschließen.

1.4. Überblick über die Gasinfrastruktur in Österreich

Das österreichische Leitungsnetz besteht gemäß § 12 Gaswirtschaftsgesetz 2011 aus drei sogenannten Marktgebieten:

- dem Marktgebiet Ost (Netzverbund der Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien)
- dem Marktgebiet Tirol und
- dem Marktgebiet Vorarlberg.

Die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg verfügen über keine Fernleitungen und auch über keine Gasspeicher. Sie werden aktuell über Deutschland mit Gas versorgt und sind somit auch abhängig von den Regelungen und Bestimmungen auf deutscher Seite.

1.4.1. Gasfernleitungsnetz

Das österreichische Fernleitungsnetz wird von derzeit zwei Fernleitungsnetzbetreibern betrieben, instandgehalten und mit Stand 2023 auch ausgebaut. In Summe beträgt die Länge des Fernleitungsnetzes rund 1.700 km (ca. 560 km der Gas Connect Austria GmbH und ca. 1.140 km der Trans Austria Gasleitung GmbH (3 parallele Leitungsstränge) (Abbildung 9). Die entlang der Leitungen installierten Verdichter haben in Summe eine Kompressorleistung von 566 MW. Der Übergabepunkt mit der größten technischen Transportkapazität Österreichs liegt an der Grenze zur Slowakei, die Gasstation Baumgarten.

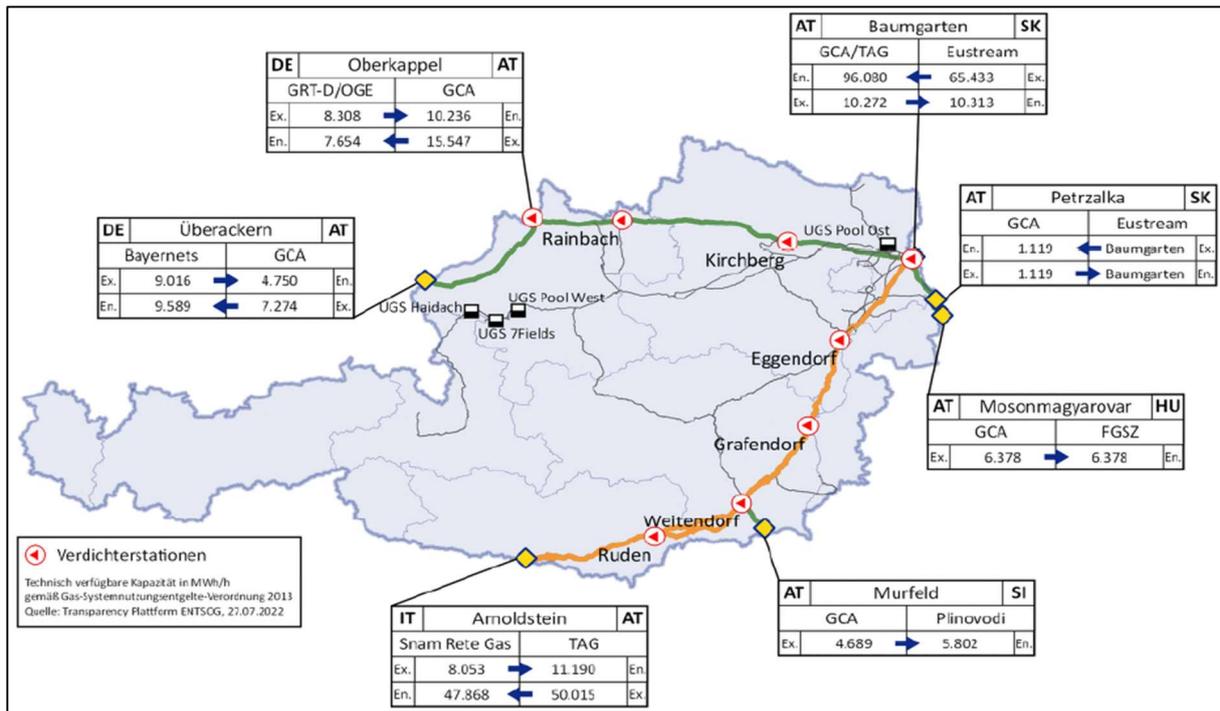


Abbildung 10: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene, Quelle: AGGM [Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022](#), S. 8

Feste Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten [im Marktgebiet Ost]				
Grenzübergabepunkt	Feste Kapazitäten			
	Entry/Exit	in kWh/h	in GWh/d	in TWh/a
Arnoldstein Entry		11.190.000	269	98
Arnoldstein Exit		50.014.969	1.200	438
Baumgarten Entry		96.080.396	2.306	842
Baumgarten Exit		10.272.000	247	90
Mosonmagyaróvár Entry	n/a	n/a	n/a	n/a
Mosonmagyaróvár Exit		6.377.931	153	56
Murfeld Entry	n/a	n/a	n/a	n/a
Murfeld Exit		4.688.610	113	41
Oberkappel Entry		10.235.706	246	90
Oberkappel Exit		15.546.725	373	136
Überackern Entry		4.750.155	114	42
Überackern Exit		7.273.500	175	64

Tabelle 3: Feste Entry- und Exitkapazitäten an den Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost
Quelle: AGGM [Datenmonitor](#)

1.4.2. Gasverteilernetz

Das österreichische Gasverteilernetz hatte 2023 eine Gesamtlänge von rund 44.000 km und wurde von insgesamt 21 Verteilernetzbetreibern betrieben, ab 2024 von 20 Verteilernetzbetreibern. 16 davon sind im Marktgebiet Ost angesiedelt, jeweils zwei in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg. Das Verteilernetz ist in drei Netzebenen untergliedert:

- Netzebene 1: Alle 21 in Anlage 1 GWG 2011 genannten Verteilerleitungsanlagen
- Netzebene 2: Verteilerleitungsanlagen mit einem Druck > 6 bar
- Netzebene 3: Verteilerleitungsanlagen mit einem Druck \leq 6 Bar

Das Verteilernetz in Österreich ist engpassfrei ausgebaut. Es können also alle Endkund:innen auch bei einem hohen Winterverbrauch gleichzeitig zu 100 % versorgt werden (siehe dazu Abschnitt 2.1. „Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1) und Infrastrukturausbau“).

1.4.3. Gasspeicheranlagen

Österreich nimmt in Bezug auf die Speicherkapazitäten im Vergleich zu anderen Ländern eine nahezu einzigartige Position in Europa ein, da das Arbeitsgasvolumen von rund 97,65 TWh (Stand Dezember 2023) mehr als dem jährlichen nationalen Gasverbrauch entspricht. Die Ausspeicherleistung beträgt in Summe 44.618 MWh/h und die Einspeicherleistung 35.514 MWh/h – wobei mit der Ausspeicherleistung der Speicheranlagen auch ein Spitzenverbrauch der Endkund:innen im Winter abgedeckt werden kann.

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich im Marktgebiet Ost, in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV Austria Exploration & Production GmbH und RAG Austria AG und werden von diesen auch technisch betrieben. Die Speicher sind ausgeförderte Gasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.

Die entflochtenen Speicherunternehmen, von denen die Speicherkapazitäten vermarktet wurden, waren bis Juli 2022 astora GmbH & Co KG, Uniper Energy Storage GmbH, GSA LLC, OMV Gas Storage GmbH und RAG Energy Storage GmbH. Mit Bescheid der E-Control vom 18. Juli 2022 wurde auf Basis der durch die Gaswirtschaftsgesetzes-Novelle BGBl. I Nr. 94/2022 neu geschaffenen Rechtslage festgestellt, dass GSA LLC seine Rechte als Speicherunternehmen zur Vermarktung der Kapazitäten des Speichers Haidach von Gesetzes wegen verloren hat. Die Kapazitäten des Speichers Haidach werden seit 1. August 2022 von der RAG Energy Storage GmbH (100 % Tochter der RAG Austria AG) sowie der astora GmbH & Co KG vermarktet.

Das technische Arbeitsgasvolumen der Gasspeicher ist von Ende 2011 bis Ende 2023 um 44,1 TWh auf 97,65 TWh erhöht worden, das ist eine Erhöhung um rund 82,5 %. Der Gasverbrauch war im selben Zeitraum schwankend, wobei der höchste Verbrauch im Jahr 2010 gemessen wurde. 2022 und 2023 ist der Gasverbrauch spürbar gesunken.

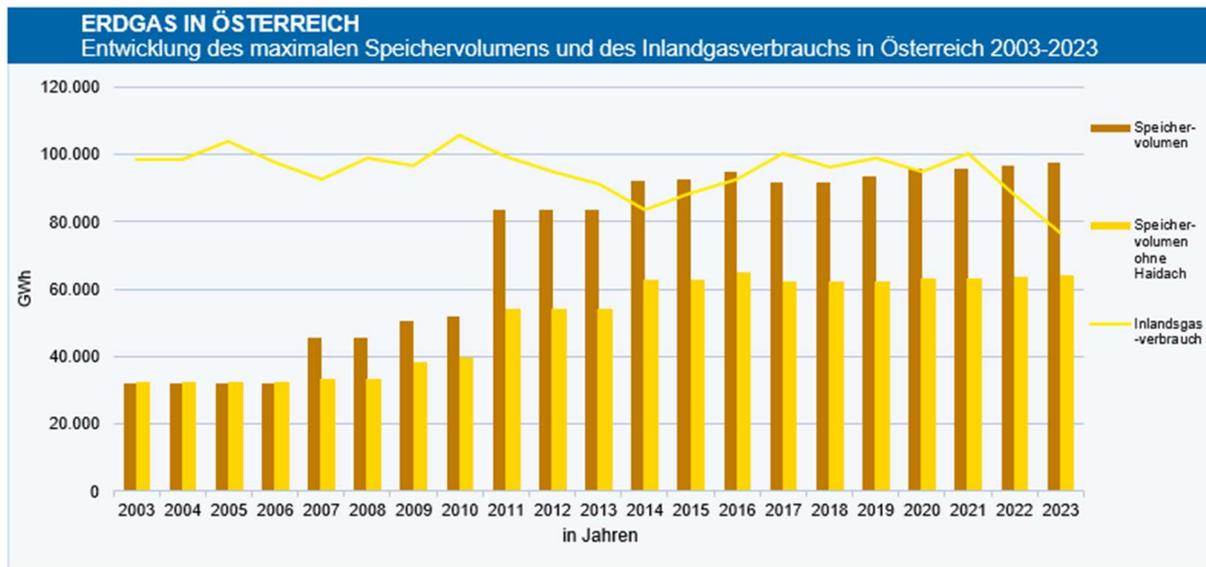


Abbildung 11: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandgasverbrauchs
Quelle E-Control

Im Jahr 2022 wurde durch eine Änderung des § 170 GWG 2011 mit Ergänzung des Abs. 27 festgelegt, dass Betreiber von Speicheranlagen, deren Speicheranlage zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 94/2022 (am 30. Juni 2022) nicht bereits gemäß § 105 Abs. 1 Z 8 GWG 2011 an das inländische Netz angebunden war, binnen sechs Monaten ab Inkrafttreten der Gesetzesänderung alle baulichen Maßnahmen für einen Netzanschluss am technisch geeigneten Anschlusspunkt auf der Netzebene 1, im technisch größtmöglichen Ausmaß zu treffen und die erforderlichen Verträge, insbesondere mit dem Netzbetreiber, binnen angemessener Frist abzuschließen haben. Dies betrifft den Speicher Haidach, denn dieser war bis Ende Dezember 2022 nur an das deutsche Gasnetz angeschlossen.

Im Dezember 2022 stellte der Speicheranlagenbetreiber RAG Austria AG einen Anschluss an das Fernleitungsnetz des österreichischen Marktgebiet Ost her. Dieser ist aber nur auf unterbrechbarer Basis buchbar.

Die gesetzliche Verpflichtung in § 170 Abs. 27 GWG 2011 bezieht sich aber auf den Anschluss an die Netzebene 1 im Verteilernetz. Diese Anbindung an das Verteilernetz (Netzebene 1) im Marktgebiet Ost mit einer zusätzlichen Kapazität von rund 6,9 GWh/h bzw. 60,4 TWh/a wurde ebenfalls vom Speicheranlagenbetreiber RAG AG umgesetzt und ist seit Ende Juni technisch verfügbar. Mit dieser Anbindung können die Speicherkund:innen des Speichers Haidach Gas über Deutschland einspeichern und das Gas zur Endkund:innenversorgung in Österreich entnehmen. Die Anbindung ist auch wesentlich für den direkten Zugang zur strategischen Speicherreserve.

Zudem ist der slowakische Speicherkomplex Láb direkt an den virtuellen Handlungspunkt in Österreich, über die March-Baumgarten-Gasleitung (MAB), angebunden – Speicherunternehmen sind hier die Nafta a.s. und die Pozogas a.s.

1.5. Verfügbarkeit der Infrastruktur: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1)

Artikel 5 der Verordnung 2017 (EU) 2017/1938⁴ enthält die Verpflichtung für die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die technische Kapazität der verbleibenden Infrastruktur in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die zur Deckung der Gesamtnachfrage nach Erdgas in dem berechneten Gebiet an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt.

Um festzustellen, ob Maßnahmen notwendig sind, wird der Infrastrukturstandard auf der Basis einer in der Verordnung festgelegten Formel (N – 1 gemäß Anhang II Nummer 4) berechnet. Wenn das Ergebnis der Berechnung < 100% ist, liegt eine Unterdeckung vor; bei gleich 100% eine Deckung, bei mehr als > 100 % eine Überdeckung. Bei einer Unterdeckung hat die zuständige Behörde im Mitgliedstaat die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, dass bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die technische Kapazität der verbleibenden Infrastruktur in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die zur Deckung der Gesamtnachfrage nach Erdgas in dem berechneten Gebiet an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt.

Der N-1 Standard wird vom MGVM berechnet und in den Infrastrukturplänen (LFiP und KNEP) veröffentlicht. Im Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der gemäß Gas-SoS-VO anzuwendenden Formel zur Berechnung des Infrastrukturstandards 172 %. Dies belegt die im Grundsatz engpassfrei ausgebaute Gasinfrastruktur in Österreich. Allerdings sei hier explizit darauf hingewiesen, dass es sich beim Infrastrukturstandard rein um die Betrachtung der technischen Kapazitäten auf täglicher Basis handelt. Es ist daher festzuhalten, dass auf der Basis von Berechnungen des Infrastrukturstandards keine valide Aussage zur Situation der Gasversorgung getroffen werden kann, da diese Kapazitäten erst genutzt werden müssen – also Gas transportiert werden muss. Zudem ist der Infrastrukturstandard eine statische Größe, die sich auf Tageskapazitäten bezieht. Versorgungssicherheitsszenarien müssen daher weitergehende Analysen umfassen (Kapitel 4).

⁴ [Verordnung \(EU\) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung \(EU\) Nr. 994/2010](#), Artikel 5

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm ³ /d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit THE und WAG Kap OK-->BM
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	17,29	Exit Italien
Freilassing & Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	180,45	Techn. Kapazität von Einspeisepunkten
Erdgas Produktion OMV	1,76	gebuchte Standardkapazität
Erdgas Produktion RAG	0,30	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,05	gebuchte Standardkapazität
Pm	2,10	Max. techn. Produktionskapazität
Speicherpool OMV	23,39	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,20	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	6,49	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	44,07	Max. techn. Ausspeisekapazität
LNGm	0	Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen
Im	140,34	Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur
Dmax	50,31	Max. tägliche Gasnachfrage Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	172%	

Abbildung 12: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1)
Quelle: AGGM [Langfristige, integrierte Planung 2022](#)

2. Präventionsmaßnahmen

Um einen Versorgungsengpass zu vermeiden, können grundsätzlich präventive Maßnahmen für die Reduzierung des Gasverbrauchs, für die ausreichende Speicherbefüllung sowie für die Möglichkeit zur Diversifizierung und den Bezug von anderen Gasquellen ergriffen werden.

2.1. Maßnahmen zur Reduktion des Gasverbrauchs

Um die Energieversorgungssicherheit der EU zu erhöhen, hat der Europäische Rat die Verordnung (EU) 2022/1369 über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage beschlossen, welche am 9. August 2022 in Kraft getreten ist.⁵ Ziel der Verordnung war es, eine freiwillige Senkung der Erdgasnachfrage um 15 % in der jeweiligen Winterperiode herbeizuführen. Sollte es zu einer Verschlechterung der Gasversorgungssituation in Europa kommen, bestand auch die Möglichkeit, dass der Rat einen „Unionsalarm“ zur Versorgungssicherheit auslöst - in diesem Fall wäre diese Gasverbrauchsreduktion verpflichtend geworden. Mit der Änderungsverordnung (EU) 2023/706 wurde das Ziel der freiwilligen Senkung der Gasnachfrage in den EU-Mitgliedstaaten um ein weiteres Jahr verlängert und die Möglichkeit für den Rat der Europäischen Union, einen EU-Alarm auszulösen, beibehalten.

Die der E-Control vorliegenden Daten ergeben, dass das europäische Reduktionsziel auch in der Winterperiode 2023/24 übertroffen wurde. Selbst im Vergleich zum Durchschnitt der Jahresgasverbräuche 2017 bis 2021 wurde 2023 um über 19 % weniger Gas verbraucht.

Die Verordnung wurde 2024 nicht verlängert und ist somit mit 31. März 2024 abgelaufen.

2.2. Pflichten der Gasversorger zu präventiven Maßnahmen

Neben den allgemeinen Verpflichtungen aus dem § 5 Abs 2 GWG 2011 iVm § 4 Abs 1 GWG 2011 müssen Gasversorger weitere Vorgaben zur Sicherung der Versorgung erfüllen.

2.3. Einhaltung des Gasversorgungsstandards 2023 für die Belieferung der geschützten Kund:innen in Österreich

Gemäß Gas-SoS-VO müssen Versorger geschützter Kund:innen⁶ Maßnahmen ergreifen, um die Gasversorgung dieser in jedem der folgenden Fälle zu gewährleisten:

- a) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- b) eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt;
- c) für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Gemäß § 24 E-ControlG ist es die Aufgabe der E-Control, die Einhaltung des § 121 Abs. 5 GWG 2011 zu überwachen. Dieser Paragraph enthält die Verpflichtung eines jeden Versorgers geschützter Kund:innen, den Versorgungsstandard gemäß Art. 6 der Gas-SoS-VO für seine geschützten Kund:innen zu

⁵ Flankierend bzw. korrespondierend wurden durch die Europäische Union mit der Verordnung 2022/1854 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise auch Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauches angeordnet, welche indirekt (bspw. über Gaskraftwerke) ebenfalls zur Reduktion der Gasnachfrage beitragen.

⁶ Gemäß § 7 Abs. 1 Z 20a sind geschützte Kunden:

- a) Haushaltskunden, die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind,
- b) grundlegende soziale Dienste, die nicht den Bereichen Bildung und öffentliche Verwaltung angehören und die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind,
- c) Fernwärmeanlagen, in dem Ausmaß, in dem sie Wärme an Haushaltskunden, grundlegende soziale Dienste oder kleine und mittlere Unternehmen liefern und keinen Wechsel auf einen anderen Brennstoff als Gas vornehmen können

gewährleisten. Diese Erhebung zur Überprüfung der Einhaltung des Versorgungsstandards wird seit 2013 von der E-Control detailliert durchgeführt.

Mit dem Beginn des Kriegs in der Ukraine im Februar 2022 wurden die Erfüllungskriterien von Seiten der E-Control verschärft. Für die Erfüllung des Fall c) waren Nachweise für eingespeicherte Gasmengen zu erbringen. Für einige Versorger, die keine direkten Speicherverträge hatten, war der erstmalige Nachweis mit einem höheren Aufwand verbunden.

Im März 2023 ist eine gesetzliche Anpassung des § 121 Abs. 5 GWG 2011 vorgenommen worden, in der eine Klarstellung für die Erbringung der Nachweise für den Fall c) erfolgt und der Kreis der geschützten Kund:innen auf Fernwärmekund:innen erweitert worden ist.

Zudem hat die Regulierungsbehörde eine Verordnungskompetenz zur Festlegung von näheren Bestimmungen zur Durchführung der Überprüfung, zu den Erhebungsmodalitäten und zur Art der erforderlichen Nachweise erhalten. Diese Verordnung wurde erstmalig ausgearbeitet, konsultiert und im Mai 2023 erlassen⁷.

Im Zuge der Erhebung ist von Versorgern geschützter Kund:innen offenzulegen, mit welchen Beschaffungs- und Speicherverträgen sie die notwendigen Mengen und Kapazitäten zur Erfüllung des Versorgungsstandards sicherstellen.

Erfüllung der Fälle a) und b) des Versorgungsstandards

Als Nachweise für die oben genannten Fälle a) und b) können folgende Verträge vorgelegt werden:

- OTC-Verträge mit einem konkreten Vertragspartner,
- Speicherverträge und
- Termingeschäfte an der Börse.

Anzumerken ist hierbei, dass im Falle von Verträgen mit Erfüllungsort im Ausland (z.B. Übergabepunkt TTF) oder bei Nutzung ausländischer Speicher auch die Transportverträge anzugeben sind, über welche die entsprechende Menge nach Österreich transportiert werden kann. Spot-Verträge können aufgrund der kurzen Lieferfrist hingegen nicht zur Erfüllung des Versorgungsstandards verwendet werden.

Erfüllung des Falles c) des Versorgungsstandards

Zur Erfüllung des Falles c) ist in der Erhebung ausschließlich ein Nachweis über entsprechende Speichervorhaltung (Speicherverträge und monatlich zu erfüllende Speicherfüllstände) zulässig und zu erbringen. Dieser Nachweis kann auch durch den jeweiligen Vorlieferanten erbracht werden.

Ergebnis der Erhebung 2023

Die Erhebung der Winterperiode 2023/24 ergab, dass die Gasversorger der geschützten Kund:innen in Österreich in Summe ausreichend vorgesorgt haben. Nur ein Unternehmen konnte die Anforderungen aus dem Gasversorgungsstandard nicht erfüllen – dies wurde entsprechend zur Anzeige gebracht. Die betroffenen Gasmengen sind aber durch andere Versorger mitabgedeckt.

Neuerung für die Erhebung 2024

Im Oktober 2023 wurde vom Nationalrat eine weitere Ergänzung zum Gasversorgungsstandard beschlossen, der neue § 121 Abs. 5a GWG 2011. Zur Erfüllung dieser neuen Verpflichtung sind Nachweise über Speicherkapazitäten, wie auch zur Erfüllung des Falles c) des Versorgungsstandards, zu erbringen. Allerdings bezieht sich hier die Mengenvorhaltungspflicht auf 45 Tage bei durchschnittlichen

⁷ Verordnung des Vorstands der E-Control über die Nachweise sowie die Überprüfung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kunden in Österreich; BGBl II Nr. 151/2023; <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbli/II/2023/151>

Winterbedingungen. Diese Vorhaltepflcht reduziert sich auf 30 Tage, wenn glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die vorgehaltenen Gasmengen nicht russischer Herkunft sind.

Diese Nachweise zur Gasherkunft müssen den Anforderungen der Energiebeschaffungsplattform gemäß Art. 9 der Verordnung (EU) 2022/2576 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas, ABl. Nr. L 335 vom 29.12.2022 S. 1, in der Fassung der Verordnung (EU) 2023/2919 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/2576 hinsichtlich der Verlängerung ihrer Geltungsdauer, ABl. Nr. L 2023/2919 vom 29.12.2023 („AggregateEU“) entsprechen und sind als eidesstattliche Erklärung für die Beschaffungsverträge der gesamten vorzuhaltenden Gasspeichermenge schriftlich und eindeutig nachvollziehbar vorzulegen, wobei die Nachweise auch durch die jeweiligen Vorlieferanten erbracht werden können. Nachweise von Beschaffungsverträgen über Börsen sind mangels Transparenz nicht möglich. Der Betrachtungszeitraum ist jeweils vom 1. Oktober bis 1. März des Folgejahres.

Die Erhebung für die kommende Heizsaison 2024/25 wird im August 2024 starten.

2.4. Recht auf Grundversorgung

Gemäß § 124 GWG 2011 haben Versorger von Haushaltkund:innen ihren allgemeinen Tarif (Basistarif) für diese Kund:innengruppe in geeigneter Weise (zB Internet) zu veröffentlichen und sind verpflichtet, zu ihren geltenden Allgemeinen Geschäftsbedingungen und zu diesem Tarif Haushalte und Kleinunternehmen, die sich ihnen gegenüber auf die Grundversorgung berufen, mit Erdgas zu beliefern (Pflicht zur Grundversorgung).

Die E-Control ist hierbei ermächtigt, mit einer Verordnung nähere Bestimmungen über die Zumutbarkeit einer Grundversorgung und über die Gestaltung der Tarife für Haushalte und Kleinunternehmen festzulegen.

2.5. Ersatzversorgung mit Energie

Wird ein für die Versorgung von Kund:innen relevantes Vertragsverhältnis gekündigt (zB zwischen Bilanzierungsstelle und Bilanzgruppenverantwortlichen oder zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und Versorger), so ist dies der Regulierungsbehörde, dem Marktgebietsmanager und den Netzbetreibern mit sofortiger Wirkung mitzuteilen.

Für jedes Netzgebiet der Verteilernetzbetreiber, in dem sich betroffene Kund:innen befinden, hat die E-Control mit Losentscheid zu bestimmen, welchem neuen Versorger diese zuzuordnen sind. Sollte ein Versorger mitteilen, dass er die betroffenen Kund:innen nicht versorgen möchte, ist der Losentscheid zu wiederholen. Nach erfolgreicher Zuweisung sind die betroffenen Kunden vom neuen Versorger über die Übernahme zu informieren.

2.6. Maßnahmen zur Speicherbefüllung

2.6.1. Vorgabe von Gasspeicherzielen auf EU-Ebene

Nach der Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung, waren die 18 Mitgliedstaaten mit unterirdischen Gasspeicheranlagen – also auch Österreich – verpflichtet, bis zum 1. November 2022 80 % ihrer Speicherkapazität zu befüllen – und wurden angehalten, das Ziel von 85 % ihrer Speicherkapazität anzustreben.

Ab 2023 liegt gemäß dieser Verordnung die Zielvorgabe bei 90 % Gasspeicherfüllstand. EU-Mitgliedstaaten ohne eigene Speichereinrichtungen auf ihrem Hoheitsgebiet müssen 15 % ihres jährlichen Gasverbrauchs in den Anlagen anderer Mitgliedstaaten speichern.

Für Staaten wie Österreich, die im Vergleich zum Inlandsverbrauch über sehr hohe Speicherkapazitäten verfügen, enthält die Verordnung eine Ausnahme, nämlich ein Füllstandsziel von 35 % des jährlichen Gasverbrauchs der letzten fünf Jahre. Österreichs politische Verantwortliche haben allerdings auch 2023 nicht auf diese Ausnahme zurückgegriffen und die Speicherbefüllung wurde über verschiedene Maßnahmen (u.a. Einführung der Strategischen Gasreserve, Anpassung der Überprüfung zum Gasversorgungsstandard, Immunisierung von Speichermengen von Endkund:innen) beanreizt.

Am 1. Oktober 2023 wurde ein Speicherfüllstand von 94,86 % bzw. 92,62 TWh verzeichnet und somit auch die nationale Zielvorgabe klar erfüllt. Für die grenzüberschreitend genutzten Gasspeicher Haidach und 7fields hat Österreich zur Aufteilung der Befüllungsverpflichtung ein Abkommen mit Deutschland abgeschlossen.⁸

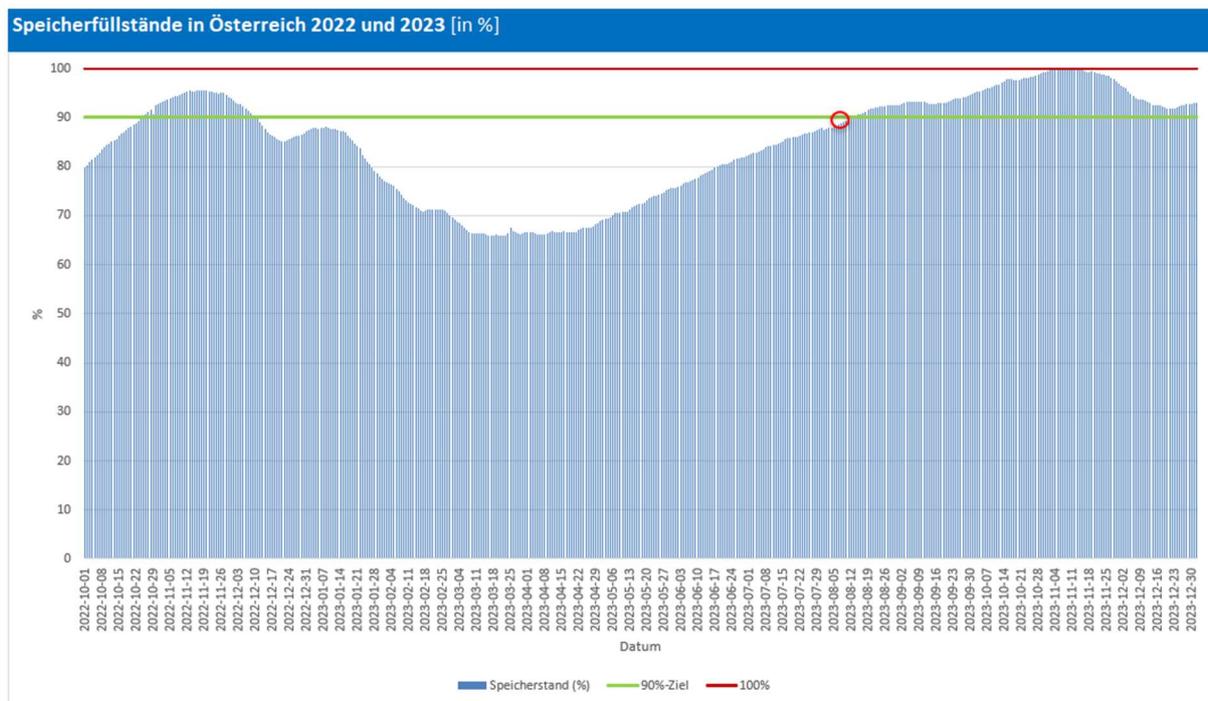


Abbildung 13: Speicherfüllstände österreichischer Speichereinrichtungen von Oktober 2022 bis Dezember 2023
Quelle: AGSI+, Darstellung: E-Control

Gasspeichereinrichtungen gelten nun auch als kritische Infrastrukturen, und alle Speichereinrichtungenbetreiber bzw. Speicherunternehmen in der EU müssen ein neues Zertifizierungsverfahren durchlaufen, um das

⁸ 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 Erdgasspeichereinrichtungen Haidach und 7Fields; BGBl. III Nr. 16/2023

Risiko der Einmischung von außerhalb der EU zu verringern. Die Zertifizierungsverfahren in Österreich laufen zurzeit noch.

2.6.2. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich

Zu Beginn des Ukrainekrieges waren die Speicher in Österreich zu 17% gefüllt, das entspricht ca. 17 TWh eingespeichertem Gas. Aufgrund der Marktsituation (steigende Gaspreise und sinkende Liefermengen aus Russland) wurden mehrere Maßnahmen zur Speicherbefüllung gesetzt. Neben der Erweiterung der Vorgaben für die Einhaltung des Versorgungsstandards (siehe Abschnitt 2.1.1) umfassen diese die Einführung einer strategischen Gasreserve für Österreich und Anreize für die Einspeicherung für Endkunden.

Einführung einer Strategischen Gasreserve

Gemäß § 18a GWG 2011 wurde der Verteilergebietsmanager mit der Beschaffung und Verwaltung einer strategischen Gasreserve beauftragt. Zu diesem Zweck wurde vom Verteilergebietsmanager (AGGM) die Tochtergesellschaft Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH (ASGM) gegründet.

Zwischen Mai und August 2022 wurden von der ASGM zwei marktbasierende, transparente, nichtdiskriminierende und öffentliche Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung der strategischen Gasreserve durchgeführt. Insgesamt konnten dabei 20 TWh Gas lukriert werden, davon 8,5 TWh aus nicht-russischen Quellen. Diese stehen für die Sicherstellung der österreichischen Gasversorgung ab 1. November 2022 zur Verfügung. Das Ziel der österreichischen Bundesregierung wurde damit vollständig erreicht. Die Gesamtkosten der beiden Ausschreibungen belaufen sich auf 3,95 Mrd. EUR. Diese Kosten wurden zur Gänze über den Staatshaushalt gedeckt.

Die Verpflichtung zur Vorhaltung dieser strategischen Reserve ist vom Nationalrat vorerst bis April 2026 verlängert worden⁹.

Möglichkeit zur Einspeicherung von „immunisierten“ Gasmengen

Gemäß § 26a Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012) wurde für Endkund:innen die Möglichkeit geschaffen, Gasmengen einzuspeichern, die bis zu einem Anteil von 50 % ihres Verbrauchs im vorangegangenen Kalenderjahr von mengenbezogenen, hoheitlichen Maßnahmen ausgenommen sind. Diese Gasmengen können nur im Falle der Notwendigkeit für die Aufrechterhaltung des technisch sicheren Netzbetriebs und für völkerrechtliche bzw. solidarische Verpflichtungen herangezogen werden, wobei auch dann nur gegen Ersatz des Kaufpreises samt Speicherkosten und Netznutzungsentgelten.

Diese Möglichkeit zur Absicherung bereits eingespeicherter Gasmengen haben auch einige größere Endkund:innen genutzt, sodass derzeit rund 5,28 TWh (Stand 28. Mai 2024) unter diese Regelung fallen.

Ergebnis der Maßnahmen

Insgesamt konnten mit diesen Maßnahmen bis zum 1. November 2023 (zu Beginn der Heizperiode) ca. 34 TWh eingespeichert werden, die im Notfall österreichischen Endkund:innen zur Verfügung gestanden hätten.

⁹ Link zu Beschlussfassung und Text: <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/A/4074>

GASSPEICHER
Eigentumsverhältnisse in den österreichischen Gasspeichern

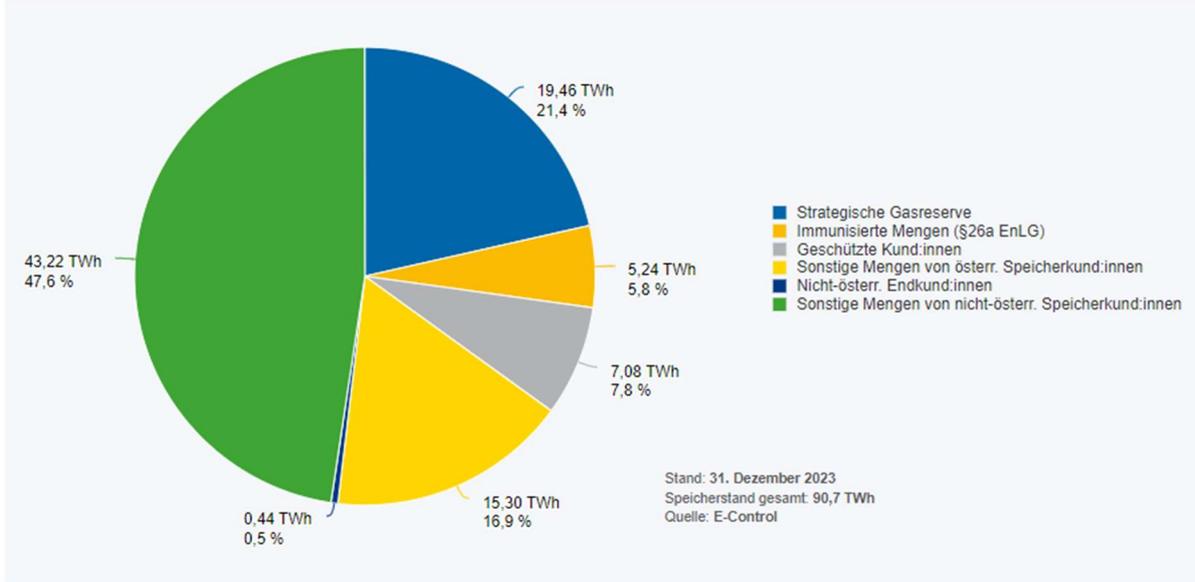


Abbildung 14: Eigentumsverhältnisse von Gasmengen in österr. Speicheranlagen mit Stand 31. Dezember 2023
Quelle: E-Control

2.7. Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasbeschaffung für österreichische Endkund:innen

2.7.1. Wirtschaftliche Anreize zur Diversifizierung über das Gasdiversifizierungsgesetz

Zur Beschleunigung der Reduktion der Abhängigkeit Österreichs von russischem Erdgas wurde das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)¹⁰ erlassen, auf dessen Basis Förderrichtlinien zur teilweisen Abgeltung von Mehrkosten für Unternehmen, die durch die Lieferung von Erdgas aus nicht-russischen Quellen entstanden sind, erarbeitet wurden. Die Herkunft des Erdgases muss dabei mittels eines den Richtlinien entsprechenden Nachweises erfolgen. Ebenso werden nur jene Erdgasmengen aus nicht-russischen Quellen unterstützt, die nachweislich bis zum 31. Dezember 2025 zum zeitgleichen Verbrauch in Österreich ausgespeichert wurden.

Ziel des GDG 2022 ist also die Erhöhung der Resilienz der österreichischen Volkswirtschaft durch Reduktion der Abhängigkeit von russischem Erdgas durch die Abfederung der Zusatzkosten der Diversifizierung zur Entlastung der Unternehmen. Diese Entlastung bzw. Abgeltung wird durch die Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH (aws) abgewickelt.

2.7.2. Monitoring der Diversifizierung: Langfristvorschau der Beschaffung für österreichische Endkund:innen

Um abschätzen zu können, inwieweit Gasversorger ihr Beschaffungsportfolio diversifiziert haben, hat die E-Control im Jänner 2024 erstmalig die Daten zur „Langfrist-Vorschau“ gemäß des neuen § 5a Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung (G-EnLD-VO) bei den Gasversorgern erhoben. Es ist eine

¹⁰ BGBl. I Nr. 95/2022 und 1. Änderung BGBl. I Nr. 107/2022

Stichtagsabfrage (per 31.1.2024) über die bereits beschafften Gasmengen für Endkund:innen für die Lieferjahre 2024, 2025 und 2026.

Im Rahmen dieser Erhebung wurde von den Gasversorgern gemeldet, dass ca. 56 % der zum Stichtag 31.1.2024 für das Lieferjahr 2024 beschafften Mengen auf der Basis von bilateralen Verträgen über den OTC („Over the Counter“)-Handel beschafft wurden und die Vertragspartner nationale und internationale Erdgashändler sind.

Die Versorger gaben zudem an, dass ca. 22 % der Gasmengen über die Börse beschafft wurden, d.h. der Vertragspartner die Börse ist. Die Lieferanten dieser Gasmengen sind dem Abnehmer daher nicht bekannt, es sind an der Börse registrierte nationale und internationale Erdgashändler.

Die gemeldeten Daten der Gasversorger zeigen, dass am Stichtag 31.1.2024 rd. 12 % der beschafften Mengen für das Lieferjahr 2024 aus direkten Verträgen mit russischen Gashändlern, 7 % aus Verträgen mit inländischen Gasproduzenten (inkl. erneuerbare Gase) und 3 % aus Verträgen mit norwegischen Produzenten stammen.

Anhand der Gasflüsse im österreichischen Gasnetz ist davon auszugehen, dass es sich auch bei einem Großteil der Handelsmengen am OTC-Markt und an der Börse zurzeit noch um Gas russischer Herkunft handelt.

Die Gasversorger haben im Rahmen der Erhebung angegeben, dass ein (geringerer) Teil der Gasmengen für die Deckung des Endkundenbedarfs erst kurzfristig während des Jahres 2024 eingekauft wird. Für die Jahre 2025 und 2026 ist der Anteil dieser „offenen“ Beschaffungsmengen größer und die Aussagekraft der Erhebungsdaten daher geringer.

Eine Aussage über die Entwicklung der Diversifizierung ist erst mit der nächsten Erhebung möglich, da der Wert für 2024 den Ausgangswert für diesen Vergleich darstellt. Zudem werden auch Anpassungen der Erhebungsmodalitäten angedacht, um das Bild nachzuschärfen.

Parallel dazu soll auf europäischer Ebene ein europaweites Herkunftsnachweissystem für Gas vorangetrieben werden.

2.7.3. Neue Maßnahme ab 2024: Nachweis von Diversifizierungsbemühungen durch Vorlage von Versorgungssicherheitskonzepten

Mit Inkrafttreten des neuen § 121a Gaswirtschaftsgesetz 2011 haben Versorger mit mehr als 20.000 Zählpunkten oder einer jährlichen Abgabemenge von mehr als 300 GWh Konzepte zur Vorbereitung des unmittelbaren Ausfalls ihrer größten einzelnen Bezugsquelle zu erstellen und diese an die Regulierungsbehörde zu übermitteln. Diese Konzepte haben

- eine detaillierte und leistungs- sowie mengenmäßige Darstellung aller getroffenen und geplanten Maßnahmen, die dafür erforderlich sind, dass bei unmittelbarem langfristigen Ausfall der größten einzelnen Bezugsquelle die übrigen Bezugsquellen dazu in der Lage sind, die Deckung der jeweiligen gegenüber österreichischen Endkund:innen eingegangenen vertraglichen Versorgungsverpflichtungen erfüllen zu können,
- eine detaillierte und mengenmäßige Darstellung aller getroffenen und geplanten Maßnahmen, die dazu dienen, den Anteil an Gasmengen mit Ursprung in Staaten, die von einer aufrechten Maßnahme im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 833/2014, ABl. Nr. L 229 vom 31.07.2014, S. 1, in der Fassung der Verordnung (EU) Nr. 2024/745, ABl. Nr. L 745 vom 23.02.2024, S. 1, betroffen sind, zu reduzieren sowie
- eine Darstellung über die Herkunft aller Gasmengen, die nicht über virtuelle Handelspunkte bezogen wurden, wobei Gasmengen unbekannter Herkunft als solche auszuweisen sind

zu enthalten. Die E-Control wird zur Erhebung und zum Inhalt der Konzepte einen Leitfaden auf ihrer Webseite veröffentlichen.

Die Pflicht zur Erstellung der Konzepte entfällt für Versorger, die nachweisen können, dass

- die Gasmengen seiner größten einzelnen Bezugsquelle ihren Ursprung in Staaten haben, die nicht von einer aufrechten Maßnahme im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 833/2014, ABl. Nr. L 229 vom 31.7.2014, S. 1, in der Fassung der Verordnung (EU) Nr. 2024/745, ABl. Nr. L 745 vom 23.02.2024, S. 1, betroffen sind,
- es sich nicht um Gasmengen unbekannter Herkunft handelt oder
- die jährliche Liefermenge seiner größten einzelnen Bezugsquelle, bezogen auf das Gasjahr, weniger als 25 % der jeweils von ihm insgesamt im vorhergehenden Gasjahr an seine österreichischen Endkund:innen gelieferten Gasmengen beträgt.

Außerdem hat die E-Control bei allen in Österreich tätigen Versorgern, sofern nachvollziehbar, das Herkunftsland von Gasmengen bei bilateralen Verträgen oder die Börse, über welche Gasmengen beschafft werden, abzufragen. Versorger sind dazu verpflichtet, die hierfür notwendigen Daten und Informationen in schriftlicher Form innerhalb von zwei Wochen nach schriftlicher Anfrage durch die Regulierungsbehörde an diese zu übermitteln.

Die Ergebnisse der Erhebung werden voraussichtlich erstmalig mit 1.10.2024 verfügbar sein.

2.7.4. Unterstützung der Diversifizierung der Gasbeschaffung auf EU-Ebene: Europäische Beschaffungsplattform „Aggregate EU“

Mit der Verordnung (EU) 2022/2576 hat die Europäische Union Ende 2022 einen Mechanismus zur Bündelung der Nachfrage und zum gemeinsamen Gas-Einkauf geschaffen. Ziel der Verordnung ist die bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, um eine ausreichende Gasversorgung für den nächsten Winter 2023/2024 sicherzustellen.

Zu diesem Zweck beauftragte die Europäische Kommission einen Dienstleister (Prisma European Capacity Platform GmbH) mit der Einrichtung des erforderlichen Mechanismus, genannt „AggregateEU“. Der Mechanismus zielt darauf ab, die Gasnachfrage von Unternehmen mit Sitz in der EU oder in Ländern der Energiegemeinschaft zu aggregieren und sie mit den wettbewerbsfähigsten Lieferangeboten rechtzeitig für die nächste Speicherfüllsaison abzugleichen.

Die EU-Mitgliedstaaten sind verpflichtet, die Nachfrage nach Gasmengen, die 15 % ihrer jeweiligen Verpflichtungen zur Speicherbefüllung entsprechen, über die gemeinsame Energiebeschaffungsplattform zu bündeln.

Im Mai 2023 fand die erste Ausschreibungsrunde über „AggregateEU“ statt. Insgesamt haben dabei 77 europäische Unternehmen einen Bedarf iHv 11,6 Mrd. Kubikmeter Erdgas angemeldet. Daraufhin haben 25 Lieferanten Gasmengen iHv 13,4 Mrd. Kubikmeter Erdgas angeboten. Letztendlich konnten Gasmengen iHv 10,9 Mrd. Kubikmeter erfolgreich zusammengebracht werden, wobei der Abschluss der Verträge zwischen Käufer:in und Lieferant:in dann außerhalb der Plattform erfolgt.

2.8. Maßnahmen in der Infrastruktur

2.8.1. Sicherstellung der Gasnetzqualität - Monitoring der Versorgungszuverlässigkeit der Gasnetze

Die Zuverlässigkeit der Gasnetze zur Versorgung der Endverbraucher:innen wird im Verteilernetz u.a. durch zwei aussagekräftige Indizes ermittelt, die die E-Control anhand einer jährlichen Erhebung bei den Verteilernetzbetreibern berechnet.

Die Kennzahl für die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz, auch SAIDI genannt, lag basierend auf den von Netzbetreiberseite übermittelten Daten im Jahr 2023 bei 1,44 Minuten. Dies entspricht einer Erhöhung gegenüber dem Jahr 2022 von rund 21 %. Hierzu gilt anzumerken, dass die durchschnittliche Dauer ungeplanter Ausfälle im Gas weit geringer ist als im Strom. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass unterirdisch verbaute Gasleitungen weniger von externen Umwelteinflüssen betroffen sind als Freileitungen im Strom.

Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt pro Jahr mit Ursache im Gas-Verteilernetz, oder auch SAIFI genannt, lag bei 0,0034 und war somit gleich wie in den Jahren 2020 und 2021.

Aus den Berechnungen der E-Control geht zudem hervor, dass die ungeplante Unterbrechungsdauer in den Wintermonaten deutlich geringer ausfällt als während der Sommerzeit. Dies dürfte vorrangig auf eine höhere Gas-Abhängigkeit der Netzbenutzer in den Wintermonaten zurückzuführen sein, was eine raschere Behebung von Versorgungsunterbrechungen notwendig macht.

In nachfolgender Tabelle werden die zuvor beschriebenen Kennzahlen nochmals zusammenfassend dargestellt.

Kennzahlen	2022	2023
SAIDI - durchschnittliche Unterbrechungsdauer je versorgtem Zählerpunkt [min/a]		
SAIDI ungeplante Unterbrechungen	1,19	1,44
SAIDI ungeplant - Sommer (April bis September)	0,72	0,94
SAIDI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	0,47	0,50
SAIDI geplante Unterbrechungen	23,42	17,89
SAIFI - durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit je versorgtem Zählerpunkt [1/a]		
SAIFI ungeplante Unterbrechungen	0,0031	0,0034
SAIFI ungeplant Sommer (April bis September)	0,0018	0,0018
SAIFI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	0,0013	0,0016
SAIFI geplante Unterbrechungen	0,0119	0,0136
CAIDI - durchschnittliche Unterbrechungsdauer je betroffenem Netzbenutzer [min]		
CAIDI ungeplante Unterbrechungen	381	424
CAIDI ungeplant Sommer (April bis September)	396	507
CAIDI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	360	324
CAIDI geplante Unterbrechungen	1.966	1.316

Tabelle 4: Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit bei Gas in Österreich, 2022 und 2023, Quelle: E-Control

2.8.2. Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur

Der N-1 Infrastrukturstandard zeigt, dass das österreichische Gasnetz, sowohl auf der Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene, bezogen auf die Leistung gut ausgebaut ist. Die geänderten Gasflüsse (weniger Gasmengen aus dem Osten, mehr Gasmengen aus dem Westen und Süden) erfordern aber Anpassungen in der Gasinfrastruktur, um die russischen Gasmengen langfristig zu ersetzen.

Daraus resultiert unter anderem das Projekt „GCA 2022/01 WAG-Loop“ im „Koordinierten Netzentwicklungsplan¹¹“ des Marktgebietsmanagers. Dieses Projekt der GAS CONNECT AUSTRIA GmbH ermöglicht zusätzliche Importkapazitäten von bis zu 3,2 GWh/h bzw. rund 28 TWh/a an den Grenzübergabepunkten (Oberkappel und Überackern) zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem deutschen Marktgebiet THE¹². Das Projekt wurde im Mai 2023 im KNEP genehmigt und befindet sich in der Umsetzung. Es soll im Jahr 2027 in Betrieb gehen. Um dies sicherzustellen hat die E-Control ein monatliches Monitoring eingeführt, in dem die GCA den Fortschritt des Projektes und mögliche

¹¹ Gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager mindestens alle zwei Jahre einen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) entsprechend den Zielen des § 63 Abs. 4 GWG 2011 zu erstellen.

¹² THE steht für Trading Hub Europe, dem Österreich vorgelagerten Marktgebiet in Deutschland.

Verzögerungen darstellt. Um die Finanzierung zu ermöglichen, wurde im Juni 2024 ein Gesetz¹³ erlassen, das vorsieht, dass der österreichische Staat 70 Mio. Euro zur Verfügung stellt.

Zudem gibt es auch in der sogenannten „Langfristigen und integrierten Planung“¹⁴ des Verteilergietsmanagers Projekte, die maßgeblich zur Versorgungssicherheit beitragen können. Wie in Kapitel 1.3.3. Speicheranlagen bereits erwähnt, ist hier der Anschluss des Speichers Haidach auf Netzebene 1 im Verteilernetz, mit einer geplanten Einspeisekapazität ins Netz (also eine Ausspeicherung) in Höhe von 600.000 Nm³/h bzw. 6,9 GWh/h¹⁵ im Jahr 2024 hervorzuheben. Die Befüllung des Speichers Haidach soll auch zukünftig über Deutschland erfolgen.

Weitere Projekte, die die Versorgungssicherheit Österreichs mit Gas und die Möglichkeiten tendenziell erhöhen, sind zum Beispiel der Ausbau der Gasflusskapazitäten von Italien in Richtung Norden (Projekt „TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf“ im KNEP), aber auch die Beseitigung eines Engpasses in der Schieberstation Frankenmarkt durch die Netz Oberösterreich GmbH. Damit wird die mögliche Einspeiseleistung über die Station Zagling, an der der Speicher 7Fields angebunden ist, von 300.000 auf 600.000 Nm³/h verdoppelt (Projekt „2022/20 Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt“).

Eine erste Kapazitätserhöhung aus Italien in Richtung Österreich wird es auch bereits ab Oktober 2024 geben. Der italienische Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas S.p.a. ertüchtigt sein Netz und erhöht somit die technisch verfügbaren Kapazitäten in Arnoldstein um ca. 30 % auf das aktuell maximale Importpotenzial auf österreichischer Seite. Die zusätzlichen Kapazitäten (in etwa 23 TWh/a) wurden in der Jahresauktion am 1. Juli 2024 bereits angeboten, aber nicht als Jahresverträge gebucht. Kurzfristig können diese Kapazitäten aber weiterhin gebucht werden.

¹³ Bundesgesetz, mit dem der Bundesminister für Finanzen zur Bereitstellung von Bundesmitteln für die Errichtung des Infrastrukturprojektes WAG Teil-Loop ermächtigt. [Link](#).

¹⁴ Gemäß § 18 Abs. 1 GWG 2011 hat der Verteilergietsmanager mindestens alle zwei Jahre eine langfristige und integrierte Planung (LFIP) entsprechend den Zielen des § 4 GWG 2011 zu erstellen.

¹⁵ Umrechnung auf Basis eines Brennwertes von 11,5 kWh/Nm³.

3. Maßnahmen im Engpassfall: Energielenkung und Krisenvorsorge im Gasbereich

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

In Krisenfällen werden von der E-Control, in Zusammenarbeit mit dem BMK und in Abstimmung mit dem Markt- und Verteilergebietsmanager, alle erforderlichen Maßnahmen gesetzt, um die Versorgung Österreichs Endkund:innen bestmöglich zu gewährleisten. Die potenziellen Maßnahmen für die Erhöhung Gasangebots und der Senkung des Gasverbrauchs sind in Abbildung 15 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

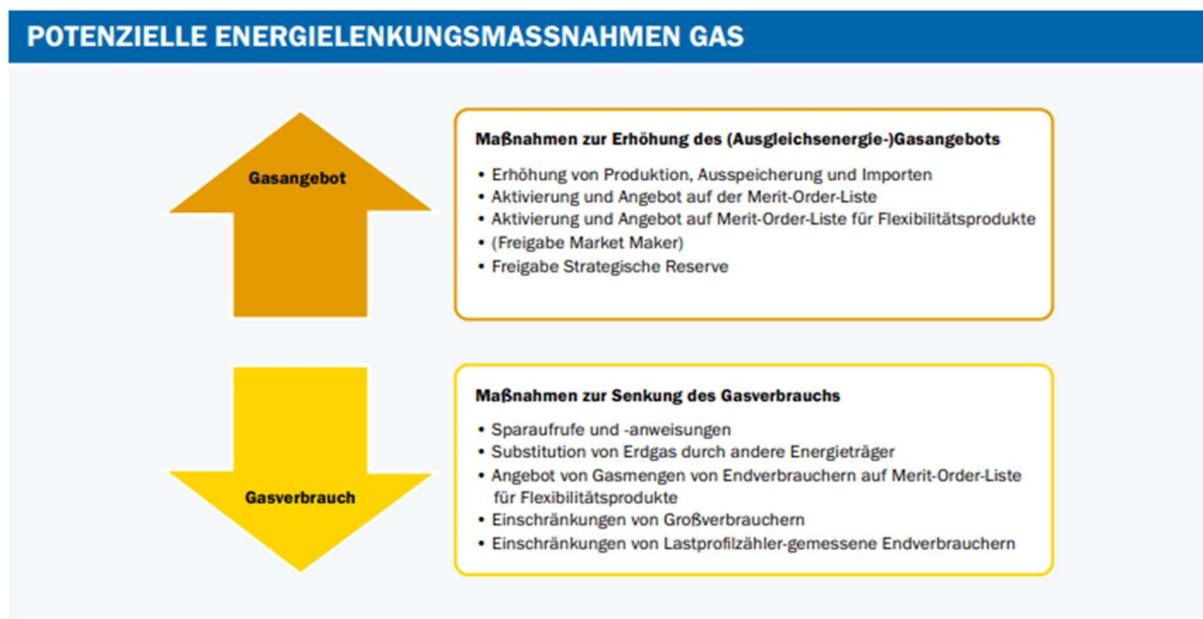


Abbildung 15: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall, Quelle: E-Control

Als Maßnahme im Falle einer Gasengpasssituation soll u.a. die Nutzung verbrauchsseitiger Lastreduktions-Potenziale für eine marktbasierter Verbesserung der Versorgungssituation dienen. Über die Flexible Merit Order List (FlexMOL) können Endkund:innen mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 10 MWh/h verfügbare Gasmengen (freiwillige Verbrauchsreduktion oder Verbrauchseinschränkung) in Form von physikalischer Ausgleichsenergie für die Versorgungssicherheit des Marktgebiets zur Verfügung stellen. Dadurch sollen weitergehende (hoheitliche) Energielenkungsmaßnahmen (zB angeordnete Verbrauchsreduktionen) vermieden werden. Die wesentlichen Schritte zur Nutzung der FlexMOL sind in einem Leitfaden¹⁶ der E-Control dargestellt.

¹⁶ Leitfaden zur FlexMOL: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden_FlexMOL_Final.pdf/814c6279-c4a6-f3ed-ff32-2f93db5e6253?t=1671701653959

Sollten marktkonforme Maßnahmen nicht ausreichen, um die Versorgung aller Kund:innen zu gewährleisten, sind hoheitliche Eingriffe in den Bereichen Aufbringung und Verbrauch vorzubereiten bzw. zu koordinieren.

Um die Entscheidung über mögliche Einschränkungen möglichst sachgerecht zu treffen, ist eine solide Prognose und Datenbasis notwendig. Die Regulierungsbehörde hat daher ein Tool entwickelt, um die Aufbringung und den Verbrauch von Gas in Österreich und mithin die Speicherreichweite in definierten Szenarien und in einem bestimmten Betrachtungszeitraum abzubilden: den sogenannten „Maßnahmenrechner“.¹⁷ Sein primärer Zweck ist es, eine Abschätzung der Notwendigkeit und der Wirkung von Einschränkungen des Gasverbrauchs durchzuführen und somit zwei zentrale Fragen zu beantworten: „Sind (hoheitliche) verbrauchseinschränkende Maßnahmen notwendig?“ und wenn ja „Welche und in welcher Reihenfolge?“

Um Großabnehmer:innen bestmöglich auf eine Situation mit Einschränkungen vorzubereiten, hat die Regulierungsbehörde einen weiteren Leitfaden entwickelt und veröffentlicht¹⁸, in dem die wichtigsten Schritte im Falle von Einschränkungen des Gasverbrauchs in einem Energielenkungsszenario dargestellt und beschrieben wurden.

Diese Leitfäden und der Maßnahmenrechner zur Abschätzung der Wirkung der Maßnahmen wurden im November 2022 im Rahmen einer Veranstaltung der Regulierungsbehörde ausführlich und transparent den Marktteilnehmer:innen erläutert.¹⁹

Zudem wurden umfangreiche Informationstätigkeiten und Öffentlichkeitsarbeit von Seiten der Regulierungsbehörde durchgeführt. Es wurde auch eine eigene Hotline eingerichtet, über die größere Gasverbraucher:innen Informationen erhalten.

Zur Sicherstellung einer gesicherten Datenbasis für die Vorbereitung und Durchführung von Lenkungsmaßnahmen zur Krisenvorsorge ist die E-Control gemäß § 27 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012 ermächtigt, mittels Verordnung die Meldung von Daten in periodischen Abständen anzuordnen – die sogenannte Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017. Diese Verordnung wurde und wird laufend überarbeitet bzw. novelliert, um die Informationsgranularität zu verbessern, womit genauere Prognosen und zielgerichtete Maßnahmen ermittelt werden können.

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

¹⁷ Ausführliche Darstellung: <https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november>

¹⁸ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden_EnL_Gas_Energielenkung_FINAL_02_clean.pdf/e97ad209-2090-b6c9-2dc5-6ad282b50f33?t=1681726843073

¹⁹ Infoveranstaltung: <https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november>

4. Ausblick auf die Winterperioden 2024/25 und 2025/26

Am 31. Dezember 2024 endet der Transitvertrag zwischen Naftogaz und Gazprom Export und wird in dieser Form voraussichtlich nicht verlängert werden²⁰. Dies bedeutet, dass nicht sicher ist, ob über die Ukraine Route weiterhin Gas transportiert werden kann.

Da ein Großteil der Importe nach Österreich über die Route transportiert wird, ist es wesentlich, sich auf eine Situation ohne diesen Gasfluss und weitere Entwicklungen einzustellen. Um die Auswirkungen eines möglichen Lieferstopps zu analysieren, wurden daher sowohl auf europäischer Ebene im Rahmen der Gaskoordinierungsgruppe²¹, als auch auf nationaler Ebene Analysen durchgeführt.

Zudem werden weiterhin Lösungen für die Beibehaltung der Gastransporte über die Ukraine Route diskutiert.

4.1. Analysen der ENTSO-G zur Versorgungslage in der EU bei Ausfall der Ukraine Route

Die Vereinigung der Europäischen Transportinfrastrukturbetreiber, ENTSO-G, veröffentlicht in ihren regelmäßigen „Outlooks“ Analysen zur Resilienz des europäischen Transportnetzes.

In ihrem im April 2024 veröffentlichten Summer Supply Outlook 2024 wurde auch eine Analyse für den kommenden Winter 2024/25 erstellt. Diese zeigt im Referenzszenario, ausgehend von einem Speicherstand in der EU von 90 % am 1. Oktober 2024, dass für den Fall der kompletten Einstellung der russischen Gaslieferungen im Winter 2024/25 und normaler Verfügbarkeit von LNG-Mengen, keine Verbrauchseinschränkungen erforderlich sind und am Ende der Ausspeicherperiode am 31. März 2025 europaweit noch ein Speicherstand von 59 % erreicht wird.²²

²⁰ Pressemeldungen dazu u.a.: [Reuters](#), [Montel](#), [EnergyNewsMagazine](#), [Center for Eastern Studies](#).

²¹ Gaskoordinierungsgruppe oder „Gas Coordination Group (GCG)“ gem. Verordnung (EU) 994/2010 bzw. Verordnung (EU) 2017/1938: Diese soll als Berater der Europäischen Kommission fungieren, um die Koordinierung von Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Gasbereichs im Falle eines unionsweiten oder regionalen Notfalls zu erleichtern.

²² ENTSG Summer Supply Outlook 2024 with Winter 2024/25 Overview; <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2024-04/ENTSG%20Summer%20Supply%20Outlook%202024%20-%20with%20winter%202024-25%20Overview.pdf>

Winter Overview Demand	Russian supply	Storage Target	LNG Scenario	Demand curtailment	Final UGS filling level *
Reference	Minimised	Same as initial (59%)	Ref	No	59%
		Same as initial (59%)	Low	No	29%
	Disrupted	Same as initial (59%)	Ref	No	59%
		Same as initial (59%)	Low	No	11%
5YA-15%	Minimised	Same as initial (59%)	Ref	No	59%
		Same as initial (59%)	Low	No	55%
	Disrupted	Same as initial (59%)	Ref	No	59%
		Same as initial (59%)	Low	No	37%
5YA	Minimised	Same as initial (59%)	Ref	No	49%
		Same as initial (59%)	Low	4-5%	11%
	Disrupted	Same as initial (59%)	Ref	No	41%
		Same as initial (59%)	Low	9-10%	11%

* Storage filling level on 2025 March 31

Tabelle 5: Darstellung der Ergebnisse der ENTSO-G Modellrechnungen für die Winterperiode 2024/25

Selbst im ENTSO-G-Szenario des hohen Gasverbrauchs, ohne russische Gaslieferungen über Gasleitungen oder LNG und generell wenig verfügbare LNG-Mengen, sind die europaweit erforderlichen Verbrauchseinschränkungen zwischen 9 und 10 % durch bereits verfügbare Maßnahmen zur Senkung des Gasverbrauchs zu beherrschen.

4.2. Szenarien für Österreich

Die E-Control hat gemäß Energielenkungsgesetz die Aufgabe, zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen gemäß Abs. 1 ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Erdgasbereich durchzuführen, das auch die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot; die in der Planung und im Bau befindlichen zusätzlichen Kapazitäten, Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sowie die Verfügbarkeit von Erdgasquellen (Produktion, Speicher, Import) und Netzen umfasst.

Die Lieferung von russischem Gas über die Transportroute von Russland über die Ukraine und über die Slowakei bis nach Österreich ist nach wie vor aufrecht. Die Gasflüsse sind zwar im Juni 2022 stark gesunken, allerdings seitdem mit Schwankungen stabil und gegen Ende 2023 sogar leicht gestiegen.

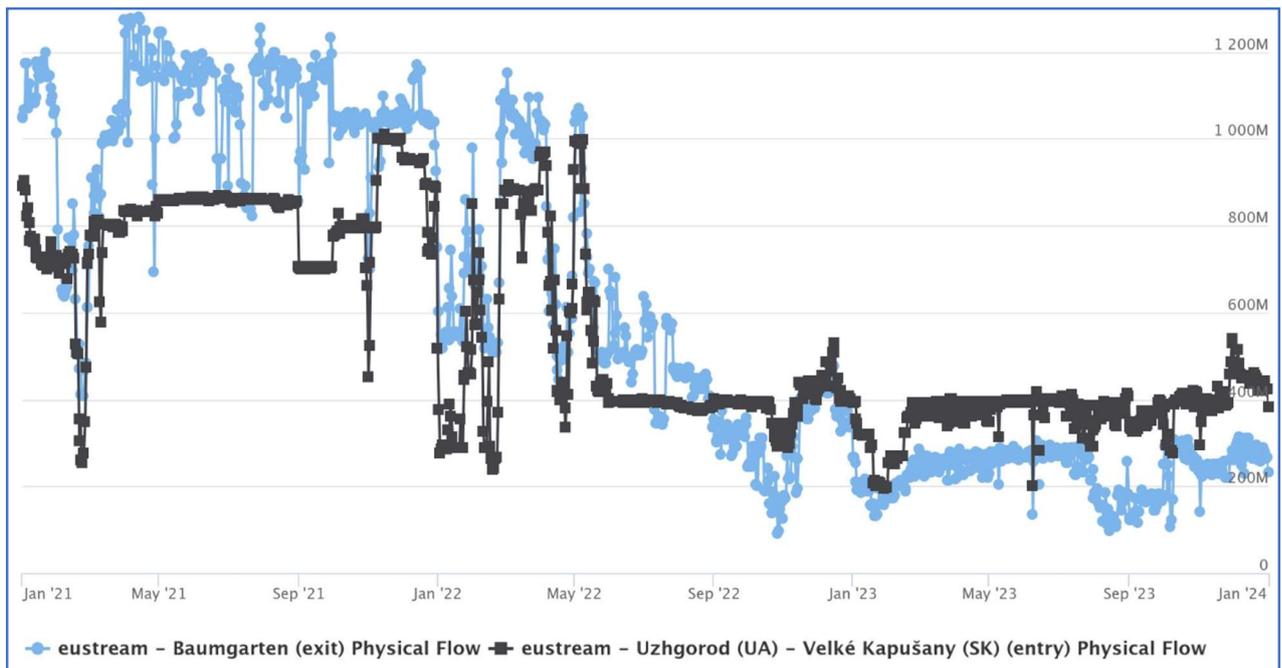


Abbildung 16: Gasflüsse in kWh/d an der Grenze UA/SK und SK/AT von 2021 bis 2023, Quelle: ENTSOG

Neben den Analysen auf europäischer Ebene, wie zB von ENTSO-G und dem Joint Research Center der Europäischen Kommission, werden auch auf nationaler Ebene von unterschiedlichen Entitäten verschiedenste Szenarien gerechnet und Prognosen für die Entwicklung der Gasflüsse, des Gasverbrauchs, der Speicherstände und letztendlich auch zur Verbrauchsdeckung erstellt.

Die E-Control hat unter Einbezug objektiver Quellen bestmöglich realistische, probabilistische Szenarien für die Winterperioden 2024/25 und 2025/26 berechnet. Die Basis dafür sind historische Daten, allerdings mit einer höheren Gewichtung der jüngeren Vergangenheit, da von einer nachhaltigen Änderung der Gasflüsse und -verbräuche auszugehen ist. Außerdem berücksichtigen die Szenarien der E-Control diverse Informationen aus den Abstimmungen der Mitgliedstaaten auf europäischer Ebene.

4.2.1. Berechnungen der österreichischen Energieagentur, dem BMK und der E-Control zu probabilistischen Szenarien

Die E-Control rechnet auf Basis des sogenannten Maßnahmenrechners²³ regelmäßig verschiedene Gasverbrauchsszenarien. Anhand dieser Daten lässt sich für das Jahr 2024 ein Jahresgasverbrauch zwischen 71 TWh/a und 83 TWh/a ableiten. Mithilfe dieses Maßnahmenrechners wurden von der E-Control in Abstimmung mit dem BMK und der Österreichischen Energieagentur verschiedene Szenarien entwickelt und gerechnet. Dabei wurde ein Normalszenario, ein Szenario mit hohem Verbrauch und ein Szenario mit sehr hohem Verbrauch und hohen Exporten betrachtet, um bestmöglich die Bandbreite der Entwicklungen analysieren zu können.

Normalszenario

Bei einem angenommenen Gasverbrauch von 80 TWh/a (Normalszenario), einer Nutzung der bestehenden Importkapazitäten²⁴ zu 75 %, fortgeschriebenen Exporten nach Ungarn, Slowenien und in die Slowakei (gesamt rund 35 TWh/a) sowie keinem Gastransit durch die Ukraine ab Jänner 2025, ist die

²³ Ein von E-Control entwickeltes Berechnungstool für verschiedenste Szenarien im Energiebereich.

²⁴ Nur Betrachtung bestehender Kapazitäten – also zB ohne Inlandsanschluss Haidach und Kapazitätserhöhung Entry Arnoldstein 2024.

Situation für die Winterperioden 2024/25 und 2025/26 durchaus positiv. Wie in Abbildung 19 ersichtlich, ist bei diesen Annahmen auch ohne Verbrauchsbeschränkungsmaßnahmen von einem Speicherstand zum Ende der jeweiligen Heizsaison von 60 bzw. 36 % auszugehen.

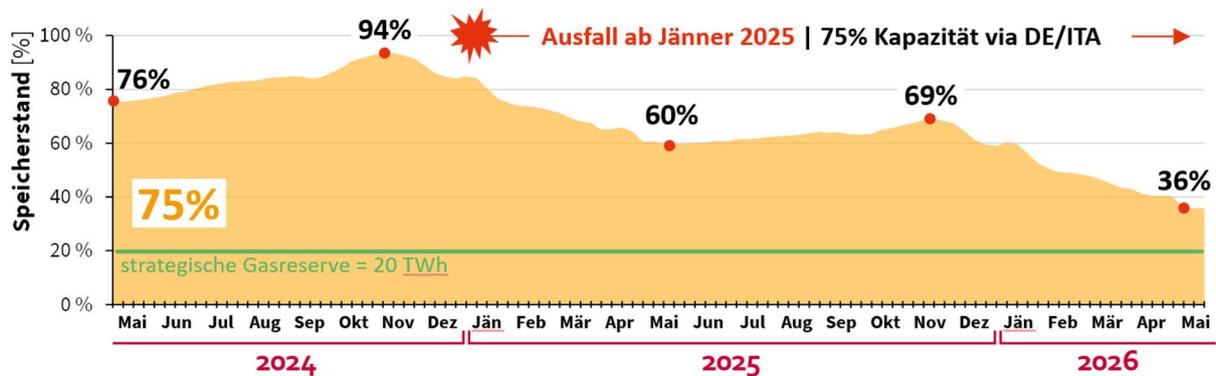


Abbildung 17: Szenario Normalverbrauch auf Basis des Maßnahmenrechners der E-Control
Daten: E-Control, Darstellung: Österreichische Energieagentur, BMK

Szenario hoher Verbrauch

Bei einem angenommenen hohen Gasverbrauch von 85 TWh/a für zwei kalte Winterperioden in Folge, einer Nutzung der bestehenden Importkapazitäten zu 75 %, fortgeschriebenen Exporten nach Ungarn, Slowenien und in die Slowakei sowie keinem Gastransit durch die Ukraine ab Jänner 2025, reduziert sich der Speicherstand zum Ende der Heizsaison 2024/25 auf 55 und 2025/26 auf 26 % (Abbildung 20).

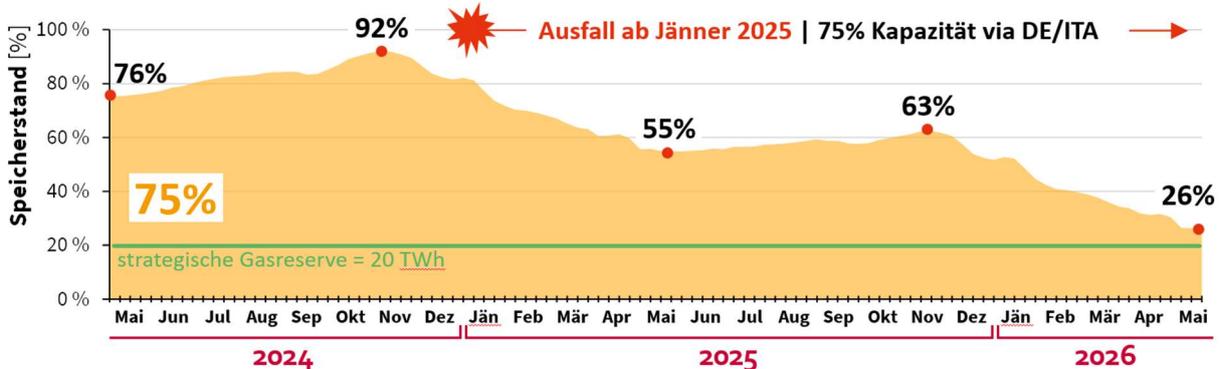


Abbildung 18: Szenario hoher Verbrauch auf Basis des Maßnahmenrechners der E-Control
Daten: E-Control, Darstellung: Österreichische Energieagentur, BMK

Bei Annahme eines sehr kalten Winterverbrauchs von 89 TWh/a für zwei aufeinanderfolgende Winterperioden (ansonsten angenommene Parameter wie oben), fällt der Speicherstand Ende März 2026 auf 16 %. Wobei anzunehmen ist, dass hier bereits vorab Maßnahmen gesetzt werden können, die die Importe erhöhen und ggf. den Verbrauch senken, um nicht auf die strategische Gasreserve zurückgreifen zu müssen.

Szenario sehr hoher Verbrauch und hohe Exporte

In einem weiteren, berechneten Szenario wird angenommen, dass sich die Exporte von 35 auf 55 TWh erhöhten, zwei aufeinanderfolgende, sehr kalte Winterperioden mit je 89 TWh Verbrauch pro Jahr hinter uns liegen und der Transit über die Ukraine bereits am 1. Juli 2024 zum Erliegen gekommen ist. Aufgrund der höheren Exporte wird hier allerdings von einer Kapazitätsnutzung von 90 %

ausgegangen. Auch in diesem Szenario käme es weder im Winter 2024/25 noch 2025/26 zu Einschränkungen bei Endkund:innen. Wie in Abbildung 21 ersichtlich, wäre in einem solchen Szenario wohl der verhältnismäßig niedrige Speicherstand im Frühjahr 2026 ein potenzielles Problem.

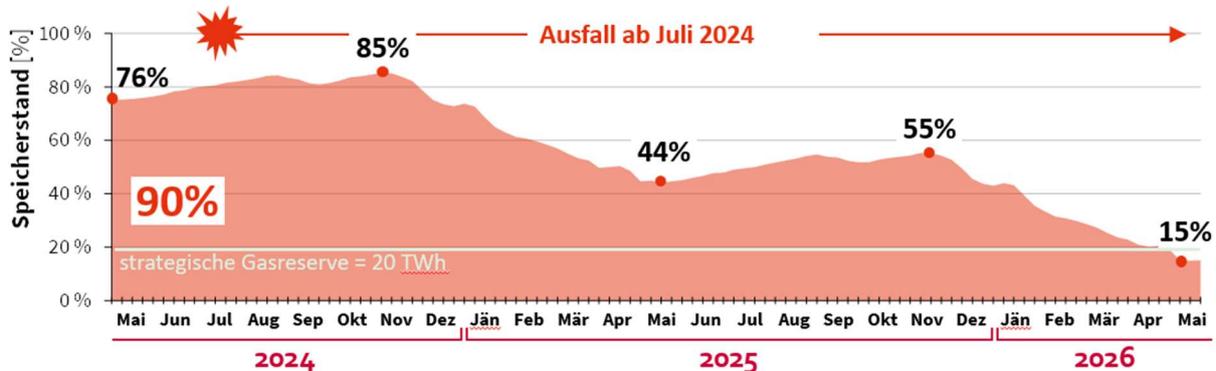


Abbildung 19: Szenario sehr hoher Verbrauch und Abfluss auf Basis des Maßnahmenrechners der E-Control, Daten: E-Control, Darstellung: Österreichische Energieagentur, BMK

Generell ist ein potenziell niedriger Speicherstand (unter 20 %) am Ende der Heizperiode, in Kombination mit der Beibehaltung des nationalen Ziels zur Speicherbefüllung von 90 % am Beginn der Heizperiode, als die größte Herausforderung der kommenden Jahre anzusehen. Bei einem hohen industriellen und gewerblichen Gasverbrauch in der Sommerperiode, bei gleichzeitig hoher Auslastung der Einspeicherkapazitäten, benötigt man entsprechend hohe Importkapazitäten, um diese Gasflüsse darstellen zu können. Die Infrastrukturausbaumaßnahmen bis Ende 2024 bzw. 2027 werden hier aber maßgeblich zur Versorgungssicherung beitragen. Außerdem ist davon auszugehen, dass aufgrund der steigenden Ausbaumaßnahmen von erneuerbaren Energien im Sommer die Gaskraftwerke nur mehr sehr wenig zur Stromerzeugung eingesetzt werden müssen. Dies reduziert wiederum den industriellen Gasverbrauch und bedeutet somit mehr freie Kapazitäten für die Einspeicherung.

Grundsätzlich wären gemäß der Szenarien über Deutschland und Italien bereits genug Kapazitäten (und wohl auch Mengen) vorhanden, um das Russengas für den österreichischen Endverbrauch zu ersetzen. Allerdings ist das russische Gas aktuell noch günstiger, als potenzielle, regasifizierte LNG²⁵-Mengen über Italien und auch Deutschland – nicht zuletzt aufgrund der deutschen Gasspeicherumlage. Diese wird zum Jahresbeginn 2025 zwar ausgesetzt, ungeklärt ist aber noch, ob die bereits geleisteten Umlagezahlungen auch rückerstattet werden oder nicht.

Ein laufendes Monitoring der Gasflusssituation und regelmäßige Prognosen sind jedenfalls unerlässlich. Wenn diese Prognosen zB zeigen, dass der Speicherstand am Ende der Winterperiode auf unter 25 % fällt, könnten bereits rechtzeitig aufbringungsmaximierende und verbrauchsmindernde Maßnahmen gesetzt werden, sodass der Speicherstand zB nicht unter 30 % fällt und die Speicherwiederbefüllungsmengen damit reduziert werden.

Im Vorfeld getroffene marktbasierende aufbringungs- und verbrauchsseitige Maßnahmen zur Abfederung theoretischer Kapazitätsengpässe können helfen, steigenden Systemkosten entgegenzuwirken, da über diese marktbasierenden Maßnahmen teure Infrastrukturmaßnahmen und ggf. sunk costs vermieden werden können.

²⁵ „Liquefied Natural Gas“ = verflüssigtes Erdgas.

Die E-Control weist ausdrücklich darauf hin, dass die Versorger der österreichischen Endkund:innen in der Verantwortung sind, die technisch verfügbaren Kapazitäten auch zu nutzen und die Gasmengen für ihre Kund:innen entsprechend zu diversifizieren und abzusichern. Zur Versorgungspflicht hat das BMK vor kurzem ein Gutachten eingeholt, welches besagt, dass der Ausfall von russischen Gasmengen in Europa keinen „Force Majeur“-Fall darstellt und somit die Versorger nicht von der Pflicht entbindet, ihre Kund:innen zu versorgen²⁶.

4.2.2. Berechnungen des Markt- und Verteilergebietsmanagers (MVGM) zu Auswirkungen des Ausfalls der Ukraine Route

Gemäß Energielenkungsgesetz § 27 Abs. 2 hat der MVGM beim Monitoring der Versorgungssicherheit mitzuwirken. Daher hat die E-Control AGGM in der Rolle des MVGM im März 2024 schriftlich ersucht, ihre Analysen zu den Auswirkungen eines Ausfalls der Ukraine Route zu übermitteln. Dabei sollten vor allem die Szenarienberechnungen der AGGM dargestellt und erläutert, die Wahrscheinlichkeit für das Eintreten der verschiedenen berechneten Szenarien, mögliche Auswirkungen auf die Druckverhältnisse im österreichischen Gasnetz sowie die Verfügbarkeit von physikalischen Ausgleichsenergiemengen analysiert werden. Zudem sollte AGGM auch eine Einschätzung geben, inwiefern der in Umsetzung befindliche WAG-Teilloop und die Kapazitätserhöhung am Entry-Punkt Tarvisio die Szenarien beeinflussen bzw. entschärfe. Auch ob es weitere kurzfristig umsetzbare Maßnahmen gibt, die getroffen werden sollten, konnten dargestellt werden.

Der MVGM merkt an, dass sich anhand des Infrastrukturstandards gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 („SoS-Verordnung“) aus der LFIP – also der Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur – keine belastbare Aussage über einen längerfristigen Ausfall einer Lieferroute treffen lässt. Die verfügbaren technischen Kapazitäten (ohne die Gasstation Baumgarten) reichen zwar aus, um die Endkundenversorgung Österreichs vollständig aufrecht erhalten zu können, allerdings beschränkt sich der Betrachtungshorizont auf die Deckung des Endkundenbedarfs eines Tages und berücksichtigt nicht, ob über die gleiche Infrastruktur auch Exporte dargestellt werden müssen. Daher hat auch der MVGM unter dem Titel „alternativer N-1“ jeweils ein Szenario zur Ein- und Ausspeicherperiode gerechnet.

²⁶ Link zum Gutachten: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f9f584fe-4c1f-4883-9177-44df78ba2b45/Hoehere_Gewalt_iZm_Gasliefervertraegen_NHP.pdf

Ergebnis Szenario Einspeicherperiode

Betrachtungszeitraum: 01.04. bis 31.10.			[TWh]	[GWh/d]	Auslastung	
Entry	Slowakei	Baumgarten WAG, TAG & GCA	0,0	0	0%	
	Deutschland	Oberkappel & Überackern WAG	52,6	246	100%	
	Italien	Arnoldstein TAG	41,4	193	100%	
	Kleiner Grenzverkehr	Freilassing & Laa/Thaya VG	0,0	0	0%	
	Inlandsproduktion	OMV, RAG & Biomethan	3,6	17	100%	
Exit	Inlandsverbrauch	MG OST	37,9	177		
	Ungarn	Mosonmagyarovar HAG	23,1	108	71%	
	Slowakei	Baumgarten WAG	9,3	44	18%	
	Slowakei	Baumgarten MAB	15,6	73	65%	
	Slowenien	Murfeld SOL	6,2	29	21%	
	Italien	Arnoldstein TAG	0,0	0	0%	
	Speicherbefüllung	OMV (Schönkirchen & Tallesbrunn)		18,4	86	
		RAG (Puchkirchen, Haidach 5, Aiglsbrunn)		9,9	46	
		Haidach, 7 Fields		0,0	0	
Entry Summe			97,5	456		
Exit Summe			120,4	562		
Differenz (Entry-Exit)			-22,8	-107		
N-1 Infrastrukturstandard			81%			

fehlende Importleistung	[GW]	4,4
	[Nm ³ /h]	386.000
Speicherfüllstand am Anfang der Periode	[TWh]	8,1
	[%]	20%
Speicherfüllstand am Ende der Periode		13,5 33%

Abbildung 20: Szenariorechnung zur Einspeicherperiode des MVGM, Quelle: MVGM (AGGM)

Dieses Szenario der AGGM ergibt eine Unterdeckung von 27 %, bei einem Ausgangswert für den Speicherfüllstand von 20 % am 1. April 2025. Für den Gasverbrauch wurde ein leicht erhöhter Mittelwert aus dem Jahr 2019 angenommen, für die Exporte wurden Werte aus dem Jahr 2022 herangezogen, in denen ein leicht geringerer Mittelwert der Exporte vorliegt.

Der MVGM erläutert das Szenario zur Einspeicherperiode wie folgt:

„Der alternative N-1 Standard für die Einspeicherperiode von 1. April bis 31. Oktober beträgt unter Berücksichtigung der zugrunde gelegten Werte lediglich 81%. Das Befüllungsziel der Speicher wird in einem solchen Szenario daher deutlich verfehlt.

Die Befüllung der österreichischen Speicher von 20% auf 90% innerhalb der Einspeicherperiode von 1. April bis 31. Oktober ist im Fall eines längerfristigen Ausfalls von Lieferungen aus Baumgarten mit den verfügbaren Importtransportkapazitäten aus Deutschland und Italien nicht möglich.

Nach der Deckung des Endkundenverbrauchs und der Erfüllung der Exporte verbleibt für die Speicherbefüllung lediglich eine Menge von 5,4 TWh. Die bereits genannten – nur über das österreichische Verteilernetz befüllbaren – Speicher könnten bei einem längerfristigen Totalausfall von Importen aus Baumgarten nur auf 33 % des AGV befüllt werden.

Zur Erreichung des Befüllungszieles fehlen 23 TWh, die aufgrund fehlender physikalischer Transportkapazitäten nicht importiert werden können. Das Importkapazitätsdefizit beträgt 4,4 GW.

Darüber hinaus wurde in dieser Berechnung die Verfügbarkeit der Importquellen vorausgesetzt, d.h. dass in Deutschland und Italien genug Gas für den Import nach Österreich vorhanden ist.

In einem Szenario, in dem nicht 100% der Importkapazität durchgehend ausgenutzt wird wäre die Fehlmenge daher noch deutlich größer.“

Ergebnis Szenario Ausspeicherperiode

Betrachtungszeitraum: 01.11. bis 31.03.			[TWh]	[GWh/d]	Auslastung
Entry	Slowakei	Baumgarten WAG, TAG & GCA	0,0	0	0%
	Deutschland	Oberkappel & Überackern WAG	37,6	246	100%
	Italien	Arnoldstein TAG	29,6	193	100%
	Kleiner Grenzverkehr	Freilassing & Laa/Thaya VG	0,0	0	0%
	Inlandsproduktion	OMV, RAG & Biomethan	2,6	17	100%
	Speicherentleerung		OMV (Schönkirchen & Tallesbrunn)	8,8	58
		RAG (Puchkirchen, Haidach 5, Aiglsbrunn)	4,7	31	
		Haidach, 7 Fields	12,7	83	
Exit	Inlandsverbrauch	MG OST	49,8	325	
	Ungarn	Mosonmagyarovar HAG	7,8	51	33%
	Slowakei	Baumgarten WAG	34,5	225	91%
	Slowakei	Baumgarten MAB	0,0	0	0%
	Slowenien	Murfeld SOL	4,4	29	21%
	Italien	Arnoldstein TAG	12,6	82	7%
Entry Summe			95,9	627	
Exit Summe			109,1	713	
Differenz (Entry-Exit)			-13,1	-86	
N-1 Infrastrukturstandard			88%		

fehende Importleistung	[GW]	3,6
	[Nm ³ /h]	311.000
Speicherfüllstand am Anfang der Periode	[TWh]	13,5
	[%]	33%
Speicherfüllstand am Ende der Periode	[TWh]	-13,1
	[%]	-32%

Abbildung 21: Szenariorechnung zur Ausspeicherperiode des MVGM, Quelle: AGGM

Zum Szenario der Ausspeicherperiode erläutert der MVGM:

„Der alternative Infrastrukturstandard liegt ohne Importe aus Baumgarten auch für die Winterperiode von 1. November bis 31. März mit 88% deutlich unter 100%. Liegt der Speicherstand am Beginn der Winterperiode bei lediglich 33 % wäre der Endkundenverbrauch bei Erfüllung der Exporte nur bis etwa Mitte Jänner gesichert, da die Speicher zu diesem Zeitpunkt bereits vollständig entleert sind.

Verringern sich die Importe um 10%, fehlen am Ende der Periode 29,2 TWh.“

Der MVGM kommt daher zur Schlussfolgerung, dass der „alternative N-1 Standard“ ohne Importe aus Baumgarten und ohne zusätzliche Importinfrastruktur nur mit permanent gut gefüllten Speichern dargestellt werden kann, da die Importkapazität nicht ausreicht, um die Speicher in Österreich in diesen Szenarien zu 90 % zu befüllen.

Die E-Control hat den MVGM auch ersucht, ein Szenario mit der Berücksichtigung der Kapazitätserhöhung am Exit Tarvisio/Entry Arnoldstein in seinen Analysen zu berücksichtigen. Die Berücksichtigung dieser Erhöhung auf 269 GWh/d oder 98,2 TWh erhöht die Berechnungswert für die Einspeicherperiode auf 94 %, und senkt die fehlende Importkapazität auf 11,4 TWh/a bei gleichbleibenden Annahmen eines hohen Gasverbrauchs. Für die Ausspeicherperiode ist der Wert mit der Berücksichtigung der Kapazitätserhöhung bei über 100%. Mit weiteren Infrastrukturausbauten in 2027/28 (TAG und GCA

WAG Teilloop) steigen die Werte aus den Berechnungen des MVGM für die Ein- und Ausspeicherperiode auf über 100 %.

Die E-Control hat den MVGM auch ersucht abzuschätzen, ob es beim Ausfall der größten Importinfrastruktur zu Druckproblemen im Verteilergebiet kommen kann. Nach Aussage des MVGM ist dies nicht der Fall. Selbst bei beinahe leeren Speichern (Füllstand 1 %) sind keine leistungs- und druckbezogenen Probleme für das Verteilergebiet zu erwarten.

Anmerkungen der E-Control zu den Berechnungen des MVGM:

Die Annahmen für die Berechnung des „alternativen N-1 Standards“ unterscheidet sich teils deutlich von den Szenarien der E-Control. Dies ist daher zu erklären, dass es Unterschiede bei den einfließenden Parametern gibt. Zudem verfolgt die E-Control einen vorausblickenden Szenarioansatz mit variierenden Annahmen zu den Gasverbräuchen, während der MVGM eine historisch basierte Betrachtung für ein Verbrauchsszenario verfolgt, mit einer deutlich höheren Verbrauchsannahme und keinen weiteren berücksichtigten Verbrauchsszenarien.

Die wesentlichen Unterschiede der E-Control Annahmen zu den MVGM-Annahmen sind:

1. Die Annahme eines geringeren Endkund:innenverbrauchs im Normalszenario, auf Basis der Entwicklung in den letzten beiden Jahren und die Berechnungen von drei verschiedenen Szenarien für den Gasverbrauch, die unterschiedliche Verbrauchsniveaus abdecken;
2. die Annahme wesentlich geringerer Exporte in Nachbarstaaten, basierend auf Analysen und Informationen aus den europäischen Gremien und Austausch mit den Nachbarstaaten;
3. eine Beschränkung beim Betrachtungshorizont der Szenarien auf die nächsten beiden Winterperioden sowie
4. die Annahme der tatsächlich gegebenen Speicherstände zum Zeitpunkt der Berechnung.

Zu 1: Die E-Control gewichtet die Verbrauchswerte der jüngeren Vergangenheit höher als jene vor 2022. Grund dafür ist, dass sich der Gasmarkt gesamt und die Verbräuche im speziellen, nachhaltig geändert haben. Viele Endkund:innen haben ihren Gasverbrauch dauerhaft gesenkt, politische Programme fördern den weiteren Ausstieg aus Erdgas und auch die Industrie setzt zum Teil bereits auf Alternativen bzw. ist gerade dabei, einen Umstieg auf alternative Energieträger umzusetzen.

Auch der MVGM geht in der Infrastrukturplanung (LFiP) von sinkenden Jahresverbräuchen²⁷ für die nächsten Jahre aus. Diese Annahme geht in die Entwicklung von Projekten der Infrastrukturplanung ein. Es ist daher nicht klar, warum in den Vorschau-Szenarien des MVGM historische Werte auf höherem Niveau fortgeschrieben werden.

Zu 2: Was die Annahme der Exporte angeht, basieren die Werte der E-Control auf Werten der jüngeren Vergangenheit, aber auch auf Informationen aus diversen europäischen Gremien sowie bilateralen Kontakten mit benachbarten Regulatoren und Marktteilnehmern.

Der MVGM hat die Analysen im Wesentlichen auf für Österreich verfügbare Daten des MVGMs gestützt. Zum Beispiel sieht der MVGM Österreich in der Rolle größter Vorlieferant für den slowakischen Markt zu sein. Aus den der E-Control vorliegenden Informationen wurde das in unseren Szenarien anders eingeschätzt.

Auch bei den angenommenen Exporten nach Ungarn ergeben sich bei einer reinen Betrachtung der historischen Daten beim MVGM höhere Exportmengen, die auch über den bisher beobachteten Werten für 2024 liegen. Ungarn bezieht seit Mitte September 2023 einen größeren Teil seiner Importe

²⁷ Langfristige, integrierte Planung: <https://www.aggm.at/gasnetz/netzplanung/lfiip/>; Abbildung 7 auf Seite 33 zeigt einen sinkenden Gasverbrauch ab 2023.

über die Turkstream Route (über Serbien). Dies wurde nicht berücksichtigt und wird in den Szenarien der E-Control anders eingeschätzt.

Der MVGM erklärt seine Annahmen mit der mittel- bis langfristigen, theoretischen Möglichkeit, dass Österreich auf Basis der Importströme wieder zum Gasexporteur werden kann – wie in der Vergangenheit. Eine Verringerung des historischen Bedarfs bei den Nachbarländern, die über Österreich versorgt werden müssen, erscheint dem MVGM unwahrscheinlich. Dies erscheint aufgrund der vorliegenden Informationen über die Entwicklungen in den Nachbarstaaten (Ausbau Infrastrukturprojekte, Diversifizierung des Gasbezugs mit Abschluss von Lieferverträgen) nicht nachvollziehbar und wird daher in den Szenarien der E-Control anders eingeschätzt.

Zu 3: Die Szenarien der E-Control beziehen sich, wie erwähnt, auf einen kurzen Zeithorizont (die nächsten beiden Winterperioden), da die Berücksichtigung von aktuellen Entwicklungen gegenüber theoretischen langfristigen Gasexportpotenzialen als sinnvoller erachtet wird.

Der Ausbau der nationalen und auch europäischen Infrastruktur sorgt weiters dafür, dass sich die Situation in den kommenden Jahren entspannt. Die Kapazitätserhöhungen aus Italien (Grenzübergabepunkt Tarvisio/Arnoldstein) und aus Deutschland (Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilernetz, mit der Möglichkeit in Deutschland einzuspeichern und in Österreich auszuspeichern) ergeben bereits Ende 2024 eine verbesserte Situation und entsprechend positivere Szenariorechnungen. Dieses Ergebnis ist auch in den Berechnungen des MVGM festzustellen.

Zusammenfassung

- Österreichs Gasversorgung war und ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung gesichert. Im Betrachtungszeitraum des Berichts, also Kalenderjahr 2023 und die Winterperiode 2023/24, konnte der reduzierte Gasverbrauch der Endkund:innen trotz weiter gesunkener Gasflüsse gedeckt werden. Die Preise waren entsprechend stabil.
- Die technische Zuverlässigkeit der österreichischen Gasinfrastruktur ist auf einem hohen Niveau. In den letzten Jahren konnten mit der bestehenden Gasinfrastruktur die Versorgung der Endkund:innen in Österreich sowie die Transitbedarfe der ausländischen Transportkund:innen sichergestellt werden.
- Wie auch im Jahr 2022 waren 2023 diverse Maßnahmen zur Speicherbefüllung aufrecht. Diese umfassten die strategische Gasreserve von 20 TWh, die Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten“ Gasmengen von Endkund:innen und die Einführung der Speicherverpflichtung für die Versorger geschützter Kund:innen. Insgesamt belief sich die den österreichischen Kund:innen potenziell zur Verfügung stehenden Gasmengen in Speichieranlagen zum Stichtag 31. Dezember 2023 auf 47,62 TWh. Diese Maßnahmen sind wesentlich und sollten beibehalten werden.
- Um die Diversifizierung der Gasbeschaffung zur ermöglichen, ist die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen notwendig, um andere Transportrouten für Gasimporte nach Österreich in einem größeren Ausmaß und die direkte Ausspeicherung nach Österreich im Notfall zu ermöglichen. Zwei wichtige Projekte (Kapazitätserhöhung am Entry aus Italien und Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilernetz) sind im Jahr 2024 finalisiert worden und stehen ab Oktober 2024 zur Verfügung.
- Aus heutiger Sicht ist die österreichische Gasversorgung für die Winterperiode 2024/25 bei einer gleichbleibenden Situation (weiterhin Gasflüsse aus dem Osten, zumindest in einem Ausmaß, das jenem des vergangenen Winters entspricht) gewährleistet (Stand Juli 2024). Die aktuell in österreichischen Gasspeichern eingelagerten Gasmengen entsprechen einem vergleichsweise hohem Füllstand von 86,69 % (Gastag 29. Juli 2024). Ein Großteil dieser Speichermengen kann österreichischen Speicherkund:innen zugeordnet werden. Durch den Anschluss des Speicher Haidach ans Fernleitungs- und Verteilernetz (ab dem 3. Quartal 2024 auch im Verteilernetz) kann der Speicher zukünftig auch für die direkte Ausspeisung ins Marktgebiet Ost genutzt werden.
- Bei einer Verschlechterung der Aufbringungssituation von Gasmengen in Österreich, etwa durch den kompletten Ausfall der Gasflüsse aus dem Osten, ist die Versorgungssituation neu zu bewerten. In einer Bewertung zu berücksichtigen ist, dass die Leitungskapazitäten für den Import über andere Routen verfügbar, gebucht und auch im Notfall genutzt werden können und die Speicher nach der Winterperiode 2024/25 wieder befüllt werden müssen. Je nach Szenario können Verbrauchseinsparungen und die Notwendigkeit von Verbrauchseinschränkungen nicht ausgeschlossen werden.
- Auf behördlicher Seite ist das rechtliche Regelwerk zur Versorgungssicherheit im Energiebereich zielsicher und adäquat angepasst worden, und es wird weiter daran gearbeitet. Maßnahmen für den Notfall sind auf Behördenseite weiterentwickelt, durchgespielt und geplant und

auf die spezielle Situation angepasst worden. Wesentlich war dabei auch die zeitgerechte und umfassende Information der betroffenen Marktteilnehmer:innen in transparenter Weise, um damit höchstmögliche Sicherheit in der gegenwärtigen Situation zu geben.

- Die Versorger österreichischer Endkund:innen haben gemäß GWG 2011 die Pflicht, zur Versorgungssicherung beizutragen. Für die Versorger geschützter Kund:innen ist die Einhaltung des im Jahr 2022 erweiterten Versorgungsstandards eine Vorgabe und Pflicht auf Grundlage des GWG 2011 bzw. der einschlägigen EU-Vorgaben. Im Jahr 2024 wurde die Verpflichtung für die Vorsorge von geschützten Kund:innen noch um den § 121 Abs. 5a GWG 2011 ausgeweitet, welche eine Versorgungsverpflichtung für 45 Tage vorsieht, sofern nicht nachgewiesen kann, dass die entsprechenden Gasmengen nicht-russischen Ursprungs sind.
- Auch in Bezug auf nicht geschützte Gaskund:innen ist seitens der Versorger sicherzustellen, dass sie ihren eingegangenen Vertragsverpflichtungen vor dem Hintergrund einer geänderten Risikolage nachkommen. Wesentlich ist daher unter anderem, dass die Versorger rechtzeitig Diversifizierungsmaßnahmen setzen. Dazu dient auch der neue § 121a GWG 2011, der die österreichischen Gasversorger verpflichtet, Daten an die Regulierungsbehörde zu übermitteln sowie Versorgungssicherheitskonzepte zu erstellen und der Behörde vorzulegen.
- Abschließend ist festzuhalten, dass ein genaues und zeitnahes Monitoring der Gasspeicherfüllstände und die Befüllung der Speicherkapazitäten als wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit im Gas- und auch Strombereich gesehen wird. Sollten die Marktanreize (z.B. der sogenannte Summer-/Winter-Spread) nicht ausreichen, um die österreichischen Speicher bedarfsgerecht zu befüllen, so können Maßnahmen wie die Einführung eines „Market Makers“ für Ausgleichsenergie oder das Abschließen von sogenannten „Contracts for Differences“ mit Marktteilnehmern erwägt werden. In diesem Zusammenhang wird auch darauf hingewiesen, dass die bereits gesetzten Maßnahmen zur Einführung und Verlängerung der strategischen Gasreserve, die Ausweitung der Verpflichtung zum Nachweis der Erfüllung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kunden sowie die immunisierten Speichermengen für (industrielle) Gaskunden als sinnvoll erachtet werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich, Stand November 2022 Quelle: E-Control, https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz	4
Abbildung 2: Anteil von russischem Gas am Gesamtverbrauch der EU von 2001 - 2023, Juni 2024 Quelle: IEA, Link: https://www.iea.org/topics/russias-war-on-ukraine	5
Abbildung 3: Jährlicher, österreichischer Gasverbrauch der Endkund:innen gesamt und der einzelnen Marktgebiete.....	6
Abbildung 4: Monatlicher, österreichischer Endkundengasverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete.....	7
Abbildung 5: Monatlicher Gasverbrauch in Österreich, gemessen und temperaturbereinigt.....	7
Abbildung 6: Monatlicher Einsatz der Gaskraftwerke in Österreich, Quelle: E-Control.....	8
Abbildung 7: Übersicht der Entry- und Exit-Gasflüsse an Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost	9
Abbildung 8: Salden der Import-/Exportmengen von Erdgas Quelle: E-Control.....	9
Abbildung 9: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung Quelle: AGGM, GeoSphere, Darstellung: E-Control	11
Abbildung 10: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene, Quelle: AGGM Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022, S. 8.....	13
Abbildung 11: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs, Quelle E-Control	15
Abbildung 12: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1) Quelle: AGGM Langfristige, integrierte Planung 2022.....	17
Abbildung 13: Speicherfüllstände österreichischer Speicheranlagen von Oktober 2022 bis Dezember 2023 Quelle: AGSI+, Darstellung: E-Control.....	21
Abbildung 14: Eigentumsverhältnisse von Gasmengen in österr. Speicheranlagen mit Stand 31.Dezember 2023 Quelle: E-Control	23
Abbildung 15: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall, Quelle: E-Control.....	29
Abbildung 16: Gasflüsse in kWh/d an der Grenze UA/SK und SK/AT von 2021 bis 2023, Quelle: ENTSOG	33
Abbildung 17: Szenario Normalverbrauch auf Basis des Maßnahmenrechners der E-Control	34
Abbildung 18: Szenario hoher Verbrauch auf Basis des Maßnahmenrechners der E-Control	34
Abbildung 19: Szenario sehr hoher Verbrauch und Abfluss auf Basis des Maßnahmenrechners der E-Control,.....	35
Abbildung 20: Szenariorechnung zur Einspeicherperiode des MVGM, Quelle: MVGM (AGGM)	37
Abbildung 21: Szenariorechnung zur Ausspeicherperiode des MVGM, Quelle: AGGM	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Darstellung der kontrahierten und bezogenen Mengen aus langfristigen Importverträgen Quelle: E-Control	10
Tabelle 2: Jährliche Biomethanmengen, Quelle: E-Control	12
Tabelle 3: Feste Entry- und Exitkapazitäten an den Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost Quelle: AGGM Datenmonitor.....	13

Tabelle 4: Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit bei Gas in Österreich, 2022 und 2023, Quelle: E-Control	27
Tabelle 5: Darstellung der Ergebnisse der ENTSO-G Modellrechnungen für die Winterperiode 2024/25	32

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG (der Markt- und Verteilergebietsmanager)
ASGM	Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH
Aws	Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
CH ₄	Methan
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency
iHv	in Höhe von
km	Kilometer
LFiP	Langfristige und integrierte Planung
LNG	Liquefied Natural Gas
MG	Marktgebiet
Mrd.	Milliarden
MVGM	Markt- und Verteilergebietsmanager
MWh	Megawattstunde
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt in den Niederlanden)
TWh	Terawattstunde

Quellenverzeichnis

Jeweils auf dem Stand der Veröffentlichung des Berichts

- Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (Gas-SoS-VO)
- Verordnung (EU) 2022/1369 des Rates vom 5. August 2022 über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage
- Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 im Hinblick auf die Gasspeicherung
- Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013
- Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)
- Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)
- Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012)
- Energie-Control-Gesetz 2010 (E-ControlG 2010)
- Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 (G-EnLD-VO 2017)
- Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)
- Langfristige und integrierte Planung (LFiP)
- Nationaler Präventionsplan Gas
- Nationaler Notfallplan Gas
- Veröffentlichung „Energierohstoff-Referat 2024“ der Geologischen Bundesanstalt
- Leitfaden der E-Control „Einschränkungen des Gasverbrauchs im Energielenkungsfall“
- Leitfaden der E-Control „Flexible Merit Order List (FlexMOL)“