

BERICHT 2025 gem. § 28 Abs. 3 E-ControlG
Zur Versorgungssicherheit im Gasbereich
Berichtsjahr 2024

**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
1.2.4. Entwicklungen am globalen und europäischen LNG-Markt	11
1.3. Verhältnis von Angebot und Nachfrage.....	15
1.4. Überblick über die Gasinfrastruktur in Österreich	16
1.4.1. Gasfernleitungsnetz.....	16
1.4.2. Gasverteilernetz.....	17
1.4.3. Gasspeicheranlagen.....	18
1.5. Verfügbarkeit der Infrastruktur: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1).....	20
2. Präventionsmaßnahmen	22
2.1. Pflichten der Gasversorger zu präventiven Maßnahmen.....	22
2.2. Erhebung zur Einhaltung des Gasversorgungsstandards 2024.....	22
2.3. Recht auf Grundversorgung.....	24
2.4. Ersatzversorgung mit Energie	24
2.5. Maßnahmen zu Speicherbefüllung und Erhöhung der Versorgungssicherheit.....	24
2.5.1. Vorgabe von Gasspeicherzielen auf EU-Ebene	24
2.5.2. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich.....	26
2.5.2.1. Einführung einer Strategischen Gasreserve	26
2.5.2.2. Möglichkeit zur Einspeicherung von „immunisierten“ Gasmengen.....	26
2.5.3. Ergebnis der Maßnahmen	27
2.6. Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasbeschaffung für österreichische Endkund:innen .	27
2.6.1. Wirtschaftliche Anreize zur Diversifizierung über das Gasdiversifizierungsgesetz.....	27
2.6.2. Monitoring der Diversifizierung: Langfristvorschau der Beschaffung für österreichische Endkund:innen	28
2.7. Maßnahmen in der Infrastruktur.....	29
2.7.1. Sicherstellung der Gasnetzqualität	29
2.7.2. Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur.....	30
3. Maßnahmen im Engpassfall: Energielenkung und Krisenvorsorge im Gasbereich.....	32
4. Ausblick auf die Winterperioden 2025/26	34

4.1. Analysen der ENTSO-G zur Versorgungslage in der EU bei Ausfall der Ukraine Route	34
4.2. Szenarien für Österreich	35
4.2.1. Berechnungen der E-Control zu probabilistischen Szenarien.....	36
5. Zusammenfassung.....	38
Abbildungsverzeichnis.....	39
Tabellenverzeichnis.....	40
Abkürzungsverzeichnis.....	41
Quellenverzeichnis	42

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 2024 und der Winterperiode 2024/25 zu gewähren. Außerdem enthält der Bericht Szenariobetrachtungen zur Versorgung Österreichs in der Winterperiode 2025/26.

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.

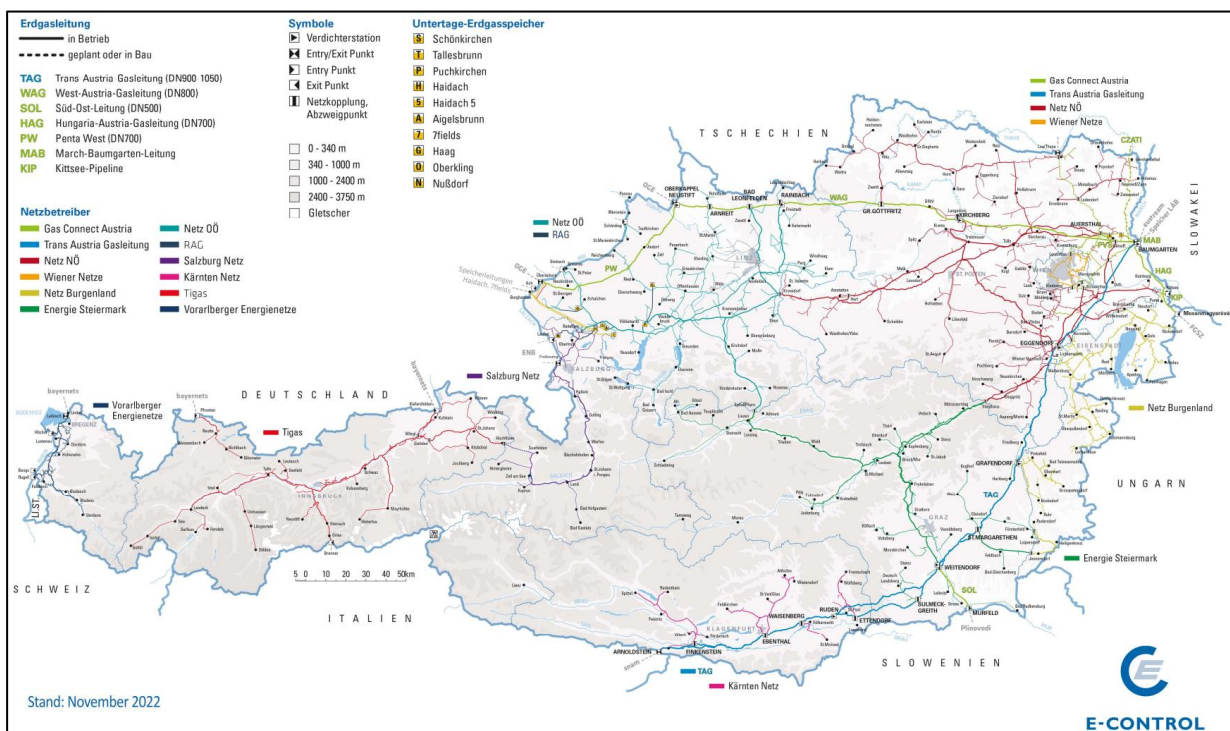


Abbildung 1: Überblick über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich, Stand November 2022

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

¹ Link zur Webseite: <https://www.entsog.eu/>

Die Gasflusssituation hat sich in den letzten drei Jahren 2022 bis 2024 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 und 2024 wieder auf 14 % gestiegen ist. Durch die Einstellung der Gastransporte über die Ukraine wird dieser Wert 2025 wieder sinken.

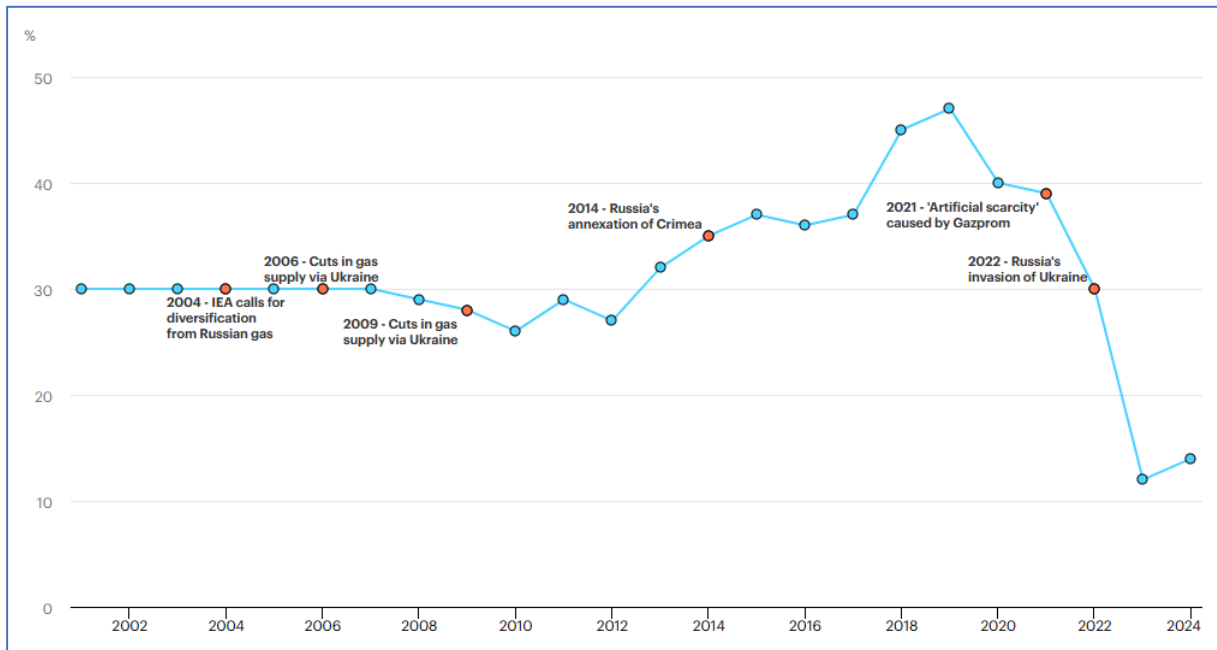


Abbildung 2: Anteil von russischem Gas am Gesamtverbrauch der EU von 2001 - 2024, Mai 2025
 Quelle: IEA, Link: <https://www.iea.org/topics/russias-war-on-ukraine>

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 war 2024 nach wie vor ein Erdgastransitland, aber in einem massiv reduzierten Ausmaß. Diese Entwicklung wiederum hat gravierende Auswirkungen auf die Netztarifstruktur und die Kosten für die österreichischen Gasverbraucher:innen, die durch die deutlich gesunkenen Gasmengen in Österreich bei tendenziell steigenden Kosten der Gasnetze mit stark erhöhten Netzentgelten konfrontiert sind.

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 bzw. gänzlich auf russische Energielieferungen zu verzichten. Dazu wurden sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene diverse Maßnahmen gesetzt, um dieses Ziel umzusetzen.

Durch die Einstellung der Gastransporte über die Ukraine ist Österreich seit 1. Jänner 2025 unabhängig von russischem Erdgas und substituiert die für Österreich erforderlichen Gasmengen durch Importe aus Deutschland und Italien. Für das erste Quartal 2025 hat dies sehr zufriedenstellend funktioniert und auch die Speicherbefüllung für die kommende Winterperiode 2025/26 ist gut angelaufen. Die weitere Entwicklung wird von der Regulierungsbehörde permanent beobachtet und darauf basierend werden auch laufend Prognosen zu Speicherständen und Versorgungssituationen gerechnet. Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung ergibt sich hieraus ein positives Gesamtbild zur Gasversorgungssituation für die kommende Wintersaison.

Stand: Juli 2025

1. Der österreichische Gasmarkt im Überblick

1.1. Gasverbrauch der Endkund:innen in Österreich

Der Gasverbrauch der Endkund:innen in Österreich lag 2024 bei 74,37 TWh. Im Vergleich zu 2021 – also vor Beginn des russischen Krieges gegen die Ukraine - mit 96,29 TWh ist der Gasverbrauch in 2024 um 22,76 % gesunken und auch deutlich geringer als 2022 (Abbildung 3). Im Vergleich zu 2023 ist der Endkundengasverbrauch 2024 noch einmal um 1,27 TWh gesunken.

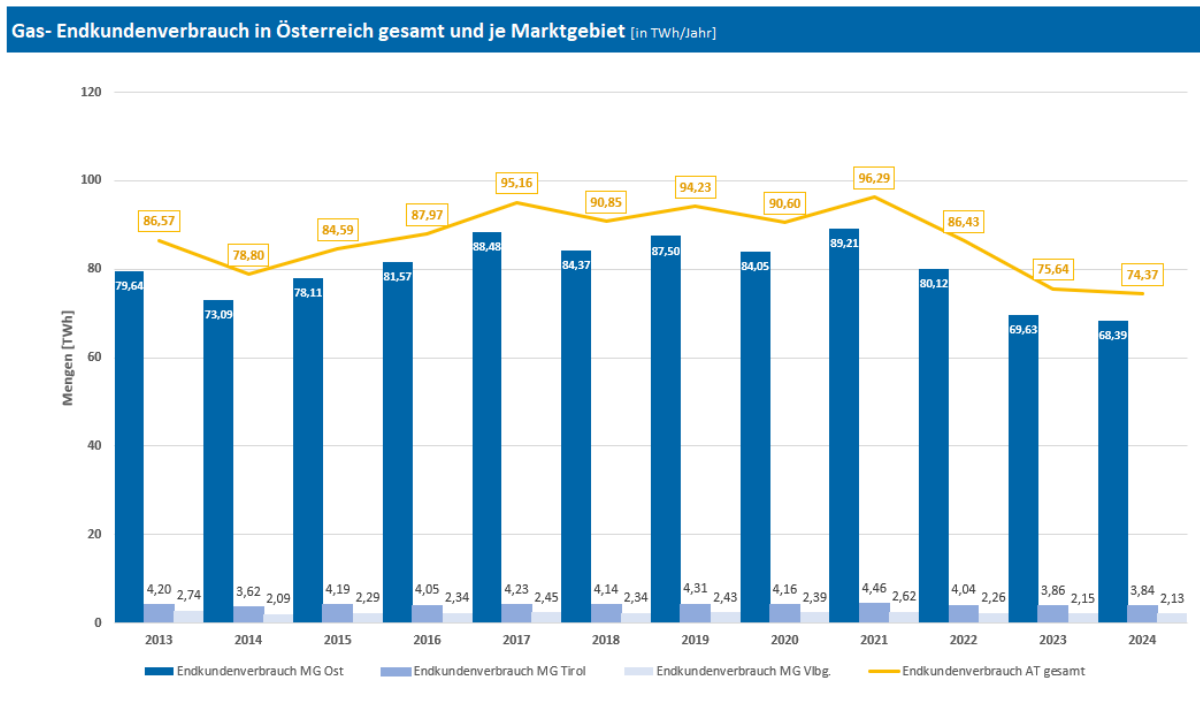


Abbildung 3: Jährlicher, österreichischer Gasverbrauch der Endkund:innen gesamt und in den einzelnen Marktgebieten
Quelle: E-Control

Die beobachteten Gasverbrauchsrückgänge in den Jahren 2022 bis 2024 beruhen auf verschiedenen Faktoren. Einerseits waren die Winterperioden eher überdurchschnittlich mild, andererseits haben Endkund:innen auch bereits auf alternative Energieträger umgestellt oder den Verbrauch aufgrund der relativ hohen Gaspreise reduziert. Der Energieträger Erdgas hat durch die Unsicherheiten hinsichtlich Versorgung und Preisentwicklung an Reputation und auch Wirtschaftlichkeit verloren, somit wird Erdgas nicht nur im Kleinkundenbereich, sondern auch im Industriebereich weiter ersetzt.

Zu Beginn des Jahres 2025 ist der Gasverbrauch in Österreich zum Teil wieder deutlich gestiegen (Abbildung 4). Dies liegt nicht zuletzt an der hohen Stromerzeugung aus Gaskraftwerken, nachdem die Wasserführung durch wenig Winterniederschlag gering und die Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken unterdurchschnittlich war. Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten und wird im nächstjährigen Bericht beleuchtet.

Gas-Endkundenverbrauch Marktgebiete Österreich [in TWh/Monat]

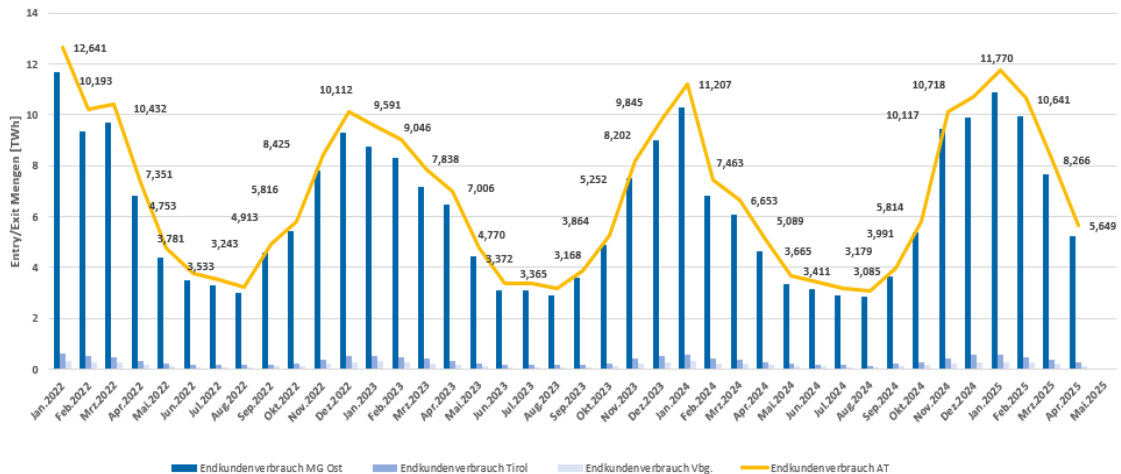


Abbildung 4: Monatlicher, österreichischer Endkundengasverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete
Quelle: AGGM mit Stand 10. Mai 2025, Darstellung: E-Control

Betrachtet man den Vergleich des tatsächlichen Erdgasverbrauchs im Jahr 2024 mit dem temperaturbereinigten Verbrauch (Abbildung 5), so erkennt man, dass die Verbrauchssenkung 2024 zu einem großen Teil temperaturbedingt war. Bereinigt man den Jahresgasverbrauch 2024 um die Abweichung zur statistischen Normaltemperatur, so erhöht sich der Jahresverbrauch von rund 74,37 auf rund 77,78 TWh/a, damit liegt der Wert aber immer noch deutlich unter jenem von 2023 mit rund 79,01 TWh temperaturbereinigt.

Erdgasverbrauch in Österreich 2021 bis 2024 [in TWh/Monat]

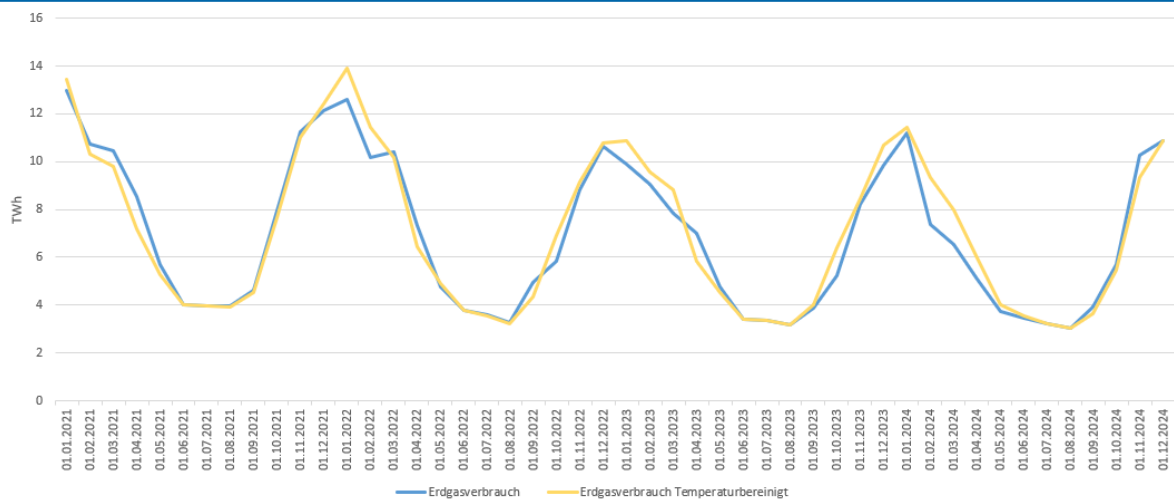


Abbildung 5: Monatlicher Gasverbrauch in Österreich, gemessen und temperaturbereinigt
Quelle: E-Control

Nur ein kleiner Anteil am geringeren Gasverbrauch im Jahr 2024 ist auf den gesunkenen Einsatz der Gaskraftwerke zurückzuführen. Im Vergleich zum Jahr 2023 mit rund 14,5 TWh, ist der Gasverbrauch der Kraftwerke 2024 auf 14,3 TWh gesunken. In Abbildung 6 sieht man zum Vergleich den Gasverbrauch der Gaskraftwerke je Monat in GWh.

Gaskraftwerksverbrauch in Österreich 2021 bis 2024 [in GWh/Monat]

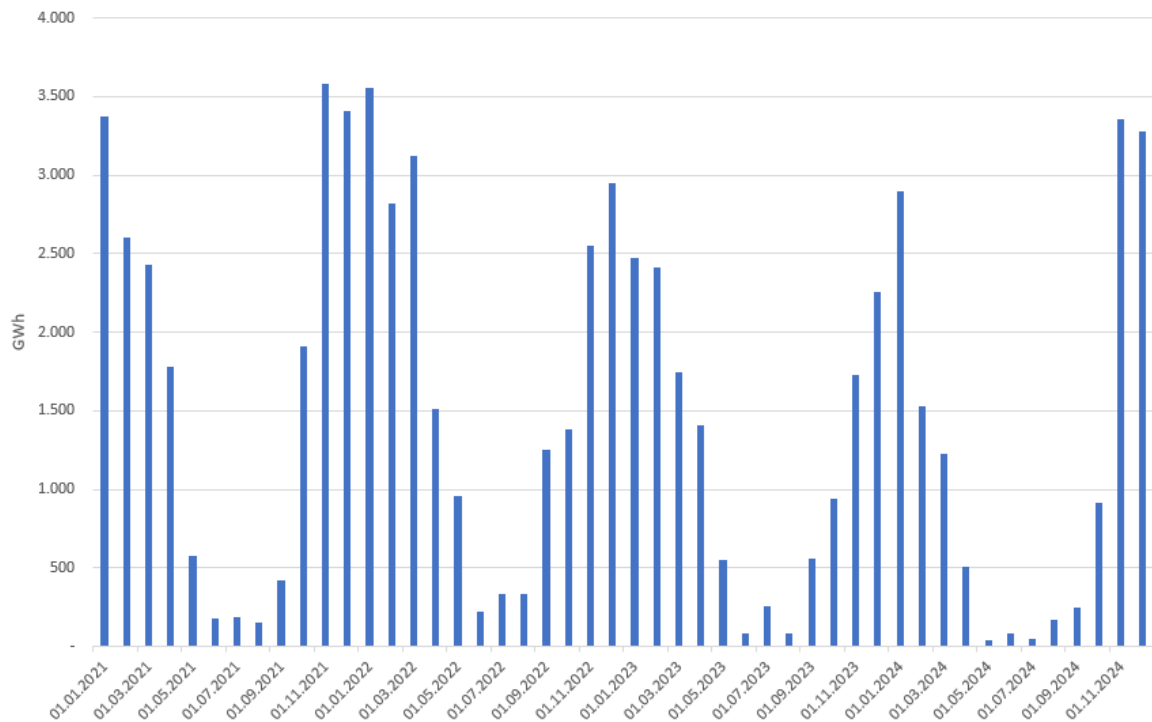


Abbildung 6: Monatlicher Gasverbrauch der Gaskraftwerke in Österreich, Quelle: E-Control

In den Wintermonaten 2024/25 war ein wesentlich höherer Gaskraftwerkseinsatz zu beobachten. Wie oben beschrieben hängt dies mit der geringen Wasserführung und den somit vergleichsweise geringen Einsatz der Laufwasserkraftwerke zusammen.

1.2. Gasaufbringung

Österreich ist bei der Gasaufbringung für den Endverbrauch von Importmengen aus dem Ausland angewiesen. Ein Großteil dieser Mengen kam im Jahr 2024 noch 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 zwölf Jahre. Im Jahr 2023 sind die Gasflussmengen durch Österreich massiv gesunken. Im Jahr 2024 hat sich dieser Trend fortgesetzt, wobei die Gasflüsse aus dem Osten über Baumgarten und der Exit nach Italien in Arnoldstein wieder leicht gestiegen sind. In Summe ist im Jahr 2024 der Saldo aller Importe und Exporte im Vergleich zu 2023 dennoch wieder gesunken (Abbildung 8).

Entry/Exit-Gasflüsse im Marktgebiet Ost [in TWh/Jahr]

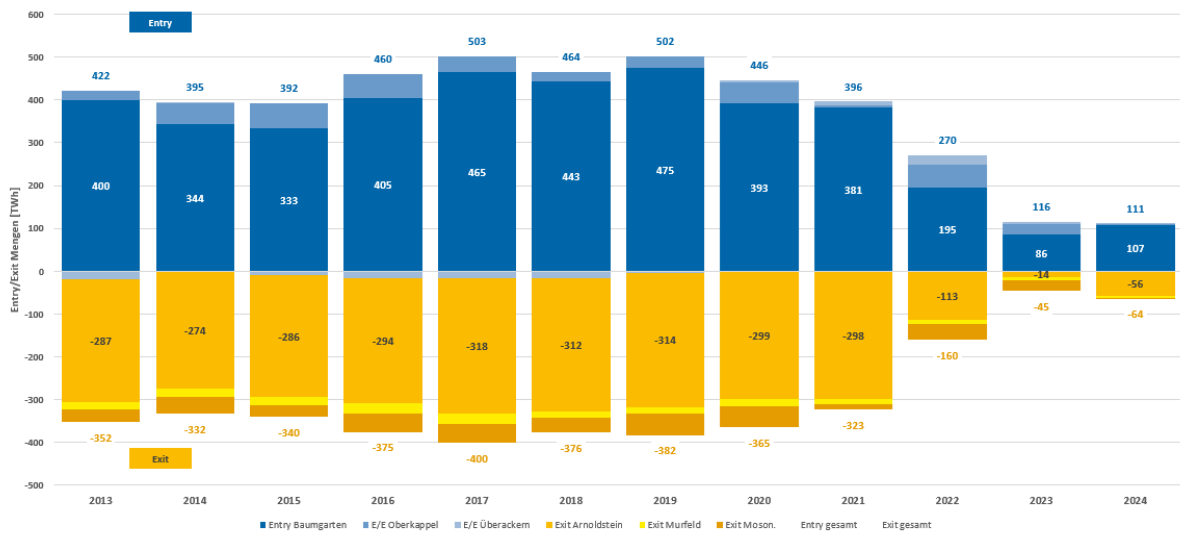


Abbildung 7: Übersicht der Entry- und Exit-Gasflüsse an Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost, Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Gas-Import-/Exportsaldo Österreichs [in TWh/Jahr]

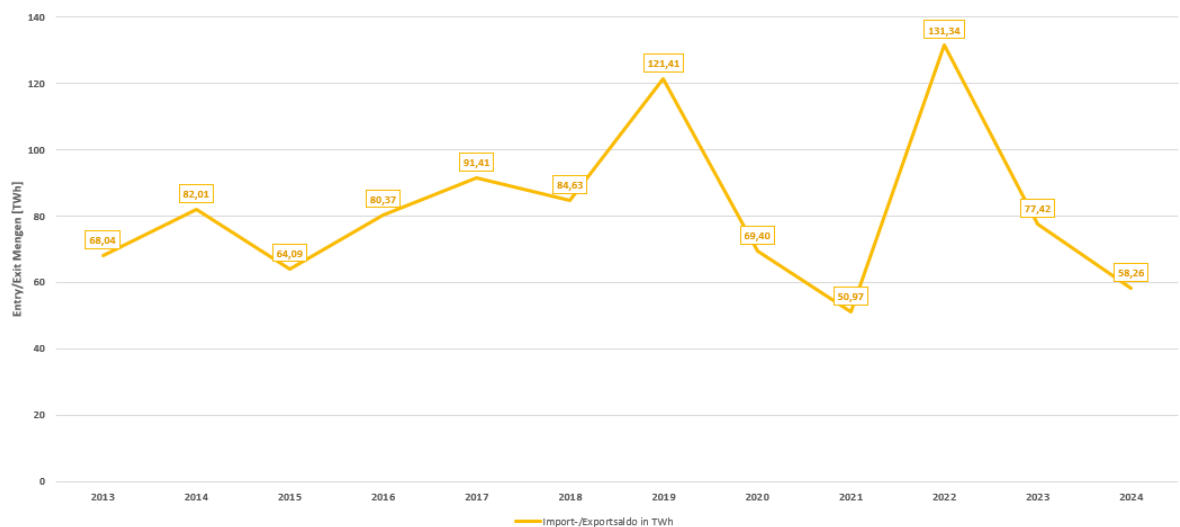


Abbildung 8: Salden der Import-/Exportmengen von Erdgas Quelle: E-Control

Der niedrige positive Saldo (Überschuss an Importmengen; nur 2021 war der Saldo noch niedriger) im Jahr 2024 ergab sich u.a. aufgrund eines hohen Speicherstandes zu Beginn der Einspeicherperiode im April 2024, den generell gesunkenen Gas- bzw. Transitflüssen und aufgrund von bereits umgesetzten staatlichen und auch individuellen versorgungssicherheitsrelevanten Maßnahmen.

1.2.2. Erdgasproduktion in Österreich

Auf österreichischem Bundesgebiet wird Erdgas derzeit von drei Unternehmen gefördert und vermarktet – von der OMV Austria Exploration & Production GmbH, der RAG Austria AG und der ADX VIE GmbH².

Die inländische Erdgasförderung hat in Österreich eine lange Tradition und ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit ein zuverlässiger Bestandteil der Erdgaswirtschaft. Allerdings sind die leichter zu erschließenden Erdgaslagerstätten in Österreich bereits relativ ausgeschöpft und auch die Wirtschaftlichkeit 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 Explorationsprojekte, haben unter anderem dazu geführt, dass die in Österreich geförderten Gasmengen stetig zurückgegangen sind.

Abbildung 9 veranschaulicht den Rückgang der geförderten Gasmengen deutlich. Seit 2017 ist die Inlandsproduktion um mehr als 50 % gesunken. Der Anteil der Gasmengen aus Inlandsförderung am gesamten Gasverbrauch der Endkund:innen lag im Jahr 2013 mit 14,416 TWh noch bei 20,32 %, im Jahr 2024 mit 5,03 TWh nur mehr bei 6,76 %. Die nachgewiesenen Gasreserven betragen ca. 6,1 Mrd. m³, das sind ca. 70 TWh.³

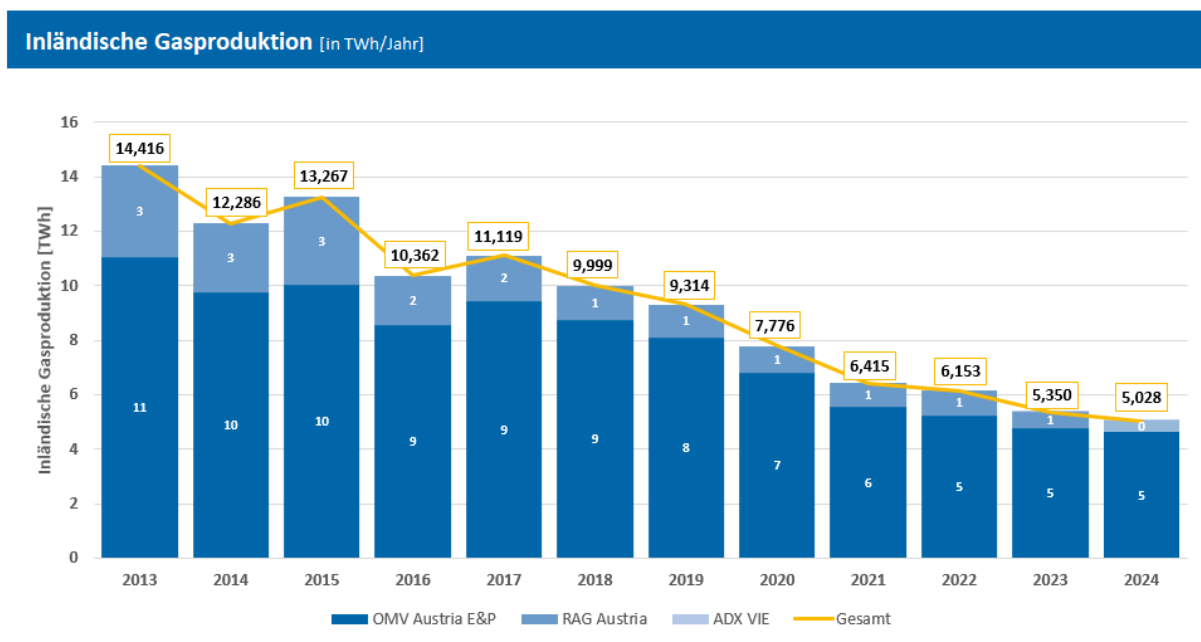


Abbildung 9: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung
Quelle: AGGM und GeoSphere, Darstellung: E-Control

² Siehe dazu die Daten der Geologischen Bundesanstalt: https://geosphere.at/de/dokumente/news/energieerohstoff-referat_daten_2024.pdf

³ Siehe dazu S. 14 der Daten der Geologischen Bundesanstalt: https://geosphere.at/de/dokumente/news/energieerohstoff-referat_daten_2024.pdf. Diese Ziffern beziehen sich auf die Summe der entwickelten und nicht entwickelten nachgewiesenen Reserven.

Die Prognose für das Jahr 2025 auf Basis der bisher in diesem Jahr geförderten Gasmengen im Vergleich zum selben Zeitraum 2024 zeigt weiter eine sinkende Tendenz bei der Inlandsgasförderung.

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 1). 2024 konnten rund 0,16 % bzw. 124,52 GWh des österreichischen Gasverbrauchs mit Biomethan gedeckt werden.

Inlandsgasverbrauch vs. Biomethaneinspeisung in Österreich [in TWh]														
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Inlandsgasverbrauch	99	95	91	84	89	93	100	96	99	95	100	88	77	76
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	0,12
Biomethananteil (in %) am Inlandsgasverbrauch	0,05	0,06	0,06	0,11	0,12	0,14	0,15	0,18	0,15	0,15	0,14	0,14	0,17	0,16

Tabelle 1: Jährliche Biomethanmengen, Quelle: E-Control

Biomethan könnte zukünftig eine größere Rolle in Österreich spielen. Aufgrund politischer und versorgungssicherheitsrelevanter Diskussionen wird erwägt, ein neues Förderregime zu erlassen, mit dem der Anschluss von Biogasanlagen an das Gasnetz forciert und somit ein etwas höherer Beitrag durch inländisches Gas am Gesamtgasverbrauch erzielt werden soll. Hier gilt es jedenfalls eine kosteneffiziente und transparente Herangehensweise zu wählen. Jegliche Kosten des Anschlusses von Biogasanlagen, inklusive des Leitungsbaus, der Verdichtung und Messung, dem Netzbereich zu überantworten und somit die Gesamtnetzkosten und im Ergebnis die Entgelte der Endkund:innen übermäßig zu belasten, sollte dabei vermieden werden. Die Netzentgelte sollten nicht als Fördermittel herangezogen werden.

1.2.4. Entwicklungen am globalen und europäischen LNG-Markt

Nachdem das verfügbare LNG („liquified natural gas“)⁴ im europäischen Markt auch für die österreichischen Versorger und deren Kund:innen immer relevanter wird, möchten wir in diesem Bericht einen kurzen Überblick dazu geben.

Die LNG-Importe nach Europa waren im Jahr 2024 rückläufig. Im Jahresvergleich wurden 2024 rd. 15 % weniger LNG-Importe an den europäischen LNG-Terminals abgewickelt. Grund für die geringere LNG-Nachfrage im Jahr 2024 war der überdurchschnittlich warme Winter und die damit gut gefüllten Speicher zum Ender der Heizperiode. Der geringere Bedarf zur Speicherbefüllung drückte die europäische LNG-Nachfrage. Von Jänner bis Mai 2025 sind die LNG-Importe in die EU aber wieder deutlich um rd. 20 % zum Vergleichszeitraum im Jahr 2024 gestiegen, und liegen damit auch höher als zu den Vergleichszeiträumen der Jahr 2022 und 2023.

Die wichtigste LNG-Bezugsquelle für Europa ist die USA, von deren Terminals rd. 50 – 60 % des europäischen LNG-Bedarfs von Jänner bis Mai 2025 gedeckt wurden. Damit konnte US-LNG seine Marktposition als größter Anbieter, ausgehend von einem Anteil von rd. 45 % im Jahr 2024, in den ersten Monaten 2025 deutlich ausbauen.

⁴ LNG-Mengen werden international oft in „mtpa“ angegeben (siehe auch Abbildung 10), also „million tons per annum“ (Millionen Tonnen pro Jahr). Eine Million Tonnen an LNG entsprechen rund 14,447 TWh.

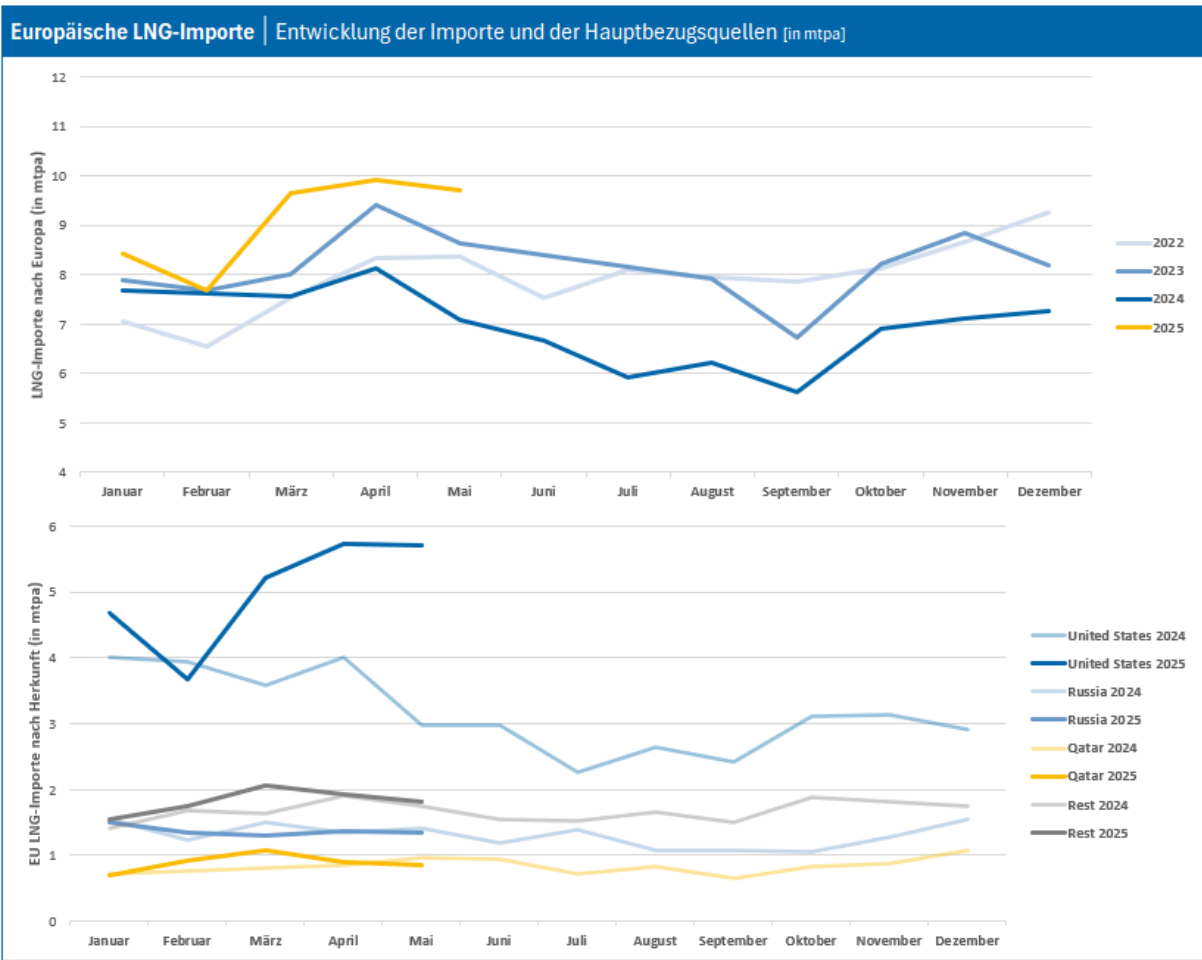


Abbildung 10: Entwicklung der europäischen LNG-Importe und der Hauptbezugsquellen

Während der Send-Out⁵ der europäischen LNG-Terminals zu Jahresbeginn 2025 noch auf dem Niveau der Vorjahre lag, sind von Mitte März bis Mitte April deutlich höhere Send-Outs als im Vergleichszeitraum der Vorjahre zu beobachten. Teilweise ist der Anstieg der Send-Outs auch auf geringere Speichernutzung der LNG-Terminals zurückzuführen. Das heißt, dass die Anlagenbetreiber ihre Pufferspeicher nicht oder nur teilweise befüllen und somit das anlandende LNG direkt regasifiziert und ins Gasnetz eingespeist wird. Vor allem in der zweiten Märzhälfte lagen die Speicherstände der LNG-Terminals deutlich unter den Vorjahreswerten.

⁵ Send-Out: Das Einspeisen von regasifiziertem LNG aus LNG-Anlagen in das Gasnetz.

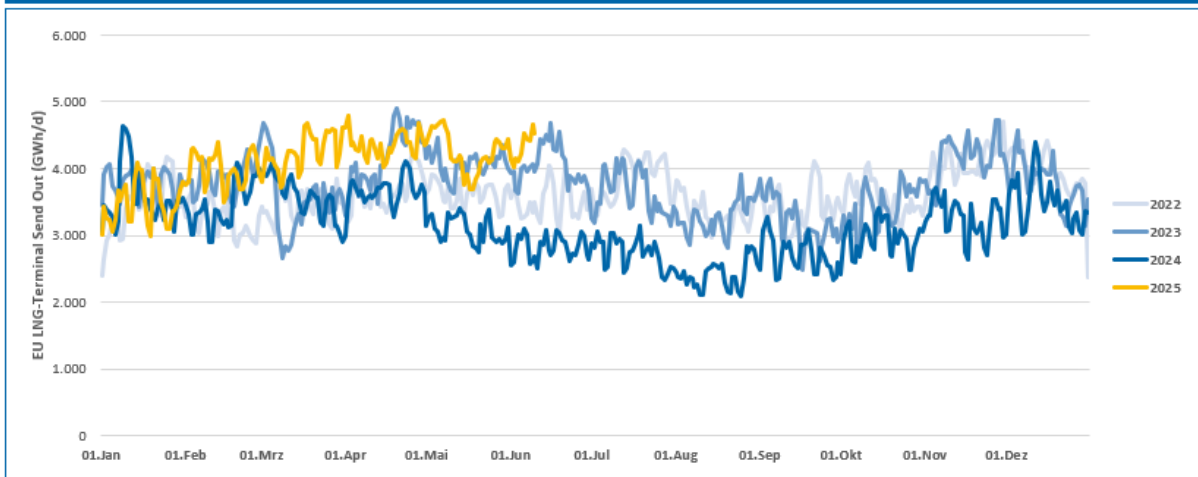


Abbildung 11: Entwicklung der Send-Outs europäischen LNG-Terminals

Aufgrund des kühleren Winters 2024/25 und der damit geringeren Speicherstände am Ende der Heizperiode wird für 2025 von wesentlich höheren Einspeichermengen und somit auch von einer deutlichen Steigerung der Send-Out-Mengen im Vergleich zum Vorjahr ausgegangen. Auch wenn der Send-Out in den Monaten Jänner bis Mai 2025 über dem des Vergleichszeitraums im Jahr 2023 liegt, machen sich die seit 2023 in Betrieb genommenen Kapazitäten in der Terminal-Auslastung bemerkbar. Bei höheren Send-Out-Mengen liegt die Kapazitätsauslastung tendenziell unter 60 %, und damit teils deutlich unter den Werten für 2023. Nichtsdestotrotz wurden die europäischen Speicherkapazitäten 2025 (Stand Juli 2025) bislang gut gefüllt, womit aus jetziger Sicht für die kommende Winterperiode 2025/26 ein ausreichend hoher Speicherfüllstand erzielt werden wird. Um dies auch zukünftig, bei den sich veränderten geopolitischen Gegebenheiten zu gewährleisten, ist es aber erforderlich, die LNG-Kapazitäten weiter auszubauen.

In Hinblick auf die Regasifizierungskapazitäten ist in den kommenden Jahren von einem weiteren Zuwachs, sowohl global als auch in Europa, auszugehen. Mit den in Bau befindlichen neuen LNG-Terminals bzw. den Kapazitätserweiterungen bestehender Terminals wird die globale Regasifizierungskapazität in den kommenden Jahren um rd. 9 % steigen. Haupttreiber des Kapazitätszubaues ist die asiatisch-pazifische Region, gefolgt von Europa.

Die europäischen Regasifizierungskapazitäten werden bis 2027 um rd. 8 % steigen (nur basierend auf den Projekten in Umsetzung). Mit rd. 50 % entfällt ein Großteil der Kapazitätssteigerungen auf Deutschland (Wilhelmshaven FSRU II und Stade LNG-Terminal). Weitere Kapazitätserweiterungen sind in Italien (LNG-Terminal Ravenna), Kroatien (LNG Hrvatska Expansion in Krk) und in den Niederlanden (Gate Terminal Expansion II) in Umsetzung. Zusätzlich zu den schon in Umsetzung befindlichen Projekten sind in der EU weitere LNG-Projekte in Planung (bis dato allerdings noch keine Investitionsentscheidungen), die die Regasifizierungskapazität weiter um rund ein Fünftel erhöhen würde, sofern alle Projekte realisiert würden. Zu den geplanten Projekten gehören unter anderem die Kapazitätserweiterung der LNG-Terminals in Italien, Griechenland, Deutschland und Polen. Im europäischen Raum sind weiters noch Kapazitätserweiterungen im Vereinigten Königreich geplant, während in der Türkei aktuell keine weiteren Anlagen in Bau bzw. in Planung sind.

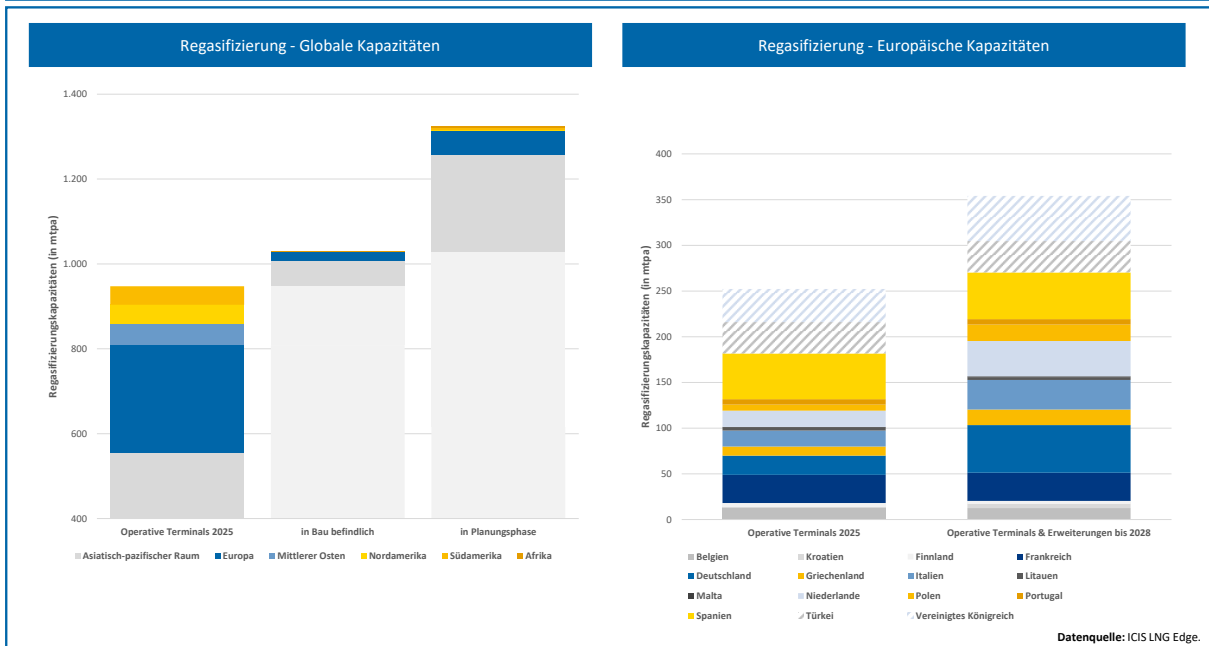


Abbildung 12: Darstellung der globalen und europäischen LNG-Regasifizierungskapazitäten, Stand: Juni 2025

Auf der Angebotsseite ist der erwartete Kapazitätzzubau deutlich höher als auf der Nachfrageseite. Nach den vorliegenden Daten zu den in Umsetzung befindlichen Projekten werden die globalen Verflüssigungskapazitäten („Liquefaction“-Kapazitäten) bis 2030 um rd. 40 % steigen. Die Haupttreiber beim Kapazitätzzubau auf der Angebotsseite sind die USA und Qatar. Allein in Nordamerika wird sich die Verflüssigungskapazität durch die in Umsetzung befindlichen Terminals bis 2030 verdoppeln. Der Großteil von rd. 80 % davon entfällt allein auf US-Terminals.

Die Kapazitäten in Qatar werden im gleichen Zeitraum um rd. 80 % ansteigen. Auch im asiatisch-pazifischen Raum und in Afrika sind Kapazitätserweiterungen in Umsetzung und geplant, deren Größenordnung ist aber nicht mit dem Zubau in Nordamerika und Qatar vergleichbar.

Neben den in Umsetzung befindlichen Projekten befinden sich weitere globale Kapazitätzzubauten in Planungsphasen, auch hier entfällt der größte Anteil auf Planungsprojekte in Nordamerika, gefolgt von Afrika und dem asiatisch-pazifischen Raum. Die USA haben auch bei den Planungsprojekten mit einem Kapazitätsanteil von über 50 % eine dominante Rolle.

Von den in Umsetzung befindlichen Projekten in den USA und in Qatar werden rund zwei Drittel der zusätzlichen Verflüssigungskapazitäten bis Ende 2027 bereitstehen. In den USA sind das allen voran die Kapazitätserweiterungen der Projekte Corpus Christi, Plaquemines, Rio Grande, Golden Pass und Port Arthur, in Qatar die Kapazitätserweiterungen North Field East und North Field South.

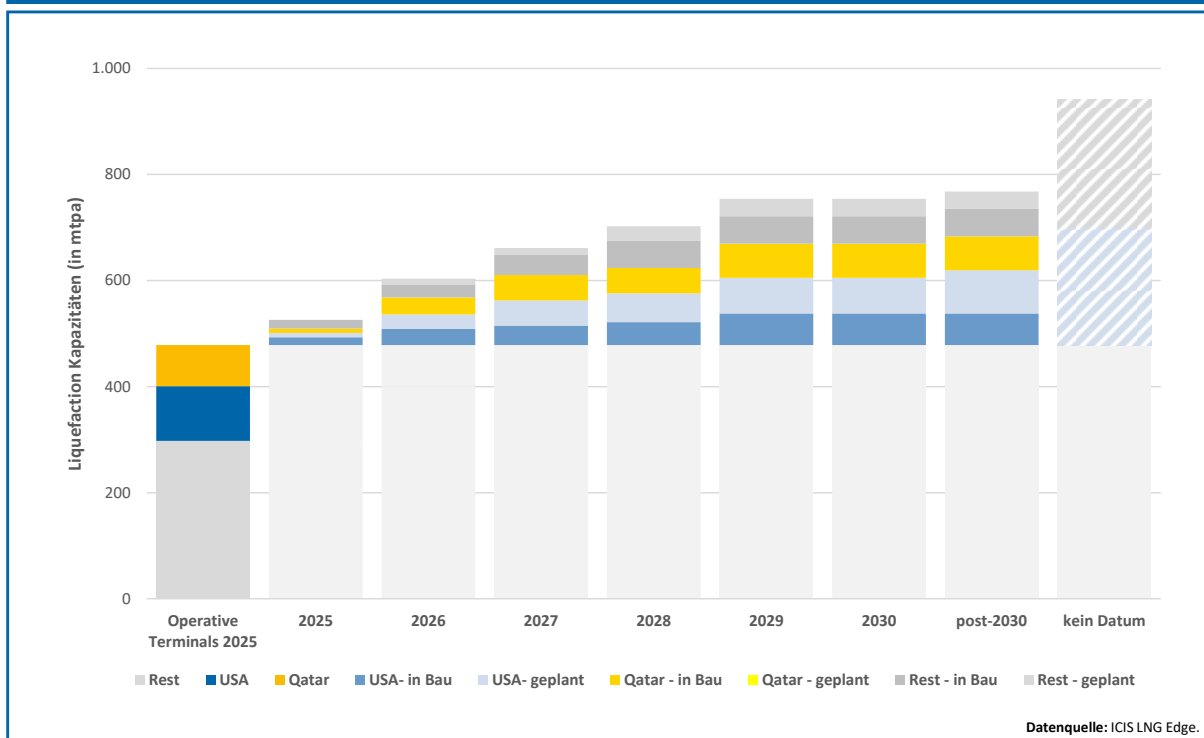


Abbildung 13: Globale Gasverflüssigungskapazitäten (Liquefaction-Kapazitäten)

1.3. Verhältnis von Angebot und Nachfrage

Der Großteil des Erdgasverbrauchs in Österreich wird über Gasimporte gedeckt, 2024 noch im Wesentlichen aus Russland (über die Ukraine und die Slowakei) auf Basis langfristiger Verträge. Im Jahr 2024 wurden der E-Control auf Basis des § 8 Abs. 2 Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 noch drei langfristige Verträge mit einer Laufzeit von über 10 Jahren und zwei Verträge mit einer Laufzeit von über zwei Jahren gemeldet. In Summe hatten diese Verträge 2024 ein kontrahiertes Jahresvolumen von rund 55,5 TWh.

Es ist davon auszugehen, dass auch mittel- bis langfristig ein Großteil des inländischen Gasverbrauchs über Gasimporte gedeckt werden muss, da die inländische Gasproduktion rückläufig und auch das nationale Angebot an erneuerbaren Gasen noch gering ist. Im Jahr 2024 konnten nur 6,92 % des Gasverbrauchs der Endkund:innen mit österreichischem Gas (Inlandsförderung und österreichisches Biometan) gedeckt werden.

Im Jahr 2024 wurde ein Großteil der Nachfrage durch russisches Gas gedeckt. Mit der Kündigung des OMV-Gazprom Export Vertrags im November 2024⁶ und der Einstellung des Gastransits über die Ukraine wurde der Verbrauch im 1. Quartal 2025 im Wesentlichen durch Speicherentnahmen gedeckt. Damit wurde die Rolle der Speicher zur Nachfragedeckung im Winter bedeutender. Zur Wiederbefüllung der Speicher sind in den nächsten Monaten die Transportrouten über Deutschland und Italien wesentlich.

⁶ Pressemitteilung der OMV: [Link zur Mitteilung](#).

Eine Diversifizierung des Angebots wird daher in den nächsten Jahren notwendig sein, um die Gasnachfrage zu decken. Dafür ist der gezielte 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 2024 auch ausgebaut (WAG-Teilloop). 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 15). 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.

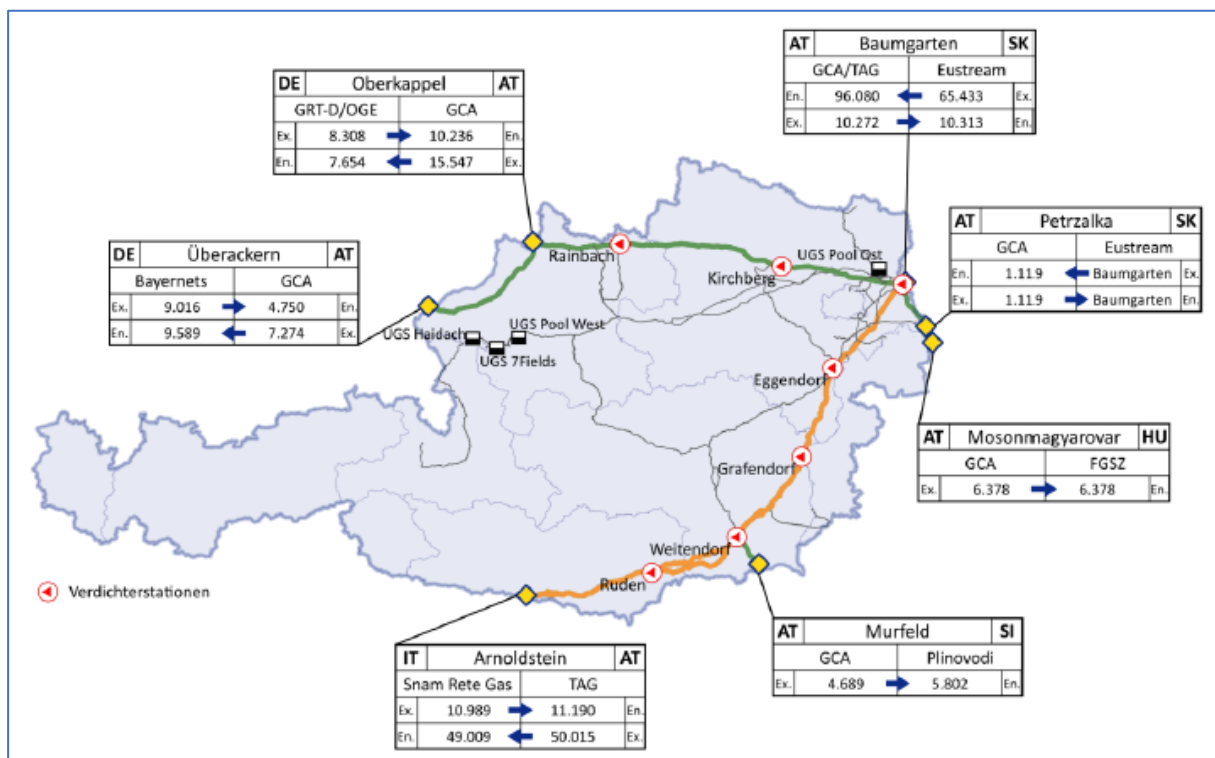


Abbildung 14: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene, Quelle: AGGM – Koordinierter Netzentwicklungsplan 2024, S. 5

Eine aktuelle Übersicht der Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten ergibt folgendes:

Feste Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten [im Marktgebiet Ost]			
Grenzübergabepunkt	Feste Kapazitäten		
	<i>Entry/Exit</i>	<i>in kWh/h</i>	<i>in GWh/d¹</i>
Arnoldstein TAG Entry	11.190.000	269	98
Arnoldstein TAG Exit	50.014.969	1.200	438
Baumgarten GCA/TAG Entry	96.080.396	2.306	842
Baumgarten GCA/TAG Exit	10.272.000	247	90
Mosonmagyarovar GCA Entry	n/a	n/a	n/a
Mosonmagyarovar GCA Exit	6.378.300	153	56
Murfeld GCA Entry	n/a	n/a	n/a
Murfeld GCA Exit	4.688.410	113	41
Oberkappel GCA Entry	10.235.706	246	90
Oberkappel GCA Exit	15.546.725	373	136
Überackern ² GCA Entry	4.750.155	114	42
Überackern ² GCA Exit	7.273.500	175	64

¹ Vorbehaltlich Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten

² Die Kapazitäten in Überackern sind konkurrenzierend mit Oberkappel zu sehen.

Tabelle 2: Feste Entry- und Exitkapazitäten an den Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost, Stand: Juni 2025
Quelle: ENTSO-G Transparency Plattform

1.4.2. Gasverteilernetz

Das österreichische Gasverteilernetz hatte 2024 eine Gesamtlänge von rund 44.000 km und wurde von insgesamt 20 Verteilernetzbetreibern betrieben. 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 ≤ 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“).

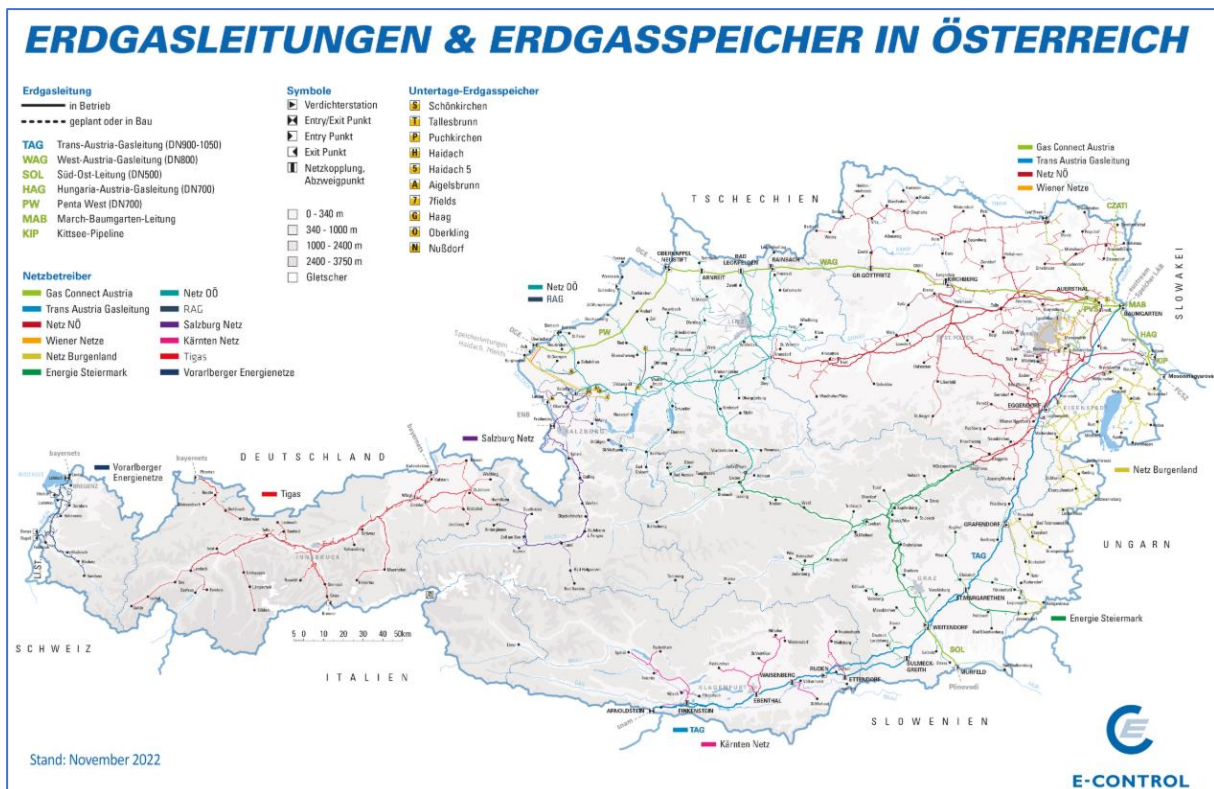


Abbildung 15: Karte des Gasnetzes (Fern- und Verteilerleitungen) und der Erdgasspeicher in Österreich, Stand November 2022; Quelle: E-Control, <https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz>

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 mit rd. 100,1 TWh höher als der jährliche nationale Gasverbrauch mit 74,37 TWh (2024) ist.

Per 1. September 2024 kam es im Speicher Haidach zu einer nachhaltigen Kapazitätserhöhung durch den technischen Speicherbetreiber RAG Austria AG auf Basis technischer Analysen. Folglich erhöhte sich das vermarktbarere Arbeitsgasvolumen bei der RAG Energy Storage GmbH um ca. 400 GWh und bei der SEFE Storage GmbH um ca. 507 GWh. Die Gesamtspeicherkapazität über alle Speicheranlagen in Österreich ist mit einem technischen Arbeitsgasvolumen in Höhe von ca. 100,1 TWh per Dezember 2024 somit um ca. 25,7 TWh höher als der Inlandsgasverbrauch 2024 von 74,372 TWh.

Die Ausspeicherleistung beträgt per Dezember 2024 in Summe 45.146 MWh/h und die Einspeicherleistung 35.984 MWh/h, wobei mit der Ausspeicherleistung der Speicheranlagen auch ein Spitzenverbrauch der Endkund:innen im Winter abgedeckt werden kann.

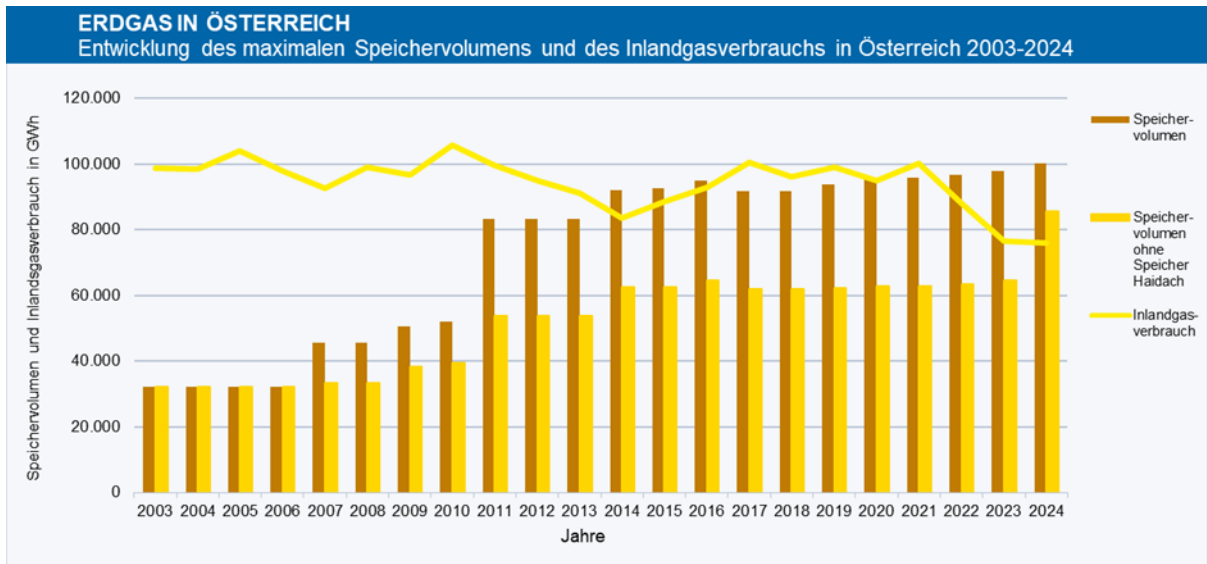


Abbildung 16: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandgasverbrauchs
Quelle: E-Control

Die österreichischen Gasspeicheranlagen 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 Erdgasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.



Abbildung 17: Lage der Gasspeicher in Österreich
Quelle: Fachverband Gas Wärme, Zahlenspiegel 2024, Stand 2024

Seit August 2022 findet die Vermarktung der Speicherkapazitäten in Österreich durch die folgenden vier Speicherunternehmen⁷ statt:

- > OMV Gas Storage GmbH (OGS)
- > RAG Energy Storage GmbH (RES)
- > Uniper Energy Storage Austria (Uniper)
- > SEFE Storage GmbH (vormals astora GmbH)

Im Jahr 2024 wurde der Speicher Haidach zur bereits seit 2022 bestehenden Anbindung an das Fernleitungsnetz auch an das Verteilnetz mit einer zusätzlichen Kapazität von rund 6,9 GWh/h bzw. rd. 30 TWh/a für die Ausspeicherung (bezogen auf das Winterhalbjahr) angeschlossen, somit erfolgte eine weitere Verbesserung der Speicheranbindung an das Marktgebiet Ost. 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 Gasreserve.

Die Regelung zum strategischen UIOLI („use-it-or-lose-it“) gemäß § 104 Abs. 4 GWG 2011, wonach das jeweilige Speicherunternehmen dem jeweiligen Speichernutzer bei systematischer Nichtnutzung von Speicherkapazitäten (jeweils zum 1. Juli im Ausmaß von weniger als 10 %) diese entziehen und an Dritte weitervermarkten muss, ist mit 1. Juni 2025 außer Kraft getreten (vgl. § 169 Abs. 12 GWG 2011).

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

Artikel 5 der Verordnung 2017 (EU) 2017/1938⁸ 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 199% . 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

⁷ Legaldefinition gem. § 7 Abs 1 Z 58 GWG 2011: „Speicherunternehmen“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Funktion der Speicherung wahrnimmt und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich ist; hierzu genügt es, dass das Unternehmen die Speicheranlage bloß verwaltet“.

⁸ [Verordnung \(EU\) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung \(EU\) Nr. 994/2010](#), Artikel 5

werden müssen – also Gas transportiert werden muss. Rein versorgungstechnisch ist der N-1 Fall in Österreich bereits eingetreten, da über den mit Abstand größten Entry-Punkt Österreichs – die Station Baumgarten mit einer Kapazität von 1.570 GWh/d – kein Gas mehr importiert wird, aufgrund der Einstellung des Transits von russischem Gas über die Ukraine und die Slowakei per 1. Jänner 2025. Die technischen Kapazitäten sind zwar vorhanden, werden aber derzeit nicht genutzt (Stand: Juni 2025).

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [GWh/d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten (GCA, WAG, TAG)	1.570	Exit Slowakei
Oberkappel	246	Min. Exit THE & WAG (OK -> BM)
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	264	Exit Italien
Freilassing & Laa/Thaya	10	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	2.090	Max. Kapazität von Einspeisepunkten
Produktion OMV	17	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	3	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,77	gebuchte Standardkapazität
Pm	21	Max. Produktionskapazität
Speicherpool OMV	264	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	175	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Uniper	55	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach SEFE	0	keine feste Kapazität im MG Ost gebucht
Sm	494	Max. Ausspeisekapazität der Speicher
LNGm	0	Max. Kapazität der LNG-Anlagen
Im	1.570	Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur
Dmax	520	Max. tägliche Gasnachfrage MG Ost Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	199%	

Abbildung 18: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1)
Quelle: AGGM [Langfristige, integrierte Planung 2024](#)

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. 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.

2.2. Erhebung zur Einhaltung des Gasversorgungsstandards 2024

Gemäß Artikel 6 Verordnung (EU) 2017/1938 ([Link](#)) – kurz „Gas-SoS-VO“ - müssen Versorger geschützter Kund:innen⁹ 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 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 erlassen¹⁰.

Im Oktober 2023 wurde vom österr. 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

⁹ 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

¹⁰ 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/bgbl/II/2023/151>

Winterbedingungen. Diese Vorhaltepflcht reduziert sich auf 30 Tage, wenn glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die vorgehaltenen Gasmengen nicht russischer Herkunft sind – dies wird im Weiteren als „Fall d)“ adressiert.

Diese Nachweise zur Gasherkunft mussten 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 waren 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 konnten.

Für die Erhebung 2025/26 gibt es für die Versorger insofern eine Erleichterung, als dass keine Nachweise gemäß den oben genannten Anforderungen der Energiebeschaffungsplattform mehr erforderlich sind. Jedoch müssen sie durch eine eidesstattliche Erklärung gewährleisten, kein russisches Gas zu beziehen. Hintergrund dieser Vereinfachung ist die Tatsache, dass es aufgrund der physischen Gasflüsse seit Beginn 2025 nach Österreich unwahrscheinlich ist, dass heimische Versorger noch russisches Gas importieren.

Nachweise von Beschaffungsverträgen über Börsen sind mangels Transparenz nicht möglich. Der Betrachtungszeitraum ist jeweils vom 1. Oktober bis 1. März des Folgejahres.

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 der Fälle c) und d) des Versorgungsstandards

Zur Erfüllung der Fälle c) und d) sind in der Erhebung ausschließlich Nachweise über entsprechende Speichervorhaltung (Speicherverträge und monatlich zu erfüllende Speicherfüllstände) zulässig und zu erbringen. Diese Nachweise kann auch durch den jeweiligen Vorlieferanten erbracht werden.

Ergebnis der Erhebung 2024

Die Erhebung der Winterperiode 2024/25 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.

2.3. Recht auf Grundversorgung

Gemäß § 124 GWG 2011 haben Versorger von Haushaltskund: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.

2.4. 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.

2.5. Maßnahmen zu Speicherbefüllung und Erhöhung der Versorgungssicherheit

2.5.1. 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, ist Österreich verpflichtet, bis zum Ende der Einspeichersaison einen gewissen Speicherstand zu erreichen.

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 politisch Verantwortliche haben allerdings auch 2024 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 2024 wurde ein Speicherfüllstand von 92,69 % bzw. 94,16 TWh verzeichnet und somit auch die nationale Zielvorgabe klar erfüllt.

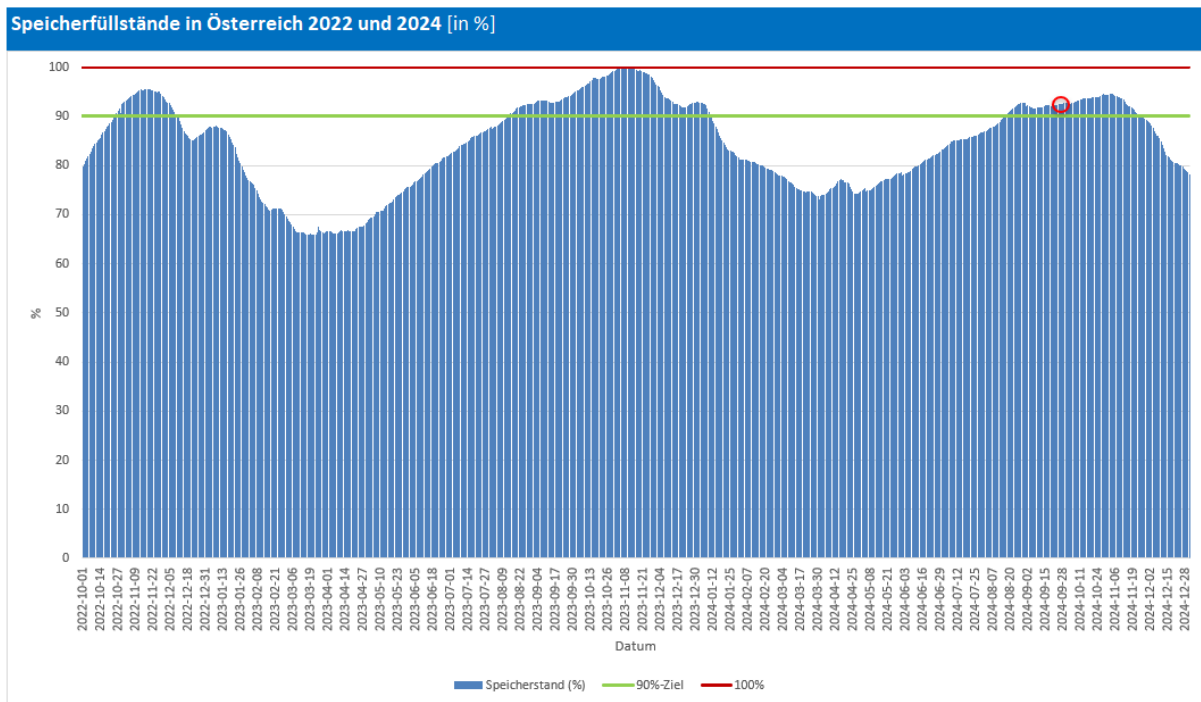


Abbildung 19: Speicherfüllstände österreichischer Speicheranlagen von Oktober 2022 bis Dezember 2024
 Quelle: AGSI+, Darstellung: E-Control

Zertifizierung von Speicherunternehmen

Nachdem in den Niederlanden, in Deutschland und Österreich Speicher von Unternehmen aus Drittstaaten vermarktet und gebucht, aber nicht genutzt wurden, wurde auf europäischer Ebene die Zertifizierung von Speicherunternehmen implementiert. Auf Basis von § 107a Abs 1 GWG 2011 iVm Art 3a VO (EG) 715/2009 (nunmehr: Art 15 VO [EU] 2024/1789) soll mit dieser Maßnahme das Vorliegen einer Gefährdung der Energieversorgungssicherheit bzw. der wesentlichen Sicherheitsinteressen in der Union bzw. in den einzelnen Mitgliedsstaaten geprüft werden.

Die E-Control hat daher von Amts wegen im ersten Halbjahr 2023 Verfahren zur Zertifizierung der Speicherunternehmen auf österreichischem Hoheitsgebiet eingeleitet. Als Bescheinigungsbehörde hat die E-Control alle Risiken für die Gasversorgungssicherheit auf nationaler, regionaler oder unionsweiter Ebene sowie jede Minderung solcher Risiken, die u.a. auf Folgendes zurückzuführen sind, zu berücksichtigen:

- Eigentums-, Liefer- oder sonstige Geschäftsbeziehungen, die negative Auswirkungen auf die Anreize und die Fähigkeit des Speicheranlagenbetreibers bzw. Speicherunternehmens, die unterirdische Gasspeicheranlage zu befüllen, haben könnten;
- die Rechte und Pflichten der Union gegenüber einem Drittland, die aus dem Völkerrecht erwachsen, einschließlich Vereinbarungen mit einem oder mehreren Drittländern, denen die Union als Vertragspartei angehört und durch die die Fragen der Energieversorgungssicherheit geregelt werden;
- die Rechte und Pflichten der betroffenen Mitgliedstaaten gegenüber einem Drittland, die aus von den betroffenen Mitgliedstaaten mit einem oder mehreren Drittländern geschlossenen Vereinbarungen erwachsen, soweit diese Vereinbarungen mit dem Unionsrecht im Einklang stehen, oder andere besondere Gegebenheiten und Umstände im Einzelfall.

Die E-Control hat, die von den Speicherunternehmen übermittelten Unterlagen geprüft und Bescheidentwürfe an die EU-Kommission übermittelt. In Abstimmung mit der EU-Kommission wurden 2024 offene Punkte geklärt bzw. Dokumente nachgefordert. Die Stellungnahmen der EU-Kommission zu den Bescheidentwürfen sind für 2025 zu erwarten. Diese sind in Folge auf der Homepage der EU-Kommission einsehbar¹¹.

2.5.2. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich

Ausreichende Gasmengen im Speicher sind für die Versorgungssicherheit Österreichs essenziell. Die Gasspeicher bieten nicht nur Flexibilität im täglichen Handel, sondern ermöglichen auch einen saisonalen Ausgleich der Gaslieferungen. Verantwortungsvolle Versorger von Endkund:innen sollten daher auch immer über ausreichende Speicherkapazitäten verfügen. Um für die österreichischen Endkund:innen und das Gesamtsystem vorzusorgen, wurden – neben der Speichervorhaltepflcht im Rahmen der Erhebung zum Gasversorgungsstandard - verschiedene Anreize zur Speicherbefüllung geschaffen.

2.5.2.1. 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 marktbasierete, 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.

Durch eine 2024 erlassene Novelle des GWG 2011¹² wurde die strategische Gasreserve im Ausmaß von 20 TWh gem. § 169 Abs 9 GWG 2011 am 6. Juli 2024 bis 1. April 2027 prolongiert und dementsprechend seitens ASGM¹³ Speicherverträge verlängert bzw. neu abgeschlossen. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sehen eine Evaluierung bis zum 1. April 2026 vor¹⁴.

2.5.2.2. 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.

¹¹ https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storage_en

¹² BGBl I 74/2024

¹³ ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH

¹⁴ Link zu Beschlussfassung und Text: <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/A/4074>.

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.

2.5.3. Ergebnis der Maßnahmen

Insgesamt konnten mit diesen Maßnahmen auch 2024 wieder hohe Speicherstände in den österreichischen Speicheranlagen erzielt werden. Rund 31 TWh waren als strategische Reserve, aus den Verpflichtungen der Erfüllung des Versorgungsstandards und als immunisierte Mengen eingespeichert (Abbildung 20). Zusätzlich wurden noch weitere Gasmengen für österreichische Endkunden gespeichert. Damit hat ein Großteil dieser in Österreich eingespeicherten Gasmengen (ca. 57 %) mit Stichtag 31.12.2024 auch tatsächlich für den österreichischen Markt und somit für Österreichs Endkund:innen zur Verfügung gestanden.

Eigentumsverhältnisse in den österreichischen Gasspeichern [per 31.12.2024, in TWh]

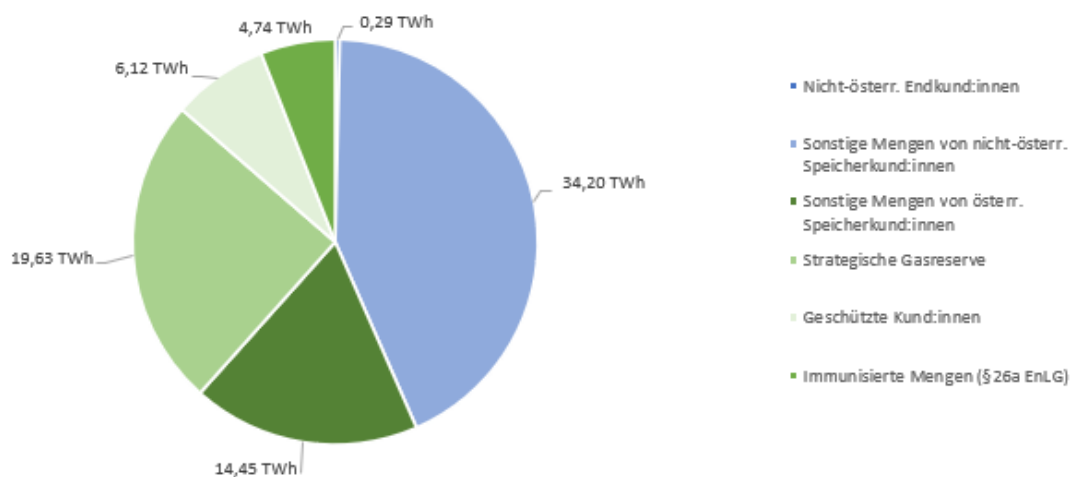


Abbildung 20: Eigentumsverhältnisse von Gasmengen in österr. Speicheranlagen mit Stand 31. Dezember 2024
Quelle: E-Control

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

Um die Gasversorgungssicherheit der österreichischen Endkund:innen langfristig zu gewährleisten, ist es erforderlich die Bezugsquellen und auch die Transportrouten, über die das Gas nach Österreich gelangt, zu diversifizieren. Die Bundesregierung hat diesbezüglich einige Maßnahmen gesetzt, auf die im Folgenden weiter eingegangen wird.

2.6.1. Wirtschaftliche Anreize zur Diversifizierung über das Gasdiversifizierungsgesetz

Zur Beschleunigung der Reduktion der Abhängigkeit Österreichs von russischem Erdgas wurde das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)¹⁵ 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

¹⁵ BGBl. I Nr. 95/2022 und 1. Änderung BGBl. I Nr. 107/2022

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.

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

Im Jänner 2025 hat die E-Control zum zweiten Mal die Daten zur „Langfristvorschau“ gemäß des § 5a Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung (G-EnLD-VO) bei den Gasversorgern erhoben.

Die Analyse der Beschaffung und der Gesamtposition zeigt im Vergleich zur Abfrage aus dem Vorjahr einen Anstieg des Eindeckungsgrades im Lieferjahr, sowie eine Zunahme des Anteils der bilateralen Beschaffung (OTC – „Over-the-Counter“) auf Kosten der Börsenbeschaffung. Der Anteil der OTC-beschafften Mengen mit bekannter Herkunft ist 2025 deutlich angestiegen.

Der Anteil von Gas aus unbekannter Herkunft (OTC-Geschäfte mit unbekannter Herkunft und Börsengeschäfte) an der gesamten Beschaffung liegt für 2025 bei rd. 70 %. Davon entfällt rd. ein Viertel auf Börsengeschäfte und rd. drei Viertel auf OTC-Geschäfte.

Ab 2025 sind alle Gasmengen mit bekannter Herkunft auch Mengen nicht-russischer Herkunft. Nach Auslaufen des Transitabkommens zwischen Russland und der Ukraine gelangt kein russisches Gas mehr über die Ukraine-Route und die Slowakei nach Österreich. Daher ist die Deckung des erwarteten Endkundenabsatz de facto frei von russischen Gasmengen.

Der Großteil der geschlossenen Position wird über OTC-Geschäfte beschafft, von denen wiederum mehr als die Hälfte auf langfristige Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Jahr entfallen.

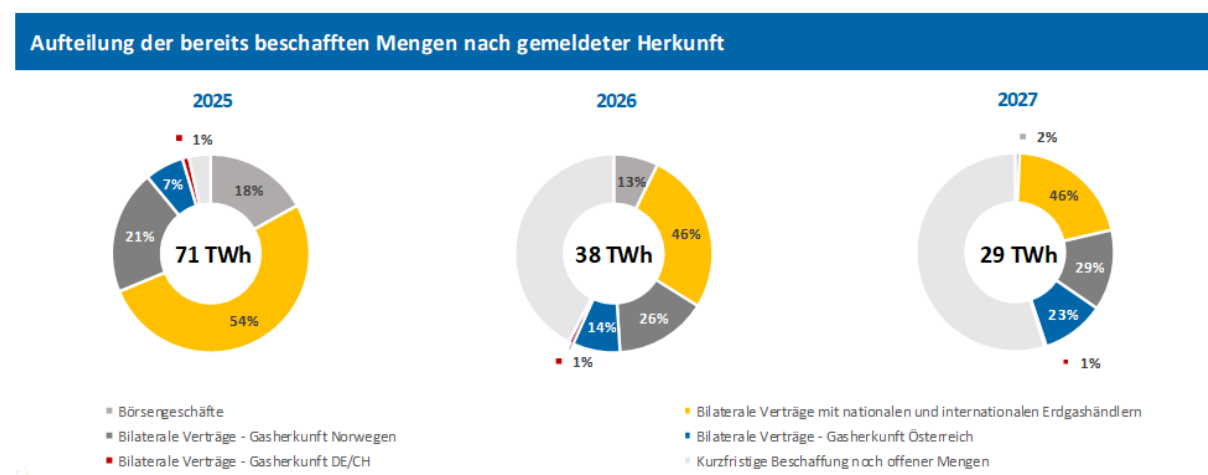


Abbildung 21: Aufteilung der beschafften Mengen nach gemeldeter Herkunft; Stand: März 2025
 Quelle: Erhebung der E-Control zur Langfristvorschau der Versorger

Zuverlässige Aussagen zu Diversifizierungsbemühungen der Versorger können aus den Daten nicht abgeleitet werden, da die Abfrage 2024 erstmals durchgeführt wurde und daher noch nicht ausreichende Vergleichswerte aus den Vorjahren zur Verfügung stehen.

Aufgrund der Anzahl der Handelspartner und der Verteilung der OTC-Beschaffung auf eine größere Anzahl an nationalen und internationalen Erdgashändlern kann aber für die österreichische Gasversorgung, auf Basis eines HHI-Benchmarks für den OTC-Markt, insgesamt ein hinreichender Grad an Diversifizierung festgestellt werden.

Im Hinblick auf die Datenbereitstellung der Versorger im Rahmen des § 5a G-EnLD-VO 2017 wurde sowohl die erwartete Abgabe an Endkunden wie auch die Struktur der Beschaffung für das Meldejahr und die folgenden zwei Frontjahre erhoben. Zusätzlich wurden bei der Beschaffung die Mengen aus börslichem und bilateralem Handel abgefragt. Bei bilateralen Geschäften wurde weiter zwischen kurzfristigen (kleiner ein Jahr) und langfristigen Verträgen (größer ein Jahr) differenziert, und die Gasherkunft sowie der Handelspartner abgefragt. Damit sind für die Versorger grundsätzlich alle Daten vorhanden, die auch im Rahmen der Meldeverpflichtung nach § 121a GWG 2011 jeweils im Oktober zu melden sind.

2.7. Maßnahmen in der Infrastruktur

Neben der Beschaffung von Gasmengen ist selbstverständlich auch die verfügbare Infrastruktur ein essenzieller Baustein der Gasversorgungssicherheit Österreichs. Dabei wird nicht nur auf den Aus- und Umbau der Infrastruktur geachtet, sondern auch auf den Betrieb Netze, welcher anhand verschiedener Kennzahlen beurteilt wird.

2.7.1. Sicherstellung der Gasnetzqualität

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 2024 bei 3,87 Minuten. Dies entspricht einer deutlichen Erhöhung gegenüber dem Jahr 2023 von rund 169 %. Dies ist im Wesentlichen auf ein Leitungsgebrechen eines einzelnen Netzbetreibers im Verteilernetz zurückzuführen, der deutlich längere Versorgungsunterbrechungen als üblich hatte. 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 Gasverteilernetz, oder auch SAIFI genannt, lag bei 0,0068 und war somit etwas höher als in den Vorjahren. Dies bedeutet, dass im Durchschnitt von 1.000 Zählpunkten knapp 7 Zählpunkte betroffen sind.

Aus den Berechnungen der E-Control geht zudem hervor, dass die ungeplante Unterbrechungsdauer in den Wintermonaten geringer ausfällt als während der Sommerzeit. Dies dürfte vorrangig auf eine höhere Gasabhängigkeit der Netzbewerber 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	2023	2024
SAIDI - durchschnittliche Unterbrechungsdauer je versorgtem Zählerpunkt [min/a]		
SAIDI ungeplante Unterbrechungen	1,44	3,87
SAIDI ungeplant - Sommer (April bis September)	0,94	2,04
SAIDI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	0,50	1,84
SAIDI geplante Unterbrechungen	17,89	3,99
SAIFI - durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit je versorgtem Zählerpunkt [1/a]		
SAIFI ungeplante Unterbrechungen	0,0034	0,0068
SAIFI ungeplant Sommer (April bis September)	0,0018	0,0044
SAIFI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	0,0016	0,0024
SAIFI geplante Unterbrechungen	0,0136	0,0087
CAIDI - durchschnittliche Unterbrechungsdauer je betroffenem Netzbenutzer [min]		
CAIDI ungeplante Unterbrechungen	424	570
CAIDI ungeplant Sommer (April bis September)	507	467
CAIDI ungeplant Winter (Jänner bis März und Oktober bis Dezember)	324	754
CAIDI geplante Unterbrechungen	1.316	457

Tabelle 3: Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit bei Gas in Österreich, 2022 und 2024, Quelle: E-Control

2.7.2. Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur

Der Infrastrukturstandard (N – 1) 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 Netzentwicklungsplan¹⁶“ 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 Überacker) zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem deutschen Marktgebiet THE¹⁷. 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 Verzögerungen darstellt. Um die Finanzierung zu ermöglichen, wurde im Juni 2024 ein Gesetz¹⁸ erlassen, das vorsieht, dass der österreichische Staat 70 Mio. Euro zur Verfügung stellt.

¹⁶ 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.

¹⁷ THE steht für Trading Hub Europe, dem Österreich vorgelagerten Marktgebiet in Deutschland.

¹⁸ Bundesgesetz, mit dem der Bundesminister für Finanzen zur Bereitstellung von Bundesmitteln für die Errichtung des Infrastrukturprojektes WAG Teil-Loop ermächtigt. [Link](#).

Weitere Projekte, die die Versorgungssicherheit Österreichs mit Gas 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 hat es bereits im Oktober 2024 gegeben. Der italienische Fernleitungsnetzbetreiber Snam Rete Gas S.p.a. ertüchtigte sein Netz und erhöhte somit die technisch verfügbaren Kapazitäten in Arnoldstein um ca. 30 % auf das aktuell maximale Importpotenzial auf österreichischer Seite.

Auch die Verbindungsleitung zwischen Salzburg und Tirol (die Projekte 2019/01 und 2019/02 mit geplanter Fertigstellung Ende 2025, enthalten in der langfristigen integrierten Planung der AGGM) erhöhen die Versorgungssicherheit in Österreich. Durch die Realisierung dieser Projekte kann eine derzeit nicht gegebene, aber wünschenswerte ausfallssichere Versorgung der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und die Versorgungssicherheit im Netz der TIGAS-Wärme Tirol GmbH deutlich erhöht werden.

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.

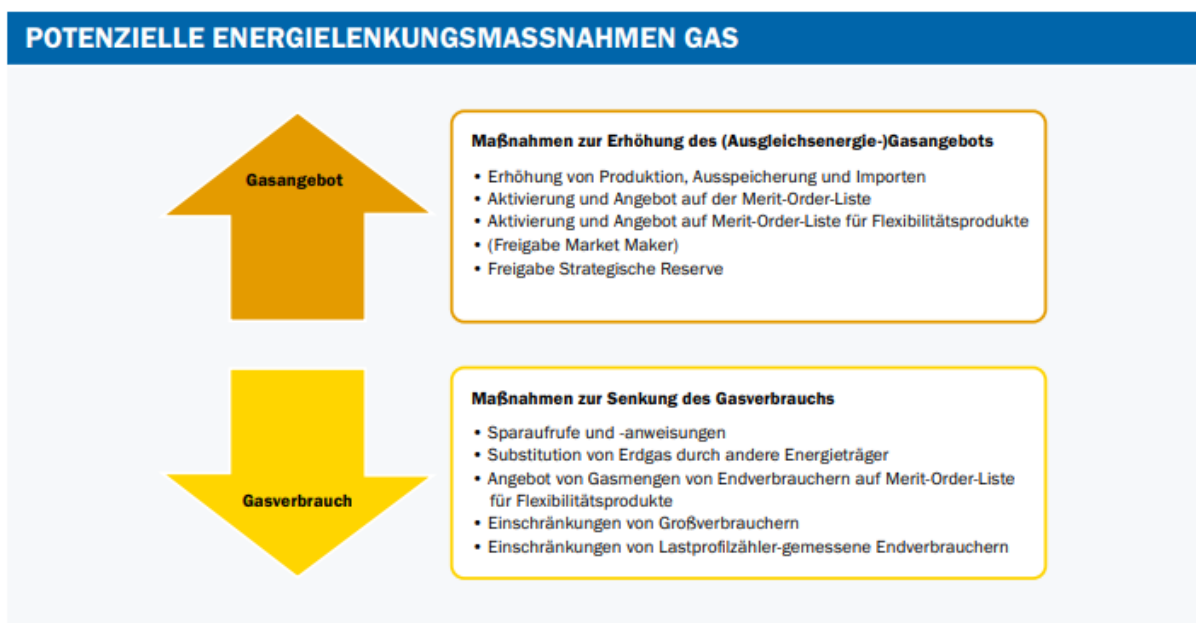


Abbildung 22: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall, Quelle: E-Control

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 Leitfaden¹⁹ der E-Control dargestellt.

¹⁹ 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“.²⁰ 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 veröffentlicht²¹, 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.²²

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.

²⁰ Ausführliche Darstellung: <https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november>

²¹ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden_EnL_Gas_Energielenkung_FINAL_02_clean.pdf/e97ad209-2090-b6c9-2dc5-6ad282b50f33?t=1681726843073

²² Infoveranstaltung: <https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november>

4. Ausblick auf die Winterperioden 2025/26

Am 31. Dezember 2024 endete der Transitvertrag zwischen Naftogaz und Gazprom Export. Somit wurde seit 1. Jänner 2025 auch kein russisches Gas mehr über die Ukraine und die Slowakei transportiert.

Ein Großteil der Importe nach Österreich wurde bis Ende 2024 noch über diese Route transportiert. Seit 1. Jänner 2025 hat sich die Gasflusssituation in und um Österreich verändert – ein Großteil der Importe kommt nunmehr aus Deutschland, der Rest aus Italien.

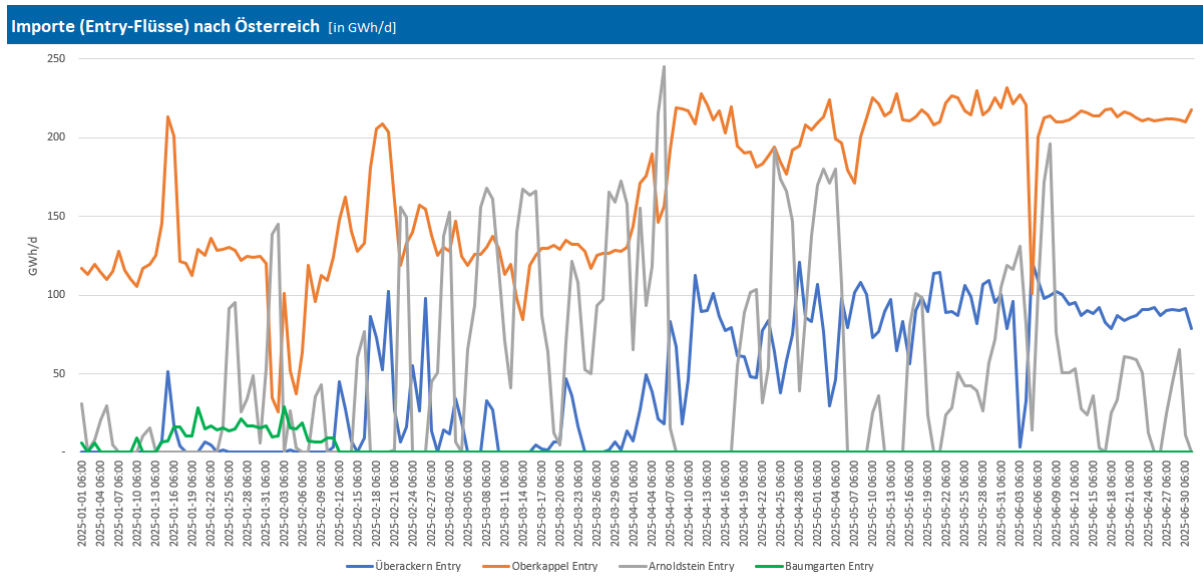


Abbildung 23: Importgasflüsse im Jahr 2025 nach Österreich in GWh/d, Quelle: ENTSO-G Transparency Plattform

Abbildung 23 zeigt die täglichen Importmengen je Grenzübergabepunkt von 1. Jänner bis 30. Juni 2025:

- **Grün:** Der Entry-Fluss in Baumgarten aus der Slowakei. Man sieht zu Beginn des Jahres 2025 noch einen geringen Gasfluss – dieser resultiert aus der Umlagerung eines Teils der strategischen Gasreserve aus der Slowakei in österreichische Speicheranlagen.
- **Orange:** Der Entry-Fluss in Oberkappel aus Deutschland. Seit Jahresbeginn spielt dieser Importpunkt nunmehr die größte Rolle in Österreich. Seit April, mit Beginn der Einspeicherphase, ist der Import relativ konstant auf hohem Niveau.
- **Blau:** Der Entry-Fluss in Überackern aus Deutschland. Auch hier sieht man seit April regelmäßig Importflüsse. Aufgrund der Konkurrenzsituation der Ableitkapazitäten mit dem Grenzübergabepunkt Oberkappel ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil dieser Gasmengen direkt in die nahegelegenen Speicheranlagen fließt.
- **Grau:** Der Entry-Fluss in Arnoldstein aus Italien. Auch aus Italien wird regelmäßig Gas importiert, allerdings in Summe weniger als aus Deutschland und vor allem weniger konstant.

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 2025 veröffentlichten Summer Supply Outlook 2025 wurde auch eine Analyse für den kommenden Winter 2025/26 erstellt. Diese zeigt im Referenzszenario, ausgehend von einem Lagerbestand von EU-weit 34 % am 1. April 2025 reichen die Ein- und Ausspeicherkapazitäten der

Gasspeicheranlagen in Verbindung mit der Flexibilität der Importe aus, um den Bedarf zu decken und das angestrebte Lagerbestandsniveau von 53 % am Ende des Winters in der gesamten EU zu erreichen. Dies zeigt, dass die Infrastruktur und die Versorgungsflexibilität für den Sommer 2025 und den Winter 2025/26 unter der Voraussetzung einer ausreichenden Versorgung angemessen sind.²³

Winter Overview	Russian supply	Storage Target	LNG Scenario	Demand curtailment	Final UGS filling level *
Reference	Minimised	Maximum	Ref	No	53%
		Maximum	Low	No	19%
	Disrupted	Maximum	Ref	No	35%
		Maximum	Low	3%	11%
5YA-15%	Minimised	Maximum	Ref	No	74%
		Maximum	Low	No	43%
	Disrupted	Maximum	Ref	No	58%
		Maximum	Low	No	25%
5YA	Minimised	Maximum	Ref	No	12%
		Maximum	Low	8%	11%
	Disrupted	Maximum	Ref	4%	11%
		Maximum	Low	12%	11%

* Storage filling level on 2026 March 31

Tabelle 4: Darstellung der Ergebnisse der ENTSO-G Modellrechnungen für die Winterperiode 2025/26

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 mit bis zu 12 % durch bereits verfügbare Maßnahmen zur Senkung des Gasverbrauchs zu beherrschen. Zu erwähnen ist allerdings, dass niedrige Speicherstände am Ende des Winters zu hohen Kapazitätsauslastungen und hohen Preisen in der folgenden Einspeichersaison zur Folge haben würden.

4.2. Szenarien für Österreich

Die E-Control hat gemäß Energielenkungsgesetz die Aufgabe, zur Vorbereitung der Lenkungsmaßnahmen 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.

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.

E-Control hat unter Einbezug objektiver Quellen bestmöglich realistische, probabilistische Szenarien für die Winterperiode 2025/26 berechnet. Die Basis dafür sind historische Daten, allerdings mit einer

²³ ENTSG Summer Supply Outlook 2025 with Winter 2025/26 Overview; https://www.entsog.eu/sites/default/files/2025-04/SO0067-25_Report_Summer%20Supply%20Outlook%202025.pdf.

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 E-Control zu probabilistischen Szenarien

Die E-Control rechnet auf Basis des sogenannten Maßnahmenrechners²⁴ regelmäßig verschiedene Gasverbrauchsszenarien. Anhand der historischen Daten wurde der Jahresverbrauch für die kommenden beiden Jahre bei einem normalen Winter mit 85 TWh festgelegt, womit der Wert sogar deutlich über dem temperaturbereinigten Gasverbrauch 2024 liegt. Es wurden aber auch Szenarien mit zwei aufeinander folgenden kalten Wintern und mit unterschiedlichen Nutzungsgraden der vorhandenen Importkapazitäten gerechnet:

1. Nutzung der Importkapazitäten zu 75 % bei normalen Wintertemperaturen (blau).
2. Nutzung der Importkapazitäten zu 85 % bei normalen Wintertemperaturen (orange).
3. Nutzung der Importkapazitäten zu 85 % bei zwei überdurchschnittlich kalten Winterperioden (grün).
4. Nutzung der Importkapazitäten zu 85 % bei 80 TWh Jahresverbrauch (lila).

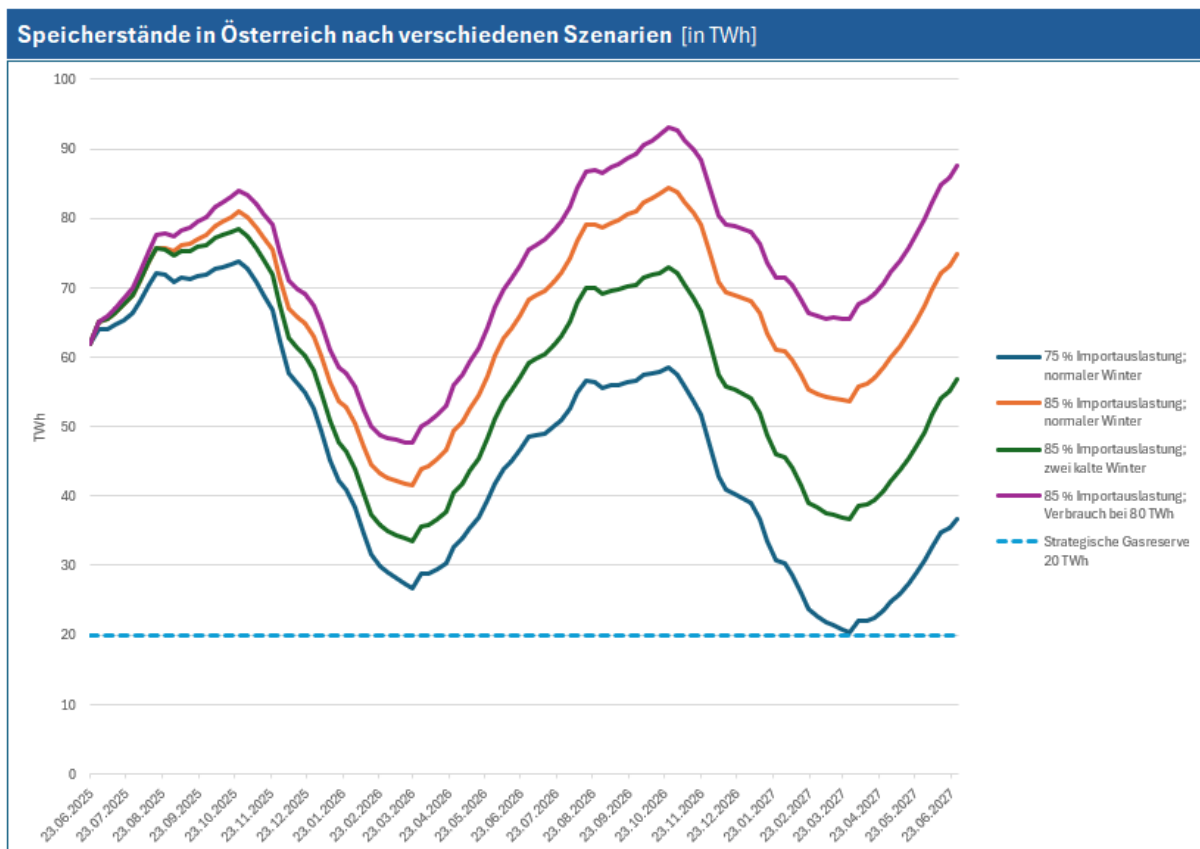


Abbildung 24: Darstellung der prognostizierten Speicherstände Juni 2025 bis Juni 2027 in verschiedenen Szenarien, Quelle: E-Control

Wie in Abbildung 24 ersichtlich, stellt sich die Versorgungslage für den kommenden Winter 2025/26 nicht problematisch dar. Allerdings muss man darauf achten, dass der Speicherstand nicht zu weit sinkt und ggf. entsprechende Maßnahmen ergreifen. Wenn man den Unterschied von Szenario 1 (blau) zu Szenario 2 (orange) betrachtet sieht man, welche Relevanz die Nutzung der zum jetzigen Zeitpunkt

²⁴ Ein von E-Control entwickeltes Berechnungstool für verschiedenste Szenarien im Energiebereich.

vorhandenen Kapazitäten auf die Speicherbefüllung und entsprechend auch auf den Speicherstand am Ende des Winters hat. Im Juni 2025 sind bisher, im Vergleich zu den Vorjahren, hohe Einspeicherraten zu beobachten, was die Versorgungsszenarien noch zusätzlich positiv beeinflussen könnte.

Generell ist ein potenziell niedriger Speicherstand (unter 20 %) am Ende der Heizperiode als eine große Herausforderung in den kommenden Jahren 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 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. Wie man im Winter 2024/25 gesehen hat, ist eine Verfügbarkeit von Gaskraftwerken zur Stromerzeugung im Winter essenziell für die Stromversorgungssicherheit.

Ein laufendes Monitoring der Gasflusssituation und regelmäßige Prognosen sind jedenfalls empfehlenswert. 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.

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 BMWET 2024 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 versorgen²⁵.

²⁵ Link zum Gutachten: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f9f584fe-4c1f-4883-9177-44df78ba2b45/Hoehere_Gewalt_iZm_Gasliefervetraegen_NHP.pdf

5. Zusammenfassung

- Österreichs Gasversorgung war und ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung gesichert. Im Betrachtungszeitraum des Berichts, also Kalenderjahr 2024 und die Winterperiode 2025/26, konnte der Gasverbrauch der Endkund:innen trotz des Ausfalls der Ukraine-Route gedeckt werden. Die Preise waren stabil, aber auf deutlich höherem Niveau als vor dem Beginn des Krieges in der Ukraine.
- 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 in den Jahren zuvor waren auch 2024 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 Speicheranlagen zum Stichtag 31. Dezember 2024 auf 44,93 TWh.
- Um die Diversifizierung der Gasbeschaffung zu 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 bereits im Jahr 2024 finalisiert worden.
- Aus heutiger Sicht ist die österreichische Gasversorgung für die Winterperiode 2025/26 bei einer gleichbleibenden Importsituation gewährleistet (Stand Juli 2025). Die aktuell in österreichischen Gasspeichern eingelagerten Gasmengen entsprechen einem Füllstand von 63,06 TWh bzw. 62,88 % (Stand 25. Juni 2025). Ein großer Teil dieser Speichermengen kann österreichischen Speicherkund:innen zugeordnet werden.
- Die Versorger österreichischer Endkund:innen haben gemäß GWG 2011 die Pflicht, zur Versorgungssicherung beizutragen. Für die Versorger geschützter Kund:innen ist die Einhaltung des Versorgungsstandards auf Grundlage des GWG 2011 bzw. der einschlägigen EU-Vorgaben sowie § 121 Abs. 5a GWG 2011, welche eine Vorhalteverpflichtung für 45 Tage vorsieht, sofern nicht nachgewiesen kann, dass die entsprechenden Gasmengen nicht-russischen Ursprungs sind, obligatorisch.

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 - 2024, Mai 2025 Quelle: IEA, Link: https://www.iea.org/topics/russias-war-on-ukraine	5
Abbildung 3: Jährlicher, österreichischer Gasverbrauch der Endkund:innen gesamt und in den einzelnen Marktgebieten	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 Gasverbrauch 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 und GeoSphere, Darstellung: E-Control	10
Abbildung 10: Entwicklung der europäischen LNG-Importe und der Hauptbezugsquellen	12
Abbildung 11: Entwicklung der Send-Outs europäischen LNG-Terminals	13
Abbildung 12: Darstellung der globalen und europäischen LNG-Regasifizierungskapazitäten, Stand: Juni 2025	14
Abbildung 13: Globale Gasverflüssigungskapazitäten (Liquifaction-Kapazitäten)	15
Abbildung 14: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene, Quelle: AGGM – Koordinierter Netzentwicklungsplan 2024, S. 5	16
Abbildung 15: Karte des Gasnetzes (Fern- und Verteilerleitungen) und der Erdgasspeicher in Österreich, Stand November 2022; Quelle: E-Control, https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz	18
Abbildung 16: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs Quelle: E-Control	19
Abbildung 17: Lage der Gasspeicher in Österreich Quelle: Fachverband Gas Wärme, Zahlenspiegel 2024, Stand 2024	19
Abbildung 18: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1) Quelle: AGGM Langfristige, integrierte Planung 2024	21
Abbildung 19: Speicherfüllstände österreichischer Speicheranlagen von Oktober 2022 bis Dezember 2024 Quelle: AGSI+, Darstellung: E-Control	25
Abbildung 20: Eigentumsverhältnisse von Gasmengen in österr. Speicheranlagen mit Stand 31.Dezember 2024 Quelle: E-Control	27
Abbildung 21: Aufteilung der beschafften Mengen nach gemeldeter Herkunft; Stand: März 2025 Quelle: Erhebung der E-Control zur Langfristvorschau der Versorger	28
Abbildung 22: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall, Quelle: E-Control	32
Abbildung 23: Importgasflüsse im Jahr 2025 nach Österreich in GWh/d, Quelle: ENTSO-G Transparency Plattform	34
Abbildung 24: Darstellung der prognostizierten Speicherstände Juni 2025 bis Juni 2027 in verschiedenen Szenarien, Quelle: E-Control	36

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährliche Biomethanmengen, Quelle: E-Control	11
Tabelle 2: Feste Entry- und Exitkapazitäten an den Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost, Stand: Juni 2025 Quelle: ENTSO-G Transparency Plattform	17
Tabelle 3: Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit bei Gas in Österreich, 2022 und 2024, Quelle: E-Control.....	30
Tabelle 4: Darstellung der Ergebnisse der ENTSO-G Modellrechnungen für die Winterperiode 2025/26	35

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG (der Markt- und Verteilergiebtsmanager)
ASGM	Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH
Aws	Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH
BMWET	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus Vormals 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
Mtpa	Million tons per annum (Millionen Tonnen pro Jahr)
MVGM	Markt- und Verteilergiebtsmanager
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)“