MONITORING REPORT
VERSORGUNGSSICHERHEIT GAS 2023
BERICHTSJAHR 2022

UNSERE ENERGIE VERTRAUT AUF SICHERHEIT.

www.e-control.at

Disclaimer:

Die in diesem Bericht verwendeten geschlechtsspezifischen Ausdrücke und Formulierungen beziehen sich – sofern nicht anders kenntlich gemacht – auf alle Geschlechter.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary 4
1. Gesetzliche Anforderung und Umsetzung 5
1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail 5
1.2 Berichtsstruktur 5
2. Entwicklung der Gasinfrastruktur 6
2.1. Speicheranlagen 6
2.2. Gasnetze 7
2.2.1. Ausbau und Instandhaltung der Netze 8
2.2.2. Qualität der Netzdienstleistung 8
3. Prognose des Gasverbrauchs in Österreich 2040 9
4. Bedeutung von langfristigen Bezugsverträgen („Langfristverträge“) 10
5. Rechtliche Maßnahmen zur Prävention bzw. Bewältigung von Gasengpass-Situationen 10
6. Aktuelle Bewertung der Versorgungssicherheit im Gasbereich 11
6.1. Buchung und Nutzung der Speicheranlagen 11
6.2. Aktuelle Lage: Winter 2023/24 11
6.3. Diversifizierung der Gasquellen 13
6.4. Erhöhung der globalen LNG-Kapazitäten 16
6.4.1. Ausbau der Verflüssigungskapazitäten (potenzielles Angebot von LNG) 16
6.4.2. Ausbau der Regasifizierungskapazitäten (potenzielle Nachfrage nach LNG) 16
6.5. Importpotenziale an den Grenzübergabepunkten nach Österreich 17
7. Schlussfolgerungen 19
Abbildungsverzeichnis 20
Tabellenverzeichnis 20
Abkürzungsverzeichnis 21
Quellenverzeichnis 22

Executive Summary

- Österreichs Gasversorgung war und ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung stabil und gesichert. Die Gasspeicher waren zum 1. November mit über 97 TWh annähernd zu 100 % befüllt. Die russischen Gasflüsse über die Ukraine-Route und die Turkstream nach Österreich und in die EU sind nach wie vor aufrecht. Die Importkapazitäten aus Deutschland und Italien nach Österreich sind auch von österreichischen Gashändler gebucht und können bei einem Ausfall oder Reduzierung der russischen Gaslieferungen stärker genutzt werden, um diese zum Großteil zu ersetzen.

- Berechnungen zeigen, dass Österreich selbst bei einem Ausfall der Gaslieferungen über die Ukraine und einem überdurchschnittlich kalten Winter mit einem Speicherstand von rd. 19 % aus der Winterperiode kommen würde. Bei gleichbleiben der derzeitigen Importsituation und normalen Winterverhältnissen ist ein Speicherstand von rd. 67 % möglich, sodass für die Wiederbefüllung für die folgende Winterperiode geringe Mengen beschafft werden müssen.

- Mittelfristig ist das europäische und nationale Ziel eine Diversifizierung der Gasbezugsquellen, um die Gasversorgung zu sichern. Österreich als Binnenland hat keinen direkten Zugang zu den global gehandelten LNG-Mengen hat, sondern ist auf den leitungsgebundenen Transport der erworbenen Gasmengen nach Österreich durch vorgelagerte Transitländer angewiesen. Dazu muss das Gas durch verschiedene Staaten entweder aus dem Osten (vorgelagert Slowakei), Westen (vorgelagert Deutschland) oder Süden (vorgelagert Italien) geliefert werden.

- Mit dem Auslaufen des Transitvertrags durch die Ukraine zum 31. Dezember 2024 ist davon auszugehen, dass es keine weiteren langfristigen Vertragsbeziehungen für den Transit zwischen dem ukrainischen TSO und Gazprom Export mehr geben würden. Die Analyse verschiedener Szenarien und ihrer Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Österreich wird Teil des Monitoringberichts für 2023 sein.

- Wie in den Prognoseszenarien ersichtlich wird Erdgas auch längerfristig noch eine bedeutende Rolle in Energieversorgung spielen und damit auch die Sicherung der Gasversorgung. Im Wärmebereich und in der Stromerzeugung wird der Gasverbrauch aufgrund diverser Maßnahmen voraussichtlich sehr stark zurückgehen, allerdings wird Gas in der Industrie und in der Stromerzeugung weiterhin in großem Umfang gebraucht. Hier ist das längerfristige Ziel auf erneuerbare Gase umzustellen – also Biomethan oder grünen Wasserstoff.

Stand: November 2023

1. Gesetzliche Anforderung und Umsetzung

1.1 Die Monitoring-Pflichten der E-Control im Detail

Die Monitoring-Tätigkeiten gemäß § 27 Abs. 2 Energielenkungsgesetz[1] betreffen insbesondere:

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

1.2 Berichtsstruktur

Die Erstellung dieses Berichts erfolgt als Ergänzung zum bereits veröffentlichten Berichts zur Versorgungssicherheit Österreichs im Gasbereich gemäß § 28 Abs. 3 E-Control-Gesetz[2] iVm § 27 Abs. 2 EnLG 2012 und basiert auf historischen Daten des Markt- und Verteilergebietsmanagers, der Statistik und des Monitorings der E-Control sowie auf dem nationalen Präventionsplan und den Netzausbauplänen und auf Daten der ENTSO-G[3].

Die technischen und politischen Auswirkungen des Krieges zwischen Russland und der Ukraine auf die Gasversorgungslage in der EU beschäftigen die Mitgliedstaaten und speziell Österreich sehr intensiv.

Kapitel 2 beschäftigt sich mit dem Ausbau und der Sicherheit der Gasinfrastruktur, um den Transport und die Endkundenversorgung in Österreich zu gewährleisten.

Eine Prognose zum Gasspeicherstand der österreichischen Speicheranlagen per Anfang April 2024 ist in Kapitel 3 dargestellt und erläutert.

Ein Einblick über den prognostizierten Gasverbrauch im Jahr 2040 ist in Kapitel 4 unter verschiedenen Annahmen bzw. Szenarien und differenziert zwischen (Bio-)Methan und Wasserstoffdargestellt.

Kapitel 5 widmet sich dem Thema der Bedeutung von langfristigen Bezugsverträgen und gibt einen groben Überblick über eben diese.

Der Überblick von rechtlichen Entwicklungen mit Bezug zur Versorgungssicherheit im Gasbereich ist in Kapitel 6 zu finden.

Die Frage „Wie kann die Versorgungssicherheit im Gasbereich noch erhöht werden?“ wird in Kapitel 7 beantwortet und gibt somit einen Einblick der Optionen zur Diversifizierung von russischem Gas.

Die Schlussfolgerungen aus den vorangegangenen Kapiteln werden in Kapitel 8 dargelegt.

[1] Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012): https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008276

[2] Energie-Control-Gesetz (E-ControlG): https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007046

[3] European Network of Transmission System Operators for Gas

2. Entwicklung der Gasinfrastruktur

2.1. Speicheranlagen

Ein Status-quo der Kapazitäten und Eckdaten hinsichtlich der Speicheranlagen in Österreich ist in Abschnitt 1.3.3. ab Seite 11 des bereits veröffentlichten Berichts[4] zur Versorgungssicherheit im Gasbereich enthalten. Der Speicherfüllstand in Österreich lag per 1. November 2022 bei 93,07 % bzw. 88,92 TWh. Für die Wintersaison 2022/23 waren die Speicher daher gut gefüllt.

Nachfolgende Tabellen zeigen das technisch maximale Arbeitsgasvolumen und die technisch maximalen Ein- und Ausspeicherkapazitäten per Oktober 2022 (Tabelle 1) und per Oktober 2023 (Tabelle 2). Dabei ist anzumerken, dass seit 1. August 2022 die Speicherkapazitäten der GSA im Speicher Haidach von astora und RAG Energy Storage vermarktet werden.

Speicherunternehmen	Speicheranlage	AGV (TWh)	Einspeicherrate (GWh/d)	Entnahmerate (GWh/d)
astora GmbH		**18,61**	**162,29**	**174,31**
	UGS Haidach	18,61	162,29	174,31
OMV Gas Storage GmbH (OGS)		**25,29**	**210,55**	**304,28**
	Schönkirchen	20,76	176,59	260,81
	Tallesbrunn	4,53	33,96	43,47
RAG Energy Storage (RES)		**34,18**	**323,81**	**362,21**
	UGS Puchkirchen/Haag	12,2	141,6	141,6
	UGS Aigelsbunn	1,5	13,58	13,58
	UGS Haidach 5	0,18	5,42	5,42
	UGS Haidach (vermarktet von RES)	14,1	122,4	139,2
	UGS 7Fields	6,2	40,8	62,4
Uniper Energy Storage GmbH		**17,52**	**145,96**	**218,94**
	UGS 7Fields (Uniper)	17,52	145,96	218,94
Summe		**95,59**	**842,61**	**1.059,74**

Tabelle 1: Technisch maximales Arbeitsgasvolumen und technisch maximale Ein- und Ausspeicherkapazitäten per Oktober 2022, Quelle: E-Control, Stand November 2023

[4] Bericht 2023 gem. § 28 Abs. 3 E-ControlG zur Versorgungssicherheit im Gasbereich. Link: https://www.e-control.at/documents/1785851/0/E-Control-Versorgungssicherheitsbericht-Gas-2023.pdf/5cb8fa06-0033-fd2f-d64a-7fc44e175efb?t=1692351939666

Speicherunternehmen	Speicheranlage	AGV (TWh)	Einspeicher-rate (GWh/d)	Entnahmerate (GWh/d)
astora GmbH		**18,82**	**164,16**	**176,32**
	UGS Haidach	18,82	164,16	176,32
OMV Gas Storage GmbH (OGS)		**26,31**	**213,34**	**308,31**
	Schönkirchen	21,72	178,9	264,3
	Tallesbrunn	4,59	34,4	44
RAG Energy Storage (RES)		**34,68**	**328,87**	**367,27**
	UGS Puchkirchen/Haag	12,4	144	144
	UGS Aigelsbunn	1,5	13,8	13,8
	UGS Haidach 5	0,18	5,5	5,5
	UGS Haidach (vermarktet von RES)	14,3	124,8	141,6
	UGS 7Fields	6,3	40,8	62,4
Uniper Energy Storage GmbH		**17,82**	**145,96**	**218,94**
	UGS 7Fields (Uniper)	17,82	145,96	218,94
Summe		**97,63**	**852,33**	**1.070,84**

Tabelle 2: Technisch maximales Arbeitsgasvolumen und technisch maximale Ein- und Ausspeicherkapazitäten per Oktober 2023, Quelle: E-Control, Homepages der Speicherunternehmen, Stand November 2023

Aufgrund des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine und den damit im Zusammenhang stehenden Sanktionen und deren Folgen, gab es sowohl bei Uniper als auch bei astora wesentliche Änderungen in der übergeordneten Eigentümerstruktur, die aber keine Auswirkung auf deren Angebotsverhalten als Speicherunternehmen hatten.

Änderungen in den Gesellschaftsverhältnissen der Speicherunternehmen

Bei Uniper führte die Verpflichtung zur Einhaltung des Gas-Lieferabkommens mit Russland 2022 zu Liquiditätsproblemen, zurückzuführen auf die eingeschränkten Liefermengen und die hohen Gaspreise zur Beschaffung. Im Dezember 2022 wurde einerseits ein Rahmenabkommen zwischen Uniper SE und dem Bund abgeschlossen, nahezu zeitgleich verkaufte Fortum (mehrheitlich von der Republik Finnland kontrolliertes Unternehmen) die Anteile an die UBG Uniper Beteiligungsholding GmbH (100% Tochter der Bundesrepublik Deutschland). Per 31. Dezember 2022 hatte die Bundesrepublik Deutschland über die UBG Uniper Beteiligungsholding GmbH somit einen Anteil von 99,12 % an der Uniper SE.5 Jedoch erteilte die europäische Kommission im Dezember 2022 die Auflage, dass von der Bundesrepublik Deutschland gehaltene Anteil bis Ende 2028 auf 25 % + 1 Aktie vermindert werden muss.6

Als Folge der kriegerischen Auseinandersetzung zwischen Russland und der Ukraine und dem u.a. energiepolitisch strategischen Verhalten Russlands mittels Sanktionierung und Verweigerung der Geschäfte mit der ehemaligen Gazprom-Tochter Securing Energy for Europe, übernahm per 14. November 2022 die Bundesrepublik Deutschland alle Anteile an der SEFE und wurde alleinige Eigentümerin der Unternehmensgruppe, somit auch von astora. Davor wurde bereits am 4. April 2022 die SEFE-Gruppe unter die Treuhänderschaft der Bundesnetzagentur gestellt, welche zum 15. November 2022 ausgelaufen ist. Somit befindet sich astora im deutschen Bundeseigentum.[7]

[5] vgl. Gleichbehandlungsbericht Uniper über den Berichtszeitraum 2022

[6] vgl. Bundesfinanzministerium - Einstieg des Bundes bei Energieversorger Uniper SE vollzogen

[7] vgl. Gleichbehandlungsbericht astora, Berichtszeitraum 2022

2.2. Gasnetze

Ein Status-quo der Kapazitäten und Eckdaten hinsichtlich der Netze auf Fern- und Verteilerleitungsebene in Österreich ist in den Abschnitten 1.3.1. und 1.3.2. des veröffentlichten Berichts[2] zur Versorgungssicherheit im Gasbereich enthalten.

2.2.1. Ausbau und Instandhaltung der Netze

Die österreichische Netzentwicklungsplanung im Bereich Gas hat insbesondere das Ziel der Klimaneutralität 2040 sowie die Gewährleistung der Angemessenheit der Netze und der Versorgungssicherheit zu unterstützen. Zweck der Netzausbauplanung ist es,

- den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtigen Infrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen;
- alle bereits beschlossenen Investitionen aufzulisten und jene neuen Investitionen zu bestimmen, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden müssen, sowie
- einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorzugeben.

Der Marktgebietsmanager hat in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern mindestens alle zwei Jahre, nach Konsultation aller einschlägigen Interessensträger, einen zehnjährigen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP)[8] für die Fernleitungsnetze zu erstellen der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen ist. Der Verteilgebietsmanager hat zumindest alle zwei Jahre eine zumindest zehnjährige Langfristige und integrierten Planung (LFiP)[9] für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 des GWG 2011[10] zur Genehmigung vorzulegen.

Bei der Erarbeitung der beiden Planungen sind angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Gasaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung des integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP) der Investitionspläne für regionale Netze und für gemeinschaftsweite Netze, der Investitionspläne

für Speicheranlagen und LNG-Wiederverdampfungsanlagen, des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) und der Ergebnisse der Lastflusssimulationen zugrunde zu legen.

Die Regulierungsbehörde führt offene und transparente Konsultationen zu beiden Netzentwicklungsinstrumenten durch, veröffentlicht das Ergebnis der Konsultationen und verweist dabei insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf.

2.2.2. Qualität der Netzdienstleistung

Wie bereits im Bericht zur Versorgungssicherheit im Gasbereich[2] festgehalten, überwacht E-Control die Versorgungszuverlässigkeit der Gasnetze mittels verschiedener Parameter. Während die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je angeschlossenem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIDI) und die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz (SAIFI) bereits in zuvor genanntem Bericht kurz behandelt wurden, verweisen wir in diesem

[8]Koordinierter Netzentwicklungsplan, Link: .https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Gasnetz/Netzplanung/KNEP/2023/_A_KNEP_fuer_den_Planungszeitraum_2023_bis_2032_im_Umfang_des_NEP_von_GAS_CONNECT_AUSTRIA_GmbH.pdf

[9]Langfristige und integrierte Planung, Link: https://www.aggm.at/fileadmin/AGGM/Bilder-Dokumente/Gasnetz/Netzplanung/LFiP/2023/LFiP22_Bericht_A4_inkl.Anhang_xxxBGG.pdf

[10] Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011): https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007523

Zusammenhang nunmehr auf die inzwischen publizierte Ausfalls- und Störungsstatistik im Gasbereich[11], die sich mit dem Thema der Zuverlässigkeit der Netze im Detail auseinandersetzt.

Zusammengefasst kann der Verfügbarkeit des Gasnetzes ein sehr gutes Zeugnis ausgestellt werden, auch wenn der SAIDI 2022 im Vergleich zu 2021 leicht gestiegen ist und nunmehr 1,19 Minuten beträgt. Der SAIFI ist 2022 leicht gesunken. Zu erwähnen ist außerdem, dass die Nicht-Verfügbarkeiten größtenteils in der warmen Jahreszeit auftreten und die Unterbrechungen im Winter deutlich geringer stattfinden. Siehe dazu auch den Bericht zur Ausfall- und Störungsstatistik Gas 2023[11].

3. Prognose des Gasverbrauchs in Österreich 2040

Eine Betrachtung der Aufbringungsseite der österreichischen Gasversorgung macht nicht nur Sinn, weil Erdgas bzw. Methan derzeit ein wichtiger Energieträger ist, sondern er wird es auch zumindest mittelfristig noch bleiben, wie folgende Abbildung 1 für das Jahr 2040 veranschaulicht. Selbst wenn der Verbrauch im Segment der Kleinkunden und der Heizungswärme voraussichtlich sinken wird, so wird die Industrie weiterhin gasförmige Energieträger brauchen - also Methan und/oder Wasserstoff, beides bestenfalls aus erneuerbaren Quellen.

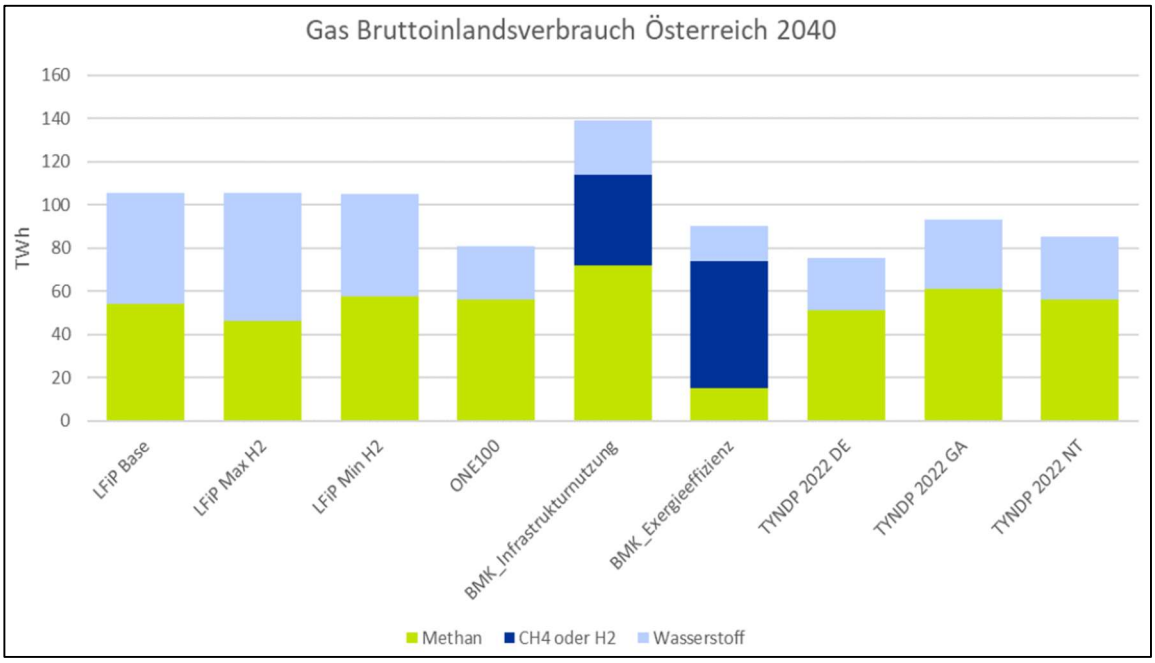

Abbildung 1: Abschätzung zum Gasverbrauch in Österreich 2040, Quelle: LFiP der AGGM

Diese oben genannten Szenarien basieren auf verschiedenen Studien und Berichten und es ist jedenfalls davon auszugehen, dass Gas langfristig vor allem in der Industrie, aber auch in der Stromproduktion zur Anwendung kommen wird. Daher ist ein Umstieg auf erneuerbare Gase – also Biomethan und grüner Wasserstoff - alternativlos. Die Infrastruktur für die erneuerbaren Gas muss gegebenenfalls entsprechend ausgebaut werden.

[11] Ausfalls- und Störungsstatistik Gas 2023: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-AuSD-Gas-2023-Berichtsjahr-2022+%281%29.pdf/e4cf0d85-bad6-038e-1e59-ac006ae4579f?t=1696497682148.

4. Bedeutung von langfristigen Bezugsverträgen („Langfristverträge“)

Langfristige Bezugsverträge (sogenannte „Langfristverträge“) waren schon immer ein wichtiger Pfeiler der Gasversorgungssicherheit. Sie geben dem Gasproduzenten einen finanzielle Sicherheit ob der Abnahme der geförderten Gasmengen und sorgen damit für eine Refinanzierung der oft hohen Ausgaben für die Erschließung und Förderung von Erdgasfeldern. Nichtsdestotrotz sind viele europäische Versorger dazu übergegangen kurzfristigere Verträge abzuschließen, da man mit ihnen flexibler ist, sowohl in der Mengen- als auch in der Preisgestaltung. Langfristverträge werden aber nach wie vor abgeschlossen, gerade in Bezug auf LNG-Bezugsverträge für den asiatischen Markt. Auch sogenannte globale Portfolioplayer verfügen oft noch über langfristige Bezugsverträge diverser Produzenten.

Im Jahr 2022 gab es nur noch vier österreichische Unternehmen, die über Gasbezugsverträge mit einer Restlaufzeit von über einem Jahr verfügten. Zwei dieser Unternehmen hatten Verträge mit einer Restlaufzeit von über zwei Jahren, eines sogar mit einer Restlaufzeit von über 15 Jahren.

Die vertraglich zugesicherten Bezugsmengen aus diesen Verträgen machten in Summe mehr als 70 % des Endkundenverbrauchs 2022 aus, wobei aber die tatsächlich bezogenen Gasmengen geringer ausfielen.

E-Control erhebt die Daten zu den noch bestehenden „Langfristverträgen“ zumindest jährlich auf Basis der Gas-Energielenkungsdaten-Verordnung („G-EnLD-VO“)[12].

5. Rechtliche Maßnahmen zur Prävention bzw. Bewältigung von Gasengpass-Situationen

Im Kapitel 2.15. des veröffentlichten Berichts zur Versorgungssicherheit im Gasbereich[13] gibt es eine ausführliche Auflistung der rechtlichen Änderungen in Bezug auf die Versorgungssicherheit, sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene. Seit der Veröffentlichung des Berichts hat es jedoch weitere Entwicklungen in den relevanten nationalen Rechtsakten gegeben.

Der österreichische Nationalrat hat am 19. Oktober 2023 ein neuerliches Maßnahmenpaket zur Gasversorgungssicherheit beschlossen, in dem unter anderem die Vorhaltung der strategischen Gasreserve bis 1. April 2026 verlängert sowie die Verpflichtungen der Gasversorger geschützter Kunden ausgeweitet wurde. So müssen jene Versorger nun die entsprechenden Gasmengen für ihre geschützten Kunden für 45 Tage (zuvor 30 Tage) in Speicheranlagen vorhalten und dies auch der E-Control im Rahmen der Überprüfung des Versorgungsstandards gemäß Artikel 6 der Verordnung (EU) 1938/2017 vorweisen. Sollte der Nachweis vom jeweiligen Gasversorger erbracht werden können, dass die entsprechenden Gasmengen aus nicht-russischer Herkunft sind, reduziert sich die Verpflichtung wieder auf 30 Tage.

Erdgas muss zukünftig auch zur Sicherstellung der Stromerzeugung vorgehalten werden. Diese neue Verpflichtung trifft Kraftwerksbetreiber, die somit ab Oktober 2024 für 45 Tage Gasmengen in den Speicheranlagen vorhalten müssen. Auch hier gilt, wenn die entsprechenden Gasmengen nachweislich nicht-russischer Herkunft sind, reduziert sich auch hier die Vorhaltepflicht von 45 auf 30 Tage.

[12] Diese Verordnung ist veröffentlicht auf der Webseite der E-Control unter: https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20009751

[13] Bericht 2023 gem. § 28 Abs. 3 E-ControlG zur Versorgungssicherheit im Gasbereich. Link: https://www.e-control.at/documents/1785851/0/E-Control-Versorgungssicherheitsbericht-Gas-2023.pdf/5cb8fa06-0033-fd2f-d64a-7fc44e175efb?t=1692351939666

Die erweiterten Vorsorgeverpflichtungen sind derzeit bis 2026 befristet und sollen die Resilienz Österreichs im Falle eines kompletten Ausfalls der russischen Gaslieferungen erhöhen.

6. Aktuelle Bewertung der Versorgungssicherheit im Gasbereich

6.1. Buchung und Nutzung der Speicheranlagen

Abbildung 2: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der österr. Speicher (AGV), Quelle: E-Control stellt die maximale Kapazität, die gebuchte Kapazität sowie den Speicherinhalt, jeweils bezogen auf das Arbeitsgasvolumen, auf die Ein- und Ausspeicherleistung gesamt für Österreich dar. Die reduzierte Einspeichermenge im Herbst/Winter 2022 durch Gazprom ist deutlich erkennbar, ebenso zeigen die Maßnahmen zur Speicherbefüllung ab dem 2. Quartal 2022 ihre Wirkung auf die Einspeicherkapazität. 2023 findet ein Großteil der Einspeicherung bereits im 1. Halbjahr statt, sodass die Speicher Mitte Oktober 2023 mit einem Füllstand von ca. 97 % schon gut gefüllt sind. Die verfügbaren Speicherkapazitäten in Österreich sind für das Speicherjahr 2023/24 zu 99 % ausgebucht (Stand 5. Dezember 2023).

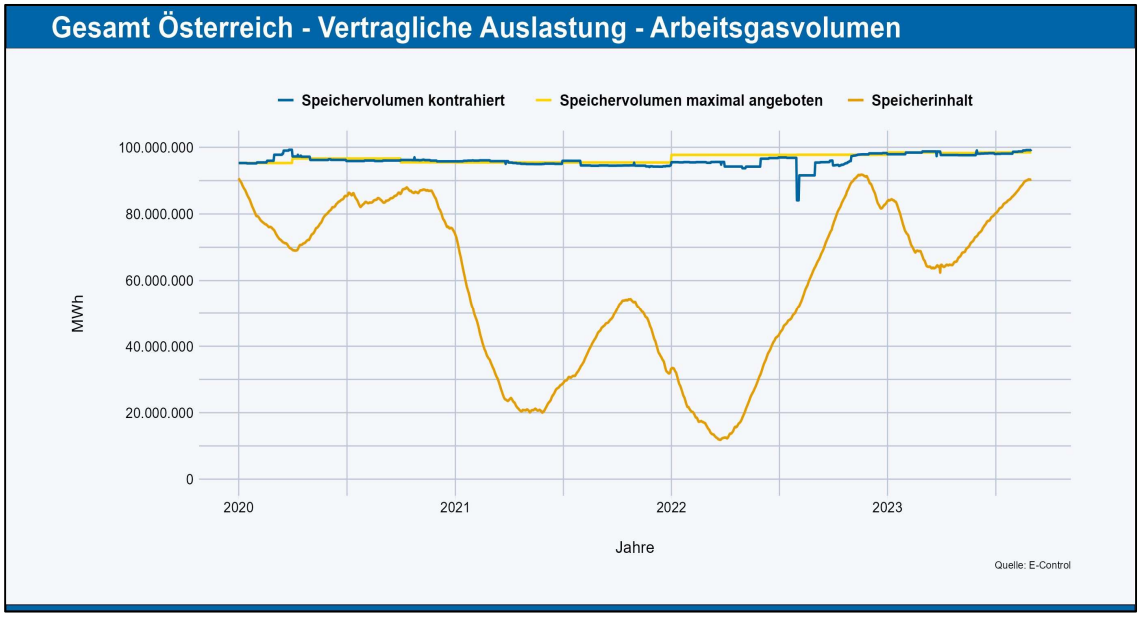

Abbildung 2: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der österr. Speicher (AGV), Quelle: E-Control, Stand Nov 2023

Der höchste Speicherstand im Jahr 2022 war am 17. November mit 95,53 % (91,28 TWh). Jener im Jahr 2023 war am 12. November mit 99,87 % (97,51 TWh).

6.2. Aktuelle Lage: Winter 2023/24

Mit Stand 1. November 2023 sah die Gasversorgung für den kommenden Winter sehr stabil aus. Die Gasspeicheranlagen waren mit über 97 TWh annähernd zu 100 % befüllt und auch die Importmengen an den Grenzen Österreichs sind recht konstant. Auf Basis dieser Ausgangslage hat E-Control einen Speicherstand per Anfang April 2024 berechnet, siehe nachfolgende Abbildung 3.

	Speicherfüllstand Anfang April 2024	
Szenario	normaler Winter	kalter Winter****
Basis*	67%	58%
* Das Basisszenario schreibt aktuelle Entwicklungen in Aufbringung (Importe, Exporte) und Verbrauch für den gesamten Winter fort.		
- Ausfall Station Baumgarten**	28%	19%
** Angenommen wird ein **Komplettausfall der Importe über die Station Baumgarten** (cet. par.), d.h. ohne jegliche Kompensation in Aufbringung oder Verbrauch.		
+ Zusatzkapazitäten***	43%	34%
*** Angenommen wird zusätzlich zum Komplettausfall über Baumgarten die Aktivierung gebuchter **Zusatzkapazitäten** über Oberkappel und Arnoldstein.		
**** In einem **kalten Winter** liegt die Tages-Durchschnittstemperatur 2°C unter jener eines normalen Winters.		

Abbildung 3: Prognoserechnung zum Gasspeicherstand Anfang April 2024, Quelle: E-Control, Stand November 2023

Die Berechnungen zeigen, dass Österreich selbst bei einem Ausfall der Gaslieferungen über die Ukraine und einem überdurchschnittlich kalten Winter mit einem Speicherstand von rd. 19 % aus der Winterperiode kommen würde. Bei gleichbleiben der derzeitigen Importsituation und normalen Winterverhältnissen ist sogar ein Speicherstand von rd. 67 % möglich, was natürlich die Wiederbefüllung für die folgende Winterperiode wesentlich vereinfachen würde.

Diese Prognose basiert auf verschiedenen Annahmen – im Wesentlichen sind das die angenommenen Import- und Exportmengen, die Temperatur und der Gasverbrauch. Demnach sind die Ergebnisse als fundierte Abschätzung („best guess“) zu betrachten, wobei die realen Speicherstände Anfang April 2024 natürlich von den prognostizierten Werten abweichen können.

Aufgrund der Tatsache, dass das Gas in österreichischen Speicheranlagen nicht gänzlich auch für österreichische Endverbraucher eingespeichert wurde, muss man zudem auch die europäische Versorgungslage betrachten. ENTSO-G[14] hat dies auf Basis verschiedener Szenarien im sogenannten „Winter Supply Outlook 2023/24[15]“ betrachtet und veröffentlicht.

In diesem Bericht hat ENTSO-G ebenfalls eine Berechnung zu den voraussichtlichen Speicherfüllständen am Ende der aktuellen Winterperiode auf Basis der Szenarien erstellt, siehe folgende Abbildung.

[14] European Network of Transmission System Operators for Gas

[15] Bericht veröffentlicht unter: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-10/SO0052-23_Winter%20Supply%20Outlook%202023-24%20with%20Summer%202024%20Overview.pdf

Winter Demand	RU supply	Storage Target	LNG Scenario	Demand curtailment	Final UGS filling level
Reference	Minimised	30%	Ref	No	32%
		30%	Low	No	23%
		Maximum	Ref	No	56%
	Disrupted	30%	Ref	No	32%
		30%	Low	No	12%
		Maximum	Ref	No	47%
Cold Winter	Minimised	30%	Ref	7%	9%
		30%	Low	17%	9%
		30%	Max	No	13%
	Disrupted	30%	Ref	9%	9%
		30%	Low	21%	9%
		30%	Max	3%	9%
Cold - 15%	Minimised	30%	Ref	No	32%
		30%	Low	3%	9%
		Maximum	Ref	No	38%
		Maximum	Max	No	58%
	Disrupted	30%	Ref	No	27%
		30%	Low	7%	9%
		30%	Max	No	32%
		Maximum	Max	No	47%

Abbildung 4: Darstellung der Ergebnisse zum europäischen Speicherfüllstand nach der Winterperiode 2023/24, Quelle: ENTSO-G Winter Supply Outlook 2023/24

Auf Basis dieser Szenarien lässt sich für Europa ableiten, dass es bei einem kompletten Lieferstopp von russischem Gas in die EU und nur gering verfügbaren LNG-Mengen zu einem sehr niedrigen Speicherstand europaweit am Ende der Winterperiode kommen wird. Zudem wären auch Einschränkungen beim Gasverbrauch zu erwarten bzw. erforderlich. Selbstverständlich kann die Versorgungslage hier von Region zu Region unterschiedlich sein, allerdings wird sich eine mangelnde Gasversorgung schon allein aufgrund der Solidaritätsmechanismen innerhalb der europäischen Mitgliedstaaten nicht nur auf ein einzelnes Land beschränken lassen.

In diesem Zusammenhang ist es aus Sicht der Regulierungsbehörde wichtig darauf hinzuweisen, dass Gastransporte, die zur Versorgung von Endverbrauchern durch einen anderen Mitgliedstaat geleitet werden müssen (sogenannte Gastransite), nicht von nationalen Einschränkungsmaßnahmen in vorgelagerten Märkten betroffen sein dürfen, da sonst mit dieser nationalen Maßnahme direkt auch Endverbraucher in nachgelagerten Staaten eingeschränkt werden würden und diese Vorgehensweise jedenfalls EU-rechtswidrig ist.

6.3. Diversifizierung der Gasquellen

Das größte Diversifizierungspotenzial liegt beim Transport von regasifizierten LNG-Mengen über das bestehende Leitungssystem nach Österreich. Hierfür kommen verschiedene LNG-Terminals und Transportrouten in Frage.

Folgende Abbildung 4 gibt einen Überblick, über die bereits bestehenden und auch geplanten LNG-Terminals, die aus Sicht der E-Control grundsätzlich geeignet wären, um das dort regasifizierte Gas nach Österreich zu transportieren:

DE

LNG-Terminal	Kapazität (bcm/a)	Status	Start-up	Typ	Betreiber	
Brunsbüttel LNG terminal	5,0	operational	2023	large onshore	Gasunie	
Wilhelmshaven	7,5	operational	2023	FSRU	UNIPER	17,0
Lubmin	4,5	operational	2023	FSRU	Deutsche ReGas	
Stade LNG Terminal	*12,0*	*planned*	*2026*	*large onshore*	*Hanseatic Energy Hub*	*+ 14,2*
Wilhelmshaven	*2,2*	*planned*	*2025*	*FSRU*	*TES*	

FR

LNG-Terminal	Kapazität (bcm/a)	Status	Start-up	Typ	Betreiber	
Dunkerque LNG Terminal	13,0	operational	2016	large onshore	Dunkerque LNG	13,0

BE

LNG-Terminal	Kapazität (bcm/a)	Status	Start-up	Typ	Betreiber	
Zeebrugge LNG Terminal	11,4	operational	1987	large onshore	Fluxys LNG	11,4
Zeebrugge LNG Terminal	*3,9*	*under construction*	*2024*	*large onshore*	*Fluxys LNG*	*+ 5,7*
Zeebrugge LNG Terminal	*1,8*	*under construction*	*2026*	*large onshore*	*Fluxys LNG*	

NL

LNG-Terminal	Kapazität (bcm/a)	Status	Start-up	Typ	Betreiber	
Gate Terminal, Rotterdam	12,0	operational	2011	large onshore	Gate Terminal	
EemsEnergy Terminal	8,0	operational	2022	FSRU	Gasunie	20,0
Gate Terminal, Rotterdam	*2,5*	*planned*	*2025*	*large onshore*	*Gate Terminal*	*+ 4,0*
Gate Terminal, Rotterdam	*1,5*	*under construction*	*2023*	*large onshore*	*Gate Terminal*	

IT

LNG-Terminal	Kapazität (bcm/a)	Status	Start-up	Typ	Betreiber	
OLT Offshore LNG Toscana FSRU	3,6	operational	2013	FSRU	OLT Offshore LNG Toscana	
Panigaglia LNG Terminal	3,4	operational	1971	large onshore	GNL Italia	16,0
Rovigo LNG Terminal	9,0	operational	2009	offshore GBS*	Adriatic LNG	
FSRU 1 - SNAM	*5,0*	*planned*	*2023*	*FSRU*	*SNAM*	
FSRU 2 - SNAM	*5,0*	*planned*	*2024*	*FSRU*	*SNAM*	*+ 18,0*
Porto Empedocle (Sicilia) LNG Terminal	*8,0*	*planned*	*NA*	*large onshore*	*Nuove Energie*	

PL

LNG-Terminal	Kapazität (bcm/a)	Status	Start-up	Typ	Betreiber	
Swinoujscie LNG Terminal	6,2	operational	2016	large onshore	GAZ SYSTEM	6,2
GDANSK LNG	*6,1*	*planned*	*2025*	*FSRU*	*GAZ SYSTEM*	*+ 8,2*
Swinoujscie LNG Terminal	*2,1*	*under construction*	*2023*	*large onshore*	*GAZ SYSTEM*	

HR

LNG-Terminal	Kapazität (bcm/a)	Status	Start-up	Typ	Betreiber	
Krk LNG Terminal (LNG Croatia)	2,6	operational	2021	FSRU	LNG Croatia	2,6
Krk LNG Terminal	*2,6*	*planned*	*2029*	*FSRU*	*LNG Croatia*	*+ 2,6*

* GBS: Gravity Based Structure

Quelle: G.I.E. LNG Import Terminals Map Database Oktober 2022

Abbildung 5: Überblick über LNG-Terminals und Kapazitäten, Quelle: GIE

Anhand der potenziellen LNG-Terminals und den bestehenden Leitungen nach Österreich ergibt sich folgendes Bild:

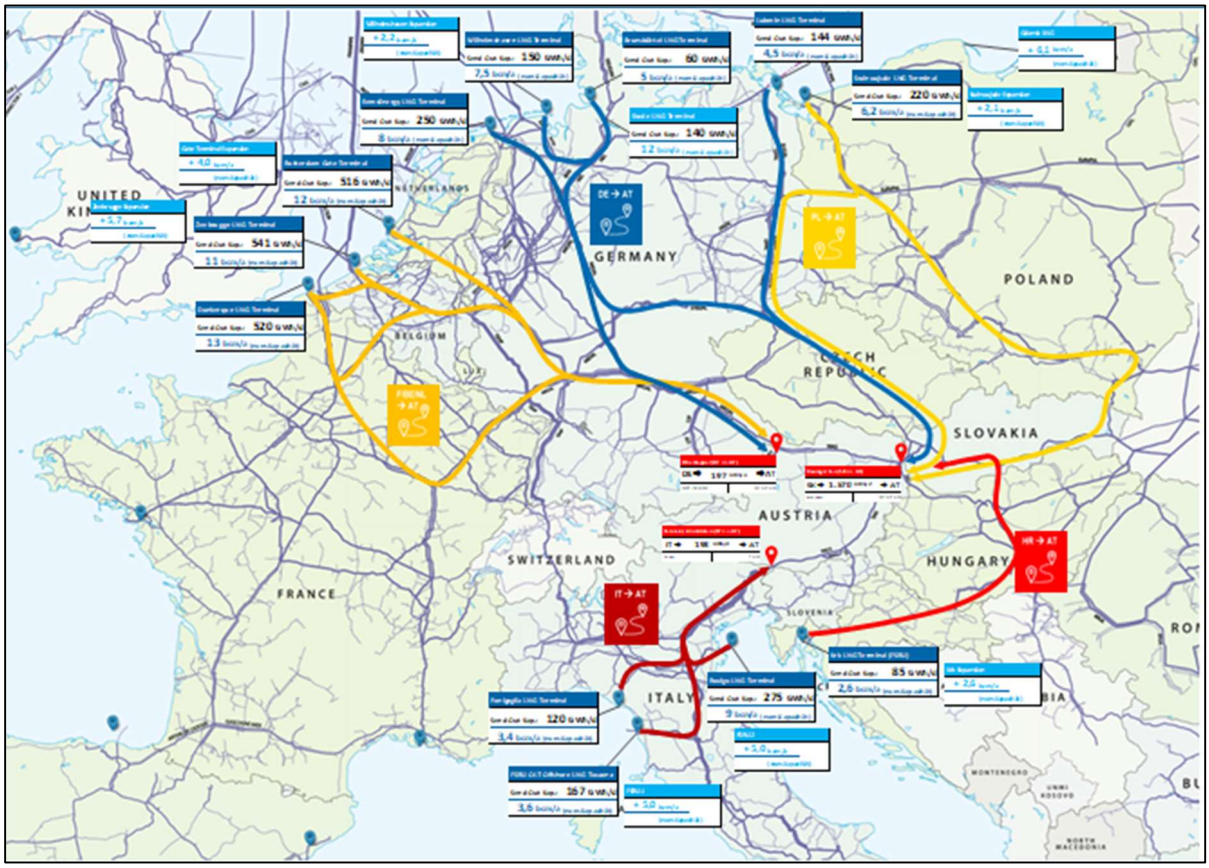

Abbildung 6: Darstellung der möglichen Gasimportoptionen, Quelle: GIE, Bearbeitung E-Control

Die relevanten Grenzübergabepunkte entlang der potenziellen Diversifizierungsrouten wurden von der Behörde auf Basis des ACER-Berichts über Engpässe im europäischen Gasmarkt betrachtet, wobei zwischen dem Auftreten von kurz- und langfristigen (potenziellen) Kapazitätsengpässen unterscheiden wurde. Die Bewertung von Kapazitätsengpässen basiert dabei auf der Untersuchung von Auktionsprämien bei der Kapazitätsvergabe. Das Vorhandensein von Auktionsprämien ist dabei ein Indikator für Knappheiten bei den Übertragungskapazitäten.

Abbildung 7: Überblick über Kapazitäten der potenziellen Gasimportrouten, Quelle: ACER, Stand März 2023

In Rot bedeutet, dass Kapazitätsengpässe an den Grenzübergabepunkten auftreten, grün zeigt an, dass keine Engpässe bestehen. Die Kapazitätskosten wurden auf Basis der regulierten Tarife gegenübergestellt. Die Kostengegenüberstellung zeigt, dass die Transportrouten aus Polen über Deutschland, Tschechien und der Slowakei vergleichsweise höhere Kosten für Entry-/Exit-Kapazitäten mit sich bringen. Bei LNG-Importen aus Frankreich, Belgien, den Niederlanden und Deutschland würden über die direkte Transportroute nach Österreich (am Entry-Punkt Oberkappel) geringere Kapazitätskosten als über die Route via Tschechien und Slowakei anfallen, jedoch sind die Transportkapazitäten über Deutschland nach Österreich deutlich geringer. Die Route über Italien nach Österreich (Entry-Punkt Arnoldstein) ist trotz höherer Kapazitätskosten in Arnoldstein tendenziell günstiger, weil die Kosten nur für einen IP anfallen.

Substanzielle Kapazitätserweiterungen sind an den LNG-Terminals in Belgien und den Niederlanden geplant. Allerdings ist hier der Zugang zu langfristigen Kapazitäten für neue Unternehmen eingeschränkt (zB am Gate Terminal in Rotterdam). Außerdem gibt es Kapazitätsengpässe beim Transport über Deutschland nach Österreich. Höhere Transportkapazitäten gäbe es auf der Transportroute über Deutschland, Tschechien und der Slowakei nach Österreich – aber hier steigen natürlich auch die Transportkosten.

In Deutschland wurden in den Jahren 2022 und 2023 innerhalb kurzer Zeit LNG-Kapazitäten installiert und diese werden auch noch ausgebaut, was auch für den österreichischen Markt interessant sein kann.

Eine andere Möglichkeit wäre der Import von Gasmengen aus Italien, wo es neben den Gasleitungen aus Nordafrika und dem südlichen Gaskorridor ebenfalls LNG-Terminals gibt. Der Zugang zu den Kapazitäten der LNG-Terminals ist teilweise reguliert und große Mengen sind derzeit nicht verfügbar. Das liegt auch daran, dass Italien selbst große Mengen an russischem Gas importiert bzw. importiert hat und es diese Mengen nun zum Teil anders beschaffen muss. Nichtsdestotrotz sind mittelfristig Kapazitäten verfügbar und eine Erhöhung der Leitungskapazitäten in Richtung Österreich nach Arnoldstein ist bereits geplant, mit einer prognostizierten Fertigstellung Ende 2028.

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

Wichtig ist es aus Sicht der Regulierungsbehörde darauf hinzuweisen, dass potenziell unsachgemäße, zusätzliche Gebühren auf die Systemnutzungsentgelte an den Grenzübergabepunkten zu vorgelagerten Märkten die Diversifizierungsbemühungen der österreichischen, privatwirtschaftlich organisierten Versorger nicht nur verteuern, sondern sie auch maßgeblich erschweren oder sogar verunmöglichen. Gerade die Speicherumlage auf die Exit-Punkte aus Deutschland ist für Österreich ein großes Hindernis auf dem Weg zur Diversifizierung. Da die Preisunterschiede für den Handel von Gas zwischen den Handelspunkten in Deutschland und Österreich meist nicht ausreichend sind, um diese Zusatzkosten aufgrund der deutschen Speicherumlage abzudecken, werden große Gasmengen, die auch nach Österreich fließen könnten, bereits in vorgelagerten Märkten verkauft, um keinen wirtschaftlichen Verlust zu realisieren. Die Rechtmäßigkeit dieser genannten Speicherumlage ist von der Europäischen Kommission noch zu bewerten.

6.4. Erhöhung der globalen LNG-Kapazitäten

Bis zum Ende des Jahrzehnts werden die verfügbaren LNG-Kapazitäten – sowohl Verflüssigungs- als auch Regasifizierungskapazitäten - global noch einmal deutlich erhöht, wobei der größte Zuwachs in den Jahren 2025 bis 2026 erfolgen wird.

6.4.1. Ausbau der Verflüssigungskapazitäten (potenzielles Angebot von LNG)

<u>Region „Nordamerika“:</u>

In der Region „Nordamerika“ werden in den nächsten Jahren Gasverflüssigungskapazitäten im Umfang von rd. 97 Millionen Tonnen LNG pro Jahr (mt/a) ausgebaut. Der Großteil des Kapazitätszubaus wird bis Ende 2025 erfolgen (rd. 62 % der zugebauten Kapazität). 2026 sollen weitere rd. 25 % der geplanten zusätzliche Kapazitäten in Betrieb gehen. Ab 2027 folgen dann die verbleibenden rd. 13 %.

<u>Region „Mittlerer Osten“:</u>

Hier werden in Summe rd. 32 mt/a an Verflüssigungskapazitäten ausgebaut, größtenteils von Qatargas. Bis 2025 sollen es rd. 8 mt/a mehr sein, bis 2026 weitere 24 mt/a.

<u>Region „Asien – Pazifik“:</u>

In dieser Region teilen sich Kapazitätserweiterungen auf Russland, Australien und Indonesien auf. In Summe werden es rd. 17,4 mt/a mehr an Gasverflüssigungskapazitäten bis 2026 sein.

6.4.2. Ausbau der Regasifizierungskapazitäten (potenzielle Nachfrage nach LNG)

<u>Region „Europa“:</u>

Der Ausbau von Regasifizierungskapazitäten in Europa bis 2026 teilt sich zwischen Belgien und Niederlande (rd. 45 %), Griechenland (rd. 20 %), Frankreich (rd. 18 %), Polen (rd. 10 %) und Zypern (rd. 7 %) auf. Von den in Summe rd. 20 mt/a sollten sich im Q1/2024 rd. 15,5 mt/a in Betrieb befinden. Der Rest

entfällt auf die Gate Expansion 2 (rd. 3mt/a, Ende 2023) und die Zeebrugge Expansion 2 (rd. 1,3 mt/a; bis Anfang 2026).

Weitere angekündigte Kapazitätserweiterungsprojekte von in Summe rd. 60 mt/a entfallen auf Deutschland (rd. 73 %), Polen (rd. 8 %), Estland (rd. 6 %), Italien (rd. 5 %) und Kroatien (rd. 4 %).

Besonders interessant für Österreich könnte hier das deutsche Erweiterungsprojekt in Mukran/Lubmin sein. LNG-Importe über Mukran/Lubmin könnten über die OPAL/EUGAL-Pipeline in den Süden transportiert werden und somit direkt (über den deutschen Markt) oder indirekt über Tschechien und die Slowakei nach Österreich fließen. Zum gesteigerten Abtransport der regasifizierten LNG-Importe aus der Nordseeregion sind jedoch Erweiterungen der Transitkapazitäten im deutschen Netz notwendig (v.a. West-Ost-Flüsse).

Region „Asien – Pazifik“:

Ein Großteil der Ausbauprojekte erfolgt in China mit rd. 73 % (rd. 55 mt/a, 2023-2025), gefolgt von Indien mit rd. 18 % (rd. 14 mt/a; bis 2025), Vietnam mit rd. 5 % (rd. 3,6 mt/a, bis 2027) und die Philippinen mit rd. 4 % (rd. 3 mt/a). Für den Kapazitätszubau in Südkorea liegen zwar keine Kapazitätszahlen vor, jedoch ist davon auszugehen, dass auch hier Erweiterungen geplant sind und einen weiteren deutlichen Kapazitätszuwachs für diese Region in den Jahren 2025-2026 mit sich bringen.

Bei der Kapazitätsbetrachtung ist zu beachten, dass es sich hierbei um technische Nennkapazitäten handelt. Auf globaler Ebene liegt die mittlere Kapazitätsauslastung bei rd. 55 % (Europa rd. 62 %, Asia-Pacific rd. 56 %) – was für Europa auch heißt, dass grundsätzlich noch mehr LNG anlanden und regasifiziert werden könnte, man am globalen LNG-Markt immer mit den Abnehmern in Asien konkurriert.

6.5. Importpotenziale an den Grenzübergabepunkten nach Österreich

Die folgende Tabelle 3 gibt einen Überblick über die an Österreichs Grenzen verfügbaren Gasimportkapazitäten (technische Kapazitäten).

		pro Stunde	pro Tag	pro Jahr
Arnoldstein Entry	kWh	10.883.424,66	261.202.191,79	95.338.800.004,08
	MWh	10.883,42	261.202,19	95.338.800,00
	GWh	10,88	261,20	95.338,80
	TWh	0,01	0,26	95,34
Baumgarten Entry	kWh	94.393.238,14	2.265.437.715,29	826.884.766.080,12
	MWh	94.393,24	2.265.437,72	826.884.766,08
	GWh	94,39	2.265,44	826.884,77
	TWh	0,09	2,27	826,88
Oberkappel Entry	kWh	10.199.849,69	244.796.392,44	89.350.683.240,60
	MWh	10.199,85	244.796,39	89.350.683,24
	GWh	10,20	244,80	89.350,68
	TWh	0,01	0,24	89,35
Überackern Entry	kWh	4.649.827,70	111.595.864,73	40.732.490.625,72
	MWh	4.649,83	111.595,86	40.732.490,63
	GWh	4,65	111,60	40.732,49
	TWh	0,00	0,11	40,73

Tabelle 3: Überblick der technischen Gasimportkapazitäten im Marktgebiet Ost, Quelle: Datenmonitor der AGGM, Stand: November 2023

Wie in Tabelle 3 ersichtlich verfügt der Entry-Punkt Baumgarten zwar über die mit Abstand höchsten technischen Kapazitäten, um Gas nach Österreich ins Marktgebiet Ost zu importieren, allerdings

könnte der Endkundenbedarf (siehe Tabelle 4) kapazitätstechnisch auch über die anderen potenziellen Importpunkte dargestellt werden.

	Endkundenverbrauch 2022			
MG Ost	kWh	80.108.268.399	TWh	80,11
MG Tirol	kWh	4.083.508.828	TWh	4,08
MG Vorarlberg	kWh	2.265.685.699	TWh	2,27
Österreich gesamt	kWh	86.457.462.926	TWh	86,46

Tabelle 4: Endkundenverbrauch je Marktgebiet und für Gesamtösterreich, Quelle: E-Control

Der gesamte Endkundenverbrauch Österreichs könnte also theoretisch allein über Gasimporte aus Arnoldstein oder Oberkappel gedeckt werden. Dies ist aber selbstverständlich nur eine vereinfachte Darstellung. Die Kapazitäten wurden anhand von stündlichen Leistungen auf das Jahr hochgerechnet. Dabei gilt es zu erwähnen, dass die technische Kapazität potenziell nicht ganzjährig zu 100 % genutzt werden kann, da es einerseits Wartungsarbeiten gibt und andererseits auch Einschränkungen von vorgelagerten Marktgebieten möglich sind.

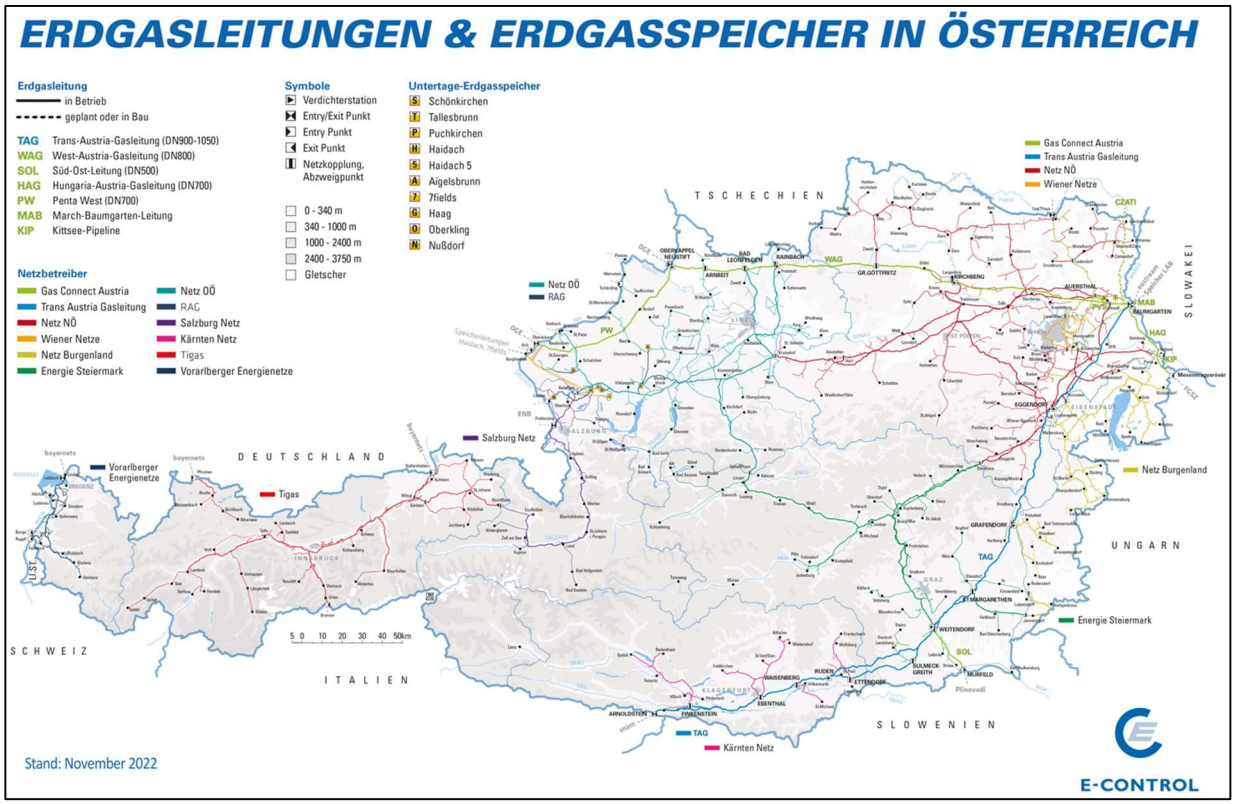

Abbildung 8: Darstellung der Gasinfrastruktur in Österreich, Quelle: E-Control

Außerdem muss neben der reinen Mengenbetrachtung auch die Leistung betrachtet werden, um auch in den Spitzenstunden an einem kalten Wintertag alle Kunden entsprechend versorgen zu können. Hier spielen die österreichischen Speicheranlagen mit ihren hohen Ausspeicherkapazitäten eine große Rolle. Solange ausreichend Gasmengen für österreichische Endverbraucher in den Speicheranlagen verfügbar sind, können auch die Spitzenleistungen des Endkundenverbrauchs grundsätzlich abgebildet werden.

Dazu gilt es allerdings auch noch darauf hinzuweisen, dass das Vorhandensein von technischen Kapazitäten zwar wichtig ist, aber diese Kapazitäten genutzt bzw. die Leitungen und Speicher auch mit Gas gefüllt werden müssen – siehe dazu auch Abschnitt 6.3. zur Diversifizierung der Gasquellen.

7. Schlussfolgerungen und Ausblick

- Österreichs Gasversorgung war und ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung stabil und gesichert. Die Gasspeicher waren zum 1. November mit über 97 TWh annähernd zu 100 % befüllt. Die russischen Gasflüsse über die Ukraine-Route und die Turkstream nach Österreich und in die EU sind nach wie vor aufrecht. Die Importkapazitäten aus Deutschland und Italien nach Österreich sind auch von österreichischen Gashändler gebucht und können bei einem Ausfall oder Reduzierung der russischen Gaslieferungen stärker genutzt werden, um diese zum Großteil zu ersetzen.
- Berechnungen zeigen, dass Österreich selbst bei einem Ausfall der Gaslieferungen über die Ukraine und einem überdurchschnittlich kalten Winter mit einem Speicherstand von rd. 19 % aus der Winterperiode kommen würde. Bei gleichbleiben der derzeitigen Importsituation und normalen Winterverhältnissen ist ein Speicherstand von rd. 67 % möglich, sodass für die Wiederbefüllung für die folgende Winterperiode geringe Mengen beschafft werden müssen.
- Mittelfristig ist das europäische und nationale Ziel eine Diversifizierung der Gasbezugsquellen, um die Gasversorgung zu sichern. Österreich als Binnenland hat keinen direkten Zugang zu den global gehandelten LNG-Mengen hat, sondern ist auf den leitungsgebundenen Transport der erworbenen Gasmengen nach Österreich durch vorgelagerte Transitländer angewiesen. Dazu muss das Gas durch verschiedene Staaten entweder aus dem Osten (vorgelagert Slowakei), Westen (vorgelagert Deutschland) oder Süden (vorgelagert Italien) geliefert werden.
- Mit dem Auslaufen des Transitvertrags durch die Ukraine zum 31. Dezember 2024 ist davon auszugehen, dass es keine weiteren langfristigen Vertragsbeziehungen für den Transit zwischen dem ukrainischen TSO und Gazprom Export mehr geben würden. Die Analyse verschiedener Szenarien und ihrer Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Österreich wird Teil des Monitoringberichts für 2023 sein.
- Wie in den Prognoseszenarien ersichtlich wird Erdgas auch längerfristig noch eine bedeutende Rolle in Energieversorgung spielen und damit auch die Sicherung der Gasversorgung. Im Wärmebereich und in der Stromerzeugung wird der Gasverbrauch aufgrund diverser Maßnahmen voraussichtlich sehr stark zurückgehen, allerdings wird Gas in der Industrie und in der Stromerzeugung weiterhin in großem Umfang gebraucht. Hier ist das längerfristige Ziel auf erneuerbare Gase umzustellen – also Biomethan oder grünen Wasserstoff.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abschätzung zum Gasverbrauch in Österreich 2040, Quelle: LFiP der AGGM 9

Abbildung 2: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der österr. Speicher – AGV, Quelle: E-Control 11

Abbildung 3: Prognoserechnung zum Gasspeicherstand Anfang April 2024, Quelle: E-Control, Stand November 2023 12

Abbildung 4: Darstellung der Ergebnisse zum europäischen Speicherfüllstand nach der Winterperiode 2023/24, Quelle: ENTSO-G Winter Supply Outlook 2023/24 13

Abbildung 5: Überblick über LNG-Terminals und Kapazitäten, Quelle: GIE..... 14

Abbildung 6: Darstellung der möglichen Gasimportoptionen, Quelle: GIE, Bearbeitung E-Control 14

Abbildung 7: Überblick über Kapazitäten der potenziellen Gasimportrouten, Quelle: ACER, Stand März 2023 15

Abbildung 8: Darstellung der Gasinfrastruktur in Österreich, Quelle: E-Control..... 18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technisch maximales Arbeitsgasvolumen und technisch maximale Ein- und Ausspeicherkapazitäten per Oktober 2022, Quelle: E-Control, Stand November 2023 6

Tabelle 2: Technisch maximales Arbeitsgasvolumen und technisch maximale Ein- und Ausspeicherkapazitäten per Oktober 2023, Quelle: E-Control, Homepages der Speicherunternehmen, Stand November 2023 7

Tabelle 3: Überblick der technischen Gasimportkapazitäten im Marktgebiet Ost, Quelle: Datenmonitor der AGGM, Stand: November 2023..... 17

Tabelle 4: Endkundenverbrauch je Marktgebiet und für Gesamtösterreich, Quelle: E-Control 18

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG (der Markt- und Verteilergebietsmanager)
AGV	Arbeitsgasvolumen
ASGM	Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
GWh	Gigawattstunde
iHv	in Höhe von
kWh	Kilowattstunde
LNG	Liquefied Natural Gas
MG	Marktgebiet
Mrd.	Milliarden
mt/a	Millionen Tonnen pro Jahr
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
- Bericht 2023 gem. § 28 Abs. 3 E-ControlG zur Versorgungssicherheit im Gasbereich
- Bericht zum „Winter Supply Outlook 2023/24“ der ENTSO-G
- Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)
- Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)
- Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012)
- Erdgas-Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 (G-EnLD-VO 2017)
- Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)
- Langfristige und integrierte Planung (LFiP)
- Nationaler Präventionsplan Gas
- Nationaler Notfallplan Gas