ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH
Peak Vienna
Floridsdorfer Hauptstraße 1
1210 Wien, Österreich
www.asgm.at

Wien, 30. April 2026

BERICHT 2025

gemäß § 18a Abs. 3 Gaswirtschaftsgesetz 2011 über die Beschaffung und Verwendung der strategischen Gasreserve

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary **2**

1 Rechtliche Grundlagen **4**

2 Beschaffung der strategischen Gasreserve im Jahr 2022 ..... **7**

3 Verlängerung der Strategischen Gasreserve 2025/26 und 2026/27 ..... **8**

4 Vorhaltung der strategischen Gasreserve **8**

5 Verfügbarkeit der strategischen Gasreserve **9**

6 Verwendung der strategischen Gasreserve **10**

7 Nachweis und Prüfung der Angemessenheit der Kosten **11**

7.1 Nachweis der Kosten gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011 11

7.2 Bericht über die Rechtmäßigkeit und Angemessenheit der bei ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH angefallenen Kosten für die Beschaffung einer strategischen Gasreserve für das Kalenderjahr 2025 gemäß § 18b GWG 2011 11

7.3 Wirtschaftsprüferbericht zur Prüfung des Jahresabschlusses 2025 der ASGM 12

8 Aktuelle Versorgungslage und Ausblick **12**

Executive Summary

Die Beschaffung der strategischen Gasreserve

Im Jahr 2022 wurde aufgrund der in Folge des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine gefährdete Versorgungssicherheit die Anschaffung einer strategischen Gasreserve gesetzlich angeordnet. Die Beschaffung und Vorhaltung der strategischen Gasreserve wird von der ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH, ein Tochterunternehmen der Verteilergebietsmanagers AGGM, durchgeführt. Seit November 2022 wird eine Gasmenge im Ausmaß von 20 TWh vorgehalten. Im Vergleich dazu, der Jahresverbrauch betrug 2025 in Österreich rd 80 TWh.

Auf Basis der Verlängerungen der ursprünglichen Geltungsdauer der strategischen Gasreserve wurden im Jänner 2024 und November 2024 Speicherverträge für die notwendigen Speicherkapazitäten für die Speicherjahre 2025/26 bzw. 2026/27 beschafft.

Die Verwendung strategischen Gasreserve

Die strategische Gasreserve kommt ausschließlich zum Einsatz, wenn aufgrund von krisenhaften Ereignissen die Versorgungssicherheit gefährdet ist und eine Freigabe der strategischen Gasreserve durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus erfolgt und wird in diesem Fall als „Ausgleichsenergie“ eingesetzt.

Da in den Winterperioden seit 2022 befürchtete Worst-Case-Szenarien nicht eingetreten sind und eine Freigabe der strategischen Gasreserve im Rahmen von Energielenkungsmaßnahmen nicht erforderlich wurde, ist die gesamten strategische Gasreserve weiterhin in österreichischen Gasspeichern der OMV Gas Storage GmbH, RAG Energy Storage GmbH, SEFE Storage GmbH, Uniper Energy Storage GmbH gelagert.

Was passiert nach dem 1.4.2027 mit der strategischen Gasreserve?

Die fortgesetzte Vorhaltung der strategischen Gasreserve bleibt neben der Verfügbarkeit von Importkapazitäten aus Deutschland und Italien ein wesentlicher Baustein der nationalen Versorgungssicherheit. Energiewirtschaftlich sprechen für die Verlängerung der strategischen Gasreserve etwa folgende Gründe:

Die seit 2025 gänzlich weggefallenen Importe von russischem Gas haben dazu geführt, dass Österreich Gas ausschließlich über Deutschland und Italien beziehen kann. Diese Importtransportkapazitäten sind deutlich niedriger als jene aus dem Osten. Die Kapazitäten aus Deutschland wurden seit 1. April 2025 beinahe durchgehend über der Kapazitätsgrenze genutzt. Für die Erhöhung der Resilienz und der Versorgungssicherheit in Österreich ist daher ein ganzjährig abgesicherter Speicherstand von 20 TWh gaswirtschaftlich weiterhin sinnvoll und notwendig.

Dies auch vor dem Hintergrund, dass die im Jänner 2026 auf EU-Ebene beschlossene REPowerEU-Verordnung vorsieht, dass bis November 2027 die noch verbliebenen Importe von russischem Gas nach Europa eingestellt werden müssen. Dies betrifft insb. Ungarn und die Slowakei sehr stark, deren Gasversorgung weiterhin überwiegend auf Pipeline-Lieferungen von russischem Gas beruht.

Die regionalen Auswirkungen auf die Gasflüsse von und nach Österreich durch den Wegfall dieser Gaslieferungen, ist noch nicht abschließend bewertbar. Eine Verschlechterung der Liquidität ist keineswegs ausgeschlossen, dies insbesondere auch angesichts der derzeit angespannten Lage im Nahen Osten und den daraus resultierenden Spannungen am Gas-Großhandelsmarkt.

Für eine rasche Verlängerung der strategischen Gasreserve sprechen folgende Gründe:

Die Erfahrung seit 2022 zeigt, bei Beschaffungen von Speicherkapazitäten mit längerer Vorlaufzeit vor Vertragsbeginn konnten jeweils die niedrigsten Speicherkosten erzielt werden, wie etwa die Speicherkosten für das Speicherjahr 26/27 von 94 Mio Euro gezeigt haben.

Eine rechtzeitige Verlängerung ist auch erforderlich, um die Vorhaltung der strategischen Gasreserve über den 1. April 2027 hinaus durch ASGM rechtssicher fortführen zu können. Weder dürfen ohne Rechtsgrundlage Speicherverträge über den 1.4.2027 hinaus abgeschlossen werden, noch liegt eine rechtliche Grundlage für den Verkauf der strategischen Gasreserve vor. Ohne budgetäre Vorsorge könnten trotz der grundsätzlich in § 18b Abs. 4 GWG 2011 geregelten Kostentragung durch den Bund die Speicherverträge aber nicht mehr bedient werden.

Auf die Dringlichkeit der rechtlichen Umsetzung der politisch bereits akkordierten Verlängerung der strategischen Gasreserve über den 1.4.2027 hinaus muss vor diesem Hintergrund hingewiesen werden.

1 Rechtliche Grundlagen

In Folge des Angriffskrieges Russlands auf die Ukraine und der vor diesem Hintergrund gefährdeten Gasversorgung Österreichs wurden im Jahr 2022 im Nationalrat Maßnahmen zur Erhöhung der österreichischen Versorgungssicherheit beschlossen.

Mit der Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 38/2022, kundgemacht am 8. April 2022, hat der Nationalrat die Anschaffung einer nationalen strategischen Gasreserve mit der erforderlichen Zweidrittelmehrheit beschlossen. Mit der operativen Abwicklung der Beschaffung und der Vorhaltung der strategischen Gasreserve wurde der Verteilergebietsmanager für die österreichischen Gas-Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg im Wege der Beleihung betraut (§ 18a Abs. 1 GWG 2011). Im Hinblick auf die Situation in der Ukraine war das Ziel der Maßnahme, auch im Falle einer vollständigen Unterbrechung der Gaslieferungen aus Russland die Versorgungssicherheit der österreichischen Endkund:innen aufrechtzuerhalten.

Basierend auf dieser Novelle des GWG 2011 wurde die Höhe der zu beschaffenden strategischen Gasreserve mit 12,6 TWh – der im Jänner 2022 in Österreich verbrauchten Gasmenge - festgelegt. Dieser Wert wurde mit der Strategische Gasreserve-Verordnung – SGRV der Bundesregierung im Einvernehmen mit dem Hauptausschuss des Nationalrats, BGBl. II Nr. 262/2022, kundgemacht am 30. Juni 2022 auf 20,0 TWh erhöht.

Mit den Novellen zum GWG 2011, BGBl. I Nr. 145/2023, verlautbart am 16. November 2023 und BGBl I Nr. 74/2024 vom 5. Juli 2024 wurde § 169 Absatz 9 GWG 2011 dahingehend geändert, dass die Dauer der Haltung der strategischen Gasreserve bis zum 1. April 2026 bzw. 1. April 2027 verlängert wird. Damit wurde die Basis geschaffen, dass die Speicherverträge für die Vorhaltung der strategischen Gasreserve bis zum Speicherjahr 2026/27 in geeigneter Form abgeschlossen werden können. Weitere Änderungen der Rechtsgrundlage für die strategische Gasreserve, insb. eine Verlängerung über den 1.4.2027 hinaus, wurden bislang nicht vorgenommen.

Entsprechend dieser Bestimmungen hat der Verteilergebietsmanager AGGM Austrian Gas Grid Management AG zum Zweck der ausschließlichen Wahrnehmung der Aufgaben gemäß den §§ 18a bis 18c GWG 2011 eine hundertprozentige Tochtergesellschaft, die ASGM Austrian Strategic Gas Management GmbH (kurz „ASGM“), als Gesellschaft mit beschränkter Haftung gegründet. Alle Rechte und Pflichten des Verteilergebietsmanagers im Zusammenhang mit der strategischen Gasreserve treffen ausschließlich diese Tochtergesellschaft. Sie hat ihre Aufgaben unter Beachtung der Grundsätze der Sparsamkeit, Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit auszuüben (§ 18a Abs. 4 GWG 2011). Zur Ermöglichung einer ordentlichen Geschäftsgebarung dieser Tochtergesellschaft normiert § 18b Abs. 7 GWG 2011, dass die strategische Gasreserve dauerhaft mit dem Anschaffungswert

zu bilanzieren ist und § 67 Insolvenzordnung auf die gemäß § 18a Abs. 4 gegründete Tochtergesellschaft nicht anzuwenden ist.

Die strategische Gasreserve sollte bis zum 1. November 2022 oder im Falle von Umständen, die nicht im Einflussbereich des Verteilergebietsmanagers liegen, zum ehestmöglichen Zeitpunkt zur Verfügung stehen. § 18b Abs. 1 GWG 2011 normiert, dass der Verteilergebietsmanager die strategische Gasreserve im Rahmen eines marktbasierten, transparenten, nichtdiskriminierenden und öffentlichen Ausschreibeverfahrens zu beschaffen hat. Dies kann auch in mehreren Tranchen erfolgen.

Die Ausschreibungsbedingungen sind dem Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET)[1] sowie dem Bundesminister für Finanzen (BMF) im Vorhinein anzuzeigen. Nach Durchführung eines Ausschreibeverfahrens sind die BMWET sowie der BMF unverzüglich über das Ergebnis des Verfahrens zu informieren (§ 18b Abs. 2 GWG 2011).

Der Verteilergebietsmanager hat dem Nationalrat, der Regulierungsbehörde, dem BMWET, sowie dem BMF bis spätestens 30. April des Folgejahres einen Bericht über die Beschaffung und Verwendung der strategischen Gasreserve vorzulegen und zu veröffentlichen.[2] Der Bericht hat insbesondere eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren gemäß § 18b Abs. 1 GWG 2011 zu enthalten (§ 18a Abs. 3 GWG 2011).

Weiters hat der Nationalrat normiert, dass die mit der Erfüllung der im öffentlichen Interesse liegenden Aufgaben gemäß § 18a bis 18c GWG 2011 verbundenen Kosten aus Bundesmitteln gedeckt werden. Davon umfasst sind alle notwendigen und angemessenen Kosten für die Beschaffung der strategischen Gasreserve einschließlich Finanzierungskosten, Kosten für Speichernutzung, Systemnutzungsentgelte, operativem Aufwand, allfälliger Bewertungsgewinne und -verluste, Kosten im Zusammenhang mit § 18a Abs. 4 GWG 2011 sowie allfälliger Verbindlichkeiten aus Gebühren, Abgaben und Steuern. Allfällige Erlöse und Verluste aus der Überlassung von Gasmengen an Marktteilnehmer, einer Reduktion oder Erhöhung der strategischen Gasreserve sowie aus einer allfälligen Liquidation der strategischen Gasreserve sind dabei zu berücksichtigen.

Dem Verteilergebietsmanager entsteht aus der Tätigkeit im Rahmen der Beleihung weder ein Gewinn noch ein Verlust (§ 18b Abs. 4 GWG 2011). Festgelegt wurde auch, dass die an dem Verteilergebietsmanager beteiligten Aktionäre und der Gesellschafter der gemäß § 18b Abs. 4 GWG 2011 gegründeten Gesellschaft weder direkt noch indirekt für Verbindlichkeiten dieser Gesellschaft in Anspruch genommen werden können, es sei denn, dass die Aktionäre oder der Gesellschafter die Zahlungsunfähigkeit der Gesellschaft auf unredliche Weise allein oder im Zusammenwirken herbeigeführt haben. Demgemäß gebührt den Aktionären des

[1] Ursprünglich Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)
[2] Die Berichte sind abrufbar unter: https://www.aggm.at/versorgungssicherheit/strategische-gasreserve/

Verteilergebietsmanagers oder dem Gesellschafter der gemäß § 18a Abs. 4 GWG 2011 gegründeten Gesellschaft aus Anlass einer allfälligen Liquidation weder ein Gewinn aus den mit der Vorhaltung der strategischen Gasreserve in Zusammenhang stehenden Tätigkeiten, noch haben sie einen allfälligen Verlust daraus zu tragen (§ 18a Abs. 5 GWG 2011).

Der Verteilergebietsmanager hat gegenüber dem Bund jährlich bis zum 31. Jänner des Folgejahres die in § 18b Abs. 4 angeführten Kosten zu belegen. Die Angemessenheit der Kosten ist von einem vom BMWET im Einvernehmen mit dem BMF bestellten Wirtschaftsprüfer zu prüfen. Unter- oder Überzahlungen sind spätestens bis zum 31. März des jeweiligen Jahres auszugleichen oder auf bestehende Forderungen anzurechnen (§ 18b Abs. 6 GWG 2011).

Die strategische Gasreserve kann durch den BMWET im Rahmen einer Verordnung gemäß den §§ 5 und 26 des Energielenkungsgesetzes 2012 freigegeben werden. Eine solche Verordnung kann mit Zustimmung des Hauptausschlusses des Nationalrates erlassen werden, wenn die Voraussetzungen des § 4 Abs. 2 Energielenkungsgesetz 2012 erfüllt sind. Demnach können Lenkungsmaßnahmen in folgenden Fällen ergriffen werden:

- zur Abwendung einer unmittelbar drohenden Störung oder zur Behebung einer bereits eingetretenen Störung der Energieversorgung Österreichs, sofern diese Störungen
    - keine saisonale Verknappungserscheinung darstellen oder
    - durch marktkonforme Maßnahmen nicht, nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln abgewendet oder behoben werden können
- soweit es zur Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen zur Inkraftsetzung von Notstandsmaßnahmen auf Grund von Beschlüssen von Organen internationaler Organisationen erforderlich ist oder
- soweit eine Pflicht zur Solidaritätsleistung gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 besteht oder
- soweit eine Pflicht zur Unterstützung in Form von regionalen oder bilateralen Maßnahmen gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 besteht.

Die Freigabe ist zu beenden, sobald die dafür maßgeblichen Umstände nicht mehr vorliegen (§ 18c Abs. 1 GWG 2011). Soweit Marktteilnehmern Gasmengen aus der strategischen Gasreserve überlassen werden, erteilt der Verteilergebietsmanager dem Bilanzgruppenkoordinator die Anordnung, diese gemäß § 87 Abs. 4 GWG 2011 im Rahmen der Berechnung, Zuweisung und Verrechnung der Ausgleichsenergie an die Bilanzgruppenverantwortlichen zu verwenden.

Dazu hat der Verteilergebietsmanager eine Gebühr festzusetzen und an den

Bilanzgruppenkoordinator zu verrechnen, die sich nach dem höheren der beiden folgenden Preise zuzüglich eines angemessenen Anteils an den sonstigen Kosten gemäß § 18b GWG 2011 bemisst:

1. der jeweilige Anschaffungswert der zugewiesenen Gasmengen, wobei die Gasmengen mit dem höchsten Anschaffungswert zuerst heranzuziehen sind;

2. für das Marktgebiet Ost der Börsereferenzpreis (CEGHIX) des jeweiligen Gastages und für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg der von der Erdgasbörse am virtuellen Handelspunkt des vorgelagerten Marktgebietes veröffentlichte mengengewichtete Preisindex des jeweiligen Gastages für Spotmarktprodukte (§ 18c Abs. 2 GWG 2011).

Mit dem Bundesgesetz, mit dem das Bundesfinanzrahmengesetz 2022 bis 2025 und das Bundesfinanzgesetz 2022 geändert werden, BGBl I Nr. 66/2022, kundgemacht am 3. Juni 2022, wurde auch der für die Beschaffung der strategischen Gasreserve erforderliche finanzielle Rahmen geschaffen.

Mit Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 geändert wird (GMMO-VO 2020 – 2. Novelle 2022), BGBl. II. Nr. 357/2022, wurden weitere operative Details zur Ausgleichsenergieverrechnung des Bilanzgruppenkoordinators an die Bilanzgruppenverantwortlichen bei einem Einsatz der strategischen Gasreserve festgelegt.

2 Beschaffung der strategischen Gasreserve im Jahr 2022

Das Ziel für die Beschaffung der strategischen Gasreserve konnte im Jahr 2022 bereits wenige Wochen nach dem Beschluss der gesetzlichen Grundlagen vollständig erreicht werden. Im Rahmen von zwei marktbasierten, transparenten, nichtdiskriminierenden und öffentlichen Ausschreibungsverfahrens wurden 20 TWh Gas mit diversifizierten Gasbezugsquellen für die strategische Gasreserve samt Speicherkapazitäten bis 1. April 2025 aus Bundesmitteln beschafft und bis zum 1. November 2022 eingespeichert, um die Versorgungssicherheit in den österreichischen Marktgebieten Ost, Tirol und Vorarlberg sicherzustellen. Hinsichtlich der Details zum Beschaffungsprozess darf auf die Vorberichte verwiesen werden.[3]

Im Rahmen der 1. Ausschreibung wurden inkl. Speicherkosten bis 1.4.2025 rund EUR 1,05 Mrd. aufgewendet. Die Kosten für die zweite Ausschreibung des Jahres 2022 bis 1.4.2025 betrugen inkl. Speicherkosten gesamt EUR 2,995 Mrd. Insgesamt wurden in den beiden Ausschreibungsrunden für die strategische Gasreserve inkl. Kosten der Speicherkapazitäten rund 4,047 Mrd. Euro aus Bundesmitteln aufgewendet.

[3] ASGM-Berichte sind abrufbar unter: https://www.aggm.at/versorgungssicherheit/strategische-gasreserve/

3 Verlängerung der Strategischen Gasreserve 2025/26 und 2026/27

Die gesetzlichen Bestimmungen über die Beschaffung und Vorhaltung der strategischen Gasreserve waren ursprünglich bis 30. September 2025 befristet. Daher konnte die für die Speicherung der strategischen Gasreserve erforderlichen Speicherkapazität für das „Speicherjahr" vom 1. April 2025 bis 1. April 2026 von ASGM in den Beschaffungsprozessen im Jahr 2022 nicht gebucht werden.

Mit der am 16. November 2023 kundgemachten Novelle zum GWG 2011, BGBl. I Nr. 145/2023 wurde die Geltungsdauer der strategischen Gasreserve bis 1. April 2026 und mit BGBl I Nr. 74/2024 vom 5. Juli 2024 kundgemachten weiteren Novelle bis zum 1. April 2027 verlängert.

Die Kosten der in den jeweils folgenden Beschaffungsprozessen abgeschlossenen Speicherverträge (inkl. Transportkosten) beliefen sich für das Speicherjahr 2025/26 auf rd. 117,5 Mio Euro und für das Speicherjahr 2026/27 auf 101,9 Mio Euro.[4])

Die im Vergleich zum Speicherjahr 2025/26 niedrigeren Kosten lassen sich damit erklären, dass die Verlängerung der gesetzlichen Grundlage der strategischen Gasreserve bis April 2027 rund zwei Jahre vor dem relevanten Speicherjahr 2026/27 und damit deutlich früher als die vorherige Verlängerung der strategischen Gasreserve erfolgt ist. Der gegenständliche Beschaffungsprozess konnte dementsprechend bereits in einer Phase durchgeführt werden, in der noch relativ viele freie Speicherkapazitäten verfügbar waren und der Wettbewerbsdruck zwischen den Speicherunternehmen deutlich höher war.

4 Vorhaltung der strategischen Gasreserve

Im Jahr 2025 ist es im Rahmen der Vorhaltung der strategischen Gasreserve weder zu Ver- noch Zukäufen von Gas gekommen. Die Versorgungssicherheit war durchgehend auf hohem Niveau, sodass die Erlassung von Energielenkungsmaßnahmen und eine Freigabe der Strategischen Gasreserve nicht erforderlich war.

Die abgeschlossenen Speicherverträge wurden gemäß der einzelnen Vertragsbestimmungen abgewickelt. Die für die Vertragsabwicklung erforderlichen finanziellen Mittel des Bundes wurden vom BMWET nach der jeweiligen ASGM-internen sowie der detaillierten Prüfung des BMWET auf Übereinstimmung der Rechnungen mit den abgeschlossenen Verträgen freigegeben.

Die aufgrund der Änderungen von vertraglichen Zuordnungen von Speichermengen zu Speicherunternehmen wurden einerseits durch physikalische Umlagerungen und anderseits durch Umbuchungen zwischen Speicherkonten bei den jeweiligen

[4] Details dazu im ASGM-Bericht 2024: https://www.aggm.at/versorgungssicherheit/strategische-gasreserve/

Speicherunternehmen zeitgerecht durchgeführt, sodass jeweils zum 1.4.2025 und auch 1.4.2026 der physikalische Speicherstand je Speicherlokation den vertraglichen Gegebenheiten entsprochen hat.

5 Verfügbarkeit der strategischen Gasreserve

Da in den Winterperioden seit 2022 befürchtete Worst-Case-Szenarien nicht eingetreten sind und dementsprechend eine Freigabe der strategischen Gasreserve im Rahmen von Energielenkungsmaßnahmen nicht erforderlich war, sind die gesamten 20 TWh der strategischen Gasreserve in den Speichern weiterhin in vollem Ausmaß gelagert.

Die Aufteilung der strategischen Gasreserve auf die unterschiedlichen Speicherlokationen und die mit der Speicherkapazität kontrahierten Ausspeicherleistung ermöglichen, dass auf unterschiedliche Last- und Verbrauchssituationen in allen österreichischen Marktgebieten grundsätzlich gut reagiert werden kann.

Um sich Gewissheit zu verschaffen, dass die Versorgung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, für die ausschließlich ein Netzanschluss an das deutsche Gasnetz besteht, aus den Speichern Haidach und 7Fields auch im Krisenfall sichergestellt ist, hat ASGM vom deutschen Energieregulator Bundesnetzagentur eine schriftliche Zusage mit Verweis auf Artikel 10 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2017/1938 (SoS-VO) eingefordert, welche am 2. Juli 2022 eingelangt ist.

Unter Hinweis auf die „gemeinsame Erklärung der Bundesministerien für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Republik Österreich und des Bundesministers für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland“ vom 12. Juli 2022 wird nach Aussage der Bundesnetzagentur „die Sicherstellung von Durchleitungsrechten im Fall einer Gasmangellage sichergestellt, sofern dieser technische oder sicherheitstechnische Gründe nicht entgegenstehen“.

Aufgrund von Maßnahmen, welche die RAG Austria AG mit der Herstellung einer Leitungsverbindung zwischen dem Speicher Haidach und der „Penta-West-Pipeline“ gesetzt hat, ist es möglich, Gasmengen aus dem Speicher Haidach über das österreichische Fernleitungsnetz zu entnehmen und damit aus dem Speicher Haidach auch direkt in das Marktgebiet Ost einzuspeisen. Die Fertigstellung der Leitungsanbindung an das Verteilernetz in Oberösterreich im Herbst 2024, verbesserte die Entnahmemöglichkeit der strategischen Gasreserve im Marktgebiet Ost weiter.

Beide Speicherunternehmen, die Speicherkapazitäten des Speicher Haidach vermarkten (RAG Energy Storage sowie SEFE Storage GmbH) verfügen mittlerweile über entsprechende Netzkapazitäten, sodass die nunmehr verfügbaren Einspeisekapazitäten aus dem Speicher Haidach in das Verteilernetz in Oberösterreich seither von Speicherkunden auch tatsächlich genutzt werden.

6 Verwendung der strategischen Gasreserve

In § 18c Abs. 2 GWG 2011 wird definiert, wie sich die Gebühr, die im Fall der Freigabe der strategischen Gasreserve gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator anzuwenden ist, zusammensetzt:

Die Gebühr bemisst sich nach dem höheren der beiden folgenden Preise zuzüglich eines angemessenen Anteils an den sonstigen Kosten gemäß § 18b Abs. 4:

1. der jeweilige Anschaffungswert der zugewiesenen Gasmengen, wobei die Gasmengen mit dem höchsten Anschaffungswert zuerst heranzuziehen sind;

2. für das Marktgebiet Ost der Börsereferenzpreis (CEGHIX) des jeweiligen Gastags und für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg der von der Erdgasbörse am virtuellen Handelspunkt des vorgelagerten Marktgebietes veröffentlichte mengengewichtete Preisindex des jeweiligen Gastags für Spotmarktprodukte.

Die für die Gebührenbestimmung gem. § 18c Abs. 2 Z 1 GWG 2011 relevanten Anschaffungswerte sowie Nebenkosten zum 31. Dezember 2025 lauten wie folgt:

1. Gasmengen aus der 1. Ausschreibung:

- Menge: 7.696.660 MWh
- Kosten für Gas: 117,40 EUR/MWh
- Nebenkosten 2022: 4,216 EUR/MWh
- Nebenkosten 2023: 5,256 EUR/MWh
- Nebenkosten 2024: 4,871 EUR/MWh
- Nebenkosten 2025: 5,534 EUR/MWh

2. Gasmengen aus der 2. Ausschreibung

- Menge: 12.307.190 MWh
- Kosten für Gas: 230,23 EUR/MWh
- Nebenkosten 2022: 4,216 EUR/MWh
- Nebenkosten 2023: 5,256 EUR/MWh
- Nebenkosten 2024: 4,871 EUR/MWh
- Nebenkosten 2025: 5,534 EUR/MWh

Die Nebenkosten 2025 iHv EUR 110.692.587,32 ,-- (Vgl.: 2022 iHv EUR 84.331.174,--, 2023 iHv EUR 105.149.481,-- und 2024 iHv EUR 97.446,462,--) ermitteln sich aus den durch den Bund für das Jahr 2025 erstatteten Kosten (Speicherkosten und Nebenkosten) und verteilen sich auf die eingelagerten Erdgasmengen iHv 20.003.850 MWh.

In den Jahren 2022 bis 2025 wurden keine Abrufe getätigt, damit werden die Kostensätze für die folgenden Perioden fortgeschrieben.

7 Nachweis und Prüfung der Angemessenheit der Kosten

7.1 Nachweis der Kosten gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011

Gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011 sind sämtliche Kosten gemäß § 18b Abs. 4 GWG 2011 jährlich bis 31. Jänner zu belegen. Um dieser Pflicht nachzukommen, übermittelt die ASGM monatlich ihre Zahlungsanforderungen (inkl. der zur Überprüfung notwendigen Belege). Erst nach eingehender Prüfung durch das BMWET werden die entsprechenden finanziellen Mittel gemäß § 18b Abs. 5 GWG 2011 bedarfsgerecht an ASGM freigegeben.

Zum 31. Jänner 2026 hat ASGM alle Unterlagen zur Gewinn- und Verlustrechnung 2025 bzw. der Bilanz 2025 der ASGM an das BMWET zur Einsicht übersandt. Aus diesen Unterlagen konnten alle Zahlungsvorgänge bzw. Mittelzuflüsse der ASGM ersehen bzw. nachvollzogen werden.

7.2 Bericht über die Rechtmäßigkeit und Angemessenheit der bei ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH angefallenen Kosten für die Beschaffung einer strategischen Gasreserve für das Kalenderjahr 2025 gemäß § 18b GWG 2011

Den gesetzlichen Normierungen gemäß § 18b Abs. 6 GWG 2011 entsprechend hat ein von der BMWET in Abstimmung mit dem BMF bestellter unabhängiger Wirtschaftsprüfer eine Prüfung über die Angemessenheit der Kosten durchgeführt. Die Auswahl der Prüfungshandlungen umfasste insbesondere folgende Tätigkeiten:

- Nachvollziehen der von AGGM Austrian Gas Grid Management AG an ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH verrechneten Kosten
- Prüfung von Belegstichproben und Zahlungsnachweisen der angefallenen Kosten

Die Prüfung des Wirtschaftsprüfers hat keine Unangemessenheit der Kosten ergeben; es wurden keine Unter- oder Überzahlungen festgestellt. Der Bericht des Wirtschaftsprüfers liegt dem BMWET vor.

7.3 Wirtschaftsprüferbericht zur Prüfung des Jahresabschlusses 2025 der ASGM

ASGM hat die Ernst & Young Wirtschaftsprüfungsgesellschaft m.b.H. mit der Prüfung des Jahresabschlusses 2025 der ASGM beauftragt.

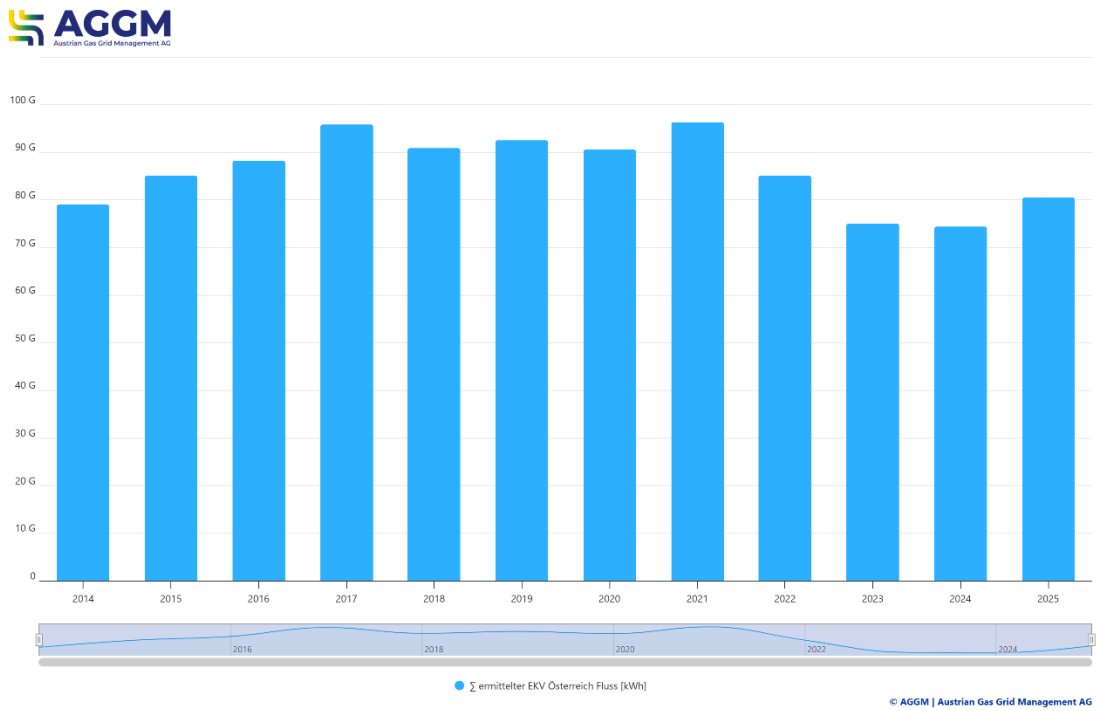
Auch im Wirtschaftsprüferbericht zur Prüfung des Jahresabschlusses 2025 der ASGM wurde ein uneingeschränkter Bestätigungsvermerk ausgestellt (Anhang 1).

8 Aktuelle Versorgungslage und Ausblick

Gasmarktentwicklung und Versorgungslage

Vor dem Winter 2025/26 wurden sowohl in Österreich als auch in ganz Europa wieder hohe Speicherstände erreicht, auch wenn diese unter den Vorjahreswerten lagen. Die in Österreich verfügbaren Speicherkapazitäten im Ausmaß von über 100 TWh waren im Oktober 2025 im Maximum mit rd 86 TWh gefüllt.

Der Verbrauch lag im Kalenderjahr mit rd 80 TWh rd 8 % über dem der Jahre 2023 und 2024, aber weiterhin niedriger als in den Jahren davor. Der höhere Gaseinsatz in den Gaskraftwerken, der aufgrund der niedrigen Stromproduktion aus Wasserkraft und vergleichsweise geringerem Winddargebot erforderlich wurde und auch der witterungsbedingt höhere Verbrauch im Raumwärmebereich haben dazu beigetragen.

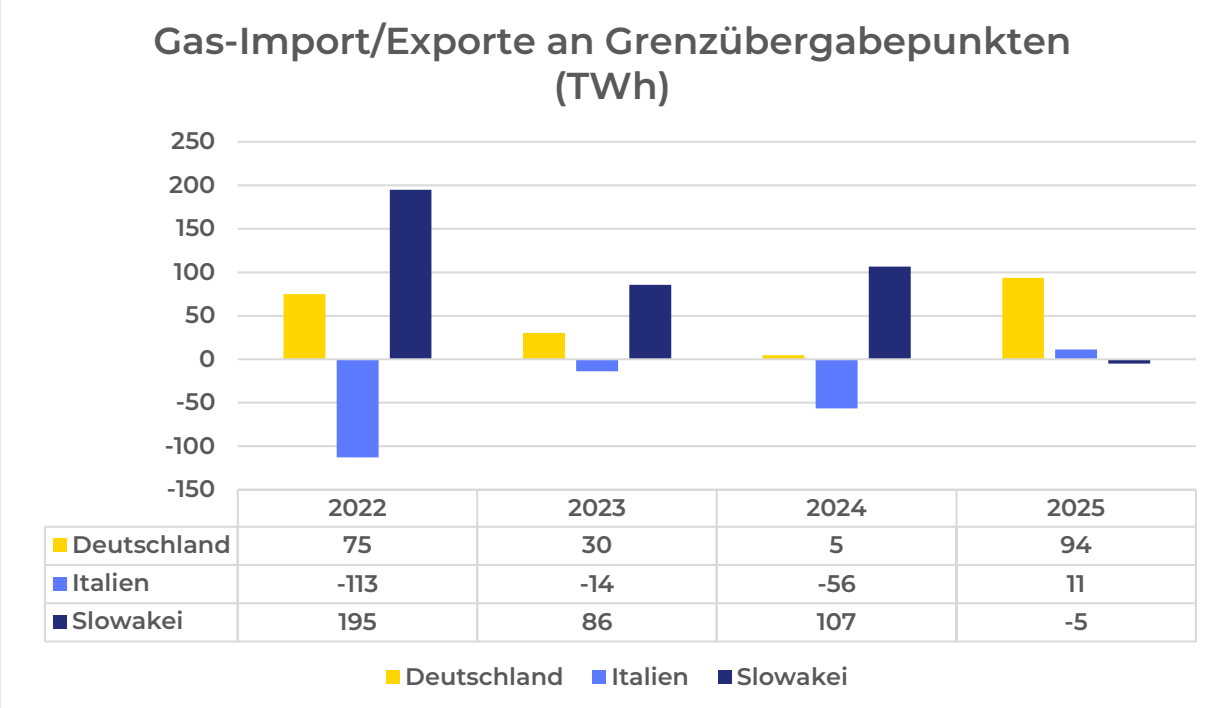


Quelle: https://platform.aggm.at/portal/visualisation/ts-publication?fav=Qn3

Die Gas-Importflüsse haben sich in den letzten Jahren 2025, fundamental geändert. Die im Jahr 2022 zur notwendigen Speicherbefüllung stark angestiegenen Importe aus Deutschland (75 TWh) waren 2023 (30 TWh) und 2024 (4,6 TWh) deutlich niedriger. Ein wesentlicher Grund dafür war wohl auch die deutsche Gasspeicherumlage, die in der Höhe von zuletzt zu 2,56 EUR/MWh für Exporte aus Deutschland in Rechnung gestellt wurde und daher diese Importe wirtschaftlich unattraktiv waren.

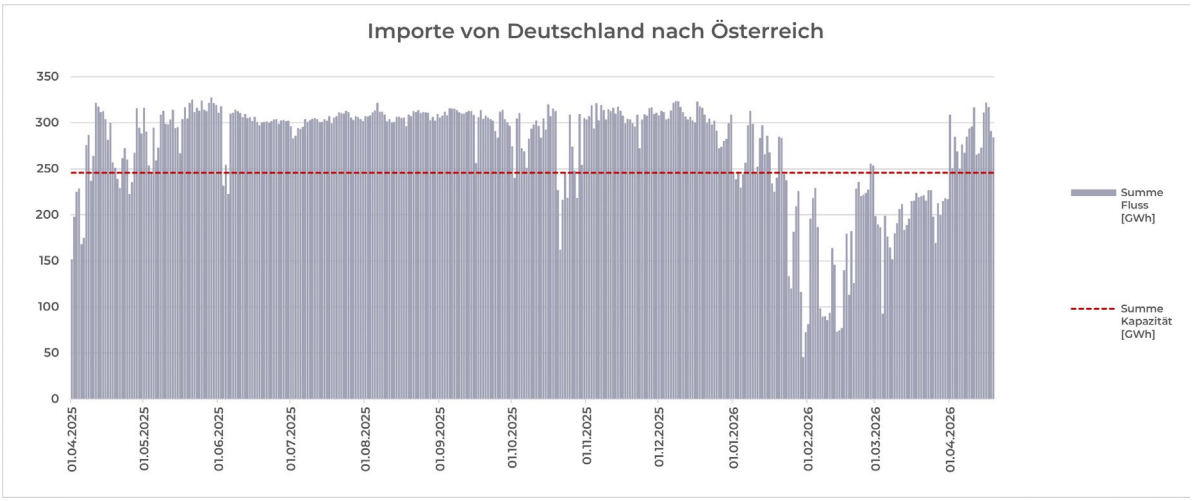
Mit der Kündigung des Liefervertrags der OMV AG mit Gazprom im November 2024 und dem Auslaufen des Ukrainetransits zum 1. Jänner 2025 sind Importe aus der Slowakei zur Gänze ausgeblieben. Die Versorgung war dennoch zu keinem Zeitpunkt gefährdet. 2025 sind die Importe aus Deutschland sind wieder signifikant gestiegen, bereits bis Mitte Februar 2025 wurde aus Deutschland mehr Gas importiert als im Ganzen Jahr 2024.

Ab April 2025 wurden die Importkapazitäten aus Deutschland beinahe durchgehend über der Kapazitätsgrenze genutzt, in Summe wurden 95 TWh importiert, Deutschland hat damit die Slowakei als größte Importquelle abgelöst. 2025 wurde im Saldo auch aus Italien erstmals importiert (11 TWh), noch vor wenigen Jahren wurden über 300 TWh pro Jahr Richtung Italien exportiert.



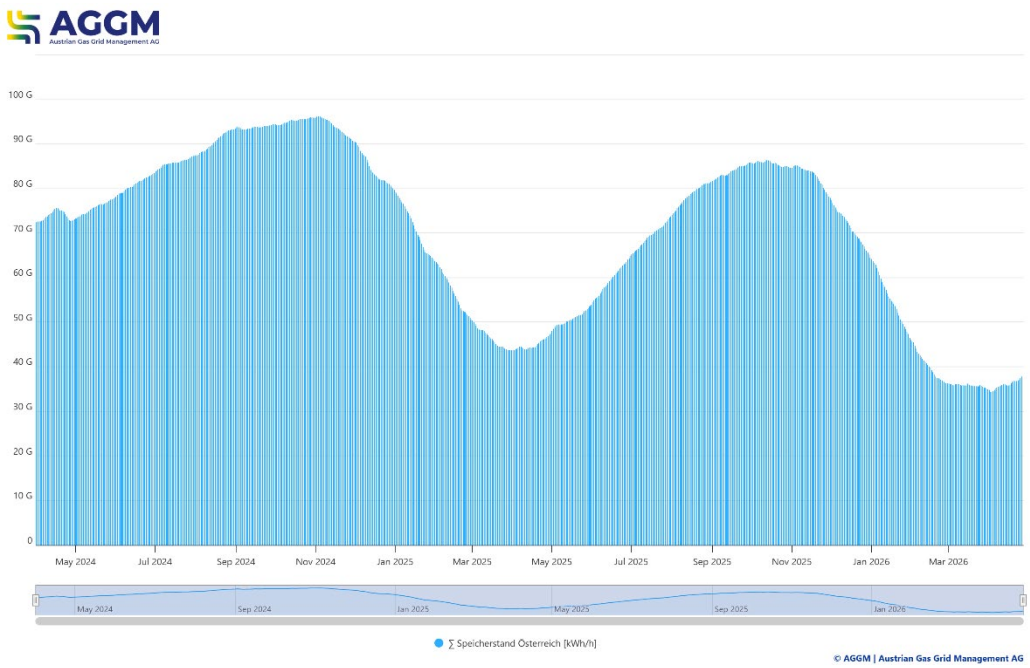
	2022	2023	2024	2025
Deutschland	75	30	5	94
Italien	-113	-14	-56	11
Slowakei	195	86	107	-5

Quelle: AGGM, https://platform.aggm.at/portal/visualisation/ts-publication?fav=Qnn



Quelle: AGGM

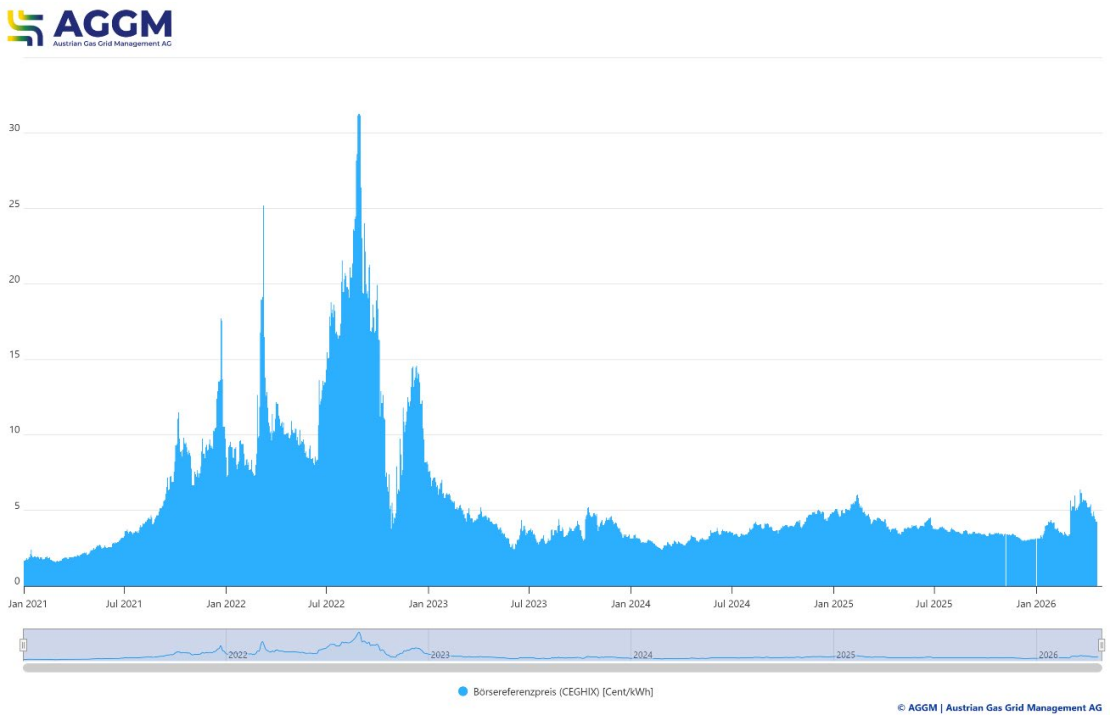
Da der höhere Verbrauch nicht durch höhere Importe kompensiert wurde, wurden die Gasspeicher in der Winterperiode 25/26 stärker entleert als in den Vorjahren. Dies aber nicht nur zur Deckung des Inlandsverbrauchs, ausgespeichert wurde auch für die Deckung von Exporten. Zum 1. April 2026 lag der Speicherstand bei 34,3 TWh (inkl. strategische Gasreserve), gegen Ende April liegt der Speicherstand nun bei 37,8 TWh. Dieser Speicherstand liegt deutlich unter jenem nach den letzten Winterperioden, nicht zuletzt Dank der strategischen Gasreserve aber deutlich über dem Speicherstand nach der Winterperiode 2021/22 von 12,5 TWh.



Quelle: https://platform.aggm.at/portal/visualisation/ts-publication?fav=Qnm

Das Preisniveau an den Großhandelsmärkten hatte sich im Vergleich zu 2022 mit Preisspitzen bis über 200 EUR/MWh zwischenzeitlich beruhigt, die Preise blieben aber auf hohem Niveau. Insbesondere im Gefolge des Irankriegs sind die Preise wieder deutlich

angestiegen, wenn auch nicht in einem vergleichbaren Ausmaß wie 2022. Weiterhin ist der Großhandelsmarkt von großer Volatilität geprägt. Physikalische Engpässe sind aber trotz dieser neuerlichen Verschärfung der Marktlage durch den Irankrieg derzeit für Europa nicht erkennbar.



Quelle: https://platform.aggm.at/portal/visualisation/ts-publication?fav=QmV

Das hohe Preisniveau reflektiert ein knapperes Angebot auf den Großhandelsmärkten und die Notwendigkeit, den europäischen Markt für LNG-Lieferungen aus den USA und anderen Lieferländern attraktiv zu halten. Dies insbesondere auch vor dem Hintergrund, dass vor allem der asiatische Markt vom Ausfall der Lieferungen über die Straße von Hormuz betroffen ist. Die Handelsliquidität im Kurzfristhandel am österreichischen EEX-Gasbörsehandelsplatz des Central European Gas Hub (CEGH) hat sich im Vergleich zu Vorperioden dennoch erhöht, was als Indiz dafür gelten kann, dass sich die Marktteilnehmer auf die neuen Marktgegebenheiten gut eingestellt haben.

Aktuell ist die Gasversorgung gesichert.

Die Versorgungslage im Gasbereich kann aktuell trotz aller negativer Vorzeichen als stabil bezeichnet werden. Mit den notwendigen Preissignalen wird sowohl aus Deutschland als auch Italien importiert. Mit diesen Importen können der Endkundenbedarf in Österreich und Exporte aus Österreich gedeckt werden und darüber hinaus haben auch Einspeicherungen der Jahreszeit entsprechend begonnen. Entnahmen aus den Vorräten der strategischen Gasreserve in den nächsten Monaten sind nicht zu erwarten.

Die Aufrechterhaltung der am 22. März 2022 ausgerufene Frühwarnstufe gemäß dem Notfallplan Gas ist dennoch gerechtfertigt. AGGM veröffentlicht dementsprechend an jedem Wochentag einen aktualisierten Lagebericht[5].

Angesichts des heuer niedrigeren Startwerts erscheint die Erreichung eines ähnlich hohen Speicherstands wie im Vorjahr aus heutiger Sicht unwahrscheinlich. Mit der Verfügbarkeit der strategischen Gasreserve und der Importkapazitäten aus Deutschland und Italien, die im vergangenen Jahr bedarfsgerecht genutzt wurden, kann von einer gesicherten Versorgung auch für den nächsten Winter ausgegangen werden.

Verlängerung der rechtlichen Grundlage der strategischen Gasreserve

Bis auf Weiteres muss die Zielsetzung, ausreichend hohe Speicherstände zu erhalten, aber aufrecht bleiben, um auf allfällige Änderungen der Aufbringungssituation oder Importausfälle adäquat vorbereitet zu sein und reagieren zu können.

Der Beitrag der strategischen Gasreserve dazu ist unseres Erachtens weiterhin notwendig und gerechtfertigt. Wie bereits im Bericht der ASGM vom 30.4.2025 hingewiesen, ist eine rasche Verlängerung der strategischen Gasreserve anzustreben.

Dies auch vor dem Hintergrund, dass die im Jänner 2026 auf EU-Ebene beschlossene REPowerEU-Verordnung vorsieht, dass bis November 2027 die noch verbliebenen Importe von russischem Gas nach Europa eingestellt werden müssen. Dies betrifft insb. Ungarn und die Slowakei sehr stark, deren Gasversorgung weiterhin überwiegend auf Pipeline-Lieferungen von russischem Gas beruht.

Die regionalen Auswirkungen auf die Gasflüsse von und nach Österreich durch den Wegfall dieser Gaslieferungen, ist noch nicht abschließend bewertbar. Eine Verschlechterung der Liquidität ist keineswegs ausgeschlossen, dies insbesondere auch angesichts der derzeit angespannten Lage im Nahen Osten und der daraus resultierenden Spannungen am Gas-Großhandelsmarkt.

Für eine rasche Verlängerung der strategischen Gasreserve spricht darüber hinaus die Erfahrung aus den bisherigen Beschaffungsprozessen zur strategischen Gasreserve. Bei Beschaffungen von Speicherkapazitäten mit längerer Vorlaufzeit vor Vertragsbeginn konnten jeweils die niedrigsten Speicherkosten erzielt werden, wie etwa die Speicherkosten (ohne Transportkosten) für das Speicherjahr 26/27 von 94 Mio Euro gezeigt haben.

Eine rechtzeitige Verlängerung ist auch erforderlich, um die Vorhaltung der strategischen Gasreserve über den 1. April 2027 hinaus durch ASGM rechtssicher fortführen zu können. Weder dürfen ohne Rechtsgrundlage Speicherverträge über den 1.4.2027 hinaus

[5] https://www.aggm.at/fileadmin//AGGM/Lagebericht/aggm-lagebericht.pdf

abgeschlossen werden, noch liegt eine rechtliche Grundlage für den Verkauf der strategischen Gasreserve vor. Ohne budgetäre Vorsorge könnten trotz der grundsätzlich in § 18b Abs. 4 GWG 2011 geregelten Kostentragung durch den Bund die Speicherverträge nicht mehr bedient werden.

Auf die Dringlichkeit der rechtlichen Umsetzung der politisch bereits akkordierten Verlängerung der strategischen Gasreserve über den 1.4.2027 hinaus muss vor diesem Hintergrund hingewiesen werden.

Dass der Beitrag der strategischen Gasreserve weniger Bedeutung bekommen kann, setzt auch voraus, dass die Importkapazitäten aus Deutschland und Italien so rasch wie möglich ertüchtigt und entsprechende Infrastrukturprojekte umgesetzt werden. Konkrete Projekte mit dieser Zielsetzung sind im Koordinierten Netzentwicklungsplan der österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH und TAG GmbH enthalten, hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang der WAG-Teil Loop 1 (+73 GWh/d) sowie TAG "Reverse Flow Capacity Increase" (+150 GWh/d).

Zu betonen ist, dass diese Investitionen in das Gasnetz Versorgungssicherheits- und gleichzeitig Energiewende-Investitionen sind: Sie werden wasserstofftauglich ausgeführt und sind eine Grundlage für die Anbindung der österreichischen Gasnetzinfrastruktur an das zukünftige europäische Wasserstoffnetz sowie zur Realisierung des Wasserstoff-Startnetzes in Österreich auf Basis der H2-Roadmap bzw. des Integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans (ÖNIP).

Einen Beitrag zur Diversifizierung der Lieferquellen und zur Reduktion der Importabhängigkeit kann auch die rasche Integration von regional erzeugten erneuerbaren Gasen wie Biomethan und Wasserstoff in das Energiesystem leisten.

Anhang

1. Bericht zur Prüfung des Jahresabschlusses 2025 der ASGM

	Unterzeichner	Parlamentsdirektion
	Datum/Zeit-UTC	2026-04-30T13:13:46+02:00
Prüfinformation	Dieses Dokument wurde elektronisch besiegelt. Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.parlament.gv.at/siegel	