BERICHT 2023 gem. § 28 Abs. 3 E-ControlG
Zur Versorgungssicherheit im Gasbereich
Berichtsjahr 2022

Inhaltsverzeichnis

Einleitung und Hintergrund ... 4

1. Das österreichische Gassystem im Überblick ... 5

1.1. Endkund:innenverbrauch in Österreich ... 5

1.2. Aufbringung ... 6

1.2.1. Gasflüsse an den relevanten Grenzübergabepunkten ... 6

1.2.2. Inlandsförderung ... 7

1.2.3. Biomethan ... 8

1.3. Gasinfrastruktur ... 9

1.3.1. Fernleitungsnetz ... 9

1.3.2. Verteilernetz ... 10

1.3.3. Speicheranlagen ... 11

2. Maßnahmen zur Prävention bzw. Bewältigung von Gasengpass-Situationen ... 13

2.1. Verfügbarkeit der Infrastruktur: Berechnung des Infrastrukturstandards (n-1) und Infrastrukturausbau ... 13

2.2. Monitoring der Versorgungssicherheit in der EU: Analysen der ENTSO-G zur Versorgungslage in der EU ... 15

2.3. Überprüfung des Gasversorgungsstandards in Österreich ... 15

2.4. Risikobewertung sowie Präventions- und Notfallplan ... 16

2.5. Reduktion des Gasverbrauchs ... 17

2.6. Vorgabe von Gasspeicherzielen auf EU-Ebene ... 17

2.7. Abschluss von Solidaritätsvereinbarungen zwischen EU-Mitgliedstaaten ... 18

2.8. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich ... 19

2.8.1. Einführung einer Strategischen Gasreserve ... 19

2.8.2. Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten“ Gasmengen ... 19

2.9. Gasdiversifizierungsgesetz ... 20

2.10. Europäische Beschaffungsplattform „Aggregate EU“ ... 20

2.11. Recht auf Grundversorgung ... 21

2.12. Ersatzversorgung mit Energie ... 21

2.13. Monitoring der Versorgungszuverlässigkeit der Gasnetze ... 21

2.13.1. Ermittlung des SAIDI ... 22

2.13.2. Ermittlung des SAIFI ... 23

2.14. Energielenkung und Krisenvorsorge im Gasbereich ... 24

2.15. Übersicht über gesetzliche Änderungen im Bereich Gasversorgungssicherheit ... 26

2.15.1. Übersicht über gesetzliche Änderungen im Unionsrecht 26
2.15.2. Übersicht über gesetzliche Änderungen im Nationalen Recht 28
Abbildungsverzeichnis 32
Abkürzungsverzeichnis 33
Quellenverzeichnis 34

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 Verteilergebietsmanagers, der Statistik und des Monitorings der E-Control sowie auf dem nationalen Präventionsplan und den Netzausbauplänen und auf Daten der ENTSO-G[1]. 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 Vorbereitung und Abwendung eines Gasengpasses des vergangenen Jahres 2022 bzw. der Winterperiode 2022/23 zu gewähren.

Historisch betrachtet ist Österreich ein Erdgastransitland. Dies resultiert daraus, dass Erdgastransportleitungen von Osten 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 oder auch zur Stromerzeugung) genutzt wurde.

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

Stand: Juli 2023

[1] European Network of Transmission System Operators for Gas

1. Das österreichische Gassystem im Überblick

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 eigenen Gasspeicherinfrastrukturen. Sie werden aktuell über Deutschland mit Gas versorgt und sind somit auch abhängig von den Regelungen und Bestimmungen auf deutscher Seite.

1.1. Endkund:innenverbrauch in Österreich

Der Gasverbrauch der Endkund:innen in Österreich lag 2022 bei 85,193 TWh. Im Vergleich zu 2021 mit 96,356 TWh ist der Gasverbrauch daher bereits deutlich reduziert worden (siehe auch Abbildung 1) und befand sich 2022 ungefähr auf demselben Niveau wie 2015.

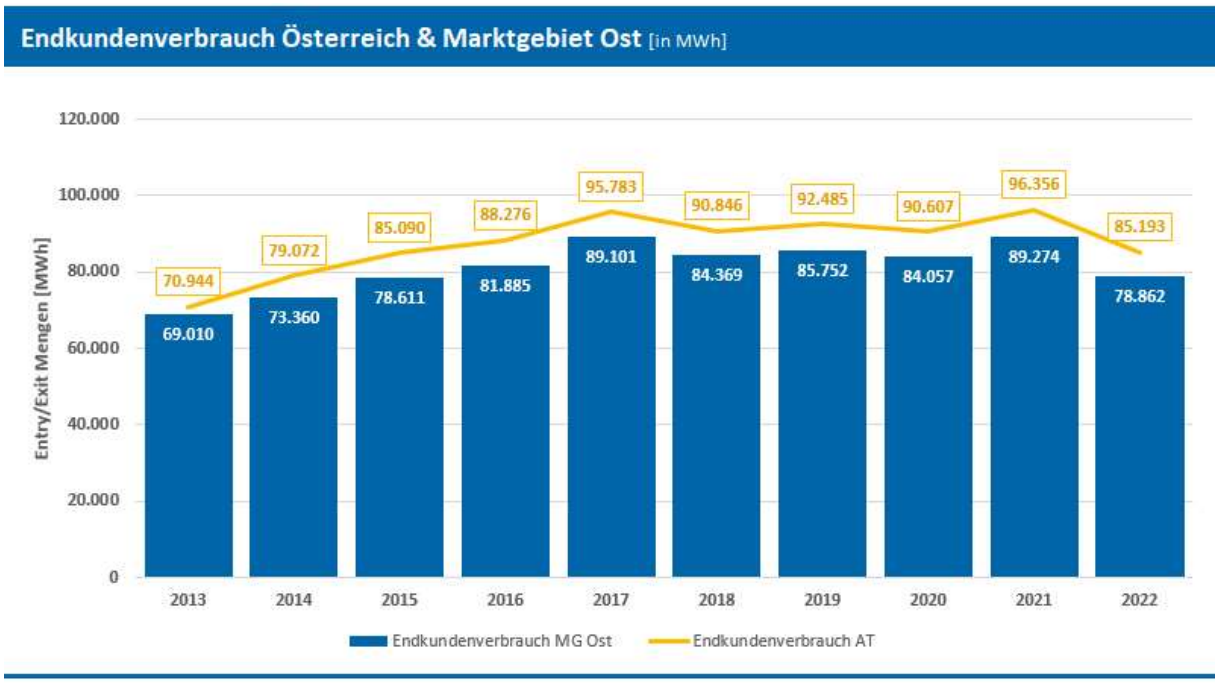

Abbildung 1: Jährlicher, österreichischer Endkundenverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete
Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Der Verbrauchsrückgang 2022 lässt sich auf einen warmen Winter und auf freiwillige Verbrauchsbeschränkungen bzw. Verbrauchsoptimierungen von Endverbraucher:innen aufgrund hoher Erdgaspreise zurückführen. Der Trend des sinkenden Gasverbrauchs in Österreich scheint sich auch 2023 fortzusetzen (siehe dazu Abbildung 2).

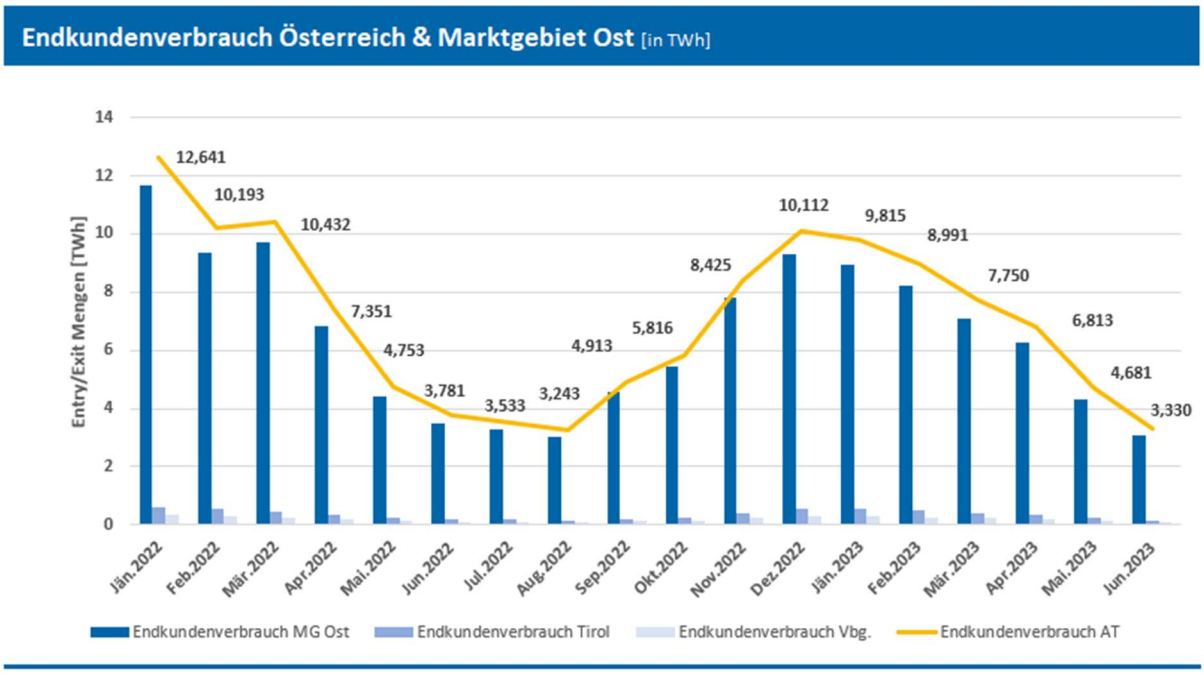

Abbildung 2: Monatlicher, österreichischer Endkundenverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete
Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

1.2. Aufbringung

Österreich ist bei der Gasaufbringung für den Endverbrauch von Importmengen aus dem Ausland abhängig. Wie im Folgenden beschrieben, können die inländische Gasproduktion und die Biomethanerzeugung den Erdgasbedarf Österreichs nicht decken.

1.2.1. Gasflüsse an den relevanten Grenzübergabepunkten

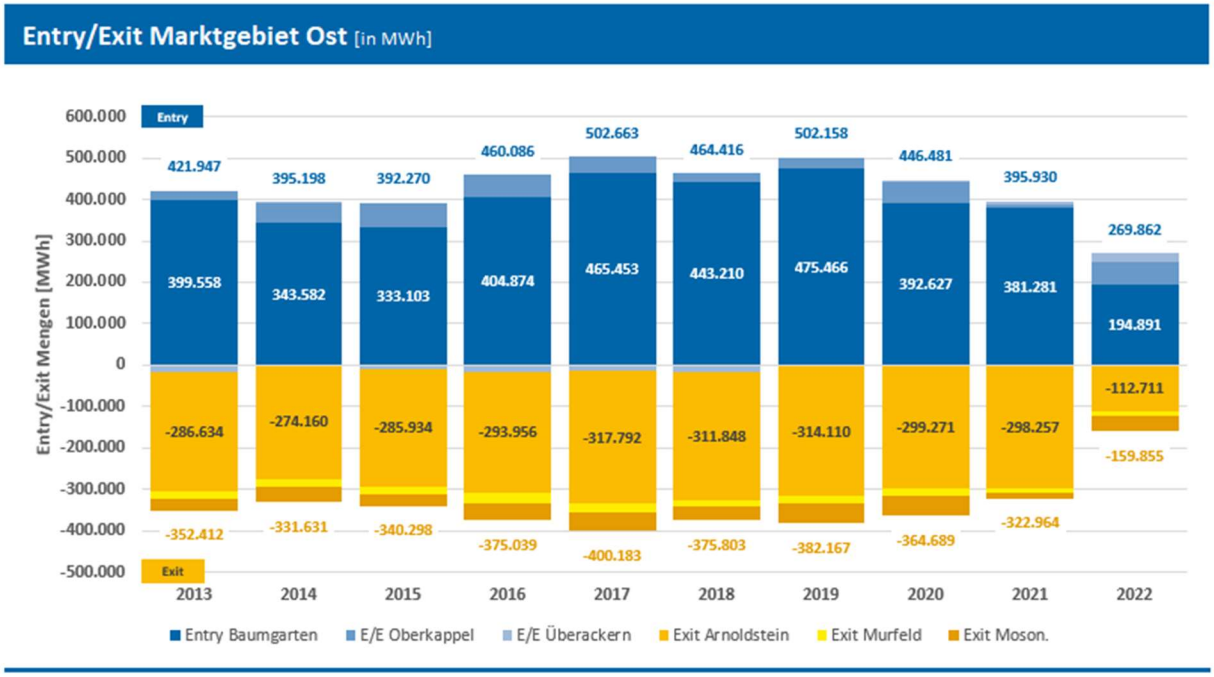

Abbildung 3: Übersicht der Entry- und Exit-Gasflüsse an Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost,
Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

In Abbildung 3 erkennt man die Schwankungen der Gasflüsse nach und aus Österreich („Entry und Exit“) über die letzten zehn Jahre. Im Jahr 2022 war ein deutlicher Rückgang der Gasflussmengen durch Österreich festzustellen. Durch das Ausbleiben großer russischer Gasmengen in Europa wurde auch die Rolle Österreichs als Gastransitland wesentlich kleiner. Nichtsdestotrotz wurde auch 2022 mehr Gas nach Österreich importiert als exportiert (siehe Abbildung 4).

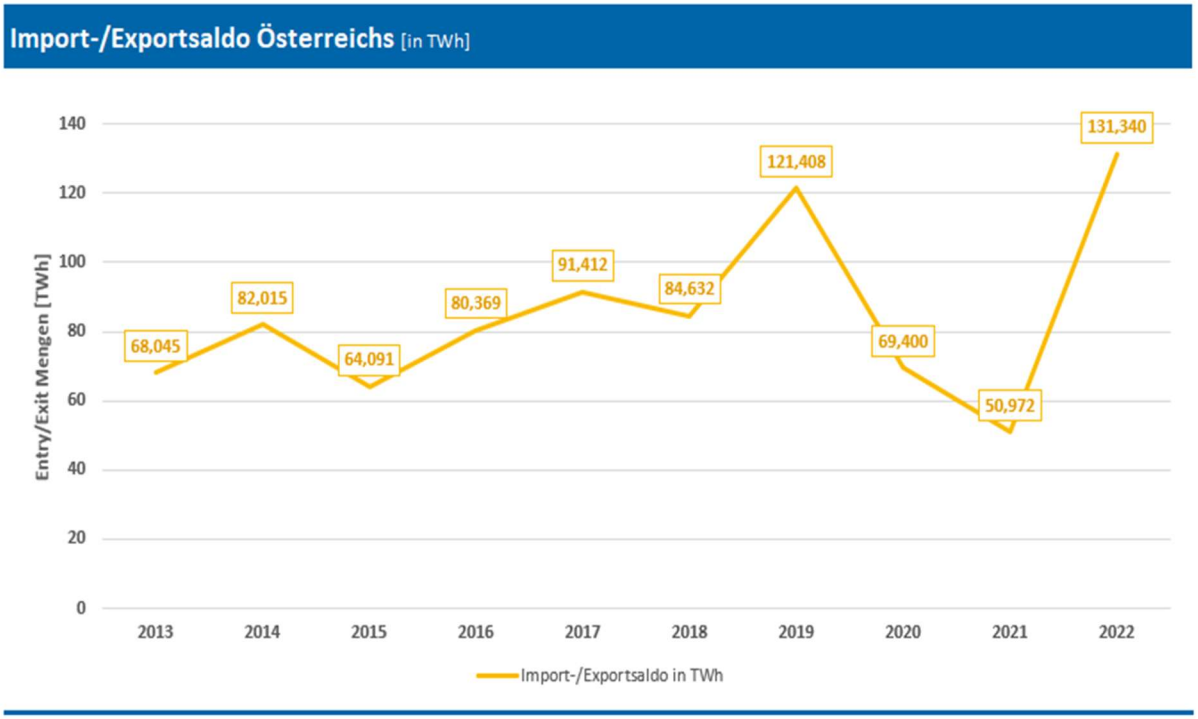

Abbildung 4: Salden der Import-/Exportmengen von Erdgas
Quelle: E-Control

2022 ergab sich ein vergleichsweise hoher, positiver Saldo (Überschuss an Importmengen). Dies ergab sich u.a. aufgrund des niedrigen Speicherstandes zu Beginn der Einspeicherperiode (April 2022) einerseits und aufgrund von hoheitlichen und auch individuellen versorgungssicherheitsrelevanten Maßnahmen andererseits. Um das von der österreichischen Bundesregierung ausgegebene Ziel, einen Gasspeicherfüllstand von 90 % per 1. November 2022 zu erreichen, war es notwendig, von April bis November 2022 etwa 73 TWh einzuspeichern (ausgehend von einem Speicherstand von rund 12,5 TWh per 1. April 2022).

1.2.2. Inlandsförderung

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 Energy.[2]

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, haben dazu geführt, dass die in Österreich geförderten Gasmengen stetig zurückgegangen sind.

[2] Siehe dazu die Daten der Geologischen Bundesanstalt: https://opac.geologie.ac.at/ais312/dokumente/2023_Energierohstoff-Referat2022_Archiv.pdf

Abbildung 5 veranschaulicht den Rückgang der geförderten Gasmengen sehr deutlich. War der Anteil der Gasmengen aus Inlandsförderung am gesamten Gasverbrauch der Endkund:innen im Jahr 2013 mit 14,416 TWh noch 20,32 %, so war derselbe Anteil im Jahr 2022 mit 6,153 TWh nur mehr 7,22 %.

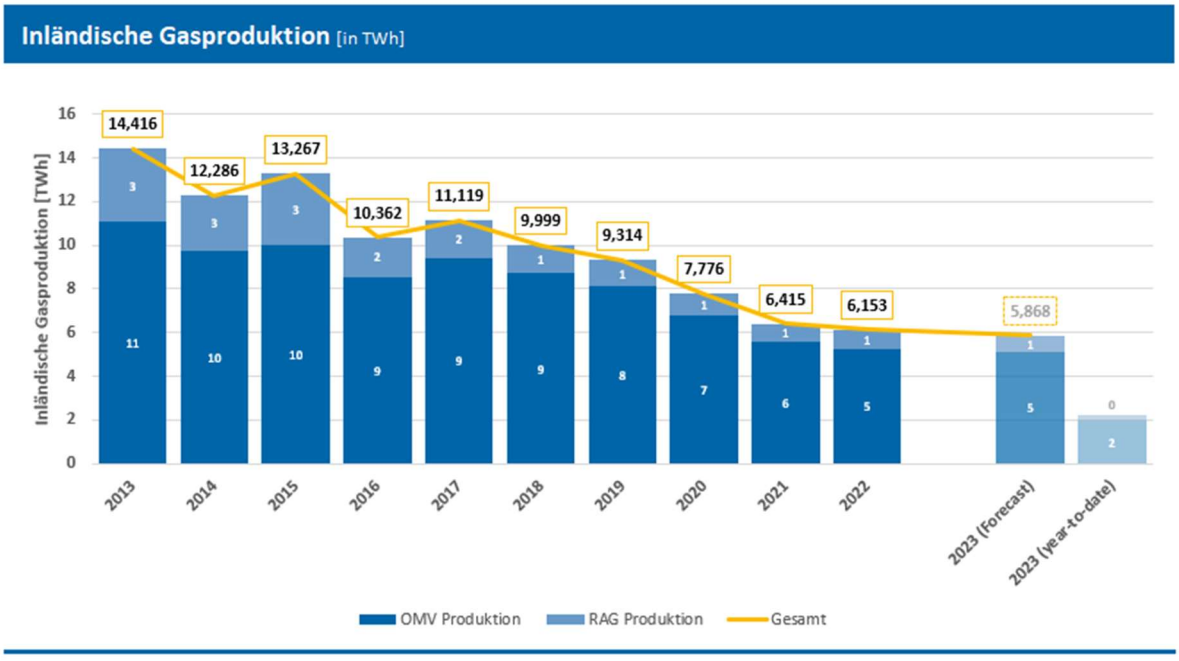

Abbildung 5: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung
Quelle: AGGM, Darstellung: E-Control

Die Prognose für das Jahr 2023 (Forecast) auf Basis der bisher in diesem Jahr geförderten Gasmengen (year-to-date) zeigt weiter eine leicht sinkende Tendenz. Inwieweit neue Gasfunde[3] den weiteren Rückgang der inländischen Produktion aufhalten können, ist noch nicht abschließend geklärt.

1.2.3. Biomethan

Die Produktion von Biomethan (= auf Erdgasqualität aufbereitetes und in das Gasnetz eingespeistes Biogas) ist, nach einem relativ starken Anstieg bis 2018, derzeit wieder etwas rückläufig (siehe dazu Abbildung 6). 2022 konnten nur 0,14 % des österreichischen Gasverbrauchs der Endkund:innen mit Biomethan gedeckt werden.

Aktuell gibt es eine Gesetzesinitiative, mit der versucht werden soll, Biogasanlagenbetreiber zu beanreizen, das Biogas aufzubereiten und in das Gasnetz einzuspeisen. Derzeit ist es für die meisten Anlagenbetreiber noch einfacher und vor allem wirtschaftlicher, das erzeugte Biogas direkt zu verstromen und als Ökostrom zu verkaufen, anstatt es aufzubereiten und in das Gasnetz einzuspeisen.

JAHRESVERBRAUCH VS. BIOMETHANEINSPEISUNG

in TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Jahresverbrauch	95,58	91,06	86,57	78,80	84,59	87,97	95,16	90,72	94,24	90,60	96,26
Biomethaneinspeisung	0,05	0,05	0,05	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,15	0,14	0,14

Quelle: Biomethanregister, E-Control

Abbildung 6: Jährliche Biomethanmengen
Quelle: Tätigkeitsbericht 2022 der E-Control

[3] https://www.omv.com/de/news/230728-omv-gibt-neuen-gasfund-in-oesterreich-bekannt

Abschließend ist noch einmal festzuhalten, dass Österreich bei der Aufbringung des benötigten Erdgases in großem Ausmaß importabhängig ist und auch zukünftig sein wird. Im Jahr 2022 konnten gerade einmal 7,34 % des Gasverbrauchs der Endkund:innen mit österreichischem Gas (Inlandsförderung und österreichisches Biomethan) gedeckt werden.

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 Abbildung 7 für das Jahr 2040 veranschaulicht. Selbst wenn der Verbrauch im Segment der Kleinkund:innen und der Heizungswärme womöglich sinken wird, so wird die Industrie weiterhin gasförmige Energieträger brauchen - also voraussichtlich Methan und/oder Wasserstoff, bestenfalls aus erneuerbaren Quellen.

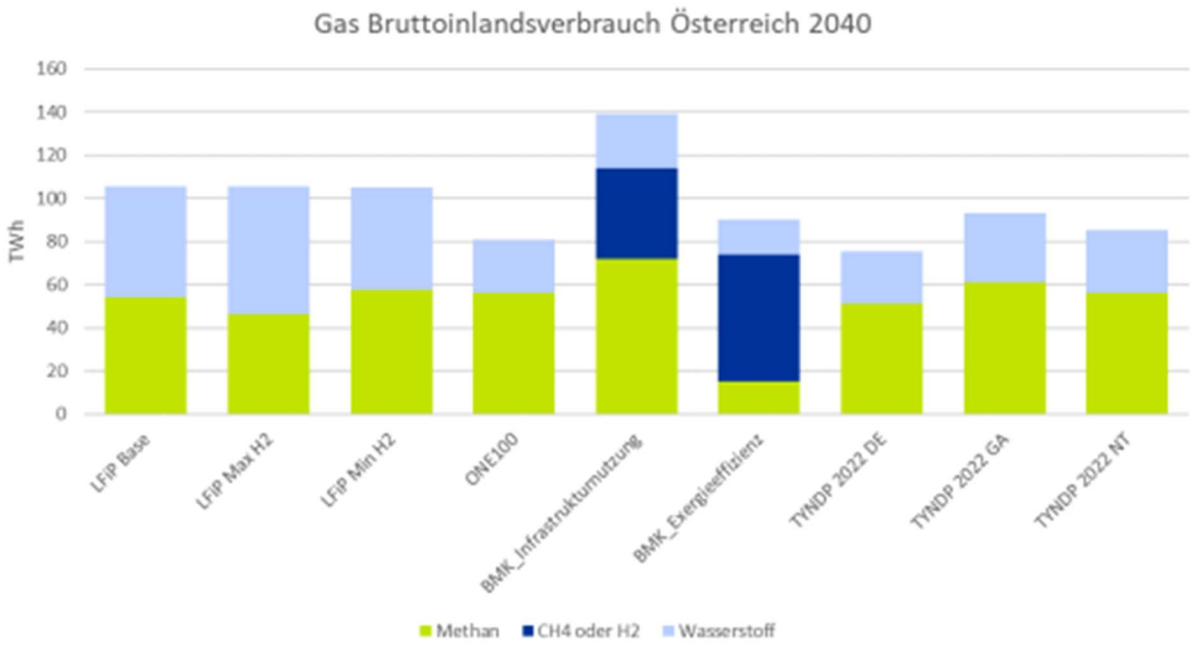

Abbildung 7: Abschätzung zum Gasverbrauch in Österreich 2040, Quelle: LFiP der AGGM

1.3. Gasinfrastruktur

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die großen Gasinfrastrukturen, ohne auf die Details der Anlagen einzugehen. Fernleitungen und Speicheranlagen sind dabei nur im Marktgebiet Ost vorhanden.

1.3.1. Fernleitungsnetz

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

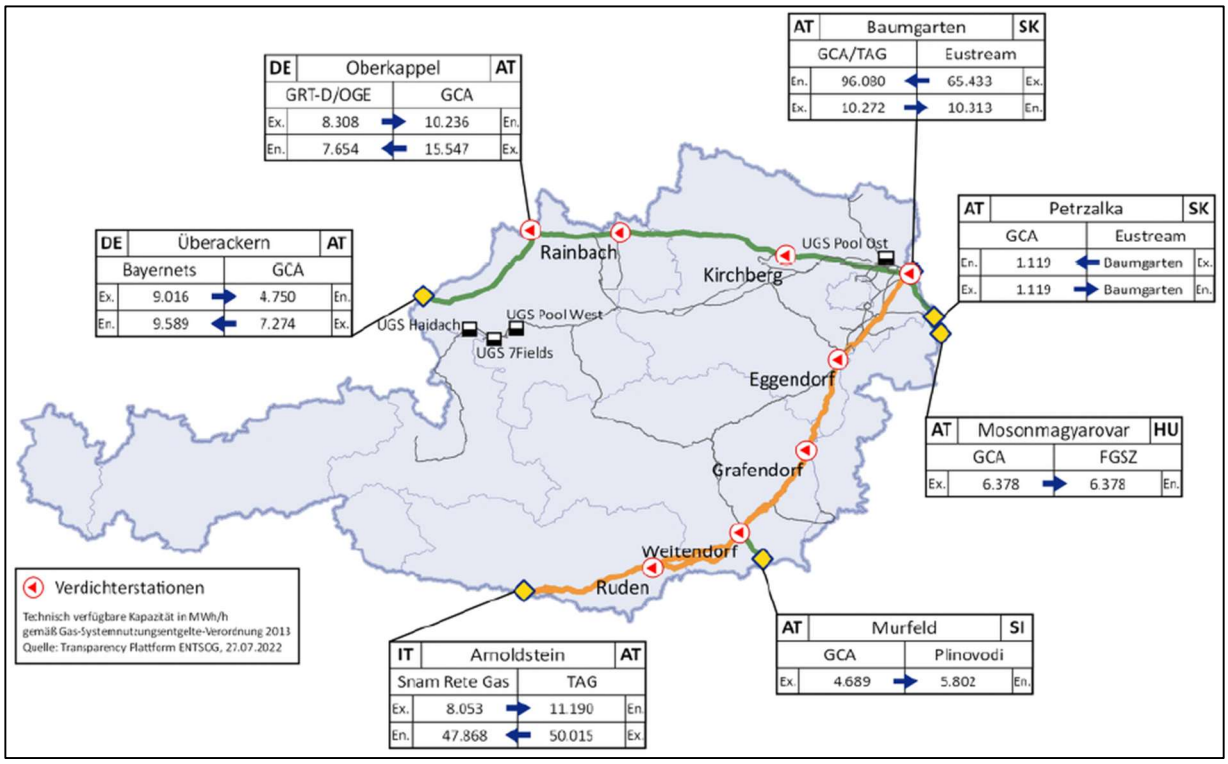

Abbildung 8: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene, Quelle Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022

1.3.2. Verteilernetz

Das österreichische Verteilernetz hat eine Gesamtlänge von rund 44.000 km und wird von insgesamt 21 Verteilernetzbetreibern betrieben. 17 davon sind im Marktgebiet Ost angesiedelt, jeweils zwei in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg. Das Verteilernetz ist in drei Netzebenen untergliedert:

- Netzebene 1: Alle in Anlage 1 GWG 2011 genannten Leitungen im Marktgebiet Ost (20 genannte Verteilerleitungsanlagen) bzw. alle die Marktgebietsgrenzen überschreitenden Leitungen in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg
- Netzebene 2: Leitungen mit einem Druck > 6 bar
- Netzebene 3: Leitungen mit einem Druck ≤ 6 Bar

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

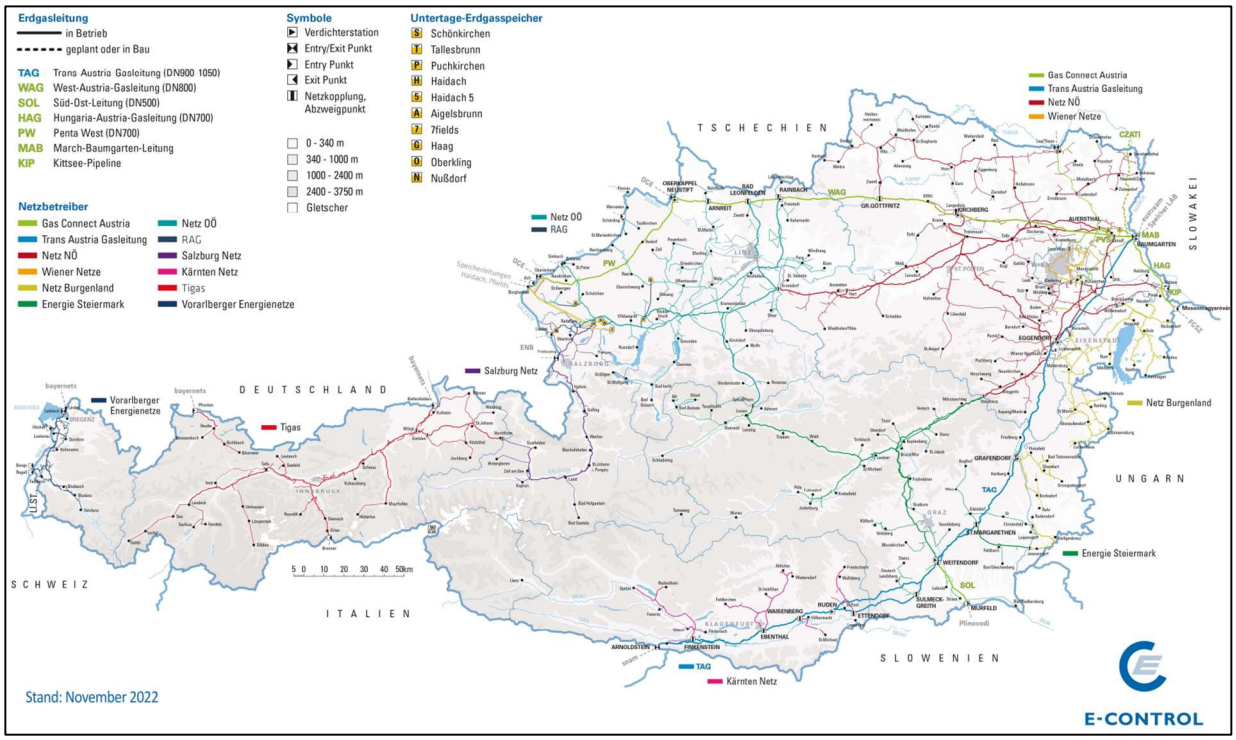

Abbildung 9: Überblick über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich, Quelle: E-Control, https://www.e-control.at/industrie/gas/gasnetz

1.3.3. Speicheranlagen

Österreich nimmt betreffend Speicherkapazitäten im Vergleich zu anderen Ländern eine nahezu einzigartige Position in Europa ein, da das Arbeitsgasvolumen von rund 96,7 TWh (Stand Februar 2023) mehr als dem jährlichen nationalen Gasverbrauch entspricht. Die Ausspeicherleistung beträgt in Summe 44.618 MWh/h und die Einspeicherleistung 35.496 MWh/h – wobei mit der Ausspeicherleistung der Speicheranlagen auch ein Spitzenverbrauch der Endkund:innen im Winter abgedeckt werden kann.

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

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

Das Arbeitsgasvolumen ist von 2010 bis Ende 2021 um 44,6 TWh, das sind rund 87 %, erhöht worden. Der Gasverbrauch war im selben Zeitraum schwankend, wobei der höchste Verbrauch im Jahr 2010 gemessen wurde. 2022 ist der Gasverbrauch spürbar gesunken.

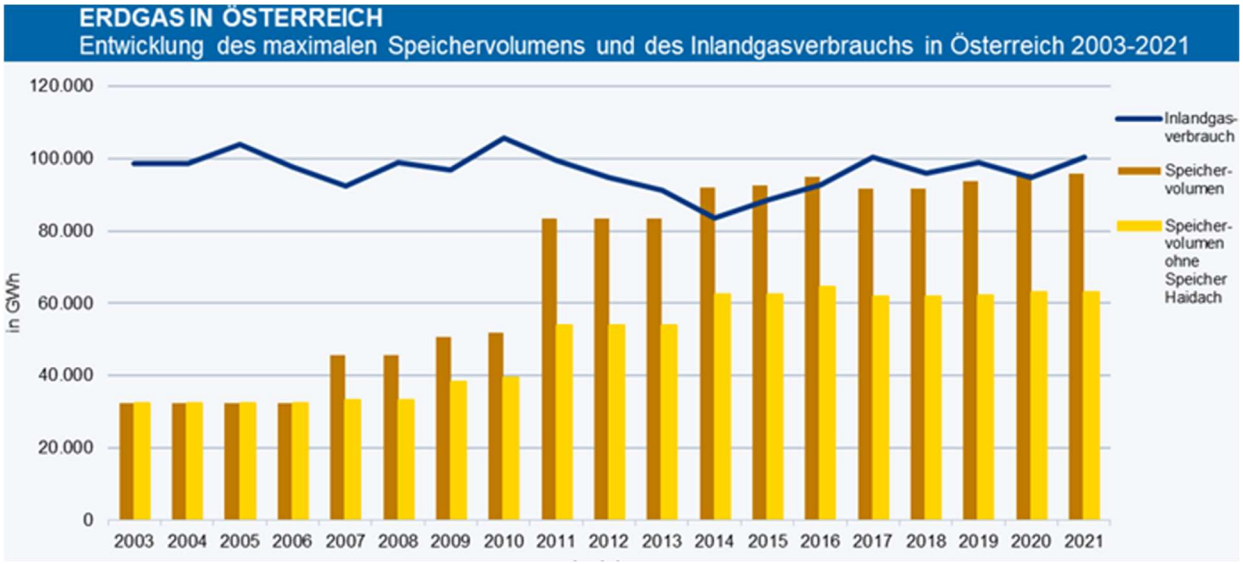

Abbildung 10: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs
Quelle E-Control

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

Dieser war bis Ende Dezember 2022 nur an das deutsche Gasnetz angeschlossen. Im Dezember 2022 stellte der Speicheranlagenbetreiber RAG Austria AG einen Anschluss an das Fernleitungsnetz des österreichischen Marktgebiet Ost her. Die gesetzliche Verpflichtung in § 170 Abs. 27 GWG 2011 bezieht sich an den Anschluss an die Netzebene 1. Diese Anbindung an das Verteilernetz (Netzebene 1) im Marktgebiet Ost wird voraussichtlich in Abstimmung zwischen dem Speicheranlagenbetreiber, dem Verteilernetzbetreiber Netz Oberösterreich und der AGGM bis zum 2. Quartal 2024 erfolgen.

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

2. Maßnahmen zur Prävention bzw. Bewältigung von Gasengpass-Situationen

Für den Fall einer Einschränkung der Gasversorgung oder eines Engpasses in der Gasversorgungssituation gilt es, Maßnahmen vorzubereiten, die sich auf den Ausbau der Gasnetzinfrastruktur und die Sicherheit des Betriebs der Netze über eine Redundanz (n-1) beziehen. Neben der Verfügbarkeit der technischen Infrastruktur muss aber auch für die Verfügbarkeit der von österreichischen Endverbraucher:innen benötigten Gasmengen vorgesorgt werden. Hierzu gilt es, Standards vorzusehen, unterschiedliche Bewertungen durchzuführen und weiterführende Maßnahmen vorzubereiten, wie nachfolgend in den einzelnen Abschnitten ausgeführt.

2.1. Verfügbarkeit der Infrastruktur: Berechnung des Infrastrukturstandards (n-1) und Infrastrukturausbau

Der Infrastrukturstandard wird gemäß Verordnung (EU) 2017/1938[4] (Gas-SoS-VO) berechnet und ergibt eine Unterdeckung (Ergebnis < 100 %), eine Deckung (Ergebnis = 100 %) oder eine Überdeckung (Ergebnis > 100 %) der zur Versorgung der Endkund:innen verfügbaren technischen Kapazitäten, bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur (n-1).

Im Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der gemäß Gas-SoS-VO anzuwendenden Formel zur Berechnung des Infrastrukturstandards 172 %. Dies belegt die im Grundsatz engpassfrei ausgebaute Gasinfrastruktur in Österreich. Allerdings sei hier explizit darauf hingewiesen, dass es sich beim Infrastrukturstandard rein um die Betrachtung der technischen Kapazitäten handelt. Es kann daher noch keine Aussage zur Gasversorgung getroffen werden, da diese Kapazitäten erst genutzt werden müssen – also Gas transportiert werden muss.

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

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm³/d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit THE und WAG Kap OK-->BM
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	17,29	Exit Italien
Freilassing & Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	**180,45**	**Techn. Kapazität von Einspeisepunkten**
Erdgas Produktion OMV	1,76	gebuchte Standardkapazität
Erdgas Produktion RAG	0,30	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,05	gebuchte Standardkapazität
Pm	**2,10**	**Max. techn. Produktionskapazität**
Speicherpool OMV	23,39	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,20	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	6,49	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	**44,07**	**Max. techn. Ausspeisekapazität**
LNGm	**0**	**Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen**
Im	**140,34**	**Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur**
Dmax	**50,31**	**Max. tägliche Gasnachfrage** Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	**172%**	

Abbildung 11: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1), Quelle: Langfristige, integrierte Planung 2023

Obwohl das österreichische Gasnetz, sowohl auf der Fernleitungs- als auch auf der Verteilernetzebene, gut ausgebaut ist, besteht die Notwendigkeit, das Gasnetz der Gegebenheit der geänderten Gasflüsse (weniger Gasmengen aus dem Osten, mehr Gasmengen aus dem Westen und Süden) anzupassen bzw. entsprechend zu ertüchtigen.

Daraus resultiert unter anderem das Projekt „GCA 2022/01 WAG-Loop“ im „Koordinierten Netzentwicklungsplan[5]“ des Marktgebietsmanagers. Dieses Projekt der GAS CONNECT AUSTRIA GmbH ermöglicht zusätzliche Importkapazitäten von bis zu 3,2 GWh/h an den Grenzübergabepunkten (Oberkappel und Überackern) zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem deutschen Marktgebiet THE[6].

Zudem gibt es auch in der sogenannten „Langfristigen und integrierten Planung[7]“ des Verteilergebietsmanagers Projekte, die maßgeblich zur Versorgungssicherheit beitragen können. Hervorzuheben ist hier der Anschluss des Speichers Haidach auf Netzebene 1 im Verteilernetz, mit einer geplanten

[5] 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.
[6] THE steht für Trading Hub Europe, dem Österreich vorgelagerten Marktgebiet in Deutschland.
[7] Gemäß § 18 Abs. 1 GWG 2011 hat der Verteilergebietsmanager mindestens alle zwei Jahre eine langfristige und integrierte Planung (LFiP) entsprechend den Zielen des § 4 GWG 2011 zu erstellen.

Einspeisekapazität ins Netz (also eine Ausspeicherung) in Höhe von 600.000 Nm³/h im Jahr 2024. Die Befüllung des Speichers Haidach soll auch zukünftig über Deutschland erfolgen.

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

2.2. Monitoring der Versorgungssicherheit in der EU: Analysen der ENTSO-G zur Versorgungslage in der EU

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

In ihrem im April 2023 veröffentlichten Summer Supply Outlook 2023 wurde auch eine Analyse für den kommenden Winter 2023/24 erstellt. Diese zeigte – ausgehend von einem Speicherstand in der EU von 90% am 1. Oktober 2023, dass für den Fall, dass die russischen Gaslieferungen im Winter 2023/24 komplett eingestellt würden, weitere Maßnahmen für Einsparungen von Gas (ca 15%) benötigt würden, um Einkürzungen zu vermeiden und einen Speicherstand von 30% zum Ende des Winters zu gewährleisten.[8]

2.3. Überprüfung des Gasversorgungsstandards in Österreich

Gemäß Gas-SoS-VO müssen Versorger geschützter Kund:innen[9] 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 Paragraf 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.

---

[8] ENTSOG Summer Supply Outlook 2023 with Winter 2023/24 Overview; www.entsog.eu/sites/default/files/2023-04/SO0045-23_Summer%20Supply%20Outlook%202023%20with%20Winter%202023-24%20Overview.pdf

[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

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 erlassen[10].

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

Erfüllung der Fälle a) und b) des Versorgungsstandards

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

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

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

Erfüllung des Falles c) des Versorgungsstandards

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

Im Jahr 2022 hat die Erhebung für die Heizsaison 2022/23 ergeben, dass die Gasversorgung der geschützten Kund:innen sichergestellt war. Die Erhebung für die kommende Heizsaison 2023/24 ist am 1. August 2023 gestartet worden.

2.4. Risikobewertung sowie Präventions- und Notfallplan

Die Risikobewertung gemäß Art. 7 Gas-SoS-VO wird einerseits national und andererseits regional, innerhalb der verschiedenen Risikogruppen, definiert. Österreich gehört dreien der vier in der Gas-SoS-VO genannten Risikogruppen[11] an, wobei sich diese wiederum in Untergruppen unterteilen. Die Risikobewertung umfasst nicht nur die technischen Kapazitäten, sondern beleuchtet alle relevanten Risiken für die Sicherheit der Gasversorgung, wobei auch verschiedene Szenarien (zB Auswirkungen von technischen Gebrechen oder auch politischen Unruhen bei hoher Gasnachfrage) betrachtet werden.

Die Zusammenfassung der Risikobewertungen ist im gemäß der Art. 8 und 9 Gas-SoS-VO zu erstellenden Präventionsplan[12] enthalten. Neben den Ergebnissen der Risikobewertungen enthält der Präventionsplan insbesondere noch eine kurze Beschreibung des Gasnetzes, die Ergebnisse zur Berechnung

[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

[11] Österreich ist in den Risikogruppen in Summe fünfmal vertreten:

- Risikogruppe Gasversorgung Ost: Risikogruppe Ukraine und Risikogruppe Ostsee
- Risikogruppe Nordafrika: Risikogruppe Algerien und Risikogruppe Libyen
- Risikogruppe Gasversorgung Südost: Risikogruppe Südlicher Gaskorridor – Kaspisches Meer (2022 noch nicht aktiv)

[12] Der nationale Präventionsplan ist veröffentlicht unter: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:aa621c7c-6171-45ec-9a64-f7adf1c797ef/PP_2019_V08_Clean_DE.pdf

des Infrastrukturstandards, die Zusammenfassung der Erhebungen zur Einhaltung des Gasversorgungsstandards, Präventivmaßnahmen und relevante Infrastrukturprojekte aus der langfristigen und integrierten Planung sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan.

Der Notfallplan[13] gemäß Art. 8 und 10 Gas-SoS-VO legt die Maßnahmen, Aufgaben und Zuständigkeiten der Behörden und Erdgasunternehmen, erforderlichenfalls der Stromübertragungsnetzbetreiber und der gewerblichen Gaskund:innenn, einschließlich relevanter Stromerzeuger, für den Fall fest, sollten getroffene Präventivmaßnahmen nicht mehr ausreichen, um die Gasversorgung der Kund:innen zu gewährleisten. Zudem regelt der Notfallplan die Zuständigkeiten und Zusammenarbeit der zuständigen Behörden sowie Systemoperatoren für jede der im Notfallplan genannten Krisenstufen[14]. Die in der jeweiligen Krisenstufe zu treffenden Maßnahmen werden darüber hinaus detailliert beschrieben, wobei grundsätzlich zwischen marktbasierten Maßnahmen und nicht-marktbasierten Maßnahmen (also Maßnahmen mit hoheitlichem Eingriff) unterschieden wird. Besonders berücksichtigt werden dabei auch die wechselseitigen Abhängigkeiten im Gas- und Strombereich.

Die nationalen Präventions- und Notfallpläne müssen gemäß Art. 8 Abs. 6 Gas-SoS-VO unter den benachbarten Mitgliedstaaten konsultiert werden, um eine bestmögliche Kohärenz der getroffenen Maßnahmen innerhalb der EU herzustellen und um letztendlich die Versorgung aller Endkund:innenn bestmöglich zu gewährleisten.

2.5. Reduktion des Gasverbrauchs

Um die Energieversorgungssicherheit der EU zu erhöhen, hat der Europäische Rat die Verordnung (EU) 2022/1369 über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage beschlossen, welche am 9. August 2022 in Kraft getreten ist.[15] Ziel der Verordnung war es, eine freiwillige Senkung der Erdgasnachfrage um 15 % in der Wintersaison 2022/23 herbeizuführen. Sollte es zu einer Verschlechterung der Gasversorgungssituation in Europa kommen, bestand auch die Möglichkeit, dass der Rat einen „Unionsalarm“ zur Versorgungssicherheit auslöst - in diesem Fall wäre diese Gasverbrauchsreduktion verpflichtend geworden.

Eine von der Österreichischen Energieagentur und der E-Control durchgeführten Analyse im Auftrag des BMK belegt, dass dieses freiwillige Reduktionsziel in Österreich erreicht bzw. sogar übertroffen wurde. In der Heizperiode von Oktober 2022 bis März 2023 hat Österreich im Vergleich zum Jahr davor um ein Fünftel weniger Gas verbraucht - verzeichnet wurde eine Reduktion von 21,1 %. Im Vergleich zum Durchschnitt der Jahre 2017 bis 2021 ergibt sich eine Senkung um 19,8 % (siehe dazu den Beitrag[16] der BMK-Infothek). Auch die Gasimporte aus Russland konnten merklich reduziert werden.

2.6. Vorgabe von Gasspeicherzielen auf EU-Ebene

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

[13] Der nationale Notfallplan ist veröffentlicht unter: https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/erdgas/plan_oe.html
[14] Frühwarnstufe, Alarmstufe, Notfallstufe
[15] Flankierend bzw. korrespondierend wurden durch die Europäische Union mit der Verordnung 2022/1854 über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise auch Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauches angeordnet, welche indirekt (bspw. über Gaskraftwerke) ebenfalls zur Reduktion der Gasnachfrage beitragen.
[16] https://infothek.bmk.gv.at/gasverbrauch-in-oesterreich-sank-in-vergangener-heizperiode-um-mehr-als-20/

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

Für Staaten wie Österreich, die im Vergleich zum Inlandsverbrauch über sehr hohe Speicherkapazitäten verfügen, waren die 80 % Gasspeicherfüllstand eine hohe Herausforderung. Für Mitgliedstaaten in ähnlicher Situation wie Österreich enthält die Verordnung daher eine Ausnahme, nämlich ein Füllstandsziel von 35 % des jährlichen Gasverbrauchs der letzten fünf Jahre. Österreich hat nicht auf diese Ausnahme zurückgreifen müssen und mit hohem Aufwand (u.a. Einführung der Strategischen Gasreserve, Anpassung der Überprüfung zum Gasversorgungsstandard, Immunisierung von Speichermengen von Endverbraucher:innen) das ursprünglich hohe Gasspeicherziel von 80 % zu Beginn der Winterperiode 2022/23 erreicht. Am 2. Oktober 2022 wurde bereits ein Speicherfüllstand von 80,37 % verzeichnet – am 1. November 2022 waren es 93,07 %, womit auch die nationale Zielvorgabe klar erfüllt wurde. Für die grenzüberschreitend genutzten Gasspeicher Haidach und 7fields hat Österreich zur Aufteilung der Befüllungsverpflichtung ein Abkommen mit Deutschland abgeschlossen.[17]

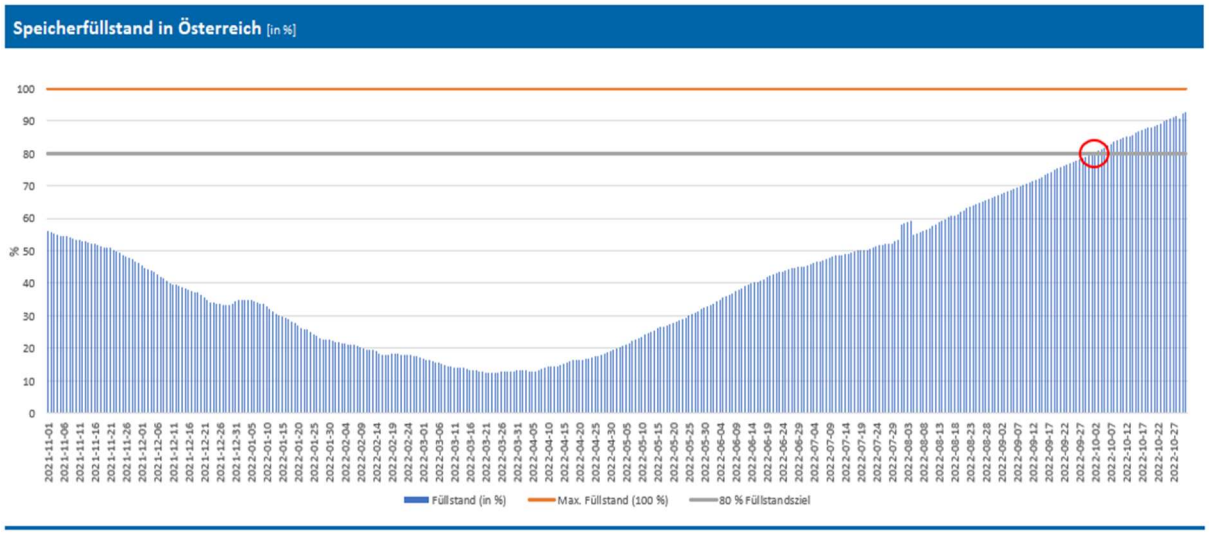

Abbildung 12: Speicherfüllstände österreichischer Speicheranlagen von November 2021 bis Oktober 2022
Quelle: AGSI+, Darstellung: E-Control

Gasspeicheranlagen gelten nun auch als kritische Infrastrukturen, und alle Speicheranlagenbetreiber bzw. Speicherunternehmen in der EU müssen ein neues Zertifizierungsverfahren durchlaufen, um das Risiko der Einmischung von außerhalb der EU zu verringern. Die Zertifizierungsverfahren in Österreich laufen zurzeit noch.

2.7. Abschluss von Solidaritätsvereinbarungen zwischen EU-Mitgliedstaaten

Die EU-Mitgliedstaaten haben gemäß Art. 13 Abs. 10 Gas-SoS-VO mit allen ihren benachbarten Mitgliedstaaten Vereinbarungen über die technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen im Falle von Solidaritätsmaßnahmen abzuschließen.

[17] Abkommen zwischen dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Republik Österreich und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland über die gemeinsame Nutzung der Erdgasspeicheranlagen Haidach und 7Fields; BGBl. III Nr. 16/2023

Bislang sind diese Solidaritätsvereinbarungen nur zwischen wenigen Mitgliedstaaten erfolgreich verhandelt und abgeschlossen worden, wobei Österreich bereits eine Vereinbarung mit Deutschland getroffen und unterfertigt hat[18] – weitere sind aktuell in Abstimmung.

Eine fehlende Solidaritätsvereinbarung entbindet allerdings nicht von der Pflicht, etwaige Gasmengen als Solidaritätsmaßnahme gemäß Gas-SoS-VO an benachbarte Mitgliedstaaten liefern zu müssen. Entsprechend wurden auch für solche Fälle Überlegungen angestellt und Vorgehensweisen abgestimmt.

2.8. Maßnahmen zur Speicherbefüllung in Österreich

Zu Beginn des Ukrainekrieges waren die Speicher in Österreich zu 17% gefüllt, das entspricht ca. 17 TWh eingespeichertem Gas. Aufgrund der Marktsituation (steigende Gaspreise und sinkende Liefermengen aus Russland) wurden mehrere Maßnahmen zur Speicherbefüllung gesetzt.

2.8.1. 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 marktbasierte, 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.

2.8.2. Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten“ Gasmengen

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

Diese Möglichkeit zur Absicherung bereits eingespeicherter Gasmengen haben auch einige größere Endverbraucher:innen genutzt, sodass derzeit rund 4,62 TWh (Stand 11. Juli 2023) unter diese Regelung fallen.

Eine weitere Maßnahme zur Speicherbefüllung war die Einführung der Speicherverpflichtung für die Versorger geschützter Kund:innen (siehe 2.3).

Insgesamt konnten mit diesen Maßnahmen bis zum 1. November 2022 ca. 34 TWh eingespeichert werden, die im Notfall österreichischen Endkund:innen zur Verfügung gestanden hätten.

[18] Abkommen zwischen der Österreichischen Bundesregierung, vertreten durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, und der Regierung der Bundesrepublik Deutschland über Solidaritätsmaßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung; BGBl. III Nr. 198/2021

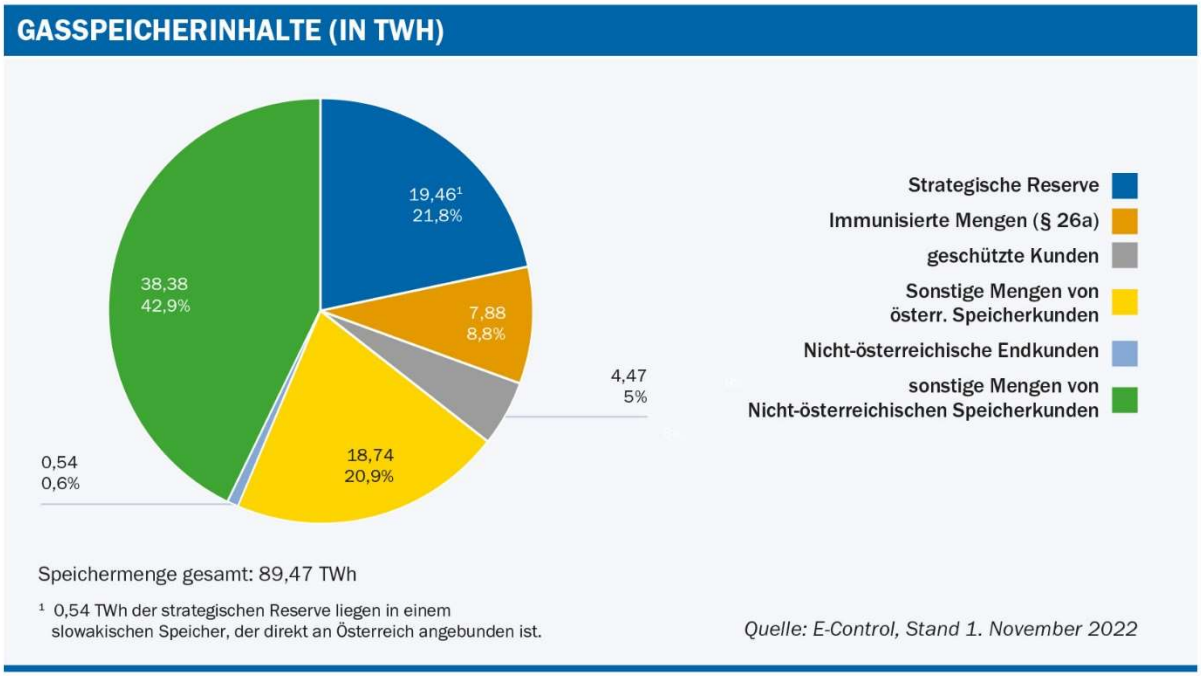

Abbildung 13: Eigentumsverhältnisse von Gasmengen in österr. Speicheranlagen mit Stand 1. November 2022
Quelle: E-Control

2.9. Gasdiversifizierungsgesetz

Zur Beschleunigung der Reduktion der Abhängigkeit Österreichs von russischem Erdgas wurde das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 (GDG 2022)[19] erlassen, auf dessen Basis Förderrichtlinien zur teilweisen Abgeltung von Mehrkosten für Unternehmen, die durch die Lieferung von Erdgas aus nicht-russischen Quellen entstanden sind, erarbeitet wurden. Die Herkunft des Erdgases muss dabei mittels eines den Richtlinien entsprechenden Nachweises erfolgen. Ebenso werden nur jene Erdgasmengen aus nicht-russischen Quellen unterstützt, die nachweislich bis zum 31. Dezember 2025 zum zeitgleichen Verbrauch in Österreich ausgespeichert wurden.

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

2.10. Europäische Beschaffungsplattform „Aggregate EU“

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

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

[19] BGBl. I Nr. 95/2022 und 1. Änderung BGBl. I Nr. 107/2022

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

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

2.11. 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.

2.12. 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.

2.13. Monitoring der Versorgungszuverlässigkeit der Gasnetze

Die Zuverlässigkeit der Gasnetze zur Versorgung der Endverbraucher:innen wird im Verteilernetz u.a. durch zwei aussagekräftige Indizes ermittelt.

Der SAIDI (System Average Interruption Duration Index) stellt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je angeschlossenem Zählpunkt dar. Zur Berechnung der Summe der Dauer aller ungeplanten Versorgungsunterbrechungen wird die Dauer der jeweiligen Unterbrechung mit der Anzahl der betroffenen Netzbenutzer multipliziert.

Der SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) wiederum stellt die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt dar, wenn die Ursache im Verteilernetz liegt.

2.13.1. Ermittlung des SAIDI

SAIDI *System Average Interruption Duration Index* Netzbenutzerbezogene Nichtverfügbarkeit: mittlere Unterbrechungsdauer, Bezugsgröße ist Anzahl der Netzbenutzer [min/a].	$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N}$ n_j Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall N Gesamtzahl der Netzbenutzer t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]

Abbildung 14: Formel zur Berechnung des SAIDI

Der SAIDI-Wert lag für Gesamt-Österreich im Jahr 2021 bei 1,07 Minuten. Anders ausgedrückt, im Jahr 2021 hatte im Durchschnitt jede Gaskund:in in Österreich aufgrund ungeplanter Versorgungunterbrechungen mit Ursache im Verteilernetz lediglich eine Minute und vier Sekunden kein Gas zur Verfügung.

Der SAIDI-Wert hat sich nach einem degressiven Verlauf in den Jahren 2013 bis 2017 im Jahr 2018 auf 2,84 Minuten sprunghaft erhöht. Auch im Jahr 2019 lag der Wert mit 2,49 Minuten vergleichsweise hoch. Im Jahr 2020 sank dieser Wert jedoch auf 1,28 Min unten und 2021 weiter auf 1,07 Minuten. Dies entspricht einer Verbesserung von 17 % im Vergleich zum Vorjahr.

Der durchschnittliche SAIDI-Wert aus den Jahreserhebungen von 2013 bis 2021 liegt in Österreich bei 1,76 Minuten pro Jahr (Abbildung 15). Im Vergleich dazu entspricht der langjährige (15 Jahre) SAIDI-Durchschnitt Deutschlands unter Berücksichtigung eines Unfalls bei Bauarbeiten an einer Hochdruckleitung 2,51 Minuten pro Jahr. Ohne Berücksichtigung des zuvor genannten Unfalls entspricht der Wert 1,54 Minuten pro Jahr in Deutschland. Österreich liegt somit bezüglich dieser Kennzahl sehr nahe an Deutschland.

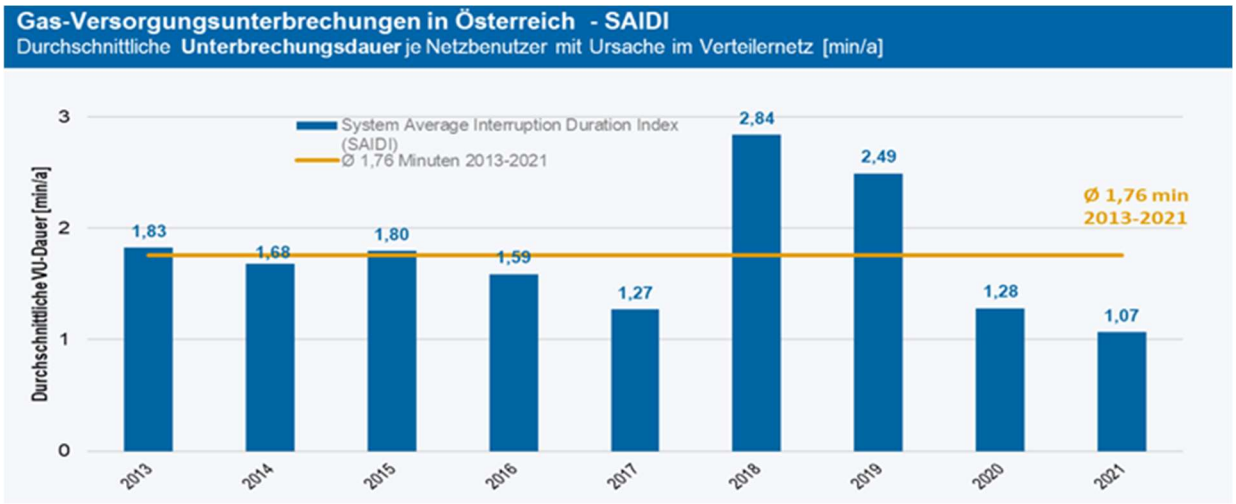

Abbildung 15: Jährliche SAIDI
Quelle: E-Control

Insbesondere ist hier darauf hinzuweisen, dass teilweise Versorgungsunterbrechungen mit einer hohen Anzahl an betroffenen Netzbenutzer:innen vorliegen. Aufgrund der Berechnungsmethode, wonach die Dauer der jeweiligen Unterbrechung mit der Anzahl der betroffenen Netzbenutzer:in

multipliziert wird, können sich hierbei auch bei kurzen Unterbrechungen bereits hohe SAIDI-Werte ergeben, wenn eine entsprechend hohe Anzahl an Netzbenutzer:innen betroffen ist. Zudem wurden von manchen Netzbetreibern auch eine Dauer von mehreren Tagen bis zur Behebung von Versorgungsunterbrechungen gemeldet, was sich ebenfalls in den SAIDI-Werten widerspiegelt.

2.13.2. Ermittlung des SAIFI

SAIFI *System Average Interruption Frequency Index* Netzbenutzerbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit [1/a].	$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N}$ n_i Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall N Gesamtzahl der Netzbenutzer

Abbildung 16: Formel zur Berechnung des SAIFI

Da bei der Berechnung des SAIFI-Wertes die Anzahl der von einer Unterbrechung betroffenen Netzbenutzer:innen jener Anzahl der insgesamt vom Netzbetreiber versorgten Zählpunkte gegenübergestellt wird, sind auch hier zum Teil hohe Kennzahlen bei einzelnen Netzbetreibern ersichtlich. Dies ist häufig darauf zurückführen, dass eine vergleichsweise große Anzahl betroffener Netzbenutzer:innen einer relativ geringen Anzahl versorgter Zählpunkte im betroffenen Netzgebiet gegenübersteht.

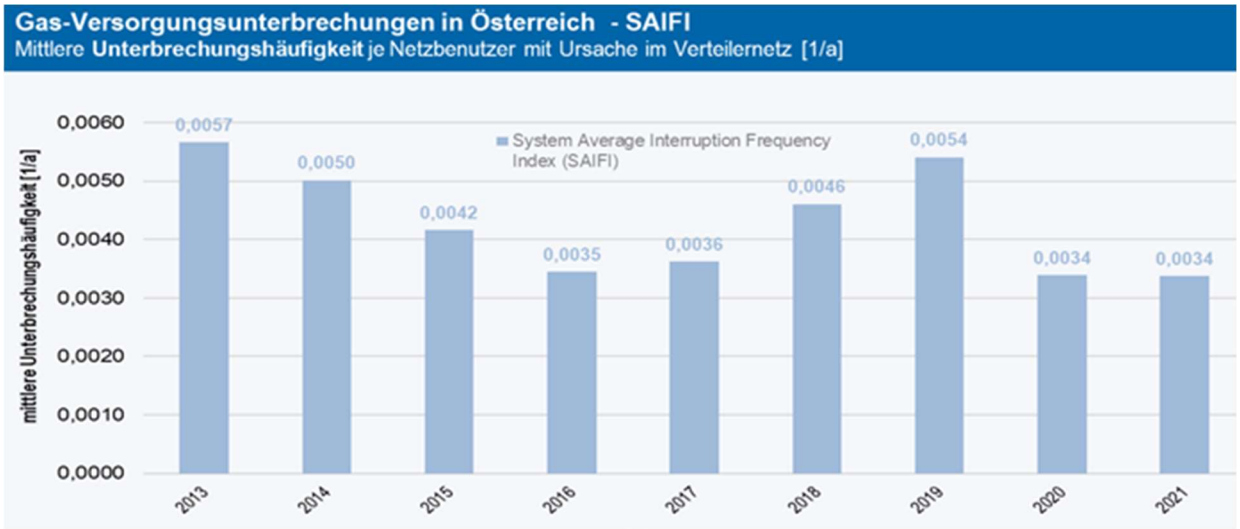

Abbildung 17: Jährliche SAIFI
Quelle: E-Control

Wie in der Abbildung 17 ersichtlich, waren die Jahre 2013 bis 2016 von einem fallenden Wert geprägt. In den darauffolgenden Jahren 2017 bis 2019 stieg der SAIFI-Wert jedoch bis 2019 nahezu wieder auf das Niveau des Ausgangswertes an. Basierend auf den vorliegenden Daten konnte im Jahr 2020 jedoch auch bei dieser Kennzahl eine Senkung beobachtet werden. So war im Jahr 2021 jeder Zählpunkt von 0,0034 Versorgungsunterbrechungen betroffen, was einer Verbesserung gegenüber dem Jahr 2019 um 37 % entspricht. Im Jahr 2021 stagnierte dieser Wert bei 0,0034. Dies bedeutet, dass im Durchschnitt jeder 296-ste Gas-Zählpunkt einmal unterbrochen wurde.

2.14. 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-Energie-lenkungsmaßnahmen-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 18 dargestellt.

Abbildung 18: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall

Als Maßnahme im Falle einer Gasengpasssituation soll u.a. die Nutzung verbrauchsseitiger Lastreduktions-Potenziale für eine marktbasierte Verbesserung der Versorgungssituation dienen. Über die Flexible Merit Order List (FlexMOL) können Endverbraucher: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 Leitfaden[20] der E-Control dargestellt.

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

[20] https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden_FlexMOL_Final.pdf/814c6279-c4a6-f3ed-ff32-2f93db5e6253?t=1671701653959

Szenarien und in einem bestimmten Betrachtungszeitraum abzubilden: den sogenannten „Maßnahmenrechner“.[21] 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 veröffentlicht[22,] 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.[23]

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 zielgerichtetere 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.

[21] Ausführliche Darstellung: https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november
[22] https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden_EnL_Gas_Energielenkung_FINAL_02_clean.pdf/e97ad209-2090-b6c9-2dc5-6ad282b50f33?t=1681726843073
[23] https://www.e-control.at/infoveranstaltung-gas-8-november

2.15. Übersicht über gesetzliche Änderungen im Bereich Gasversorgungssicherheit

2.15.1. Übersicht über gesetzliche Änderungen im Unionsrecht

Titel	Inhalt	Wo	Wann
Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 (SOS-VO) und (EG) Nr. 715/2009 (Zugang Fernleitungsnetzen) im Hinblick auf die Gasspeicherung	Änderung SOS-VO: 80%-Speicherbefüllungsziel ab 1.11.2022; Ausnahmen für Ö bzw. Haidach/7fields; Änderung VO 715/2009: Speicherzertifizierungspflicht	ABl. Nr. L 173 vom 30.6.2022, S. 17	ab 1.7.2022 in Kraft
Verordnung (EU) 2022/1369 über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage	Freiwillige Gasnachfragesenkung -15% Aug. 22 bis März 23 ggü. Fünfjahresdurchschnitt davor; Ausrufung Unionsalarm; verbindliche Senkung um -15% im Unionsalarmfall	ABl. Nr. L 206 vom 8.8.2022, S. 1	ab 9.8.2022 für 1 Jahr in Kraft
Verordnung (EU) 2022/2576 des Rates vom 19. Dezember 2022 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, den grenzüberschreitenden Austausch von Gas und zuverlässige Preis-Referenzwerte	Einkaufsgemeinschaft für Erdgasunternehmen; Transparenzplattform für LNG und Speicher; Gaspreisbremse mit weiteren Mechanismen; grenzüberschreitende Gas-EnL- und Solidaritätsregeln sowie inhaltliche Adaptionen der Bestimmungen der SOS-VO und Solidaritäts-Ausdehnung auf LNG-Staaten; Default-Regeln für SOS-Verträge der Unionsstaaten	ABl. Nr. L 335 vom 29.12.2022, S. 1	ab 30.12.2022 in Kraft
Verordnung (EU) 2022/2578 zur Einführung eines Marktkorrekturmechanismus zum Schutz der Bürger und der Wirtschaft vor überhöhten Preisen	Preisüberwachung durch ACER; Marktkorrekturmechanismus für den Abrechnungspreis von TTF-Front-Year-Derivaten, wenn drei Arbeitstage lang > 180 EUR/MWh UND 35 EUR über dem Referenzpreis; Regeln für Deaktivierung und Aussetzung des Marktkorrekturmechanismus sowie Erweiterungsmöglichkeit auf andere Derivate; generelle Gültigkeit nur für TTF-Derivatekontrakte, die ab dem 1.2.2023 geschlossen wurden	ABl. Nr. L 335 vom 29.12.2022, S. 45	von 1.2.2023 bis 1.2.2024 in Kraft

Durchführungsverordnung (EU) 2022/2301 zur Festlegung des Befüllungspfades mit Zwischenzielen für 2023 für jeden Mitgliedstaat mit unterirdischen Gasspeicheranlagen in seinem Hoheitsgebiet, die direkt mit seinem Absatzgebiet verknüpft sind	Nationale Speicher-Befüllungspfade für 2023	ABl. Nr. L 305 vom 25.11.2022, S. 5	ab 26.11.2022 in Kraft
Verordnung (EU) 2023/706 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/1369 zwecks Verlängerung des Nachfragesenkungszeitraums für Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage und zur verstärkten Berichterstattung und Überwachung in Bezug auf die Umsetzung dieser Maßnahmen	Verlängerung der Geltungsdauer der Verordnung über die freiwillige Senkung der Erdgasnachfrage um 15 % von April 2023 bis 31. März 2024	ABl. Nr. L 93 vom 31.3.2023, S. 1	ab 1.4.2023 in Kraft
Durchführungsverordnung (EU) 2023/736 zur Festlegung der technischen Einzelheiten für die Anwendung des Marktkorrekturmechanismus auf Derivate, die mit anderen virtuellen Handelspunkten in der Union als der TTF verbunden sind	Festlegung der technischen Einzelheiten für die Anwendung des Marktkorrekturmechanismus gemäß Verordnung (EU) 2022/2578 auf Derivate festgelegt, die mit anderen VHP als dem TTF verbunden sind	ABl. Nr. L 96 vom 5.4.2023, S. 4	ab 1.5.2023 in Kraft
Durchführungsverordnung (EU) 2023/736 zur Festlegung der technischen Einzelheiten für die Anwendung des Marktkorrekturmechanismus auf Derivate, die mit anderen virtuellen Handelspunkten in der Union als der TTF verbunden sind	Neubauten ab 2028 emissionsfrei sein; für Neubauten, die Behörden nutzen, betreiben oder besitzen, soll das schon ab 2026 gelten. Alle Neubauten bis 2028 mit Solaranlagen auszustatten, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist; bei Wohngebäuden mit nötigen größeren Renovierungen bis 2032. Auf einer Skala von A (beste 15%) bis G (schlechteste 15% im Gebäudebestand) müssen Wohngebäude bis 2030 mindestens Klasse E und bis 2033 Klasse D erreichen. Nichtwohngebäude und öffentliche Gebäude müssen diese Energieeffizienzklassen bis 2027 bzw. bis 2030 erreichen. Hilfe gegen Energiearmut.	ABl. Nr. L 96 vom 5.4.2023, S. 4	15.12.2021

2.15.2. Übersicht über gesetzliche Änderungen im Nationalen Recht

Übersicht über Gesetzesänderungen

Gesetz	Inhalt	Veröffentlichung	Gültigkeit
Novelle 1 GWG 2011	Einführung der strategische Gasreserve (§ 18a) und weiteren diesbezüglichen Regelungen (§§ 18b bis 18d, § 169 Abs. 9, § 171 Z 1 lit. a bis d)	BGBl. I Nr. 38/2022	Seit 8.4.2022
Novelle 1 EnLG 2012	Aufnahme des Entschädigungsrechts bei Einschränkungen (§ 6a), „Immunisierung" von Speichermengen von Endverbraucher:innen im Energielenkungsfall (geschützte Gasmengen, § 26a)	BGBl. I Nr. 68/2022	Seit 8.6.2022
Novelle 2 GWG 2011	Zeitlich befristete Regelungen für Market Maker zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (§ 87 Abs. 1 Z 4, Abs. 6 und 7, § 88 Abs. 2 Z 8)	BGBl. I Nr. 67/2022	Seit 8.6.2022
Novelle 3 GWG 2011	Einführung eines Use it or Lose it für die strategische Nichtnutzung von Speicherverträgen (§ 104 Z 3 und Z 4); Verlust der Rechte als Speicherunternehmen (§ 104a); Einführung der Anschlusspflicht für Speicheranlagen, vorrangig an das österreichische Verteilnetz (§ 170 Abs. 27); Ermächtigung zum Abschluss des Übereinkommen Speichermengenhaltung (§ 105a)	BGBl. I Nr. 94/2022	Seit 1.7.2022
Novelle 4 GWG 2011	Regelungen für die Zertifizierung von Speicherunternehmen (§ 170a); Erweiterung des Kreises der geschützten Kunden auf Fernwärmeanlagen ab 1.10.2023 (§ 7 Abs. 1 Z 20a); rechtliche Verankerung der Speicherverpflichtung zur Erfüllung des Versorgungsstandards (§ 121 Abs. 5); Klarstellung Anschlusspflicht des Speicher Haidachs auf NE 1 (§ 170 Abs. 27; Festlegung der Vorhaltung der strategischen Reserve bis 30. September 2024, Festlegungen über die weitere Verwendung der strategischen Gasreserve über Verordnung der Bundesregierung (§ 169 Abs. 9)	BGBl. I Nr. 23/2023	Seit 23.3.2023
Gasdiversifizierungsgesetz (GDG) 2022	Bereitstellung von Fördermitteln in der Höhe von 100 Millionen Euro für die Diversifizierung der Beschaffung von Gasversorgern und Unternehmen sowie für die Umrüstung von Anlagen zur Erzeugung von Strom, Wärme und/oder Kälte	BGBl. I Nr. 95/2022	Seit 1.7.2022

Novelle 1 GDG 2022	Möglichkeit der Freigabe zusätzlicher Fördermittel, auch für stillgelegte Anlagen möglich, auch Kosten der Kohlebeschaffung erfasst	BGBl. I Nr. 107/2022	Seit 20.7.2022

Übersicht über Verordnungsänderungen

Verordnung	Inhalt	Veröffentlichung	Gültigkeit
G-EnLD-VO 2017 des Vorstands der E-Control – Novelle 1	Zusätzliche Informationen in Krise bzw. zur Vorbereitung ab 1.8.2022	BGBl. II Nr. 274/2022	Seit 9.7.2022
Strategische Gasreserve-Verordnung – SGRV der Bundesregierung- Neuerlassung	Erweiterung der strategischen Reserve von 12 auf 20 TWh, kein Gas aus russischen Quellen	BGBl. II Nr. 262/2022	Seit 30.6.2022
G-EnLD-VO 2017 des Vorstands der E-Control Novelle 2	Zusätzliche Erhebung von Speichermengen mit Zuordnungen für die österreichische Endverbraucher:innenversorgung; nach Speicherlokation, inklusive Sekundärmarktspeicherkund:innen	BGBl. II Nr. 347/2022	Seit 23.9.2022
Verordnung des Vorstands der E-Control über die Nachweise sowie die Überprüfung des Gasversorgungsstandards für geschützte Kunden in Österreich	Festlegung der Erhebungsdetails sowie der zu erbringenden Nachweise zur Erfüllung des Versorgungsstandards	BGBl. II Nr. 151/2023	22.5.2023
GMMO-VO 2020 des Vorstands der E-Control - 2. Novelle 2022	Verpflichtende Registrierung bei AGCS/A&B für Endverbraucher mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von mehr als 10 MWh/h auf der FlexMol; Verschärfung der Pflicht zur Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe im Notfall; Gesonderte Regelungen zur Preisbildung am Ausgleichsenergiemarkt in der Notfallstufe	BGBl. II Nr. 357/2022	Seit 27.9.2022

Schlussfolgerungen

- Österreichs Gasversorgung war und ist zum Zeitpunkt der Berichterstellung gesichert. Im Betrachtungszeitraum des Berichts, also Kalenderjahr 2022 und die Winterperiode 2022/23, konnte der Gasverbrauch der Endkund:innen trotz reduzierter Gasflüsse aus Russland über die Produktions- und Speicheranlagen in Österreich und über erhöhte Gasimporte über Deutschland und Italien gedeckt werden. Allerdings hatte der Ersatz der russischen Gaslieferungen deutliche Preissteigerungen zur Folge.

- 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. Die geänderten Gasflüsse in Europa erfordern jedoch die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen, um die Diversifizierung der Importe nach Österreich in einem größeren Ausmaß und die direkte Ausspeicherung nach Österreich im Notfall zu ermöglichen.

- Im Jahr 2022 wurden mehrere Maßnahmen zur Speicherbefüllung ergriffen. Diese umfassten die Einführung einer strategischen Gasreserve von 20 TWh, die Möglichkeit zur Einspeicherung von „geschützten" Gasmengen von Endverbraucher:innen und die Einführung der Speicherverpflichtung für die Versorger geschützter Kund:innen. Insgesamt konnten mit diesen Maßnahmen bis zum 1. November 2022 ca. 34 TWh eingespeichert werden, die im Notfall österreichischen Endkund:innen zur Verfügung gestanden wären.

- Aus heutiger Sicht ist die österreichische Gasversorgung für die Winterperiode 2023/24 bei einer gleichbleibenden Situation (weiterhin Gasflüsse aus dem Osten, zumindest in einem Ausmaß, das jenem des vergangenen Winters entspricht) gewährleistet (Stand Juli 2023). Die aktuell in österreichischen Gasspeichern eingelagerten Gasmengen entsprechen einem vergleichsweise hohem Füllstand von 87,88 % (Gastag 31. Juli 2023). Ein Großteil dieser Speichermengen kann österreichischen Speicherkund:innen zugeordnet werden. Durch den Anschluss des Speicher Haidachs ans Fernleitungs- und Verteilernetz (ab 2. Quartal 2024) kann der Speicher zukünftig auch für die direkte Ausspeisung ins Marktgebiet Ost genutzt werden.

- Bei einer Verschlechterung der Aufbringungssituation von Gasmengen in Österreich, etwa durch den kompletten Ausfall der Gasflüsse aus dem Osten, ist die Versorgungssituation neu zu bewerten. In einer Bewertung zu berücksichtigen ist, dass die Leitungskapazitäten für den Import über andere Routen verfügbar, gebucht und auch im Notfall genutzt werden können und die Speicher nach der Winterperiode 2023/24 wieder befüllt werden müssen. Je nach Szenario können Verbrauchseinsparungen und die Notwendigkeit von Verbrauchseinschränkungen nicht ausgeschlossen werden.

- Auf behördlicher Seite ist das rechtliche Regelwerk zur Versorgungssicherheit im Energiebereich zielsicher und adäquat angepasst worden, und es wird weiter daran gearbeitet. Maßnahmen für den Notfall sind auf Behördenseite weiterentwickelt, durchgespielt und geplant und auf die spezielle Situation angepasst worden. Wesentlich war dabei auch die zeitgerechte und umfassende Information der betroffenen Marktteilnehmer:innen in transparenter Weise, um damit höchstmögliche Sicherheit in der gegenwärtigen Situation zu geben.

- Die Versorger österreichischer Endkund:innen haben gemäß GWG 2011 die Pflicht, zur Versorgungssicherung beizutragen. Für die Versorger geschützter Kund:innen ist die Einhaltung des im Jahr 2022 erweiterten Versorgungsstandards eine Vorgabe und Pflicht auf Grundlage des GWG 2011 bzw. der einschlägigen EU-Vorgaben. Aber auch in Bezug auf nicht geschützte Gaskund:innen ist seitens der Versorger sicherzustellen, dass sie ihren eingegangenen Vertragsverpflichtungen vor dem Hintergrund einer geänderten Risikolage nachkommen. Wesentlich ist daher unter anderem, dass die Versorger rechtzeitig Diversifizierungsmaßnahmen setzen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jährlicher, österreichischer Endkundenverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete 5
Abbildung 2: Monatlicher, österreichischer Endkundenverbrauch gesamt und der einzelnen Marktgebiete 6
Abbildung 3: Übersicht der Entry- und Exit-Gasflüsse an Grenzübergabepunkten im Marktgebiet Ost, ... 6
Abbildung 4: Salden der Import-/Exportmengen von Erdgas 7
Abbildung 5: Jährliche Erdgasmengen aus inländischer Förderung 8
Abbildung 6: Jährliche Biomethanmengen 8
Abbildung 7: Abschätzung zum Gasverbrauch in Österreich 2040 9
Abbildung 8: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten auf Fernleitungsebene 10
Abbildung 9: Überblick über die Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich 11
Abbildung 10: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs 12
Abbildung 11: Berechnung des Infrastrukturstandards (N-1) 14
Abbildung 12: Speicherfüllstände österreichischer Speicheranlagen von November 2021 bis Oktober 2022 18
Abbildung 13: Eigentumsverhältnisse von Gasmengen in österr. Speicheranlagen mit Stand 1. November 2022 20
Abbildung 14: Formel zur Berechnung des SAIDI 22
Abbildung 15: Jährliche SAIDI 22
Abbildung 16: Formel zur Berechnung des SAIFI 23
Abbildung 17: Jährliche SAIFI 23
Abbildung 18: Potenzielle Energielenkungsmaßnahmen im Krisenfall 24

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG (der Markt- und Verteilergebietsmanager)
ASGM	Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH
Aws	Austria Wirtschaftsservice Gesellschaft mbH
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
CH_4	Methan
GWh	Gigawattstunde
H_2	Wasserstoff
iHv	in Höhe von
Km	Kilometer
LNG	Liquefied Natural Gas
MG	Marktgebiet
Mrd.	Milliarden
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 2023“ der Geologischen Bundesanstalt
- Leitfaden der E-Control „Einschränkungen des Gasverbrauchs im Energielenkungsfall“
- Leitfaden der E-Control „Flexible Merit Order List (FlexMOL)“