

BERICHT ÜBER DIE SITUATION AM
ÖSTERREICHISCHEN FLEXIBILITÄTS- UND SPEICHERMARKT 2022
BERICHTSZEITRAUM 2019 BIS 2021
GEMÄSS § 98 ABS 2 GASWIRTSCHAFTSGESETZ 2011

**UNSERE ENERGIE STEHT
FÜR VERANTWORTUNG.**



Inhalt

1	Rechtliche Grundlage.....	1
2	Inhalte	2
3	Zusammenfassung.....	3
4	Aktuelle Situation im 1. Quartal 2022.....	6
5	Rechtlicher Rahmen für den Speicherbereich.....	8
6	Erdgasspeicher in Österreich und Eigentumsverhältnisse der Speicherunternehmen.....	9
7	Entwicklung der Speicherkapazitäten in Österreich	11
8	Transparente Vermarktung von Speicherkapazitäten	14
8.1	Angebotene Speicherprodukte	14
8.2	Übersicht Auktionen 2019-2021	16
9	Beurteilung des Wettbewerbs	18
9.1	Marktabgrenzung für den Speicher- und Flexibilitätsmarkt.....	18
9.2	Entwicklung Wettbewerbssituation	20
9.2.1	Angebot an Speicherkapazitäten	20
9.2.2	Nachfrage nach Speicherkapazitäten	22
9.3	Nutzung der gebuchten Speicherkapazitäten.....	23
9.3.1	Internationale Einflüsse.....	23
9.3.2	Nationales Nutzungsverhalten	26
9.3.3	Speicherfüllstände nach Speicherunternehmen	31
9.3.4	Ausblick: Möglichkeiten und Anreize für die Speichernutzung	33
9.3.4.1	Versorgungsstandard	34
9.3.4.2	Use-it-or-lose-it	34
9.3.4.3	Market-Maker für Ausgleichsenergie	35
9.3.4.4	Netznutzungsentgelt für Speichernutzung	35
9.3.4.5	Speicher als Sicherheit für erstes und zweites Clearing	35
9.3.4.6	Hedging	35
9.4	Entwicklung der Speicherpreise	37
9.4.1	Veröffentlichte Speicherpreise für Standardbündel.....	37
9.4.2	Vergleich erzielte Auktionspreise EU-Mitgliedsstaaten/Österreich.....	39
9.5	Exkurs: Wert des Speichers	41

9.6 Erlössituation der Speicherunternehmen.....	41
10 Fazit - Beurteilung der Wettbewerbssituation 2019-2021.....	44
11 Exkurs: Fragebogenerhebung - Dekarbonisierung	46
11.1 Visionen der Speicherunternehmen	46
11.2 Erwartungen der Speicherkunden	46
11.3 Übereinstimmung Visionen und Erwartungen	47
Anhang 1: Ergebnisse Fragebogen-Erhebung	I
Anhang 2: Rechtlicher Rahmen für den Speicherbereich.....	XII
Anhang 3: Gewährleistung der Markttransparenz	XVI
Anhang 4: Speicherprodukte	XVIII
Anhang 5: Auktionen 2019-2021	XXIII
Abbildungsverzeichnis.....	XXXV

1 Rechtliche Grundlage

Mit Inkrafttreten der ErdgasbinnenmarktRL (RL 2009/73/EG)¹ und deren Umsetzung in nationales Recht im Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)² hat die E-Control gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 die Aufgabe, einen Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt zu erstellen. Auf dessen Basis kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) das Zugangsregime zu Speichereinrichtungen bei Bedarf von einem aktuell verhandelten, mit Verordnung gem. § 98 Abs 1 GWG 2011, zu einem regulierten Zugang ändern. Dieser Bericht der E-Control ist dabei in einem Intervall von mindestens drei Jahren zu erstellen (§ 98 Abs 3 GWG 2011). Vor diesem Hintergrund erfolgt im vorliegenden Bericht eine erneute Beurteilung der relevanten Parameter betreffend den Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021. Nach § 98 Abs 2 GWG 2011 ist von der E-Control dabei die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen.

Darüber hinaus gibt es eine Reihe von weiteren, den Speichermarkt und seine Akteure betreffende Regelungen. So gelten beispielsweise seit 3. März 2011 die Transparenzvorschriften nach Art 19 VO (EG) 715/2009³ für die Betreiber von Speichereinrichtungen. Auch die GMO-VO 2017⁴ umfasst den Speicherbereich und verpflichtet Speicherunternehmen zur Datenmeldung. Außerdem sind Speicherunternehmen verpflichtet, alle abgeschlossenen Verträge über die Bereitstellung von Speicherleistung der E-Control unmittelbar nach Vertragsabschluss zu übermitteln und bei Bedarf zu erläutern (§ 101 GWG 2011) sowie die für die Nutzung ihrer Anlagen geltenden Allgemeinen Bedingungen sowie die Speichernutzungsentgelte einmal jährlich bzw. nach jeder Änderung zu veröffentlichen (§ 105 Abs 1 Z 3 GWG 2011).

Die betroffenen Speicherunternehmen hatten gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 das Recht, zu diesem Bericht Stellung zu nehmen. Daher führte die E-Control von 29. Juni 2022 bis 8. Juli 2022 eine Konsultation der Speicherunternehmen durch. Die eingegangenen Stellungnahmen wurden bei der Erstellung der Endversion berücksichtigt.

Der Bericht bezieht sich auf den Zeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021.

¹ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, ABI Nr L 211/2009 S. 94.

² Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011, BGBl I Nr 107/2011 idF BGBl I Nr 94/2022.

³ Verordnung (EG) 715/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen, ABI Nr L 211/2009 S. 36.

⁴ Gas Monitoring-Verordnung 2017 - GMO-VO 2017, BGBl II Nr 418/2016.

2 Inhalte

Der Bericht gibt in Kapitel 3 zusammengefasst die wesentlichsten Ergebnisse im Berichtszeitraum von 1.1.2019 bis 31.12.2021 wieder und geht in Kapitel 4 auf die Situation im ersten Quartal 2022 ein.

Kapitel 5 enthält Informationen zum Regulierungsrahmen für den Speicherbereich und Kapitel 6 Grundlageninformation zu den Erdgasspeichern in Österreich.

Die Entwicklung der Speicherkapazitäten⁵ in Österreich wird in Kapitel 7 dargestellt, während sich Kapitel 8 mit der transparenten Vermarktung von Speicherkapazitäten beschäftigt.

Die Beurteilung des Wettbewerbs anhand der gesetzlich vorgegebenen Parameter wie beispielsweise Angebot und Nachfrage oder die Nutzung der gebuchten Speicherkapazitäten sowie die Entwicklung der Speicherpreise ist ein zentrales Element des Berichtes und wird in Kapitel 9 analysiert.

Auf Basis der im Detail untersuchten, gesetzlich vorgegebenen Beurteilungskriterien gem. § 98 Abs 2 GWG 2011, zeigt Kapitel 10 das Fazit der Wettbewerbsbeurteilung durch die E-Control.

Abgerundet wird der Bericht mit den Visionen der Speicherunternehmen und den Erwartungen der Speicherkunden vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele aus einer Fragebogenerhebung (siehe Kapitel 11).

⁵ Das Wort „Speicherkapazität“ bzw. „Kapazität“ umfasst die Begriffe Arbeitsgasvolumen, Einspeicherleistung und/oder Ausspeicherleistung und wird synonym verwendet.

3 Zusammenfassung

Speicherkapazität entspricht Jahresverbrauch

Österreich verfügte per Dezember 2021 über ein gesamtes Arbeitsgasvolumen (AGV) in Höhe von 95,5 TWh, dies entspricht nahezu dem durchschnittlichen Erdgas-Jahresverbrauch in Höhe von 96,3 TWh. Die Vermarktung der Speicherkapazitäten erfolgte im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 transparent über Auktionen und/oder bilateral.

OMV Gas Storage (OGS) hielt größten Marktanteil an Speicherkapazitäten

Mit ca. 26,5% (25,3 TWh) AGV hielt OMV Gas Storage nach wie vor den größten Anteil an Speicherkapazitäten in Bezug auf Österreich (95,5 TWh) und mit ca. 40,2 % in Bezug auf die an das Marktgebiet Ost angebotenen Speicher (62,8 TWh).

Steigende Produktvielfalt und Flexibilität

Von der Vielfalt der angebotenen Speicherprodukte und der zunehmenden Dynamik im Speichermarkt (saisonale und vermehrt kurzfristige Flexibilitätsprodukte) profitierten sowohl Speicherkunden als auch Speicherunternehmen, da einerseits Kundenbedürfnisse optimal abgedeckt und andererseits Kapazitäten bestmöglich vermarktet werden konnten.

Verdoppelung der Anzahl an Speicherkunden

Die 74 Speicherkunden (Stand 12/2021) sind Versorger von Endkunden in Österreich und internationale Gasgroßhändler/Trader, die am Virtuellen Handlungspunkt (VHP) registriert sind.

Speicher fast vollständig gebucht, aber nur teilweise genutzt

2021 waren die Speicher nahezu durchgehend zu fast 100% ausgebucht, wurden allerdings nicht im verfügbaren gebuchten Ausmaß durch die Speicherkunden genutzt. Vor allem die Speicher unter Gazprom-Beteiligung, die sowohl in Österreich als auch in Europa von den verbundenen Gazprom-Unternehmen strategisch genutzt werden, wiesen per November 2021 weit unterdurchschnittliche Füllstände zu den anderen Speichern in Österreich auf (Speicher Haidach: GSA 2% und astora 56%).

Großer Unterschied bei Sommer-Winter-Spreads

Die Sommer-Winter-Spreads sind ausschlaggebend für die in den Speicherkapazitätsauktionen gebotenen Preise und wirkten sich somit unmittelbar auf die Erlössituation der Speicherunternehmen aus. Während die Sommer-Winter-Spreads im ersten Quartal 2020 noch im Bereich zwischen 3,50 EUR/MWh und 4,10 EUR/MWh gelegen sind, zeigten sich für das erste Quartal 2021 nur mehr Spreads zwischen 0,50 EUR/MWh und 1,50 EUR/MWh.

Auswirkung der 9-fachen Gaspreissteigerung 2021 auf Speicherverhalten

Mit Bezug auf die Gaspreisentwicklung auf Day-Ahead Basis am Central European Gas Hub (CEGH) zeigte sich zu Beginn des Jahres 2021 ein Preis in Höhe von ca. 20 EUR/MWh. Dieser stieg zunächst leicht, dann bis zu Spitzenwerten im Oktober 2021 in Höhe von knapp 120 EUR/MWh und im Dezember 2021 auf über 180 EUR/MWh an und beeinflusste das Ein- und Ausspeicherverhalten wesentlich. Während die Versorger im Juli und August 2021 auch bei sehr geringen bzw. negativen Sommer-Winter-Spreads, jedoch unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit eingespeichert haben, begannen die Händler erst Anfang September 2021 unter dem Vorzeichen steigender Sommer-Winter-Spreads die Speicher zu füllen.

Veröffentlichte Speicherpreise für Standardbündelprodukte um durchschnittlich ca. 1,6% gestiegen

Die Speicherentgelte für veröffentlichte Standardbündelprodukte sind 2021 im Vergleich zum Jahr 2018 im Durchschnitt über alle Speicherunternehmen um 1,6% (2018 6,23 EUR/MWh AGV und 2021 6,33 EUR/MWh AGV) erhöht worden und lagen 2021 zwischen ca. 5 EUR/MWh AGV und knapp 7 EUR/MWh AGV. Bei jenen Speicherunternehmen, die Ihre Speicherkapazitäten über Auktionen vergeben haben, wurden diese Produkte nicht bzw. selten nachgefragt. Bei RAG Energy Storage (RES), das als einziges Unternehmen Kapazitäten bilateral vergeben hat, gelten die veröffentlichten Preise für das jeweilige Produkt bzw. als Referenzpreise für auf Kundenbedürfnisse abgestimmte Produkte.

Auktionen nach wie vor erste Wahl bei der Vergabe von Speicherkapazitäten

Die Vergabe der Speicherkapazitäten erfolgte größtenteils über Auktionen aber auch bilateral. Während OMV Gas Storage GmbH (OGS) und astora ihre Kapazitäten über Plattformen verauktioniert haben, nutzten Uniper und GSA ihre unternehmenseigene Homepage. RES hat nach wie vor als einziges Speicherunternehmen ausschließlich bilateral an die Kunden Kapazitäten vergeben.

Auktionspreise lagen nicht mehr als 20% über dem EU-Mitgliedsstaaten Durchschnitt

Im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 lagen die erzielten Auktionspreise bei keinem der Speicherunternehmen in Österreich mehr als 20% über dem Durchschnitt für vergleichbare Leistungen in ausgewählten Mitgliedsstaaten der EU (Dänemark, Tschechien, Frankreich, Niederlande). Aufgrund dessen ist eine Festlegung der Kostenbasis für Speicherunternehmen durch die E-Control nicht erforderlich.

Fazit 2019-2021: Wettbewerb am Speicher- und Flexibilitätsmarkt funktioniert

Das Verhalten der verbundenen Gazprom-Unternehmen beeinflusste primär den Gasgroßhandelsmarkt und führte erst in Folge zu Auswirkungen auf den Speichermarkt. Die für den Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 vorliegenden Daten und Auswertungen zeigen einen funktionierenden Wettbewerb am österreichischen Speicher- und Flexibilitätsmarkt. Somit ist der verhandelte Zugang zu Speicheranlagen weiterhin gerechtfertigt.

Erneute Beurteilung des Speicher- und Flexibilitatsmarktes

Der vorliegende Bericht bezieht sich auf den Zeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 (Redaktionschluss 31.03.2022). Eine erneute Beurteilung des Speicher- und Flexibilitatsmarktes den Berichtszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 betreffend, wird 2025 erfolgen.

4 Aktuelle Situation im 1. Quartal 2022

Die Bedeutung der Speicher ist bereits im Jahr 2021 aufgrund von Unsicherheiten am Gasmarkt und unterdurchschnittlich niedrigen Speicherfüllständen schon zu Beginn der Heizperiode 2021/2022 (vor allem Speicher Haidach, der von Gazprom als strategischer Speicher genutzt wird) verstärkt in den Fokus gerückt.

Mit Beginn der kriegerischen Auseinandersetzung zwischen Russland und der Ukraine am 24. Februar 2022 und die damit im Zusammenhang stehenden möglichen unmittelbaren Auswirkungen auf die Gasversorgung Europas und im speziellen Österreichs (ca. 80% der verbrauchten Gasmengen im Jahr 2021 stammten aus Russland) wurde die Abhängigkeit von russischem Erdgas deutlich.

Sowohl auf EU-Ebene als auch in Österreich wurden parallel zu den Anstrengungen einer Diversifizierung in der Energiebeschaffung zur Verringerung der Abhängigkeit von Russland auch im Speichersektor Maßnahmen angestrebt.

Am 24. März 2022 wurde im Nationalrat eine strategische Gasreserve für Österreich beschlossen. Diese soll erstmals zum 1. November 2022 im Ausmaß von ca. 12,6 TWh (auf Basis des Jänner-Gasverbrauchs) bereitstehen, finanziert vom Bund, operativ beschafft und vorgehalten vom Verteilergebietsmanager, über eine eigens dafür gegründete Tochtergesellschaft. (Anm. E-Control: die Kundmachung der Novelle des GWG 2011 zur strategischen Gasreserve erfolgte nach Redaktionsschluss, BGBl I Nr 38/2022) Mit der Verordnung kann die strategische Reserve noch ausgeweitet werden. Dies ist mit der Strategische Gasreserve-Verordnung vom 30.6.2022, BGBl II Nr 262/2022, erfolgt.

Auf EU-Ebene gab es im März 2022 den Vorschlag eines gemeinsamen Einkaufs von Gas, Flüssiggas und Wasserstoff zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, vor allem zu angemessenen Preisen. Darüber hinaus wurde ein Legislativvorschlag zur Einspeicherverpflichtung eingebracht, wonach in EU-Mitgliedsstaaten, so auch in Österreich⁶, die Speicher bis zum 1. November 2022 zu 80% und in den folgenden Jahren bis zu 90% gefüllt werden sollen.⁷

Österreich verfügt im Vergleich zu anderen europäischen Ländern über hohe Speicherkapazitäten (95,5 TWh), bezogen auf den Erdgas-Jahresverbrauch 2021 (96,3 TWh)⁸.

Der vorliegende Bericht über die Situation am österreichischen Flexibilitäts- und Speichermarkt hat gemäß den gesetzlichen Vorgaben das Thema Versorgungssicherheit nicht zu berücksichtigen. Dementsprechend sind zentrale Fragestellungen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit, wie beispielsweise eine Speicherreichweitenberechnung oder Einschränkungshöhen, nicht umfasst.

Vielmehr dient der Bericht dazu, das Zugangsregime zu Speicheranlagen im Dreijahresrhythmus ex post zu evaluieren und gegebenenfalls von einem verhandelten auf einen regulierten

⁶ Für Österreich gibt es für die Speicher 7Fields und Haidach sowie für das gesamtösterreichische Ziel eine gesonderte Regelung, siehe dazu die endgültig kundgemachte Fassung der Verordnung (EU) 2022/1032 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009, ABI. Nr. L 173 vom 30.06.2022 S. 17.

⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1936

⁸ <https://www.e-control.at/statistik>

Zugang anzupassen. Darüber hinaus handelt es sich um den Berichtszeitraum von 1.1.2019 bis 31.12.2021.

In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass sich eine Regulierung gem. § 100 Abs 1 GWG 2011 auf die Methoden zur Berechnung der Speichernutzungsentgelte bezieht. Sowohl eine strategische Reserve als auch eine Einspeicherverpflichtung wirken sich zwar auf den Speichermarkt und auf die Marktteilnehmer aus, jedoch kann in diesem Zusammenhang mit Bezug auf die angeführte gesetzliche Regelung nicht von einer Regulierung gesprochen werden. Die Auswirkung der Maßnahmen auf den Speichermarkt wird im nächsten Bericht 2025 analysiert werden.

Sehr wohl enthält der Bericht jedoch Fakten über den österreichischen Speichermarkt, die sich in Hinblick auf die aktuellen Ereignisse im ersten Quartal 2022 bereits im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 abgezeichnet haben und in den Vordergrund gerückt sind.

5 Rechtlicher Rahmen für den Speicherbereich

Der rechtliche Rahmen für den Speicherbereich wird in Bezug auf den Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 sowohl durch das österreichische GWG 2011, mit den Richtlinien der EU umgesetzt wurden, und Verordnungen der EU festgelegt. In Hinblick auf die Wahl des Regulierungssystems ist gemäß § 98 Abs 1 GWG 2011 der Speicherzugang auf verhandelter Basis zu gewähren. Die Bundesministerin (BMK) kann jedoch durch Verordnung den Speicherzugang auf regulierter Basis festlegen. In diesem Fall sind die Methoden zur Festsetzung der Speichernutzungsentgelte, die Allgemeinen Bedingungen der Speicherunternehmen und das Kapazitätsvergabeverfahren von der E-Control zu genehmigen.

Bei der Wahl des Regulierungssystems sind neben der vorliegenden Wettbewerbsanalyse gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 auch allfällige Verstöße gegen die Bestimmungen der §§ 101 bis 105 GWG 2011 zu berücksichtigen. Diese Bestimmungen betreffen die Vorlage von Verträgen (§ 101 GWG 2011), die Vorschriften zu den Allgemeinen Bedingungen (§ 102 GWG 2011), die Vorschriften für die Kapazitätsvergabeverfahren (§ 103 GWG 2011) und das Engpassmanagement (§ 104 GWG 2011) sowie die allgemeinen Pflichten von Speicherunternehmen (§ 105 GWG 2011).

Die unionsrechtlichen Vorgaben sind in der RL 2009/73/EG, deren Regelungen in nationales Recht umgesetzt wurden bzw. in der VO (EG) 715/2009, die von den Mitgliedsstaaten unmittelbar anzuwenden ist, enthalten.

Der Netzzugang für Speicherunternehmen im Verteiler- und Fernleitungsnetz umfasst sowohl den Anschluss von Speicheranlagen als auch die Netznutzung durch Speicher. Dabei ist die Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten des Fernleitungs- bzw. Verteilnetzes zu Speicheranlagen vom Speicherunternehmen zu buchen und zu bezahlen (lediglich für die Ausspeisung aus dem Fernleitungs- bzw. Verteilnetz in den Speicher), wobei die Kosten für Systemnutzungsentgelte an die Speichernutzer als Teil des vertraglich vereinbarten Speicherentgelts weiterverrechnet werden können. Die entsprechenden rechtlichen Vorgaben finden sich in der GMMO-VO 2012⁹ bzw. in der GMMO-VO 2020¹⁰ in Verbindung mit dem GWG 2011 und in der GSNE-VO 2013¹¹, in der auch die Entgelte für die grenzüberschreitende Speichernutzung enthalten sind.

Weitere Details zu den inhaltlichen Regelungen der genannten rechtlichen Grundlagen sind Anhang 2 zu entnehmen.

⁹ Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 - GMMO-VO 2012, BGBl II Nr 171/2012 idgF.

¹⁰ Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 – GMMO-VO 2020, BGBl II Nr 425/2019 idgF.

¹¹ Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 - GSNE-VO 2013, BGBl II Nr 309/2012 idgF.

6 Erdgasspeicher in Österreich und Eigentumsverhältnisse der Speicherunternehmen

Die österreichischen Gasspeicher¹² befinden sich ausschließlich im Marktgebiet Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten OMV Austria Exploration & Production GmbH und RAG Austria (RAG AG) und wurden von diesen auch technisch betrieben.

Die Speicher sind ausgeförderte Gasfelder (Porenspeicher), die für den Speicherbetrieb technisch umgerüstet wurden.

Die Vermarktung der Speicherkapazitäten in Österreich hat durch die folgenden fünf Speicherunternehmen¹³ stattgefunden:

- OMV Gas Storage GmbH (OGS)
- RAG Energy Storage GmbH (RES)
- Uniper Energy Storage Austria (Uniper)
- Astora GmbH (astora)
- GSA LLC (GSA)

In Umsetzung des Art 15 RL 2009/73/EG normiert § 107 GWG 2011, dass alle Speicherunternehmen, die Teil eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens sind, hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein müssen, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen. Es mussten daher eigenständige Speichergesellschaften gegründet werden, die gesellschaftsrechtlich entflochten sind:

Die OMV Gas Storage GmbH ist eine 100%-Tochtergesellschaft der OMV Gas Logistics Holding GmbH, welche wiederum eine 100% Tochtergesellschaft der OMV AG ist.¹⁴

Eigentümerin der RES ist zu 100% die RAG AG. Diese steht im 100%igen Eigentum der RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, an der die EVN AG (50,03%), Uniper Global Commodities SE (29,98%), Energie Steiermark Kunden GmbH (10%) und Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (10%; nachfolgend: „Salzburg AG“) beteiligt sind.

Eigentümerin der astora ist seit 13.10.2020 zu 100% die Gazprom Germania GmbH, die wiederum im Eigentum der Gazprom Export LLC steht. (Anm. E-Control: Die Rechte der Gazprom Germania GmbH wurden mittlerweile in die Securing Energy for Europe GmbH übergeführt.)

GSA ist ein Tochterunternehmen der Gazprom Export LLC und der Gazprom UGS, wobei die genaue Struktur bzw. Anteile der Behörde nicht bekannt sind.¹⁵

¹² Legaldefinition gem. § 7 Abs 1 Z 57 GWG 2011: „Speicheranlage“ eine, einem Erdgasunternehmen gehörende und/oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Erdgas, mit Ausnahme des Teils, der für die Tätigkeiten gemäß Mineralrohstoffgesetz genutzt wird; ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind“.

¹³ Legaldefinition gem. § 7 Abs 1 Z 58 GWG 2011: „Speicherunternehmen“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Funktion der Speicherung wahrnimmt und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich ist; hierzu genügt es, dass das Unternehmen die Speicheranlage bloß verwaltet“.

¹⁴ <https://www.omv-gas-storage.com/de/unternehmen/eigentuerer>, 17.2.2022

¹⁵ <https://www.gsa-services.ru/>, 17.2.2022

Uniper ist eine 100 % Tochter der Uniper Global Commodities SE. In Österreich ist die Uniper mit ihrer Niederlassung, der Uniper Gas Storage Austria vertreten.

Dabei sind nur die Speicherkapazitäten der OGS, RES und Uniper an den VHP im Marktgebiet Ost (MG Ost) direkt physisch angebunden. Für die Nutzung der Speicherkapazitäten der as-tora und GSA (Speicher Haidach) muss der Transport aus dem Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) in das MG Ost organisiert und bezahlt werden.

Eine direkte Anbindung des Speichers Haidach an das österreichische Netz wurde zum Zeitpunkt zur Erstellung dieses Berichtes diskutiert, wobei Investitionen in Hinblick auf die erforderliche Leitungsverbindung sowie notwendige anlagentechnische Maßnahmen in der Speicheranlage vorzunehmen wären. Der Speicher Haidach würde dann aufgrund der direkten Nutzungsmöglichkeiten für Österreich einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

7 Entwicklung der Speicherkapazitäten in Österreich

Die Speicherkapazitäten in Österreich betragen per Dezember 2021 95,5 TWh AGV, 44.124 MWh/h Ausspeicherleistung und 35.060 MWh/h Einspeicherleistung. Der größte Ausbau des AGV im Ausmaß von 81% hat von 2010 (50,9 TWh) bis 2015 (92,2 TWh) stattgefunden.

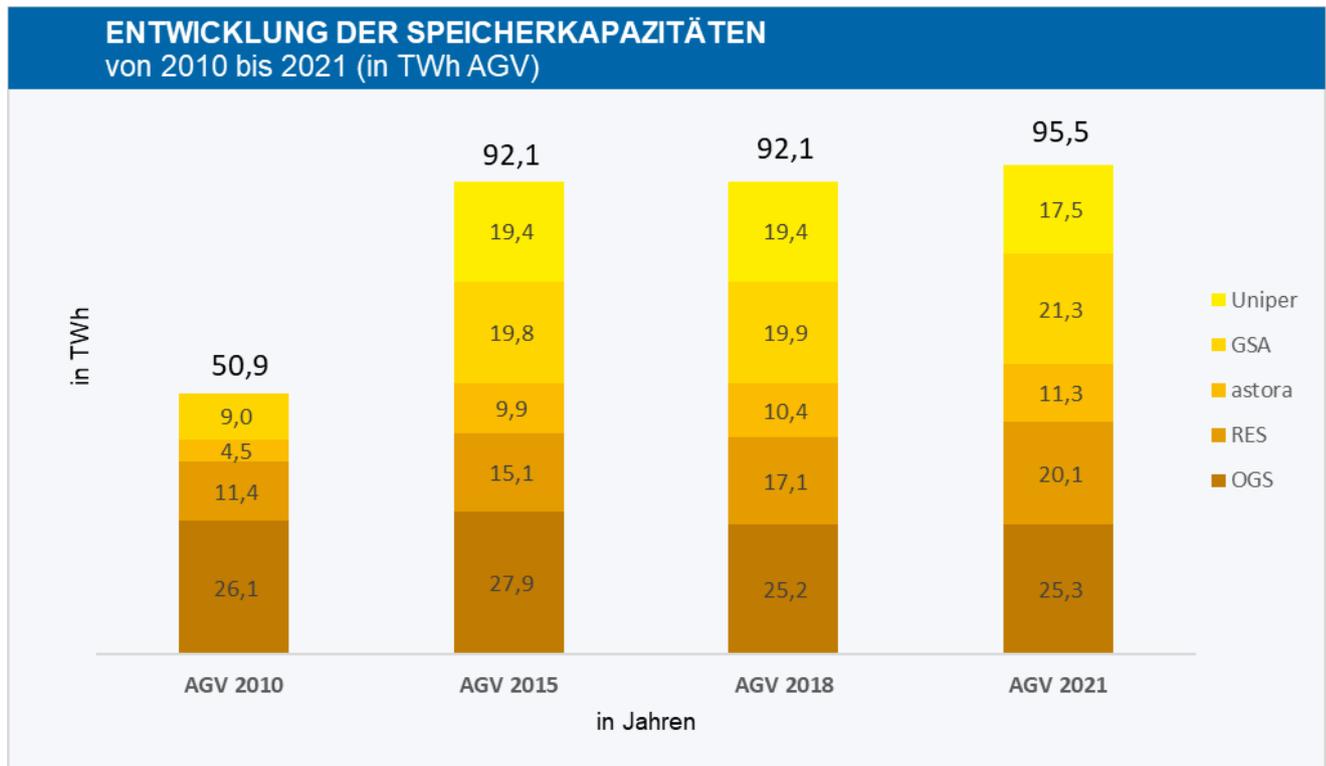


Abbildung 1: Entwicklung der Speicherkapazitäten von 2010 bis 2021
Quelle: E-Control

Nach der investitionsbedingten Schließung des Speichers Thann per 1.4.2017 betrug das AGV in Summe im November 2018 zwischenzeitlich 92,1 TWh und stieg dann aufgrund der Kapazitätserhöhung im Speicher Haidach per 1.4.2019 auf 92,8 TWh sowie aufgrund der Kapazitätserhöhung im Speicher 7Fields per 1.10.2019 auf 93,6 TWh. Ebenfalls 2019 kam es zu einer Umschichtung von Kapazitäten im Speicher 7Fields, sodass neben Uniper Energy Storage GmbH nun auch RAG Energy Storage GmbH Speicherkapazitäten dort hält. Parallel dazu wird der Speicher Nussdorf/Zagling zahlentechnisch gemeinsam mit dem Speicher 7Fields ausgewiesen und nicht mehr wie bisher separat. Dies erfolgte nicht zuletzt auch aufgrund der erwähnten organisatorischen Änderungen, nachdem der Speicher Nussdorf/Zagling ohnehin seit Beginn Teil von 7Fields war.

Aufgrund einer zusätzlichen Bohrung in den Speichern Haidach und 7Fields kam es im Jahr 2020 zu einer Kapazitätserhöhung. In Haidach wurden die Kapazitäten per 1.4.2020 um ca. 1,4 TWh erhöht und auf die zwei Speicherunternehmen GSA LLC (Anteil 1/3) und astora (Anteil 2/3) aufgeteilt. Die zusätzliche Einspeicherrate im Ausmaß von insgesamt 563 MWh/h wurde an die beiden Speicherunternehmen im genannten Verhältnis vergeben. In 7Fields betrug die Erhöhung der Speicherkapazitäten per 1.8.2020 ca. 0,6 TWh, wobei diese zu 100% von der RAG Energy Storage zur Vermarktung übernommen wurden. Somit hat sich mit

Jahresende 2020 ein gesamtes AGV in Höhe von 95,5 TWh ergeben, das im Jahr 2021 unverändert geblieben ist.

Mit ca. 26,5% (25,3 TWh) AGV hielt OMV Gas Storage nach wie vor den größten Anteil an Speicherkapazitäten in Bezug auf Österreich und mit ca. 40,2% in Bezug auf die an das Marktgebiet Ost angebundenen Speicher.

Tabelle 1: Speicherunternehmen und Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Dezember 2021
Quelle: Homepages der Speicherunternehmen, <https://agsi.gie.eu>

Speicherunternehmen / Speicher	Einspeicherleistung in MWh/h	Anteil an gesamter Einspeicherleistung in %	Ausspeicherleistung in MWh/h	Anteil an gesamter Ausspeicherleistung in %	Arbeitsgasvolumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgasvolumen in %
OMV Gas Storage Schönkirchen	7.352	20,97%	10.858	24,59%	20.743.000	21,72%
OMV Gas Storage Tallesbrunn	1.414	4,03%	1.810	4,10%	4.524.000	4,74%
OMV Speicher gesamt	8.766	25,00%	12.668	28,69%	25.267.000	26,46%
RAG Energy Storage Puchkirchen/Haag	5.900	16,83%	5.900	13,36%	12.200.000	12,78%
RAG Energy Storage Haidach 5	226	0,64%	226	0,51%	181.000	0,19%
RAG Energy Storage Aigelsbrunn	566	1,61%	566	1,28%	1.500.000	1,57%
RAG Energy Storage 7Fields	1.700	4,85%	2.600	5,89%	6.200.000	6,49%
RAG Energy Storage gesamt	8.392	23,93%	9.292	21,05%	20.081.000	21,03%
Uniper Energy Storage 7fields	6.082	17,34%	9.123	20,66%	17.469.000	18,30%
Summe Marktgebiet Ost	23.240		31.083		62.817.000	
Astora Haidach	4.132	11,78%	4.358	9,87%	11.345.133	11,88%
GSA LLC Haidach	7.694	21,94%	8.708	19,72%	21.318.900	22,33%
Summe Österreich	35.066	100,00%	44.148	100,00%	95.481.033	100,00%

Der Speicher Haidach, der zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht direkt physisch an das Marktgebiet angeschlossen war, wurde über das deutsche Erdgasnetz befüllt und die Nutzung der Speichermengen für den österreichischen Markt über den Import aus Deutschland ermöglicht.

Zusätzlich zu den Speichern in Österreich wurden auch die Speicher in der Slowakei für Entnahmen in das Marktgebiet Ost genutzt, die über die March-Baumgarten-Gasleitung (MAB) an den VHP angebunden sind. Der Speicher Láb 4 der Pozagas verfügt über ein AGV von 6,9 TWh sowie über eine Aus- und Einspeicherleistung von 3.028 MWh/h und der Speicher Lab complex der Nafta über ein AGV von 31,8 TWh, eine Einspeicherleistung von 14.096 MWh/h sowie eine Ausspeicherleistung von 17.454 MWh/h. Die prognostizierte

Buchung der Transportkapazität der MAB zur Ausspeicherung in das MG Ost betrug 6.663 MWh/h.¹⁶

¹⁶ <https://agsi.gie.eu/#/>, Stand 30.11.2021 und <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/tarif-network-code>, Berechnungsmodell zur Konsultationsunterlage TAR NC, 1.12.2021

8 Transparente Vermarktung von Speicherkapazitäten

Die Vermarktung von Speicherkapazitäten unterliegt rechtlichen Vorgaben (siehe Kapitel 5), wobei die Transparenz, angefangen von den Produkten, über die Preise, Allgemeine Bedingungen bis hin zu Informationen über Wartungsarbeiten stets im Vordergrund steht. Die Erfüllung der Transparenzvorgaben gem. Art. 15 und 19 VO (EG) 715/2009, die bereits im Wettbewerbsbericht aus 2019¹⁷ schwerpunktmäßig analysiert und in Folge seitens der Speicherunternehmen verbessert wurde, wird im vorliegenden Bericht einem stichprobenmäßigen Monitoring auf Basis der Transparenzvorlage der Gas Storage Europe (GSE) unterzogen. Dadurch soll die bereits erzielte Markttransparenz weiterhin gewährleistet werden.

Die Details dazu sind in Anhang 3 zu finden.

Eine Information durch die Speicherunternehmen zu den von ihnen angebotenen Produkten und Konditionen ist sowohl für bestehende als auch potentielle Speicherkunden von besonderem Interesse. Nachfolgende Abschnitte geben einen Überblick über das Produktangebot und die Vergabe von Speicherkapazitäten.

8.1 Angebotene Speicherprodukte

Speicherunternehmen haben folgende Produkte anzubieten (vgl. Art 15 Abs 2 und Art 17 Abs 3 lit a VO [EG] 715/2009):

- Verbindliche Produkte
- Unterbrechbare Produkte (der Preis der unterbrechbaren Kapazität hat die Unterbrechungswahrscheinlichkeit widerzuspiegeln)
- Kurzfristige Produkte (inkl. Day-Ahead Produkte)
- Mittelfristige Produkte
- Langfristige Produkte
- Angebot von AGV, Ein- und Ausspeicherleistung kombiniert (Bündelprodukte) und einzeln (ungebündelte Produkte)

Bündelprodukte weisen ein von den Speicherunternehmen festgelegtes Verhältnis von AGV, Ausspeicherleistung und/oder Einspeicherleistung auf, aus dem dann entsprechende Entnahmedauern resultieren.

Ungebündelte Produkte sind das getrennte Angebot von AGV, Aus- oder Einspeicherleistung, wodurch diese einzelnen Komponenten nur von bereits bestehenden Speicherkunden buchbar sind.

Durch die Zusammensetzung von Standardbündeln mit ungebündelten Produkten kann sich der Speicherkunde ein Speicherprofil zusammensetzen, das für sein Kundenportfolio am sinnvollsten ist. Aus Sicht der Speicherunternehmen kann mittels ungebündelter Angebote die Vermarktung der Speicher optimiert werden. Nur OGS, astora und Uniper veröffentlichen für ungebündelte Leistungen fixe Preise.

¹⁷ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher/wettbewerbsanalyse>, 9.2.2022

Nicht genutzte Kapazitäten sind unverzüglich durch das Speicherunternehmen auf dem Primärmarkt anzubieten, zumindest auf Day-Ahead Basis für den folgenden Gastag und als unterbrechbare Kapazität.

Die österreichischen Speicherunternehmen bieten saisonale Produkte (hohe Entnahmedauer) an, wobei sich die im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12. 2021 vom Markt geforderte Flexibilität in zusätzlichen Produkten und deren Vielfalt widerspiegelt. Kurzfristige Preisschwankungen können dadurch optimal genutzt werden. Insgesamt ist der Speichermarkt dynamischer geworden und die Deckung der Kundenbedürfnisse sowie die optimierte Speichernutzung sind gleichauf in den Vordergrund gerückt.

Das rein saisonale Bündelprodukt der OMV Gas Storage „SBU Classic fix“ mit einer Entnahmedauer von 93 Tagen wird, zu veröffentlichten Preisen bilateral, nach dem First Come First Serve (FCFS)-Prinzip vergeben. Über Auktionen wird ein Bündelprodukt in einer geringfügig abweichenden Zusammensetzung, mit einer kürzeren Entnahmedauer von nur 89 Tagen, angeboten. Im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 wurden die Produkte der OGS vorrangig über die CEGH Speicherplattform vergeben.

Die Produkte der RAG Energy Storage sind im Rahmen von „pay as used“ flexibel buchbar. Seit Beginn des Jahres 2021 wird das Day-Ahead Produkt „RAG ES Day-Ahead Speicher“ angeboten. Die Möglichkeit für bestehende Kunden ungebündelte Produkte bilateral zu erwerben, ist seit 2021 als Information auf der Homepage festgehalten. Mit dem offiziellen Angebot eines Day Ahead Produktes der RES in Q1/2021 erfüllen nun alle in Österreich tätigen Speicherunternehmen die diesbezüglichen Produktangebots- und Kapazitätsnutzungsvorgaben.

Bei GSA wurden in den Jahren 2019 bis 2021 in Verbindung mit frei gewordenen Kapazitäten nur Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr („Short GSAPack“) und fünf Jahren („Mid GSAPack“) abgeschlossen. Langfristig gebuchte Kapazitäten („Long GSAPack“) werden frühestens ab dem Speicherjahr 2027/2028 wieder verfügbar.¹⁸

astora bietet die Produkte „astora Pack“ (saisonales Produkt) und „astora Part“ (Entnahmedauer 17 Tage) an. Die Vermarktung erfolgt nach dem FCFS-Prinzip bzw. im Rahmen von Auktionen. Bestandskunden können jederzeit zusätzliche Ein- und Ausspeicherleistung (fest und/oder unterbrechbar) buchen („astora-add“, sowie Day-Ahead Produkte). Darüber hinaus wird seit 2021 auch das Speichervolumen unterbrechbar auf FCFS-Basis zum Festpreis mit beliebiger Vertragslaufzeit innerhalb des von astora gesetzten Zeitrahmens angeboten.

Die Produktpalette der Uniper wurde im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 erweitert und umfasst vielfältige Angebote, die auf Basis fixer oder indexierter Preise vermarktet werden. Neben dem saisonalen Produkt (Entnahmedauer 105 Tage) wird beispielsweise mit „Mid Churn“ (Entnahmedauer 89 Tage) eine höhere Flexibilität ermöglicht. Über das Produkt „Conditional“ können Kunden direkt bei Uniper Kapazitäten von anderen Kunden auf unterbrechbarer Basis buchen, wenn diese nicht nominiert wurden - allerdings mit dem Risiko, dass diese Verträge auf unterbrechbarer Basis nicht bedient werden, falls alle Kapazitäten von fixen Verträgen in Anspruch genommen werden. Im Fall eines unterbrechbaren AGV kann daher beispielsweise eine Ausspeicherung erzwungen werden.

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Produktvielfalt in den letzten Jahren zugenommen hat, wovon sowohl Speicherkunden als auch Speicherunternehmen profitieren, da einerseits das

¹⁸ <http://www.gsa-services.ru/site/storage-capacity>, 14.12.2021

Angebot die Kundenbedürfnisse optimal abdeckt und andererseits die Speicher bestmöglich vermarktet werden können.

In Anhang 4 sind die angebotenen Speicherprodukte der Speicherunternehmen detailliert dargestellt.

8.2 Übersicht Auktionen 2019-2021

Die Vergabe von Speicherkapazitäten erfolgt seit 2013 über Auktionen, davor ausschließlich bilateral, basierend auf Standardprodukten zu einem ausgewiesenen Preis nach dem FCFS-Prinzip.

Gem. § 103 Abs 1 GWG 2011 ist abhängig von dem jeweiligen Kapazitätsbedarf jener Mechanismus zu wählen, der eine diskriminierungsfreie und transparente Kapazitätsvergabe bestmöglich gewährleistet. Auktionen sind dann zwingend vorgesehen, wenn die Nachfrage größer als das Angebot ist.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass es sich bei den auktionierten Produkten größtenteils um kurzfristige Produkte mit einer Laufzeit von einem Jahr bzw. um Produkte auf Day-Ahead Basis mit garantierter oder unterbrechbarer Leistung handelt. Aber auch Verträge über mittelfristige Produkte mit einer Laufzeit bis zu fünf Jahren wurden im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 vereinzelt abgeschlossen (vorzugsweise über zwei Jahre), jedoch keine Langfristverträge, wie aus den an die E-Control gem. § 101 GWG 2011 übermittelten Speicherverträgen hervorgeht.

RES vergibt nach wie vor als einziges Speicherunternehmen in Österreich die Kapazitäten ausschließlich bilateral an die Kunden, wobei dieser Vorgangswise unter Berücksichtigung von § 103 Abs 1 GWG 2011 nichts entgegen steht. Wie auch bei den anderen Speicherunternehmen waren die Kapazitäten der RES im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 zwischen 93,8% (18,3 TWh) und 100% (19,5 TWh) ausgebucht.

Während OGS und astora ihre Kapazitäten über Plattformen vermarkten (OGS über CEGH Gas Storage Marketing Platform¹⁹ und astora über PRISMA²⁰), nutzen Uniper und GSA ihre unternehmenseigenen Homepages.

Uniper führt eine sogenannte „Flexitime“-Vermarktung von Speicherkapazitäten durch, d.h. es wird im Vorfeld ein Zeitraum für die Vermarktung angekündigt (z.B. zwischen 14. und 30. November) inkl. aller Informationen, aber der genaue Zeitpunkt der Auktion wird erst 20 Stunden vorher bekannt gegeben. Damit soll einerseits den Kunden die Möglichkeit gegeben werden, sich rechtzeitig auf die Auktion vorbereiten zu können und zum anderen ermöglicht es Uniper, einen kommerziell günstigen Vermarktungszeitpunkt auswählen zu können.

astora auktioniert die Speicherkapazitäten über die Kapazitätshandelsplattform PRISMA und schaltet FCFS-Anzeigen, bei denen die Preise festgelegt und somit für alle Marktteilnehmer gleich und transparent sind. Die Kunden können dann selbständig die verfügbaren Kapazitäten zu den veröffentlichten Preisen für den von ihnen gewünschten Zeitraum buchen. astora vermarktet neben den in der Regel gebündelten Produkten auch Kapazitäten auf Day-Ahead Basis. Dies erfolgt seit 2021 automatisiert über eine IT-Schnittstelle und ermöglicht so eine

¹⁹ <https://www.cegh.at/en/services/cegh-gas-storage-platform/>, 1.12.2021

²⁰ <https://www.prisma-capacity.eu/>, 1.12.2021

optimale Nutzung der Kapazitäten ohne einen erheblichen administrativen Zusatzaufwand für das Speicherunternehmen.

Bei GSA wurde im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 eine Auktion betreffend das Speicherjahr 2022/2023 aufgrund mangelnden Interesses nicht durchgeführt (Details siehe Anhang 5).

Die bei Auktionen erzielten Preise für die angebotenen Produkte werden von den Speicherunternehmen nicht veröffentlicht, unterliegen jedoch den gesetzlichen Vorgaben gem. § 101 GWG 2011.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass gem. § 97 Abs 1 GWG 2011 den Speicherzugangsberechtigten der Zugang zu Speicheranlagen zu nichtdiskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren ist. Das bedeutet, dass auch außerhalb von geplanten Auktionen vorhandene Kapazitäten an Speicherkunden zu veröffentlichten Preisen zu vergeben sind, sofern Kapazitäten vorhanden sind und eine Nachfrage besteht. Darüber hinaus müssen die Speicherunternehmen in einem einmal jährlich zu erstellenden Gleichbehandlungsbericht anführen, ob an das Speicherunternehmen seitens der Speicherkunden Beschwerden hinsichtlich einer Diskriminierung herangetragen worden sind.

In Anhang 5 sind die geplanten bzw. durchgeführten Auktionen der Jahre 2019-2021 der Speicherunternehmen OGS, astora, Uniper Energy Storage und GSA LLC dargestellt.

9 Beurteilung des Wettbewerbs

Gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 ist von der E-Control die Wettbewerbsintensität am Speichermarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots sowie seiner Nutzung und der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) zu beurteilen. Dabei ist die Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsquellen sowie die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten im Verhältnis zur Nachfrage zu berücksichtigen.

Somit umfasst die in diesem Kapitel durchgeführte Analyse des Speichermarktes auch den Flexibilitätsmarkt.

9.1 Marktabgrenzung für den Speicher- und Flexibilitätsmarkt

Das Thema der Marktabgrenzung (sachlich und räumlich) wurde zum einen von der EU-Kommission und zum anderen von den nationalen Wettbewerbsbehörden untersucht. Die genauen Ausführungen dazu sind im Speicherbericht 2015 zu finden.²¹

Diese hatten auch 2021 noch Gültigkeit, wobei im Zuge der sachlichen Marktabgrenzung folgende Arten der Flexibilität zu unterscheiden sind:²²

- (1) saisonale Flexibilität: Ausgleich von saisonalen Mengenschwankungen (Gasmengenüberschuss im Sommer und Gasmengendefizit im Winter in Bezug auf den Gasverbrauch) und Arbitrage bei saisonalen Preisunterschieden zwischen Sommer und Winter. Diese Gasmengenschwankungen sind zum Großteil vorhersehbar, da sie alternierend vorkommen.
- (2) kurzfristige Flexibilität: Ausgleich kurzfristiger Ungleichgewichte zwischen Gasangebot und Gasnachfrage und Ausnutzen von kurzfristigen Gaspreisschwankungen, zum Großteil nicht vorhersehbar.
- (3) Notversorgungsflexibilität: Überbrückung von Gaslieferausfällen, zum Großteil nicht vorhersehbar.

Um diese Flexibilitäten bereitzustellen, können verschiedene Flexibilitätsinstrumente eingesetzt werden: Flexibilität aus Lieferverträgen mit Produzenten und Händlern, Flexibilität in der Belieferung von Kunden, unterschiedliche Handelsprodukte an Börsen und Over The Counter (OTC), Nutzung von Ausgleichsenergie und Gasspeichern.

Der VHP hat seine Bedeutung als Handelspunkt seit 2015 weiter gefestigt²³. Handelsprodukte (Spotprodukte Day Ahead, Within Day) und Terminprodukte (Month Ahead, Winter, Sommer, Quartale, Jahre) enthalten keine Flexibilität in der Abnahme, d.h. die Mindestabnahmeverpflichtung liegt bei 100%. Über ein Portfolio von unterschiedlichen Handelsprodukten kann jedoch auch saisonale Flexibilität und durch den Kauf von Spotprodukten tägliche Flexibilität erzeugt werden. Anbieter von Flexibilitätsprodukten an Hubs sind Gashändler, die zum Teil auch Speicherkunden sind.

²¹ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/ECA_Speicherstudies_GWG_98_01_09_2015_Endbericht+%281%29.pdf/a3e669f3-30d8-2706-95e1-8d6fcec10d50?t=1562835793601, 14.12.2021

²² Vgl. EK, Merger Case M.3868, DONG/Elsam/Energi E2, Entscheidung vom 14.3.2006, S. 16

²³ Vgl. ICIS Heren, European Gas Hub Report, Gas Year 2017 update, S. 41 ff

Die Flexibilität, die die Nutzung von Speichern bietet, steht nach wie vor im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsinstrumenten. Es ist daher davon auszugehen, dass Speicherprodukte im österreichischen Flexibilitätsmarkt, trotz der Konkurrenzsituation durch andere Flexibilitätsprodukte, einen hohen Anteil an der Nachfragedeckung haben. Die monatliche Deckung des Inlandgasverbrauchs erfolgte in den Wintermonaten zum Großteil über Speicher, während in den Sommermonaten die Speicher wieder befüllt wurden (Abbildung 2).

Eine typische Einspeicherung liegt vor, wenn der Import-/Exportsaldo höher als der Inlandgasverbrauch ist. Im umgekehrten Fall kommt es zu einer Ausspeicherung (siehe Abbildung 2).

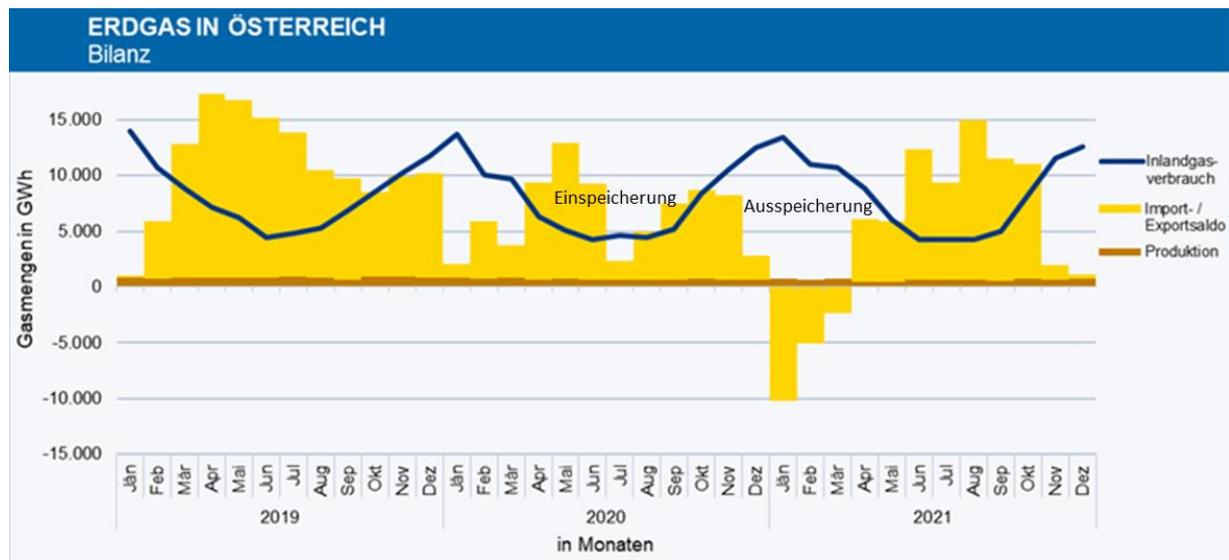


Abbildung 2: Monatliche Erdgasbilanz Österreich 2019-2021
Quelle: E-Control, Betriebsstatistik

In Bezug auf den räumlichen Markt ist eine Relevanz über das MG Ost hinausgegeben und daher sind auch die Speicher der Nafta und Pozogas in der Slowakei zu berücksichtigen, da Speicherkunden auch Speicherkapazitäten in der Slowakei für Speicherentnahmen in das MG Ost nutzen (siehe Abbildung 3).

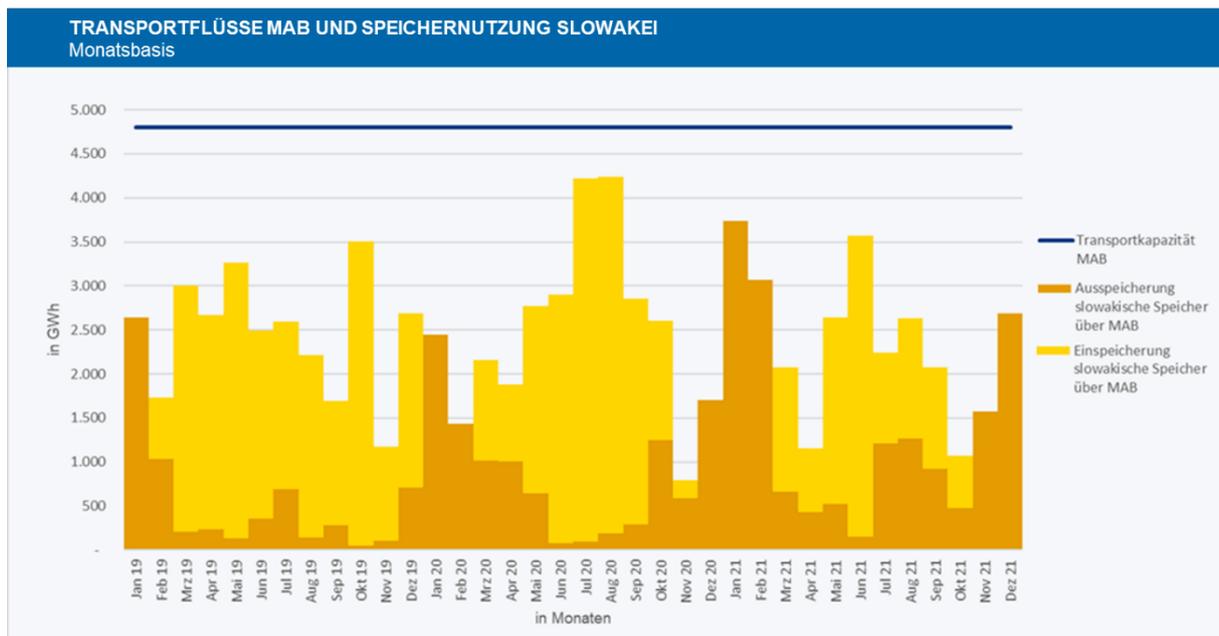


Abbildung 3: Transportflüsse MAB und Speichernutzung Slowakei – Monatsbasis
 Datenquelle: AGGM

9.2 Entwicklung Wettbewerbssituation

Die Analyse der Entwicklung der Wettbewerbssituation erfolgte über die Beurteilung des Angebotes an und der Nachfrage nach Speicherkapazitäten.

9.2.1 Angebot an Speicherkapazitäten

Das Marktkonzentrationsmaß HHI²⁴ hat sich seit dem letzten Bericht 2015-2018 trotz einer Erhöhung des Angebots an Speicherkapazitäten im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 und einer Kapazitätsumschichtung (AGV, Ein- und Auspeicherleistung) im Speicher 7Fields von Uniper zu RES nur unwesentlich verändert und lag 2021 für Österreich bei 0,212 (für 2015-2018 bei 0,214) und bezogen auf das MG Ost (ohne Speicher Haidach) bei 0,341 (für 2015-2018 bei 0,343).

Mit fünf Speicherunternehmen ist die Anzahl der Anbieter von Untergrundspeichern unverändert geblieben.

Eine wesentliche Erhöhung des AGV im Ausmaß von 2,4 TWh von 2018 (17,1 TWh) auf 2019 (19,5 TWh) ist bei RES zu verzeichnen, zurückzuführen auf eine Kapazitätserhöhung aufgrund einer zusätzlichen Bohrung im Speicher 7Fields. 2019 kam es zu einer Umschichtung von Kapazitäten im Speicher 7Fields, sodass neben Uniper Energy Storage GmbH nun auch RAG Energy Storage GmbH Speicherkapazitäten dort hält. Eine weitere Bohrung im Jahr 2020 führte zu einer neuerlichen Erhöhung des AGV bei RES im Speicher 7Fields um 0,5 TWh. Diese zusätzlichen Kapazitäten in 7Fields wurden in Folge ausschließlich von RES vermarktet. Bei Uniper führte diese Kapazitätsumschichtung in 7Fields zu einer Reduktion in Höhe von

²⁴ Um die Marktkonzentration zu messen, wird eine Funktion der Marktanteile der einzelnen Unternehmen zugrunde gelegt. In Abhängigkeit der Angebotsstruktur ergibt sich für ein Monopol ein HHI von 1. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-540-78349-7>, 17.11.2021

1,9 TWh AGV und 660 MWh/h Einspeicherleistung bzw. 990 MWh/h Ausspeicherleistung (siehe Tabelle 1).

In Haidach konnte das AGV im Zuge der Veränderung technischer Parameter (Betriebsdruck, Brennwert) per 1.4.2020 um ca. 1,4 TWh auf 32,8 TWh erhöht und entgegen dem vorherrschenden Aufteilungsschlüssel der zwei Kapazitätsvermarkter GSA LLC (Anteil 2/3) und as-tora (Anteil 1/3), nun im umgekehrten Verhältnis zur Vermarktung zugeordnet werden. Die zusätzliche Einspeicherleistung im Ausmaß von insgesamt 563 MWh/h wurde an die beiden Speicherunternehmen ebenfalls im genannten übereingekommenen Verhältnis vergeben.

Keine Kapazitätsänderungen gab es im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 bei OGS. Mit ca. 26,5% (25,3 TWh) AGV hält OGS nach wie vor den größten Anteil an Speicherkapazitäten in Bezug auf Österreich (95,5 TWh) und mit ca. 40,2 % in Bezug auf die an das Marktgebiet Ost angebondenen Speicher (62,8 TWh).

In Abhängigkeit der angeführten Kapazitätserhöhungen bzw. -umschichtungen verringerte sich jedoch der bisherige Abstand gegenüber den anderen am Markt tätigen Speicherunternehmen deutlich. So verfügte RES mit einem AGV von 17,1 TWh per 31.12.2021 über einen Marktanteil in Österreich in Höhe von 21% (Basis AGV Österreich 95,5 TWh) und im Marktgebiet Ost in Höhe von 31% (Basis AGV MG Ost 62,8 TWh), zurückzuführen auf das aktuell um ca. 17% höhere AGV (17,1 TWh) seit 2018 (92,1 TWh).

Unabhängig von den Kapazitätsumschichtungen der an einem Speicherstandort tätigen Speicherunternehmen standen dem Markt per 31.12.2021 mit insgesamt 95,5 TWh um 3,4 TWh mehr AGV als noch per 31.12.2018 (92,1 TWh) zur Verfügung.

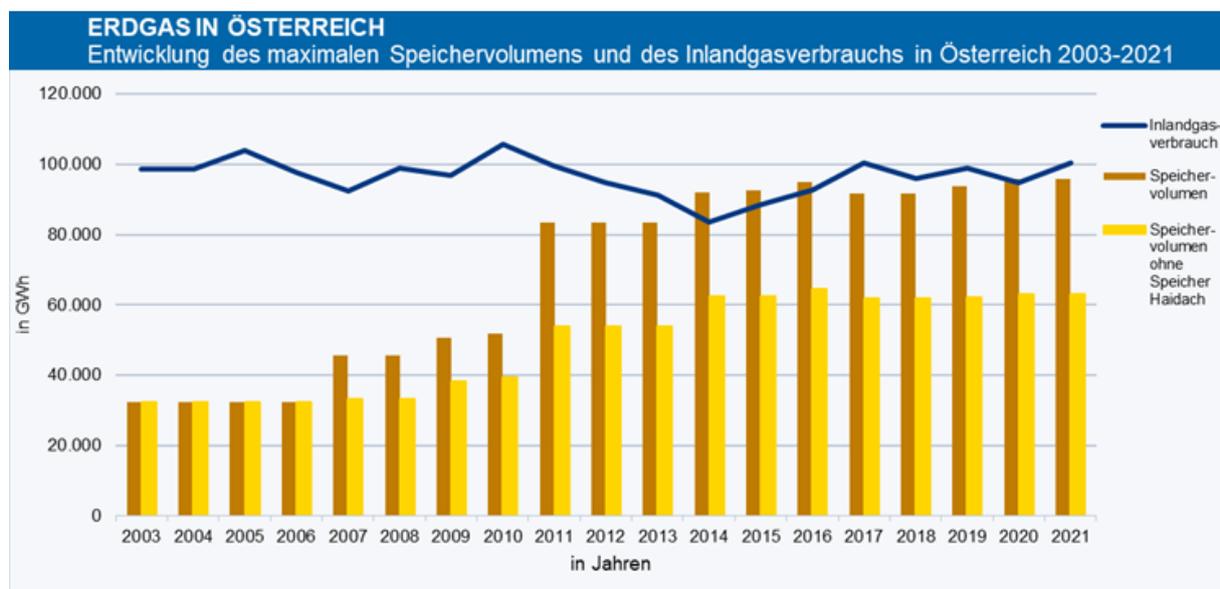


Abbildung 4: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandgasverbrauchs in Österreich 2003-2021
Quelle: E-Control

Das AGV in Österreich ist von 2010 bis 31.12.2021 um 44,6 TWh (ca. 87%) erhöht worden (siehe [Abbildung 1](#)) und hat sich seit 2003 nahezu verdreifacht, im Vergleich zu einem verhältnismäßig konstanten Gasverbrauch ([Abbildung 4](#)).

Diese Erhöhung ist nicht allein durch die Inbetriebnahme der Speicher Haidach und 7Fields erfolgt, auch OGS und RES haben seit 2010 die Speicherkapazitäten erhöht. Zudem haben auch Speicherunternehmen aus der Slowakei Speicherkapazitäten für den österreichischen Markt angeboten, die über die MAB-Leitung mit dem VHP verbunden sind.

Neben der Erhöhung der Speicherkapazitäten sind in den letzten Jahren auch die Speicherprodukte von den Speicherunternehmen weiterentwickelt worden, z.B. mit schnellerer Entnahmedauer und höherer Flexibilität (siehe Abschnitt 8.1 und Anhang 4).

9.2.2 Nachfrage nach Speicherkapazitäten²⁵

Die Anzahl der Speicherkunden lag zum Stichtag 31.12.2021 bei 74 Nachfrager von Speicherkapazitäten waren in Österreich die Versorger von Endkunden in Österreich und internationale Gasgroßhändler/Trader, die am VHP/CEGH registriert sind. Ein Großteil der Speicherkapazitäten ist aber immer noch von mit den Speicherunternehmen verbundenen Unternehmen gebucht. Die österreichischen Speicher spielen aber auch für die Versorgung in den Nachbarstaaten eine Rolle: Neben österreichischen Versorgern und Händlern am VHP/CEGH werden die Speicher auch von deutschen, italienischen und slowenischen Händlern gebucht und genutzt.

Festzustellen ist auch, dass einige Speicherkunden, überwiegend internationale Händler, gleichzeitig bei zwei, vereinzelt bei drei Speicherunternehmen Speicherkapazitäten gebucht haben, unterschiedliche Speicherprodukte nachfragen und auch zwischen den Speicherprodukten/-unternehmen wechseln.

Bezogen auf die einzelnen Speicherlokationen in Österreich wurden die Kapazitäten in einigen Speichern Großteils von Händlern nachgefragt, in anderen Speichern hingegen fast ausschließlich von Versorgern von Endkunden.

Im Jahr 2021 waren die Speicher nahezu durchgehend zu fast 100% (95,5 TWh AGV) ausgebucht, eine ähnliche Situation wie schon im Zeitraum von 2010 bis 2014. Zwischenzeitlich, seit 2015, hat sich diese Auslastung verringert und lag beispielsweise 2019 nur zwischen 82% (75,6 TWh) und 100% (92,2 TWh). In jenen Jahren, in denen Speicherkapazitäten verfügbar waren und nicht alle Speicherkapazitäten vergeben werden konnten, ist davon auszugehen, dass die Nachfrage der Speicherkunden der tatsächlichen Buchung bei den Speicherunternehmen entspricht und durch die Buchung gedeckt werden konnte. Dies bedeutet, dass nach wie vor eine Verfügbarkeit für Speicherkunden gegeben war. 2021 war besonders auffällig, dass die zu fast 100% (95,5 TWh) gebuchten Speicherkapazitäten nicht im verfügbaren Ausmaß durch die Speicherkunden genutzt wurde (siehe Abschnitt 9.3).

Ein Großteil der Speicherkapazitäten ist nach wie vor mittel- bzw. langfristig gebunden, wobei die meisten derartigen Verträge vor allem in den Jahren 2026, 2027, 2029 und 2031 enden

²⁵ Diese Informationen stehen der E-Control durch die Speicherunternehmen in Erfüllung von § 101 GWG 2011 zur Verfügung.

werden, sodass bis 2031 mehr als 50% vertraglich gebundenes AGV frei wird. Im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 sind langfristige Speicherverträge nur vereinzelt mit einem AGV in Höhe von ca. 15 TWh ausgelaufen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Kapazitäten aus mittel- und langfristigen Verträgen erneut für eine entsprechend lange Laufzeit gebucht werden, ist nicht zuletzt aufgrund der national sowie international vorgegebenen Klimaziele als gering einzustufen. Es ist anzunehmen, dass die Speicherkapazität in Form von AGV bzw. vor allem von Leistung kurzfristig nachgefragt werden wird – abhängig davon, wie weit sich die Produktion von erneuerbarem Strom und die Verwendung von Wasserstoff am Energiemarkt bis dahin durchgesetzt haben wird und im Vorfeld der Wandel von Erdgasspeichern in Energiespeicher gelungen ist. Dies zeigen auch die Ergebnisse der Fragebogenerhebung (siehe Anhang 1).

Der bereits seit 2015 eingesetzte Nachfragetrend nach kurzfristigeren Speicherverträgen hat nach wie vor angehalten und wurde durch die, in den letzten Jahren noch kürzeren Vertragslaufzeiten von ein bis zwei Jahren, deutlich verstärkt.

9.3 Nutzung der gebuchten Speicherkapazitäten

Die sich in den vergangenen Jahren abzeichnende nahezu vollständige Ausbuchung der Speicherkapazitäten rückte die Speichernutzung verstärkt in den Vordergrund, wobei im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 festgestellt werden musste, dass gebuchte Speicherkapazitäten nicht genutzt wurden.

Diese Entwicklung ist generell, aber vor allem vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit kritisch zu beurteilen, da seitens der Speicherkunden gebuchte, aber nicht genutzte Speicherkapazitäten auch nicht dem Markt zur Verfügung stehen und sich in Folge auf die Befüllung der Speicher negativ auswirken.

Die nachfolgenden Abschnitte zeigen die Einflüsse auf das Nutzungsverhalten von Speicherkunden sowie Fakten über die nationale Speichernutzung auf. Als Konsequenz daraus, beschäftigt sich Abschnitt 9.3.4 mit Möglichkeiten, um die Speichernutzung zu beanreizen.

9.3.1 Internationale Einflüsse

Abgesehen von geopolitisch beeinflussten Preisentwicklungen hängt das Nutzungsverhalten u.a. von speicherkundenindividuellen Gegebenheiten ab. Dazu zählt der Umstand, ob ein Speicherkunde Händler, Versorger oder eine Kombination aus beidem ist, ob Speicherkunden über langfristige Speicherverträge verfügen und diese im Preisgeschehen zu einem Wettbewerbsvorteil oder /-nachteil führen oder ob und wie Speicherkunden über ihre Portfoliozusammensetzung abgesichert sind.

Aufgrund der vielen Parameter, die auf das Nutzungsverhalten der Speicherkunden einwirken, ist es jedoch schwierig, dieses Verhalten abschließend zu beurteilen.

Abbildung 5 zeigt den durchschnittlichen Gasspeicherfüllstand in Österreich pro Monat, für die Jahre 2019 bis 2021 in TWh.

DURCHSCHNITTLICHER GASSPEICHERFÜLLSTAND ÖSTERREICH 2019 – 2021 pro Monat



Abbildung 5: Durchschnittlicher Gasspeicherfüllstand Österreich per Monat in TWh, 2019-2021
Quelle: GSE

Die österreichischen Speicherstände waren im Jahr 2021 mit 38,2 TWh durchschnittlich um rund 42,5 TWh niedriger als im Vorjahr (80,7 TWh) und um 33,0 TWh niedriger als im Jahr 2019 (71,2 TWh).

Mit ein Grund für den hohen Speicherfüllstand am 31.12.2019 (ca. 91,0 TWh), war das Auslaufen bzw. die erforderliche Neuverhandlung der Transitverträge zwischen Russland und der Ukraine. In diesem Zusammenhang bestand aufgrund der im Vorfeld stattgefundenen Verhandlungen die Möglichkeit einer Unterbrechung der Gaslieferungen aus Russland. Letztendlich unterzeichneten Gazprom und Naftogaz am 31.12.2019 einen bis 2024 gültigen Gastransitvertrag durch die Ukraine.

Im Jahr 2020 zeigte sich aufgrund der COVID-19 Pandemie eine Reaktion des Marktes.

Im Zeitraum Juli bis September 2020 war die Ein- und Ausspeicheraktivität in Österreich viel dynamischer als in den beiden Jahren zuvor. Historisch betrachtet, wird in diesem Zeitraum primär eingespeichert. Zum 30.09.2020 waren die Speicher mit 86,0 TWh gefüllt – etwa 7 TWh weniger als im Vorjahr (93,0 TWh). Dieser Wert wurde im Gaswinter 2020/2021 auch nicht mehr weit übertroffen. Nachdem die österreichischen Speicher am 11.10.2020 einen Füllstand von 87,9 TWh (Höchstspeicherstand) erreichten, ist dieser anschließend stetig gesunken. Die Ausspeicherungen in Österreich während des 4. Quartals 2020 wurden auch durch eine Preisdisparität zwischen Zentralosteuropa und Nordeuropa begünstigt. Die entspannte Angebotsituation in Zentralosteuropa, bedingt durch die gut gefüllten Speicher (inkl. der Speicher in der Ukraine) hat die Preise gedrückt. Die im Vergleich zu anderen Märkten relativ günstigen Preise am österreichischen CEGH haben dazu geführt, dass vermehrt Gas aus den Speichern entnommen wurde, anstatt auf teurere Importe zurückzugreifen. Die durchschnittlichen Gasspeicherstände je Monat waren seit August 2020 durchgehend beachtlich niedriger als im selben Monat des Vorjahres (siehe [Abbildung 5](#)).

In den ersten fünf Monaten des Jahres 2021 (durchschnittlicher Speicherstand Januar 2021 62,2 TWh und durchschnittlicher Speicherstand Mai 2021 20,6 TWh) wurde deutlich mehr aus dem Speicher entnommen als im gleichen Zeitraum des Vorjahres (durchschnittlicher Speicherstand Januar 2020 85,4 TWh und durchschnittlicher Speicherstand Mai 2020 76,7 TWh),

sowie 2019 (durchschnittlicher Speicherstand Januar 2019 52,3 TWh und durchschnittlicher Speicherstand Mai 2019 60,2 TWh) (siehe Abbildung 5). Am 31.3.2021 waren die österreichischen Speicher lediglich zu 23,5 TWh gefüllt. Im Gegensatz dazu betrug der Füllstand am 31.3.2020 69,4 TWh. In die mit April 2021 beginnende Einspeicherperiode wurde somit mit deutlich weniger gefüllten Gasspeichern gestartet als in der Vergangenheit. Im April 2021 selbst kam es noch einmal zu saisonal ungewöhnlich starken Ausspeicherungen, dadurch bedingt lag der Füllstand der österreichischen Gasspeicher am 31.05.2021 bei 20,5 TWh. Die niedrigen Speicherfüllstände haben angebotsseitig zu einer Verringerung der vorhandenen Flexibilität und zu einer Erhöhung der Nachfrage während der Sommermonate geführt.

Diese erhöhte Nachfrageerwartung zeigte sich auch in erhöhten Preisen für das Sommerprodukt 2021 (SOM21') und dem daraus resultierend geringen Preisunterschied zum Preis für das Winterprodukt 2021 (WIN21'). Für den Handelszeitraum Jänner bis März 2020 betrug der Preisunterschied zwischen dem für Lieferort Österreich außerbörslich gehandelten Sommerprodukt 2020 und dem Winterprodukt 2020 im Durchschnitt 3,18 EUR/MWh. Im Gegensatz dazu belief sich der Preisunterschied zwischen dem Sommerprodukt 2021 und dem Winterprodukt 2021, im Handelszeitraum Jänner bis März 2021, auf 0,85 EUR/MWh.

Die Attraktivität des asiatischen Marktes im Jahr 2021 hat den Großteil der US-LNG Lieferungen vereinnahmt und so u.a. zu einer verknüpften Angebotssituation im europäischen Markt beigetragen, die sich aufgrund der steigenden Vernetzung der Märkte auch preistreibend auf den österreichischen Gasmarkt ausgewirkt hat. Ab Beginn des 3. Quartals 2021 musste ein extremer Preisanstieg (ca. 325%) bei Gas von ca. 36 EUR/MWh auf ca. 117 EUR/MWh bis Oktober 2021 am OTC-Markt für Day Ahead Produkte hingenommen werden. Per 1.10.2021 betrug der Gasspeicherfüllstand 51,1 TWh. Ausspeicherungen während der darauffolgenden Wochen haben zu einer weiteren Reduktion des Speicherfüllstandes geführt. Per 31.12.2021 betrug der Gasspeicherfüllstand schließlich 33,1 TWh und war damit um rund 41,1 TWh niedriger als im Vorjahr und um 57,9 TWh niedriger als per 31.12.2019.

Aufgrund der Entwicklung der Speicherfüllstände innerhalb des letzten Jahres ist in der aktuellen Situation wieder von einem sehr niedrigen Speicherfüllstand am Ende der Heizperiode 2021/2022 auszugehen. Die oben beschriebene Situation zeigt, abgesehen von einer pandemiebedingten Auswirkung auf die Energiemärkte, u.a. ein so genanntes Gasspeicher-Paradoxon.²⁶

Niedrige Füllstände am Ende der Heizsaison bedürfen im Sommer einer vermehrten Einspeicherung, die zu einer erhöhten Gasnachfrage im Sommer und somit zu höheren Preisen führt. Wenn die Sommer-Preise schneller zunehmen als die Winter-Preise, verringert sich der Sommer-Winter-Spread. Eine Entlastung dieser Situation ist somit stark vom Wettergefüge in den Wintermonaten abhängig. Grundsätzlich kann sich dieses Marktverhalten in Folge auf die Versorgungssicherheit auswirken, deren zentrale Fragen jedoch nicht Teil des vorliegenden Speicherberichtes sind.

26 <https://www.linkedin.com/pulse/gas-storage-paradox-april-fools-hoax-greg-moln%C3%A1r>

9.3.2 Nationales Nutzungsverhalten

Abbildung 6 bis Abbildung 11 stellen die maximale Kapazität, die gebuchte Kapazität sowie den Speicherinhalt, jeweils bezogen auf das AGV, auf die Ein- und Ausspeicherleistung dar, und zwar für Österreich und das MG Ost.

Sowohl bei der Ein- als auch bei der Ausspeicherung, zeigen sich für die entsprechenden typischen Perioden (April-September Einspeichern, Oktober-März Ausspeichern) vertraglich voll ausgelastete Raten ab 2019. Seit 2020 ist es zu Überbuchungen gekommen, weil zusätzlich zur maximal angebotenen Ein- bzw. Ausspeicherleistung Kapazitäten auf unterbrechbarer Basis vergeben wurden. Festzustellen ist, dass auch im Sommer Entnahmen aus den Speichern getätigt werden sowie während den Wintermonaten Einspeicherungen. Vorwiegend zeigen die Daten jedoch eine saisonale Nutzung der Speicher zur Ein- und Ausspeicherung.

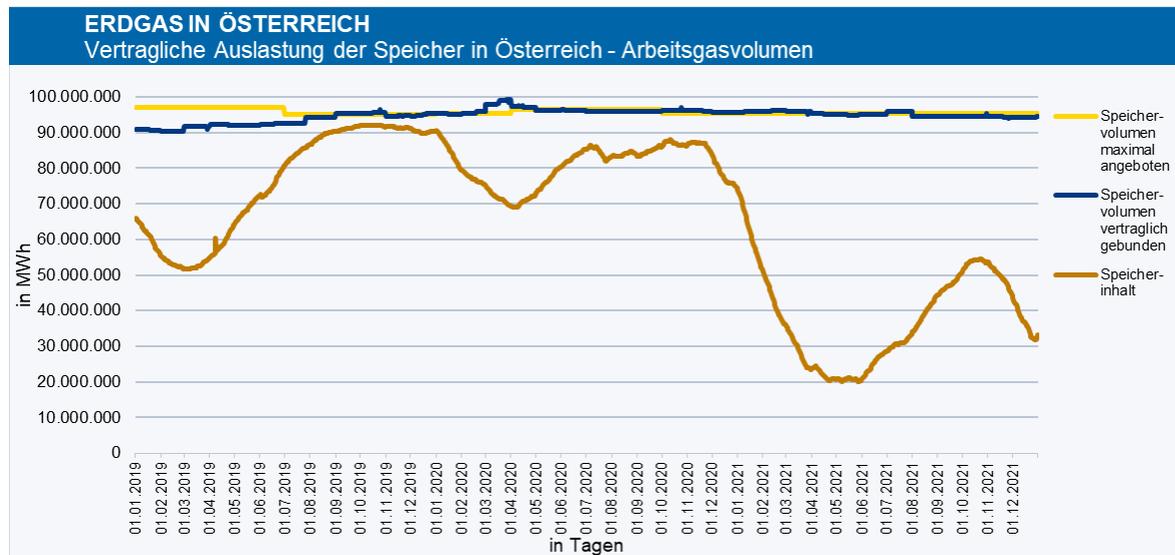


Abbildung 6: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – AGV
Quelle: E-Control

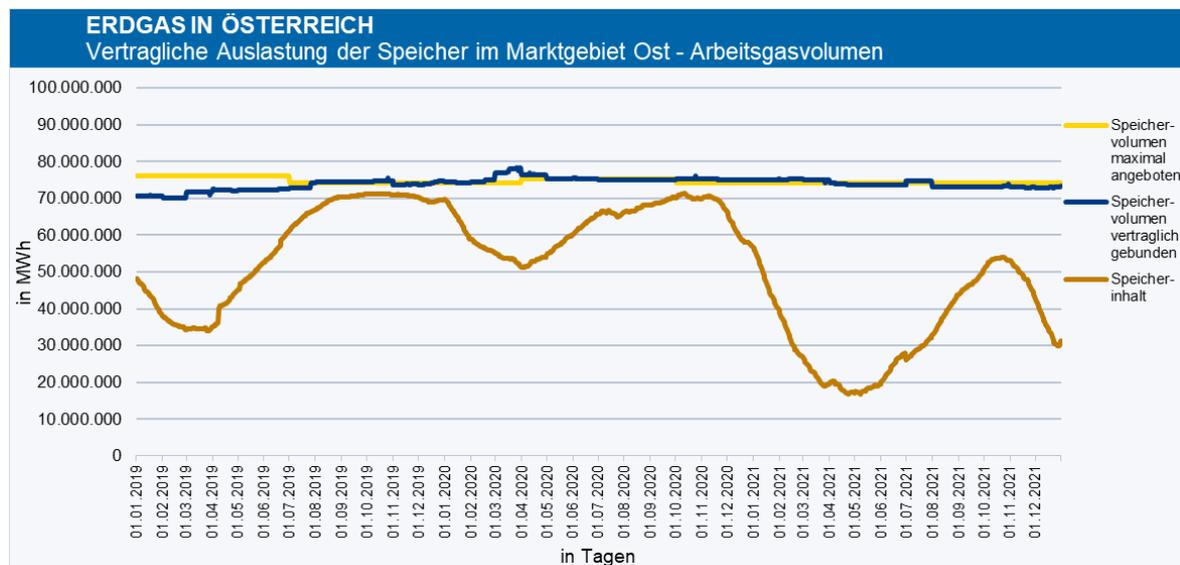


Abbildung 7: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher im MG Ost – AGV
Quelle: E-Control

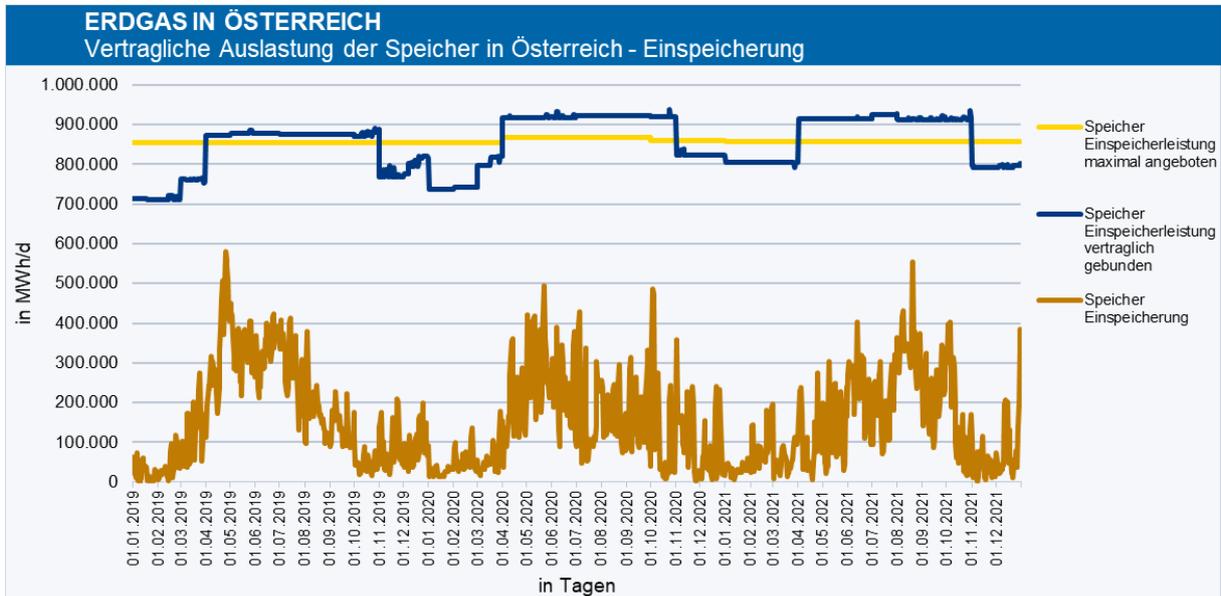


Abbildung 8: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – Einspeicherung
Quelle: E-Control

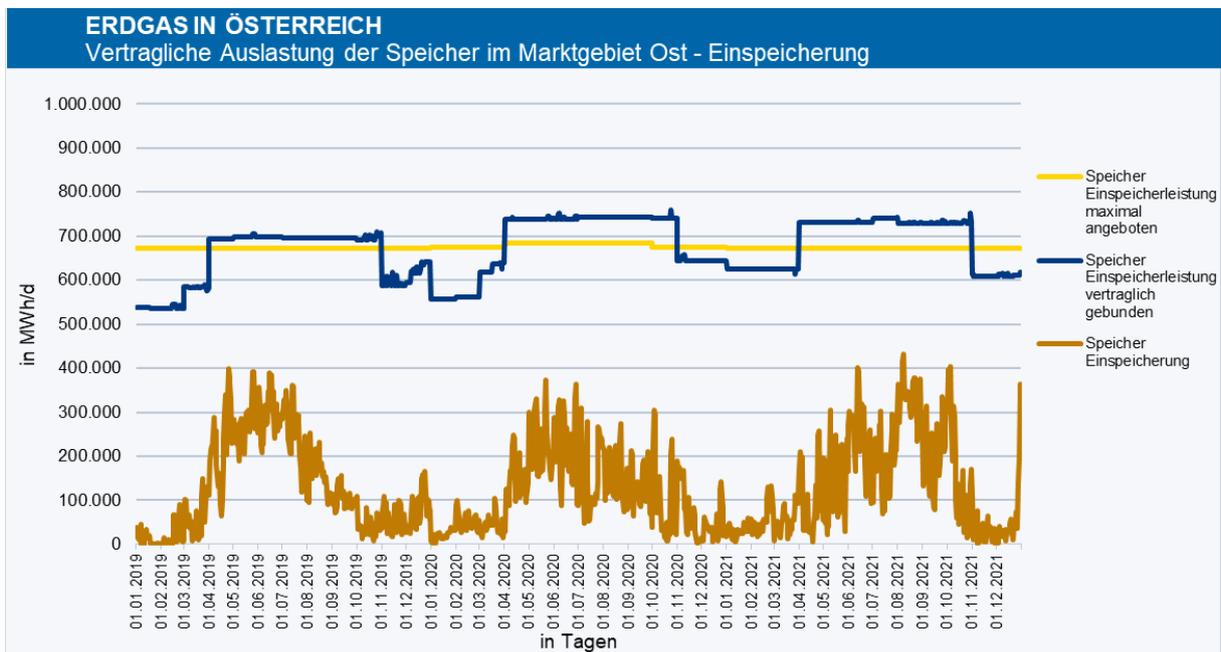


Abbildung 9: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher im MG Ost – Einspeicherung
Quelle: E-Control

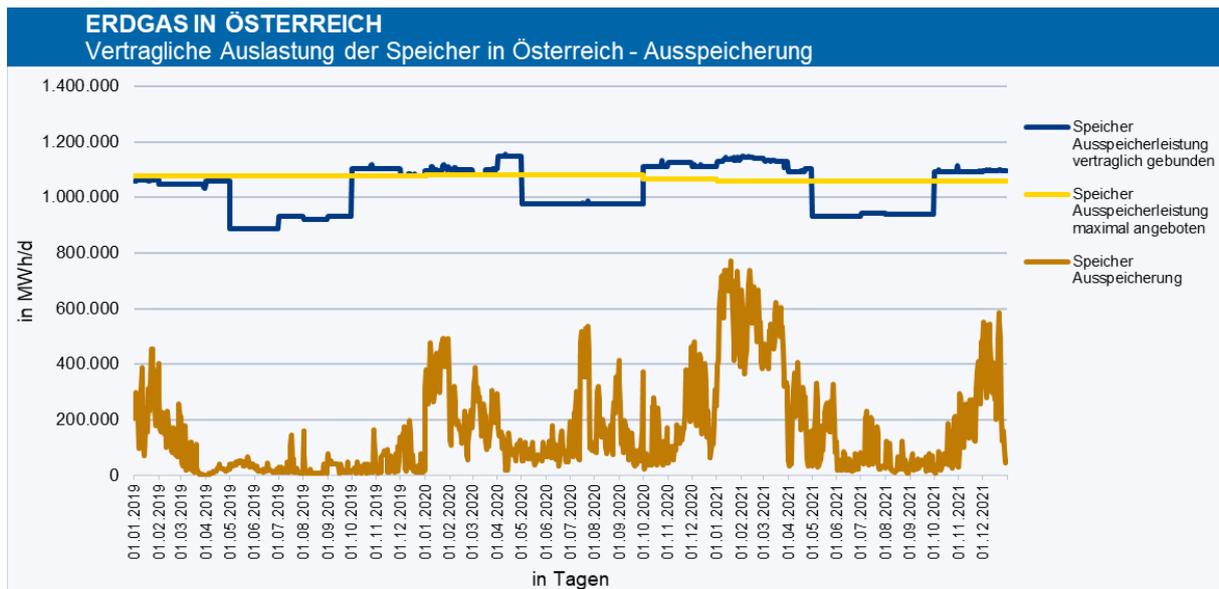


Abbildung 10: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – Ausspeicherung
Quelle: E-Control

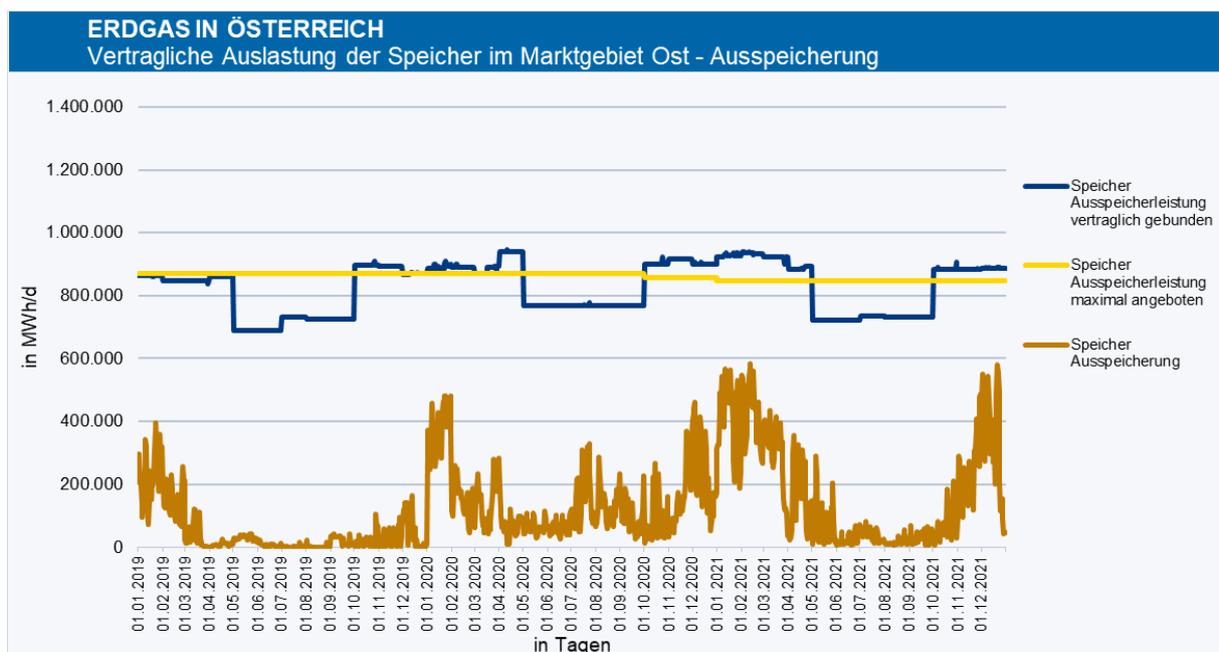


Abbildung 11: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher im MG Ost – Ausspeicherung
Quelle: E-Control

Bezogen auf das Nutzungsverhalten der Speicherkunden in Österreich, können auf Basis der Day-Ahead Preise folgende Schlüsse gezogen werden:

Wie in [Abbildung 12](#) zu sehen ist, ist das Preisniveau für OTC – Day-Ahead Produkte am CEGH, ausgehend von ca. 20 EUR/MWh zu Beginn des Jahres 2021, zunächst leicht, bis zu Spitzenwerten im Oktober 2021 von knapp 120 EUR/MWh und im Dezember 2021 von über 180 EUR/MWh (nicht abgebildet) gestiegen. Dies führte zu einer früheren Entnahme von Gas aus den Speichern in Österreich, verstärkt ab November und Dezember 2021. Mit ein Grund

könnte die Erwartung der Händler gewesen sein, dass die Preise im 1. Quartal 2022 sinken würden. Um einen möglichen maximalen Ertrag abzuschöpfen, könnten die Händler das Gas aus den Speichern entnommen haben, um es noch zu einem relativ hohen Preis verkaufen zu können.

Wie bereits erwähnt, wirken jedoch viele Dynamiken auf das Verhalten von Speicherkunden ein.

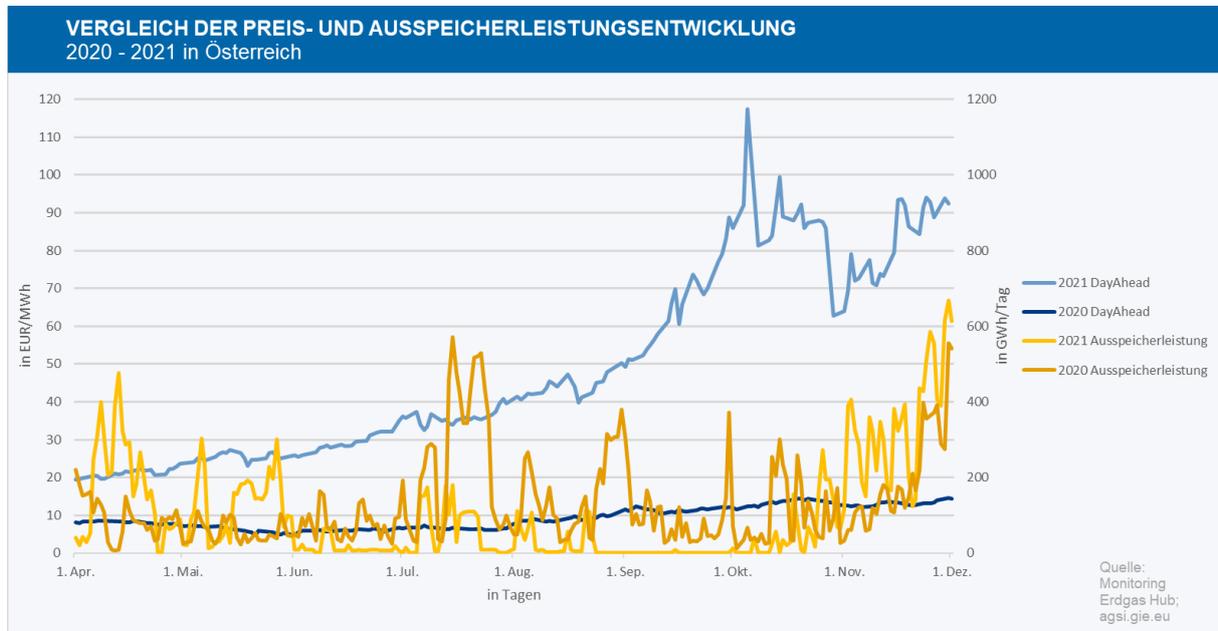


Abbildung 12: Vergleich der Preis- und Ausspeicherleistungsentwicklung 2020-2021 in Österreich
 Quelle: E-Control Monitoring, Erdgas Hub, agsi.gie.eu

Betreffend der Einspeicherleistung zeigt [Abbildung 13](#), dass mit zunehmendem Anstieg der Day-Ahead Preise am CEGH, zunächst ein korrelierender Anstieg der Einspeicherleistung über die Sommermonate, mit einer Spitze von ca. 1.000 GWh/Tag zu verzeichnen ist. Während im Jahr davor im Durchschnitt jedoch noch bis Mitte November beachtlich eingespeichert wurde, ist diese Entwicklung im Jahr 2021 rückläufig.

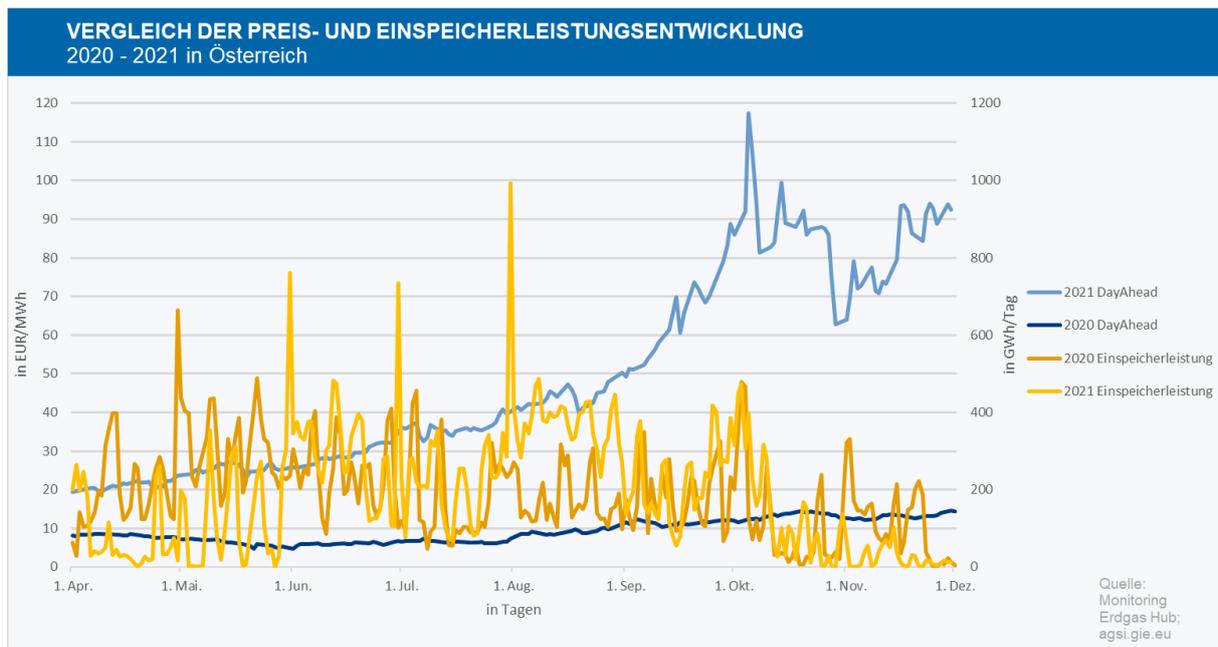


Abbildung 13: Vergleich der Preis- und Einspeicherleistungsentwicklung 2020-2021 in Österreich
 Quelle: E-Control Monitoring, Erdgas Hub (CEGH), ags.ie.gie.eu

Wie aus Abbildung 14 ersichtlich ist, unterscheidet sich die Speichernutzung der Versorger von jener der Händler und Importeure.

Betrachtet man den Zeitraum von Juli bis August 2021, haben die Versorger im Vergleich zu den Händlern/Importeuren beachtlich eingespeichert, wobei es aufgrund des Preisgefüges zu diesem Zeitpunkt wirtschaftlich gesehen keinen starken Anreiz gab. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit kann dies als wesentlich gesehen werden. Erst ab Ende August bzw. Anfang September 2021, wo die Preiserwartungen für Q4/2021 höher waren und somit die Spreads gestiegen sind, haben auch die Händler verstärkt eingespeichert. Während die Versorger jedoch bereits zu Beginn der Heizperiode im Oktober 2021 ausgespeichert haben, dauerte die Einspeicherperiode für Händler/Importeure an. Diese Verzögerung, wenn auch geringfügig, ist auch in den Jahren davor erkennbar. Die zeitlich gegenüber den Vorjahren vergleichsweise frühe Ausspeicherung von Versorgern Anfang Oktober 2021 bzw. 2020 kann einerseits auf die Wetterlage, andererseits auf die Preissituation auf den Spotmärkten zurückgeführt werden.

Erst ab November 2021 haben die Händler aufgrund der hohen Gaspreise ausgespeichert, wobei am 21.12.2021 ein Jahres-Höchstgaspreis von ca. 184 EUR/MWh auf Day-Ahead Basis erzielt wurde. Eine synchrone Einspeicherung von Versorgern und Händlern/Importeuren war zu Beginn des Jahres 2022 zu verzeichnen. Diese resultierte aus umfangreichen LNG-Lieferungen nach Europa und einer damit zusammenhängenden Entspannung der Gaspreise auf ca. 75 EUR/MWh auf Day-Ahead Basis.

Die geringe Einspeichermenge der Importeure im Jahr 2021 im Vergleich zu den beiden Jahren davor ist auf die fehlenden Mengen im Jahr 2021 bzw. auf die überdurchschnittlich eingespeicherten Mengen 2019 und 2020 der Gazprom-Unternehmen zurückzuführen.

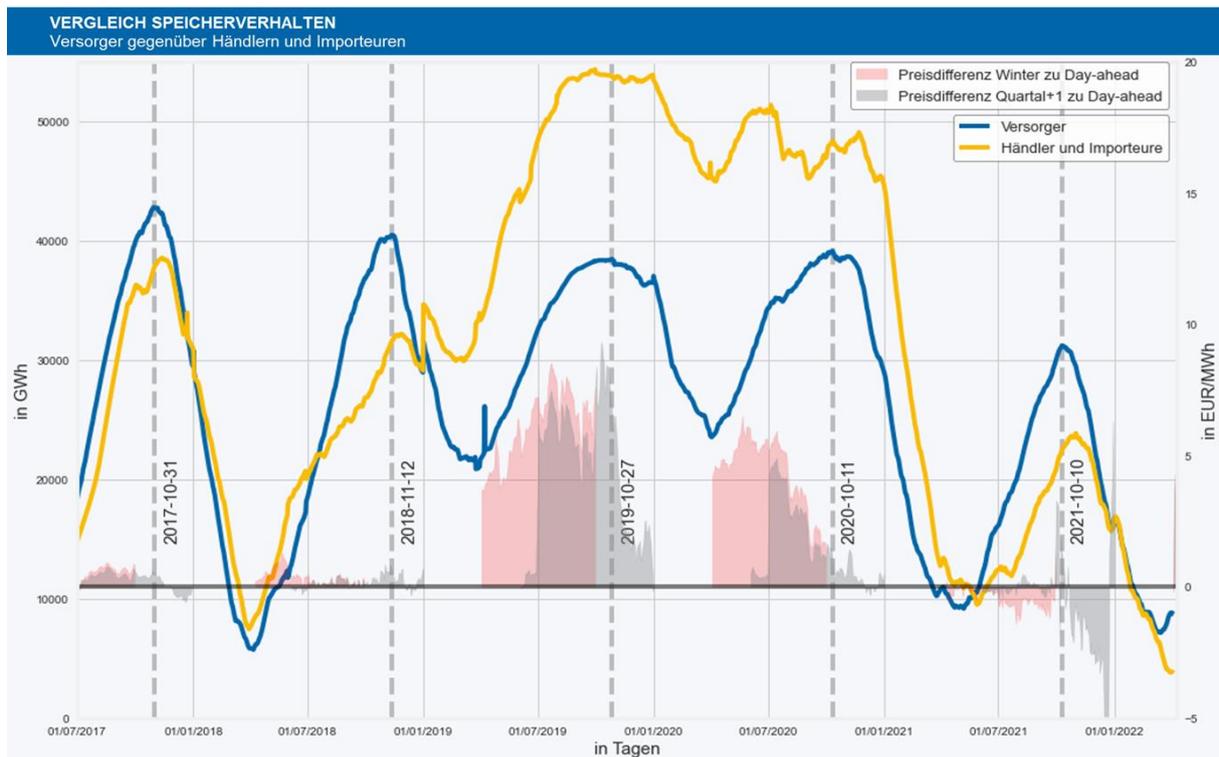


Abbildung 14: Speichernutzung Versorger vs. Händler und Importeure
Quelle: E-Control

9.3.3 Speicherfüllstände nach Speicherunternehmen

Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Speicherfüllstände und somit die Nutzung der Speicher durch die Speicherkunden, je Speicherunternehmen in TWh und in Prozent.

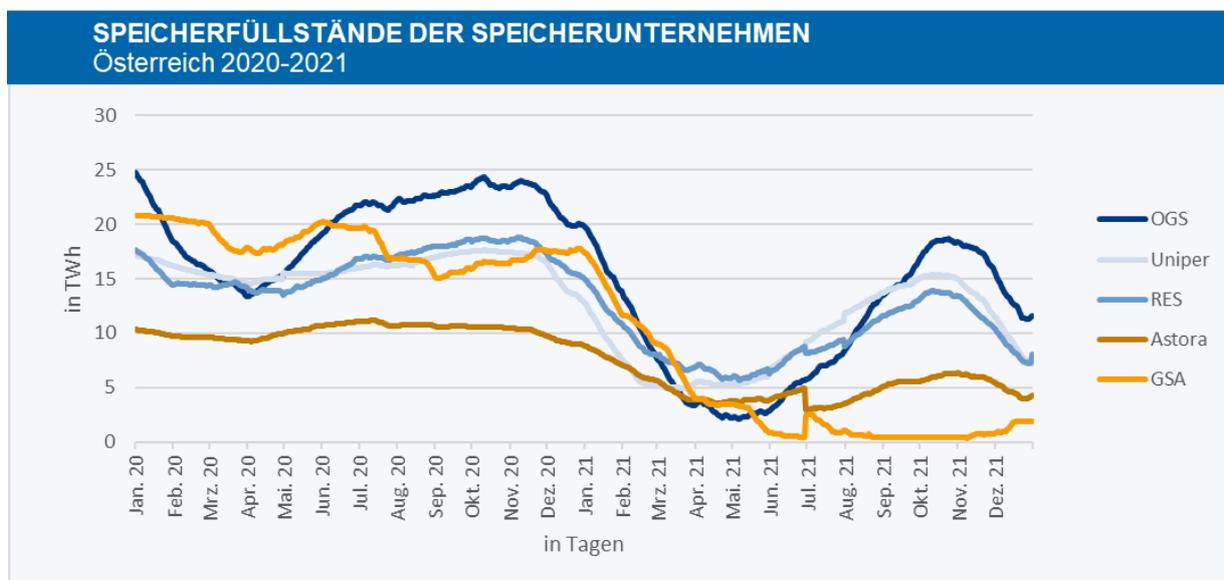


Abbildung 15: Speicherfüllstände der Speicherunternehmen Österreich 2020-2021 in TWh
Quelle: AGSI+

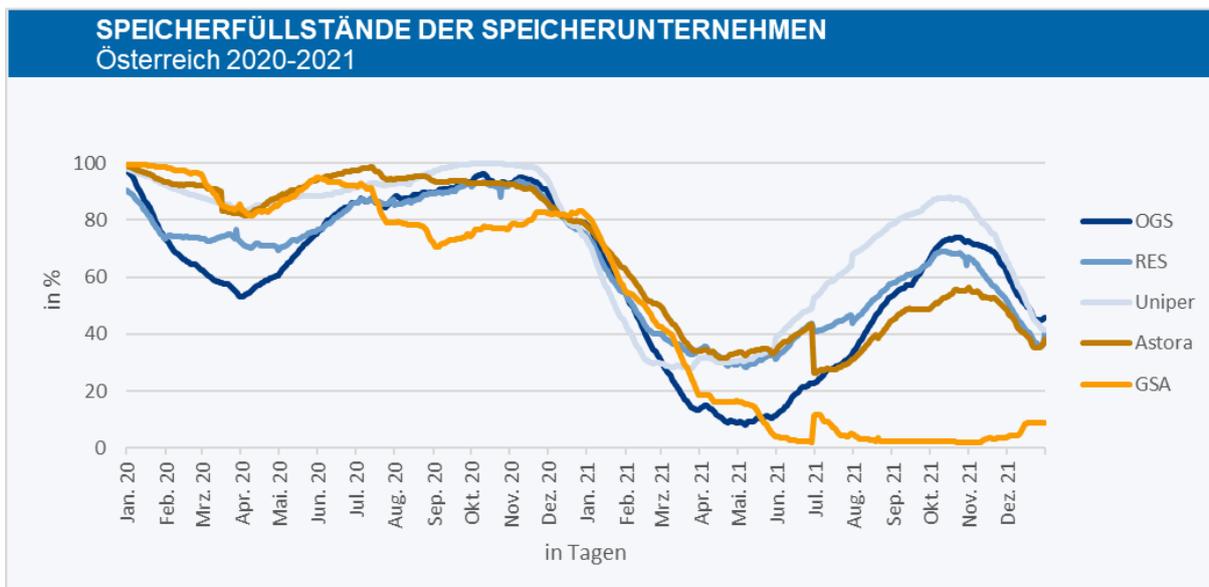


Abbildung 16: Speicherfüllstände der Speicherunternehmen Österreich 2020-2021 in %
Quelle: AGSI+

Betrachtet man die Speicherfüllstände bezogen auf das MG OST, also ohne Speicher Haidach, so betrug der Füllstand per 1. November 2020 95% (59,4 TWh) und per 1. November 2021 vergleichsweise 75% (46,7 TWh). Berücksichtigt man die bereits beschriebene Gegebenheit betreffend überdurchschnittlich hoher Speicherfüllstände Ende 2019 und überdurchschnittlich niedriger Speicherfüllstände am Ende der Ausspeicherperiode 2021, so lag der Füllstand im November 2021 in einem vertretbaren Ausmaß.

Die extrem niedrigen Speicherfüllstände ergeben sich erst durch Berücksichtigung des Speichers Haidach, dessen Kapazitäten von GSA und Astora vermarktet wurden, wobei Gazprom den Speicher Haidach grundsätzlich als strategischen Speicher innerhalb des Konzerns verwendet.²⁷

Betrachtet man die Nutzung des Speichers Haidach im Zeitvergleich, zeigte sich 2021 deutlich ein unterdurchschnittlicher bis sehr geringer Speicherfüllstand (siehe [Abbildung 15](#) und [Abbildung 16](#)). Während GSA per 1. November 2020 einen Speicherfüllstand von ca. 78% (16,6 TWh) hatte, betrug dieser ein Jahr später, 2021, lediglich 2% (0,4 TWh), bei Astora ca. 93% (10,5 TWh) per 1. November 2020 und nur ca. 56% (6,4 TWh) zum selben Zeitpunkt des Jahres 2021. Zieht man die Speicherfüllstände aus 2019 heran, zeigt sich eine noch größere Differenz zu 2021, nachdem GSA bereits im September 2019 einen Speicherfüllstand von fast 100% erreicht hatte. Hintergrund dafür waren die anstehenden Transitverhandlungen zwischen Russland und der Ukraine. Während Gazprom im Vorfeld der Verhandlungen für volle Speicher sorgte, um im Falle eines Scheiterns ausreichend Gas in Europa für die Wintermonate zur Verfügung zu haben, blieben die Speicher der Gazprom 2021, nicht nur in Österreich (siehe [Abbildung 15](#) und [Abbildung 16](#)) sondern in ganz Europa, fast leer.²⁸ Aufgrund dessen, kann der Schluss gezogen werden, dass Gazprom 2021 ein für einen Speicherkunden untypisches Verhalten gezeigt hat.

²⁷ <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/storage/>, 14.2.2022

²⁸ <https://agsi.gie.eu/#/>, 14.2.2022

Eine Beurteilung über ein mögliches taktisches Verhalten Russlands im Jahr 2021 hinsichtlich der Speicherbefüllungen in Europa im Zusammenhang mit Nord Stream 2 oder gar mit dem Angriff auf die Ukraine würde ihm Rahmen dieser Wettbewerbsbeurteilung des Speicher- und Flexibilitätsmarktes in Österreich jedoch zu weit führen.

Jedenfalls regte dieses Verhalten von Speicherkunden sowohl auf nationaler als auch internationaler Ebene zur Diskussion von Maßnahmen u.a. zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit an.

9.3.4 Ausblick: Möglichkeiten und Anreize für die Speichernutzung

Abgesehen von den in Kapitel 4 erwähnten Maßnahmen zur Vorhaltung von Speichermengen mittels strategischer Gasreserve bzw. Einspeicherverpflichtung ist die Nutzung bzw. Befüllung der Speicher vor allem in Hinblick auf die Heizsaison 2022/2023 essentiell.

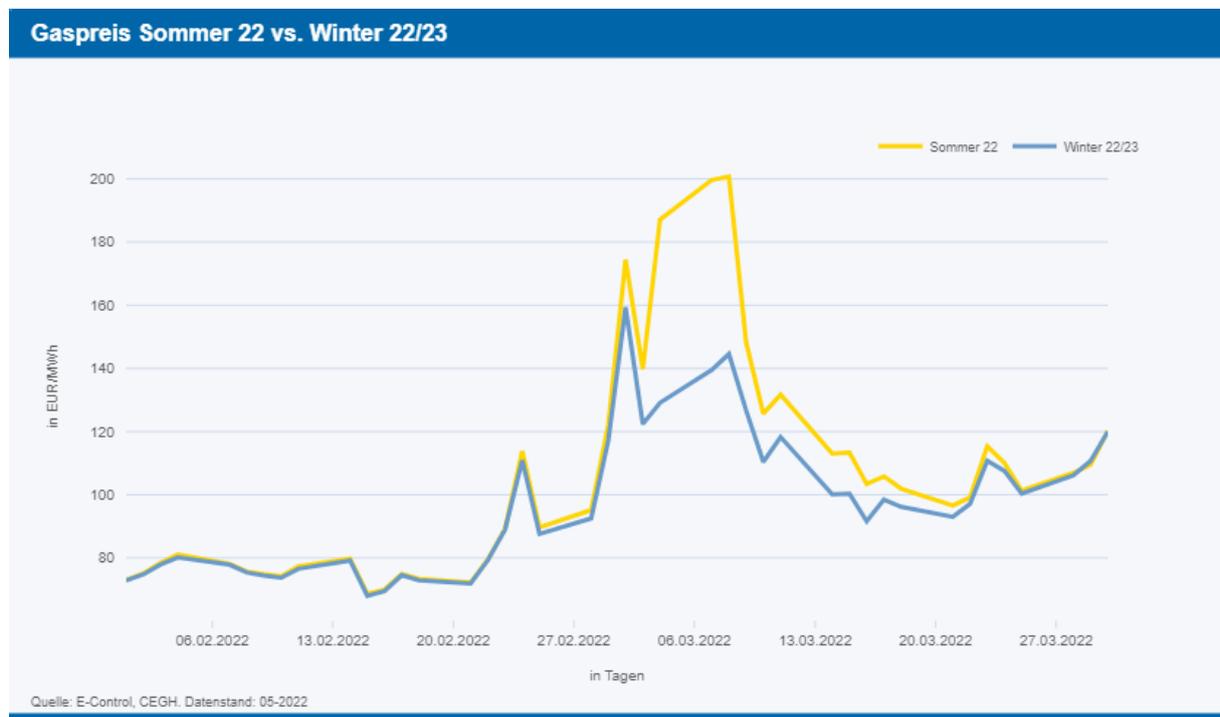


Abbildung 17: Gaspreis Sommer 22 vs. Winter 22/23 in EUR/MWh, Daten für Feber und März 2022
Quelle: E-Control, CEGH, 4/2022

Abbildung 17 zeigt, dass die Gaspreise nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine für das Sommerprodukt 22 im Vergleich zum Winterprodukt 22/23 stark gestiegen sind und am 8. März 2022 einen Höchstwert von ca. 200 EUR/MWh erreicht haben, bevor sie sich Ende März 2022 mit ca. 120 EUR/MWh wieder jenen für das Winter 22/23-Produkt angenähert haben.

Für die folgenden Monate bis zum Beginn der Ausspeicherperiode 2022/2023 werden für kurzfristige Gasprodukte (Spotmarkt, Month-ahead), u.a. zur Erfüllung der einzuspeichernden Mengen, weiterhin Gaspreise auf hohem Niveau erwartet.

Zusätzlich zur erhöhten Nachfrage im Sommer ist für das Winterprodukt aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit mit einer geringeren Liquidität zu rechnen. In der Zusammenschau weist dies auf niedrige Sommer-Winter-Spreads in der Einspeicherperiode für die Heizsaison 2022/2023 hin.

Vor diesem Hintergrund und aufgrund der Tatsache, dass Sommer-Winter-Spreads für Versorger und Händler einen wesentlichen Teil des Wertes eines Speichers darstellen und damit eine ökonomische Anreizwirkung für das Nutzungsverhalten haben, sind zusätzliche Möglichkeiten erforderlich, um die Nutzung der Speicher und in Folge die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Folgende Maßnahmen im Zusammenhang mit der Speichernutzung befinden sich bereits in Umsetzung bzw. sind darüber hinaus denkbar:

9.3.4.1 Versorgungsstandard

Versorger von geschützten Kunden (Haushalte und grundlegende soziale Dienste) haben gem. § 121 Abs 5 GWG 2011 den Versorgungsstandard jährlich zu erfüllen und der E-Control nachzuweisen, wobei bisher OTC-Verträge mit einem konkreten Vertragspartner, Speicher-Verträge (und diesbezüglich ggf. Transportverträge) und Termingeschäfte an der Börse herangezogen werden konnten, im Gegensatz zu Spot-Verträgen (aufgrund der kurzen Lieferfrist).

Betreffend Erhebung des Versorgungsstandards für die Heizperiode 2022/2023 werden von der E-Control zur Gewährleistung der Gasversorgung für geschützte Kunden für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen ausschließlich Speicherverträge akzeptiert, wobei die Speicherstände monatlich von Oktober bis März zu übermitteln sind und damit die physische Einspeicherung gewährleistet ist.

In Hinblick auf die Versorgungssicherheit könnte zusätzlich zur gesicherten Versorgung der geschützten Kunden eine Deckung der Gasmengen über physische Einspeicherung für Fernwärme-Kunden in die Überlegung hinsichtlich der Erfüllung des Versorgungsstandards miteinbezogen werden.

9.3.4.2 Use-it-or-lose-it

§ 104 GWG 2011 sieht Bestimmungen für den Engpassfall von Speicherkapazitäten, d.h. wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt, vor. Gemäß § 104 Abs 2 GWG 2011 sind demnach Maßnahmen zur Vermeidung des Hortens von Kapazität in die Speicherverträge aufzunehmen, sodass bei vertraglich bedingten Engpässen der Speichernutzer verpflichtet ist, die von ihm nicht genutzte kontrahierte Kapazität an Dritte zu verkaufen.

Diese Regelung könnte im Sinne eines use-it-or-lose-it Prinzips auch ohne Vorliegen einer Engpasssituation zur Anwendung gelangen, um zu verhindern, dass Marktteilnehmer Speicherkapazitäten zwar buchen, aber nicht nutzen und diese dem Markt vorenthalten bleiben.

9.3.4.3 Market-Maker für Ausgleichsenergie

Die Grundlage zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität über eine Bereitstellung von physikalischer Ausgleichsenergie mittels Market-Maker findet sich bereits in § 29 Abs 15 GMMO-VO 2020 bzw. § 31 Abs 14 GMMO-VO 2012.²⁹ Demnach müssen Speicherkunden, welche im Rahmen einer Ausschreibung als Market-Maker ausgewählt werden, für einen definierten Zeitraum Speichermengen physisch für den Bedarfsfall vorhalten und dementsprechend einen Nachweis für die eingespeicherten Mengen erbringen. Die vorzuhaltende Leistung ist dabei vom Marktgebietsverantwortlichen (AGGM) festzulegen, wobei sich diese an den geschützten Kunden (Haushalte und soziale Einrichtungen) bemisst und eventuell darüber hinaus auch Fernwärme-Kunden mit einschließen könnte. Damit wäre eine langfristige Absicherung des Ausgleichsenergieangebots gegen Zahlung einer Vorhalteprämie (Leistungspreis) und im Falle eines Abrufes eines zusätzlichen Arbeitspreises gegeben.

9.3.4.4 Netznutzungsentgelt für Speichernutzung

Gem. § 74 Abs 2 und § 73 Abs 5 GWG 2011 ist lediglich ein Entgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungs- und Verteilnetz in die Speicheranlage (Einspeichern) zu verordnen, die Einspeisung in das Fernleitungs- und Verteilnetz aus dem Speicher (Ausspeichern) wird nicht gesondert bepreist.

Der Netznutzungstarif per 1.1.2022 für die an das Verteilergesamt angeschlossenen Speicher der RES, OGS und Uniper beträgt 0,37 EUR/kWh/h, jener für die an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher (7fields, Speicher LAB) 0,44 EUR/kWh/h pro Jahr für FZK Exit.

Um netzseitig das Einspeichern zu beanreizen, könnte der Netznutzungstarif für einen bestimmten Zeitraum (z.B. 1.7.-1.11.2022) auf null gesetzt bzw. für regasifizierte LNG-Mengen vollständig ausgesetzt werden.

9.3.4.5 Speicher als Sicherheit für erstes und zweites Clearing

Gemäß § 24 Abs 5 GMMO-VO 2020 bzw. § 19 Abs 8 GMMO-VO 2012 betreibt die Bilanzierungsstelle für das erste und zweite Clearing zur laufenden Bonitätsprüfung ein Risikomanagement-System und ist berechtigt, Sicherheitsleistungen von Bilanzgruppenverantwortlichen zu verlangen. Eine Möglichkeit zur Forcierung der Speichernutzung in diesem Zusammenhang wäre die Anerkennung von physisch eingespeichertem Gas als hinterlegte Sicherheit.

9.3.4.6 Hedging

Mittels Hedging können sich Energielieferanten vielfältig gegen das Preisrisiko absichern. Wird für das eingespeicherte Gas bereits im Vorfeld ein Verkaufsgeschäft für den Winter

²⁹ Der Market-Maker gemäß GMMO-VO ist dabei vom ebenfalls Market-Maker genannten „Vorhaltung von Gasmengen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit“ gemäß § 87 Abs. 6 GWG 2011 zu unterscheiden. Dieses Instrument wurde mit dem Bundesgesetz BGBl. I Nr. 67/2022 beschlossen und ist am 9.6.2022 in Kraft getreten.

abgeschlossen, kann der Energielieferant mindestens den Wert des eigenspeicherten Gases lukrieren bzw. sind umgekehrt etwaige Verluste nach oben hin gedeckelt.

9.4 Entwicklung der Speicherpreise

Die beiden nachfolgenden Abschnitte zeigen die Entwicklung der Speicherpreise, sowohl jene für österreichische Standardbündel, die bilateral nach dem FCFS-Prinzip vergeben wurden, als auch jene, die national und international in Auktionen erzielt werden konnten, im Vergleich.

9.4.1 Veröffentlichte Speicherpreise für Standardbündel

Nach wie vor werden Speicherentgelte von den Speicherunternehmen für Standardbündel veröffentlicht, die bei der Vergabe der Speicherkapazitäten über die Reihenfolge des zeitlichen Einlangens (FCFS) angewandt werden. Die Speicherentgelte für veröffentlichte Standardbündelprodukte sind 2021 im Vergleich zum Jahr 2018 im Durchschnitt über alle Speicherunternehmen um 1,6% (2018 6,23 EUR/MWh AGV und 2021 6,33 EUR/MWh AGV) erhöht worden und lagen 2021 zwischen ca. 5 EUR/MWh AGV und knapp 7 EUR/MWh AGV.

Bei jenen Speicherunternehmen, die Ihre Speicherkapazitäten über Auktionen vergeben haben, wurden diese Produkte nicht bzw. selten nachgefragt. Bei RAG Energy Storage (RES), das als einziges Unternehmen Kapazitäten bilateral vergeben hat, haben die veröffentlichten Preise für das jeweilige Produkt bzw. als Referenzpreise für auf Kundenbedürfnisse abgestimmte Produkte gegolten.

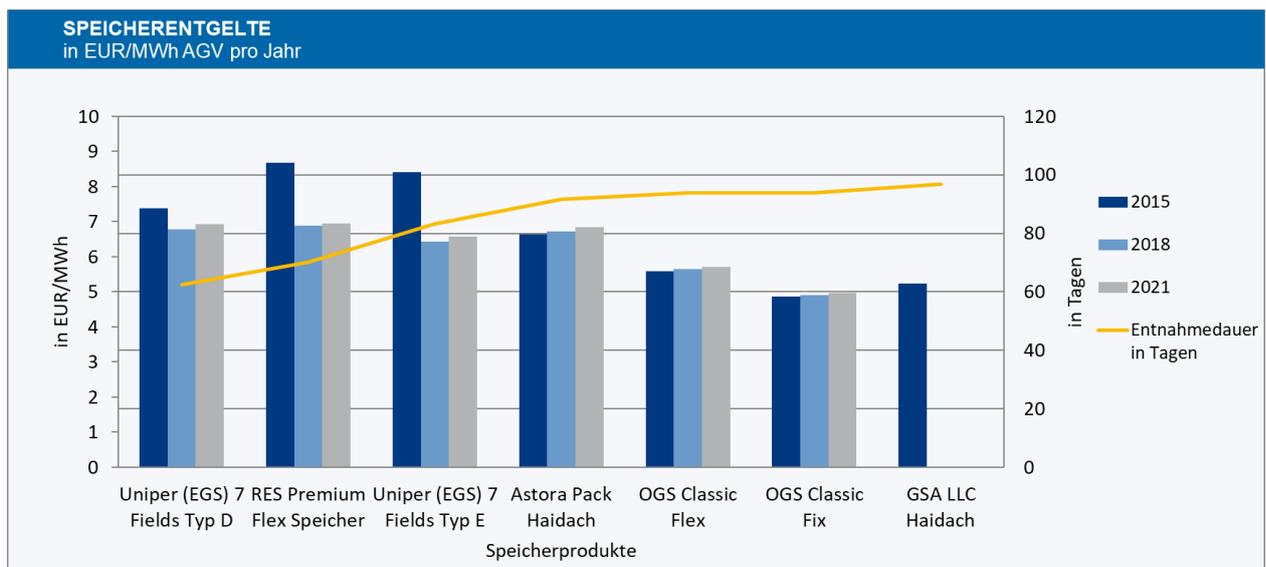


Abbildung 18: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen in EUR/MWh AGV pro Jahr

Quelle: Homepages Speicherunternehmen, 25.5.2021,

* GSA LLC bietet kurz- und mittelfristige Kapazitäten ausschließlich über Auktionen an, daher sind keine Preise veröffentlicht

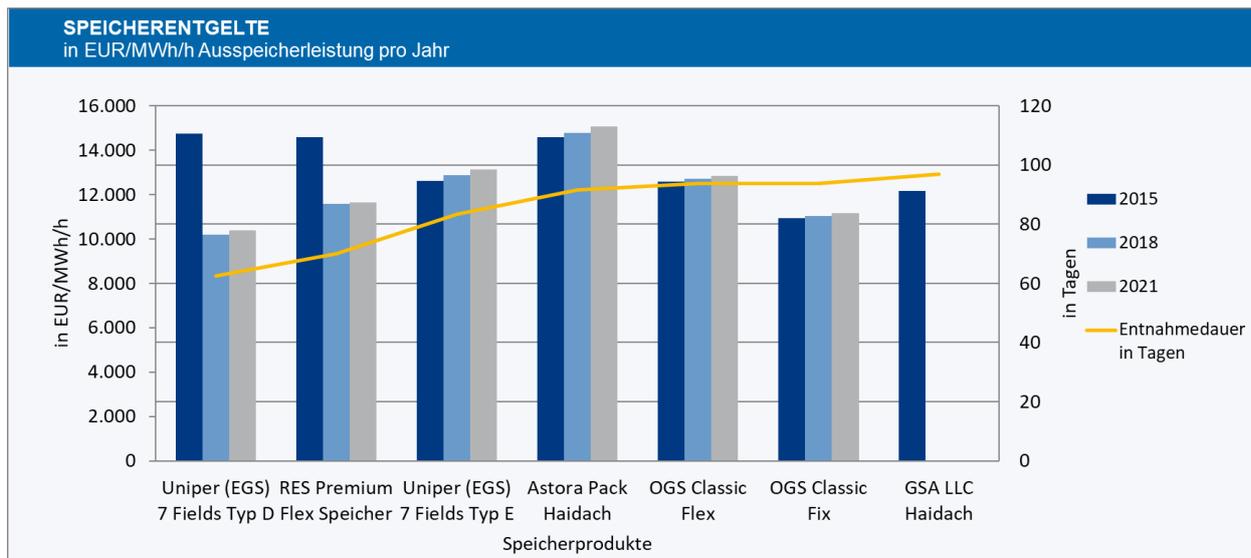


Abbildung 19: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen in EUR/MWh/h Ausspeicherleistung pro Jahr

* GSA LLC bietet kurz- und mittelfristige Kapazitäten ausschließlich über Auktionen an, daher sind keine Preise veröffentlicht

Quelle: Homepages Speicherunternehmen, 25.5.2021

Hinsichtlich des gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 geforderten Preisvergleichs für Speicherkapazitäten orientiert sich dieser Bericht an § 99 Abs 2 GWG 2011. Dort wird angeführt, dass die veröffentlichten Speichernutzungsentgelte für eine Speicherdienstleistung nicht mehr als 20 % über dem Durchschnitt veröffentlichter Entgelte für vergleichbare Leistungen in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union liegen sollen.

Der gesetzlich vorgesehene Vergleich von veröffentlichten Standardprodukten zu veröffentlichten Preisen mit jenen anderer europäischer Speicherunternehmen entspricht aufgrund der Marktentwicklungen der letzten Jahre jedoch nicht mehr der gelebten Praxis, nachdem der Großteil der Speicherprodukte – auch innerhalb der Europäischen Union - über Auktionen vergeben wurde.

Aus rechtlich-teleologischer Sicht und um die wirtschaftliche Realität möglichst gut abbilden zu können, ist es somit geboten die tatsächlich am Markt realisierten Preise für Speicherprodukte zu vergleichen und nicht die veröffentlichten Entgelte für Standardprodukte.

Die erzielten Preise wurden jedoch von den Speicherunternehmen in Österreich nicht veröffentlicht, international findet nur in vereinzelt europäischen Ländern eine Veröffentlichung statt (Dänemark, Tschechien, Frankreich, Niederlande).

Der E-Control stehen im Rahmen der Erfüllung des § 101 GWG 2011 durch die Speicherunternehmen die abgeschlossenen Speicherträge und somit auch die erzielten Speicherpreise zur Verfügung. Nachdem die bei Auktionen erzielten Speicherpreise in Österreich seitens der E-Control vertraulich zu behandeln sind, enthält dieser Bericht im nachfolgenden Abschnitt generelle Aussagen zu den Preisen und nicht spezifisch je Speicherunternehmen.

9.4.2 Vergleich erzielte Auktionspreise EU-Mitgliedsstaaten/Österreich

Bei der Analyse der Auktionsergebnisse der angeführten Speicherjahre europäischer Speicherunternehmen durch die E-Control wurden die tatsächlich erzielten und veröffentlichten Preise von Gas Storage Denmark A/S (Dänemark), RWE Gas Storage CZ, s.r.o. (Tschechien), Storengy France (Frankreich) und TAQA (Niederlande) herangezogen.

Die einzelnen Speicherunternehmen wiesen folgende erwähnenswerte Charakteristika auf:

Gas Storage Denmark - Dänemark

- die wenigsten Auktionen pro Jahr (5 Auktionen im Beobachtungszeitraum)
- jährliche Auktionen kurz vor Beginn des jeweiligen Speicherjahres
- im Speicherjahr 2021/2022 wurden zwei Auktionen durchgeführt
- jährlich zu verauktionierende Kapazitäten zwischen 0,2 TWh und 1,0 TWh

TAQA – Niederlande

- 6 Auktionen im Beobachtungszeitraum
- vermarktete Produkte stets exakt die gleiche Charakteristik
- in den Speicherjahren 2018/2019, 2019/2020, 2020/2021 wurde Kapazitäten zwischen 3,25 TWh und 7 TWh und im Speicherjahr 2021/2022 nur 2 TWh vermarktet (techn. Schwierigkeiten, Absage Auktion 2/2021)

RWE Gas Storage CZ - Tschechien

- 55 Auktionen im Beobachtungszeitraum
- Vermarktung größter Speicher mit bis zu 16 Auktionen/Jahr (Einzelkapazität 2 TWh)
- Jahres-Speicherkapazitäten für bis 15 Jahre in Zukunft kontrahierbar
- jährlich zwischen 1,5 TWh und 15 TWh kontrahiert
- für Auktionen vom Kalenderjahr 2017-2019 ist die Produkt-Charakteristik nicht verfügbar (alle Auktionen wurden bei Berechnung der Standardprodukte berücksichtigt)

Storengy France - Frankreich

- 53 Transaktionen – unterschiedliche Produkte aufgrund unterschiedlicher Speicher
- Berücksichtigung ausschließlich saisonaler Speicher
- 16 Auktionen/Jahr
- Verauktionierung von Einzelkapazitäten zwischen 1 TWh und 11 TWh und jährliche Gesamtkapazitäten zwischen 40 TWh und 70 TWh
- regulierte Erlösbergrenze seit 2018

In anderen europäischen Ländern, wie beispielsweise Deutschland, haben sich ebenfalls Auktionen zur Vermarktung von Speicherkapazitäten gegenüber bilateralen Vertragsabschlüssen von Standardprodukten durchgesetzt, jedoch wurden die erzielten Auktionspreise, wie auch in Österreich, nicht veröffentlicht.

Die von der E-Control durchgeführte Erhebung und Auswertung umfasst die veröffentlichten Auktionspreise (ohne Netzentgelte) für gebündelte Jahresprodukte ausschließlich saisonaler Speicher, nach Auktionsdatum (ohne „schnelle“ Speicher) für die Speicherjahre 2019/2020, 2020/2021 und 2021/2022.

Wie bereits erwähnt, stehen der E-Control die in Österreich erzielten Auktionspreise durch die Speicherunternehmen, in Erfüllung des § 101 GWG 2011, zur Verfügung. Die den Speicherverträgen zugrunde liegenden Speicherpreise wurden unter Bezugnahme auf die Vertragslaufzeit von der E-Control erfasst, unterliegen der Vertraulichkeit und dürfen lediglich zu E-Control internen Auswertungen herangezogen werden.

Um in der internen Analyse einen Ausgleich zwischen den auf den Auktionszeitpunkt bezogenen ausländischen Auktionspreisen und den auf das Speicherjahr bezogenen österreichischen Auktionspreisen zu schaffen, wurden die ausländischen Auktionen ab dem jeweiligen Speicherjahr rückwirkend für ein Jahr berücksichtigt. Durch diese Vorgangsweise konnten Preisanstiege bzw. -rückgänge während eines Speicherjahres entsprechend abgebildet werden.

In Hinblick auf den geforderten Preisvergleich gem. § 98 Abs 1 GWG 2011 wurde E-Control intern der ländergewichtete Mittelwert der oben angeführten Länder dem jeweiligen Mittelwert je Speicherunternehmen gegenübergestellt.

Diese Detailanalyse hat für die Speicherjahre 2019/2020 bis 2021/2022 ergeben, dass die Auktionspreise bei keinem der Speicherunternehmen in Österreich, wie in § 99 Abs 2 GWG 2011 festgelegt, mehr als 20% über dem Durchschnitt für vergleichbare Leistungen in ausgewählten Mitgliedstaaten der Europäischen Union gelegen sind.

Darüber hinaus wurde aus den österreichischen Auktionspreisen ein nach Speicherunternehmen gewichteter österreichischer Durchschnitt gebildet und dieser mit dem ländergewichteten Mittelwert verglichen. Dieser lag, nach der Einzelbeurteilung unter der gesetzlich festgelegten 20%-Grenze. Andernfalls hätte die E-Control mit Bescheid zu bestimmen, welche Kostenbasis den Preisansätzen der Speicherunternehmen zugrunde zu legen ist.

In den analysierten europäischen Märkten, Frankreich, den Niederlanden, Tschechien und Dänemark, kam es über die Speicherjahre 2019/2020 bis 2020/2021 zu einer signifikanten Erhöhung der Auktionspreise, wobei die Preise 2021/2022 wieder das Niveau von 2019/2020 erreicht haben. Diese Entwicklung der Auktionsergebnisse über die verschiedenen Auktionszeitpunkte für die Vermarktung von Speicherkapazitäten zeigt die Abhängigkeit von Speicherpreisen von den zum Auktionszeitpunkt verfügbaren Informationen und deren Relevanz für den Speicherwert aus Kundensicht.

Die einzelnen Auktionspreise in den genannten Ländern weisen eine starke Spreizung auf. Der Abstand zwischen minimalen und maximalen Auktionspreisen, bezogen auf das AGV, ist regelmäßig ein Vielfaches des jeweiligen Minimalpreises. Am deutlichsten zeigt sich dies im Speicherjahr 2020/2021 mit einem Minimum von 1,87 EUR/MWh/Jahr AGV und einem Maximum von 6,42 EUR/MWh/Jahr AGV. Im Speicherjahr davor (2019/2020) lag das Minimum bei 0,83 EUR/MWh/Jahr AGV und das Maximum bei 3,52 EUR/MWh/Jahr AGV, während im Speicherjahr danach (2021/2022) das Minimum bei 1,01 EUR/MWh/Jahr AGV und das Maximum bei 3,05 EUR/MWh/Jahr AGV lag. Diese Spreizung kann u.a. einerseits auf die unterschiedlichen Regulierungsregime zurückzuführen sein, andererseits auf die länderspezifische Angebots- und Nachfragesituation.

Das Preisniveau in den Auktionen ist jedoch nicht allein bestimmend für die Erlössituation der Speicherunternehmen. Im nachfolgenden Abschnitt wird kurz auf den Wert des Speichers eingegangen.

9.5 Exkurs: Wert des Speichers

Am Großhandelsmarkt für Gas bestimmt sich der Preis typischerweise nach den situativen Angebots- und Nachfrageverhältnissen. Die wesentliche Nutzung des Gases für Zwecke der Raumheizung führt dazu, dass im Winter deutlich mehr Gas nachgefragt wird und daher die Marktpreise (normalerweise) höher sind als im Sommer. Wenn nun in Zeiten geringen Bedarfs Gas in einen Gasspeicher eingelagert wird, dann kauft der Speicherkunde das zu lagernde Gas zu geringen Preisen ein und wenn das gelagerte Gas später, zu Zeiten hohen Bedarfs, wieder ausgespeichert wird, kann er es zu höheren Preisen verkaufen.

Aus diesem Preisunterschied des Marktpreises von Gas über die Zeit zwischen geringerem Einkaufspreis und höherem Verkaufspreis („Time-Spread“) leitet sich der ökonomische Wert eines Speichers für seinen Nutzer und damit die Obergrenze der Zahlungsmöglichkeit und daher auch Zahlungsbereitschaft der Speichernutzer ab. Würde ein Speichernutzer mehr als diesen Betrag für einen Speicher bezahlen, würde er einen wirtschaftlichen Nachteil erleiden.

Bei der Ermittlung des ökonomischen Wertes eines Speichers für den Speicherkunden sind theoretisch noch weitere Kosten in Abzug zu bringen, die dem Speichernutzer bei der Realisierung der Time-Spreads anfallen, die sogenannten Bewirtschaftungskosten. Diese beinhalten etwa Lagerzinsen und Kosten für das Lagerwagnis.

Gashändler, die Speicher kontrahieren wollen, werden dementsprechend in Auktionen für Speicher nicht mehr bieten, als sich aus Time-Spreads am Gasmarkt (abzüglich Bewirtschaftungskosten) erzielen lässt, weil:

- sie keinen höheren Preis bieten können, ohne einen wirtschaftlichen Nachteil (Kosten größer als Ertrag) zu erleiden
- sie auch nicht mehr bieten müssen, denn der Gashandelsmarkt stellt für jeden einzelnen Händler eine Alternative zur Nutzung von Speichern dar

Gashändler, die Speicher kontrahieren wollen, können in Auktionen für Speicher aber auch nicht weniger bieten als sich aus den Time-Spreads am Gasmarkt (abzüglich Bewirtschaftungskosten) ergibt, denn sonst würden sie die Auktion nicht als erfolgreicher Bieter beenden.

Der intrinsische Wert eines Speichers ergibt sich somit aus den Time-Spreads.

Hingegen stellt der Zeitwert des Speichers die im Zeitablauf abnehmende Fähigkeit des Speichers dar, kurzfristige Preisschwankungen zu nutzen. Dieser steigt mit seiner Umschlagsgeschwindigkeit, da schnellere Speicher (hohe Ein-/AusSpeicherrate im Verhältnis zum AGV) eine höhere Nutzung kurzfristiger Preisschwankungen erlauben.

Die Summe aus intrinsischem Wert und Zeitwert wird durch den extrinsischen Wert (Gesamtwert) des Speichers angegeben.

9.6 Erlössituation der Speicherunternehmen

Wie bereits erwähnt, haben die Sommer-Winter-Spreads aus Wirtschaftlichkeitsgründen seitens der Speicherkunden einen wesentlichen Einfluss auf die in Auktionen gebotenen Preise, und somit in Folge auf die Erlössituation der Speicherunternehmen.

Die nachfolgenden Abbildungen 20 und 21 zeigen die Sommer-Winter-Spreads, resultierend aus der Gegenüberstellung der jeweiligen Sommer- und Winterprodukte im ersten Quartal für die Jahre 2020 und 2021, wobei diese einen deutlichen Unterschied aufweisen.

Während die Spreads 2020 noch im Bereich zwischen 3,50 EUR/MWh und 4,10 EUR/MWh gelegen sind, zeigen sich für 2021 nur mehr Spreads zwischen 0,50 EUR/MWh und 1,50 EUR/MWh.

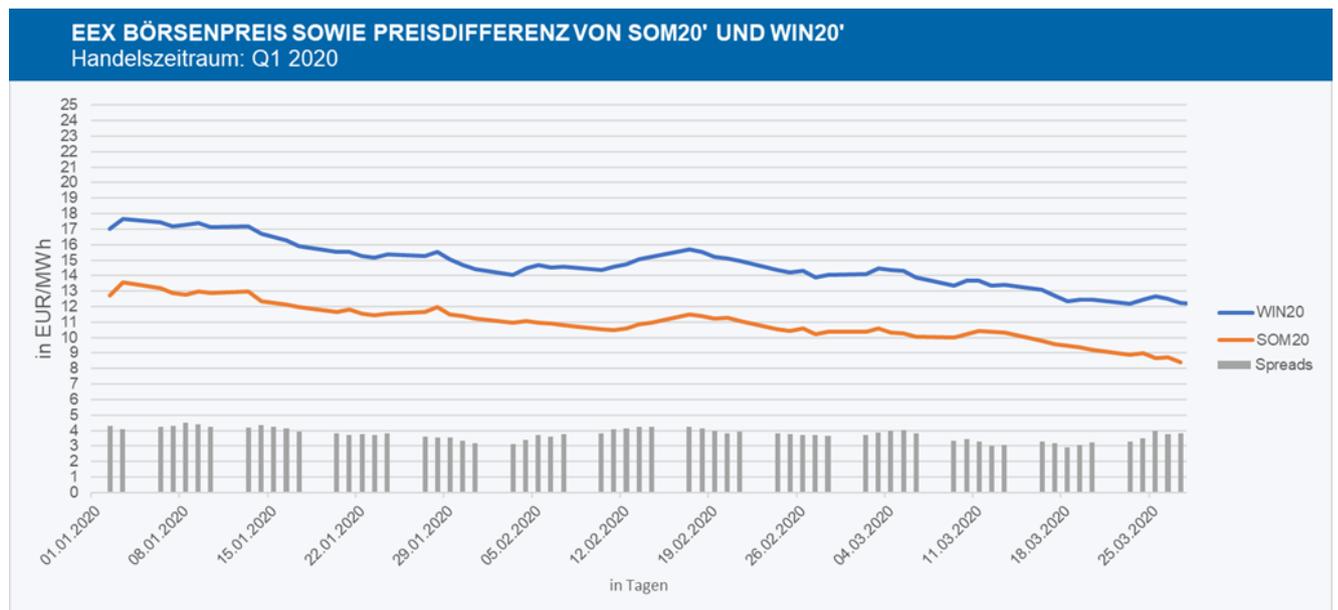


Abbildung 20: EEX Börsenpreise und Spreads Sommer 20 und Winter 20, Handelszeitraum Q1
Quelle: EEX

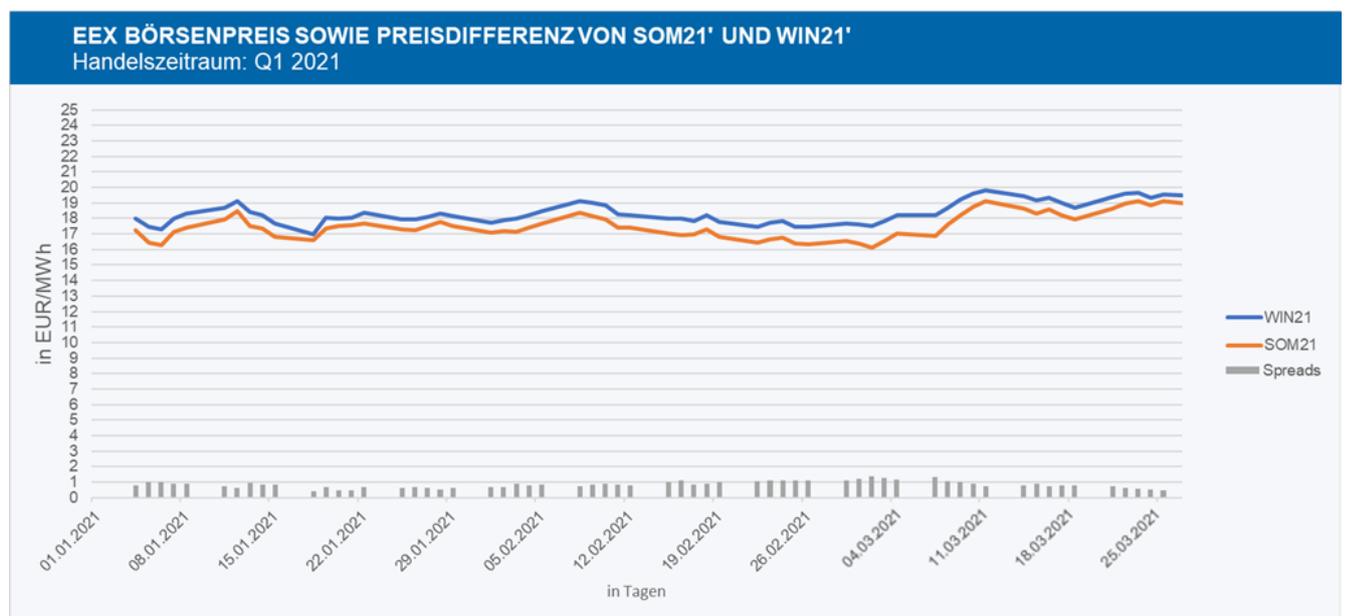


Abbildung 21: EEX Börsenpreise und Spreads Sommer 21 und Winter 21, Handelszeitraum Q1
Quelle: EEX

Nach wie vor besteht bei einigen Speicherunternehmen ein hoher Anteil langfristiger Verträge mit einem höheren Preisniveau und ein geringerer Anteil von kurzfristigen Verträgen auf dem Preisniveau der Sommer-Winter-Preisunterschiede.

Für den Beobachtungszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 ist jedoch anzumerken, dass bereits im Jahr 2021 vereinzelt langfristige Speicherverträge ausgelaufen sind. Die Sommer-Winter-Spreads für den Handelszeitraum Q1 der jeweiligen Jahre im Beobachtungszeitraum haben ein differenziertes Bild mit einer Sommer-Winter-Spread-Spanne im Bereich von 0,50 EUR/MWh bis 4,10 EUR/MWh gezeigt.

Insgesamt ist seit Beginn des Jahres 2019 ein steigendes Preisgefüge zu beobachten, das 2020/2021 seinen Höhepunkt erreicht hat und seither wieder leicht sinkt. Dies zeigt sich letztendlich in den Erlösen der Speicherunternehmen.

Das Auslaufen der langfristigen Speicherverträge, vor allem gegen Ende der Dekade, wird für die Speicherunternehmen richtungsweisend sein.

Eine konkrete Beurteilung der wirtschaftlichen Auswirkungen vor dem Hintergrund der Preisentwicklung sowie des Auslaufens der Langfristverträge erfordert die Einbeziehung der Kostenseite. Bei einem verhandelten Speicherzugang, wie derzeit in Österreich, sieht das GWG 2011 jedoch eine Kostenbeurteilung durch die E-Control nicht vor.

10 Fazit - Beurteilung der Wettbewerbssituation 2019-2021

Die Wettbewerbssituation im Berichtszeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 war vor allem durch eine kundenorientierte Produktentwicklung der Speicherunternehmen und eine marktorientierte Preisbildung mittels Auktionen geprägt. Es standen sowohl ausreichend Speicherkapazitäten als auch alternative Flexibilitätsquellen zur Verfügung. Das Verhalten der verbundenen Gazprom-Unternehmen beeinflusste primär den Gasgroßhandelsmarkt und führte erst in Folge zu Auswirkungen auf dem Speichermarkt. Somit deuten die Ergebnisse der analysierten gesetzlich vorgegebenen Parameter auf einen funktionierenden Wettbewerb hin. Aus Sicht der E-Control ist daher ein Übergang in ein reguliertes System gem. § 98 Abs 2 GWG 2011 nicht angezeigt.

Das Preis- bzw. Erlösniveau im Berichtszeitraum betreffend konnten die Speicherunternehmen einerseits von steigenden Preisen profitieren, andererseits mussten sehr wohl auch verringerte Erlöse aufgrund niedriger Sommer-Winter Spreads hingenommen werden.

Basierend auf der Kurzfristigkeit der Produkte spiegeln die gebotenen Auktionspreise die Marktgeschehnisse und Erwartungshaltungen von Speicherkunden dynamisch wider. Das zukünftig vermehrte Auslaufen langfristiger Speicherverträge und ein folglich steigender Anteil an Neuabschlüssen zu einem aus aktueller Sicht niedrigeren Preisniveau im Vergleich zu den Langfristverträgen stellt die Speicherunternehmen voraussichtlich vor eine wirtschaftliche Herausforderung. Wie stark dieser wirtschaftliche Druck ist bzw. gegen Ende der Dekade tatsächlich werden könnte, ist der E-Control nicht bekannt, da die Kosten der Speicheranlagen der E-Control im Rahmen des verhandelten Speicherzugangs nicht vorliegen.

Insgesamt war der Berichtszeitraum der vorliegenden Wettbewerbsanalyse von vielen Einflüssen geprägt, die letztlich auch Effekte auf den österreichischen Speichermarkt gezeigt haben:

- Zum einen durch und die Transitverhandlungen zwischen Russland und Ukraine, die Ende 2019 zu fast 100%-igen Speicherfüllständen geführt haben und die COVID-19-Pandemie und deren Auswirkungen auf die weltweite Gas- bzw. LNG-Nachfrage.
- Zum anderen durch das Einspeicherverhalten der Gazprom das sich in niedrigen Speicherfüllständen zu Beginn der Heizperiode 2021/2022 und in steigenden Gaspreisen 2021 niedergeschlagen hat, ganz abgesehen von den Ereignissen in Q1/2022, durch die ganz Europa zum Überdenken der Energiepolitik aufgefordert wurde.

Diskussionen auf EU-Ebene über ein mögliches Gas-Embargo bzw. umgekehrt die Sorge Österreichs vor einem Lieferstopp seitens Russlands haben, abgesehen von möglichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, in Folge auch Auswirkungen auf das Angebot von Handelsflexibilitäten. Es ist daher auch zukünftig vor dem Hintergrund einer Beschaffungs- und Energieträgerdiversifizierung davon auszugehen, dass Speicherprodukte im österreichischen Flexibilitätsmarkt einen hohen Anteil an der Nachfragedeckung haben werden.

Das Speicherverhalten der Gazprom im Berichtszeitraum hat die Frage nach dem Bedarf zusätzlicher Maßnahmen, wie beispielsweise Use-it-or-lose-it, Aussetzen von Netznutzungsentgelten für die Einspeicherung oder die Gewährleistung der Netzstabilität über Market-Maker, aufgeworfen, mit dem Ziel, die Speicher zusätzlich über den Markt zu befüllen und so einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Zukünftige Analysen der Wettbewerbssituation werden darüber hinaus auch die unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten von Speichern und deren Beitrag im Zusammenhang mit den Dekarbonisierungszielen umfassen müssen.

Bei einzelwirtschaftlichen Entscheidungen der Speicherunternehmen zum Erhalt oder Schließen der Speicheranlagen wird daher der volkswirtschaftliche Nutzen der Speicher für das Transportsystem und die Versorgungssicherheit im bestehenden Gassystem und in einem zukünftigen Energiesystem zu beachten sein.

Der vorliegende Bericht bezieht sich auf den Zeitraum 1.1.2019 bis 31.12.2021 (Redaktionsschluss 31.03.2022). Eine erneute Beurteilung des Speicher- und Flexibilitätsmarktes den Berichtszeitraum 1.1.2022 bis 31.12.2024 betreffend wird 2025 erfolgen.

11 Exkurs: Fragebogenerhebung - Dekarbonisierung

Die Befragung der Speicherunternehmen und der bestehenden/potentiellen Speicherkunden hat im März 2021 durch die E-Control stattgefunden. Der Zeithorizont der Befragung umfasste einerseits die vergangenen drei Jahre (2018 bis 2020), mit offenen Fragen zum Produktangebot bzw. zur Produktnutzung und andererseits die nächsten fünf bis zehn Jahre, um ein Stimmungsbild von Visionen und Erwartungen vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele zu erhalten.

Alle fünf in Österreich tätigen Speicherunternehmen, nämlich OGS, RES, Uniper, astora und GSA LLC, haben den Speicherunternehmen-Fragebogen beantwortet, wie auch 10 Speicherkunden, die als Händler und/oder Versorger tätig sind.

Sowohl die Antworten der Speicherunternehmen als auch der Speicherkunden wurden in der Auswertung anonymisiert und qualitativ wiedergegeben, um die Meinungen des Marktes vor allem zu Zukunftsthemen abzubilden (siehe Anhang 1).

Aus regulatorischer Sicht bleiben die Meinungen der Speicherkunden und Speicherunternehmen durch die E-Control unkommentiert, da dies nicht Gegenstand der gesetzlich vorgegebenen Analyse ist und lediglich ein Stimmungsbild zu Zukunftsthemen dargestellt werden soll, nicht zuletzt vor dem Hintergrund des Inkrafttretens des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes am 28.7.2021.

11.1 Visionen der Speicherunternehmen

Für die Speicherunternehmen stehen zwei große Zukunftsthemen im Vordergrund, nämlich die Dekarbonisierung und die Flexibilisierung des Energiemarktes.

Bei der Dekarbonisierung erwarten die Speicherunternehmen eine teilweise Beimengung von Wasserstoff oder anderen grünen Gasen zum Erdgas. Eine weiterführende Vision der Speicherunternehmen ist die vollständige Umstellung der Speicher auf erneuerbare Gase. Dabei müssen aus deren Sicht jedoch die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen festgelegt werden.

Als eine wichtige Vision für die Gasspeicher erachten die Speicherunternehmen eine zunehmende Flexibilisierung. Zum einen sehen die Speicherunternehmen die Gasspeicher als Möglichkeit, die Schwankungen im Energiemarkt abzufedern, welche beispielsweise durch die vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien im Strombereich entstehen, zum anderen werden Wasserstoffspeicher als tageszeitliche Flexibilisierungsmöglichkeit gesehen.

11.2 Erwartungen der Speicherkunden

Der Großteil der Speicherkunden erwartet, dass sich die Rolle der Speicher kurzfristig nicht ändern wird und auch ihre eigene Geschäftsgrundlage konstant bleiben wird. Langfristig wird es aus Sicht der Speicherkunden allerdings zu tiefgreifenden Veränderungen kommen.

Zum einen ist die Erwartung, dass die Speicher vorrangig für grüne Gase, im Speziellen Wasserstoff verwendet werden, zum anderen sehen die Speicherkunden die vorhandenen Speicher auch als Instrument, um die Schwankungen des Strommarktes auszugleichen.

11.3 Übereinstimmung Visionen und Erwartungen

Die Visionen der Speicherunternehmen decken sich Großteils mit den Erwartungen der Speicherkunden.

Die beiden Hauptthemen sind dabei der Dekarbonisierungsansatz mit grünem Wasserstoff, sowie die zukünftige Funktion der Speicher, noch stärker als bisher als Flexibilisierungsinstrument zum Einsatz zu kommen, um volatile Strom- und Gasmärkte zu stützen.

Auch vermarktungstechnisch gibt es eine Übereinstimmung von Speicherunternehmen und Speicherkunden. Demnach deckt sich die Erwartung der Speicherkunden, dass flexibel auf ihre Bedürfnisse eingegangen wird mit der Vision der Speicherunternehmen, Kunden zu halten und neue Kunden zu gewinnen.

Eine unterschiedliche Sichtweise herrscht hinsichtlich der Verwendung und in weiterer Folge der Speicherung von Wasserstoff. Während die Speicherkunden, vorzugsweise Händler, schon über eine mittelfristig rasche und vollständige Umstellung auf Wasserstoff nachdenken, halten Speicherunternehmen eine Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas für eine erste vorübergehende gangbare Lösung.

Anhang 1: Ergebnisse Fragebogen-Erhebung

1. Befragung Speicherunternehmen – Produktangebot und Produktnutzung

1. Welche Auswirkungen hatte/n die Covid-Pandemie bzw. die Lockdowns auf die Buchungslage bzw. die Nutzung von Speichern?

Aus Sicht aller fünf Speicherunternehmen hatte die Covid-Pandemie bzw. die Lockdowns keine Auswirkungen auf die Buchungslage bzw. die Nutzung von Speichern.

Ergänzend wurde von einem Speicherunternehmen angeführt, dass sich die Pandemie und die weltweit ergriffenen Maßnahmen zu ihrer Eindämmung negativ auf die globalen Handelsmärkte ausgewirkt und zu erheblichen Rückgängen der Preise und Steigerung der Volatilitäten an den Rohstoff- und Finanzmärkten beigetragen hat. Jedoch wurde hinsichtlich der Buchungslage und Nutzung der Speicher im Zusammenhang mit der Pandemie laut dem Speicherunternehmen allerdings kein damit verbundener Rückgang festgestellt. Die Speichernutzung stützte im Gegenteil zeitweise verminderte Importe.

Ein anderes Speicherunternehmen hat zur Buchungslage und zur Nutzung angemerkt, dass eine 100%-Vermarktung im Speichergeschäft der Normalfall und nur eine Preisfrage ist. Weiters wurde von diesem Speicherunternehmen ausgeführt, dass die niedrige Nachfrage und die damit verbundenen extrem niedrigen Sommerpreise sogar zu einer Erhöhung der Preisdifferenzen an den Terminmärkten geführt und den Speicherwert erhöht hat. Somit war eine Vermarktbarkeit des Speichers gewährleistet.

2. Welche innovativen Produkte gab es in Ihrem Unternehmen in den letzten 3 Jahren (2018-2020, Produktnamen und jeweilige Zusammensetzung)?

In bis auf einem Speicherunternehmen gab es eine oder mehrere Produktinnovationen für den Zeitraum von 2018-2020, wobei von den Speicherunternehmen folgende angeführt wurden:

- Pay as used
- Day-Ahead (automatisierte Kurzfristvermarktung von ungebündelten Kapazitäten, Vermarktung kurzfristig zur Verfügung stehender Einspeicher-/Auspeicherleistung)
- Unterbrechbares AGV, abhängig vom Speicherstand und von der Nutzung der Kunden
- Mittelfristige Produkte zu Festpreisen oder Sommer/Winter-indexiert
- Trilateral Transfer Agreement (Sicherungsgeschäfte zwischen Banken und Speicherkunden, indem Gasmengen zwischen den Partnern im Rahmen von "Repo"-Geschäften (=Rückkaufvereinbarung) übertragen werden).

3. Welches Standardprodukt bieten Sie an und wie oft wurde dieses Produkt in den letzten 3 Jahren (2018-2020) gebucht?

Die Speicherunternehmen bieten folgende Standardprodukte an:

Astora:

- astora-Pack: gebündeltes Produkt mit unterschiedlicher Struktur je nach Speicher (1 bis 20 Jahre)
- astora-add: ungebündelte Zusatzkapazität (1 Tag bis 1 Jahr)
- astora-PART: gebündelte, unterbrechbare Kapazität (1 Jahr bis 20 Jahre)

GSA LLC:

- GSAPack Add - AGV/ungebündelte Produkte/Laufzeit ein Speicherjahr
- Short GSAPack/gebündelte Produkte/Laufzeit ein Speicherjahr
- Mid GSAPack/gebündelte Produkte/Laufzeit fünf Speicherjahre

OGS:

- Classic fix
- Classic flex bestehend aus Einspeicherleistung (6,72 MWh/h), Ausspeicherleistung (8,96 MWh/h) und AGV (20,16 GWh), Laufzeit 1 Monat bis 5 Jahre

RES:

- RAG ES Premium Flex Speicher
- RAG ES Flex Speicher
- RAG ES Customize Speicher (Laufzeit 1 - 3 Jahre)

Uniper:

- In Ergänzung zu den saisonalen Standardprodukten Speicherbündel "D" und "E" werden laufend das Produkt "7Fields Seasonal" und "7Fields Mid Churn" angeboten.

Die angeführten Produkte sowie Details dazu und deren Bepreisung sind auf den Homepages der jeweiligen Speicherunternehmen zu finden bzw. in Anhang 4.

Nach Angabe jener Speicherunternehmen, die Auktionen durchführen, wurden die Standardprodukte zu veröffentlichten Preisen entweder gar nicht oder lediglich vereinzelt nachgefragt und stellen somit nur einen kleinen Bruchteil der Speicherbuchungen dar.

4. Welches unternehmensinterne, mit dem Standardprodukt vergleichbare Angebot, wird am meisten gebucht?

Zwei der fünf Speicherunternehmen bieten keine weiteren, mit dem Standardprodukt vergleichbaren Speicherpakete an. Zum einen ist dies nicht erforderlich, weil von einem Speicherunternehmen keine Auktionen durchgeführt werden und die Vergabe der Standardprodukte nach dem FCFS-Prinzip erfolgt bzw. es bei einem Speicherunternehmen aufgrund der vorherrschenden Nachfragesituation ausschließlich Auktionen gibt, um der Transparenz bei der Vergabe der Speicherkapazitäten Rechnung zu tragen.

Jene drei Speicherunternehmen, die Auktionen durchführen geben folgende Produkte als vergleichbare Alternative an:

Die verauktionierten Produkte der OGS haben keinen spezifischen Produktnamen, werden fallweise auch als Auktionsbündel bezeichnet und weichen mengen- und leistungsmäßig vom Standardbündel ab (17 GWh firm AGV, 8 MWh/h firm Ausspeicherleistung, 8 MWh/h firm Einspeicherleistung mit einem Jahr Laufzeit). Das AGV und die Ein- und Ausspeicherleistung werden darüber hinaus aber auch in anderen Kombinationen, auch unterbrechbar und mit anderen Laufzeiten vergeben. Die Vergabe erfolgt dabei mittels Auktion auf der Speichervermarktungsplattform des CEGH.

Bei Uniper wird das Bündelprodukt "E", welche auch als Standardprodukt gebucht werden kann, regelmäßig als Index- und Festpreisprodukt mit einer Laufzeit von einem Jahr über das unternehmenseigene Speicherportal auktioniert.

Astora bietet alternativ zu den Standardprodukten astora-Pack bzw. astora-Add Auktionsprodukte mit einer Laufzeit von 1-2 Jahren bzw. Kurzfristprodukte mit einer Laufzeit within-day bis 1 Jahr nach dem FCFS-Prinzip an.

2. Befragung Speicherunternehmen – Entwicklungsmöglichkeiten und Visionen

Ein Speicherunternehmen hat zu diesem gesamten Themenblock keine Angaben gemacht.

Ein anderes Speicherunternehmen sieht eine generelle kurz- und mittelfristige Entwicklungsmöglichkeit in der Erfüllung der Bedürfnisse des Speichermarktes, indem entsprechend auf Anforderungen des Marktes reagiert wird. Es bestehen zum Zeitpunkt der Befragung seitens dieses Speicherunternehmens keine detaillierten Visionen in den Bereichen Nutzungsmöglichkeiten, Technologien, Produktinnovationen vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele, jedoch ist man sich der Wichtigkeit dieses Themas bewusst und sieht Bedarf für mehr Forschung.

5) Generelle Entwicklungsmöglichkeiten Ihres Speicherunternehmen in den nächsten fünf und zehn Jahren?

Für die nächsten 5 Jahre sehen die Speicherunternehmen folgende Entwicklungsmöglichkeiten, die sich nicht nur auf interne, sondern auch auf externe Einflüsse beziehen:

- Erhöhung des Bekanntheitsgrades und Erweiterung der Kundenbasis, um frei werdende Kapazitäten trotz herausfordernden Marktumfeldes vermarkten zu können
- Entwicklung von auf die Bedürfnisse des Marktes maßgeschneiderten Produkten in enger Zusammenarbeit mit den Kunden
- Automatisierung von Vermarktungsprozessen
- Schaffung von Anreizen im Regulierungsrahmen zur Absicherung der wirtschaftlichen Vermarktung und Speichernutzung über ein passendes Markt-/Bilanzierungsmodell (u.a. Wegfall der Speichertransportkosten, Ausschreibung einer Winterreserveleistung iVm der Absicherung des Angebotes an physikalischer Ausgleichsenergie), um so den Wert der Speicher hinsichtlich ihres Beitrages zur Versorgungssicherheit und des Systemwerts zu berücksichtigen.

In den nächsten 10 Jahren sehen sich die Speicherunternehmen darüber hinaus in einer wesentlichen Rolle zur Erreichung der Klimaziele, indem der Flexibilitätsbedarf durch die Speicherinfrastruktur abgedeckt wird. Mit der Änderung der Gasqualität (Beimengung von Wasserstoff) und der damit veränderten Volumetrie ist von einem erhöhten Speicherbedarf auszugehen, bei gleichzeitiger massiver Zunahme der Volatilität der Stromproduktion und der damit im Zusammenhang stehenden Erfordernis hochflexibler Gasversorgung für Gaskraftwerke.

Gleichzeitig merken die Speicherunternehmen an, dass die Kostentragung für die notwendigen Investitionen ist aus heutiger Sicht für den nicht tarif-regulierten Speichermarkt völlig unklar ist. In Verbindung mit der aus Sicht der Speicherunternehmen generell schwierigen Vermarktungssituation verzögert das notwendige Investitionen für die Zukunft, die jedoch mehrere Jahre Vorlaufzeit benötigen.

Ausblick: Die Ziele der österreichischen Bundesregierung bzw. der Europäischen Kommission zur Klimaneutralität bis 2040 bzw. 2050 haben wie auf viele andere Bereiche auch Auswirkungen auf die Erdgasspeicher. Wie sehen Sie daher die Entwicklungsmöglichkeiten für Ihr Speicherunternehmen in den nächsten 5 und 10 Jahren und welche Visionen hat Ihr Speicherunternehmen in den Bereichen Nutzungsmöglichkeiten, Technologien, Produktinnovationen vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele

Grundsätzlich wird im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Erdgasspeicher bzw. Energiespeicher von den Speicherunternehmen kritisch angemerkt, dass im Gegensatz zu den tarifregulierten Gasnetzen die marktbasieren Speicher vor der Herausforderung der Kostentragung stehen, da es aus deren Sicht derzeit kein Marktmodell gibt, das den wirtschaftlichen Ausbau der Technologie unterstützt bzw. wodurch die Flexibilitäts- bzw. Kapazitätsmechanismen wirtschaftlich abgegolten werden.

Gleichzeitig muss an dieser Stelle jedoch auch angemerkt werden, dass die Speicherunternehmen trotz der herausfordernden klimapolitischen Vorgaben und den Folgen im Speicherbereich, durchaus Potential in deren Geschäftsfeld sehen und Visionen verfolgen.

5a) Denkbare Visionen für Ihr Speicherunternehmen im Bereich Nutzungsmöglichkeiten vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele für die nächsten 5 und 10 Jahre?

Im Bereich der Nutzungsmöglichkeiten sehen die Speicherunternehmen für die nächsten 5 Jahre folgende relevante Themen:

- Vermehrte Einspeicherung erneuerbarer Gase (H₂, Biogas)
- Speicher auch künftig unverzichtbare Flexibilitätsquelle (u.a. Sektorkopplung und SoS)
- Die mittel- und langfristige Speichernutzung nimmt weiterhin eine wichtige Rolle ein
- Der Wert der Speicher zur Sicherung der Reserveleistung für Gaskraftwerke in den nächsten Jahren ist unverzichtbar.
- Schwerpunkt in der Untersuchung der technischen und kommerziellen Herausforderungen bei der Umrüstung der Anlagen zur Speicherung höherer Wasserstoffanteile.

Im längerfristigen Bereich von 10 Jahren sieht ein Speicherunternehmen die Aufgabe der mittel- und langfristigen Speichernutzung unverändert bzw. schreibt den Speichern eine wesentliche Rolle zu. Gleichzeitig wird die wirtschaftliche Abgeltung für neue Nutzungsmodelle

mangels absehbarer Marktmodelle für Flexibilitäts- bzw Kapazitätsmechanismen noch unklar gesehen.

Für die Flexibilisierung und die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff bedarf es aus Sicht eines Speicherunternehmens zwingend der Integration von großskaligen Speichermöglichkeiten in eine Wasserstoff-Infrastruktur. Welche Rolle die Umrüstung von Porenspeichern zur Speicherung von Wasserstoff spielen werden, ist derzeit Gegenstand technischer Untersuchungen.

Die Wasserstoffspeicher werden im Unterschied zu bestehenden Erdgasspeichern, die insbesondere dem saisonalen Ausgleich dienen, primär auch den tageszyklischen und witterungsbedingten Lastgang der Erzeugerkapazitäten für grünen Wasserstoff ausgleichen müssen.

Generell erlauben Wasserstoffspeicher nach Meinung eines Speicherunternehmens sowohl die Erhöhung der Versorgungssicherheit als auch die Flexibilisierung des Netzbetriebes und sind daher für eine wasserstoffbasierte Energieversorgung essenziell. Es wird hervorgehoben, dass Österreich mit seinem weit verzweigten Erdgasnetz und den angeschlossenen Gasspeichern über eine gut ausgebaute Infrastruktur für Gase verfügt, welche nunmehr im Sinne einer Energiewende hin zu Wasserstofftechnologien umzuwidmen und systemdienlich zu integrieren ist.

Für die erfolgreiche Initiierung eines Markthochlaufs von Wasserstofftechnologien müssen dabei entsprechende Infrastrukturen jedoch frühzeitig zur Verfügung stehen, um potenziellen Hemmnissen bei Investoren hinsichtlich der Versorgungssicherheit entsprechend begegnen zu können.

5b) Denkbare Visionen für Ihr Speicherunternehmen im Bereich Technologien vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele für die nächsten 5 und 10 Jahre?

Im Bereich Technologien sehen die Speicherunternehmen für die nächsten 5 Jahre folgende relevante Themen:

- Erste Schritte bei der Transformation vom Erdgasspeicher zum Energiespeicher der Zukunft mit geringen Anteilen an erneuerbaren Gasen
- Erfassung von Methanemissionen an den Speicheranlagen durch gezielte Maßnahmen
- Reduktion von Methanemissionen im Speicherbetrieb
- Untersuchung technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen für höhere Zuzuschüssen grüner Gase und Wasserstoff in den Speicheranlagen
- Relevanz der Gasspeicher für die Sektorintegration, da bedarfsgerecht gebucht werden kann (Technologien wie Elektrolyse sind für die Zukunft der Speicher maßgeblich)
- Herausforderung der Kostentragung der marktbasieren Speicher, da es derzeit kein Marktmodell gibt, dass den wirtschaftlichen Ausbau dieser Technologie unterstützt.

Im Bereich Technologien sehen die Speicherunternehmen für die nächsten 10 Jahre folgende relevante Themen:

- Fortgeschrittene Transformation vom Erdgasspeicher zum Energiespeicher der Zukunft mit erhöhten Anteilen an erneuerbaren Gasen.

- Eventuelle Umstellung von Gasturbinen auf Elektroverdichter
- Weitere Reduktion von Methanemissionen im Speicherbetrieb
- Beimengung von Wasserstoff stellt eine massive technologische Herausforderung zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs der Gasspeicher
- Erfordernis neuer Marktmodell betreffend Kostentragung und Anerkennung der systemrelevanten Rolle der Speicher für die Strom- und Gaswelt
- Beachtung von Netzstabilität und kosteneffizientem Infrastrukturausbau

5c) Denkbare Visionen für Ihr Speicherunternehmen im Bereich Produktinnovationen vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele für die nächsten 5 und 10 Jahre?

Im Bereich Produktinnovationen sehen die Speicherunternehmen für die nächsten 5 Jahre folgende relevante Themen:

- Entwicklung von auf die Bedürfnisse des Marktes maßgeschneiderten Produkten in enger Zusammenarbeit mit den Kunden (z.B. klimaneutrale Speicherprodukte, Produkte zur Absicherung von Herkunftsnachweisen)
- Kurz- und mittelfristig ist eher eine Mehrfachvermarktung mit strengen Unterbrechbarkeitsmechanismen denkbar um die Wirtschaftlichkeit der Speicher abzusichern - Investitionen für Zukunftstechnologien können damit nicht erwirtschaftet werden
- Bedingt durch die Volatilität des Strommarktes werden kurzfristige Speicherprodukte an Bedeutung gewinnen. Innovative Gasspeicherprodukte können dem Markt als Absicherungsinstrumente für Gaskraftwerke aber auch zur Netzstabilität im Gasnetz angeboten werden.

Im Bereich Produktinnovationen sehen die Speicherunternehmen für die nächsten 10 Jahre folgende relevante Themen:

- Entwicklung von auf die Bedürfnisse des Marktes maßgeschneiderten Produkten in enger Zusammenarbeit mit den Kunden (z.B. klimaneutrale Speicherprodukte, Produkte zur Absicherung von Herkunftsnachweisen)
- Denkbar sind Produkte die Ein- und Ausspeicherung von Energie unabhängig von deren Form (Gas oder Strom) ermöglichen
- Entwicklung alternativer Energiespeicher- und Flexibilitätsprodukte für grüne Gase und Wasserstoff.

Ein Speicherunternehmen weist darauf hin, dass ohne einen Regulierungsrahmen, der die Ertüchtigung der Speicherinfrastruktur zur Zumischung grüner Gase oder Umrüstung auf Wasserstoff fördert, die Speicherunternehmen unter den gegebenen Marktbedingungen nicht in der Lage sein werden, die dafür notwendigen Investitionen in den nächsten 10 Jahren bereitzustellen.

3. Befragung Speicherkunden – Produktnachfrage und Produktnutzung

An der Fragebogen-Erhebung haben sich ausschließlich bestehende Speicherkunden beteiligt, die als Versorger (5 Teilnehmer), Händler (1 Teilnehmer) oder beides (4 Teilnehmer) tätig sind, also insgesamt 10 Teilnehmer.

1. Welche Auswirkungen hatte/n die Covid-Pandemie bzw. die Lockdowns auf Ihr Verhalten hinsichtlich Speichernutzung?

Lediglich ein befragtes Unternehmen, das sowohl als Händler als auch als Versorger am Markt agiert, hat als Folge phasenweise geringere Ausspeicherraten bzw. höhere Einspeicherraten als geplant angeführt.

Hingegen haben 9 Fragebogen-Teilnehmer angegeben, dass die Covid-Pandemie keinerlei Auswirkungen auf deren Speichernutzung hatte. Ein Teilnehmer hat dabei ausgeführt, dass seines Erachtens Covid-19 sehr wohl einen Einfluss auf das allgemeine Verbrauchsniveau hatte, das Speichernutzungs-Verhalten jedoch viel mehr von den üblichen Parametern wie Temperatur und Vorjahresspeicherstände beeinflusst wurde.

Weitere Kommentare der Teilnehmer:

„Eine geringe Nachfrage nach Gas im Winter 19/20 sorgte dafür, dass einiges Gas auf das nächste Speicherjahr übertragen wurde. Die Ursache lag aus unserer Sicht jedoch mehr an einem zu warmen Winter und weniger an einer geringeren Nachfrage durch Corona.“

„Durch die Covid-Pandemie bzw. den Lockdown gab es im operativen Betrieb der Speicherbewirtschaftungen keine Einschränkungen. Sowohl die Speicherbetreiber als auch wir als Speichernutzer waren auf diesen Umstand gut vorbereitet. Die Speicherbeschäftigung richtete und richtet sich auch in dieser Zeit unverändert nach den Preissignalen am Gasmarkt aus. Eine mögliche Verschiebung von Nutzungsprofilen aufgrund einer veränderten Marktnachfrage bei Industrie- und Haushaltskunden ist dabei nicht auszuschließen...“

2. Welche Speicherprodukte haben Sie in den letzten 3 Jahren (2018-2020) vorzugsweise gebucht? (Standardprodukte/andere Produkte); falls andere (bitte beschreiben: Produktname/Produktzusammensetzung/Laufzeit/Vergabeverfahren)

6 der 10 Speicherkunden haben vorzugsweise Standardprodukte gebucht (Anmerkung E-Control: es handelt sich um Auktions-Standardprodukte), während die restlichen Kunden andere Produkte gebucht zu haben, ohne näher zu spezifizieren, um welche Produkte es sich gehandelt hat. Einer dieser Kunden hat jedoch angegeben, dass eine Anpassung der gebuchten Produkte aufgrund einer höheren Volatilität des Gaspreises geschehen sei.

3. Wie bewerten Sie das Preisniveau der im Zeitraum 2018-2020 gebuchten Speicherprodukte? (zu hohes, faires, sehr günstiges Preisniveau)

5 der 10 Speicherkunden bewerten das Preisniveau als fair, weitere 4 Speicherkunden als zu hoch, während ein Kunde keine Aussage getätigt hat, da in den vergangenen Jahren keine Buchungen vorgenommen wurde.

Ausblick: Die Ziele der österreichischen Bundesregierung bzw. der Europäischen Kommission zur Klimaneutralität bis 2040 bzw. 2050 haben wie auf viele andere Bereiche auch Auswirkungen auf den Handel, die Versorgung, den Transport und die Speicherung von Erdgas. Welche Entwicklungsmöglichkeiten sehen Sie für Gas-Speicherunternehmen in den nächsten 5 und 10 Jahren und welche Erwartungen haben Sie als Speicherkunde an die Gas-Speicherunternehmen in Hinblick auf die Bereiche Nutzungsmöglichkeiten, Technologien und Produktinnovation vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung

2 der 10 Speicherkunden haben auf diesen Fragenblock (4a - 4f) bezogen keinerlei Erwartungen an die Gas-Speicherunternehmen für die nächsten 5 bzw. 10 Jahre, abgesehen von kurzfristig buchbaren Kapazitäten im Bereich der zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten.

Ein Speicherkunde sieht diese Detailfragen vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung in einem engen Zusammenhang stehend und hat daher eine Gesamtantwort für den Frageblock 4a) bis 5) gegeben. So werden generell nur eingeschränkte Änderungen innerhalb der nächsten 5 Jahre erwartet. Die dezentrale Gasgewinnung wird weiterhin einen kleinen Anteil des gesamten Gasverbrauchs decken und der zusätzliche Flexibilitätsbedarf wird vorrangig vom Strommarkt und durch die steigende Durchdringung nicht steuerbarer erneuerbarer Energiequellen bedient werden.

In 10 Jahren wird es aus Sicht dieses Speicherkunden anders, aber nicht unbedingt einfacher sein, was die Standardisierung des Flexibilitätsangebotes betrifft. Denn dann müssen Speicherunternehmen dynamisch agieren, um Kunden zu gewinnen und sich rasch auf die Deckung der Nachfragebedürfnisse einstellen („Flexibilität im Flexibilitätsangebot“). Der Speicherkunde ist der Meinung, dass Speicherunternehmen maximal von den genannten Änderungen profitieren werden können, wenn deren Infrastruktur alle Arten von gasförmigen Molekülen aufnehmen kann. Abschließend werden Investitionen in diesem Bereich vom Speicherkunden begrüßt, unter der Voraussetzung, dass die Entflechtungsbestimmungen eingehalten werden, vor allem in Bezug auf die Wasserstoffproduktion, die dem wettbewerblichen Bereich zuzuordnen ist.

Die Detailantworten auf die nachfolgenden Fragen 4a) bis 4f) bzw. 5) beziehen sich somit wie beschrieben auf die verbleibenden 7 Speicherkunden, die an der Fragebogen-Erhebung teilgenommen haben.

4. Befragung Speicherkunden – Erwartungen

4a) und 4b) Ihre Erwartungen an Gas-Speicherunternehmen im Bereich Nutzungsmöglichkeiten von Erdgasspeichern vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele für die nächsten 5 bzw. 10 Jahre

Für die nächsten 5 Jahre erwarten 3 der 7 Speicherkunden keine zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten für Speicher. Auch wird angegeben, dass eine Umstellung auf Wasserstoff-Speicher in diesem mittelfristigen Zeitraum noch nicht gesehen wird.

Was einem Speicherkunden jedoch auch langfristig wesentlich erscheint ist, falls erforderlich, die Anpassung der technischen Voraussetzungen zur Nutzung der Speicher bei sich ändernden Gasqualitäten.

Ein anderer Speicherkunde betont u.a., dass die Speichernutzung mitentscheidend für eine effiziente und umweltverträgliche Energieversorgung mit Gas als kurzfristig umsetzbare Lösung zur CO₂-Reduzierung durch fuel switch ist. Dazu sollte die Speichernutzung allerdings durch geringere Kosten z.B. transportseitig angereizt werden.

Ein internationaler Händler gibt sowohl für den mittel- als auch langfristigen Betrachtungszeitraum an, dass seine Erwartungen an die Nutzungsmöglichkeiten von Speichern von alternativen Energiequellen und geopolitischen Themen wie z.B. Transit aus Russland, Nord Stream 2, Trans-Adria Pipeline, und LNG aber auch von der globalen Erderwärmung als wesentlicher Einflussfaktor abhängig sind.

Im Beobachtungszeitraum von 10 Jahren liegen die Sichtweisen der Speicherkunden ähnlich jenen im zeitlich mittelfristigen Bereich, werden jedoch schon konkreter. So soll z.B. die Erhaltung und Anpassung der Speicherinfrastruktur an die neuen Anforderungen beanreizt und vorangetrieben werden.

Für einen der Speicherkunden, der für den Zeithorizont von 5 Jahren keine Anforderungen gesehen hatte, wird es auf längere Sicht wichtig sein, dass das gesamte Erdgasnetz mit CO₂-neutralen, gasähnlichen Technologien wie z.B. Wasserstoff umgehen kann. Diese Meinung teilt ein weiterer Speicherkunde.

Ein anderer Speicherkunde sieht die Notwendigkeit der Umstellung von Gasspeichern auf Wasserstoff in Abhängigkeit zum Aufbaufortschritt eines europäischen Backbones für Wasserstoff. Die Entscheidung für eine solche Umstellung sollte aus Sicht dieses Speicherkunden aber rein auf Basis der Nachfrage nach einer solchen gefällt werden und in der Hand der Speicherunternehmen liegen. Regulatorisch sollte lediglich klar sein, dass eine solche Entscheidung rechtzeitig Eingang in die Netzplanung findet, d.h. Speicherunternehmen die Umstellung mit einem entsprechenden Vorlauf den Netzbetreibern aber auch dem Markt mitteilen sollten.

4c) und 4d) Ihre Erwartungen an Gas-Speicherunternehmen im Bereich technologische Entwicklung von Erdgasspeichern vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele für die nächsten 5 Jahre bzw. 10 Jahre

Die Erwartungen der Speicherkunden an die Gas-Speicherunternehmen im Bereich der technologischen Entwicklung decken sich Großteils mit jenen im Bereich der Nutzungsmöglichkeiten, sowohl mittel- als auch langfristig.

Mittelfristig steht, wie bereits erwähnt, u.a. die erhöhte Flexibilität und Kompatibilität der Nutzungsmöglichkeiten von Mischgasen am österreichischen und deutschen Markt (Speicheranbindung auch an Marktgebiet NCG) im Vordergrund. Aufgrund der schwankenden Erzeugungsleistung von erneuerbaren Energiequellen nimmt die Volatilität des Strommarktes zu. Damit steigt auch die Nachfrage nach flexiblen Speicherprodukten, die auf diese kurzfristigen Marktveränderungen reagieren, um den Residualbedarf bei der Energieerzeugung zu decken.

Vor allem langfristig wird die Speicherung von alternativen Gasen (z.B. Wasserstoff) im großen Stil von zwei Kunden erwartet, und damit im Zusammenhang die Umwidmung bestehender Erdgasspeicherinfrastruktur bzw. als Voraussetzung dafür entsprechende Tests im Vorfeld.

Ein anderer Speicherkunde, der sowohl als Händler als auch als Versorger tätig ist, geht davon aus, dass Speicher eine komplexe Geologie aufweisen und ein weitreichendes Forschungsfeld hinsichtlich eines potentiellen Betrages einer Dekarbonisierung bieten. Vor dem Hintergrund fehlender Grundlagenforschung und technologischer Probleme wird für die kommenden 10 Jahre jedoch ein geringes Potential gesehen.

4e) und 4f) Ihre Erwartungen an Gas-Speicherunternehmen im Bereich Produktinnovationen für Erdgasspeicher vor dem Hintergrund der Dekarbonisierungsziele für die nächsten 5 Jahre bzw. 10 Jahre

Die Antworten dieser Fragen zu den Produktinnovationen decken sich teilweise mit jenen im Bereich technologische Entwicklung, wobei die Palette der Antworten von „Wir erwarten keine Neuerungen, daher kein Bedarf an neuen Produkten“ über „hoffentlich Wasserstoff“ bis hin zur Betonung der Wichtigkeit flexibler Speicherprodukte im Zusammenhang mit erneuerbaren Energiequellen reicht.

Aus Sicht eines Speicherkunden wird langfristig aufgrund der Produktion von grünem Wasserstoff eine sehr stark fluktuierende Produktion während des Tages erwartet (wegen Strompreisschwankungen im 15-Min-Raster). Daher erwartet man für Wasserstoffspeicher Produkte, bei denen innerhalb des Tages sehr unterschiedliche Ein- und Ausspeicherungen nominiert werden können. Dazu werden auch auf der Netzbetreiberseite Entry-/Exit-Kapazitäten im 15-Min-Raster notwendig sein. Zusätzlich sollte sich ein Wasserstoffmarkt und damit auch die Speicher am Kalendertag orientieren und nicht am Gastag.

Ein anderer Speicherkunde erwartet eine bessere Abstimmung allfälliger Wartungsaktivitäten der Speicherunternehmen mit ihren Kunden, um den nun mehr höheren Bedarf an kurzfristiger Bewirtschaftung sicher stellen zu können.

Ein weiterer Kommentar im Bereich Produktinnovationen, mit Gültigkeit sowohl für den Zeithorizont von 5 als auch von 10 Jahren bezieht sich auf die längere bzw. unbegrenzte Gültigkeit von Zertifikaten für Grünes Gas. Dies ist aus Sicht eines Speicherkunden nur möglich, wenn nachgewiesen werden kann, dass dieses eingespeichert wurde. Neben der gesetzlichen Grundlage die dafür geschaffen werden muss, sollte es auf Seiten der Speicherbetreiber eine entsprechende standardisierte Nachweismöglichkeit geben.

5. Wie beurteilen Sie Ihre eigene zukünftige Geschäftsentwicklung in Hinblick auf die Dekarbonisierungsziele und deren Auswirkungen auf die Nachfrage nach saisonaler Flexibilität durch Erdgas-/Energiespeicher?

Aus derzeitiger Sicht eines Versorgers verlieren die Speicher für den Endkundenmarkt immer mehr an Bedeutung.

Ein anderer Kunde, der Speicher ausschließlich zur Gasversorgung eines Kraftwerks verwendet, sieht zukünftig keine Veränderung, während ein Händler hofft, auf das Wasserstoffgeschäft umzusteigen.

Einige Speicherkunden sind der Meinung, dass Speicher und Flexibilität eine zunehmend höhere Rolle spielen werden und Speicher weiterhin ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Geschäftstätigkeit sind. Durch die Dekarbonisierung wird nach 2030 eine sinkende

Erdgasnachfrage erwartet. Der Bedarf an Flexibilität wird sich in der Zukunft sowohl aus dem Bedarf der saisonalen Nutzung zur Wärmeerzeugung als auch zunehmend aus dem saisonalen und kurzfristigen Flexibilitätsbedarf zur Integration eines volatilen Stromerzeugungsmarktes zusammensetzen (Verschiebung der Flexibilität vom Gas- in den Strom- bzw. Wasserstoffmarkt). Im Vergleich zum Status Quo wird nach Einschätzung eines Speicherkunden eine höhere kurzfristige Ein- und Ausspeiseleistungen erforderlich sein. Ein Kunde gibt an, aktuell nicht sagen zu können, wie stark die Nachfrage nach Wasserstoffspeichern entstehen kann, während ein anderer Speicherkunde einen dramatischen Anstieg des saisonalen Flexibilitätsbedarfs sieht, da Wasserstoff einen geringeren Energieinhalt als Methan hat und somit die Erwartung besteht, dass mehr Speichervolumen benötigt werden wird.

Ein weiterer Speicherkunde (Händler und Versorger) hingegen sieht den Bedarf an Speichern für die saisonale Verlagerung gering und beziffert diesen mit 10% des gesamten Speicherarbeitsgasvolumens. Langfristig (15-20 Jahre) wird für Gasspeicher der Entfall der Geschäftsgrundlage gesehen, während kurzfristig mit wenig Änderung gerechnet wird.

Anhang 2: Rechtlicher Rahmen für den Speicherbereich

Folgende rechtliche Vorgaben betreffen den Speicherbereich (Stand 2021).

1. Kapazitätsvergabeverfahren und Engpassmanagement

Art 17 und Art 22 VO (EG) 715/2009 normieren die Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen (Vergabeverfahren), das Verfahren für das Engpassmanagement sowie den Handel mit Kapazitätsrechten. Das Kapazitätsvergabeverfahren und das Engpassmanagement sind überdies in den §§ 103 und 104 GWG 2011 geregelt.

Demnach ist gem. § 103 Abs 1 GWG 2011 jener Mechanismus zu wählen, der eine diskriminierungsfreie und transparente Kapazitätsvergabe bestmöglich gewährleistet, wobei eine Auktion zwingend zu erfolgen hat, wenn die Nachfrage höher als das Angebot ist. Jedenfalls sind alle geplanten Kapazitätsvergabeverfahren der Regulierungsbehörde rechtzeitig anzuzeigen und gegebenenfalls über deren Aufforderung abzuändern oder neu zu erstellen.

Betreffend Engpassmanagement sieht § 104 GWG 2011 die Errichtung bzw. die Kooperation bei der Errichtung einer übergeordneten Handelsplattform für Sekundärmarktkapazitäten durch Speicherunternehmen vor. Um das Horten von Kapazitäten zu vermeiden, sind einerseits entsprechende Maßnahmen in den Verträgen vorzusehen, andererseits sind nicht genutzte kontrahierte Kapazitäten im Engpassfall durch den Speichernutzer über die Sekundärmarktplattform an Dritte zu verkaufen.

2. Pflichten der Speicherunternehmen

Gemäß § 97 Abs 1 GWG 2011 haben Speicherunternehmen, die Erdgasspeicher verwalten, den Speicherzugangsberechtigten den Zugang zu ihren Anlagen zu nichtdiskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren. Nach § 105 Abs 1 GWG 2011 sind Speicherunternehmen unter anderem dazu verpflichtet, die für die Nutzung ihrer Anlagen geltenden Allgemeinen Bedingungen sowie die Speichernutzungsentgelte einmal jährlich bzw. nach jeder Änderung zu veröffentlichen und numerische Informationen über die kontrahierte und verfügbare Ein- und Ausspeicherleistung sowie das kontrahierte und verfügbare AGV auf täglicher Basis im Internet in einer nutzerfreundlichen, standardisierten Weise zu veröffentlichen.

In Umsetzung des Art 15 RL 2009/73/EG müssen Speicherunternehmen gem. § 107 GWG 2011 gesellschaftsrechtlich und organisatorisch entflochten sein. Diese Vorgabe haben alle österreichischen Speicherunternehmen umgesetzt.

3. Transparenz und Monitoring

Art 19 VO (EG) 715/2009 enthält überdies für die Betreiber von Speicheranlagen Vorgaben für die Veröffentlichung der Daten zur Speichernutzung, um die Transparenz am Speichermarkt zu erhöhen. Daten zur Speichernutzung (Stand AGV, Ein- und Ausspeicherung) sind dabei auf mindestens täglicher Basis im Internet zu veröffentlichen (vgl dazu auch § 105 Abs 1 Z 4 GWG 2011).

Zusätzlich zu diesen Transparenzvorschriften sind Marktteilnehmer verpflichtet, in regelmäßigen Abständen (monatlich, jährlich) Daten auf Basis der GMO-VO 2017 zu einer Reihe von markt- und wettbewerbsrelevanten Aspekten zu liefern. Darüber hinaus enthalten die

angeführten Transparenzbestimmungen Anforderungen hinsichtlich der Veröffentlichung des Dienstleistungsangebots sowie der Preis-/Tarifbildung.

4. Netzzugang für Speicherunternehmen

§§ 27 und 32 GWG 2011 iVm § 13 GMMO-VO 2012 und § 14 GMMO-VO 2020 regeln den Netzzugang im Verteiler- und im Fernleitungsnetz.

5. Anschluss von Speicheranlagen

Um eine **Speicheranlage an das Netz anzuschließen**, muss das Speicherunternehmen gem. § 13 Abs 3 GMMO-VO 2012 einen Netzzugangsantrag oder einen Kapazitätserweiterungsantrag an den jeweiligen Netzbetreiber stellen. Im Falle eines Kapazitätserweiterungsantrages muss dieser gemäß den Bestimmungen in der Infrastrukturplanung berücksichtigt werden.

Zur Umsetzung der Anbindung müssen Antragsteller (Speicherunternehmen) und Netzbetreiber einen Kapazitätserweiterungsvertrag rechtsgültig abschließen. Dieser sieht auch eine Absicherung der ausgelösten Investitionen vor, indem eine Zahlung bei Nichtinanspruchnahme der gem Kapazitätserweiterungsvertrag beantragten Anschlussleistung vorgesehen ist.

Sowohl für den Netzzutritt, als auch für die Netzbereitstellung ist einmalig ein Entgelt zu entrichten, unabhängig davon, ob die Anlage im Verteiler- oder im Fernleitungsnetz angeschlossen bzw ob eine Kapazitätserweiterung beantragt wird. Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind.

6. Netznutzung durch Speicher

Die Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten des Fernleitungsnetzes zu Speicheranlagen ist gem. § 7 GMMO-VO 2012 **vom Speicherunternehmen zu buchen und zu bezahlen**, wobei Speicherunternehmen gem. § 170 Abs 9 GWG 2011 berechtigt sind, die Kosten für Systemnutzungsentgelte gem. § 74 Abs 2 GWG 2011 an die Speichernutzer **als Teil des vertraglich vereinbarten Speicherentgelts weiter zu verrechnen**. Diese Buchung ist einmal jährlich für das jeweils folgende Kalenderjahr mit dem Netzbetreiber gem. § 14 Abs 1 GMMO-VO 2020 zu vereinbaren. Abweichend davon können Speicherunternehmen mit dem angeschlossenen Netzbetreiber die für die Ein- und Ausspeicherung maximal vorzuhaltende Kapazität für eine Mindestdauer von jeweils 15 Jahren vereinbaren. Eine Reduktion dieser Buchungen gegenüber der für die Vertragsdauer vereinbarten Kapazität ist nur in jenem Umfang möglich, in dem diese Kapazität wirtschaftlich gleichwertig vermarktet werden kann.

Gem. § 74 Abs 2 GWG 2011 ist **lediglich ein Entgelt für die Ausspeisung** aus dem Fernleitungsnetz in die Speicheranlage zu verordnen, die Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus dem Speicher wird nicht gesondert bepreist. Festgelegt werden ebenso Entgelte für feste, frei zuordenbare sowie für dynamisch zuordenbare Kapazitäten. Um Gas in eine Speicheranlage einzuspeisen, muss zuerst Gas in das Marktgebiet über einen Einspeisepunkt des Marktgebiets gebracht werden, wofür das entsprechende Einspeiseentgelt zu entrichten ist. In der Folge kann das Gas in den Speicher verbracht werden, wofür dann das Entgelt gem. §§ 4 und 12 GSNE-VO 2013 zu entrichten ist. Für die Rückführung des Gases in das Fernleitungsnetz ist entsprechend den gesetzlichen Vorgaben kein gesondertes Entgelt zu bezahlen, wobei das

Recht zur Ausspeicherung dem Speicherunternehmen als Netzbenutzer natürlich ebenso entsprechend den im Netzzugangsvertrag vereinbarten Kapazitäten zusteht. Erst wenn das Erdgas aus dem Fernleitungsnetz wieder ausgespeist wird, fällt das entsprechende Entgelt des Ausspeisepunktes an.

§ 73 Abs 5 GWG 2011 legt die Entrichtung des Netznutzungsentgelts im Verteilernetz für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz in Speicheranlagen, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung einheitlich pro Ausspeisepunkt, durch die Speicherunternehmen fest.

7. Regelung für grenzüberschreitende Nutzung

Um feststellen zu können, ob eine grenzüberschreitende Speichernutzung stattgefunden hat, ist je Bilanzgruppe, die Nominierungsrechte an einem der relevanten Speicherpunkte hält, ein Speicherstandkonto zu führen und stündlich ein Kontosaldo zu ermitteln. Ist der stündliche Kontosaldo positiv, hat eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage in das Marktgebiet Ost stattgefunden (Entry), ist der Kontosaldo negativ, erfolgte eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage aus dem Marktgebiet Ost (Exit).

Speicherkunden, die eine grenzüberschreitende Speichernutzung in Anspruch nehmen, müssen gleich wie jene Netzbenutzer gestellt werden, die grenzüberschreitende Transporte über Grenzkopplungspunkte durchführen und dafür die jeweiligen Entgelte an den Grenzkopplungspunkten zu entrichten haben. Netznutzungsentgelte gemäß § 4 Abs 6 (Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz für dynamisch zuordenbare Kapazitäten) und 7 GSNE-VO 2013 (Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten) bzw. § 12 Abs 4 (Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz für einen negativen Kontosaldo) und 5 GSNE-VO 2013 (Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz für einen positiven Kontosaldo) sind also nur im Fall einer grenzüberschreitenden Nutzung der Speicheranlage vom Netzbetreiber an das Speicherunternehmen zu verrechnen.³⁰

8. Netznutzungsentgelte als Teil der an den Speicherkunden verrechneten Speichergentgelte

Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteiler- oder Fernleitungsnetz in Speicheranlagen ist seit 2019 nur leicht verändert worden:³¹ jenes in die Fernleitung wurde entsprechend der gemäß Network Code Tarife³² anzuwendenden Referenzpreismethode geändert:

- Die an das Verteilergebiet angeschlossenen Speicher (RES, OGS, Uniper) zahlen 2021 einen Speichertarif von 0,42 EUR/kWh/h.
- Die an das Fernleitungsnetz angeschlossenen Speicher (7fields, Speicher LAB) zahlen ein Netznutzungsentgelt von 0,44 EUR/kWh/h pro Jahr für FZK Exit, dies entspricht

³⁰ https://www.e-control.at/recht/bundesrecht/gas/verordnungen#p_p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_JTodGbAWfi3K

³¹ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/GSNE-VO+2013%2C+konsolidierte+Fassung+vom+1.1.2019.pdf/4de24652-5245-41fc-5e0b-66986b48f40d?t=155352402811731>

³² Verordnung (EU) 2017/460 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABI L 72/2017, 29.

einem Rabatt auf die errechneten Entgelte der Referenzpreismethode von 100% am Entry und 50% am Exit.

- Für eine grenzüberschreitende Nutzung der Speicher ist für den Speicher 7-fields 0,77 EUR/kWh/h (für Nutzung in Deutschland) und 0,27 EUR/kWh/h (für Nutzung in Österreich) und den Speicher LAB (über MAB) von 0,22 EUR/kWh/h (für Nutzung in Slowakei) und 0,23 EUR/kWh/h (für Nutzung in Österreich) vorgesehen.

Anhang 3: Gewährleistung der Markttransparenz

Die Erfüllung der Transparenzanforderungen gem. Art. 19 und 15 VO (EG) 715/2009, die bereits im Wettbewerbsbericht aus 2019³³ schwerpunktmäßig analysiert und in Folge seitens der Speicherunternehmen verbessert wurde, wird im vorliegenden Bericht einem stichprobenmäßigen Monitoring auf Basis der Gas Storage Europe (GSE)-Transparenzvorlage unterzogen. Dadurch sollen die bereits erzielte Markttransparenz bzw. die im vorigen Bericht erwähnten und zwischenzeitlich umgesetzten Verbesserungen weiterhin gewährleistet werden.

Die Initiative von Seiten der Gas Storage Europe und deren Mitgliedern, die Transparenzanforderungen über eine online Transparenzvorlage³⁴ auf der Homepage des jeweiligen Speicherunternehmens auf freiwilliger Basis umzusetzen und den Marktteilnehmern eine harmonisierte Informationsbereitstellung zur Verfügung zu stellen, wurde seitens E-Control begrüßt und dient demnach als Basis des stichprobenartigen Transparenzmonitorings.

Die von allen in Österreich aktiven Speicherunternehmen (RES, OGS, Uniper, GSA LLC, astora, WESp) umgesetzte GSE Transparenzvorlage gliedert die Speicherinformationen in folgende Themenbereiche:



	Macro Area	Submenu
1	Contact	Contact
2	Services and facilities	Technical characteristics Products and services
3	How to become a customer/user	How to book capacity Contract Information TSO information
4	Capacities	Primary market Secondary market
5	Tariffs and pricing	Pricing/Tariff information Fee/Tariff calculator
6	Legal documentation	Storage codes Regulation and legislation
7	Operational information	Maintenance Operational data
8	Miscellaneous	Projects

Abbildung 22: GSE Transparenzvorlage für Speicherunternehmen

Quelle: <https://gie.eu/index.php/transparency/gse-transparency-template>, 7.2.2022

Bei der Überprüfung durch die E-Control im September 2021, wurden bei den einzelnen Anforderungen jeweilige Best-Practice Umsetzungen durch die Speicherunternehmen herangezogen und als Benchmark an diese rückgemeldet.

Demnach wurden bei den Speicherunternehmen folgende verbesserungswürdige Punkte seitens E-Control identifiziert, wobei sich der Großteil auf die Aktualisierung von Links bzw. Dokumenten bezieht:

³³ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher/wettbewerbsanalyse>

³⁴ Vgl. GSE Homepage: <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-transparency-template>

- Suchfunktion weist bei Suche nach „Transparenz“ keine Ergebnisse auf
- Transparenzbutton auf Hauptseite an prominenter Stelle
- Verlinkungen und Dokumente wurden aktualisiert
- Einrichten von weiterführenden Verlinkungen, z.B. zu historischen Daten oder Produkten
- Einrichten einer direkten Verlinkung zum Tarifikalkulator
- Aktualisierung der Wartungsarbeiten
- Links zu ACER (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden) und EU-Kommission wurden eingerichtet

Grundsätzlich haben sich die Speicherunternehmen kooperativ gezeigt, was die Umsetzung der Verbesserungsvorschläge durch die Behörde betrifft.

Aufgrund der angeführten Punkte, die vor allem die Aktualität relevanter Dokumente sowie Verlinkungen betreffen, erachtet die E-Control eine Rückmeldung durch die Speicherunternehmen in jährlichen Abständen als sinnvoll. Somit wird gewährleistet, dass die Transparenzplattform regelmäßig speicherunternehmensintern „gewartet“ und bei Veränderungen in Art und Umfang die E-Control informiert wird.

Transparenz ist im Sinne der Gleichbehandlung von bestehenden und potenziellen Speicherkunden von bedeutender Relevanz und somit vom Gleichbehandlungsbeauftragten entsprechend zu dokumentieren. Soweit die E-Control resultierend daraus (und u.a. bei Wahrnehmung ihrer übrigen Aufgaben) Verstöße gegen die Transparenzerfordernisse zur Kenntnis gelangen, werden entsprechende Maßnahmen gesetzt.

Anhang 4: Speicherprodukte

Angebote Speicherprodukte der OMV Gas Storage

Produktname Produkttyp	Vergabeverfahren	Produkteigenschaften	Vertragsdauer	Speicherentgelt veröffentlicht
SBU „Classic“ fix	FCFS	fix definierte Perioden für Einpressung und Ausspeicherung <ul style="list-style-type: none"> • 20,16 GWh AGV (fix) • 8,96 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 6,72 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	Mindestvertragsdauer 1 Monat	Ja, Rabatte für längerfristige Verträge (bis 5 Jahre)
SBU „Classic“ flexibel	FCFS	ganzjähriger Wechsel zwischen Ausspeicherung und Einpressung <ul style="list-style-type: none"> • 20,16 GWh AGV (fix) • 8,96 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 6,72 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	Mindestvertragsdauer 1 Monat	Ja, Rabatte für längerfristige Verträge (bis 5 Jahre)
ungebündelt	FCFS	AGV, Aus- und Einspeicherleistung; <ul style="list-style-type: none"> • 1 MWh/h, AGV 1 GWh 	täglich, monatlich oder jährlich	Ja, Saisonalitätsfaktoren kommen zur Anwendung
unterbrechbar	FCFS	sämtliche Produkte sind auf unterbrechbarer Basis möglich (auf Kundenwunsch oder Nichtverfügbarkeit)	täglich, monatlich oder jährlich	Nein, Tarif reflektiert die jeweilige Unterbrechungswahrscheinlichkeit
Auktionsprodukt	Auktion	<ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	ein-/zweijährig	Nein

Quelle: <https://www.omv-gas-storage.com/de/speicher-oesterreich/speicherdienstleistungen/bundled-services>, OMV Gas Storage, Stand Dezember 2021

Angebotene Speicherprodukte der RAG Energy Storage

Produktname Produkttyp	Vergabeverfahren	Produkteigenschaften	Vertragsdauer	Speicherentgelt veröffentlicht
RAG ES Premium Flex Speicher	FCFS, bilateral	<ul style="list-style-type: none"> Berechnung des max. AGVs folgt: Ausspeicherrate x 24 h x 70 (fix) mind. 894 m³/h, Ausspeicherleistung (fix): mind. 894 m³/h Einspeicherleistung (fix) <p>firm Ein- und Ausspeicherleistung samt Arbeitsgasvolumen, wobei Einspeicherleistung = Ausspeicherleistung ungenutzte Kapazitäten (Ein-/Aus) im Rahmen von „pay as used“ flexibel buchbar</p>	Mindestvertragsdauer 1 Jahr	Ja
RAG ES Flex Speicher	FCFS, bilateral	Bündel mit Ein-/Ausspeicherleistung firm bzw. unterbrechbar, abhängig vom Speicherfüllstand (50%), Verhältnis Einspeicher- zu Ausspeicherleistung 2:3, AGV jederzeit verfügbar, ungenutzte Kapazitäten (Ein-/Aus) im Rahmen von „pay as used“ flexibel buchbar	je nach Kundenbedarf	Ja
RAG ES Customize Speicher	FCFS, bilateral	Produktbündel je nach Kundenbedürfnis angepasst, primär unterbrechbare Ein- und Ausspeicherleistung, AGV grundsätzlich jederzeit verfügbar, ungenutzte Kapazitäten (Ein-/Aus) im Rahmen von „pay as used“ flexibel buchbar	je nach Kundenbedarf	Nein
RAG ES Day-Ahead Speicher	FCFS, bilateral	bietet eine kurzfristige Speicherlösung für bestehende Speicherkunden auf Day-Ahead Basis an, um verfügbare Kapazitäten optimal zu nutzen und dadurch dem Kunden ein hohes Maß an Flexibilität zu ermöglichen.	je nach Kundenbedarf	Nein
ungebündelte Produkte	FCFS, bilateral	Für Bestandskunden, zusätzlich zum Basisvertrag, ungebündelte Produkte (Einspeicher- und/oder Ausspeicherleistung bzw. Volumen), abhängig von der jeweiligen Produktqualität, der Laufzeit und Saisonalität sowie der Verfügbarkeit	je nach Kundenbedarf	Nein

Produkte werden ausschließlich bilateral vergeben, es finden keine Auktionen statt.

Quelle: <https://www.rag-energy-storage.at/speicherdienstleistungen/speicherprodukte.html>,
RAG ES, Stand Dezember 2021

Angebotene Speicherprodukte der Uniper

Produktname Produkttyp	Vergabe- verfahren	Produkteigenschaften	Vertrags- dauer	Speicherentgelt veröffentlicht
SBU „Typ D“	Auktion/ Speicherportal	Nutzung: saisonal AGV 15 GWh, AL 10 MWh/h, BL 4,55 MWh/h		ja, Rabatte bei mehrjährigen Verträgen mög- lich
SBU „Typ E“	Auktion/ Speicherportal	Nutzung: saisonal Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 Tage • 20 GWh AGV (fix) • 10 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix)		Ja, Rabatte bei mehrjährigen Verträgen mög- lich
Ungebündelt	Auktion/ Speicherportal	AGV, AL und BL		
Unterbrechbar		Grundsätzlich werden im Speicher 7Fields feste Kapa- zitäten angeboten. Die preisliche Differenzierung für unterbrechbare Produkte findet sich in den AGBs		60% des Prei- ses für feste Ka- pazität
„7Fields 60/60“	Auktion/ Speicherportal	Feste Bündelstruktur ermög- licht eine Ein- und Ausspei- cherung von jeweils 60 Ta- gen • AGV: 1.088,34 GWh • AL: 970 MWh/h, • BL: 970 MWh/h		Festpreis
„7Fields 90/90“	Auktion/ Speicherportal	Einspeicherung: 89 Tage Ausspeicherung: 89 Tage • 16,833 GWh AGV (fix) • 10 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 10 MWh/h Einspeicherleistung (fix)	1-2 Jahre	Indexpreis
“7Fields Mid Churn“	Auktion/ Speicherportal	Einspeicherung: 89 Tage Ausspeicherung: 89 Tage • 16,833 GWh AGV (fix) • 10 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 10 MWh/h Einspeicherleistung (fix)		Festpreis

Produktname Produkttyp	Vergabe- verfahren	Produkteigenschaften	Vertrags- dauer	Speicherentgelt veröffentlicht
„7Fields Saisonal“ (In- dexprodukt)	Auktion/ Speicherportal	Nutzung: saisonal Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 Tage • 20 GWh AGV (fix) • 10 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix)		Preisformel referenziert auf den Sommer/ Winter Spread
„Maßgeschnei- derte Produkte“	Bilateral	Je nach Kundenbedarf	Je nach Kun- denbedarf	nein
„7Fields Day Ahead Product“	UST/Speicher- portal	Fest oder unterbrechbar, AL und/oder BL buchbar, sofern bestehender Vertrag vorhan- den ist.	Tages- /Monats-ba- sis	Nein, um den Preis zu sehen muss man sich einloggen

Quelle: <https://storage-portal.uniper.energy/#/products>, Stand Dezember 2021

Angebotene Speicherprodukte der Astora

Produktname Produkttyp	Vergabe- verfahren	Produkteigenschaften	Vertragsdauer	Speicherentgelt veröffentlicht
SBU „Astora Pack“	FCFS, buch- bar Auktionen über PRISMA	Langfristig, fest, Mindestbu- chung: 500 Bündel, • 22.000 kWh AGV (fix) • 10 kWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 10 kWh/h Einspeicherleistung (fix)	mind. 1 Jahr	ja, Rabatte ab Vertragsdauer >= 24 Monate möglich
„Astora Add“	FCFS, buch- bar Auktionen über PRISMA	Feste, ungebündelte Kapa- zitäten, lang-/kurzfristig, As- tora-Add kann nur zusätz- lich zum Standard- Angebot „Astora-Pack“ ge- bucht werden, keine Min- destbuchung	mind. 1 Tag	ja, bei unterjäh- riger Buchung kommt Unterjäh- rigkeits- sowie Saisonalitäts- faktor zu tragen
„Astora Part“	FCFS, buch- bar Auktionen über PRISMA	Unterbrechbar, Mindestbu- chung: 100 Bündel • 4.000 kWh AGV (unterbrechbar) • 10 kWh/h Ausspeicherleistung (unterbrechbar) • 10 kWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar)	1 Monat	ja, bei unterjäh- riger Buchung kommt Unterjäh- rigkeitsfaktor zu tragen

Produktname Produkttyp	Vergabeverfahren	Produkteigenschaften	Vertragsdauer	Speicherentgelt veröffentlicht
„WGV interruptible“	FCFS	Unterbrechbar, (ungebündeltes) Volumen Laufzeit frei innerhalb des gesetzten Rahmens wählbar, auch für Neu kunden	Mind. 90 Tage	Ja (PRISMA- Plattform)
„Injection interruptible“	FCFS	Unterbrechbar, (ungebündelte) Einspei- cherleistung und Laufzeit frei innerhalb des gesetz- ten Rahmens wählbar	Mind. 1 Tag (aber auch within-day buchbar)	Ja (PRISMA- Plattform)
„Withdrawal interruptible“	FCFS	Unterbrechbar, (ungebündelte) Ausspei- cherleistung und Laufzeit frei innerhalb des gesetz- ten Rahmens wählbar	Mind. 1 Tag (auch within- day buchbar)	Ja (PRISMA- Plattform)

Quelle: <https://www.astora.de/transparenz/produkte>, Stand Dezember 2021

Angebotene Speicherprodukte der GSA LLC

Produktname Produkttyp	Vergabeverfahren	Produkteigenschaften	Vertragsdauer	Speicherentgelt veröffentlicht
SBU „Long GSApack“	Auktion	Mindestbuchung 30.000 Bündel • 1.000 m³AGV • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung	13 Jahre 01.11.2014 - 31.03.2027	nein
SBU „Mid GSApack“	Auktion	Mindestbuchung 5.000 Bündel • 1.000 m³AGV • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung	5 Jahre	nein
SBU „Short GSApack“	Auktion	Mindestbuchung 5.000 Bündel • 1.000 m³AGV • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung	1 Jahr bzw. unterjährig	nein
Ungebündelt „GSApack Add“	Auktion	Mindestmenge 5.000 ungebündelte Einheiten • 1.000 m³AGV • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung	1 Jahr	nein

Quelle: <http://www.gsa-services.ru/site/commercial-terms>, Stand Dezember 2021

Anhang 5: Auktionen 2019-2021

Auktionen OMV Gas Storage

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
30.01.2019	Auktion via CEGH	30 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 12 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2019 - 01.04.2020	ja
14.02.2019	Auktion via CEGH	1 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 200.000 MWh AGV (fix) • 137 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 269 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.03.2019 - 01.11.2019	ja
20.02.2019	Auktion via CEGH	1 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 200.000 MWh AGV (fix) • 137 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 269 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.03.2019 - 01.11.2019	ja
18.04.2019	Auktion via CEGH	20 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2020 - 01.04.2021	nein
12.09.2019	Auktion via CEGH	30 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2020 - 01.04.2021	ja
03.10.2019	Auktion via CEGH	30 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.04.2020 - 01.04.2021	ja

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
28.11.2019	Auktion via CEGH	30 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2020 - 01.04.2021	ja
29.01.2020	Auktion via CEGH	7 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2020 - 01.04.2021	ja
29.01.2020	Auktion via CEGH	10 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.04.2020 - 01.04.2021	ja
20.02.2020	Auktion via CEGH	15 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix, nur von 01.03.20 – 01.04.20) (unterbrechbar): • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar, nur von 01.03.20 – 01.04.20) Einspeicherleistung (fix) 	01.03.2020 - 01.04.2020	ja
28.05.2020		15 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 		ja
28.05.2020		10 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 		ja

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
13.08.2020	Auktion via CEGH	2 Auktionen 20 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
13.08.2020	Auktion via CEGH	20 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.04.2021 - 01.04.2023	nein
27.08.2020	Auktion CEGH – VHP	20 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
27.08.2020	Auktion CEGH – VHP	20 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
17.09.2020	Auktion CEGH	25 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
12.11.2020	Auktion	30 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2022 - 01.04.2023	nein
11.03.2021	Auktion CEGH	20 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
27.05.2021	Auktion CEGH	30 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.07.2021 - 01.04.2022	ja
27.05.2021	Auktion CEGH	30 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.04.2022 - 01.04.2023	ja
24.06.2021	Auktion CEGH	14 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.07.2021 - 01.04.2022	nein
24.06.2021	Auktion CEGH	20 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.07.2021 - 01.04.2022	nein
24.06.2021	Auktion CEGH	30 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.04.2022 - 01.04.2023	ja
22.09.2021	Auktion CEGH	30 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2022 - 01.04.2023	ja
22.09.2021	Auktion CEGH	30 Bündel, <ul style="list-style-type: none"> • 17.000 MWh AGV (fix) • 8 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2022 - 01.04.2024	ja
25.11.2021	Auktion CEGH	30 Bündel (510 GWh) Alle Teilleistungen fix	01.04.2022 - 01.04.2023	ja

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
25.11.2021	Auktion CEGH	30 Bündel (510 GWh)	01.04.2022 - 01.04.2023	nein

Quelle: Angaben OMV Gas Storage, Dezember 2021

Auktionen Uniper Energy Storage

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
24.04.2019	Auktion	E-Bündel Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 1.280 GWh AGV (fix) 64 Bündel • 20,00 GWh AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix)	restliche Speicherjahr 2019/2020	ja
24.04.2019	Auktion	7Fields 90/90 zum Einspeicherung: 89 Tage Ausspeicherung: 89 Tage 252,5 GWh AGV (fix) 15 Bündel • 16,833 GWh AGV (fix) • 10 MWh/h Ausspeicherleistung: • 10 MWh/h Einspeicherleistung (fix)	restliche Speicherjahr 2019/2020	ja
21.05.2019	Auktion	Saisonales 7Fields Produkt Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 Tage 2.300 GWh AGV (fix) 115 Bündel • 20 GWh/h AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix)	01.04.2020 - 01.04.2021	ja
11.07.2019	Auktion	7Fields Langfristprodukt Einspeicherung: 189 Ausspeicherung: 105 Tage 1.000 GWh AGV (fix) 50 Bündel • 20 GWh/h AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix)	01.04.2020 - 01.04.2026	ja
7Fields 20.08.2020	Auktion	Saisonales 7Fields Produkt Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 Tage 2.000 GWh AGV (fix) 100 Bündel • 20 GWh/h AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix)	01.04.2021 - 01.04.2022	ja

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
7Fields 02.09.2020	Auktion	Saisonales 7Fields Produkt Einspeicherung: 189 Tage Auspeicherung: 105 Tage 2.000 GWh AGV (fix) 100 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 20 GWh/h AGV (fix) • 10,00 MWh/h Auspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
7Fields 16.09.2020	Auktion	7Fields Mid Churn Einspeicherung: 89 Tage Auspeicherung: 89 Tage 1.683 GWh AGV (fix) 100 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 16,833 GWh AGV (fix) • 10 MWh/h Auspeicherleistung (fix): • 10 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
7Fields 26.11.2020	Auktion	Einspeicherung: 89 Tage Auspeicherung: 89 Tage 1 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 48 GWh AGV • 1.000 MWh/h Auspeicherleistung (konditional) • 1.000 MWh/h Einspeicherleistung (konditional) 	01.12.2020- 01.04.2021	ja
7Fields 28.01.2021	Auktion	Saisonales 7Fields Produkt Einspeicherung: 189 Tage Auspeicherung: 105 Tage 2.040 GWh AGV (fix) 102 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 20 GWh AGV (fix) • 10 MWh/h Auspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
7Fields 24.02.2021	Auktion	Saisonales 7Fields Produkt Einspeicherung: 189 Tage Auspeicherung: 105 Tage 1.960 GWh AGV (fix) 98 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 20 GWh AGV (fix) • 10,00 MWh/h Auspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
7Fields 10.06.2021	Auktion	Einspeicherung: 89 Tage Ausspeicherung: 89 Tage 1.127,811 GWh AGV (fix) 67 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 16,833 GWh AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 10,00 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	restliche Speicherjahr 2021/22	ja
7Fields 22.06.2021	Auktion	Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 Tage 2.500 GWh AGV (fix) 125 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 20 GWh AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2022 - 01.04.2023	ja
7Fields 24.08.2021	Auktion	Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 Tage 2.000 GWh AGV (fix) 100 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 20 GWh AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2022 - 01.04.2023	ja
7Fields 14.09.2021	Auktion	Einspeicherung: 189 Tage Ausspeicherung: 105 Tage 2.000 GWh AGV (fix) 100 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 20 GWh AGV (fix) • 10,00 MWh/h Ausspeicherleistung (fix): • 5,56 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 	01.04.2022 - 01.04.2023	ja

Quelle: Newsletter-Mail Uniper Energy Storage, Stand Dezember 2021

Auktionen Astora

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
21.03.2019	PRISMA Chiffre- verfahren	830 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 5.000 MWh AGV (fix) • 1,98 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) 0,52 MWh/h (unterbrechbar) • 1,25 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 1,25 MWh/h (unterbrechbar) 	01.04.2019 - 01.04.2020	ja
Haidach19/2 0 und 20/21 am 21.3.2019	PRISMA Chiffre- verfahren	Astora season fast: 830 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 5,0 GWh AGV • 2,5 MWh/h Ausspeicherleistung • 2,5 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 1,25 MWh/h 	01.04.2019 - 01.04.2020 01.04.2020 - 01.04.2021	ja
Haidach 21/22, Sep- tember 2020	PRISMA Chiffre- verfahren	100 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 10.000 MWh AGV (fix) • 3,3 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) 1,2 MWh/h (unterbrechbar) • 2,8 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 1,7 MWh/h (unterbrechbar) 	01.04.2021 - 01.04.2021	ja
Haidach 21/22 + 22/23, Sep- tember 2020	PRISMA Chiffre- verfahren	100 Bündel (ab 01.04.2021) <ul style="list-style-type: none"> • 40.530 MWh AGV (fix) • 13,2 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) 5,8 MWh/h (unterbrechbar) • 11.5 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 7,5 MWh/h (unterbrechbar) 100 Bündel (ab 01.04.2022) <ul style="list-style-type: none"> • 40.530 MWh AGV (fix) • 14,5 MWh/h 	01.04.2021 - 01.04.2023	ja

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
		Ausspeicherleistung (fix) 4,5 MWh/h (unterbrechbar) <ul style="list-style-type: none"> 13 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 6 MWh/h (unterbrechbar)		
2021, Dezember 2020	PRISMA Chiffreverfahren	6 Bündel <ul style="list-style-type: none"> 24.000 MWh AGV (unterbrechbar) 250 MWh/h Ausspeicherleistung (unterbrechbar) 250 MWh/h Einspeicherleistung (unterbrechbar) 	01.01.2021 - 01.04.2021	ja
21/22 (2), März 2021	PRISMA Chiffreverfahren	10 Bündel <ul style="list-style-type: none"> 40.530 MWh AGV (fix) 13,2 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) 5,8 MWh/h (unterbrechbar) 11,5 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 7,5 MWh/h (unterbrechbar) 	01.04.2021 - 01.04.2022	ja
22/23+23/24 August 2021	PRISMA Chiffreverfahren	100 Bündel <ul style="list-style-type: none"> 20.000 MWh AGV (fix) 7,1 MWh/h Ausspeicherleistung (fix) 2,4 MWh/h (unterbrechbar) 6,5 MWh/h Einspeicherleistung (fix) 3 MWh/h (unterbrechbar) 	01.04.2022 - 01.04.2024	ja

Quelle: astora Mail-Newsletter, Stand Dezember 2021

Auktionen GSA LLC

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
14./15.8.2019	Auktion	<p>Short GSAPack – 30.000 Bündel</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³ AGV (fix) • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung <p>GSAPack Add – AGV 343.333 Ungebündelte Einheiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³AGV <p>GSAPack Add – Einspeicherleistung 39.144 Ungebündelte Einheiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Einspeicherleistung <p>GSAPack Add – Ausspeicherleistung 248.444 Ungebündelte Einheiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung 	01.04.2022 - 01.04.2023	nein, Auktion war geplant, wurde aber mangels Interesses nicht durchgeführt
19./20.11.2019	Auktion	<p>Short GSAPack – 30.000 Bündel</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³ AGV (fix) • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung <p>GSAPack Add – AGV 303.333 Ungebündelte Einheiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³AGV <p>GSAPack Add – Ausspeicherleistung 386 Ungebündelte Einheiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Einspeicherleistung <p>GSAPack Add – Einspeicherleistung 248.444 Ungebündelte Einheiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung 	01.04.2020 - 01.04.2021	ja
18/19.11. 2020	Auktion	<p>Short GSAPack – 30.000 Bündel</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³ AGV (fix) • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung <p>Mid GSAPack – 40 000 Bündel</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³ AGV (fix) • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung <p>GSAPack – AGV 343.333 Ungebündelte Einheiten</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³AGV <p>GSAPack Add – Einspeicherleistung 39.144 Ungebündelte Einheiten</p>	01.04.2021 - 31.03.2022	ja
			01.04.2021 - 31.03.2026	

Datum	Verfahren	Auktionsprodukt	Laufzeit	Auktion erfolgreich durchgeführt
		<ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Einspeicherleistung GSAPack Add – Ausspeicherleistung 248.444 Ungebündelte Einheiten <ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung 		
17/18.11.2021	Auktion	SBU „Short GSAPack“ 30.000 Bündel <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³ AGV (fix) • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung • 0,43 m³/h Einspeicherleistung Ungebündelt „GSAPack Add“ 343.333 Ungebündelte Einheiten <ul style="list-style-type: none"> • 1.000 m³AGV Ungebündelt „GSAPack Add“ 39.144 Ungebündelte Einheiten <ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Einspeicherleistung 248.444 Ungebündelte Einheiten <ul style="list-style-type: none"> • 0,43 m³/h Ausspeicherleistung 	01.04.2022 - 31.03.2023	ja

Quelle: <http://www.gsa-services.ru/>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Speicherkapazitäten von 2010 bis 2021.....	11
Abbildung 2: Monatliche Erdgasbilanz Österreich 2019-2021.....	19
Abbildung 3: Transportflüsse MAB und Speichernutzung Slowakei – Monatsbasis	20
Abbildung 4: Entwicklung des maximalen Speichervolumens und des Inlandsgasverbrauchs in Österreich 2003-2021	21
Abbildung 5: Durchschnittlicher Gasspeicherfüllstand Österreich per Monat in TWh, 2019-2021	24
Abbildung 6: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – AGV	26
Abbildung 7: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher im MG Ost – AGV	26
Abbildung 8: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – Einspeicherung	27
Abbildung 9: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher im MG Ost – Einspeicherung	27
Abbildung 10: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher in Österreich – Ausspeicherung.....	28
Abbildung 11: Angebot, Vertragliche Auslastung und Nutzung der Speicher im MG Ost – Ausspeicherung.....	28
Abbildung 12: Vergleich der Preis- und Ausspeicherleistungsentwicklung 2020-2021 in Österreich.....	29
Abbildung 13: Vergleich der Preis- und Einspeicherleistungsentwicklung 2020-2021 in Österreich.....	30
Abbildung 14: Speichernutzung Versorger vs. Händler und Importeure.....	31
Abbildung 15: Speicherfüllstände der Speicherunternehmen Österreich 2020-2021 in TWh	31
Abbildung 16: Speicherfüllstände der Speicherunternehmen Österreich 2020-2021 in %.....	32
Abbildung 17: Gaspreis Sommer 22 vs. Winter 22/23 in EUR/MWh, Daten für Feber und März 2022	33
Abbildung 18: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen in EUR/MWh AGV pro Jahr	37
Abbildung 19: Speicherentgelte der österreichischen Speicherunternehmen in EUR/MWh/h Ausspeicherleistung pro Jahr * GSA LLC bietet kurz- und mittelfristige Kapazitäten ausschließlich über Auktionen an, daher sind keine Preise veröffentlicht	38
Abbildung 20: EEX Börsenpreise und Spreads Sommer 20 und Winter 20, Handelszeitraum Q1	42
Abbildung 21: EEX Börsenpreise und Spreads Sommer 21 und Winter 21, Handelszeitraum Q1	42
Abbildung 22: GSE Transparenzvorgabe für Speicherunternehmen.....	XVI

Abkürzungsverzeichnis

AGGM: Austrian Gas Grid Management AG

AGV: Arbeitsgasvolumen

astora: Astora GmbH & Co. KG

BMK: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

CEGH: Central European Gas Hub

EU: Europäische Union

EUR/MWh: Euro pro Megawattstunde

FCFS: First Come First Serve

FZK: Fest zuordenbare Kapazität

GSA: GSA LLC

GSE: Gas Storage Europe

HHI: Herfindahl-Hirschmann-Index

MAB: March-Baumgarten-Gasleitung

MG Ost: Marktgebiet Ost

MWh/h: Megawattstunde pro Stunde

NCG: Net Connect Germany

OGS: OMV Gas Storage GmbH

OTC: Over the counter

Q: Quartal

RES: RAG Energy Storage GmbH

THE: Trading Hub Europe

TWh: Terrawattstunde

Uniper: Uniper Energy Storage GmbH

VHP: Virtueller Handelspunkt

Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:
Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook: www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA und
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand E-Control

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes:
Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an beide Geschlechter.
Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

© E-Control, 2022