



**E-Control GmbH**  
Rudolfsplatz 13a,  
1010 Wien  
per email an:  
recht-post@e-control.at

Datum 19.05.2025

**Ergänzende Stellungnahme zur Gas-  
Systemnutzungsentgelte Verordnung 2013 - 2 Novelle  
2025 („GSNE-VO“)**

**OMV Gas Marketing&Trading GmbH**  
Trabrennstrasse 6-8  
1020 Wien



Registriert beim Handelsgericht Wien  
unter FN 223028h  
Gesellschaftssitz Wien

An dieser Stelle möchten wir uns noch einmal für das konstruktive Gespräch am 9. Mai 2025 bezüglich der 2. Novelle 2025 der GSNE-VO 2013 bedanken. Das Gespräch basierte auf unseren am 6. Mai 2025 schriftlich eingereichten Fragen. Hinsichtlich jener Fragen, bei denen Sie in unserem Gespräch auf GCA verwiesen haben, haben wir uns am 14. Mai per E-Mail mit selbigen Fragen an die GCA gewandt und zudem um ein persönliches Gespräch zur Klärung dieser Fragen gebeten.

Die Beantwortung dieser Fragen hat GCA per E-Mail mit Verweis auf § 11 GWG abgelehnt. Als Begründung wurde angegeben, dass Antworten auf unsere Fragen „nicht ohne Offenlegung von wirtschaftlich sensiblen Informationen bzw. Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen möglich sind“.

In einem kurzen Telefonat wurde uns mitgeteilt, dass die Gründe für die ungewöhnliche und unerwartete Reduktion des Buchungsforecast allen Marktteilnehmern gleichermaßen (hinsichtlich Zeitpunkt und Inhalt) zugänglich gemacht werden müsse. Laut GCA ist dies nur durch die Regulierungsbehörde möglich. Die GCA vertritt die Ansicht,



dass dies über die Erläuterungen zur GSNE-VO erfolgen könne.

Wie bereits in unserer ersten Stellungnahme dargelegt, ist OMV GAS ein von diesen Tarifänderungen direkt und gravierend betroffenes Unternehmen und hat daher ein berechtigtes Interesse an einer transparenten und nachvollziehbaren Erläuterung für die massiven Tarifsteigerungen. Da wir auch durch GCA nicht zu jenen Informationen gekommen sind, welche eine Beurteilung der Rechtmäßigkeit und Angemessenheit der Tarifierhöhung ermöglicht, möchten wir Sie hiermit abermals höflich ersuchen, nachvollziehbare Erläuterungen entsprechend ihrer Möglichkeiten darzulegen und die Hintergründe den Netznutzern transparent offenzulegen.

Mit dieser ergänzenden Stellungnahme möchten wir unsere zwischenzeitlich erlangten Erkenntnisse auf Basis einer vertieften Analyse darlegen – welche aber mangels direkt verfügbarer Information über weite Teile auf Annahmen basieren müssen. Wie in unserem Gespräch am 9. Mai bereits dargelegt, sind die Tarife 2026, selbst unter Berücksichtigung eines 100%-igen Zahlungsausfalls von Gazprom (und potenziell weiteren Netznutzern), durch einen unserer Auffassung nach zu niedrig angesetzten Buchungsforecast zu hoch.

**Wir sind der Meinung, dass auf Grundlage der uns vorliegenden Informationen der Buchungsforecast 2026 auf ein realistischeres Niveau angehoben werden sollte. Dies würde den Tarifierstieg für OMV und die anderen Shipper mildern und die Wettbewerbsfähigkeit des österreichischen Gasmarkts sichern.**

#### **1.) Prognostizierte kontrahierte Mengen an Einspeisepunkten:**

##### **1a) Oberkappel/Überackern – Importe aus Deutschland**

Die Buchungsannahme lt. Beilage 1 zum Begutachtungsentwurf geht von einem jährlichen Buchungsvolumen an den beiden Einspeisepunkten aus Deutschland von nur 74 TWh aus. Da dieses Buchungsvolumen bereits um die Kurzfristfaktoren für Quartals-, Monats- und Tagesbuchungen skaliert sein dürfte, ergibt sich schon bei einem hypothetischen Faktor von nur 1,3 eine rechnerisch konstant kontrahierte Jahreskapazität von gerade mal 57 TWh oder ~ 6.500 MWh/h.

Gemäß der angenommenen Buchungsprognose, die der Ermittlung der im Mai 2024 für das Jahr 2026 indikativen Tarife in Anlage 3a<sup>1</sup>, 1. Novelle 2025 GSNE-VO zugrunde liegt, wurde bei GCA noch ein Buchungsmenge von rund 138 TWh oder 15.700 MWh/h prognostiziert.

---

<sup>1</sup> <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TAR2025+Tariff+Tool+%28simplified%29+231221+incl.+CWD+sheet.xlsx/3245ca82-ebd8-74c3-09bd-f5acc757cdee?version=1.0&t=1703163809365&download=true>



Insbesondere nach Wegfall der Einspeisemengen in Baumgarten, seit dem Stopp des Gastransits durch die Ukraine, sind die Einspeisemengen aus Deutschland deutlich gestiegen. Folglich kann ein erhöhter Kapazitätsbedarf an Importpunkten aus Deutschland die einzig realistische Annahme für 2026 sein, um die seit Jänner 2025 de facto nicht mehr stattfindenden Importe aus dem Osten (2024: 108 TWh/a) zumindest in Teilen zu ersetzen.

Diese Annahme wird durch die hohe Nachfrage in den Kapazitätsauktionen für Kapazitätsprodukte mit Laufzeitbeginn ab dem 1.1.2025 gestützt. Die hohe physische Auslastung dieser Einspeisepunkte bestätigt diese Annahme ebenfalls. Zudem ist zu berücksichtigen, dass in Österreich befindliche Speicheranlagen in den Sommermonaten befüllt werden müssen und hierfür nunmehr beinahe ausschließlich Importe aus Deutschland (und Italien) herangezogen werden. Zudem beobachten wir auch, dass die im angrenzenden Ausland befindlichen Speicheranlagen, vor allem in Ungarn und der Slowakei, über die österreichische Transitrouten der WAG und HAG, befüllt werden.

Vor diesem Hintergrund ist es für uns nicht nachvollziehbar, warum der Buchungsforecast an den Einspeisepunkten aus Deutschland um beinahe die Hälfte gekürzt werden soll.

Unsere Analysen (siehe Beilage) zeigen ein kalkulatorisches Buchungsvolumen von 95 bis 115 TWh bzw. 10.800 bis 13.200 MWh/h, unter anteiliger Berücksichtigung von Kurzfristmultiplikatoren. (siehe Anhang 1)

Zuletzt ist es uns ein Anliegen darauf hinzuweisen, dass die GCA mit diesem Buchungsforecast hinsichtlich des Einspeisepunktes Oberkappel **das Vorliegen eines Engpasses an diesem Einspeisepunkt offenbar als nicht gegeben annimmt**. Im Kontext der sehr langen und in die Öffentlichkeit getragenen Diskussion zum notwendigen Ausbau des Einspeisepunktes Oberkappel erscheint uns dieser Forecast der GCA besonders fragwürdig – freilich für OMV GAS mangels Begründung nicht näher nachvollziehbar.

### **1b) Arnoldstein – Importe aus Italien**

Die Gründe für die signifikante Reduktion der prognostizierten kontrahierten Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein sind für uns nicht ersichtlich. In der bereits zuvor erwähnten Buchungsannahme für die indikativen Tarife 2026 aus Anlage 3a zur 1. Novelle 2025 GSNE-VO, wurde eine kontrahierte Menge von rund 9.200 MWh/h für 2026 angenommen. In der vorliegenden Beilage 1 finden sich nun jedoch lediglich 6.234,109 MWh/h als prognostizierter Kapazitätsbedarf. Ein Abweichen von den damals getroffenen Buchungsannahmen insbesondere an einem "nicht-russischen" Einspeisepunkt erscheint



nicht plausibel, zumal sich die damalige Annahme des Transitstopps durch die Ukraine bewahrheitet hat.

Zudem werden die Bemühungen der Netzbetreiber, zusätzliche Leistung für Süd-Nord-Flüsse bereitzustellen<sup>2</sup> und somit die Aufspeisung des Marktgebietes abzusichern, im vorliegenden Buchungsforecast implizit als obsolet bewertet.

Wir erachten es daher als sinnvoll und konsequent, einen Buchungsforecast von ~9,200 MWh/h beizubehalten. (siehe Anhang 1)

## **2.) Prognostizierte kontrahierte Mengen an Ausspeisepunkten:**

### **2a) Exit Arnoldstein TAG**

Gemäß der ENTSOG TP und AGGM-Plattform ist die kontrahierte Kapazität 2026 am Exit Punkt Arnoldstein bei 7.476,078 MWh/h, während die der GSNE-VO 2013, 2. Novelle 2025, zugrundeliegende Menge bei lediglich 6.683.747 kWh/h liegen soll. Hier erkennen wir grundsätzlich einen Widerspruch zu Art 8, Abs 1 (b) NC TAR wonach die prognostizierte kontrahierte Kapazität anzusetzen ist<sup>3</sup>. Sofern auch an diesem Punkt ein Zahlungsausfall Grund für die um 10% niedrigere Annahme ist, was für uns nicht augenscheinlich mit Gazprom zu tun hat, so erachten wir dennoch diese Mengenannahme als zu gering.

Ganz offensichtlich wird an diesem Punkt von keinerlei zusätzlichen Buchungen ausgegangen, was den Markterwartungen und dem Grunde nach dem Marktverhalten der vergangenen Jahre fundamental widerspricht. Selbst vor Ablauf großer Exit Arnoldstein Verträge (1.1.2023) aber auch in den Jahren danach gab es substantielle Zukäufe für kurzfristige Kapazitäten. Wir beobachten, unter den nunmehr geänderten Umständen seit 1.1.2025, erfolgreich allokierte Ausspeisekapazitäten (exit TAG) in bereits 148 Prisma-Auktionen.

Wir regen konkret an, die Buchungsmenge am Exit Arnoldstein zumindest mit der lt. ENTSOG publizierten kontrahierten Kapazität anzusetzen und um zusätzliche (kurzfristigen) Buchungen von mindestens 20% zu beaufschlagen. Im Ergebnis führt dies zu einer Buchungsannahme von ~ 9.100 MWh/h. (siehe Anhang 2)

---

<sup>2</sup> <https://www.taggmbh.at/staerkung-der-diversifizierung-und-versorgungssicherheit/>

<sup>3</sup> gemäß GWG § 82 GWG 2011 Abs. 2 ist als Basis des Mengengerüsts die vertraglich kommittierte Kapazität anzusetzen



## **2b) Exit Mosonmagyaróvár GCA**

Die in Beilage 1 ersichtliche Anhebung aufgrund von über die kontrahierten Verträge am Exit Mosonmagyaróvár für 2026 hinausgehenden Bedarfs ist für uns gut begründbar. Aufgrund der geänderten Umstände und des Rückgangs der langfristig kontrahierten Mengen wurde 2025 bereits ein erhöhter Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten am Exit Mosonmagyaróvár festgestellt. Dieser Punkt zeichnet sich insbesondere durch eine hohe Saisonalität in Nutzung sowie Buchungsverhalten aus. Dies ist auf Speicheraktivitäten in Ungarn und der Ukraine zurückzuführen. Wie auch ECA sind wir der Ansicht, dass die für 2026 bereits gebuchten Kapazitäten nicht ausreichend sein werden. Den Ergebnissen dieser Anhebung zufolge erfordert es gerade die Buchungsannahme auch an den Einspeisepunkte zu erhöhen um zusätzliche Transitbedarfe über die Prognose besser abzudecken.

Konkret zeigen unsere Analysen einen Bedarf an ~ 30 TWh oder ~ 3450 MWh/h. (siehe Anhang 2)

## **2c) Exit Murfeld GCA**

Im vorliegenden Begutachtungsentwurf (Beilage 1) wird eine Anhebung des Kapazitätsforecast am Ausspeisepunkt Murfeld angeregt, die wir grundsätzlich unterstützen können, jedoch aus folgenden Gründen etwas höher ansetzen würden.

Die langfristig kontrahierten Ausspeiseverträge auf österreichischer Seite mit Oktober 2025 werden sich Stand heute ab Oktober 2025 von ca. 905 MWh/h auf 454 MWh/h fast halbieren. Hier halten wir Nachbuchungen für durchaus wahrscheinlich, da die vergleichbar teurere Route Italien-Slowenien ab Gasjahr 2025/2026 noch völlig ungebucht ist. Exporte Richtung Slowenien unterliegen aufgrund ihrer verbrauchsgetriebenen Natur zudem einer winterorientierten Saisonalität, welche sich aller Voraussicht nach in zusätzlich erhöhtem Bedarf nach Kurzfristprodukten zeigen wird.

OMV GAS regt daher eine Adaptierung der Kapazitätsprognose am FZK exit Murfeld um ~ 20% auf etwa 1.100 MWh/h an. (siehe Anhang 2)

## **2d) Exit Baumgarten WAG**

Wir können nicht nachvollziehen, weshalb sich der Buchungsforecast für Exit Baumgarten GCA starr an den bereits kontrahierten Kapazitäten für 2026 orientiert. Folglich wird erwartet, dass es zu keinerlei zusätzlichen Kapazitätsbuchungen - d.h. über die Bestandsverträge hinaus - kommen soll. Dieses Bild können wir nicht teilen, da insbesondere das Nutzungsverhalten am Exit Baumgarten seit jeher stark mit zusätzlichen,



meist auf kurzfristiger Basis getätigten, Kapazitätsbuchungen korreliert. Die Aufspeisung der Märkte östlich von Österreich, insbesondere unter den geänderten Umständen, wird weiterhin erfolgen um zumindest Speicherbedarfe in Österreichs Nachbarländern im Sommer zu bedienen. In 2025 wurden bereits in 89 Kapazitätsauktionen Buchungen verzeichnet, wobei wir davon ausgehen dass ein weiterer Abfall der langfristig kontrahierten Mengen ab Oktober 2025 diese Aktivitäten noch zusätzlich verstärken wird, um Lieferbedarfe abzusichern.

Um eine realistischere Markterwartung zu berücksichtigen möchte OMV GAS eine um einen mindestens 20%, eher 30% höheren Buchungsforecast anregen. (siehe Anhang 2)

### 3.) Annahmen zu prognostiziertem Gasfluss und mengenbasierte Kosten

Wie bereits in der ersten Stellungnahme dargelegt, erachtet OMV GAS das vorliegende Mengengerüst auch für die Ermittlung der mengenbasierten Entgelte als unzureichend, um den österreichischen Gasverbrauch sowie zusätzliche Bedarfe (wie Durchleitungen, Speicheraktivitäten etc.) zu decken.

Zur Veranschaulichung sei nachfolgendes Beispiel angeführt:

Das Verhältnis zwischen der prognostizierten Einspeisemenge und der prognostizierten Ausspeisemenge im Jahresvergleich ist interpretativ offen. So wurde für das Jahr 2025 etwa eine prognostizierte Einspeisemenge von ~192,2 TWh und eine prognostizierte Ausspeisemenge von ~188,6 TWh angegeben welche sich auf alle Netzknoten und Fernleitungsnetzbetreiber verteilt. Dies entspricht einem leichten Überschuss von 3,6 TWh bzw. 102 % der Einspeisemenge, gemessen an der Ausspeisemenge.

Für das Jahr 2026 wird eine tatsächliche Einspeisung von 98,1 TWh prognostiziert. Die prognostizierte **Ausspeisemenge beläuft sich auf 133,0 TWh und übersteigt die tatsächliche Einspeisung folglich um 35,0 TWh (bzw. 26 %).**

Da die Ausspeisung in die Verteilleitung und somit der Inlandsverbrauch als konstant angenommen wird und die **aktuelle Inlandsproduktion 5 TWh pro Jahr** nicht übersteigt, ist zu klären, **aus welchen Mengen die überschüssigen Ausspeisemengen von 30 TWh bedient werden sollten.** Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Speichervolumen in solchen Betrachtungen über das Jahr hinweg als neutral angenommen werden muss. Selbst unter der Prämisse, dass dies nicht der Fall wäre, erscheint uns die verbleibende Lücke von ~30 TWh als Indiz für Inkonsistenzen im zugrunde liegenden Mengengerüst, denen E-Control unseres Erachtens nachzugehen hat.

Eine weitere potenzielle Diskrepanz in Beilage 1 soll mit folgendem Beispiel offengelegt werden:



Gemäß GCA wird der gesamte Gasfluss über alle Einspeise- und Ausspeisepunkte hinweg für das Jahr 2026 mit rund 196,3 TWh prognostiziert. Dieser Wert repräsentiert eine hypothetische Abnahme von etwa 27 Prozent im Vergleich zu dem Jahr 2025. Die mengenbasierten Kosten weisen demgegenüber lediglich eine Reduktion von ca. 8,5 % auf. Etwas konsistenter sieht das Bild bei der TAG aus. In Bezug auf den prognostizierten Mengenrückgang von ~69 Prozent ist festzustellen, dass die mengenbasierten Kosten ebenfalls um dieses Niveau (konkret: 65,5 Prozent) zurückgehen sollen. Somit ist ein vergleichbares Ausmaß an Mengenrückgang und Kostenreduktion zu konstatieren.

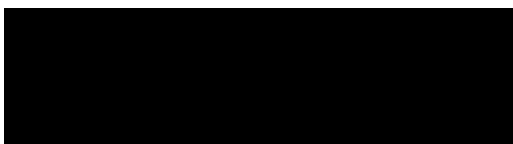
Die mangelnde Erläuterung lässt die **Nachvollziehbarkeit des gravierenden Unterschieds zwischen Mengenfluss und mengenbasierten Kosten**, insbesondere bei GCA, völlig offen. Auch in diesem Punkt glauben wir, dass E-Control um eine nähere Überprüfung nicht herumkommen wird.

Angesichts der aus unserer Sicht bestehenden Mängel beim zugrundeliegenden Mengengerüst und der bislang offengebliebenen Fragen, möchten wir E-Control nochmals ersuchen, alle Möglichkeiten zu prüfen, um die kurzfristige und unerwartete Eskalation des kapazitätsbasierten Entgelts nicht zuzulassen. Stattdessen sollte mit Hochdruck ein wie oben skizziertes Konzept entwickelt werden, um eine angemessene Risikoverteilung zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und Netznutzer sicherzustellen.

Wir bedanken uns für eine vordringliche Berücksichtigung dieser „Außensicht“ der OMV GAS, die wir auf Basis der uns vorliegenden Informationen sowie getroffenen Annahmen nach besten Wissen und Gewissen erstellten.

Mit freundlichen Grüßen

OMV Gas Marketing & Trading GmbH





## Anlagen:

## Anhang 1: Prognostizierte kontrahierte Einspeisekapazität – OMV GAS

Entry-/Exit-Punkte GCA	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Kontrahierte Kapazität*	OMV GAS Prognose (Kontrahierte Kapazität* + zusätzlich)
	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)
	2026	2026	2026
FZK Entry Oberkappel & FZK Entry Überackern	8 437 028	4 688 348	10 800 000 - 13 200 000
*Quelle: ENTSOG TP, "booked capacity"			0
Entry-/Exit-Punkte TAG	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Kontrahierte Kapazität*	OMV GAS Prognose (Kontrahierte Kapazität* + zusätzlich)
	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)
	2026	2026	2026
FZK Entry Arnoldstein	6 234 139	2 719 167	9 200 121
*Quelle: ENTSOG TP, "booked capacity"			

## Anhang 2: Prognostizierte kontrahierte Ausspeisekapazität – OMV GAS

Entry-/Exit-Punkte TAG	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Kontrahierte Kapazität*	OMV GAS Prognose (Kontrahierte Kapazität* + zusätzlich)
	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)
	2026	2026	2026
FZK Exit Arnoldstein	6 683 747	7 476 078	9 111 753
*Quelle: ENTSOG TP, "booked capacity"			
Entry-/Exit-Punkte GCA	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Kontrahierte Kapazität*	OMV GAS Prognose (Kontrahierte Kapazität* + zusätzlich)
	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)
	2026	2026	2026
FZK Exit Moson	3 189 496	2 286 042	3 454 795
*Quelle: ENTSOG TP, "booked capacity"			
Entry-/Exit-Punkte GCA	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Kontrahierte Kapazität*	OMV GAS Prognose (Kontrahierte Kapazität* + zusätzlich)
	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)
	2026	2026	2026
FZK Exit Murfeld	872 840	454 079	1 070 961
*Quelle: ENTSOG TP, "booked capacity"			
Entry-/Exit-Punkte GCA	Prognostizierte kontrahierte Kapazität	Kontrahierte Kapazität*	OMV GAS Prognose (Kontrahierte Kapazität* + zusätzlich)
	(kWh/h)	(kWh/h)	(kWh/h)
	2026	2026	2026
FZK Exit Baumgarten	1 975 276	1 975 276	2 373 207
*Quelle: ENTSOG TP, "booked capacity"			



