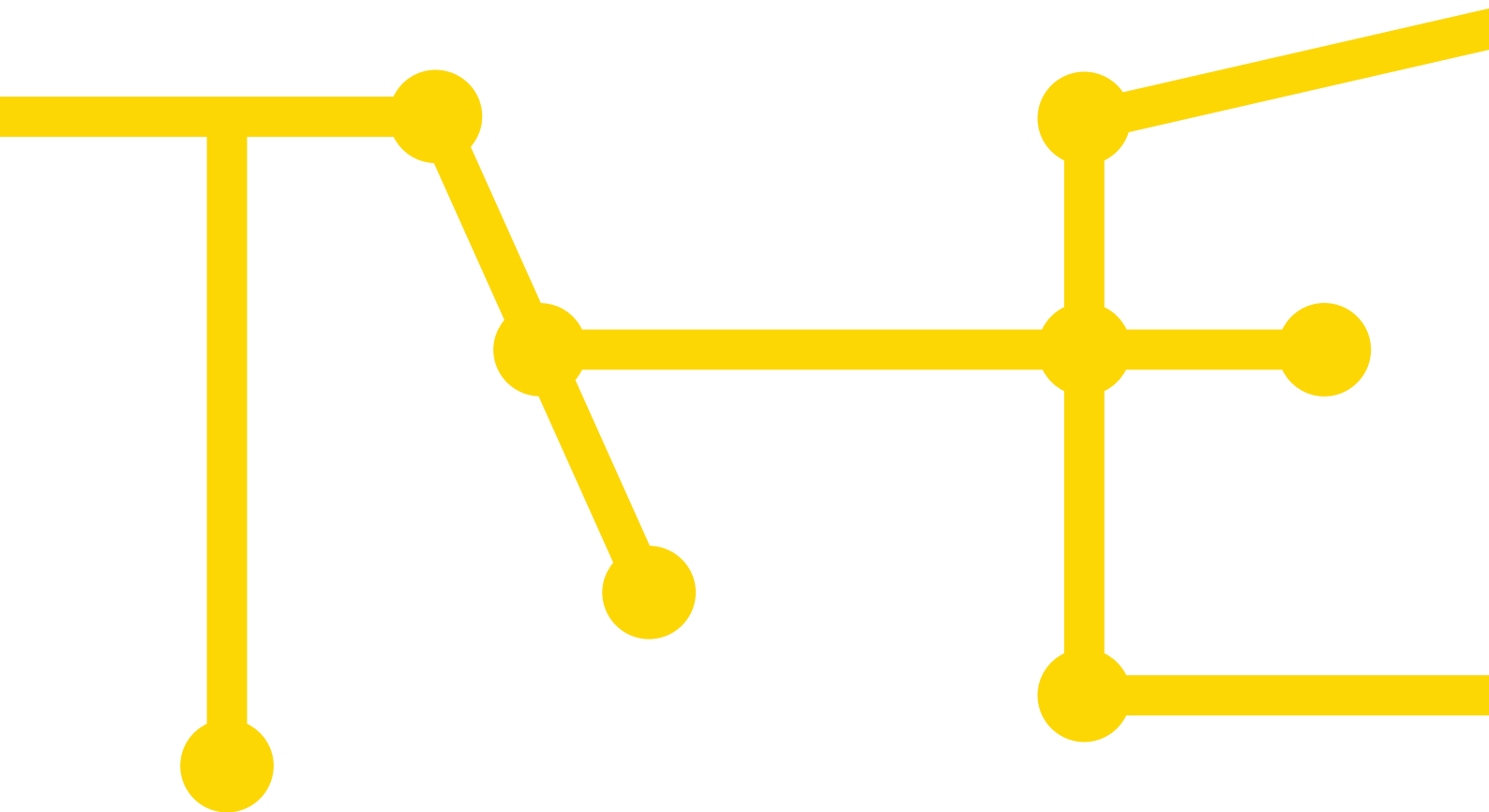


Regelenergiegeberbericht für das GWJ 2021/2022 nach GaBi Gas 2.0



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	7
2.	Einsatz interner Regelenergie	8
3.	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie	10
3.1.	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den einzelnen MOL-Rängen	10
3.1.1.	Gesamtüberblick	10
3.1.2.	Gebiete und Zonen im THE-Marktgebiet	12
3.1.3.	Produktportfolio zur Regelenergiebeschaffung	12
3.1.4.	Beschaffungsmengen und Kosten je MOL-Rang	14
3.1.5.	Preisentwicklung für SystemBuy und SystemSell je MOL-Rang	18
3.1.6.	Abweichungen von der MOL	21
3.2.	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten	21
3.2.1.	Beschaffung von externer Regelenergie in benachbarten Marktgebieten (gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung)	21
3.2.2.	Beschaffungsmengen und Kosten	21
3.2.3.	Kontrahierte Kapazitäten und Nutzung	23
3.2.4.	Aktuelle Beschaffungsmethodik von Kapazitätsbuchungen	23
3.2.5.	Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Transportkosten-Aufschlags/-Abschlags	24
3.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)	25
3.3.1.	Ermittlung der Anzahl an Handelsgeschäften für Bilanzierungstätigkeiten	25
4.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	27
4.1.	Vorbemerkung	27
4.2.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen	27
4.3.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	28
5.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen im MOL-Rang 4	30
5.1.	Einleitung	30
5.2.	Long Term Options	30
5.2.1.	Produktbeschreibung	30
5.2.2.	Ausschreibung und Einsatz von LTO RoD	32
5.2.3.	Überprüfung der Reduzierung von LTO RoD gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	32
5.2.4.	Ausschreibung und Einsatz von LTO Hourly	33
5.2.5.	Überprüfung der Reduzierung von LTO Hourly gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	34
5.2.6.	Durchführung von LTO-Testabrufen	34
5.2.7.	LTO-Sonderausschreibungen	35
5.3.	Short Term Balancing Services	38
5.3.1.	Produktbeschreibung	38

5.3.2. Ausschreibung und Einsatz	39
5.4. Short Call Balancing Services	39
5.4.1. Produktbeschreibung	39
5.4.2. Ausschreibung und Einsatz	40
5.4.3. Überprüfung der Reduzierung von SCB gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	43
5.5. Flexibility Services	43
5.5.1. Produktbeschreibung	43
5.5.2. Ausschreibung und Einsatz von Flexibility Services	44
5.5.3. Überprüfung der Reduzierung von Flexibility Services gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	46
5.6. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWK	46
6. Lokale Regelenergieprodukte	47
7. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen	48
8. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	49
9. Zusammenfassung	50
Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE	51

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatz interne Regelenergie H-Gas.....	8
Abbildung 2: Einsatz interner Regelenergie L-Gas.....	9
Abbildung 3: Gesamtüberblick zum Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas.....	10
Abbildung 4: Gesamtüberblick zu Kosten und Erlösen durch externe Regelenergie im H- und L-Gas	11
Abbildung 5: Gebiete und Zonen im Marktgebiet	12
Abbildung 6: Übersicht Produktportfolio Regelenergie	13
Abbildung 7: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA und RoD, Monatsbasis)	15
Abbildung 8: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)	17
Abbildung 9: Externe Regelenergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA und RoD)	18
Abbildung 10: Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)	19
Abbildung 11: Preise externe Regelenergie L-Gas (DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)	20
Abbildung 12: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (DA und RoD Monatsbasis)	22
Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Mengen, Kosten und Erlöse; Monatsbasis)	22
Abbildung 14: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)	23
Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)	24
Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)	25
Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)	26
Abbildung 18: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA und RoD, Monatsbasis)	28
Abbildung 19: Bilanzielle Flexibilitätsmengen	29
Abbildung 20: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)	29
Abbildung 21: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten	40
Abbildung 22: Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)	42
Abbildung 23: Monatliche Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte	45
Abbildung 24: Kosten und Erlöse aus Regelenergie je Umlagekonto	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht MOL-Abweichungen	21
Tabelle 2: Produktparameter LTO RoD	30
Tabelle 3: Produktparameter LTO Hourly	31
Tabelle 4: THE –Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy)	32
Tabelle 5: Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen	32
Tabelle 6: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemBuy (Zusammenfassung)	33
Tabelle 7: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung)	33
Tabelle 8: LTO Hourly L-Gas West: Abgerufene Mengen	34
Tabelle 9: Übersicht zur 1. Sonderausschreibung	35
Tabelle 10: Übersicht zur 2. und 3. Sonderausschreibung	36
Tabelle 11: Übersicht zur 4. Sonderausschreibung	36
Tabelle 12: Übersicht zur 5. Sonderausschreibung	37
Tabelle 13: Übersicht zur 6. Sonderausschreibung	37
Tabelle 14: Produktparameter STB	38
Tabelle 15: Einsatz STB	39
Tabelle 16: Produktparameter SCB	40
Tabelle 17: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)	41
Tabelle 18: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)	41
Tabelle 19: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen	42
Tabelle 20: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)	44
Tabelle 21: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas)	45
Tabelle 22: Einsatz lokaler RE-Produkte THEL-SOUTH und THEL-NORTH	47
Tabelle 23: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	49
Tabelle 24: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)	51
Tabelle 25: Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour)	52
Tabelle 26: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS)	52
Tabelle 27: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN)	53
Tabelle 28: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM)	53
Tabelle 29: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HOS und HGE)	54
Tabelle 30: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HGN und HGU)	54
Tabelle 31: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)	55

Abkürzungsverzeichnis

BH	Bank Holiday
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Post, Telekommunikation und Eisenbahnen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (bis Dezember 2021)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
DA	Day-Ahead
EEX	European Energy Exchange
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas 2.0	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19. Dezember 2014 (BK7-14-020)
GTG	Gastransport Nord GmbH
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MOL	Merit-Order-Liste
NWG	Nowega GmbH
RoD	Rest-of-the-Day
SA	Saturday
SCB	Short Call Balancing Services
STB	Short Term Balancing Services
SU	Sunday
THE	Trading Hub Europe
TTF	Title Transfer Facility
VIP	Virtueller Kopplungspunkt (Virtual Interconnection Point)
WD	Within-Day

1. Einleitung

Tenorziff. 9 lit. a) der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19. Dezember 2014 (BK7-14-020; GaBi Gas 2.0) verpflichtet den Marktgebietsverantwortlichen (MGV), der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) einmal jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie im Marktgebiet zu übermitteln.

Der vorliegende Regelenergiebericht betrachtet das GWJ 21/22 und ist der erste Regelenergiebericht für das gesamtdeutsche Marktgebiet THE.

Das GWJ 21/22 ist mit Blick auf die Regelenergiemengen ein durchschnittliches Gaswirtschaftsjahr. Der Blick auf die Preise zeigt aber, dass es sich beim ersten GWJ des gesamtdeutschen Marktgebietes weder um ein „normales“ noch um ein „durchschnittliches“ GWJ handelte. Die im Laufe des GWJ realisierten Kosten- und Erlöspositionen wiesen noch nie dagewesene Beträge auf. Die niedrigen Speicherfüllstände, mit denen das GWJ begann, sorgten Mitte Dezember für die erste von sechs Sonder-LTO Ausschreibungen (siehe Kapitel 5.2.7). Mit dem Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine am 24. Februar 2022 spitzte sich die Krise - auch mit Blick auf die Versorgungslage zu - und die bereits hohen Preise stiegen noch weiter an. Als Folge des zum Zeitpunkt der Berichtserstellung immer noch andauernden Krieges, wurden zahlreiche Änderungen an den Gesetzen zur Versorgungssicherheit vorgenommen.

Darüber hinaus wurde THE vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und der Bundesnetzagentur zur Entwicklung eines zusätzlichen Regelenergieproduktes (LRD) beauftragt, das einen besonderen Fokus auf die Aktivierung von Abschaltpotenzialen von Industrieverbrauchern legt. Die Umsetzung des zusätzlichen Regelenergieproduktes erfolgt innerhalb des MOL-Ranges 4 und wurde zum 1. Oktober 2022 eingeführt.

2. Einsatz interner Regelenergie

Im folgenden Kapitel wird die Nutzung interner Regelenergie im Marktgebiet THE dargestellt. Die Nutzung interner Regelenergie reduziert den Bedarf kostenpflichtiger externer Regelenergie und ist daher gemäß den regulatorischen Vorgaben vorrangig einzusetzen.

Die nachfolgenden Darstellungen illustrieren den Einsatz positiver und negativer interner Regelenergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Monaten des GWJ 21/22.

Der höchste Einsatz von positiver und negativer interner H-Gas Regelenergie ist im Monat Januar zu verzeichnen. Insgesamt wurden 52.258 GWh an positiver und 54.297 GWh an negativer interner Regelenergie im H-Gas eingesetzt.

Der höchste Einsatz von positiver und negativer interner L-Gas Regelenergie ist ebenfalls im Monat Januar zu verzeichnen. Insgesamt wurden 8.479 GWh an positiver und 8.723 GWh an negativer interner Regelenergie im L-Gas eingesetzt.

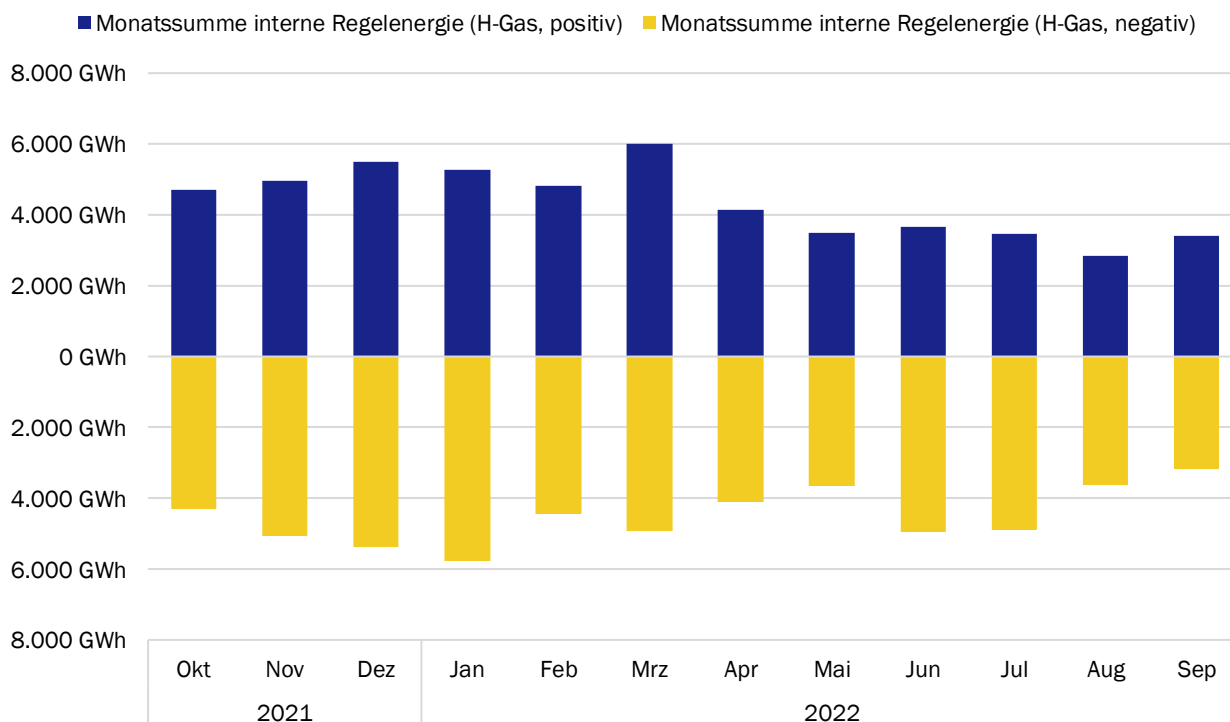


Abbildung 1: Einsatz interne Regelenergie H-Gas

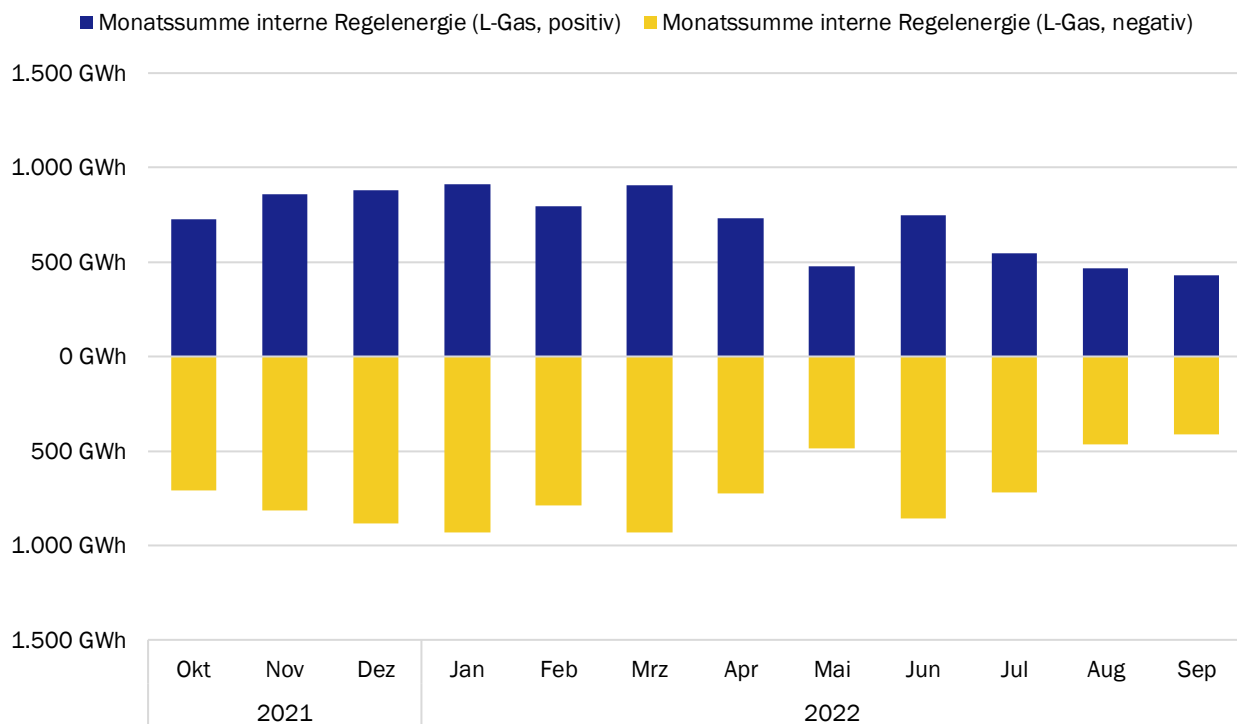


Abbildung 2: Einsatz interner Regelernergie L-Gas

3. Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie

3.1. Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den einzelnen MOL-Rängen

3.1.1. Gesamtüberblick

Abbildung 3 gibt einen Gesamtüberblick über die externen Regelenergiemengen in den einzelnen Monaten des GWJ 21/22.

Insgesamt wurde im GWJ 21/22 Regelenergie in Höhe von 22.890 GWh gekauft und Regelenergie in Höhe von 29.162 GWh verkauft. Im Vergleich dazu lag der Regelenergieeinsatz der ehemaligen Marktgebiete Gaspool und NCG im GWJ 20/21 in Summe bei 52.797 GWh für den Einkauf und bei 53.110 GWh für den Verkauf. Bei einer reinen Mengenbetrachtung lagen die Regelenergiemengen der THE damit ca. 50% unter denen der ehemaligen Marktgebiete. Ob dieser Effekt direkt auf die Marktgebietszusammenlegung zurückzuführen ist, kann nicht abschließend beurteilt werden, da sich die netzhydraulischen Gegebenheiten durch die Zusammenlegung der Marktgebiete verändert haben, so dass eine genaue Ursachenanalyse nicht ohne weiteres möglich ist.

Geprägt war das Jahr von den Unsicherheiten in Bezug auf die Inbetriebnahme der NordStream 2 und den teilweise sehr geringen Speicherfüllständen zu Beginn des Winters. Dies spiegelte sich auch in den Preisen am Großhandelsmarkt und damit folglich in den Kosten und Erlösen für den Regelenergieeinsatz

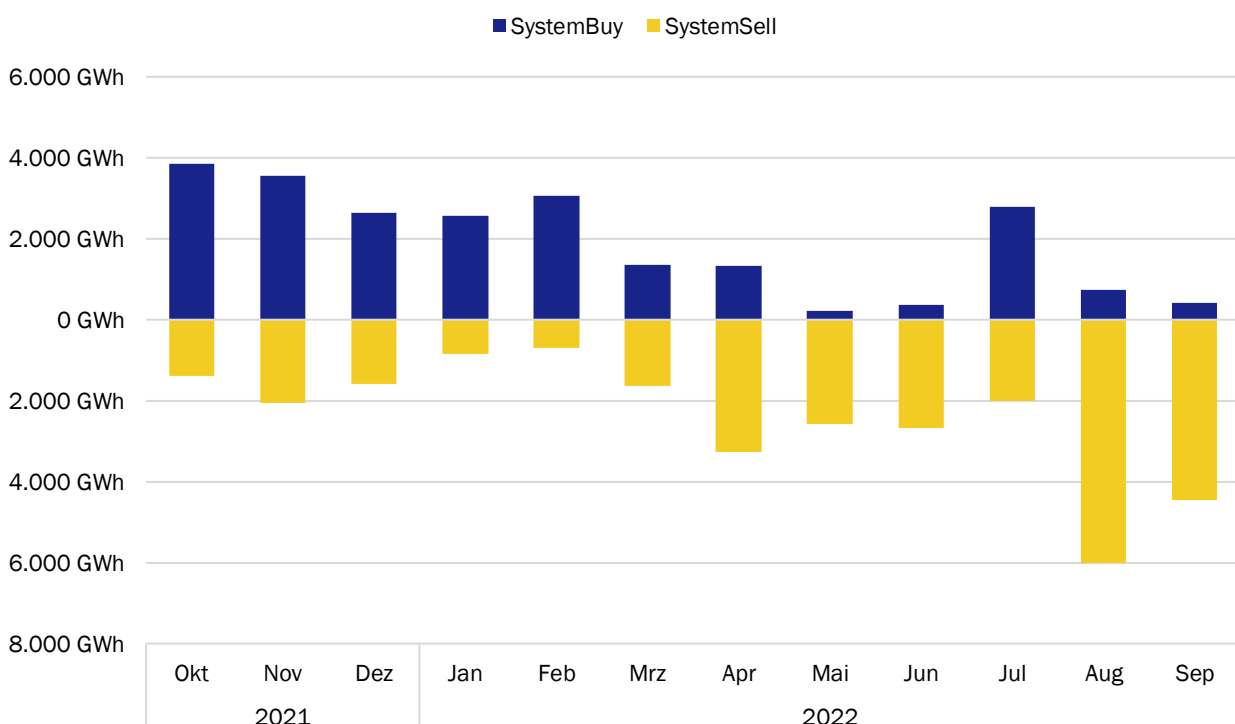


Abbildung 3: Gesamtüberblick zum Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas

wider. Im gesamten GWJ betrugen die Ausgaben für externe Regelenergie (ohne Leistungspreise) 2.659 Mio. EUR (vgl. addierte Kosten der vormals bestehenden Marktgebiete im GWJ 20/21: 1.234,8 Mio. EUR). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich im GWJ 21/22 auf 3.980 Mio. EUR (vgl. addierte Erlöse der vormals bestehenden Marktgebiete im GWJ 20/21: 1.164,4 Mio. EUR). Abbildung 4 stellt den Gesamtüberblick zu den Kosten und Erlösen aus dem Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas dar.

Insbesondere durch die hohen Regelenergieverkäufe in den Monaten August und September, überstiegen die kumulierten Erlöse die im GWJ angefallenen Kosten. Auch unter Berücksichtigung der Kosten für Leistungspreise ergibt sich ein positiver Saldo (Erlöse- Kosten) in Höhe von 888,1 Mio. EUR.

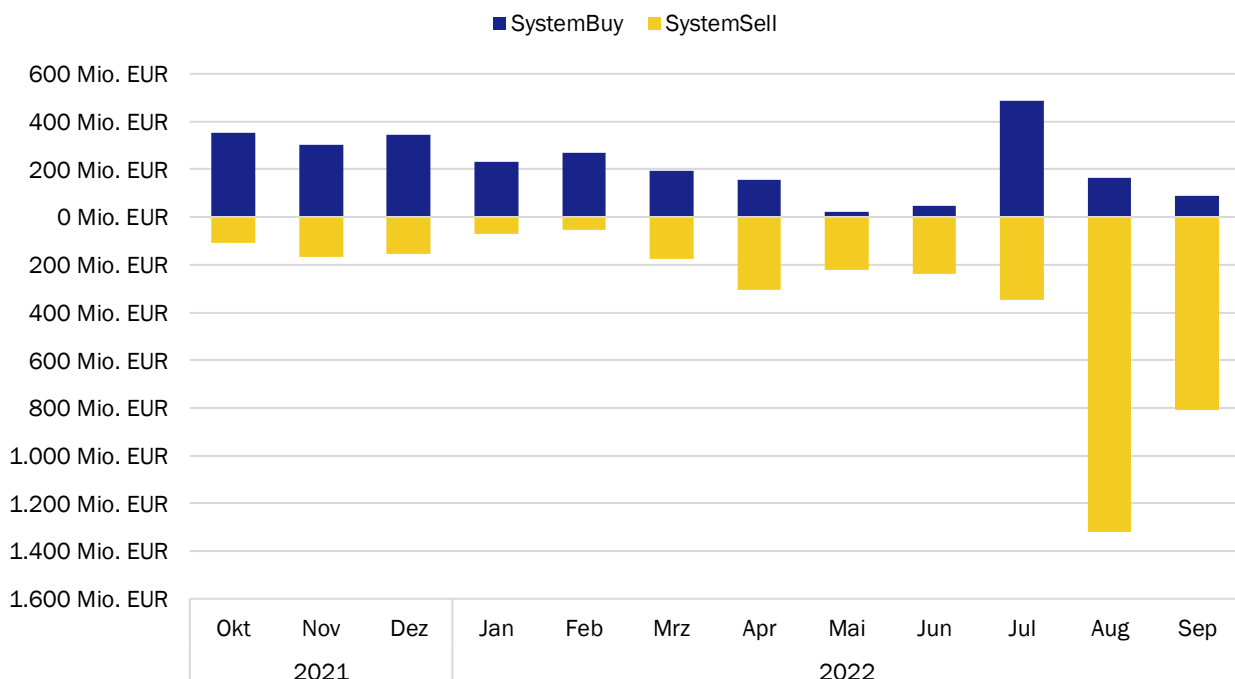


Abbildung 4: Gesamtüberblick zu Kosten und Erlösen durch externe Regelenergie im H- und L-Gas

3.1.2. Gebiete und Zonen im THE-Marktgebiet

Das THE-Marktgebiet ist in die folgenden Gebiete und Zonen unterteilt:

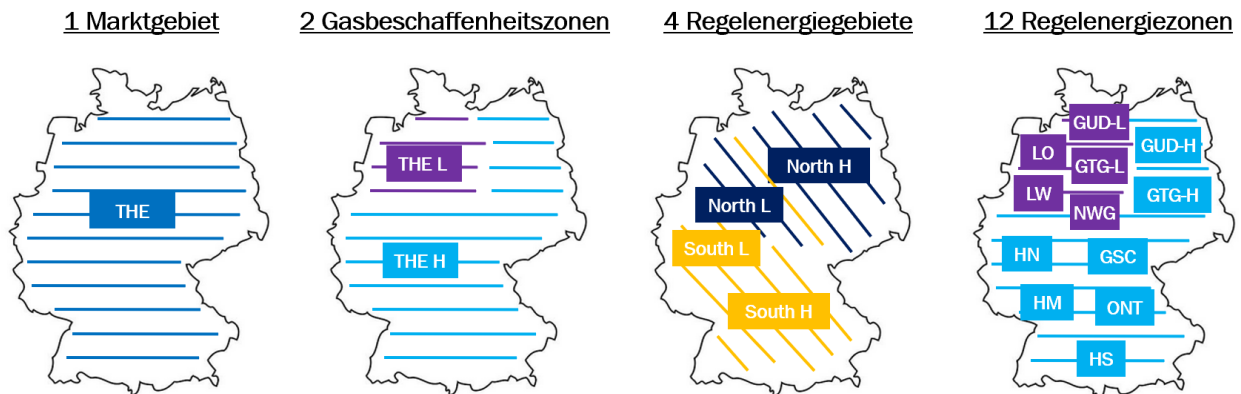


Abbildung 5: Gebiete und Zonen im Marktgebiet

Im Vergleich zu den bisherigen Marktgebieten Gaspool und NetConnect Germany ist die Unterteilung des Marktgebiets in sogenannte Regelennergiegebiete unterhalb der Ebene der Gasbeschaffenheitszonen H-Gas und L-Gas neu. Der Zuschnitt der einzelnen Gebiete und Zonen ergibt sich aus der THE-Punktliste, die auf der THE-Webseite veröffentlicht ist.

3.1.3. Produktportfolio zur Regelennergiebeschaffung

Gemäß den regulatorischen Vorgaben erfolgt die Beschaffung externer Regelennergie anhand einer definierten Merit-Order Liste (MOL), die den Fokus auf die kurzfristige, börsliche Beschaffung von benötigten Regelennergiemengen legt. Neben dem Einsatz von Börsenprodukte kontrahiert der MGV zusätzlich bilaterale Regelennergieprodukte.

In Abbildung 6 sind die im GWJ 21/22 im Marktgebiet THE für die Regelennergiebeschaffung genutzten Produkte je MOL-Rang und je Regelennergiebedarfskriterium dargestellt.

Bei den Börsenprodukten ist zu berücksichtigen, dass je nach Handelszeitpunkt bzw. Lieferzeitraum unterschiedliche Orderbücher für „Day-Ahead“ (DA), „Within-Day“ (WD), „Saturday“ (SA), „Sunday“ (SU) und „Bank Holiday“ (BH) genutzt werden. Im weiteren Verlauf dieses Berichts wird diese Unterscheidung nicht berücksichtigt. Es wird lediglich zwischen den Produktvarianten „Day-Ahead“ (DA) und „Rest of the Day“ (RoD) bei den Tagesprodukten bzw. „Hour“ für Stundenprodukte unterschieden. Die Produktvariante DA beinhaltet dabei bei Börsengeschäften auch sämtliche SA-, SU- und BH-Kontrakte, die WD-Kontrakte werden stets der Produktvariante RoD zugeordnet.

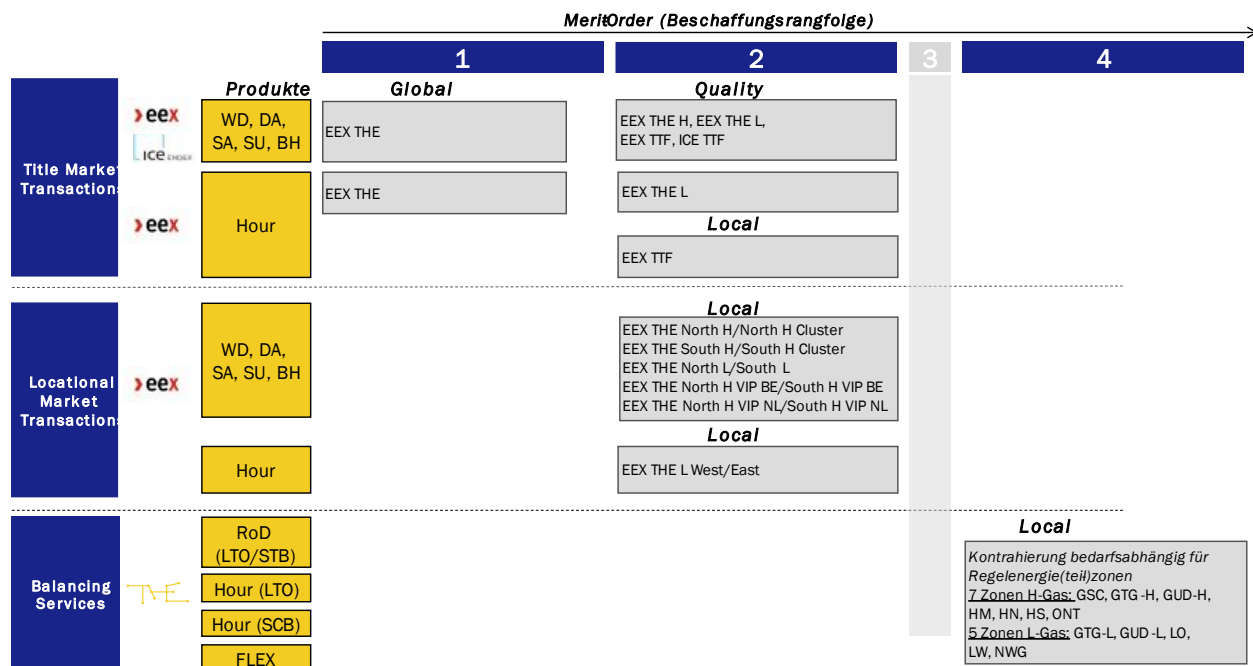


Abbildung 6: Übersicht Produktportfolio Regelenenergie

In den MOL-Rängen 1 und 2 erfolgt ein direkter Handel an der Börse durch den MGW. Dabei besteht die Genehmigung zur Nutzung des TTF für die Beschaffung von Regelenenergie im benachbarten Marktgebiet für THE. Alle Informationen zu den erfolgten Regelenenergieeinsätzen werden auf der THE-Webseite veröffentlicht.

Für die Produkte im MOL-Rang 4 werden Ausschreibungen über das Balancing Services Portal der THE GmbH durchgeführt, an denen alle präqualifizierten Anbieter teilnehmen können. Alle Ausschreibungen werden auf der THE-Webseite angekündigt und die Ausschreibungsergebnisse veröffentlicht. Die Präqualifikationsregeln, Produktbeschreibungen und sonstigen Vertragsunterlagen finden sich ebenfalls auf der THE-Webseite.

Mit der Einführung der THE-VIPs an den Grenzen zu den Niederlanden (TTF-THE-H) und zu Belgien (THE-ZTP) im H-Gas, wurden neue VIP-Orderbücher für den Einsatz marktbasierter Instrumente (MBI) bzw. von externer Regelenenergie eingeführt.

Das ursprünglich zur Strukturierung geplante Stundenprodukt „North L (Hour)“ wurde bisher noch nicht eingeführt. Sollten sich diesbezüglich Änderungen ergeben, wird die THE GmbH die Marktteilnehmer rechtzeitig informieren.

THE wurde im Mai 2022 vom BMWK und der BNetzA zur Entwicklung eines zusätzlichen Regelenenergieproduktes „Load Reduction“ (LRD) beauftragt. Das LRD-Produkt legt einen besonderen Fokus auf die Aktivierung von Abschaltpotenzialen von Industrieverbrauchern für den Regelenenergieeinsatz und ermöglicht somit Industrieverbrauchern, ihr nachfrageseitiges Potential jederzeit über ihren BKV dem MGW als externe Regelenenergie anzubieten (System Buy). Die Umsetzung des zusätzlichen Regelenenergieproduktes erfolgt innerhalb des MOL-Ranges 4. Die entsprechende Produktbeschreibung wurde im Sommer 2022 fertiggestellt und das Produkt wurde zum 1. Oktober 2022 eingeführt.

3.1.4. Beschaffungsmengen und Kosten je MOL-Rang

Im Folgenden werden die im GWJ 21/22 im Marktgebiet THE beschafften externen Regelenergiemengen sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelenergiekäufe) und SystemSell (Regelenergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt. Eine tabellarische Übersicht über alle MOL-Ränge findet sich im Anhang zu diesem Dokument.

Abbildung 7 beinhaltet die beschafften Regelenergiemengen in den Produktvarianten DA sowie RoD je MOL-Rang für die Bedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell auf Monatsbasis sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse¹.

Die Beschaffung im RoD-/DA-Segment erfolgte zu 99,85 % über die Börse. Der Anteil der globalen Beschaffung im MOL-Rang 1 lag dabei bei 13,5 %. Eine Beschaffung externer Regelenergie im MOL-Rang 1 kommt nur in Frage, wenn ausreichendes technisches Konvertierungsvermögen zwischen den Gasbeschaffenheitszonen H-Gas und L-Gas und kein gegenläufiger qualitätsspezifischer Regelenergiebedarf vorliegt. Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 lag damit bei 86,3 %.

Aufgrund der ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 und 2 mussten die langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 (LTO in der Produktvariante „RoD“, siehe dazu Kapitel 5.2) in der regulären RoD- und DA-Beschaffungspraxis weitgehend nicht eingesetzt werden. Die einzigen Abrufe erfolgten zu Testabruf-Zwecken (siehe dazu auch die Teilkapitel zu den MOL-Abweichungen in diesem Kapitel 3.1 sowie zu LTO-Testabrufen in Kapitel 5.2) und – aufgrund von technischen Problemen – in der Nacht des 1. Oktobers 2021.

Vor dem Hintergrund technischer Schwierigkeiten an der Schnittstelle zur Börse EEX war kurzfristig eine Beschaffung über die börslichen Orderbücher nicht möglich. Die benötigten Regelenergiemengen wurden daher über das bilaterale Balancing Service Portal der THE gedeckt.

Abbildung 7 zeigt, dass der Großteil der Regelenergiebeschäftigung über den MOL-Rang 2 erfolgte, wobei auf der Einkaufsseite im H-Gas mit 9.827 GWh die meisten Mengen anfielen und auf der Verkaufsseite die L-Gas-Mengen mit 17.464 GWh dominierten. Setzt man die Mengen insgesamt ins Verhältnis, dann wurden im Bereich SystemBuy 79,7% der Mengen über MOL-Rang 2 beschafft. Im Bereich SystemSell wurden 94,5 % über den MOL-Rang 2 verkauft.

Auffällig sind die hohen SystemSell-Mengen im L-Gas in den Monaten August und September. Zwar sind die Sommermonate auch in der Vergangenheit mehrheitlich durch Verkaufsaktivitäten gekennzeichnet, aber in diesem Jahr lagen die Mengen auf einem deutlich höheren Niveau. Eine Erklärung könnten erste Einspareffekte im SLP-Segment sein. Insbesondere beim weit verbreiteten synthetischen Lastprofilverfahren basieren die Allokationsdaten auf einer temperaturabhängigen Funktion. Eine Verbrauchsänderung wird in diesem Verfahren nicht sofort erfasst. Gestützt wird diese Aussage durch erste Analysen der aggregierten Netzkontosalden, die eine Überallokation aufweisen, d.h. die allokierten Mengen lagen über den verbrauchten Mengen.

¹ Da die DA-Regelenergiebeschaffung im Normalfall in der Stunde von 02:00 bis 03:00 Uhr erfolgt und rein preisoptimiert zwischen dem untertägigen Orderbuch („Within-Day“) mit 24 Stunden Laufzeit sowie dem DA-Orderbuch gehandelt wird, wird weitgehend auf eine getrennte Darstellung der Mengen und Kosten/Erlöse für die Produktvarianten DA und RoD verzichtet.

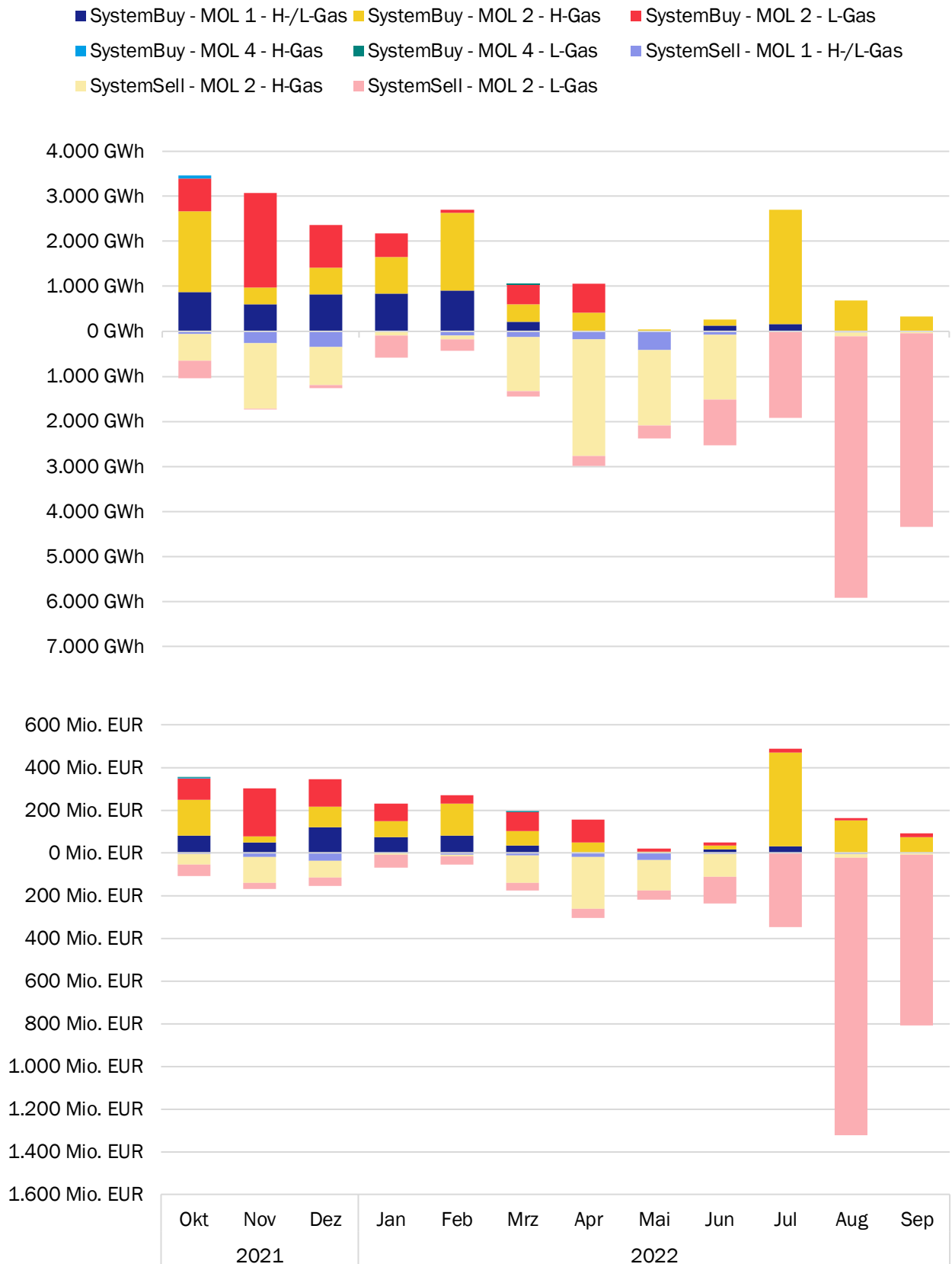


Abbildung 7: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA und RoD, Monatsbasis)

Ein weiterer Grund für die hohen Verkaufsmengen im L-Gas, könnte die im gleichen Zeitraum stark angestiegene bilanzielle L- zu H-Konvertierung sein. Dadurch steigt das L-Gas-Aufkommen im Marktgebiet und liegt über dem tatsächlichen Bedarf und könnte somit ebenfalls zu den Regelenergieverkäufen beitragen. Trotz bilanzieller L- zu H-Konvertierung entsteht hier kein Regelenergiebedarf, da ausreichend H-Gas aus den SLP-Überallokationen vorhanden ist.

Der externe Regelenergieeinsatz zur Deckung **stündlicher Strukturierungsbedarfe (Produktvariante „Hour“)** und die dabei entstandenen Kosten und Erlöse sind in Abbildung 8 dargestellt. Die im GWJ 21/22 über Produkte mit stundengenauer Lieferung beschafften Mengen liegen bei 2.984 GWh. Im gleichen Zeitraum wurden 2.586 GWh über das Stundenprodukt verkauft. Aufgrund der voranschreitenden Marktraumumstellung ist davon auszugehen, dass die Strukturierungsbedarfe perspektivisch sinken. Auf monetärer Seite standen den Kosten von 333,7 Mio. EUR für den Einsatz stündlicher Regelenergieprodukte im Marktgebiet THE im GWJ 21/22 Erlöse in Höhe von 257,7 Mio. EUR gegenüber. Die führt zu Nettokosten von 75,9 Mio. EUR.

Wie bei den RoD- und DA-Regelenergiebedarfen wurden auch die Strukturierungsbedarfe nahezu vollständig über die Börse gedeckt (GWJ 21/22: 99,75 %). Ein außerbörslicher Regelenergieeinsatz (Produkte im MOL-Rang 4) findet mit Ausnahme von Testabrufen nur statt, sofern die Produkte in den MOL-Rängen 1 und 2 nicht bzw. nicht ausreichend verfügbar (in der Praxis insbesondere bei einer Nichtverfügbarkeit der Börse) oder zur Bedarfsdeckung nicht geeignet sind. Das zur Strukturierung eingesetzte SCB-Produkt mit besonders kurzer Vorlaufzeit wird dabei in den allgemeinen Auswertungen in diesem Kapitel ebenfalls unter der Produktvariante „Hour“ geführt (für Einzelheiten zur Produktausgestaltung sowie zum SCB-Einsatz siehe auch Kapitel 5.4).

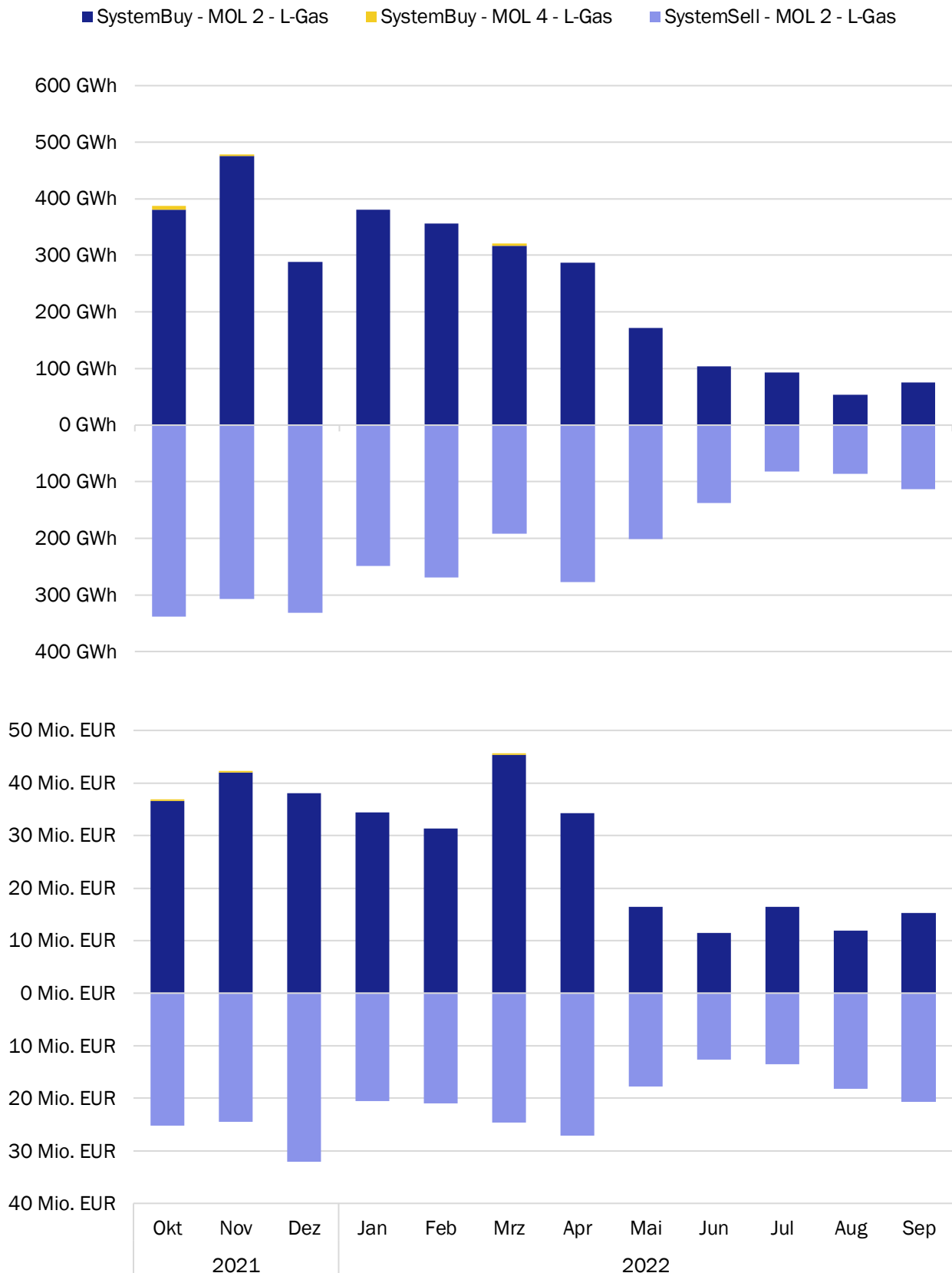


Abbildung 8: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)

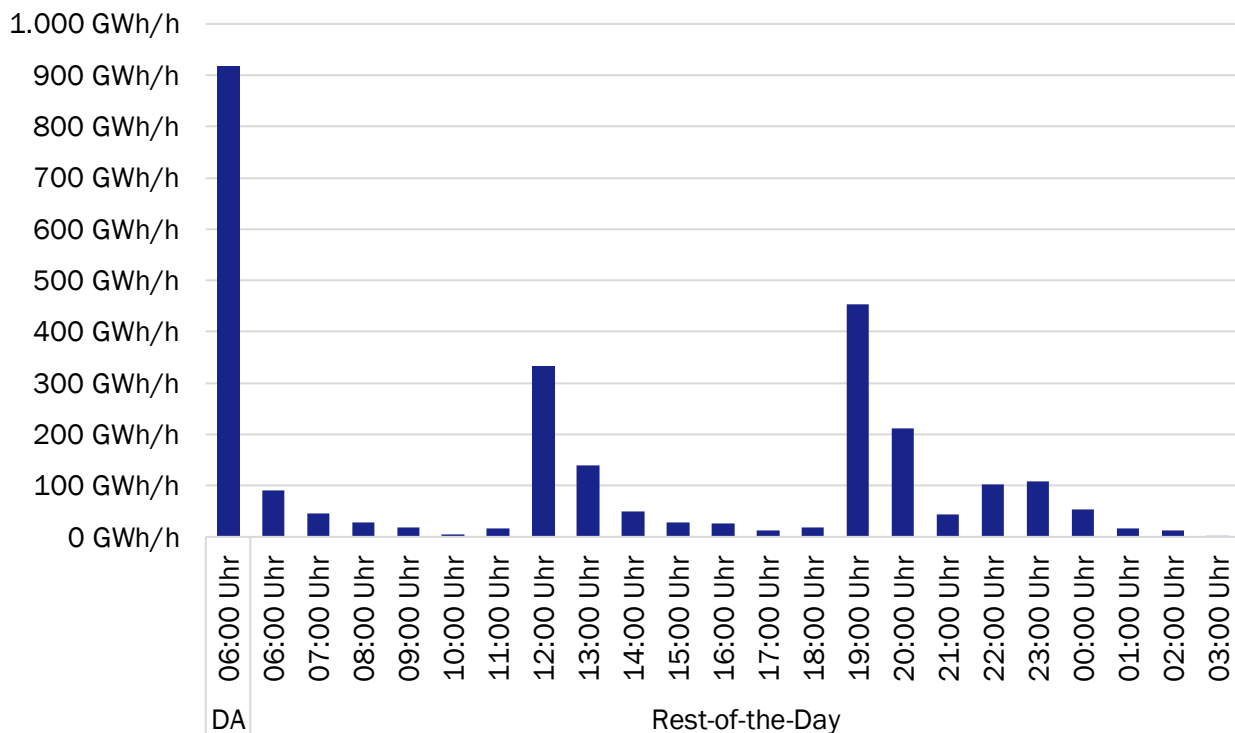


Abbildung 9: Externe Regelernergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA und RoD)

In Abbildung 9 wird die abgerufene Leistung bezogen auf die Einsatzdauer gezeigt. Die höchste Leistung wird im „Day Ahead“-Bereich abgerufen, wobei der „Day Ahead“-Handel bis 02:00 Uhr möglich ist. Im „Rest of the Day“-Bereich liegt der höchste Leistungsabruf um 19:00 Uhr.

Eine tabellarische Gesamtübersicht zu den Kosten und Erlösen je MOL-Rang kann dem Anhang entnommen werden.

3.1.5. Preisentwicklung für SystemBuy und SystemSell je MOL-Rang

In diesem Abschnitt werden die minimal, maximal und durchschnittlich realisierten Beschaffungspreise je MOL-Rang für SystemBuy- und SystemSell-Regelernergiebedarfe auf Monatsbasis dargestellt.

Das GWJ 21/22 war durch extrem hohe Preise gekennzeichnet. Bereits im Mai 2021 begannen die Preise insgesamt zu steigen, im Oktober 2021 wurde die 100 EUR/MWh-Marke überschritten. Nachdem die Preise sich in den folgenden Wochen auf einem recht hohen Niveau stabilisierten, erreichten die Preise im Dezember 2021 mit über 190 EUR/MWh einen erneuten Höchststand. Nach einer abermaligen Stabilisierung wurde mit 304,10 EUR/MWh im August 2022 der bis dahin höchste Wert im Jahr 2022 erreicht. Der VHP-Durchschnittspreis im GWJ 21/ lag 22 bei 123,24 EUR/MWh.

Im Zuge der Preissteigerungen haben sich auch die Spreads zwischen Ein- und Verkaufspreis vergrößert. Die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD- und DA-Regelernergiebedarfe im THE-Marktgebiet bewegten sich dabei durchschnittlich innerhalb eines Preiskorridors von ± 11 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen an der Börse.

Abbildung 10 zeigt die Beschaffungspreise für MOL 1, MOL 2 und MOL 4² für L-Gas getrennt nach RoD- bzw. DA- sowie Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 21/22. Bei den Hour-Regelenergiebedarfen treten erfahrungsgemäß bei den Maximalpreisen immer wieder auch höhere Abweichungen von den durchschnittlich erzielten Preisen auf, in einzelnen Beschaffungssituationen auch mit besonders hohen Ausreißer-Preisen. Diese Preisausreißer haben in der Regel jedoch keine spürbaren Auswirkungen auf die Gesamtkosten.

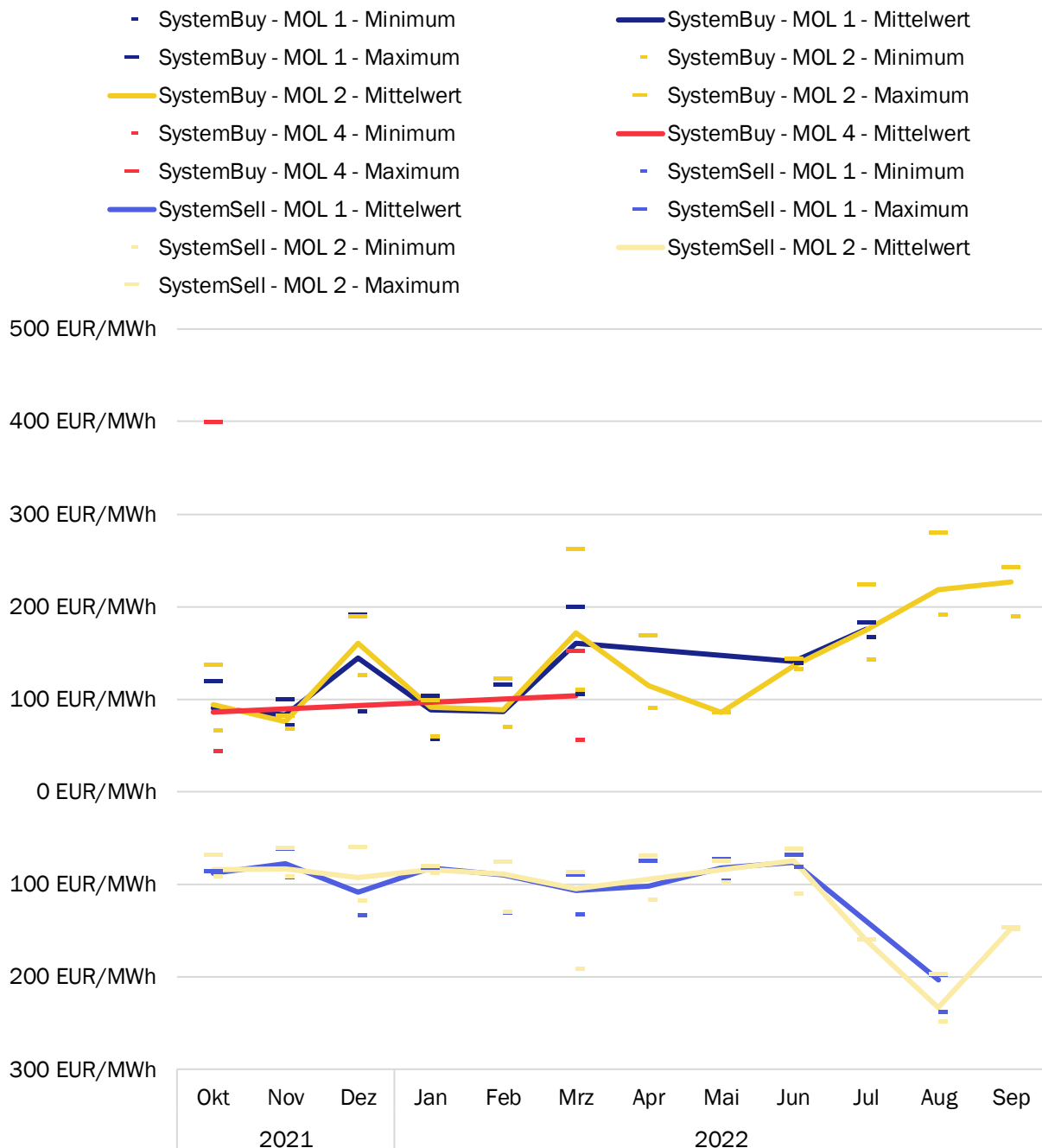


Abbildung 10: Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

² Die bilateralen kurzfristigen Regelenergieprodukte im MOL-Rang 3 sind zum 1. Januar 2018 entfallen (siehe Kapitel 8 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18); der MOL-Rang 3 wird daher seit dem Regelenergiebericht für das GWJ 18/19 nicht mehr in den Tabellen aufgeführt.

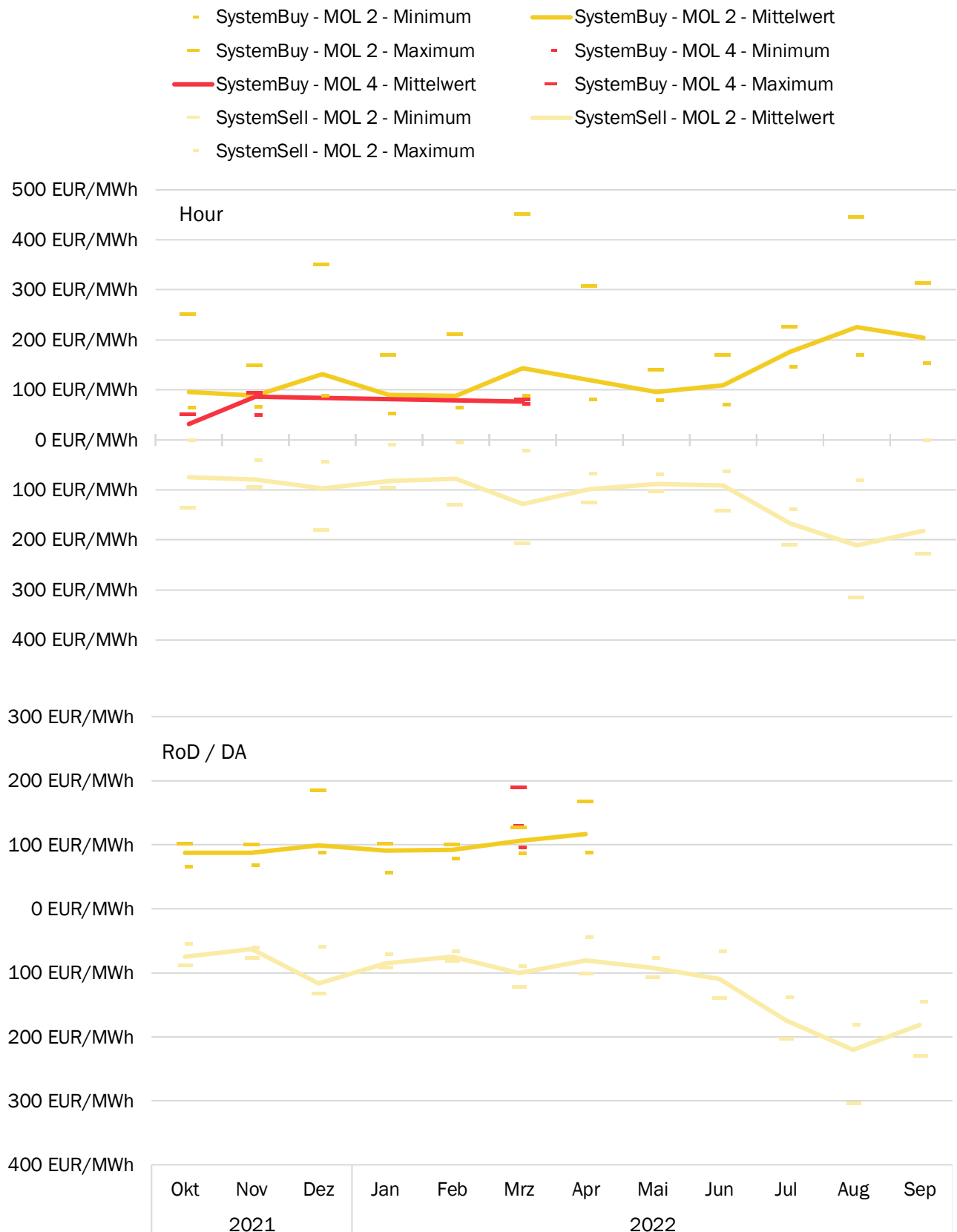


Abbildung 11: Preise externe Regellenergie L-Gas (DA,RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

3.1.6. Abweichungen von der MOL

Die Beschaffung externer Regelenergie folgt der festgelegten MOL entsprechend der Festlegung GaBi Gas 2.0. In Ausnahmefällen kann es zu regulatorisch zulässigen Abweichungen der Abrufreihenfolge kommen. Hierzu zählen insbesondere Testabrufe gemäß der LTO-Produktbeschreibung (siehe Kapitel 5.2). In folgender Tabelle werden die Abweichungen der im GWJ 21/22 für das Marktgebiet THE aufgeführt³.

Datum	MOL Rang	Ersatzrang	Begründung
9. März 2022	MOL Rang 2 RoD	MOL Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen

Tabelle 1: Übersicht MOL-Abweichungen

3.2. Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

3.2.1. Beschaffung von externer Regelenergie in benachbarten Marktgebieten (gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung)

Die Zweckmäßigkeit der Beschaffung von Regelenergiemengen in benachbarten Marktgebieten ergibt sich aufgrund der Möglichkeit globale, gasqualitätsscharfe und lokale Effekte durch den Handel von Title-Produkten am Title Transfer Facility (TTF) zu realisieren. Erzielt werden diese durch entsprechende Transportbuchungen und Nominierungen an den relevanten GÜPs bzw. virtuellen Kopplungspunkten (VIPs). Die Regelenergiebeschaffung in benachbarten Marktgebieten stellt somit grundsätzlich eine geeignete Ergänzung zur Regelenergiebeschaffung dar.

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) der Festlegung GaBi Gas 2.0 wurde die Beschaffung externer Regelenergie im benachbarten Marktgebiet genehmigt. Entsprechend können die börslichen Spotmarktprodukte der EEX sowie der ICE Endex mit Lieferort am niederländischen TTF für das Marktgebiet THE genutzt werden.

3.2.2. Beschaffungsmengen und Kosten

Im GWJ 21/22 wurde externe Regelenergiebedarfe vom MGV auch im angrenzenden Marktgebiet am niederländischen TTF gedeckt. Die monatlichen Mengen sind in Abbildung 12 aufgeführt. Insgesamt wurden dabei 651,0 GWh gekauft und 151,6 GWh verkauft.

Die in Abbildung 13 gezeigten Kosten und Erlöse ergeben über das ganze GWJ gesehen Kosten in Höhe von 98,772 Mio. EUR und Erlöse in Höhe von 14,081 Mio. EUR.

³ Die MOL-Abweichungen werden auch stets auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

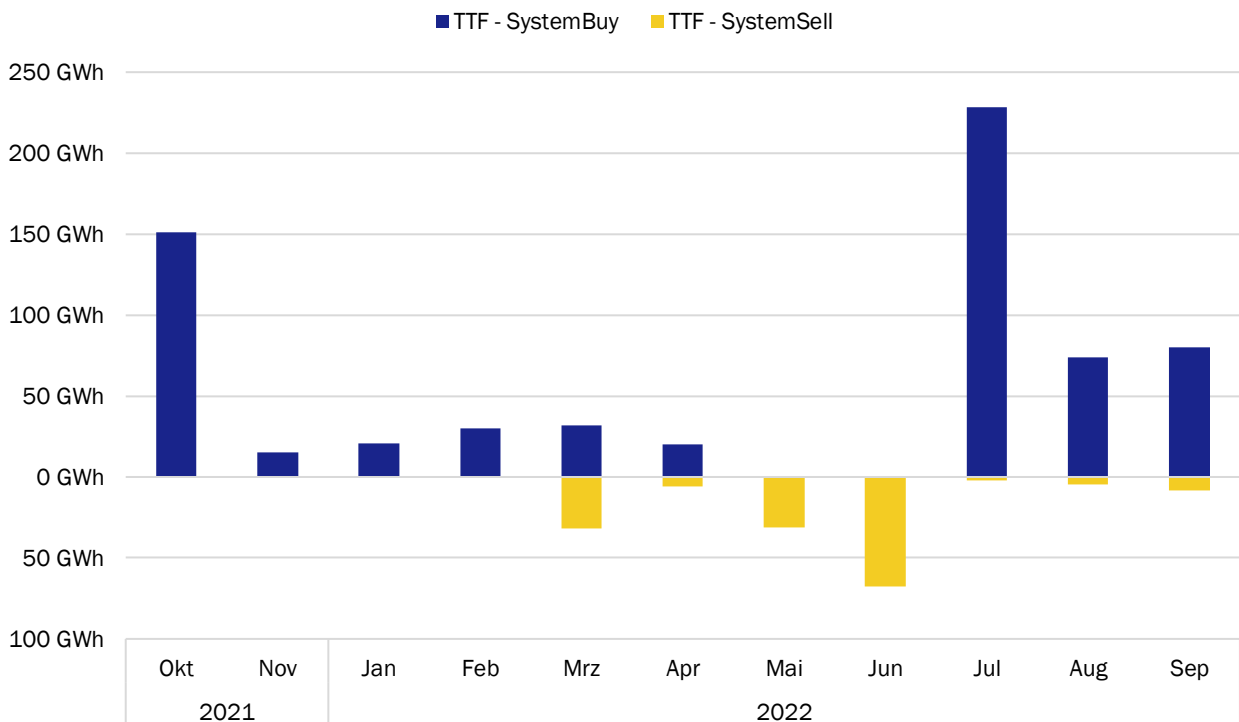


Abbildung 12: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (DA und RoD Monatsbasis)

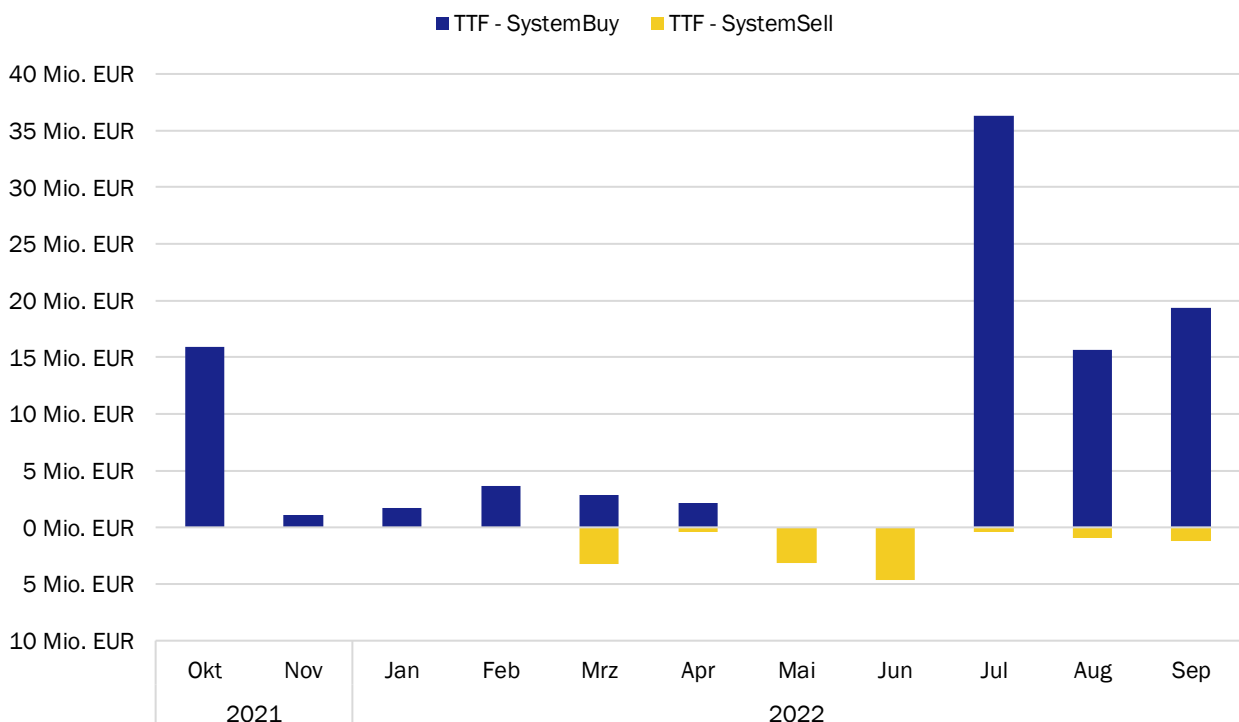


Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Mengen, Kosten und Erlöse; Monatsbasis)

3.2.3. Kontrahierte Kapazitäten und Nutzung

Für die Regelenergiebeschäftigung im GWJ 21/22 wurde entsprechend Transportkapazität kontrahiert. Die im gesamten Zeitraum genutzte Kapazität gemäß Abbildung 14 lag bei 1.757.454,000 MWh/h. Unter Berücksichtigung der insgesamt gebuchten Kapazität von 1.952.965,304 MWh/h entspricht dies einer Auslastung von 90 %.

Die Kosten für die gebuchten Kapazitäten sind in Abbildung 15 aufgeführt. Die Gesamtkosten für die gebuchten Kapazitäten lagen bei 2.231.046,77 EUR.

3.2.4. Aktuelle Beschaffungsmethodik von Kapazitätsbuchungen

Gemäß Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung prüft der MGV jährlich die Bedingungen bezüglich des Handels von Title-Produkten am TTF. Hierzu wurden die Bedingungen für den Handel in den Orderbüchern „ICE TTF“ und „EEX TTF“ sowie die einschlägigen Transportbedingungen für die relevanten Transportbuchungen/-nominierungen geprüft und als ordnungsgemäß eingestuft. Darüber hinaus wurde geprüft, ob die Voraussetzungen für eine Beschaffung in benachbarten Marktgebieten weiterhin vorliegen. Die weitere Möglichkeit der Beschaffung wurde als erforderlich und sinnvoll eingestuft. Die Voraussetzungen von Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung sind somit erfüllt.

Die jeweils gültigen Konditionen und Preiskomponenten zur Deckung von Regelenergiebedarfen aus benachbarten Marktgebieten werden jährlich evaluiert und die Beschaffungsmethodik an die ggf. geänderten Rahmenbedingungen angepasst.

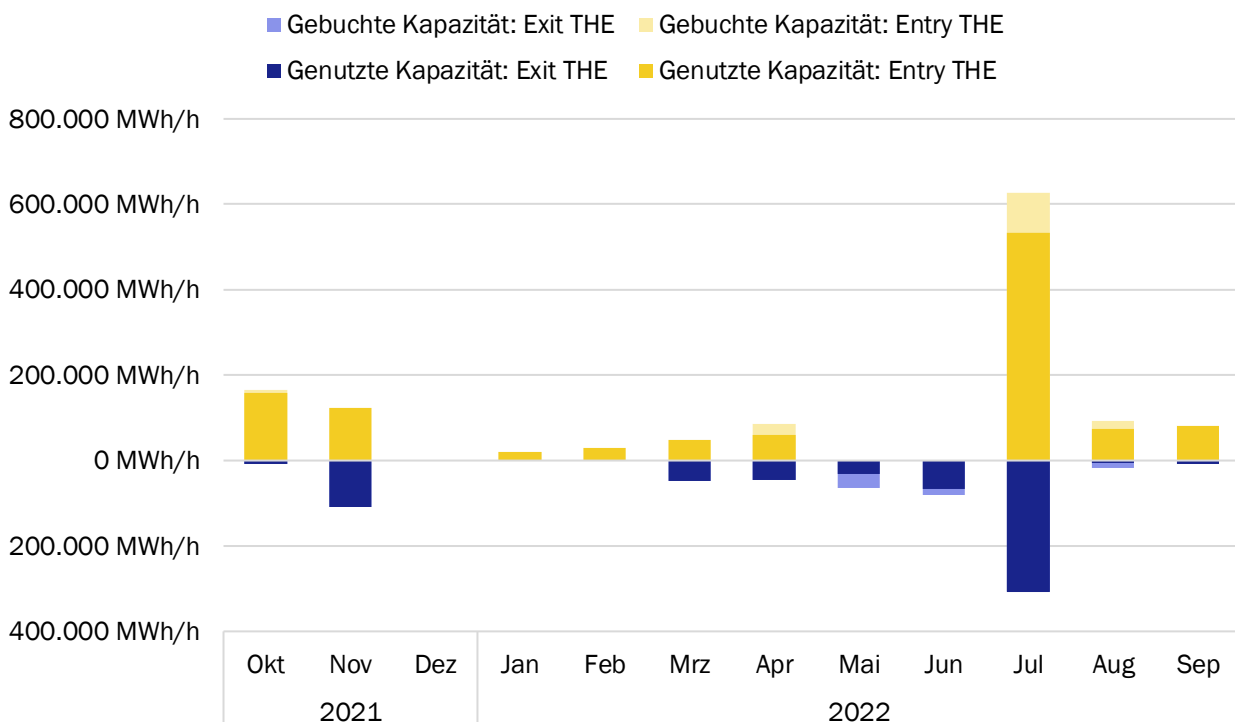


Abbildung 14: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

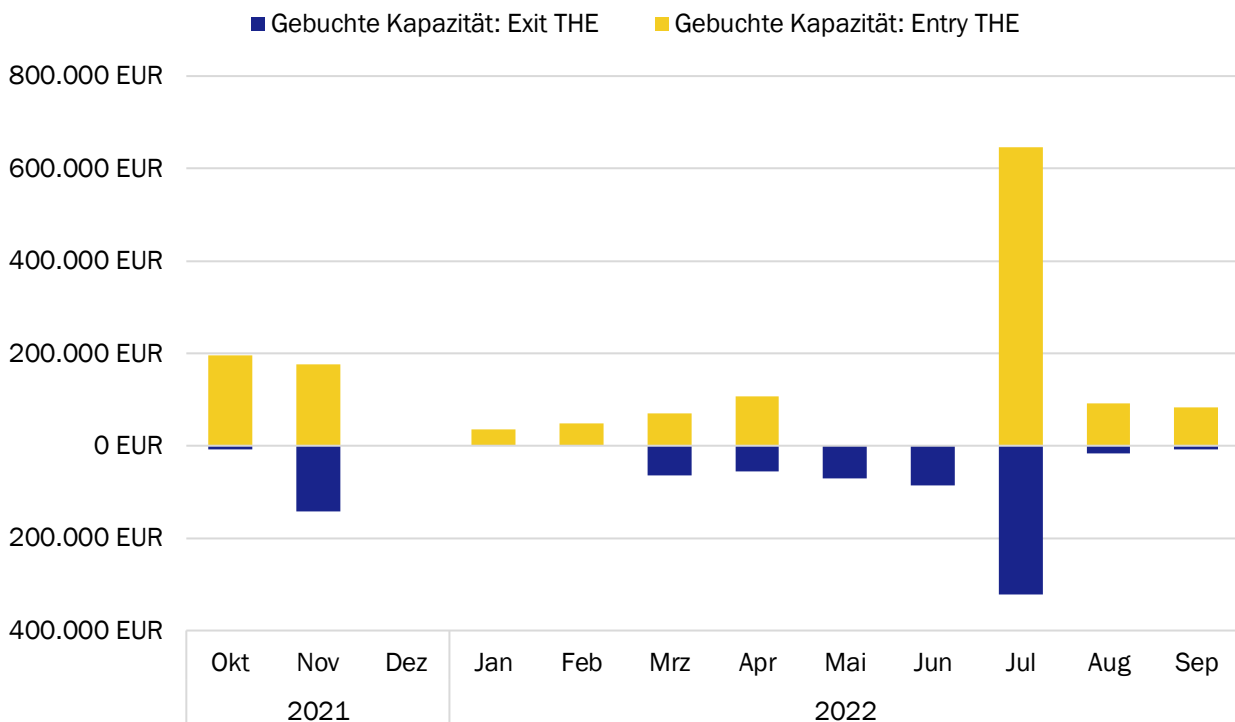


Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

3.2.5. Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Transportkosten-Aufschlags/-Abschlags

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) letzter Satz der Festlegung GaBi Gas 2.0 sind die bei der Regelenergiebeschaffung oder -bereitstellung in einem benachbarten Marktgebiet für den Transport anfallenden Kosten durch den MGv angemessen zu berücksichtigen. Diese Transportkostenaufschläge bzw. -Abschläge fließen zusammen mit den im benachbarten Marktgebiet angefallenen Commodity-Kosten bzw. -Erlösen in die Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise ein.

Für die Regelenergiebedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell werden Transportkostenaufschläge/-abschläge in Abhängigkeit der tatsächlichen Einsatzdauer getrennt ermittelt. Für SystemBuy kommt dabei ein Transportkostenaufschlag und für SystemSell ein Transportkostenabschlag auf den zu diesem Geschäft zugehörigen Börsenpreis zur Anwendung. Die ermittelten Transportkostenaufschläge/-abschläge werden für die jeweiligen Liefermonate und Einsatzdauern auf der Webseite der THE veröffentlicht.

Die Systematik der Berechnungsmethodik des Transportkostenaufschlags/-abschlags ist im Dokument „Berechnungsmethodik des Transportkostenaufschlags/-abschlags“, das auf der Webseite der THE zur Verfügung steht, ausführlich beschrieben⁴.

⁴ Link zum Dokument: [Berechnungsmethodik Transportkostenaufschlag/Transportkostenabschlag \(tradinghub.eu\)](https://tradinghub.eu/Berechnungsmethodik%20Transportkostenaufschlag/Transportkostenabschlag)

3.3. Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)

Im Folgenden werden die monatlichen Handelsaktivitäten für Bilanzierungstätigkeiten im Marktgebiet THE (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung) je MOL-Rang⁵ im GWJ 21/22 dargestellt. Innerhalb des MOL-Rangs 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie im benachbarten Marktgebiet separat ausgewiesen.

3.3.1. Ermittlung der Anzahl an Handelsgeschäften für Bilanzierungstätigkeiten

Für jede Stunde innerhalb eines Gastages wird die Anzahl an Handelsgeschäften zur Beschaffung von Regelenergiebedarfen auf Basis der Veröffentlichungen für das THE-Marktgebiet nach definierten Bedarfskriterien ermittelt. Sofern für ein Bedarfskriterium mehrere Handelsgeschäfte mit gleicher Laufzeit getätigt wurden, wird für dieses Bedarfskriterium nur ein Handelsgeschäft ausgewiesen. Sofern in einer Stunde Handelsgeschäfte aufgrund von mehreren Bedarfskriterien erforderlich wurden, werden diese jeweils als einzelne Handelsgeschäfte gewertet. Die so ermittelten Handelsgeschäfte werden für den gesamten Betrachtungszeitraum aufsummiert. In Abbildung 16, bzw. Abbildung 17 sind die Anzahl der Abrufe der Regelenergieprodukte der Produktarten DA/RoD, bzw. Hour abgebildet.

Die höhere Anzahl an Abrufen im MOL-Rang 4 ist insbesondere auf die Einführung des SCB-Produkts zurückzuführen, das seit Mai 2020 regelmäßig zu Strukturierungszwecken zum Einsatz kommt.

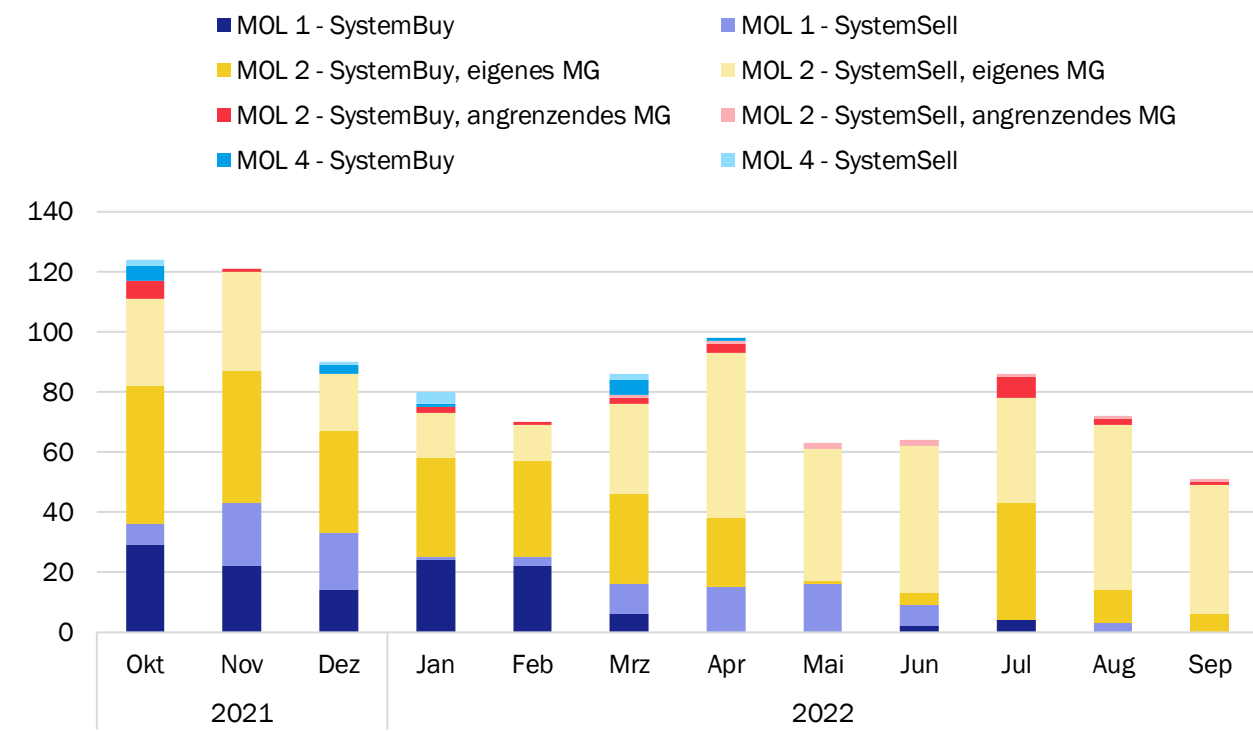


Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)

⁵ Zu MOL-Rang 3 siehe Fußnote 2.

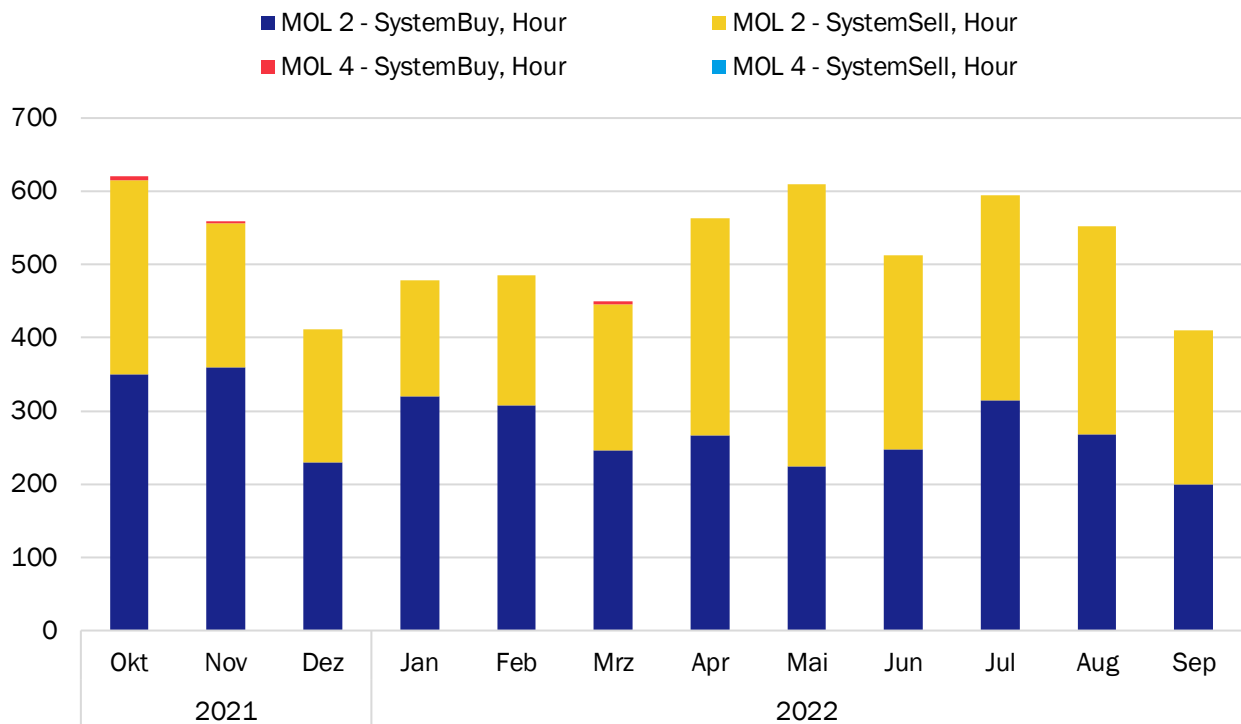


Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)

4. Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen

4.1. Vorbemerkung

Entsprechend der Vorgaben der GaBi Gas 2.0 besteht auch im Marktgebiet THE das System der untertägigen Verpflichtungen.

Dieses Kapitel beschreibt die Entwicklung des untertägigen gegenläufigen Regelenergiebedarfs sowie der Flexibilitätsmengen und Flexibilitätskostenbeiträge.

Das Instrument der untertägigen Verpflichtungen soll den BKV einen Anreiz geben, auch innerhalb des Gastages einen ausgeglichenen Bilanzkreis anzustreben. Stündliche Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeisemengen im Bilanzkreis werden hierfür erfasst und über den Tag kumuliert. Wird dabei eine definierte Grenze überschritten, können diese Stundenmengen abgerechnet werden (sogenannte Flexibilitätsmenge). Die Abrechnung erfolgt jedoch nur, wenn dem MGV an diesem Tag auch durch gegenläufige Regelenergiegeschäfte im MOL-Rang 1 Kosten entstanden sind. Die BKV erhalten für alle RLM-Kunden eine stündliche Toleranz von 7,5 % der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, damit nicht jede Prognoseungenauigkeit potenziell zu einer Abrechnung führt. Für alle anderen Zeitreihen wird keine Toleranz gewährt.

4.2. Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen

In Abbildung 18 werden die untertägigen gegenläufigen Regelenergieeinsätze je MOL-Rang (innerhalb MOL-Rang 1 bzw. jeweils gasqualitätsspezifisch in MOL-Rang 2) für das GWJ 21/22 dargestellt.⁶ Der Oktober 2021 weist die höchsten gegenläufigen Regelenergiemengen auf, während es in den Sommermonaten wenig bis gar keinen gegenläufigen Einsatz gab.

⁶ In der Abbildung sind die DA- und RoD-Regelenergieeinsätze zusammengefasst dargestellt, siehe hierzu Fußnote 1.

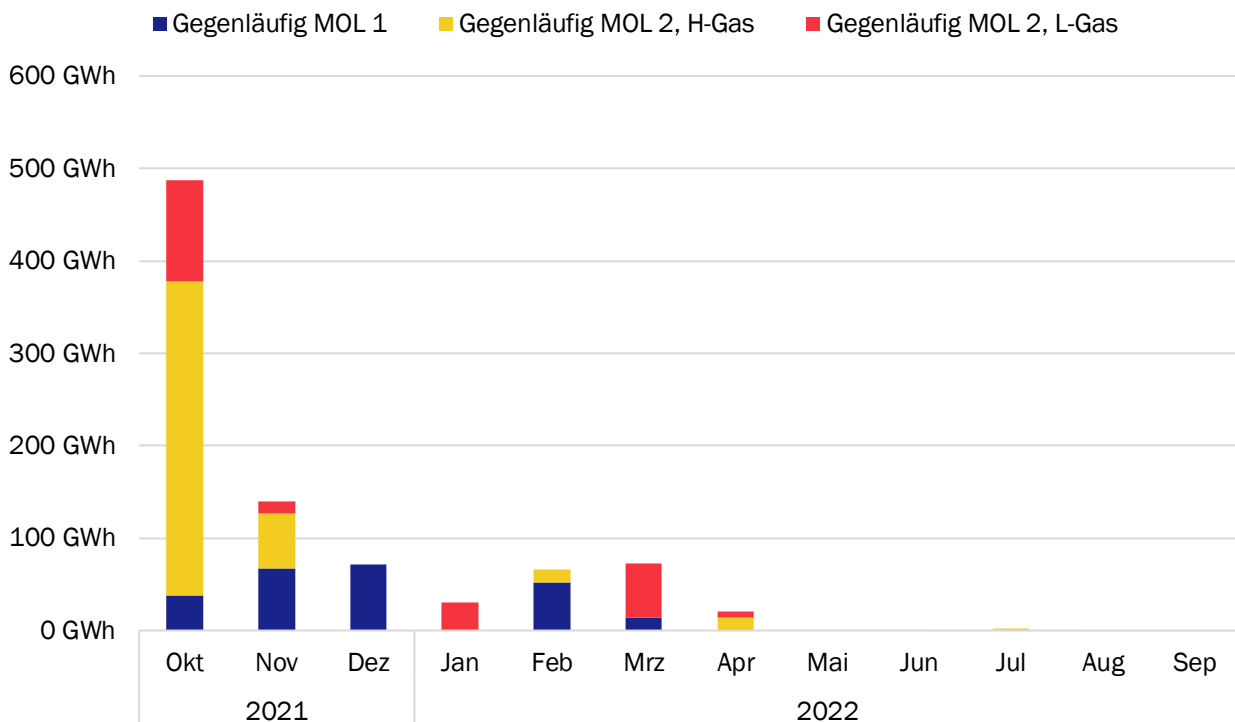


Abbildung 18: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA und RoD, Monatsbasis)

Die gegenläufigen Regelenergieeinsätze folgen keinem eindeutigen systematischen Zusammenhang, sondern können sich von Jahr zu Jahr sowie innerhalb der Jahre durchaus unterschiedlich entwickeln. Dies ist abhängig vom allgemeinen Verhalten der Marktteilnehmer. Auch die Verfügbarkeit netzbezogener Maßnahmen (insbesondere Swaps), die von den Netzbetreibern jeweils nur nach Können und Vermögen genutzt werden können, kann sich auf die getätigten gegenläufigen Regelenergieeinsätze auswirken.

4.3. Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen

Die bilanzielle Flexibilitätsmenge stellt die Tagessumme der über die Toleranz hinausgehenden kumulierten stündlichen Bilanzkreisabweichungen dar. Auf diese Menge wird ein Flexibilitätskostenbeitrag erhoben, der sich aus der durchschnittlichen Preisdifferenz gegenläufiger Regelenergiegeschäfte eines Gastages innerhalb des MOL-Rangs 1 ergibt. Die bilanziellen Flexibilitätsmengen werden somit nur an Gastagen abgerechnet, an denen ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz innerhalb des MOL-Rangs 1 aufgetreten ist.

Die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsmengen im GWJ 21/22 sind in Abbildung 19 auf Monatsbasis dargestellt.

Abbildung 20 zeigt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh. Die Anzahl der Tage, an denen ein Flexibilitätskostenbeitrag berechnet wurde, lag bei 13. Auch wenn es sich hierbei um vergleichsweise wenige Tage handelt, bleiben diese erratisch verteilt, so dass der Flexibilitätskostenbeitrag grundsätzlich geeignet ist, Anreize zu setzen. Für die Höhe der jeweils berechneten Flexibilitätskostenbeiträge ist die Preisdifferenz zwischen den Kauf- und Verkaufspreisen maßgeblich.

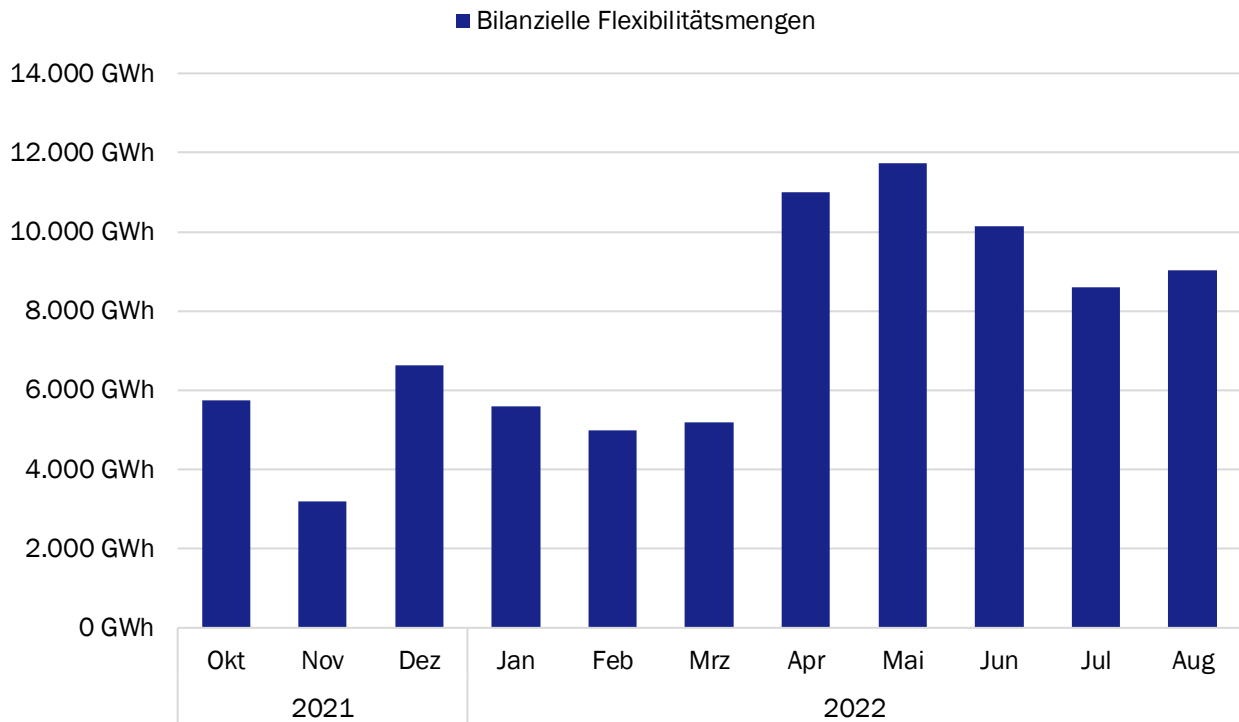


Abbildung 19: Bilanzielle Flexibilitätsmengen

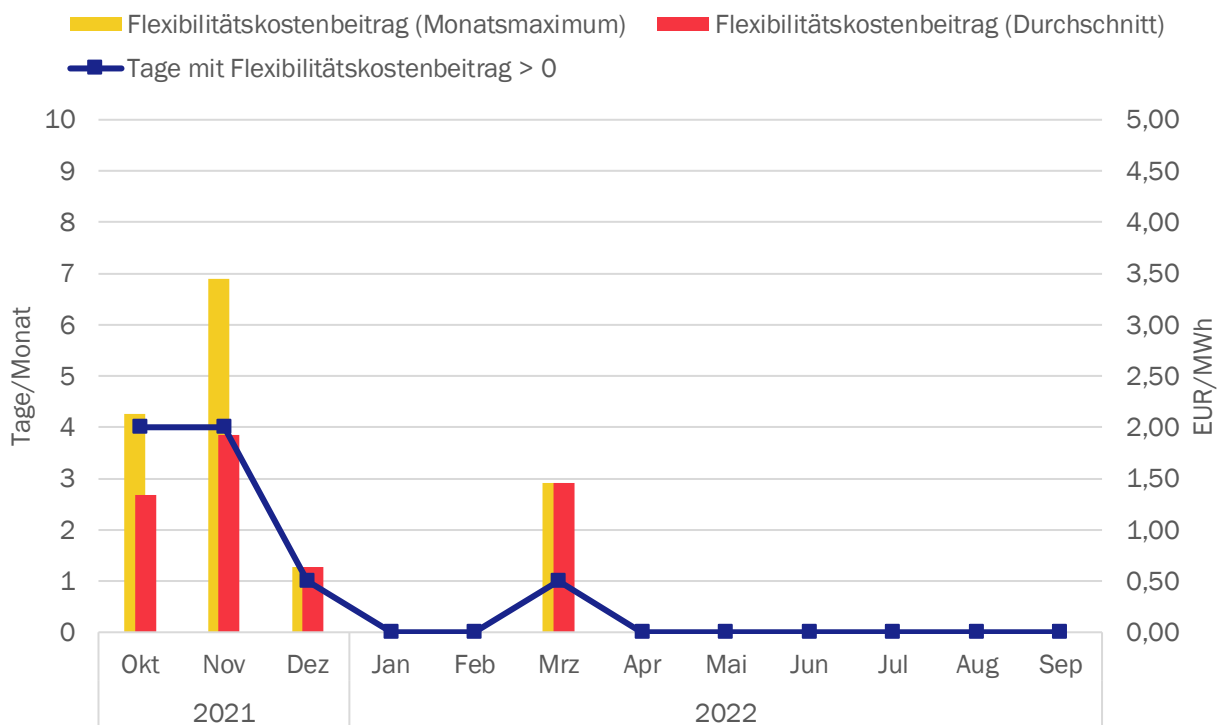


Abbildung 20: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)

5. Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen im MOL-Rang 4

5.1. Einleitung

MOL 4 Produkte dienen der Absicherung etwaiger Regelenergiebedarfe für den Fall, dass die entsprechenden Bedarfe nicht über die Börse gedeckt werden können.

Die folgenden Kapitel geben jeweils einen Überblick über die Ausgestaltung der jeweiligen Produkte, durchgeführte Ausschreibungen sowie den Einsatz. Zudem erfolgt die Überprüfung der Reduzierung gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung.

5.2. Long Term Options

5.2.1. Produktbeschreibung

Das bilaterale Regelenergieprodukt „Long Term Options“ (LTO) dient der langfristigen Absicherung von Regelenergiebedarfen. Es beinhaltet die Möglichkeit des Kaufs bzw. Verkaufs von Gasmengen durch den MGW während des vereinbarten Leistungszeitraums und wird im Marktgebiet THE in zwei Produktvarianten ausgeschrieben.

In der **Produktvariante „RoD“** erfolgt im Abruffall an einem Gastag die Bereitstellung bzw. Übernahme von Gasmengen durch den Anbieter ab der Stunde des Abrufs als konstante Stundenleistung bis zum Ende des Gastages. Diese Produktvariante wird zonenbezogen ausgeschrieben und dient zur Absicherung von sogenannten dynamischen Effekten in den einzelnen Regelenergiezonen sowie zur Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß BMWK-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 5.6). Bei den dynamischen Effekten handelt es sich um aufgrund besonderer äußerer Umstände kurzfristig erforderliche Leistungsinhaltsveränderungen innerhalb einer spezifischen Regelenergiezone.

Die aktuellen Produktparameter der LTO-Produktvariante RoD sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

LTO-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Mind. 10 MWh/h je Los (danach ganzzahlig bis max. 1.000 MWh/h)
Übergabeort	
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	An jedem Gastag während des gesamten Ausschreibungszeitraums (maximal jedoch bis Erreichen der definierten Anzahl an Abruftagen)
Abrufkriterium	Ausschöpfung/technische Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 2: Produktparameter LTO RoD

Die **Produktvariante „Hourly“** dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen in den jeweils ausgeschriebenen Regelenergiezonen. Dabei kann die vom Anbieter vorgehaltene Leistung während des gesamten vereinbarten Leistungszeitraums stundengenau abgerufen werden.

Die aktuellen Produktparameter der Produktvariante Hourly sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

LTO-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Hourly
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	In jeder Stunde während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 3: Produktparameter LTO Hourly

Die Kontrahierung von LTO - sowohl in der **Produktvariante RoD** als auch in der **Produktvariante Hourly** - erfolgt im Rahmen transparenter Ausschreibungen. Die Ausschreibungsbedarfe werden dabei jeweils gemäß den Anforderungen der GaBi Gas 2.0 und des Netzkodex Gasbilanzierung vorher veröffentlicht. An den Ausschreibungen für LTO-Bedarfe können BKV nach erfolgreicher Präqualifizierung als bilateraler Regelenergieanbieter teilnehmen. Die Anbieter können für den gesamten Ausschreibungszeitraum einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Bereitstellung (SystemBuy) oder Übernahme (SystemSell) von Gas-mengen verlangen.

5.2.2. Ausschreibung und Einsatz von LTO RoD

Im Folgenden werden die für die verschiedenen LTO-Ausschreibungszeiträume für die Produktvariante RoD ausgeschriebenen Bedarfe sowie die zugehörigen Ausschreibungsergebnisse aufgeführt⁷.

Ausschreibungszeitraum	Regelenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angeboteleistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h) ⁸	Leistungspreis (EUR) ⁹	Durchschnittlicher Arbeitspreis (EUR/MWh) ¹⁰
Q4 2021	HS	2.410	9.220	2.410	1.469.002	53,47
Januar 2022	HN, HM, HS, HOS, LW, LO, LGN, LGU, LNA	5.423	19.445	5.440	9.308.513	87,56
Februar 2022	HN, HM, HS, HOS, LW, LO, LGN, LGU, LNA	14.385	37.627	14.395	22.845.553	90,20
März 2022	HN, HM, HS, HOS, LW, LO, LGN, LGU, LNA	14.385	32.865	14.401	32.650.403	84,64

Tabelle 4: THE –Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy)

Zu einem Abruf der kontrahierten LTO in der Produktvariante RoD kam es im GWJ 21/22 am 1. Oktober 2021 sowie im Rahmen von Testabrufen. Die abgerufenen Mengen und zugehörigen Kosten bzw. Erlöse sind im Folgenden tabellarisch dargestellt:

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Oktober 2021	54.000	2.876.628	---	---
März 2022	2.400	272.874	---	---

Tabelle 5: Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen

5.2.3. Überprüfung der Reduzierung von LTO RoD gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Die LTO in der Produktvariante RoD dienen als lokales Regelenergieprodukt zur langfristigen Absicherung von Gasmengen in den Regelenergiezonen. Der Umfang der auszuschreibenden Gasmengen basiert zum einen auf den ermittelten abzusichernden dynamischen Effekten in den jeweiligen Regelenergiezonen und zum anderen auf den Maßnahmen zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß BMWK-Eckpunkt Papier vom 16. Dezember 2015 (siehe dazu Kapitel 5.6). Die insgesamt über LTO in der Produktvariante RoD abzusichernden Leistungen werden nach einer mit dem BMWK abgestimmten Logik auf Basis historischer Daten ermittelt und unterliegen somit grundsätzlich Schwankungen.

⁷ Die LTO Sonderausschreibungen werden separat in Kapitel 5.2.7 behandelt.

⁸ Abweichungen zwischen den genannten Bedarfen und der kontrahierten Leistung sind auf die angebotenen Losgrößen zurückzuführen.

⁹ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGVS veröffentlicht.

¹⁰ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los zwecks Übersichtlichkeit verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der Webseite des MGVS veröffentlicht.

Aktuell geht THE davon aus, dass die LTO-Mengen auch in Zukunft weiterhin so ausgeschrieben werden, wie bisher. Vor dem Hintergrund der Entwicklungen des GWJ 21/22 (insbesondere die historische Preisentwicklung, der russische Angriffskrieg auf die Ukraine, neue gesetzliche Maßnahmen zur Versorgungssicherheit) kann es jedoch ggf. zu einer Anpassung der Höhe der ausgeschrieben Mengen kommen.

5.2.4. Ausschreibung und Einsatz von LTO Hourly

Im Folgenden werden für die einzelnen Ausschreibungszeiträume die stündlichen Regelenenergiebedarfe für LTO in der Produktvariante Hourly sowie die Ausschreibungsergebnisse je Regelenenergiezone aufgeführt. Weitere anbieterscharfe Auswertungen finden sich im Anhang.

Die LTO-Produktvariante Hourly dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen. Die langfristige Absicherung der Strukturierungsbedarfe in der Regelenenergiezone L-Gas Ost erfolgt durch das SCB-Produkt (Ausführungen dazu finden sich im Kapitel 5.4). Ausschreibungen für die LTO-Produktvariante Hourly wurden daher im GWJ 21/22 nur für die Regelenenergiezone L-Gas West durchgeführt.

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angeboteleistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	SystemBuy	L-Gas West	2.000	10.020	2.000	3.115.157	24,55
Q1 2022	SystemBuy	L-Gas West	1.500	6.370	1.500	2.583.648	67,13
Q2 2022	SystemBuy	L-Gas West	1.500	4.650	1.500	2.298.030	265,24
Q3 2022	SystemBuy	L-Gas West	1.500	4.600	1.500	1.920.780	93,24

Tabelle 6: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angeboteleistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	SystemSell	L-Gas West	2.000	10.100	2.000	1.313.484	50,83
Q1 2022	SystemSell	L-Gas West	1.500	7.160	1.500	847.000	117,37
Q2 2022	SystemSell	L-Gas West	1.500	6.400	1.500	951.383	204,86
Q3 2022	SystemSell	L-Gas West	1.500	5.270	1.500	827.974	72,47

Tabelle 7: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung)

Im GWJ 21/22 wurden kontrahierte LTO in der Produktvariante Hourly an einem Tag in der Richtung SystemBuy abgerufen. In Tabelle 8 sind die hier abgerufenen Mengen aufgeführt.

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2021	3.380	63.271,00	0	0,00
Nov. 2021	0	0,00	0	0,00
Dez. 2021	0	0,00	0	0,00
Jan. 2022	0	0,00	0	0,00
Feb. 2022	0	0,00	0	0,00
Mrz. 2022	0	0,00	0	0,00
Apr. 2022	0	0,00	0	0,00
Mai 2022	0	0,00	0	0,00
Jun. 2022	0	0,00	0	0,00
Jul. 2022	0	0,00	0	0,00
Aug. 2022	0	0,00	0	0,00
Sep. 2022	0	0,00	0	0,00

Tabelle 8: LTO Hourly L-Gas West: Abgerufene Mengen

5.2.5. Überprüfung der Reduzierung von LTO Hourly gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Bei Börsenausfällen oder bei fehlender Mengenverfügbarkeit der zu Strukturierungszwecken eingesetzten stündlichen Börsenprodukte an der EEX stellen Produkte im MOL-Rang 4 derzeit die einzige Absicherungsmöglichkeit dar. Das an der ICE Endex handelbare Spotmarktprodukt „NextHour“ mit Lieferort TTF kann aufgrund kurzer Vorlaufzeiten unterhalb der (Re-)Nominierungsfristen an VIPs nicht zur Deckung der Strukturierungsbedarfe eingesetzt werden.

Ein Verzicht auf die Absicherung der Strukturierungsbedarfe über den MOL-Rang 4 wäre somit nur unter der Voraussetzung möglich, dass eine jederzeitige Mengenverfügbarkeit in den vorhandenen geeigneten stündlichen Börsenprodukten im MOL-Rang 2 in jedem Szenario gesichert ist. Vor dem Hintergrund der auch im GWJ 21/22 jedoch weiterhin aufgetretenen Wartungsfenster (i. d. R. mindestens eine Stunde) bzw. der zum Teil hinzukommenden ungeplanten Börsenausfälle kann derzeit nicht auf diese zusätzliche Absicherung verzichtet werden.

Bezüglich der Höhe der über den MOL-Rang 4 abzusichernden Leistungen für Strukturierungsbedarfe im L-Gas-Netzbereich im Marktgebiet THE wird derzeit allgemein erwartet, dass diese im Zuge der voranschreitenden Marktraumumstellung kontinuierlich reduziert werden können.

5.2.6. Durchführung von LTO-Testabrufen

Der MGW ist berechtigt, für die kontrahierten LTO in den Produktvarianten RoD und Hourly im MOL-Rang 4 Testabrufe gemäß Ziff. 9.4 der Produktbeschreibung „Long Term Options“ durchzuführen. Im Rahmen der LTO-Testabrufe wird die Einhaltung der vertraglichen kommunikationsbezogenen und physischen Erfüllungspflichten durch die Regelenergieanbieter überprüft, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und eine vertragsgemäße Regelenergiebeschaffung sicherzustellen.

Die Auswahl von Regelenergieanbietern für LTO-Testabrufe erfolgt anhand diskriminierungsfreier Kriterien. Ein Testabruf kann insbesondere dann vorgenommen werden, wenn der letzte LTO-Abruf gegenüber

einem Regelenergieanbieter geraume Zeit zurückliegt oder aber objektive Anhaltspunkte darauf hindeuten, dass die geschuldete Pflichterfüllung im Abruffall nicht ordnungsgemäß erbracht werden könnte. Die Testabrufe werden im Vorfeld nicht gegenüber den betreffenden Regelenergieanbietern angekündigt, sondern ex-post als Abweichung von der MOL auf der Webseite veröffentlicht. Zudem erfolgen Testabrufe ausschließlich in realen Regelenergiebedarfssituationen entsprechend der Bedarfsrichtung.

Im GWJ 21/22 wurden insgesamt acht LTO-Testabrufe bei sieben Anbietern durchgeführt. Drei der Testabrufe betrafen Mengen aus den LTO-Sonderausschreibungen (siehe nächstes Kapitel). In insgesamt zwei Fällen wurde jeweils ein möglicher Verstoß festgestellt und eine Klärung mit den betroffenen Anbietern angestrengt. Von diesen Verstößen abgesehen, wurden alle Abrufe ordnungsgemäß erfüllt.

5.2.7. LTO-Sonderausschreibungen

Vor dem Hintergrund niedriger Speicherfüllstände hat THE im Winter des GWJ 21/22 insgesamt sechs LTO-Sonderausschreibungen in der Produktvariante RoD durchgeführt. Diese Sonderausschreibungen dienten dabei insbesondere der Sicherstellung der Mengenverfügbarkeit.

Die erste Sonderausschreibung wurde im Dezember 2021 angekündigt. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Modalitäten dieser Ausschreibung:

Sonderausschreibung 1	
Produkt	LTO ROD
Leistungszeitraum	1. Februar 2022, 6 Uhr bis 1. März 2022, 6 Uhr
Gasqualität	H-Gas
Richtung	System Buy
Regelenergiezone	Regelenergiezone in Regelenergiezone H-Gas Süd
Bedarf	5.000 MWh/h
Anzahl Lose (Los=10MW)	500
Anzahl Abruftage	14
Angebotszeitraum	13. Dezember 2021 bis 17. Dezember 2021

Tabelle 9: Übersicht zur 1. Sonderausschreibung

Zu beachten war, dass der physische Effekt ausschließlich über vorgegebene Speicheranschlusspunkte und leistungsgemessene Letztverbraucher erfolgen durfte.

Der ausgeschriebene Bedarf konnte vollständig gedeckt werden, die Leistungspreise bewegten sich allerdings auf einem sehr hohen Niveau. Der Gesamtleistungspreis der zugeschlagenen Angebote belief sich auf knapp 50 Mio. EUR, der durchschnittliche Arbeitspreis betrug 146,06 EUR/MWh.

Am 14. Januar 2021 wurden zwei weitere Sonderausschreibungen angekündigt. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die entsprechenden Modalitäten:

	Sonderausschreibung 2	Sonderausschreibung 3
Produkt	LTO RoD	LTO RoD
Leistungszeitraum	1. Februar 2022, 6 Uhr bis 1. März 2022, 6 Uhr	1. März 2022, 6 Uhr bis 16. März 2022, 6 Uhr
Gasqualität	H-Gas	H-Gas
Richtung	System Buy	System Buy
Regelenergiezone	Regelenergiezone in Regelenergiezone H-Gas Süd	Regelenergiezone in Regelenergiezone H-Gas Süd
Bedarf	5.000 MWh/h	7.000 MWh/h
Anzahl Lose (Los=10MW)	500	700
Anzahl Abruftage	14	7
Angebotszeitraum	17. Januar 2022 bis 21. Januar 2022	17. Januar 2022 bis 21. Januar 2022

Tabelle 10: Übersicht zur 2. und 3. Sonderausschreibung

Erneut war die Bewirkung des physischen Effektes ausschließlich über vorgegebene Speicheranschlusspunkte sowie leistungsgemessene Letztverbraucher möglich.

Auch in diesen Ausschreibungen konnten die ausgeschriebenen Bedarfe vollständig gedeckt werden, die Leistungspreise bewegten sich weiterhin auf einem hohen Niveau. Der Gesamtleistungspreis der zugeschlagenen Angebote in der Sonderausschreibung 2 betrug dabei knapp 38 Mio. EUR, mit einem durchschnittlichen Arbeitspreis in Höhe von ca. 128,98 EUR/MWh. Der Gesamtleistungspreis der zugeschlagenen Angebote in der Sonderausschreibung 3 betrug knapp 44 Mio. EUR, mit einem durchschnittlichen Arbeitspreis in Höhe von ca. 105,75 EUR/MWh.

Vom 31. Januar 2022 bis zum 4. Februar 2022 fand die vierte Sonderausschreibung des GWJ 21/22 statt. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Modalitäten:

	Sonderausschreibung 4
Produkt	LTO RoD
Leistungszeitraum	14. Februar 2022, 6 Uhr bis 16. März 2022, 6 Uhr
Gasqualität	H-Gas
Richtung	System Buy
Regelenergiezone	Regelenergiezonen in den Regelenergiezonen H-Gas Gascade (HGE) und H-Gas Ontras (HOS)
Bedarf	6.000 MWh/h
Anzahl Abruftage	14
Angebotszeitraum	31. Januar 2022 bis 4. Februar 2022

Tabelle 11: Übersicht zur 4. Sonderausschreibung

Die Bewirkung des physischen Effektes war ausschließlich über vorgegebene Speicheranschlusspunkte möglich.

Der ausgeschriebene Bedarf konnte abermals vollständig gedeckt werden. Auch in dieser Ausschreibung bewegten sich die Leistungspreise auf einem hohen Niveau, der Gesamtleistungspreis der zugeschlagenen Angebote betrug dabei knapp 25 Mio. EUR, mit einem durchschnittlichen Arbeitspreis in Höhe von ca. 120,62 EUR/MWh.

Am 4. Februar 2022 wurden zwei weitere Sonderausschreibungen angekündigt, deren Modalitäten den zwei folgenden Tabellen zu entnehmen sind:

Sonderausschreibung 5			
Produkt	LTO RoD		
Leistungszeitraum	15. Februar 2022, 6 Uhr bis 1. März 2022, 6 Uhr		
Gasqualität	H-Gas		
Richtung	System Buy		
Regelenergiezone	Regelenergiezonen in den Regelenergiezonen H-Gas Gascade (HGE) und H-Gas Ontras (HOS)	Regelenergiezonen in den Regelenergiezonen H-Gas GTG Nord (HGN), H-Gas Gasunie (HGU), H-Gas Mitte (HM) und H-Gas Nord (HN)	Regelenergiezone in der Regelenergiezone H-Gas Süd (HS)
Bedarf	4.000 MWh/h	4.000 MWh/h	4.000 MWh/h
Anzahl Abrufstage	7	7	7
Angebotszeitraum	7. Februar 2022 bis 11. Februar 2022		

Tabelle 12: Übersicht zur 5. Sonderausschreibung

Sonderausschreibung 6			
Produkt	LTO RoD		
Leistungszeitraum	1. März 2022, 6 Uhr bis 1. April 2022, 6 Uhr		
Gasqualität	H-Gas		
Richtung	System Buy		
Regelenergiezone	Regelenergiezonen in den Regelenergiezonen H-Gas Gascade (HGE) und H-Gas Ontras (HOS)	Regelenergiezonen in den Regelenergiezonen H-Gas GTG Nord (HGN), H-Gas Gasunie (HGU), H-Gas Mitte (HM) und H-Gas Nord (HN)	Regelenergiezone in der Regelenergiezone H-Gas Süd (HS)
Bedarf	4.000 MWh/h	4.000 MWh/h	4.000 MWh/h
Anzahl Abrufstage	14	14	14
Angebotszeitraum	7. Februar 2022 bis 11. Februar 2022		

Tabelle 13: Übersicht zur 6. Sonderausschreibung

Die Bewirkung des physischen Effektes war in beiden Ausschreibungen ausschließlich über vorgegebene Speicheranschlusspunkte möglich.

Die ausgeschriebenen Bedarfe der Sonderausschreibung 5 konnten vollständig gedeckt werden, wobei die Leistungspreise sich weiterhin auf einem hohen Niveau bewegten. Der Gesamtleistungspreis der zugeschlagenen Angebote betrug knapp 35 Mio. EUR, mit einem durchschnittlichen Arbeitspreis in Höhe von 133,41 EUR/MWh.

In der Sonderausschreibung 6 wurden ausreichend Angebote für die Regelenergieteilzonen in den Regelenergiezonen H-Gas Gascade (HGE), H-Gas Ontras (HOS), H-Gas GTG Nord (HGN), H-Gas Gasunie (HGU), H-Gas Mitte (HM) und H-Gas Nord (HN) abgegeben. In der Regelenergiezone H-Gas Süd konnte der ausgeschriebene Bedarf nahezu vollständig gedeckt werden. Der Gesamtleistungspreis der zugeschlagenen Angebote betrug knapp 92 Mio. EUR, mit einem durchschnittlichen Arbeitspreis in Höhe von 131,12 EUR/MWh.

5.3. Short Term Balancing Services

5.3.1. Produktbeschreibung

Beim Regelenergieprodukt „Short Term Balancing Services“ (STB) handelt es sich um ein kurzfristiges, nicht-standardisiertes Regelenergieprodukt, das ebenfalls im MOL-Rang 4 geführt wird.

Das STB-Produkt beinhaltet kurzfristige Angebote zur Bereitstellung von Gasmengen an den MGV bzw. zur Übernahme von Gasmengen vom MGV als konstante Stundenleistung ab der abgerufenen Stunde jeweils bis zum Ende des Gastages¹¹. Es kann nur im Rahmen von kurzfristigen Ausschreibungen von präqualifizierten Regelenergieanbietern angeboten werden. Der Abruf entsteht bei kurzfristigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge.

Regelenergieanbieter können über das STB-Produkt auch aktuelle Flexibilitäten des Verbrauchs von industriellen Endverbrauchern anbieten, die sie aufgrund der fest vorgegebenen Produktparameter des LTO-Produktes (insbesondere der Vorlaufzeit von 3 Stunden ab Abruf) nicht über dieses gesichert anbieten können. Die wichtigsten Produktparameter sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

STB-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Mind. 10 MWh/h je Los (danach ganzzahlig bis max. 1.000 MWh/h)
Übergabeort	
Preis	Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	Kurzfristig im jeweils ausgeschriebenen Zeitraum
Abrufkriterium	Bei kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung bzw. bei technischer Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge
Vorlaufzeit	Flexibel vom Anbieter wählbar (1 bis 23 Stunden)

Tabelle 14: Produktparameter STB

¹¹ An den Tagen der Zeitumstellung sind es jeweils maximal 23 bzw. 25 Stunden.

5.3.2. Ausschreibung und Einsatz

Das Regelenenergieprodukt STB kommt grundsätzlich nur im Falle eines kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpasses oder bei einer technischen Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge zum Einsatz und auch dann nur, wenn es unter dem Aspekt der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig und zeitkritisch ist.

Im GWJ 21/22 wurde im Marktgebiet THE eine Ausschreibung für das STB-Produkt am 1. Oktober 2021 durchgeführt. Grund hierfür waren technische Probleme bei der Börse, so dass hierüber keine Beschäftigung von Regelenenergie erfolgen konnte. Es wurden drei Angebote abgerufen.

Ausschreibungs- zeitraum	Angebotene Leistung (MWh/h)	Abgerufene Menge (MWh)	Ø Arbeitspreis ¹² (EUR/MWh)	Kosten ¹³ (EUR)
Okt. 2021	300	6.900	341,67	2.357.500

Tabelle 15: Einsatz STB

5.4. Short Call Balancing Services

5.4.1. Produktbeschreibung

Beim Regelenenergieprodukt „Short Call Balancing Services“ (SCB) handelt es sich um eine Flexibilitätsdienstleistung mit besonders kurzer Vorlaufzeit im Einsatzfall, die im MOL-Rang 4 zu Strukturierungszwecken kontrahiert wird.

Die über das SCB-Produkt zu deckenden Bedarfe werden jeweils monatsweise in der Regelenenergiezone L-Gas Ost ausgeschrieben. Teilnehmen können präqualifizierte Regelenenergieanbieter, die die ausgeschriebene Leistung gemäß den Produktspezifikationen an Speicherpunkten (Speicher Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der Regelenenergiezone L-Gas Ost bereitstellen können. Im Bedarfsfall erfolgt der Abruf mit einer Vorlaufzeit von maximal 60 Minuten in direkter Abstimmung zwischen dem MGV bzw. ggf. dem beteiligten Netzbetreiber und dem Speicherbetreiber bzw. Industriekunden.

Die Vertragskonstellation bei Leistungsvorhaltung an Speicherpunkten ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

¹² Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde zwecks Übersichtlichkeit auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

¹³ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

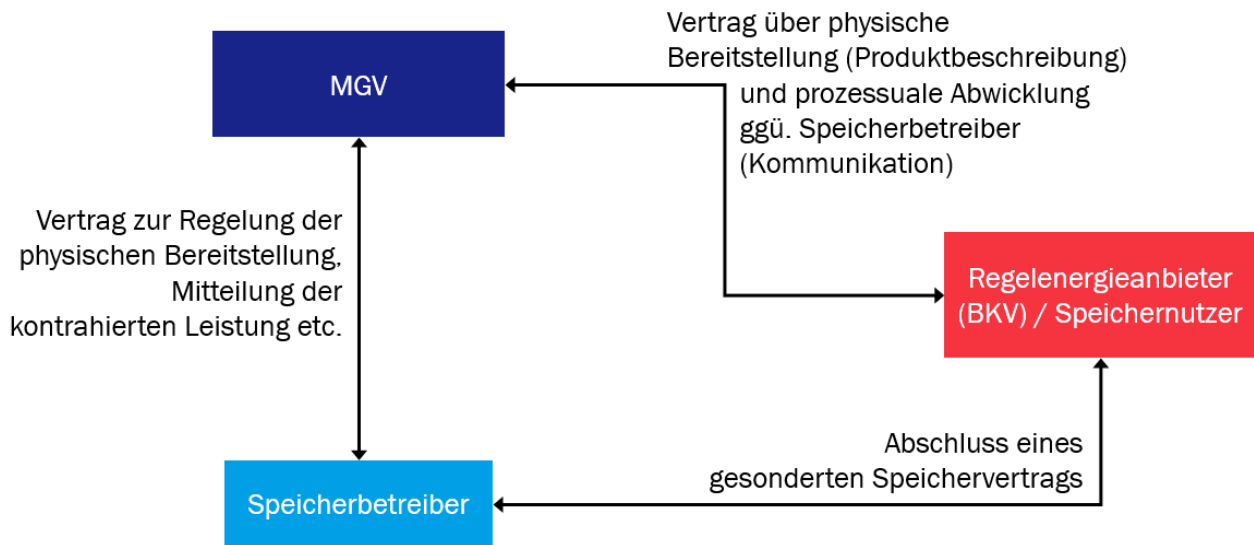


Abbildung 21: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten

Die aktuellen Produktspezifikationen sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

SCB-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Hourly
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	An Speicherpunkten (Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der Regelenergiezone L-Gas Ost
Preis	Leistungspreis für Vorhaltung und Arbeitspreis bei Abruf
Leistungsbereitstellung	Max. 4 Abrufe je Los je Gastag des Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	Max. 60 Minuten
Abruf	In direkter Abstimmung zwischen MGV bzw. ggf. Netzbetreiber und Speicherbetreiber bzw. Industriekunde (kein Nominierungsprozess), ggf. unter Berücksichtigung einer definierten Mindestabrufleistung
Abrufkriterium	Strukturierungsbedarf mit Vorlaufzeit < 3 Stunden

Tabelle 16: Produktparameter SCB

5.4.2. Ausschreibung und Einsatz

Die aus den monatlichen Ausschreibungen für das SCB-Produkt resultierenden Leistungskosten und Arbeitspreise sind den folgenden Tabellen je Abrufrichtung zu entnehmen.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹⁴ (EUR)	Ø Arbeitspreis ¹⁵ (EUR/MWh)
Okt. 2021	1.500	7.300	1.500	219.449,00	47,43
Nov. 2021	1.500	4.950	1.500	350.180,00	90,71
Dez. 2021	1.500	5.820	1.500	409.867,00	71,70
Jan. 2022	1.500	4.470	1.500	659.258,00	121,76
Feb. 2022	1.500	6.160	1.500	646.208,20	94,65
Mrz. 2022	1.500	5.200	1.500	568.715,00	76,38
Apr. 2022	1.500	2.850	1.500	2.332.527,10	321,20
Mai 2022	1.500	4.640	1.500	1.419.459,00	126,73
Jun. 2022	1.500	2.490	1.500	1.495.600,00	105,00
Jul. 2022	1.500	4.690	1.500	1.122.087,00	87,92
Aug. 2022	1.500	1.640	1.500	7.615.495,00	356,31
Sep. 2022	1.500	2.250	1.500	9.291.600,00	304,86

Tabelle 17: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Okt. 2021	1.500	2.660	1.500	430.247,01	48,51
Nov. 2021	1.500	1.560	1.500	574.642,00	68,40
Dez. 2021	1.500	1.210	1.210	1.110.159,32	74,46
Dez. 2021 (SoA)	290	600	290	325.306,00	65,41
Jan. 2022	1.500	2.790	1.500	1.010.920,00	115,92
Feb. 2022	1.500	2.810	1.500	975.125,00	80,03
Mrz. 2022	1.500	2.270	1.500	1.092.961,75	95,47
Apr. 2022	1.500	3.380	1.500	924.681,25	208,68
Mai 2022	1.500	3.120	1.500	930.635,00	95,24
Jun. 2022	1.500	2.420	1.500	940.734,00	83,78
Jul. 2022	1.500	3.050	1.500	970.050,00	76,80
Aug. 2022	1.500	2.240	1.500	1.218.934,00	151,86
Sep. 2022	1.500	1.940	1.500	1.538.979,00	166,35

Tabelle 18: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)

Für die Richtung SystemSell musste THE Mitte November eine Sonderausschreibung eröffnen, da der Bedarf in der initialen Ausschreibung im Oktober nicht vollständig gedeckt werden konnte. Zwischen den einzelnen Ausschreibungsmonaten ergaben sich bei den Leistungspreisen starke Preisunterschiede. Die Schwankungen der Preise folgten den Marktentwicklung im Zuge der Ukraine Krise.

Das SCB-Produkt wurde im GWJ 21/22 an insgesamt drei Tagen in Kaufrichtung abgerufen. Ein Einsatz in Verkaufsrichtung war im GWJ 21/22 nicht nötig.

¹⁴ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGv veröffentlicht.

¹⁵ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde zwecks Übersichtlichkeit auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der Webseite des MGv veröffentlicht.

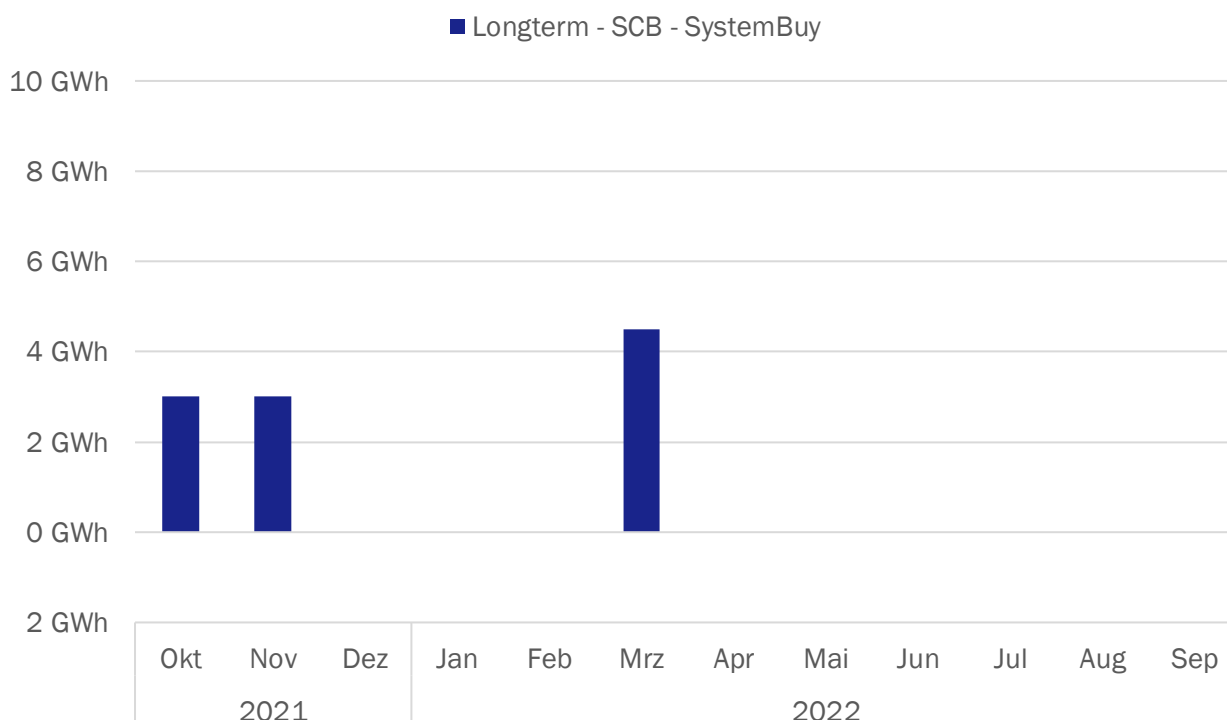


Abbildung 22: Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)

Die im Rahmen der SCB-Abrufe eingesetzten Mengen je Monat sind im Einzelnen für das GWJ 21/22 in Tabelle 19 sowie im Jahresvergleich dargestellt. Weitere, anbieterscharfe Angaben zur SCB-Kontrahierung sowie zu den SCB-Abrufen finden sich im Anhang.

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2021	3.000	139.889,70	0	0,00
Nov. 2021	3.000	259.380,00	0	0,00
Dez. 2021	0	0,00	0	0,00
Jan. 2022	0	0,00	0	0,00
Feb. 2022	0	0,00	0	0,00
Mrz. 2022	4.500	343.725,00	0	0,00
Apr. 2022	0	0,00	0	0,00
Mai 2022	0	0,00	0	0,00
Jun. 2022	0	0,00	0	0,00
Jul. 2022	0	0,00	0	0,00
Aug. 2022	0	0,00	0	0,00
Sep. 2022	0	0,00	0	0,00

Tabelle 19: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen

5.4.3. Überprüfung der Reduzierung von SCB gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Die externen Regelenergiebedarfe im L-Gas-Netzbereich des Marktgebiets THE sind nur begrenzt mit der für die bisherigen Regelenergieprodukte geltenden Vorlaufzeit von drei Stunden prognostizierbar. Kurzfristige Strukturierungsbedarfe, die eine geringere Vorlaufzeit erfordern, wurden in der Vergangenheit größtenteils über den Leitungsinhalt des L-Gas-Netzes sowie im Rahmen der Abstimmung der Netzfahrweise über bilaterale Vereinbarungen der deutschen FNB mit der GTS abgedeckt. Der Leitungspuffer im L-Gas-Netzbereich ist jedoch nicht immer ausreichend, um solche Strukturierungsbedarfe zu decken und auch im Rahmen der bilateralen Abstimmung können die Strukturierungsbedarfe nur nach Können und Vermögen berücksichtigt werden. Um auch vor dem Hintergrund der Marktraumumstellung eine Deckung dieser kurzfristigen Regelenergiebedarfe gewährleisten zu können, wurde das SCB-Produkt im Mai 2020 eingeführt und seitdem regelmäßig eingesetzt. Vor dem Hintergrund der voranschreitenden Marktraumumstellung wird derzeit auch weiterhin ein Bedarf für das Produkt gesehen. Die Ausschreibungsbedarfe wurden im GWJ 21/22 aufgrund der guten Erfahrungen mit dem Produkt in der Praxis sogar noch etwas erhöht, wobei gleichzeitig die Bedarfe für die LTO-Produktvariante Hourly reduziert wurden, um eine doppelte Leistungsvorhaltung für Strukturierungsbedarfe zu vermeiden.

5.5. Flexibility Services

5.5.1. Produktbeschreibung

Das Produkt Flexibility Services ist ein Dienstleistungsprodukt zum kurzfristigen „Parken“ und „Leihen“ von im Marktgebiet THE überschüssigen/fehlenden Gasmengen. Sowohl der MGW als auch der Anbieter können Gasmengen übergeben oder übernehmen. Dabei sind entsprechend folgende Richtungen möglich:

- „an THE“ bedeutet, dass der MGW zeitweise Gasmengen von dem Anbieter übernimmt und die übernommenen Gasmengen wieder an den Anbieter übergibt („Leihen“) bzw.
- „von THE“ bedeutet, dass der MGW zeitweise Gasmengen an den Anbieter übergibt und die übergebenen Gasmengen wieder vom Anbieter übernimmt („Parken“).

Das Produkt Flexibility Services ist ein kombiniertes „Leihen-/Parken-Produkt“, d.h. es findet kein Eigentumsübergang des eingesetzten Gases statt. Der Bezug bzw. die Bereitstellung der Dienstleistung erfolgt innerhalb weniger Minuten, spätestens jedoch innerhalb von 90 Minuten ab Anforderung durch den MGW. Durch diese kurze Vorlaufzeit kann das Flexibilitätsprodukt die Lücke bei kurzfristigen Bedarfen bis zur Lieferung von Commodity mit standardisierten drei Stunden Vorlaufzeit überbrücken.

Ein Abruf- und Nominierungsprozess durch den MGW findet nicht statt, stattdessen erfolgt ein Direktabruf durch den jeweiligen Netzbetreiber. Die Übergabe bzw. Übernahme der Gasmengen erfolgt kWh-genau an bestimmten physischen Ein- bzw. Ausspeisepunkten und kann jeweils nur für einen Netzbereich der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber im Marktgebiet THE angeboten werden.

Die Rücknahme bzw. Rückgabe der vom Anbieter bereitgestellten bzw. übernommenen Gasmengen erfolgt jeweils am Ort der ursprünglichen Bereitstellung bzw. Übernahme.

Der Zeitraum, in dem der Anbieter das Dienstleistungsprodukt vorzuhalten hat, kann monats-, quartals-, halbjahres- oder jahresweise ausgestaltet sein. Darüber hinaus können in einem vom MGV bestimmten Anlassfall auch Rumpfperioden vereinbart werden. Sowohl feste als auch unterbrechbare Produkte können ausgeschrieben und kontrahiert werden.

Die Mindestlosgröße für die Angebote entspricht einer Leistung von 50 MWh/h, darüber hinaus kann die angebotene Leistung in Schritten von zehn MWh/h erhöht werden. Der Anbieter kann in seinem Angebot für ein festes Produkt einen für den gesamten Leistungszeitraum positiven konstanten Preis angeben, daneben einen positiven Arbeitspreis.

5.5.2. Ausschreibung und Einsatz von Flexibility Services

Im GWJ 21/22 fand eine Ausschreibung für das Produkt Flexibility Services statt, wobei die Leistungszeiträume Oktober 2021, November 2021, Dezember 2021, Januar 2022, Februar 2022 und März 2022 dabei separat ausgeschrieben wurden.

Der ausgeschriebene Bedarf (feste Leistung in den Regelenergiezonen GUD-L, GTG-L und NWG) belief sich auf 2.000 MWh/h für die Monate Oktober und November 2021, 3.000 MWh/h für den Monat Dezember 2021 und jeweils 3.700 MWh/h für die Monate Januar bis einschließlich März 2022. Darüber hinaus konnten in der Ausschreibung Angebote (H-Gas und L-Gas) für die Regelenergiezonen GUD-L, GTG-L, NWG, GUD-H und ONT in der Produktvariante „unterbrechbare Verfügbarkeit“ abgegeben werden.

Tabelle 20 stellt die Daten zu den kontrahierten Flexibilitätsverträgen auf fester Basis im GWJ 21/22 dar.

Leistungs- zeitraum	Ausgeschriebene Leistung (MW)	Angebotene Leistung (MW)	Kontrahierte Leistung (MW)	Leistungspreis- Kosten (EUR)
Okt. 2021	2.000	4.930	2.000	1.563.428
Nov. 2021	2.000	4.730	2.000	1.883.427
Dez. 2021	3.000	5.930	3.000	3.507.168
Jan. 2022	3.700	6.630	3.700	5.398.918
Feb. 2022	3.700	6.630	3.700	5.515.630
Mrz. 2022	3.700	6.430	3.700	5.961.822
Apr. 2022	1.500	3.040	1.500	1.642.143
Mai 2022	1.000	1.940	1.000	840.020
Jun. 2022	1.000	1.840	1.000	771.663
Jul. 2022	1.000	1.940	1.000	824.582
Aug. 2022	1.000	1.940	1.000	842.764
Sep. 2022	1.500	2.240	1.500	1.925.343

Tabelle 20: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)

Im Zuge der Ausschreibungen werden auch immer Angebote auf unterbrechbarer Basis angefragt (ohne Leistungspreis). Die Ergebnisse hierzu sind in Tabelle 21 abgebildet. Für die Monate April 2022 bis September 2022 gab es keine Angebote auf unterbrechbarer Basis.

Leistungszeitraum	Angebote Leistung (MW)	Kontrahierte Leistung (MW)
Okt. 2021	4.600	4.600
Nov. 2021	4.600	4.600
Dez. 2021	4.600	4.600
Jan. 2022	4.600	4.600
Feb. 2022	4.600	4.600
Mrz. 2022	4.600	4.600
Apr. 2022	0	0
Mai 2022	0	0
Jun. 2022	0	0
Jul. 2022	0	0
Aug. 2022	0	0
Sep. 2022	0	0

Tabelle 21: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas)

Im gesamten GWJ wurde keine Flexibilität in der Richtung „Leihen“ oder „Parken“ im H-Gas genutzt. Da für H-Gas nur Verträge auf unterbrechbarer Basis kontrahiert wurden, sind hier keine Kosten für Leistungspreise entstanden.

Die tatsächliche Nutzung des Flexibilitätsprodukts im GWJ 21/22 im L-Gas ist in Abbildung 23 dargestellt. Die Flexibilitätsverträge im L-Gas wurden grundsätzlich im gesamten Jahresverlauf genutzt, im Sommer allerdings seltener als im Rest des Jahres.

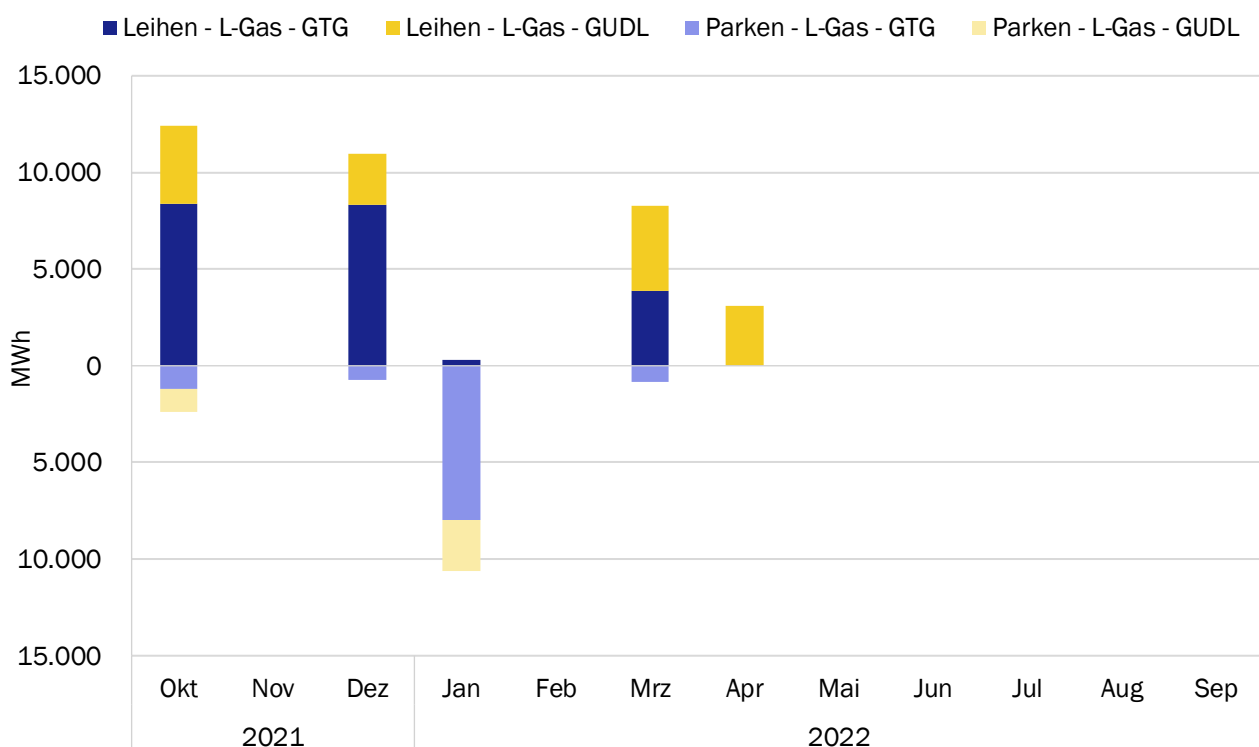


Abbildung 23: Monatliche Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte

5.5.3. Überprüfung der Reduzierung von Flexibility Services gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Die kontrahierten Flexibilitätsprodukte leisten durch ihre vertragliche Ausgestaltung, insbesondere durch die nicht-standardisierte kurzfristige Verfügbarkeit innerhalb von 90 Minuten nach Abruf, einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ein Bedarf für das Flexibility-Produkt wird vor diesem Hintergrund weiterhin gesehen. Die Gründe dafür liegen in

- dem verringerten Linepack durch die Marktraumumstellung, wodurch sich das Potential zum Ausgleich des Strukturierungsbedarfs verringert,
- Abweichungen der Wirksamkeit der Regelenergielieferung von der Regelenergiebeschaffung,
- gravierenderen Auswirkungen von Prognoseunschärfen bei größeren L-Gas-Einkäufen sowie
- in der Notwendigkeit der Vorhaltung von Absicherungsleistung für Ausfälle der deutschen Eigenproduktion.

5.6. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWK

Zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit Erdgas wurde durch das BMWK (vormals BMWi) am 16. Dezember 2015 ein Eckpunktepapier veröffentlicht, das die Umsetzung von zwei Maßnahmen durch den MGV zur Stärkung des Regelenergiemarktes vorsieht. Bei diesen Maßnahmen handelte es sich zum einen um eine Ausweitung der Kontrahierung des bestehenden Regelenergieproduktes LTO und zum anderen um die Einführung eines langfristigen Regelenergieproduktes DSM. Das eigenständige DSM-Produkt wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2018 mit dem LTO-Produkt verschmolzen und ist in diesem Zuge als eigenständiges Regelenergieprodukt entfallen. Die Umsetzung des BMWK-Eckpunktepapiers erfolgt seit diesem Zeitpunkt ausschließlich über das LTO-Produkt (Produktvariante RoD).

Wie in den Vorjahren erfolgten die zur Umsetzung des BMWK-Eckpunktepapiers vorgenommenen Ausschreibungen in Abstimmung mit dem BMWK und der BNetzA. Die insgesamt abzusichernde Ausschreibeleistung wurde dabei gemäß der mit dem BMWK und der BNetzA vereinbarten Bedarfsermittlungslogik berechnet. Auf diese Gesamtleistungen war jeweils der Bedarf zur Absicherung gegen dynamische Effekte anzurechnen; die Aufteilung auf die Regelenergiezonen erfolgte jeweils durch die FNB des Marktgebietes.

6. Lokale Regelenenergieprodukte

Lokale Regelenenergieprodukte dienen der Deckung von externen Regelenenergiebedarfen in Regelenenergiezonen. Handelsteilnehmer bzw. Anbieter von lokalen Regelenenergieprodukten sind verpflichtet, einen physischen Effekt in der jeweiligen Regelenenergiezone zu bewirken. Bei den zur Strukturierung eingesetzten lokalen Regelenenergieprodukten erfolgt die Lieferung exakt in der gehandelten Lieferstunde (Hourly). Bei den sonstigen lokalen Produkten ist eine Lieferung auf RoD- oder DA-Basis möglich.

Der Einsatz von Hourly-Regelenenergieprodukten zur untertägigen Strukturierung der Regelenenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost wird in Kapitel 3.1 dargestellt. Die über den MOL-Rang 4 (LTO und SCB) abgerufenen Mengen sind in Kapitel 5.2 bzw. 5.4 dargestellt.

Im GWJ 22/22 wurden im Marktgebiet THE im MOL-Rang 2 am 18. und 19. April 2022 lokale Regelenenergieprodukte mit RoD- und/oder DA-Lieferperiode eingesetzt. Im MOL-Rang 4 erfolgten Abrufe ausschließlich zu Testzwecken.

Gastag	RE-Produkt	Lieferperiode	Richtung	Abgerufene Menge [MWh]	Betrag [EUR]	Ø Preis [EUR/MWh]
18.04.2022	THEL-SOUTH	DA	SystemSell	45.696	2.518.080	55,11
19.04.2022	THEL-SOUTH	DA	SystemSell	48.000	3.184.800	66,35
	THEL-NORTH	RoD	SystemBuy	5.990	584.025	97,50

Tabelle 22: Einsatz lokaler RE-Produkte THEL-SOUTH und THEL-NORTH

7. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen

Im Folgenden wird die Methodik der Kostenallokation auf die Bilanzierungsumlagekonten im Rahmen der Regelennergiebeschaffung beschrieben und die gemäß GaBi Gas 2.0 vorgeschriebene jährliche Überprüfung des angewendeten Verfahrens zur Ermittlung des Jahresverteilschlüssels vorgenommen.

Ist eine Verteilung von Regelennergiekosten aufgrund von Netzknoten- oder Bilanzkreisschiefständen auf die Umlagekonten verursachungsgerecht möglich, erfolgt eine Anwendung des sog. Tagesschlüssels. Jahresverteilschlüssel werden angewendet, wenn eine Zuordnung von Kosten (z. B. für LTO-Leistungspreise) nicht eindeutig verursachungsgerecht möglich ist. Grundsätzlich wird der Jahresverteilschlüssel als Mittelwert der Tagesschlüssel im relevanten GWJ gebildet. Dabei kann der Mittelwert als arithmetisches Mittel oder als Mengengewicht gebildet werden.

Im Marktgebiet THE wird das arithmetische Mittel angewendet. Die Anwendung des arithmetischen Mittels ist sachgerecht, da die täglich beschafften Regelennergiemengen nicht unmittelbar mit den Kosten und Erlösen zusammenhängen, die anhand des Jahresverteilschlüssels auf die Umlagekonten zugeordnet werden. Im Unterschied zum arithmetischen Mittel ist die Anwendung des mengengewichteten Mittels mit einer erhöhten Komplexität verbunden, ohne hierbei die Verursachungsgerechtigkeit zu erhöhen.

Die aus der beschriebenen Aufteilungslogik resultierenden Kosten und Erlöse je Umlagekonto können der Abbildung 24 entnommen werden.

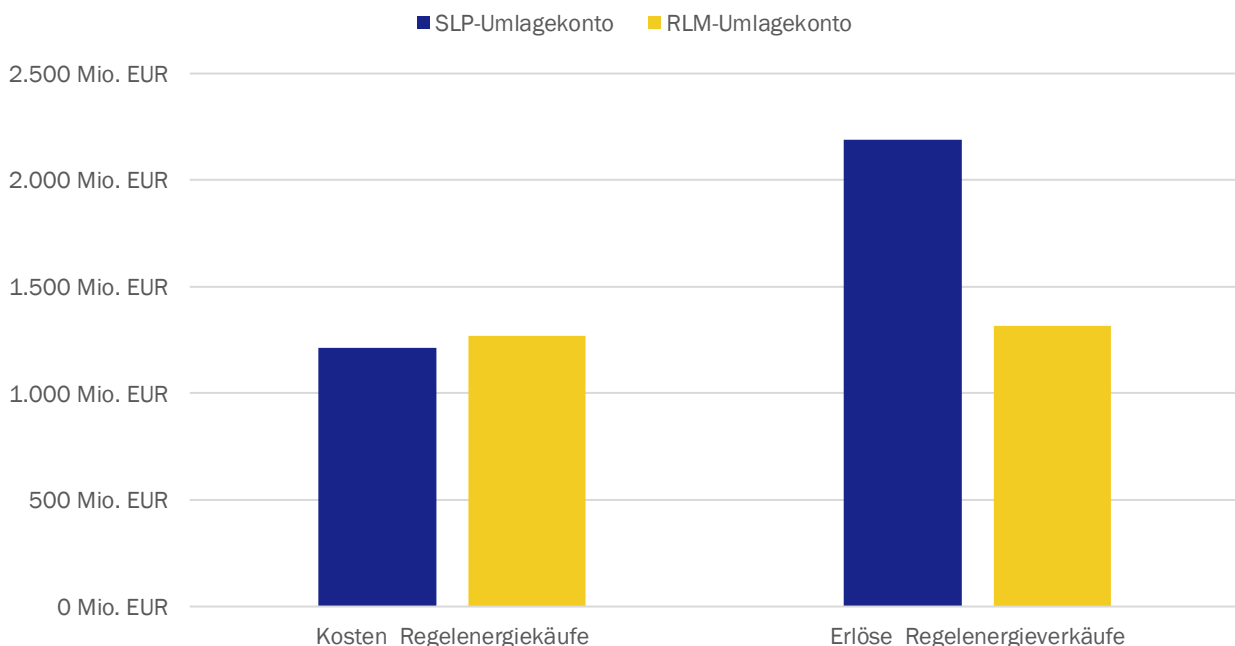


Abbildung 24: Kosten und Erlöse aus Regelennergie je Umlagekonto¹⁶

¹⁶ Die abgebildeten Kosten und Erlöse sind für die Monate 07/2022 – 09/2022 auf vorläufiger Basis ermittelt worden und lagen zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts noch nicht final vor.

8. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

In Tabelle 23 werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Periode ab dem 1. Oktober 2021 bis einschließlich 30. September 2022 dargestellt.

Entgelte/Umlagen	Ab 1.Oktober 2021
Konvertierungsentgelt (H->L)	0,45 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen
Konvertierungsumlage	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh

Tabelle 23: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweiligen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage¹⁷ bzw. Bilanzierungsumlagen¹⁸ entnommen werden. Detaillierte Ausführungen zur Berücksichtigung der Risiken aus der externen Regelenergiebeschaffung bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen finden Sie ebenfalls im entsprechenden Berechnungsgrundlagedokument.

¹⁷ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV (www.tradinghub.eu)

¹⁸ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV (www.tradinghub.eu)

9. Zusammenfassung

Wie in den Vorjahren erfolgte die Regelenergiebeschaffung der THE auch im GWJ 21/22 fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der Gasbörse EEX. Insgesamt wurde im GWJ 21/22 Regelenergie in Höhe von 22.890 GWh gekauft und in Höhe von 29.162 GWh verkauft. Im gesamten GWJ betrugen die Ausgaben für externe Regelenergie (ohne Leistungspreise) 2.659 Mio. EUR. Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich im GWJ 21/22 auf 3.980 Mio. EUR. Geprägt war das Jahr zunächst von den Unsicherheiten in Bezug auf die Inbetriebnahme der NordStream 2 und den teilweise sehr geringen Speicherfüllständen zu Beginn des Winters. Vor dem Hintergrund niedriger Speicherfüllstände hat THE im Winter des GWJ 21/22 insgesamt sechs LTO-Sonderausreibungen in der Produktvariante RoD durchgeführt. Diese Sonderausreibungen dienten dabei insbesondere der Sicherstellung der Mengenverfügbarkeit.

Endgültig verschärft wurde die Situation durch den Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022. Dies alles führte zu einem historisch hohen Preisniveau, bei dem der VHP-Durchschnittspreis bei 123,24 EUR/MWh lag. An einzelnen Tagen gab es dabei im August 2022 Preisspitzen von über 300 EUR/MWh. Diese Preisentwicklung war ausschlaggebend für Kosten- und Erlöspositionen, die auch in gemeinsamer Betrachtung der beiden Marktgebiete Gaspool und NCG, noch nie in dieser Höhe aufgetreten sind. Betrachtet man die beschäftigten Mengen, liegen diese jedoch ca. 50% unter der Vorjahresmenge von Gaspool und NCG. Auffällig dabei sind die Monate August und September, in denen sehr starke Verkaufsaktivitäten im L-Gas vorlagen. Grund hierfür könnten potenzielle Einspareffekte im SLP-Bereich sein, die über das synthetische Lastprofilverfahren erst zeitverzögert abgebildet werden, und eine zeitgleich zunehmende L- zu H-Gas Konvertierung.

Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE

Gesamtübersicht Regelenergiekosten und -erlöse im GWJ 21/22

Regelenergiekosten/-erlöse	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	483.692.850	150.420.447
DA	139.040.860	30.119.035
RoD	344.651.990	120.301.413
MOL 2	2.169.064.198	3.830.476.538
DA	773.271.008	2.351.203.936
RoD	1.062.162.605	1.221.534.569
Hour	333.630.585	257.738.033
MOL 4	6.313.268	0
RoD ¹⁹	5.507.002	0
Hour (LTO)	63.271	0
Hour (SCB)	742.995	0
Gesamt	2.659.070.316	3.980.896.985

Tabelle 24: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)²⁰

¹⁹ Die Kosten setzen sich aus STB und LTO RoD Arbeitspreisen zusammen.

²⁰ Die bilateralen kurzfristigen Regelenergieprodukte im MOL-Rang 3 sind zum 1. Januar 2018 entfallen (siehe Kapitel 8 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18); der MOL-Rang 3 wird daher seit dem Regelenergiebericht für das GWJ 18/19 nicht mehr in den Tabellen aufgeführt.

Gesamtübersicht Regelenergiemengen im GWJ 21/22

Regelenergiemengen [GWh]	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	4.567.053	1.596.940
DA	1.211.183	369.144
RoD	3.355.870	1.227.796
MOL 2	18.245.395	27.564.790
DA	7.034.489	13.394.928
RoD	8.229.837	11.583.273
Hour	2.981.069	2.586.589
MOL 4	77.180	0
RoD ²¹	63.300	
Hour (LTO)	3.380	0
Hour (SCB)	10.500	0
Gesamt	22.889.628	29.161.730

Tabelle 25: Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour)

Ausschreibungsergebnisse LTO RoD je Regelenergiezone

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	2.410	9.220	2.410	1.469.002,00	53,47
Jan. 2022	2.793	11.440	2.795	1.406.990,08	
Feb. 2022	5.808	19.208	5.815	3.851.598,30	77,59
Feb. 2022 (SoA 17.12.)	5.000	6.485	5.000	50.225.471,60	146,06
Feb. 2022 (SoA 21.01.)	5.000	8.910	5.000	38.493.764,00	128,98
Feb. 2022 (SoA 11.02.)	4.000	4.940	4.000	21.306.547,70	116,34
Feb/März (SoA 04.02)	---	0	0	0,00	---
März 2022	5.808	15.958	5.814	4.269.287,95	70,62
März 2022 (SoA 21.01.)	7.000	11.200	7.000	44.039.543,00	105,75
März 2022 (SoA 11.02.)	4.000	3.720	3.720	47.536.068,15	134,71

Tabelle 26: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS)

²¹ In den Mengen sind STB und LTO RoD Abrufe enthalten.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	---	0	0	0,00	---
Jan. 2022	315	1.590	320	101.040,00	70,00
Feb. 2022	1.496	4.876	1.497	964.029,10	78,08
Feb. 2022 (SoA 17.12.)	---	0	0	0,00	---
Feb. 2022 (SoA 21.01.)	---	0	0	0,00	---
Feb. 2022 (SoA 11.02.)	4.000 ²²	8.400	3.200	6.271.907,00	139,01
Feb./März (SoA 04.02)	---	0	0	0,00	---
März 2022	1.496	3.826	1.496	1.004.520,00	69,32
März 2022 (SoA 21.01.)	---	0	0	0,00	---
März 2022 (SoA 11.02.)	4.000 ²³	4.880	3.310	17.010.026,50	130,22

Tabelle 27: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	---	0	0	0,00	---
Jan. 2022	315	925	315	166.335,52	68,83
Feb. 2022	1.496	3.296	1.496	747.699,00	71,70
Feb. 2022 (SoA 17.12.)	---	0	0	0,00	---
Feb. 2022 (SoA 21.01.)	---	0	0	0,00	---
Feb. 2022 (SoA 11.02.)	---	190	0	0,00	---
Feb./März (SoA 04.02)	---	0	0	0,00	---
März 2022	1.496	3.296	1.496	816.876,00	66,00
März 2022 (SoA 21.01.)	---	0	0	0,00	---
März 2022 (SoA 11.02.)	---	190	0	0,00	---

Tabelle 28: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM)

²² Ausschreibung für die Zonen HN, HGN und HGU

²³ Ausschreibung für die Zonen HN, HGN und HGU

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	---	0	0	0,00	---
Jan. 2022	266	506	266	425.568,00	91,23
Feb. 2022	587	827	587	683.544,00	84,63
Feb. 2022 (SoA 17.12.)	---	0	0	0,00	---
Feb. 2022 (SoA 21.01.)	---	0	0	0,00	---
Feb. 2022 (SoA 11.02.)	4.000	9.990	4.000	5.345.721,00	151,28
Feb/März (SoA 04.02)	6.000	11.757	6.000	24.735.423,36	120,62
März 2022	587	827	587	470.208,00	67,59
März 2022 (SoA 21.01.)	---	0	0	0,00	---
März 2022 (SoA 11.02.)	4.000	7.320	4.000	23.899.873,70	133,08

Tabelle 29: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HOS und HGE)

Ausschreibungs-zeit- raum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	---	---	---	---	---
Jan. 2022	---	---	---	---	---
Feb. 2022	---	---	---	---	---
Feb. 2022 (SoA 17.12.)	---	---	---	---	---
Feb. 2022 (SoA 21.01.)	---	---	---	---	---
Feb. 2022 (SoA 11.02.)	4.000 ²⁴	1.340	800	1.952.290	106,93
Feb/März (SoA 04.02)	---	---	---	---	---
März 2022	---	---	---	---	---
März 2022 (SoA 21.01.)	---	---	---	---	---
März 2022 (SoA 11.02.)	4.000 ²⁵	1.080	690	3.933.652	104,73

Tabelle 30: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HGN und HGU)

²⁴ Ausschreibung für die Zonen HN, HGN und HGU

²⁵ Ausschreibung für die Zonen HN, HGN und HGU

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ²⁶ (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2021	---	---	---	---	---
Jan. 2022	1.734	4.984	1.744	7.208.579	116,67
Feb. 2022	4.998	9.420	5.000	16.598.682	114,68
März 2022	4.998	8.958	5.008	26.089.511	113,06

Tabelle 31: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)

²⁶ Der Regelenergiebedarf für die Bereitstellung von L-Gasmengen wurde gemeinsam für die Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost ausgeschrieben.

Trading Hub Europe GmbH

Kaiserswerther Straße 115

40880 Ratingen

market-development

@tradinghub.eu

T +49 (0) 2102 597 96 – 404

F +49 (0) 2102 597 96 – 418

www.tradinghub.eu