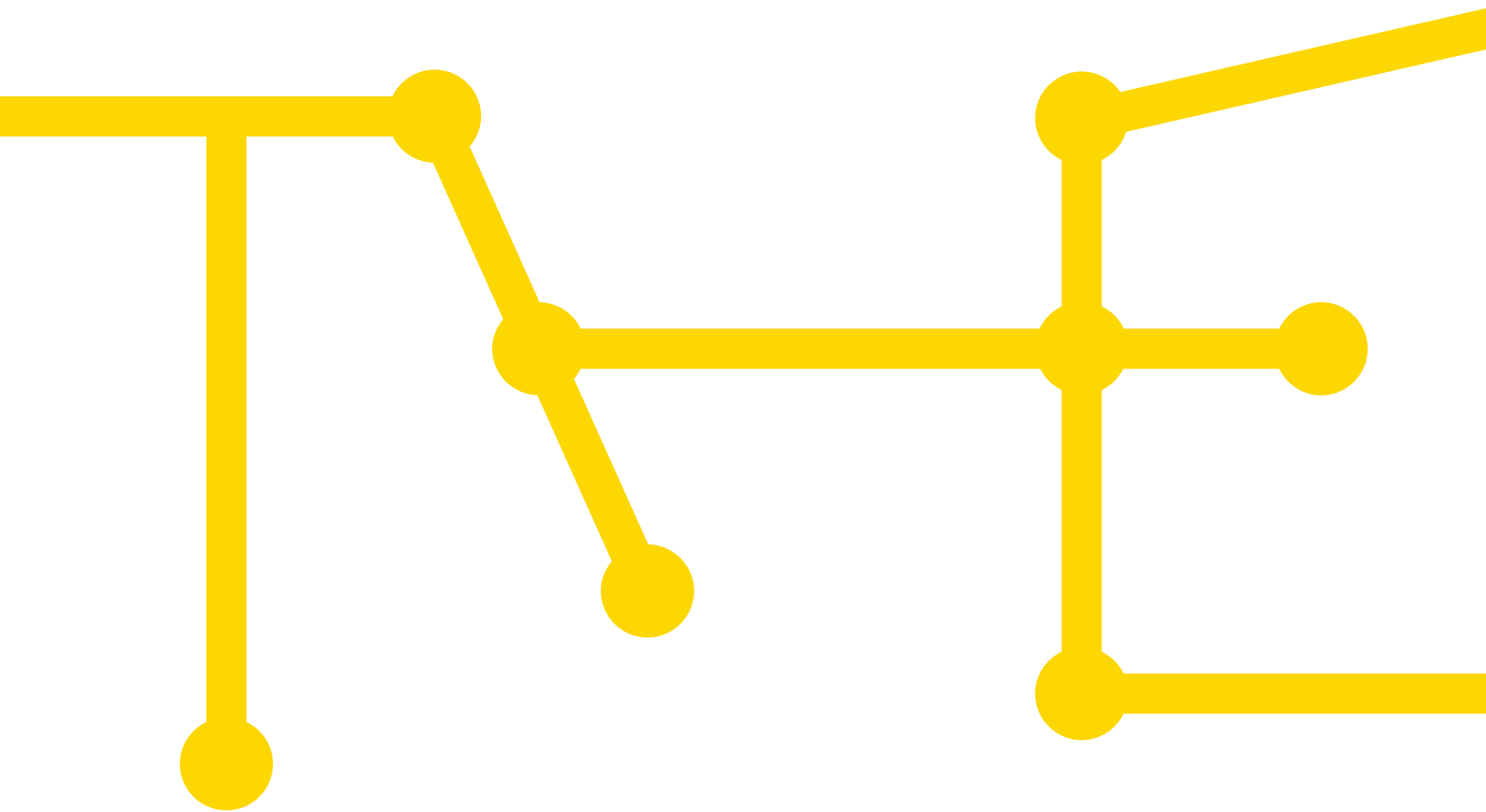


Regelenergiebericht für das GWJ 2022/2023 nach GaBi Gas 2.0



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	13
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	22
3.2.4.	Aktuelle Beschaffungsmethodik von Kapazitätsbuchungen	22
3.2.5.	Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Transportkosten-Aufschlags/-Abschlags ...	25
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	27
5.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen im MOL-Rang 4	29
5.1.	Einleitung.....	29
5.2.	Long Term Options	29
5.2.1.	Produktbeschreibung	29
5.2.2.	Ausschreibung und Einsatz von LTO RoD	30
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.....	32
5.2.5.	Überprüfung der Reduzierung von LTO Hourly gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	33
5.2.6.	Durchführung von LTO-Testabrufen	34
5.2.7.	LTO-Sonderausschreibungen	34
5.3.	Short Term Balancing Services	34
5.3.1.	Produktbeschreibung	34

5.3.2.Ausschreibung und Einsatz	35
5.4. Short Call Balancing Services.....	35
5.4.1. Produktbeschreibung	35
5.4.2. Ausschreibung und Einsatz.....	37
5.4.3. Überprüfung der Reduzierung von SCB gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	38
5.5. Flexibility Services	39
5.5.1. Produktbeschreibung	39
5.5.2. Ausschreibung und Einsatz von Flexibility Services	39
5.5.3. Überprüfung der Reduzierung von Flexibility Services gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	40
5.6. LRD-Produkt	41
5.6.1. Produktbeschreibung	41
5.6.2. Ausschreibung und Einsatz LRD-Produkt.....	41
5.7. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWK.....	41
6. Lokale Regelenergieprodukte.....	42
7. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	43
8. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....	44
9. Zusammenfassung.....	45
Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE.....	46

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 (Mengen, DA und RoD Monatsbasis).....	23
Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Kosten und Erlöse; Monatsbasis).....	23
Abbildung 14: Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis).....	24
Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis).....	24
Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)	26
Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)	26
Abbildung 18: Bilanzielle Flexibilitätsmengen	28
Abbildung 19: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten.....	36
Abbildung 20: Kosten und Erlöse aus Regelenergie je Umlagekonto.....	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht MOL-Abweichungen	21
Tabelle 2: Transportkapazitäten nach Produktart und Laufzeit.....	22
Tabelle 3: Produktparameter LTO RoD	30
Tabelle 4: Produktparameter LTO Hourly.....	30
Tabelle 5: THE -Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy).....	31
Tabelle 6: Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen	32
Tabelle 7: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemBuy (Zusammenfassung)	32
Tabelle 8: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung)	33
Tabelle 9: LTO Hourly L-Gas West: Abgerufene Mengen.....	33
Tabelle 10: Produktparameter STB.....	35
Tabelle 11: Produktparameter SCB	36
Tabelle 12: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)	37
Tabelle 13: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)	37
Tabelle 14: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen	38
Tabelle 15: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)	40
Tabelle 16: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....	44
Tabelle 17: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)	46
Tabelle 18: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (nur Leistungspreise)	46
Tabelle 19: Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour).....	47
Tabelle 20: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS)	47
Tabelle 21: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN).....	47
Tabelle 22: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM)	48
Tabelle 23: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HOS).....	48
Tabelle 24: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)	48

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

Tenorziffer 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 Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 22/23 und ist der zweite Regelenergiebericht für das gesamtdeutsche Marktgebiet Trading Hub Europe (THE).

Das GWJ 22/23 ist mit Blick auf die Regelenergiemengen ein außergewöhnliches GWJ. Die Regelenergiemengen lagen 60% über denen des vorangegangenen GWJ und gehen hauptsächlich auf Nettoverkäufe in bisher nicht gekanntem Ausmaß zurück. Zusätzlich führte die Flussumkehr von einem Ost-West zu einem West-Ost-Fluss, durch die veränderten Aufkommensquellen zu einer hohen Konvertierung des Gesamtjahres (in der Richtung von L-Gas zu H-Gas). Der Mengeneffekt zeigt sich auch beim Blick auf die Kosten und Erlöse. Das Preisniveau ist im Vergleich zum vorherigen GWJ gesunken, dennoch bleibt in diesem GWJ auch unter Berücksichtigung der Kosten für Leistungspreise ein positiver Saldo in Höhe von 1.188 Mio. EUR,

2. Einsatz interner Regelenenergie

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

Die nachfolgenden Darstellungen illustrieren den Einsatz positiver und negativer interner Regelenenergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Monaten des GWJ 22/23.

Der höchste Einsatz von positiver und negativer interner H-Gas Regelenenergie ist jeweils im Monat Oktober 2022 zu verzeichnen. Im vorangegangenen GWJ 21/22 hingegen erfolgte der höchste Einsatz im Monat Januar 2022. Insgesamt wurden im GWJ 22/23 48.820 GWh an positiver und 50.839 GWh an negativer interner Regelenenergie im H-Gas eingesetzt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 21/22 ist der Einsatz im H-Gas an positiver Regelenenergie um 6,6 % bzw. an negativer Regelenenergie um 6,4 % zurückgegangen. Hintergrund ist die veränderte Aufspeisung des deutschen Marktgebiets als Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine.

Der höchste Einsatz von positiver und negativer interner L-Gas Regelenenergie ist ebenfalls jeweils im Monat Oktober 2022 zu verzeichnen. Im vorangegangenen GWJ 21/22 hingegen erfolgte der höchste Einsatz auch im Monat Januar 2022. Insgesamt wurden im GWJ 22/23 7.148 GWh an positiver und 7.076 GWh an negativer interner Regelenenergie im L-Gas eingesetzt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 21/22 ist der Einsatz im L-Gas an positiver Regelenenergie um 15,7 % bzw. an negativer Regelenenergie um 18,9 % zurückgegangen. Der Rückgang steht mit der weitergehenden Marktraumumstellung im Zusammenhang. Mit der fortschreitenden Umstellung auf H-Gas geht eine Reduzierung des nutzbaren Netzpuffers im L-Gas einher.

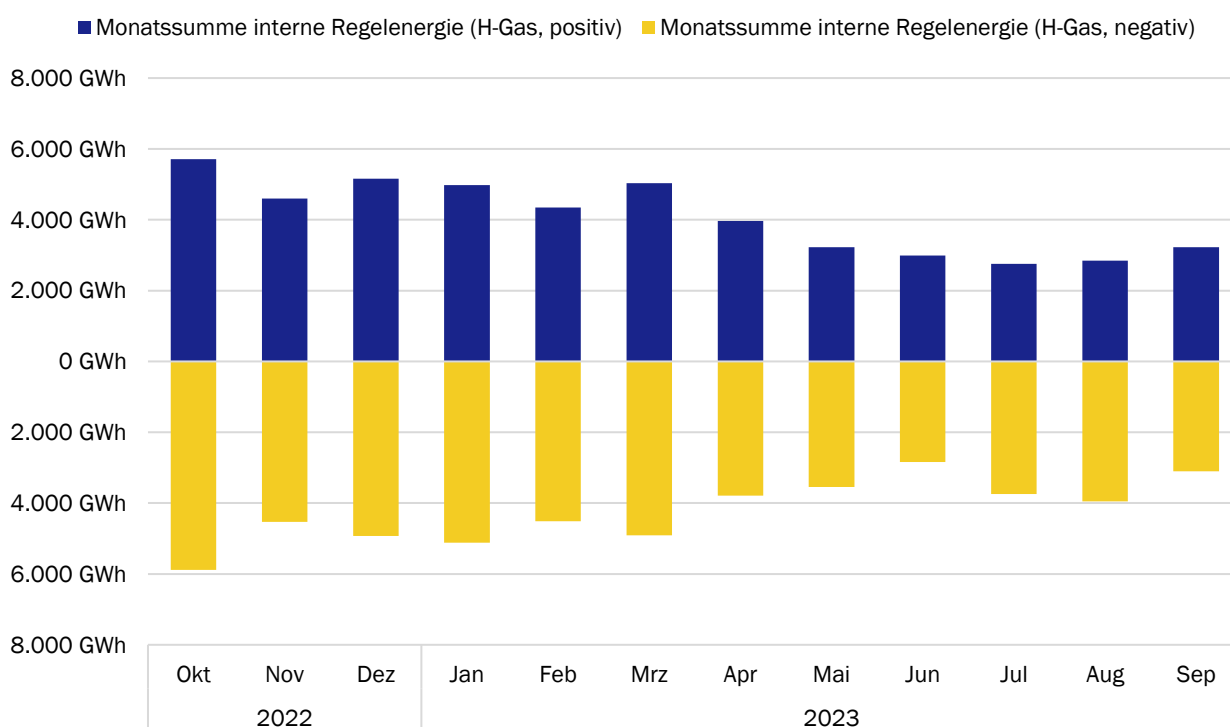


Abbildung 1: Einsatz interne Regelenenergie H-Gas

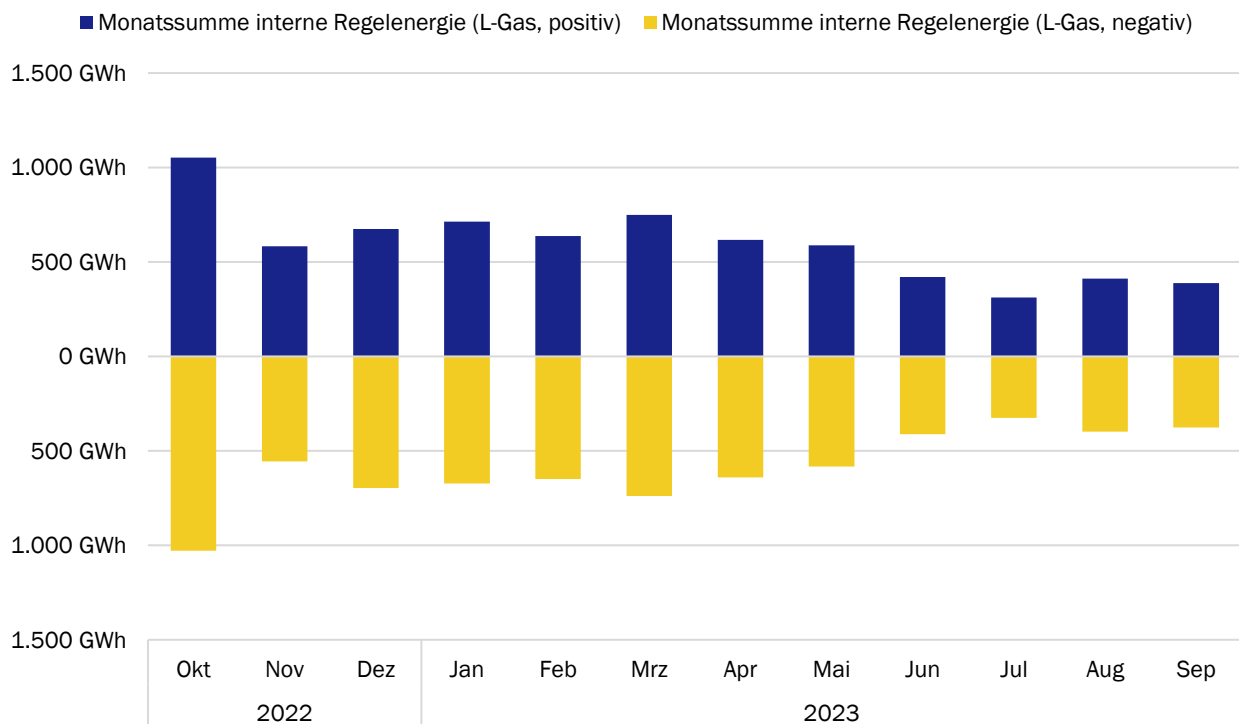


Abbildung 2: Einsatz interner Regelenergie L-Gas

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 22/23.

Insgesamt wurde im GWJ 22/23 Regelenergie in Höhe von 32.243 GWh gekauft und Regelenergie in Höhe von 55.383 GWh verkauft. Im Vergleich dazu lag der Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE im GWJ 21/22 in Summe bei 22.800 GWh für den Einkauf und bei 29.162 GWh für den Verkauf. Bei einer reinen Mengenbetrachtung lagen die Regelenergiemengen im GWJ 22/23 damit ca. 60 % über denen im GWJ 21/22. Ursache für die gestiegene RE-Beschäftigung sind die hohen Verkäufe v.a. im L-Gas.

Monetär war das Jahr von Nettoverkäufen in einer untypischen Höhe geprägt. Im gesamten GWJ betrugen die Ausgaben für externe Regelenergie (ohne Leistungspreise) 2.066 Mio. EUR (vgl. Kosten im GWJ 21/22: 2.659 Mio. EUR). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich im GWJ 22/23 auf 3.253 Mio. EUR (vgl. Erlöse im GWJ 21/22: 3.980 Mio. EUR). Abbildung 4 stellt den Gesamtüberblick zu den Kosten und Erlösen aus dem Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas dar.

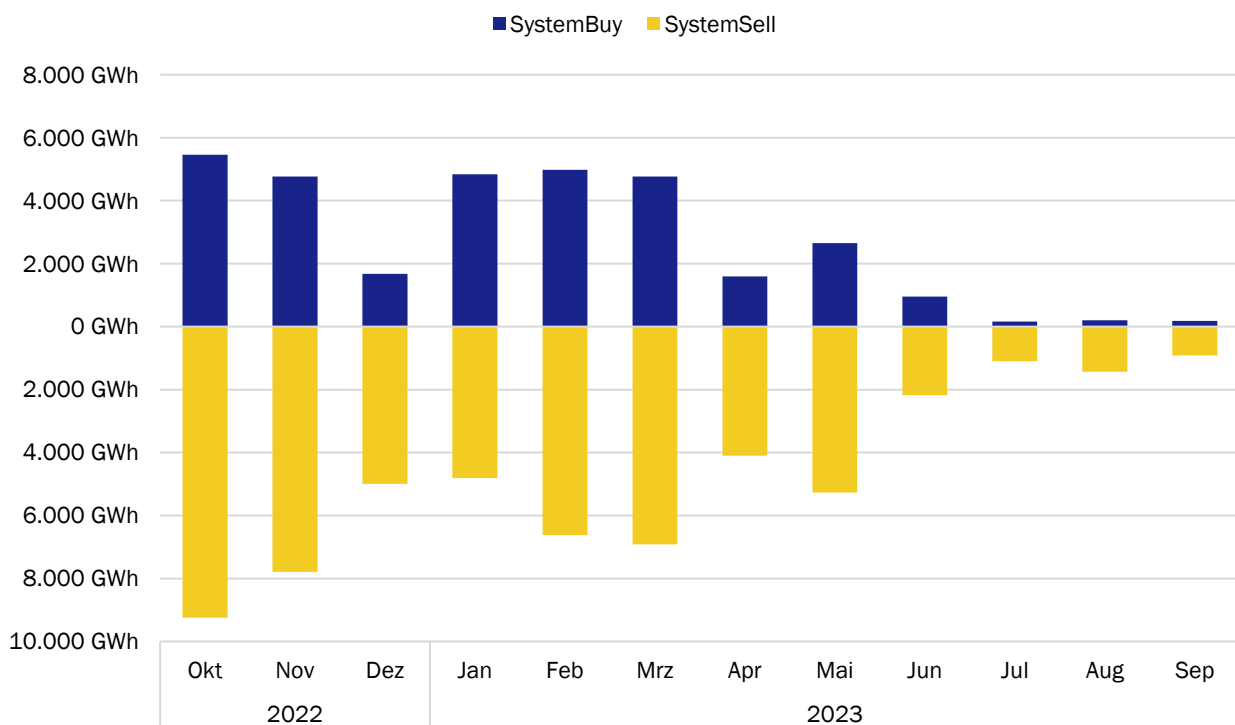


Abbildung 3: Gesamtüberblick zum Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas

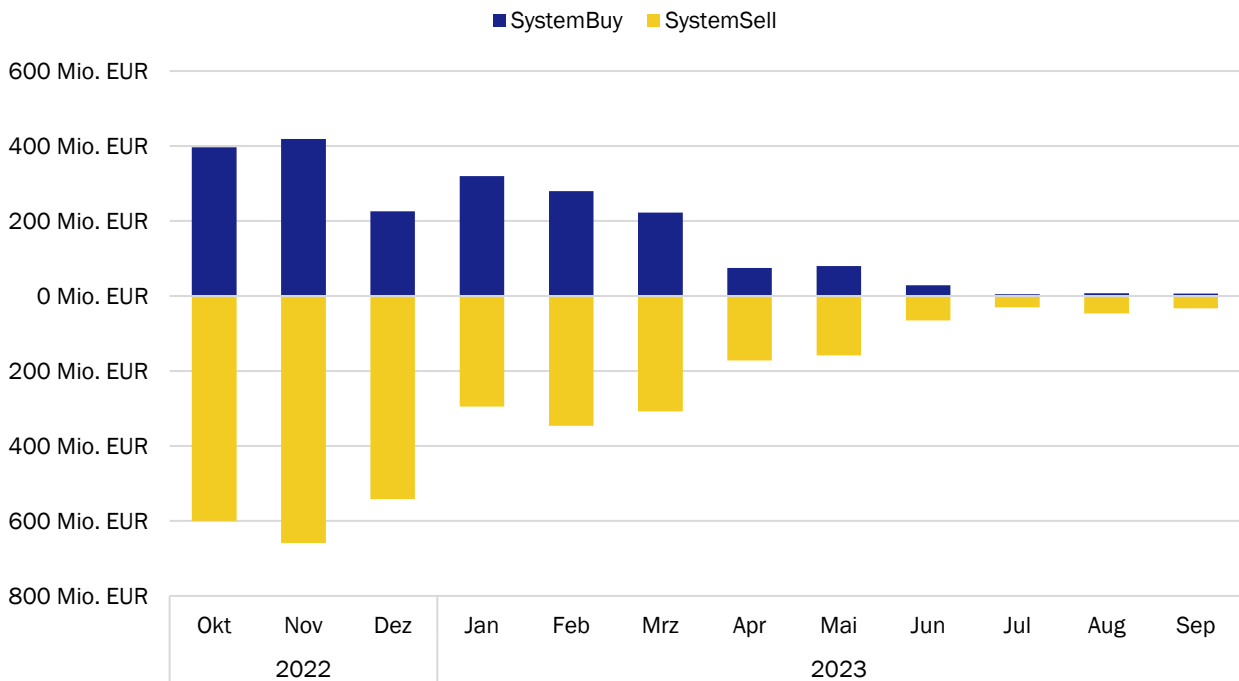


Abbildung 4: Gesamtüberblick zu Kosten und Erlösen durch externe Regelenergie im H- und L-Gas

Insbesondere durch die hohen Regelenergieverkäufe in den Monaten Oktober, November und Dezember überstiegen die kumulierten Erlöse die im GWJ angefallenen Kosten. Auch unter Berücksichtigung der Kosten für Leistungspreise ergibt sich ein positiver Saldo (Kosten – Erlöse) in Höhe von 1.188 Mio. EUR. (vgl. GWJ 21/22: -888,1 Mio. EUR).

3.1.2. Gebiete und Zonen im THE-Marktgebiet

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

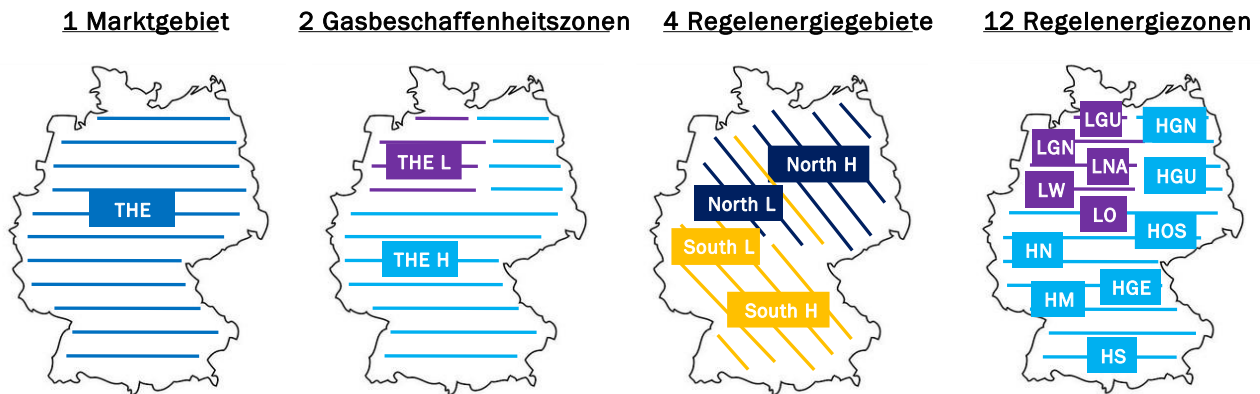


Abbildung 5: Gebiete und Zonen im Marktgebiet

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 Regelenergiebeschaffung

Gemäß den regulatorischen Vorgaben erfolgt die Beschaffung externer Regelenergie gemäß einer definierten Merit-Order Liste (MOL), die den Fokus auf die kurzfristige, börsliche Beschaffung von benötigten Regelenergiemengen legt. Neben dem Einsatz von Börsenprodukten kontrahiert der MGV zusätzlich bilaterale Regelenergieprodukte.

In Abbildung 6 sind die im GWJ 22/23 im Marktgebiet THE für die Regelenergiebeschaffung genutzten Produkte je MOL-Rang und je Regelenergiebedarfskriterium 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.

In den MOL-Rängen 1 und 2 erfolgt ein direkter Handel an der Börse durch den MGV. Dabei besteht die Genehmigung zur Nutzung der EEX als Handelsplattform. Bisher nutzt THE lediglich den TTF für die Beschaffung von Regelenergie in einem benachbarten Marktgebiet. Für diesen besteht auch eine Genehmigung zur Nutzung der Handelsplattform ICE. Alle Informationen zu den erfolgten Regelenergieeinsätzen 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

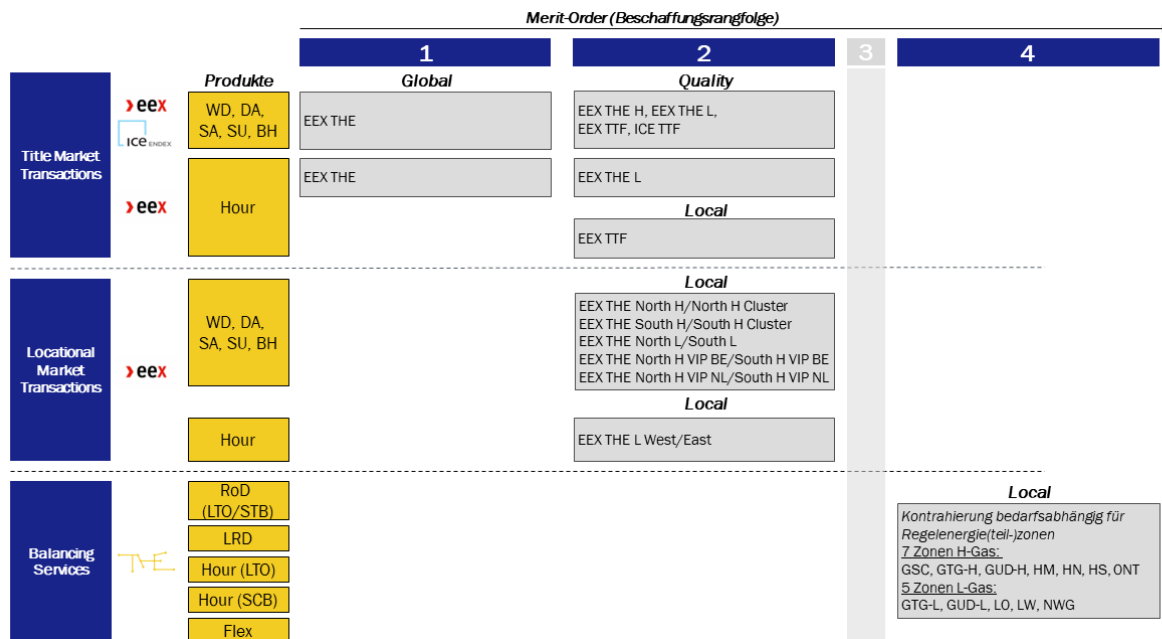


Abbildung 6: Übersicht Produktportfolio Regelernergie

Präqualifikationsregeln, Produktbeschreibungen und sonstigen Vertragsunterlagen finden sich ebenfalls auf der THE-Webseite. Zum 01.10.2022 wurde das LRD-Produkt im MOL-Rang 4 neu eingeführt (siehe dazu Kapitel 5.6).

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.

3.1.4. Beschaffungsmengen und Kosten je MOL-Rang

Im Folgenden werden die im GWJ 22/23 im Marktgebiet THE beschafften externen Regelergieemengen, sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelergiekäufe) und SystemSell (Regelergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt. Eine tabellarische Übersicht über alle MOL-Ränge findet sich im Anhang zu diesem Dokument.

Abbildung 7 beinhaltet die beschafften Regelergieemengen 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 99,99 % über die Börse. Der Anteil der globalen Beschaffung im MOL-Rang 1 lag dabei bei 2,1 %. Eine Beschaffung externer Regelergie im MOL-Rang 1

¹ Da die DA-Regelergiebeschaffung 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.

kommt nur in Frage, wenn ausreichendes technisches Konvertierungsvermögen zwischen den Gasbeschaffungszone H-Gas und L-Gas und kein gegenläufiger qualitätsspezifischer Regelenergiebedarf vorliegt. Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 lag bei 97,9 %.

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 nicht eingesetzt werden. Lediglich im März 2023 erfolgte ein Abruf zu Testzwecken (siehe dazu auch die Teilkapitel zu den MOL-Abweichungen in diesem Kapitel 3.1 sowie zu LTO-Testabrufen in Kapitel 5.2.6).

Abbildung 7 zeigt, dass der Großteil der Regelenergiebeschäftigung über den MOL-Rang 2 erfolgte, wobei auf der Verkaufsseite im L-Gas mit 51.390 GWh die meisten Mengen anfielen und auf der Einkaufsseite die H-Gas-Mengen mit 29.090 GWh dominierten. Setzt man die im MOL-Rang 2 beschäftigten Mengen ins Verhältnis, dann wurden 36,2 % der gesamten MOL- Rang 2 Mengen gekauft und 63,8 % veräußert.

Auffällig sind die hohen SystemSell-Mengen im L-Gas insbesondere in den Monaten Oktober 2022, November 2022, Februar 2023 und März 2023 des GWJ 22/23. Diese bilden eine Fortsetzung der Verkäufe der Monate August 2022 und September 2022 (siehe dazu den RE-Bericht für das GWJ 21/22²). Eine Erklärung für die hohen SystemSell-L-Gas-Mengen in den Sommermonaten des GWJ 21/22 und zu Beginn des GWJ 22/23 liegt in den Einspareffekten im SLP-Segment. Insbesondere beim weit verbreiteten synthetischen Lastprofilverfahren werden Verbrauchsänderungen nicht sofort in den Allokationsdaten berücksichtigt. Gestützt wird diese Aussage durch Analysen der aggregierten Netzkontosalden, die eine Überallokation aufweisen, d.h. im Mittel lagen die allokierten Mengen über den verbrauchten Mengen (siehe hierzu den dritten SLP-Evaluierungsbericht³, Kapitel 3.3.3.3). Ein weiterer Beleg für die Einspareffekte im SLP-Bereich kann aus dem Indikator ⁴ der BNetzA (Indikator Gasverbrauch temperaturbereinigt) abgelesen werden. Eine weitere Erklärung für die hohen SystemSell-Mengen im L-Gas in allen Monaten des GWJ 22/23 könnte, vor dem Hintergrund der Börsenpreisentwicklung, in der erhöhten Bedienung bestehender Importverträge (L-Gas) samt einer damit einhergehenden (kostenlosen) bilanziellen L-Gas- zu H-Gas-Konvertierung liegen (siehe hierzu den Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem für das GWJ 22/23⁵).

² Regelenergiebericht GWJ 21/22 | THE (www.tradinghub.eu)

³ Evaluierungsbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas | BDEW (<https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/evaluierungsbericht-der-verteilstrombetreiber-zu-der-prognoseguete-der-standardlastprofile-gas/>)

⁴ Der Indikator zeigt den 14-Tage gleitenden Durchschnitt des Gesamtgasverbrauchs von Haushalts- und Industriekunden (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html). Als Vergleich wird ein Referenzverbrauch dargestellt, der auf Gasverbrauchsdaten der Jahre 2018-2021 beruht. Der Referenzverbrauch gibt an, welcher Gasverbrauch ohne Einsparungen (basierend auf den Verbräuchen von 2018-2021) bei der aktuellen Tagestemperatur (d.h. temperaturbereinigt) zu erwarten gewesen wäre. Aus der Differenz von tatsächlichem Verbrauch und dem Referenzverbrauch ergeben sich die temperaturbereinigten Gaseinsparungen, die mit dem Indikator bewertet werden.

⁵ Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem | THE (www.tradinghub.eu)

- SystemBuy - MOL 1 - H-/L-Gas
- SystemBuy - MOL 2 - H-Gas
- SystemBuy - MOL 2 - L-Gas
- SystemBuy - MOL 4 - H-Gas
- SystemSell - MOL 1 - H-/L-Gas
- SystemSell - MOL 2 - H-Gas
- SystemSell - MOL 2 - L-Gas

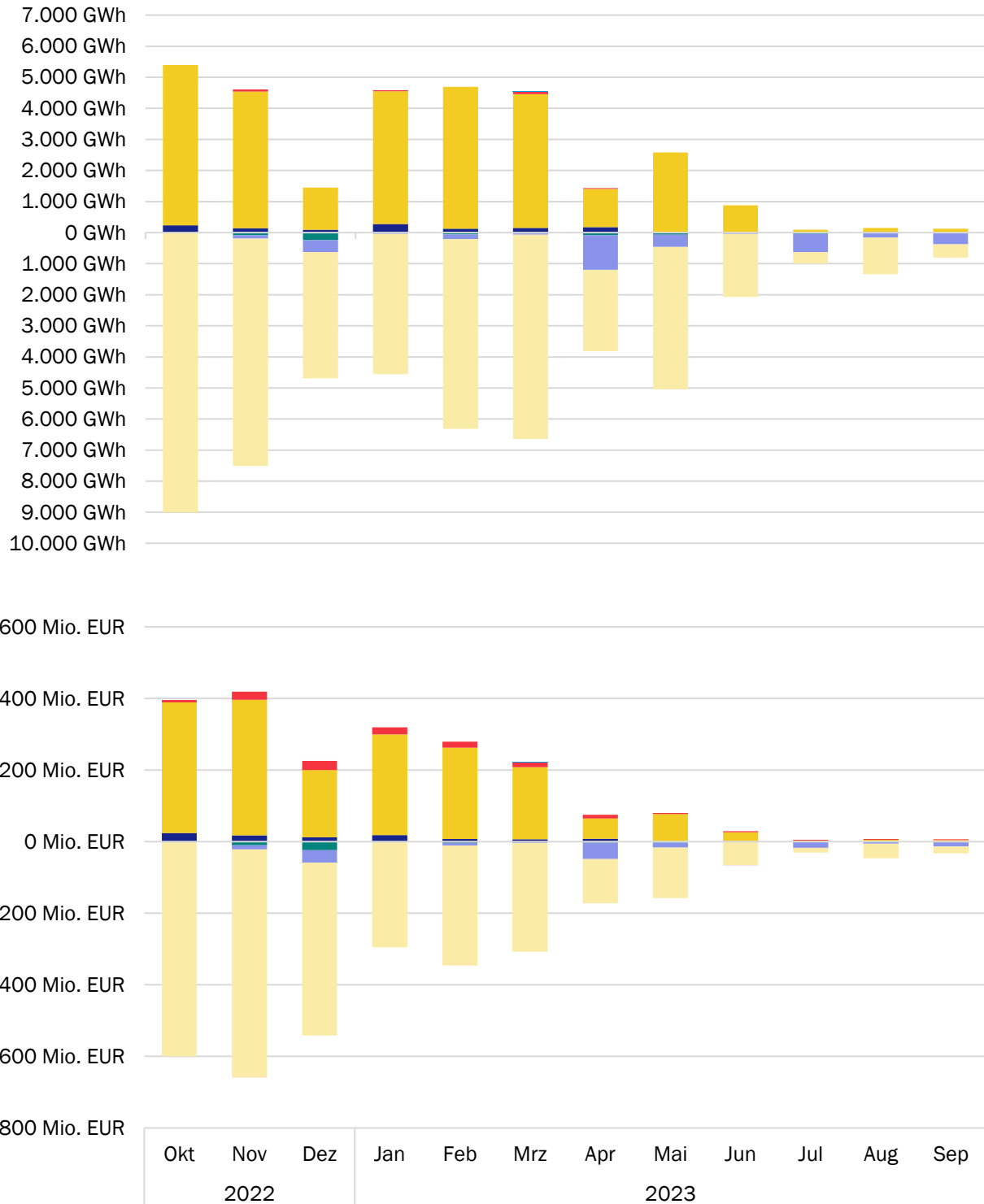


Abbildung 7: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA und RoD, Monatsbasis)

Der externe Regelenergieeinsatz zur Deckung **stündlicher Strukturierungsbedarfe (Produktvariante „Hour“)** und die dabei entstandenen Kosten und Erlöse sind in Abbildung 8 dargestellt. Die im GWJ 22/23 über Produkte mit stundengenauer Lieferung beschafften Mengen lagen bei 1.733 GWh. Im gleichen Zeitraum wurden 2.586 GWh über das Stundenprodukt verkauft. Aufgrund der voranschreitenden Markt- raumumstellung ist davon auszugehen, dass die Strukturierungsbedarfe perspektivisch sinken. Auf mo- netärer Seite standen den Kosten von 114,9 Mio. EUR für den Einsatz stündlicher Regelenergieprodukte im Marktgebiet THE im GWJ 22/23 Erlöse in Höhe von 149,7 Mio. EUR gegenüber. Im Saldo entstand ein Überschuss in Höhe von 34,8 Mio. EUR.

Wie bei den RoD- und DA-Regelenergiebedarfen wurden auch die Strukturierungsbedarfe nahezu voll- ständig über die Börse gedeckt (GWJ 22/23: 99,86 %). Ein außerbörslicher Regelenergieeinsatz (Pro- dukte 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 Nichtver- fügbarkeit der Börse) oder zur Bedarfsdeckung nicht geeignet sind (siehe hierzu Kapitel 5.2.4). 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).

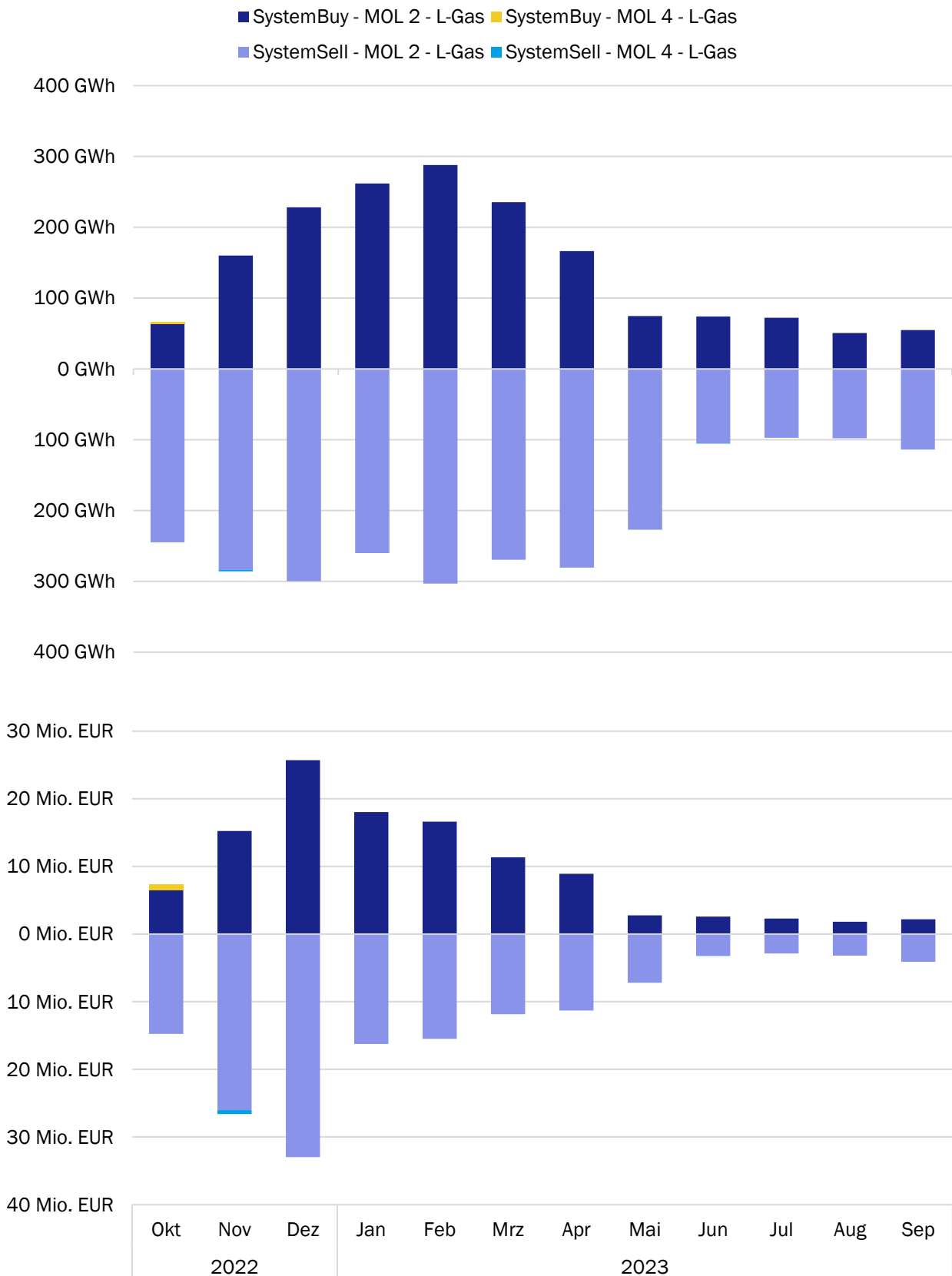


Abbildung 8: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)

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-Regelenergiebedarfe auf Monatsbasis dargestellt.

Zum Start des GWJ 22/23 lag der tägliche VHP-Durchschnittspreis bei knapp 165 EUR/MWh, fiel im Laufe des Oktobers auf knapp 33 EUR/MWh, um über den November 2022 wieder auf Werte von über 130 EUR/MWh zu steigen. Dieses erhöhte Preisniveau stabilisierte sich bis Mitte Dezember 2022. Ab diesem Zeitpunkt begannen die Preise wieder zu sinken. Ende Dezember 2022 lag der tägliche VHP-Durchschnittspreis bei knapp 74 EUR/MWh und blieb während des Monats Januar 2023 auf diesem Niveau. Im Februar 2023 sanken die Preise abermals auf knapp 50 EUR/MWh, um im März nochmals auf knapp 40 EUR/MWh zu sinken. Dort stabilisierten sich die Preise im Monat April 2023. Ende Mai 2023 lag der VHP-Durchschnittspreis bei knapp 25 EUR/MWh. Im Juni stieg der Preis wieder über die 30 EUR/MWh Marke und blieb auch im Juli die meiste Zeit oberhalb oder knapp an dieser Schwelle, bevor er Ende September wieder auf knapp über 40 EUR/MWh anstieg. Der VHP-Durchschnittspreis im GWJ 22/23 lag bei 55,43 EUR/MWh und damit niedriger als im vorangegangenen GWJ (123,24 EUR/MWh).

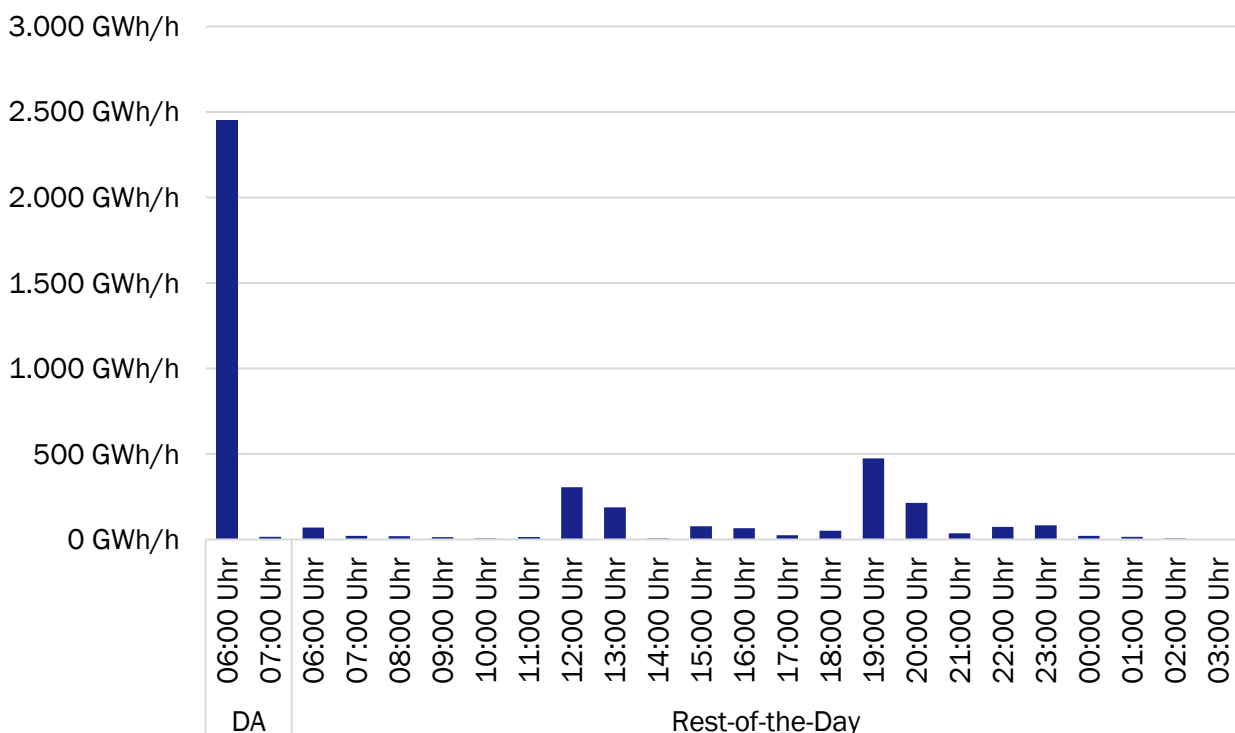


Abbildung 9: Externe Regelenergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA und RoD)

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Beschaffungspreise für MOL 1, MOL 2 und MOL 4⁶ für H-Gas bzw. L-Gas getrennt nach RoD- bzw. DA- sowie Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 22/23. Bei den Hour-Regelenergiebedarfen treten immer wieder auch höhere Abweichungen zu den durchschnittlich erzielten Preisen auf, in einzelnen Beschaffungssituationen auch mit hohen Ausreißer-Preisen.

- SystemBuy - MOL 1 - Minimum
- SystemBuy - MOL 1 - Maximum
- SystemBuy - MOL 2 - Minimum
- SystemBuy - MOL 2 - Maximum
- SystemBuy - MOL 4 - Minimum
- SystemBuy - MOL 4 - Maximum
- SystemSell - MOL 1 - Minimum
- SystemSell - MOL 1 - Maximum
- SystemSell - MOL 2 - Minimum
- SystemSell - MOL 2 - Maximum
- SystemSell - MOL 4 - Minimum
- SystemSell - MOL 4 - Maximum

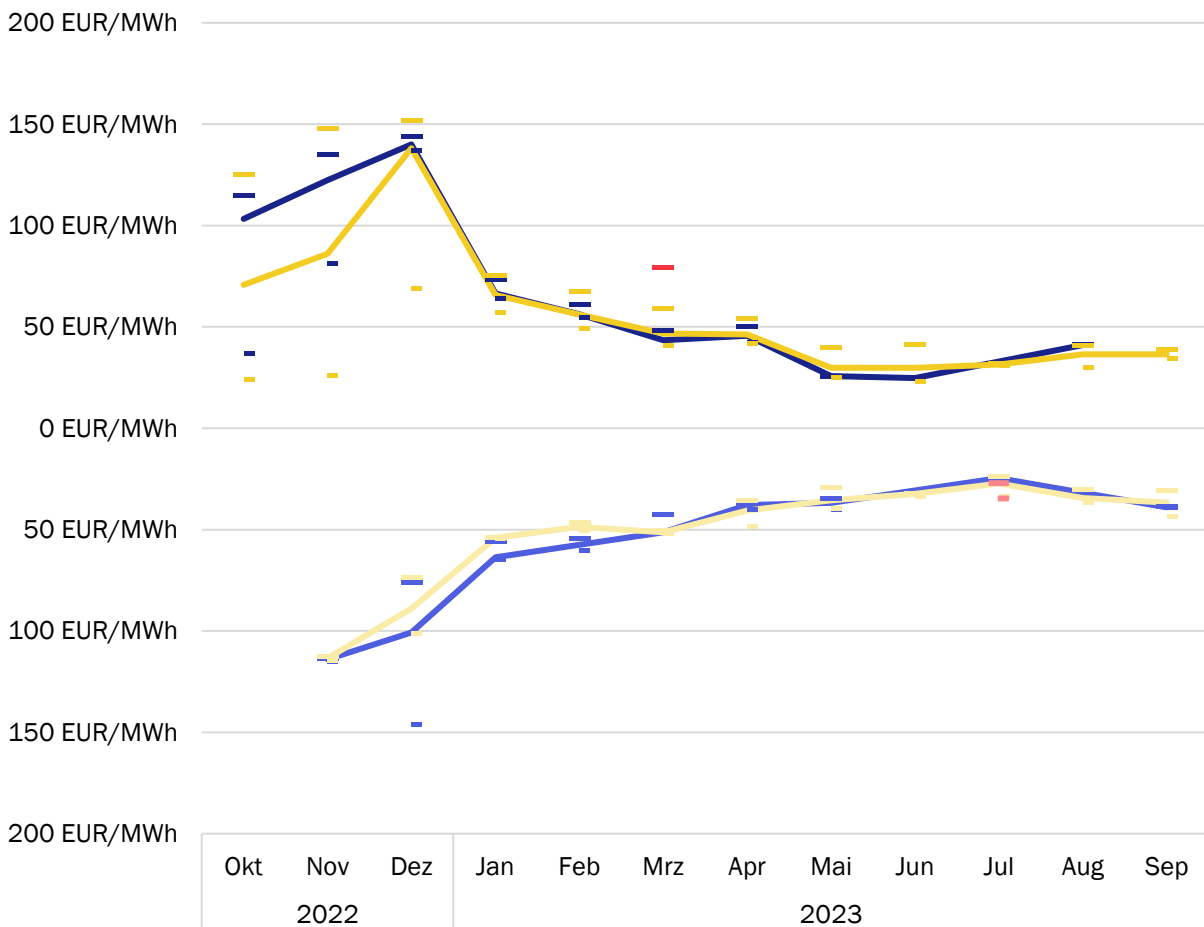


Abbildung 10: Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

⁶ 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.

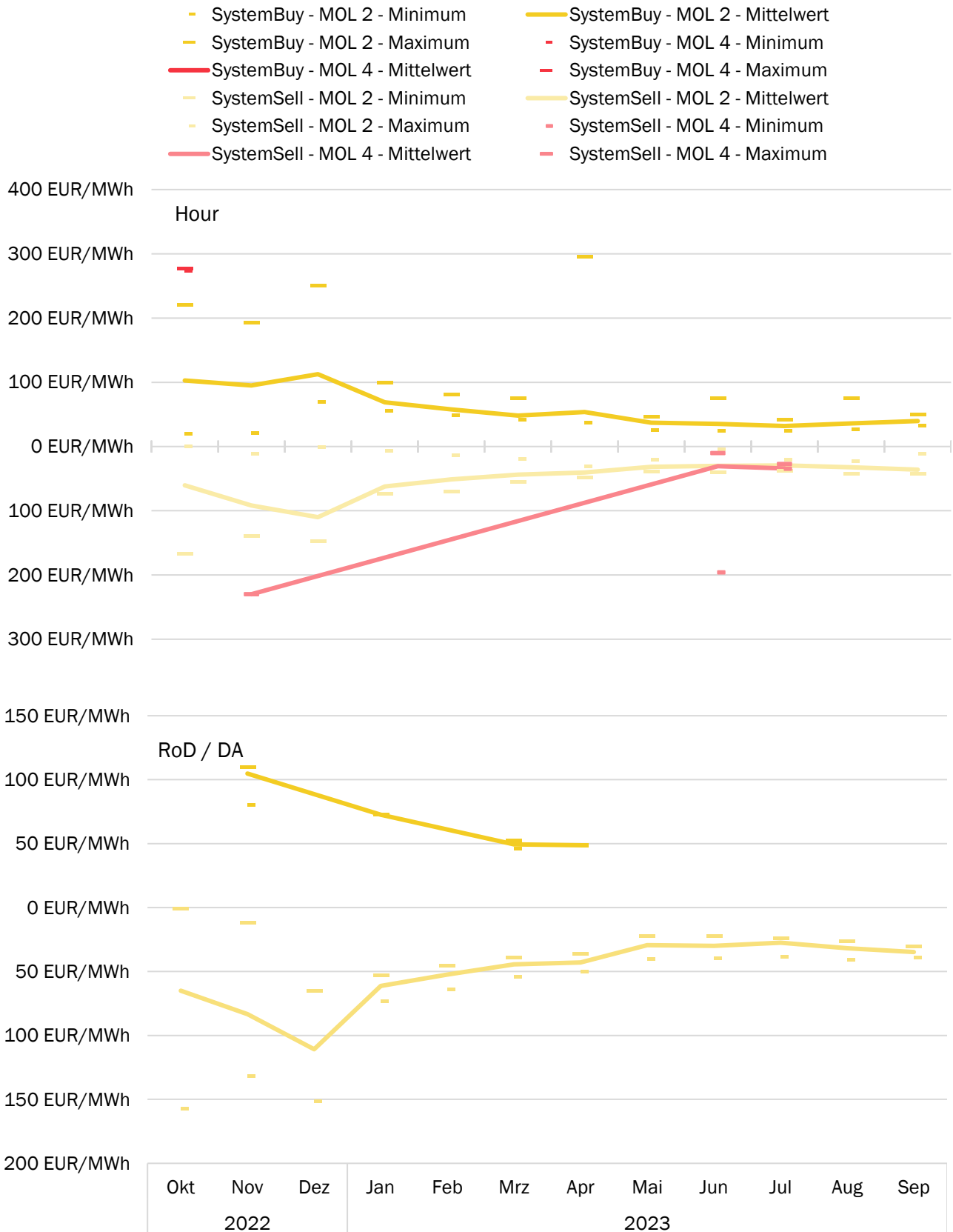


Abbildung 11: Preise externe Regelernergie L-Gas (DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

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 von der MOL im GWJ 22/23 für das Marktgebiet THE aufgeführt⁷:

Datum	MOL Rang	Ersatzrang	Begründung
7. März 2023	MOL-2-RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen
20. Juni 2023	MOL-2-Hourly	MOL-Rang 4	Aufgrund zweier Testabrufe wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
28. Juli 2023	MOL-2-Hourly	MOL-Rang 4	Aufgrund zweier Testabrufe wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly 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 Grenzübergangspunkten (GÜPs) bzw. virtuellen Kopplungspunkten (VIPs). Die Regelenergiebeschaffung in benachbarten Marktgebieten stellt somit grundsätzlich eine geeignete Ergänzung zur Regelenergiebeschaffung im eigenen Marktgebiet dar.

Gemäß Tenorziffer 6 lit. b) bb) der Festlegung GaBi Gas 2.0 wurde die Beschaffung externer Regelenergie in einem 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 22/23 wurden externe Regelenergiebedarfe vom MGV auch im angrenzenden Marktgebiet am niederländischen TTF gedeckt. Die monatlichen Mengen sind in Abbildung 12 aufgeführt. Insgesamt wurden dabei 90,9 GWh gekauft und 24,7 GWh verkauft.

⁷ Die MOL-Abweichungen werden auch stets auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

Über das gesamte GWJ 22/23 sind dabei Kosten in Höhe von 3,3 Mio. EUR und Erlöse in Höhe von 0,95 Mio. EUR entstanden (siehe Abbildung 13). Gegenüber dem vorherigen GWJ 21/22 sind im Berichtszeitraum deutlich weniger Mengen im angrenzenden Marktgebiet beschafft (-86 %) bzw. verkauft (-83,7 %) worden. Der Rückgang hängt wahrscheinlich mit der zunehmenden Abnahme des Spreads zwischen dem Preis am Handelspunkt TTF und am Handelspunkt THE für qualitätsscharfe Regelenergieprodukte des MOL-Rangs 2 sowie dem Rückgang an verfügbarer Transportkapazität an Grenzübergangspunkten zusammen.

3.2.3. Kontrahierte Kapazitäten und Nutzung

Für die Regelenergiebeschäftigung im GWJ 22/23 wurden Transportkapazitäten kontrahiert. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über Laufzeiten und Produktart. Gebucht wurde stets feste frei zuordenbare Kapazität. Die Laufzeit Day-Ahead beträgt stets 24 Stunden.

Netzpunkt	Richtung	DA/WD	Gebuchte Kapazität (MWh)	Kapazitätskosten (EUR)
VIP TTF-THE-H (GUD/GTS)	Entry	DayAhead	238.592	443.983,26
VIP TTF-THE-H (GUD/GTS)	Entry	WithinDay	56.373	96.546,16
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Exit	DayAhead	141.708	230.350,51
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Exit	WithinDay	25.581	49.825,68
Gesamt			462.254	820.705,61

Tabelle 2: Transportkapazitäten nach Produktart und Laufzeit

Die im gesamten Zeitraum genutzte Kapazität gemäß Abbildung 14 lag bei 348.742 MWh/h. Unter Berücksichtigung der insgesamt gebuchten Kapazität von 462.253 MWh/h entspricht dies einer Auslastung von 75 % (vgl. im GWJ 21/22: 90 %). Insbesondere im Februar 2023, aber auch im April entwickelten sich die Preise am THE VHP an einigen Tagen sehr sprunghaft, wodurch die Nutzung bereits gebuchter Kapazität am TTF an vereinzelt Tagen nicht preisoptimal war und daher nicht durchgeführt wurde.

Die Kosten für die gebuchten Kapazitäten sind in Abbildung 15 aufgeführt. Die Gesamtkosten für die gebuchten Kapazitäten lagen bei 820.706 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.

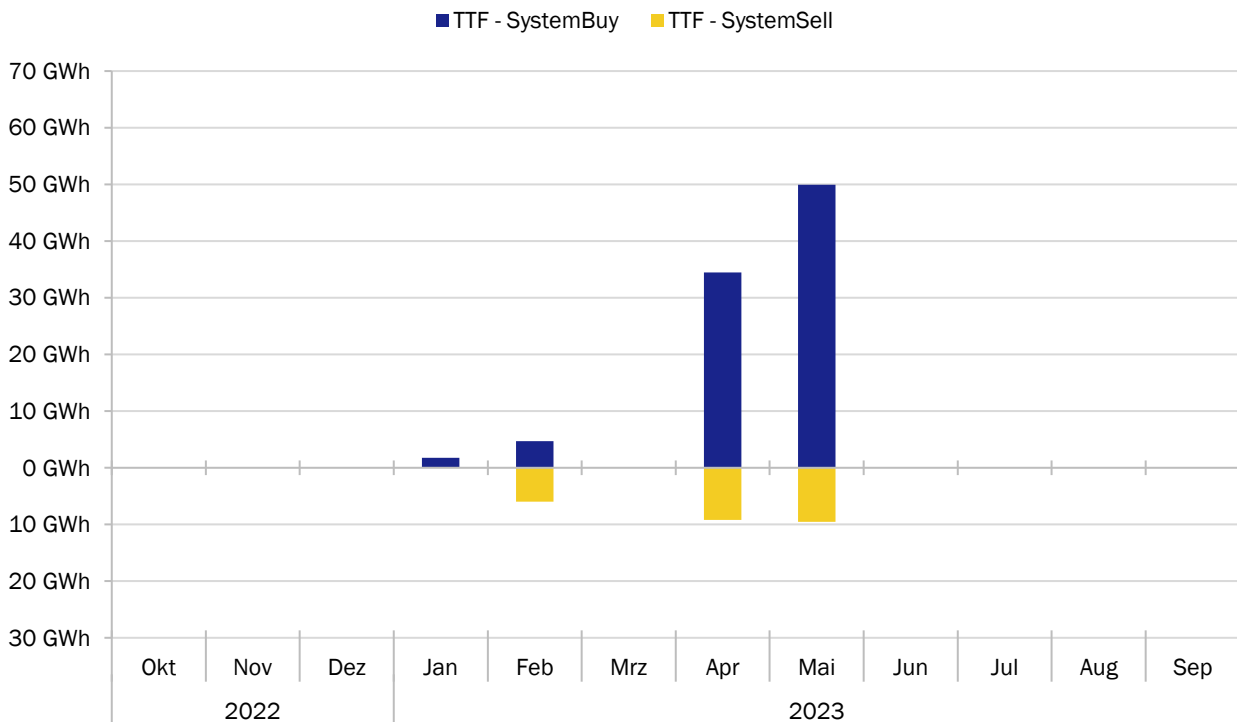


Abbildung 12: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Mengen, DA und RoD Monatsbasis)

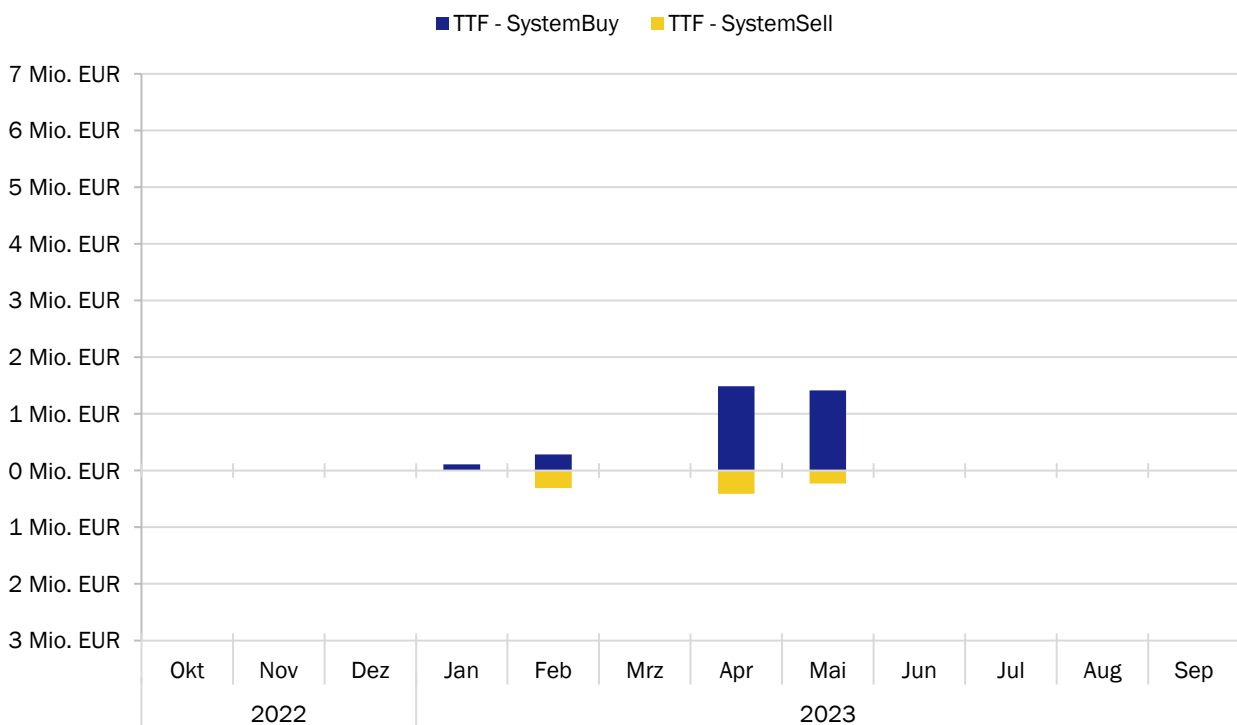


Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Kosten und Erlöse; Monatsbasis)

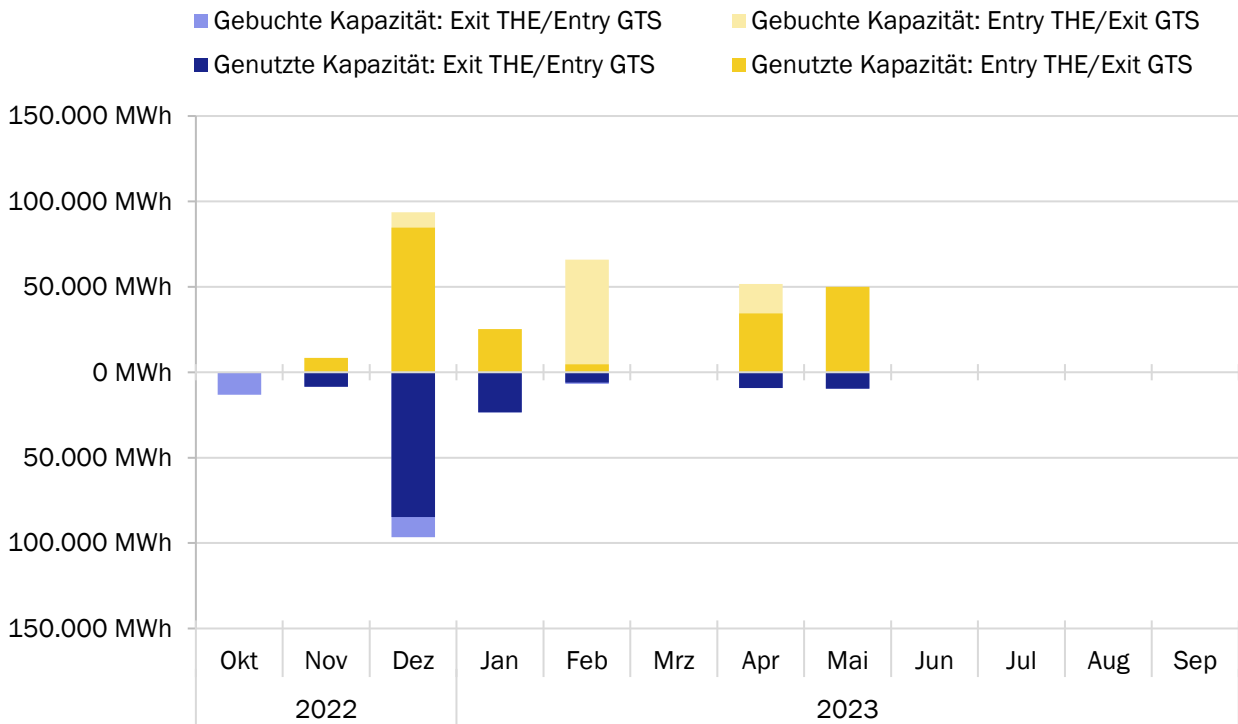


Abbildung 14: Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

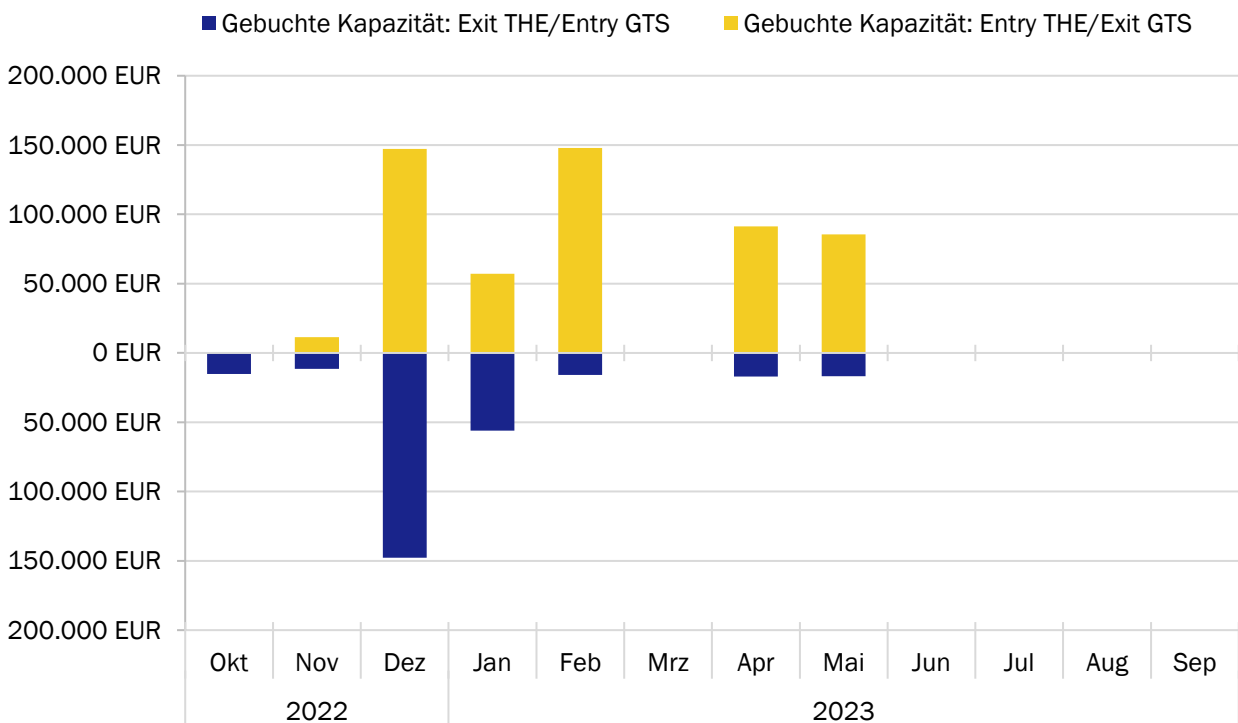


Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

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 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 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 beschrieben⁸.

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-Rang⁹ im GWJ 22/23 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.

⁸ Link zum Dokument: [Berechnungsmethodik Transportkostenaufschlag/Transportkostenabschlag \(tradinghub.eu\)](https://tradinghub.eu/Berechnungsmethodik-Transportkostenaufschlag/Transportkostenabschlag)

⁹ Zu MOL-Rang 3 siehe Fußnote 6

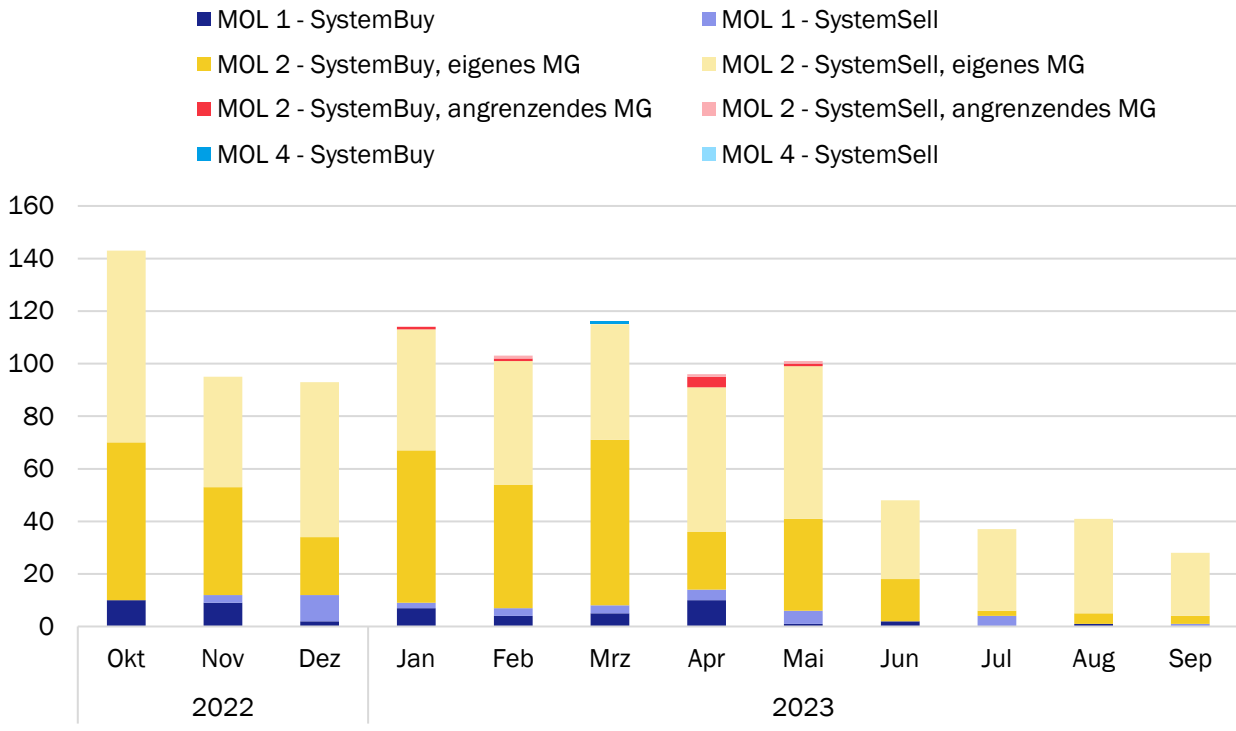


Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)

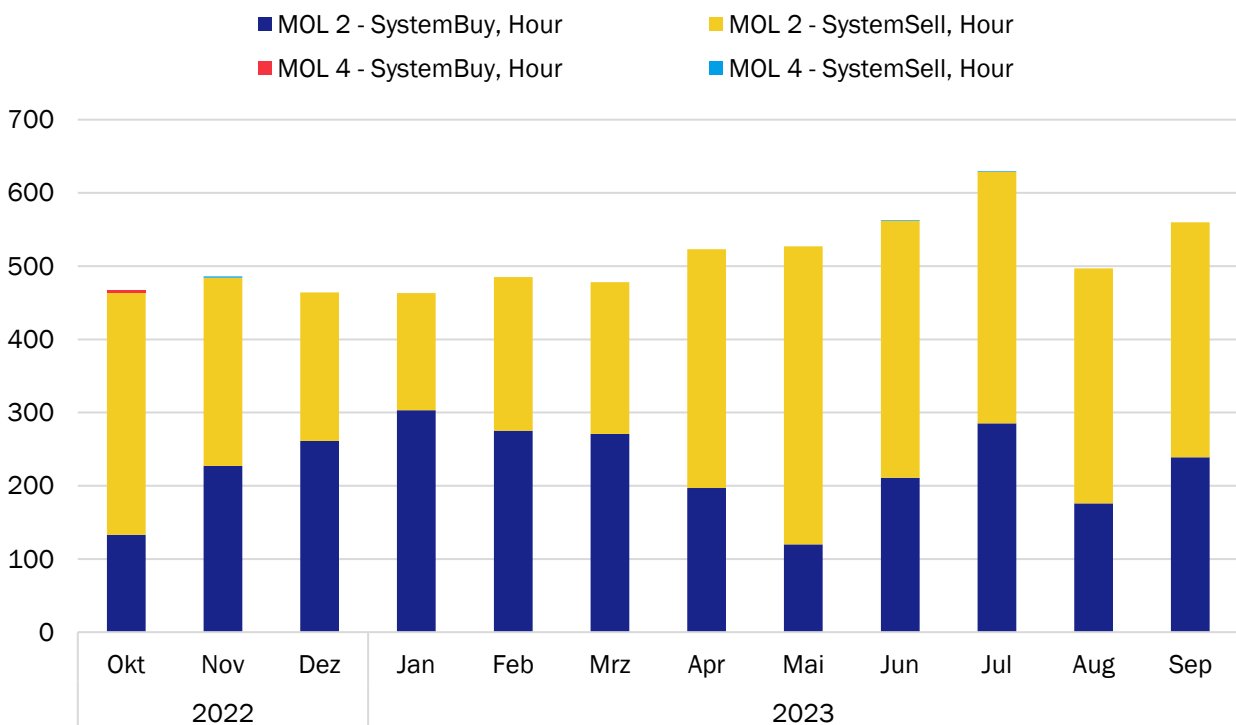


Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)

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 in Höhe von 7,5 % der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, so dass 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

Das GWJ 22/23 zeichnet sich kumuliert betrachtet durch eine deutliche Überspeisung in der Gasqualität L-Gas mit einem gleichzeitigen Konvertierungsüberhang in der Richtung L-Gas zu H-Gas aus. Im Ergebnis hat es in diesem besonderen GWJ 22/23 keinen untertägigen gegenläufigen RE-Einsatz im MOL-Rang 1 bzw. MOL 2 gegeben.

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 22/23 sind in Abbildung 18 auf Monatsbasis dargestellt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 21/22 haben die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsmengen um 18,6 % zugenommen (siehe Regelenergiebericht GWJ 21/22). Im GWJ 22/23 hat es keinen

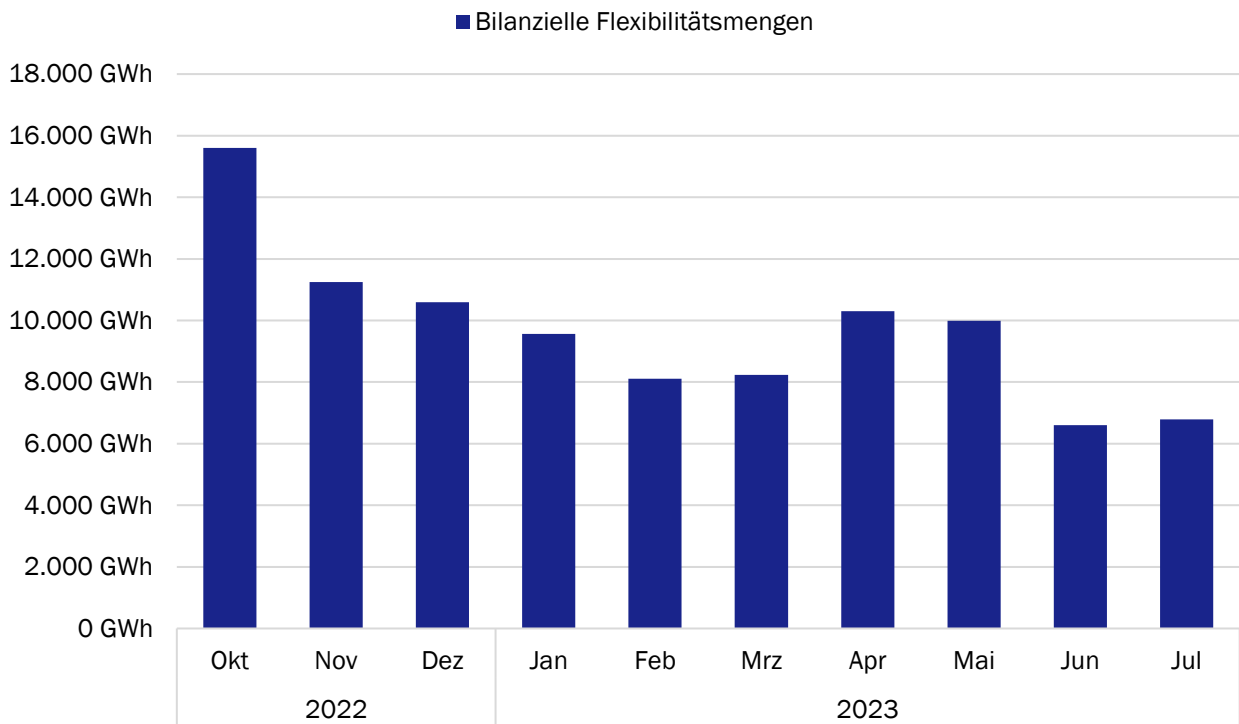


Abbildung 18: Bilanzielle Flexibilitätsmengen

untertägigen gegenläufigen RE-Einsatz im MOL-Rang 1 gegeben. Daher ist im Ergebnis im GWJ 22/23 die Abrechnung des Flexibilitätskostenbeitrages entfallen.

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 Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß BMWK-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 5.7).

THE hat für das GWJ 2022/23 eine Anpassung an den vertraglichen Grundlagen (Produktbeschreibung „Long Term Options“ / Geschäftsbedingungen Regelenergie) vorgenommen. Diese galten erstmalig für Leistungszeiträume ab 01.01.2023. Angepasst wurde, dass sich der Arbeitspreis aus dem Day-Ahead-Indexpreis „EEX European Gas Spot Index (EGSI) THE EUR/MWh“ sowie einem vom Anbieter zu beziffernden Auf- bzw. Abschlag in Euro je MWh auf diesen Indexpreis (sog. „Arbeitspreiszuschlag“) zusammensetzt. Im Rahmen der Angebotsabgabe gibt der Anbieter in Bezug auf den Arbeitspreis somit nur den Arbeitspreiszuschlag ab.

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 Arbeitspreiszuschlag
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 3: 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 4: 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 Regelenergieanbieter teilnehmen. Die Anbieter können für den gesamten Ausschreibungszeitraum einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Bereitstellung (SystemBuy) oder Übernahme (SystemSell) von Gasmengen 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 aufgeführt¹⁰.

¹⁰ Etwaige LTO-Sonderausschreibungen werden separat in Kapitel 5.2.7 behandelt.

Die Ausschreibungsergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt.

Die Auswertung der abgegebenen Angebote im Rahmen der initialen Ausschreibungsrunde vom 04.-18. Oktober 2022 veranlasste THE dazu, zunächst keine Zuschläge zu erteilen. Die abgegebenen Angebote waren im Vergleich zu früheren Ausschreibungen außergewöhnlich hoch. Die Leistungspreise lagen kumuliert im deutlich dreistelligen Millionen-Bereich.

Zusammen mit den FNB und den Behörden wurde das weitere Vorgehen bewertet und am 02. November 2022 eine erneute LTO-Ausschreibung für die Produktvariante RoD und die Zeiträume Januar bis einschließlich März 2023 angekündigt. Angebote konnten im Zeitraum vom 8. November 2022 bis zum 15. November 2022 abgegeben werden. Für diese Ausschreibung galt erstmals die in Kapitel 5.2.1 beschriebene Anpassung an den vertraglichen Grundlagen. Zusätzlich wurde für diese Ausschreibung das Zahlungsziel für die Abrechnung des Leistungspreises von 30 Werktagen nach dem Leistungszeitraum auf 15 Werktage halbiert. Nach Abschluss der Ausschreibung wurden die abgegebenen Angebote von THE in Abstimmung mit den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern und den relevanten Behörden ausgewertet. Insgesamt zeigte sich eine – im Vergleich zur ersten Ausschreibung – verbesserte Angebotssituation. Entsprechend der damaligen Marktsituation bewegten sich die Preise allerdings weiterhin auf einem hohen Niveau. Um eine unangemessen hohe Belastung für die relevanten Umlagekonten zu vermeiden, wurde entschieden, die Angebote für den Monat Januar nicht anzunehmen. Dies war u.a. vor dem Hintergrund der erfolgreichen Befüllung der deutschen Speicher und unter Berücksichtigung der hohen Preise geboten und vertretbar. Die Angebote für die Monate Februar und März wurden dagegen vollständig angenommen, um den über das LTO-Produkt erforderlichen Absicherungsbedarf zu decken.

Ausschreibungszeitraum	Regelenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h) ¹¹	Leistungspreis (EUR) ¹²	Durchschnittlicher Arbeitspreiszuschlag (EUR/MWh) ¹³
Januar 2023	HN, HM, HS, HOS, LW, LO, LGN, LGU, LNA	14.427	24.889	---	---	---
Februar 2023	HN, HM, HS, HOS, LW, LO, LGN, LGU, LNA	14.427	26.349	14.500	128.072.917	19,09
März 2023	HN, HM, HS, HOS, LW, LO, LGN, LGU, LNA	14.427	24.204	14.500	147.842.971	20,77

Tabelle 5: THE -Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy)¹⁴

Der ausgeschriebene Bedarf für die Monate Februar und März konnte vollständig gedeckt werden.

Zu einem Abruf der kontrahierten LTO in der Produktvariante RoD kam es im GWJ 22/23 nur im Rahmen eines Testabrufs. Die abgerufenen Mengen und zugehörigen Kosten bzw. Erlöse sind im Folgenden tabellarisch dargestellt:

¹¹ Abweichungen zwischen den genannten Bedarfen und der kontrahierten Leistung sind auf die angebotenen Losgrößen zurückzuführen.

¹² Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

¹³ 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 MGV veröffentlicht.

¹⁴ Eine Aufteilung der Bedarfe und kontrahierten Leistung auf die einzelnen RE-Zonen findet sich im Anhang.

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
März 2023	330	26.197,05	0	0,00

Tabelle 6: 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 auf den Maßnahmen zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß BMWK-Eckpunktepapier vom 16. Dezember 2015 (siehe dazu Kapitel 5.7). Die insgesamt über LTO in der Produktvariante RoD abzuschreibenden Leistungen werden nach einer mit dem BMWK abgestimmten Logik auf Basis historischer Daten ermittelt und unterliegen somit grundsätzlich Schwankungen.

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 sowie GWJ 22/23 (insbesondere die historische Preisentwicklung, der andauernde 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 Regelenergiebedarfe für LTO in der Produktvariante Hourly sowie die Ausschreibungsergebnisse je Regelenergiezone aufgeführt.

Die LTO-Produktvariante Hourly dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen. Ausschreibungen für die LTO-Produktvariante Hourly wurden allerdings nur für die Regelenergiezone L-Gas West durchgeführt, da die langfristige Absicherung der Strukturierungsbedarfe in der Regelenergiezone L-Gas Ost durch das SCB-Produkt erfolgt (Ausführungen dazu finden sich im Kapitel 5.4).

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2022	SystemBuy	L-Gas West	1.500	5.230	1.500	3.408.942	270,34
Q1 2023	SystemBuy	L-Gas West	1.000	3.500	1.000	5.549.600	0,00
Q2 2023	SystemBuy	L-Gas West	1.000	4.650	1.000	1.794.956	53,43
Q3 2023	SystemBuy	L-Gas West	1.000	5.670	1.000	1.535.532	53,31

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

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angeboteleistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2022	SystemSell	L-Gas West	1.500	5.400	1.500	1.040.903	229,96
Q1 2023	SystemSell	L-Gas West	1.000	3.950	1.000	3.527.540	241,30
Q2 2023	SystemSell	L-Gas West	1.000	4.340	1.000	1.606.661	39,30
Q3 2023	SystemSell	L-Gas West	1.000	4.320	1.000	1.479.293	29,70

Tabelle 8: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung)

Im GWJ 22/23 wurden kontrahierte LTO in der Produktvariante Hourly im November 2022 innerhalb eines Wartungsfensters der Börse EEX in der Richtung SystemSell abgerufen. Im Juni und Juli 2023 fanden Testabrufe in der Richtung SystemSell statt. In Tabelle 9 sind die jeweils abgerufenen Mengen und die zugehörigen Erlöse aufgeführt.

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2022	0	0,00	0	0,00
Nov. 2022	0	0,00	2.530	581.820,20
Dez. 2022	0	0,00	0	0,00
Jan. 2023	0	0,00	0	0,00
Feb. 2023	0	0,00	0	0,00
Mrz. 2023	0	0,00	0	0,00
Apr. 2023	0	0,00	0	0,00
Mai 2023	0	0,00	0	0,00
Jun. 2023	0	0,00	180	5.515,60
Jul. 2023	0	0,00	240	8.216,80
Aug. 2023	0	0,00	0	0,00
Sep. 2023	0	0,00	0	0,00

Tabelle 9: 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 22/23 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 MGV 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 und vorher festgelegter Kriterien, die mit der Bundesnetzagentur besprochen sind. Ein Testabruf kann unter anderem dann vorgenommen werden, wenn der letzte LTO-Abruf gegenüber einem Regelenergieanbieter geraume Zeit zurückliegt, es sich um einen neuen Anbieter handelt oder Anhaltspunkte vorliegen, die darauf hindeuten, dass die geschuldete Pflichterfüllung im Abruffall unter Umständen 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 22/23 wurden insgesamt fünf LTO-Testabrufe bei ebenso vielen Anbietern durchgeführt. Vier Abrufe erfolgten in der Produktvariante LTO-Hourly in der Ausprägung SystemSell. Ein Abruf erfolgte als LTO RoD SystemBuy. In diesem Fall wurde ein Verstoß festgestellt und eine Vertragsstrafe verhängt. Von diesem Verstoß abgesehen, wurden alle Abrufe ordnungsgemäß erfüllt. Im GWJ 22/23 wurden darüber hinaus auch zwei Testabrufe aus dem vorangegangenen GWJ pönalisiert, bei denen ein Verstoß vorlag.

5.2.7. LTO-Sonderausschreibungen

Im GWJ 22/23 wurden keine LTO-Sonderausschreibungen durchgeführt.

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, innerhalb des MOL-Rang 4.

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 Gastages¹⁵. Es kann nur im Rahmen von kurzfristigen Ausschreibungen von

¹⁵ An den Tagen der Zeitumstellung sind es jeweils maximal 23 bzw. 25 Stunden.

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 10: Produktparameter STB

5.3.2. Ausschreibung und Einsatz

Das Regelenergieprodukt 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 22/23 wurde im Marktgebiet THE keine Ausschreibung für das STB-Produkt durchgeführt.

5.4. Short Call Balancing Services

5.4.1. Produktbeschreibung

Beim Regelenergieprodukt „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 Regelenergiezone L-Gas Ost ausgeschrieben. Teilnehmen können präqualifizierte Regelenergieanbieter, die die ausgeschriebene Leistung gemäß den Produktspezifikationen an Speicherpunkten (Speicher Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der Regelenergiezone 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:

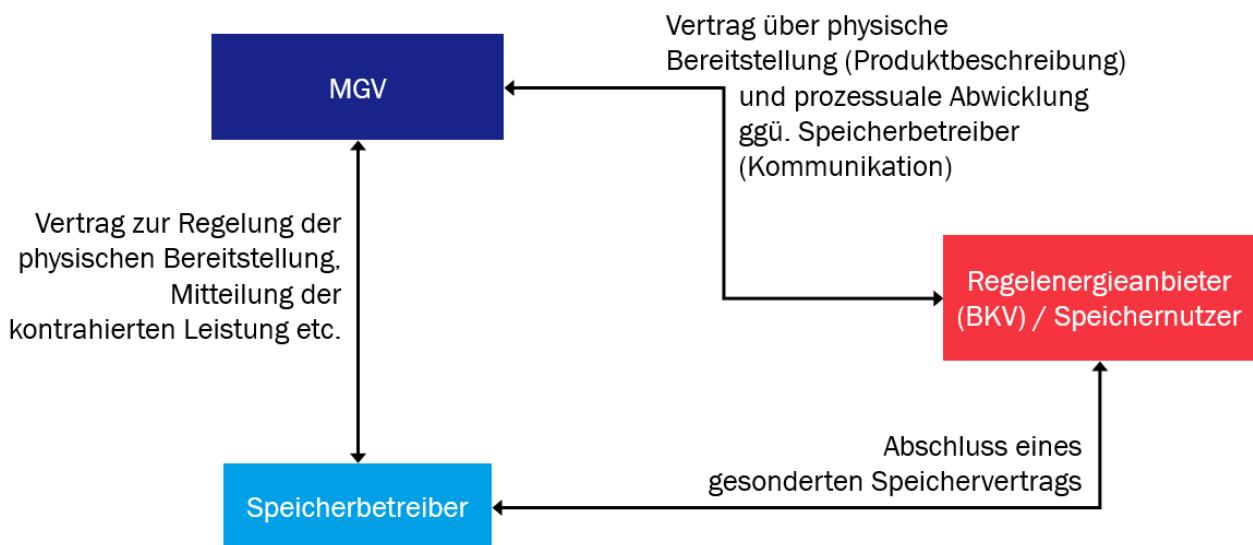


Abbildung 19: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten

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 Regulenergiezone 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 11: 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.

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angeborene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹⁶ (EUR)	Ø Arbeitspreis ¹⁷ (EUR/MWh)
Okt. 2022	1.500	4.820	1.500	3.914.730,00	281,39
Nov. 2022	1.500	4.350	1.500	3.298.572,00	175,04
Dez. 2022	1.500	4.350	1.500	2.302.508,00	126,51
Jan. 2023	1.500	4.850	1.500	2.294.840,00	141,27
Feb. 2023	1.500	4.740	1.500	2.048.344,00	71,75
Mrz. 2023	1.500	5.180	1.500	1.808.309,00	54,54
Apr. 2023	1.500	4.590	1.500	1.713.924,00	47,99
Mai 2023	1.500	4.500	1.500	1.501.799,00	47,38
Jun. 2023	1.500	5.060	1.500	988.624,00	35,43
Jul. 2023	1.500	5.100	1.500	787.471,00	33,95
Aug. 2023	1.500	3.550	1.500	797.526,00	28,64
Sep. 2023	1.500	3.590	1.500	853.674,00	29,86

Tabelle 12: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angeborene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Okt. 2022	1.500	1.840	1.500	5.379.727,00	182,99
Nov. 2022	1.500	2.600	1.500	3.879.780,00	136,60
Dez. 2022	1.500	2.600	1.500	3.684.295,00	87,98
Jan. 2023	1.500	2.640	1.500	3.153.964,00	99,68
Feb. 2023	1.500	2.650	1.500	3.415.560,00	54,55
Mrz. 2023	1.500	3.050	1.500	2.814.270,00	50,09
Apr. 2023	1.500	1.520	1.500	2.824.531,00	45,16
Mai 2023	1.500	2.000	1.500	2.666.955,00	41,06
Jun. 2023	1.500	2.070	1.500	2.573.834,00	35,87
Jul. 2023	1.500	2.110	1.500	2.547.152,00	32,34
Aug. 2023	520	520	520	1.130.630,00	30,52
Aug. 2023 (SoA)	980	2.630	980	5.148.632,00	27,18
Sep. 2023	1.500	2.250	1.500	3.923.074,00	29,41

Tabelle 13: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)

Für die Richtung SystemSell musste THE Ende Juli eine Sonderausschreibung für den Monat August eröffnen, da der Bedarf in der initialen Ausschreibung im Anfang Juli nicht vollständig gedeckt werden

¹⁶ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

¹⁷ 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.

konnte. Zwischen den einzelnen Ausschreibungsmonaten ergaben sich bei den Leistungspreisen Preisunterschiede, insbesondere der Oktober 2022 und die Sonderausschreibung August 2023 liegen mit Leistungskosten für SystemSell über 5 Mio. EUR. Die Preisentwicklung spiegelt die allgemeine Entwicklung der Regelernergiebeschäftigung wider.

Das SCB-Produkt wurde im GWJ 22/23 an insgesamt einem Tag in Kaufrichtung abgerufen. Ein Einsatz in Verkaufsrichtung war im GWJ 22/23 nicht nötig.

Die im Rahmen der SCB-Abrufe eingesetzten Mengen je Monat sind im Einzelnen für das GWJ 22/23 in Tabelle 14 sowie im Jahresvergleich dargestellt.

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2022	3.000	824.727,00	0	0,00
Nov. 2022	0	0,00	0	0,00
Dez. 2022	0	0,00	0	0,00
Jan. 2023	0	0,00	0	0,00
Feb. 2023	0	0,00	0	0,00
Mrz. 2023	0	0,00	0	0,00
Apr. 2023	0	0,00	0	0,00
Mai 2023	0	0,00	0	0,00
Jun. 2023	0	0,00	0	0,00
Jul. 2023	0	0,00	0	0,00
Aug. 2023	0	0,00	0	0,00
Sep. 2023	0	0,00	0	0,00

Tabelle 14: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen

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

Die externen Regelernergiebedarfe im L-Gas-Netzbereich des Marktgebiets THE sind nur begrenzt mit der für die bisherigen Regelernergieprodukte 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 Regelernergiebedarfe 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.

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 MGV als auch der Anbieter können Gasmengen übergeben oder übernehmen. Dabei sind entsprechend folgende Richtungen möglich:

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

Für das GWJ 22/23 fanden zwei Ausschreibungen für das Produkt Flexibility Services auf fester Basis ausschließlich in der Gasqualität L-Gas statt, wobei die einzelnen Monate als Leistungszeiträume separat ausgeschrieben wurden.

Die Ausschreibung für die Monate Oktober 2022, November 2022, Dezember 2022, Januar 2023, Februar 2023 und März 2023 („erste Ausschreibung“) wurde am 14. Juni 2022 angekündigt, die Ausschreibung für die Monate April 2023, Mai 2023, Juni 2023, Juli 2023, August 2023 und September 2023 („zweite Ausschreibung“) am 7. Februar 2023.

Der ausgeschriebene Bedarf (feste Verfügbarkeit in den Regelenergiezonen GUD-L, GTG-L und NWG) belief sich auf 2.000 MWh/h für die Monate Oktober 2022 und November 2022, 3.000 MWh/h für den Dezember 2022 und jeweils 3.700 MWh/h für die Monate Januar 2023, Februar 2023 und März 2023.

Der ausgeschriebene Bedarf (feste Verfügbarkeit in den Regelenergiezonen LGN, LGU und LNA) belief sich auf 1.500 MWh/h für den Monat April 2023, jeweils 1.000 MWh/h für die Monate Mai 2023 bis einschließlich August 2023 und 1.500 MWh/h für den Monat September 2023.

Tabelle 15 stellt die Daten zu den kontrahierten Flexibilitätsverträgen auf fester Basis im GWJ 22/23 dar.

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung (MW)	Angebotene Leistung (MW)	Kontrahierte Leistung (MW)	Leistungspreis-Kosten (EUR)
Okt. 2022	2.000	4.080	2.000	4.119.044
Nov. 2022	2.000	4.670	2.000	4.269.650
Dez. 2022	3.000	5.630	3.000	11.879.272
Jan. 2023	3.700	5.630	3.700	17.341.260
Feb. 2023	3.700	5.630	3.700	21.505.480
Mrz. 2023	3.700	5.070	3.700	16.927.515
Apr. 2023	1.500	2.800	1.500	3.062.384
Mai 2023	1.000	1.790	1.000	1.315.891
Jun. 2023	1.000	1.790	1.000	1.226.159
Jul. 2023	1.000	1.790	1.000	1.274.366
Aug. 2023	1.000	1.240	1.000	1.239.900
Sep. 2023	1.500	1.700	1.500	2.723.600

Tabelle 15: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)

Im GWJ 22/23 musste die kontrahierte Leistung für das Produkt „Flexibility Services“ an keinem Tag abgerufen werden, so dass sich eine Darstellung in einer separaten Abbildung erübrigt.

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 feste 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 Potenzial 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. LRD-Produkt

5.6.1. Produktbeschreibung

Das Regelenergieprodukt „Load Reduction“ (LRD) legt einen besonderen Fokus auf die Aktivierung von Abschaltpotenzialen von Industrierverbrauchern für den Regelenergieeinsatz und ermöglicht somit Industrierverbrauchern, ihr nachfrageseitiges Potenzial dem Marktgebietsverantwortlichen jederzeit anzubieten. Die Angebotsabgabe erfolgt allerdings nicht direkt über den Industrier Verbraucher, sondern über den BKV als präqualifiziertem Regelenergieanbieter.

Sofern ein entsprechender Regelenergiebedarf bestehen sollte, erfolgt der Abruf kurzfristig für den aktuell betrachteten Gastag. Die Losgröße ist variabel (ab 1 MWh/h). Im Falle eines Abrufs würde durch den MGV das gesamte Angebot abgerufen werden. Die Vorlaufzeit ist durch den Anbieter frei wählbar. Ebenfalls wählbar durch den Anbieter ist das Preismodell (Tagespreis bei Abruf oder Arbeitspreis in EUR/MWh).

Darüber hinaus kann der Anbieter auswählen, ob im Falle eines Abrufs für den betrachteten Gastag auch Abrufe für darauffolgende Gastage erfolgen sollen (D+1 bis D+7).

Die vollständige Produktbeschreibung steht auf der THE-Website zum Download bereit.

5.6.2. Ausschreibung und Einsatz LRD-Produkt

Ein Einsatz des LRD-Produktes fand im GWJ 22/23 nicht statt. Entsprechende Bedarfe traten nicht auf.

5.7. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWK

Zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit Erdgas wurde durch das BMWK 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 Ausschreibleistung wurde dabei gemäß der mit dem BMWK und der BNetzA vereinbarten Bedarfsermittlungslogik berechnet; die Aufteilung auf die Regelenergiezonen erfolgte jeweils durch die FNB des Marktgebietes.

6. Lokale Regelenergieprodukte

Lokale Regelenergieprodukte dienen der Deckung von externen Regelenergiebedarfen in Regelenergiezonen. Handelsteilnehmer bzw. Anbieter von lokalen Regelenergieprodukten sind verpflichtet, einen physischen Effekt in der jeweiligen Regelenergiezone zu bewirken. Bei den zur Strukturierung eingesetzten lokalen Regelenergieprodukten 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-Regelenergieprodukten zur untertägigen Strukturierung der Regelenergiezonen 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 22/23 wurden im Marktgebiet THE im MOL-Rang 2 keine Regelenergieprodukte mit RoD- und/oder DA-Lieferperiode eingesetzt. Im MOL-Rang 4 erfolgten Abrufe ausschließlich zu Testzwecken.

7. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen

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

Ist eine Verteilung von Regelenergiekosten aufgrund von Netzknoten- oder Bilanzkreisschiefständen auf die Umlagekonten verursachungsgerecht möglich, erfolgt eine Anwendung des sog. Tagesschlüssels. Jahresverteilungsschlüssel werden angewendet, wenn eine Zuordnung von Kosten (z. B. für LTO-Leistungspreise) nicht eindeutig verursachungsgerecht möglich ist. Grundsätzlich wird der Jahresverteilungsschlüssel 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 Regelenergiemengen nicht unmittelbar mit den Kosten und Erlösen zusammenhängen, die anhand des Jahresverteilungsschlüssels 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 20 entnommen werden.

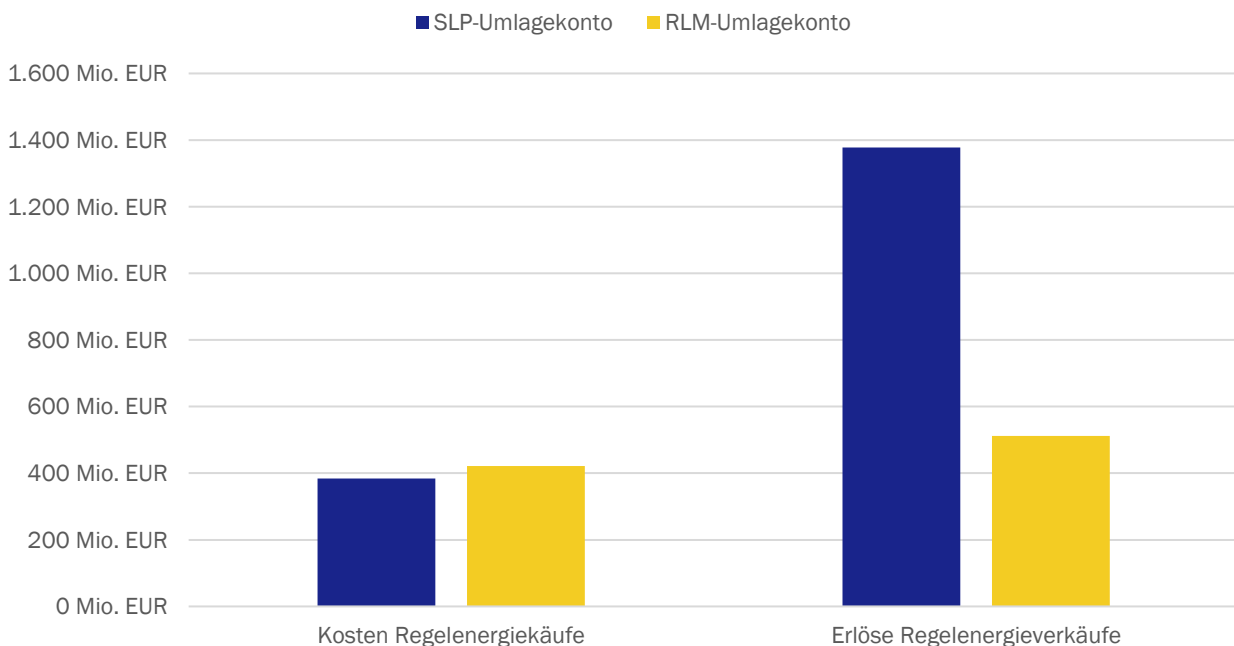


Abbildung 20: Kosten und Erlöse aus Regelenergie je Umlagekonto¹⁸

¹⁸ Die abgebildeten Kosten und Erlöse sind für die Monate 07/2023 - 09/2023 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 16 werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Perioden ab dem 1. Oktober 2022 bis einschließlich 30. September 2023 bzw. ab dem 1. Oktober 2023 bis einschließlich 30. September 2024 dargestellt

Entgelte/Umlagen	Ab 1.Oktober 2022	Ab 1.Oktober 2023
Konvertierungsentgelt (H->L)	0,45 EUR/MWh	0,21 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen
Konvertierungsumlage	0,38 EUR/MWh	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	3,90 EUR/MWh	0 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	5,70 EUR/MWh	0 EUR/MWh

Tabelle 16: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweiligen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage¹⁹ bzw. Bilanzierungsumlagen²⁰ entnommen werden. Detaillierte Ausführungen zur Berücksichtigung der Risiken aus der externen Regelenergiebeschaffung bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen finden Sie ebenfalls im entsprechenden Berechnungsgrundlagedokument.

¹⁹ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV (www.tradinghub.eu)

²⁰ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV (www.tradinghub.eu)

9. Zusammenfassung

Wie in den Vorjahren erfolgte die Regelenergiebeschaffung der THE auch im GWJ 22/23 fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der EEX. Insgesamt wurde im GWJ 22/23 Regelenergie in Höhe von 32.243 GWh gekauft (GWJ 21/22: 22.890 GWh) und in Höhe von 55.383 GWh verkauft (GWJ 21/22: 29.162 GWh). Im gesamten GWJ betragen die Ausgaben für externe Regelenergie (ohne Leistungspreise) 2.066 Mio. EUR (GWJ 22/23: 2.659 Mio. EUR). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich im GWJ 22/23 auf 3.253 Mio. EUR (GWJ 22/23 3.980 Mio. EUR).

Geprägt war das Jahr durch kontinuierlich hohe Regelenergieverkäufe. Durch die hohen Verkäufe kann das GWJ 22/23 in Bezug auf die Regelenergiemengen als außergewöhnliches GWJ beschrieben werden. Die starken Verkaufsaktivitäten aus den Sommermonaten des vorangegangenen GWJ setzten sich auch in den Monaten Oktober und November fort. Ein Grund hierfür sind Einspareffekte im SLP-Bereich, die über das synthetische Lastprofilverfahren erst zeitverzögert abgebildet werden. Zusätzlich war auch im GWJ 22/23 eine zeitgleich starke L-Gas- zu H-Gas-Konvertierung zu beobachten. Zum Redaktionsschluss Mitte Januar 2024 scheint die Regelenergiebeschäftigung wieder normale Winterverläufe, vom GWJ 22/23 abgesehen, anzunehmen. Im L-Gas bzw. im MOL-Rang 1 ziehen die Regelenergieeinkäufe an und liegen deutlich über den Vorjahreswerten. Darüber hinaus liegen die Gesamtverkäufe etwa 81 % unter den Vorjahresmengen.

Die Preise sind im Verlauf des GWJ 22/23 bis zum Ende des Sommers 2023 deutlich gesunken. Der VHP-Durchschnittspreis im GWJ 22/23 lag bei 55,43 EUR/MWh und damit deutlich niedriger als im vorangegangenen GWJ (123,24 EUR/MWh). Trotz der gesunkenen Preise bleibt in diesem GWJ auch unter Berücksichtigung der Kosten für Leistungspreise ein positiver Saldo in Höhe von 1.188 Mio. EUR.

Das neu eingeführte LRD-Produkt im MOL-Rang 4 wurde im GWJ 22/23 nicht eingesetzt.

Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE

Gesamtübersicht Regelenergiekosten und -erlöse im GWJ 22/23

Regelenergiekosten/-erlöse	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	95.390.083	46.463.170
DA	0	3.351.183
RoD	95.390.083	43.111.987
MOL 2	1.969.706.914	3.206.288.783
DA	1.001.923.772	2.609.290.718
RoD	853.754.659	447.886.714
Hour	114.028.483	149.111.350
MOL 4	850.924	595.553
RoD ²¹	26.197	0
Hour (LTO)	0	595.553
Hour (SCB)	824.727	0
Gesamt	2.065.947.921	3.253.347.505

Tabelle 17: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)²²

Regelenergiekosten	Leistungspreis (SystemBuy)	Leistungspreis (SystemSell)
Long Term Options RoD	275.915.889	0
Long Term Options Hour	12.289.031	7.654.397
Short Call Balancing Services	22.310.321	43.142.404
Flexibility Services	86.884.521	0
Gesamt	397.399.761	50.796.801

Tabelle 18: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (nur Leistungspreise)

²¹ Die Kosten setzen sich aus STB und LTO RoD Arbeitspreisen zusammen.

²² 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 22/23

Regelenergiemengen [GWh]	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	1.222.438	625.134
DA	0	89.976
RoD	1.222.438	535.158
MOL 2	31.017.203	54.754.816
DA	15.988.518	43.121.464
RoD	13.298.875	9.050.714
Hour	1.729.810	2.582.638
MOL 4	3.330	2.950
RoD ²³	330	0
Hour (LTO)	0	2.950
Hour (SCB)	3.000	0
Gesamt	32.242.971	55.382.900

Tabelle 19: 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- zuschlag (EUR/MWh)
Jan. 2023	7.430	9.810	---	---	---
Feb. 2023	7.430	9.900	7.430	84.228.430,92	23,32
Mrz. 2023	7.430	9.100	7.430	98.267.224,75	26,60

Tabelle 20: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis- zuschlag (EUR/MWh)
Jan. 2023	1.154	3.385	---	---	---
Feb. 2023	1.154	3.465	1.160	4.139.856,00	6,18
Mrz. 2023	1.154	3.210	1.160	4.868.328,60	3,60

Tabelle 21: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN)

²³ In den Mengen sind STB und LTO RoD Abrufe enthalten.

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreiszuschlag (EUR/MWh)
Jan. 2023	1.154	3.250	---	---	---
Feb. 2023	1.154	3.250	1.160	4.293.424,00	29,21
Mrz. 2023	1.154	3.250	1.160	5.382.340,00	35,63

Tabelle 22: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM)

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreiszuschlag (EUR/MWh)
Jan. 2023	1.226	2.460	---	---	---
Feb. 2023	1.226	2.450	1.230	8.878.968,00	15,06
Mrz. 2023	1.226	1.880	1.230	10.093.879,46	11,74

Tabelle 23: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HOS)

Ausschreibungszeitraum	Bedarf ²⁴ (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreiszuschlag (EUR/MWh)
Jan. 2023	3.463	5.984	---	---	---
Feb. 2023	3.463	7.284	3.520	26.532.239	12,49
Mrz. 2023	3.463	6.764	3.520	29.231.198	12,39

Tabelle 24: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)

²⁴ 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