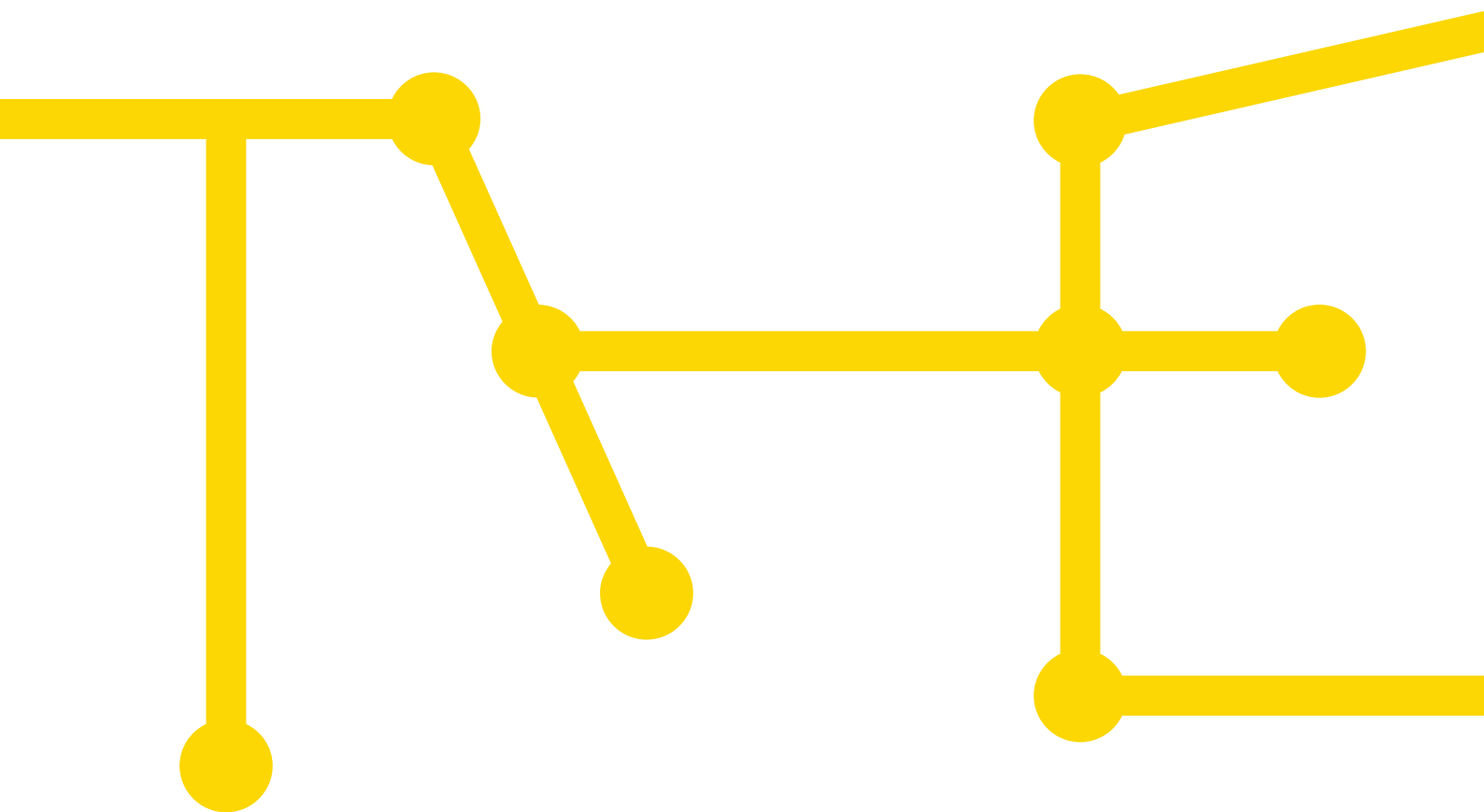


Regelenergiegeberbericht für das GWJ 2024/2025 nach GaBi Gas 2.1



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	22
3.2.1.	Beschaffung von externer Regelenergie in benachbarten Marktgebieten (gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung)	22
3.2.2.	Beschaffungsmengen und Kosten	22
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 ...	26
3.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)	26
3.3.1.	Ermittlung der Anzahl an Handelsgeschäften für Bilanzierungstätigkeiten	26
4.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	28
4.1.	Vorbemerkung.....	28
4.2.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen	28
4.3.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	29
5.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen im MOL-Rang 4	31
5.1.	Einleitung.....	31
5.2.	Long Term Options	31
5.2.1.	Produktbeschreibung	31
5.2.2.	Ausschreibung und Einsatz von LTO RoD	33
5.2.3.	Überprüfung der Reduzierung von LTO RoD gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	33
5.2.4.	Ausschreibung und Einsatz von LTO Hourly	34
5.2.5.	Überprüfung der Reduzierung von LTO Hourly gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	34
5.2.6.	Durchführung von LTO-Testabrufen	35
5.2.7.	LTO-Sonderausschreibungen	36
5.3.	Short Term Balancing Services	36
5.3.1.	Produktbeschreibung	36

5.3.2. Ausschreibung und Einsatz	37
5.4. Short Call Balancing Services.....	37
5.4.1. Produktbeschreibung	37
5.4.2. Ausschreibung und Einsatz	39
5.4.3. Überprüfung der Reduzierung von SCB gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	41
5.5. LRD-Produkt	42
5.5.1. Produktbeschreibung	42
5.5.2. Ausschreibung und Einsatz LRD-Produkt.....	42
5.6. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMW E.....	42
6. Lokale Regelenergieprodukte.....	43
7. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	44
8. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....	45
9. Zusammenfassung.....	47
Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE.....	48

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).....	24
Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über angrenzende Marktgebiete (Kosten und Erlöse; Monatsbasis).....	24
Abbildung 14: Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis).....	25
Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis).....	25
Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)	27
Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)	27
Abbildung 18: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA und RoD, Monatsbasis).....	29
Abbildung 19: Bilanzielle Flexibilitätsmengen	30
Abbildung 20: Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh.....	30
Abbildung 21: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten.....	38
Abbildung 22: Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)	41
Abbildung 23: Kosten und Erlöse aus Regelenergie je Umlagekonto.....	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht MOL-Abweichungen	21
Tabelle 2: Transportkapazitäten nach Produktart und Laufzeit.....	23
Tabelle 3: Produktparameter LTO RoD	32
Tabelle 4: Produktparameter LTO Hourly.....	32
Tabelle 5: THE -Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy).....	33
Tabelle 6: Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen	33
Tabelle 7: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas: SystemBuy (Zusammenfassung).....	34
Tabelle 8: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas: SystemSell (Zusammenfassung).....	34
Tabelle 9: Börsenausfallzeiten (Quelle: EEX).....	35
Tabelle 10: Produktparameter STB.....	36
Tabelle 11: Produktparameter SCB	38
Tabelle 12: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)	39
Tabelle 13: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)	40
Tabelle 14: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen	40
Tabelle 15: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....	45
Tabelle 16: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)	48
Tabelle 17: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (nur Leistungspreise)	48
Tabelle 18: Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour).....	49
Tabelle 19: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS)	49
Tabelle 20: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM).....	49
Tabelle 21: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HOS)	50
Tabelle 22: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)	50

Abkürzungsverzeichnis

BH	Bank Holiday
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Post, Telekommunikation und Eisenbahnen
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DA	Day-Ahead
EEX	European Energy Exchange AG
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas 2.1	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19. Dezember 2014 (BK7-14-020) geändert mit Änderungsbeschluss vom 12.09.2025 (BK7-24-01-008)
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
Netzkodex Gasbilanzierung	Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
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), zuletzt geändert mit Änderungsbeschluss vom 12.09.2025 (BK7-24-01-008, GaBi Gas 2.1), 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 Regelenenergie im Marktgebiet THE zu übermitteln.

Als vierter Bericht dieser Art bietet er einen umfassenden Überblick über die Beschaffung und den Einsatz von Regelenenergie sowie über die damit verbundenen Kosten und Erlöse im Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2024/25.

Darüber hinaus wird die Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen im MOL-Rang 4 überprüft, insbesondere im Hinblick auf deren Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Analyse der Beschaffung bzw. Bereitstellung von Regelenenergie in benachbarten Marktgebieten. So sollen die Entwicklung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit, und deren Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität transparent dargestellt werden.

Ziel des Berichtes, ist die Erfüllung der regulatorisch geforderten Transparenzpflichten sowie die Bereitstellung einer belastbaren Grundlage für die Bewertung der eingesetzten Maßnahmen durch die Regulierungsbehörde.

2. Einsatz interner Regelennergie

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

Die nachfolgenden Darstellungen illustrieren den Einsatz positiver und negativer interner Regelennergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Monaten des GWJ 24/25.

Der höchste Einsatz von positiver interner H-Gas-Regelennergie erfolgte im September 2025, während der höchste Einsatz negativer interner H-Gas-Regelennergie im Dezember 2024 zu verzeichnen war. Im vorangegangenen GWJ 23/24 hingegen erfolgte der höchste Einsatz in beiden Richtungen im Januar 2024. Im GWJ 24/25 wurden insgesamt 60.906 GWh an positiver und 53.361 GWh an negativer interner Regelennergie im H-Gas eingesetzt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 23/24 ist der Einsatz der positiven Regelennergie im H-Gas um 23 % angestiegen, während der Einsatz negativer Regelennergie lediglich um 5 % höher liegt.

Der höchste Einsatz von positiver und negativer interner L-Gas-Regelennergie ist im März 2025 zu verzeichnen. Im vorangegangenen GWJ 23/24 hingegen erfolgte der höchste Einsatz für positive Regelennergie im Januar 2024 während der höchste Einsatz interner negativer Regelennergie im Dezember 2023 auftrat. Im GWJ 24/25 wurden insgesamt 5.193 GWh an positiver und 5.211 GWh an negativer interner Regelennergie im L-Gas eingesetzt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 24/25 ist der Einsatz im L-Gas an positiver Regelennergie um 14 % bzw. an negativer Regelennergie um 15 % zurückgegangen. Der Rückgang steht in direktem Zusammenhang mit der Marktraumumstellung. Mit der fortschreitenden Umstellung auf H-Gas geht eine Reduzierung des nutzbaren Netzpuffers im L-Gas einher.

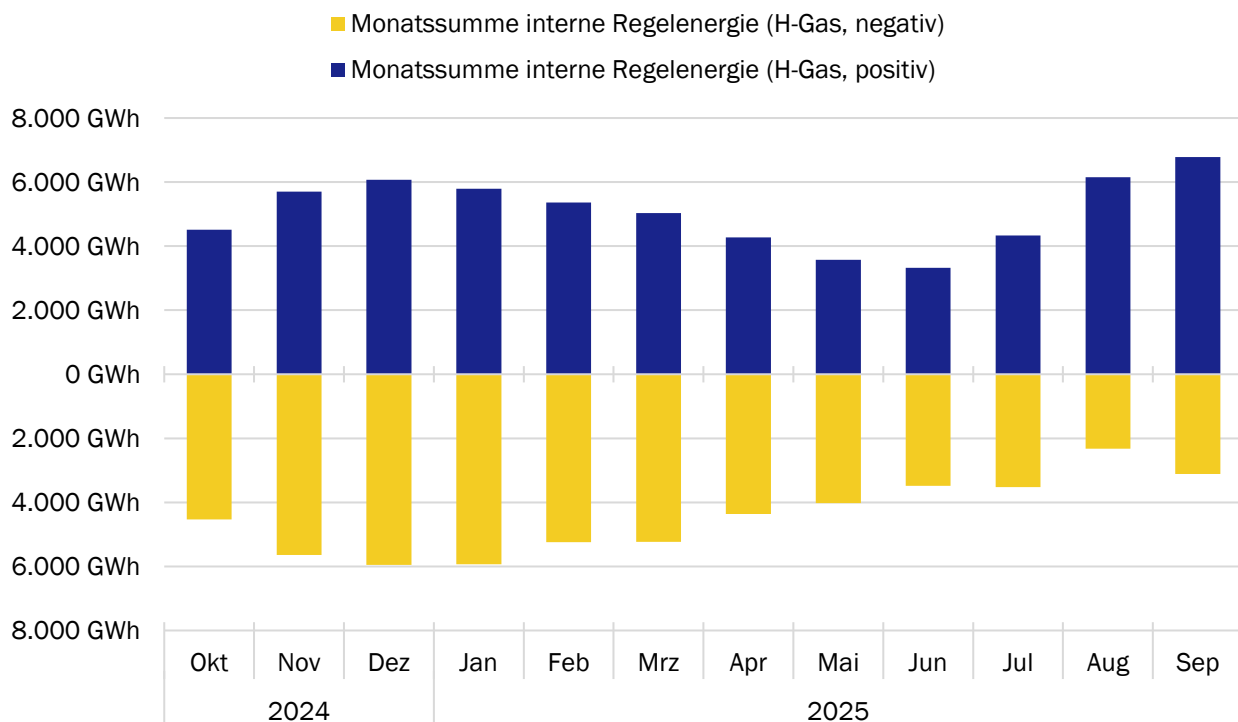


Abbildung 1: Einsatz interne Regelennergie H-Gas

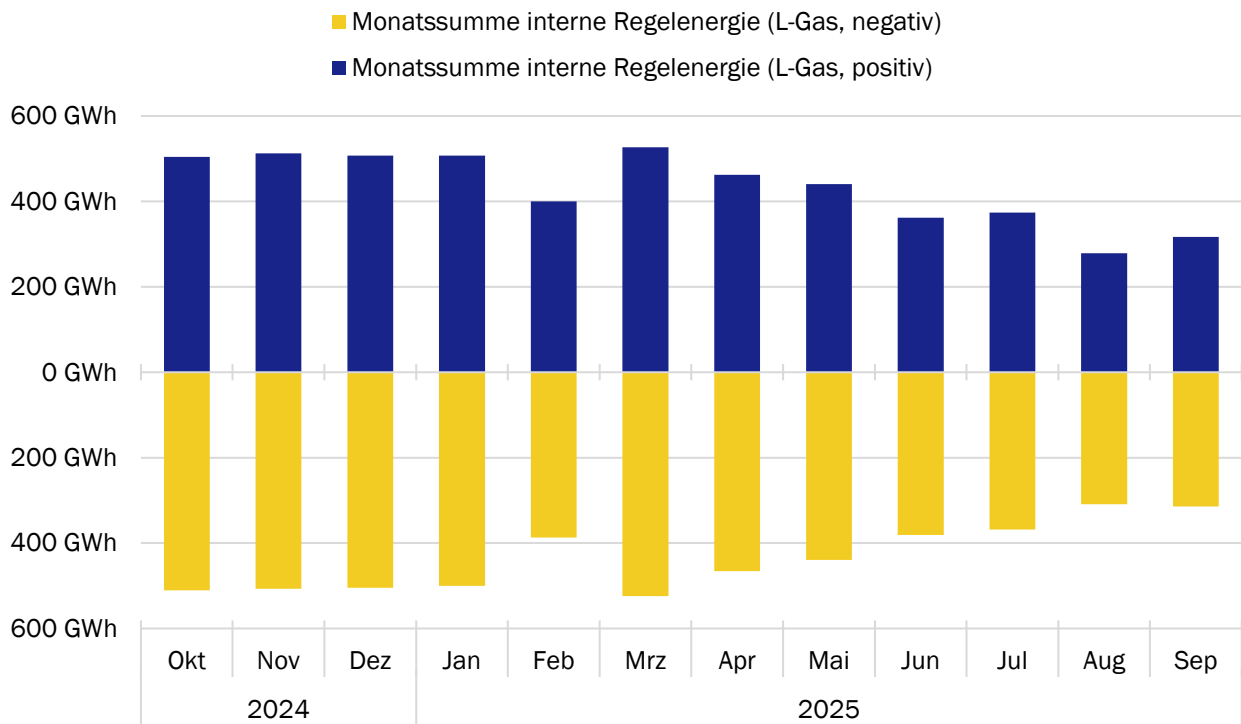


Abbildung 2: Einsatz interner Regenergie L-Gas

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 24/25.

Insgesamt wurde im GWJ 24/25 Regelenergie in Höhe von 59.161 GWh gekauft und in Höhe von 57.521 GWh verkauft. Diese Mengen sind die bisher größten im THE-Marktgebiet. Im Vergleich dazu lag der Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE im GWJ 23/24 in Summe bei 32.588 GWh für den Einkauf und bei 26.108 GWh für den Verkauf. Die gesamten Regelenergiemengen waren im GWJ 24/25 fast doppelt so hoch wie im Vor-GWJ und lagen 33 % über denen des GWJ 22/23.

Der starke Anstieg der Mengen ist auf die hohen RE-Bedarfe im H-Gas und die starke Überspeisung im L-Gas zurückzuführen. In den Monaten Mai bis Juli kam es zu einer saisonal untypisch hohen Regelenergiebeschäftigung, was an hohen Einspeisungen im L-Gas und der anschließenden Konvertierung von L-Gas nach H-Gas lag. Das Nominierungsverhalten einiger Bilanzkreisverantwortlicher im Sommer, der traditionell eher mit geringem Gasabsatz einhergeht, ist als außergewöhnlich anzusehen. Die relevanten

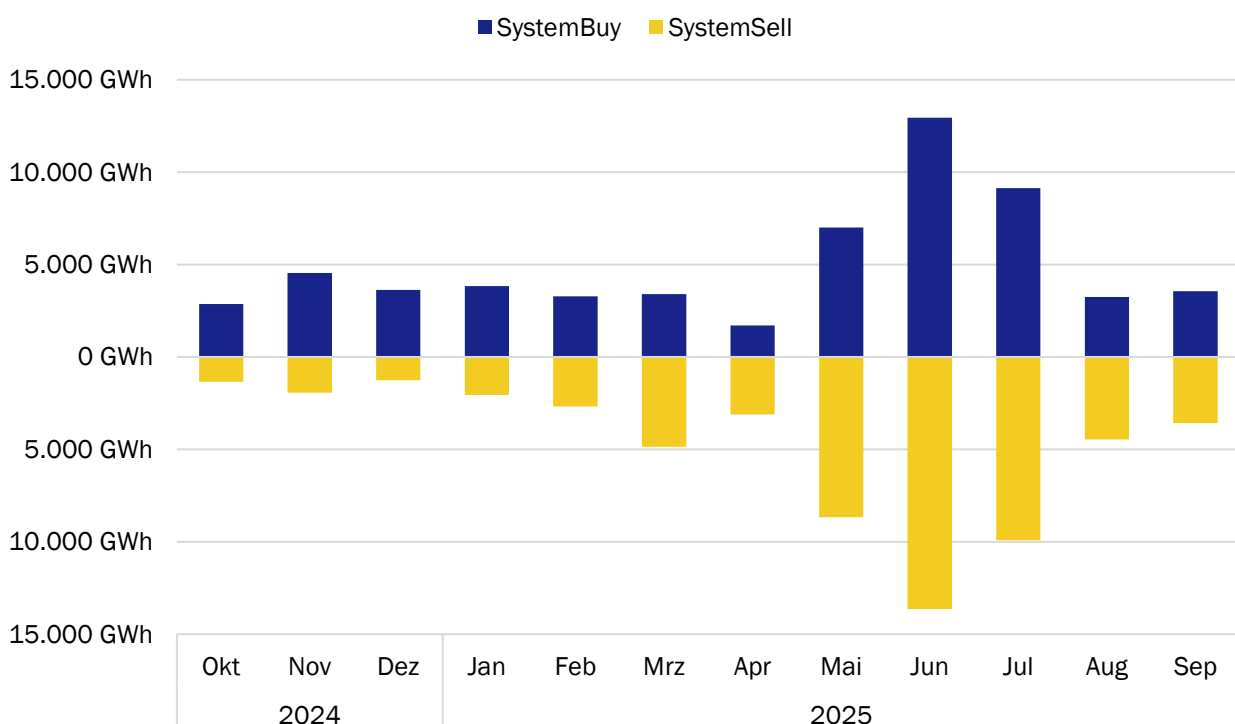


Abbildung 3: Gesamtüberblick zum Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas

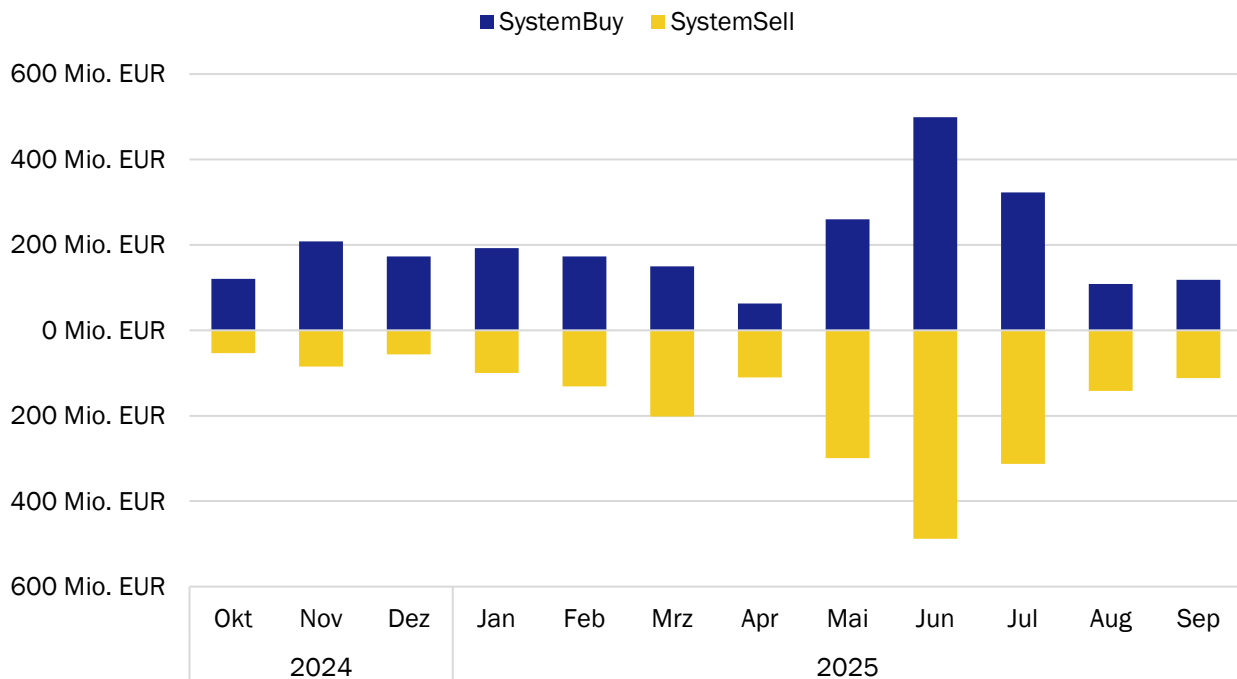


Abbildung 4: Gesamtüberblick zu Kosten und Erlösen durch externe Regelenergie im H- und L-Gas

BKV wurden von THE angesprochen. Zusätzlich hat THE eine Verdachtsmeldung an die Markttransparenzstelle (MTS) vorgenommen und die Beschlusskammer 7 der BNetzA (zuständig für die Regulierung des Zugangs und Anschlusses zu Erdgasversorgungs- und Wasserstoffnetzen) informiert, woraufhin seitens der zuständigen Stellen Untersuchungen eingeleitet wurden. Die Untersuchungen waren bei Redaktionsschluss des Regelenergieberichts noch nicht abgeschlossen. Darüber hinaus hat THE mit Behörden und Verbänden sowie Marktpartnern Handlungsmöglichkeiten diskutiert und entsprechende Maßnahmen ergriffen. Beispielsweise wird momentan eine Diskussion zur Anpassung des § 25 Bilanzkreisvertrag im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas geführt. Allerdings sind die Möglichkeiten des MGV eingeschränkt, da er sich innerhalb der regulatorisch gesetzten Rahmenbedingungen bewegen muss.

Im Rahmen der Überprüfung der physischen Erfüllung von Regelenergieprodukten wurden darüber hinaus bei einigen Marktteilnehmern Verstöße festgestellt und entsprechende Vertragsstrafen erhoben.

Auswirkungen auf das Konvertierungssystem können dem Evaluierungsbericht für das GWJ 24/25 entnommen werden.

Monetär war das GWJ 24/25 wieder von RE-Käufen geprägt und entsprach damit dem gewohnten Bild. Im gesamten GWJ betrugen die Ausgaben für externe Regelenergie (ohne Leistungspreise) 2.389 Mio. EUR (verglichen mit Kosten im GWJ 23/24 von 1.1422 Mio. EUR). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich im GWJ 24/25 auf 2.091 Mio. EUR (vgl. Erlöse im GWJ 23/24: 846 Mio. EUR). Abbildung 4 stellt den Gesamtüberblick zu den Kosten und Erlösen aus dem Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas dar.

Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Leistungspreise überstiegen die Regelenergiekosten im GWJ 24/25 die Erlöse um 402,1 Mio. EUR. Wie im vergangenen GWJ, in dem die Regelenergiekosten die Erlöse um 508,7 Mio. EUR überstiegen, liegt damit erneut eine Netto-Kaufsituation vor.

3.1.2. Gebiete und Zonen im THE-Marktgebiet

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

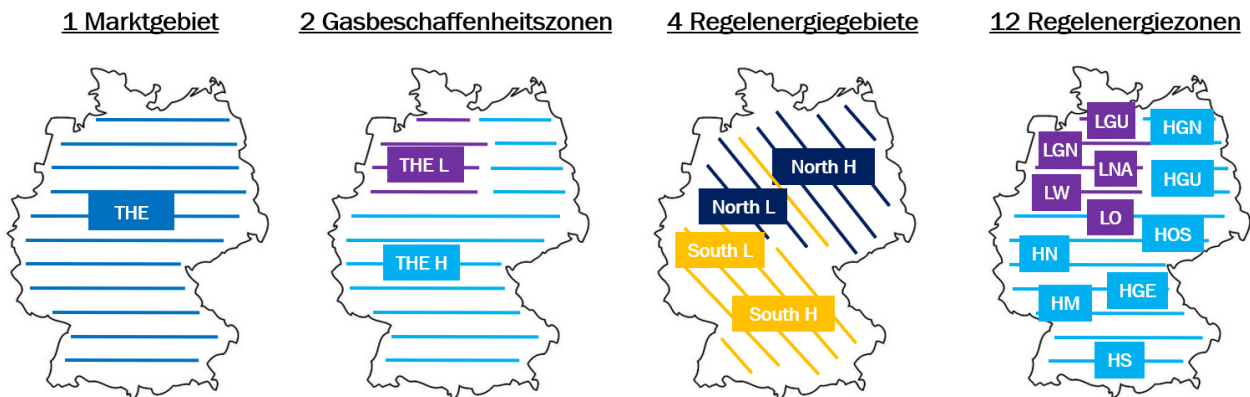


Abbildung 5: Gebiete und Zonen im Marktgebiet

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 24/25 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. Lange Zeit nutzte THE lediglich den Handelsplatz TTF für die Beschaffung von Regelenergie in einem benachbarten Marktgebiet. Für diesen besteht auch eine Genehmigung zur Nutzung der Handelsplattform ICE.

Merit-Order (Beschaffungsrangfolge)			1	2	3	4
Produkte			Global	Quality		
Title Market Transactions	eex	WD, DA, SA, SU, BH	EEX THE	EEX THE H, EEX THE L, EEX TTF, EEX ZTP, EEX ETF, EEX PEG, ICE TTF		
	ice	Hour	EEX THE	EEX THE L		
Locational Market Transactions	eex	WD, DA, SA, SU, BH		Local EEX TTF		
		Hour		Local EEX THE North H/North H Cluster EEX THE South H/South H Cluster EEX THE North L/South L EEX THE North H VIP BE/South H VIP BE EEX THE North H VIP NL/South H VIP NL		
Balancing Services		RoD (LTO/STB)		Local EEX THE L West/East		
		LRD				
		Hour (LTO)				
		Hour (SCB)				
						Local Kontrahierung bedarfsabhängig für Regellenergie (teil-)zonen 7 Zonen H-Gas: HGN, HGU, HOS, HN, HGE, HM, HS 5 Zonen L-Gas: LGU, LGN, LNA, LW, LO

Abbildung 6: Übersicht Produktportfolio Regellenergie

Im GWJ 23/24 wurden die operativen Grundlagen geschaffen, um weitere benachbarte europäische Handelsplätze zur preisoptimalen Beschaffung von Regellenergie unter Berücksichtigung der jeweiligen Transportkosten nutzen zu können. Im November 2024 wurde ein Testabruf am Handelsplatz PEG im französischen Marktgebiet TRF erfolgreich durchgeführt und das bisherige Portfolio bestehend aus dem niederländischen TTF und den Handelspunkten in Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP) um ein weiteres Marktgebiet ergänzt. Zum konkreten Einsatz siehe das Kapitel 3.2 Beschaffung von Regellenergie in benachbarten Marktgebieten. Alle Informationen zu den erfolgten Regellenergieeinsätzen 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.

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 24/25 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 99,7 % über die Börse. Der Anteil der globalen Beschaffung im MOL-Rang 1 lag dabei bei 5,4 %. Eine Beschaffung externer Regelenergie im MOL-Rang 1 kommt nur in Frage, wenn ausreichendes technisches Konvertierungsvermögen zwischen den Gasbeschaffungszonen H-Gas und L-Gas und kein gegenläufiger qualitätsspezifischer Regelenergiebedarf vorliegt. Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 lag bei 94,6 %.

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. Im Februar erfolgten zwei Abrufe 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).

Ebenfalls Abbildung 7 zu entnehmen ist, dass der Großteil der Regelenergiebeschäftigung über den MOL-Rang 2 erfolgte, wobei auf die Einkaufsseite im H-Gas mit 55.461 GWh die meisten Mengen entfielen und auf der Verkaufsseite die L-Gas-Mengen mit 51.519 GWh dominierten. Setzt man die im MOL-Rang 2 beschäftigten Mengen ins Verhältnis, dann wurden 51,2 % der gesamten MOL-Rang 2 Mengen gekauft und 48,8 % veräußert.

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.

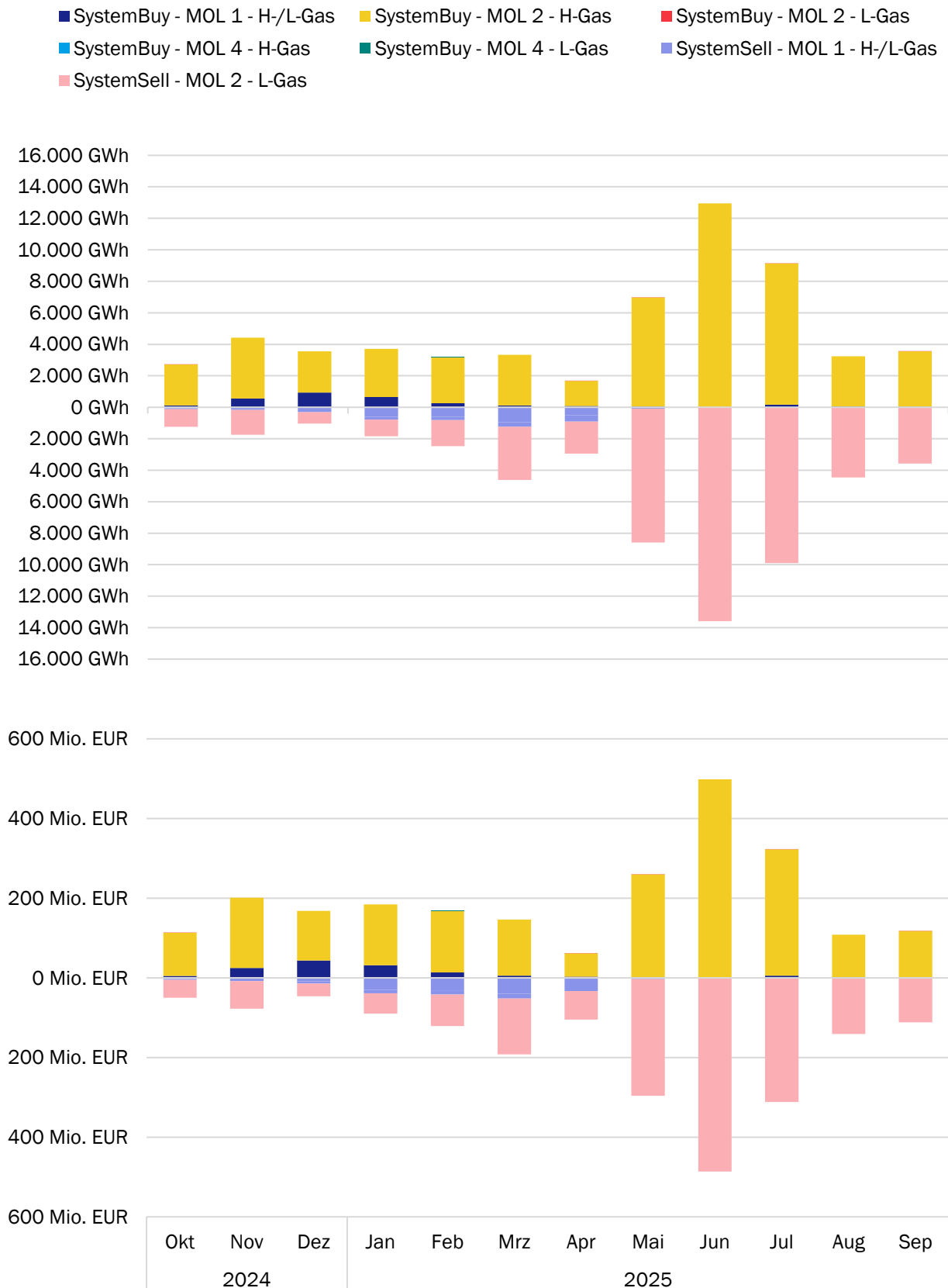


Abbildung 7: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA und RoD, Monatsbasis)

Der externe Regelennergieeinsatz zur Deckung **stündlicher Strukturierungsbedarfe (Produktvariante „Hour“)** und die dabei entstandenen Kosten und Erlöse sind in Abbildung 8 dargestellt. Die im GWJ 24/25 über Produkte mit stundengenauer Lieferung beschafften Mengen lagen bei 699 GWh. Im gleichen Zeitraum wurden 1.430 GWh über das Stundenprodukt verkauft. Ab dem 03. August 2025 war zudem eine Beschaffung stündlicher Strukturierungsbedarfe nicht mehr notwendig (Näheres siehe Kapitel 3.3.1). Es ist davon auszugehen, dass sich der Einsatz des Stundenproduktes zukünftig auf die Wintermonate beschränken wird. Aufgrund der voranschreitenden Marktraumumstellung werden die Strukturierungsbedarfe insgesamt perspektivisch stark sinken. Auf monetärer Seite standen den Kosten von 36 Mio. EUR für den Einsatz stündlicher Regelennergieprodukte im Marktgebiet THE im GWJ 24/25 Erlöse in Höhe von 60 Mio. EUR gegenüber. Die Erlöse lagen damit um 24 Mio. EUR über den Kosten während der im GWJ 23/24 entstandene Überschuss nur 7 Mio. EUR betrug.

Wie bei den RoD- und DA-Regelennergiebedarfen wurden auch die Strukturierungsbedarfe mit 96 % nahezu vollständig über die Börse gedeckt (GWJ 23/24: 99 %). Ein außerbörslicher Regelennergieeinsatz (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 (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).

In Abbildung 9 wird die abgerufene Leistung bezogen auf die Einsatzdauer gezeigt. Die höchste Leistung wurde im „Day Ahead“-Bereich für eine Dauer zwischen 21 und 24 Stunden abgerufen, wobei der „Day Ahead“-Handel bis 02:00 Uhr möglich ist. Im „Rest of the Day“-Bereich lagen die höchsten Leistungsabrufe jeweils zwischen 17 und 20 Stunden bzw. zwischen 9 und 12 Stunden.

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

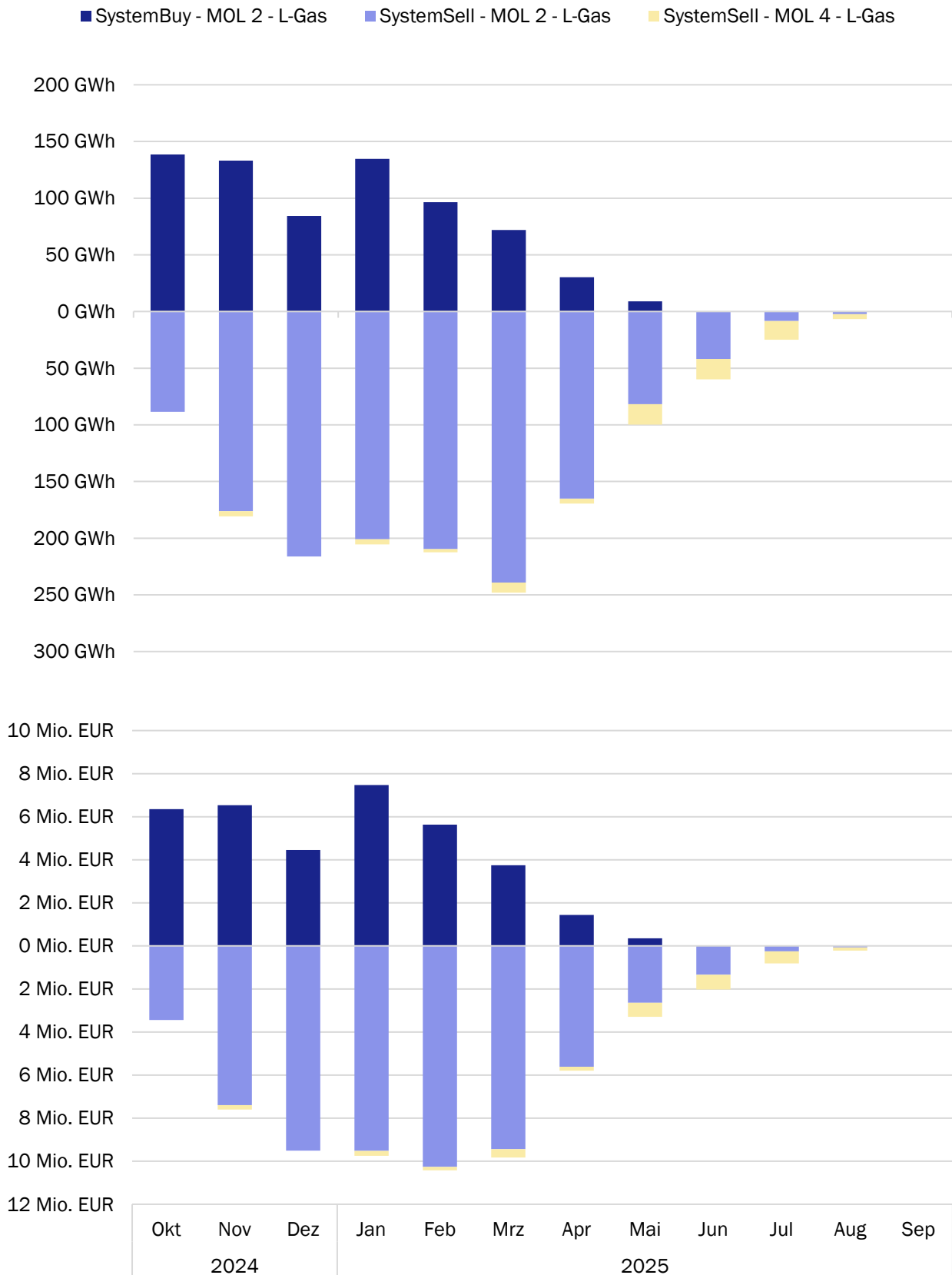


Abbildung 8: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)

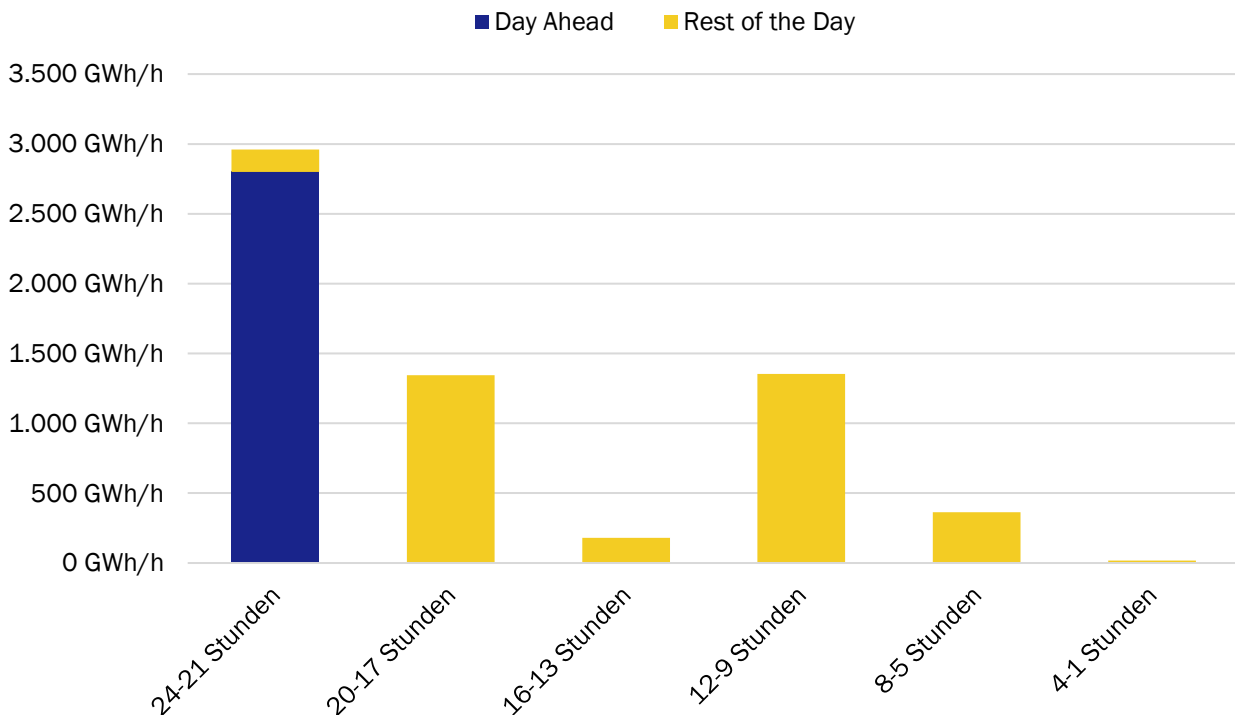


Abbildung 9: Externe Regelenergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA und RoD)

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.

Im H-Gas lag der Mittelwert des Preises im MOL-Rang 1 in der Richtung SystemBuy zum Start des GWJ 24/25 bei knapp über 40 EUR/MWh. Über den Verlauf des Winters stieg er auf über 53 EUR/MWh im Februar. Ab dann sank er stetig und lag im Mai bei ca. 34 EUR/MWh. Von dort bewegte er sich seitwärts und lag Ende September bei knapp unter 33 EUR/MWh. Der Mittelwert des MOL-Rang 2-Preises für SystemBuy wich dabei lediglich im Mai und Juni leicht vom Mittelwert des „SystemBuy MOL-Rang 1“-Preises ab.

Der Mittelwert des „SystemSell MOL-Rang 1“-Preises im H-Gas verlief zunächst ansteigend von knapp unter 40 EUR/MWh im Oktober auf knapp unter 51 EUR/MWh im Februar. Im März fiel der Mittelwert des „SystemSell MOL-Rang 1“-Preises auf ca. 41 EUR/MWh und sank von da an sanft auf ca. 31 EUR/MWh im September. Der Mittelwert der „SystemSell MOL-Rang 2“-Preise wich wie im SystemBuy ebenfalls nur im Mai und Juni leicht davon ab.

Die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe im THE-Marktgebiet bewegten sich dabei zu über 80 % innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen an der Börse. Auf Gesamtjahressicht wurde zu 89 % im MOL-Rang 1 (Vor-GWJ: 97 %) sowie zu 82 % im MOL-Rang 2 (Vor-GWJ: 93 %) innerhalb des oben genannten Preiskorridors beschafft.

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Beschaffungspreise für MOL 1, MOL 2 und MOL 4² für H-Gas bzw. L-Gas getrennt nach RoD- bzw. DA- sowie Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 24/25

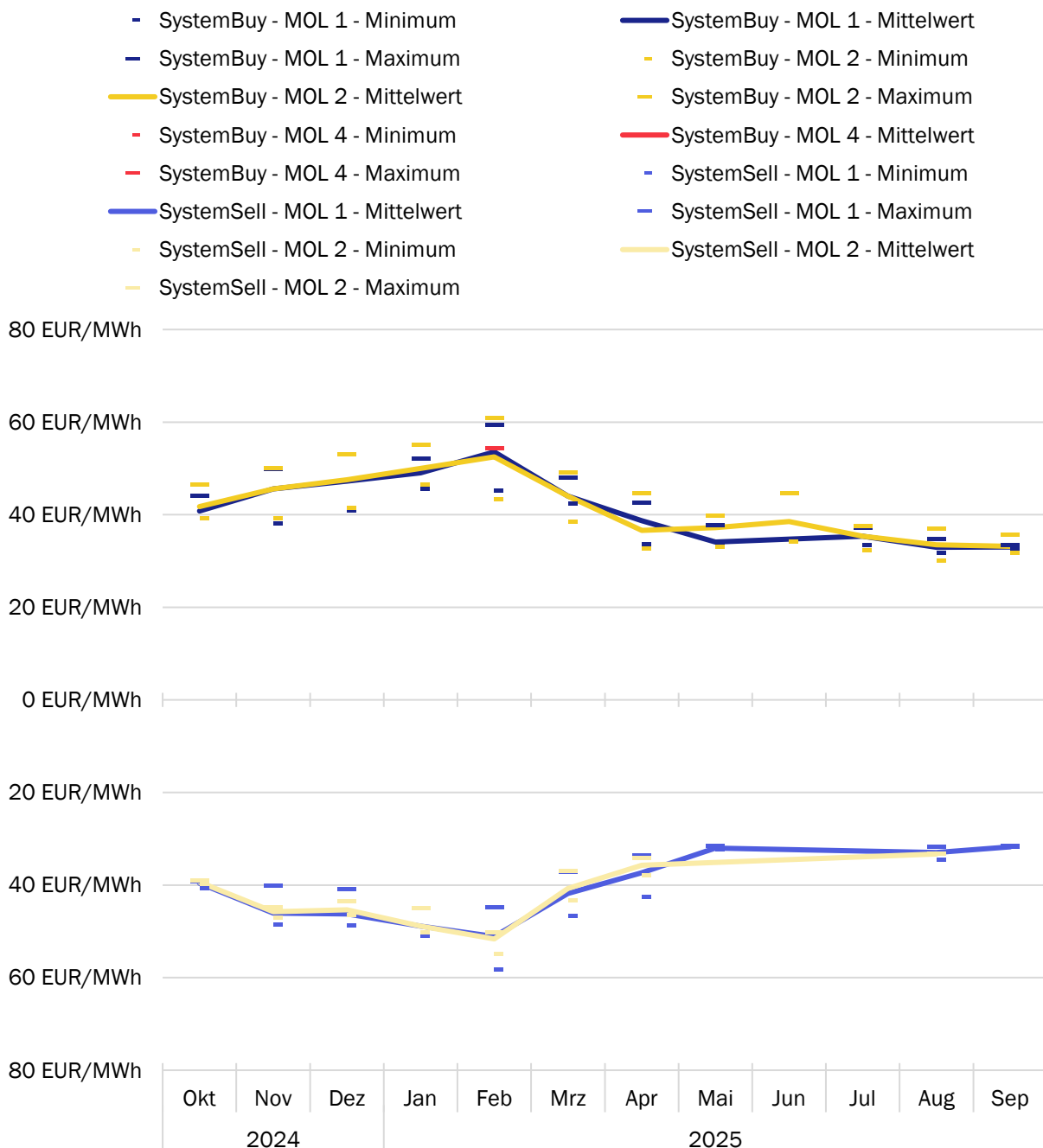


Abbildung 10: Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

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.

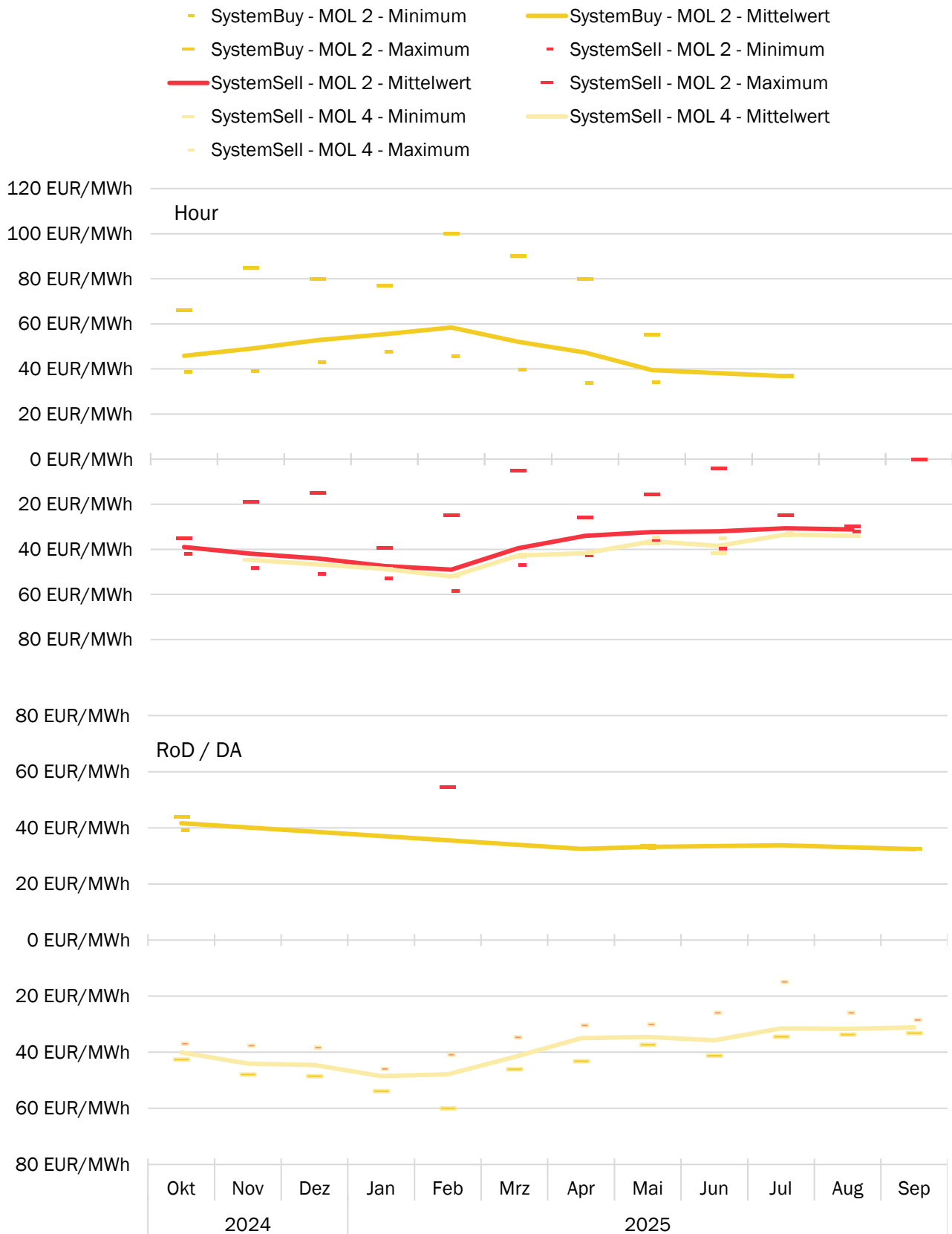


Abbildung 11: Preise externe Regelenergie L-Gas (DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

Die Preisentwicklung im L-Gas verlief für die DA- bzw. RoD-Bedarfe im MOL-Rang 2 für die Ausprägung SystemBuy fallend, jedoch wurden lediglich im Oktober 2024 sowie im April, Mai, Juli und September 2025 L-Gasmengen im MOL-Rang 2 gekauft. Im Oktober lag der Mittelwert des „SystemBuy MOL-Rang 2“-Preises bei knapp über 41 EUR/MWh was seinen Höhepunkt markierte. Über den Verlauf des Sommers sank er auf knapp unter 33 EUR/MWh Ende September. Für Regelenenergie im MOL Rang 2 in der Ausprägung SystemSell wurden zu Beginn des GWJ ca. 40 EUR/MWh im Mittel aufgerufen. Nachdem im Januar sogar ein Preis über 48 EUR/MWh erreicht wurden, sank dieser über den Verlauf des GWJ und erreichte im September ca. 31 EUR/MWh.

Der Verlauf des Mittelwertes für MOL-Rang 2-Hourly-Produkte in der Ausprägung SystemBuy ähnelte dem der oben beschriebenen SystemBuy-RoD-Produkte im H-Gas. Von über 45 EUR/MWh im Oktober stieg der Mittelwert auf knapp über 52 EUR/MWh im Dezember, überschritt die „58 EUR/MWh“-Marke im Februar und erreichte im Juli ca. 39 EUR/MWh. Zum Ende des GWJ 24/25, im August und September wurden keine Käufe über das Stundenprodukt getätigt. Beim Stundenprodukt in der Ausprägung SystemSell war der Verlauf des Mittelwertes für MOL 2 geprägt von Preisen knapp unter 39 EUR/MWh zu Beginn des GWJ die über den Verlauf des Winter auf über 44 EUR/MWh und im Februar sogar auf über 48 EUR/MWh anstiegen. Ab März sank der Mittelwert wieder und erreichte zum Ende des GWJ knapp über 31 EUR/MWh, wobei im September keine Verkäufe getätigt wurden. Bei den Hour-Regelenenergiebedarfen treten immer wieder auch höhere Abweichungen zu den durchschnittlich erzielten Preisen auf, in einzelnen Beschaffungssituationen auch mit hohen Ausreißer-Preisen.

3.1.6. Abweichungen von der MOL

Die Beschaffung externer Regelenenergie folgt der festgelegten MOL entsprechend der Festlegung GaBi Gas 2.1. 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 24/25 für das Marktgebiet THE aufgeführt³:

Datum	MOL Rang	Ersatzrang	Begründung der Abweichung
06.02.2025	MOL-2-RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund zweier Testabrufe wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen
14.11.2024	MOL-2-RoD	MOL-3-RoD	Aufgrund eines Testabrufs wurde externe Regelenenergie in einem angrenzenden Marktgebiet beschafft. Um sicherzustellen, dass diese Beschaffung keine Auswirkungen auf die AE-Preise hat, wurden die entsprechenden MoL-Werte auf den nicht existierenden Wert „MOL 3“ gesetzt.

Tabelle 1: Übersicht MOL-Abweichungen

³ Die MOL-Abweichungen werden auch stets auf der Webseite des MGV veröffentlicht:
<https://www.tradinghub.eu/de-de/Veröffentlichungen/Regelenenergie/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 z.B. Title-Produkten am niederländischen Hub „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 2.1 wurde die Beschaffung externer Regelenergie in einem benachbarten Marktgebiet genehmigt. Entsprechend können die börslichen Spotmarktprodukte der EEX sowie der ICE Endex mit Lieferort TTF für das Marktgebiet THE genutzt werden. Seit dem GWJ 23/24 bestehen die organisatorischen Voraussetzungen Spotmarktprodukte der EEX auch mit den Lieferorten ZTP (Belgien) und ETF (Dänemark) zu nutzen. Im GWJ 24/25 wurden erstmals Testmengen am französischen Handelspunkt PEG im französischen Marktgebiet TRF auf der Handelsplattform EEX beschafft. Eine Einbindung des Handelspunktes in die Systeme der THE erfolgte bereits im Rahmen der Umsetzung der Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/1938 („SoS-VO“).

3.2.2. Beschaffungsmengen und Kosten

Im GWJ 24/25 wurden externe Regelenergiebedarfe vom MGV neben dem eigenen Marktgebiet auch am niederländischen TTF und am belgischen ZTP gedeckt. Die monatlichen Mengen sind in Abbildung 12 aufgeführt und beinhalten der Vollständigkeit halber auch kleine Mengen, welche auf Grund einer Wartungsarbeit bei einem NB, im Marktgebiet Dänemark am ETF beschafft wurden. Ebenfalls aufgeführt sind die Mengen, welche zu Testzwecken in Frankreich am PEG beschafft bzw. veräußert wurden. Diese werden wegen Geringfügigkeit aber nicht separat dargestellt. Insgesamt wurden 871 GWh gekauft und 2.521 GWh verkauft. Von den in einem angrenzenden Marktgebiet beschafften Mengen entfielen 738 GWh bzw. 85 % der gekauften Mengen auf den TTF. Am belgischen ZTP wurden 134 GWh bzw. 15 % der Menge gekauft. Sämtliche Verkäufe in angrenzenden Marktgebieten wurden über den TTF abgewickelt.

Über das gesamte GWJ 24/25 sind dabei Kosten in Höhe von 31,7 Mio. EUR und Erlöse in Höhe von 80,7 Mio. EUR entstanden wovon 25,6 Millionen bzw. 80 % der Kosten auf den TTF entfielen (siehe Abbildung 13). Gegenüber dem vorherigen GWJ 23/24 wurden im Berichtszeitraum im angrenzenden Marktgebiet Mengen auf signifikant höherem Niveau beschafft (+950 %). Die Verkaufsmengen liegen ebenfalls signifikant über denen des Vor-GWJ (+945 %).

3.2.3. Kontrahierte Kapazitäten und Nutzung

Für die Regelenergiebeschäftigung im GWJ 24/25 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/h)	Kapazitätskosten (EUR)
VIP DK-THE (GUD/ENN)	Entry	WithinDay	1	33,65
VIP France-Germany (GRT/GRTF)	Exit	DayAhead	1	32,61
VIP THE-ZTP (OGE/FLXB)	Entry	DayAhead	5.433	263.549,47
VIP THE-ZTP (OGE/FLXB)	Entry	WithinDay	3.605	68.911,34
VIP TTF-THE-H (GUD/GTS)	Entry	DayAhead	139.014	6.525.198,20
VIP TTF-THE-H (GUD/GTS)	Entry	WithinDay	52.897	1.439.090,75
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Entry	WithinDay	261	6.668,24
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Exit	DayAhead	250.018	8.526.985,85
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Exit	WithinDay	11.028	344.383,80
Gesamt			462.258	17.174.853,91

Tabelle 2: Transportkapazitäten nach Produktart und Laufzeit

Die im gesamten Zeitraum für Regelenergiezwecke genutzte Kapazität lag bei 428.190 MW/h (siehe Abbildung 14). Unter Berücksichtigung der insgesamt für Regelenergiezwecke gebuchten Kapazität von 462.258 MWh/h entspricht dies einer Auslastung von 93 % (vgl. im GWJ 23/24: 97 %).

Die Kosten für die gebuchten Kapazitäten sind in Abbildung 15 aufgeführt. Die Gesamtkosten für die für Regelenergiezwecke gebuchten Kapazitäten lagen bei 17,2 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr 0,5 Mio. 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 bzw. den weiteren Handelspunkten in angrenzenden Marktgebieten. Hierzu wurden die Bedingungen für den Handel in den Orderbüchern „EEX TTF“ und „ICE TTF“ bzw. „EEX ETF“ und „EEX ZTP“, sowie die einschlägigen Transportbedingungen für die relevanten Transportbuchungen/-nominierungen geprüft und als ordnungsgemäß eingestuft. Eine initiale Überprüfung der Bedingungen wurde vor Aufnahme des Handels im Orderbuch „EEX PEG“ ebenfalls durchgeführt.

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.

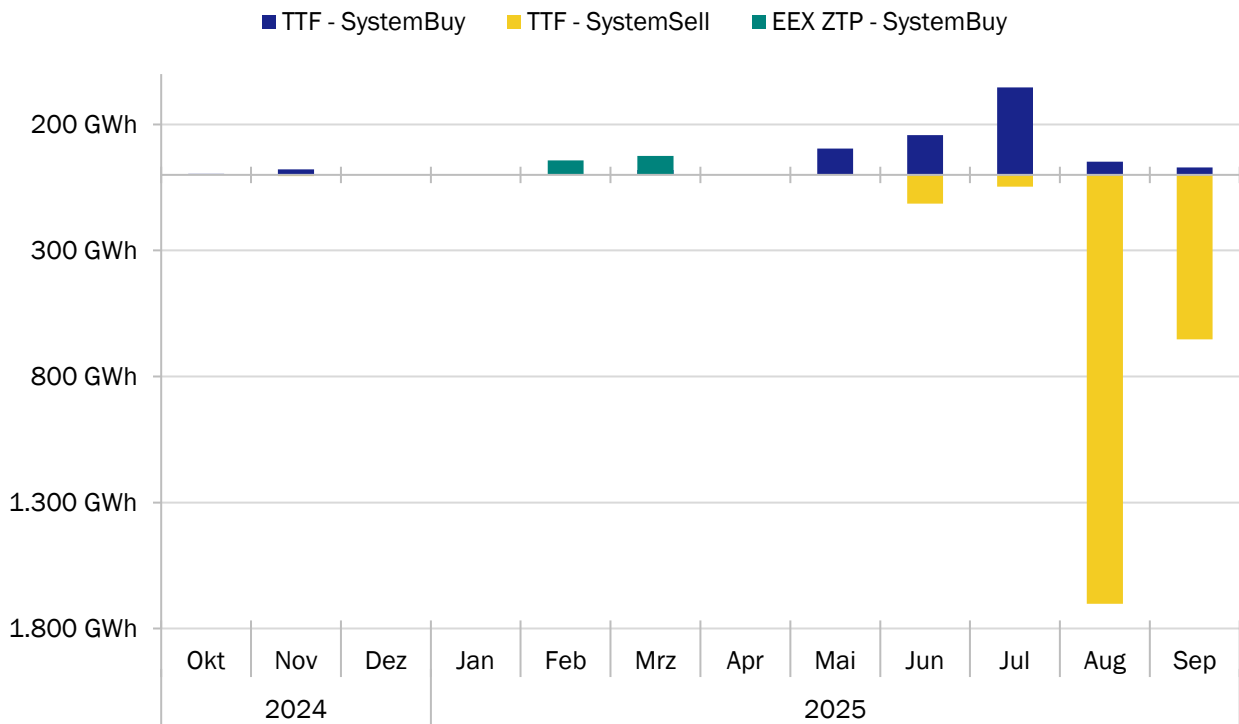


Abbildung 12: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Mengen, DA und RoD Monatsbasis)

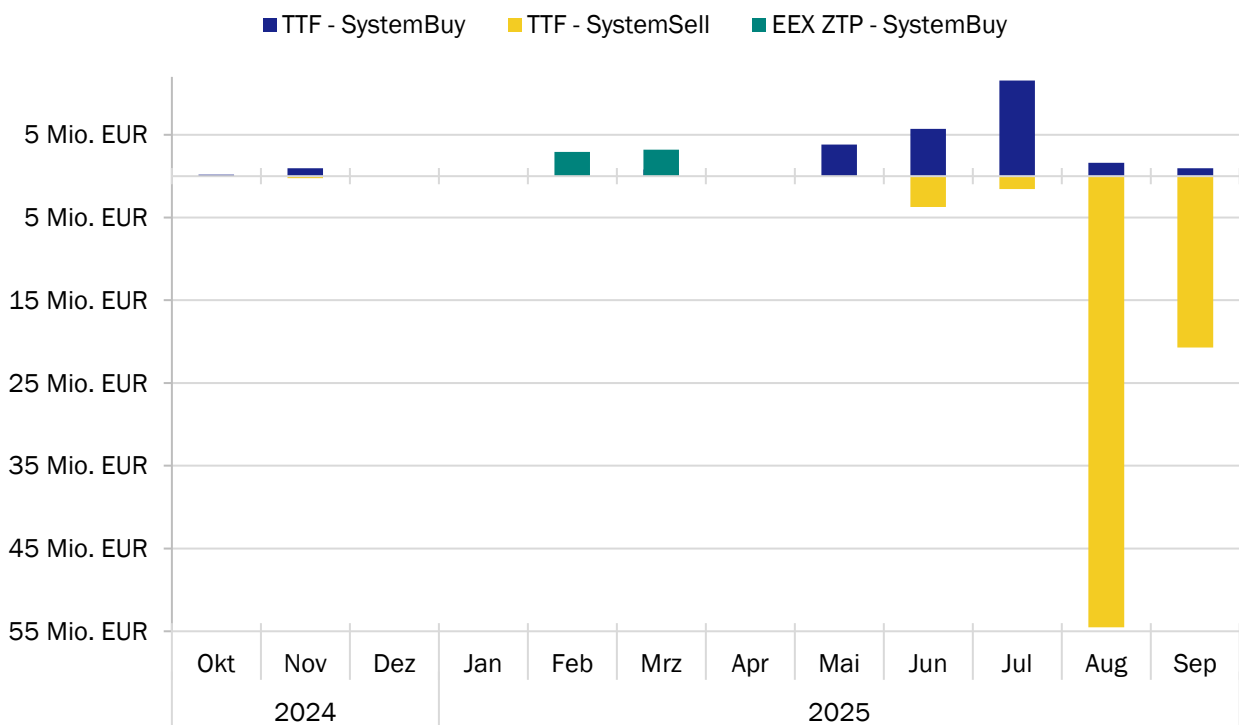


Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über angrenzende Marktgebiete (Kosten und Erlöse; Monatsbasis)

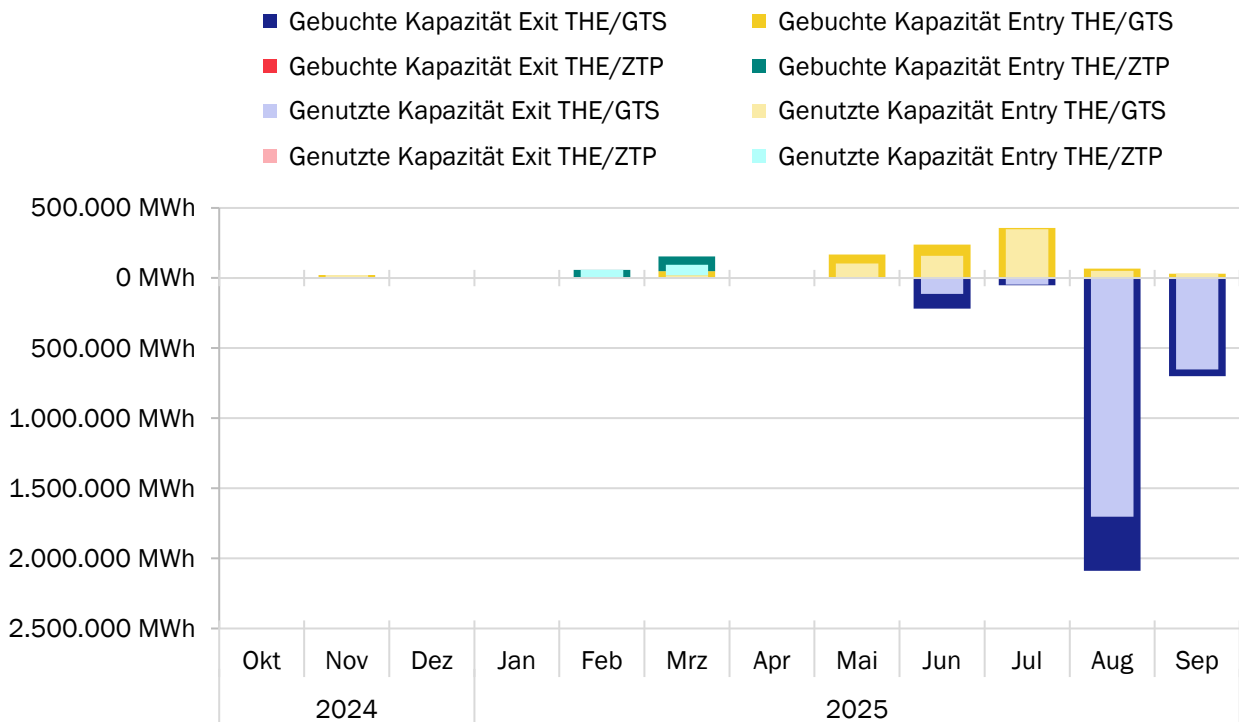


Abbildung 14: Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

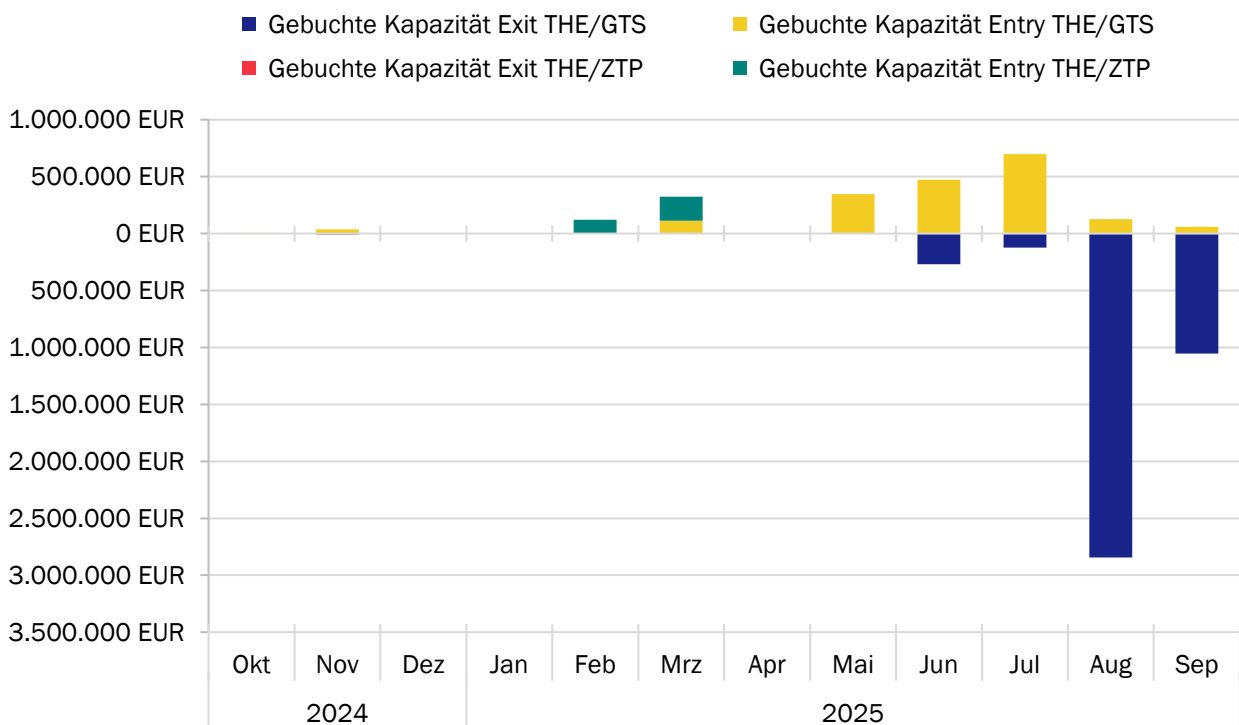


Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

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

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) letzter Satz der Festlegung GaBi Gas 2.1 sind die bei der Regelennergiebeschaffung 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 jeweiligen benachbarten Marktgebiet angefallenen Commodity-Kosten bzw. -Erlösen in die Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise ein.

Für die Regelennergiebedarfsrichtungen 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 marktgebietsscharf 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 beschrieben⁴.

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 24/25 dargestellt. Innerhalb des MOL-Rangs 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie in einem 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 Regelennergiebedarfen 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 Regelennergieprodukte der Produktarten DA/RoD, bzw. Hour abgebildet. Im GWJ 24/25 wurden seit dem 3. August 2025 keine Handelsgeschäfte in der Produktart Hour mehr getätigt. Durch die strukturelle starke Überdeckung des L-Gasnetzes konnten die absatzstarken Stunden zu Beginn des Gastages aus dem Basiszufluss gedeckt werden. Die absatzschwächeren Stunden am Abend wurden bei Bedarf

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

⁵ Zu MOL-Rang 3 siehe Fußnote 2

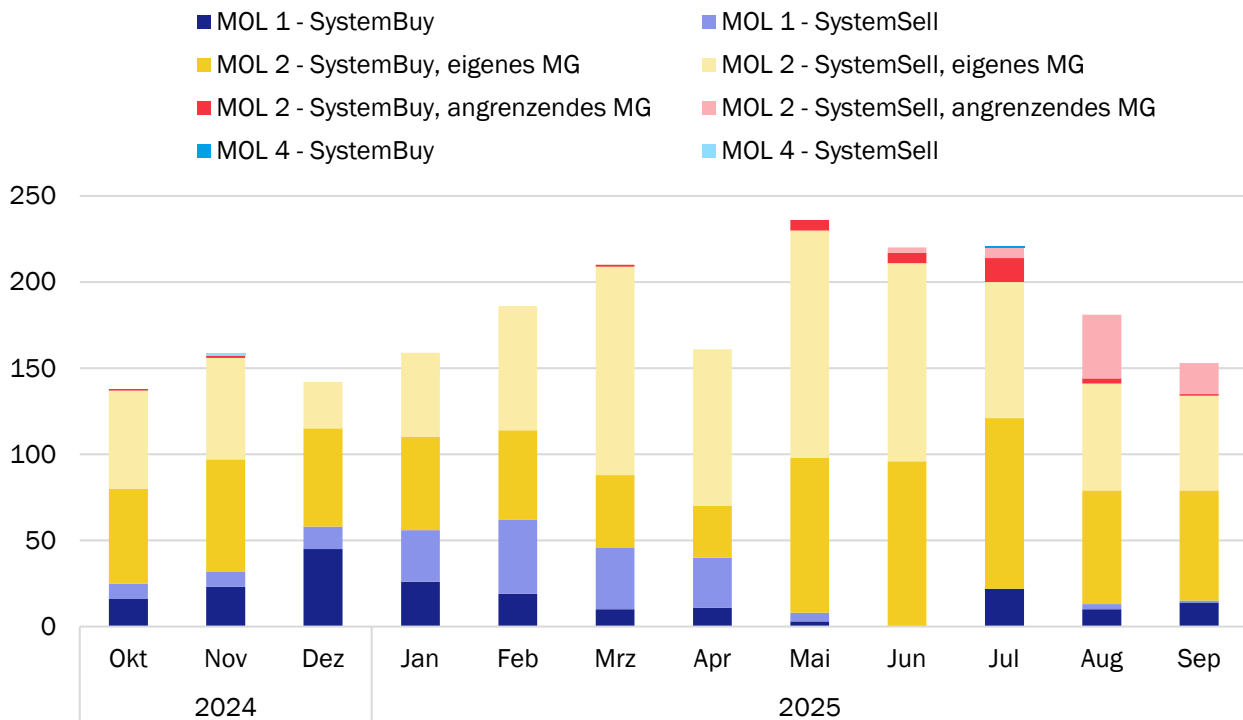


Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)

durch das RoD Produkt abgebildet. In der aktuellen Situation ist davon auszugehen, dass sich die Beschaffung in der Zukunft auf die absatzstärkeren Wintermonate konzentrieren wird.

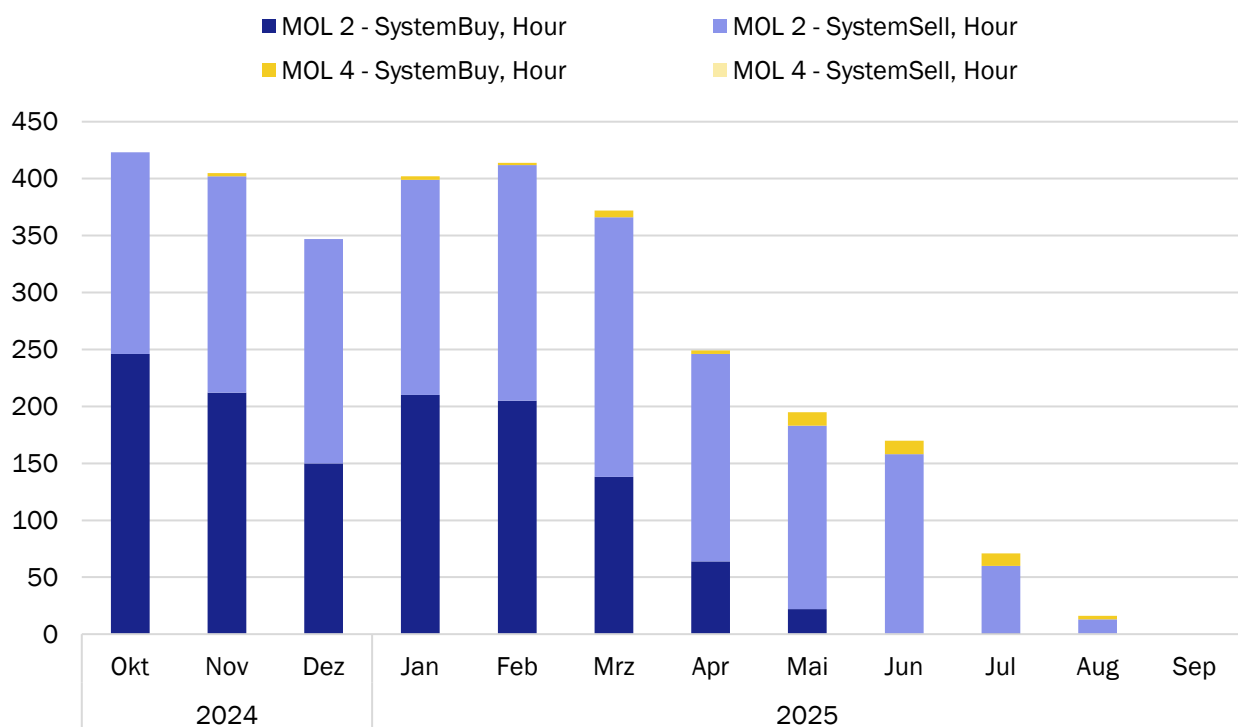


Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)

4. Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen

4.1. Vorbemerkung

Entsprechend der Vorgaben der GaBi Gas 2.1 besteht 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 24/25 zeichnet sich kumuliert betrachtet erneut durch eine deutliche Überspeisung in der Gasqualität L-Gas mit einem gleichzeitigen Konvertierungsüberhang in der Richtung L-Gas zu H-Gas aus.

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 24/25 dargestellt⁶. Der Februar 2025 weist die höchsten gegenläufigen Regelenergiemengen auf, während es im Juni und September 2025 gar keinen gegenläufigen Einsatz gab.

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.

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

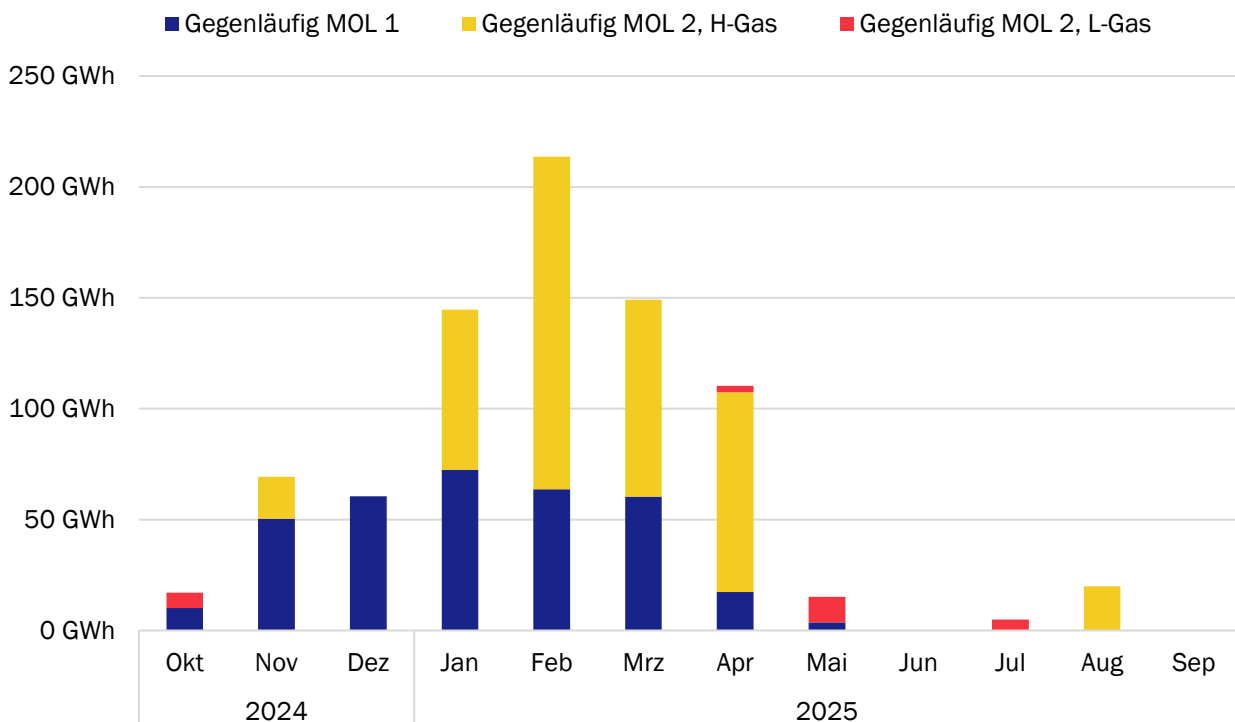


Abbildung 18: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA und RoD, Monatsbasis)

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 24/25 sind in Abbildung 19 auf Monatsbasis dargestellt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 23/24 sind die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsmengen um 21 % angestiegen. Auch in diesem GWJ kam es zu untertägigem gegenläufigem RE-Einsatz im MOL-Rang 1. Abbildung 20 zeigt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh. Die Anzahl der Tage, an denen ein werthaltiger Flexibilitätskostenbeitrag berechnet wurde, lag, wie im Vor-GWJ, bei 21. 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.

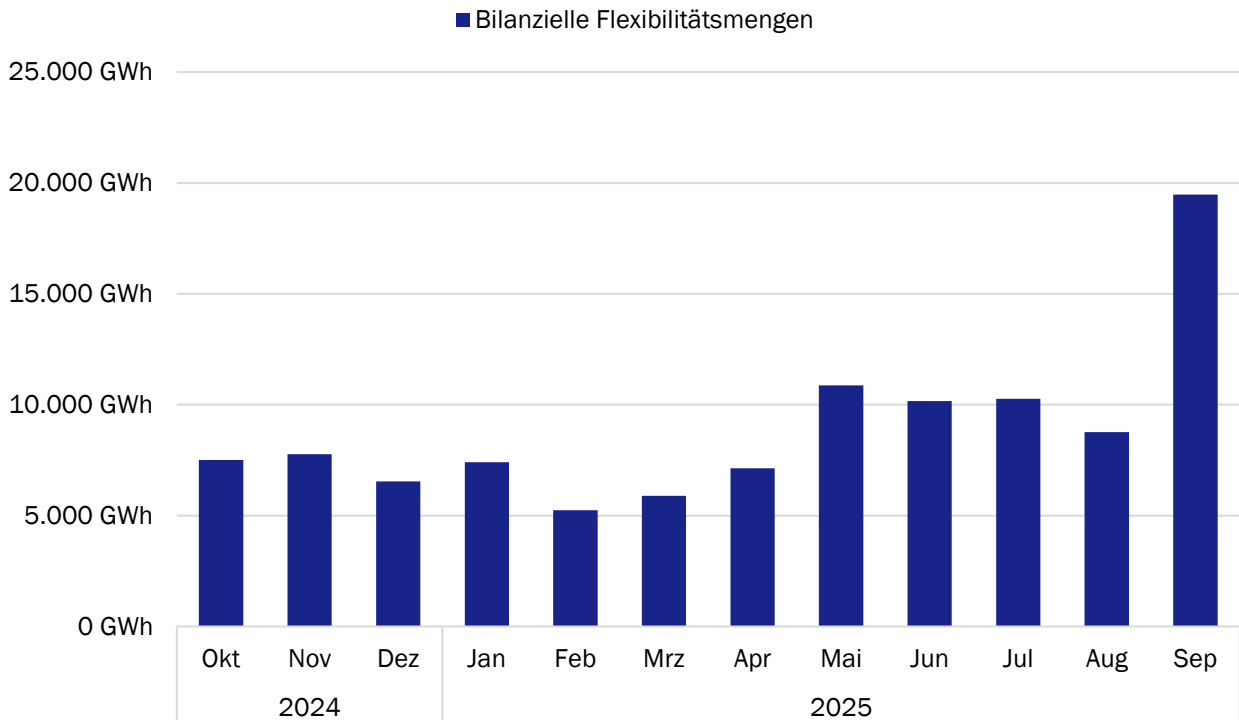


Abbildung 19: Bilanzielle Flexibilitätsmengen

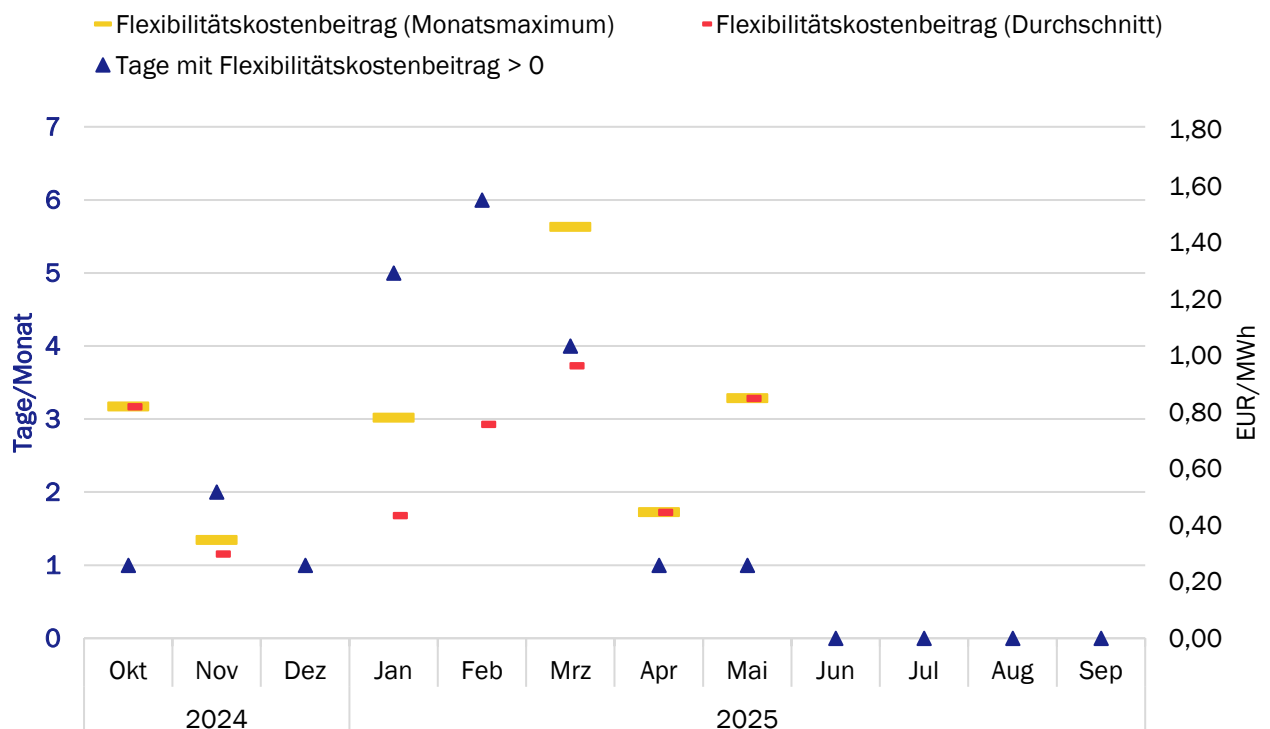


Abbildung 20: Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh

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. Im Regelenergieprodukt „LTO RoD“ entspricht der vom MGW an den Anbieter im Abruffalle zu zahlende Arbeitspreis seit dem 1. Oktober 2024 dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis. Es handelt sich dabei um den von der EEX bereitgestellten und vom MGW zuletzt um zwei Minuten nach jeder vollen Stunde abgerufenen und veröffentlichten⁷ stündlichen mengengewichteten Gasdurchschnittspreis für den entsprechenden Gastag zum Zeitpunkt des Abrufes.

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 BMW-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 5.6).

Die aktuellen Produktparameter der LTO-Produktvariante „RoD“ sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

⁷ <https://www.tradinghub.eu/de-de/Veröffentlichungen/Preise/Ausgleichsenergiepreise> als „Gastagesindex“

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)
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis bei Abruf
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
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 2.1 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 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 aufgeführt⁸.

Ausschreibungs- zeitraum	Regelenergie -zone	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leis- tung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h) ⁹	Leistungspreis (EUR) ¹⁰
Januar 2025	HM, HS, HOS, LW. LO, LGU, LNA		---	---	---
Februar 2025	HM, HS, HOS, LW. LO, LGU, LNA	14.476	80.104	14.490	25.258.781
März 2025	HM, HS, HOS, LW. LO, LGU, LNA	14.476	78.007	14.490	28.800.240

Tabelle 5: THE -Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy)¹¹

Die Ausschreibungsergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt.

Der ausgeschriebene Bedarf konnte vollständig gedeckt werden.

Zu einem Abruf der kontrahierten LTO in der Produktvariante RoD kam es im GWJ 24/25 nur 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]
Februar 2025	330	17.917,02	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 BMW-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 BMW abgestimmten Logik auf Basis historischer Daten ermittelt und unterliegen somit grundsätzlich Schwankungen.

⁸ Etwaige LTO-Sonderausschreibungen werden separat in Kapitel 5.2.7 behandelt.

⁹ Abweichungen zwischen den genannten Bedarfen und der kontrahierten Leistung sind auf die angebotenen Losgrößen zurückzuführen.

¹⁰ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGVS veröffentlicht.

¹¹ Eine Aufteilung der Bedarfe und kontrahierten Leistung auf die einzelnen RE-Zonen findet sich im Anhang.

Aktuell geht THE davon aus, dass die LTO-Mengen auch in Zukunft weiterhin so ausgeschrieben werden. Für das kommende GWJ 25/26 wurden auf Grund der abgesenkten Gasspeicherfüllstandsvorgaben erstmals nach zwei GWJ wieder für den Januar LTO-Mengen ausgeschrieben.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen, insbesondere des zum Redaktionsschluss noch andauernden russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und neuer gesetzlicher 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.

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angebote-ne Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)
Q4 2024	SystemBuy	L-Gas West	500	4.000	500	628.940,00

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

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angebote-ne Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)
Q4 2024	SystemSell	L-Gas West	500	4.300	500	446.004,00

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

Die LTO-Produktvariante „Hourly“ dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen. Ausschreibungen für die LTO-Produktvariante „Hourly“ wurden bis zum 1. Januar 2025 vorgenommen. Ab diesem Datum ist der langfristige Strukturierungsbedarf gesunken, was auf das planmäßige Voranschreiten der Umstellung von L- auf H-Gas zurückzuführen ist.

Im GWJ 24/25 fanden keine Abrufe statt.

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 24/25 jedoch weiterhin aufgetretenen Wartungsfenster der Börse (i. d. R. mindestens eine

Datum	geplant/ungeplant	Dauer (min)
15.10.2024	geplant	120
13.11.2024	ungeplant	71
11.02.2025	geplant	55
11.03.2025	geplant	110
08.04.2025	geplant	105
19./20.04.2025	ungeplant	370
07.05.2025	ungeplant	107
12.08.2025	geplant	100
06.09.2025	ungeplant	113
16.09.2025	geplant	135

Tabelle 9: Börsenausfallzeiten (Quelle: EEX)

Stunde) bzw. der zum Teil hinzukommenden ungeplanten Börsenausfälle kann derzeit nicht auf eine zusätzliche Absicherung verzichtet werden. Eine Übersicht über die Wartungsfenster und Ausfallzeiten der Börse bietet Tabelle 9. Die Daten wurden THE von der Börse bereitgestellt.

Durch den Rückgang der notwendigen Strukturierungsbedarfe im L-Gas kann die Ausschreibung des Produktes LTO Hourly auf den Zeitraum für geplante Wartungen von Speichern beschränkt werden, wenn das SCB-Produkt nicht verfügbar ist.

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 24/25 wurden insgesamt zwei LTO-Testabrufe bei ebenso vielen Anbietern durchgeführt. Beide Abrufe erfolgten in der Produktvariante „LTO RoD“ in der Ausprägung SystemBuy. Die Abrufe wurden ordnungsgemäß erfüllt.

5.2.7. LTO-Sonderausschreibungen

Im GWJ 24/25 wurden keine LTO-Sonderausschreibungen durchgeführt.

5.3. Short Term Balancing Services

5.3.1. Produktbeschreibung

Beim Regelenenergieprodukt „Short Term Balancing Services“ (STB) handelt es sich um ein kurzfristiges, nicht-standardisiertes Regelenenergieprodukt, innerhalb des MOL-Rang 4.

Das STB-Produkt beinhaltet kurzfristige Angebote zur Bereitstellung von Gasmengen an den MGW bzw. zur Übernahme von Gasmengen vom MGW als konstante Stundenleistung ab der abgerufenen Stunde jeweils bis zum Ende des Gastages¹². Es kann nur im Rahmen von kurzfristigen Ausschreibungen von präqualifizierten Regelenenergieanbietern angeboten werden. Der Abruf entsteht bei kurzfristigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge.

Regelenenergieanbieter 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 Tabelle 10 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)
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

¹² An den Tagen der Zeitumstellung sind es jeweils maximal 23 bzw. 25 Stunden.

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 24/25 wurde keine Ausschreibung für das STB-Produkt im Marktgebiet THE 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 den Regelenergiezonen L-Gas Ost (LO), L-Gas GTG (LGN) und L-Gas Nowega (LNA) ausgeschrieben. Teilnehmen können präqualifizierte Regelenergieanbieter, die die ausgeschriebene Leistung gemäß den Produktspezifikationen an Speicherpunkten (z.B. Speicher Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in den L-Gasregelenergiezonen 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 Abbildung 21 dargestellt.

Im Regelenergieprodukt SCB entspricht der vom MGV an den Anbieter im Abruffalle zu zahlende Arbeitspreis seit dem 01. Oktober 2024 dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis. Es handelt sich dabei um den von der EEX bereitgestellten und vom MGV zuletzt um zwei Minuten nach jeder vollen Stunde abgerufenen und veröffentlichten stündlichen mengengewichteten Gasdurchschnittspreis¹³ für den entsprechenden Gastag zum Zeitpunkt des Abrufes.

Die aktuellen Produktspezifikationen sind in Tabelle 11 dargestellt.

¹³ <https://www.tradinghub.eu/de-de/Veröffentlichungen/Preise/Ausgleichsenergiepreise>

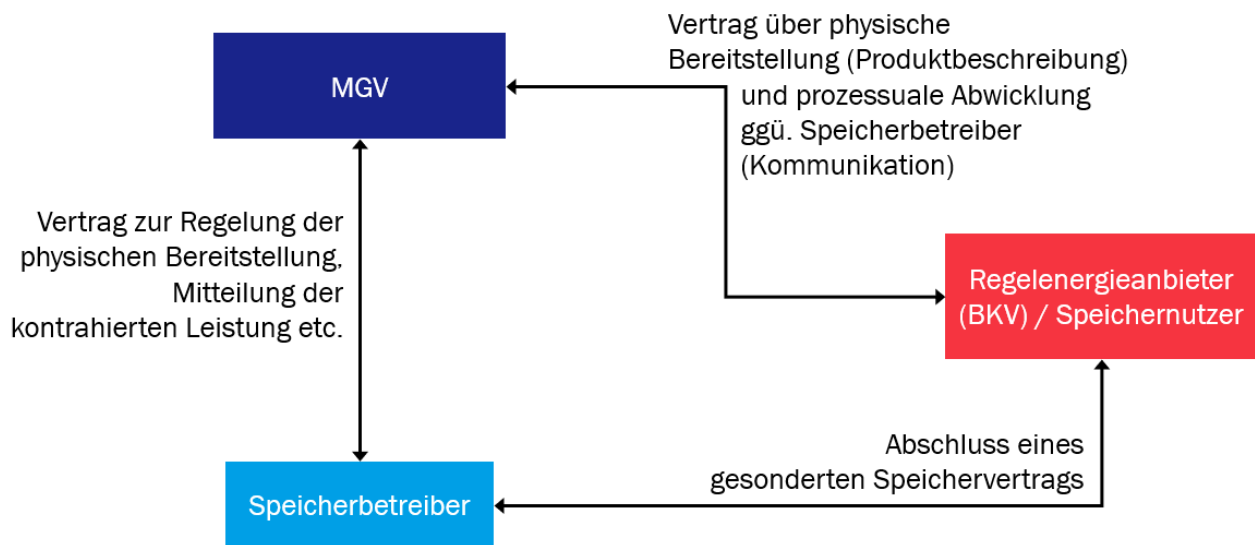


Abbildung 21: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten

SCB-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Hourly
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	An Speicherpunkten oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der entsprechenden L-Gas Regelenergiezone
Preis	Leistungspreis für Vorhaltung und Arbeitspreis bei Abruf
Leistungsbereitstellung	Max. 12 Abrufe je Los je Gastag des Ausschreibungszeitraums, begrenzt auf 60 Abrufe pro Monat
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 (Tabelle 12 und Tabelle 13).

Die Leistungspreise reduzieren sich tendenziell über den Sommer und steigen zum Ende des GWJ 24/25 sogar über die Winterwerte. Die Unterschiede zwischen kontrahierter Leistung und Bedarfen im Mai bzw. August 2025 sind auf Wartungsarbeiten an einem Speicher zurückzuführen.

Das SCB-Produkt wurde im GWJ 24/25 an insgesamt 19 Tagen im SystemSell abgerufen (Vgl. GWJ 23/24: neun Tage). Ein Einsatz in Kaufrichtung fand nicht statt (Vgl. im GWJ 23/24: an einem Tag).

Die im Rahmen der SCB-Abrufe eingesetzten Mengen je Monat sind im Einzelnen für das GWJ 24/25 in Tabelle 14 sowie in Abbildung 22 im Jahresvergleich dargestellt.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹⁴ (EUR)
Okt. 2024	2.140	5.610	2.140	1.118.936,00
Nov. 2024	2.140	4.000	2.140	1.063.361,00
Dez. 2024	2.450	6.000	2.450	1.534.047,00
Jan. 2025	2.330	5.810	2.330	1.552.815,00
Feb. 2025	2.330	5.720	2.330	1.644.060,00
Mrz. 2025	2.330	5.520	2.330	1.803.061,40
Apr. 2025	2.000	6.870	2.000	1.071.625,00
Mai 2025	1.700	6.180	1.600	510.350,00
Jun. 2025	1.600	5.950	1.600	276.944,00
Jul. 2025	1.600	6.090	1.600	262.589,00
Aug. 2025	1.600	3.370	1.600	256.550,00
Sep. 2025	1.760	5.020	1.760	442.469,00

Tabelle 12: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)
Okt. 2024	1.890	3.780	1.890	3.634.389,00
Nov. 2024	1.890	2.230	1.890	3.981.138,00
Dez. 2024	1.980	3.980	1.980	4.266.239,00
Jan. 2025	1.700	3.420	1.700	3.003.148,00
Feb. 2025	1.700	3.390	1.700	2.604.184,00
Mrz. 2025	1.700	3.340	1.700	2.688.708,00
Apr. 2025	1.500	2.420	1.500	1.421.386,00
Mai 2025	1.500	3.230	1.500	2.145.176,80
Jun. 2025	1.500	3.200	1.500	1.337.738,00
Jul. 2025	1.500	3.130	1.500	1.255.765,00
Aug. 2025	1.800	1.810	1.750	5.461.207,00
Sep. 2025	1.800	1.900	1.800	5.598.270,00

Tabelle 13: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2024	0	0,00	0	0,00
Nov. 2024	0	0,00	4.500	201.082,50
Dez. 2024	0	0,00	0	0,00
Jan. 2025	0	0,00	4.500	219.096,00
Feb. 2025	0	0,00	3.000	155.979,00
Mrz. 2025	0	0,00	9.000	385.276,50
Apr. 2025	0	0,00	4.500	187.843,50
Mai 2025	0	0,00	18.000	655.272,00
Jun. 2025	0	0,00	18.000	692.271,00
Jul. 2025	0	0,00	16.500	550.765,50
Aug. 2025	0	0,00	4.350	147.726,00
Sep. 2025	0	0,00	0	0,00

Tabelle 14: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen

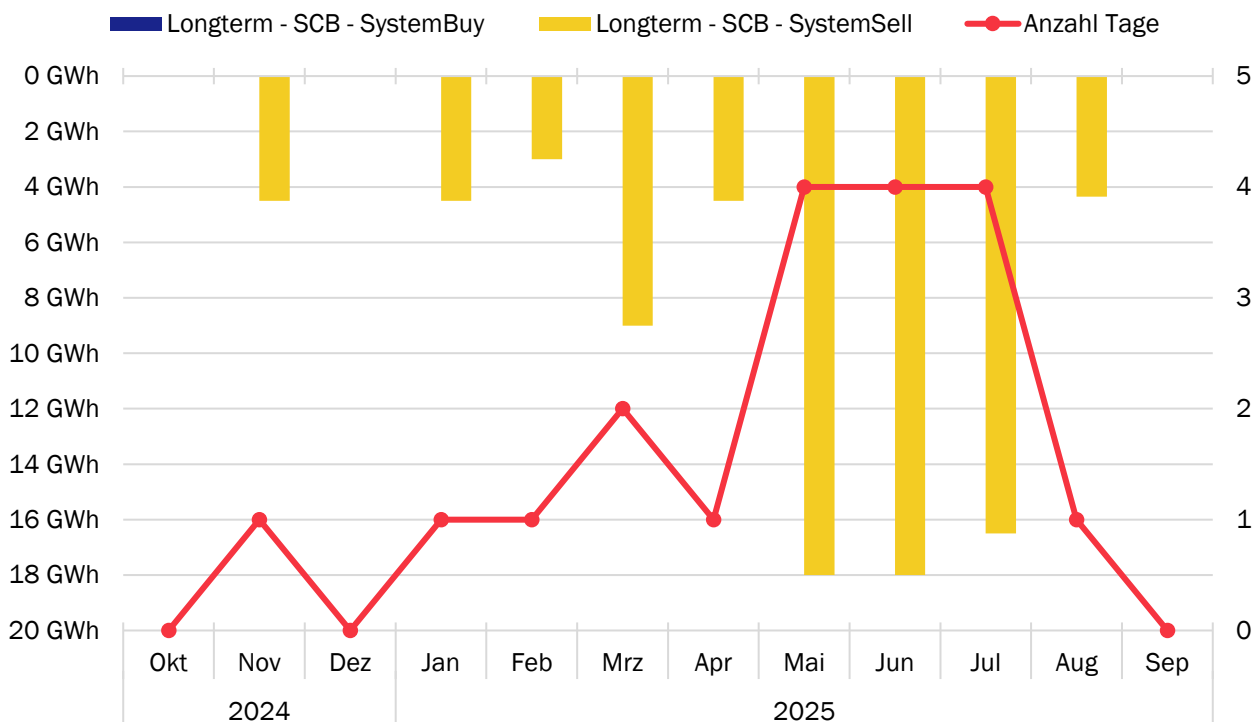


Abbildung 22: Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)

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 niederländischen 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 und den Erfahrungen mit den hohen Renominierungen des GWJ 24/25 wird derzeit auch weiterhin ein Bedarf für das Produkt gesehen.

5.5. LRD-Produkt

5.5.1. Produktbeschreibung

Das Regelenergieprodukt „Load Reduction“ (LRD) legt einen besonderen Fokus auf die Aktivierung von Abschaltpotenzialen von Industrieverbrauchern für den Regelenergieeinsatz und ermöglicht somit Industrieverbrauchern, ihr nachfrageseitiges Potenzial dem MGV jederzeit anzubieten. Die Angebotsabgabe erfolgt allerdings nicht direkt über den Industrieverbraucher, sondern über den BKV als präqualifiziertem Regelenergieanbieter. Angebote können vom Anbieter direkt auf dem Balancing Services Portal der THE abgegeben werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit für den Anbieter, Angebote via elektronischer Datenschnittstelle an THE und somit an das Balancing Services Portal zu senden.

Die Losgröße (ab 1 MWh/h) und die Vorlaufzeit sind 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 Angebotsabrufs für den betrachteten Gastag auch Abrufe für darauffolgende Gastage erfolgen sollen (D+1 bis D+7). Im Falle eines Angebotsabrufs würde durch den MGV stets das gesamte Angebot abgerufen werden.

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

5.5.2. Ausschreibung und Einsatz LRD-Produkt

Ein Einsatz des LRD-Produktes fand im GWJ 24/25 nicht statt. Entsprechende Bedarfe traten nicht auf.

5.6. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMW

Zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit Erdgas wurde durch das BMW 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 BMW-Eckpunktepapiers erfolgt seit diesem Zeitpunkt ausschließlich über das LTO-Produkt (Produktvariante „RoD“).

Wie in den Vorjahren erfolgten die zur Umsetzung des BMW-Eckpunktepapiers vorgenommenen Ausschreibungen in Abstimmung mit dem BMW und der BNetzA. Die insgesamt abzusichernde Ausschreibeleistung wurde dabei gemäß der mit dem BMW und der BNetzA vereinbarten Bedarfsermittlungslogik berechnet; 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 24/25 wurden im Marktgebiet THE im MOL-Rang 2 keine lokalen Regelenenergieprodukte 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 Regelennergiebeschaffung beschrieben und die gemäß GaBi Gas 2.1 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 23 entnommen werden.

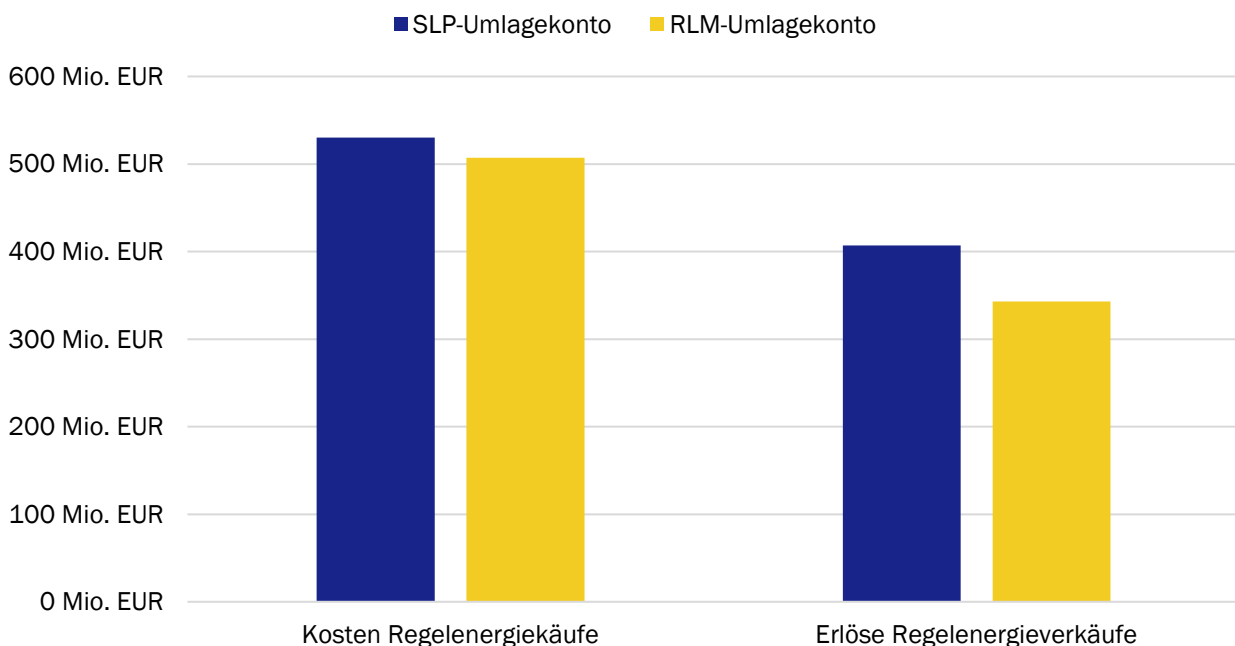


Abbildung 23: Kosten und Erlöse aus Regelennergie je Umlagekonto¹⁵

¹⁵ Die abgebildeten Kosten und Erlöse sind für die Monate 07/2025 - 09/2025 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 15 werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.1 und Konni Gas im Marktgebiet für die Perioden ab dem 1. Oktober 2024 bis einschließlich 30. September 2025 bzw. ab dem 1. Oktober 2025 bis einschließlich 30. September 2026 dargestellt.

Entgelte/Umlagen	Ab 1.Oktober 2024	Ab 1.Oktober 2025
Konvertierungsentgelt (H->L)	0 EUR/MWh	0 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen
Konvertierungsumlage	0 EUR/MWh	0,18 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh	0 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh	0 EUR/MWh

Tabelle 15: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagen wurden vom MGV mit 0 EUR/MWh festgelegt.

Für die Umlageperiode des vorangegangenen GWJ (Oktober 2023 bis einschließlich September 2024 (= Überschussperiode) wurde von THE ein Überschuss gemäß GaBi Gas 2.1 im RLM-Bilanzierungsumlagekonto erzielt, der unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers den prognostizierten Fehlbetrag für die kommende Umlageperiode überstieg. Dieser wurde im Einklang mit der Festlegung GaBi Gas 2.1 und auf Basis der vertraglichen Regelungen nach Vorlage aller finaler Daten für die potenzielle Überschussperiode an die Bilanzkreisverantwortlichen im Februar 2025 ausgeschüttet. Insgesamt belief sich der Ausschüttungsbetrag auf knapp eine Milliarde Euro. Rechnungsbilanzkreisverantwortliche bzw. Direktzahler erhielten 0,2108 ct/kWh für die bilanzrelevanten RLM-Ausspeisemenge. Weitere Überschüsse bestanden nicht. Da in der Überschussperiode die RLM-Bilanzierungsumlage bei 0 EUR/MWh lag, erfolgte die Ausschüttung bzw. Verrechnung gemäß Stufe 2. Die Ausschüttung betraf die Zeitreihentypen RLMoT und RLMmT.

Es fanden keine Ausschüttungen für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto sowie für das Konvertierungskonto statt.

Die Konvertierungsumlage dient neben dem Konvertierungsentgelt zur Deckung der Kosten der kommerziellen und technischen Konvertierung. Bereits im Vorjahr war ein verändertes Konvertierungsverhalten der Marktteilnehmer zu beobachten. Konvertierung findet fast ausschließlich in der Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas statt. Insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Konvertierungsmengen im Sommer 2025 in der Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas und des daraus resultierenden Regelenergiebedarfs wurde die Konvertierungsumlage auf 0,18 EUR/MWh festgelegt. Weiterführende Informationen können dem Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem für das GWJ 24/25 entnommen werden.

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweiligen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage¹⁶ bzw. Bilanzierungsumlagen¹⁷ entnommen werden. Detaillierte Ausführungen zur Berücksichtigung der Risiken aus der externen Regelenergiebeschaffung bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen sind ebenfalls im entsprechenden Berechnungsgrundlagedokument enthalten.

¹⁶ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV (www.tradinghub.eu)

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

9. Zusammenfassung

Wie in den Vorjahren erfolgte die Regelennergiebeschaffung der THE auch im GWJ 24/25 fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der EEX. Insgesamt wurde im GWJ 24/25 Regelennergie in Höhe von 59.161 GWh (GWJ 23/24: 32.588 GWh) gekauft und in Höhe von 57.521 GWh (GWJ 23/24: 26.108 GWh) verkauft. Diese Mengen stellen für das THE-Marktgebiet neue Höchstwerte dar.

Im gesamten GWJ betrugen die Ausgaben für externe Regelennergie (ohne Leistungspreise) 2.389 Mio. EUR (GWJ 23/24: 1.142 Mio. EUR). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelennergie beliefen sich im GWJ 24/25 auf 2.091 Mio. EUR (GWJ 23/24: 846 Mio. EUR).

Im GWJ 24/25 überwiegen, wie im Vor GWJ die Regelennergiekäufe, was es zu einem eher typischen GWJ macht. Die Regelennergieverkäufe im GWJ 24/25 liegen auf das gesamte GWJ betrachtet 120 % über denen des vorangegangenen GWJ, während die Käufe um 81 % höher liegen. Die Preise sind, wie bereits im GWJ 22/23, gefallen. Der VHP-Durchschnittspreis lag bei ca. 40 EUR/MWh und damit höher als im GWJ 23/24 (34 EUR/MWh). Das Zusammenspiel von hohen Verkaufsmengen im L-Gas und gefallen Preisen, bei gleichzeitig hohen Einkaufsmengen im H-Gas sorgt dafür, dass die Kosten für Regelennergie unter Berücksichtigung der Leistungspreise die Erlöse um 402,1 Mio. EUR übersteigen.

Im GWJ 24/25 wurden sehr kleine Mengen zu Testzwecken am Handelsplatz PEG in Frankreich beschäftigt, was die Möglichkeiten des MGV zur preisoptimalen Beschaffung in der Zukunft weiter vergrößert. Im Vergleich zum Vor-GWJ wurde am TTF signifikant mehr Regelennergie preisoptimal veräußert, was eine Folge der Überspeisungen im L-Gas war. Auch der belgische ZTP wurde in diesem GWJ zur Regelennergiebeschaffung genutzt und 15 % der in einem angrenzenden Marktgebiet beschafften Menge stammten von dort, während alle anderen Mengen, und damit der überwiegende Teil am TTF beschafft wurde.

Durch das Voranschreiten der Marktraumumstellung und die hohen Überspeisungen im L-Gas, ist die Nutzung des börslichen Stundenproduktes ab dem Sommer stark zurück gegangen und im September sogar zum Erliegen gekommen. In der aktuellen Situation ist davon auszugehen, dass sich die Beschaffung in der Zukunft auf die absatzstärkeren Wintermonate konzentrieren wird.

Wie im Vor-GWJ kam es im GWJ 24/25 an 21 Tagen zur Abrechnung eines Flexibilitätskostenbeitrags auf Grund gegenläufigem untertätigem Regelennergieeinsatzes. Das SCB-Produkt musste zur sehr kurzfristigen Strukturierung im L-Gas häufiger eingesetzt werden als im Vor-GWJ, während auf die Ausschreibung von „LTO Hourly“ ab dem Januar 2025 verzichtet werden konnte. „LTO RoD“ wurden wie auch in den Vor-GWJ lediglich zu Testzwecken abgerufen.

Das im GWJ 22/23 neu eingeführte LRD-Produkt im MOL-Rang 4 wurde auch im GWJ 24/25 nicht eingesetzt.

Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE

Gesamtübersicht Regelenergiekosten und -erlöse im GWJ 24/25

Regelenergiekosten/-erlöse	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	138.016.294	138.778.435
DA	38.764.061	5.319.254
RoD	99.252.233	133.459.181
MOL 2	2.250.072.531	1.948.170.657
DA	1.163.274.981	1.307.833.286
RoD	1.050.827.378	580.834.629
Hour	35.970.172	59.502.743
MOL 4	17.917	3.195.312
RoD ¹⁸	17.917	0
Hour (LTO)	0	0
Hour (SCB)	0	3.195.312
Gesamt	2.388.106.742	2.090.144.404

Tabelle 16: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)¹⁹

Regelenergiekosten	Leistungspreis (SystemBuy)	Leistungspreis (SystemSell)
Long Term Options RoD	54.086.021	0
Long Term Options Hour	1.152.074	916.004
Short Call Balancing Services	12.118.972	39.651.569
Gesamt	67.357.068	40.567.573

Tabelle 17: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (nur Leistungspreise)

¹⁸ Die Kosten setzen sich aus STB und LTO RoD Arbeitspreisen zusammen.

¹⁹ 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 24/25

Regelenergiemengen [MWh]	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	3.000.882	3.133.097
DA	788.088	127.374
RoD	2.212.794	3.005.723
MOL 2	56.158.873	54.304.980
DA	28.948.592	37.341.657
RoD	26.511.983	15.533.587
Hour	698.298	1.429.736
MOL 4	330	82.350
RoD ²⁰	330	0
Hour (LTO)	0	0
Hour (SCB)	0	82.350
Gesamt	118.320.170	115.040.854

Tabelle 18: 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)
2025-Feb	7.962	47.428	7.970	14.293.771,82	0,00
2025-Mrz	7.962	46.551	7.970	16.526.637,48	0,00

Tabelle 19: 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)
2025-Feb	1.737	11.886	1.740	1.224.384,00	0,00
2025-Mrz	1.737	11.676	1.740	1.355.568,00	0,00

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

²⁰ 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- zuschlag (EUR/MWh)
2025-Feb	1.737	13.591	1.740	948.884,00	0,00
2025-Mrz	1.737	13.191	1.740	1.030.705,00	0,00

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ²¹ (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis- zuschlag (EUR/MWh)
2025-Feb	3.040	7.199	3.040	8.818.741	0,00
2025-Mrz	3.040	6.589	3.040	9.887.330	0,00

Tabelle 22: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)

²¹ 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

EUREF-Campus 1

40472 Düsseldorf

[regulatory-affairs](#)

[@tradinghub.eu](#)

T +49 (0) 211 542000 – 404

F +49 (0) 211 542000 – 418

www.tradinghub.eu