

Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie im Gaswirtschaftsjahr 2018/2019 für das Marktgebiet GASPOOL

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Einsatz interner Regelenergie	6
2.1	Grafische Darstellung der eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie.....	6
3	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie	7
3.1	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen	8
3.1.1	MOL Rang 1	8
3.1.2	MOL Rang 2	8
3.1.3	MOL Rang 3	10
3.1.4	MOL Rang 4	11
3.1.5	H-Gas	12
3.1.6	L-Gas	13
3.2	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten	14
3.3	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit gemäß Art. 9 Absatz 4 Netzkodex Gasbilanzierung.....	18
4	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	22
4.1	Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL Rängen.....	22
4.2	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	22
5	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL Rang 4.....	24
5.1	Long Term Options	28
5.2	Produktbeschreibung Short Term Balancing Service	28
5.3	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi.....	29
6	Lokale Regelenergieprodukte.....	31
7	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen	32
8	Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....	34
9	Fazit / Zusammenfassung	36
10	Anhang I - Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenergieeinsatzes	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenenergie im H-Gas	6
Abbildung 2: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenenergie im L-Gas	7
Abbildung 3: Monatliche Mengen und Kosten MOL Rang 1 GWJ 2018/2019	8
Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2 im GWJ 2018/2019	9
Abbildung 5: Maximale und minimale Preise für Beschäftigungen in MOL Rang 2 im GWJ 2018/19..	10
Abbildung 6: Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise)	11
Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2018/2019.	12
Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenenergieein- und verkäufen im L-Gas im GWJ 2018/2019	13
Abbildung 9: Beschaffung von Regelenenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis GWJ 2018/2019.....	14
Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenenergie am TTF GWJ 2018/2019	15
Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2018/2019	16
Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2018/2019	18
Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenenergieabrufe je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2018/2019	19
Abbildung 14: Anzahl der Regelenenergieabrufe (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang	20
Abbildung 15: Regelenenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten	20
Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2018/2019	21
Abbildung 17: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2018/2019	23
Abbildung 18: Kontostandsverlauf sowie Volumina Parken und Leihen des Flexibilitätsprodukts im H-Gas in MWh	26
Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte	27
Abbildung 20: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2018/2019	29
Abbildung 21: Beschaffung von lokalen Regelenenergieprodukten GWJ 2018/2019	31
Abbildung 22: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ	32
Abbildung 23: Entwicklung der Regelenenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015	34
Abbildung 24: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich für GASPOOL	35
Abbildung 25: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich für GASPOOL	35

Tabellenverzeichnis

Tabelle I: Untertätiger gegenläufiger Regelenenergieeinsatz in MOL Rang 2	22
Tabelle II: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)	25
Tabelle III: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas)	25

<i>Tabelle IV: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs für den Leistungszeitraum 01.01.2019 – 01.04.2019</i>	30
<i>Tabelle V: Konvertierungsentgelt und -umlage bei GASPOOL</i>	36
<i>Tabelle VI: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i>	38
<i>Tabelle VII: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i>	38
<i>Tabelle VIII: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro</i>	39
<i>Tabelle IX: Anzahl der Einsatztage in MOL 4</i>	39
<i>Tabelle X: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh</i>	39
<i>Tabelle XI: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh</i>	40
<i>Tabelle XII: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2 auf Tagesbasis</i>	41

1 Einleitung

Die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) haben jährlich gemäß der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas („GaBi Gas 2.0“) einen Regelenergiebericht zu erstellen. Dieser soll die Erfahrungen über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie für das jeweilige Gaswirtschaftsjahr umfassen. Der Bericht stellt die eingesetzten Mengen in den verschiedenen Stufen der Merit-Order-List (MOL) sowie die daraus resultierenden Kosten und Erlöse dar. Regelenergie, die für Konvertierungszwecke eingesetzt wurde, ist in allen Daten und Darstellungen als Teilmenge enthalten und wird nicht separat betrachtet.

Darüber hinaus wird die Inanspruchnahme von Flexibilitätendienstleistungen, die Beschaffung von Regelenergie im benachbarten Marktgebiet an der Title Transfer Facility (TTF) und die Nutzung der physikalischen Bilanzierungsplattform beschrieben. Ferner sind Erfahrungen im Rahmen der Umsetzung des Eckpunktepapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zusammengefasst. Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um den vierten Regelenergiebericht GASPOOLS.

2 Einsatz interner Regelenergie

Im folgenden Kapitel des GASPOOL-Regelenergieberichtes wird die Nutzung interner Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Die Nutzung interner Regelenergie reduziert den Bedarf kostenpflichtiger externer Regelenergieprodukte und ist vorrangig einzusetzen.

2.1 Grafische Darstellung der eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie

Die nachfolgende Darstellung illustriert den Einsatz positiver und negativer interner Regelenergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Kalendermonaten des Gaswirtschaftsjahres (GWJ) 2018/2019. Zu den hier betrachteten Mengen zählen auch von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) im qualitätsübergreifenden Marktgebiet zwischen den Qualitäten übertragene Mengen.

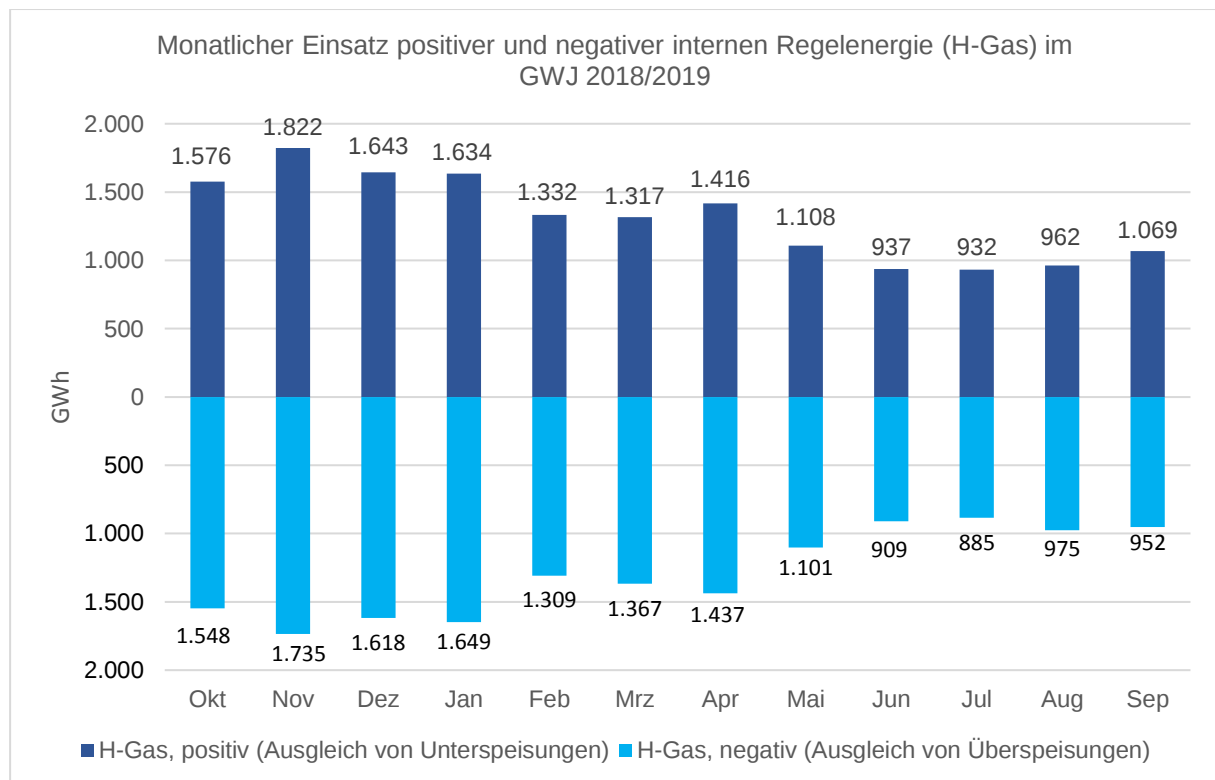


Abbildung 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im H-Gas

Aus Abbildung 1 geht hervor, dass im November, Dezember und Januar der höchste Einsatz interner Regelenergie im H-Gas zu verzeichnen ist.

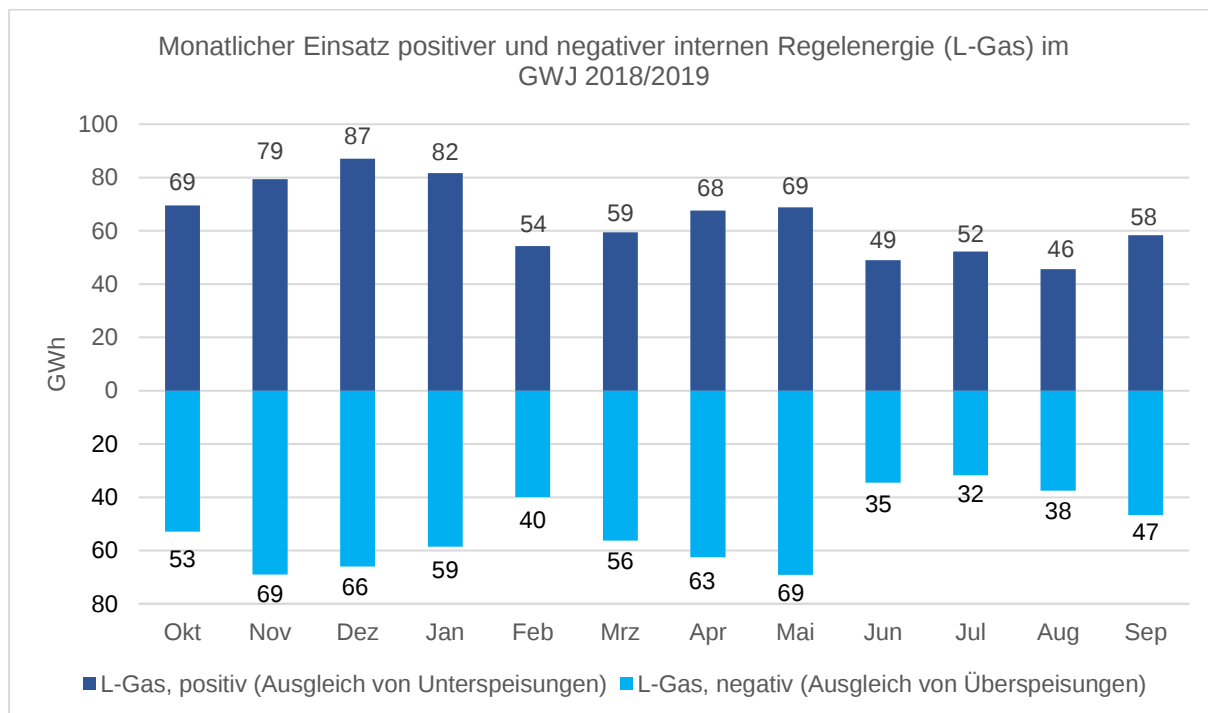


Abbildung 2: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im L-Gas

Aus Abbildung 2 lässt sich ableiten, dass die interne Regelenergie im L-Gas ca. 5 % der Mengen im H-Gas beträgt. Die insgesamt in beiden Gasqualitäten eingesetzte positive interne Regelenergie lag ca. 21 % über Vorjahresniveau, die negative ca. 19 % über dem Vorjahreswert.

3 Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie

In diesem Kapitel des GASPOOL-Regelenergieberichtes wird die Nutzung externer Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Dabei werden die verschiedenen Möglichkeiten der Beschäftigung (Ein- und Verkauf) externer Regelenergie über die unterschiedlichen Ränge der MOL getrennt betrachtet. Im Anhang I befindet sich hierzu eine detaillierte tabellarische Übersicht zu Kosten, Erlösen und beschäftigten Mengen.

Im gesamten Gaswirtschaftsjahr betrugen die Ausgaben für externe Regelenergie 250,207 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 485,963 Mio. EUR, d. h. - 48,5 %) inkl. aller Leistungspreise. Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich auf 101,808 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 232,453 Mio. EUR, d. h. - 56,2 %). Hauptgründe für den starken Rückgang sind zum einen das gesunkene Preisniveau sowie das Ausbleiben einer extremen Kälteperiode wie im Februar/März 2018.

3.1 Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen

3.1.1 MOL Rang 1

Nachfolgende Abbildung stellt die über MOL Rang 1 beschäftigten Mengen zusammengefasst pro Monat mit entsprechenden Kosten und Erlösen dar. Der MOL Rang 1 wird über das Globale Orderbuch der PEGAS beschäftigt.

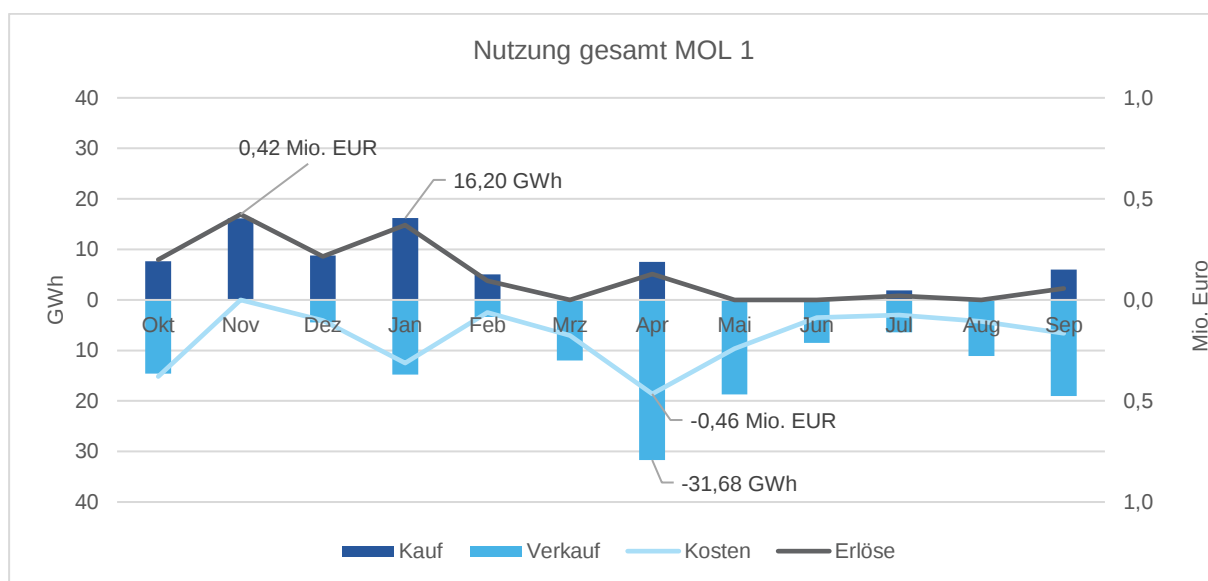


Abbildung 3: Monatliche Mengen und Kosten MOL Rang 1 GWJ 2018/2019

Die größte Monatsmenge in Höhe von 16,20 GWh wurde im Januar beschafft (vgl. Vorjahr: August, 20,39 GWh, d. h. - 25,87 %). Dabei sind Kosten von 0,31 Mio. EUR angefallen (vgl. Vorjahr: August, 0,47 Mio. EUR, d. h. - 34,05 %). Auf der Verkaufsseite wurde außer im November ganzjährig verkauft. Dabei lag der größte Monatsverkauf im April bei 31,68 GWh mit Erlösen in Höhe von 0,46 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: März, 38,55 GWh, d. h. - 21 %). Für das GWJ 2018/2019 wurden 69,365 GWh (vgl. Vorjahr: 52,1 GWh, d. h. + 18,1 %) für einen Preis von 1,508 Mio. EUR gekauft (vgl. Vorjahr: 1,404 Mio. EUR, d. h. + 7,4 %). Im gleichen Zeitraum wurden insgesamt 144,5 GWh (vgl. Vorjahr: 122,8 GWh, d. h. + 17,7 %) für 2,169 Mio. EUR verkauft (vgl. Vorjahr: 2,579 Mio. EUR, d. h. - 15,9 %).

3.1.2 MOL Rang 2

Auf MOL Rang 2 sind die weiteren standardisierten Produkte der Börse eingereicht, welche bei den MGW für die Beschäftigung externer Regelenergie zum Einsatz kommen. Hierbei nutzte GASPOOL am virtuellen Handelpunkt GASPOOL-VHP die qualitätsspezifischen Orderbücher im H- wie auch im L-Gas, die lokalen Orderbücher der PEGAS sowie die Spotmarktprodukte mit Lieferung am virtuellen Handelpunkt TTF im benachbarten Marktgebiet des niederländischen Ferngasnetzbetreibers Gasunie Transport Services B.V. (GTS). In den genannten Orderbüchern mit Abwicklung am GASPOOL-VHP unterliegen gehandelte Mengen physischen Erfüllungsrestriktionen. Akteure in diesen Orderbüchern sind zur Erbringung eines mit dem Handel verbundenen und für das Regelenergiemanagement notwendigen physischen Effekts der gehandelten Mengen verpflichtet.

Das folgende Diagramm stellt die in MOL Rang 2 getätigten Regelenergiebeschäftigungen auf Monatsbasis in sowohl Mengen als auch entsprechenden Kosten bzw. Erlösen dar.

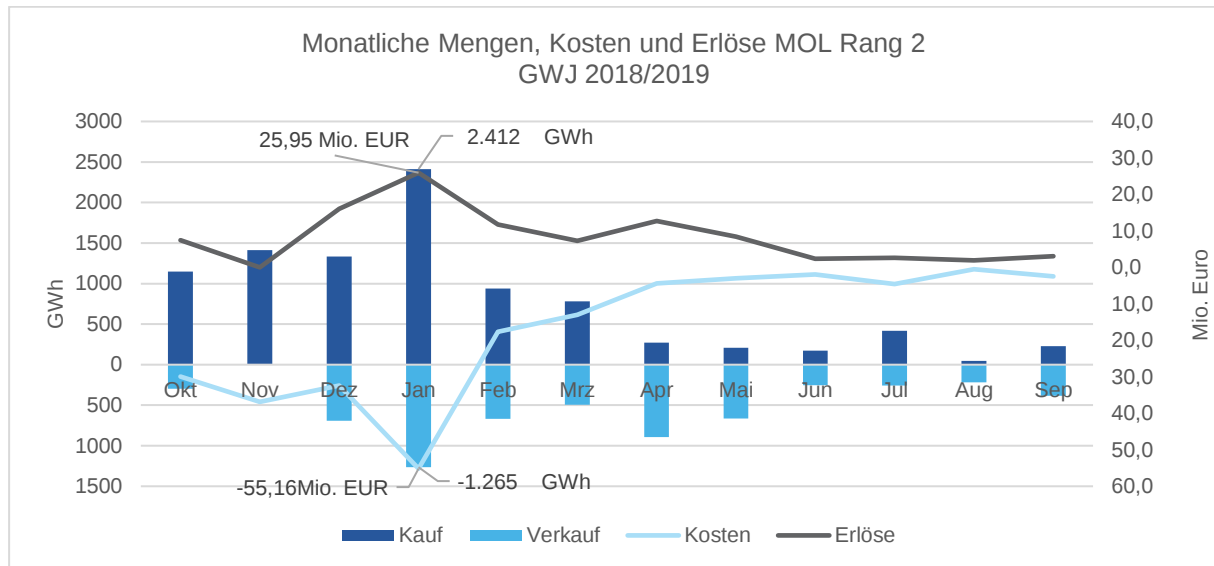


Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2 im GWJ 2018/2019

Im betrachteten Gaswirtschaftsjahr wurden über MOL Rang 2 Einkäufe von insgesamt 9,37 TWh (vgl. Vorjahr 19,9 TWh, d. h. - 52,9 %) bei Ausgaben in Höhe von 201,8 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 468,8 Mio. EUR, d. h. - 56,94 %) getätigt. Dem gegenüber wurden Verkäufe in Höhe von 6,09 TWh (vgl. Vorjahr 11,7 TWh, d. h. - 47,94 %) bei Einnahmen in Höhe von 99,64 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 229,9 Mio. EUR, d. h. - 56,65 %) getätigt.

Aus Abbildung 4 geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe in MOL Rang 2 in den Wintermonaten des GWJ und insbesondere im Januar mit 2,4 TWh lag. Auf der Verkaufsseite wurden mit der Ausnahme November ganzjährig relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf mit 1,265 TWh im Januar.

Abbildung 5 veranschaulicht für MOL Rang 2 die niedrigsten und höchsten Preise in EUR pro MWh sowohl für Regelenergieein- als auch -verkäufe je Gastag. Dabei sind für den Regelenergieeinkauf der jeweilige Maximalpreis des Tages aufgeführt und für die Verkaufsrichtung der Minimalpreise des entsprechenden Tages.

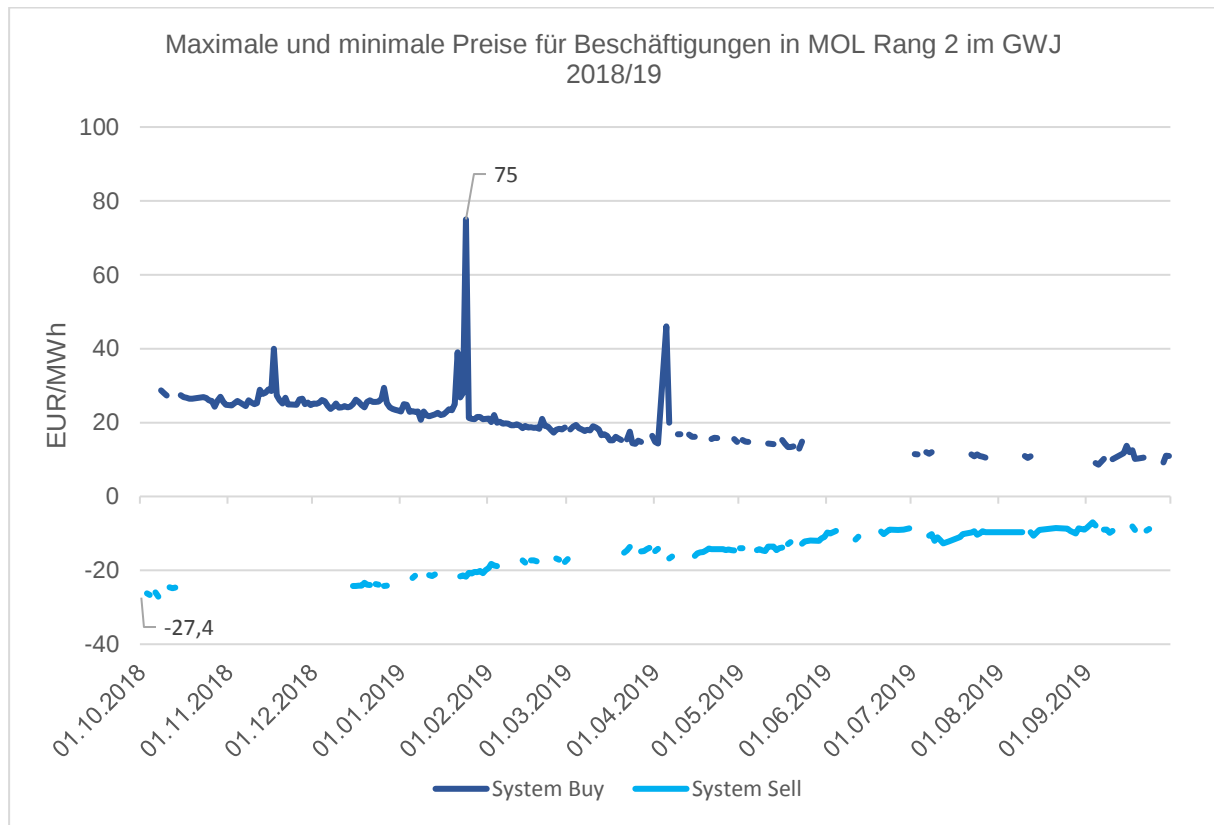


Abbildung 5: Maximale und minimale Preise für Beschäftigungen in MOL Rang 2 im GWJ 2018/19

Der höchste Einkaufspreis in MOL Rang 2 wurde am 24.01.2019 mit 75,0 EUR/MWh im L-Gas Markt gezahlt, der geringste Einkaufspreis hingegen am 04. und 05.09.2019 mit 8,50 EUR/MWh ebenfalls im L-Gas Markt gezahlt. Der höchste Verkaufspreis wurde am 01.10.2018 mit 27,4 EUR/MWh in MOL Rang 2 erzielt, der geringste Verkaufspreis wurde am 25.08.2019 mit 5,0 EUR/MWh im lokalen Orderbuch NOWEGA Erlöst.

3.1.3 MOL Rang 3

Im MOL Rang 3 sind keine Regelenergieprodukte verfügbar.

3.1.4 MOL Rang 4

In MOL Rang 4 werden Long Term Options (LTO), Short Term Balancing Services (STB) und das Flexibility-Produkt eingereiht. LTO wurden ausschließlich zur Absicherung von Engpasssituation kontrahiert. Für den Monat Januar 2019 wurde eine Leistung von 1,3 GW, im Monat Februar 2019 und März 2019 wurde eine Leistung von 2,3 GW im L-Gas durch LTO kontrahiert (vgl. Vorjahr: 1,3 GW in jedem Monat). Die Kosten für Leistungspreise beliefen sich auf 11,19 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 1,78 Mio. EUR, d. h. + 529 %). Die Leistungspreise für Flexibility lagen insgesamt bei 39,71 Mio. EUR.

Im Detail wird die Kontrahierung von LTO in Kapitel 5.1 erläutert, Flexibilitätsdienstleitungen und deren Nutzung werden in Kapitel 5 beschrieben.

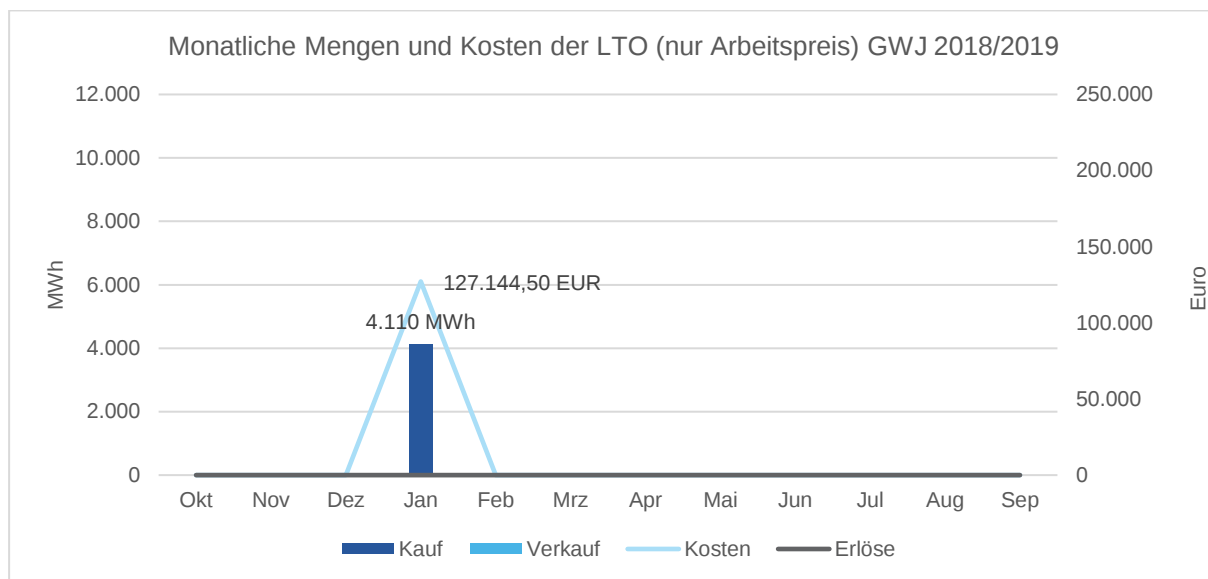


Abbildung 6: Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise)

In Abbildung 6 ist der Einsatz der Long Term Options dargestellt. Der Einsatz am 21.01.2019 beruht auf einem Testabruf, dabei wurden 4.110 MWh für 127.144,50 EUR abgerufen.

3.1.5 H-Gas

Nachfolgendes Diagramm stellt eine Übersicht der Commodity-Beschäftigungen über alle MOL-Ränge (SystemBuy und SystemSell) für H-Gas auf Monatsbasis dar. Dabei sind die Tagesmengen kumuliert pro Monat in GWh und die kumulierten Kosten bzw. Erlöse pro Monat in Mio. EUR dargestellt.

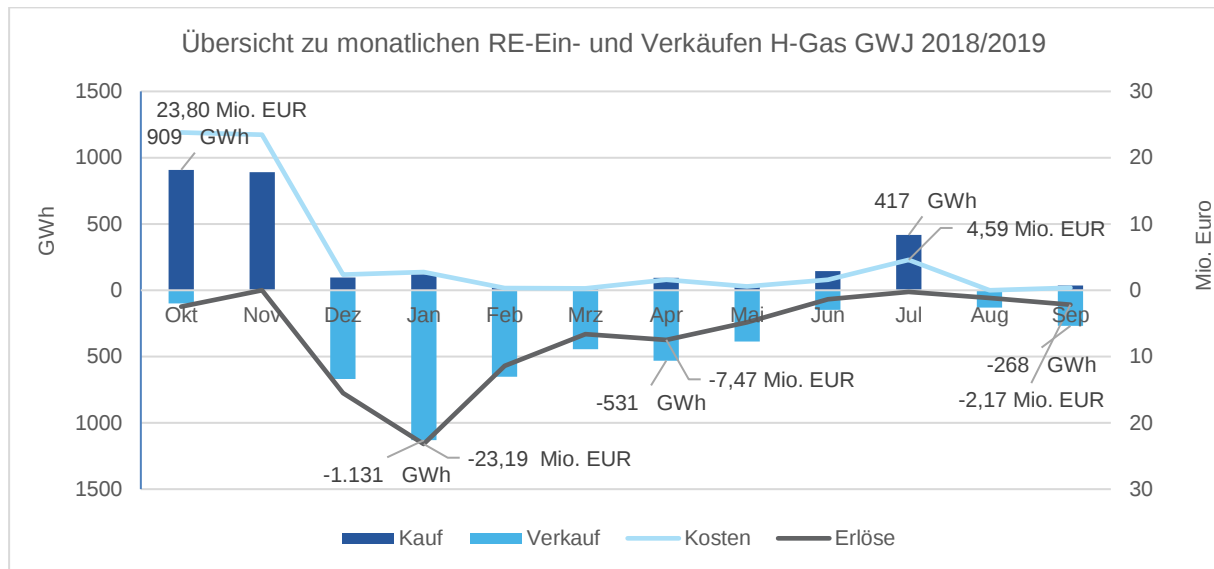


Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2018/2019

Aus Abbildung 7 geht hervor, dass im H-Gas von Dezember bis Juni 2018 mehrheitlich Verkäufe stattfanden, in den Monaten Oktober und November sowie Juni/Juli wurden überwiegend Einkäufe getätigt. Damit entspricht dieser Verlauf der Charakteristik des vorangegangenen Jahres, allerdings spiegelt sich auch hierbei das insgesamt niedrigere Niveau der Regelenergiebeschäftigung in diesem Jahr wieder. So wurden im Juli 2019, 417 GWh für 4,59 Mio. EUR beschäftigt, während es im Juli 2018, 1.358 GWh waren, die zu Kosten von 30,84 Mio. EUR führten.

Insgesamt stehen im H-Gas¹ Regelenergieeinkäufe in Höhe von 2,8 TWh (vgl. Vorjahr: 6,9 TWh, d. h. - 59,4 %) für insgesamt 61,7 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 149,79 Mio. EUR, d. h. - 58,8 %), Regelenergieverkäufen in Höhe von 4,5 TWh (vgl. Vorjahr: 8,7 TWh, d.h. - 48,3 %) für 76,3 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 165,58 Mio. EUR, d. h. - 53,9 %). Daraus ergibt sich kumuliert saldiert ein negativer Saldo in Höhe von 1,7 TWh.

¹ Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit dem Vorjahr, wurde die Beschäftigung über MOL Rang 1 als H-Gas definiert und hier eingerechnet.

3.1.6 L-Gas

Das folgende Diagramm stellt eine Übersicht der Regelenergieein- und verkäufe an L-Gas auf Monatsbasis dar. Dabei sind die Tagesmengen kumuliert pro Monat in GWh und die kumulierten Kosten bzw. Erlöse in Mio. EUR dargestellt.

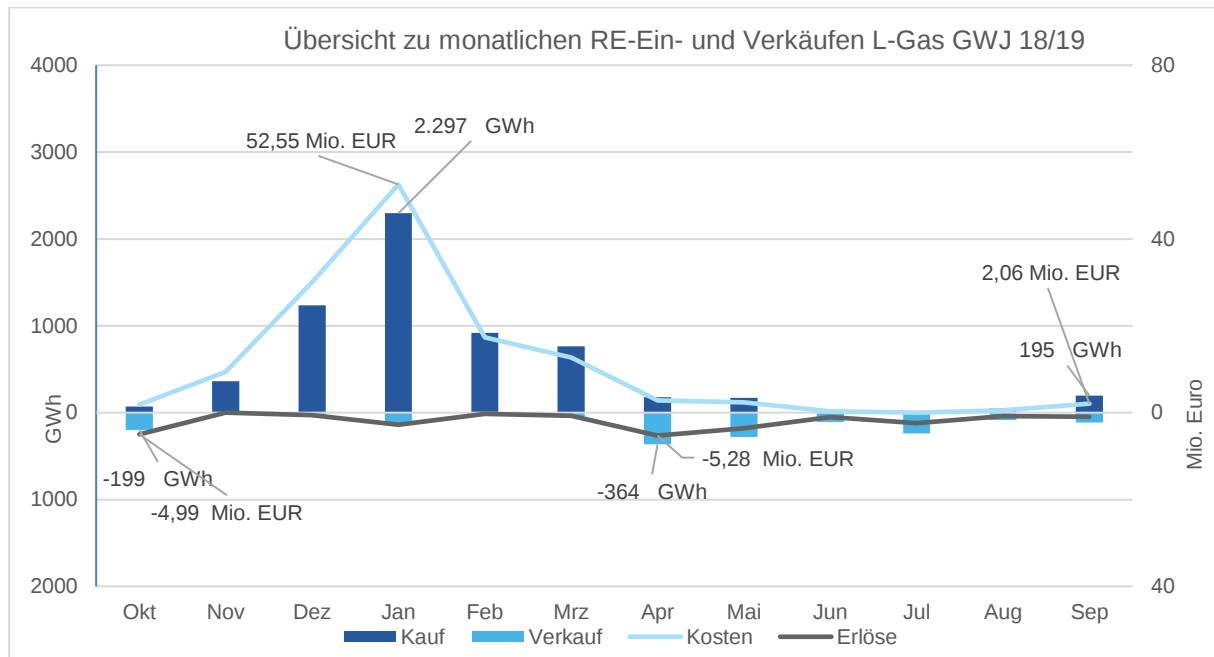


Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im L-Gas im GWJ 2018/2019

Aus Abbildung 8 geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe im L-Gas in den Wintermonaten des GWJ lag. Bis in den März hinein wurden signifikante Mengen eingekauft. Die größte Monatsmenge in Höhe von 2,3 TWh (vgl. Vorjahr: Februar, 3,8 TWh, d. h. - 39,5 %) wurde im Januar beschafft. Die höchsten Kosten sind mit 52,55 Mio. EUR im Januar angefallen (vgl. Vorjahr: März, 121,61 Mio. EUR, d. h. - 56,74 %). Im Oktober, April und Mai wurden relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf mit 0,36 TWh im April (vgl. Vorjahr: Juli, 1,6 TWh, d. h. - 77,5 %) bei Erlösen in Höhe von 5,28 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Juli, 33,61 Mio. EUR, d. h. - 84,2 %).

Insgesamt stehen im L-Gas Regelenergieeinkäufe in Höhe von 6,3 TWh (vgl. Vorjahr: 13,0 TWh, d. h. - 51,5 %) für insgesamt 131,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 319,4 Mio. EUR, d. h. - 58,7 %) Regelenergieverkäufen in Höhe von 1,6 TWh (vgl. Vorjahr: 3,0 TWh, d. h. - 46,7 %) für 23,3 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 64,3 Mio. EUR, d. h. - 63,8 %) gegenüber.

3.2 Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

Die folgenden Darstellungen zeigen die im benachbarten niederländischen Marktgebiet am TTF beschafften Gasmengen.

Einkäufe am TTF stehen im Gasnetz des niederländischen FNB GTS zur Verfügung und müssen folglich über einen Grenzübergangspunkt (GÜP) in das Marktgebiet GASPOOL transportiert werden. Dazu bedarf es der kostenpflichtigen Buchung von Transportkapazitäten.

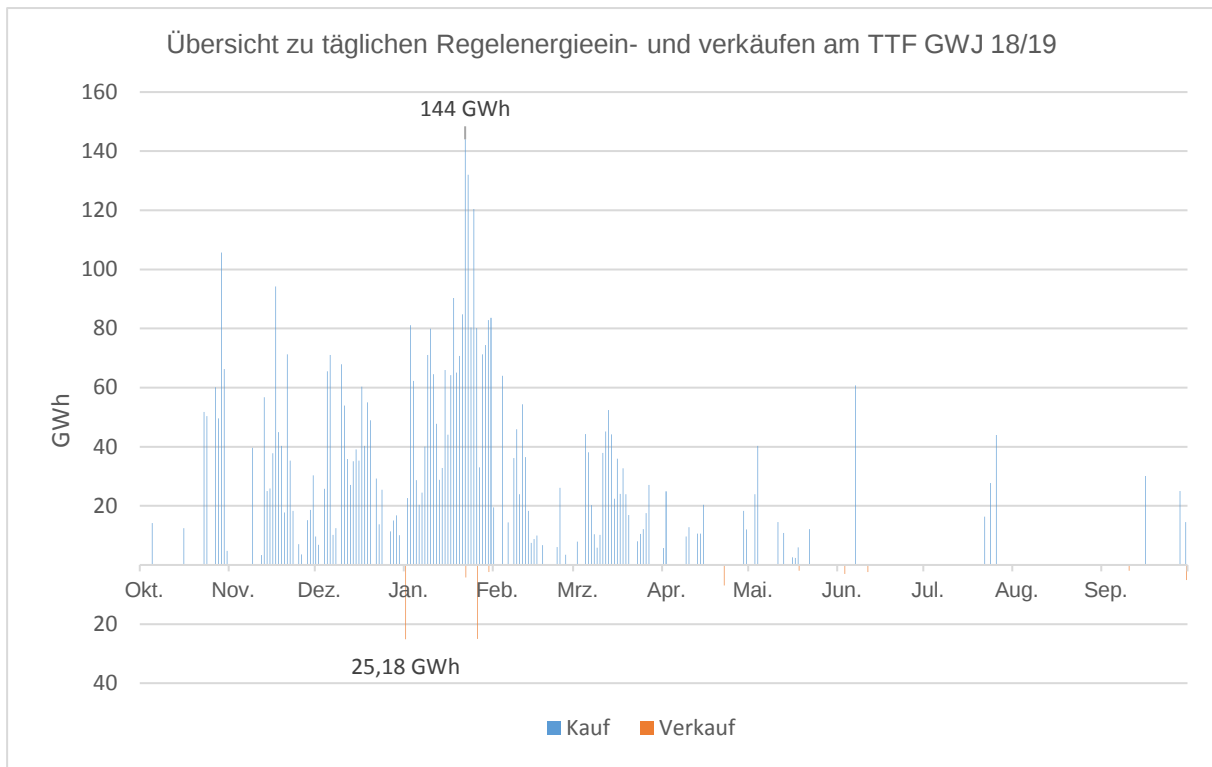


Abbildung 9: Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis GWJ 2018/2019

Die Nutzung des TTF als Beschaffungsquelle für externe Regelenergie in Verbindung mit der Buchung von Transportkapazitäten wurde durch GASPOOL an insgesamt 224 Tagen (vgl. Vorjahr GWJ 2018/2019: 230 Tage) in Anspruch genommen.

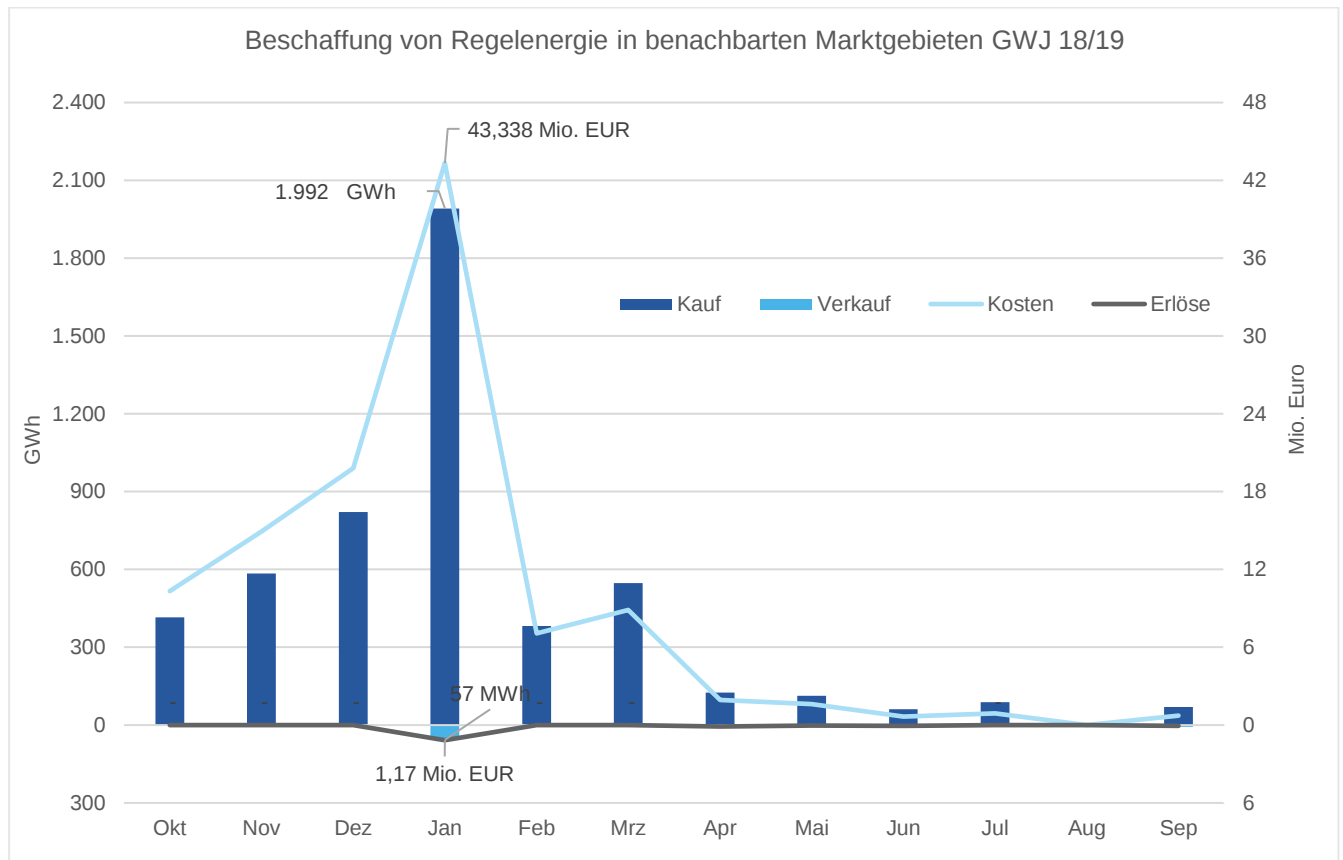


Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF GWJ 2018/2019

Grundsätzlich wurde der TTF als Beschaffungspunkt für H- und L-Gas über das gesamte Gaswirtschaftsjahr in Anspruch genommen, wobei sich das deutlich gesunkene Niveau der Regelenergiebeschäftigung entsprechend bei der TTF-Beschäftigung niederschlägt. In Abbildung 10 sind die monatliche Beschäftigung sowie die Kosten und Erlöse aufgetragen. Demnach wurden 5,198 TWh für 110,19 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 7,5 TWh (d. h. - 30,7 %) für 163,9 Mio. EUR (d. h. - 67 %)). Dem steht ein Verkauf von 0,078 TWh mit Erlösen in Höhe von 1,414 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 0,4 TWh (d. h. - 80,5 %) mit Erlösen in Höhe von 8,3 Mio. EUR (d. h. - 83 %)).

Die TTF-Mengen werden qualitätslos erworben und dann an Hand der gebuchten Transportkapazität einer Qualität zugeordnet. Somit ergeben sich Kosten in Höhe von 5,67 Mio. EUR, dafür wurden Kapazitäten für eine gesamt mögliche Transportmenge von 251,08 GWh gebucht, 247,7 GWh in Entry-Richtung und 3,38 GWh in Exit-Richtung.

Nach Zuordnung wurde somit H-Gas in Höhe von 0,887 TWh (vgl. Vorjahr 1,5 TWh, d. h. - 41 %) für 19,14 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 30,5 Mio. EUR, d. h. - 37 %) beschafft. Daneben wurden Verkäufe in Höhe von 0,046 TWh für 0,758 Mio. EUR getätigt.

Entsprechend der Zuordnung am TTF wurden dabei L-Gas 4,3 TWh (vgl. Vorjahr: 6,0 TWh, d. h. - 28 %) für 91,055 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 133,4 Mio. EUR, d. h. - 31,7 %) beschafft. Daneben wurden Verkäufe in Höhe von 0,031 TWh (vgl. Vorjahr: 0,9 TWh, d. h. - 96 %) für 0,656 Mio. EUR getätigt (vgl. Vorjahr 1,8 Mio. EUR, d. h. - 64 %).

In nachfolgender Grafik sind die Kapazitätsbuchungen und die damit verbundenen Kosten dargestellt. Demnach liegt der Hauptbuchungszeitraum in den Wintermonaten. Die größte Entry-Kapazitätsmenge in Höhe von 92,7 GWh und auch die größte Exit-Kapazitätsmenge in Höhe von 1,6 GWh wurde im Januar gebucht. Die höchsten Kosten, mit 2,3 Mio. EUR für Entry-Buchungen, fielen demnach auch im Januar an, genauso wie die Exit-Buchungen mit den höchsten Kosten von 30,8 Tsd. EUR.

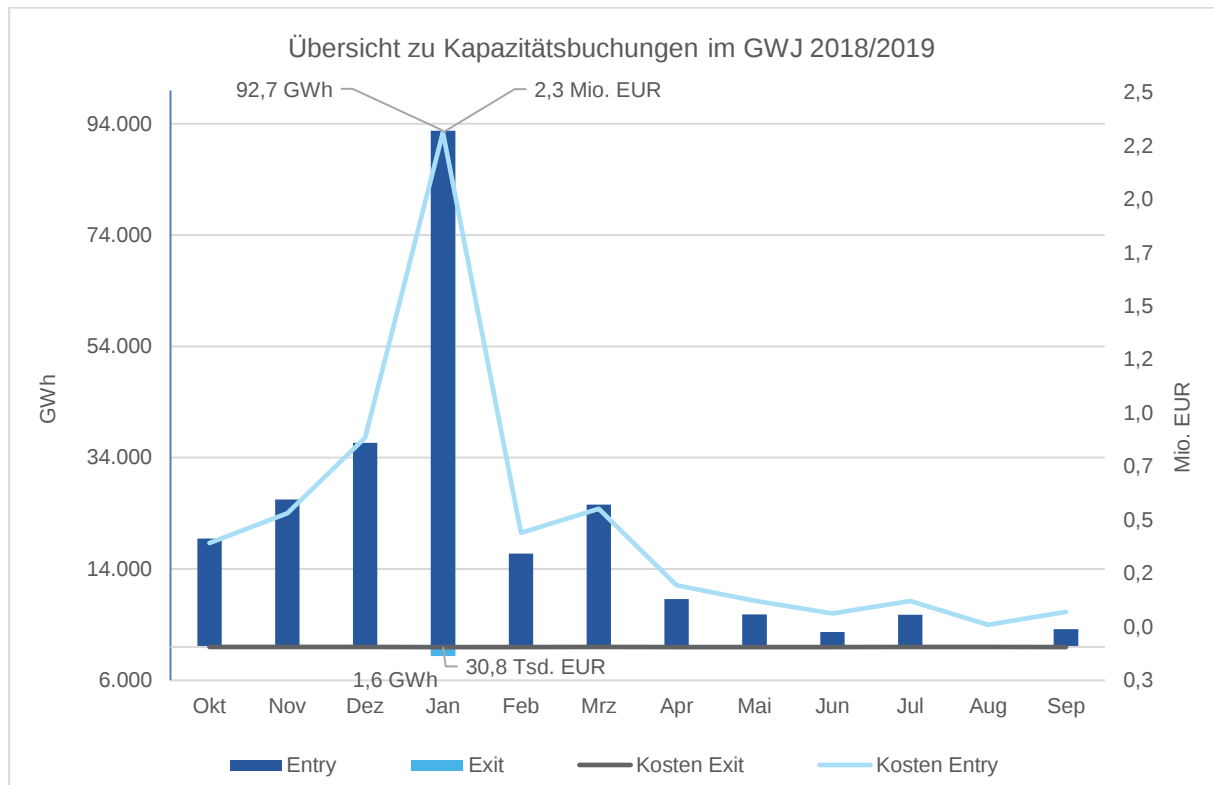


Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2018/2019

In Entry-Richtung wurden insgesamt über das GWJ 2018/2019 5,1 TWh importiert, dies entspricht einer Auslastung der gebuchten Kapazitäten in Höhe von ca. 91 % (vgl. Vorjahr: 87,8 %, d. h. + 3,6 %). In Exit-Richtung wurden 0,078 TWh exportiert (vgl. Vorjahr: 0,4 TWh d. h. + 19,5 %).

Entsprechend Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung werden von GASPOOL die einschlägigen Geschäftsbedingungen bezüglich des Handels von Regelenergieprodukten im benachbarten Marktgebiet jährlich geprüft. Die Prüfung der allgemeinen Geschäftsbedingungen für den Handel am TTF sowie der einschlägigen Transportverträge für die relevanten Transportbuchungen/-nominierungen ergab keine rechtlichen Einwände, die gegen deren Ordnungsmäßigkeit sprechen. Weiterhin wird eine Beschaffung in angrenzenden Marktgebieten von GASPOOL als erforderlich und sinnvoll eingestuft. Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass den Voraussetzungen des Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung beim Handel in benachbarten Marktgebieten entsprochen wird.

Entwicklung der Berechnung des Transportkostenanteils ab 01. Oktober 2017

Bei der Beschäftigung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten wird durch den sog. Transportkostenanteil der Tatsache Rechnung getragen, dass hierbei Kosten für den Transport entstehen. Bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise bei einem Einkauf am TTF wird dieser Anteil auf den Bezugspreis aufgeschlagen und bei einem Verkauf abgezogen. Bei der bisherigen Berechnung basierte der Transportkostenanteil auf einer konstanten Benutzungsdauer. Aufgrund der Tatsache, dass die Kapazitätsbuchung inzwischen mehrheitlich within-day erfolgt, wurde der Berechnungsansatz zum 01.10.2017 bei GASPOOL und NetConnect Germany nach Abstimmung mit der BNetzA wie folgt angepasst:

- Für die Regelenergiebedarfsrichtungen SystemBUY (Kauf von Regelenergie) und SystemSELL (Verkauf von Regelenergie) werden Transportkostenanteile in Abhängigkeit der tatsächlichen Einsatzdauer getrennt ermittelt.
- Bei SystemBUY kommt dabei ein Transportkostenaufschlag und für SystemSELL ein Transportkostenabschlag auf den zu diesem Geschäft gehörigen Börsenpreis zur Anwendung.
- Die ermittelten Transportkostenanteile werden für die jeweiligen Liefermonate und Einsatzdauer auf der Website der Marktgebietsverantwortlichen veröffentlicht.

$$\text{Transportkostenanteil (EUR/MWh)} = \frac{\text{Transportentgelte (EUR/MWh/h)}}{\text{Einsatzdauer (h)}}$$

- Ermittlung des Transportentgeltes für Transportkapazitäten:
 - Es werden die für die jeweilige Anwendungsperiode gültigen Transportentgelte für day ahead-Kapazitätsprodukte (Tagesentgelte) der Grenzübergangspunkte sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite berücksichtigt, über die der Marktgebietsverantwortliche den Transport organisieren kann.
 - Da der Transport über mehrere Grenzübergangspunkte in unterschiedlichen Gasqualitäten erfolgen kann, wird je Grenzseite das arithmetische Mittel über Tagesentgelte der relevanten H- und L-Gas Grenzübergangspunkte gebildet.
 - Im Marktgebiet GASPOOL werden die durchschnittlichen day ahead Tarife in voller Höhe berücksichtigt. Auf Seiten der GTS werden als Basis die Day ahead Tarife zeitanteilig herangezogen, unter Berücksichtigung der tatsächlichen Einsatzdauer.
 - Die Formel setzt sich wie folgt zusammen:

$$\text{Transportentgelt} = \left(\emptyset \text{ Day ahead Tarif} + \left(\frac{\emptyset \text{ Day ahead Tarif GTS}}{24h} \right) * \text{Einsatzdauer} \right)$$

- Einsatzdauer: der tatsächliche Lieferzeitraum für eine abgerufene Menge.

Im Ergebnis ist der Transportkostenanteil somit abhängig von der Höhe der Einsatzstunden der gebuchten Kapazität. Je kürzer die Benutzungsdauer, desto höher wird der Anteil.

Weiterhin wird bei der Entscheidung, ob Regelenergie am TTF beschäftigt wird, der resultierende Transportkostenanteil berücksichtigt. Nur wenn der Bezugspreis plus Transportkostenanteil kleiner ist als der Preis am deutschen Handelspunkt (vice versa bei Regelenergieverkauf), erfolgt eine Beschäftigung am TTF.

3.3 Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit gemäß Art. 9 Absatz 4 Netzkodex Gasbilanzierung

Im Folgenden werden zusammenfassend die Anzahl, Häufigkeit und Kosten der Regelenergieabrufe im GWJ 2018/2019 dargestellt. In Abbildung 12 ist zunächst die Anzahl der rest of the day-Regelenergieabrufe je Monat und MOL-Rang aufgetragen. Die Gesamtzahl der Abrufe lag im Januar 2019 mit insgesamt 412 am höchsten (vgl. Vorjahr: höchste Anzahl mit 126 im März 2018, d. h. + 227 %), während im August mit insgesamt 53 die wenigsten Abrufe (vgl. Vorjahr: niedrigste Anzahl mit 26 im September, d. h. + 104 %) durch GASPOOL erfolgten.

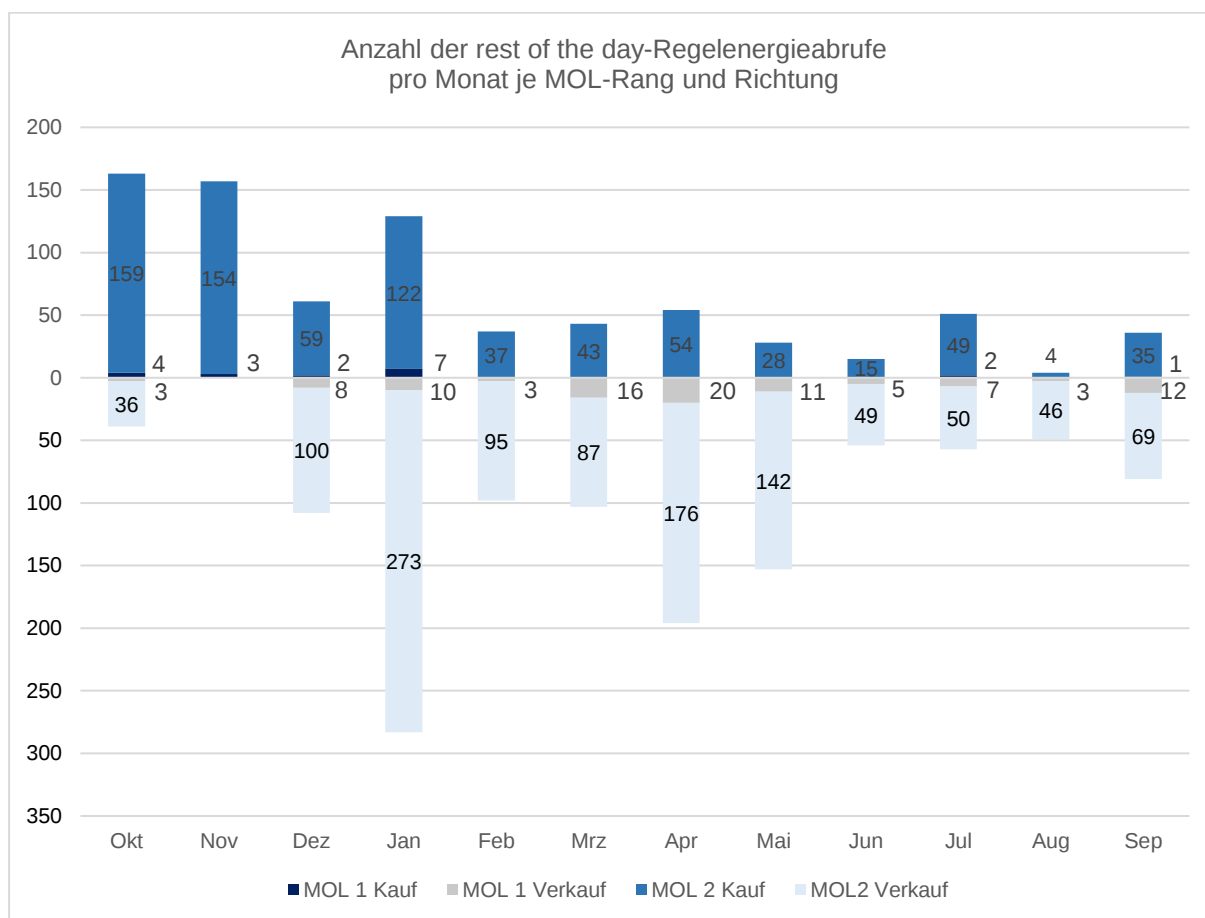


Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2018/2019

Die Zahl der day ahead - Regelenergieabrufe im GWJ 2018/2019 ist in Abbildung 13 dargestellt. Die Gesamtzahl der Abrufe auf day ahead-Basis betrug 1.038 (vgl. Vorjahr: 262, d. h. + 296 %). Die Gesamtzahl der Abrufe lag im Januar 2019 mit insgesamt 262 am höchsten (vgl. Vorjahr: höchste Anzahl mit 412 im Januar 2018, d. h. - 36,4 %), während im Juli mit insgesamt 28 die wenigsten Abrufe (vgl. Vorjahr: niedrigste Anzahl mit 53 im August, d. h. - 47,2 %) durch GASPOOL erfolgten.

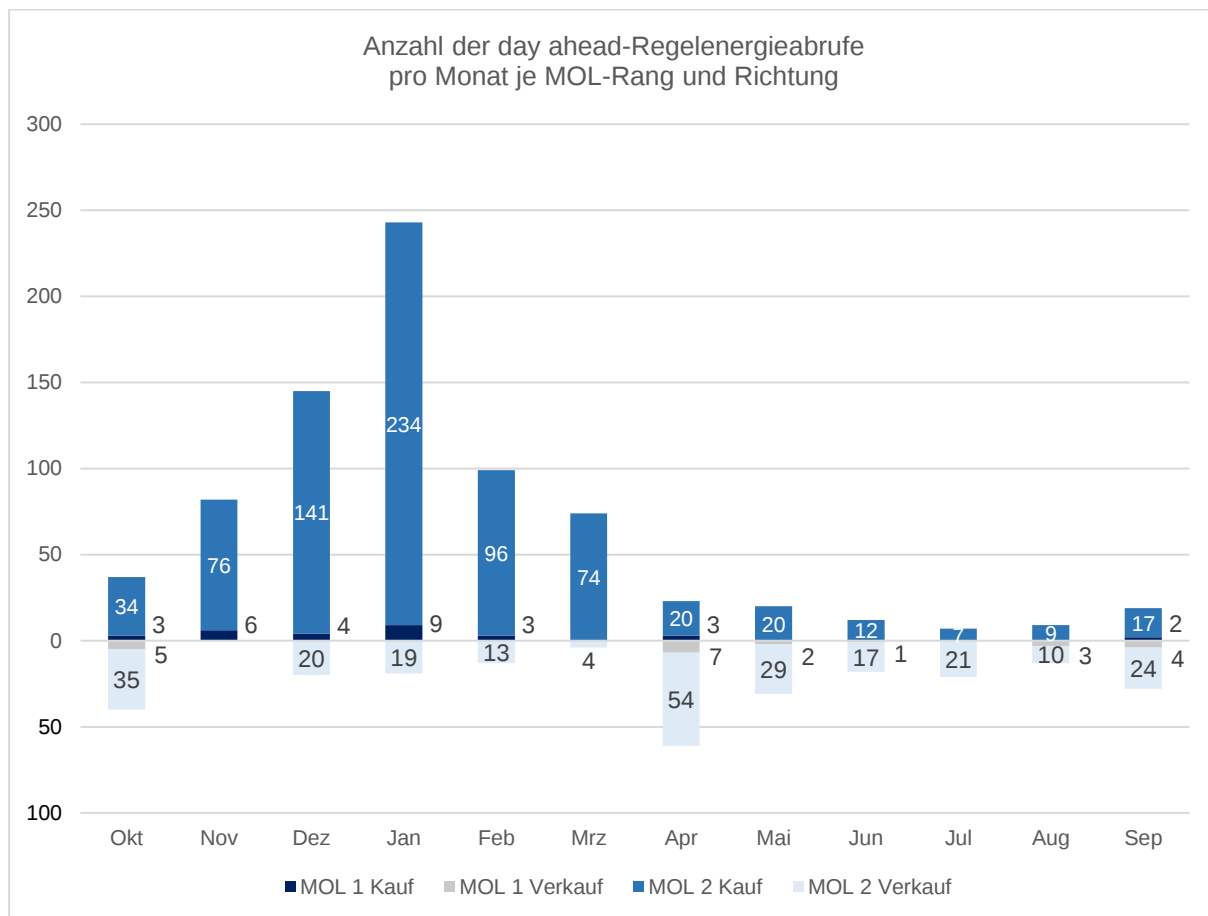


Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenergieabrufe je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2018/2019

In Abbildung 14 wird die Anzahl der Regelenergieabrufe pro Gastag aufgezeigt. In diesem GWJ wurde an 292 Tagen Regelenergie beschäftigt (vgl. Vorjahr: 332 Tage, d. h. - 12 %). Insgesamt wurden im GWJ 2018/2019 3038 Abrufe (vgl. Vorjahr: 1088 Abrufe, d. h. + 179 %) ausgeführt, damit liegt der Durchschnitt pro Gastag bei 10,4 Abrufen (vgl. Vorjahr: 2,98 Abrufe, d. h. + 249 %). Die höchste Anzahl wurde am 23. Januar und 24. Januar 2019 mit 22 Abrufen realisiert. Abgesehen vom April und Mai 2019 sind in den Sommermonaten tendenziell weniger Abrufe notwendig. In diesen Monaten fielen auch die geringsten Regelenergiebedarfe an.

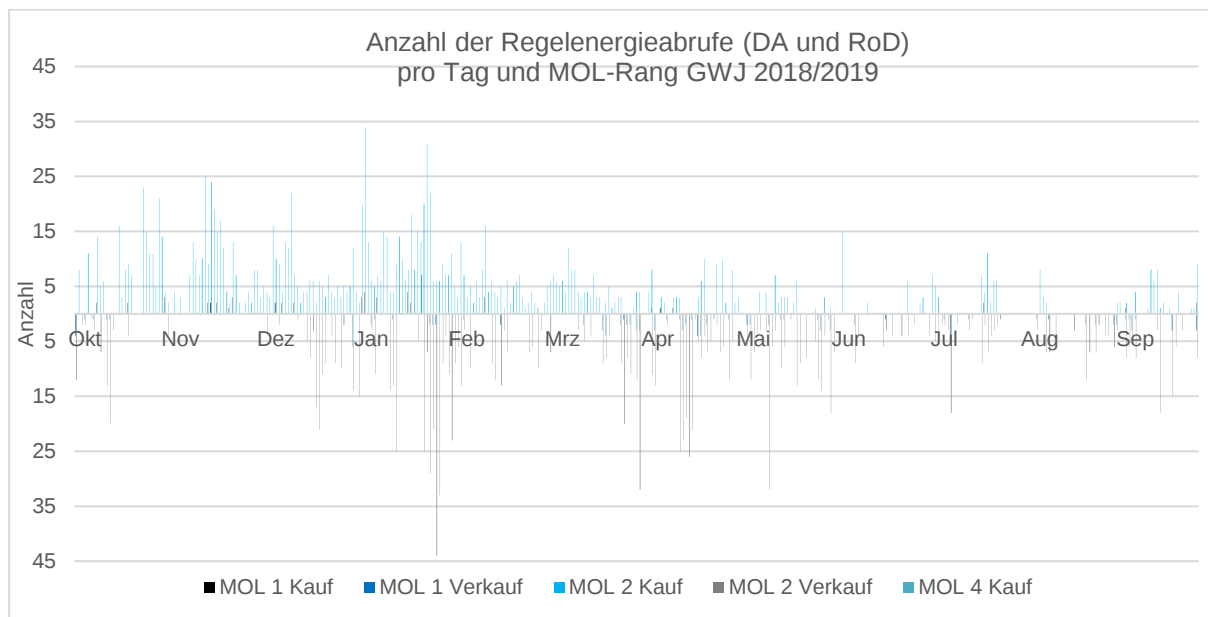


Abbildung 14: Anzahl der Regelenergieabrufe (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Bilanzierungsabrufe über den Gastag.

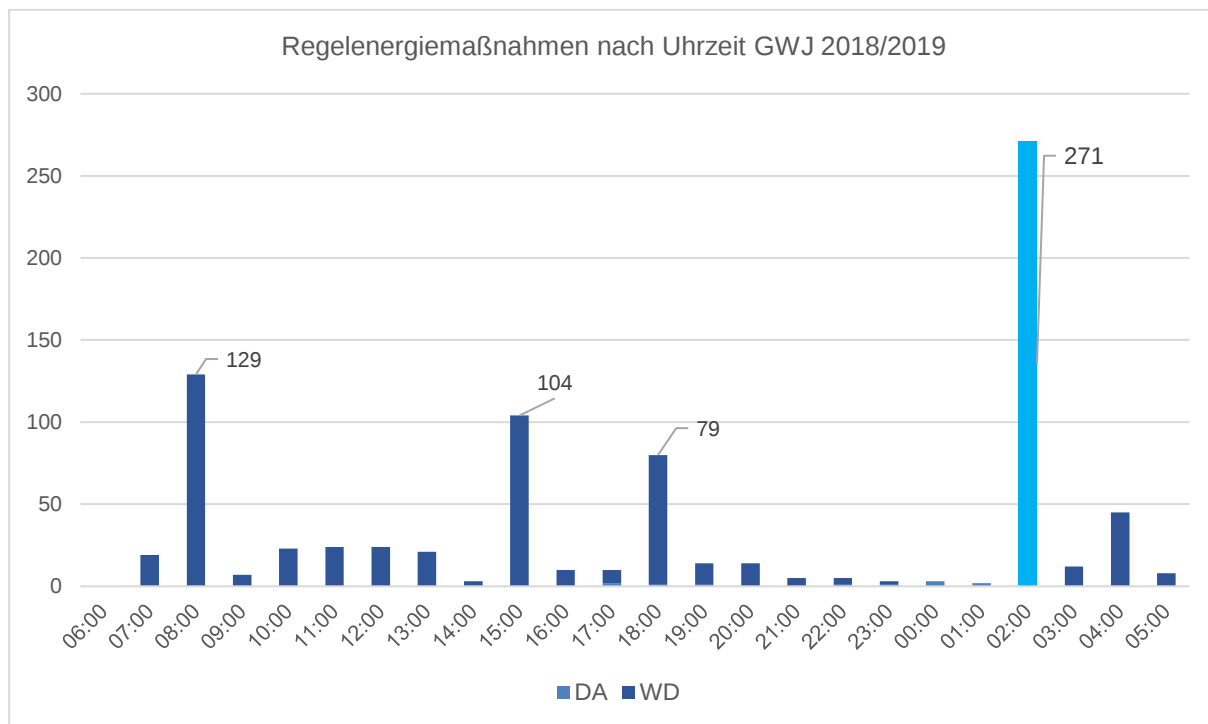


Abbildung 15: Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten

Die meisten Bilanzierungsabrufe pro Stunde wurden nachts zwischen 02:00 Uhr und 03:00 Uhr durchgeführt. Im gesamten GWJ wurden hier 271 Abrufe durchgeführt (vgl. Vorjahr: 316 Maßnahmen, d. h. - 14,2 %). Hierbei handelt es sich um day ahead-Abrufe, die auf der Börsenplattform entweder im day ahead- oder aber within day-Orderbuch zum jeweiligen Bedarf ausgeführt wurden. Insgesamt ist

der Anzahl der day ahead Bilanzierungsabrufe auf 282 (vgl. Vorjahr: 398 Maßnahmen, d. h. - 29,1%) gesunken. Er liegt somit bei ca. 34 % (vgl. Vorjahr: 27 %). Der Schwerpunkt der untertägigen Abrufe liegt mit 129 Maßnahmen in der Stunde zwischen 08:00 Uhr und 09:00 Uhr (vgl. Vorjahr: 87 Maßnahmen, d. h. +48,3 %).

Die resultierenden Kosten und Erlöse aus der Regelenergiebeschäftigung folgen der in Abbildung 16 dargestellten saisonalen Effekte. Somit fielen im Januar 2019 mit 55,16 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: März 2018 mit 127,7 Mio. EUR, d.h. - 56,8 %) sowohl die höchsten Kosten an, wie auch mit 25,95 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: März 2018 mit 68,2 Mio. EUR, d. h. - 62 %) die höchsten Erlöse.

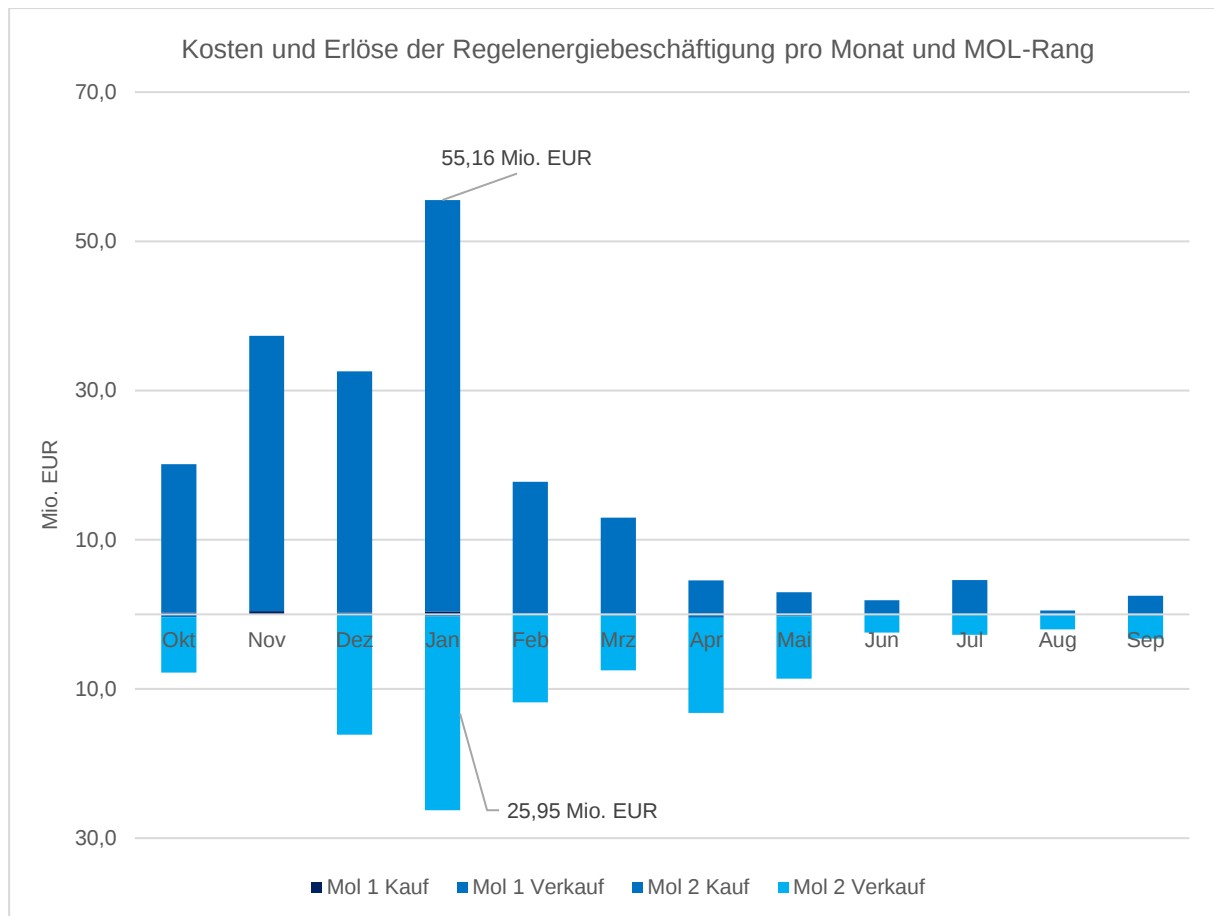


Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2018/2019

4 Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen

Entsprechend der Vorgaben der Gabi Gas 2.0-Festlegung hat GASPOOL zum 1. Oktober 2016 das System der untertägigen Verpflichtung eingeführt. Dieses löste den bis dahin angewendeten variablen Strukturierungsbeitrag ab.

Das Instrument der untertägigen Verpflichtung soll den Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) einen Anreiz geben, auch innerhalb des Gastages ein ausgeglichenes Bilanzkreiskonto anzustreben. Stündliche Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeisemengen im Bilanzkreis werden hierfür erfasst und über den Tag kumuliert. Wird hierbei eine definierte Grenze überschritten, können diese Stundenmengen, abgerechnet werden (sog. Flexibilitätsmenge). Die Abrechnung erfolgt aber nur, wenn dem MGW an diesem Tag durch gegenläufige Regelenergiegeschäfte in MOL 1 Kosten entstanden sind. Die BKV erhalten für alle RLM-Kunden eine stündliche Toleranz von 7,5 % der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, damit nicht jede Prognoseungenauigkeit zur Abrechnung führt. Für alle andere Zeitreihen wird keine Toleranz gewährt.

4.1 Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL Rängen

In MOL Rang 1 fand im GWJ 2018/2019 an zwei Tagen gegenläufiger Einsatz von Regelenergie statt. Auf MOL Rang 2 fand für das H-Gas an einem Tag gegenläufiger Regelenergieeinsatz mit in summa ca. 0,9 GWh statt, im L-Gas an 30 Tagen bei 195,9 GWh. Am TTF wurden an fünf Tagen gegenläufige Mengen an Regelenergie beschäftigt, dabei wurden 38,7 GWh gehandelt. Im Anhang findet sich hierzu die detaillierte Tabelle XII.

Tabelle I: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2

Qualität / Ort	Anzahl an Tagen gegenläufigen Regelenergieeinsatzes	Gegenläufig eingesetzte Regelenergiemenge in MWh
H	1	858
L	30	195.915
TTF	5	38.669

4.2 Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen

Betrachtet man die Inanspruchnahme der Flexibilität im GWJ 2018/2019 in Abbildung 17, lässt sich die höchste Inanspruchnahme im Mai 2019 beobachten. In den Folgemonaten schwankt die Inanspruchnahme, ohne dass sich ein eindeutiger Trend ableiten lässt.

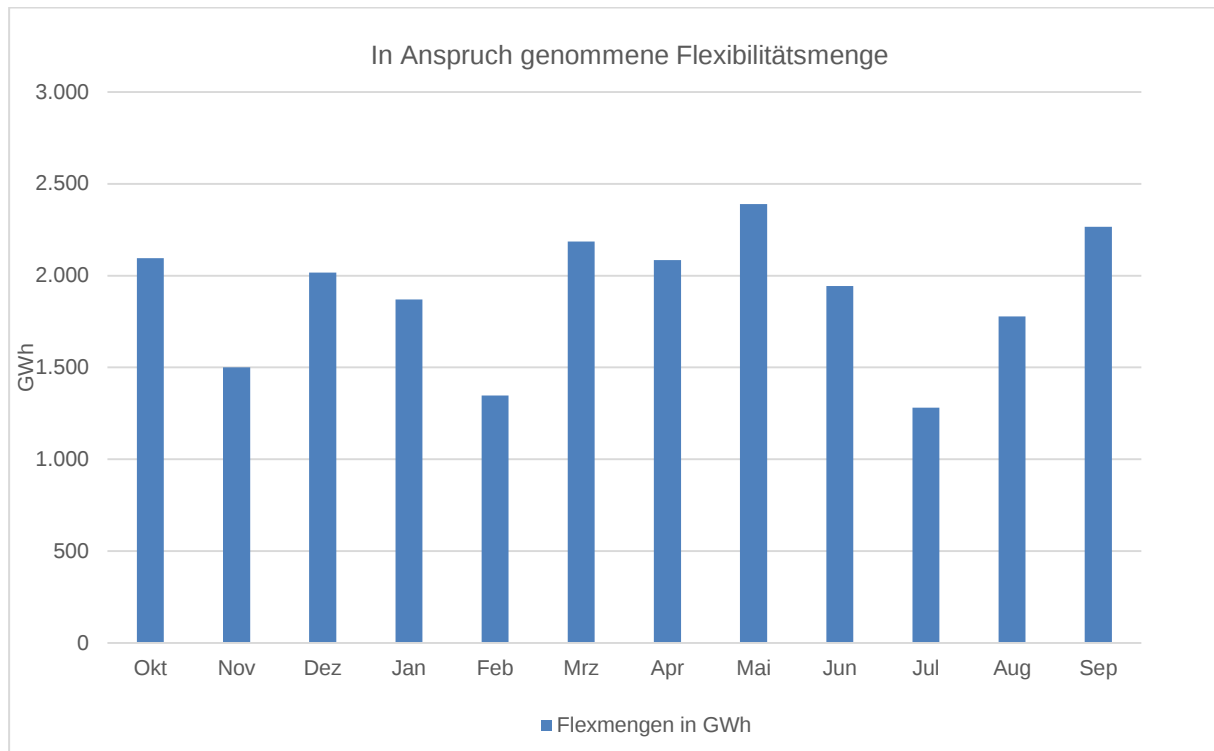


Abbildung 17: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2018/2019

Da die Gewährung der stündlichen Toleranz von 7,5 % auf Basis der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, den BKV im Vergleich zum alten System mehr Spielraum innerhalb des Tages einräumt, ist es in der Regel für die BKV vorteilhafter, RLM-Kunden mit dem Zeitreihentyp RLMmT vom Netzbetreiber allokalieren zu lassen. Ausnahmen bilden Kunden mit einem – gemessen am Portfolio des BKV – hohen und über den Tag sehr volatilen Verbrauch (z. B. Gaskraftwerke). Hier kann es weiterhin vorteilhafter sein, diese als RLMoT allokalieren zu lassen. Gemessen an der Gesamtsumme der RLM-Allokationen im GASPOOL-Marktgebiet, entfielen im GWJ 2018/2019 lediglich 5,8 % auf RLMoT-Mengen.

In Abbildung 17 sind die im GWJ 2018/2019 in Anspruch genommenen Flexibilitätsmengen abgetragen. Die Gesamtsumme von 22.759 GWh liegt um 686 GWh unter der Jahressumme aus dem GWJ 2017/2018. Dies entspricht einer Abnahme von 0,03 %.

Im gesamten GWJ kam es bei GASPOOL im September zum ersten Mal seit der Einführung zu einer Abrechnung von Flexibilitätsmengen. Am 07.09.2019 und am 30.09.2019 wurde eine gegenläufige Regelenergiebeschäftigung im MOL-Rang 1 (s. hierzu Kapitel 3.1.1) durchgeführt. Der Flexibilitätskostenbeitrag lag am 07.09.2019 bei 0,20 EUR/MWh und am 30.09.2019 bei 0,10 EUR/MWh. Zusammen werden für diese beiden Tagen ca. 31.000 EUR im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung erlöst.

5 Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen in MOL Rang 4

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

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

Das Produkt Flexibility ist ein kombiniertes „Leihen-/Parken-Produkt“. Der Bezug bzw. die Bereitstellung der Dienstleistung erfolgt innerhalb weniger Minuten, spätestens jedoch innerhalb von 90 Minuten ab Anforderung durch den MGV. In begründeten Ausnahmefällen kann der Bezug bzw. die Bereitstellung der Dienstleistung auch außerhalb des o. g. Zeitfensters erfolgen, wenn GASPOOL diesem abweichenden Zeitfenster vorher ausdrücklich zugestimmt hat. 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 findet nicht statt. Die Übergabe bzw. Übernahme der Gasmengen erfolgt kWh-genau an bestimmten physischen Entry- bzw. Exit-Punkten und kann jeweils nur für einen Netzbereich der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL angeboten werden.

Die Rücknahme bzw. Rückgabe der vom Anbieter bereitgestellten bzw. übernommenen Gasmengen erfolgt jeweils am Ort der ursprünglichen Bereitstellung bzw. Übernahme und grundsätzlich im Laufe des Gastages der 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 von GASPOOL bestimmten Anlassfall auch Rumpfperioden vereinbart werden. Es können sowohl feste als auch unterbrechbare Produkte ausgeschrieben und kontrahiert werden.

Die Losgröße für die Angebote entspricht Gasmengen mit einer Leistung von 10 MWh/h. Der Anbieter kann in seinem Angebot für ein festes Produkt einen für den gesamten Leistungszeitraum positiven konstanten Preis angeben, daneben einen positiven Arbeitspreis.

Im GWJ 2018/2019 fanden zwei Ausschreibungen für die Perioden Oktober 2018 bis März 2019 und April 2019 bis September 2019 statt. Für die Winterperiode wurden 5.000 MW (vgl. Vorjahr: 2.600 MW) feste Leistung in den L-Gas-Netzgebieten ausgeschrieben und im Durchschnitt 4320 MW pro Monat kontrahiert. Für die Sommerperiode April 2019 bis September 2019 wurden 1900 MW für die Monate April und September ausgeschrieben und kontrahiert. Jeweils 1000 MW wurden für die Monate Mai bis August ausgeschrieben und kontrahiert (vgl. Vorjahr: 1.000 MW für alle Sommermonate). Dies führte in der Winterperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 35,5 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 13,6 Mio. EUR, bedeutet: + 161 %), in der Sommerperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 4,2 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 3,1 Mio. EUR, bedeutet: + 35 %).

Auf unterbrechbarer Basis wurden alle angebotenen Kontrakte ohne Leistungspreise kontrahiert, in den Wintermonaten 4,58 GW, in den Sommermonaten 6,98 GW.

Nachfolgend stellen Tabelle II und Tabelle III Daten zu kontrahierten Flexibilitätsverträgen im GWJ 2018/2019 dar.

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

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebote Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreiskosten in EUR
01.10.2018 - 01.11.2018	5	3,98	3,98	5	5	4.545.800
01.11.2018 - 01.12.2018	5	4,68	4,68	6	6	5.496.600
01.12.2018 - 01.01.2019	5	3,7	3,7	7	7	5.638.440
01.01.2019 - 01.02.2019	5	4,68	4,68	7	7	7.268.440
01.02.2019 - 01.03.2019	5	4,68	4,68	7	7	6.539.720
01.03.2019 - 01.04.2019	5	4,2	4,2	5	5	6.016.666
01.04.2019 - 01.05.2019	1,9	1,94	1,9	5	5	1.198.606
01.05.2019 - 01.06.2019	1,00	1,94	1,00	8	5	496.620
01.06.2019 - 01.07.2019	1,00	1,84	1,00	8	7	455.100
01.07.2019 - 01.08.2019	1,00	1,79	1,00	6	6	460.620
01.08.2019 - 01.09.2019	1,00	1,76	1,00	8	6	460.620
01.09.2019 - 01.10.2019	1,9	1,89	1,9	8	7	1.129.769

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

Leistungszeitraum	Angebote Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag
01.10.2018 - 01.11.2018	4,58	4,58	3	3
01.11.2018 - 01.12.2018	4,58	4,58	3	3
01.12.2018 - 01.01.2019	4,58	4,58	3	3
01.01.2019 - 01.02.2019	4,58	4,58	3	3
01.02.2019 - 01.03.2019	4,58	4,58	3	3
01.03.2019 - 01.04.2019	4,58	4,58	3	3
01.04.2019 - 01.05.2019	6,98	6,98	3	3
01.05.2019 - 01.06.2019	6,98	6,98	3	3
01.06.2019 - 01.07.2019	6,98	6,98	3	3
01.07.2019 - 01.08.2019	6,98	6,98	3	3
01.08.2019 - 01.09.2019	6,98	6,98	3	3
01.09.2019 - 01.10.2019	6,98	6,98	3	3

Abbildung 18 zeigt die Summe der Kontostandsverläufe aller auf unterbrechbarer Basis kontrahierten Flexibilitätsverträge im H-Gas.

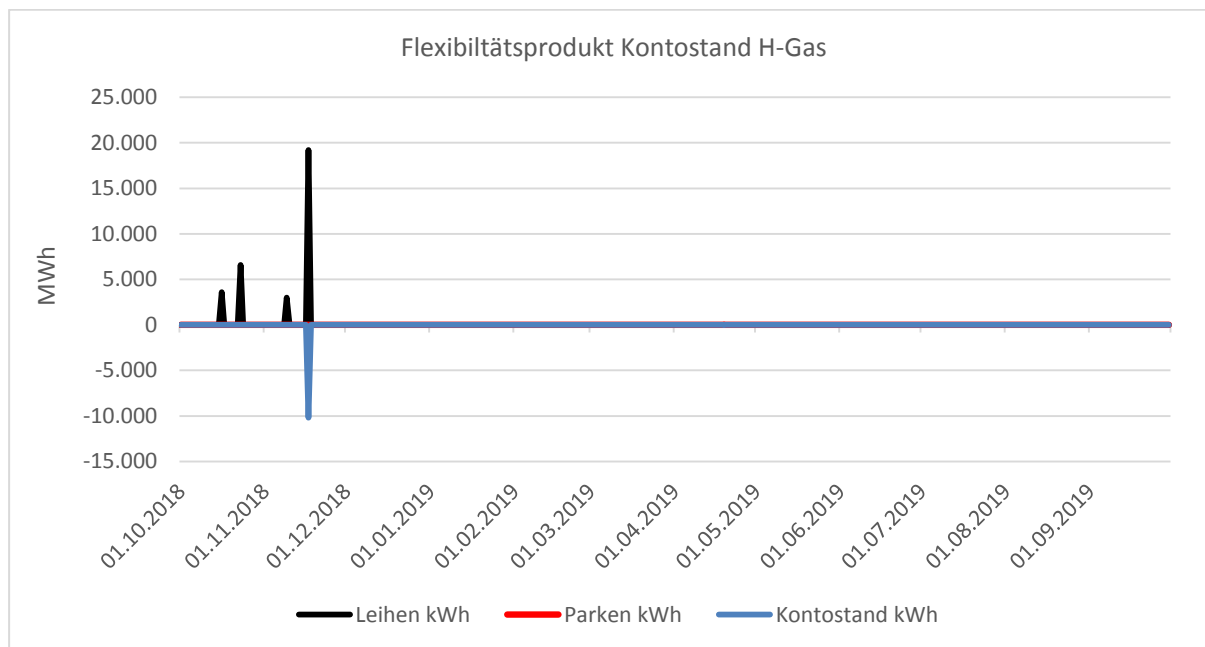


Abbildung 18: Kontostandsverlauf sowie Volumina Parken und Leihen des Flexibilitätsprodukts im H-Gas in MWh

Aus Abbildung 18 geht hervor, dass die Flexibilitätsverträge im H-Gas nur an vier Tagen im Oktober und November 2018 genutzt wurden. Im gesamten GWJ wurde keine Flexibilität in der Richtung „Parken“ genutzt. Da für H-Gas nur Verträge auf unterbrechbarer Basis kontrahiert wurden, sind hier keine Kosten für Leistungspreise entstanden.

Abbildung 19 zeigt der Kontostandsverläufe aller kontrahierten Flexibilitätsverträge im L-Gas.

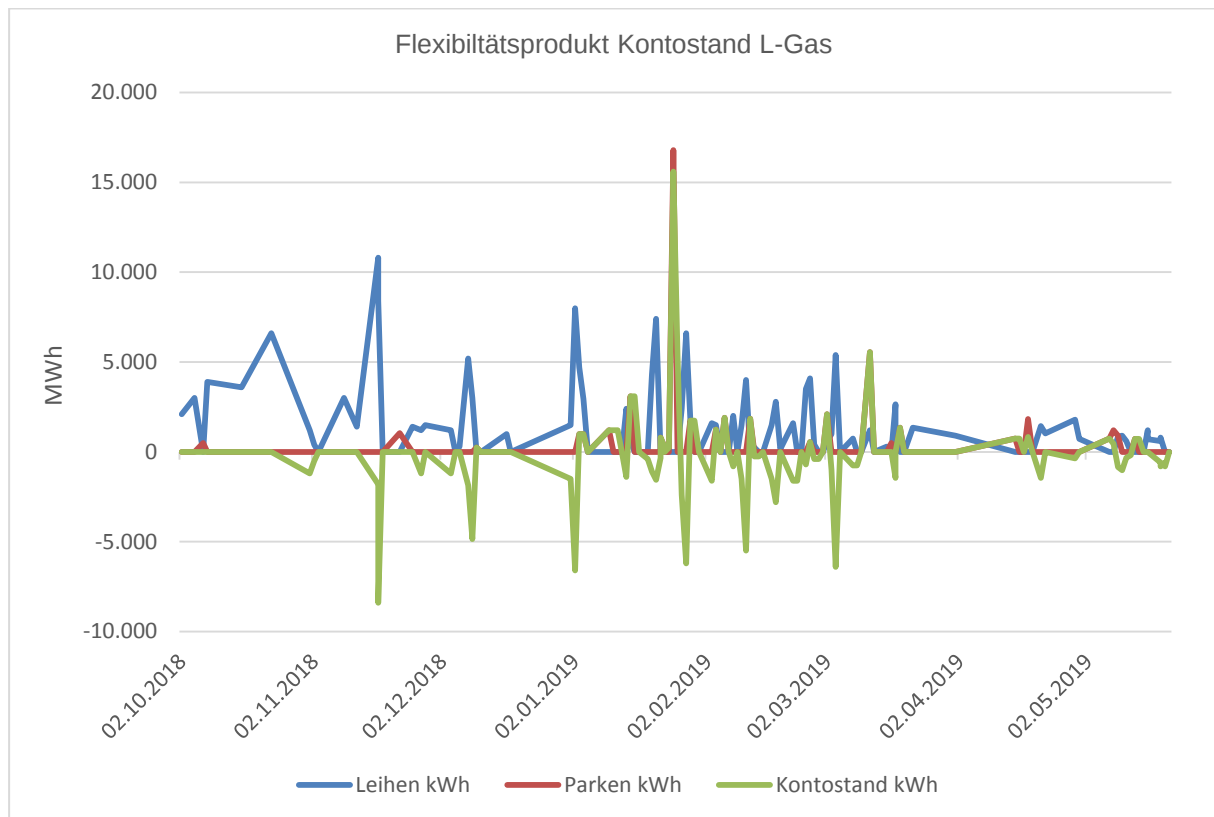


Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 2018/2019

Die Flexibilitätsverträge im L-Gas wurden insbesondere in den Monaten November bis März genutzt, auf Parken-Seite an 27 Tagen, Leihenseitig an 66 Tagen.

Gemäß Art. 8 Ziff. 6. Netzkodex Gasbilanzierung ist der MGV zur Prüfung auf eine mögliche Reduzierbarkeit der Kontrahierung von Flexibilitätsdienstleistungen verpflichtet. Im Marktgebiet GASPOOL kann aus derzeitiger Sicht keine Reduktion der kontrahierten Leistungen vorgenommen werden, vielmehr wurde die ausgeschriebene und kontrahierte Flexibilitätsleistung für das GWJ 2018/19 erhöht. Die Gründe dafür liegen in:

- verringertem Linepack durch Marktraumumstellung wodurch sich das Potential zum Ausgleich des Strukturierungsbedarfs verringert,
- Abweichungen der Wirksamkeit der Regelenergielieferung von der Regelenergiebeschaffung
- daraus resultierenden erhöhten temporären Strukturierungsbedarfen,
- gravierenderen Auswirkungen von Prognoseunschärfen bei größeren L-Gas Einkäufen sowie
- der Notwendigkeit der Vorhaltung von Absicherungsleistung für Ausfälle der dt. Eigenproduktion.

Die kontrahierten Flexibilitätsprodukte leisten durch ihre vertragliche Ausgestaltung, insbesondere in Bezug auf die nicht-standardisierbare kurzfristige Verfügbarkeit innerhalb von 90 Minuten nach Abruf, einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Da es an möglichen alternativen Börsenprodukten mangelt, ist eine Reduktion des Bedarfes derzeit nicht möglich.

5.1 Long Term Options

LTOs werden nur als rest of the day (RoD) angewendet. Dabei verpflichten sich Anbieter zur Vorhaltung von Gasmengen (Kauf oder Verkauf) im Leistungszeitraum. Der Anbieter erhält dafür einen Leistungspreis, bei Abruf durch GASPOOL erfolgt mit einem Vorlauf von mindestens drei (maximal 23) Stunden vor Beginn der Abrufstunde den vereinbarten Arbeitspreis. Die Anzahl der Abrufe ist bei einem Monatsprodukt im Standard auf 14 Tage begrenzt. Die angebotenen Leistungen können nur komplett als Bandlieferung abgerufen werden. Der Anbieter stellt sicher, dass die Übernahme bzw. Bereitstellung der Gasmengen ab der Abrufstunde erfolgt.

LTO können wochen-, monats-, quartals-, halbjahres- oder jahresweise ausgestaltet sein, darüber hinaus können in Einzelfällen auch Rumpfperioden vereinbart werden. Die Mindestlosgröße für die Angebote beträgt 10 MWh/h, darüber kann jede ganzzahlige Leistung angeboten werden.

Die Bereitstellung bzw. Abnahme der abgerufenen Leistung kann an einem auf einer von GASPOOL veröffentlichten Liste möglicher physischer Ein-/Ausspeisepunkten erfolgen, daneben können seit dem GWJ 2017/2018 Abschaltleistungen an RLM-Ausspeisepunkten genutzt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL wurden im betrachteten GWJ keine LTO zur Deckung des regulären Regelenergiebedarfes ausgeschrieben und kontrahiert. Auf die Kontrahierung von Optionsprodukten zur Umsetzung des Eckpunktepapiers wird in Kapitel 5.3 separat eingegangen.

5.2 Produktbeschreibung Short Term Balancing Service

Das STB-Produkt beinhaltet kurzfristige Angebote zur Bereitstellung von Gasmengen an den Marktgebietsverantwortlichen oder Übernahme von Gasmengen vom Marktgebietsverantwortlichen in Regelenergiezonen bzw. Netzgebieten (inkl. RLM). Die Ausschreibung von STB erfolgt immer nach Bedarf, kurzfristig für den angebotenen Gastag. Der Abruf entsteht bei kurzzeitigen lokalen Versorgungsgängissen nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge.

5.3 Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi

Im Dezember 2015 veröffentlichte das BMWi ein Eckpunktepapier², welches eine Steigerung des Niveaus der Versorgungssicherheit vorsah. Darin wurden die MGV aufgefordert, kurzfristig Leistungen mittels bestehender LTOs zu kontrahieren. Dies wurde durch die Mitteilung Nr. 1 zur Umsetzung des Beschlusses GaBi Gas 2.0³ konkretisiert.

Auch im GWJ 2018/2019 wurden von GASPOOL LTOs zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahiert. Für Januar 2019 wurde 1,3 GW und für den Zeitraum Februar bis März 2019 wurden monatlich 2,3 GW Leistung in den L-Gas-Netzbereichen der Gasunie, der Nowega und der GTG kontrahiert. In dem Winter 2019 wurden die LTO Produkte nicht abgerufen.

In der nachfolgenden Abbildung 20 sind die in den ausgeschriebenen Netzbereichen monatlich angebotenen Leistungen dargestellt.

Zur Sicherstellung eines notwendigen physischen Effekts hat GASPOOL die Liste der für die Erbringung des physischen Effektes nutzbaren Ein- und Ausspeisepunkte auf Speicheranschlusspunkte reduziert, RLM-Ausspeisestellen sind daneben zulässig. Anbieter sollen keine unterbrechbaren Einspeise- und keine auf einem Gegenstrom basierende Ausspeisekapazität nutzen. Dies wurde in den Geschäftsbedingungen Regelenergie entsprechend vorgegeben.

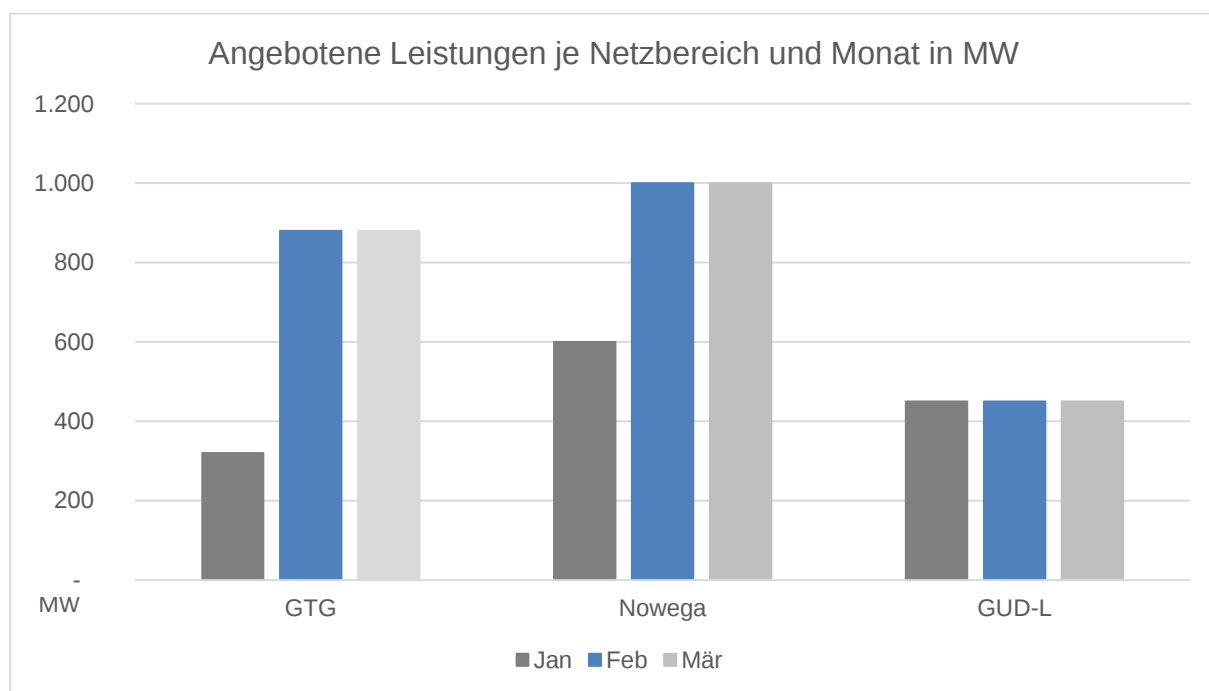


Abbildung 20: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2018/2019

² https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5

³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/2014_0001bis0999/2014_001bis099/BK7-14-0020/BK7-14-0020_MitteilungNr1_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Die angebotene Leistung überstieg in Teilen die nachgefragte Leistung bezogen auf alle drei Netzbereiche um das Neunfache.

Die Ergebnisse der Ausschreibung sind in Tabelle IV dargestellt.

Tabelle IV: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs für den Leistungszeitraum 01.01.2019 – 01.04.2019

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebote Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreis Kosten in EUR
01.01.201 - 01.02.2019	1,37	3,55	1,3	8	6	2.543.201
01.02.2019 - 01.03.2019	2,33	4,55	2,3	8	6	3.958.423
01.03.2019 - 01.04.2019	2,3	4,55	2,3	8	6	4.691.283

GASPOOL konnte im Ergebnis den Leistungsbedarf decken und zahlte für die kontrahierten Produkte Leistungspreise in Höhe von ca. 11,192 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 1,78 Mio. EUR, d. h. + 529 %) für den gesamten Leistungszeitraum.

GASPOOL hat am 21. Januar 2019 gegen 23:45 Uhr einen Testabruf für alle zur Umsetzung des Eckpunktepapiers zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahierten LTO-Lose vorgenommen. Konkret wurden im Netzbereich Gastransport Nord GmbH (GTG) 320 MW, im Netzbereich der Gasunie Deutschland GmbH 450 MW und im Netzbereich der Nowega 600 MW für die letzten drei Lieferstunden des Gastages 21.01.2019 abgerufen.

Ziel des Testabrufes war zum einen die Prüfung auf Vorhaltung der vertraglich vereinbarten vorzuhaltenden Leistung, zum anderen die tatsächliche 24/7-Verfügbarkeit und auch eine vorzunehmende Bewertung, ob die korrespondierenden Einspeisungen im Engpassfall tatsächlich den angedachten Zweck erfüllen. Alle Verträge wurden angestellt.

6 Lokale Regelenergieprodukte

Sogenannte lokale Regelenergieprodukte sind solche, bei denen eine Eingrenzung bezüglich des Ortes, an dem der physische Effekt herbeigeführt werden muss, besteht. Diese Produkte werden unter MOL-Rang 2 in den lokalen Orderbüchern der PEGAS für das Marktgebiet GASPOOL angeboten. Diese Produkte werden bei der Entgeltbildung für Ausgleichsenergie nicht berücksichtigt.

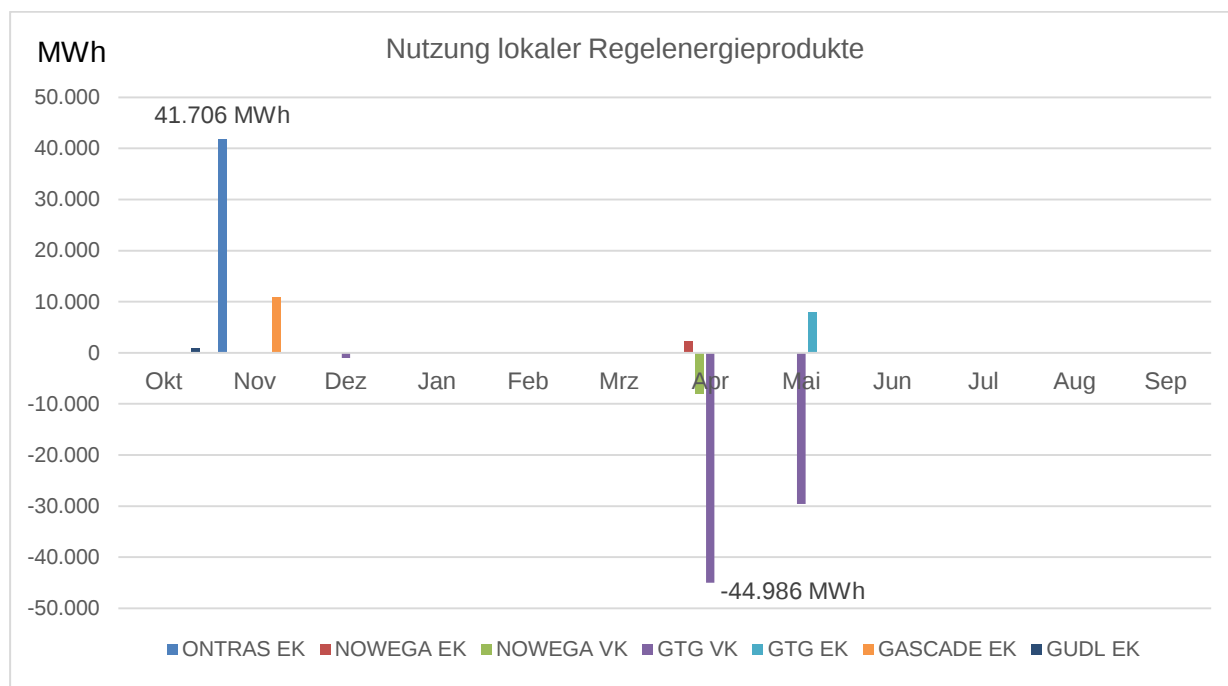


Abbildung 21: Beschaffung von lokalen Regelenergieprodukten GWJ 2018/2019

Die Bedarfsspitze auf der Einkaufsseite lag mit 41,7 GWh im November 2018 für den Netzbereich Ontras vor. Hierfür fielen Kosten in Höhe von 1,46 Mio. EUR an (vgl. Vorjahr: 315,5 GWh im März 2018 für den Netzbereich GUD L). Der höchste Verkauf wurde mit 44,98 GWh im April 2019 im Netzbereich GTG realisiert, dabei wurden Erlöse in Höhe von 0,654 Mio. EUR erzielt (vgl. Vorjahr: 86,0 GWh im Juli 2018 im Netzbereich GTG). Insgesamt wurden lokale Einkäufe in Höhe von 63,5 GWh für insgesamt 1,98 Mio. EUR getätigt. Lokale Verkäufe wurden insgesamt in Höhe von 67,5 GWh bei Erlösen von 1,2 Mio. EUR vorgenommen.

7 Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen

Die mit dem Einsatz von Regelenergie gem. Gabi Gas 2.0 einhergehenden Kosten und Erlöse werden entsprechend ihrer Verursachung auf das SLP- und RLM-Umlagekonto aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt auf Basis eines täglichen Verteilschlüssels. Die im Zeitraum Oktober 2018 bis September 2019 aufgeteilten Kosten und Erlöse sind in Abbildung 22 dargestellt⁴.

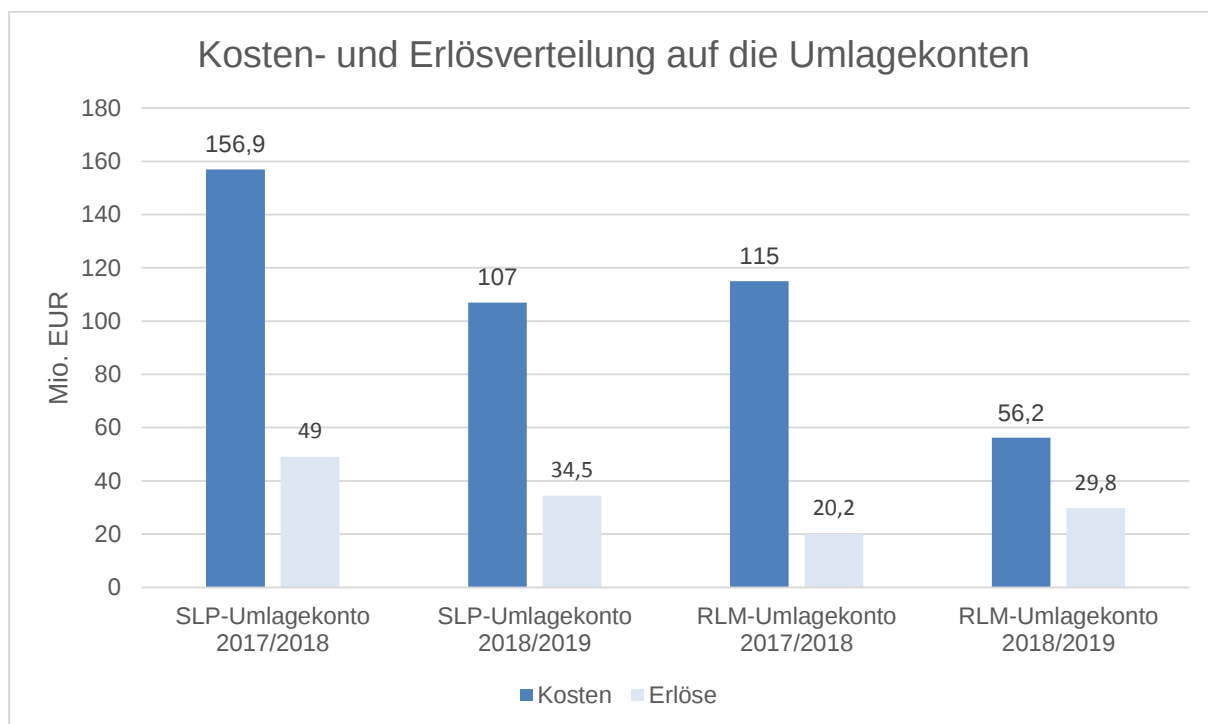


Abbildung 22: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ

Im SLP-Umlagekonto sind die Kosten- und Erlöse im Vergleich zum Vorjahr fast ein Drittel unter dem Vorjahreswert. Auch das RLM-Konto weist im GWJ 2018/2019 einen über 50 % niedrigeren Kostenblock auf, als im vergangenen GWJ. Hauptgrund für die Entwicklung in den Umlagekonten ist die deutlich niedrigere Regelenergiebeschäftigung gepaart mit den fallenden Preisen am Großhandelsmarkt.

An Gastagen ohne externen Regelenergieeinsatz wird der ex-post berechnete jährliche Verteilungsschlüssel angesetzt. Der jährliche Verteilungsschlüssel für die betrachtete Umlageperiode wird anhand des ex-post berechneten Mittelwerts aller täglich ermittelten Verteilungsschlüssel gebildet. Eine Mengengewichtung der täglichen Verteilungsschlüssel erfolgt hierbei nicht⁵.

⁴ Die Datenbasis beruht auf den gebuchten Beträgen aus dem Abrechnungssystem, die zum Redaktionsschluss vorlagen, so sind beispielsweise Bilanzkreisabrechnungen für die Monate August und September nicht enthalten.

⁵ Eine Analyse zu den Vor- und Nachteilen einer Mengengewichtung des täglichen Verteilschlüssels ist in Kapitel 4 des Regelenergieberichts 2015/2016 vorgenommen worden.

Der vorläufige Verteilungsschlüssel für den Zeitraum Oktober 2018 – September 2019 liegt für SLP bei 57,46 % und für RLM bei 42,54 %.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten, weist das SLP-Umlagekonto mit 107 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 156,9 Mio. EUR, d. h. - 31,8 %) höhere Kosten auf als das RLM-Konto mit 56,2 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 115 Mio. EUR, d. h. - 51,1 %). Die SLP-Erlöse lagen bei 34,5 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 49 Mio. EUR, d.h. - 29,5 %) und im RLM-Bereich bei 29,8 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 20,2 Mio. EUR, d. h. + 47,5 %). Die Voraussetzungen für eine Ausschüttung waren für die Umlageperioden im GWJ 2018/2019 nicht gegeben.

8 Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Regelenergieumlagen

Alle Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem, wie die der Regelenergiebeschäftigung, Bilanzkreis- und Mehr-Minderungenabrechnung etc., fließen in die RLM- und SLP-Umlagekonten. Damit der MGW seine vorgegebenen Aufgaben kostenneutral durchführen kann, ist er berechtigt eine Umlage zu erheben. Für die Berechnung der Umlage werden die Kosten und Erlöse für die nächste Umlageperiode prognostiziert. Zusätzlich wird noch ein Liquiditätspuffer ermittelt, um eintretende Prognoserisiken abzufangen. Sofern unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers, die prognostizierten Erlöse die prognostizierten Kosten übersteigen, wird dieser Überschuss an die BKV ausgeschüttet. Für das Jahr GWJ 2018/2019 betrug der Liquiditätspuffer für das RLM-Umlagekonto 104,1 Mio. EUR und für das SLP-Umlagekonto 367,9 Mio. EUR. Im wesentlichen sollen über den Liquiditätspuffer Mengen- und Preisrisiken abgefangen werden, aber auch Vorfinanzierungseffekte die durch das Auseinanderfallen von Kosten und Erlösen entstehen.

In Abbildung 23 sind die Regelenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015 aufgetragen. Erkennbar unterscheidet sich die Umlagenhöhe für SLP- und RLM-Kunden. Ursächlich hierfür ist die unterschiedliche Risikostruktur in den Kundengruppen. Während die Bilanzkreisrechnung zwei Monate nach Liefermonat abgerechnet wird, erfolgt die Mehr-Minderungenabrechnung mit den Abweichungen der SLP-Prognose in der Regel systembedingt erst ein Jahr nach dem Liefermonat oder noch später. Die Kosten und Erlöse aus Mehr-Mindermenge stellen eine wesentliche Position im Umlagekonto dar.

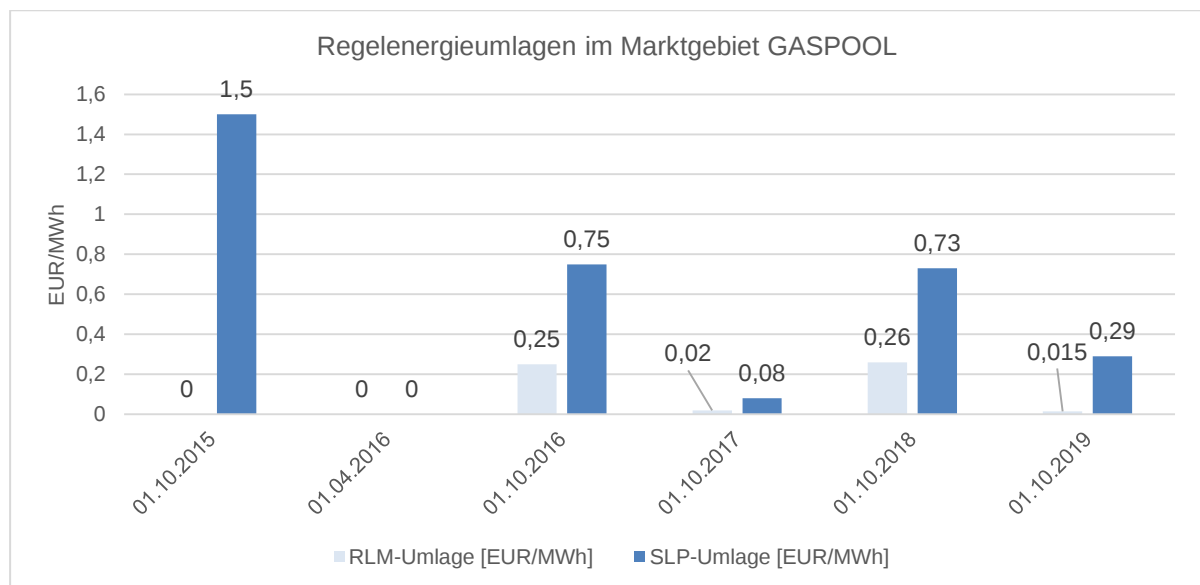


Abbildung 23: Entwicklung der Regelenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015

In Abbildung 24 ist ein Abgleich des vor Beginn der Umlageperiode prognostizierten und des später realisierten IST-Saldos für den SLP-Bereich dargestellt. Basis hierbei sind allein die Kosten- und Erlösprognosen. Die Anfangs und Endkontostände sowie der Liquiditätspuffer sind nicht einbezogen. Bei den prognostizierten Erlösen sind jene aus der Umlage nicht enthalten, da eine Umlage - und somit mögliche Erlöse - ein Resultat der Kosten und Erlösschätzung ist. Man erkennt, dass die Prognosen in den ersten zwei Perioden (GWJ 2015/2016 und GWJ 2016/2017) nahe bei dem später

realisierten Saldo liegen. Im GWJ 2018/2019 liegen der Ist-Saldo – und damit die Kosten – leicht über der Prognose. Da aber für dieses GWJ noch nicht alle Abrechnungen gelegt wurden, sind die Werte noch nicht vollständig.

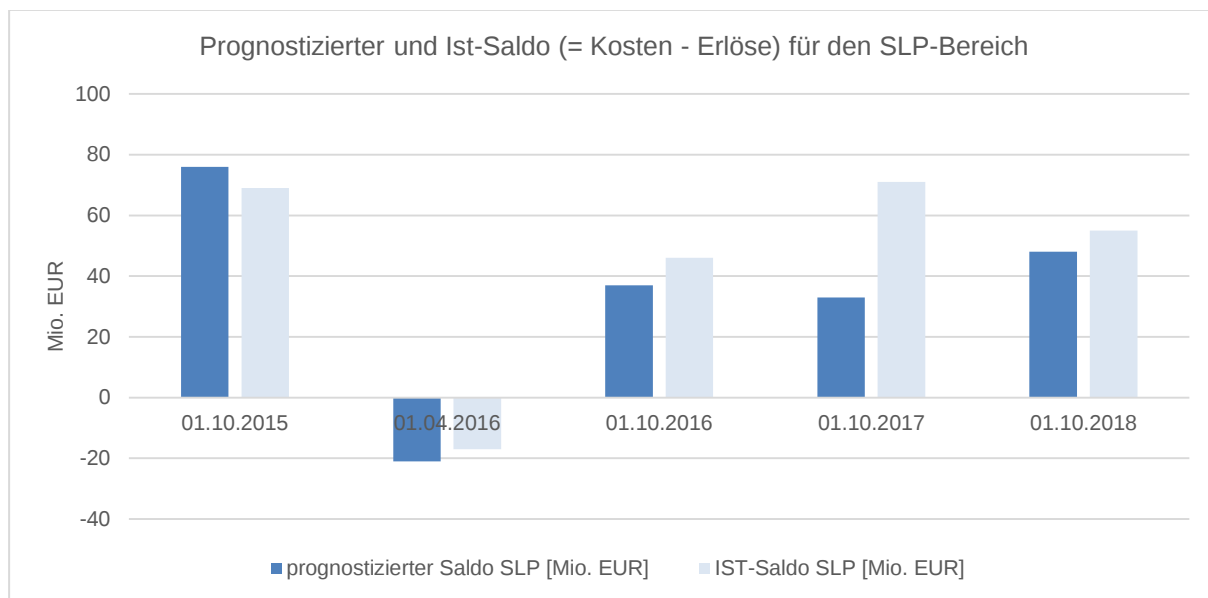


Abbildung 24: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich für GASPOOL

In Abbildung 25 sind die Salden für den RLM-Bereich unter den gleichen Prämissen wie beim SLP-Bereich, dargestellt. In der letzten Periode erkennt man, dass die tatsächlichen Kosten etwas unterhalb der Prognose lagen. Gründe hierfür können u. a. die seit November fallenden Gaspreise in Kombination mit den deutlich gesunkenen Regelenergiemengen sein. Auch hier ist das GWJ 2018/2019 noch nicht vollständig, da noch nicht alle Rechnungen gebucht wurden.

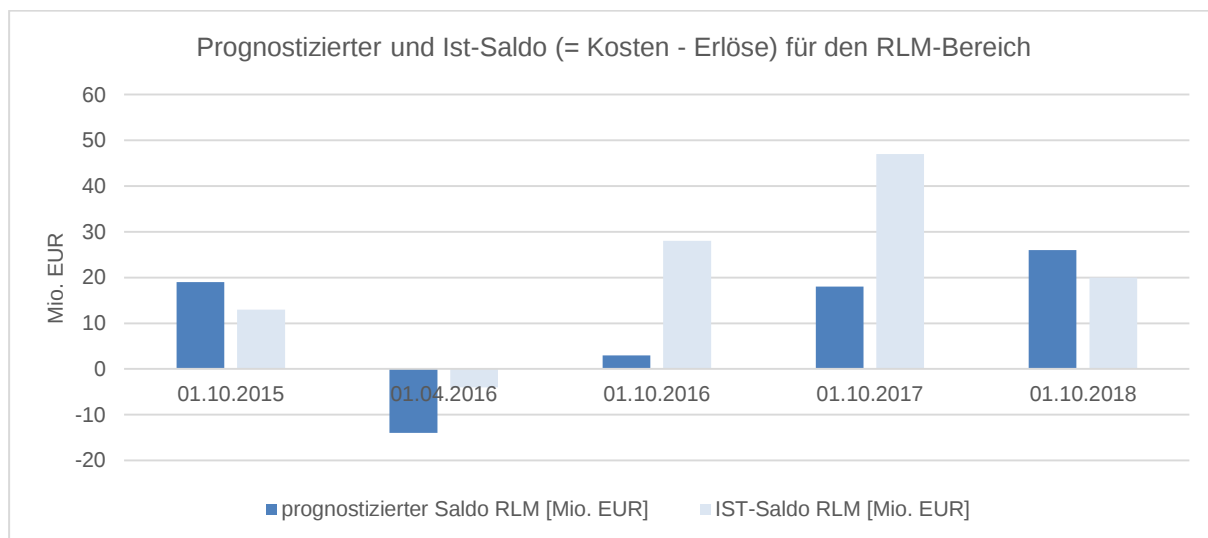


Abbildung 25: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich für GASPOOL

Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage

Der qualitätsübergreifende Handel ist in den Marktgebieten durch die Festlegung Konni Gas geregelt. Da bei kommerziellen Bilanzierungsmaßnahmen durch den MGV gegenläufig Regelenergie beschäftigt wird, erfolgt an dieser Stelle eine Darstellung der Entgelte und der Umlage⁶.

In der folgenden Tabelle V ist sowohl das Konvertierungsentgelt von H- Gas nach L-Gas, also auch die Konvertierungsumlage seit Oktober 2015 dargestellt.

Tabelle V: Konvertierungsentgelt und -umlage bei GASPOOL

	Konvertierungsumlage EUR/MWh	Konvertierungsentgelt H- nach L-Gas EUR/MWh	Konvertierungsentgelt L- nach H-Gas EUR/MWh
01.10.2015	0	0,441	0,441
01.04.2016	0	0,441	0,441
01.10.2016	0	0,441	0
01.04.2017	0,022	0,4	0
01.10.2017	0,017	0,45	0
01.10.2018	0,075	0,45	0
01.10.2019	0,005	0,42	0

9 Fazit / Zusammenfassung

Die Regelenergiebeschaffung als eine der zentralen Aufgaben des MGV konnte im Marktgebiet GASPOOL während des betrachteten Zeitraumes sicher gewährleistet werden. Sämtliche benötigte Regelenergie konnte sowohl effektiv als auch effizient beschäftigt werden. Dabei wurden die regulatorischen Vorgaben aus der GaBi-Gas 2.0 eingehalten. Insgesamt stehen im H-Gas⁷ Regelenergieeinkäufe in Höhe von 2,8 TWh (vgl. Vorjahr: 6,9 TWh, d. h. - 59,4 %) für insgesamt 61,7 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 149,79 Mio. EUR, d. h. - 58,8 %), Regelenergieverkäufen in Höhe von 4,5 TWh (vgl. Vorjahr: 8,7 TWh, d. h. - 48,3 %) für 76,3 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 165,58 Mio. EUR, d. h. - 53,9 %). Daraus ergibt sich kumuliert saldiert ein negativer Saldo in Höhe von 1,7 TWh. Im L-Gas stehen insgesamt Regelenergieeinkäufe in Höhe von 6,3 TWh (vgl. Vorjahr: 13,0 TWh, d. h. - 51,5 %) für 131,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 319,4 Mio. EUR, d. h. - 58,7 %) Regelenergieverkäufen in Höhe von 1,6 TWh (vgl. Vorjahr: 3,0 TWh, d. h. - 46,7 %) für 23,3 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 64,3 Mio. EUR, d. h. - 63,8 %) gegenüber.

Im benachbarten Marktgebiet wurden am TTF 5,198 TWh für 110,19 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 7,5 TWh für 163,9 Mio. EUR, d. h. 70 %/67 %). Dem steht ein Verkauf von 0,078 TWh mit Erlösen in Höhe von 1,414 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 0,4 TWh mit Erlösen in Höhe von 8,3 Mio. EUR, d.h. 19,5 % / 17 %). Der Anteil der insgesamt über die Börse gehandelten Regelenergie lag nahezu bei 100 % und entspricht damit dem Ziel der regulatorischen Vorgaben. Der Anteil der

⁶ Die Berechnungsgrundlage für das Konvertierungsentgelt und die -umlage sind auf der Homepage veröffentlicht: <https://www.gaspool.de/services/bilanzkreisverantwortliche/konvertierung/konvertierungsentgelt/>

⁷ Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit dem Vorjahr, wurde die Beschäftigung über MOL Rang 1 als H-Gas definiert und hier eingerechnet.

Regelenergiebeschäftigung, die untertägig erfolgte lag ungefähr bei 50 %. Im vorangegangenen GWJ 2017/2018 lag der Anteil bei ca. 43 %.

Bezüglich der Berechnung des Transportkostenanteils kam es in diesem GWJ zu keiner Anpassung. Somit ergeben sich weiterhin pro Tag und Richtung 24 mögliche Transportkostenanteile (siehe 3.2.).

Im Marktgebiet GASPOOL kann aus derzeitiger Sicht keine Reduktion der kontrahierten Leistungen an Flexibility Services vorgenommen werden, vielmehr wurde die ausgeschriebene und kontrahierte Flexibilitätsleistung für das GWJ 2018/19 erhöht. Die kontrahierten Flexibilitätsprodukte leisten, wie bereits oben ausführlich beschrieben, durch ihre vertragliche Ausgestaltung, insbesondere in Bezug auf die kurzfristige Verfügbarkeit innerhalb von 90 Minuten nach Abruf, einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Da es an möglichen alternativen Börsenprodukten mangelt, ist eine Reduktion des Bedarfes derzeit nicht möglich.

Als Maßnahme aus dem Eckpunktepapier des BMWi wurden für den Zeitraum Januar 2018, 1,37 GW Leistung, für Februar und März 2019, 2,33 GW Leistung in den L-Gas-Netzbereichen der Gasunie, der Nowega und der GTG in Form von LTO kontrahiert. Die Kosten für die Leistungspreise lagen insgesamt bei 11,192 Mio. EUR.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten, weist das SLP-Umlagekonto mit 107 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 156,9 Mio. EUR, d. h. - 31,8 %) höhere Kosten auf als das RLM-Konto mit 56,2 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 115 Mio. EUR, d. h. - 51,1 %). Die SLP-Erlöse lagen bei 34,5 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 49 Mio. EUR, d. h. - 29,5 %) und im RLM-Bereich bei 29,8 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 20,2 Mio. EUR, d. h. + 47,5 %). Die Voraussetzungen für eine Ausschüttung waren für die Umlageperioden im GWJ 2018/2019 nicht gegeben.

Die Interimsmaßnahme in Form der physikalischen Bilanzierungsplattform wurde zum 1. Januar 2018 nicht mehr eingesetzt. Zum einen kann lokaler Regelenergiebedarf über die zonalen Orderbücher der PEGAS gedeckt werden, zum anderen kann im Bedarfsfall auf das neue Regelenergieprodukt STB in MOL Rang 4 zurückgegriffen werden. Die Ausschreibungsplattform (ASP) wird für die nicht standardisierten Regelenergieprodukte LTO und STB in MOL Rang 4 genutzt.

10 Anhang I - Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenergieeinsatzes

Tabelle VI: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise

	2017/2018		2018/2019	
	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	1.404.732,50	2.578.857,21	1.507.996,80	2.169.059,41
MOL 2	468.872.085,08	229.873.690,19	201.819.768,78	99.639.388,25
MOL 3	0,00	0,00	0,00	0,00
MOL 4	86.011,65	0,00	180.245,50	0,00
Gesamt	470.362.829,23	232.452.547,40	203.508.011,08	101.808.447,66

Tabelle VII: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise

		2017/2018		2018/2019	
		Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	Day Ahead	1.002.772,80	445.088,16	1.003.633,20	712.747,80
	Rest of Day	401.959,70	2.133.769,05	504.363,60	1.456.311,61
MOL 2	Day Ahead	335.650.036,78	82.501.998,10	129.421.938,05	24.314.779,20
	Rest of Day	133.222.048,30	147.371.692,09	72.397.830,73	75.324.609,05
MOL 3	Day Ahead	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rest of Day	0,00	0,00	0,00	0,00
MOL 4	Day Ahead	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rest of Day	298.731,00	0,00	127.144,50	0,00
	AP Flexibility	86.011,65	0,00	53.101,00	0,00

Tabelle VIII: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro

	2017/2018		2018/2019	
	System Buy	System Sell	System Buy	System Sell
Leistungspreis Flex	16.708.861,00	0,00	39.230.200,00	0,00
Leistungspreis LTO - Umsetzung Eckpunktepapier	1.788.675,00	0,00	1.788.675,00	0,00
Leistungspreis LTO - Sonderausschreibung	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle IX: Anzahl der Einsatztage in MOL 4

2017/2018		2018/2019	
Flex Parken	Flex Leihen	Flex Parken	Flex Leihen
33	70	27	69

Tabelle X: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh

	2017/2018		2018/2019	
	System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	52.104	122.841	69.365	144.597
MOL 2	19.880.873	11.715.034	9.374.675	6.091.412
MOL 3	0	0	0	0
MOL 4	361.405	0	229.645	0
Gesamt [MWh]	20.294.382	11.837.875	9.673.685	6.236.009

Tabelle XI: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh

		2017/2018		2018/2019	
		System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	Day Ahead	36.768	19.935	47.880	46.896
	Rest of Day	15.336	102.906	21.485	97.701
MOL 2	Day Ahead	13.892.977	4.092.631	6.077.094	1.578.672
	Rest of Day	5.987.896	7.622.403	3.297.581	4.512.740
MOL 3	Day Ahead	0	0	0	0
	Rest of Day	0	0	0	0
MOL 4	Day Ahead	0	0	0	0
	Rest of Day	14.900	0	4.110	0
	Flex (Summe aus Parken und Leihen)	346.505	0	225.535	0

Tabelle XII: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2 auf Tagesbasis

Qualität / Ort	Datum	Menge in MWh
H	30.09.2019	858
L	09.10.2018	6.120
L	18.10.2018	3.200
L	31.10.2018	5.424
L	02.12.2018	1.016
L	06.12.2018	5600
L	12.12.2018	2.156
L	20.12.2018	1.776
L	26.12.2018	8.100
L	06.01.2019	9.648
L	13.01.2019	4.184
L	22.01.2019	10.010
L	24.01.2019	4.490
L	31.01.2019	2.712
L	01.02.2019	10.171
L	16.02.2019	7.103
L	22.03.2019	3.024
L	06.04.2019	7.498
L	21.04.2019	3.605
L	22.04.2019	4.000
L	23.04.2019	9.993
L	29.04.2019	10.224
L	02.05.2019	12.981
L	16.05.2019	5.004
L	23.05.2019	14.040
L	29.05.2019	11136
L	01.06.2019	6.048
L	04.09.2019	1.938
L	07.09.2019	12.124
L	18.09.2019	7.200
L	30.09.2019	5390
TTF	22.01.2019	4267
TTF	26.01.2019	24.984
TTF	30.01.2019	2.400
TTF	18.05.2019	1.958
TTF	30.09.2019	5.060