



**NetConnect
Germany**

simply gas

JÄHRLICHER REGELENERGIEBERICHT NACH GABI GAS 2.0

Stand Oktober 2019

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 jeweiligen MOL-Rängen.....	10
3.2.	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten.....	22
3.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)	28
4.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	30
4.1.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen	30
4.2.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	31
5.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL-Rang 4.....	33
5.1.	Long Term Options	33
5.2.	Short Term Balancing Services	44
5.3.	Short Call Balancing Services	46
5.4.	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi	48
6.	Lokale Regelenergieprodukte	49
7.	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	50
8.	Sonstige Bilanzierungstätigkeit: Versorgung exterritorialer Netzgebiete	51
9.	Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	52
10.	Fazit/Zusammenfassung	53

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Interne Regelenergie (H-Gas, Monatsbasis)	8
Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)	9
Abbildung 3: Übersicht Regelenergieprodukte.....	11
Abbildung 4: Externe Regelenergie – Mengen und Kosten/Erlöse (DA/RoD nach MOL, Monatsbasis).....	14
Abbildung 5: Externe Regelenergie – Mengen und Kosten/Erlöse (Hour nach MOL, Monatsbasis).....	15
Abbildung 6: Externe Regelenergie – Mengen (DA/RoD und Hour nach Wochentag)	16
Abbildung 7: Externe Regelenergie – Leistung (DA/RoD nach Einsatzdauer).....	16
Abbildung 8: Preise externe Regelenergie (H-Gas, DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)	19
Abbildung 9: Preise externe Regelenergie (L-Gas, DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis).....	20
Abbildung 10: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF – Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)	23
Abbildung 11: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)	24
Abbildung 12: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis) 24	
Abbildung 13: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis).....	29
Abbildung 14: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA/RoD, Monatsbasis)	30
Abbildung 15: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsmengen (Monatsbasis)	31
Abbildung 16: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis).....	32
Abbildung 17: Externe Regelenergie – Long Term Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis).....	40
Abbildung 18: Geplante Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten	46

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Regelenergiekosten/-erlöse (DA, RoD, Hour nach MOL; nur Arbeitspreise)	17
Tabelle 2: Regelenergiemengen (DA, RoD, Hour nach MOL).....	17
Tabelle 3: Übersicht MOL-Abweichungen	21
Tabelle 4: LTO-Produktparameter für die Produktvariante RoD	33
Tabelle 5: LTO-Produktparameter für die Produktvariante Hourly	34
Tabelle 6: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO RoD und LTO Hourly).....	35
Tabelle 7: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Gesamt)	35
Tabelle 8: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HS).....	36
Tabelle 9: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HN)	36
Tabelle 10: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HM)	36
Tabelle 11: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: LO).....	37
Tabelle 12: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt (= Zone HS))	37
Tabelle 13: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemBuy (Zusammenfassung)	38
Tabelle 14: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemSell (Zusammenfassung).....	39
Tabelle 15: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemBuy (Zusammenfassung)	39
Tabelle 16: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemSell (Zusammenfassung).....	39
Tabelle 17: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)	39
Tabelle 18: LTO Hourly Elten/Zevenaar: Abgerufene Mengen	40
Tabelle 19: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: Abgerufene Mengen	41
Tabelle 20: STB-Produktparameter	44
Tabelle 21: Auswirkung der Jahresschlüsselbildung auf die Bilanzierungsumlagekonten	50
Tabelle 22: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG.....	52

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BH	Bank Holiday
BK7	Beschlusskammer 7
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DA	Day-Ahead
DSM	Demand Side Management
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas 2.0	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19.12.2014 (Az. BK7-14-020)
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
ICE Endex	Intercontinental Exchange
ID	Individual Days
Konni Gas	Festlegung BK7-11-002 der Bundesnetzagentur vom 27. März 2012 in der Änderungsfassung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MOL	Merit-Order-Liste
MOL-Rang 1	Börsliches Spotmarkt-Produkt mit Lieferung am NCG-VHP
MOL-Rang 2	Börsliche Spotmarkt-Produkte mit Lieferung am NCG-VHP H-/L-Gas
MOL-Rang 3	Bilaterale Kurzfrist-Handelsprodukte an der NCG -Plattform mit Lieferung am NCG-VHP H-/L-Gas
MOL-Rang 4	Bilaterale Langfrist-Handelsprodukte an der NCG -Plattform
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
Netzkodex Kapazitätszuweisung	Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013
Netzkodex Gasbilanzierung	Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
OBA	Operational Balancing Account
PEGAS	Pan European Gas Cooperation
Q	Quartal
RoD	Rest of the Day
SA	Saturday
STB	Short Term Balancing Services
SU	Sunday
TTF	Title Transfer Facility
VIP	Virtual Interconnection Point
WD	Within Day

1. EINLEITUNG

Die NetConnect Germany GmbH & Co. KG (im Folgenden: NCG) ist als Marktgebietsverantwortlicher (MGV) für das Marktgebiet NetConnect Germany gemäß Tenor 9 lit. a) der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19. Dezember 2014 (GaBi Gas 2.0) verpflichtet, der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur (BNetzA) einmal jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelernergie in ihrem Marktgebiet zu übermitteln.

Der vorliegende Regelernergiebericht betrachtet das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 18/19 und soll durch Vergleiche zum vorherigen GWJ 17/18 aktuelle Entwicklungen in der Regelernergiebeschaffung darstellen. Er beinhaltet zudem jährliche Überprüfungspflichten nach GaBi Gas 2.0 sowie der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (Netzkodex Gasbilanzierung). Darüber hinaus enthält dieser Bericht die Überprüfung der Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen gemäß Artikel 8 Ziffer 6 Netzkodex Gasbilanzierung und eine Analyse der Beschaffung oder Bereitstellung von Regelernergie in benachbarten Marktgebieten gemäß Artikel 9 Absatz 3 Netzkodex Gasbilanzierung.

Im diesjährigen Regelernergiebericht wird zunächst in den Kapiteln zwei und drei der Einsatz interner sowie die Beschaffung externer Regelernergie entsprechend der Merit-Order-Liste (MOL) nach GaBi Gas 2.0 dargestellt. Anschließend wird die Entwicklung der „Untertägigen Verpflichtungen“ beschrieben. Die von NCG genutzten Flexibilitätsdienstleistungen im MOL-Rang 4 sowie die durchgeführten Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß dem Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom 16. Dezember 2015 werden im nachfolgenden Kapitel fünf dargestellt. Die von NCG im GWJ 18/19 eingesetzten lokalen Regelernergieprodukte werden in Kapitel sechs beschrieben. Darauf folgt die jährliche Überprüfung der Verteilung der Kosten im Rahmen der Regelernergiebeschaffung auf die Bilanzierungsumlagekonten (Kapitel sieben). Im achten Kapitel ist die Versorgung von exterritorialen Netzgebieten als sonstige Bilanzierungstätigkeit beschrieben. Ein Überblick über die Entgelte und Umlagen nach GaBi Gas 2.0 und Konni Gas (gemäß der Festlegung BK7-11-002 der BNetzA vom 27. März 2012 in der Änderungsfassung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016) im GWJ 18/19 sowie im GWJ 19/20 folgt in Kapitel neun.

Am Schluss steht die Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse aus dem diesjährigen Regelernergiebericht.

2. EINSATZ INTERNER REGELENERGIE

In diesem Abschnitt wird die im Marktgebiet NetConnect Germany eingesetzte positive und negative interne Regelernergie getrennt nach den Gasqualitäten H-Gas und L-Gas für das GWJ 17/18 und das GWJ 18/19 grafisch dargestellt. Abbildung 1 stellt den Einsatz der internen Regelernergie im H-Gas-Netzgebiet und Abbildung 2 im L-Gas-Netzgebiet jeweils auf Monatsbasis dar. Generell kann festgehalten werden, dass das Niveau der eingesetzten internen Regelernergie über die vergangenen Jahre im L-Gas annähernd konstant ist. Im H-Gas liegt der interne Regelernergieeinsatz leicht über dem GWJ 17/18, allerdings in etwa auf demselben Niveau wie im GWJ 16/17 (siehe hierzu Kapitel 2 des Regelernergieberichts für das GWJ 16/17).

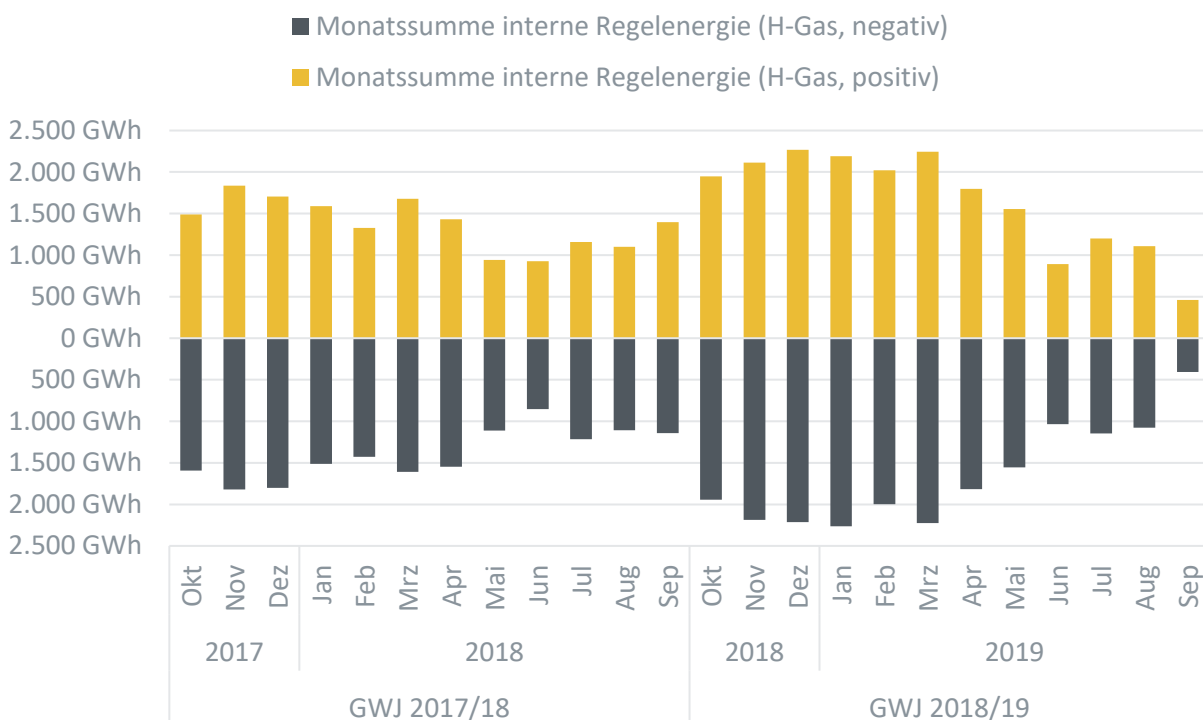


Abbildung 1: Interne Regelernergie (H-Gas, Monatsbasis)

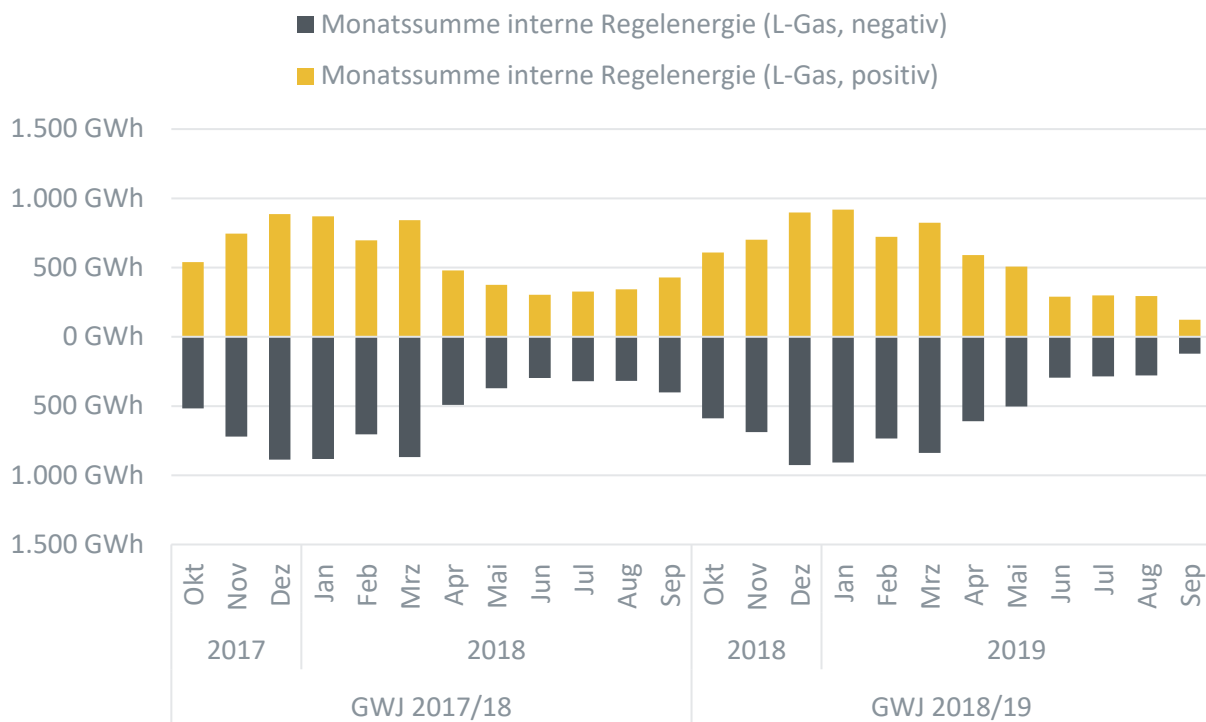


Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)

3. BESCHAFFUNG UND EINSATZ EXTERNER REGELENERGIE

3.1. ÜBERSICHT ZU EIN- UND VERKÄUFEN IN DEN JEWEILIGEN MOL-RÄNGEN

PRODUKTPORTFOLIO ZUR REGELENERGIEBESCHAFFUNG

Im Rahmen der Beschaffung von externer Regelernergie setzt NCG Börsenprodukte ein und kontrahiert zusätzlich bilaterale Regelernergieprodukte. In Abbildung 3 sind die im GWJ 18/19 von der NCG für die Regelernergiebeschaffung genutzten Produkte je MOL-Rang sowie je Regelernergiebedarfskriterium dargestellt.

Die im GWJ 18/19 genutzten Produkte entsprechen denen des Vorjahres, das Produktportfolio ist entsprechend unverändert (zu den Änderungen beim LTO-Produkt zum 1. Januar 2019 siehe Kapitel 5.1).

Im Laufe des GWJ 19/20 werden sich jedoch voraussichtlich einige Änderungen im Regelernergieproduktportfolio der NCG ergeben. So plant NCG derzeit die Einführung eines neuen Regelernergieprodukts im MOL-Rang 4 („Short Call Balancing Services“), das in Kapitel 5.3 näher vorgestellt wird.

Weiterhin wird die Bildung der sogenannten virtuellen Kopplungspunkte („Virtual Interconnection Points“, nachfolgend „VIPs“) gemäß Art. 19 Abs. 9 der EU-Verordnung 2017/459 (im Folgenden „Netzkodex Kapazitätszuweisung“) an der deutsch-niederländischen Grenze zum Teil Auswirkungen auf die Regelernergiebeschaffung der NCG haben. Dies betrifft vor allem die Regelernergieprodukte mit stundengenauer Lieferung im MOL-Rang 2 bzw. 4. Nähere Informationen dazu sind weiter unten in diesem Kapitel dargestellt.

Auf die Konzeption der lokalen Regelernergieprodukte im MOL-Rang 2 bzw. 4 mit Lieferzeitraum „Rest of the Day“ (RoD) bzw. „Day-Ahead“ (DA) wird die VIP-Einführung zwischen Deutschland und den Niederlanden voraussichtlich keine Auswirkungen haben. Die im Marktgebiet NetConnect Germany aktuell bestehenden Regelernergiezonen bleiben unverändert bestehen, die neu hinzukommenden VIPs werden jeweils allen passenden Regelernergiezonen zugeordnet (der VIP NCG-TTF H-Gas sowohl der Regelernergiezone H-Gas Nord als auch der Regelernergiezone H-Gas Mitte und der VIP NCG-TTF L-Gas sowohl der Regelernergiezone L-Gas Ost als auch der Regelernergiezone L-Gas West)¹ und können entsprechend zur physischen Erfüllung von Regelernergieabrufen genutzt werden.

¹ Eine Übersicht über die Regelernergiezonen im Marktgebiet NetConnect Germany und die ihnen jeweils zugeordneten Ein- und Ausspeisepunkte auf Fernleitungsnetzebene steht auf der NCG-Webseite zum Download zur Verfügung unter „Veröffentlichungen“ → „Regelernergie“ → „Regelernergiezonen“.

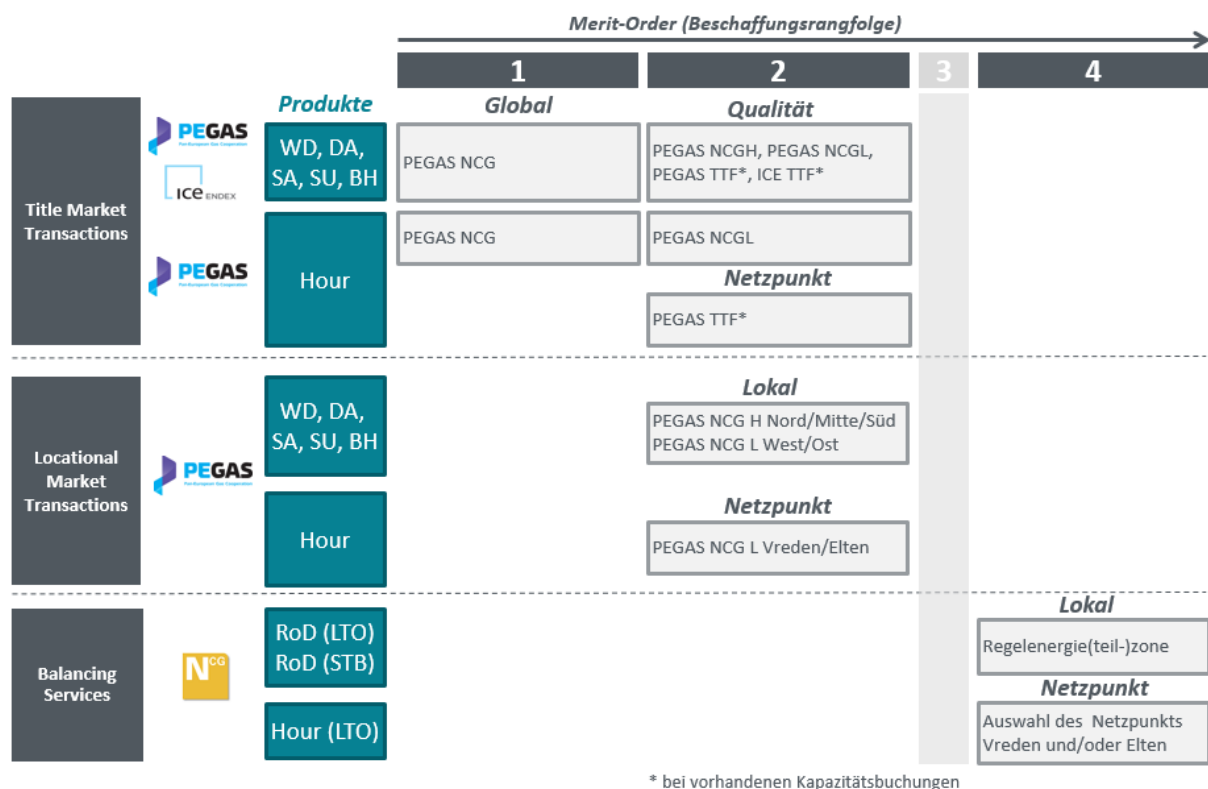


Abbildung 3: Übersicht Regelenergieprodukte

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN JE MOL-RANG

Im Folgenden werden die im GWJ 17/18 und im GWJ 18/19 beschafften externen Regelenenergimengen sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelenenergiekäufe) und SystemSell (Regelenenergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt.

Abbildung 4 beinhaltet die beschafften Regelenenergimengen in den Produktvarianten DA sowie RoD je MOL-Rang für die Bedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell auf Monatsbasis sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse².

Der externe Regelenenergiebedarf in den Produktvarianten RoD und DA (ohne stündliche Regelenenergiebedarfe, Produktvariante „Hour“) im GWJ 18/19 lag mit insgesamt 45.000 GWh erneut auf dem Niveau der Vorjahre. Die Beschaffung erfolgte zu 100 % über die Börse und dort zu 25 % global im MOL-Rang 1, was dem Vorjahresniveau entspricht (Beschaffung zu 99,9 % über die Börse, bei einem MOL-1-Anteil von 27 %). Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 lag entsprechend bei 75 % (im GWJ 17/18: 73 %) – der MOL-Rang 2 wird für qualitätsspezifische Bedarfe, bei denen aufgrund von eingeschränktem technischem Konvertierungsvermögen eine globale Beschaffung ausscheidet, sowie im Rahmen der kommerziellen Konvertierung genutzt. Die Nettokosten für die externe Beschaffung von RoD- und DA-Regelenenergiebedarfen lagen dabei im GWJ 18/19 mit 106 Mio. EUR um 130 Mio. EUR unter denen des Vorjahres (GWJ 17/18: 238 Mio. EUR). Dies ist insbesondere auf einen starken Rückgang der Netto-Kaufposition gegenüber dem Vorjahr (8.200 GWh im GWJ 17/18 im Vergleich zu 1.100 GWh im GWJ 18/19; zur besonderen Situation aufgrund der Kälteperiode Ende Februar/Anfang März 2018 siehe Kapitel 3.1 und 3.4 im Regelenenergiebericht für das GWJ 17/18) zurückzuführen. Daneben hat sich auch die allgemeine Preisentwicklung ausgewirkt (siehe dazu den separaten Abschnitt weiter unten in diesem Kapitel).

Ähnlich der Beschaffung von RoD- und DA-Regelenenergiebedarfen konnten auch die stündlichen Regelenenergiebedarfe nahezu vollständig über die Börse beschafft werden. Über 99 % dieser Bedarfe werden seit Mai 2016 an der PEGAS über Orderbücher mit stündlicher Regelenenergiebedarfsdeckung an den Grenzübergangspunkten (GÜP) Elten/Zevenaer und Vreden/Winterswijk beschafft. Im GWJ 18/19 entstanden für den Einsatz stündlicher Regelenenergieprodukte im MOL-Rang 2 Nettokosten von ca. 30 Mio. EUR (siehe hierzu Tabelle 1). Dies entspricht einem Rückgang um etwa 10 Mio. EUR im Vergleich zum Vorjahr. Der Grund für diesen Rückgang lag insbesondere in den im Vergleich zum Vorjahr deutlich niedrigeren Beschaffungsmengen in den Frühjahrs- und Sommermonaten des GWJ 18/19 (bei Gesamtmengen von 12.000 GWh im GWJ 17/18 und 8.700 GWh im GWJ 18/19; siehe hierzu auch Tabelle 2 und Abbildung 5). In diesem Zeitraum standen zum einen in hohem Umfang netzbezogene Maßnahmen (z. B. Swaps zur Verlagerung von Gasflüssen zwischen angrenzenden Netzbetreibern) zur Verfügung, zum anderen wirkten sich geänderte technische Rahmenbedingungen im L-Gas-System aus, die in Verbindung mit der Marktraumumstellung stehen. Im L-Gas-System steht dadurch teilweise – saisonbedingt – ein zusätzlicher Puffer

² Da mittlerweile die DA-Regelenenergiebeschaffung im Normalfall in der Stunde von 2 bis 3 Uhr erfolgt und da rein preisoptimiert zwischen dem untertägigen Orderbuch („Within-Day“) mit 24 Stunden Laufzeit sowie dem DA-Orderbuch gehandelt wird, wurde im diesjährigen Regelenenergiebericht weitgehend auf eine getrennte Darstellung der Mengen und Kosten/Erlöse für die Produktvarianten DA und RoD verzichtet.

zur Verfügung, der je nach Lastsituation zur Deckung der stundenscharfen Regelenergiebedarfe genutzt werden kann. NCG geht derzeit davon aus, dass sich dieser zusätzliche Puffer auch in Zukunft saisonal reduzierend auf die extern zu beschaffenden Regelenergiebedarfe für Strukturierungszwecke auswirken kann. Da der zusätzliche Puffer allerdings nur in bestimmten Lastbereichen zum Einsatz kommen kann und auch die erwähnten netzbezogenen Maßnahmen nur nach Können und Vermögen der beteiligten Netzbetreiber zur Verfügung stehen, lassen sich dazu derzeit keine konkreten Aussagen für die nächsten GWJ treffen.

Mit Blick auf das GWJ 19/20 gilt weiterhin, dass sich durch die Umsetzung des VIP NCG-TTF L-Gas an der deutsch-niederländischen Grenze zum 1. April 2020 Änderungen bei der Regelenergiebeschaffung für Strukturierungsbedarfe ergeben werden. Mit Einführung des VIP werden die bisherigen GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk aus Transportkunden-Perspektive als separate Punkte entfallen. Auch nach der VIP-Einführung werden im Marktgebiet NetConnect Germany jedoch weiterhin Strukturierungsbedarfe im L-Gas-System bestehen, für die stundengenau externe Regelenergie zu beschaffen sein wird. Aufgrund der voranschreitenden Marktraumumstellung ist davon auszugehen, dass diese Strukturierungsbedarfe perspektivisch sinken; durch die Einführung des VIPs NCG-TTF L-Gas werden nach aktuellem Kenntnisstand keine Auswirkungen auf die Höhe der Strukturierungsbedarfe erwartet.

Bezüglich der Anforderungen an die ab dem 1. April 2020 zur Strukturierung benötigten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 2 (bzw. zur langfristigen Absicherung im MOL-Rang 4) steht NCG mit den am VIP beteiligten FNB im Marktgebiet NetConnect Germany sowie der Börse im Austausch. NCG wird den Markt hierzu rechtzeitig vor dem 1. April 2020 informieren.

Aufgrund der ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 und 2 wurden die langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 sehr selten eingesetzt. Abrufe erfolgten nur für die Produktvariante Hourly und dies ausschließlich aufgrund von Testabrufen (siehe dazu Kapitel 5.1) sowie aufgrund geplanter Wartungen und ungeplanter Börsenausfälle, in welchem Fall die Regelenergiebeschaffung über die PEGAS nicht möglich war.

Die je Wochentag beschafften Regelenergiemengen je MOL-Rang werden in Abbildung 6 getrennt nach den Produktvarianten DA/RoD und Hour dargestellt. Die Leistung je Einsatzdauer für die Produkte DA und RoD ist Abbildung 7 zu entnehmen.

Als tabellarische Übersicht sind die Kosten und Erlöse sowie die abgerufenen Mengen je GWJ getrennt nach MOL und Richtung in Tabelle 1 (EUR) und Tabelle 2 (GWh) dargestellt.

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

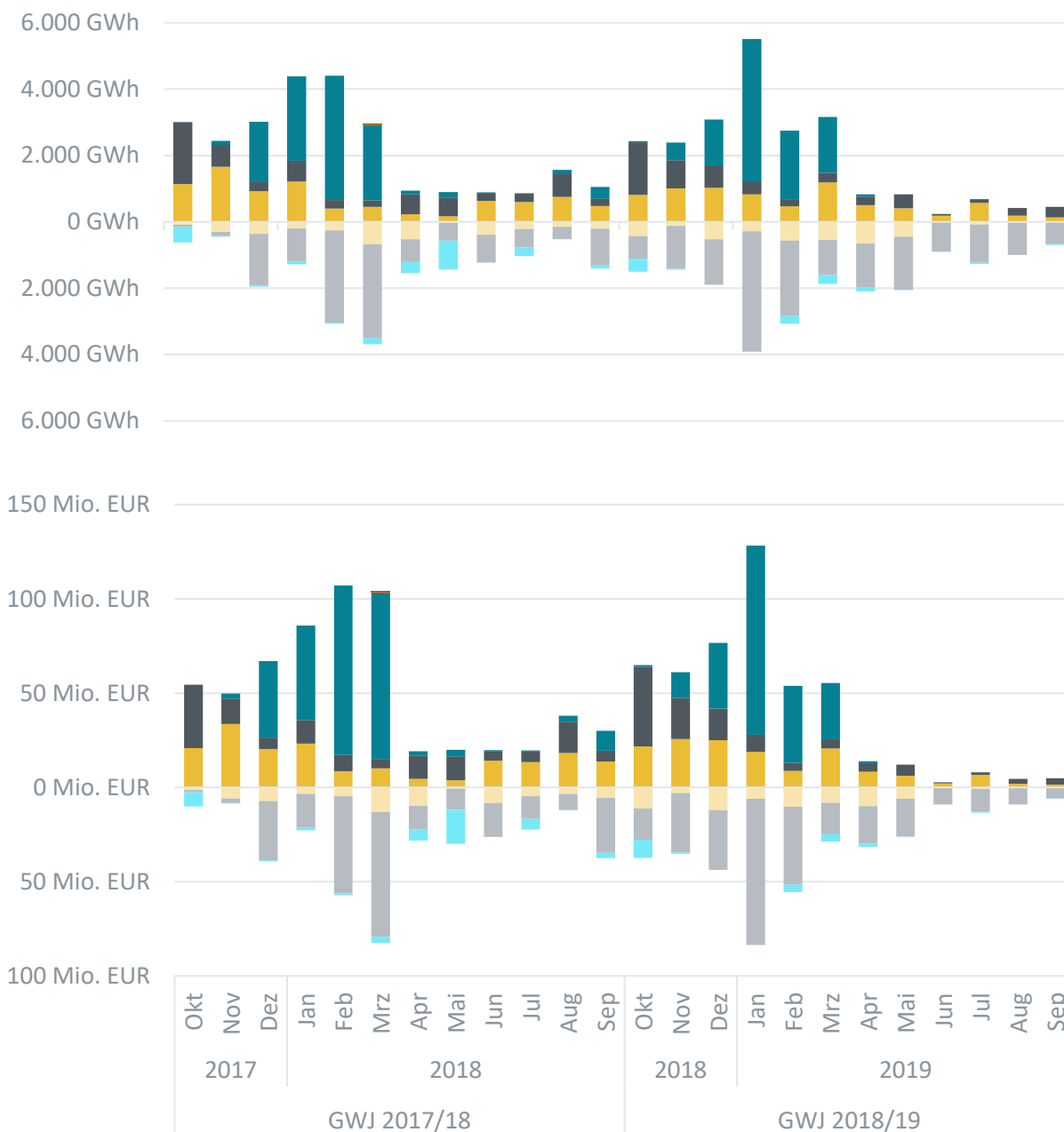


Abbildung 4: Externe Regelernergie – Mengen und Kosten/Erlöse (DA/RoD nach MOL, Monatsbasis)

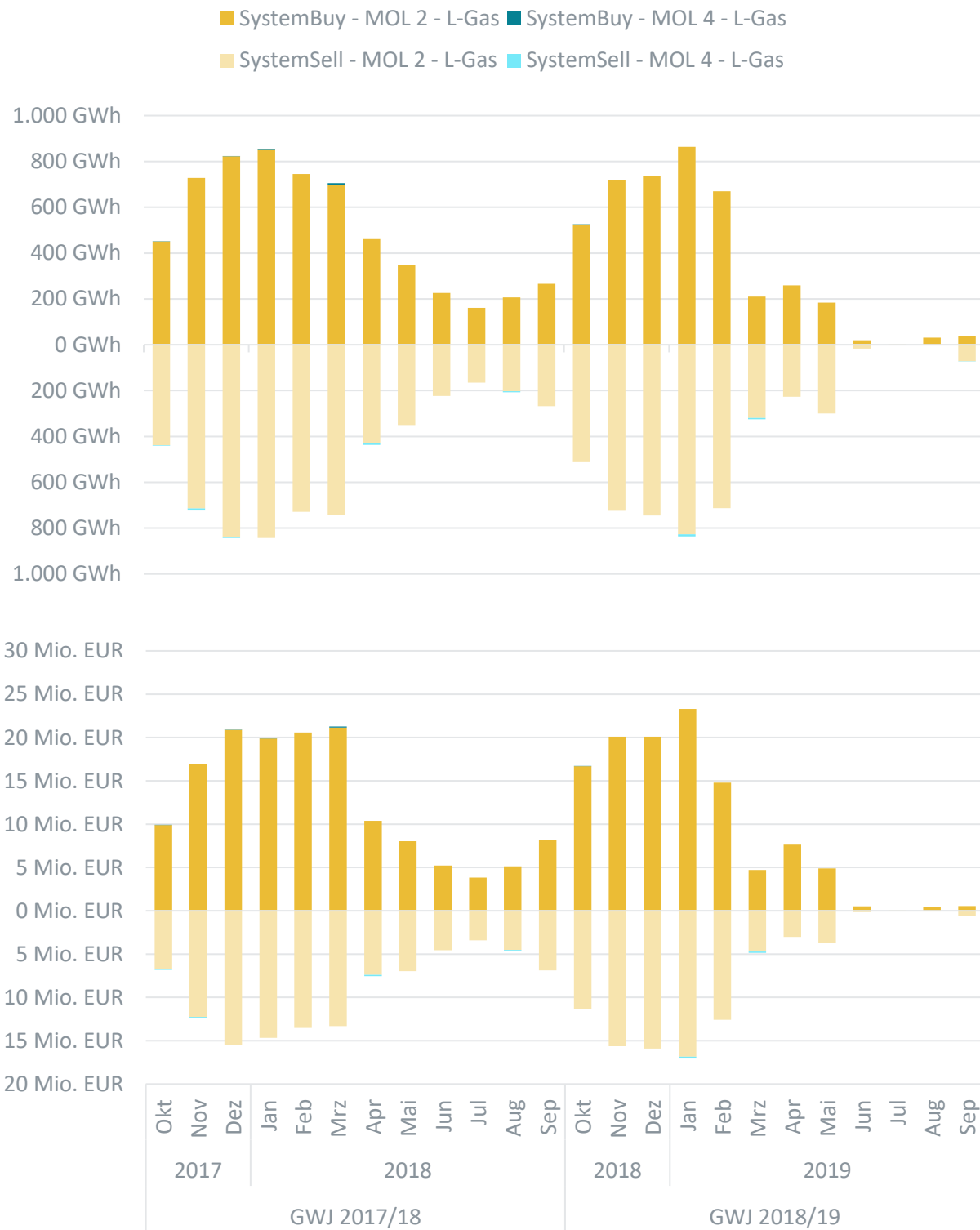


Abbildung 5: Externe Regelernergie – Mengen und Kosten/Erlöse (Hour nach MOL, Monatsbasis)

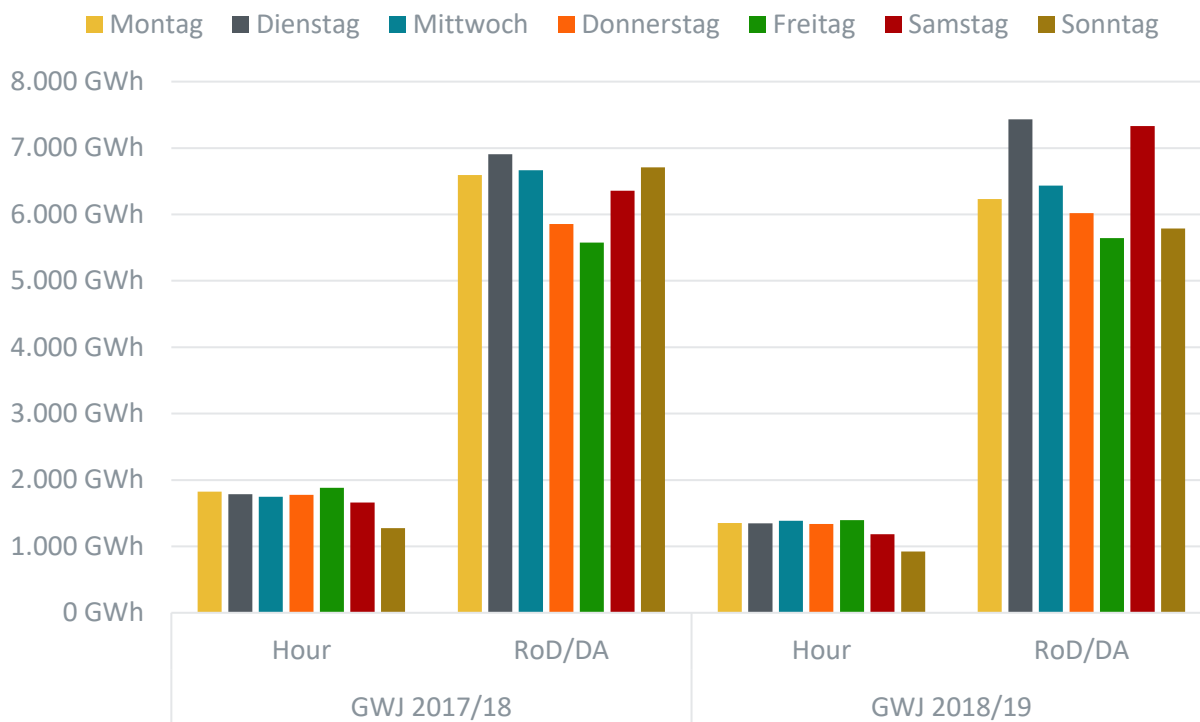


Abbildung 6: Externe Regelernergie – Mengen (DA/RoD und Hour nach Wochentag)

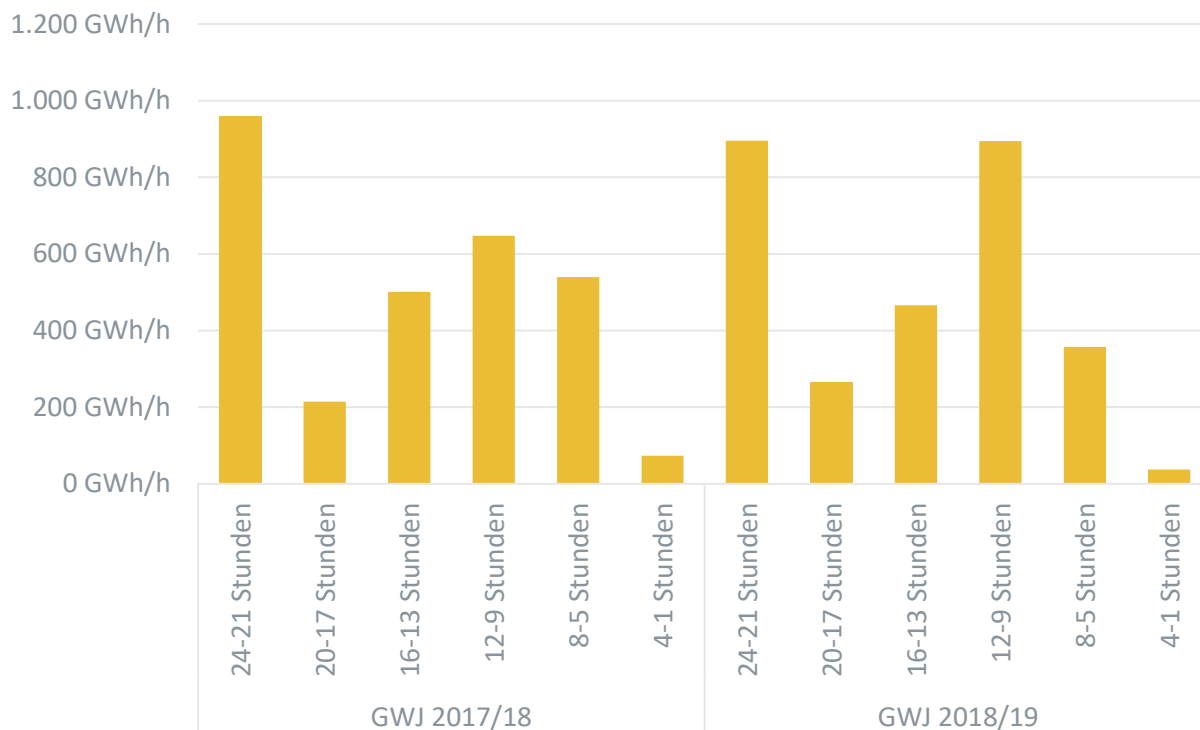


Abbildung 7: Externe Regelernergie – Leistung (DA/RoD nach Einsatzdauer)

Regelenergie- kosten/-erlöse	GWJ 2017/18		GWJ 2018/19	
	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	184.651.405,98 €	68.536.842,46 €	147.266.735,68 €	68.124.109,32 €
DA	45.062.424,00 €	14.297.560,20 €	61.311.174,00 €	8.282.997,00 €
RoD	139.588.981,98 €	54.239.282,26 €	85.955.561,68 €	59.841.112,32 €
MOL 2	579.752.058,04 €	417.938.418,09 €	452.734.681,61 €	396.156.139,44 €
DA	165.601.874,40 €	88.066.228,80 €	135.980.123,40 €	38.677.698,60 €
RoD	264.015.040,83 €	220.144.582,10 €	202.971.524,46 €	273.015.187,77 €
Hour	150.135.142,81 €	109.727.607,19 €	113.783.033,75 €	84.463.253,07 €
MOL 4	1.003.117,20 €	509.722,40 €	30.666,00 €	365.611,00 €
RoD	763.148,80 €			
Hour	239.968,40 €	509.722,40 €	30.666,00 €	365.611,00 €
Gesamt	765.406.581,22 €	486.984.982,95 €	600.032.083,29 €	464.645.859,76 €

Tabelle 1: Regelenergiekosten/-erlöse (DA, RoD, Hour nach MOL; nur Arbeitspreise)³

Regelenergie- mengen	GWJ 2017/18		GWJ 2018/19	
	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	8.664,18 GWh	3.406,62 GWh	7.333,63 GWh	3.690,35 GWh
DA	2.173,34 GWh	677,52 GWh	3.079,13 GWh	485,95 GWh
RoD	6.490,83 GWh	2.729,10 GWh	4.254,50 GWh	3.204,40 GWh
MOL 2	23.692,00 GWh	20.768,41 GWh	19.689,92 GWh	22.467,54 GWh
DA	6.891,10 GWh	4.383,29 GWh	6.488,90 GWh	2.437,39 GWh
RoD	10.836,99 GWh	10.439,31 GWh	8.947,18 GWh	15.572,76 GWh
Hour	5.963,92 GWh	5.945,81 GWh	4.253,83 GWh	4.457,39 GWh
MOL 4	51,16 GWh	27,31 GWh	1,00 GWh	15,96 GWh
RoD	38,44 GWh			
Hour	12,72 GWh	27,31 GWh	1,00 GWh	15,96 GWh
Gesamt	32.407,34 GWh	24.202,34 GWh	27.024,55 GWh	26.173,85 GWh

Tabelle 2: Regelenergiemengen (DA, RoD, Hour nach MOL)

³ Die bilateralen kurzfristigen Regelenergieprodukte im MOL-Rang 3 sind zum 1. Januar 2018 entfallen (siehe Kapitel 8 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18) und wurden auch in den davorgehenden Monaten nicht genutzt, weshalb im GWJ 17/18 keine Regelenergie über den MOL-Rang 3 beschafft wurde. In den Tabellen des diesjährigen Regelenergieberichts wurde der MOL-Rang 3 daher nicht mehr mit aufgenommen.

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.

Während es im GWJ 17/18 aufgrund der Kälteperiode im Februar/März 2018 zeitweise zu außergewöhnlichen Preisentwicklungen im Rahmen der Regelenergiebeschaffung gekommen war (siehe hierzu Kapitel 3.1 und 3.4 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18), lassen sich für das GWJ 18/19 keine analogen Entwicklungen feststellen. So lagen die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe in allen Monaten des GWJ 18/19 sowohl im MOL-Rang 1 als auch im MOL-Rang 2 wieder innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen der PEGAS. Auf Gesamtjahressicht wurde zu 99 % im MOL-Rang 1 (Vorjahr: 96 %) sowie zu 98 % im MOL-Rang 2 (Vorjahr: 85 %) innerhalb des oben genannten Preiskorridors beschafft. Bezüglich des allgemeinen Marktpreisniveaus lässt sich allerdings anmerken, dass die Preise im Verlauf des GWJ 18/19 stetig sanken und sich gegen Ende des GWJ in der Nähe des Tiefststands von 2009 bewegten, was sich auch auf die Entwicklung der Preise im Rahmen der Regelenergiebeschaffung durchschlug.

Abbildung 8 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 1 für H-Gas für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe für das GWJ 17/18 und das GWJ 18/19.

Abbildung 9 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 2 für L-Gas getrennt nach RoD- bzw. DA- sowie Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 17/18 und das GWJ 18/19. Bei den Hour-Regelenergiebedarfen im GWJ 18/19 traten in einzelnen Beschaffungssituationen ungewöhnlich hohe Preise auf. Beschafft wurden zu diesen Preisen allerdings keine hohen Mengen, so dass die Preisausreißer keine spürbaren Auswirkungen auf die Gesamtkosten hatten.

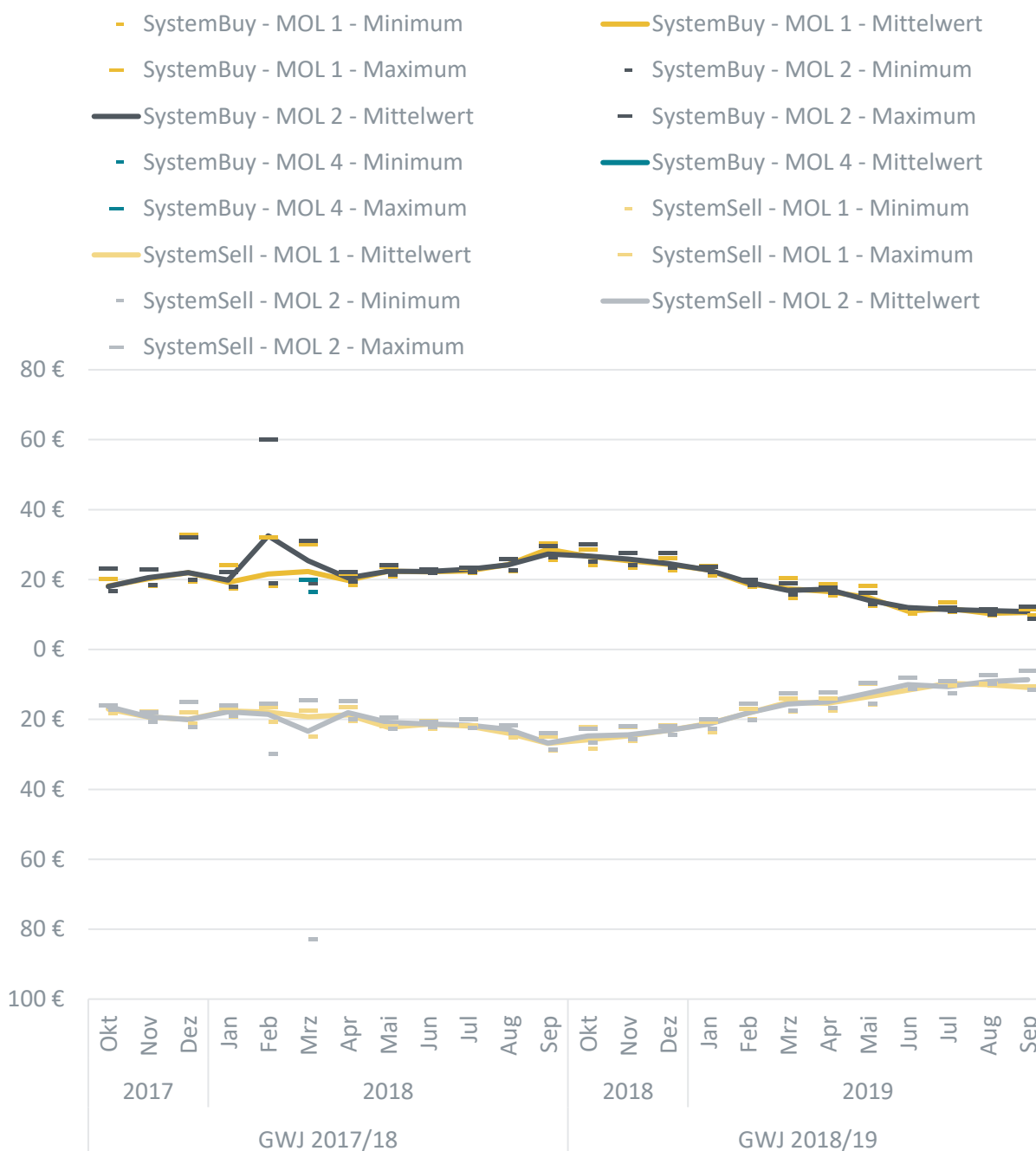


Abbildung 8: Preise externe Regelernergie (H-Gas, DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

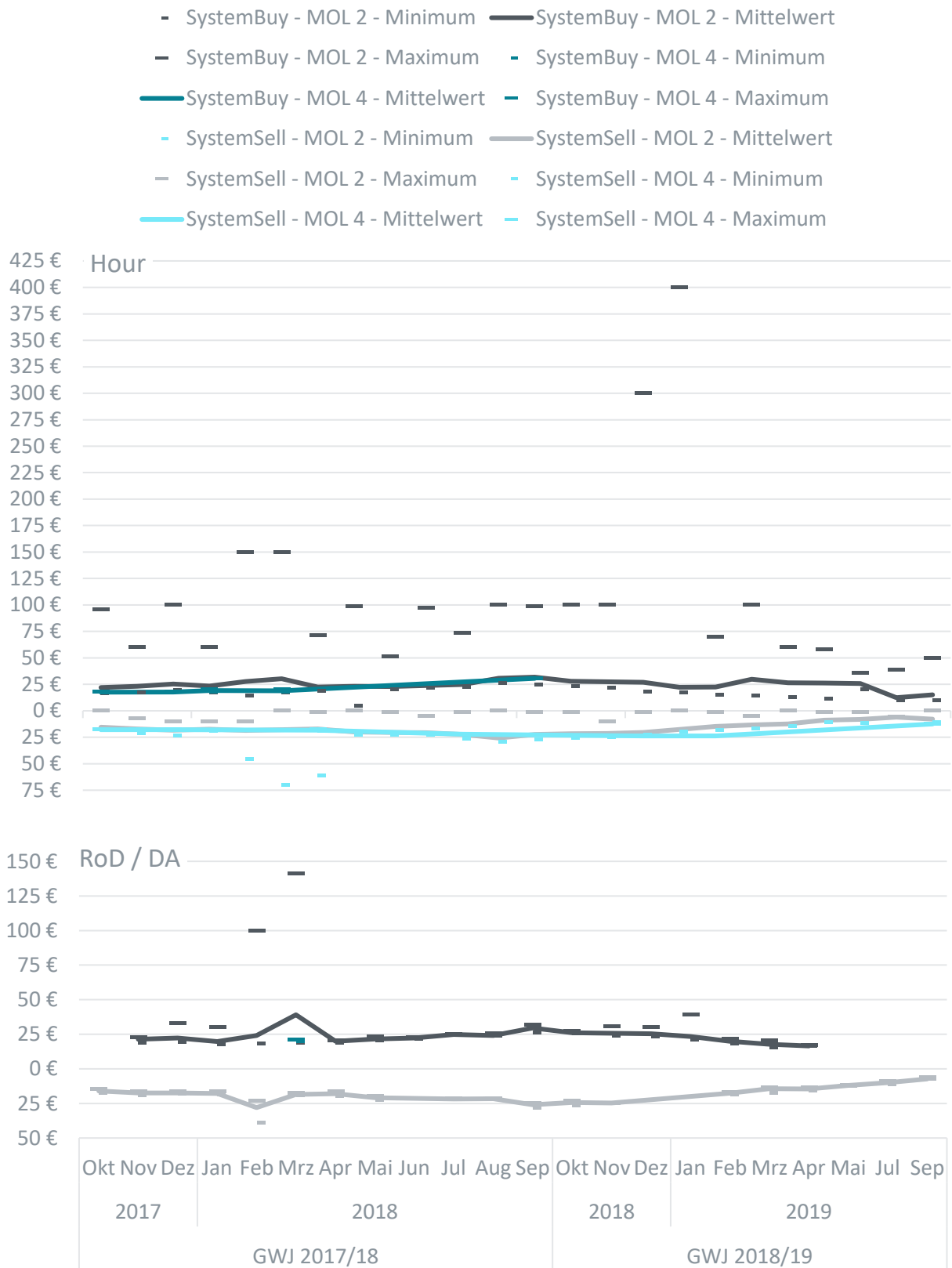


Abbildung 9: Preise externe Regelernergie (L-Gas, DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

ABWEICHUNGEN VON DER MOL

Die Beschaffung externer Regelenergie folgt der definierten MOL entsprechend der Festlegung GaBi Gas 2.0. In Ausnahmefällen kann es zu regulatorisch zulässigen Abweichungen der Abrufreihenfolge kommen. Hierzu zählen insbesondere Testabrufe nach der LTO-Produktbeschreibung (siehe Kapitel 5.1). In Tabelle 3 werden die Abweichungen der betroffenen MOL-Ränge im GWJ 18/19 angeführt; diese sind auch auf der NCG-Webseite veröffentlicht⁴. Abweichungen von der MOL sind im GWJ 18/19 ausschließlich aufgrund von LTO-Testabrufen entstanden.

Datum	Abweichungsrang	Ersatzrang	Begründung der Abweichung
25.10.2018	MOL-Rang 2 – Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen

Tabelle 3: Übersicht MOL-Abweichungen

⁴ <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Informationen/Regelenergieanbieter/Veröffentlichungen/MOL-Abweichungen>

3.2. BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE IN BENACHBARTEN MARKTGEBIETEN

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, lokale und (stündliche) netzpunktscharfe Effekte durch den Handel von Title-Produkten am TTF (Title Transfer Facility) zu realisieren. Erzielt werden diese durch entsprechende Transportbuchungen und -nominierungen an den relevanten GÜPs. Die Regelenergiebeschaffung in benachbarten Marktgebieten stellt somit eine geeignete Ergänzung zur Regelenergiebeschaffung im Marktgebiet NetConnect Germany dar.

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) der Festlegung GaBi Gas 2.0 wurde den MGVs die Beschaffung externer Regelenergie in benachbarten Marktgebieten genehmigt. Entsprechend kann NCG die börslichen Spotmarktprodukte der PEGAS sowie der ICE Endex mit Lieferort am niederländischen TTF nutzen.

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN

In Abbildung 10 werden die von NCG im GWJ 17/18 sowie im GWJ 18/19 beschafften Regelenergiemengen mit Lieferort TTF zur Deckung von SystemBuy- und SystemSell-Bedarfen sowie die daraus entstandenen Kosten und Erlöse (ohne Transportkosten-Aufschläge und -Abschläge) auf Monatsbasis dargestellt. Aufgrund der guten Mengenverfügbarkeit in den relevanten PEGAS-Orderbüchern im eigenen Marktgebiet (globale, gasqualitätsspezifische und stündliche netzpunktscharfe Orderbücher) können die entsprechenden Regelenergiebedarfe durch NCG in aller Regel vollständig im eigenen Marktgebiet beschafft werden. Lediglich im GWJ 17/18 wurde im Rahmen der außergewöhnlichen Kälteperiode Ende Februar 2018 bzw. Anfang März 2018 (siehe hierzu Kapitel 3.4 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18) aufgrund der Preisentwicklung Regelenergie mit Lieferort TTF durch NCG beschäftigt. Von April 2018 bis September 2019 erfolgte die Beschaffung wieder ausschließlich im Marktgebiet NetConnect Germany.

KONTRAHIERTE KAPAZITÄTEN UND NUTZUNG

In Abbildung 11 werden die Kosten für die durch NCG gebuchten Transportkapazitäten in Richtung Niederlande (Exit NCG) und in Richtung Marktgebiet NetConnect Germany (Entry NCG) auf Monatsbasis für das GWJ 17/18 und das GWJ 18/19 dargestellt. Die tatsächliche Inanspruchnahme der gebuchten Transportkapazitäten wird in Abbildung 12 auf Monatsbasis ebenfalls für beide GWJ dargestellt. Seit April 2016 konnte aufgrund der Einführung kurzfristiger Kapazitätsprodukte (DA und RoD) auf die Buchung langfristiger Transportkapazitäten durch NCG verzichtet werden. Die Beschaffung von Regelenergie über den TTF im März 2018 erfolgte ausschließlich auf Basis von kurzfristig kontrahierten Transportkapazitäten.

Darüber hinaus werden im Rahmen der Transportkonvertierung gegenläufige Kontrahierungen von Kapazitäten zu benachbarten Marktgebieten ohne Beschaffung von Regelenergie im jeweiligen benachbarten Marktgebiet durchgeführt, so auch im September 2018. Details hierzu können dem Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem entnommen werden.

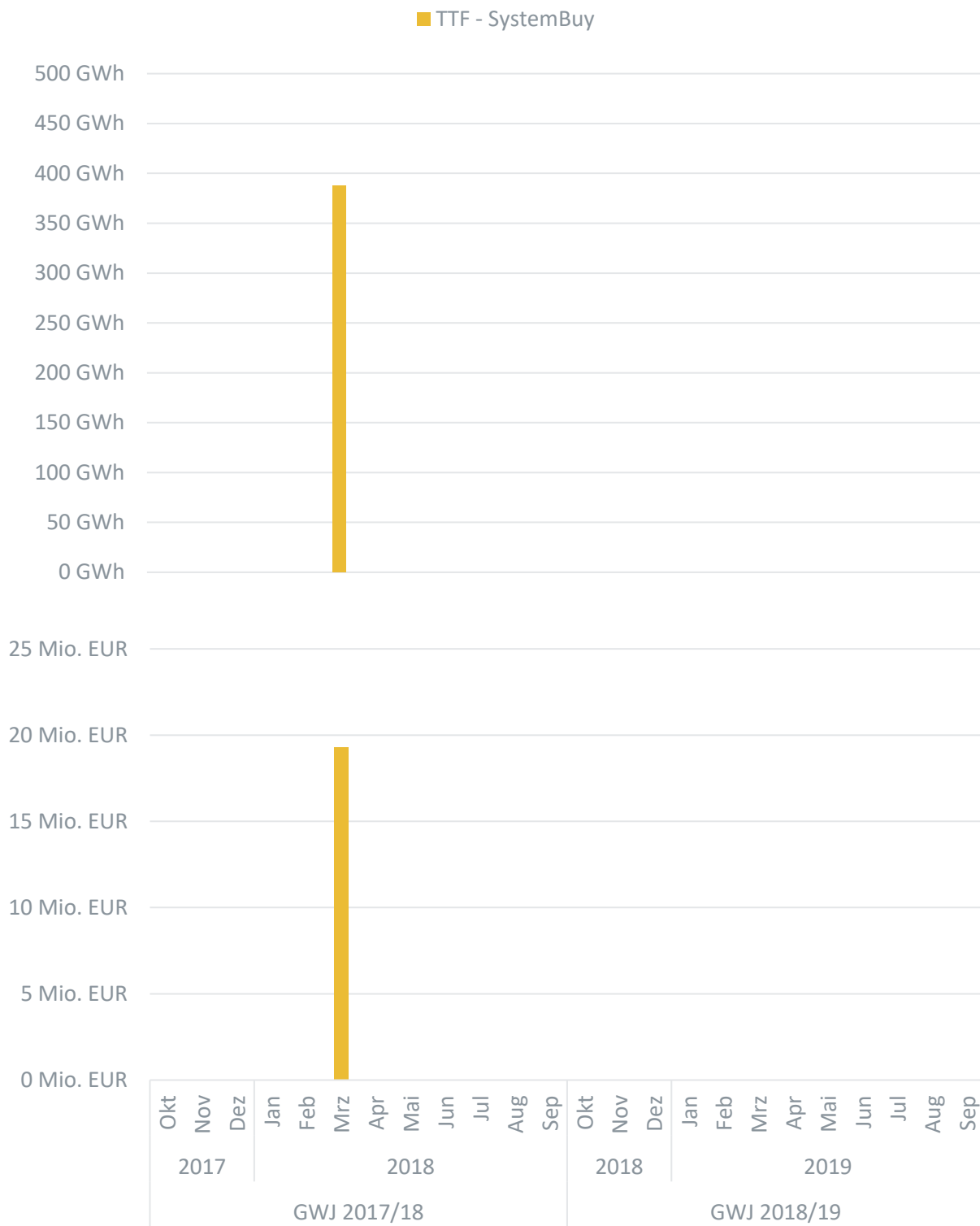


Abbildung 10: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF – Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)

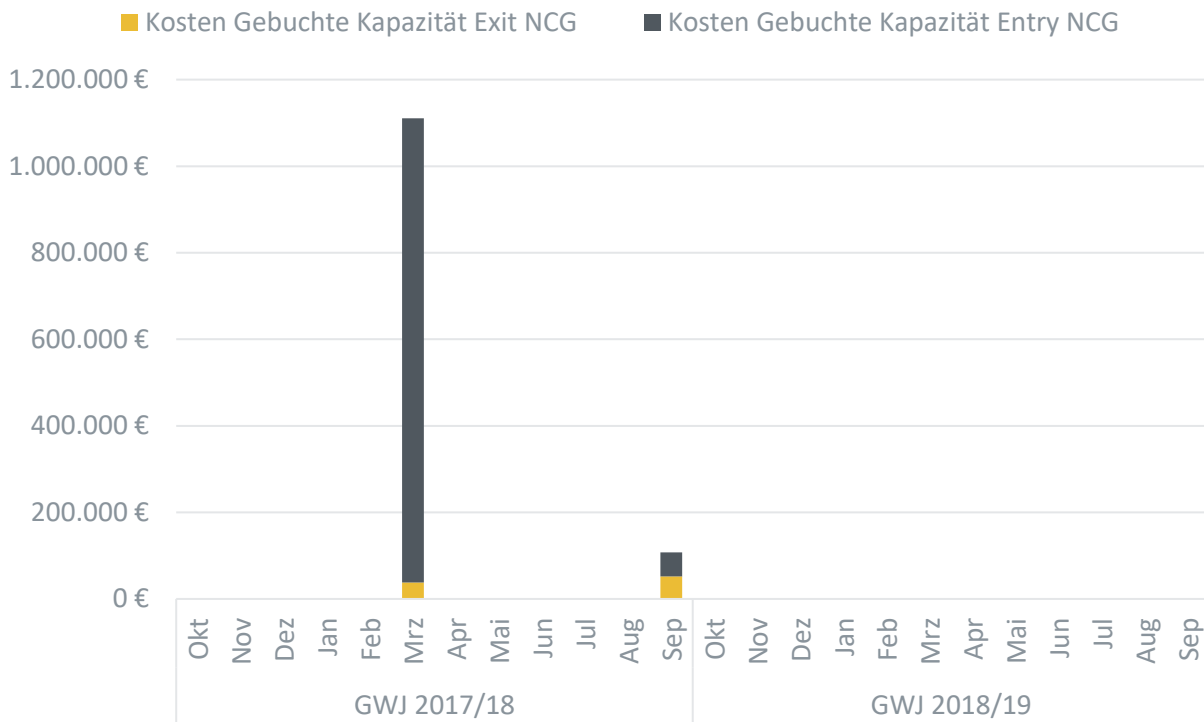


Abbildung 11: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

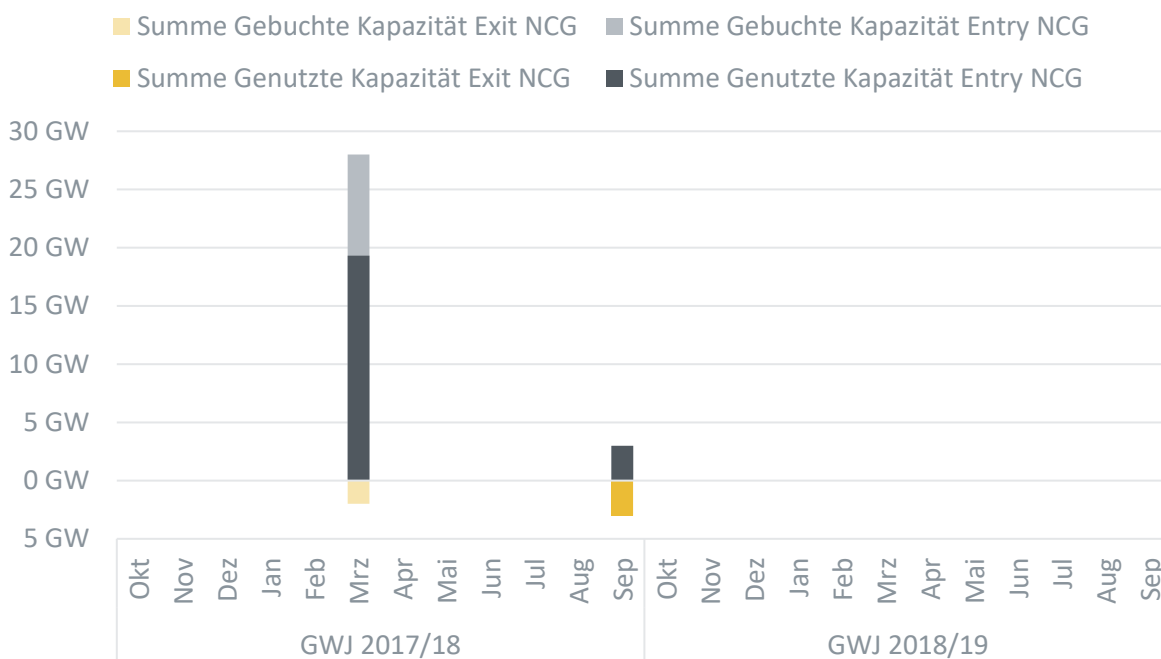


Abbildung 12: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

AKTUELLE BESCHAFFUNGSMETHODIK VON KAPAZITÄTSBUCHUNGEN

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

Die jeweils gültigen Konditionen und Preiskomponenten zur Deckung von Regelernergiebedarfen aus benachbarten Marktgebieten werden jährlich evaluiert und die Beschaffungsmethodik an die gegebenenfalls geänderten Rahmenbedingungen angepasst. Seit April 2016 besteht die Möglichkeit, kurzfristige Kapazitätsprodukte (WD und DA) bedarfsorientiert zu buchen. Um den Vorgaben von Art. 9 Abs. 3 Satz 4 des Netzkodex Gasbilanzierung weiterhin zu genügen, hat NCG die langfristige Kontrahierung von Kapazitäten daraufhin eingestellt. Dies stellt sicher, dass der Zugang der Netznutzer zu Kapazität an dem betroffenen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkt sowie die Verwendung der Kapazität nicht eingeschränkt werden.

BERECHNUNGSMETHODIK ZUR ERMITTLUNG DES TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLAGS/-ABSCHLAGS

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

Im Folgenden wird die Berechnungsmethodik zur Ermittlung der angemessenen Transportkosten-Aufschläge/-Abschläge beschrieben:

ERMITTLUNG UND ANWENDUNG DER TRANSPORTKOSTEN- AUFSCHLÄGE/-ABSCHLÄGE

- Für die SystemBuy- und SystemSell-Regelenergiebedarfe werden jeweils für einen monatlichen Anwendungsbereich Transportkosten-Aufschläge bzw. -Abschläge getrennt ermittelt.
- Bei SystemBuy kommt dabei ein Transportkosten-Aufschlag und für SystemSell ein Transportkosten-Abschlag auf den zu diesem Geschäft zugehörigen Börsenpreis zur Anwendung.
- Die Transportkosten-Aufschläge bzw. -Abschläge werden nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLAG/-ABSCHLAG} = \frac{\text{TRANSPORTENTGELT (EUR/MWH/H)}}{\text{EINSATZDAUER (H)}}$$

- Ermittlung des Transportentgeltes:
 - Es werden die für die jeweilige Anwendungsperiode gültigen Transportentgelte für DA-Kapazitätsprodukte (Tagesentgelte) der GÜPs sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite berücksichtigt, über die der MGV den Transport organisiert.
 - Erfolgt der Transport über mehrere GÜPs, wird je Grenzseite das arithmetische Mittel über die Tagesentgelte gebildet.
 - Auf deutscher Seite werden die durchschnittlichen DA-Tarife unabhängig von der Einsatzdauer vollständig berücksichtigt. Auf niederländischer Seite werden die DA-Tarife unter Berücksichtigung der tatsächlichen Einsatzdauer anteilig herangezogen.
 - Die so für beide Grenzseiten ermittelten Transportentgelte werden aufsummiert.
 - Die Formel setzt sich wie folgt zusammen:

$$\begin{aligned} \text{TRANSPORTENTGELT} = & \text{Ø DA-TARIF NCG (EUR/MWH/H/D)} \\ & + \left(\frac{\text{Ø DA-TARIF GTS (EUR/MWH/H)}}{24 \text{ H}} \right) * \text{EINSATZDAUER (H)} \end{aligned}$$

BEISPIEL FÜR DIE ZUSAMMENSETZUNG DER EINSATZDAUER UND DES TRANSPORTKOSTENAUFSCHLAGES IN DER RICHTUNG SYSTEMBUY:

■ Ermittlung der Einsatzdauer:

SystemBuy-Abruf um 08.00 Uhr, Lieferzeitpunkt: 11.00 Uhr

Transport: von 11.00 Uhr – 06.00 Uhr.

→ Einsatzdauer = 19 h.

■ Ermittlung des Transportkostenaufschlages:

DA-Entry-Tarife (Deutschland) gemäß Preisblatt⁵:

Deutschland, FNB 1 = 12,00 EUR/MWh/h/d

Deutschland, FNB 2 = 8,00 EUR/MWh/h/d

Ø DA-Entry-Tarif (Deutschland) = 10,00 EUR/MWh/h/d

Die DA-Tarife auf deutscher Seite sind unabhängig von der Einsatzdauer.

DA-Exit-Tarife (Niederlande) gemäß Preisblatt⁶:

Grenzübergangspunkt 1: 5,00 EUR/MWh/h/d

Grenzübergangspunkt 2: 6,00 EUR/MWh/h/d

Ø DA-Exit-Tarif (Niederlande): 5,50 EUR/MWh/h/d

Die Tarife reduzieren sich auf niederländischer Seite in Abhängigkeit zur Einsatzdauer.

Transportentgelt = 10,00 EUR/MWh/h/d + 5,50 EUR/MWh/h/d / 24 h * 19 h
= 14,35 EUR/MWh/h/runtime

Transportkostenaufschlag = 14,35 EUR/MWh/h/19 h = 0,76 EUR/MWh

Bei einem Regelennergieeinkauf im benachbarten Marktgebiet wird auf den erzielten Preis des Börsengeschäftes der Aufschlag von 0,76 EUR/MWh addiert, welcher somit in die Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises einfließt. Der Aufschlag ist für die jeweilige Einsatzdauer konstant, es sei denn, die DA-Tarife ändern sich.

⁵ Hierbei sind die Preisfaktoren der BEATE-Festlegung für eine tägliche Kapazitätsbuchung zu berücksichtigen.

⁶ Die Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der Unterjährigkeitsfaktoren der GTS.

3.3. ANZAHL HANDELSGESCHÄFTE FÜR BILANZIERUNGSTÄTIGKEIT (GEMÄß ART. 9 ABS. 4 NETZKODEX GASBILANZIERUNG)

Im Folgenden werden die monatlichen Handelsaktivitäten der NCG für Bilanzierungstätigkeiten (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung) je MOL-Rang⁷ im GWJ 17/18 und GWJ 18/19 dargestellt. Innerhalb des MOL-Rangs 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie im benachbarten Marktgebiet separat ausgewiesen.

ERMITTLUNG DER ANZAHL AN HANDELSGESCHÄFTEN FÜR BILANZIERUNGSTÄTIGKEITEN

Für jede Stunde innerhalb eines Gastages wird die Anzahl an Handelsgeschäften der NCG zur Beschaffung von Regelenergiebedarfen auf Basis der Veröffentlichungen bei NCG 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.

NCG differenziert dabei nach folgenden Regelenergiebedarfskriterien:

- MOL-Rang 1: Globaler Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-VHP
- MOL-Rang 1: Globaler Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-H/-L-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-H/-L-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort TTF-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort TTF-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-H/-L-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-H/-L-VHP

⁷ Zu MOL-Rang 3 siehe Fußnote 3.

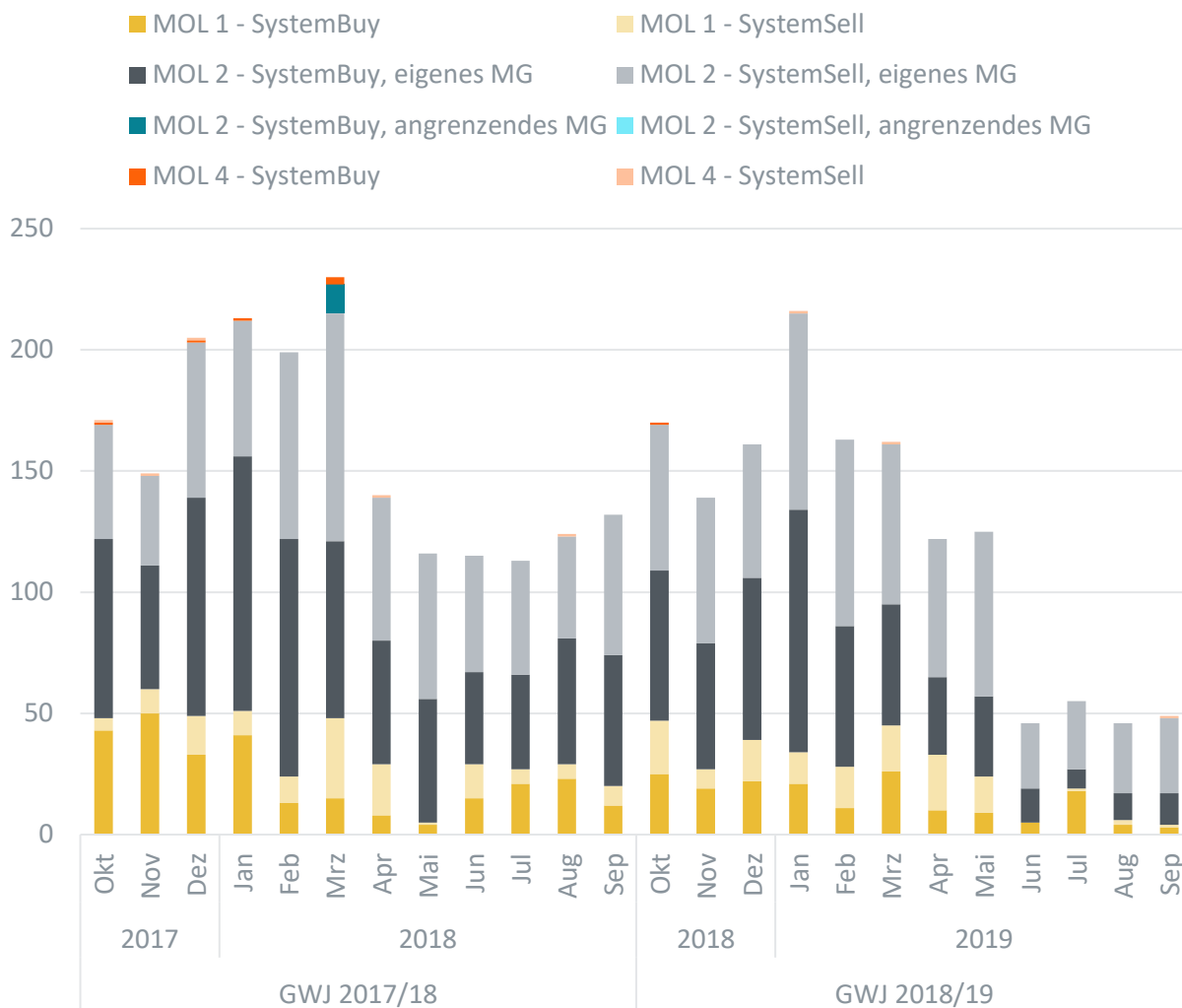


Abbildung 13: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis)

Die gegenüber dem Vorjahr niedrigere Anzahl der Handelsgeschäfte insbesondere in den Sommermonaten des GWJ 18/19 liegt vor allem darin begründet, dass der MOL-Rang 2 auch die zur Deckung der Strukturierungsbedarfe an den GÜPs Vreden/Winterswijk und Elten/Zevenaar getätigten börslichen Handelsgeschäfte beinhaltet und in diesem Zeitraum deutlich weniger externe Regelernergie zu Strukturierungszwecken beschafft werden musste (siehe dazu Kapitel 3.1).

4. WIRKUNG UND EINSATZ DER UNTERTÄGIGEN VERPFLICHTUNGEN

Dieses Kapitel blickt auf die Entwicklung des untertägigen gegenläufigen Regelenergiebedarfs sowie der Flexibilitätsmengen und Flexibilitätskostenbeiträge seit Einführung der untertägigen Verpflichtungen zum 1. Oktober 2016.

Aus der unplanbaren Abrechnung von bilanziellen Flexibilitätsmengen mit werthaltigen Flexibilitätskostenbeiträgen soll sich ein Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) ergeben, die stündlichen Ungleichgewichte in ihren Bilanzkreisen möglichst gering zu halten.

4.1. UNTERTÄGIGER GEGENLÄUFIGER REGELENERGIEEINSATZ IN DEN JEWEILIGEN MOL-RÄNGEN

In Abbildung 14 werden die untertägigen gegenläufigen Regelenergieeinsätze je MOL-Rang (innerhalb MOL-Rang 1 bzw. jeweils gasqualitätsspezifisch in MOL-Rang 2) für das GWJ 17/18 und das GWJ 18/19 dargestellt.⁸

Während die Auswertungen für den Jahresvergleich der GWJ 16/17 und 17/18 (siehe Kapitel 4.1 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18) zunächst einen rückläufigen Trend erkennen ließen, lässt sich bei Betrachtung des GWJ 18/19 festhalten, dass die Tendenz nicht allgemein rückläufig ist. Insbesondere im Winter des GWJ 18/19 lagen die gegenläufigen Regelenergieeinsätze insgesamt wieder auf dem Niveau des GWJ 16/17.

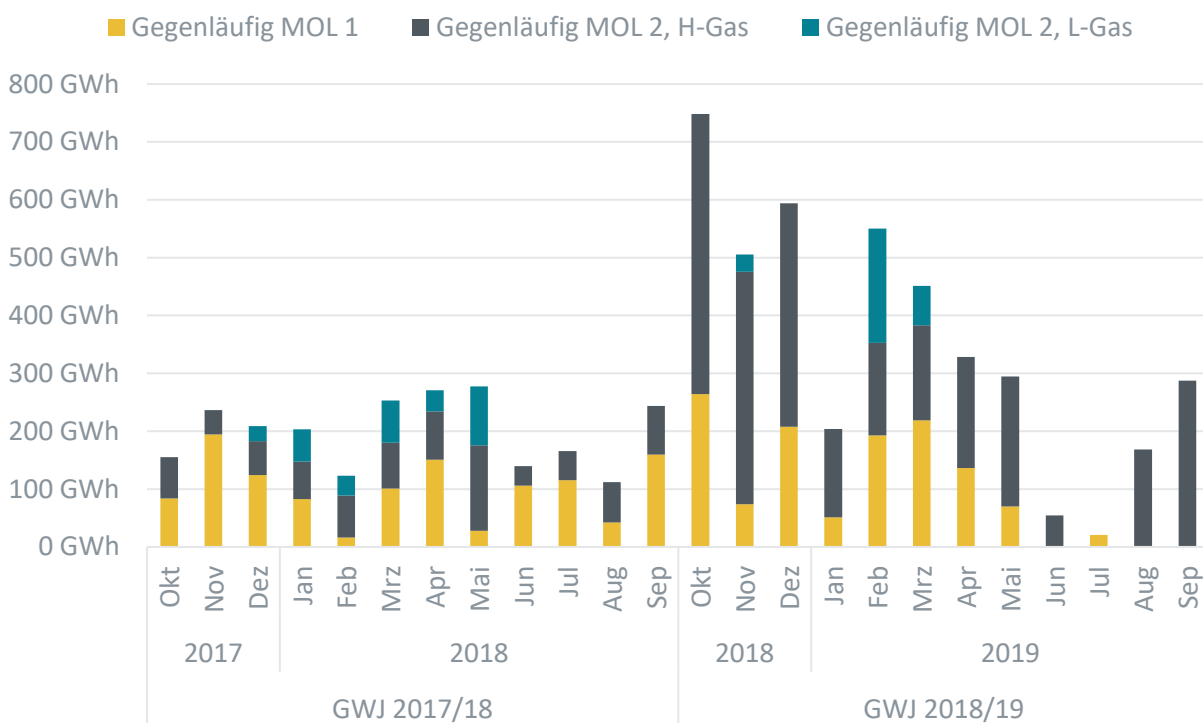


Abbildung 14: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA/RoD, Monatsbasis)

⁸ In der Abbildung sind im diesjährigen Regelenergiebericht die DA- und RoD-Regelenergieeinsätze zusammengefasst dargestellt, siehe hierzu Fußnote 2.

4.2. ENTWICKLUNG DER AGGREGIERTEN FLEXIBILITÄTSMENGEN

Die bilanzielle Flexibilitätsumme 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 Regelenenergiegeschäfte eines Gastages innerhalb des MOL-Rangs 1 ergibt. Die bilanziellen Flexibilitätsummen werden somit nur an Gastagen abgerechnet, an denen ein gegenläufiger Regelenenergieeinsatz innerhalb des MOL-Rangs 1 aufgetreten ist.

Die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsummen in den GWJ 17/18 und 18/19 sind in Abbildung 15 auf Monatsbasis dargestellt. Die Ausreißer nach oben in der zweiten Hälfte des Jahres 2018 sind im Wesentlichen auf hohe Nettoschiefstände bei den Bilanzkreissalden am Ende eines Gastages zurückzuführen, die unter anderem im Zusammenhang mit Fällen standen, bei denen das Bilanzierungssystem von BKV missbräuchlich ausgenutzt wurde. Rein bezogen auf zeitversetzte Ein- und Ausspeisungen der BKV im Tagesverlauf lassen sich für das GWJ 18/19 keine Auffälligkeiten feststellen. Die Nutzung der untertägigen Flexibilität durch die BKV im GWJ 18/19 entspricht in etwa dem Niveau des GWJ 16/17, wobei bezüglich der Inanspruchnahme keine systematischen Zusammenhänge (z. B. Saisonalität) erkennbar sind.

Abbildung 16 zeigt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh. Die Anzahl der Tage, an denen ein Flexibilitätskostenbeitrag berechnet wurde, entspricht fast genau dem Vorjahr (GWJ 17/18: insgesamt 40 Tage; GWJ 18/19: insgesamt 36 Tage). Flexibilitätskostenbeiträge fallen somit im Durchschnitt an drei Tagen je Monat an. Auch die Höhe der berechneten Flexibilitätskostenbeiträge ist in beiden GWJ vergleichbar.

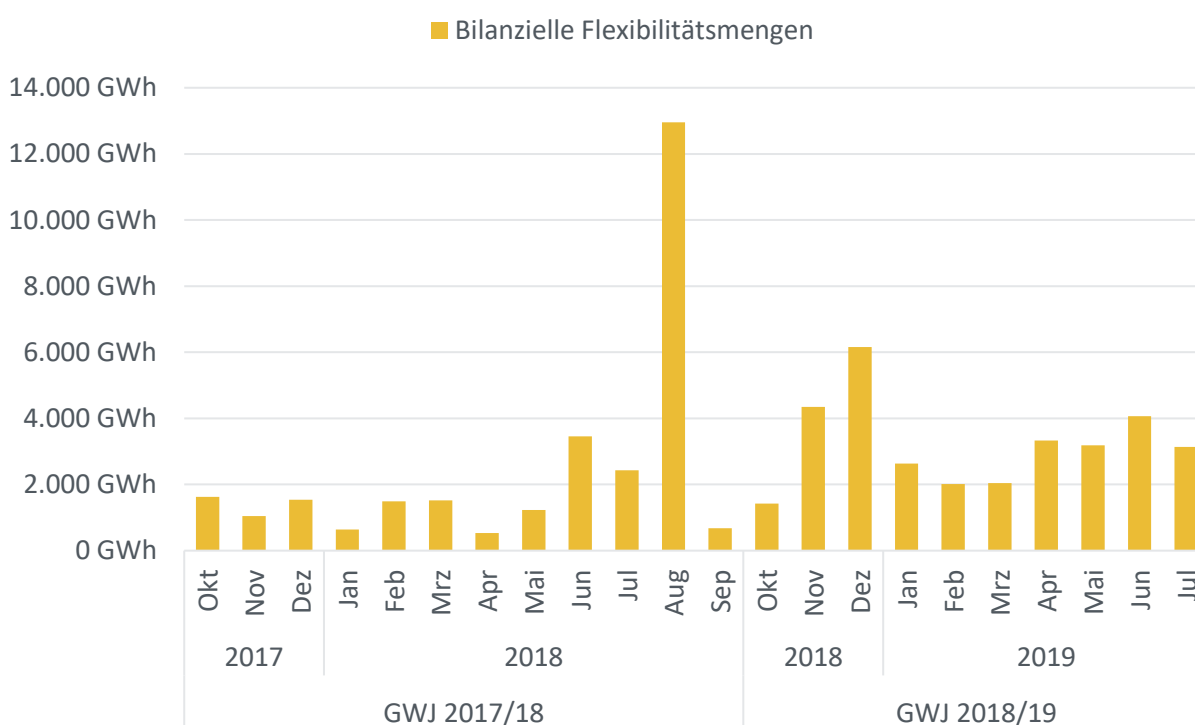


Abbildung 15: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsummen (Monatsbasis)

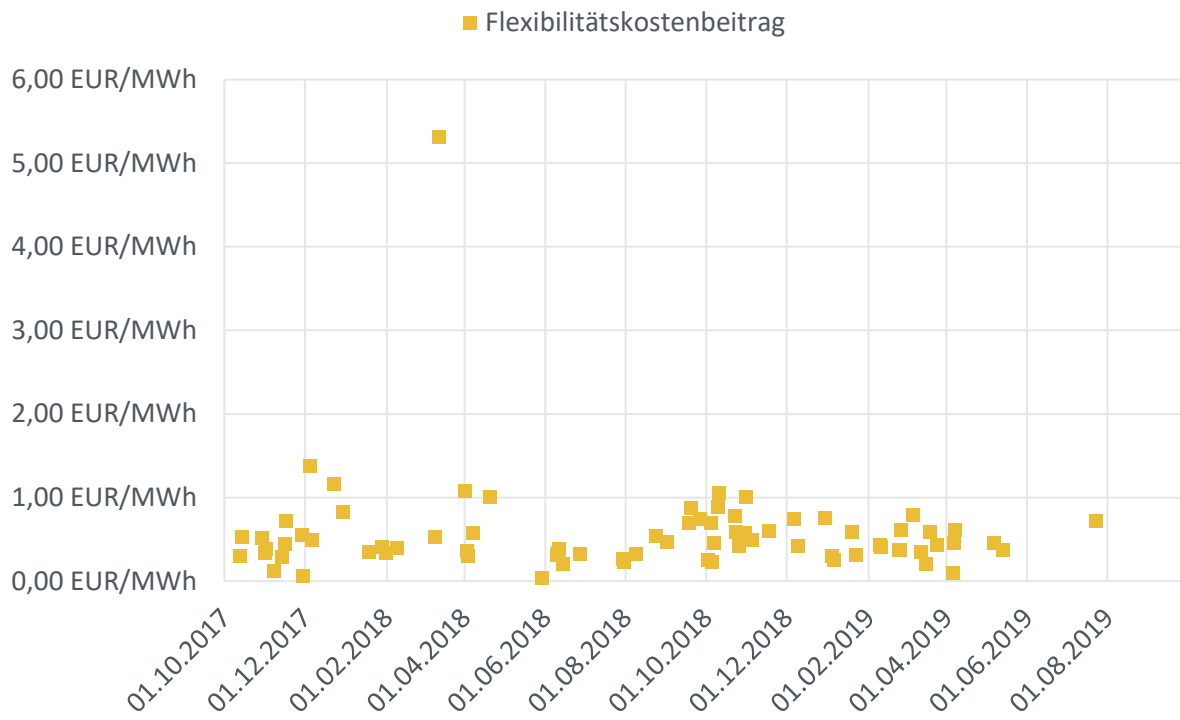


Abbildung 16: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)

5. KONTRAHIERUNG UND EINSATZ VON FLEXIBILITÄTSDIENSTLEISTUNGEN IN MOL-RANG 4

5.1. LONG TERM OPTIONS

PRODUKTBESCHREIBUNG

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

In der **Produktvariante „RoD“** erfolgt im Abruffall an einem Gastag die Bereitstellung bzw. Übernahme von Gasmengen durch den Anbieter ab der Stunde des Abrufs als konstante Stundenleistung bis zum Ende des Gastages. Einzelne Stunden, mit Ausnahme der letzten Stunde des Gastages, können nicht abgerufen werden. Diese Produktvariante wird zonenbezogen ausgeschrieben und dient zur Absicherung von sogenannten dynamischen Effekten in den einzelnen Regelenergiezonen sowie zur Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß BMWi-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 5.4). Bei den dynamischen Effekten handelt es sich um aufgrund besonderer äußerer Umstände kurzfristig erforderliche Leitungsinhaltsveränderungen innerhalb einer spezifischen Regelenergiezone.

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

LTO-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Mind. 10 MWh/h je Los (danach ganzzahlig bis max. 1.000 MWh/h)
Übergabeort	Alle Punkte (GÜP, MÜP, Speicher, RLM) innerhalb der ausgeschriebenen Regelenergie(teil-)zone: H-Gas Nord, H-Gas Mitte, H-Gas Süd, L-Gas West, L-Gas Ost Besonderheit H-Gas: GÜPs zu den Niederlanden ausgeschlossen Besonderheit L-Gas: GÜPs und MÜPs ausgeschlossen
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	An jedem Gastag während des gesamten Ausschreibungszeitraums (maximal jedoch bis Erreichen der definierten Anzahl an Abruftagen)
Abrufkriterium	Ausschöpfung/technische Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 4: LTO-Produktparameter für die Produktvariante RoD

Änderungen gab es hier im GWJ 18/19 bei den nutzbaren physischen Punkten. So ist seit dem 1. Januar 2019 im L-Gas die Leistungsvorhaltung bzw. physische Erfüllung im Abruffall nicht nur an GÜPs (Ausschluss erfolgte bereits zum 1. Januar 2018 – siehe dazu Kapitel 5.1 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18), sondern auch an MÜPs ausgeschlossen. Im H-Gas wurde ebenfalls zum 1. Januar 2019 die Leistungsvorhaltung bzw. physische Erfüllung an den GÜPs zu den Niederlanden ausgeschlossen.

Die **Produktvariante „Hourly“** dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen und wird derzeit netzpunktscharf kontrahiert. Dabei kann NCG die vom Anbieter vorgehaltene Leistung während des gesamten vereinbarten Leistungszeitraums stundengenau am vereinbarten Netzknoten abrufen.

Die aktuellen Produktparameter der Produktvariante Hourly sind in Tabelle 5 aufgeführt:

LTO-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Hourly
Produktkategorie	Local (Netzknoten)
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	Am ausgeschriebenen Netzknoten: GÜP Elten/Zevenaar, GÜP Vreden/Winterswijk
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	In jeder Stunde während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 5: LTO-Produktparameter für die Produktvariante Hourly

Sowohl für die LTOs in der Produktvariante RoD als auch für die LTOs in der Produktvariante Hourly führt NCG transparente Ausschreibungen in ihrem Marktgebiet durch. Die Ausschreibungsbedarfe werden dabei jeweils gemäß den Anforderungen der GaBi Gas 2.0 und des Netzkodex Gasbilanzierung vorher veröffentlicht. An den Ausschreibungen für LTO-Bedarfe können BKV nach erfolgreicher Präqualifizierung als bilateraler Regelenergieanbieter teilnehmen. Die Angebotsabgabe sowie der Zuschlagsprozess erfolgen über die bilaterale Ausschreibungsplattform der NCG. Die LTO-Anbieter können für den gesamten Ausschreibungszeitraum einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Bereitstellung (System-Buy) oder Übernahme (SystemSell) von Gasmengen verlangen. Leistungspreise werden unabhängig vom tatsächlichen Abruf durch NCG an den Anbieter gezahlt. Für den Fall, dass es zu einem Abruf der angebotenen Leistung durch NCG kommt, erfolgt bei einer Bereitstellung von Gasmengen eine Zahlung von NCG an den Anbieter und bei einer Übernahme von Gasmengen eine Zahlung vom Anbieter an NCG. Dabei werden die abgerufenen Gasmengen mit dem vom Anbieter vorab für den gesamten Ausschreibungszeitraum angebotenen Arbeitspreis in EUR je MWh vergütet.

Die insgesamt im GWJ 17/18 und GWJ 18/19 aus der LTO-Kontrahierung entstandenen Leistungskosten sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst. Die Einzelergebnisse für das GWJ 18/19 je Ausschreibungszeitraum und Bedarfsrichtung (SystemBuy/SystemSell) sowie Angaben zur Einsatzhäufigkeit der LTO-Produktvarianten einschließlich der abgerufenen Mengen und der dafür entstandenen Kosten folgen im Anschluss jeweils separat je Produktvariante.

	GWJ 17/18		GWJ 18/19	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
LTO RoD	11.516.032,17 €	1.735.551,36 €	16.011.252,29 €	1.250.477,84 €
LTO Hourly	16.490.206,80 €	8.308.607,88 €	16.122.349,66 €	8.684.842,04 €
Vreden/Winterswijk	4.357.142,20 €	2.691.162,90 €	4.503.998,42 €	3.693.794,50 €
Elten/Zevenaar	12.133.064,60 €	5.617.444,98 €	11.618.351,24 €	4.991.047,54 €

Tabelle 6: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO RoD und LTO Hourly)

Während die Kosten für die LTO-Vorhaltung bei der Produktvariante RoD in den letzten drei Jahren in etwa um den Faktor drei gestiegen sind (von 6,5 Mio. EUR im GWJ 16/17 auf 13 Mio. EUR im GWJ 17/18 auf 17 Mio. EUR im GWJ 18/19), bewegen sich die Kosten für die Kontrahierung von LTOs in der Produktvariante Hourly über die letzten GWJ im Wesentlichen auf demselben Niveau (siehe hierzu auch Kapitel 5.2 des Regelenenergieberichts für das GWJ 17/18).

AUSSCHREIBUNG UND EINSATZ VON LTO RoD

Im Folgenden werden für die verschiedenen LTO-Ausschreibungszeiträume für die Produktvariante RoD die lokalen Regelenenergiebedarfe sowie die zugehörigen Ausschreibungsergebnisse aufgeführt.

Zu einem Abruf der kontrahierten LTOs in der Produktvariante RoD kam es im GWJ 18/19 nicht.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis ⁹ (EUR)	Ø Arbeitspreis ¹⁰ (EUR/MWh)
Q4 2018	2.420	12.480	2.420	813.821 €	28,90 €
Jan. 2019	3.600	18.390	3.600	1.658.818 €	25,19 €
Feb. 2019	11.880	33.730	11.880	6.362.842 €	25,33 €
Mrz. 2019	11.880	31.980	11.880	7.175.771 €	25,39 €
Q2 2019	-	-	-	-	-
Q3 2019	-	-	-	-	-

Tabelle 7: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Gesamt)

⁹ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>

¹⁰ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los zwecks Übersichtlichkeit verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	2.420	12.480	2.420	813.821 €	28,90 €
Jan. 2019	1.900	9.570	1.900	797.630 €	25,20 €
Feb. 2019	6.300	19.120	6.300	3.218.655 €	25,40 €
Mrz. 2019	6.300	17.600	6.300	3.416.944 €	25,71 €
Q2 2019	-	-	-	-	-
Q3 2019	-	-	-	-	-

Tabelle 8: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HS)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	-	-	-	-	-
Jan. 2019	490	4.640	490	148.489 €	25,06 €
Feb. 2019	1.610	6.420	1.610	636.446 €	24,96 €
Mrz. 2019	1.610	6.190	1.610	672.174 €	24,62 €
Q2 2019	-	-	-	-	-
Q3 2019	-	-	-	-	-

Tabelle 9: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HN)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	-	-	-	-	-
Jan. 2019	490	2.630	490	358.341 €	25,24 €
Feb. 2019	1.610	5.060	1.610	1.143.183 €	25,38 €
Mrz. 2019	1.610	5.060	1.610	1.265.766 €	25,38 €
Q2 2019	-	-	-	-	-
Q3 2019	-	-	-	-	-

Tabelle 10: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HM)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	-	-	-	-	-
Jan. 2019	720	1.550	720	354.358 €	25,21 €
Feb. 2019	2.360	3.130	2.360	1.364.558 €	25,37 €
Mrz. 2019	2.360	3.130	2.360	1.820.887 €	25,07 €
Q2 2019	-	-	-	-	-
Q3 2019	-	-	-	-	-

Tabelle 11: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: LO¹¹)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	-	-	-	-	-
Q1 2019	-	-	-	-	-
Q2 2019	1.820	6.710	1.820	494.885 €	17,40 €
Q3 2019	2.220	3.840	2.220	755.593 €	11,81 €

Tabelle 12: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt (= Zone HS¹²))

¹¹ Der Regelenergiebedarf für die Bereitstellung von L-Gasmengen wurde gemeinsam für die Regelenergiezonen L-Gas West (LW) und L-Gas Ost (LO) ausgeschrieben. Angebote wurden allerdings nur für die Regelenergiezone LO abgegeben, Zuschläge wurden somit auch nur für die Regelenergiezone LO erteilt.

¹² Im GWJ 18/19 wurden LTO in der Produktvariante RoD für die Bedarfsrichtung SystemSell ausschließlich für die Regelenergiezone HS ausgeschrieben.

ÜBERPRÜFUNG DER REDUZIERUNG VON LTO RoD GEMÄß ART. 8 ZIFF. 6 NETZ-KODEX GASBILANZIERUNG

Die LTOs in der Produktvariante RoD dienen als lokales Regelenergieprodukt zur langfristigen Absicherung von Gasmengen in den Regelenergiezonen. Der Umfang der auszuscheidenden Gasmengen basiert zum einen auf den ermittelten abzusichernden dynamischen Effekten in den jeweiligen Regelenergiezonen und zum anderen auf den Maßnahmen zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß BMWi-Eckpunktepapier vom 16. Dezember 2015 (siehe dazu Kapitel 5.4). Die insgesamt über LTOs in der Produktvariante RoD abzusichernden Leistungen werden nach einer mit dem BMWi abgestimmten Logik auf Basis historischer Daten ermittelt und unterliegen somit grundsätzlich Schwankungen. Insbesondere vor dem Hintergrund des im BMWi-Eckpunktepapier genannten Ziels der Stärkung des Regelenergiemarktes durch Ausweitung des Kontrahierungsvolumens langfristiger Regelenergieprodukte geht NCG ansonsten auch für die nächsten GWJ derzeit nicht von einer substantiellen Reduzierung des Kontrahierungsvolumens von LTO in der Produktvariante RoD aus.

AUSSCHREIBUNG UND EINSATZ VON LTO HOURLY

Im Folgenden werden für die einzelnen Ausschreibungszeiträume die stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebedarfe sowie die Ausschreibungsergebnisse je GÜP aufgeführt. Dabei wurde auch hier die Identität der Regelenergieanbieter, deren Angebote seitens NCG kontrahiert wurden, anonymisiert.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹³ (EUR)	Ø Arbeits- preis ¹⁴ (EUR/MWh)
Q4 2018	1.050	3.700	1.050	1.125.146 €	29,58 €
Q1 2019	1.050	3.200	1.050	1.456.583 €	23,98 €
Q2 2019	1.030	3.760	1.030	926.240 €	18,39 €
Q3 2019	1.030	4.360	1.030	996.030 €	12,15 €

Tabelle 13: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemBuy (Zusammenfassung)

¹³ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>

¹⁴ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde zwecks Übersichtlichkeit auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	1.050	3.800	1.050	951.679 €	29,49 €
Q1 2019	1.050	3.500	1.050	1.218.998 €	23,64 €
Q2 2019	1.030	3.710	1.030	760.825 €	16,14 €
Q3 2019	1.030	2.760	1.030	762.293 €	12,01 €

Tabelle 14: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemSell (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	3.150	13.800	3.150	2.809.404 €	29,90 €
Q1 2019	3.150	11.750	3.150	3.690.715 €	24,32 €
Q2 2019	2.970	14.180	2.970	2.539.997 €	19,05 €
Q3 2019	2.970	12.510	2.970	2.578.235 €	12,81 €

Tabelle 15: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2018	3.150	13.720	3.150	1.484.590 €	29,49 €
Q1 2019	3.150	10.980	3.150	1.457.640 €	23,72 €
Q2 2019	2.970	15.230	2.970	1.095.524 €	15,93 €
Q3 2019	2.970	13.010	2.970	953.293 €	11,54 €

Tabelle 16: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemSell (Zusammenfassung)

Die Anzahl der Tage, an denen im GWJ 17/18 sowie im GWJ 18/19 kontrahierte LTOs in der Produktvariante Hourly abgerufen wurden, ist der folgenden Tabelle 17 zu entnehmen. Abbildung 17 stellt die in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen über beide GÜPs dar. Tabelle 18 und Tabelle 19 stellen die in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen je GÜP dar.

MOL 4	GWJ 17/18		GWJ 18/19	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abruftage	4	5	1	3

Tabelle 17: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)

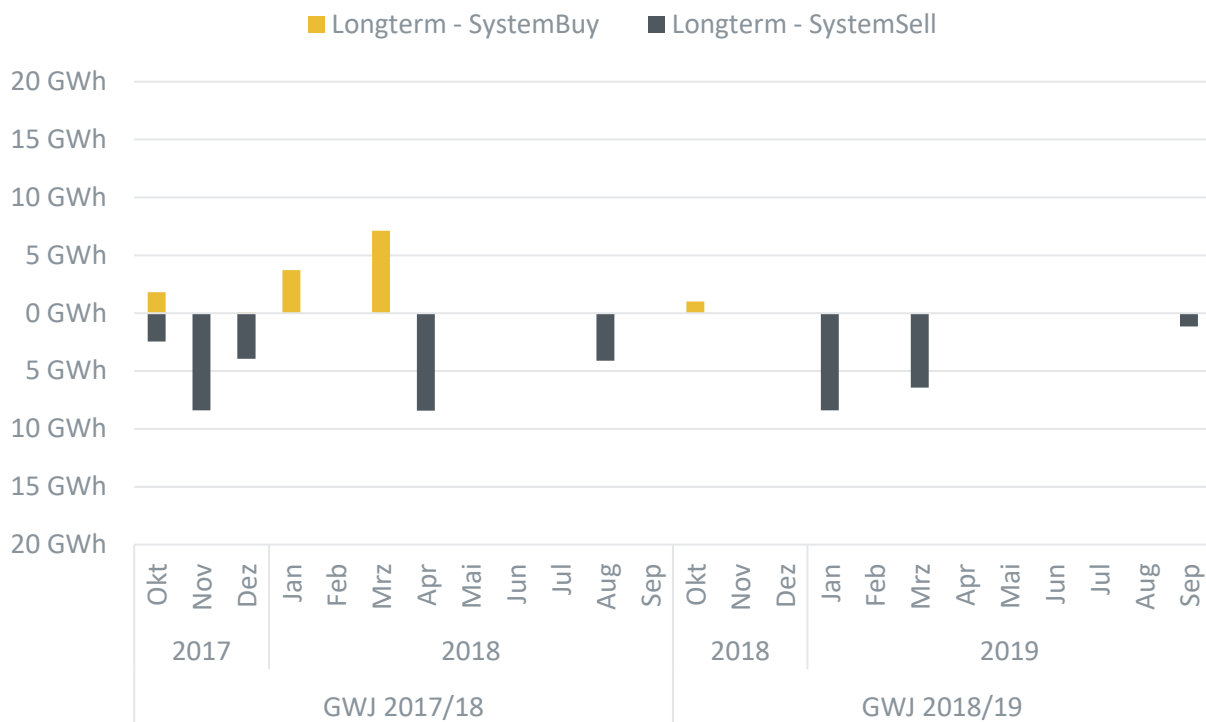


Abbildung 17: Externe Regelennergie – Long Term Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis)¹⁵

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2018	1.000	30.666,00 €	-	-
Nov. 2018	-	-	-	-
Dez. 2018	-	-	-	-
Jan. 2019	-	-	6.300	149.413,80 €
Feb. 2019	-	-	-	-
Mrz. 2019	-	-	3.270	77.891,40 €
Apr. 2019	-	-	-	-
Mai 2019	-	-	-	-
Juni 2019	-	-	-	-
Juli 2019	-	-	-	-
Aug. 2019	-	-	-	-
Sep. 2019	-	-	920	11.454,00 €

Tabelle 18: LTO Hourly Elten/Zevenaar: Abgerufene Mengen¹⁶

¹⁵ Inkl. LTO-Testabrufe in der Produktvariante Hourly

¹⁶ Siehe Fußnote 15

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2018	-	-	-	-
Nov. 2018	-	-	-	-
Dez. 2018	-	-	-	-
Jan. 2019	-	-	2.100	49.648,00 €
Feb. 2019	-	-	-	-
Mrz. 2019	-	-	3.150	74.472,00 €
Apr. 2019	-	-	-	-
Mai 2019	-	-	-	-
Juni 2019	-	-	-	-
Juli 2019	-	-	-	-
Aug. 2019	-	-	-	-
Sep. 2019	-	-	220	2.731,80 €

Tabelle 19: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: Abgerufene Mengen¹⁷

¹⁷ Siehe Fußnote 15

ÜBERPRÜFUNG DER REDUZIERUNG VON LTO HOURLY GEMÄß ART. 8 ZIFF. 6 NETZKODEX GASBILANZIERUNG

Die kontrahierten LTO in der Produktvariante Hourly stellen bei Börsenausfällen oder bei fehlender Mengenverfügbarkeit der entsprechenden Börsenprodukte an der PEGAS 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 GÜPs 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 18/19 jedoch mindestens monatlich aufgetretenen Wartungsfenster (i. d. R. mindestens 1 Stunde) bzw. der unregelmäßig hinzukommenden ungeplanten Börsenausfälle kann NCG derzeit nicht auf diese zusätzliche Absicherung verzichten.

Bezüglich der Höhe der über den MOL-Rang 4 abzusichernden Leistungen für Strukturierungsbedarfe im L-Gas-System im Marktgebiet NetConnect Germany wird derzeit erwartet, dass diese ab dem GWJ 19/20 im Zuge der voranschreitenden Marktraumumstellung kontinuierlich reduziert werden können. NCG wird die Bedarfe auch weiterhin jeweils rechtzeitig vor Beginn eines jeden Angebotszeitraums veröffentlichen.

Mit Einführung des derzeit geplanten neuen Regelennergieprodukts Short Call Balancing Services (siehe dazu Kapitel 5.3) ist es zwecks Vermeidung einer doppelten Leistungsvorhaltung zudem angedacht, dass die Absicherung der Strukturierungsbedarfe im MOL-Rang 4 zum Teil über dieses neue Regelennergieprodukt erfolgt.

DURCHFÜHRUNG VON LTO-TESTABRUFEN

Seit April 2017 ist NCG berechtigt, für die kontrahierten LTOs in den Produktvarianten RoD und Hourly im MOL-Rang 4 Testabrufe gemäß Ziffer 9.4 der Produktbeschreibung „Long Term Options“ durchzuführen. Im Rahmen der LTO-Testabrufe wird die Einhaltung der vertraglichen kommunikationsbezogenen und physischen Vorhalteplichten durch die Regelennergieanbieter überprüft, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten sowie eine vertragsgemäße Regelennergiebeschaffung sicherzustellen.

Die Auswahl von Regelennergieanbietern für LTO-Testabrufe erfolgt anhand diskriminierungsfreier Kriterien. Ein Testabruf kann insbesondere dann durch NCG vorgenommen werden, wenn der letzte LTO-Abruf gegenüber einem Regelennergieanbieter geraume Zeit zurückliegt oder aber objektive Anhaltspunkte darauf hindeuten, dass die geschuldete Pflichterfüllung im Abruffall nicht ordnungsgemäß erbracht werden könnte. Die Testabrufe werden im Vorfeld nicht gegenüber den betreffenden Regelennergieanbietern angekündigt, sondern ex-post als Abweichung von der MOL auf der NCG-Webseite veröffentlicht. Zudem erfolgen Testab-

rufe ausschließlich in realen Regelenergiebedarfssituationen entsprechend der Bedarfsrichtung.

Im GWJ 18/19 wurde ein LTO-Testabruf bei einem Regelenergieanbieter durchgeführt.

5.2. SHORT TERM BALANCING SERVICES

PRODUKTBESCHREIBUNG

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

Das STB-Produkt beinhaltet die Bereitstellung bzw. Übernahme von Gasmengen als konstante Stundenleistung ab der abgerufenen Stunde jeweils bis zum Ende des Gastages, d. h. für einen Zeitraum von mindestens einer Stunde bis maximal 24 Stunden pro Gastag¹⁸. Es kann nur im Rahmen von kurzfristigen Ausschreibungen der NCG von präqualifizierten Regelenenergieanbietern angeboten werden. Die Regelenenergieanbieter werden über die kurzfristige Ausschreibung des Regelenenergieproduktes STB durch NCG informiert.

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. Wie beim Regelenenergieprodukt LTO können für das STB-Produkt auch andere Flexibilitätsquellen wie z. B. Speicher oder GÜPs für eine Angebotsstellung genutzt werden. Es ist Regelenenergieanbietern darüber hinaus möglich, verschiedene Flexibilitätsquellen zu „poolen“, um die Anforderungen zu erfüllen.

Die wichtigsten Produktparameter sind in der nachfolgenden Tabelle 20 zusammengefasst.

STB-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Mind. 10 MWh/h je Los (danach ganzzahlig bis max. 1.000 MWh/h)
Übergabeort	Alle Punkte (GÜP, MÜP, Speicher, RLM) innerhalb der ausgeschriebenen Regelenenergie(teil-)zone: H-Gas Nord, H-Gas Mitte, H-Gas Süd, L-Gas West, L-Gas Ost
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 20: STB-Produktparameter

AUSSCHREIBUNG UND EINSATZ

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

¹⁸ An den Tagen der Zeitumstellung sind es jeweils maximal 23 bzw. 25 Stunden.

Im GWJ 18/19 war eine Ausschreibung des Regelenenergieproduktes STB nicht erforderlich.

5.3. SHORT CALL BALANCING SERVICES

Die externen Regelenenergiebedarfe im L-Gas-System sind nur begrenzt mit der für die bisherigen Regelenenergieprodukte im Marktgebiet NetConnect Germany geltenden Vorlaufzeit von drei Stunden prognostizierbar. Kurzfristige Strukturierungsbedarfe, die eine geringere Vorlaufzeit erfordern, werden bisher größtenteils über den Leitungsinhalt des L-Gas-Systems sowie im Rahmen der Abstimmung der Netzfahrweise über bilaterale Vereinbarungen der deutschen FNBs mit der GTS abgedeckt. Der Leitungspuffer im L-Gas-System 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 Regelenenergiebedarfe gewährleisten zu können, plant NCG, ein neues Regelenenergieprodukt „Short Call Balancing Services“ (SCB) als Flexibilitätsdienstleistung im MOL-Rang 4 einzuführen.

Die über das SCB-Produkt zu deckenden Bedarfe würden jeweils langfristig (voraussichtlich monatsweise) in der Regelenenergiezone L-Gas Ost ausgeschrieben. Teilnehmen könnten präqualifizierte Regelenenergieanbieter, welche die ausgeschriebene Leistung gemäß den Produktspezifikationen an Speicherpunkten (Speicher Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der Regelenenergiezone L-Gas Ost bereitstellen können. Im Bedarfsfall würde 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 erfolgen.

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

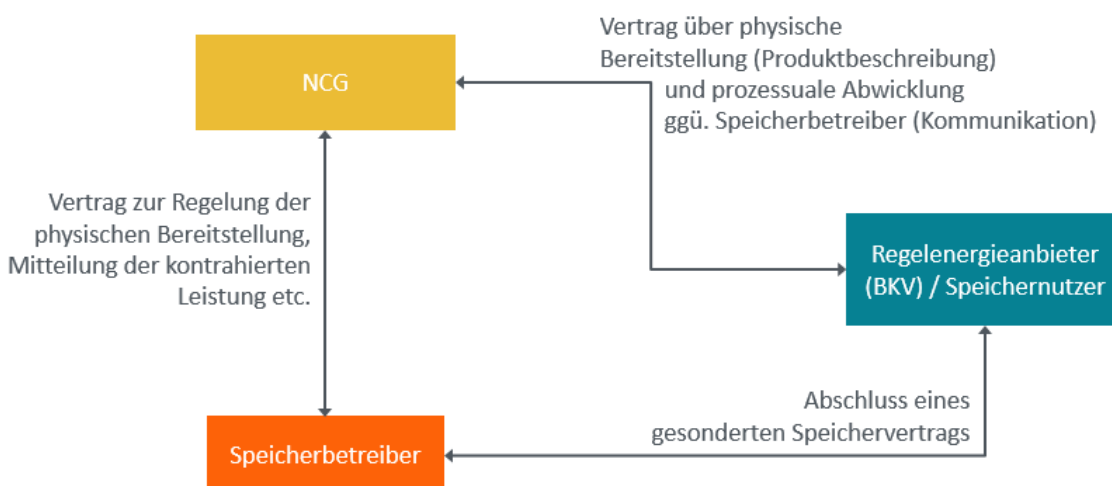


Abbildung 18: Geplante Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten

Die geplanten Produktspezifikationen sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

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

Die Einführung des SCB-Produkts soll voraussichtlich noch im Laufe des GWJ 19/20 erfolgen, vermutlich jedoch nicht vor dem 1. April 2020.

5.4. MAßNAHMEN GEMÄß ECKPUNKTEPAPIER BMWi

Zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit Erdgas wurde durch das BMWi am 16. Dezember 2015 ein Eckpunktepapier veröffentlicht, welches die Umsetzung von zwei Maßnahmen durch die MGV zur Stärkung des Regelenergiemarktes vorsieht. Bei diesen Maßnahmen handelte es sich zum einen um eine Ausweitung der Kontrahierung des bestehenden Regelenergieproduktes LTO sowie zum anderen um die Einführung eines langfristigen Regelenergieproduktes DSM. Das eigenständige DSM-Produkt (siehe dazu ausführlich Kapitel 5.4 f. des Regelenergieberichts für das GWJ 16/17 sowie Kapitel 5.1 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18) wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2018 mit dem LTO-Produkt verschmolzen und ist in diesem Zuge als eigenständiges Regelenergieprodukt entfallen. Die Umsetzung des BMWi-Eckpunktepapiers erfolgt seit diesem Zeitpunkt ausschließlich über das LTO-Produkt (Produktvariante RoD).

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

Im GWJ 18/19 waren zusätzliche Bedarfe nach dem BMWi-Eckpunktepapier nur in den Monaten Januar bis März 2019 zu berücksichtigen. Die Ausschreibungsergebnisse sind in Kapitel 5.1 dargestellt.

6. LOKALE REGELENERGIEPRODUKTE

Lokale Regelenergieprodukte dienen der Deckung von externen Regelenergiebedarfen in Regelenergiezonen. Besteht ein Regelenergiebedarf an spezifischen Netzknoten, so werden netzpunktscharfe Regelenergieprodukte kontrahiert. Handelsteilnehmer bzw. Anbieter von lokalen und netzpunktscharfen Regelenergieprodukten sind verpflichtet, einen physischen Effekt in der jeweiligen Regelenergiezone bzw. an den angebotenen Netzknoten zu bewirken. Bei den lokalen Regelenergieprodukten ist eine Lieferung auf RoD- oder DA-Basis möglich, während bei den netzpunktscharfen Regelenergieprodukten eine stündliche Lieferung exakt in der gehandelten Lieferstunde (Hourly) erfolgt.

Der Einsatz von Hourly-Regelenergieprodukten zur untertägigen Strukturierung der GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk wird in Kapitel 3.1 dargestellt. Die über den MOL-Rang 4 (LTO) abgerufenen Mengen sind in Kapitel 5.1 dargestellt und beruhen ausschließlich auf Börsenausfällen der Handelsplattform PEGAS sowie LTO-Testabrufen.

Im GWJ 18/19 wurden keine lokalen Regelenergieprodukte mit RoD- und/oder DA-Lieferperiode eingesetzt, weder im MOL-Rang 2 noch im MOL-Rang 4.

7. VERTEILUNG DER KOSTEN AUF DIE BILANZIERUNGSUMLAGEN

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

Ist eine Verteilung von Regelenergiekosten 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 Gaswirtschaftsjahr gebildet. Dabei kann der Mittelwert als arithmetisches Mittel oder als Mengengewicht gebildet werden.

NCG wendet das arithmetische Mittel aus nachfolgenden Gründen an: Die Anwendung des arithmetischen Mittels ist sachgerecht, da die täglich beschafften Regelenergiemengen 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.

Vor diesem Hintergrund sollte auch weiterhin die Ermittlung des Jahresverteilschlüssels auf Basis des arithmetischen Mittels erfolgen.

In der nachfolgenden Tabelle 21 werden die sich aus beiden Berechnungsansätzen für das GWJ 18/19¹⁹ ergebenden Netto-Kosten je Bilanzierungsumlagekonto gegenübergestellt:

Konto	Jahresschlüssel, arithmetisches Mittel (RLM/SLP 42%/58%)	Jahresschlüssel, mengengewichtetes Mittel (RLM/SLP 39%/61%)
RLM-Bilanzierungsumlagekonto	-64,1 Mio. EUR	-64,4 Mio. EUR
SLP-Bilanzierungsumlagekonto	-104,0 Mio. EUR	-103,7 Mio. EUR

Tabelle 21: Auswirkung der Jahresschlüsselbildung auf die Bilanzierungsumlagekonten

¹⁹ Für die Monate 07/2019 bis 09/2019 können nur vorläufige Allokationsdaten aus den Bilanzkreisen für die Berechnung herangezogen werden.

8. SONSTIGE BILANZIERUNGSTÄTIGKEIT: VERSORGUNG EXTERRITORIALER NETZGEBIETE

Die den deutsch-niederländischen GÜPs Haanrade und Dinxperlo nachgelagerten Netzgebiete auf deutscher Seite verfügen über keine physikalische Anbindung an das deutsche Gasnetz („exterritoriale Netze“) und können ausschließlich über das niederländische Gasnetz versorgt werden. Am GÜP Tegelen an der deutsch-niederländischen Grenze besteht zwar eine Anbindung an das deutsche Gasversorgungsnetz, über diese kann jedoch im Zeitraum vom 1. November eines jeden Jahres bis zum 31. März des jeweiligen Folgejahres keine ausreichende physische Versorgung des Verteilnetzes erfolgen. In den vorgenannten Monaten ist daher eine den erforderlichen Mindestdruck wahrende Aufspeisung des Netzes nur aus dem niederländischen Gasnetz der GTS möglich. Die Aufspeisung dieses Verteilnetzes erfolgt dann ausschließlich über den Einspeisepunkt Tegelen.

Zur Erfüllung der Vorgaben zur Marktliberalisierung mit der Möglichkeit von Lieferantenwechselprozessen auf Letztverbraucherebene war eine erneute Ausschreibung von Gas Mengen zur Versorgung der exterritorialen Netze erforderlich. Aus diesem Grund hatte NCG Anfang Juni 2018 eine entsprechende Ausschreibung von Gasmengen zur Versorgung exterritorialer Netze angekündigt und im Nachgang ausgeschrieben. Es wurden zwei separate Lose ausgeschrieben (Los A = Tegelen Gastag 1. November 2018 bis einschließlich Gastag 31. März 2019 sowie Dinxperlo und Haanrade Gastag 1. Januar 2019 bis einschließlich Gastag 31. März 2019 zum Festpreis; Los B = Dinxperlo und Haanrade Gastag 1. April 2019 bis einschließlich Gastag 31. Dezember 2019 zum Indexpreis mit monatlicher Kündigungsoption). Los B wurde später ein zweites Mal ausgeschrieben. Hintergrund der erneuten Durchführung der Ausschreibung bzgl. der Bereitstellung ab April 2019 (Los B) waren neue Erkenntnisse bezüglich der VIP-Einführung an der deutsch-niederländischen Grenze. Danach stand fest, dass die VIPs nicht im Kalenderjahr 2019 umgesetzt werden würden. Die Ausschreibung erfolgte daher unter den gleichen Voraussetzungen wie für Los A.

Den Zuschlag für das Los A an den GÜPs Dinxperlo und Haanrade (1. Januar 2019 - 1. April 2019) sowie GÜP Tegelen (1. November 2018 - 1. April 2019) hat die OMV Gas Marketing & Trading GmbH („OMV“) erhalten.

Den Zuschlag für das Los B an den GÜPs Dinxperlo und Haanrade (1. April 2019 - 1. Januar 2020) hat die Uniper Global Commodities SE („Uniper“) erhalten.

Im Oktober 2019 haben die am geplanten VIP NCG-TTF L-Gas an der deutsch-niederländischen Grenze beteiligten FNB bekanntgegeben, dass die Einführung des VIP zum 1. April 2020 geplant ist. Sollten die in der Ausschreibung relevanten GÜPs alle diesem VIP zugeordnet werden, wäre eine Versorgung der exterritorialen Netzgebiete über das hier beschriebene Versorgungsmodell voraussichtlich nicht mehr erforderlich. Nähere Informationen dazu folgen im nächsten Regelenenergiebericht.

9. ENTWICKLUNG DER ENTGELTE UND UMLAGEN IM MARKTGEBIET

In der folgenden Übersicht (Tabelle 22) werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Periode bis einschließlich 30. September 2019 und ab 1. Oktober 2019 dargestellt.

Entgelte/Umlagen	Bis 30. September 2019	Ab 1. Oktober 2019
Konvertierungsentgelt (H->L)	0,45 EUR/MWh	0,45 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen
Konvertierungsumlage	0,15 EUR/MWh	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0,60 EUR/MWh	0,10 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	1,20 EUR/MWh	0,10 EUR/MWh

Tabelle 22: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweils aktuellen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage ²⁰ bzw. zu den Bilanzierungsumlagen ²¹ entnommen werden. Detaillierte Ausführungen zur Berücksichtigung der Risiken aus der externen Regelernergiebeschaffung bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen finden Sie ab S. 3 des entsprechenden Berechnungsgrundlage-Dokuments.

²⁰ <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/Konvertierungsentgelt>

²¹ <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/SLP-Bilanzierungsumlage>

10. FAZIT/ZUSAMMENFASSUNG

Während das GWJ 17/18 in mancherlei Hinsicht ein außergewöhnliches Jahr war, entsprechen die Entwicklungen im GWJ 18/19 wieder stärker den vorangegangenen GWJ, insbesondere dem GWJ 16/17.

Das Produktportfolio der NCG zur Regelenergiebeschaffung ist im Wesentlichen unverändert gegenüber dem Vorjahr. Wie bereits in den Vorjahren erfolgt die Regelenergiebeschaffung auch weiterhin fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der Gasbörse PEGAS. Die dabei erzielten Preise entsprechen in aller Regel dem üblichen Marktpreisniveau. Der allgemeinen Marktpreisentwicklung folgend, sanken im GWJ 18/19 auch die Kosten für die börsliche Regelenergiebeschaffung. Bei den gegenläufigen Regelenergieeinsätzen gab es weder innerhalb der einzelnen MOL-Ränge noch qualitätsübergreifend Besonderheiten. Der Anteil der zu Konvertierungszwecken beschafften externen Regelenergie lag im GWJ 18/19 bei 18 Prozent (Vorjahr: 25 Prozent).

Bei den beschafften Mengen gab es zum Großteil keine Auffälligkeiten. Eine erwähnenswerte Ausnahme stellen die Mengen- und damit einhergehenden Kostenreduktionen bei den Hour-Regelenergiebedarfen im MOL-Rang 2 dar. Die weitere Entwicklung in diesem Bereich bleibt jedoch abzuwarten.

Im GWJ 19/20 wird es vor dem Hintergrund der VIP-Einführung an der deutsch-niederländischen Grenze zu Änderungen bei den zur Strukturierung eingesetzten Regelenergieprodukten kommen. Weiterhin ist die Einführung des SCB-Produkts mit kurzen Vorlaufzeiten geplant. Nähere Informationen dazu wird NCG dem Markt rechtzeitig bekanntgeben.

Parallel stehen perspektivisch vor dem Hintergrund der geplanten Marktgebietszusammenlegung zum 1. Oktober 2021 weitere Änderungen an. Die beiden MGV arbeiten in Zusammenarbeit mit den FNB intensiv an der zukünftigen Ausgestaltung; ein Ausblick zu den für die Regelenergiebeschaffung relevanten Themen folgt im nächsten Regelenergiebericht.

NetConnect Germany GmbH & Co. KG

Kaiserswerther Straße 115
40880 Ratingen

balancing-gas@net-connect-germany.com

T: +49 (0) 2102 59 79 – 780

F: +49 (0) 2102 59 79 – 59

www.net-connect-germany.com