



**NetConnect
Germany**

simply gas

JÄHRLICHER REGELENERGIEBERICHT NACH GABI GAS 2.0

Stand November 2020

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)	25
3.4.	Situation in der Corona-Krise.....	27
4.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	28
4.1.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen	28
4.2.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	29
5.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL-Rang 4	31
5.1.	Long Term Options	31
5.2.	Short Term Balancing Services	41
5.3.	Short Call Balancing Services	43
5.4.	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi	47
6.	Lokale Regelenergieprodukte	48
7.	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	49
8.	Sonstige Bilanzierungstätigkeit: Versorgung exterritorialer Netzgebiete	50
9.	Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	51
10.	Fazit/Zusammenfassung sowie Ausblick für das gemeinsame Marktgebiet THE.....	52
10.1.	Fazit/Zusammenfassung GWJ 19/20	52
10.2.	Ausblick für das gemeinsame Marktgebiet THE.....	52

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 nach MOL (DA/RoD, Monatsbasis)	14
Abbildung 5: Externe Regelenergie – Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)	15
Abbildung 6: Externe Regelenergie – Mengen nach Wochentag (DA/RoD und Hour)	16
Abbildung 7: Externe Regelenergie – Leistung nach Einsatzdauer (DA/RoD)	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: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis)	26
Abbildung 11: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA/RoD, Monatsbasis)	28
Abbildung 12: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsmengen (Monatsbasis)	30
Abbildung 13: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)	30
Abbildung 14: Externe Regelenergie – Abrufmengen LTO Hourly (beide GÜPs/Regelenergiezonen, Monatsbasis)	38
Abbildung 15: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten...	43
Abbildung 16: Externe Regelenergie – Abrufmengen SCB (Monatsbasis)	46
Abbildung 17: Übersicht Produkte im Marktgebiet THE nach MOL-Rang	53
Abbildung 18: Übersicht Börsenproduktportfolio (RoD/DA) im Marktgebiet THE	53

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise) ...	17
Tabelle 2: Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour)	17
Tabelle 3: Übersicht MOL-Abweichungen	21
Tabelle 4: LTO-Produktparameter für die Produktvariante RoD	31
Tabelle 5: LTO-Produktparameter für die Produktvariante Hourly	32
Tabelle 6: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO RoD und LTO Hourly).....	33
Tabelle 7: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Gesamt)	33
Tabelle 8: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HS).....	34
Tabelle 9: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HN)	34
Tabelle 10: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HM)	34
Tabelle 11: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: LO).....	35
Tabelle 12: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: LW).....	35
Tabelle 13: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt (= Zone HS))	35
Tabelle 14: LTO RoD: Abgerufene Mengen.....	36
Tabelle 15: LTO Hourly Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost: SystemBuy (Zusammenfassung)	37
Tabelle 16: LTO Hourly Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost: SystemSell (Zusammenfassung)	37
Tabelle 17: LTO Hourly Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West: SystemBuy (Zusammenfassung)..	37
Tabelle 18: LTO Hourly Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung) ..	37
Tabelle 19: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)	38
Tabelle 20: LTO Hourly Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West: Abgerufene Mengen	39
Tabelle 21: LTO Hourly Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost: Abgerufene Mengen	39
Tabelle 22: STB-Produktparameter	41
Tabelle 23: SCB: SystemBuy (Zusammenfassung).....	44
Tabelle 24: SCB: SystemSell (Zusammenfassung)	45
Tabelle 25: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (SCB)	45
Tabelle 26: SCB: Abgerufene Mengen.....	45
Tabelle 27: Auswirkung der Jahresschlüsselbildung auf die Bilanzierungsumlagekonten	49
Tabelle 28: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG.....	51

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BH	Bank Holiday
BK7	Beschlusskammer 7
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DA	Day-Ahead
DSM	Demand Side Management
EEX	European Energy Exchange
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
Konni Gas	Festlegung BK7-11-002 der Bundesnetzagentur vom 27. März 2012 in der Änderungsfas- sung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016
LTO	Long Term Options
MBI	Marktbasierte Instrumente gemäß der Festlegung BK7-19-037 der Bundesnetzagentur vom 25. März 2020 zur Genehmigung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandwei- ten Marktgebiet (KAP+)
MG	Marktgebiet
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 Kapa- zitätszuweisung	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
PEGAS	Pan European Gas Cooperation
Q	Quartal
RoD	Rest of the Day
SA	Saturday
SCB	Short Call Balancing Services
STB	Short Term Balancing Services
SU	Sunday
THE	Trading Hub Europe
TTF	Title Transfer Facility
VIP	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 Regelenenergie in ihrem Marktgebiet zu übermitteln.

Der vorliegende Regelenenergiebericht betrachtet das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 19/20 und soll durch Vergleiche zum vorherigen GWJ 18/19 aktuelle Entwicklungen in der Regelenenergiebeschaffung 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 Regelenenergie in benachbarten Marktgebieten gemäß Artikel 9 Absatz 3 Netzkodex Gasbilanzierung.

Im diesjährigen Regelenenergiebericht wird zunächst in den Kapiteln zwei und drei der Einsatz interner sowie die Beschaffung externer Regelenenergie 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 19/20 eingesetzten lokalen Regelenenergieprodukte werden in Kapitel sechs beschrieben. Darauf folgt die jährliche Überprüfung der Verteilung der Kosten im Rahmen der Regelenenergiebeschaffung 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 19/20 sowie im GWJ 20/21 folgt in Kapitel neun.

Am Schluss steht die Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse aus dem diesjährigen Regelenenergiebericht sowie ein Ausblick auf die wesentlichen Rahmenbedingungen für Regelenenergie im gemeinsamen Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) ab dem 1. Oktober 2021.

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 18/19 und das GWJ 19/20 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 annähernd konstant ist.

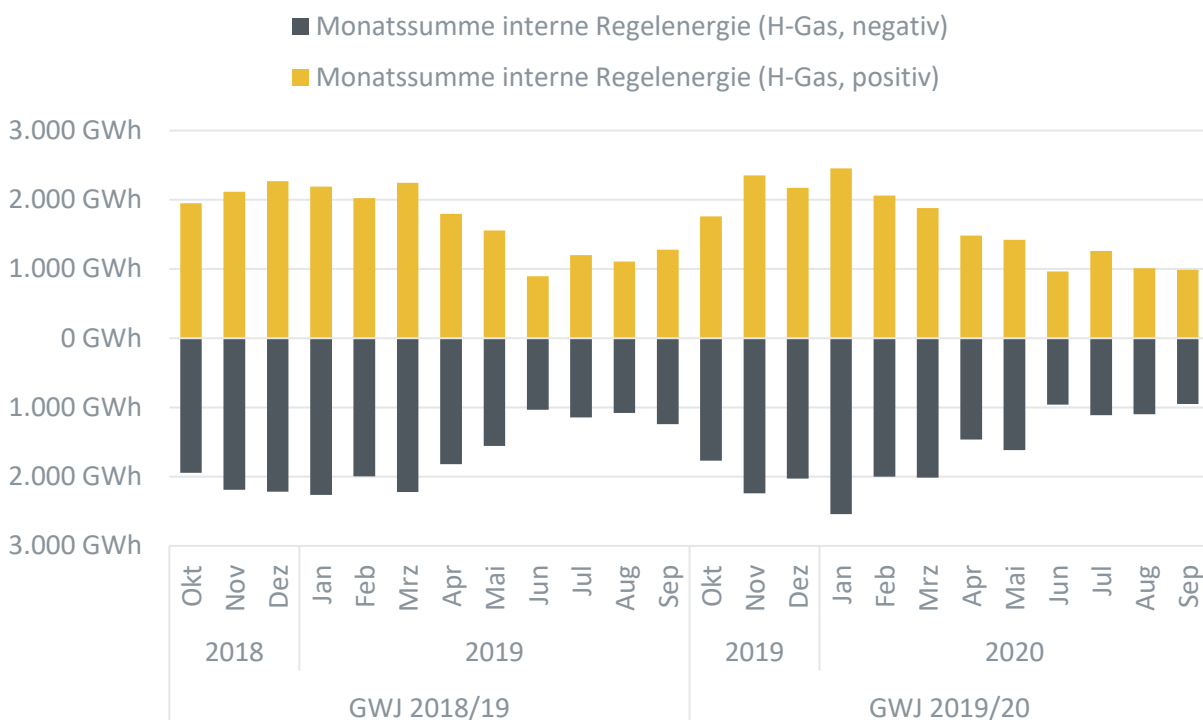


Abbildung 1: Interne Regelernergie H-Gas (Monatsbasis)

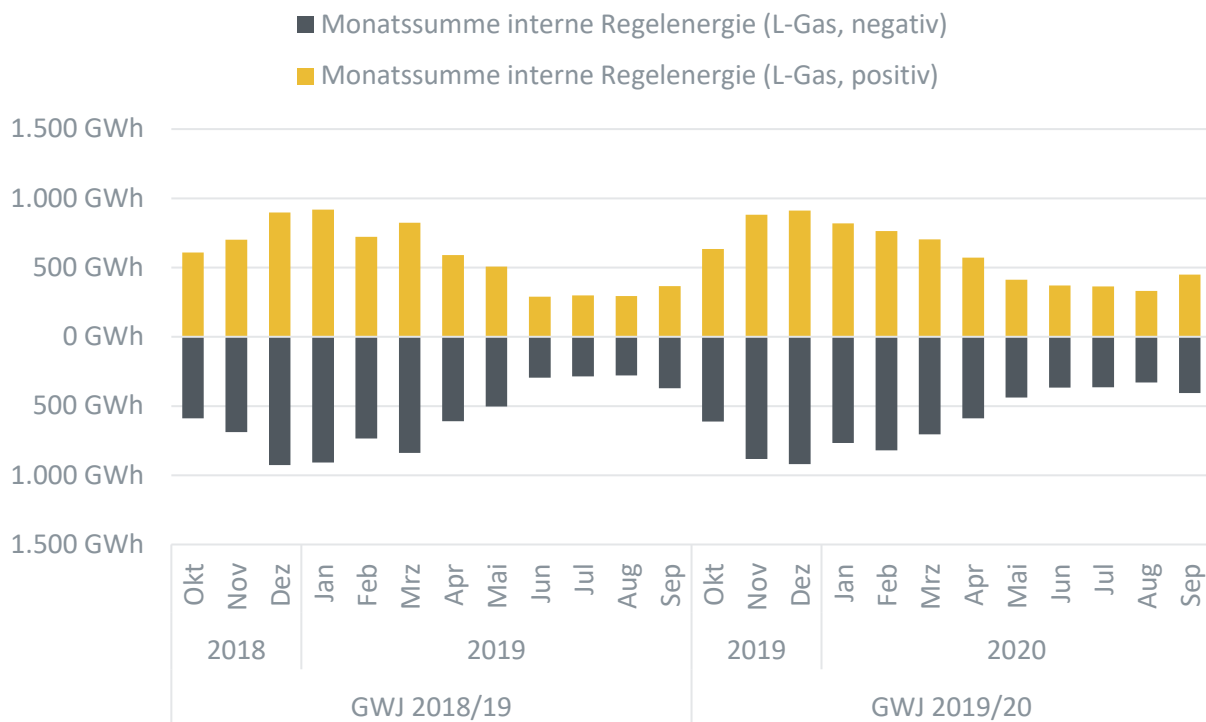


Abbildung 2: Interne Regelenergie L-Gas (Monatsbasis)

3. BESCHAFFUNG UND EINSATZ EXTERNER REGELENERGIE

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

PRODUKTPORTFOLIO ZUR REGELENERGIEBESCHAFFUNG

Im Rahmen der Beschaffung von externer Regelernergie setzt NCG Börsenprodukte ein und kontrahiert zusätzlich bilaterale Regelernergieprodukte. Gegenüber dem GWJ 18/19 gab es beim Produktportfolio im Laufe des GWJ 19/20 einige Änderungen.

Wie bereits im letztjährigen Regelernergiebericht angekündigt, hatte die Einführung der 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. Seit dem 1. April 2020 werden für die extern zu deckenden Strukturierungsbedarfe im L-Gas nicht mehr die bisherigen netzpunktscharfen Börsenprodukte mit Erfüllung an den Grenzübergangspunkten (GÜP) Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk, sondern zonale Produkte mit stundengenauer Lieferung in den Regelernergiezonen L-Gas West bzw. L-Gas Ost genutzt. Diese Umstellung wurde auch im MOL-Rang 4 durch entsprechende Anpassungen an der Produktbeschreibung der LTO-Produktvariante „Hourly“ umgesetzt (für Details zum LTO-Produkt siehe Kapitel 5.1).

Weiterhin hat NCG – wie ebenfalls im Vorjahresbericht angekündigt – im GWJ 19/20 im MOL-Rang 4 das neue Regelernergieprodukt „Short Call Balancing Services“ (SCB) eingeführt. Näheres zum SCB-Produkt finden Sie in Kapitel 5.3 dieses Berichts.

Seit dem 1. Januar 2020 erfolgt die börsliche Beschaffung aufgrund der Integration der Powernext in die European Energy Exchange (EEX) zudem nicht mehr über den PEGAS-, sondern über den EEX-Spotmarkt.

In Abbildung 3 sind die im GWJ 19/20 von der NCG für die Regelernergiebeschaffung genutzten Produkte je MOL-Rang sowie je Regelernergiebedarfskriterium dargestellt. In der Grafik abgebildet ist der zum Ende des GWJ bestehende Stand des Produktportfolios.

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

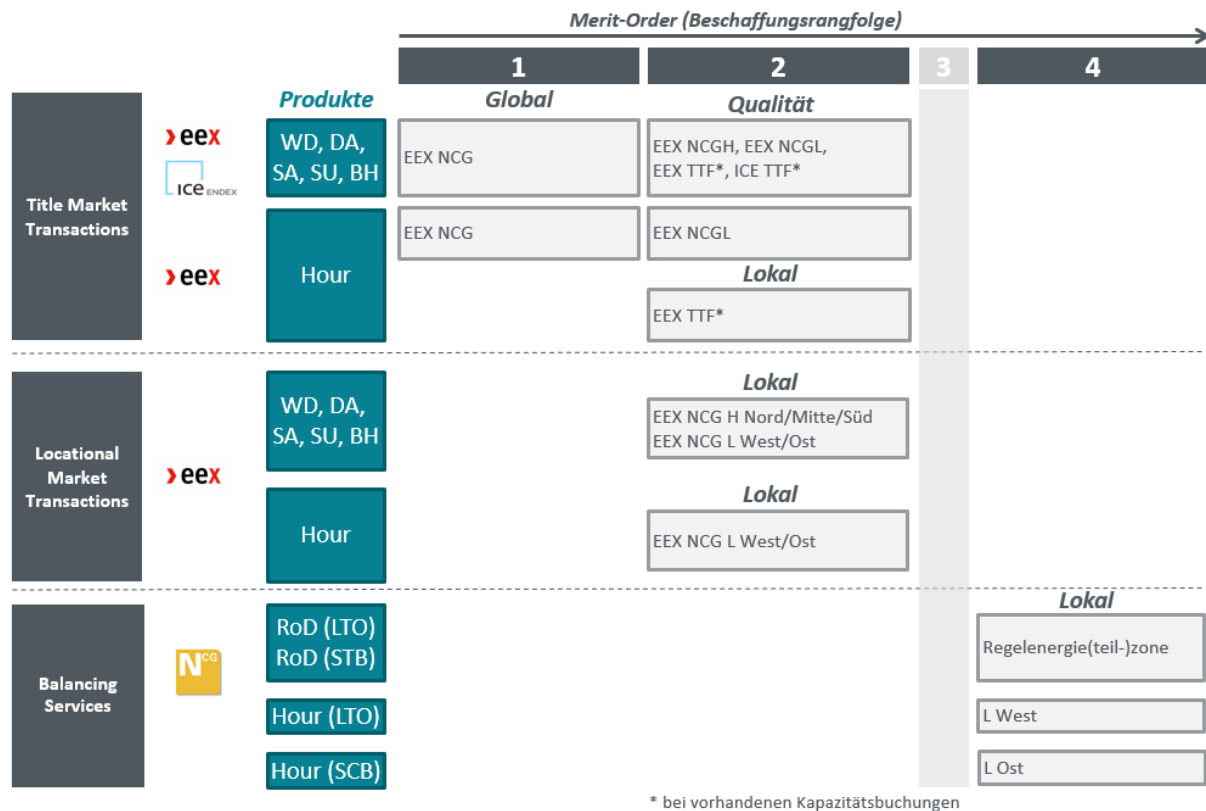


Abbildung 3: Übersicht Regelenergieprodukte

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN JE MOL-RANG

Im Folgenden werden die im GWJ 18/19 und im GWJ 19/20 beschafften externen Regelenergiemengen sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelenergiekäufe) und SystemSell (Regelenergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt. Eine tabellarische Übersicht über alle MOL-Ränge findet sich am Ende dieses Teilkapitels in Tabelle 1 (Kosten und Erlöse) bzw. Tabelle 2 (Mengen).

Abbildung 4 beinhaltet die beschafften Regelenergiemengen in den Produktvarianten DA sowie RoD je MOL-Rang für die Bedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell auf Monatsbasis sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse¹.

Der externe Regelenergiebedarf in den **PRODUKTVARIANTEN ROD UND DA** (ohne stündliche Regelenergiebedarfe, siehe dazu Textabschnitt weiter unten) im GWJ 19/20 lag mit insgesamt 39.000 GWh um 13 % unter dem Niveau der Vorjahre, in denen sich der Gesamtbedarf für die Produktvarianten RoD und DA jeweils bei 45.000 GWh bewegte. Die Beschaffung erfolgte wie im Vorjahr zu 100 % über die Börse. Der Anteil der globalen Beschaffung im MOL-Rang 1 sank dabei jedoch von 25 % im GWJ 18/19 auf 16 % im GWJ 19/20. Eine Beschaffung externer Regelenergie im MOL-Rang 1 kommt nur in Frage, wenn ausreichendes technisches Konvertierungsvermögen zwischen den Gasbeschaffheitszonen H-Gas und L-Gas und kein gegenläufiger qualitätsspezifischer Regelenergiebedarf vorliegt. Das verfügbare technische Konvertierungsvermögen unterliegt verschiedenen Einflussfaktoren, insbesondere den kalorischen Eigenschaften des zu konvertierenden Gases sowie der Auslastung der technischen Konvertierungsanlagen im Rahmen der Netzsteuerung bzw. allgemeiner netzbezogener Maßnahmen, und unterliegt somit Schwankungen im täglichen Betrieb. Im Winter des GWJ 19/20 kam es vor diesem Hintergrund zu einem geringeren Einsatz des MOL-Rangs 1 als im Vorjahr. Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 lag entsprechend bei 84 % (im GWJ 18/19: 75 %). Der MOL-Rang 2 wird für qualitätsspezifische Bedarfe, bei denen eine globale Beschaffung nach den vorgenannten Kriterien ausscheidet, sowie im Rahmen der kommerziellen Konvertierung genutzt.

Aufgrund der ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 und 2 mussten die langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 (LTO in der Produktvariante „RoD“, siehe dazu Kapitel 5.1) in der regulären RoD- und DA-Beschaffungspraxis nicht eingesetzt werden. Die einzigen Abrufe erfolgten zu Testabruf-Zwecken (siehe dazu auch die Teilkapitel zu den MOL-Abweichungen in diesem Kapitel 3.1 sowie zu LTO-Testabrufen in Kapitel 5.1).

Die Nettokosten für die externe Beschaffung von RoD- und DA-Regelenergiebedarfen (ohne Leistungskosten der langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte) lagen im GWJ 19/20 mit 76 Mio. EUR zum zweiten Mal in Folge deutlich unter denen des jeweiligen Vorjahres (GWJ 17/18: 238 Mio. EUR, GWJ 18/19: 106 Mio. EUR). Dies ist insbesondere auf die allge-

¹ Da die DA-Regelenergiebeschaffung im Normalfall in der Stunde von 2 bis 3 Uhr erfolgt und rein preisoptimiert zwischen dem untertägigen Orderbuch („Within-Day“) mit 24 Stunden Laufzeit sowie dem DA-Orderbuch gehandelt wird, wird weitgehend auf eine getrennte Darstellung der Mengen und Kosten/Erlöse für die Produktvarianten DA und RoD verzichtet.

meine Preisentwicklung an den Großhandelsmärkten zurückzuführen, welche sich in entsprechend niedrigeren Preisen für externe Regelenergie niedergeschlagen hat (siehe dazu das folgende Teilkapitel).

Der externe Regelenergieeinsatz zur Deckung **STÜNDLICHER STRUKTURIERUNGSBEDARFE (PRODUKTVARIANTE „Hour“)** und die dabei entstandenen Kosten und Erlöse sind in Abbildung 5 dargestellt. Die im GWJ 19/20 über Produkte mit stundengenauer Lieferung beschafften Mengen liegen auf Gesamtjahressicht mit 7.000 GWh um 20 % unter dem Vorjahr (GWJ 18/19: 9.000 GWh). Die geringeren Einsatzmengen sind neben dem Einsatz netzbezogener Maßnahmen (z. B. Swaps zur Verlagerung von Gasflüssen zwischen angrenzenden Netzbetreibern, welche nur nach Können und Vermögen genutzt werden können) auf zusätzliches Puffervermögen zurückzuführen, das aufgrund geänderter technischer Rahmenbedingungen in Verbindung mit der Marktraumumstellung seit dem letzten GWJ im L-Gas-Netzbereich zur Verfügung steht (siehe dazu die Ausführungen im letzten Regelenergiebericht für die Frühjahrs- und Sommermonate des GWJ 18/19 in Kapitel 3.1). Aufgrund der voranschreitenden Marktraumumstellung ist allgemein davon auszugehen, dass die Strukturierungsbedarfe perspektivisch sinken, allerdings lässt sich aufgrund der vorstehend beschriebenen Effekte keine konkrete Prognose für das Folgejahr treffen.

Wie bei den RoD- und DA-Regelenergiebedarfen wurden auch die Strukturierungsbedarfe in der Regel vollständig über die Börse gedeckt (GWJ 19/20: 99,6 %). Ein außerbörslicher Regelenergieeinsatz (Produkte im MOL-Rang 4) findet mit Ausnahme von LTO-Testabrufen nur statt, sofern die Produkte in den MOL-Rängen 1 und 2 nicht bzw. nicht ausreichend verfügbar (in der Praxis insbesondere bei einer Nichtverfügbarkeit der Börse) oder zur Bedarfsdeckung nicht geeignet sind. Dabei ist zu beachten, dass mit dem neuen SCB-Produkt seit dem GWJ 19/20 ein weiteres Regelenergieprodukt zur Verfügung steht, das mit besonders kurzer Vorlaufzeit ebenfalls stundenweise zur Strukturierung eingesetzt wird. Es wird in den allgemeinen Auswertungen in diesem Kapitel daher ebenfalls unter der Produktvariante „Hour“ geführt (für Einzelheiten zur Produktausgestaltung sowie zum SCB-Einsatz siehe auch Kapitel 5.3).

Für den Einsatz stündlicher Regelenergieprodukte entstanden im GWJ 19/20 Nettokosten von 22 Mio. EUR, etwa 25 % weniger als im Vorjahr (GWJ 18/19: 29 Mio. EUR). Diese Kostensenkung ist wie bei den RoD- und DA-Bedarfen auf die Preisentwicklung zurückzuführen (siehe hierzu das folgende Teilkapitel).

Weitere Auswertungen zum externen Regelenergieeinsatz im Marktgebiet NCG finden Sie in den auf Abbildung 4 und Abbildung 5 folgenden Seiten.

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.

Am Ende folgen die bereits eingangs erwähnten tabellarischen Übersichten je MOL-Rang in Tabelle 1 (Kosten/Erlöse) und Tabelle 2 (Mengen).

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

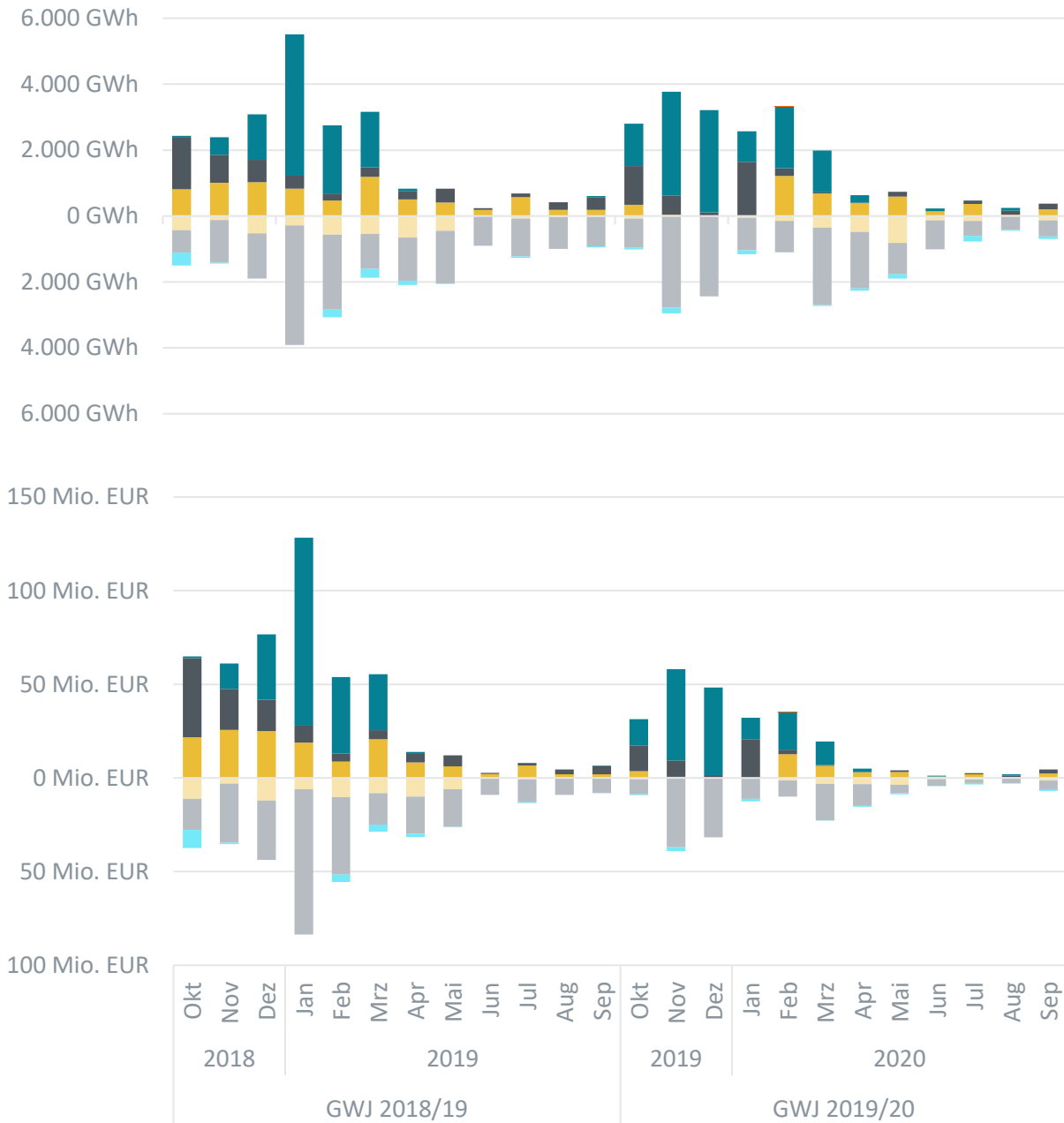


Abbildung 4: Externe Regelernergie – Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA/RoD, Monatsbasis)

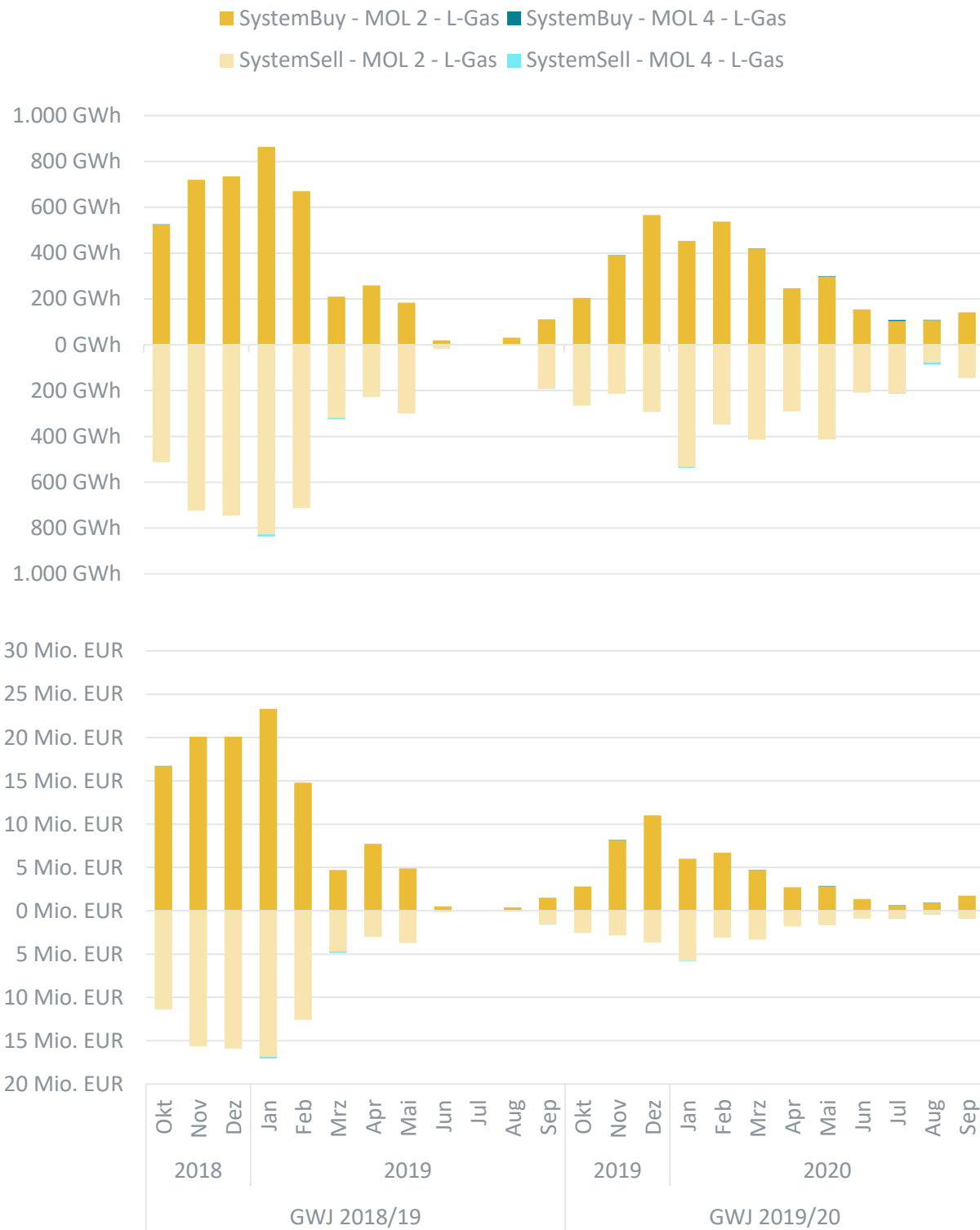


Abbildung 5: Externe Regelernergie – Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)

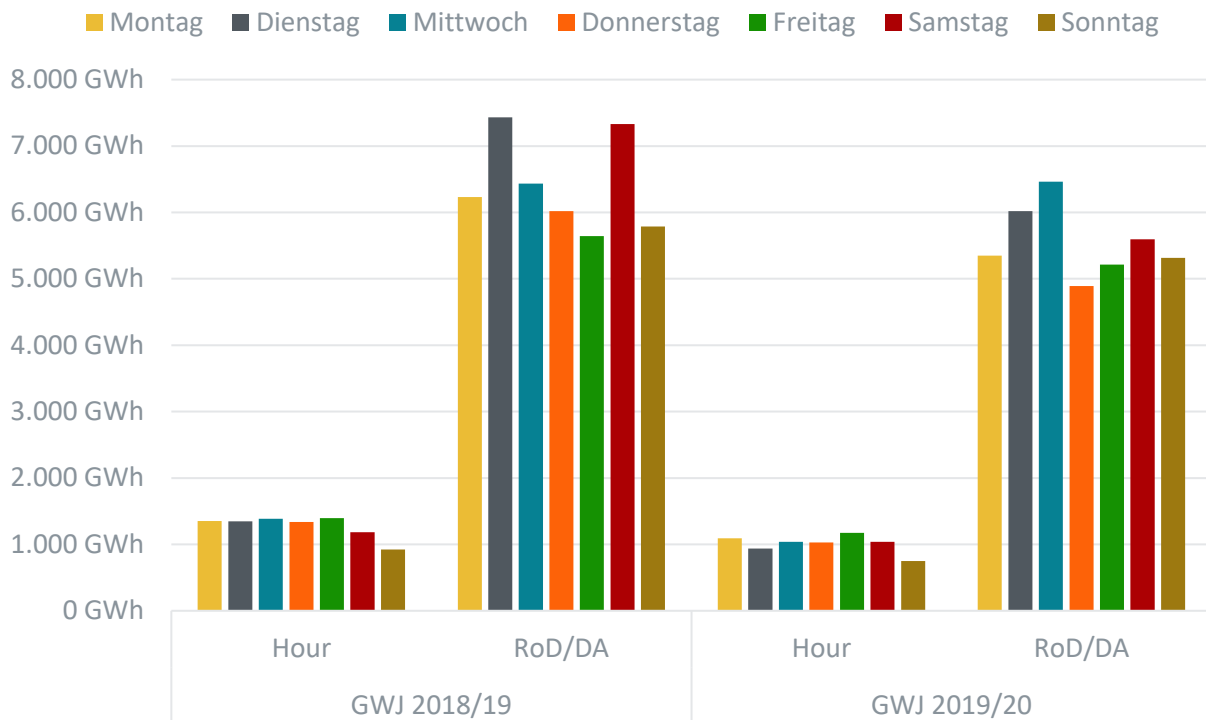


Abbildung 6: Externe Regelernergie – Mengen nach Wochentag (DA/RoD und Hour)

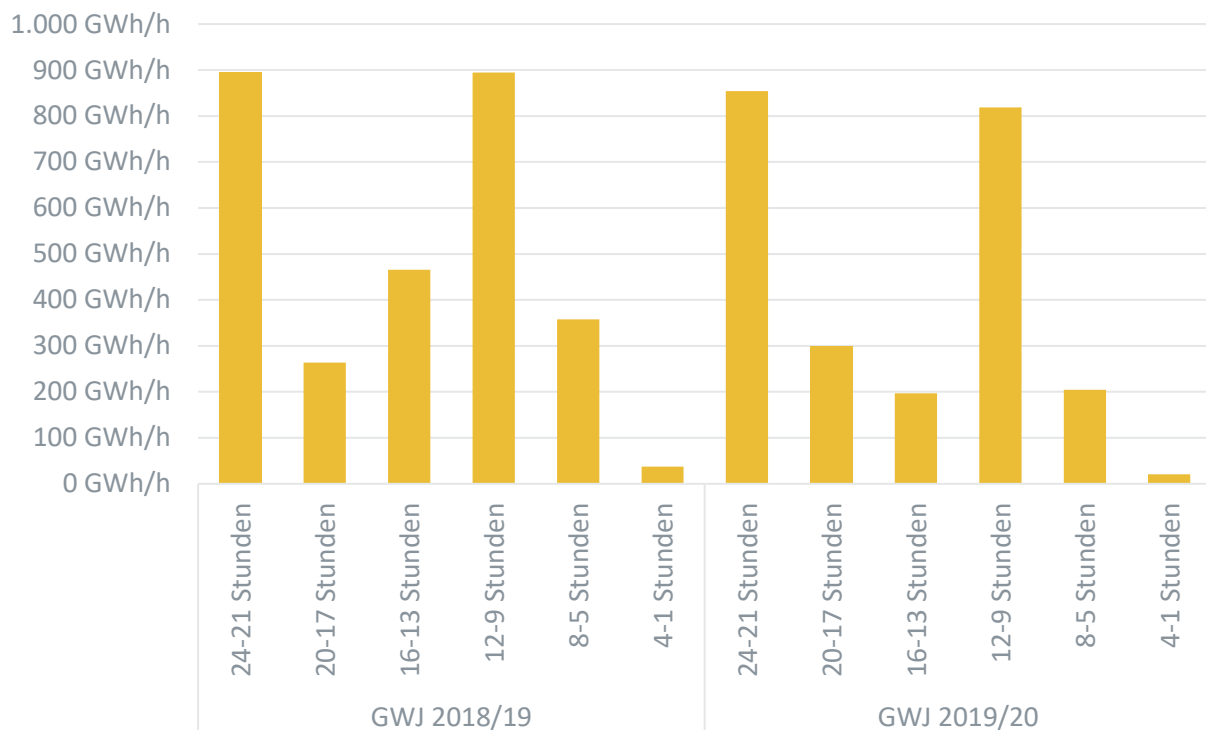


Abbildung 7: Externe Regelernergie – Leistung nach Einsatzdauer (DA/RoD)

Regelenergie- kosten/-erlöse	GWJ 2018/19		GWJ 2019/20	
	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	147.785.043,68 €	68.124.109,32 €	35.199.183,72 €	15.696.011,45 €
DA	61.311.174,00 €	8.282.997,00 €	16.596.067,80 €	3.102.450,00 €
RoD	86.473.869,68 €	59.841.112,32 €	18.603.115,92 €	12.593.561,45 €
MOL 2	454.996.229,66 €	399.301.636,12 €	258.338.304,93 €	179.750.560,78 €
DA	136.138.523,40 €	38.677.698,60 €	137.606.729,70 €	36.451.629,60 €
RoD	204.110.853,46 €	275.166.052,12 €	71.106.824,83 €	115.432.546,40 €
Hour	114.746.852,80 €	85.457.885,40 €	49.624.750,40 €	27.866.384,78 €
MOL 4	30.666,00 €	365.611,00 €	284.268,00 €	81.888,80 €
RoD			141.331,20 €	
Hour (LTO)	30.666,00 €	365.611,00 €	31.874,00 €	60.698,50 €
Hour (SCB)			111.062,80 €	21.190,30 €
Gesamt	602.811.939,34 €	467.791.356,44 €	293.821.756,65 €	195.528.461,03 €

Tabelle 1: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)²

Regelenergie- mengen	GWJ 2018/19		GWJ 2019/20	
	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	7.378,49 GWh	3.690,35 GWh	4.018,27 GWh	2.361,98 GWh
DA	3.079,13 GWh	485,95 GWh	1.865,59 GWh	485,38 GWh
RoD	4.299,36 GWh	3.204,40 GWh	2.152,68 GWh	1.876,60 GWh
MOL 2	19.874,34 GWh	22.837,57 GWh	19.950,38 GWh	19.545,17 GWh
DA	6.503,30 GWh	2.437,39 GWh	10.721,51 GWh	3.788,54 GWh
RoD	9.042,87 GWh	15.823,69 GWh	5.607,90 GWh	12.345,88 GWh
Hour	4.328,16 GWh	4.576,49 GWh	3.620,98 GWh	3.410,75 GWh
MOL 4	1,00 GWh	15,96 GWh	19,07 GWh	15,29 GWh
RoD			5,92 GWh	
Hour (LTO)	1,00 GWh	15,96 GWh	2,15 GWh	4,29 GWh
Hour (SCB)			11,00 GWh	11,00 GWh
Gesamt	27.253,83 GWh	26.543,88 GWh	23.987,72 GWh	21.922,44 GWh

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

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

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.

Die Preisentwicklung im GWJ 19/20 war stark vom allgemein sinkenden Marktpreisniveau geprägt. So setzte sich der bereits im Verlauf des GWJ 18/19 einsetzende Preisverfall mit Ausnahme eines geringen Neuanstiegs im Winter des Jahres 2019 im Wesentlichen kontinuierlich fort. Am 23. Mai 2020 erreichte der Großhandelspreis im NCG-Marktgebiet den tiefsten Stand seit gut zehn Jahren und lag mit 3,45 EUR/MWh sogar noch deutlich unter dem bisherigen Rekordtief von 6,81 EUR/MWh aus dem Jahr 2009. Die Preisentwicklung führte dazu, dass NCG im GWJ 19/20 bei stündlichen SystemSell-Bedarfen im L-Gas vereinzelt sogar zu Preisen von 0 EUR Gas verkaufen musste. Seit Erreichen des Tiefstandes im Sommer 2020 steigen die Preise allgemein jedoch wieder, die weitere Entwicklung bleibt hier abzuwarten.

Die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) der NCG für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe lagen wie im Vorjahr sowohl im MOL-Rang 1 als auch im MOL-Rang 2 innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen an der Börse. Auf Gesamtjahressicht wurde zu 100 % im MOL-Rang 1 (Vorjahr: 99 %) sowie zu 98 % im MOL-Rang 2 (Vorjahr: ebenfalls 98 %) innerhalb des oben genannten Preiskorridors beschafft.

Abbildung 8 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 1 für H-Gas für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe für das GWJ 18/19 und das GWJ 19/20. Die höheren Preise im MOL-Rang 4 im Februar 2020 wurden im Zusammenhang mit LTO-Testabrufen gezahlt, bei denen die Preise ab dem Kontrahierungszeitpunkt für den gesamten Leistungszeitraum fixiert sind. Der Ausreißer-Arbeitspreis von 58 EUR/MWh war dabei selbst für LTO-Verhältnisse ungewöhnlich hoch; zu einem Zuschlag war es auf Basis der Gesamtkosten aus Arbeits- und Leistungspreis gekommen.

Abbildung 9 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 2 für L-Gas getrennt nach RoD- bzw. DA- sowie Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 18/19 und das GWJ 19/20. Bei den Hour-Regelenergiebedarfen treten erfahrungsgemäß bei den Maximalpreisen immer wieder auch höhere Abweichungen von den durchschnittlich erzielten Preisen auf, in einzelnen Beschaffungssituationen auch mit besonders hohen Ausreißer-Preisen. Diese Preisausreißer haben in der Regel jedoch keine spürbaren Auswirkungen auf die Gesamtkosten.

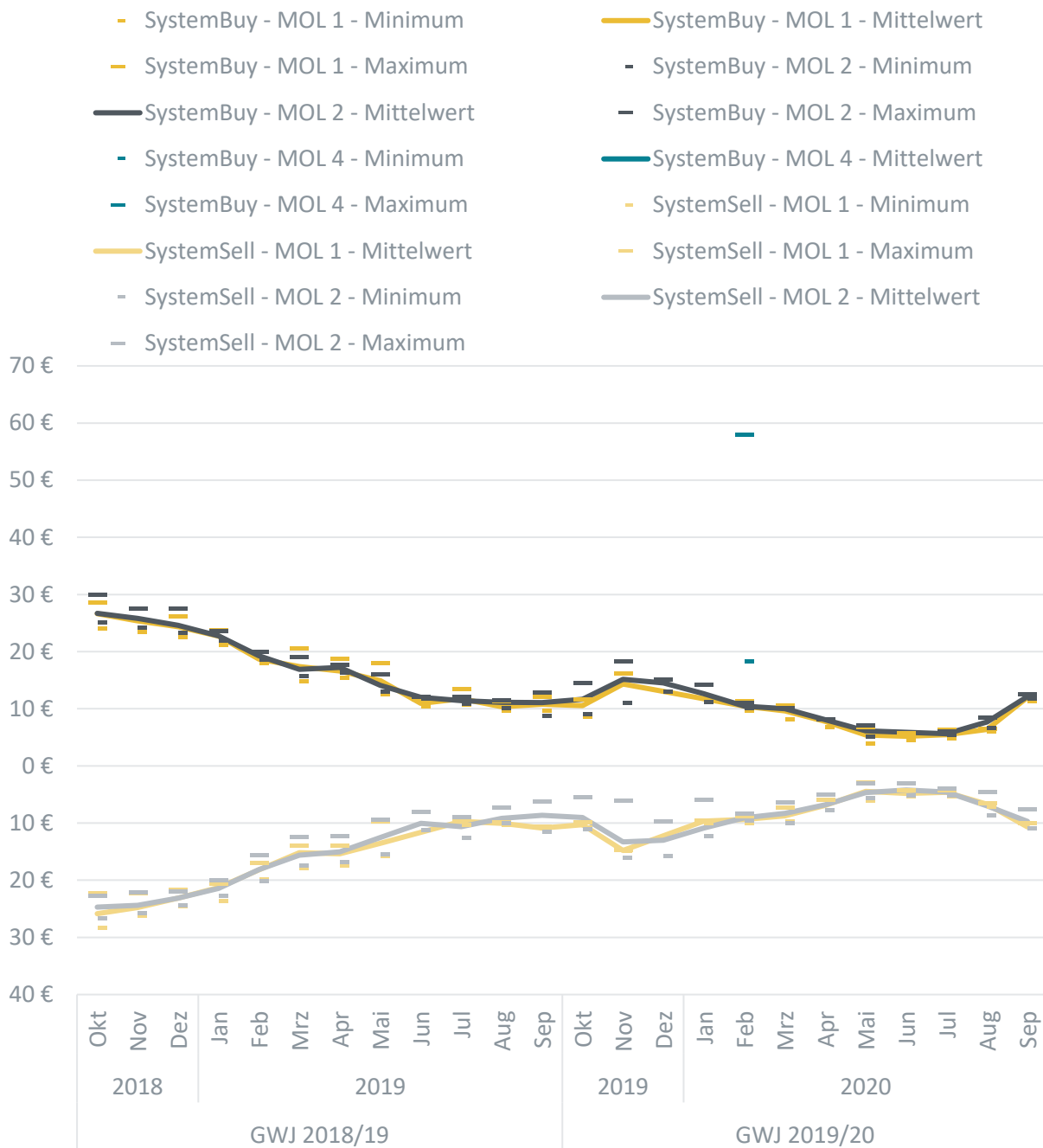


Abbildung 8: Preise externe Regelernergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

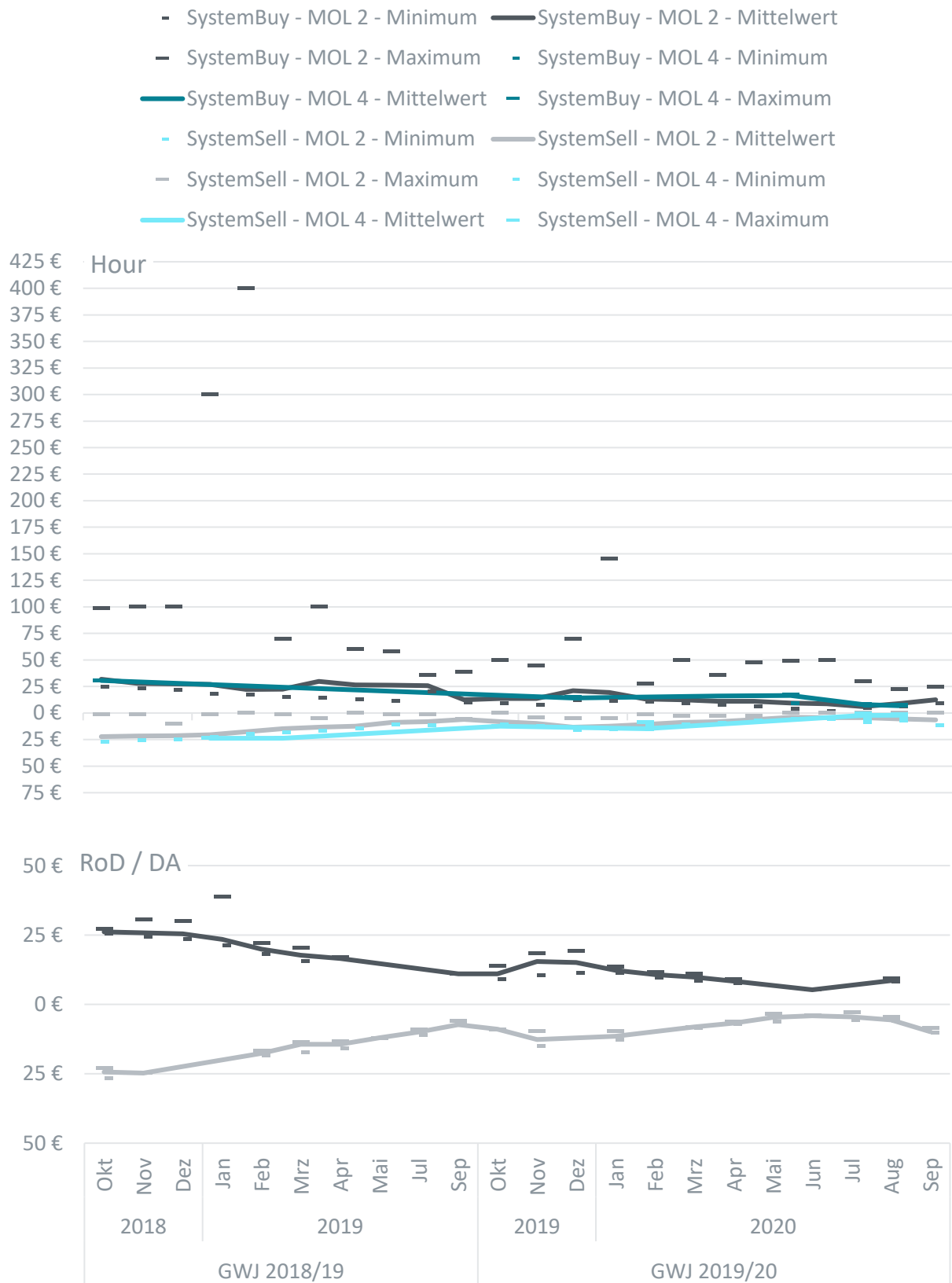


Abbildung 9: Preise externe Regelernergie L-Gas (DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

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 19/20 aufgeführt; diese sind auch auf der NCG-Webseite veröffentlicht³. Abweichungen von der MOL sind im GWJ 19/20 ausschließlich aufgrund von LTO-Testabrufen entstanden.

Datum	Abweichungsrang	Ersatzrang	Begründung der Abweichung
17.02.2020	MOL-Rang 2 – RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen
26.03.2020	MOL-Rang 2 – Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen

Tabelle 3: Übersicht MOL-Abweichungen

³ <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 und lokale 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 bzw. VIPs. Die Regelenergiebeschaffung in benachbarten Marktgebieten stellt somit grundsätzlich 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 im benachbarten Marktgebiet genehmigt. Entsprechend kann NCG die börslichen Spotmarktprodukte der EEX sowie der ICE Endex mit Lieferort am niederländischen TTF nutzen.

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN

Im GWJ 19/20 wurden externe Regelenergiebedarfe von NCG vollständig im eigenen Marktgebiet gedeckt, d. h. es fand keine Beschaffung von Regelenergie mit Lieferort TTF statt.

KONTRAHIERTE KAPAZITÄTEN UND NUTZUNG

Im GWJ 19/20 wurden von NCG keine Transportkapazitäten kontrahiert.

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 „EEX TTF“ sowie die einschlägigen Transportbedingungen für die relevanten Transportbuchungen/-nominierungen geprüft und als ordnungsgemäß eingestuft. Darüber hinaus wurde geprüft, ob die Voraussetzungen für eine Beschaffung in benachbarten Marktgebieten weiterhin vorliegen. Die weitere Möglichkeit der Beschaffung wurde als erforderlich und sinnvoll eingestuft. Die Voraussetzungen von Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung sind somit erfüllt.

Die jeweils gültigen Konditionen und Preiskomponenten zur Deckung von Regelenergiebedarfen aus benachbarten Marktgebieten werden jährlich evaluiert und die Beschaffungsmethodik an die 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 Kapazitäten an den jeweils betroffenen GÜPs bzw. VIPs sowie die Verwendung der Kapazitäten nicht eingeschränkt werden.

BERECHNUNGSMETHODIK ZUR ERMITTLUNG DES TRANSPORTKOSTEN-AUF- SCHLAGS/-ABSCHLAGS

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) letzter Satz der Festlegung GaBi Gas 2.0 sind die bei der Regelenenergiebeschaffung 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-AUF- SCHLÄGE/-ABSCHLÄGE

- Für die SystemBuy- und SystemSell-Regelenenergiebedarfe werden jeweils für einen monatlichen Anwendungsbereich Transportkosten-Aufschläge bzw. -Abschläge in Abhängigkeit der tatsächlichen Einsatzdauer 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- bzw. WD-Kapazitätsprodukte (Tagesentgelte) der GÜPs sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite^{4/5} berücksichtigt, über die der MGV den Transport organisiert.
 - Sowohl auf deutscher Seite als auch auf niederländischer Seite werden die DA- bzw. WD-Tarife anteilig herangezogen, unter Berücksichtigung der tatsächlichen Einsatzdauer.
 - Die Formel setzt sich wie folgt zusammen:

$$\text{TRANSPORTENTGELT} = \left(\frac{\text{TARIF NCG (EUR/MWH/H/D)} + \text{TARIF GTS (EUR/MWH/H/D)}}{24 \text{ H}} \right) * \text{EINSATZDAUER (H)}$$

Auf der Folgeseite wird diese Berechnungsmethodik anhand eines Beispiels verdeutlicht.

⁴ Ab dem 1. Januar 2020 kommen gemäß den Festlegungen MARGIT und BEATE 2.0 für Buchungen von Kapazitäten auf der deutschen Seite folgende Multiplikatoren zur Anwendung: 2,0 bei WD-Kapazitätsbuchungen und 1,4 bei DA-Kapazitätsbuchungen.

⁵ Ab dem 1. Januar 2020 wird gemäß der REGENT-Festlegung BK9-18/610-NCG auf Kapazitäten an GÜP-Ausspeisepunkten keine Marktraumumstellungsumlage erhoben.

BEISPIEL FÜR DIE ZUSAMMENSETZUNG DER EINSATZDAUER UND DES TRANSPORTKOSTENAUFSCHLAGS IN DER RICHTUNG SYSTEMBUY IM MONAT APRIL 2020 BEI EINER WD-KAPAZITÄTSBUCHUNG:

■ Ermittlung der Einsatzdauer:

- System-Buy-Abruf um 07:15 Uhr (WD)
- Lieferzeitpunkt: ab 11:00 Uhr
- Transportkapazitäten: von 11:00 Uhr – 06:00 Uhr (Einsatzdauer 19h)

■ Ermittlung des Transportkostenaufschlags:

WD-Tarif NCG:

- Jahresentgelt Entry-Tarif gemäß Preisblatt TSO⁶ = 4,07 EUR/kWh/h/y
- WD-Entry-Tarif (Deutschland)⁷ = 4.070 EUR/MWh/h/y * 2,0 / 366 Tage
= 22,2404 EUR/MWh/h/d
- Die Tarife reduzieren sich auf deutscher Seite in Abhängigkeit zur Einsatzdauer.

WD-Tarif GTS:

- WD-Exit-Tarif (Niederlande) gemäß Preisblatt GTS = 0,00040808 EUR/kWh/h/h⁸
- WD-Exit-Tarif (Niederlande) = 9,79392 EUR/MWh/h/d
- Die Tarife reduzieren sich auf niederländischer Seite in Abhängigkeit zur Einsatzdauer.
- Transportentgelt = (22,2404 EUR/MWh/h/d + 9,79392 EUR/MWh/h/d) / 24h * 19h
≈ 25,3605 EUR/MWh/h/Laufzeit

Transportkostenaufschlag = 25,3605 EUR/MWh/h/Laufzeit / 19h ≈ 1,3348 EUR/MWh

Bei einem WD-Regelenergiekauf (SystemBuy) im benachbarten Marktgebiet wird auf den Börsenpreis, der zu diesem Geschäft gehört, der Aufschlag von 1,3348 EUR/MWh addiert und fließt somit in die Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises ein. Der Aufschlag ist für die jeweilige Einsatzdauer konstant, es sei denn, die WD-Tarife ändern sich.

⁶ Gültig ab dem 1. Januar 2020.

⁷ Hierbei sind die Multiplikatoren der BEATE-Festlegung für eine WD-Kapazitätsbuchung zu berücksichtigen.

⁸ Gültig für den Monat April 2020.

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-Rang⁹ im GWJ 18/19 und GWJ 19/20 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 Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemBuy, Lieferort NCG-H-/NCG-L-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemSell, Lieferort NCG-H-/NCG-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 Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemBuy, Lieferort NCG-H-/NCG-L-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemSell, Lieferort NCG-H-/NCG-L-VHP

⁹ Zu MOL-Rang 3 siehe Fußnote 2.

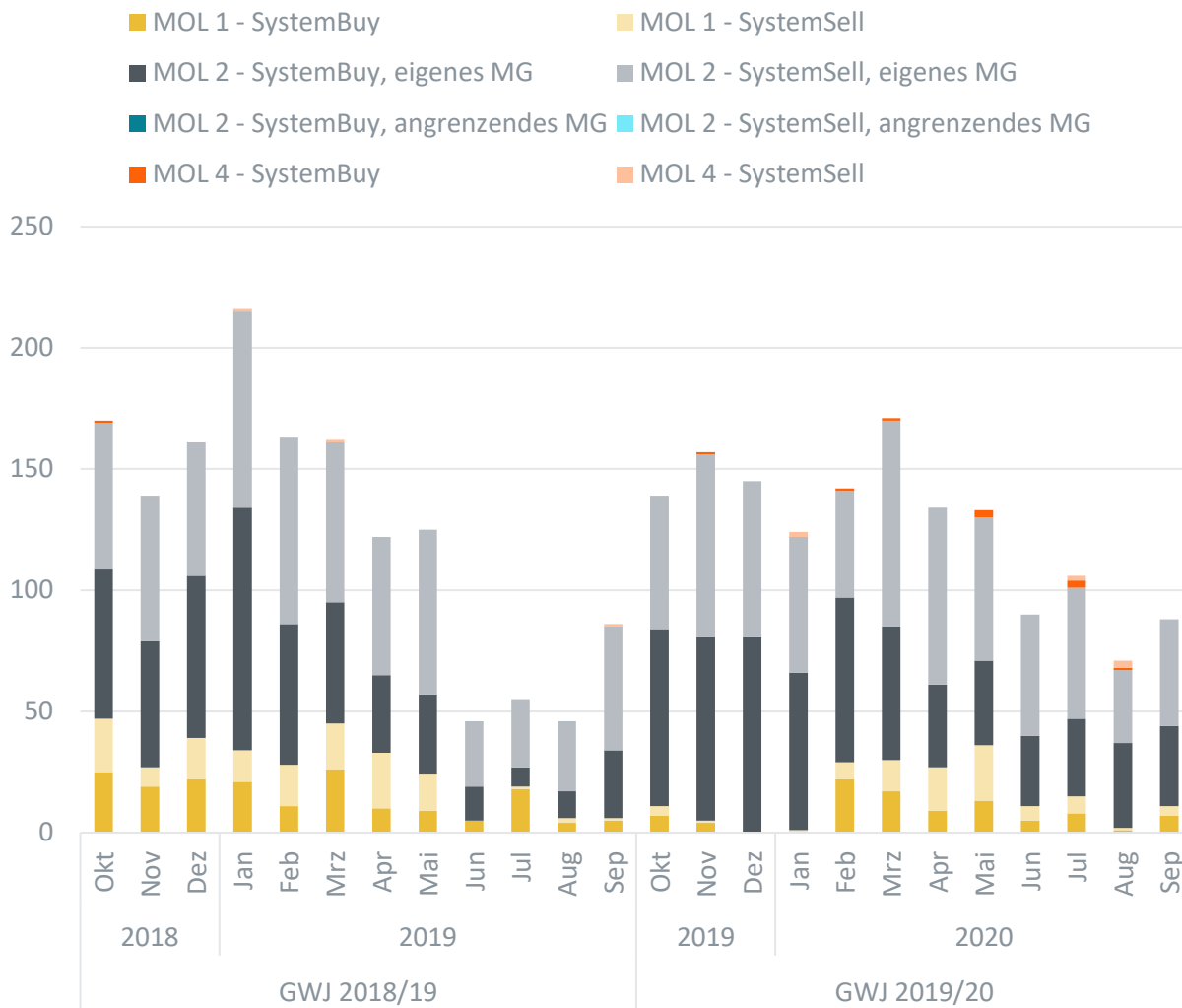


Abbildung 10: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis)

Die gegenüber dem Vorjahr erhöhte Anzahl der Handelsgeschäfte in den Sommermonaten des GWJ 19/20 liegt vor allem darin begründet, dass der MOL-Rang 2 auch die zur Deckung der stündlichen Strukturierungsbedarfe im L-Gas getätigten börslichen Handelsgeschäfte beinhaltet. Während im Sommer 2019 vergleichsweise selten externe Regelenergie zu Strukturierungszwecken beschafft wurde, lagen im GWJ 19/20 zwar die Gesamtmengen niedriger (siehe dazu die Ausführungen weiter vorn in Kapitel 3.1), es kam jedoch im Jahresvergleich im Sommer häufiger zu Einsätzen, die sich entsprechend auf die Anzahl der Handelsgeschäfte auswirkten.

3.4. SITUATION IN DER CORONA-KRISE

Im GWJ 19/20 wurde infolge der sich ausbreitenden Corona-Pandemie (SARS-CoV2 bzw. COVID-19) im März 2020 in Deutschland der sogenannte „Corona-Lockdown“ verfügt. Der Stillstand vieler wirtschaftlicher Bereiche während dieser Zeit wirkte sich auch auf den Regelenergieeinsatz aus. So konnten ab Mitte März vermehrt – mit Blick auf die Temperaturen eher untypische – Überallokationen bei den SLP-Ausspeisungen festgestellt werden, die im Wesentlichen auf wegfallende Verbräuche im Gewerbebereich zurückzuführen sein dürften.

Diese Überallokationen führten zu externen Regelenergieverkäufen (RoD/DA). Im Vergleich der letzten GWJ lässt sich für das Marktgebiet NCG jedoch festhalten, dass der Corona-Lockdown keine wesentlichen Auswirkungen auf den Verlauf und den Umfang der eingesetzten externen Regelenergie hatte. Netto-Verkaufspositionen sind bei NCG in den Monaten ab März durchaus üblich und auch das Ausmaß der Verkäufe ist im Vergleich zu vergangenen Jahren nicht außergewöhnlich erhöht.

Zur Sicherung der Kontinuität der externen Regelenergiebeschaffung wurden im Zuge des Corona-Lockdowns für das Dispatching-Personal umfangreiche Zusatzmaßnahmen bis hin zur örtlichen Abschottung der betroffenen Mitarbeiter ergriffen. Die kontinuierliche Verfügbarkeit des 24/7-Personals in der Dispatching-Zentrale war dadurch jederzeit sichergestellt und die externe Regelenergiebeschaffung der NCG zu keinem Zeitpunkt gefährdet.

4. WIRKUNG UND EINSATZ DER UNTERTÄGIGEN VERPFLICHTUNGEN

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

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 11 werden die untertägigen gegenläufigen Regelenergieeinsätze je MOL-Rang (innerhalb MOL-Rang 1 bzw. jeweils gasqualitätsspezifisch in MOL-Rang 2) für das GWJ 18/19 und das GWJ 19/20 dargestellt.¹⁰

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

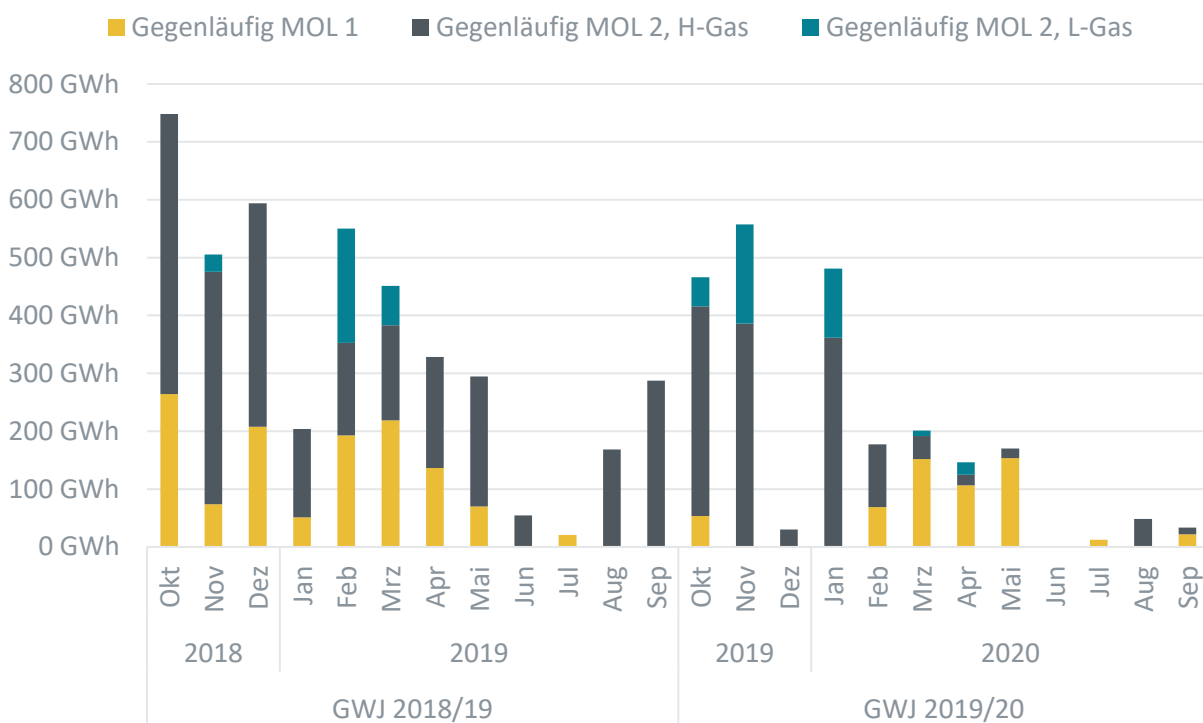


Abbildung 11: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA/RoD, Monatsbasis)

¹⁰ In der Abbildung sind die DA- und RoD-Regelenergieeinsätze zusammengefasst dargestellt, siehe hierzu Fußnote 1.

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

Die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsummen in den GWJ 18/19 und 19/20 sind in Abbildung 12 auf Monatsbasis dargestellt. Die Nutzung der untertägigen Flexibilität durch die BKV im GWJ 19/20 hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 35 % erhöht, wobei bezüglich der Inanspruchnahme keine systematischen Zusammenhänge erkennbar sind. Während in den GWJ 16/17 und 17/18 noch eine gewisse Saisonalität bei der Entwicklung der bilanziellen Flexibilitätsummen zu erkennen war, hat sich dies bereits im Verlauf des GWJ 18/19 stark abgeschwächt und ist im GWJ 19/20 nicht mehr zu erkennen. Zu vermehrten gegenläufigen Regelernergieeinsätzen hat die stärkere Inanspruchnahme der untertägigen Flexibilitäten in der Praxis jedoch nicht geführt (siehe dazu Abbildung 11).

Abbildung 13 zeigt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh. Die Anzahl der Tage, an denen ein Flexibilitätskostenbeitrag berechnet wurde, ist gegenüber dem Vorjahr zwar gesunken (GWJ 18/19: insgesamt 36 Tage; GWJ 19/20: insgesamt 17 Tage), es werden jedoch weiterhin im Durchschnitt an ein bis zwei Tagen je Monat Flexibilitätskostenbeiträge erhoben. Für die Höhe der jeweils berechneten Flexibilitätskostenbeiträge ist die Preisdifferenz zwischen den Kauf- und Verkaufspreisen maßgeblich. Die im GWJ 19/20 berechneten Flexibilitätskostenbeiträge lagen dabei im Schnitt leicht unterhalb des Vorjahres.

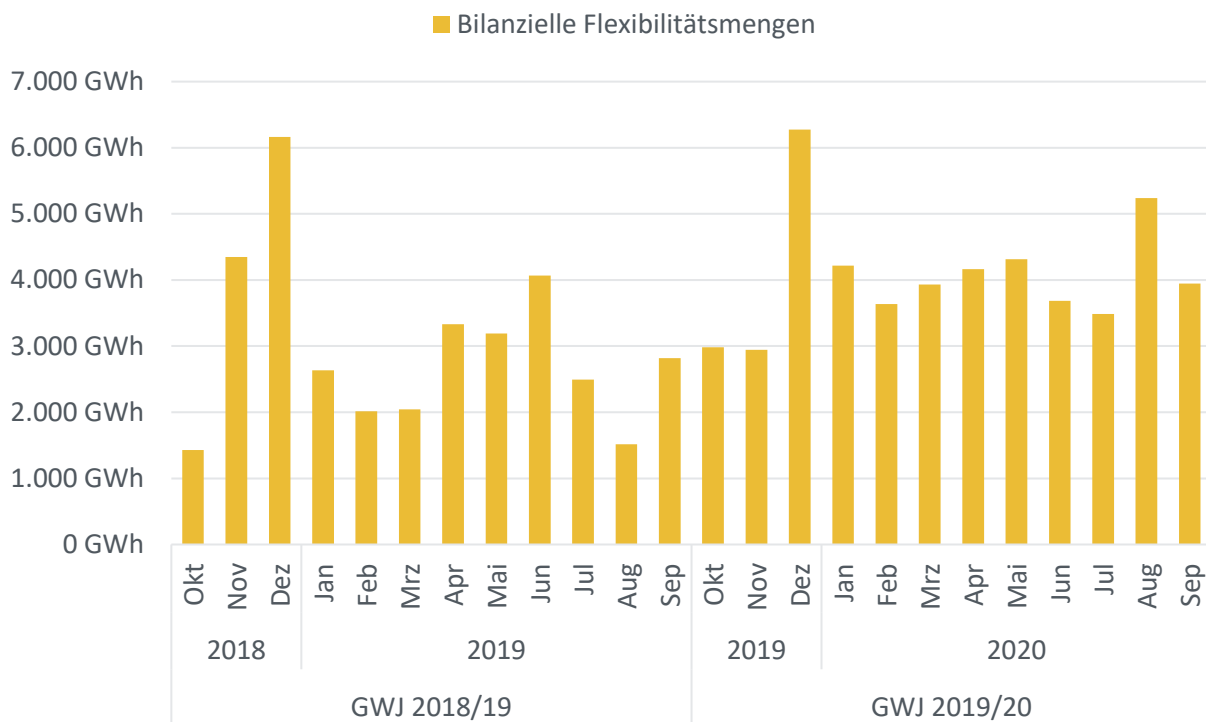


Abbildung 12: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsmengen (Monatsbasis)

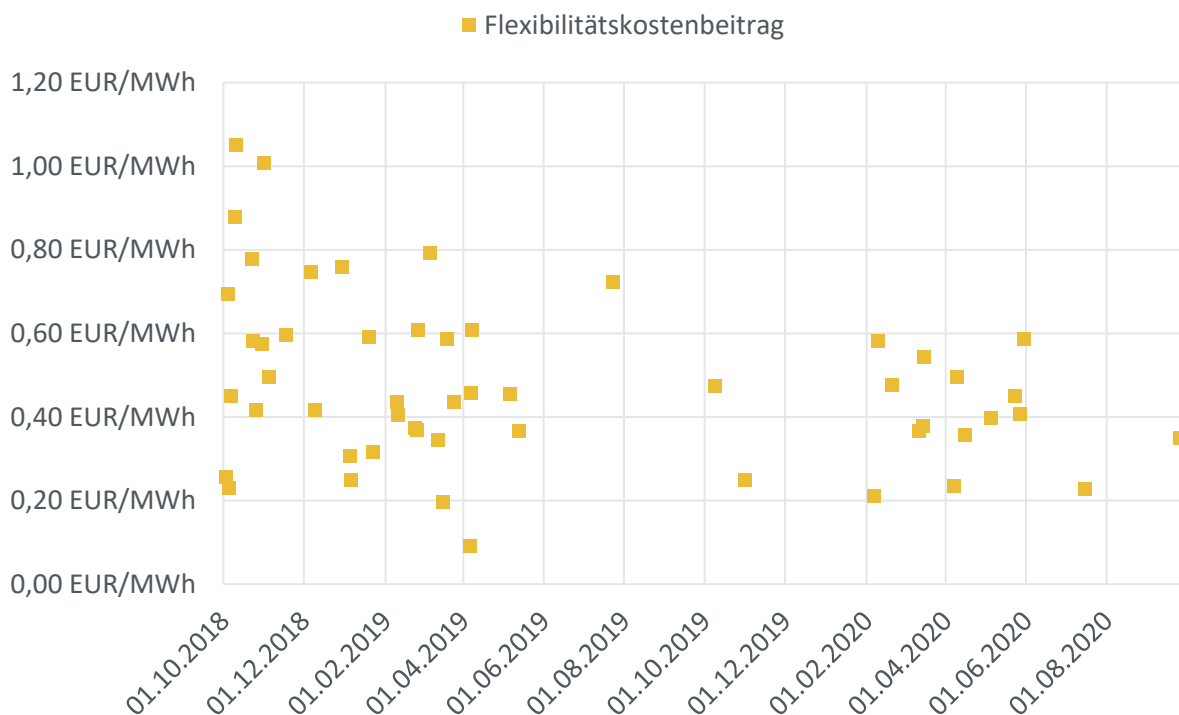


Abbildung 13: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)

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 sind ausgeschlossen Besonderheit L-Gas: GÜPs und MÜPs sind 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

Die **PRODUKTVARIANTE „HOURLY“** dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen. Dabei kann NCG die vom Anbieter vorgehaltene Leistung während des gesamten vereinbarten Leistungszeitraums stundengenau abrufen. Bis Ende März 2020 wurde die Produktvariante Hourly stets netzpunktscharf ausgeschrieben und kontrahiert; vor dem Hintergrund der VIP-Einführung an der deutsch-niederländischen Grenze erfolgte zum 1. April 2020 ein Wechsel auf eine zonale Kontrahierung.

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

LTO-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Hourly
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	In der ausgeschriebenen Regelennergiezone: je nach Bedarf L-Gas West, L-Gas Ost
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 LTO in der **PRODUKTVARIANTE ROD** als auch für die LTO 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 Regelennergieanbieter 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 (SystemBuy) 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 18/19 und GWJ 19/20 aus der LTO-Kontrahierung entstandenen Leistungskosten sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Die Einzelergebnisse für das GWJ 19/20 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 18/19		GWJ 19/20	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
LTO RoD	16.011.252,29 €	1.250.477,84 €	14.454.579,84 €	1.297.966,95 €
LTO Hourly	16.122.349,66 €	8.684.842,04 €	13.315.938,95 €	6.380.493,61 €
Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost	4.503.998,42 €	3.693.794,50 €	3.047.822,95 €	1.488.314,30 €
Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West	11.618.351,24 €	4.991.047,54 €	10.268.116,00 €	4.892.179,31 €

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

Gegenüber dem Vorjahr sind die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für die Kontrahierung von LTO um ca. 15 % gesunken. Bezüglich LTO Hourly ist dabei anzumerken, dass die zur Absicherung der Strukturierungsbedarfe ausgeschriebenen Leistungen für die Regelenergiezone L-Gas Ost seit der Einführung des SCB-Produkts zum 1. Mai 2020 statt über LTO Hourly über das SCB-Produkt abgesichert wurden.

AUSSCHREIBUNG VON LTO RoD

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote ne Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung ¹¹ (MWh/h)	Leistungspreis ¹² (EUR)	Ø Arbeitspreis ¹³ (EUR/MWh)
Q4 2019	1.950	8.060	1.950	637.127	16,70
Jan. 2020	3.472	17.904	3.490	1.337.747	19,54
Feb. 2020 ¹⁴	11.880	43.988	11.900	5.973.317	19,75
Mrz. 2020	11.880	41.550	11.900	6.506.389	19,44
Q2 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

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

¹¹ Abweichungen zwischen den genannten Bedarfen und der kontrahierten Leistung sind auf die angebotenen Losgrößen zurückzuführen. In der Praxis werden am häufigsten 10-MW-Lose angeboten, so dass die Kontrahierung i. d. R. in 10-MW-Schritten erfolgt.

¹² Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>

¹³ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los zwecks Übersichtlichkeit verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>.

¹⁴ Für den Februar 2020 musste zusätzlich zur regulären Ausschreibung eine Sonderausschreibung durchgeführt werden, da der Bedarf an L-Gasmengen im ursprünglichen Angebotszeitraum aufgrund von Fehleingaben bei der Angebotsabgabe nicht gedeckt werden konnte. Die Ergebnisse der Sonderausschreibung sind hier bereits enthalten.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	1.950	8.060	1.950	637.127	16,70
Jan. 2020	2.069	10.530	2.070	747.020	19,89
Feb. 2020	6.274	23.790	6.280	2.849.269	20,21
Mrz. 2020	6.274	23.790	6.280	3.228.983	19,85
Q2 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	-	-	-	-	-
Jan. 2020	404	3.514	410	85.255	18,49
Feb. 2020	1.615	7.740	1.620	491.955	19,17
Mrz. 2020	1.615	7.100	1.620	524.367	19,36
Q2 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	-	-	-	-	-
Jan. 2020	404	1.960	410	244.005	18,34
Feb. 2020	1.615	6.860	1.620	930.872	17,87
Mrz. 2020	1.615	6.860	1.620	1.001.600	17,27
Q2 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ¹⁵ (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	-	-	-	-	-
Jan. 2020	595	1.870	570	249.020	19,76
Feb. 2020	2.376	3.186	2.350	1.679.693	20,20
Mrz. 2020	2.376	3.770	2.360	1.737.766	19,87
Q2 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ¹⁶ (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	-	-	-	-	-
Jan. 2020	595	30	30	12.447	21,40
Feb. 2020	2.376	42	30	21.528	22,29
Mrz. 2020	2.376	30	20	13.674	22,19
Q2 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

Tabelle 12: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: LW)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	-	-	-	-	-
Q1 2020	-	-	-	-	-
Q2 2020	2.090	8.362	2.090	511.056	9,21
Q3 2020	1.990	4.320	1.990	786.911	4,20

Tabelle 13: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt (= Zone HS¹⁷))

EINSATZ VON LTO RoD

Zu einem Abruf der kontrahierten LTO in der Produktvariante RoD kam es im GWJ 19/20 ausschließlich im Rahmen von Testabrufen. Die abgerufenen Mengen und zugehörigen Kosten sind im Folgenden tabellarisch dargestellt:

¹⁵ Der Regelenergiebedarf für die Bereitstellung von L-Gasmengen wurde gemeinsam für die Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost ausgeschrieben.

¹⁶ Der Regelenergiebedarf für die Bereitstellung von L-Gasmengen wurde gemeinsam für die Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost ausgeschrieben.

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 19	0	0,00	0	0,00
Nov. 19	0	0,00	0	0,00
Dez. 19	0	0,00	0	0,00
Jan. 20	0	0,00	0	0,00
Feb. 20	5.920	141.331,20	0	0,00
Mrz. 20	0	0,00	0	0,00
Apr. 20	0	0,00	0	0,00
Mai 20	0	0,00	0	0,00
Jun. 20	0	0,00	0	0,00
Jul. 20	0	0,00	0	0,00
Aug. 20	0	0,00	0	0,00
Sep. 20	0	0,00	0	0,00

Tabelle 14: LTO RoD: Abgerufene Mengen

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

Die LTO 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 LTO 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 Regelenergiebedarfe für LTO in der Produktvariante Hourly sowie die Ausschreibungsergebnisse je GÜP (bis 31. März 2020) bzw. Regelenergiezone (ab 1. April 2020) aufgeführt.

Wie bereits eingangs erwähnt (siehe Teilkapitel „Produktbeschreibung“), dient die LTO-Produktvariante Hourly der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen. Zum 1. Mai 2020 wurde das neue SCB-Produkt eingeführt, das bei Bedarf ebenfalls zur Strukturierung eingesetzt wird (siehe Kapitel 3.1 und 5.3). Die langfristige Absicherung der Strukturierungsbedarfe in der Regelenergiezone L-Gas Ost erfolgt seitdem primär über das SCB-Produkt.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹⁸ (EUR)	Ø Arbeitspreis ¹⁹ (EUR/MWh)
Q4 2019	1.030	2.960	1.030	1.049.448	15,92
Q1 2020	1.000	3.310	1.000	1.803.505	16,14
Apr. 2020	1.000	3.440	1.000	194.870	8,82
Mai/Jun. 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

Tabelle 15: LTO Hourly Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	1.030	3.050	1.030	764.625	14,26
Q1 2020	1.000	2.610	1.000	556.880	14,14
Apr. 2020	1.000	3.540	1.000	166.809	8,70
Mai/Jun. 2020	-	-	-	-	-
Q3 2020	-	-	-	-	-

Tabelle 16: LTO Hourly Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost: SystemSell (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	2.970	12.880	2.970	2.483.090	15,23
Q1 2020	2.800	13.460	2.800	3.227.746	15,67
Q2 2020	2.800	6.600	2.800	2.322.215	9,75
Q3 2020	2.800	9.240	2.800	2.235.065	7,80

Tabelle 17: LTO Hourly Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2019	2.970	13.160	2.970	1.359.326	15,59
Q1 2020	2.800	9.530	2.800	1.223.773	14,84
Q2 2020	2.800	6.920	2.800	988.541	8,45
Q3 2020	2.800	7.600	2.800	1.320.541	5,17

Tabelle 18: LTO Hourly Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung)

¹⁸ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>

¹⁹ 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>.

Die Anzahl der Tage, an denen im GWJ 18/19 sowie im GWJ 19/20 kontrahierte LTO in der Produktvariante Hourly abgerufen wurden, ist der folgenden Tabelle 19 zu entnehmen. Abbildung 14 stellt die in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen über beide GÜPs bzw. Regelenergiezonen dar. Tabelle 20 und Tabelle 21 stellen die in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen je GÜP/Regelenergiezone dar. Für den Einsatz des SCB-Produkts siehe Kapitel 5.3.

MOL 4	GWJ 18/19		GWJ 19/20	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abruftage	1	3	2	3

Tabelle 19: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)

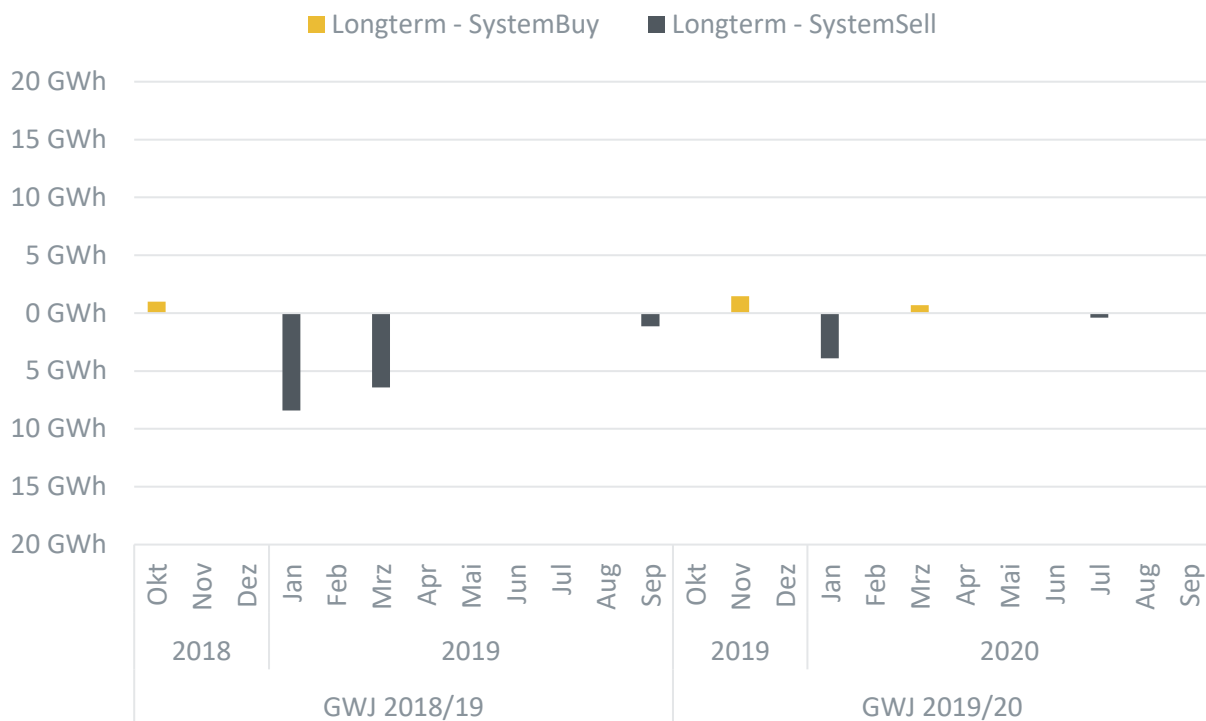


Abbildung 14: Externe Regelenergie – Abrufmengen LTO Hourly (beide GÜPs/Regelenergiezonen, Monatsbasis)²⁰

²⁰ Inkl. LTO-Testabrufe in der Produktvariante Hourly

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 19	0	0,00	0	0,00
Nov. 19	800	11.115,00	0	0,00
Dez. 19	0	0,00	0	0,00
Jan. 20	0	0,00	-2.730	-40.959,60
Feb. 20	0	0,00	0	0,00
Mrz. 20	700	11.172,00	0	0,00
Apr. 20	0	0,00	0	0,00
Mai 20	0	0,00	0	0,00
Jun. 20	0	0,00	0	0,00
Jul. 20	0	0,00	-390	-2.949,50
Aug. 20	0	0,00	0	0,00
Sep. 20	0	0,00	0	0,00

Tabelle 20: LTO Hourly Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West: Abgerufene Mengen²¹

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 19	0	0,00	0	0,00
Nov. 19	650	9.587,00	0	0,00
Dez. 19	0	0,00	0	0,00
Jan. 20	0	0,00	-1.170	-16.789,40
Feb. 20	0	0,00	0	0,00
Mrz. 20	0	0,00	0	0,00
Apr. 20	0	0,00	0	0,00

Tabelle 21: LTO Hourly Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost: Abgerufene Mengen²²

²¹ Inkl. LTO-Testabrufe in der Produktvariante Hourly

²² Inkl. LTO-Testabrufe in der Produktvariante Hourly

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

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

Ein Verzicht auf die Absicherung der Strukturierungsbedarfe über den MOL-Rang 4 wäre somit nur unter der Voraussetzung möglich, dass eine jederzeitige Mengenverfügbarkeit in den vorhandenen geeigneten stündlichen Börsenprodukten im MOL-Rang 2 in jedem Szenario gesichert ist. Vor dem Hintergrund der auch im GWJ 19/20 jedoch mindestens monatlich aufgetretenen Wartungsfenster (i. d. R. mindestens eine 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-Netzbereich im Marktgebiet NetConnect Germany wird derzeit allgemein erwartet, dass diese im Zuge der voranschreitenden Marktraumumstellung kontinuierlich reduziert werden können. NCG wird die Bedarfe auch weiterhin jeweils rechtzeitig vor Beginn eines jeden Angebotszeitraums veröffentlichen.

Die Höhe der konkret über das Produkt LTO Hourly ausgeschriebenen Strukturierungsbedarfe hat sich davon unabhängig mit Einführung des neuen SCB-Produkts reduziert, da die bisher über LTO Hourly abgesicherten Bedarfe in der Regelennergiezone L-Gas Ost seitdem primär über das SCB-Produkt abgesichert werden (siehe dazu Kapitel 5.3).

DURCHFÜHRUNG VON LTO-TESTABRUFEN

Seit April 2017 ist NCG berechtigt, für die kontrahierten LTO 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 Erfüllungspflichten 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 Testabrufe ausschließlich in realen Regelennergiebedarfssituationen entsprechend der Bedarfsrichtung.

Im GWJ 19/20 wurden drei LTO-Testabrufe durchgeführt. Es wurden keine Verstöße festgestellt.

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 Gastag²³. 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/VIPs 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 22 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 22: STB-Produktparameter

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

AUSSCHREIBUNG UND EINSATZ

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

Im GWJ 19/20 wurde das Regelenergieprodukt STB ein Mal ausgeschrieben. Hintergrund dafür war eine technische Systemstörung, aufgrund derer die Abgabe von Nominierungen am VHP nicht möglich und dadurch der Regelenergiehandel von NCG gestört war. Da nicht absehbar war, wie lange diese Störung anhalten würde, wurde vorsorglich von NCG eine STB-Ausschreibung geöffnet. Da die Störung kurzfristig behoben werden konnte, wurde die Ausschreibung ohne einen Abruf von Angeboten wieder geschlossen. Auch wenn es somit nicht zu einem Einsatz des STB-Produkts kam, lässt sich anmerken, dass der Markt zeitnah nach Öffnung der Ausschreibung reagiert hat und kurzfristig ausreichend Angebote eingestellt wurden, um den Bedarf decken zu können.

5.3. SHORT CALL BALANCING SERVICES

PRODUKTBESCHREIBUNG

Die externen Regelenenergiebedarfe im L-Gas-Netzbereich 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, wurden in der Vergangenheit größtenteils über den Leitungsinhalt des L-Gas-Netzes sowie im Rahmen der Abstimmung der Netzfahrweise über bilaterale Vereinbarungen der deutschen FNBs mit der GTS abgedeckt. Der Leitungspuffer im L-Gas-Netzbereich ist jedoch nicht immer ausreichend, um solche Strukturierungsbedarfe zu decken und auch im Rahmen der bilateralen Abstimmung können die Strukturierungsbedarfe nur nach Können und Vermögen berücksichtigt werden.

Um auch vor dem Hintergrund der Marktraumumstellung eine Deckung dieser kurzfristigen Regelenenergiebedarfe gewährleisten zu können, führte NCG zum Mai 2020 ein neues Regelenenergieprodukt „Short Call Balancing Services“ (SCB) als Flexibilitätsdienstleistung im MOL-Rang 4 ein.

Die über das SCB-Produkt zu deckenden Bedarfe werden jeweils monatsweise in der Regelenenergiezone L-Gas Ost ausgeschrieben. Teilnehmen können 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 erfolgt der Abruf mit einer Vorlaufzeit von maximal 60 Minuten in direkter Abstimmung zwischen dem MGV bzw. ggf. dem beteiligten Netzbetreiber und dem Speicherbetreiber bzw. Industriekunden.

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

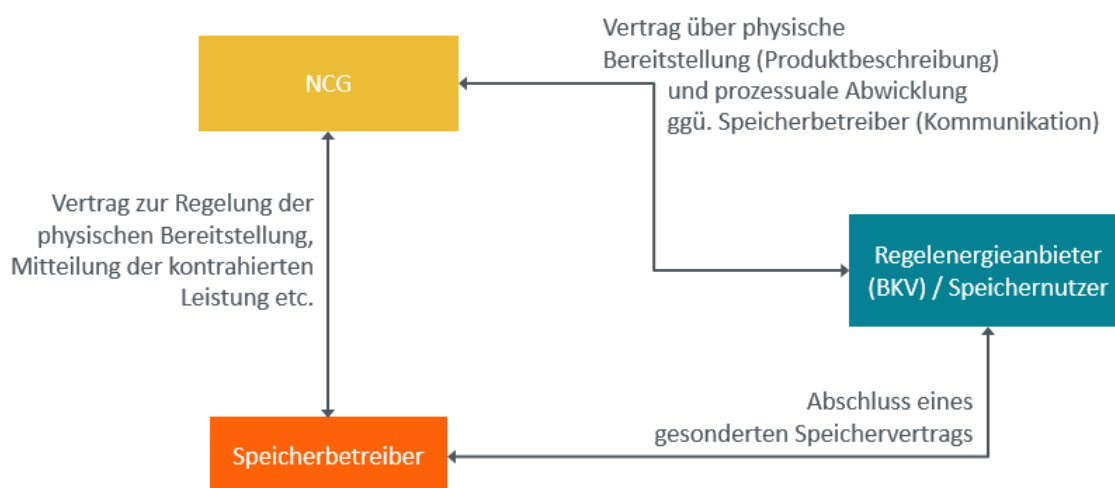


Abbildung 15: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten

Die aktuellen Produktspezifikationen sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

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

AUSSCHREIBUNG UND EINSATZ

Am 24. März 2020 schrieb NCG erstmals das SCB-Produkt aus, für den Zeitraum Mai 2020. Es folgten Ausschreibungen für den Juni, Juli, August und September. Die ausgeschriebenen Bedarfe lagen jeweils bei 1.000 MWh/h für SystemBuy und SystemSell. Die Leistungskosten und Arbeitspreise für SCB je Richtung sind den folgenden Tabellen zu entnehmen.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote ne Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ²⁴ (EUR)	Ø Arbeits- preis ²⁵ (EUR/MWh)
Mai 2020	1.000	3.200	1.000	283.085	16,61
Jun. 2020	1.000	1.650	1.000	379.000	11,93
Jul. 2020	1.000	3.850	1.000	335.716	7,91
Aug. 2020	1.000	3.790	1.000	312.916	6,90
Sep. 2020	1.000	3.490	1.000	292.845	9,94

Tabelle 23: SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)

²⁴ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>

²⁵ 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)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Mai 2020	1.000	2.000	1.000	284.870	1,98
Jun. 2020	1.000	1.130	1.000	379.000	3,19
Jul. 2020	1.000	1.330	1.000	369.817	1,27
Aug. 2020	1.000	1.780	1.000	362.454	2,07
Sep. 2020	1.000	2.150	1.000	347.977	4,89

Tabelle 24: SCB: SystemSell (Zusammenfassung)

Wie an den Tabellen erkennbar ist, ergaben sich zwischen den einzelnen Ausschreibungsmonaten bei den Leistungspreisen durchaus deutliche Preisunterschiede. Aufgrund der Kürze des seit der Einführung des SCB-Produkts verstrichenen Zeitraums lassen sich derzeit jedoch noch keine fundierten Aussagen zur Angebots- und Preisentwicklung beim SCB-Produkt tätigen. Die weitere Entwicklung bleibt hier abzuwarten.

Die Anzahl der Tage, an denen das SCB-Produkt im GWJ 19/20 abgerufen wurde, ist der folgenden Tabelle zu entnehmen. Abbildung 16 und Tabelle 26 stellen die über das SCB-Produkt abgerufenen Mengen je Monat dar.

MOL 4	GWJ 18/19		GWJ 19/20	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abruftage	---	---	7	4

Tabelle 25: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (SCB)

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Mai 20	3.000	49.818,00	0	0,00
Jun. 20	0	0,00	0	0,00
Jul. 20	6.000	47.454,00	-2.000	-2.537,80
Aug. 20	2.000	13.790,80	-9.000	-18.652,50
Sep. 20	0	0,00	0	0,00

Tabelle 26: SCB: Abgerufene Mengen

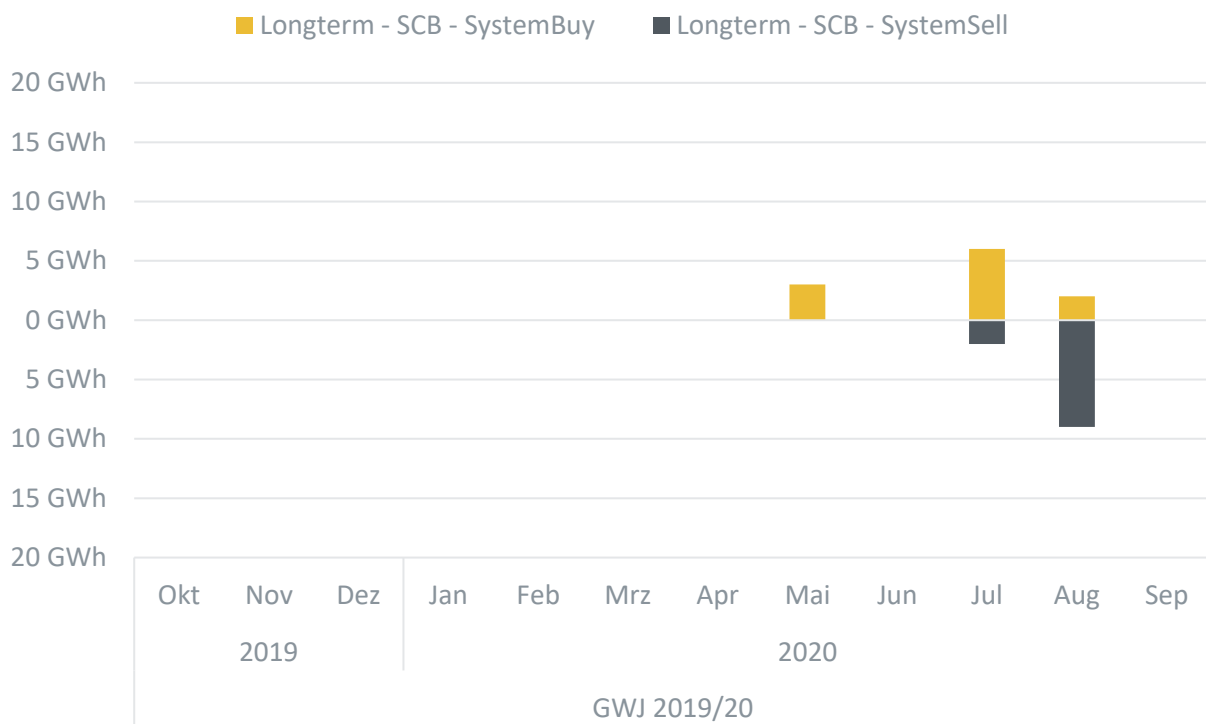


Abbildung 16: Externe Regelenergie – Abrufmengen SCB (Monatsbasis)

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 19/20 waren zusätzliche Bedarfe nach dem BMWi-Eckpunktepapier nur in den Monaten Januar bis März 2020 zu berücksichtigen. Die Ausschreibungsergebnisse sind in Kapitel 5.1 dargestellt.

6. LOKALE REGELENERGIEPRODUKTE

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

Der Einsatz von Hourly-Regelenergieprodukten zur untertägigen Strukturierung der GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk bzw. der Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost wird in Kapitel 3.1 dargestellt. Die über den MOL-Rang 4 (LTO und SCB) abgerufenen Mengen sind in Kapitel 5.1 bzw. 5.3 dargestellt.

Im GWJ 19/20 wurden im MOL-Rang 2 keine lokalen Regelenergieprodukte mit RoD- und/o-der DA-Lieferperiode eingesetzt. Im MOL-Rang 4 erfolgten Abrufe ausschließlich zu Testzwecken.

7. VERTEILUNG DER KOSTEN AUF DIE BILANZIERUNGSUMLAGEN

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

Ist eine Verteilung von Regelenergiekosten aufgrund von Netzkonten- 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 werden die sich aus beiden Berechnungsansätzen für das GWJ 19/20²⁶ ergebenden Netto-Kosten je Bilanzierungsumlagekonto gegenübergestellt:

Konto	Jahresschlüssel, arithmetisches Mittel (RLM/SLP 41 %/59 %)	Jahresschlüssel, mengengewichtetes Mittel (RLM/SLP 37 %/63 %)
RLM-Bilanzierungsumlagekonto	-64,8 Mio. EUR	-63,6 Mio. EUR
SLP-Bilanzierungsumlagekonto	-66,3 Mio. EUR	-67,6 Mio. EUR

Tabelle 27: Auswirkung der Jahresschlüsselbildung auf die Bilanzierungsumlagekonten

²⁶ Für die Monate 08/2020 und 09/2020 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 auch im Jahr 2019 eine erneute Ausschreibung von Gasmengen zur Versorgung der exterritorialen Netze erforderlich. Ausgeschrieben wurde dabei die Bereitstellung von Gasmengen am GÜP Tegelen für den Zeitraum vom Gastag 1. November 2019 bis einschließlich Gastag 31. März 2020 sowie für Dinxperlo und Haanrade vom Gastag 1. Januar 2020 bis einschließlich Gastag 31. Dezember 2020. Es wurde dabei ein einheitlicher Liefervertrag für alle GÜPs ausgeschrieben. Die Bepreisung erfolgte zum Indexpreis; vor dem Hintergrund der erwarteten VIP-Einführung an der deutsch-niederländischen Grenze wurde der Vertrag mit monatlicher Kündigungsoption ausgeschrieben.

Die drei Grenzübergangspunkte Haanrade, Tegelen und Dinxperlo wurden zum 1. April 2020 in den neuen „VIP-TTF-NCG-L“ an der deutsch-niederländischen Grenze integriert, wodurch das bisher praktizierte Versorgungsmodell nicht mehr benötigt wird. Mit der Veröffentlichung dieser Information durch die betroffenen Netzbetreiber hat NCG unter Einhaltung der vertraglich vereinbarten Kündigungsfrist den bestehenden Versorgungsvertrag mit Wirkung zum 1. April 2020, 06:00 Uhr, vertragsgemäß gekündigt.

NCG wird daher künftig keine Ausschreibungen zur Bereitstellung von Gasmengen an den genannten GÜPs mehr durchführen.

9. ENTWICKLUNG DER ENTGELTE UND UMLAGEN IM MARKTGEBIET

In der folgenden Übersicht (Tabelle 28) werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Periode bis einschließlich 30. September 2020 und ab 1. Oktober 2020 dargestellt.

Entgelte/Umlagen	Bis 30. September 2020	Ab 1. Oktober 2020
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 EUR/MWh	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0,10 EUR/MWh	0,10 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	0,10 EUR/MWh	0 EUR/MWh

Tabelle 28: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweils aktuellen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage²⁷ bzw. zu den Bilanzierungsumlagen²⁸ entnommen werden. Detaillierte Ausführungen zur Berücksichtigung der Risiken aus der externen Regelenergiebeschaffung bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen finden Sie ab S. 4 des entsprechenden Berechnungsgrundlage-Dokuments.

²⁷ <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/Konvertierungsentgelt>

²⁸ <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/SLP-Bilanzierungsumlage>

10. FAZIT/ZUSAMMENFASSUNG SOWIE AUSBLICK FÜR DAS GEMEINSAME MARKTGEBIET THE

10.1. FAZIT/ZUSAMMENFASSUNG GWJ 19/20

Wie in den Vorjahren erfolgte die Regelenergiebeschaffung auch im GWJ 19/20 fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der Gasbörse (PEGAS bzw. EEX). Die dabei erzielten Preise entsprechen in aller Regel dem üblichen Marktpreisniveau. Dem allgemeinen Preissturz im Markt folgend, fielen im GWJ 19/20 auch die Kosten für die börsliche Regelenergiebeschaffung noch einmal deutlich gegenüber dem Vorjahr.

Bei den im Marktgebiet NCG zur externen Regelenergiebeschaffung eingesetzten Produkten gab es im GWJ 19/20 einige Änderungen: Vor dem Hintergrund der VIP-Einführung zum 1. April 2020 erfolgte bei den Produkten mit stündlicher Lieferung ein Wechsel von einer netzpunktscharfen auf eine zonale Beschaffung, zudem wurde zum 1. Mai 2020 das neue SCB-Produkt im MOL-Rang 4 eingeführt.

Die beschafften Mengen lagen insgesamt unter dem Vorjahr, sowohl bei der RoD-/DA-Beschaffung als auch bei den zur Strukturierung eingesetzten stündlichen Produkten. Die besondere Situation aufgrund des Corona-Lockdowns ab dem Frühjahr 2020 hatte keine wesentlichen Auswirkungen auf Verlauf oder Umfang des externen Regelenergieeinsatzes der NCG.

Außerhalb des operativen Regelenergiegeschäfts wurde das GWJ 19/20 stark von den Arbeiten rund um die anstehende Marktgebietszusammenlegung geprägt. Ein Ausblick dazu folgt im nächsten Teilkapitel.

10.2. AUSBLICK FÜR DAS GEMEINSAME MARKTGEBIET THE

Mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 werden die bisherigen Marktgebiete NCG und GASPOOL zum neuen Marktgebiet „Trading Hub Europe“ (THE) zusammengelegt. Die beiden MGV arbeiten in Zusammenarbeit mit den FNB intensiv an der zukünftigen Ausgestaltung. Die folgenden Informationen sollen den Marktteilnehmern zu den wesentlichen Rahmenbedingungen für den Bereich Regelenergie einen Überblick über den aktuellen Sachstand bieten.

Im Marktgebiet THE wird die Regelenergiebeschäftigung zentral für das Marktgebiet von THE durchgeführt. Dabei bleibt die bisher bekannte MOL gemäß der Festlegung GaBi Gas 2.0 unverändert.

MOL-Rang	Produkte			
1 Title Market Transactions – Global –	Regelenergie über die Börse im eigenen Marktgebiet (Produkte mit Erfüllung am VHP)			
2 Title Market Transactions / Locational Market Transactions – Quality / Local –	Regelenergie über die Börse im eigenen Marktgebiet (Produkte mit physischen Erfüllungsrestriktionen)		Regelenergie über die Börse in angrenzenden Marktgebieten (TTF)	
4 Balancing Services – Local –	Long Term Options (LTO) (Produkte mit Erfüllung in definierter Regelenergie (teil-)zone bzw. Netzbetreiberzone)	Short Term Balancing Services (STB) (Produkte mit Erfüllung in definierter Regelenergie (teil-)zone bzw. Netzbetreiberzone)	Flexibility Services (Produkte mit zeitweiser Übernahme und Abgabe von Gasmengen an physischen Ein- und Ausspeisepunkten)	Short Call Balancing Services (SCB) (Produkte mit Erfüllung in definierter Regelenergiezone)

Abbildung 17: Übersicht Produkte im Marktgebiet THE nach MOL-Rang

Nach aktuellem Diskussionsstand wird THE für RoD-/DA-Bedarfe die folgenden Börsenprodukte in den MOL-Rängen 1 und 2 nutzen:

		Within Day/Day Ahead/ Saturday/Sunday/Bank Holiday
Regelenergie		Global
		Quality H
		Quality L
		TTF
		L-Gas Gebiete (North L, South L)
	MBI	H-Gas Gebiete (North H, South H)
		H-Gas VIPs (North H NL, North H BE, South H NL, South H BE)
		H-Gas Gebiets-Cluster (North H Cluster, South H Cluster)

Abbildung 18: Übersicht Börsenproduktportfolio (RoD/DA) im Marktgebiet THE

Dabei werden die bisherigen NCG- und GASPOOL-spezifischen globalen und qualitätsscharfen Börsenprodukte zu einheitlichen THE-Produkten zusammengeführt.

Bei den lokalen Produkten haben sich Änderungen vor dem Hintergrund der Einführung der sogenannten „marktbasierten Instrumente“ (MBI) ab dem 1. Oktober 2021 ergeben, um die Anzahl der börslichen Orderbücher möglichst gering zu halten und den Marktteilnehmern eine Nutzung der lokalen Orderbücher sowohl für den Regelenergie- als auch den MBI-Einsatz (hier: Spreadprodukt) zu ermöglichen. Der externe Regelenergieeinsatz nach den Vorgaben der Festlegung GaBi Gas 2.0 und der Einsatz von MBI im Auftrag der FNB erfolgen dabei stets getrennt, es können bei Bedarf allerdings dieselben Orderbücher genutzt werden.

Auch im Marktgebiet THE werden im L-Gas weiterhin Stundenprodukte zur Deckung externer Strukturierungsbedarfe benötigt.

Die genaue Zuordnung der einzelnen physischen Ein- und Ausspeisepunkte zu den jeweiligen Gebieten bzw. Produkten wird mit ausreichend Vorlauf bekanntgegeben; die zugehörigen physischen Erfüllungsrestriktionen werden wie bisher im Rahmen des § 25 des Bilanzkreisvertrags (Anlage 4 der Kooperationsvereinbarung) geregelt, welcher mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 entsprechend überarbeitet wird.

Die bisher in den beiden Marktgebieten NCG und GASPOOL eingesetzten Produkte im MOL-Rang 4 bleiben nach aktuellem Sachstand vollumfänglich erhalten und werden über eine separate, einheitliche THE-Ausschreibungsplattform kontrahiert. Die zugehörigen Präqualifikationsregeln, Geschäftsbedingungen Regelenergie und Produktbeschreibungen befinden sich derzeit in Überarbeitung und werden dem Markt mit ausreichend Vorlauf vor Beginn der ersten langfristigen Ausschreibungen für das Marktgebiet THE bereitgestellt.

NetConnect Germany GmbH & Co. KG

Kaiserswerther Straße 115
40880 Ratingen

balancing-gas@net-connect-germany.com

T: +49 (0) 2102 59 796 – 780

F: +49 (0) 2102 59 796 – 59

www.net-connect-germany.com