



**NetConnect
Germany**

simply gas

JÄHRLICHER REGELENERGIEBERICHT NACH GABI GAS 2.0

Stand November 2017

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 angrenzenden Marktgebieten	22
3.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeiten	30
4.	Wirkung und Einsatz von untertägigen Verpflichtungen	32
4.1.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz	32
4.2.	Entwicklung der Aufteilung von RLMmT und RLMoT	33
4.3.	Entwicklung der bilanziellen Flexibilitätsmengen	33
5.	Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL-Rang 4	36
5.1.	Long-Term-Options (Produktvarianten RoD, DA)	36
5.2.	Long-Term-Options (Produktvariante Hourly)	42
5.3.	Durchführung von Testabrufen	48
5.4.	Regelenergieprodukt Demand Side Management	48
5.5.	Weiterentwicklung der Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4	51
6.	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi	52
7.	Lokale Regelenergieprodukte	55
8.	Überprüfung der Interimsmaßnahme (gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung) ...	56
9.	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen	58
10.	Sonstige Bilanzierungstätigkeit: Versorgung exterritorialer Netzgebiete	59
11.	Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG	61
12.	Fazit/Zusammenfassung	62

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Interne Regelenergie (H-Gas, Monatsbasis)	8
Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)	9
Abbildung 3: Übersicht Regelenergieprodukte im GWJ 16/17	10
Abbildung 4: Externe Regelenergie, Mengen und Kosten/Erlöse (DA nach MOL, Monatsbasis)	13
Abbildung 5: Externe Regelenergie, Mengen und Kosten/Erlöse (RoD nach MOL, Monatsbasis).....	14
Abbildung 6: Externe Regelenergie, Mengen und Kosten/Erlöse (Hour nach MOL, Monatsbasis).....	15
Abbildung 7: Externe Regelenergie, Mengen (DA, RoD und Hour nach Wochentag)	16
Abbildung 8: Externe Regelenergie, Leistung (DA, RoD nach Abrufstunde).....	16
Abbildung 9: Preise externe Regelenergie (H-Gas, DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)	19
Abbildung 10: Preise externe Regelenergie (L-Gas, DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis).....	20
Abbildung 11: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF, Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)	23
Abbildung 12: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)	24
Abbildung 13: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis) 24	
Abbildung 14: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis).....	30
Abbildung 15: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (RoD, Monatsbasis).....	32
Abbildung 16: Aufteilung von RLMmT und RLMOt	33
Abbildung 17: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsmengen (Monatsbasis)	34
Abbildung 18: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)	35
Abbildung 19: Externe Regelenergie, Long-Term-Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis).....	44
Abbildung 20: Kostenvergleich Flexibilitätsprodukt zu Hourly-Regelenergiebeschaffung	47
Abbildung 21: Externe Regelenergie, lokale Mengen (nach Erfüllungsort, Monatsbasis).....	55

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Regelenergiekosten/-erlöse (Da, RoD, Hour nach MOL).....	17
Tabelle 2: Regelenergiemengen (Da, RoD, Hour nach MOL)	17
Tabelle 3: Übersicht MOL-Rang Abweichungen	21
Tabelle 4: LTO RoD/DA Produktparameter	37
Tabelle 5: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen	37
Tabelle 6: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz.....	37
Tabelle 7: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)	38
Tabelle 8: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)	38
Tabelle 9: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN)	39
Tabelle 10: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HM)	39
Tabelle 11: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LO)	39
Tabelle 12: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LW)	40
Tabelle 13: SystemSell Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)	40
Tabelle 14: SystemSell Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)	40
Tabelle 15: SystemSell Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN).....	40
Tabelle 16: LTO RoD (abgerufene Mengen).....	41
Tabelle 17: LTO Hourly Produktparameter	42
Tabelle 18: Vreden/Winterswijk: SystemBuy (Zusammenfassung)	42
Tabelle 19: Vreden/Winterswijk: SystemSell (Zusammenfassung)	43
Tabelle 20: Elten/Zevenaar: SystemBuy (Kontrahierung und Abruf).....	43
Tabelle 21: Elten/Zevenaar: SystemSell (Kontrahierung und Abruf)	43
Tabelle 22: Elten/Zevenaar (abgerufene Mengen)	45
Tabelle 23: Vreden/Winterswijk (abgerufene Mengen)	45
Tabelle 24: Übersicht über (un)geplante Börsenausfälle im GWJ 16/17.....	46
Tabelle 25: DSM Produktparameter	49
Tabelle 26: Ausschreibung langfristige Bedarfe und DSM Angebote	50
Tabelle 27: LTO- und DSM-Ausschreibung für die Winterperiode 2016/2017	52
Tabelle 28: Vergleich Produktparameter STB zu Kurzfristprodukten MOL-Rang 3	57
Tabelle 29: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG.....	61

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BK7	Beschlusskammer 7
DA	Day Ahead
DSM	Demand Side Management
GaBi Gas 2.0	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19.12.2014 (Az. BK7-14-020)
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
ICE Endex	Intercontinental Exchange
ID	Individual Days
LTO	Long-Term-Options
Konni Gas	Festlegung BK7-11-002 der Bundesnetzagentur vom 27. März 2012 in der Änderungsfas- sung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016
KW	Kalenderwoche
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 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 Service
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 jeweiligen Marktgebiet zu übermitteln.

Der vorliegende zweite Regelernergiebericht betrachtet das GWJ 16/17 und soll durch Vergleiche zum vorherigen GWJ 15/16 aktuelle Entwicklungen in der Regelernergiebeschaffung darstellen. Er beinhaltet zudem jährliche Überprüfungspflichten nach GaBi Gas 2.0 sowie dem Netzkodex Gasbilanzierung. Darüber hinaus soll dieser Bericht eine Darstellung und Überprüfung der umgesetzten und geplanten Interimsmaßnahmen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung, die Überprüfung der Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen gemäß Art. 8 Ziffer 6 Netzkodex Gasbilanzierung und eine Analyse der Beschaffung oder Bereitstellung von Regelernergie in angrenzenden Marktgebieten gemäß Art. 9 Absatz 3 Netzkodex Gasbilanzierung enthalten.

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 werden erstmalig nach Einführung der „Untertägigen Verpflichtungen“ mögliche Auswirkungen auf die untertägige gegenläufige Regelernergiebeschaffung beschrieben. Der Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen im MOL-Rang 4 wird im nachfolgenden Kapitel fünf dargestellt. Im nächsten Kapitel werden die durchgeführten Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß dem BMWi-Eckpunkt Papier vom 16. Dezember 2015 vorgestellt. Die von NCG im GWJ 16/17 eingesetzten lokalen Regelernergieprodukte werden in Kapitel sieben beschrieben. Das achte Kapitel befasst sich mit der Notwendigkeit von Interimsmaßnahmen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung. Neben den eigentlichen Regelernergiethemen werden in den Kapiteln neun bis elf folgende Themen betrachtet: die jährliche Überprüfung über die Verteilung der Kosten im Rahmen der Regelernergiebeschaffung auf die Bilanzierungsumlagen (Kapitel neun), das Abwicklungsmodell zur Versorgung von exterritorialen Netzgebieten als sonstige Bilanzierungstätigkeit (Kapitel zehn) sowie die Entgelte, Umlagen und mögliche Ausschüttungen nach GaBi Gas 2.0 und Konni Gas ab dem 1. Oktober 2017.

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 die Gaswirtschaftsjahre (GWJ) 2015/16 und 2016/17 grafisch dargestellt. Abbildung 1 stellt den Einsatz der internen Regelernergie im H-Gas-Netzgebiet und Abbildung 2 im L-Gas-Netzgebiet auf Monatsbasis dar. Generell kann festgehalten werden, dass das Niveau der eingesetzten internen Regelernergie seit vier Jahren, mit einer leichten Steigung, annähernd konstant ist.

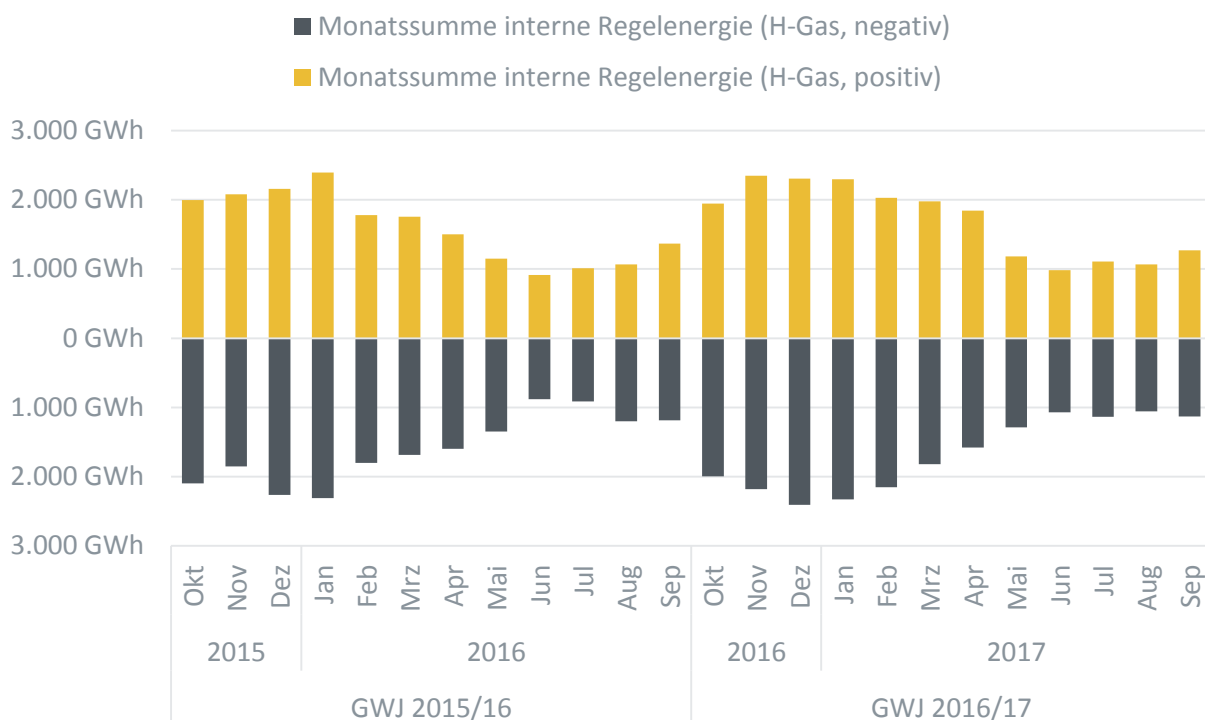


Abbildung 1: Interne Regelernergie (H-Gas, Monatsbasis)

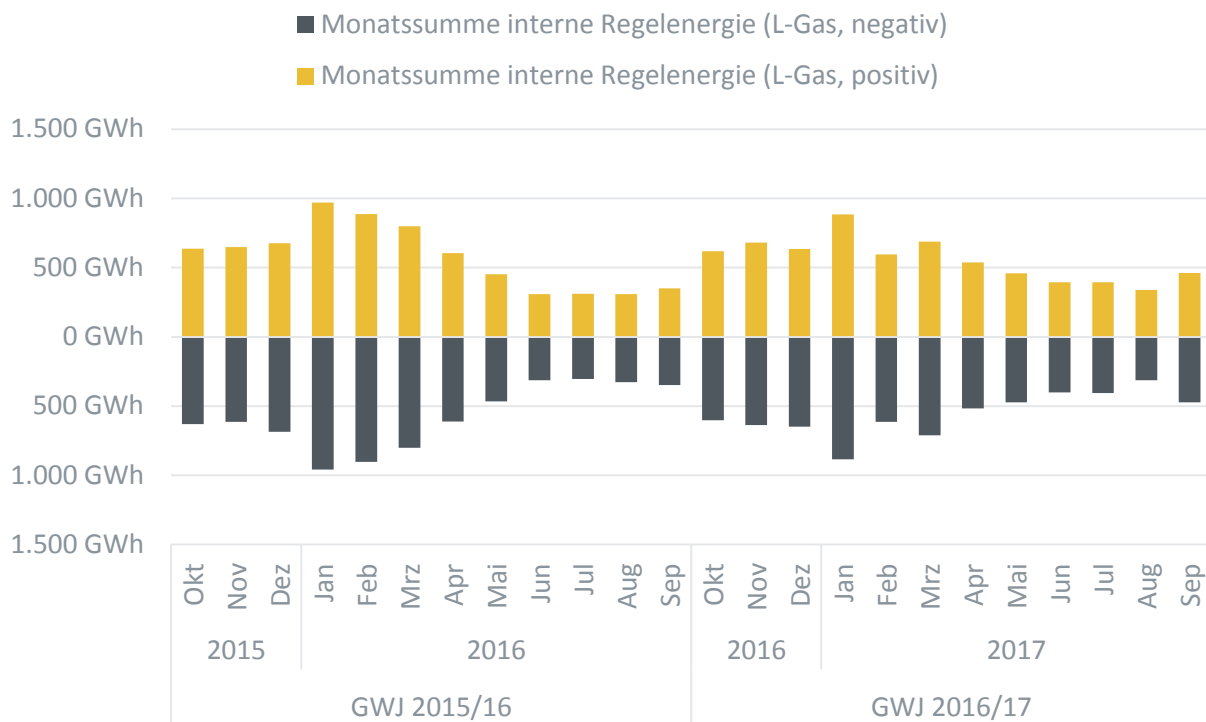


Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)

3. BESCHAFFUNG UND EINSATZ EXTERNER REGELENERGIE

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

PRODUKTPORTFOLIO ZUR REGELENERGIEBESCHAFFUNG

Im Rahmen der Beschaffung von externen Regelennergiebedarfen setzt NCG eine Vielzahl von börslichen und bilateralen Regelennergieprodukten ein. In Abbildung 3 sind die Regelennergieprodukte der NCG je MOL-Rang sowie je Regelennergiebedarfskriterium dargestellt.

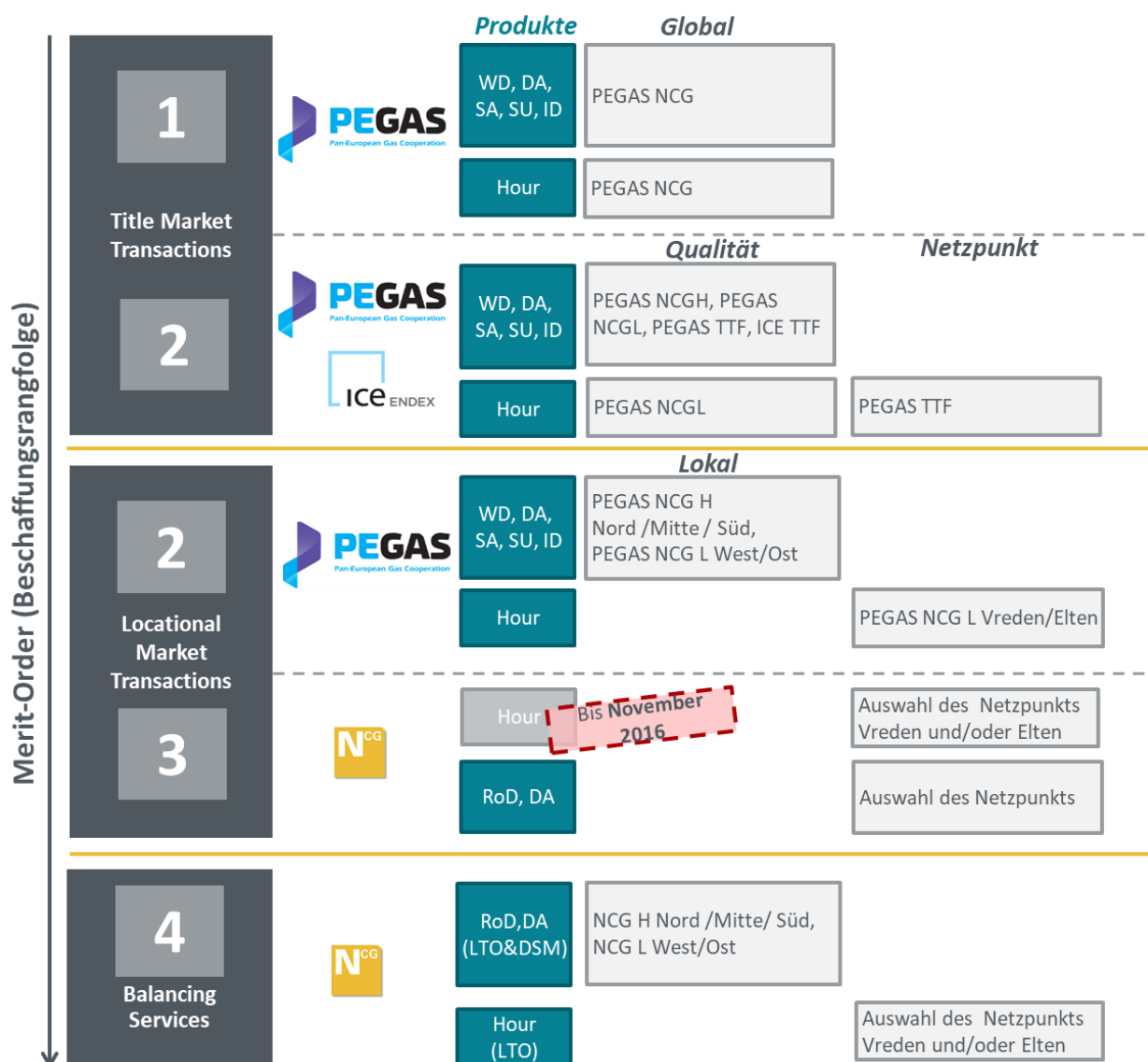


Abbildung 3: Übersicht Regelennergieprodukte im GWJ 16/17

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN JE MOL-RANG

Im Folgenden werden die im GWJ 15/16 und GWJ 16/17 beschafften externen Regelenergiemengen sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelenergiekäufe) und SystemSell (Regelenergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt.

Abbildung 4 beinhaltet die beschafften Regelenergiemengen in der Produktvariante „Day-Ahead“ (DA) je MOL-Rang für die Bedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell auf Monatsbasis sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse. Abbildung 5 stellt die beschafften Regelenergiemengen in der Produktvariante „Rest-of-Day“ (RoD) dar.

Im Vergleich zum GWJ 15/16 hat sich der externe Regelenergiebedarf (ohne stündliche netzpunktscharfe Regelenergiebedarfe, Produktvariante „Hour“) im GWJ 16/17 mit insgesamt 44.000 GWh zu 84.000 GWh nahezu halbiert. Auch ist der Anteil globaler Regelenergiebeschaffung (RoD und DA) im MOL-Rang 1 angestiegen. So wurden im GWJ 16/17 11 % der gesamten Regelenergiebedarfe am Spotmarkt der PEGAS mit Lieferung am NCG-VHP im MOL-Rang 1 beschafft, im GWJ 15/16 betrug der Anteil lediglich 6 %. Bedingung für den Abruf im MOL-Rang 1 ist das Vorhandensein eines technischen Konvertierungsvermögens in Abhängigkeit des gasqualitätsspezifischen Netzzustandes, der jeweiligen kalorischen Gaseigenschaften und der Anlagenverfügbarkeit (Maßnahmen etc.).

Die im MOL-Rang 2 beschafften gasqualitätsspezifischen Regelenergiebedarfe sanken von 93 % im GWJ 15/16 auf 89 % im GWJ 16/17. Ursachen hierfür liegen u. a. im geänderten bilanziellen Konvertierungsverhalten der Marktteilnehmer. So betrug die bilanzielle Netto-Konvertierung im GWJ 15/16 noch insgesamt 27.000 GWh in Richtung H-Gas nach L-Gas. Im GWJ 16/17 hat sich die Netto-Konvertierungsrichtung auf L-Gas nach H-Gas geändert und die bilanzielle Netto-Konvertierungsmenge auf ca. 22.000 GWh reduziert. Diese Konvertierungsrichtung begünstigt den Einsatz der technischen Mischanlagen im Netzgebiet der Open-Grid-Europe GmbH (OGE) sowie die Nutzung von Verlagerungen (Swaps) mit angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern. Beides führt zu einer Vermeidung von gegenläufigen Regelenergieeinsätzen als kommerzielle Konvertierungsmaßnahme.

Lediglich 0,1 % der gasqualitätsspezifischen Regelenergiebedarfe wurden über bilaterale kurzfristige Regelenergieprodukte im MOL-Rang 3 beschafft. Diese geringen Mengen mussten bilateral beschafft werden, da zu diesen Zeitpunkten geplante Wartungen sowie ungeplante Börsenausfälle vorlagen und somit die Regelenergiebeschaffung über die Börse nicht möglich war.

Aufgrund der ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 bis 2 wurden die langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 ausschließlich aufgrund von Testabrufen von kontrahierten „Long-Term-Options“ (LTO) in der Produktvariante RoD eingesetzt.

Ähnlich der Beschaffung von RoD- und DA-Regelenergiebedarfen konnten auch die stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebedarfe nahezu vollständig im MOL-Rang 2 beschafft werden. Über 99 % dieser Bedarfe werden seit Mai 2016 an der PEGAS über netzpunktscharfe Orderbücher mit stündlicher Regelenergiebedarfsdeckung an den Grenzübergangs-

punkten (GÜP) Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk von NCG beschafft (siehe hierzu Abbildung 6).

Die je Wochentag beschafften Regelenergiemengen je MOL-Rang werden in Abbildung 7 getrennt nach den Produktvarianten DA, RoD und Hour dargestellt. Die Leistung je Abrufzeitpunkt (Beginn Lieferung) getrennt nach den Produkten DA und RoD sind Abbildung 8 zu entnehmen.

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



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

■ SystemBuy - MOL 1 - H-Gas
 ■ SystemBuy - MOL 2 - H-Gas
 ■ SystemBuy - MOL 2 - L-Gas
■ SystemBuy - MOL 3 - H-Gas
 ■ SystemBuy - MOL 3 - L-Gas
 ■ SystemSell - MOL 1 - H-Gas
■ SystemSell - MOL 2 - H-Gas
 ■ SystemSell - MOL 2 - L-Gas
 ■ SystemSell - MOL 3 - H-Gas
■ SystemSell - MOL 3 - L-Gas
 ■ SystemSell - MOL 4 - H-Gas

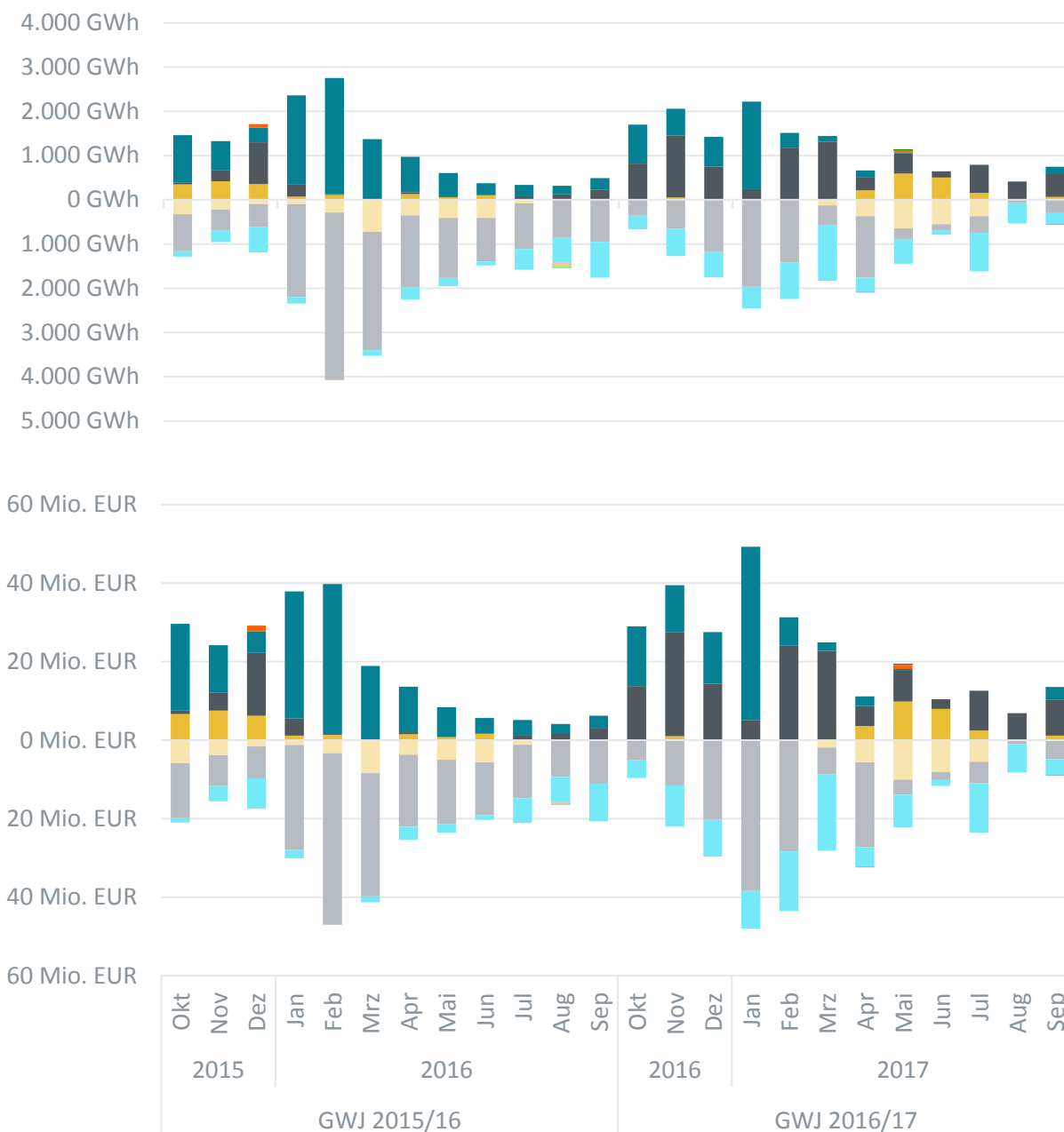


Abbildung 5: Externe Regelernergie, Mengen und Kosten/Erlöse (RoD nach MOL, Monatsbasis)



Abbildung 6: Externe Regelernergie, Mengen und Kosten/Erlöse (Hour nach MOL, Monatsbasis)

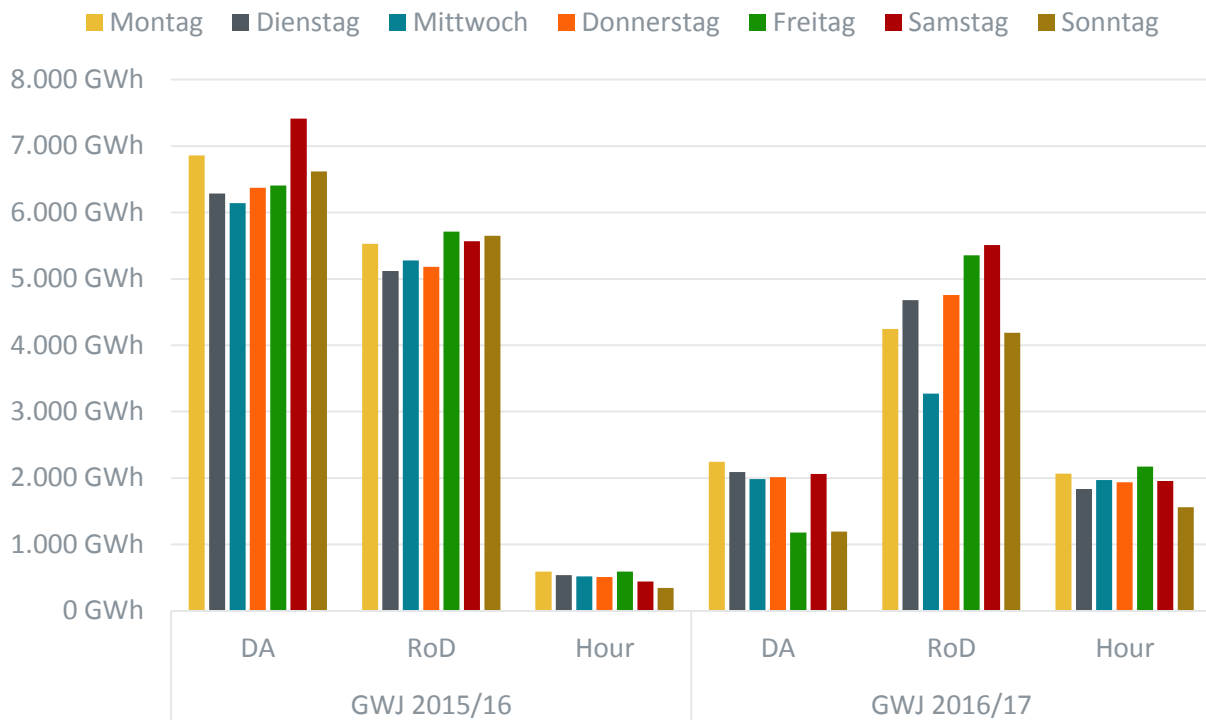


Abbildung 7: Externe Regellenergie, Mengen (DA, RoD und Hour nach Wochentag)

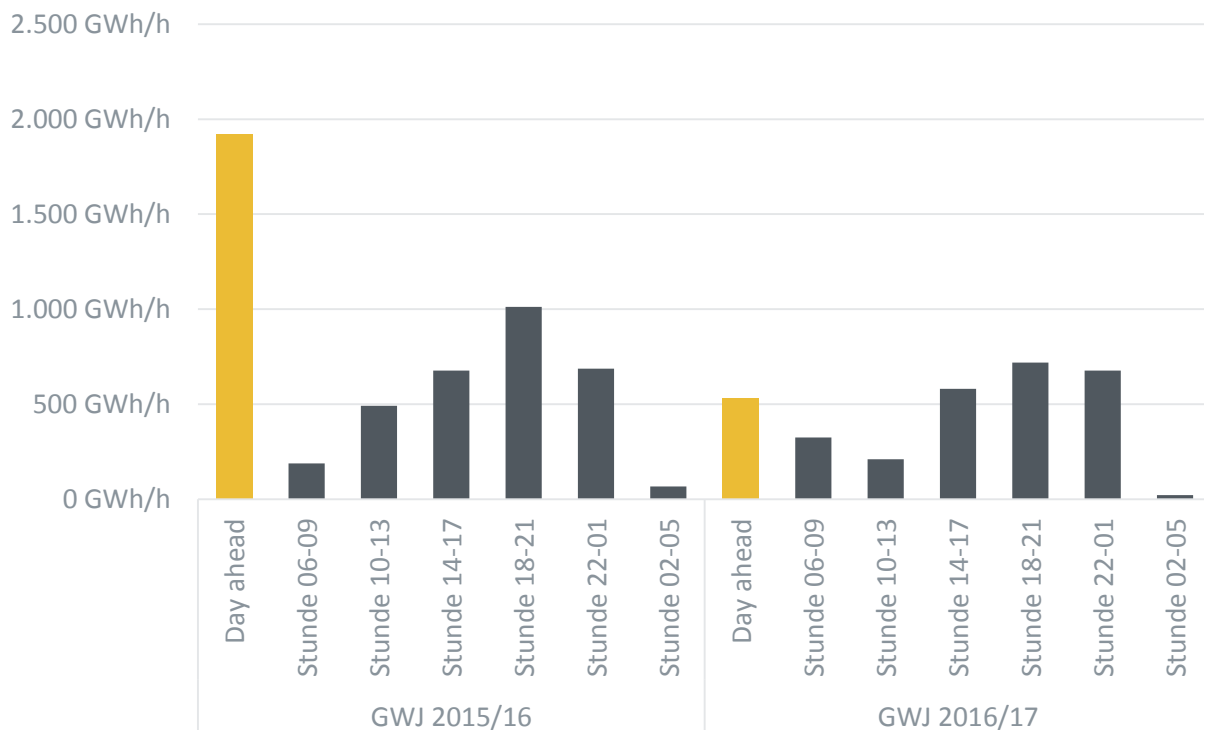


Abbildung 8: Externe Regellenergie, Leistung (DA, RoD nach Abrufstunde)

Regelenergie- kosten/-erlöse	GWJ 2015/16		GWJ 2016/17	
	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	38.850.156,79 €	40.489.178,32 €	32.437.025,66 €	42.411.133,62 €
Day Ahead	11.829.676,80 €	729.514,80 €	6.390.246,00 €	11.174.161,20 €
Rest of Day	27.020.479,99 €	39.759.663,52 €	26.046.779,66 €	31.236.972,42 €
MOL 2	643.219.512,69 €	491.266.861,44 €	557.456.564,07 €	423.965.231,01 €
Day Ahead	410.266.164,70 €	214.117.209,05 €	155.454.341,71 €	63.848.466,00 €
Rest of Day	194.233.972,80 €	259.352.844,74 €	248.169.504,62 €	256.779.123,15 €
Hour	38.719.375,19 €	17.796.807,65 €	153.832.717,74 €	103.337.641,86 €
MOL 3	1.692.282,00 €	640.376,70 €	1.286.449,60 €	54.258,90 €
Rest of Day	1.461.105,00 €	603.183,40 €	1.286.449,60 €	
Hour	231.177,00 €	37.193,30 €		54.258,90 €
MOL 4	117.835,20 €	65.582,50 €	204.717,70 €	1.188.755,00 €
Rest of Day				13.489,00 €
Hour	117.835,20 €	65.582,50 €	204.717,70 €	1.175.266,00 €
Gesamt	683.879.786,68 €	532.461.998,96 €	591.384.757,03 €	467.619.378,53 €

Tabelle 1: Regelenergiekosten/-erlöse (Da, RoD, Hour nach MOL)

Regelenergie- mengen	GWJ 2015/16		GWJ 2016/17	
	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	2.291,2 GWh	3.046,4 GWh	1.975,5 GWh	2.793,1 GWh
Day Ahead	688,8 GWh	41,7 GWh	398,3 GWh	730,0 GWh
Rest of Day	1.602,4 GWh	3.004,7 GWh	1.577,2 GWh	2.063,2 GWh
MOL 2	42.474,8 GWh	39.629,1 GWh	27.681,2 GWh	25.668,3 GWh
Day Ahead	28.164,3 GWh	17.198,5 GWh	7.781,8 GWh	3.856,2 GWh
Rest of Day	12.405,7 GWh	20.825,9 GWh	13.120,8 GWh	15.183,7 GWh
Hour	1.904,9 GWh	1.604,7 GWh	6.778,5 GWh	6.628,4 GWh
MOL 3	76,0 GWh	135,8 GWh	65,4 GWh	8,6 GWh
Rest of Day	71,9 GWh	126,4 GWh	65,4 GWh	
Hour	4,1 GWh	9,4 GWh		8,6 GWh
MOL 4	10,1 GWh	5,6 GWh	12,0 GWh	76,1 GWh
Rest of Day				0,8 GWh
Hour	10,1 GWh	5,6 GWh	12,0 GWh	75,3 GWh
Gesamt	44.852,2 GWh	42.816,9 GWh	29.734,1 GWh	28.546,2 GWh

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

PREISENTWICKLUNGEN 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.

Festgehalten werden kann, dass die Regelenergiebeschaffung im GWJ 16/17 wie bereits im GWJ 15/16 fast ausschließlich auf Marktpreisniveau erfolgte. So lagen die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe im MOL-Rang 1 und MOL-Rang 2 nahezu vollständig innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen der PEGAS. Verglichen mit dem Vorjahr konnte im GWJ 16/17 eine weitere Verbesserung in beiden MOL-Rängen erzielt werden: Im MOL-Rang 1 lagen 100 % der Lose im angegebenen Preiskorridor (GWJ 15/16: 97 %); im MOL-Rang 2 erhöhte sich der Anteil von 95 % auf 96 %.

Abbildung 9 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 1 für H-Gas getrennt nach RoD- und DA-Regelenergiebedarfen für das GWJ 15/16 und GWJ 16/17.

Abbildung 10 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 2 für L-Gas getrennt nach RoD-, DA- und Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 15/16 und GWJ 16/17.

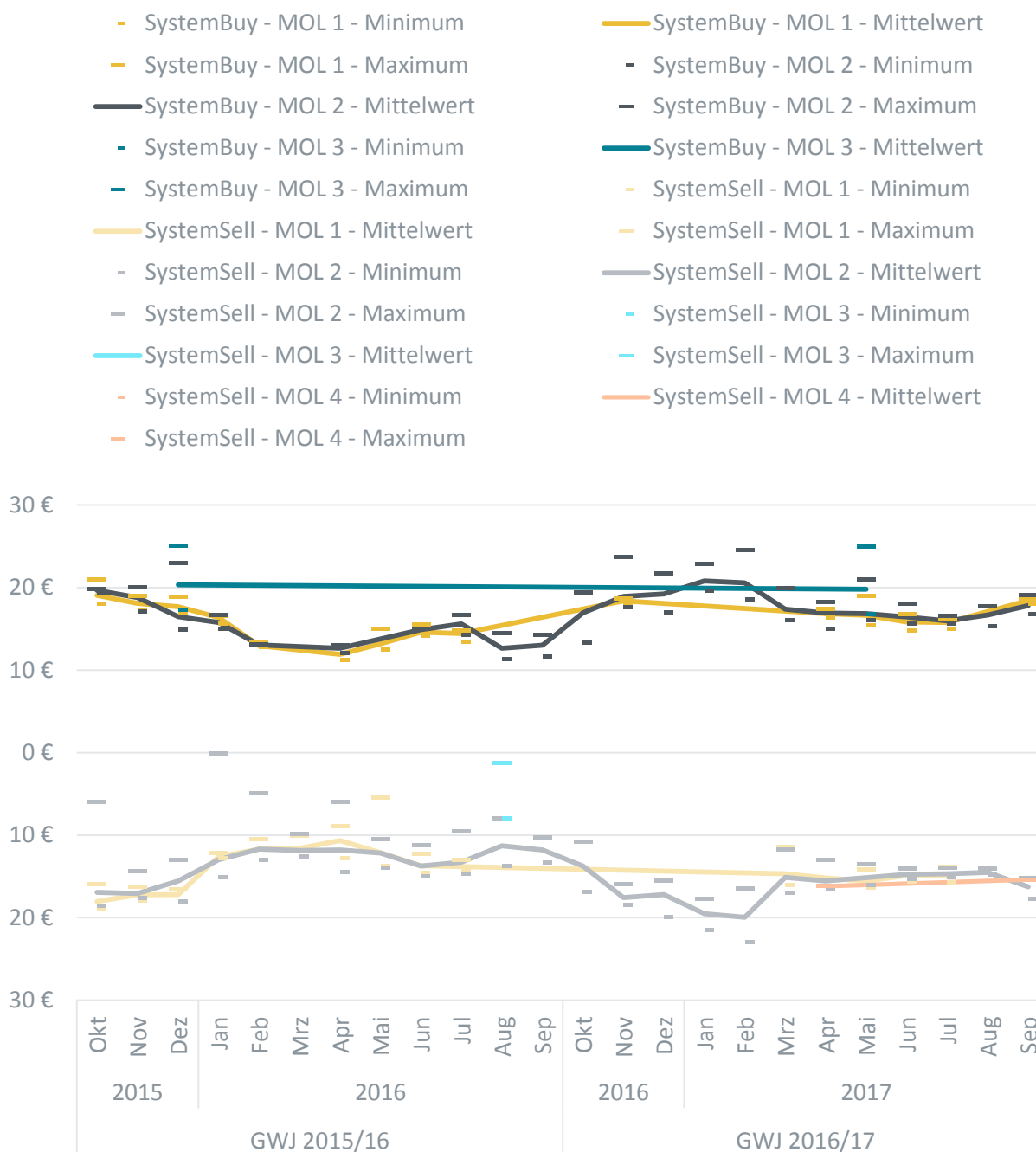


Abbildung 9: Preise externe Regelernergie (H-Gas, DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

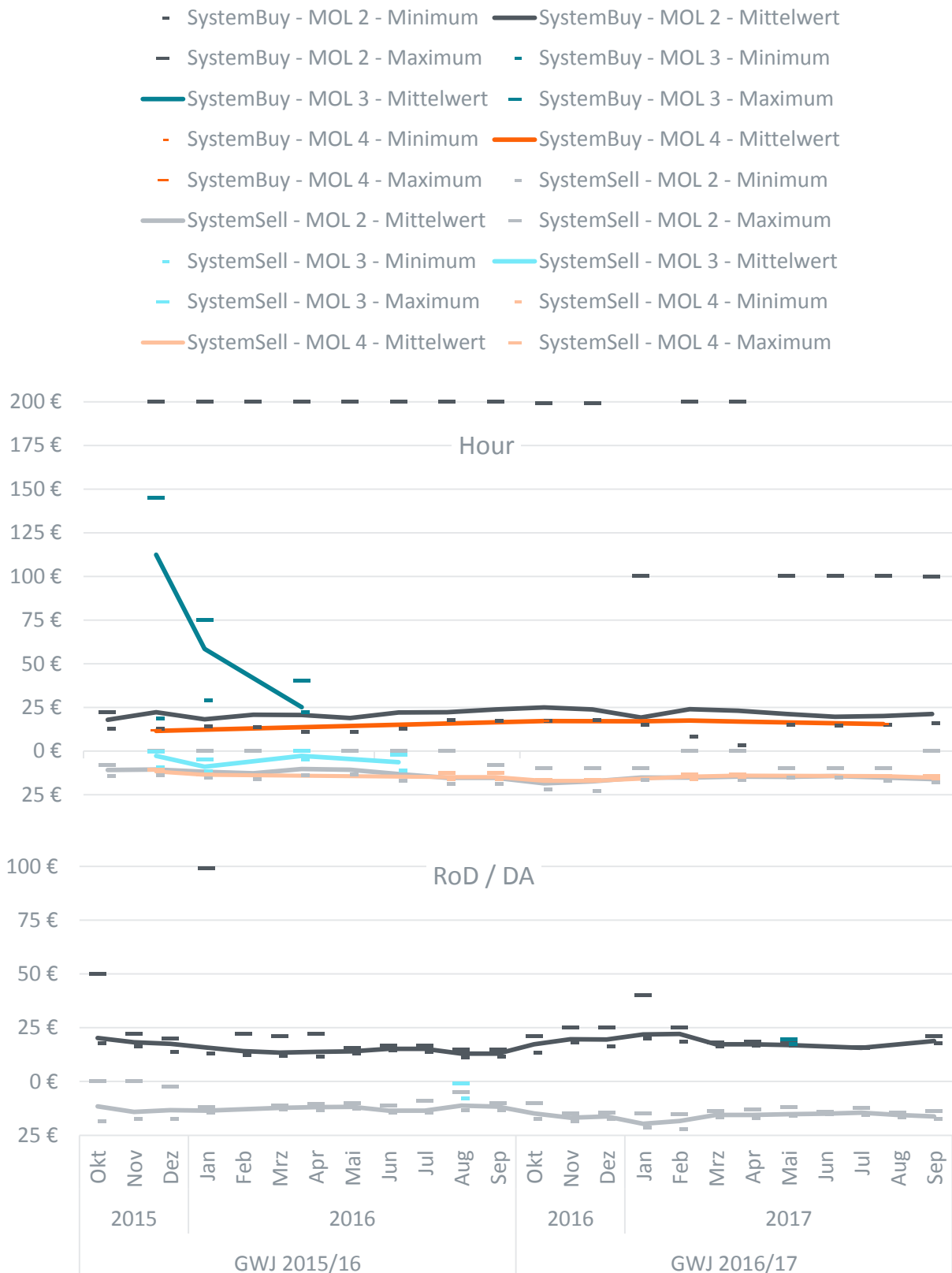


Abbildung 10: Preise externe Regelenergie (L-Gas, DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

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 insb. Testabrufen nach der LTO-Produktbeschreibung (siehe Kapitel 5.3). In Tabelle 3 werden die Abweichungen der betroffenen MOL-Ränge im GWJ 16/17 angeführt; diese sind auch auf der NCG-Webseite veröffentlicht¹. Abweichungen von der MOL sind im GWJ 16/17 ausschließlich aufgrund von LTO-Testabrufen entstanden.

Datum	Abweichungsrang	Ersatzrang	Begründung der Abweichung
05.04.2017	MOL-Rang 2 - RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufes wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen
06.04.2017	MOL-Rang 2 -Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufes wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
21.08.2017	MOL-Rang 2 -Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufes wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
23.08.2017	MOL-Rang 2 -Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufes wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
28.09.2017	MOL-Rang 2 - RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufes wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen

Tabelle 3: Übersicht MOL-Rang Abweichungen

¹<https://www.net-connect-germany.de/de-de/Informationen/Regelenergieanbieter/Veröffentlichungen/MOL-Abweichungen>

3.2. BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE IN ANGRENZENDEN MARKTGEBIETEN

BESCHAFFUNG VON EXTERNER REGELENERGIE IN ANGRENZENDEN MARKTGEBIETEN (GEMÄß ART. 9 ABS. 3 NETZKODEX GASBILANZIERUNG)

Die Zweckmäßigkeit der Beschaffung von Regelenergiemengen in angrenzenden Marktgebieten ergibt sich aufgrund der Möglichkeit globale, gasqualitätsscharfe, lokale und (stündliche) netzpunktscharfe Effekte durch den Handel von Title-Produkten am TTF zu realisieren. Erzielt werden diese durch entsprechende Transportbuchungen und -nominierungen an den relevanten GÜPs. Die Regelenergiebeschaffung in angrenzenden 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 angrenzenden 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 11 werden die von NCG im GWJ 15/16 sowie GWJ 16/17 kontrahierten Regelenergiemengen mit Lieferort TTF zur Beschaffung von L-Gas-SystemBuy- und L-Gas-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), konnten die entsprechenden Regelenergiebedarfe durch NCG seit April 2016 vollständig im eigenen Marktgebiet beschafft werden.

KONTRAHIERTE KAPAZITÄTEN UND NUTZUNG

In Abbildung 12 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 15/16 und das GWJ 16/17 dargestellt. Die tatsächliche Inanspruchnahme der gebuchten Transportkapazitäten wird in Abbildung 13 auf Tagesbasis 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. Kurzfristbuchungen mussten aufgrund der im vorigen Abschnitt ausgeführten Liquiditätssituation ebenfalls nicht erfolgen.

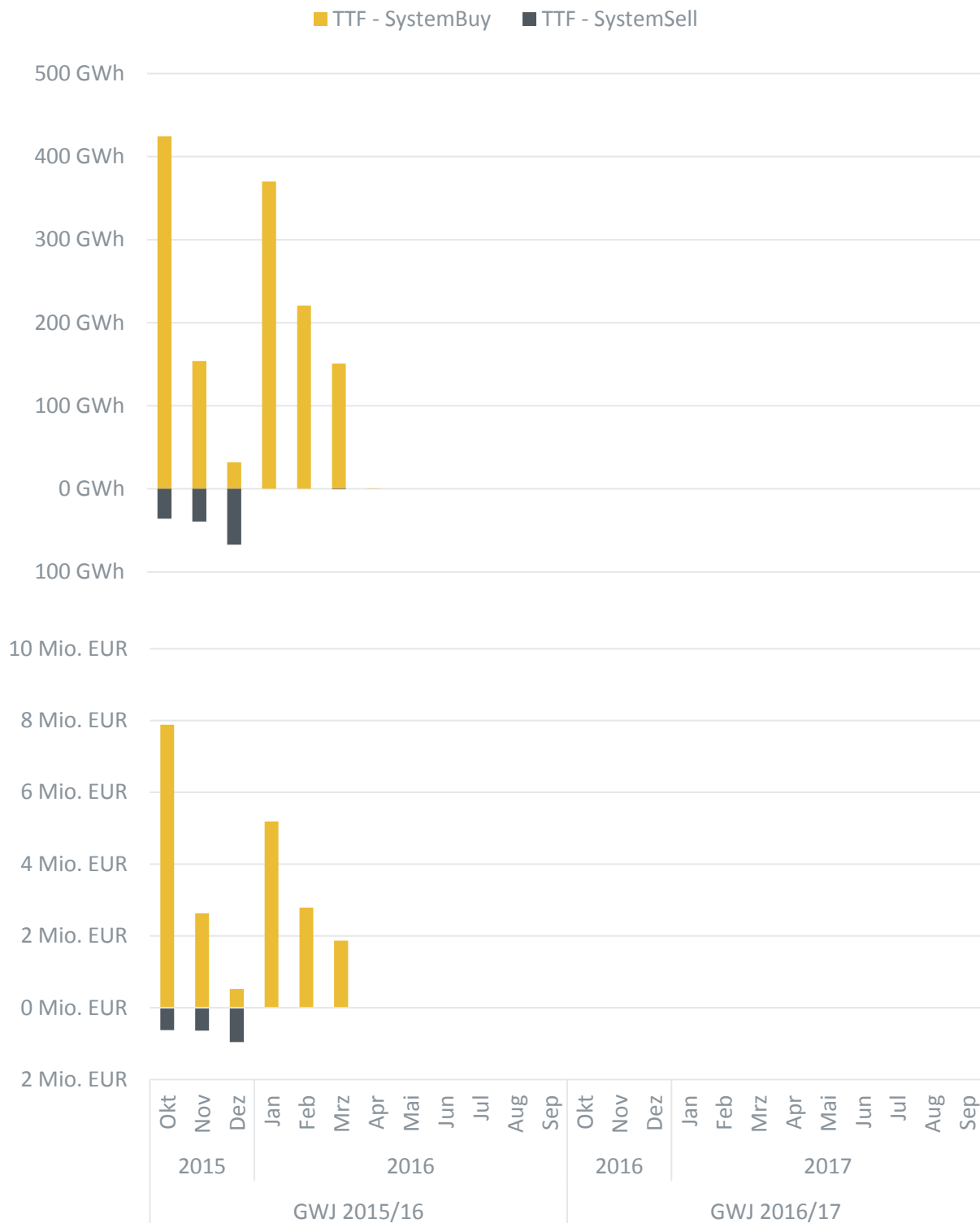


Abbildung 11: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF, Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)

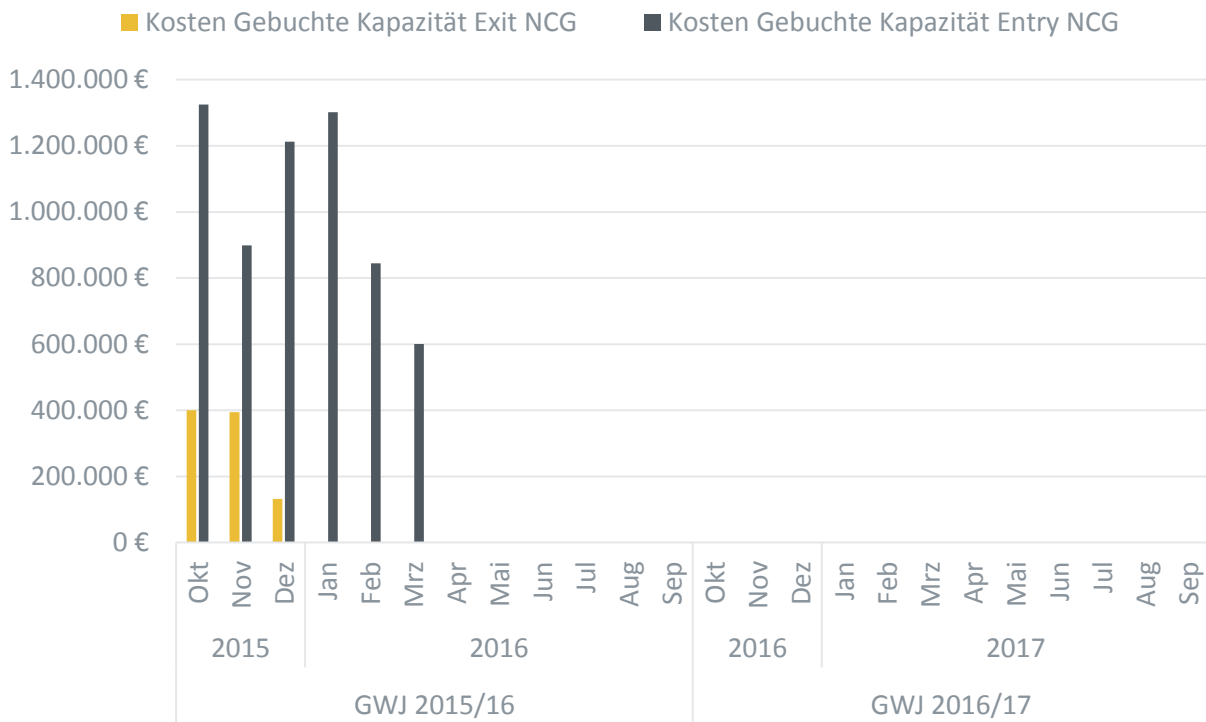


Abbildung 12: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

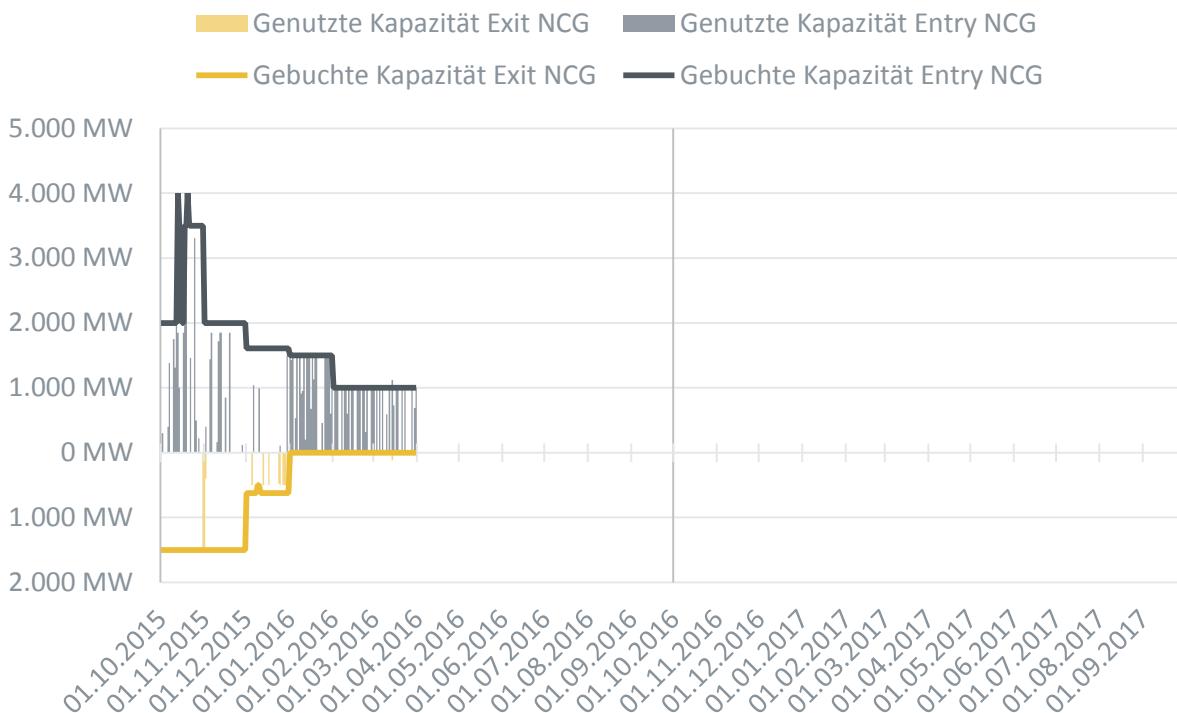


Abbildung 13: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

AKTUELLE BESCHAFFUNGSMETHODIK VON KAPAZITÄTSBUCHUNGEN

Gemäß Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung prüft NCG jährlich die einschlägigen Geschäftsbedingungen bezüglich des Handels von Title-Produkten am TTF. Hierzu wurden zum einen die allgemeinen Geschäftsbedingungen für den Handel in den Orderbüchern „ICE TTF“ und „PEGAS TTF“ sowie die einschlägigen Transportverträge für die relevanten Transportbuchungen/-nominierungen rechtlich sowie regulatorisch geprüft und als ordnungsgemäß eingestuft. Darüber hinaus wurde geprüft, ob die Voraussetzungen für eine Beschaffung in angrenzenden 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 angrenzenden 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 und die Verwendung der Kapazität nicht eingeschränkt wird.

BERECHNUNGSMETHODIK ZUR ERMITTLUNG DES TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLAGS/-ABSCHLAGS

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

Die von Oktober 2015 bis März 2017 angewandte Berechnungsmethodik zur Ermittlung von Transportkosten-Aufschlägen, bzw. -Abschlägen basierte auf der Inanspruchnahme gebuchter Transportkapazitäten in dem jeweiligen Vorjahresvergleichszeitraum. Die Beschaffung von Regelenergie mit Lieferung am TTF war allerdings seit April 2016 aufgrund einer ausreichenden Mengenverfügbarkeit im eigenen Marktgebiet nicht mehr erforderlich (siehe Kapitel 3.2). Die bisherige Ermittlungsmethodik auf Basis der Inanspruchnahme gebuchter Kapazitäten im Zeitraum ab April 2016 war somit für die Anwendungszeiträume ab April 2017 nicht mehr möglich, da die durchschnittliche Einsatzdauer „Null Stunden“ betrug.

Die Methodik zur Ermittlung von Transportkosten-Aufschlägen/-Abschlägen wurde daher für den Zeitraum April 2017 bis September 2017 an die geänderten Rahmenbedingungen angepasst. Als Vergleichszeitraum wurde nicht mehr der jeweilige Vorjahreszeitraum (hier Sommermonate 2016) herangezogen, sondern die Sommermonate aus dem Jahr 2015 mit ausreichend transportierten Gasmengen über die niederländischen GÜPs. Somit war die Be-

rechnung von Transportkosten-Aufschlägen, bzw. -Abschlägen auch für die Sommermonate 2017 (April bis September) möglich.

Im Folgenden wird die Berechnungsmethodik zur Ermittlung der angemessenen Transportkosten-Aufschläge/-Abschläge für den Anwendungszeitraum 1. April 2017 bis 1. Oktober 2017 beschrieben:

ERMITTLUNG UND ANWENDUNG DER TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLÄGE/-ABSCHLÄGE BIS 1. OKTOBER 2017

- Für die SystemBuy- und SystemSell-Regelenergiebedarfe werden 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:

$$\text{TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLAG/-ABSCHLAG} = \frac{\text{TAGESENTGELT DER TRANSPORTKAPAZITÄTEN (EUR/MWH/H)}}{\text{Ø EINSATZDAUER (H)}}$$

- Ermittlung des Tagesentgeltes der Transportkapazitäten:
 - 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.
 - Die so ermittelten Entgelte für die täglichen Kapazitäten werden für beide Grenzseiten aufsummiert.
- Ermittlung der durchschnittlichen Einsatzdauer:

$$\text{TÄGLICHE EINSATZDAUER} = \frac{\text{ABGERUFENE TAGESMENGE (MWH)}}{\text{MAX. ABGERUFENE TAGESLEISTUNG (MWH/H)}}$$

- Für die Berechnung der Einsatzdauer werden nur Tage mit einer Inanspruchnahme gebuchter Transportkapazitäten berücksichtigt:
- Aus den ermittelten täglichen Einsatzdauern wird eine durchschnittliche Einsatzdauer (Ø Einsatzdauer (h): arithmetisches Mittel aus den täglichen Einsatzdauern) berechnet. Dabei wird die durchschnittliche Einsatzdauer der Sommerperiode 2015 (1. April bis 30. September 2015) berechnet.
- Die durchschnittliche Einsatzdauer bleibt während der Anwendungsperiode konstant.

BEISPIELRECHNUNG FÜR EINEN SOMMERMONAT IN DER RICHTUNG SYSTEMBUY

- Ermittlung der durchschnittlichen Einsatzdauer für den Sommer 2017² auf Basis der Einsatzdauer im Sommer 2015:

Datum	(1) abgerufene Menge aus benachbartem MG [MWh]	(2) max. abgerufene Tagesleistung aus benachbartem MG [MWh/h]	(3) Einsatzdauer [h] = (1)/(2)
01.04.2015	4.600	460	10
...	...	...	...
30.09.2015	12.000	500	24

$$\varnothing \text{ Einsatzdauer} = (10\text{h} + \dots + 24\text{h}) / (\Sigma \text{ Tage mit Regelenergieeinkauf im angrenzenden MG})$$

Annahme durchschnittliche Einsatzdauer = 15h

Die durchschnittliche Einsatzdauer für den Sommer 2017 bleibt in diesem Zeitraum unverändert.

- Ermittlung des Transportkostenaufschlages:

DA-Exit-Tarif (Niederlande) gemäß Preisblatt³ = 5,00 EUR/MWh/h

DA-Entry-Tarif (Deutschland, TSO 1) gemäß Preisblatt TSO 1⁴ = 9,00 EUR/MWh/h

DA-Entry-Tarif (Deutschland, TSO 2) gemäß Preisblatt TSO 2⁵ = 11,00 EUR/MWh/h

Arithmetisches Mittel DA-Entry-Tarif (Deutschland, TSO 1 und TSO 2) = 10,00 EUR/MWh/h

Summe DA-Tarife (Deutschland, Niederlande) = 15,00 EUR/MWh/h

Transportkostenaufschlag = (15,00 EUR/MWh/h)/(15 h) = 1,00 EUR/MWh

- Bei einem Regelenergieeinkauf im angrenzenden Marktgebiet wird auf den erzielten Preis des Börsengeschäftes der Aufschlag von 1,00 EUR/MWh für den jeweiligen Sommermonat addiert und fließt somit in die Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises ein. Der Aufschlag ist während des Monats konstant und ändert sich nur, wenn sich die DA-Tarife ändern.

² Beispielrechnung auf Basis von fiktiven Werten.

³ Die Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der Unterjährigkeitsfaktoren der GTS.

⁴ Hierbei sind die Preisfaktoren der BEATE-Festlegung für eine tägliche Kapazitätsbuchung zu berücksichtigen.

⁵ Siehe Fn. 3.

WEITERENTWICKLUNG DER BERECHNUNGSMETHODIK ZUR ERMITTLUNG DES TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLAGS/-ABSCHLAGS

Ab Oktober 2017 wird zur Berechnung der Transportkosten-Aufschläge, bzw. -Abschläge die tatsächliche Einsatzdauer der gebuchten Transportkapazitäten (mögliche Restlaufzeit innerhalb eines Gastages; 1-24 Stunden) berücksichtigt. Die jeweils möglichen Transportkosten-Aufschläge, bzw. -Abschläge für alle möglichen Restlaufzeiten (= Einsatzdauer) werden auf der Website der NCG veröffentlicht.

Im Folgenden wird die Berechnungsmethodik anhand eines Beispiels beschrieben.

ERMITTLUNG UND ANWENDUNG DER TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLÄGE/-ABSCHLÄGE AB 1. OKTOBER 2017

- Für die SystemBuy- und SystemSell-Regelenergiebedarfe werden 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.

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

- Die Transportkosten-Aufschläge, bzw. -Abschläge werden nach folgender Formel ermittelt:
- Ermittlung des Transportentgeltes der Transportkapazitäten:
 - 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 MGVS 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.

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

- Die Formel setzt sich wie folgt zusammen:

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 = 19h.

■ Ermittlung des Transportkostenaufschlages:

DA-Entry-Tarife gemäß Preisblatt TSO 1⁶:

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

Deutschland, TSO 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 Preisblatt⁷:

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

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

Ø DA-Exit-Tarife (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 / 24h * 19h
= 14,35 EUR/MWh/h/runtime

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

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

⁶ Hierbei sind die Preisfaktoren der BEATE-Festlegung für eine tägliche Kapazitätsbuchung zu berücksichtigen.

⁷ Die Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der Unterjährigkeitsfaktoren der GTS.

3.3. ANZAHL HANDELSGESCHÄFTE FÜR BILANZIERUNGSTÄTIGKEITEN

Im Folgenden werden die monatlichen Handelsaktivitäten der NCG für Bilanzierungstätigkeiten (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung) je MOL-Rang im GWJ 15/16 und GWJ 16/17 dargestellt. Innerhalb von MOL-Rang 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie im angrenzenden Marktgebiet separat ausgewiesen.

Hinweis: Seit April 2016 werden durch NCG stündliche netzpunktscharfe Regelenergiebedarfe an den GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk über entsprechende börsliche und bilaterale Commodity-Regelenergieprodukte beschafft. Die Ablösung des rein leistungspreisbezogenen Flexibility-Produktes zur untertägigen Strukturierung des L-Gas-Netzes führte zu einem deutlichen Anstieg bei der Anzahl der Handelsaktivitäten und wurde zwecks Übersichtlichkeit in Abbildung 14 als „Hour – SystemBuy“ und „Hour – SystemSell“ ohne Angabe des MOL-Rangs dargestellt.

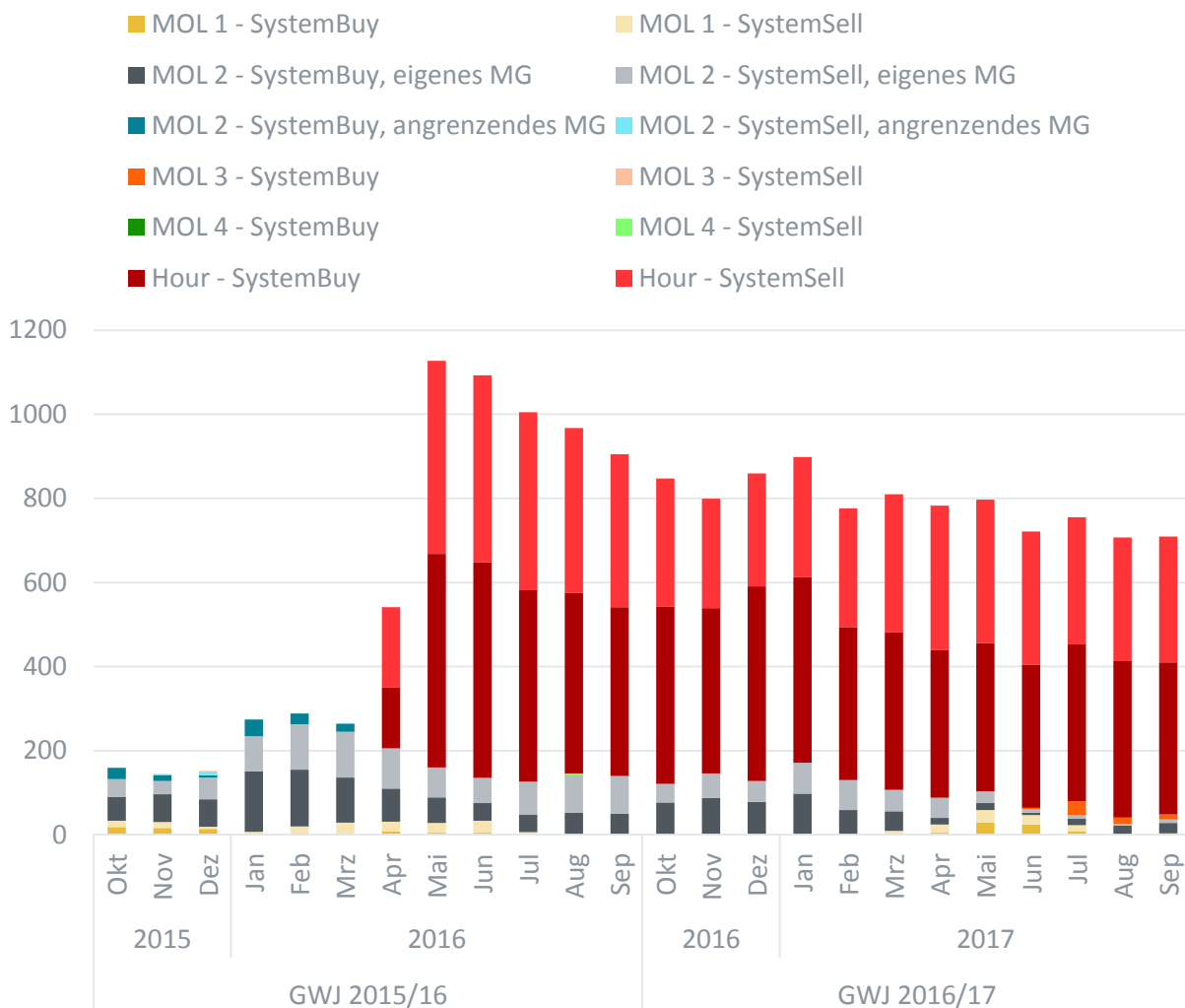


Abbildung 14: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis)

ERMITTLUNG DER ANZAHL AN HANDELSGESCHÄFTEN FÜR BILANZIERUNGSTÄTIGKEITEN

Für jede Stunde innerhalb eines Gastages wird die Anzahl an Handelsgeschäften der NCG zur Beschaffung von Regelenergiebedarfen 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, SystemBuy, Lieferort NCG-H/L-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler 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 3: Netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-H/L-VHP
- MOL-Rang 3: Netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-H/L-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-H/L-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-H/L-VHP
- Stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-L-VHP
- Stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-L-VHP

4. WIRKUNG UND EINSATZ VON UNTERTÄGIGEN VERPFLICHTUNGEN

Dieses Kapitel blickt auf die Auswirkungen der Umstellung des Anreizsystems „Strukturierungsbeitrag“ aus GABi Gas auf das Modell der „untertägigen Verpflichtungen“ gemäß GaBi Gas 2.0. Zuerst werden die Veränderungen in untertägig gegenläufigen Regelenergiebedarfen beschrieben. Im Anschluss wird untersucht, ob die geänderte Berechnungslogik der Toleranzen Auswirkungen auf die Wahl des RLM-Zeitreibentyps – mit Tagesband oder strukturiert – hat. Da sich die Strukturierung der Einspeisung an der Strukturierung der allokierten Ausspeisung orientieren dürfte, kann ein hoher Anteil von RLM mit Tagesbandbildung Auswirkungen auf die untertägigen Regelenergiebedarfe haben. Zuletzt wird die Entwicklung der bilanziellen Flexibilitätssmengen durch eine „Als-ob-Rechnung“ im Gaswirtschaftsjahresvergleich dargestellt.

4.1. UNTERTÄGIGER GEGENLÄUFIGER REGELENERGIEEINSATZ

Zum 1. Oktober 2016 wurde das Anreizsystem des Strukturierungsbeitrages nach GABi Gas durch die untertägigen Verpflichtungen gemäß GaBi Gas 2.0 abgelöst. Die gegenläufigen Regelenergieeinsätze (innerhalb MOL-Rang 1, bzw. jeweils gasqualitätsspezifisch in MOL-Rang 2) zeigen im Gaswirtschaftsjahresvergleich 2016/17 einen Anstieg gegenüber 2015/16.

In Abbildung 15 werden die untertägigen gegenläufigen Regelenergieeinsätze je MOL-Rang in der Produktvariante RoD für das GWJ 15/16 und GWJ 16/17 dargestellt.

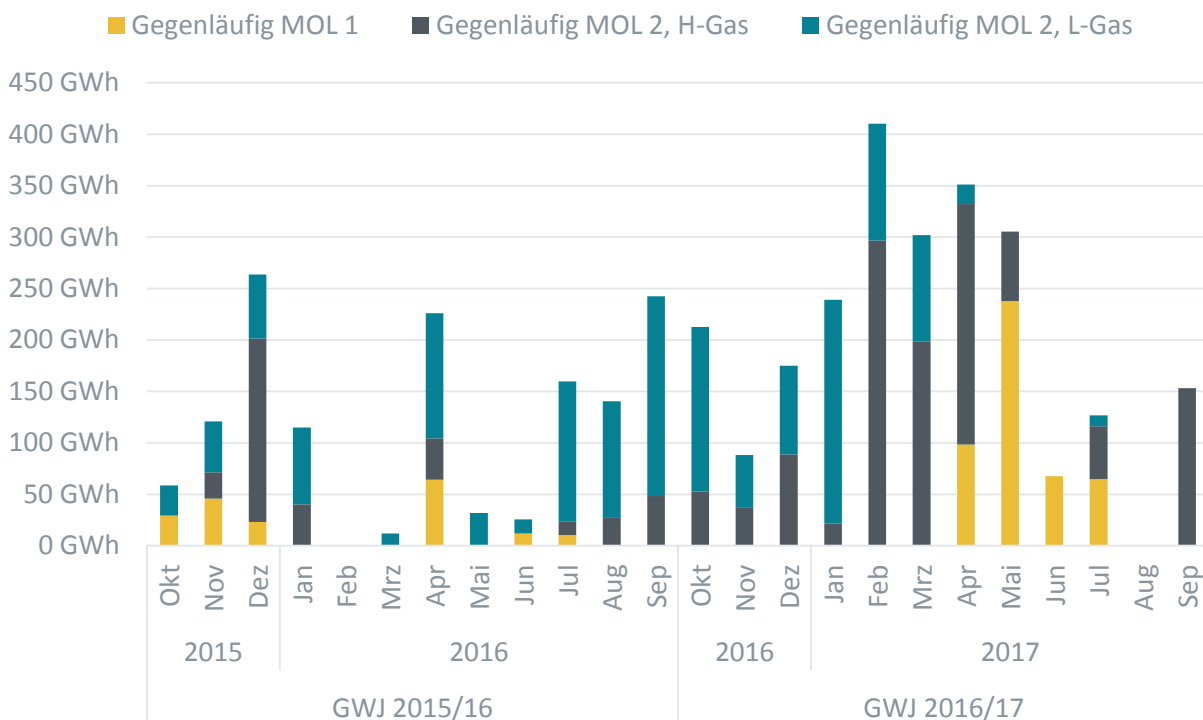


Abbildung 15: Untertägiger gegenläufiger Regelernergieeinsatz (RoD, Monatsbasis)

4.2. ENTWICKLUNG DER AUFTEILUNG VON RLMmT UND RLMoT

Seit dem 1. Oktober 2016 wird für RLM-Ausspeisestellen, unabhängig von der Wahl des Zeitreihentyps (RLMmT oder RLMoT), eine in jeder Stunde des Gastages einheitliche Toleranz ($\pm 7,5\%$) in Abhängigkeit der Tagesmenge gewährt. Im Anreizsystem „Strukturierungsbeitrag“ aus GABi Gas wurde eine vom Zeitreihentyp und der stündlichen RLM-Menge abhängige Toleranz gewährt. Ein Faktor bei der Wahl des Zeitreihentyps war die damit einhergehende Toleranzmenge.

Ausspeisungen an RLM-Entnahmestellen fallen in GaBi Gas 2.0 grundsätzlich in die Untergruppe RLMmT (mit Tagesbandbildung) – nur auf Wunsch des Bilanzkreisverantwortlichen werden Ausspeisestellen auch der Untergruppe RLMoT (strukturierte Abbildung) zugeordnet. Zum 1. Oktober 2016 entfiel der gesonderte Zeitreihentyp RLMNEV. Alle RLM-Ausspeisestellen sind somit einer der beiden anderen RLM-Zeitreihen zuzuordnen.

In Abbildung 16 werden die RLM Allokationen der GWJ 15/16 und GWJ 16/17 getrennt nach den RLM Zeitreihentypen dargestellt. Der Anteil der RLMoT zugeordneten Mengen sinkt im GWJ 16/17 auf 5 % im Vergleich zu 8 % im GWJ 15/16. Die jetzt nicht mehr gesondert allokierten RLMNEV-Mengen betrugen im GWJ 15/16 nur 0,004 %.

4.3. ENTWICKLUNG DER BILANZIELLEN 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-Rang 1 ergibt.

Einen Monat nach Einführung der untertägigen Verpflichtungen wurde im November 2016

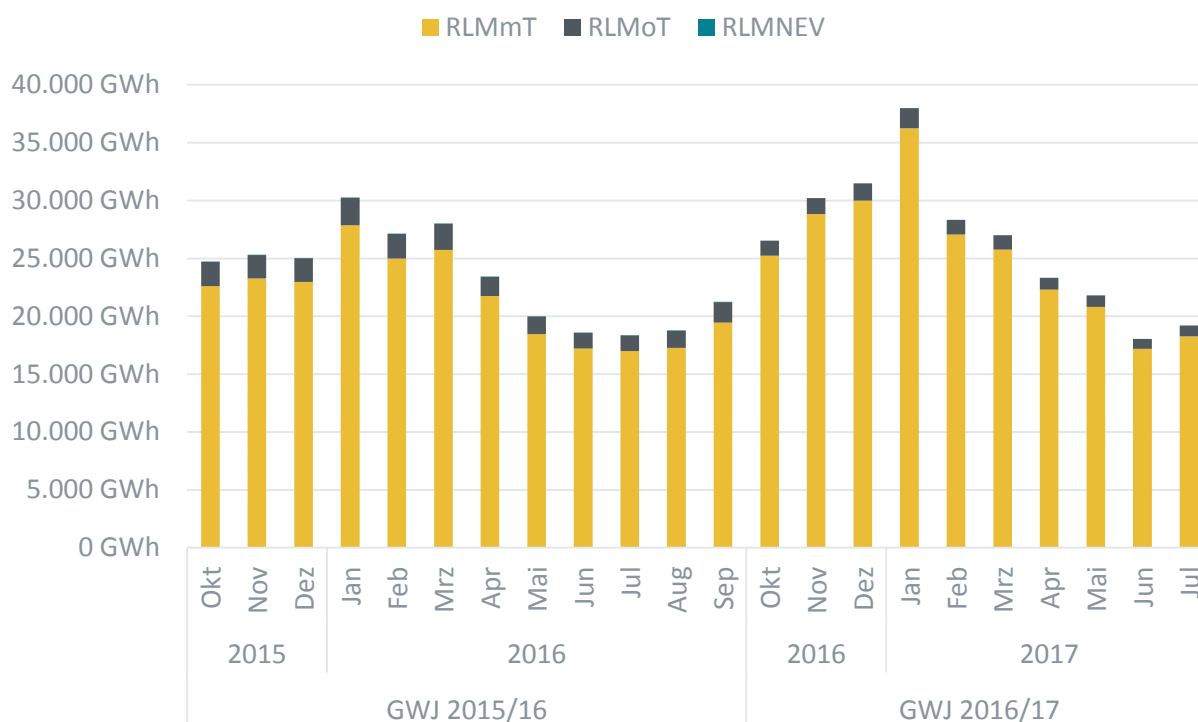


Abbildung 16: Aufteilung von RLMmT und RLMoT

ein deutlicher Anstieg der bilanziellen Flexibilitätsmengen festgestellt. Aufgrund der hohen gasqualitätsspezifischen Regelenergiebedarfe in MOL-Rang 2 zu Beginn des GWJ 16/17 und den damit entfallenen Regelenergiebeschaffungen im MOL-Rang 1 wurden zunächst jedoch keine Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh ermittelt. Infolgedessen wurden die bilanziellen Flexibilitätsmengen gegenüber den betreffenden Bilanzkreisverantwortlichen mit einem Flexibilitätskostenbeitrag von 0 EUR/MWh abgerechnet. Erstmals wurden im April 2017 an fünf Gastagen Flexibilitätskostenbeiträge größer als 0 EUR/MWh berechnet und es entstanden somit Kosten für die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen. Zeitgleich konnte ein temporärer Rückgang der bilanziellen Flexibilitätsmengen in den Monaten April und Mai 2017 beobachtet werden. Wie und ob sich dieser Trend fortsetzt kann aufgrund der zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts noch nicht vorliegenden finalen Allokationsdaten der Monate August und September nicht beurteilt werden.

In Abbildung 17 wird auf Monatsbasis die aggregierte Flexibilitätsmenge für das GWJ 16/17 sowie die in einer „Als-ob-Rechnung“ ermittelten Flexibilitätsmengen für das GWJ 15/16 dargestellt. Abbildung 18 stellt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge > 0 EUR/MWh je Monat dar.

Aus der unplanbaren Abrechnung von bilanziellen Flexibilitätsmengen mit werthaltigen Flexibilitätskostenbeiträgen soll sich der Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche ergeben, die stündlichen Ungleichgewichte möglichst gering zu halten. Aufgrund des kurzen Wirkungszeitraums der untätigen Verpflichtungen müssen die Auswirkungen der Flexibilitätsmengen auf die gegenläufigen Regelenergiebedarfe weiterhin beobachtet werden.

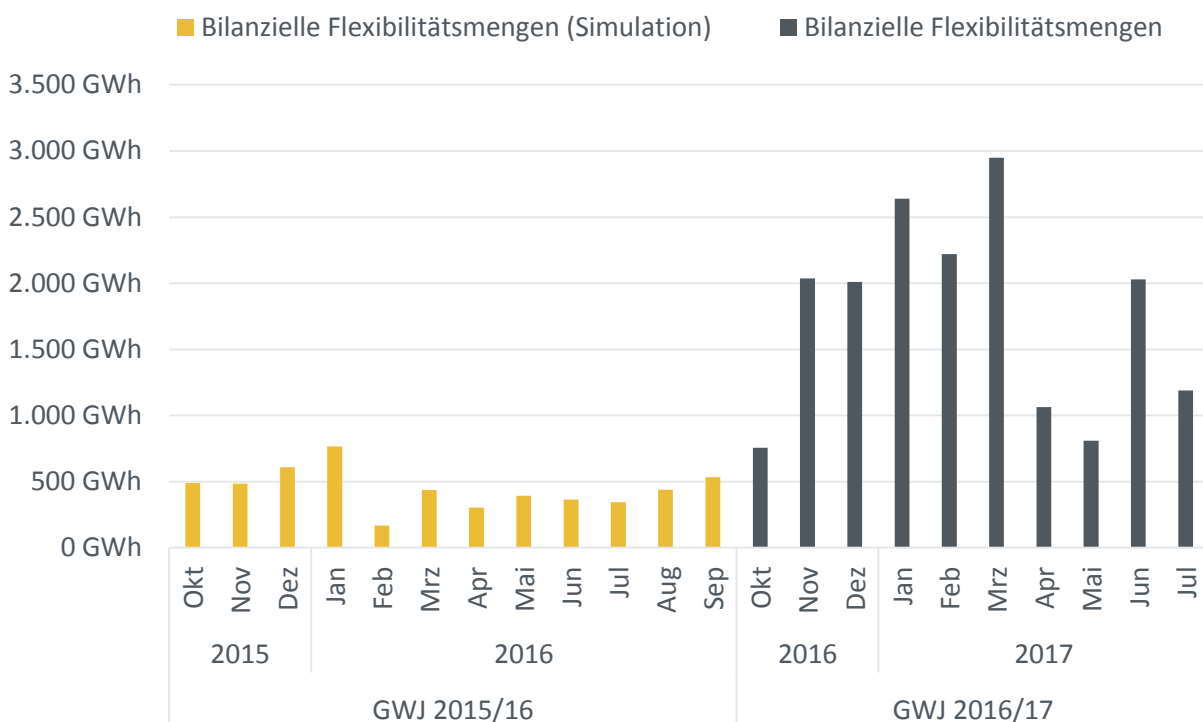


Abbildung 17: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsmengen (Monatsbasis)

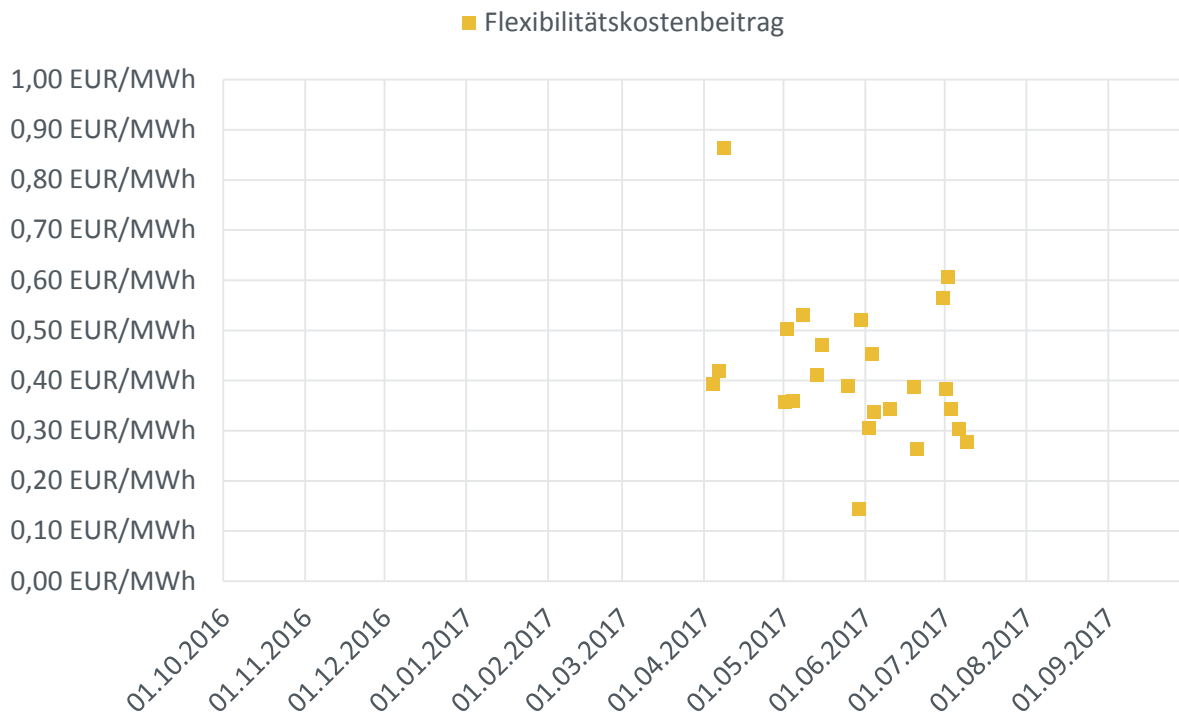


Abbildung 18: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)

5. EINSATZ VON FLEXIBILITÄTSDIENSTLEISTUNGEN IN MOL-RANG 4

5.1. LONG-TERM-OPTIONS (PRODUKTVARIANTEN RoD, DA)

PRODUKTBESCHREIBUNG

Das bilaterale langfristige Regelenergieprodukt „Commodity“ in Form von Long-Term-Options in den Produktvarianten RoD und DA beinhaltet die Möglichkeit des Kaufs bzw. Verkaufs von Gasmengen durch NCG während des gesamten Ausschreibungszeitraums und dient zur langfristigen Absicherung von sogenannten dynamischen Effekten in den betreffenden Regelenergiezonen sowie zur Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß BMWi-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 6). Bei den dynamischen Effekten handelt es sich um aufgrund besonderer äußerer Umstände kurzfristig erforderliche Leitungsinhaltsveränderungen innerhalb einer spezifischen Regelenergiezone.

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 Stunden des Gastages, können nicht abgerufen werden. In der Produktvariante DA erfolgt die Leistungsbereitstellung bei Abruf als konstante Stundenleistung für den gesamten nächsten Gastag. Bei beiden Produktvarianten beträgt die Vorlaufzeit vor dem Zeitraum der Leistungserbringung mindestens drei Stunden.

NCG führt transparente Ausschreibungen für die betreffenden Regelenergiezonen durch. Die Ausschreibungsbedarfe werden gemäß der Anforderung von GaBi Gas 2.0 und des Netzkodex Gasbilanzierung vorher veröffentlicht. Die LTO-Anbieter können für den gesamten Ausschreibungszeitraum einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Bereitstellung oder Übernahme 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. In Tabelle 4 werden die einzelnen LTO-Produktparameter aufgeführt.

An den Ausschreibungen für LTO-Bedarfe können Bilanzkreisverantwortliche nach erfolgreicher Präqualifizierung als bilateraler Regelenergieanbieter teilnehmen. Die Angebotsabgabe sowie der Zuschlagsprozess erfolgen über die bilaterale Plattform der NCG.

In Tabelle 5 werden die Kosten resultierend aus MOL-4-Kontrahierungen dargestellt. Die Anzahl Tage an denen ein MOL-4-Einsatz erfolgte können Tabelle 6 entnommen werden.

LTO Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD), Day Ahead (DA)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	Innerhalb der ausgeschriebenen Regelenergiezone: H-Gas Nord, H-Gas Mitte, H-Gas Süd, L-Gas West, L-Gas Ost
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	An jedem Gastag während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 4: LTO RoD/DA Produktparameter

	GWJ 2015/16		GWJ 2016/17	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
RoD Longterm	6.008.637,41 €	1.572.325,68 €	5.405.977,42 €	994.097,14 €
Zonal	6.008.637,41 €	1.572.325,68 €	3.242.454,42 €	994.097,14 €
Speicher			2.163.523,00 €	
Hourly Longterm	8.074.376,70 €	5.489.428,42 €	16.497.597,65 €	10.421.300,85 €
Winterswijk/Vreden	2.151.109,36 €	1.454.207,08 €	3.939.477,50 €	2.806.704,70 €
Zevenaar/Eltén	5.923.267,34 €	4.035.221,34 €	12.558.120,15 €	7.614.596,15 €
Structured Longterm	42.190.594,00 €			
Winterswijk/Vreden	10.208.427,00 €			
Zevenaar/Eltén	31.982.167,00 €			

Tabelle 5: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen

MOL 4	GWJ 2015/16		GWJ 2016/17	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abruftage	3	4	5	11

Tabelle 6: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Im Folgenden werden für die jeweiligen Ausschreibungszeiträume der LTO in der Produktvariante RoD⁸ die lokalen Regelenergiebedarfe sowie deren Ausschreibungsergebnisse aufgeführt. Die im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegenen SystemBuy-Absicherungsbedarfe im Zeitraum Dezember 2016 bis einschließlich März 2017 resultierten aus den Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Gas gemäß BMWi-Eckpunktepapier sowie aus den Sonderausschreibungen an Gasspeichern in der Regelenergiezone H-Gas-Süd (siehe Kapitel 6).

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis ⁹ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Okt./Nov. 2016	3.810	14.930	3.810	391.433 €	11,98 €
Dez. 2016	9.970	35.340	9.970	608.174 €	18,35 €
Jan. 2017	9.960	36.700	9.960	612.590 €	18,44 €
Feb. 2017	9.960	34.520	9.960	670.734 €	18,48 €
15. bis 28.02.2017 ¹⁰	4.000	4.350	4.000	2.163.523 €	23,20 €
Mrz. 2017	9.960	34.170	9.960	959.523 €	18,23 €
Q2 2017	-	-	-	-	-
Q3 2017	-	-	-	-	-

Tabelle 7: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)¹¹

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Okt./Nov. 2016	2.400	7.810	2.400	257.691 €	12,04 €
Dez. 2016	4.850	16.410	4.850	261.013 €	18,19 €
Jan. 2017	4.850	17.440	4.850	261.013 €	18,29 €
Feb. 2017	4.850	16.090	4.850	248.708 €	18,35 €
15. bis 28.02.2017	4.000	4.350	4.000	2.163.523 €	23,20 €
Mrz. 2017	4.850	15.590	4.850	260.882 €	18,14 €
Q2 2017	-	-	-	-	-
Q3 2017	-	-	-	-	-

Tabelle 8: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)

⁸ Produktvariante DA wurde nicht ausgeschrieben.

⁹ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf unserer Webseite veröffentlicht; allerdings nicht anbieterscharf: <https://www.net-connect-germany.com>

¹⁰ Sonderausschreibung von LTO

¹¹ In den jeweiligen Quartalen kam es weder zu einem SystemBuy noch SystemSell-Abruf, sodass keine Arbeitspreise gezahlt wurden. Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen, wurde auf die Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los zwecks Übersichtlichkeit verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise wurden auf der NCG Webseite: <https://www.net-connect-germany.com> veröffentlicht.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Okt./Nov. 2016	1.410	7.100	1.410	133.742 €	11,87 €
Dez. 2016	1.420	7.590	1.420	60.721 €	18,96 €
Jan. 2017	1.410	7.830	1.410	59.961 €	18,96 €
Feb. 2017	1.410	7.000	1.410	53.895 €	19,08 €
Mrz. 2017	1.410	8.400	1.410	55.464 €	19,06 €
Q2 2017	-	-	-	-	-
Q3 2017	-	-	-	-	-

Tabelle 9: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Dez. 2016	1.250	3.060	1.250	51.831 €	19,15 €
Jan. 2017	1.250	3.260	1.250	51.831 €	19,15 €
Feb. 2017	1.250	3.260	1.250	46.815 €	19,15 €
Mrz. 2017	1.250	2.010	1.250	319.649 €	18,11 €
Q2 2017	-	-	-	-	-
Q3 2017	-	-	-	-	-

Tabelle 10: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HM)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Dez. 2016	600	1.980	600	56.034 €	17,89 €
Jan. 2017	600	1.980	600	58.024 €	18,08 €
Feb. 2017	600	1.980	600	77.163 €	17,91 €
Mrz. 2017	600	2.360	600	77.012 €	17,99 €
Q2 2017	-	-	-	-	-
Q3 2017	-	-	-	-	-

Tabelle 11: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LO)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Dez. 2016	1.850	6.300	1.850	178.576 €	17,91 €
Jan. 2017	1.850	6.190	1.850	181.761 €	18,09 €
Feb. 2017	1.850	6.190	1.850	244.154 €	18,10 €
Mrz. 2017	1.850	5.810	1.850	246.516 €	18,01 €
Q2 2017	-	-	-	-	-
Q3 2017	-	-	-	-	-

Tabelle 12: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LW)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2016	-	-	-	-	-
Q1 2017	-	-	-	-	-
Q2 2017	3.320	15.140	3.320	480.684 €	16,53 €
Q3 2017	3.030	11.180	3.030	513.413 €	15,22 €

Tabelle 13: SystemSell Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2016	-	-	-	-	-
Q1 2017	-	-	-	-	-
Q2 2017	1.960	7.700	1.960	250.334 €	16,83 €
Q3 2017	1.800	5.790	1.800	333.417 €	15,71 €

Tabelle 14: SystemSell Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2016	-	-	-	-	-
Q1 2017	-	-	-	-	-
Q2 2017	1.360	7.440	1.360	230.350 €	16,10 €
Q3 2017	1.230	5.390	1.230	179.996 €	14,49 €

Tabelle 15: SystemSell Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN)

EINSATZHÄUFIGKEIT VON LONG-TERM-OPTIONS (RoD)

Im GWJ 16/17 wurden kontrahierte LTOs in der Produktvariante RoD ausschließlich aufgrund von LTO Testabrufen abgerufen (siehe Kapitel 5.3.).

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Apr. 2017	-	-	700	11.333 €
Sep. 2017	-	-	140	2.156 €

Tabelle 16: LTO RoD (abgerufene Mengen)

ÜBERPRÜFUNG DER REDUZIERUNG VON LONG-TERM-OPTIONS (RoD, DA) GEMÄß ART. 8 ZIFF. 6 NETZKODEX GASBILANZIERUNG

Die LTO (RoD, DA) als lokales Regelenenergieprodukt dienen zur langfristigen Absicherung von Gasmengen in den Regelenenergiezonen. Der Umfang der auszuscheidenden Gasmengen basiert zum einen auf den ermittelten abzusichernden dynamischen Effekten in den jeweiligen Regelenenergiezonen und zum anderen auf den Maßnahmen zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß BMWi-Eckpunktepapier vom 16. Dezember 2015. Insbesondere die im BMWi-Eckpunktepapier genannte Stärkung des Regelenenergiemarktes durch eine Ausweitung des Kontrahierungsvolumens langfristiger Regelenenergieprodukte führt auch perspektivisch nicht zu einer Reduzierung langfristiger Regelenenergieprodukte (RoD) im MOL-Rang 4.

5.2. LONG-TERM-OPTIONS (PRODUKTVARIANTE HOURLY)

PRODUKTBESCHREIBUNG

Das bilaterale langfristige Regelenenergieprodukt „Commodity“ in Form von LTO in der Produktvariante „Hourly“ beinhaltet die Möglichkeit des Kaufs bzw. Verkaufs von Gasmengen in einzelnen Stunden durch NCG während des gesamten Ausschreibungszeitraums. Die Vorlaufzeit bis zum Zeitraum der Leistungserbringung beträgt mindestens drei Stunden. Der Ausschreibungsprozess sowie die Art der Preisstellung durch die Anbieter erfolgen analog zu den LTO Produktvarianten RoD und DA (siehe Kapitel 5.1).

In Tabelle 17 werden die einzelnen LTO-Produktparameter in der Produktvariante Hourly aufgeführt:

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

Tabelle 17: LTO Hourly Produktparameter

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Im Folgenden werden für die jeweiligen Ausschreibungszeiträume die stündlichen netzpunktscharfen Regelenenergiebedarfe sowie die Ausschreibungsergebnisse je GÜP aufgeführt.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote ne Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹² (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2016	1.050	4.900	1.050	1.154.243 €	11,93 €
Q1 2017	1.050	3.100	1.050	858.531 €	17,39 €
Q2 2017	1.050	3.700	1.050	906.852 €	16,93 €
Q3 2017	1.050	2.350	1.050	1.019.852 €	15,74 €

Tabelle 18: Vreden/Winterswijk: SystemBuy (Zusammenfassung)¹³

¹² Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf unserer Webseite veröffentlicht; allerdings nicht anbieterscharf:
<https://www.net-connect-germany.com>

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹⁴ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2016	1.050	4.150	1.050	778.303 €	15,08 €
Q1 2017	1.050	3.100	1.050	780.305 €	17,06 €
Q2 2017	1.050	4.200	1.050	704.715 €	13,80 €
Q3 2017	1.050	3.550	1.050	543.381 €	15,03 €

Tabelle 19: Vreden/Winterswijk: SystemSell (Zusammenfassung)¹⁵

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2016	3.150	10.800	3.150	2.900.445 €	12,15 €
Q1 2017	3.150	10.740	3.150	3.369.404 €	17,26 €
Q2 2017	3.150	13.650	3.150	3.358.257 €	17,11 €
Q3 2017	3.150	7.600	3.150	2.930.014 €	15,70 €

Tabelle 20: Elten/Zevenaar: SystemBuy (Kontrahierung und Abruf)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2016	3.150	10.150	3.150	2.084.420 €	14,77 €
Q1 2017	3.150	10.470	3.150	2.208.184 €	17,02 €
Q2 2017	3.150	14.950	3.150	1.994.171 €	14,73 €
Q3 2017	3.150	13.450	3.150	1.327.821 €	14,39 €

Tabelle 21: Elten/Zevenaar: SystemSell (Kontrahierung und Abruf)

¹⁴ Siehe Fußnote 6.

¹⁵ Siehe Fußnote 7.

EINSATZHÄUFIGKEIT VON LONG-TERM-OPTIONS HOURLY

Abbildung 19 stellt die in Produktvariante „Hourly“ monatlich abgerufenen Mengen über beide GÜPs dar. Die Mengen je GÜP können Tabelle 22 und Tabelle 23 entnommen werden.

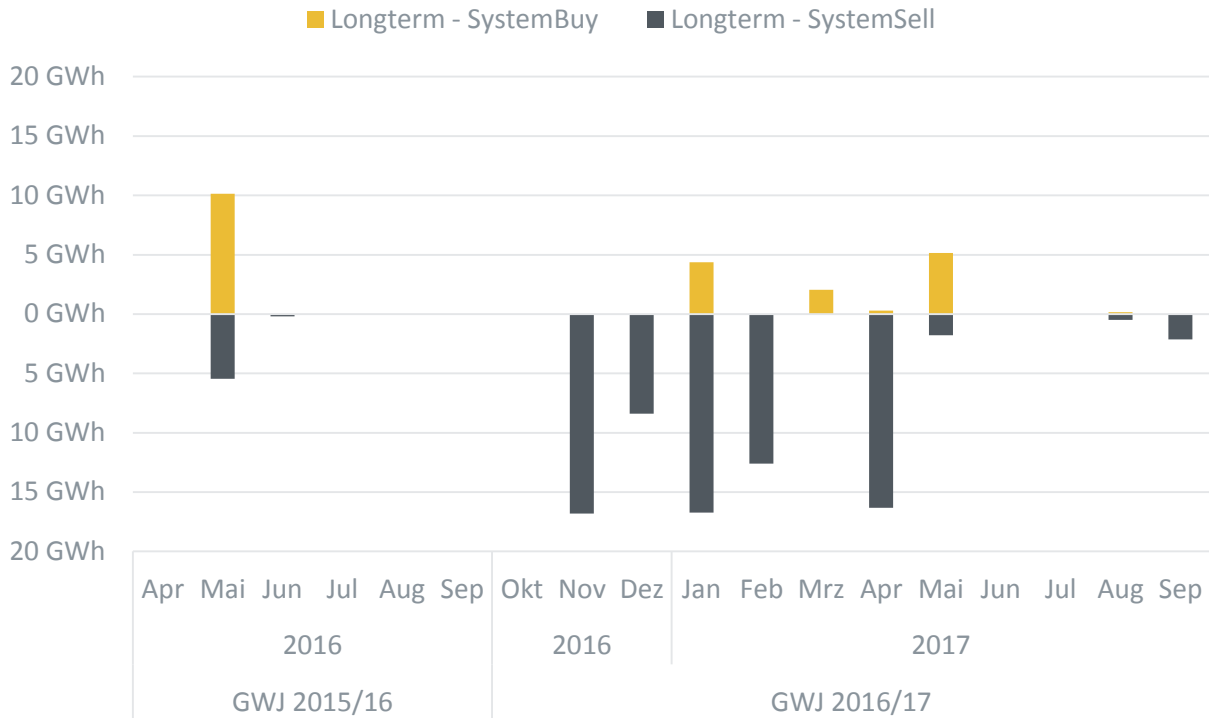


Abbildung 19: Externe Regelenergie, Long-Term-Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis)¹⁶

¹⁶ Inkl. LTO Testabrufe in der Produktvariante Hourly

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2016	-	-	-	-
Nov. 2016	-	-	12.600	186.119 €
Dez. 2016	-	-	6.300	93.059 €
Jan. 2017	2.580	44.144 €	12.600	214.456 €
Feb. 2017	-	-	9.450	160.842 €
Mrz. 2017	2.040	34.904 €	-	-
Apr. 2017	300	5.248 €	12.600	185.636 €
Mai 2017	5.150	87.153 €	-	-
Juni 2017	-	-	-	-
Juli 2017	-	-	-	-
Aug. 2017	-	-	500	7.115 €
Sep. 2017	-	-	1.600	23.812 €

Tabelle 22: Elten/Zevenaar (abgerufene Mengen)¹⁷

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2016	-	-	-	-
Nov. 2016	-	-	4.200	63.332 €
Dez. 2016	-	-	2.100	31.666 €
Jan. 2017	1.780	30.935 €	4.140	70.635 €
Feb. 2017	-	-	3.150	53.729 €
Mrz. 2017	-	-	-	-
Apr. 2017	-	-	3.730	51.689 €
Mai 2017	-	-	1.780	24.786 €
Juni 2017	-	-	-	-
Juli 2017	-	-	-	-
Aug. 2017	150	2.334 €	-	-
Sep. 2017	-	-	540	8.390 €

Tabelle 23: Vreden/Winterswijk (abgerufene Mengen)¹⁸

¹⁷ Siehe Fn. 16

¹⁸ Siehe Fn. 16

ÜBERPRÜFUNG DER REDUZIERUNG VON LONG-TERM-OPTIONS (HOURLY) GEMÄß ART. 8 ZIFF. 6 NETZKODEX GASBILANZIERUNG

Die kontrahierten LTO in der Produktvariante „Hourly“ stellen bei Börsenausfällen oder bei fehlender Mengenverfügbarkeit geeigneter Börsenprodukte an der PEGAS 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 an den GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk eingesetzt werden.

Eine Reduzierung der LTO in der Produktvariante „Hourly“ wäre somit nur unter der Voraussetzung möglich, dass eine jederzeitige Mengenverfügbarkeit in den vorhandenen geeigneten stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebörsenprodukten im MOL-Rang 2 in jedem Szenario gesichert ist. Aufgrund der im GWJ 16/17 jedoch mindestens monatlich aufgetretenen Wartungen oder ungeplanten Börsenausfälle kann derzeit keine Reduzierung von LTO in der Produktvariante „Hourly“ vorgenommen werden.

In Tabelle 24 sind die Wartungen und ungeplanten Börsenausfälle an der PEGAS im GWJ 16/17 mit der jeweiligen Dauer aufgeführt.

Tag des Ausfalls	Von (Uhrzeit)	Bis (Uhrzeit)	Dauer (Stunden:Minuten)	Geplant/ungeplant
11.10.2016	19:40 Uhr	22:45 Uhr	03:05	Geplant
25.10.2016	19:30 Uhr	20:45 Uhr	01:15	Geplant
30.10.2016	16:55 Uhr	18:30 Uhr	01:35	Ungeplant
12.11.2016	19:40 Uhr	00:15 Uhr	04:35	Geplant
13.12.2016	19:40 Uhr	22:00 Uhr	02:20	Geplant
30.01.2017	19:40 Uhr	23:40 Uhr	04:00	Geplant
14.02.2017	19:40 Uhr	23:15 Uhr	03:35	Geplant
14.03.2017	03:00 Uhr	08:00 Uhr	05:00	Geplant
26.03.2017	05:44 Uhr	06:35 Uhr	00:51	Ungeplant
07.04.2017	19:30 Uhr	23:30 Uhr	04:00	Geplant
09.05.2017	08:10 Uhr	12:35 Uhr	04:25	Ungeplant
12.05.2017	19:30 Uhr	23:45 Uhr	04:15	Geplant
08.06.2017	07:00 Uhr	10:45 Uhr	03:45	Geplant
13.06.2017	19:30 Uhr	00:15 Uhr	04:45	Geplant
11.07.2017	19:30 Uhr	22:30 Uhr	03:00	Geplant
04.08.2017	19:05 Uhr	19:20 Uhr	00:15	Ungeplant
16.08.2017	19:44 Uhr	20:30 Uhr	00:46	Geplant
01.09.2017	08:17 Uhr	08:50 Uhr	00:33	Ungeplant
12.09.2017	19:44 Uhr	23:00 Uhr	03:16	Geplant

Tabelle 24: Übersicht über (un)geplante Börsenausfälle im GWJ 16/17

KOSTENVERGLEICH ZWISCHEN DEN REGELENERGIEPRODUKTEN „FLEXIBILITY“ UND „HOURLY“

Mit Einführung von OBAs an den GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk zum 1. Mai 2016 wurden untertägige Strukturierungsbedarfe an den genannten GÜPs nicht mehr über das Regelenenergieprodukt Flexibility, sondern über börsliche und bilaterale netzpunktscharfe Regelenenergieprodukte mit stündlicher Lieferung gedeckt¹⁹.

In der folgenden Abbildung 20 werden die durchschnittlichen Kosten für das bilaterale Regelenenergieprodukt Flexibility (seit GWJ 09/10) mit den kumulierten Kosten für die Beschaffung und Vorhaltung der börslichen und bilateralen Produkte mit netzpunktscharfer stündlicher Lieferung an den genannten GÜPs aus dem GWJ 16/17 verglichen.

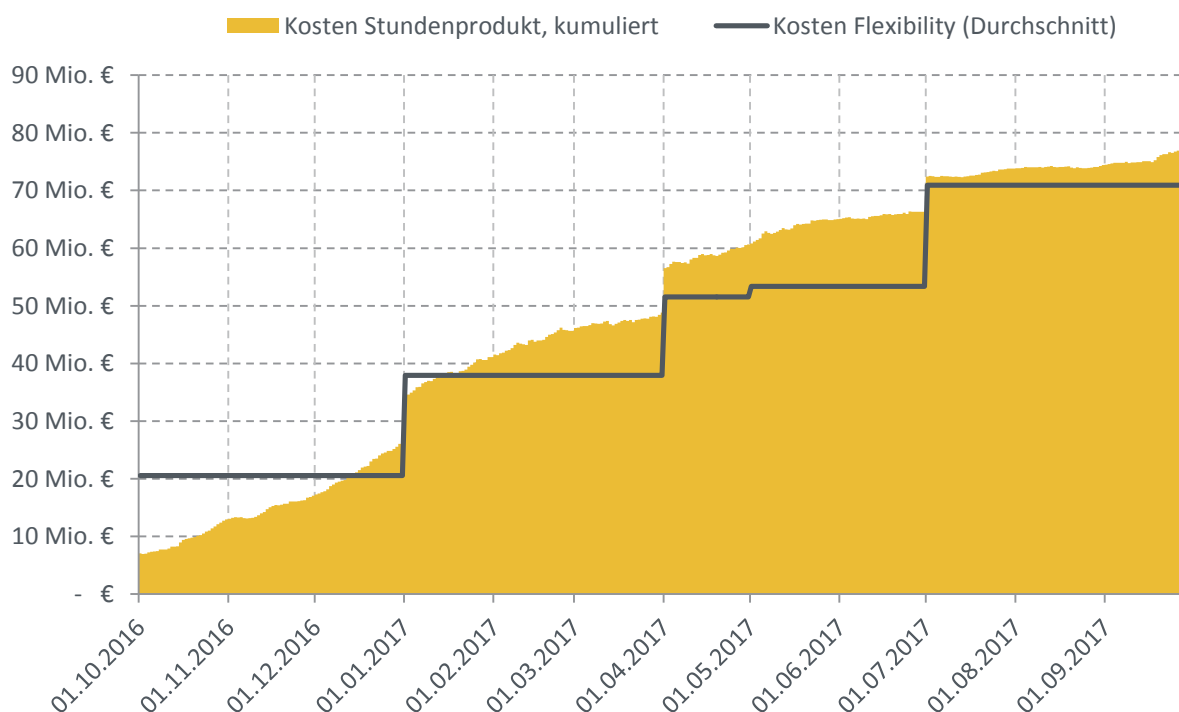


Abbildung 20: Kostenvergleich Flexibilitätsprodukt zu Hourly-Regelenenergiebeschaffung

¹⁹ Siehe dazu auch den Regelenenergiebericht für das GWJ 15/16

5.3. DURCHFÜHRUNG VON TESTABRUFEN

Die vertraglichen Grundlagen zur Durchführung von Testabrufen wurden in der Produktbeschreibung „Commodity“ für alle Produktvarianten (RoD, DA und „Hourly“) sowie in den Regelenenergie AGBs mit Gültigkeit zum 1. April 2017 geschaffen. In dem Zuge wurde auch eine Regelung zur Pönalisierung von fehlender Vorhaltung kontrahierter LTO in den Regelenenergieverträgen aufgenommen.

Seit April 2017 werden durch NCG Testabrufe bei kontrahierten LTO in den Produktvarianten RoD und „Hourly“ im MOL-Rang 4 durchgeführt. Durch die LTO-Testabrufe sollen gegenüber Regelenenergieanbietern die vertraglichen kommunikations- und physikalischen Vorhaltepflichten überprüft werden, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen sowie eine vertragsgemäße Regelenenergiebeschaffung sicherzustellen.

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

In dem Zeitraum April bis Oktober 2017 wurden insgesamt sechs LTO-Testabrufe bei sechs Regelenenergieanbietern durchgeführt. Dabei wurden nur geringe Pflichtverletzungen durch Regelenenergieanbieter festgestellt. In diesen Fällen mussten die vertraglichen Pönaleregeln gegenüber den betreffenden Regelenenergieanbietern angewendet werden.

5.4. REGELENERGIEPRODUKT DEMAND SIDE MANAGEMENT

HINTERGRUND

Nach Maßgabe des BMWi-Eckpunktepapiers „Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit“ vom 16. Dezember 2015 und der Mitteilung Nr. 1 vom 25. Januar 2016 der BNetzA zu GaBi Gas 2.0, welche die Umsetzung von zwei Maßnahmen durch die MGV zur Stärkung des Regelenenergiemarktes vorsehen, wurde das langfristige Regelenenergieprodukt „DSM“ eingeführt.

Das Regelenenergieprodukt DSM wurde im Herbst 2016 ausgestaltet und wird im Marktgebiet NetConnect Germany seit dem 1. Dezember 2016 ausgeschrieben.

PRODUKTBESCHREIBUNG

Im Wesentlichen soll durch die Einführung des Regelenenergieproduktes DSM das Abschaltpotenzial von industriellen Letztverbrauchern zur weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit angeboten und genutzt werden können (siehe dazu Kapitel 6).

Unter dem Regelenenergieprodukt DSM verpflichtet sich daher der Regelenenergieanbieter zur Vorhaltung von Gasmengen, die er im Fall eines Abrufs durch NCG aus einer Leistungsredu-

zierung leistungsgemessener Letztverbraucher (RLMmT und RLMoT) bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der korrespondierenden Einspeisung von Gasmengen in das Marktgebiet NetConnect Germany bereitzustellen hat.

Der Ausschreibungszeitraum, d.h. der Zeitraum, in welchem der Anbieter die Möglichkeit einer Leistungsbereitstellung jederzeit für den Abruf vorzuhalten hat, ist grundsätzlich wochen-, monats-, quartals- oder halbjahresweise ausgestaltet.

Im Unterschied zu den LTOs in der Produktvariante RoD, DA und Hourly kann der Anbieter bei der Angebotsabgabe eine mögliche Vorlaufzeit selber bestimmen. Diese kann mindestens eine und höchstens 23 Stunden betragen. Ein weiterer Unterschied zu den LTOs liegt auch in der freien Angabe der Losgröße. Hier können Anbieter ab einer Mindestleistung von 10 MWh/h Angebote in ganzzahligen ein MWh/h Schritten abgeben. Im Abruffall durch NCG wird immer das gesamte angebotene Los abgerufen und der Anbieter erhält dafür einen Tagespreis in EUR. Einen zusätzlichen Arbeitspreis oder Leistungspreis ist nicht durch NCG zu entrichten.

An den Ausschreibungen für das Regelenenergieprodukt DSM können Bilanzkreisverantwortliche nach erfolgreicher Präqualifizierung als bilateraler Regelenenergieanbieter teilnehmen. Die Angebotsabgabe sowie der Zuschlagsprozess erfolgen über die bilaterale Plattform der NCG.

In Tabelle 25 werden die einzelnen DSM-Produktparameter aufgeführt.

DSM Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Min. 10 MWh/h, darüber hinaus in 1 MWh/h Schritten
Übergabeort	Innerhalb der ausgeschriebenen Regelenenergiezone: H-Gas Nord, H-Gas Mitte, H-Gas Süd, L-Gas West, L-Gas Ost
Preis	EUR je Abrufftag (Gastag)
Leistungsbereitstellung	An jedem Gastag während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	1 bis 23 Stunden

Tabelle 25: DSM Produktparameter

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Das Regelenenergieprodukt DSM wurde erstmals für die Ausschreibungszeiträume Dezember 2016, Januar 2017, Februar 2017 und März 2017 gemeinsam mit LTOs in der Produktvariante RoD zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Gas ausgeschrieben. Angebote wurden für das Produkt DSM allerdings nicht abgegeben. Details hierzu können Tabelle 26 entnommen werden.

Ausschreibungs- zeitraum	Gesamt- bedarf (MWh/h)	Bedarf mit Vorlaufzeit bis max. 3 Stunden (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)
Dezember 2016	9.964	3.813	keine Angebote	-
Januar 2017	9.958	4.025	keine Angebote	-
Februar 2017	9.958	4.025	keine Angebote	-
März 2017	9.958	4.025	keine Angebote	-

Tabelle 26: Ausschreibung langfristige Bedarfe und DSM Angebote

5.5. WEITERENTWICKLUNG DER REGELENERGIEPRODUKTE IM MOL-RANG 4

Die gemeinsame Auswertung der Erfahrungen aus den ersten DSM-Ausschreibungen im Winter 2016/2017 durch die MGW und das BMWi im Frühjahr 2017 zeigte einen Anpassungsbedarf an dem Regelenergieprodukt DSM. Um die Bereitschaft und operative Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt für industrielle Endverbraucher zu erhöhen, sollte die Anzahl der möglichen Abruftage innerhalb des Vorhaltezeitraums beschränkt und die Möglichkeit zum „Pooling“ verschiedener Flexibilitätsquellen gegeben werden. Zusätzlich sollten industrielle Endverbraucher, die die Vorgaben der standardisierten Produkte erfüllen können, auch ein Angebot zur Leistungsvorhaltung gegen Zahlung eines Leistungspreises unterbreiten können.

Somit wurde in Abstimmung mit dem BMWi entschieden, dass die Regelenergieprodukte LTO und DSM ab dem 1. Januar 2018 konsolidiert werden sollen. Für das neue LTO Gesamtprodukt können somit Angebote für eine Leistungsvorhaltung innerhalb einer Regelenergiezone abgegeben werden, die im Falle eines Abrufs an allen nominierbaren und nicht-nominierbaren Punkten der Regelenergiezone erfüllt werden können. Um die Flexibilität für industrielle Endverbraucher zu erhöhen, wurde für das LTO-Gesamtprodukt außerdem die Anzahl der möglichen Abruftage innerhalb des Leistungszeitraums für die Bedarfsrichtung SystemBuy beschränkt. Im Zuge der Weiterentwicklung wurden ebenfalls die Rahmenbedingungen der langfristigen L-Gas-Regelenergieausschreibungen diskutiert. Die wesentliche Änderung ist, dass für L-Gas LTO-Bedarfe die Leistungsvorhaltung und -erfüllung an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden ab dem 1. Januar 2018 ausgeschlossen wurde.

Um weitere kurzfristige Regelenergiepotentiale erreichen zu können, die nicht über die standardisierten Produkte bzw. das LTO erreicht werden können, führt NCG zusätzlich zum 1. Januar 2018 das nicht-standardisierte Regelenergieprodukt „Short-Term-Balancing-Services“ (STB)²⁰ im MOL-Rang 4 ein. Über das kurzfristige Regelenergieprodukt STB können Regelenergieanbieter auch aktuelle Flexibilitäten des Verbrauchs von industriellen Endverbrauchern anbieten, die sie aufgrund der fest vorgegebenen Produktparameter des LTO-Produktes (insb. der Vorlaufzeit von 3 Stunden ab Abruf) nicht über dieses gesichert anbieten können. Wie beim Regelenergieprodukt LTO können für das STB auch andere Flexibilitätsquellen wie z.B. Speicheranschlusspunkte oder Grenzübergangspunkte²¹ für eine Angebotsstellung genutzt werden. Es ist Regelenergieanbietern darüber hinaus möglich, verschiedene Flexibilitätsquellen zu „poolen“ um die Anforderungen zu erfüllen.

Das Regelenergieprodukt STB kann nur dann von Regelenergieanbietern angeboten werden, wenn der MGW eine Ausschreibung auf kurzfristiger Basis eröffnet. Die Regelenergieanbieter werden über die kurzfristige Ausschreibung des Regelenergieproduktes STB durch NCG informiert.

²⁰ Eine detaillierte Produktbeschreibung erfolgt im Regelenergiebericht für das GWJ 17/18

²¹ Für L-Gas-LTO ist die Leistungsvorhaltung und -erfüllung an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden ausgeschlossen (Vgl. 5.5 Abs. 2)

6. MAßNAHMEN GEMÄß ECKPUNKTEPAPIER BMWi

HINTERGRUND

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 Regelenenergiemarktes vorsieht. Bei diesen Maßnahmen handelt es sich zum einen um eine Ausweitung der Kontrahierung des bestehenden Regelenenergieproduktes LTO sowie zum anderen um die Einführung eines langfristigen Regelenenergieproduktes DSM (siehe Kapitel 5.4 f.).

Eine Ausweitung der Kontrahierung von LTO wurde durch die MGV bereits erstmals im Februar 2016 durchgeführt.

AUSSCHREIBUNG VON LTO UND DSM FÜR DIE WINTERPERIODE 2016/2017

In Folge der Einführung des Regelenenergieproduktes „DSM“ wurde für die Winterperiode 2016/2017 (1. Dezember 2016 - 31. März 2017) eine gemeinsame Ausschreibung von LTO und DSM mit dem BMWi abgestimmt. Dazu wurde den MGV jeweils eine abzusichernde Ausschreibleistung vorgegeben, welche preisoptimiert über Angebote zu beiden Produkten abzudecken war. Für das Marktgebiet NCG wurde eine monatliche Ausschreibleistung in Höhe von 9.800 MWh/h festgelegt, wobei der Bedarf nach LTO und DSM zur Absicherung gegen dynamische Effekte diesem Wert anzurechnen war und eine Aufteilung auf die Regelenenergiezonen durch die FNB des Marktgebietes erfolgte.

Für die Monate Dezember 2016 bis März 2017 ergab sich somit folgende Aufteilung der Regelenenergiebedarfe auf die einzelnen Regelenenergiezonen:

	Dezember 2016		Januar 2017		Februar 2017		März 2017	
Bedarfe in MWh/h	dynamische Effekte	Zusätzlich Eckpunktepapier	dynamische Effekte	Zusätzlich Eckpunktepapier	dynamische Effekte	Zusätzlich Eckpunktepapier	dynamische Effekte	Zusätzlich Eckpunktepapier
H-Nord	1.420	0	1.410	0	1.410	0	1.410	0
H-Mitte	0	1.250	0	1.250	0	1.250	0	1.250
H-Süd	2.400	2.450	2.620	2.230	2.620	2.230	2.620	2.230
L-West	0	1.850	0	1.850	0	1.850	0	1.850
L-Ost	0	600	0	600	0	600	0	600
Gesamt/ Kategorie	3.820	6.150	4.030	5.930	4.030	5.930	4.030	5.930
Gesamt/Monat		9.970		9.960		9.960		9.960

Tabelle 27: LTO- und DSM-Ausschreibung für die Winterperiode 2016/2017

Da der Absicherungsbedarf für dynamische Effekte in der Regelenergiezone H-Gas-Nord über dem für diese Zone anteiligen Bedarf nach Eckpunktepapier liegt, fällt der aggregierte Absicherungsbedarf je Monat höher aus, als vom BMWi insgesamt für Versorgungssicherheitszwecke vorgegeben. Eine Unterscheidung in Bedarfe zur Absicherung für dynamische Effekte und zusätzliche Bedarfe gemäß Eckpunktepapier war insofern notwendig, als dass der Anteil für dynamische Effekte aufgrund der Art des Bedarfes nur durch Angebote mit einer Vorlaufzeit von maximal drei Stunden abgedeckt werden konnte. Für diese Bedarfe wurden nur LTO- und DSM-Angebote mit einer maximalen Vorlaufzeit von drei Stunden berücksichtigt. Hingegen gab es keine Vorgabe bzgl. der maximalen Vorlaufzeit für die ausgeschriebenen Bedarfe gemäß BMWi-Eckpunktepapier.

Als Ergebnis der Ausschreibungen für die Winterperiode 2016/2017 konnte der gesamte ausgeschriebene Regelenergiebedarf abgedeckt werden. Angebote für DSM wurden jedoch von den Regelenergieanbietern nicht unterbreitet, weshalb für den gesamten Bedarf LTO-Angebote kontrahiert wurden. Die Ausschreibungsergebnisse sind in Kapitel 5.1 dargestellt.

SONDERAUSSCHREIBUNG VON LTO UND DSM IM FEBRUAR 2017

Trotz überdurchschnittlich hoher Speicherfüllstände zu Beginn der Winterperiode 2016/2017 und der zusätzlichen Regelenergievorsorge durch die ausgeweitete Kontrahierung von LTO kam es insbesondere in den Monaten Dezember 2016 und Januar 2017 zu einer starken Inanspruchnahme der Ausspeicherkapazitäten in Deutschland. Für das Marktgebiet NCG bezog sich dies insbesondere auf die Speicher in der Regelenergiezone H-Gas-Süd, welche bereits Ende Januar 2017 einen vergleichsweise sehr niedrigen Speicherfüllstand aufwiesen.

Bedingt waren die hohen Ausspeicherraten durch hohe Gasabsätze in Westeuropa aufgrund einer andauernden Kälteperiode sowie einem Anstieg der Handelspreise an den Spotmärkten.

Um die Restspeicherbestände zu erhalten und Engpässe bei befürchteten kalten Temperaturen durch Verfügbarkeit entsprechender Leistung zu vermeiden, wurden eine Sonderausschreibung von LTO durch NCG durchgeführt. Dabei wurden die Regelenergiezonen eingegrenzt. Anstatt für sämtliche Punkte innerhalb der Regelenergiezone H-Gas-Süd konnten im Rahmen der Sonderausschreibung lediglich LTO mit Vorhaltung der Leistung an Speicheranschlusspunkten oder DSM-Angebote innerhalb der Regelenergiezone H-Gas-Süd abgegeben werden. In Bezug auf die Ausschreibung bei DSM wirkt jede vermiedene Ausspeisung in der Regelenergiezone H-Gas-Süd unterstützend.

In dieser Sonderausschreibung für den Zeitraum 15. Februar 2017, 6:00 Uhr bis 1. März 2017, 6:00 Uhr hat NCG den langfristigen Regelenergiebedarf für das qualitätsübergreifende Marktgebiet NCG für das Produkt „Commodity“ in der Produktvariante RoD in Form von LTO und für das Produkt DSM ausgeschrieben. Die Ausschreibungen fanden dabei für die Bereitstellung (SystemBuy) von H-Gasmengen durch den Anbieter in der Regelenergiezone H-Gas-Süd für DSM und für LTO ausschließlich an Speicheranschlusspunkten statt. Es wurde eine zusätzliche Absicherungsleistung in Höhe von 4.000 MWh/h kontrahiert (sie-

he dazu Kapitel 5.1), welche vollständig durch eingegangene LTO-Angebote mit Vorhaltung von Gasmengen an den Speichern „Inzenham West“ und „Bierwang“ abgedeckt wurden.

Aufgrund der durch die Ausschreibung gebundenen Gasmengen, die von den Anbietern vorgehalten werden mussten, nahm in der Folge die Ausspeicherrate ab ca. Mitte Februar merklich ab. Hierdurch konnten für den weiteren Verlauf der Winterperiode ausreichende Flexibilitäten in den o.g. Speichern gesichert werden.

7. LOKALE REGELENERGIEPRODUKTE

NCG setzt lokale Regelenergieprodukte zur Deckung von externen Regelenergiebedarfen in Regelenergiezonen ein. 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 netzpunktscharfen Regelenergieprodukten wird unterschieden zwischen den Produkten mit RoD- und DA-Lieferung und Produkten mit einer stündlichen Lieferung exakt in der gehandelten Lieferstunde (Hourly). Im Folgenden wird der Einsatz lokaler und netzpunktscharfer Regelenergieprodukte zur Deckung von RoD- und DA-Regelenergiebedarfen beschrieben. Der Einsatz von „Hourly“-Regelenergieprodukten zur untertägigen Strukturierung der GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk wird in Kapitel 5.2 dargestellt.

In Abbildung 21 werden die im GWJ 15/16 sowie GWJ 16/17 eingesetzten lokalen und netzpunktscharfen Regelenenergieprodukte mit RoD- und/oder DA-Lieferperiode auf Monatsbasis getrennt nach SystemBuy und SystemSell und Erfüllungsort dargestellt. Der Einsatz dieser Produkte erfolgte im GWJ 16/17 entsprechend der MOL ausschließlich aufgrund von Börsenausfällen der Handelsplattform PEGAS zur Deckung globaler und gasqualitätsspezifischer Regelenenergiebedarfe und nicht zur Deckung lokaler oder netzpunktscharfer RoD- bzw. DA-Regelenenergiebedarfe. Ein Einsatz lokaler Regelenenergieprodukte in MOL-Rang 2 erfolgte im GWJ 16/17 nicht.

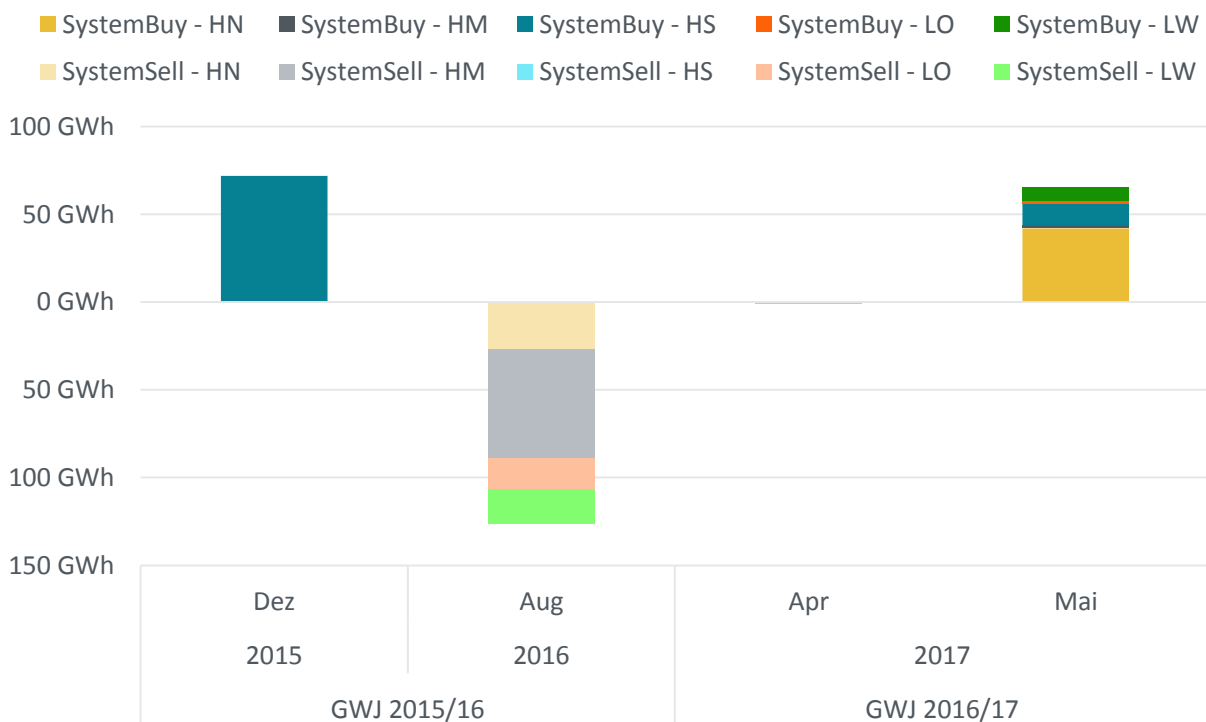


Abbildung 21: Externe Regelenergie, lokale Mengen (nach Erfüllungsort, Monatsbasis)

8. ÜBERPRÜFUNG DER INTERIMSMABNAHME (GEMÄß ART. 46 NETZKODEX GASBILANZIERUNG)

Die Marktgebietsverantwortlichen haben 2014 im Rahmen des „Empfehlungsdokuments auf Basis der Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen“ in Ziffer 7 des Schreibens den Antrag auf Genehmigung zur Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattformen gemäß Art. 47 Netzkodex Gasbilanzierung gestellt. Aus Sicht der NCG bestand die Notwendigkeit der Beantragung einer Interimsmaßnahme für die weitere Nutzung der physikalischen Bilanzierungsplattformen darin, dass die Möglichkeiten der Börse nicht immer ausreichend waren und sind, um den Regelenergiebedarf in allen denkbaren Bedarfssituationen decken zu können. Dies ist, neben dem Fall des Ausfalls der Börse, immer dann der Fall, wenn ein lokaler oder ggf. sogar punktscharfer Regelenergiebedarf vorliegt. Gerade die Deckung eines solchen Bedarfs ist für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität in einer Ausnahmesituation allerdings maßgebend. Die für diese Situationen notwendigen Produkte werden jedoch nicht von der Börse angeboten, so dass diese in diesen Fällen nicht als Beschaffungsinstrument genutzt werden kann. Die BNetzA genehmigte im Rahmen der Festlegung GaBi Gas 2.0 die Weiternutzung der physikalischen Bilanzierungsplattform bis zum 16.04.2019 gemäß Art. 45 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung.

Aktuell kann NCG im MOL-Rang 3 externe Regelenergie in Form von Locational Market Transactions auf kurzfristiger Basis (RoD sowie DA) beschaffen. Als Bereitstellungs- bzw. Übernahmeort ist hierbei ein physikalischer Ein- bzw. Ausspeisepunkt in einem ex ante definierten Netzbereich vorgesehen. Hierbei handelt es sich um ein standardisiertes Produkt zur Beschaffung kurzfristiger externer Regelenergie. Die Rahmenbedingungen (Vorlaufzeit der Bereitstellung, Möglichkeit von Teilabrufen usw.) des Produktes entsprechen dabei weitestgehend den börslichen Produkten. Der Anteil der Abrufe an externer Regelenergie über die MOL 3 belief sich im GWJ 16/17 im Marktgebiet NCG auf lediglich 0,1 %²² und fand ausschließlich im Falle von Wartungen oder ungeplanten Börsenausfällen statt.

Bei den ab 1. Januar 2018 in MOL-Rang 4 gereihten Angeboten nach dem Produkt STB (im Falle einer Ausschreibung durch NCG) handelt es sich um eine Flexibilitätsdienstleistung im Sinne des Artikel 8 Netzkodex Gasbilanzierung (siehe dazu auch Kapitel 5.5). Gemäß Art. 8 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung ist der FNB/MGV berechtigt, Flexibilitätsdienstleistungen für Situationen zu beschaffen, in denen kurzfristige standardisierte Produkte nicht oder voraussichtlich nicht das Ergebnis liefern, das notwendig ist, um das Fernleitungsnetz innerhalb seiner netztechnischen Grenzen zu halten. Die NCG sieht den Bedarf nach einem STB-Produkt, damit spezifische kurzzeitige lokal beschränkte Regelenergiebedarfe über MOL 4 gedeckt werden können. Die flexible Ausgestaltung der Vorlaufzeiten beim STB, welche auch unter der bei Börsenprodukten üblichen Vorlaufzeit von 3 Stunden liegen kann, erlaubt zusätzlich eine schnelle Reaktion der NCG im Falle von ad-hoc auftretenden Bedarfssituationen. Die variabel ausgestalteten Produktparameter erlauben es Marktteilnehmern unter anderem, Abschaltpotentiale von industriellen Endkunden auf kurzfristiger Basis dem MG

²² Siehe Kapitel 7

als externe Regelenenergie anzubieten, welche sie aufgrund der festen Produktparameter nicht börslich anbieten können.

Die nachfolgend dargestellte Tabelle 28 zeigt einen Vergleich der Produktparameter des STB zu den standardisierten Kurzfristprodukten in MOL-Rang 3. Es wird deutlich, dass aufgrund der variablen Produktparameter über das STB Ergebnisse erzielt werden können, welche im Sinne Art. 8 Abs. 1 Netzkodex Gasbilanzierung in spezifischen Bedarfssituationen notwendig sind, um das Fernleitungsnetz innerhalb seiner netztechnischen Grenzen zu halten.

Mit der Einführung von STB planen die MGV folglich die Implementierung von nicht-standardisierten Kurzfristprodukten. „Nichtstandardisiert“ sind die Produkte deshalb, da die Produktspezifika wie z.B. die variable Vorlaufzeit, die variable Losgröße etc. von den standardisierten Börsenprodukten und den bisherigen Regelenenergieprodukten abweichen. Die Einführung des STB stellt aus Sicht der MGV eine geeignetere Alternative im Vergleich zu den standardisierten Kurzfristprodukten im MOL-Rang 3 dar, da die entsprechenden Einsatzfälle komplett und flexibler über das STB abgedeckt werden können. Auch im europäischen Vergleich wird deutlich, dass von Standardbedarfen abweichende Ausnahmesituationen sinnvoller über Flexibilitätsdienstleistungen und/oder Versorgungssicherheitsinstrumente als über zusätzliche Sonder-Großhandelsprodukte gedeckt werden können.

Somit stehen die Regelungen des Netzkodex Gasbilanzierung der Einführung der STB und der Abschaffung der MOL 3 ab dem 1. Januar 2018 nicht entgegen. Auch der Inhalt der Festlegung GaBi Gas 2.0 steht der Einführung der STB in MOL-Rang 4 nicht entgegen. Die Festlegung setzt nicht zwingend den Bestand der MOL 3 voraus, sodass die künftige Beschaffung ab dem 1. Januar 2018 in der Reihenfolge MOL 1, 2 und 4 erfolgen kann. In MOL-Rang 4 können Regelenenergieprodukte gereiht werden, die nicht-standardisiert sind, unabhängig davon, ob es sich hierbei um kurzfristige oder langfristige RE-Produkte handelt. Diese Voraussetzungen erfüllt das STB-Produkt.

Aufgrund der Abschaffung der kurzfristigen bilateralen Produkte in MOL-Rang 3 kann die aktuell gültige Genehmigung der physischen Bilanzierungsplattform zum 16. April 2019 auslaufen. Die nicht-standardisierten Regelenenergieprodukte im MOL-Rang 4 (LTO und STB) werden durch NCG auch über den 1. Januar 2018 hinaus weiter genutzt und über eine Ausschreibungsplattform ausgeschrieben sowie kontrahiert werden.

Parameter	MOL 3 (Produkte RoD und DA)	MOL 4 (STB)
Merit Order Rang	Rang 3 (local)	Rang 4 (Flexibilitätsdienstleistung)
Handelsverfahren	Kontinuierlicher Handel (24/7)	Handel nur bei kurzzeitigem lokalen Engpass oder technischer Nicht-Verfügbarkeit von MOL 1 und 2
Ausschreibungsverfahren	Keine explizite Ausschreibung	Ausschreibung bei Bedarf
Losgröße	10 MW	Variabel, mind. 10 MW
Abruf von Angeboten	Teilabrufe möglich (10 MW Schritte)	Teilabrufe nicht möglich
Vorlaufzeit der Bereitstellung	3 Stunden	Variabel, zwischen 1 und 23 Stunden
Ort der Bereitstellung	Netzknoten	Regelenenergiezonen oder variable Teilzonen

Tabelle 28: Vergleich Produktparameter STB zu Kurzfristprodukten MOL-Rang 3

9. VERTEILUNG DER KOSTEN AUF DIE BILANZIERUNGSUMLAGEN

Im Folgenden wird die Methodik der Kostenallokation im Rahmen der Regelenergiebeschaffung auf die Bilanzierungsumlagekonten 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 Bilanzkreis-schiefständen 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.

10. 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 hat NCG in Abstimmung mit den betreffenden Netzbetreibern eine transparente Ausschreibung von Gasmengen zur Versorgung der exterritorialen Netze für den Zeitraum 1. November 2016 bis 31. März 2017 für „Tegelen“ und 1. Januar 2017 bis 31. Dezember 2017 für „Haanrade“ und „Dinxperlo“ durchgeführt.

Ausgeschrieben wurde die Bereitstellung der erforderlichen Gasmengen direkt an den GÜPs „Haanrade“, „Dinxperlo“ und „Tegelen“ am Exit Niederlande durch den jeweiligen Lieferanten. Die Belieferung der jeweiligen Letztverbraucher (Industrieunternehmen und private Haushalte) hinter den betreffenden GÜPs war hingegen kein Bestandteil der Ausschreibung.

Durch diese Abwicklung wird eine Integration der den GÜPs „Haanrade“, „Dinxperlo“ und „Tegelen“ nachgelagerten Netzgebiete in das Marktgebiet NetConnect Germany und somit die Versorgung der betreffenden Letztverbraucher über das Marktgebiet NetConnect Germany ermöglicht. Die Letztverbraucher in den exterritorialen Netzgebieten können hierdurch ihre Lieferanten gemäß den Lieferantenwechselprozessen frei wählen.

Die Umsetzung der Vorgaben der Marktliberalisierung stellt eine sonstige Bilanzierungstätigkeit des MGV im Sinne von GaBi Gas 2.0 dar. Somit werden die Kosten der Gasmengen im Rahmen der ausgeschriebenen Vollversorgung durch die Bilanzierungsumlagen getragen. Die Kosten für die erforderlichen Transportkapazitätsbuchungen werden von den betreffenden Netzbetreibern getragen.

Ein von einem Marktteilnehmer angestrebtes Missbrauchsverfahren betreffend der Reichweite der Verpflichtung eines Marktgebietsverantwortlichen zur transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Beschaffung von Regelernergie und Flexibilitätendienstleistungen nach § 22 Abs. 1 EnWG sowie die Verpflichtung eines Netzbetreibers zur Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs nach § 20 Abs. 1 EnWG an den Ein- und Ausspeisepunkten seines Netzes hat die Beschlusskammer 7 – in dem Verwaltungsverfahren Az.: BK7-17-003 – mit Beschluss vom 29. Juni 2017 als unbegründet abgewiesen.

Im Mai 2016 hat NCG eine indikative Marktanfrage mit einer ausgeschriebenen Gasmenge von insgesamt 534.000 MWh für die oben angeführten Zeiträume und Teilnetze transparent

veröffentlicht und diskriminierungsfrei durchgeführt. Sieben Vorlieferanten haben sich an der Marktanfrage beteiligt und indikative Angebote abgegeben. Nach Auswertung der eingereichten Preisstellungen und Vertragsunterlagen wurden drei Vorlieferanten eingeladen, ein verbindliches Angebot gegenüber NCG Mitte September 2016 abzugeben.

Nach Vergleich der Festpreise am relevanten Stichtag wurde das wirtschaftlichste Angebot mit einem Festpreis von 15,525 EUR/MWh seitens NCG angenommen.

AUSBLICK

Gemäß Art. 19 Abs. 9 der EU-Regulierung 2017/459 (Netzkodex Kapazitätszuweisung) sollen GÜPs ab dem 1. November 2018 zwischen Marktgebieten zu sogenannten „Virtual Interconnection Points“ (Virtuelle Kopplungspunkte, VIPs) zusammengefasst werden. Sollten die in der Ausschreibung relevanten GÜPs einem VIP zugeordnet werden, würde eine Versorgung von extraterritorialen Netzgebieten über das hier beschriebene Versorgungsmodell gegebenenfalls nicht mehr möglich sein.

11. ENTWICKLUNG DER ENTGELTE UND UMLAGEN IM MARKTGEBIET NCG

In der folgenden Übersicht (Tabelle 29) werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Periode bis einschließlich 30. September 2017 und ab 1. Oktober 2017 dargestellt.

Nach jetzigem Kenntnisstand und vorbehaltlich des Eintreffens der durch NCG vorgenommenen Prognosen könnte NCG für die Umlageperiode Oktober 2016 bis einschließlich September 2017 einen Überschuss gemäß GaBi Gas 2.0 erzielen und dieser auf Basis der vertraglichen Regelungen an die Bilanzkreisverantwortlichen ausgeschüttet werden.

Von einer Ausschüttung wären nach aktueller Datenlage beide Bilanzierungskonten betroffen. Die Ausschüttung würde bei Vorlage aller finalen Daten für die aktuelle Periode Anfang 2018 erfolgen.

In Bezug auf das Konvertierungskonto wird NCG für die Umlageperiode April 2017 bis einschließlich September 2017 voraussichtlich keinen Überschuss gemäß Konni Gas erzielen.

Entgelte/Umlagen	Bis 30. September 2017	Ab 1. Oktober 2017
Konvertierungsentgelt (H->L)	0,45 EUR/MWh	0,45 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Entgelt entfällt, in Konni Gas nicht mehr vorgesehen	Entgelt entfällt, in Konni Gas nicht mehr vorgesehen
Konvertierungsumlage	0,04 EUR/MWh	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh	0 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	0,8 EUR/MWh	0 EUR/MWh

Tabelle 29: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG

12. FAZIT/ZUSAMMENFASSUNG

Als Fazit des diesjährigen Regelenenergieberichtes für das GWJ 16/17 kann festgehalten werden, dass sich die absoluten Regelenenergiebedarfe im Vergleich zu der Bedarfssituation im GWJ 15/16 nahezu halbiert haben. Als primäre Ursache kann eine deutliche Änderung hinsichtlich des bilanziellen Konvertierungsverhaltens durch Marktteilnehmer genannt werden. Obwohl der Anteil globaler Regelenenergiebedarfe in MOL-Rang 1 leicht angestiegen ist, stellen wie im Vorjahr gasqualitätsspezifische Bedarfe den größten Anteil an den gesamten RoD- und DA-Regelenenergiebedarfen dar. Der Einsatz lokaler Regelenenergieprodukte für RoD und DA war in MOL-Rang 2 weiterhin nicht erforderlich.

Die Ablösung des rein leistungspreisbezogenen Flexibility-Produktes zur untertägigen Strukturierung des L-Gas-Netzes ab Mai 2016 aufgrund regulatorischer Vorgaben führte im Gaswirtschaftsjahresvergleich zu einem deutlichen Anstieg bei der Anzahl der Handelsaktivitäten, da die Beschaffung erstmalig ein komplettes Gaswirtschaftsjahr umfasst. Die stündlichen netzpunktscharfen Regelenenergiebedarfe an den GÜPs „Elten/Zevenaar“ und „Vreden/Winterswijk“ werden über entsprechende börsliche und bilaterale Commodity-Regelenenergieprodukte als lokale Bedarfe im MOL-Rang 2 (Börse), bzw. 3 und 4 (bilateral) beschafft. Dabei liegen die kumulierten Kosten für die Beschaffung der Strukturierungsbedarfe im GWJ 16/17 auf ähnlichen Niveau im Vergleich zu den früheren Kosten für das Regelenenergieprodukt Flexibility.

Wie bereits im Vorjahr erfolgte die Regelenenergiebeschaffung aufgrund der guten Liquidität nahezu vollständig börslich in den Spotmarktorderbüchern der PEGAS auf Marktpreisniveau. Aufgrund dieser positiven Liquiditätssituation im eigenen Marktgebiet konnte auf die Regelenenergiebeschaffung in angrenzenden Marktgebieten verzichtet werden. Da die bisherige Berechnungslogik des Transportkostenaufschlags, bzw. -abschlags auf erfolgten Einsatzdauern beruht, wurde allerdings eine Anpassung der Methodik zur Berechnung des Transportkostenaufschlags und -abschlags erforderlich.

Nach Einführung der untertägigen Verpflichtungen mit Beginn des GWJ 16/17 konnte eine Nutzung der Flexibilitäten des neuen Anreizsystems durch Marktteilnehmern sowie ein Anstieg der gegenläufigen Regelenenergiebedarfe festgestellt werden. Die beobachtete Reduzierung der Flexibilitätsmengen in den Sommermonaten nach Abrechnung werthaltiger Flexibilitätskostenbeiträge gegenüber den betreffenden Marktteilnehmern könnte ein Indiz für die Wirksamkeit des Anreizsystems sein. Aufgrund des kurzen Wirkungszeitraums der untertägigen Verpflichtungen müssen die Auswirkungen der Flexibilitätsmengen auf die gegenläufigen Regelenenergiebedarfe weiterhin beobachtet werden.

Die im BMWi-Eckpunktepapier genannten Maßnahmen zur Steigerung der Versorgungssicherheit Gas wurden ebenfalls im GWJ 16/17 umgesetzt. So wurde das Kontrahierungsvolumen für LTO in Abstimmung mit den Behörden ausgeweitet und ein neues DSM-Regelenenergieprodukt in MOL-Rang 4 eingeführt. Die Erkenntnisse aus der ersten gemeinsamen LTO- und DSM-Ausschreibung im Winter 2016/17 führten im Frühjahr 2017 zu einer Weiterentwicklung der Regelenenergieprodukte im MOL-Rang 4. So werden zum 1. Januar 2018 die bis dato bestehenden LTO- und DSM-Produkte zu einem neuen LTO-

Gesamtprodukt konsolidiert und ein neues nicht-standardisiertes kurzfristiges Regelenergieprodukt (STB) in MOL-Rang 4 eingeführt.

Nebeneffekt der Einführung des STB-Produktes ist, dass das kurzfristige Regelenergieprodukt in MOL-Rang 3 ab dem Januar 2018 nicht mehr erforderlich ist. Aufgrund dieser Abschaffung kann die aktuell gültige Genehmigung der physischen Bilanzierungsplattform zum 16. April 2019 auslaufen. Die nicht-standardisierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 (LTO und STB) werden durch NCG auch über den 1. Januar 2018 hinaus weiter genutzt und über eine Ausschreibungsplattform ausgeschrieben sowie kontrahiert werden.

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