



**NetConnect
Germany**

simply gas

JÄHRLICHER REGELENERGIEBERICHT NACH GABI GAS 2.0

Stand Oktober 2018

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung	7
2.	Einsatz interner Regelenergie	8
3.	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie	10
3.1.	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen.....	10
3.2.	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten.....	22
3.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)	28
3.4.	Situation in der Kälteperiode im Februar/März 2018	30
4.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	31
4.1.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen	31
4.2.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	32
5.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL-Rang 4	34
5.1.	Long Term Options (RoD, DA).....	34
5.2.	Long Term Options (Hourly)	42
5.3.	Durchführung von Long-Term-Option-Testabrufen	47
5.4.	Short Term Balancing Services	48
5.5.	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi	49
6.	Lokale Regelenergieprodukte	50
7.	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	51
8.	Beendigung der Interimsmaßnahme (gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung)	52
9.	Sonstige Bilanzierungstätigkeit: Versorgung exterritorialer Netzgebiete	53
10.	Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	55
11.	Fazit/Zusammenfassung	56

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Interne Regelenergie (H-Gas, Monatsbasis)	8
Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)	9
Abbildung 3: Übersicht Regelenergieprodukte.....	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).....	29
Abbildung 15: Preisentwicklung Kälteperiode Februar/März 2018 (RoD und DA, Stundenbasis).....	30
Abbildung 16: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (RoD, Monatsbasis).....	31
Abbildung 17: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsmengen (Monatsbasis)	32
Abbildung 18: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis).....	33
Abbildung 19: Externe Regelenergie – Long Term Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis).....	44

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Regelenergiekosten/-erlöse (DA, RoD, Hour nach MOL; nur Arbeitspreise)	17
Tabelle 2: Regelenergiemengen (DA, RoD, Hour nach MOL).....	17
Tabelle 3: Übersicht MOL-Abweichungen	21
Tabelle 4: LTO-Produktparameter für die Produktvariante RoD	35
Tabelle 5: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO RoD).....	36
Tabelle 6: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Gesamt)	37
Tabelle 7: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HS).....	37
Tabelle 8: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HN)	37
Tabelle 9: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HM)	38
Tabelle 10: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: LO).....	38
Tabelle 11: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: LW).....	38
Tabelle 12: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt).....	39
Tabelle 13: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Zone: HS)	39
Tabelle 14: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Zone: HN)	39
Tabelle 15: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO RoD).....	40
Tabelle 16: LTO RoD (abgerufene Mengen).....	40
Tabelle 17: LTO-Produktparameter für die Produktvariante Hourly	42
Tabelle 18: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO Hourly).....	42
Tabelle 19: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemBuy (Zusammenfassung)	43
Tabelle 20: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemSell (Zusammenfassung).....	43
Tabelle 21: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemBuy (Zusammenfassung)	43
Tabelle 22: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemSell (Zusammenfassung).....	43
Tabelle 23: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)	44
Tabelle 24: LTO Hourly Elten/Zevenaar: Abgerufene Mengen	45
Tabelle 25: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: Abgerufene Mengen	45
Tabelle 26: Übersicht über Börsenausfälle im GWJ 17/18	46
Tabelle 27: STB-Produktparameter	48
Tabelle 28: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG.....	55

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BH	Bank Holiday
BK7	Beschlusskammer 7
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DA	Day-Ahead
DSM	Demand Side Management
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas 2.0	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19.12.2014 (Az. BK7-14-020)
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
ICE Endex	Intercontinental Exchange
ID	Individual Days
Konni Gas	Festlegung BK7-11-002 der Bundesnetzagentur vom 27. März 2012 in der Änderungsfassung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016
KW	Kalenderwoche
LTO	Long Term Options
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 Kapazitätszuweisung	Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013
Netzkodex Gasbilanzierung	Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
OBA	Operational Balancing Account
OGE	Open Grid Europe GmbH
PEGAS	Pan European Gas Cooperation
Q	Quartal
RoD	Rest of the Day
SA	Saturday
STB	Short Term Balancing Services
SU	Sunday
TTF	Title Transfer Facility
VIP	Virtual Interconnection Point
WD	Within Day

1. EINLEITUNG

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

Der vorliegende Regelenergiebericht betrachtet das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 17/18 und soll durch Vergleiche zum vorherigen GWJ 16/17 aktuelle Entwicklungen in der Regelenergiebeschaffung darstellen. Er beinhaltet zudem jährliche Überprüfungspflichten nach GaBi Gas 2.0 sowie der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (Netzkodex Gasbilanzierung). Darüber hinaus enthält dieser Bericht 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 Regelenergie in benachbarten Marktgebieten gemäß Art. 9 Absatz 3 Netzkodex Gasbilanzierung.

Im diesjährigen Regelenergiebericht wird zunächst in den Kapiteln zwei und drei der Einsatz interner sowie die Beschaffung externer Regelenergie entsprechend der Merit-Order-Liste (MOL) nach GaBi Gas 2.0 dargestellt. Anschließend wird die Entwicklung der „Untertägigen Verpflichtungen“ beschrieben. Der Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen im MOL-Rang 4 sowie die durchgeführten Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß dem Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom 16. Dezember 2015 werden im nachfolgenden Kapitel fünf dargestellt. Die von NCG im GWJ 17/18 eingesetzten lokalen Regelenergieprodukte werden in Kapitel sechs beschrieben. Darauf folgt die jährliche Überprüfung der Verteilung der Kosten im Rahmen der Regelenergiebeschaffung auf die Bilanzierungsumlagekonten (Kapitel sieben). Das achte Kapitel befasst sich mit der Notwendigkeit von Interimsmaßnahmen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung. Es folgen die Beschreibung des Abwicklungsmodells zur Versorgung von exterritorialen Netzgebieten als sonstige Bilanzierungstätigkeit (Kapitel neun) sowie der Überblick über die Entgelte und Umlagen nach GaBi Gas 2.0 und Konni Gas (gemäß der Festlegung BK7-11-002 der BNetzA vom 27. März 2012 in der Änderungsfassung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016) im GWJ 17/18 sowie im GWJ 18/19 (Kapitel zehn).

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

2. EINSATZ INTERNER REGELENERGIE

In diesem Abschnitt wird die im Marktgebiet NetConnect Germany eingesetzte positive und negative interne Regelernergie getrennt nach den Gasqualitäten H-Gas und L-Gas für das GWJ 16/17 und das GWJ 17/18 grafisch dargestellt. Abbildung 1 stellt den Einsatz der internen Regelernergie im H-Gas-Netzgebiet und Abbildung 2 im L-Gas-Netzgebiet jeweils auf Monatsbasis dar. Generell kann festgehalten werden, dass das Niveau der eingesetzten internen Regelernergie über die vergangenen Jahre annähernd konstant ist.

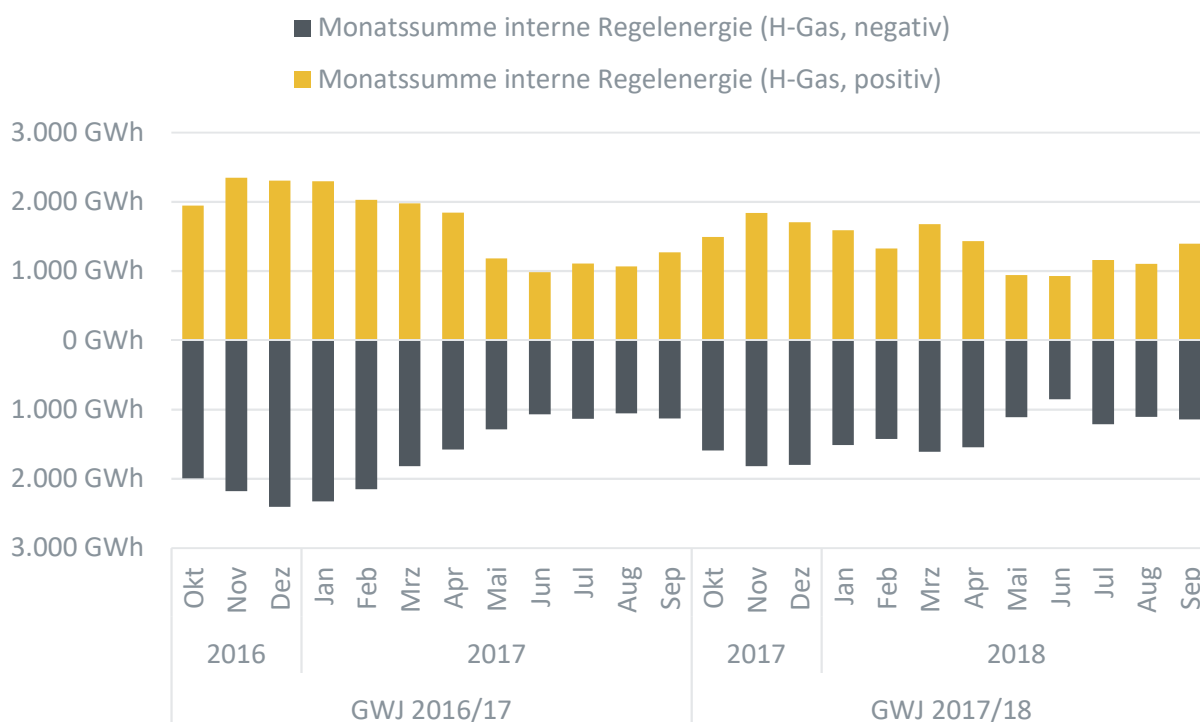


Abbildung 1: Interne Regelernergie (H-Gas, Monatsbasis)

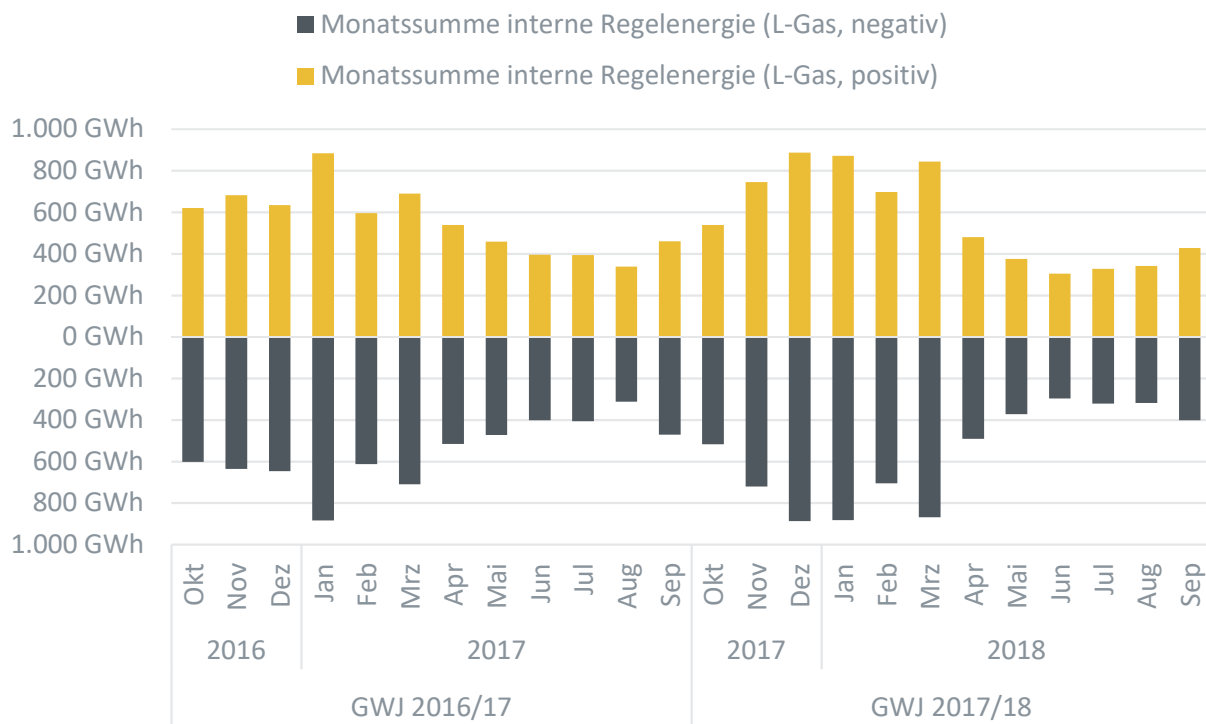


Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)

3. BESCHAFFUNG UND EINSATZ EXTERNER REGELENERGIE

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

PRODUKTPORTFOLIO ZUR REGELENERGIEBESCHAFFUNG

Im Rahmen der Beschaffung von externer Regelernergie setzt NCG eine Vielzahl von börslichen Regelernergieprodukten ein und kontrahiert zusätzlich bilaterale Regelernergieprodukte. In Abbildung 3 sind die im GWJ 17/18 genutzten Regelernergieprodukte der NCG je MOL-Rang sowie je Regelernergiebedarfskriterium dargestellt.

In den MOL-Rängen 3 und 4 gab es Änderungen im Vergleich zum Vorjahr. So ist zum einen der MOL-Rang 3 zum 1. Januar 2018 komplett entfallen (siehe Kapitel 8). Zum anderen wurde das zuvor noch separat in MOL-Rang 4 geführte DSM-Produkt zu diesem Zeitpunkt in ein neues LTO-Gesamtprodukt überführt (zum LTO-Gesamtprodukt siehe Kapitel 5.1) sowie im gleichen Rang das kurzfristige STB-Produkt eingeführt (siehe dazu Kapitel 5.4).

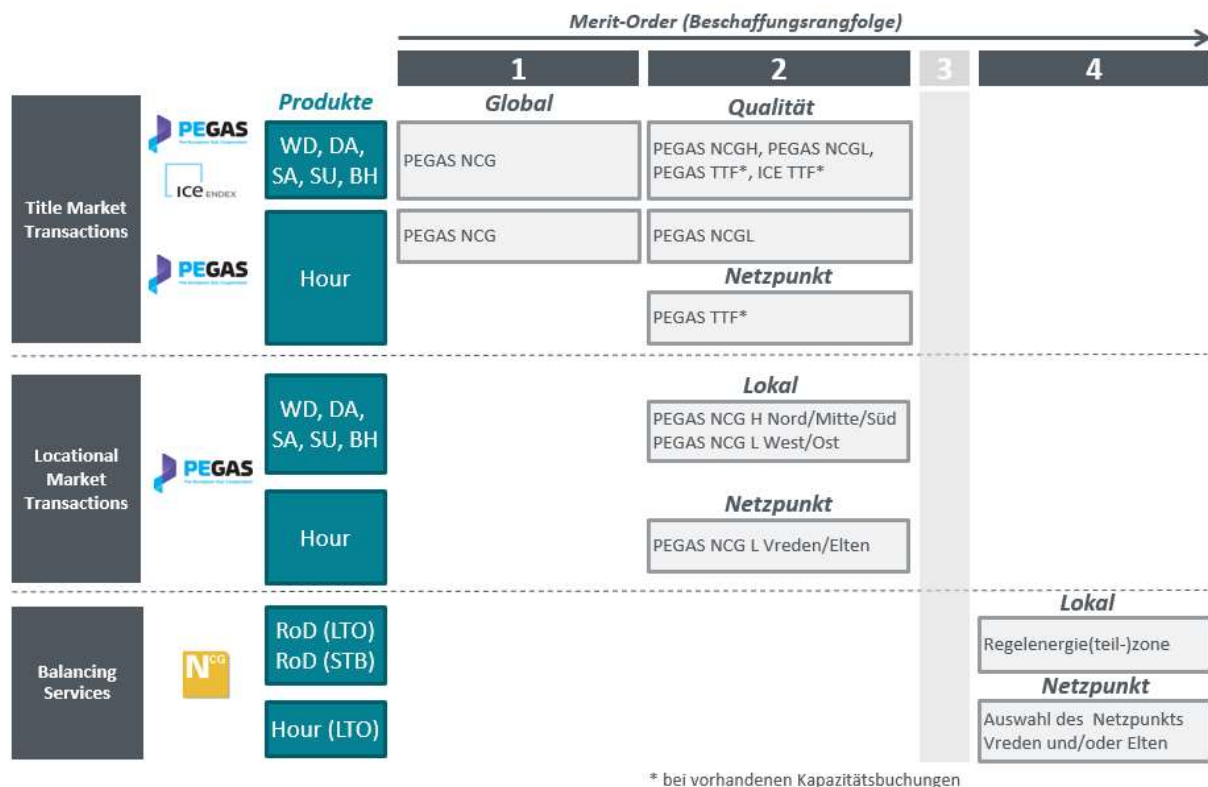


Abbildung 3: Übersicht Regelernergieprodukte

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN JE MOL-RANG

Im Folgenden werden die im GWJ 16/17 und im GWJ 17/18 beschafften externen Regeler Energiemengen sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelenergiekäufe) und SystemSell (Regelenergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt.

Abbildung 4 beinhaltet die beschafften Regeler Energiemengen 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 Regeler Energiemengen in der Produktvariante „Rest of the Day“ (RoD) dar.

Der externe Regeler Energiebedarf in den Produktvarianten RoD und DA (ohne stündliche netzpunktscharfe Regeler Energiebedarfe, Produktvariante „Hour“) im GWJ 17/18 liegt mit insgesamt 45.000 GWh auf demselben Niveau wie im GWJ 16/17. Die Beschaffung erfolgt zu 99,9 % und somit nahezu vollständig über die Börse. Der Anteil globaler Regeler Energiebeschaffung im MOL-Rang 1 liegt im GWJ 17/18 jedoch mehr als doppelt so hoch. So wurden im GWJ 17/18 27 % der gesamten RoD- und DA-Regeler Energiebedarfe am Spotmarkt der PEGAS mit Lieferung am NCG-VHP im MOL-Rang 1 beschafft, im GWJ 16/17 betrug dieser Anteil nur 11 %. 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. Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 ist entsprechend von 89 % im GWJ 16/17 auf 73 % im GWJ 17/18 gesunken. Im MOL-Rang 2 werden qualitätsspezifische Bedarfe aufgrund von eingeschränktem technischem Konvertierungsvermögen sowie kommerzieller Konvertierung abgewickelt. Aufgrund der allgemeinen Preisentwicklung im GWJ 17/18 sowie den außergewöhnlich hohen Preisen während der Kälteperiode Ende Februar (siehe dazu Kapitel 3.4) kam es jedoch im MOL-Rang 2 trotz der niedrigeren Mengen nicht zu einem entsprechenden Kostenrückgang, sondern sogar zu einem Kostenanstieg von netto 28 Mio. EUR.

Im GWJ 17/18 findet auf Gesamtjahressicht die bilanzielle Netto-Konvertierung erneut in der Konvertierungsrichtung von L-Gas nach H-Gas statt. Diese Konvertierungsrichtung ermöglicht oftmals die Nutzung von Verlagerungen (Swaps) mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gasunie Transport Services B.V. (GTS), wodurch gegenläufige Regeler Energieeinsätze und somit kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen vermieden werden. Insbesondere in den Wintermonaten hingegen wurde fast ausschließlich in der Konvertierungsrichtung von H-Gas nach L-Gas konvertiert und entsprechend Regeler Energie vermehrt als kommerzielle Konvertierungsmaßnahme eingesetzt. Sowohl die bilanziellen als auch die kommerziellen Konvertierungsmengen in dieser Richtung sind gegenüber dem Vorjahr deutlich angestiegen. Hinzu kam die Ende Februar einsetzende außergewöhnliche Kälteperiode (siehe dazu Kapitel 3.4).

Die bilateralen kurzfristigen Regeler Energieprodukte im MOL-Rang 3 sind zum 1. Januar 2018 entfallen (siehe Kapitel 8) und wurden auch in den davorgehenden Monaten nicht genutzt, weshalb im GWJ 17/18 keine Regeler Energie über den MOL-Rang 3 beschafft wurde.

Ähnlich der Beschaffung von RoD- und DA-Regelenergiebedarfen konnten auch die stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebedarfe nahezu vollständig über die Börse beschafft werden. Über 99 % dieser Bedarfe werden seit Mai 2016 an der PEGAS über netzpunktscharfe Orderbücher mit stündlicher Regelenergiebedarfsdeckung an den Grenzübergangspunkten (GÜP) Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk beschafft (siehe hierzu Abbildung 6). Im Vergleich zum Vorjahr sanken die Nettokosten des Einsatzes stündlicher Regelenergieprodukte von ca. 50 Mio. EUR auf ca. 40 Mio. EUR, bei nur leicht abnehmenden Regelenergiebedarfen für diese Produkte. Der Kostenrückgang ist insbesondere auf eine Verbesserung der Preise im Handel der stündlichen Börsenprodukte zurückzuführen.

Aufgrund der ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 und 2 wurden die langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 (Produktvarianten RoD und Hourly) ausschließlich aufgrund von Testabrufen (siehe dazu Kapitel 5.3) sowie aufgrund geplanter Wartungen und ungeplanter Börsenausfälle eingesetzt, in welchem Fall die Regelenergiebeschaffung über die Börse nicht möglich war.

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 ist Abbildung 8 zu entnehmen.

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

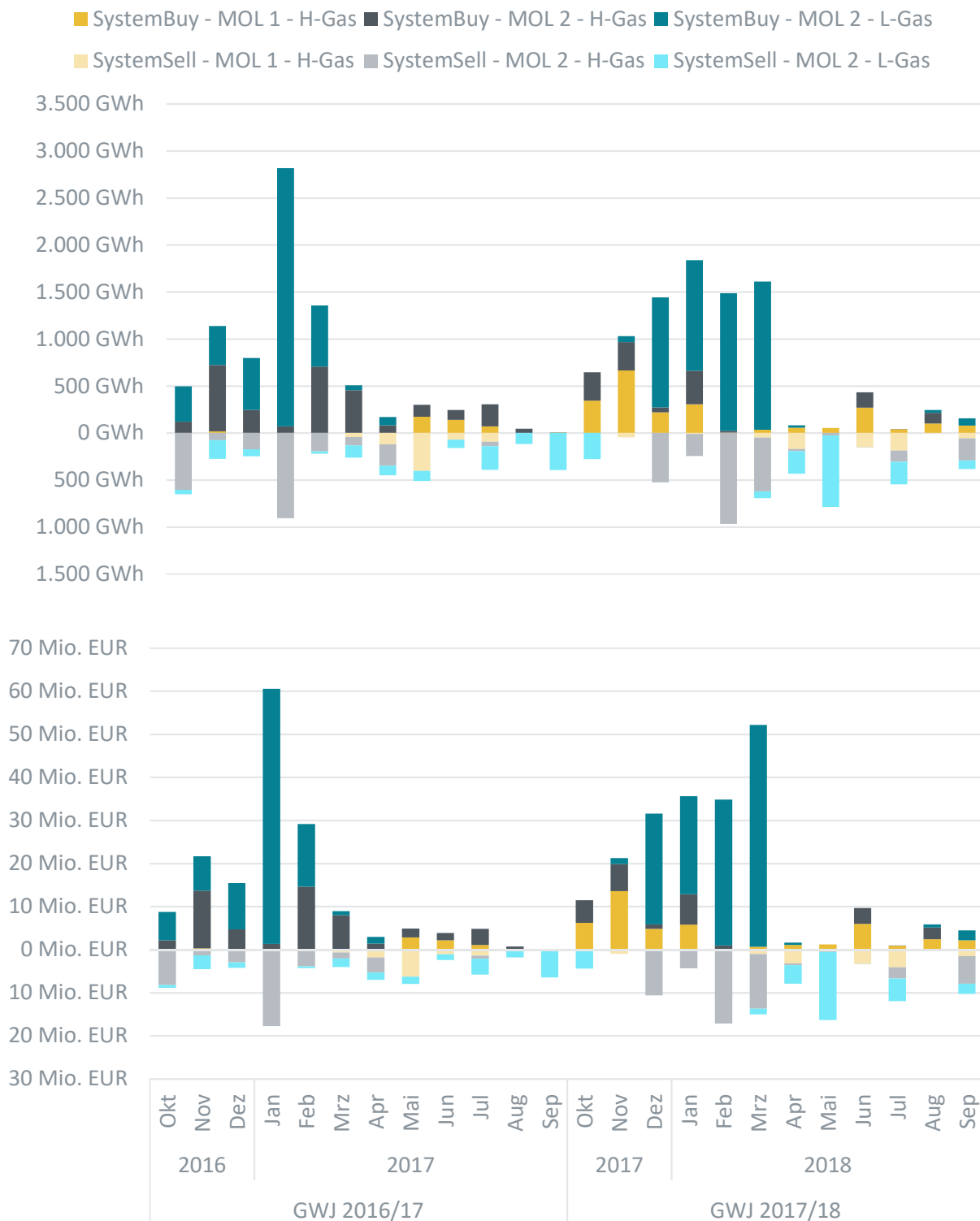


Abbildung 4: Externe Regenergie – Mengen und Kosten/Erlöse (DA nach MOL, Monatsbasis)

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

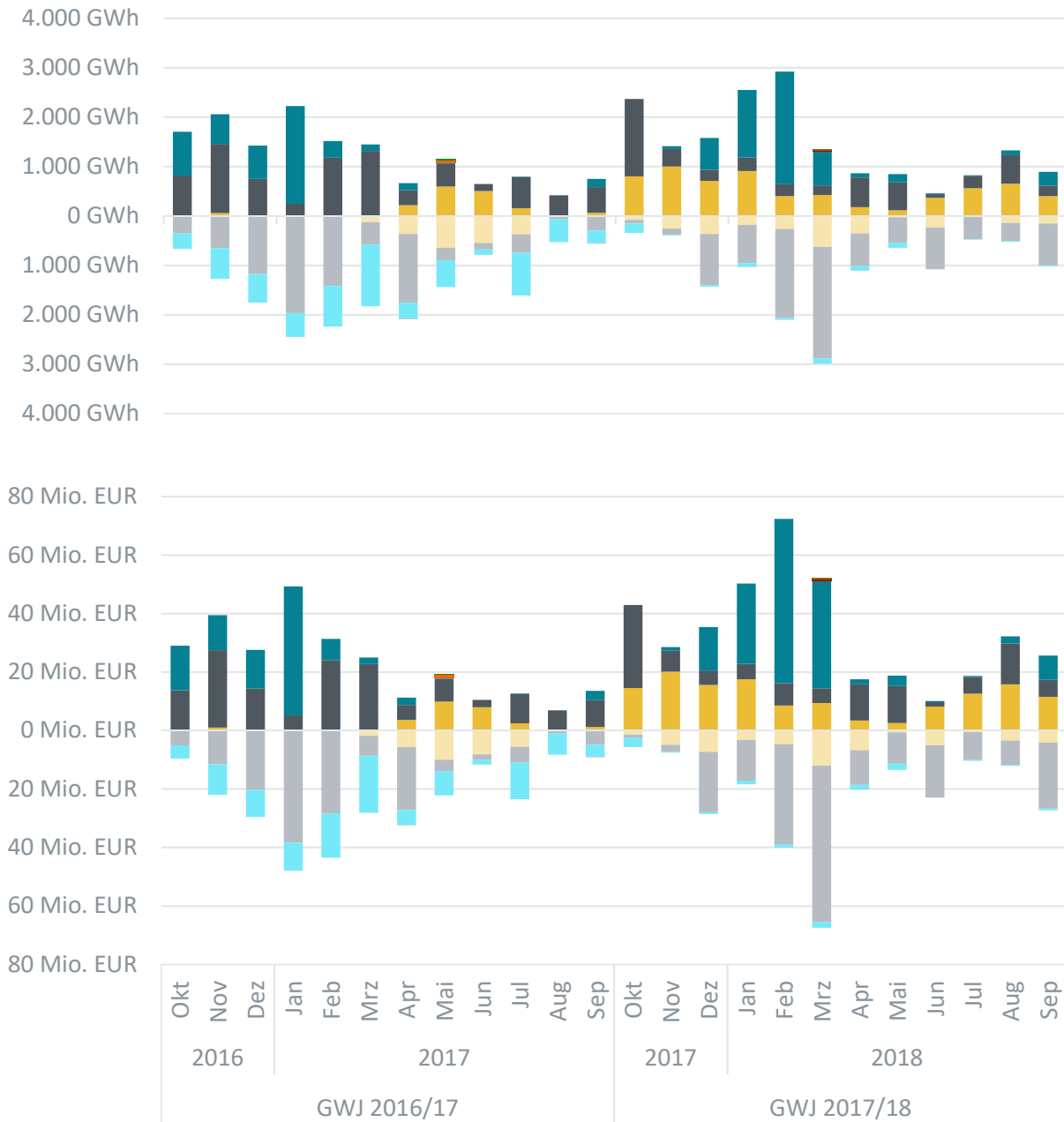


Abbildung 5: Externe Regelerneuerie – Mengen und Kosten/Erlöse (RoD nach MOL, Monatsbasis)



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

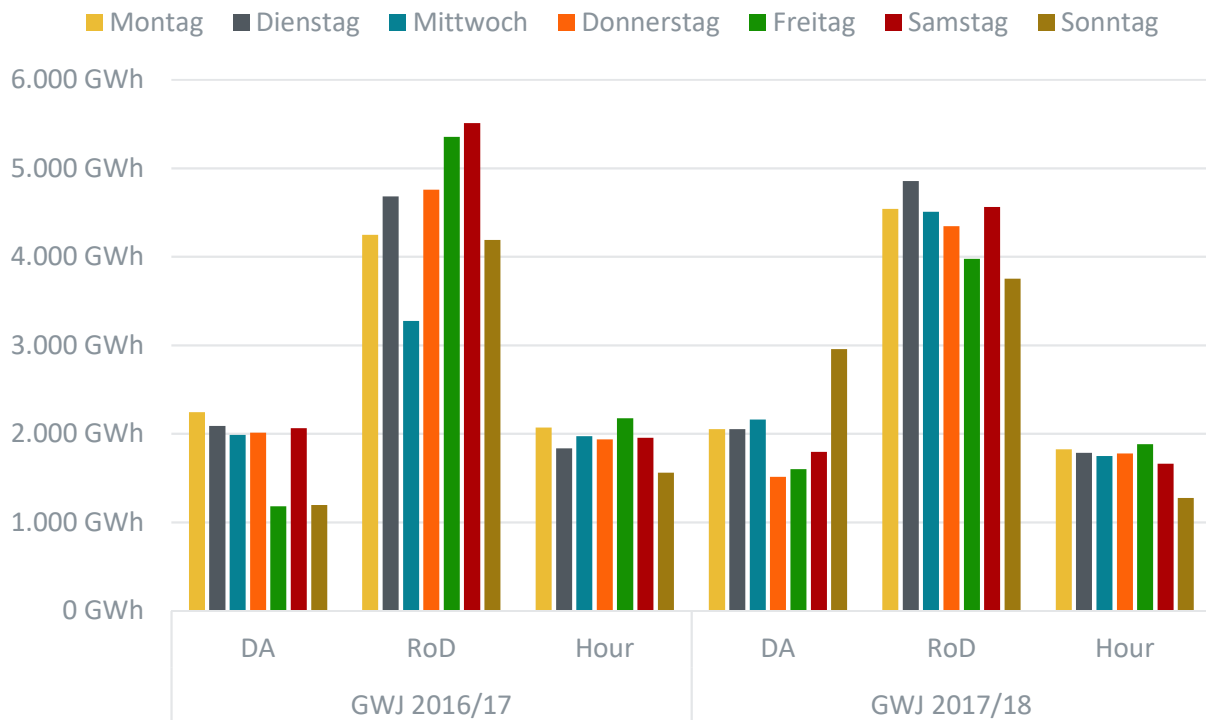


Abbildung 7: Externe Regelernergie – Mengen (DA, RoD und Hour nach Wochentag)

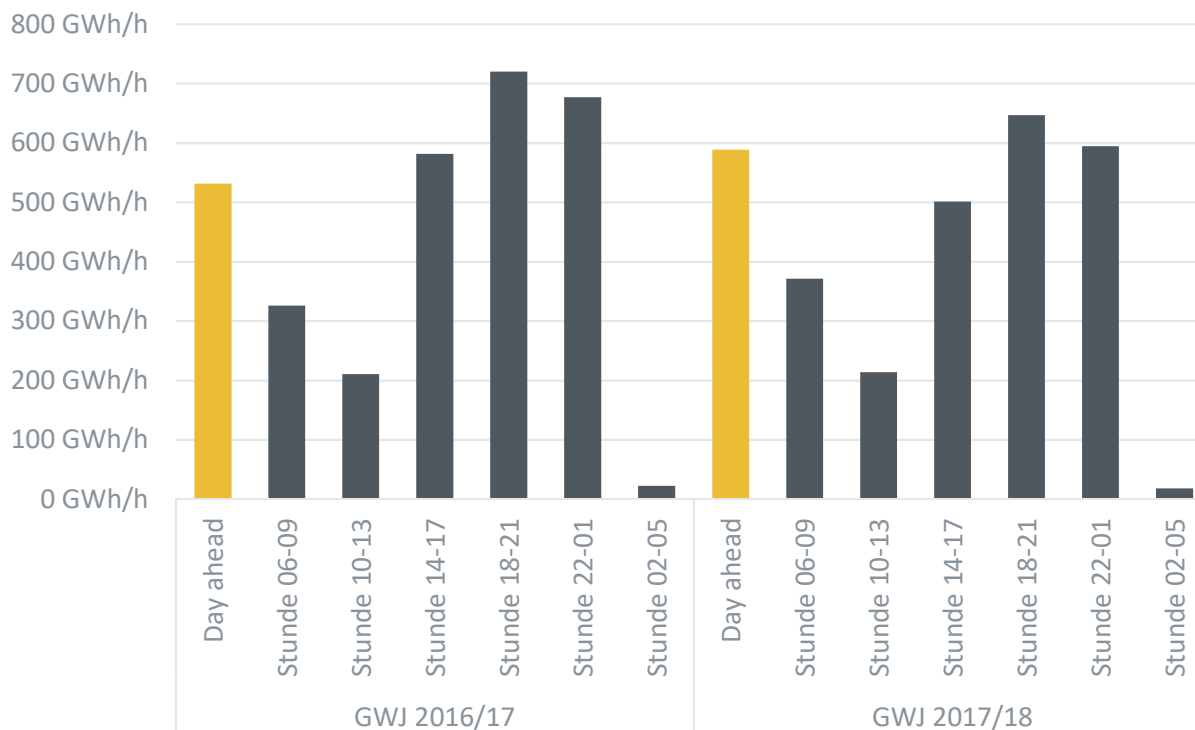


Abbildung 8: Externe Regelernergie – Leistung (DA, RoD nach Abrufstunde)

Regelenergie- kosten/-erlöse	GWJ 2016/17		GWJ 2017/18	
	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	32.437.025,66 €	42.411.133,62 €	184.651.405,98 €	68.536.842,46 €
Day-Ahead	6.390.246,00 €	11.174.161,20 €	45.062.424,00 €	14.297.560,20 €
Rest of the Day	26.046.779,66 €	31.236.972,42 €	139.588.981,98 €	54.239.282,26 €
MOL 2	557.456.564,05 €	423.965.230,99 €	579.752.058,04 €	417.938.418,09 €
Day-Ahead	155.454.341,71 €	63.848.466,00 €	165.601.874,40 €	88.066.228,80 €
Rest of the Day	248.169.504,61 €	256.779.123,14 €	264.015.040,83 €	220.144.582,10 €
Hour	153.832.717,73 €	103.337.641,85 €	150.135.142,81 €	109.727.607,19 €
MOL 3	1.286.449,60 €	54.258,90 €		
Rest of the Day	1.286.449,60 €			
Hour		54.258,90 €		
MOL 4	204.717,70 €	1.188.755,00 €	1.003.117,20 €	509.722,40 €
Rest of the Day		13.489,00 €	763.148,80 €	
Hour	204.717,70 €	1.175.266,00 €	239.968,40 €	509.722,40 €
Gesamt	591.384.757,01 €	467.619.378,51 €	765.406.581,22 €	486.984.982,95 €

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

Regelenergie- mengen	GWJ 2016/17		GWJ 2017/18	
	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	1.975,46 GWh	2.793,14 GWh	8.664,18 GWh	3.406,62 GWh
Day-Ahead	398,26 GWh	729,98 GWh	2.173,34 GWh	677,52 GWh
Rest of the Day	1.577,20 GWh	2.063,16 GWh	6.490,83 GWh	2.729,10 GWh
MOL 2	27.681,18 GWh	25.668,34 GWh	23.692,00 GWh	20.768,41 GWh
Day-Ahead	7.781,83 GWh	3.856,18 GWh	6.891,10 GWh	4.383,29 GWh
Rest of the Day	13.120,82 GWh	15.183,73 GWh	10.836,99 GWh	10.439,31 GWh
Hour	6.778,53 GWh	6.628,43 GWh	5.963,92 GWh	5.945,81 GWh
MOL 3	65,44 GWh	8,55 GWh		
Rest of the Day	65,44 GWh			
Hour		8,55 GWh		
MOL 4	12,00 GWh	76,13 GWh	51,16 GWh	27,31 GWh
Rest of the Day		0,84 GWh	38,44 GWh	
Hour	12,00 GWh	75,29 GWh	12,72 GWh	27,31 GWh
Gesamt	29.734,08 GWh	28.546,16 GWh	32.407,34 GWh	24.202,34 GWh

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

PREISENTWICKLUNG FÜR SYSTEMBUY UND SYSTEMSELL JE MOL-RANG

In diesem Abschnitt werden die minimal, maximal und durchschnittlich realisierten Beschaffungspreise je MOL-Rang für SystemBuy- und SystemSell-Regelenergiebedarfe auf Monatsbasis dargestellt.

Allgemein kann festgehalten werden, dass die Regelenergiebeschaffung im GWJ 17/18 wie bereits in den Vorjahren größtenteils auf dem allgemeinen Großhandelsmarktpreisniveau erfolgte. So lagen die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe in fast allen Monaten des GWJ 17/18 sowohl im MOL-Rang 1 als auch im MOL-Rang 2 innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen der PEGAS. Die einzige Ausnahme hierzu stellt die Kälteperiode im Februar/März 2018 einschließlich der Nachfolgewochen dar (siehe dazu Kapitel 3.4). Während dieser Zeit traten bei den Marktpreisen für Regelenergie teilweise innerhalb weniger Stunden abrupte und deutliche Preissteigerungen auf, deren allgemeine Marktüblichkeit sich mit einem tagesbasierten Marktpreiskorridor als Vergleichsmaßstab nicht sinnvoll abbilden lässt. Nichtsdestotrotz wurde auf Gesamtjahressicht zu 96 % im MOL-Rang 1 (Vorjahr: 100 %) sowie zu 85 % im MOL-Rang 2 (Vorjahr: 96 %) innerhalb des oben genannten Preiskorridors beschafft.

Abbildung 9 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 1 für H-Gas getrennt nach RoD- und DA-Regelenergiebedarfen für das GWJ 16/17 und das GWJ 17/18.

Abbildung 10 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 2 für L-Gas getrennt nach RoD-, DA- und Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 16/17 und das GWJ 17/18.

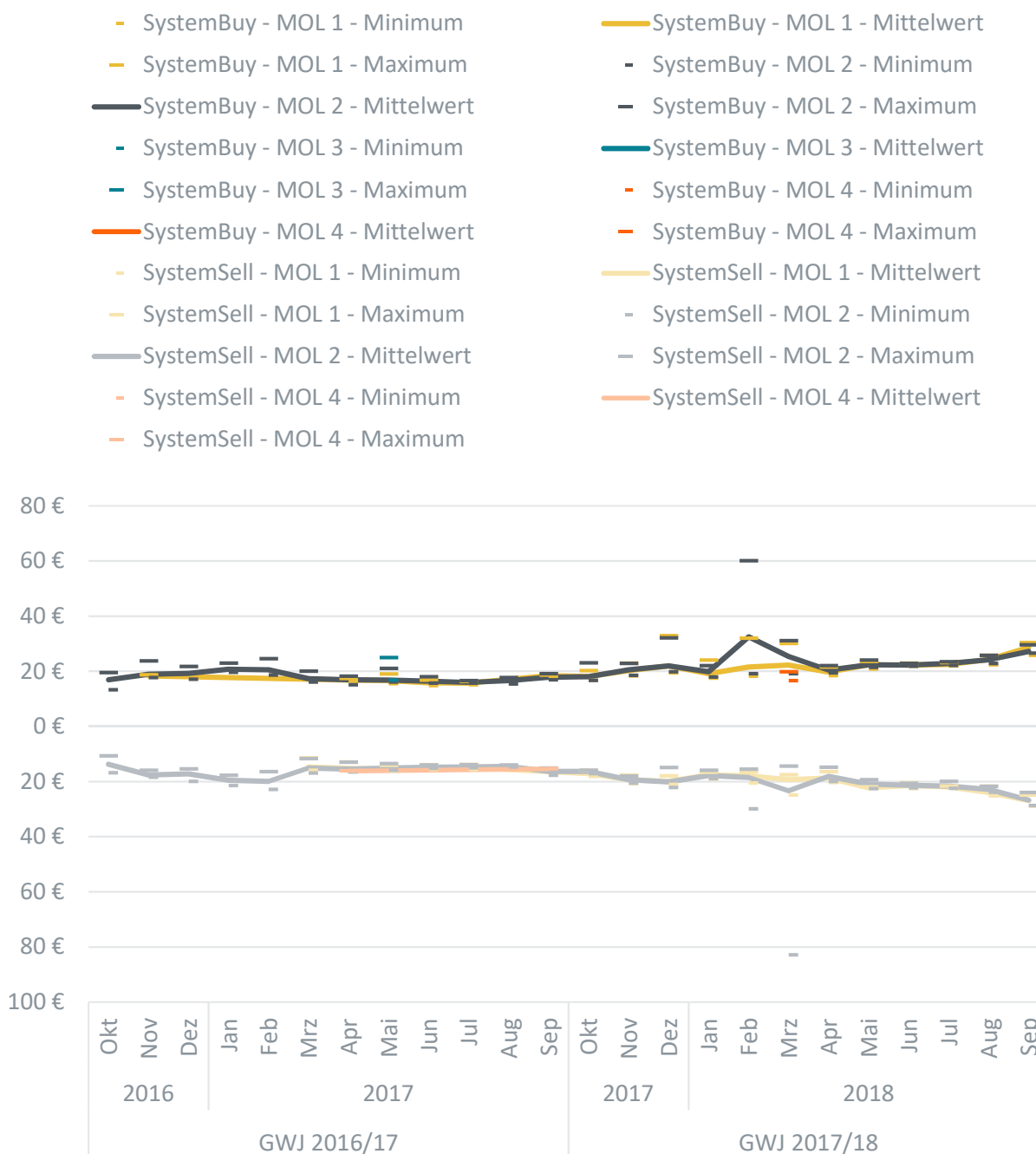


Abbildung 9: Preise externe Regelernergie (H-Gas, DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

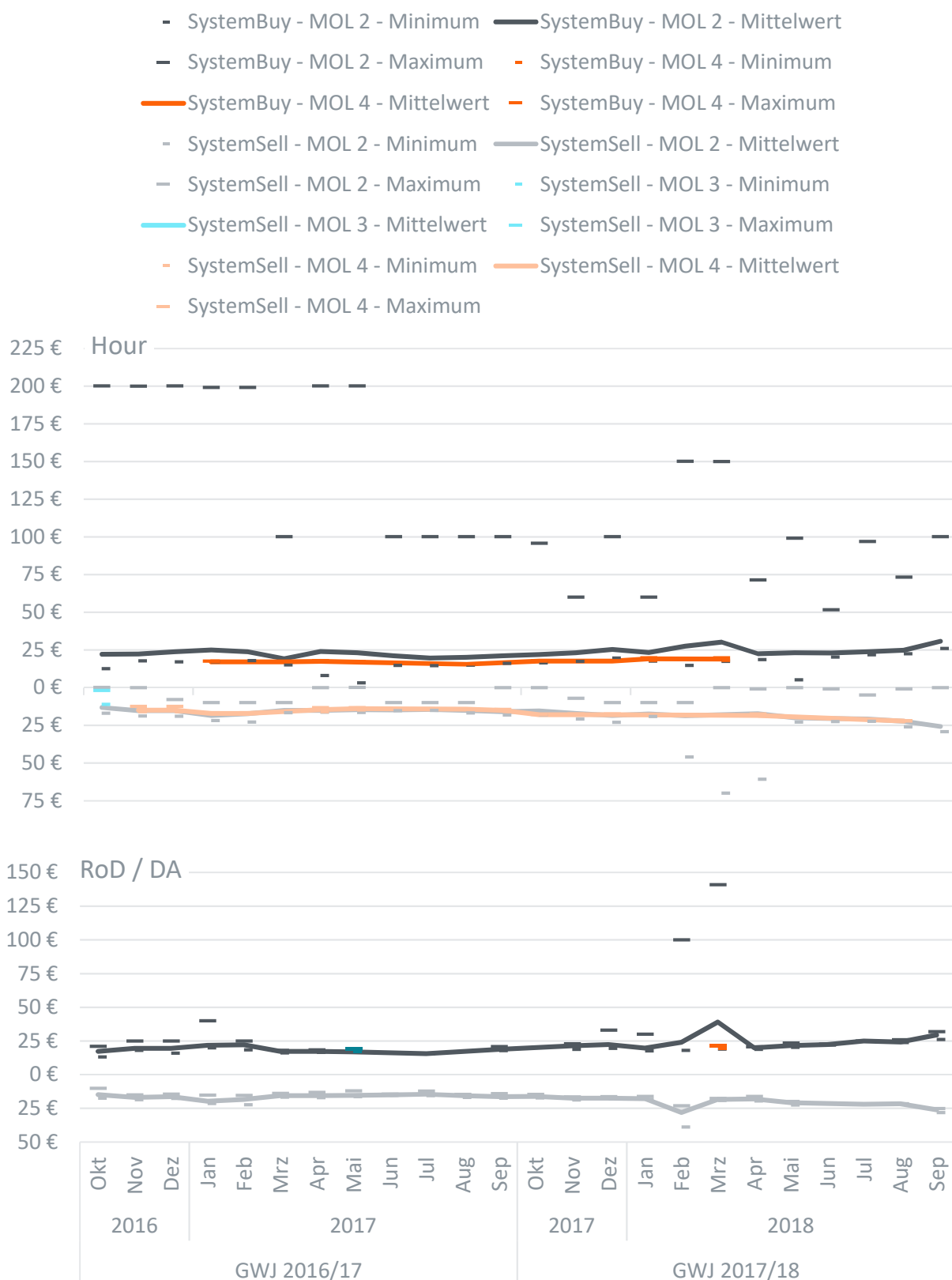


Abbildung 10: Preise externe Regelenergie (L-Gas, DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

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 insbesondere Testabrufe nach der LTO-Produktbeschreibung (siehe Kapitel 5.3). In Tabelle 3 werden die Abweichungen der betroffenen MOL-Ränge im GWJ 17/18 angeführt; diese sind auch auf der NCG-Webseite veröffentlicht¹. Abweichungen von der MOL sind im GWJ 17/18 ausschließlich aufgrund von LTO-Testabrufen entstanden.

Datum	Abweichungsrang	Ersatzrang	Begründung der Abweichung
05.12.2017	MOL-Rang 2 – Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
18.03.2018	MOL-Rang 2 – RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen

Tabelle 3: Übersicht MOL-Abweichungen

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

3.2. BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE IN BENACHBARTEN MARKTGEBIETEN

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

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

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

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN

In Abbildung 11 werden die von NCG im GWJ 16/17 sowie GWJ 17/18 beschafften Regelenergiemengen mit Lieferort TTF zur Deckung von SystemBuy- und SystemSell-Bedarfen sowie die daraus entstandenen Kosten und Erlöse (ohne Transportkosten-Aufschläge und -Abschläge) auf Monatsbasis dargestellt. Aufgrund der guten Mengenverfügbarkeit in den relevanten PEGAS-Orderbüchern im eigenen Marktgebiet (globale, gasqualitätsspezifische und stündliche netzpunktscharfe Orderbücher) können die entsprechenden Regelenergiebedarfe durch NCG in aller Regel vollständig im eigenen Marktgebiet beschafft werden. Entsprechend kam es im Zeitraum von April 2016 bis Februar 2018 zu keinerlei TTF-Beschaffung der NCG. Im Rahmen der außergewöhnlichen Kälteperiode Ende Februar 2018 bzw. Anfang März 2018 wurde aufgrund der Preisentwicklung Regelenergie mit Lieferort TTF durch NCG beschäftigt.

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 16/17 und das GWJ 17/18 dargestellt. Die tatsächliche Inanspruchnahme der gebuchten Transportkapazitäten wird in Abbildung 13 auf Monatsbasis ebenfalls für beide GWJ dargestellt. Seit April 2016 konnte aufgrund der Einführung kurzfristiger Kapazitätsprodukte (DA und RoD) auf die Buchung langfristiger Transportkapazitäten durch NCG verzichtet werden. Die Beschaffung von Regelenergie über den TTF im März 2018 erfolgte ausschließlich auf Basis von kurzfristig kontrahierten Transportkapazitäten.

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

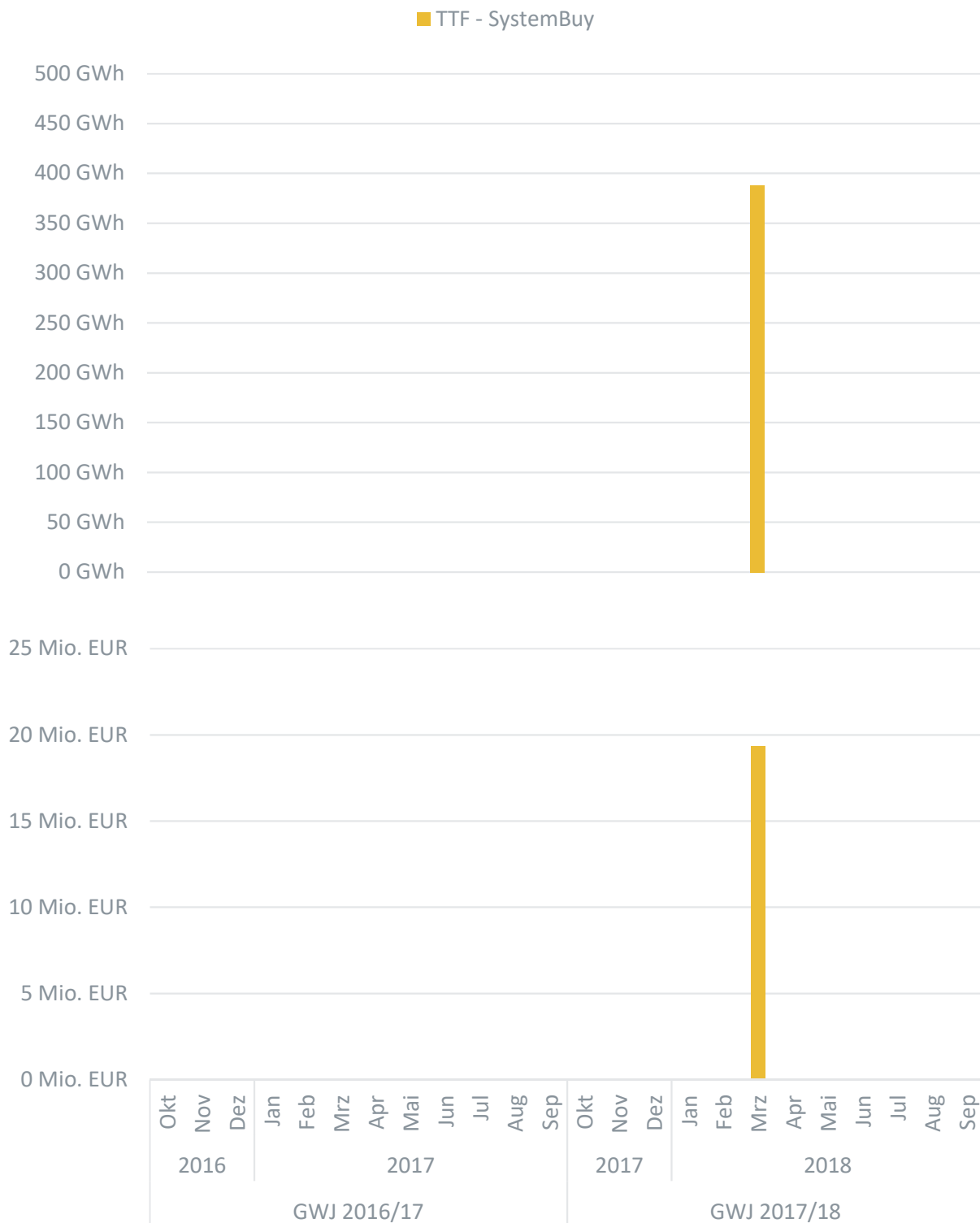


Abbildung 11: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF – Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)

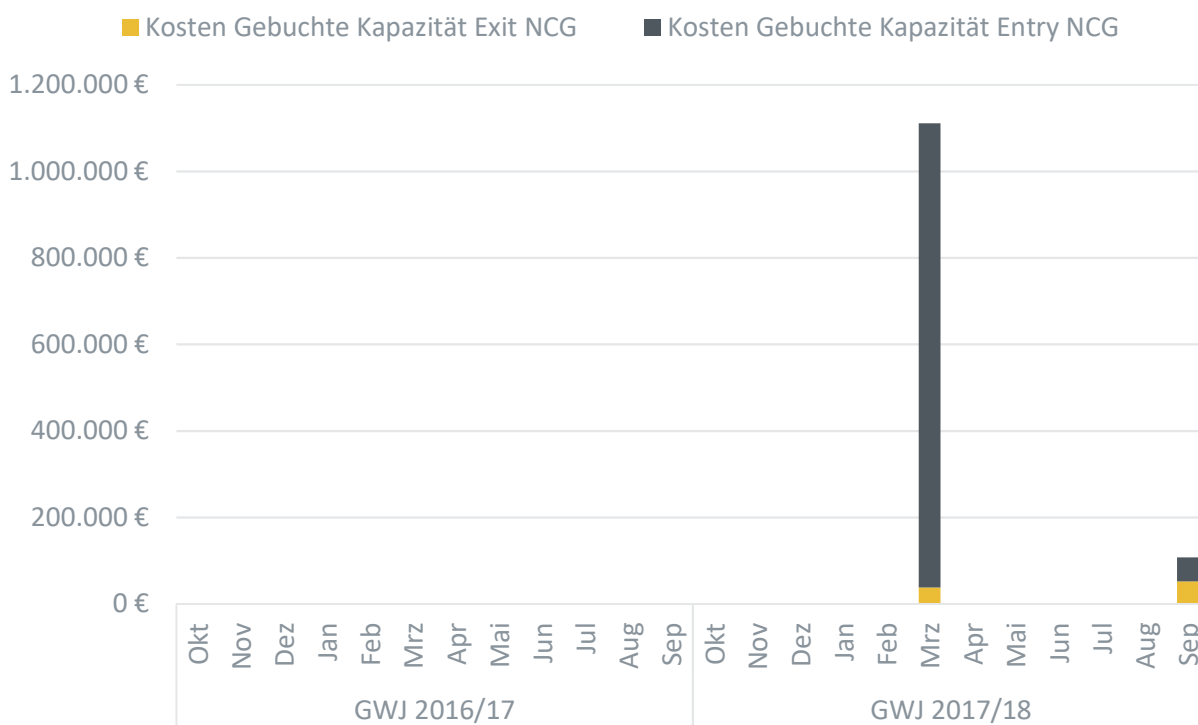


Abbildung 12: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

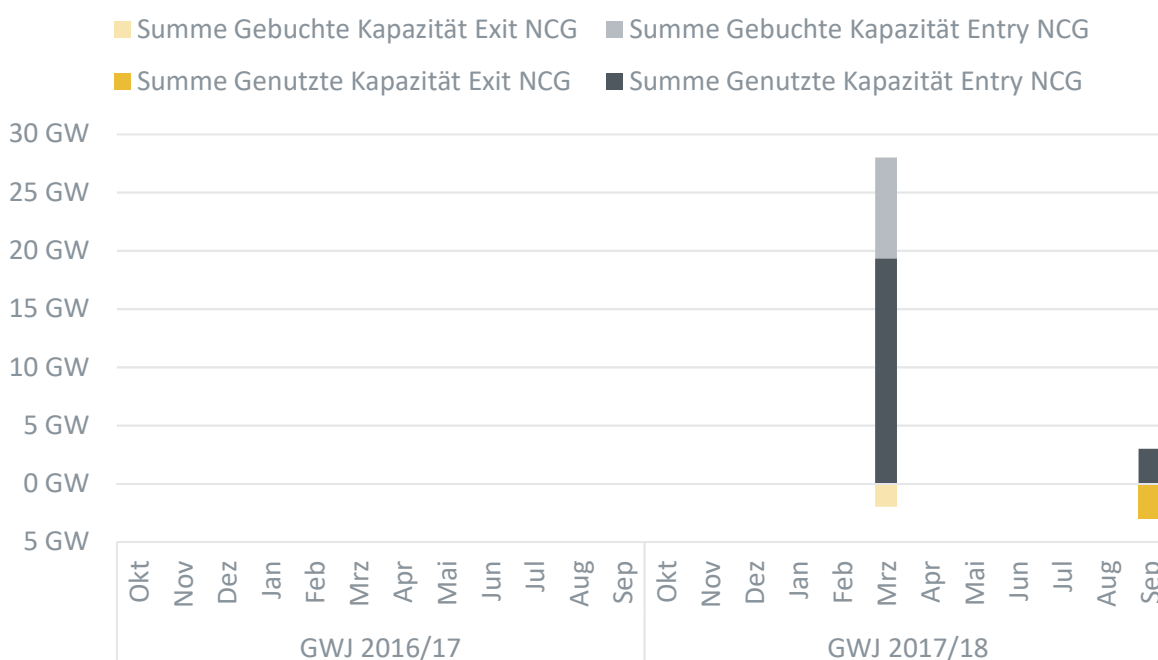


Abbildung 13: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

AKTUELLE BESCHAFFUNGSMETHODIK VON KAPAZITÄTSBUCHUNGEN

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

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

BERECHNUNGSMETHODIK ZUR ERMITTLUNG DES TRANSPORTKOSTEN-AUFSCHLAGS/-ABSCHLAGS

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

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

ERMITTLUNG UND ANWENDUNG DER TRANSPORTKOSTEN- AUFSCHLÄGE/-ABSCHLÄGE

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

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

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

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

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

■ Ermittlung der Einsatzdauer:

SystemBuy-Abruf um 08.00 Uhr, Lieferzeitpunkt: 11.00 Uhr

Transport: von 11.00 Uhr – 06.00 Uhr.

→ Einsatzdauer = 19 h.

■ Ermittlung des Transportkostenaufschlages:

DA-Entry-Tarife (Deutschland) gemäß Preisblatt²:

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

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

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

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

DA-Exit-Tarife (Niederlande) gemäß Preisblatt³:

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

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

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

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

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

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

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

² Hierbei sind die Preisfaktoren der BEATE-Festlegung für eine tägliche Kapazitätsbuchung zu berücksichtigen.

³ Die Berechnung erfolgt unter Berücksichtigung der Unterjährigkeitsfaktoren der GTS.

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

Im Folgenden werden die monatlichen Handelsaktivitäten der NCG für Bilanzierungstätigkeiten (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung) je MOL-Rang im GWJ 16/17 und GWJ 17/18 dargestellt. Innerhalb des MOL-Rangs 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie im benachbarten Marktgebiet separat ausgewiesen.

ERMITTLUNG DER ANZAHL AN HANDELSGESCHÄFTEN FÜR BILANZIERUNGSTÄTIGKEITEN

Für jede Stunde innerhalb eines Gastages wird die Anzahl an Handelsgeschäften der NCG zur Beschaffung von Regelenergiebedarfen auf Basis der Veröffentlichungen bei NCG nach definierten Bedarfskriterien ermittelt. Sofern für ein Bedarfskriterium mehrere Handelsgeschäfte mit gleicher Laufzeit getätigt wurden, wird für dieses Bedarfskriterium nur ein Handelsgeschäft ausgewiesen. Sofern in einer Stunde Handelsgeschäfte aufgrund von mehreren Bedarfskriterien erforderlich wurden, werden diese jeweils als einzelne Handelsgeschäfte gewertet. Die so ermittelten Handelsgeschäfte werden für den gesamten Betrachtungszeitraum aufsummiert.

NCG differenziert dabei nach folgenden Regelenergiebedarfskriterien:

- MOL-Rang 1: Globaler Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-VHP
- MOL-Rang 1: Globaler Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-H/L-VHP⁴
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-H/L-VHP⁵
- 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-VHP⁶
- MOL-Rang 3: Netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-H/L-VHP⁷
- MOL-Rang 4: Lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-H/L-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler/stündlicher netzpunktscharfer Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-H/L-VHP

⁴ Beinhaltet aufgrund der Einreihung in den MOL-Rang 2 auch die zur Deckung der Strukturierungsbedarfe an den GÜPs Vreden/Winterswijk und Elten/Zevenaar getätigten börslichen Handelsgeschäfte.

⁵ Siehe Fußnote 4

⁶ Entfallen zum 1. Januar 2018

⁷ Entfallen zum 1. Januar 2018

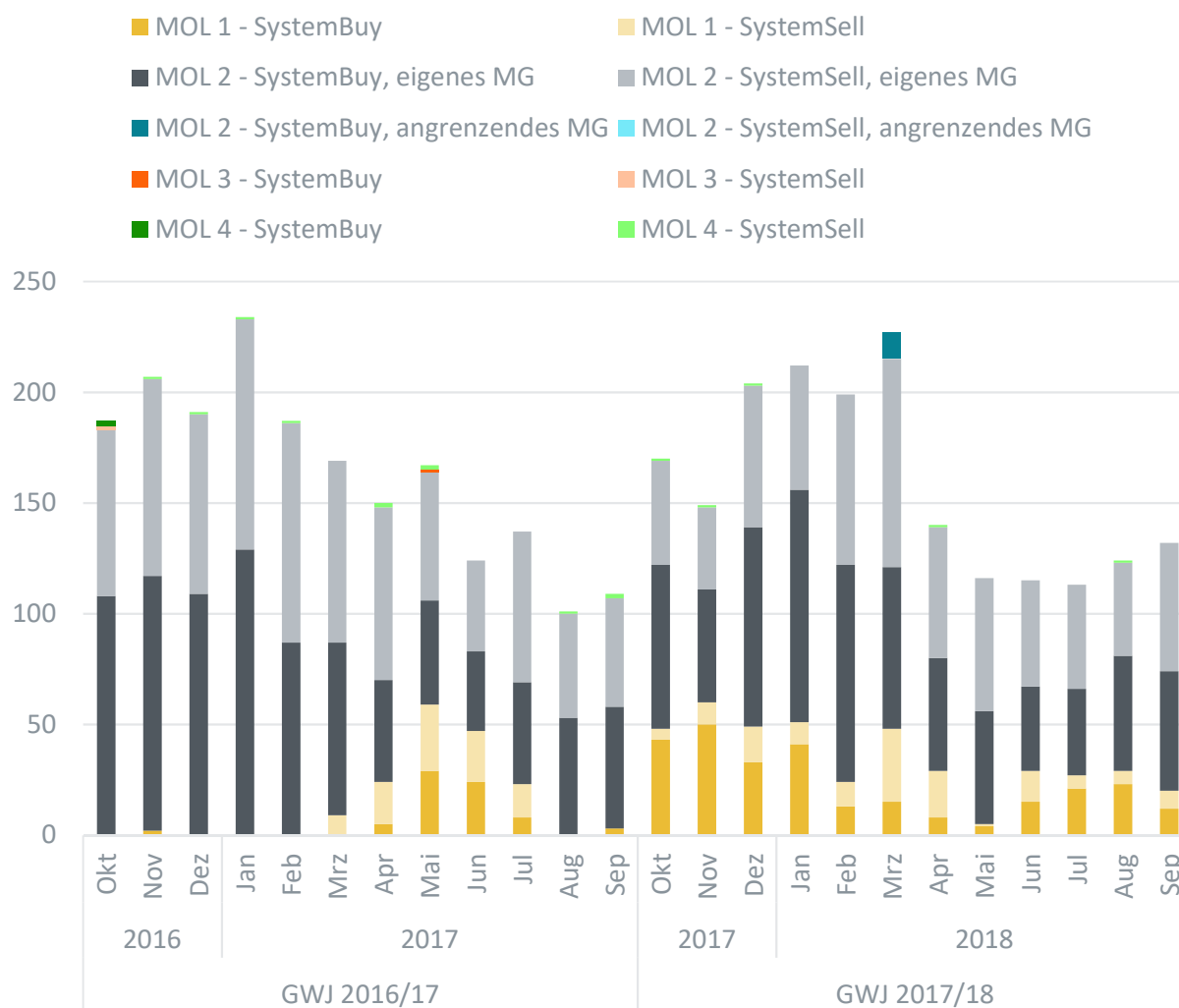


Abbildung 14: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis)

3.4. SITUATION IN DER KÄLTEPERIODE IM FEBRUAR/MÄRZ 2018

Außergewöhnlich niedrige Temperaturen in weiten Teilen Europas führten im Zeitraum von Ende Februar bis Anfang März 2018 zu einem sehr hohen Gasbedarf im Heizsektor. In Verbindung mit infrastrukturellen Einschränkungen im europäischen Transportnetz ergab sich in einigen Staaten ein ungewöhnlich hoher Bedarf an Importmengen, weshalb z. B. im Vereinigten Königreich und in Italien die Frühwarnstufen im Sinne der Erdgasversorgungsicherheitsverordnung ausgerufen wurden. In Deutschland hingegen war die Gasversorgung aufgrund der diversifizierten Aufspeisemöglichkeiten sowie der zu diesem Zeitpunkt noch relativ gut befüllten Erdgasspeicher nie gefährdet.

Die angespannte Situation in Europa ließ die Gaspreise an den europäischen Handelsplätzen deutlich ansteigen. Insbesondere am britischen NBP (National Balancing Point) und dem niederländischen TTF wurde Gas zu Preisen gehandelt, die bisher an diesen Handelsplätzen noch nicht zu beobachten waren. Dieser Preisanstieg wirkte sich naturgemäß auch auf den Handel am NCG-VHP aus. So stieg der EGSI-Referenzpreis für den Handelsplatz NCG in der Spitze auf ca. 60 EUR/MWh (2. März 2018), während er direkt vor der Kälteperiode bei ca. 20 EUR/MWh lag. Noch deutlicher war der Preisanstieg bei den Ausgleichsenergiepreisen zu beobachten, welche sich auf Basis der Grenzpreise im Rahmen der Regelennergiebeschaffung bilden. Für den 1. März 2018 mussten Bilanzkreisverantwortliche (BKV) für Unterspeisungen in ihren Bilanzkreisen Ausgleichsenergie zu einem Preis von 141 EUR/MWh erwerben.

Wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt, kam es während der Kälteperiode bei den Regelennergiepreisen teilweise zu großen Preisunterschieden auch innerhalb desselben Tages. Die zugehörigen Regelennergiepreise sind auf Stundenbasis in Abbildung 15 dargestellt.

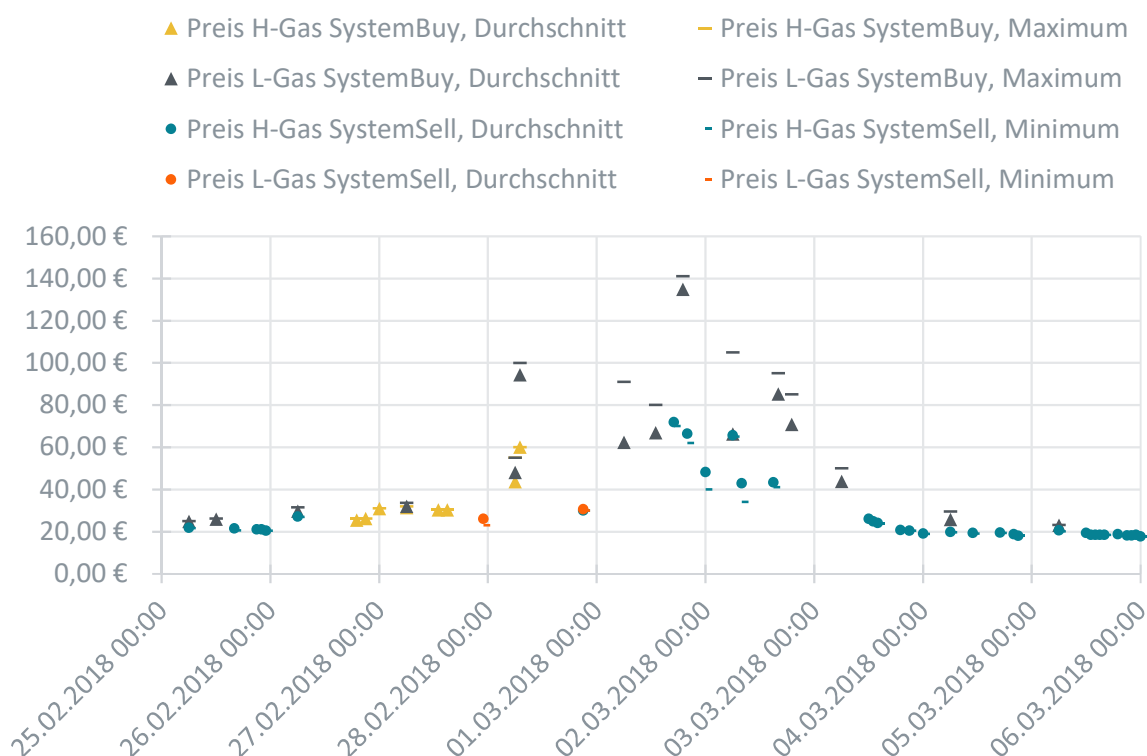


Abbildung 15: Preisentwicklung Kälteperiode Februar/März 2018 (RoD und DA, Stundenbasis)

4. WIRKUNG UND EINSATZ DER UNTERTÄGIGEN VERPFLICHTUNGEN

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

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

4.1. UNTERTÄGIGER GEGENLÄUFIGER REGELENERGIEEINSATZ IN DEN JEWEILIGEN MOL-RÄNGEN

In Abbildung 16 werden die untertägigen gegenläufigen Regelenergieeinsätze je MOL-Rang (innerhalb MOL-Rang 1 bzw. jeweils gasqualitätsspezifisch in MOL-Rang 2) in der Produktvariante RoD für das GWJ 16/17 und das GWJ 17/18 dargestellt.

Wie in der Grafik zu erkennen ist, waren die gegenläufigen Regelenergieeinsätze im GWJ 17/18 tendenziell rückläufig.

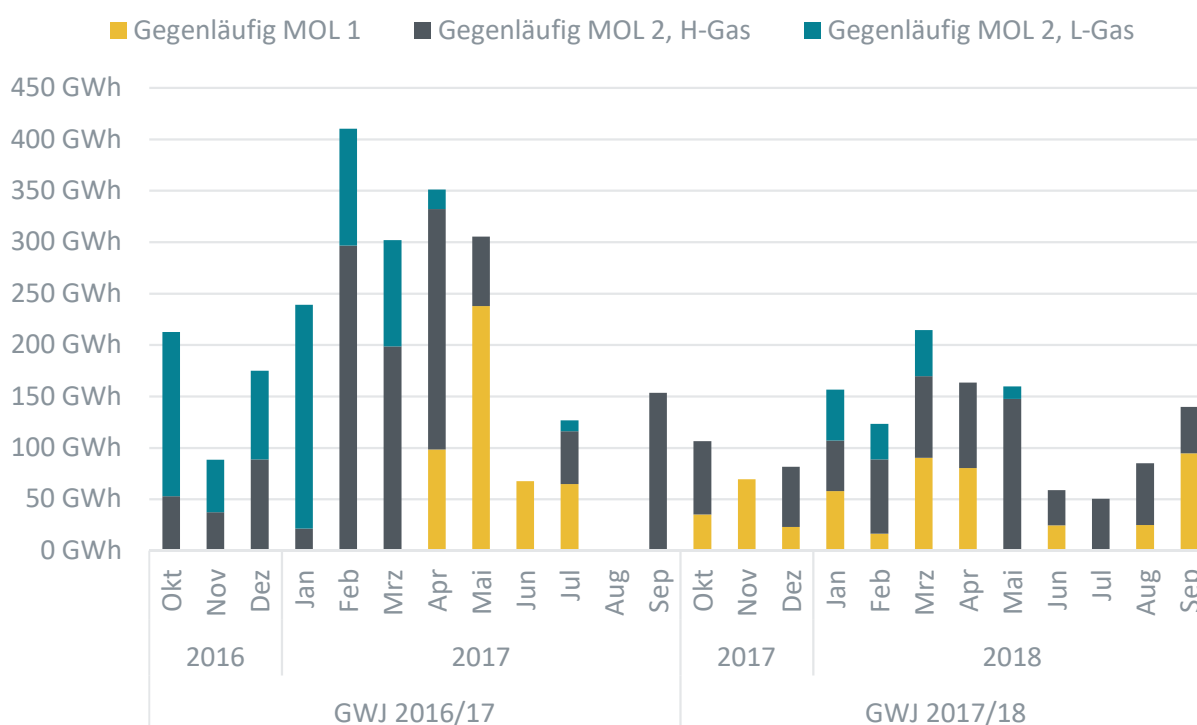


Abbildung 16: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (RoD, Monatsbasis)

4.2. ENTWICKLUNG DER AGGREGIERTEN FLEXIBILITÄTSMENGEN

Die bilanzielle Flexibilitätsumme stellt die Tagessumme der über die Toleranz hinausgehenden kumulierten stündlichen Bilanzkreisabweichungen dar. Auf diese Menge wird ein Flexibilitätskostenbeitrag erhoben, der sich aus der durchschnittlichen Preisdifferenz gegenläufiger Regelenenergiegeschäfte eines Gastages innerhalb des MOL-Rangs 1 ergibt. Die bilanziellen Flexibilitätsummen werden somit nur an Gastagen abgerechnet, an denen ein gegenläufiger Regelenenergieeinsatz innerhalb des MOL-Rangs 1 aufgetreten ist.

Aufgrund der vormals stark eingeschränkten tatsächlichen Möglichkeit zur Beschaffung von Regelenenergie im MOL-Rang 1 fiel im GWJ 16/17 erstmals im April 2017 ein abrechnungsrelevanter Flexibilitätskostenbeitrag an. Das hohe Niveau der Inanspruchnahme des untertägigen Flexibilitätssystems hielt für wenige Monate an und fiel dann zum Ende des GWJ wieder deutlich ab. Im Vergleich dazu sind die Flexibilitätsummen und Flexibilitätskostenbeiträge im GWJ 17/18 deutlich gleichmäßiger über das Jahr verteilt. So fallen im Durchschnitt an drei Tagen je Monat Flexibilitätskostenbeiträge an, welche über alle BKV des Marktgebiets aggregiert weniger als 100.000 EUR pro Monat ausmachen. Es lässt sich somit sagen, dass nach der Startphase des Flexibilitätskostensystems im GWJ 16/17 mittlerweile eine gewisse Kontinuität eingetreten ist, was zu dem tendenziell sinkenden Niveau des gegenläufigen Regelenenergieeinsatzes im GWJ 17/18 beigetragen haben könnte. Inwiefern die Situation gegen Ende des GWJ anders zu bewerten ist, bleibt abzuwarten. Auf Basis der aktuellen Datenlage lassen sich hierzu derzeit keine Aussagen treffen.

In Abbildung 17 werden auf Monatsbasis die aggregierten Flexibilitätsummen für die GWJ 16/17 und 17/18 dargestellt. Abbildung 18 zeigt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh.

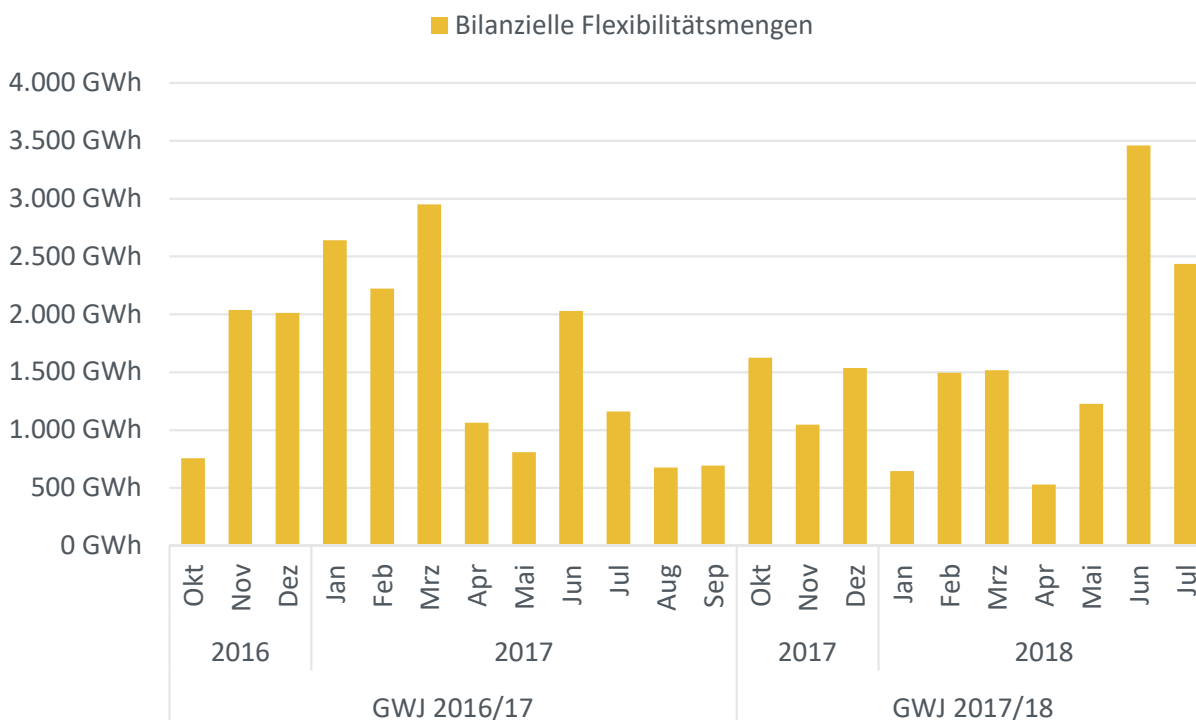


Abbildung 17: Aggregierte bilanzielle Flexibilitätsummen (Monatsbasis)

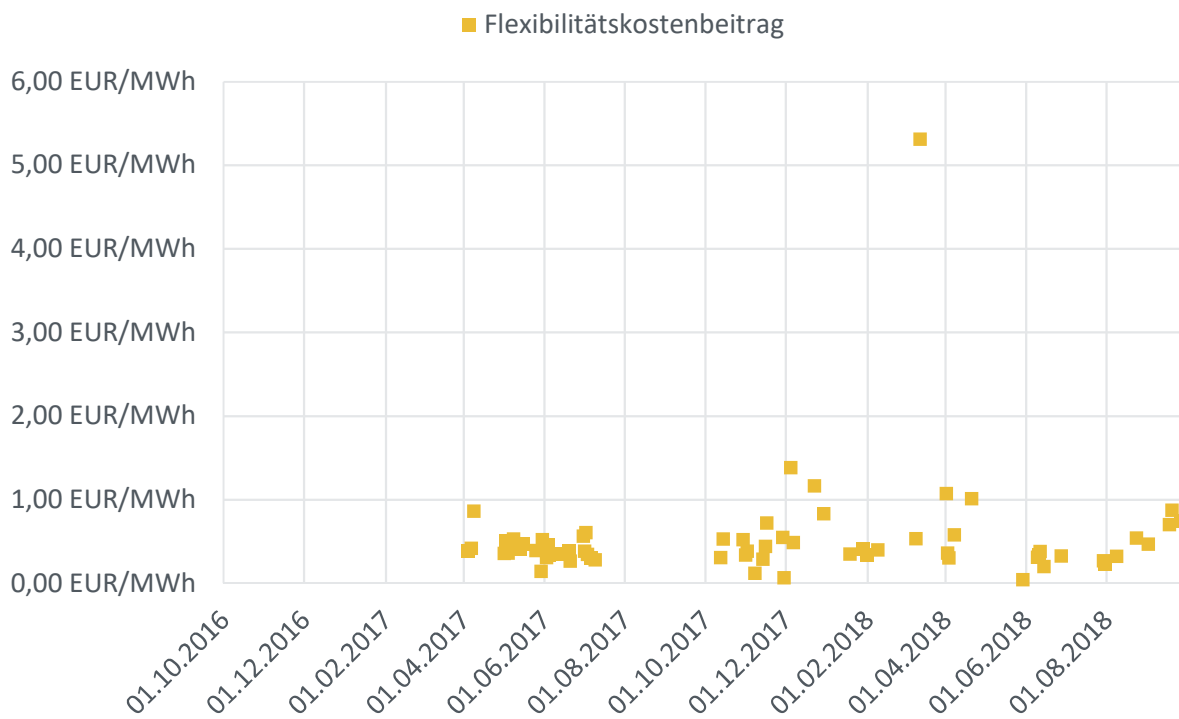


Abbildung 18: Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)

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

5.1. LONG TERM OPTIONS (RoD, DA)

Das bilaterale langfristige Regelenergieprodukt „Long Term Options“ (LTO) dient der langfristigen Absicherung von Regelenergiebedarfen. An den Ausschreibungen für LTO-Bedarfe können BKV nach erfolgreicher Präqualifizierung als bilateraler Regelenergieanbieter teilnehmen. Die Angebotsabgabe sowie der Zuschlagsprozess erfolgen über die bilaterale Ausschreibungsplattform der NCG. Im Folgenden werden jeweils die bis zum 31. Dezember 2017 sowie ab dem 1. Januar 2018 eingesetzten Produktvarianten dargestellt.

PRODUKTBESCHREIBUNG BIS 31. DEZEMBER 2017

In den Produktvarianten RoD und DA beinhaltet das LTO-Produkt die Möglichkeit des Kaufs bzw. Verkaufs von Gasmengen durch NCG während des gesamten Ausschreibungszeitraums und dient zur Absicherung von sogenannten dynamischen Effekten in den einzelnen Regelenergiezonen sowie zur Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß BMWi-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 5.5). 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 Stunde 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 betroffenen Regelenergiezonen in ihrem Marktgebiet durch. Die Ausschreibungsbedarfe werden gemäß den Anforderungen der 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 den vergangenen Jahren hat sich gezeigt, dass die zur Absicherung der dynamischen Effekte und nach BMWi-Eckpunktepapier erforderlichen LTO-Bedarfe vollumfänglich über die Produktvariante RoD abgedeckt werden können; die Produktvariante DA wurde daher zum 1. Januar 2018 abgeschafft. Weiterhin gab es zu diesem Datum auch Anpassungen bei der Produktvariante RoD.

PRODUKTBESCHREIBUNG AB 1. JANUAR 2018

Zum 1. Januar 2018 wurden die LTO-Produktvariante RoD und das bis dahin bestehende DSM-Produkt zu einem gemeinsamen Regelenenergieprodukt verschmolzen. Das DSM-Produkt war zum 1. Dezember 2016 eingeführt worden und bot Regelenenergieanbietern die Möglichkeit, das Abschaltpotenzial industrieller Letztverbraucher im Regelenenergiemarkt zur Verfügung zu stellen. Im Frühjahr 2017 wurden die bis dahin erfolgten DSM-Ausschreibungen gemeinsam durch die MGV, das BMWi und die BNetzA evaluiert und ein Anpassungsbedarf festgestellt.

Anbieter können nun im Fall des Abrufs der Produktvariante RoD auch RLM-Ausspeisepunkte zur Bewirkung des physischen Effekts nutzen. Um die Bereitschaft und operative Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt für industrielle Endverbraucher zu erhöhen, wurde zudem die Anzahl der möglichen Abruftage innerhalb eines Vorhaltezeitraums beschränkt und die Möglichkeit zum „Pooling“ verschiedener Flexibilitätsquellen gegeben. Durch die Aufnahme der RLM-Regelung in die Produktvariante RoD ist es nun auch industriellen Endverbrauchern möglich, ein Angebot zur Leistungsvorhaltung gegen Zahlung eines Leistungspreises zu unterbreiten.

Für das neue LTO-Gesamtprodukt können somit Angebote für eine Leistungsvorhaltung innerhalb einer Regelenenergie(teil-)zone abgegeben werden, die im Falle eines Abrufs an allen nominierbaren Ein- und Ausspeisepunkten sowie an RLM-Ausspeisepunkten der jeweiligen Regelenenergie(teil-)zone erfüllt werden können. Im Zuge der Weiterentwicklung wurden ebenfalls die Rahmenbedingungen der langfristigen L-Gas-Regelenenergieausschreibungen angepasst. Die wesentliche Änderung hierbei war, dass für LTO-Bedarfe im L-Gas die Leistungsvorhaltung und -erfüllung an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden ausgeschlossen wurde. Grund hierfür war unter anderem die Möglichkeit zur eigenen Beschaffung am TTF auch in Spitzenlastsituationen.

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

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

Tabelle 4: LTO-Produktparameter für die Produktvariante RoD

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Im Folgenden werden für die verschiedenen LTO-Ausschreibungszeiträume für die Produktvariante RoD⁸ die lokalen Regelenenergiebedarfe sowie die zugehörigen Ausschreibungsergebnisse aufgeführt.

Im Rahmen der Ausschreibungen für die Monate Januar, Februar und März 2018 ergab sich bei der kostenoptimalen Kontrahierung aufgrund der variablen Losgrößen teilweise eine leichte Überdeckung des ursprünglich ausgeschriebenen Bedarfs. In allen anderen Ausschreibungszeiträumen konnte der ausgeschriebene Bedarf genau gedeckt werden.

Die insgesamt aus der Kontrahierung von LTO in der Produktvariante RoD entstandenen Leistungskosten sind in der nachfolgenden Tabelle für das GWJ 16/17 und das GWJ 17/18 zusammengefasst. Die Einzelergebnisse für das GWJ 17/18 je Ausschreibungszeitraum und Bedarfsrichtung (SystemBuy/SystemSell) folgen im Anschluss.

	GWJ 16/17		GWJ 17/18	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
LTO RoD	5.405.977,42 €	994.097,14 €	11.516.032,17 €	1.735.551,36 €
Zonal	3.242.454,42 €	994.097,14 €	11.516.032,17 €	1.735.551,36 €
Speicher	2.163.523,00 € ⁹			

Tabelle 5: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO RoD)

⁸ Produktvariante DA wurde auch vor Abschaffung zum 1. Januar 2018 nicht ausgeschrieben.

⁹ Für den Zeitraum vom 15. Februar bis 1. März 2017 fand im GWJ 16/17 eine Sonderausschreibung statt, in deren Rahmen LTO-Leistungen ausschließlich an Speichern ausgeschrieben wurden (zum Hintergrund siehe Kapitel 6 des Regelenenergieberichts für das GWJ 16/17).

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis ¹⁰ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	3.790	13.380	3.790	1.019.891 €	17,68 €
Jan. 2018	9.854	23.979	9.869	2.756.898 €	19,98 €
Feb. 2018	9.854	20.829	9.869	3.141.637 €	20,19 €
Mrz. 2018	9.854	20.249	9.869	4.597.607 €	20,28 €
Q2 2018	-	-	-	-	-
Q3 2018	-	-	-	-	-

Tabelle 6: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Gesamt) ¹¹

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	2.470	7.450	2.470	823.379 €	17,58 €
Jan. 2018	5.253	10.380	5.260	1.206.550 €	20,20 €
Feb. 2018	5.253	7.650	5.260	1.587.419 €	20,35 €
Mrz. 2018	5.253	6.220	5.260	2.561.411 €	20,60 €
Q2 2018	-	-	-	-	-
Q3 2018	-	-	-	-	-

Tabelle 7: LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Zone: HS)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	1.320	5.930	1.320	196.512 €	17,87 €
Jan. 2018	1.308	5.720	1.310	76.668 €	18,41 €
Feb. 2018	1.308	5.310	1.310	76.668 €	18,41 €
Mrz. 2018	1.308	5.310	1.310	76.668 €	18,41 €
Q2 2018	-	-	-	-	-
Q3 2018	-	-	-	-	-

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

¹⁰ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf unserer Webseite veröffentlicht, dort allerdings nicht anbieterscharf: <https://www.net-connect-germany.com>

¹¹ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los zwecks Übersichtlichkeit verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	-	-	-	-	-
Jan. 2018	1.333	3.939	1.339	791.805 €	19,61 €
Feb. 2018	1.333	3.929	1.339	748.916 €	19,34 €
Mrz. 2018	1.333	4.779	1.339	803.330 €	19,28 €
Q2 2018	-	-	-	-	-
Q3 2018	-	-	-	-	-

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ¹² (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	-	-	-	-	-
Jan. 2018	1.960	3.920	1.940	678.234 €	20,56 €
Feb. 2018	1.960	3.920	1.940	724.738 €	21,36 €
Mrz. 2018	1.960	3.920	1.940	1.152.500 €	21,17 €
Q2 2018	-	-	-	-	-
Q3 2018	-	-	-	-	-

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

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ¹³ (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	-	-	-	-	-
Jan. 2018	1.960	20	20	3.641 €	20,65 €
Feb. 2018	1.960	20	20	3.896 €	20,74 €
Mrz. 2018	1.960	20	20	3.698 €	20,62 €
Q2 2018	-	-	-	-	-
Q3 2018	-	-	-	-	-

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

¹² Der Regelenergiebedarf für die Bereitstellung von L-Gasmengen wurde gemeinsam für die Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost ausgeschrieben.

¹³ Siehe Fußnote 12

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	-	-	-	-	-
Q1 2018	-	-	-	-	-
Q2 2018	3.440	13.190	3.440	1.173.603 €	18,77 €
Q3 2018	2.120	8.661	2.120	561.949 €	22,31 €

Tabelle 12: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	-	-	-	-	-
Q1 2018	-	-	-	-	-
Q2 2018	2.060	8.030	2.060	562.906 €	18,82 €
Q3 2018	2.120	8.661	2.120	561.949 €	22,31 €

Tabelle 13: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Zone: HS)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	-	-	-	-	-
Q1 2018	-	-	-	-	-
Q2 2018	1.380	5.160	1.380	610.697 €	18,64 €
Q3 2018	-	-	-	-	-

Tabelle 14: LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Zone: HN)

EINSATZHÄUFIGKEIT

Im GWJ 17/18 wurden kontrahierte LTOs in der Produktvariante RoD aufgrund von LTO-Testabrufen (siehe dazu Kapitel 5.3.) sowie aufgrund geplanter Wartungsarbeiten an der Börse abgerufen.

Die Anzahl der Tage, an denen ein Einsatz erfolgte, kann der nachfolgenden Tabelle 15 entnommen werden. Die abgerufenen Mengen sind in Tabelle 16 aufgeführt.

MOL 4	GWJ 16/17		GWJ 17/18	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abruftage	0	2	2	0

Tabelle 15: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO RoD)

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Mrz. 2018	38.440	763.148,80 €	-	-

Tabelle 16: LTO RoD (abgerufene Mengen)

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

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

5.2. LONG TERM OPTIONS (HOURLY)

PRODUKTBESCHREIBUNG

Das bilaterale langfristige Regelenergieprodukt 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 im Abruffall bis zum Beginn der Leistungserbringung beträgt mindestens drei Stunden. Der Ausschreibungsprozess sowie die Art der Preisstellung durch die Anbieter sind analog zur LTO-Produktvariante RoD ausgestaltet (siehe Kapitel 5.1).

In Tabelle 17 werden die einzelnen LTO-Produktparameter für die 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-Produktparameter für die Produktvariante Hourly

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Im Folgenden werden für die einzelnen Ausschreibungszeiträume die stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebedarfe sowie die Ausschreibungsergebnisse je GÜP aufgeführt.

Die insgesamt aus der Kontrahierung von LTO in der Produktvariante Hourly entstandenen Leistungskosten sind in der nachfolgenden Tabelle für das GWJ 16/17 und das GWJ 17/18 zusammengefasst. Die Einzelergebnisse je Ausschreibungszeitraum, GÜP und Bedarfsrichtung (SystemBuy/SystemSell) folgen im Anschluss.

	GWJ 16/17		GWJ 17/18	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
LTO Hourly	16.497.597,65 €	10.421.300,85 €	16.490.206,80 €	8.308.607,88 €
Winterswijk/Vreden	3.939.477,50 €	2.806.704,70 €	4.357.142,20 €	2.691.162,90 €
Zevenaar/Elten	12.558.120,15 €	7.614.596,15 €	12.133.064,60 €	5.617.444,98 €

Tabelle 18: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO Hourly)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹⁴ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	1.050	4.100	1.050	1.073.450 €	17,66 €
Q1 2018	1.050	3.000	1.050	1.176.748 €	19,47 €
Q2 2018	1.050	3.300	1.050	1.058.154 €	19,11 €
Q3 2018	1.050	3.550	1.050	1.048.790 €	22,22 €

Tabelle 19: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemBuy (Zusammenfassung)¹⁵

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹⁶ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	1.050	4.200	1.050	562.958 €	17,92 €
Q1 2018	1.050	2.700	1.050	657.095 €	19,58 €
Q2 2018	1.050	3.400	1.050	676.594 €	18,68 €
Q3 2018	1.050	3.750	1.050	794.516 €	21,89 €

Tabelle 20: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: SystemSell (Zusammenfassung)¹⁷

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	3.150	9.800	3.150	3.089.218 €	17,66 €
Q1 2018	3.150	8.800	3.150	3.378.758 €	19,21 €
Q2 2018	3.150	10.270	3.150	2.974.010 €	18,98 €
Q3 2018	3.150	11.650	3.150	2.691.079 €	22,15 €

Tabelle 21: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2017	3.150	11.930	3.150	1.351.269 €	17,84 €
Q1 2018	3.150	13.600	3.150	1.366.531 €	19,18 €
Q2 2018	3.150	12.100	3.150	1.497.342 €	17,93 €
Q3 2018	3.150	13.750	3.150	1.402.302 €	21,91 €

Tabelle 22: LTO Hourly Elten/Zevenaar: SystemSell (Zusammenfassung)

¹⁴ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf unserer Webseite veröffentlicht, dort allerdings nicht anbieterscharf: <https://www.net-connect-germany.com>

¹⁵ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde zwecks Übersichtlichkeit auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der NCG-Webseite veröffentlicht: <https://www.net-connect-germany.com>.

¹⁶ Siehe Fußnote 14.

¹⁷ Siehe Fußnote 15.

EINSATZHÄUFIGKEIT

Die Anzahl der Tage, an denen im GWJ 17/18 kontrahierte LTOs in der Produktvariante Hourly abgerufen wurden, ist der folgenden Tabelle 23 zu entnehmen. Abbildung 19 stellt die in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen über beide GÜPs dar. Tabelle 24 und Tabelle 25 stellen die in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen je GÜP dar.

MOL 4	GWJ 16/17		GWJ 17/18	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abruftage	5	9	4	5

Tabelle 23: Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)

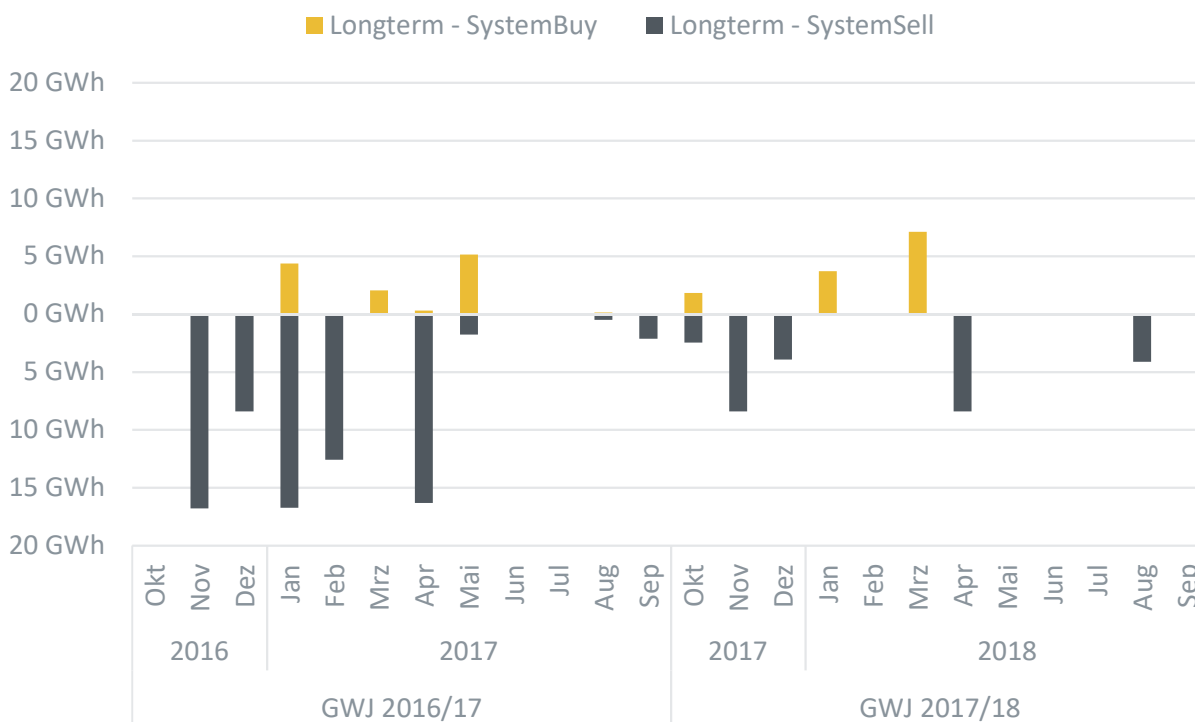


Abbildung 19: Externe Regelernergie – Long Term Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis)¹⁸

¹⁸ Inkl. LTO-Testabrufe in der Produktvariante Hourly

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2017	1.030	18.128,30 €	1.600	28.670,00 €
Nov. 2017	-	-	6.300	112.400,00 €
Dez. 2017	70	1.234,80 €	3.150	56.200,00 €
Jan. 2018	3.150	60.498,50 €	-	-
Feb. 2018	-	-	-	-
Mrz. 2018	5.310	100.222,70 €	-	-
Apr. 2018	-	-	6.760	123.368,00 €
Mai 2018	-	-	-	-
Juni 2018	-	-	-	-
Juli 2018	-	-	-	-
Aug. 2018	-	-	2.580	56.969,80 €
Sep. 2018	-	-	-	-

Tabelle 24: LTO Hourly Elten/Zevenaar: Abgerufene Mengen¹⁹

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2017	790	13.927,50 €	850	15.235,50 €
Nov. 2017	-	-	2.100	37.627,00 €
Dez. 2017	-	-	790	14.162,10 €
Jan. 2018	560	10.794,10 €	-	-
Feb. 2018	-	-	-	-
Mrz. 2018	1.810	35.162,50 €	-	-
Apr. 2018	-	-	1.650	31.268,70 €
Mai 2018	-	-	-	-
Juni 2018	-	-	-	-
Juli 2018	-	-	-	-
Aug. 2018	-	-	1.530	33.821,30 €
Sep. 2018	-	-	-	-

Tabelle 25: LTO Hourly Vreden/Winterswijk: Abgerufene Mengen²⁰

¹⁹ Siehe Fußnote 18

²⁰ Siehe Fußnote 18

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 der entsprechenden 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 17/18 jedoch mindestens monatlich aufgetretenen Wartungen oder ungeplanten Börsenausfällen kann derzeit keine Reduzierung von LTO in der Produktvariante Hourly vorgenommen werden. In Tabelle 26 sind die Wartungen und ungeplanten Börsenausfälle an der PEGAS im GWJ 17/18 mit der jeweiligen Dauer aufgeführt.

Tag des Ausfalls	Von (Uhrzeit)	Bis (Uhrzeit)	Dauer (Stunden:Minuten)	Geplant/ungeplant
06.10.2017	11:52	12:14	00:22	Ungeplant/nicht bekannt
17.10.2017	19:44	21:01	01:17	Geplant/bekannt
31.10.2017	04:11	05:51	01:40	Ungeplant/nicht bekannt
14.11.2017	19:40	22:30	02:50	Geplant/bekannt
18.12.2017	19:49	20:44	00:55	Geplant/bekannt
18.12.2017	21:22	21:41	00:19	Ungeplant/nicht bekannt
09.01.2018	09:33	10:30	00:57	Ungeplant/nicht bekannt
01.02.2018	19:44	20:44	01:00	Geplant/bekannt
11.03.2018	04:44	07:29	02:45	Ungeplant/nicht bekannt
13.03.2018	19:40	22:30	02:50	Geplant/bekannt
10.04.2018	19:40	22:15	02:35	Geplant/bekannt
15.05.2018	19:30	20:40	01:10	Geplant/bekannt
12.06.2018	19:44	20:44	01:00	Geplant/bekannt
20.06.2018	01:41	02:20	00:39	Ungeplant/nicht bekannt
10.07.2018	19:44	20:44	01:00	Geplant/bekannt
14.08.2018	19:44	00:30	04:46	Geplant/bekannt
04.09.2018	19:44	20:44	01:00	Geplant/bekannt

Tabelle 26: Übersicht über Börsenausfälle im GWJ 17/18

5.3. DURCHFÜHRUNG VON LONG-TERM-OPTION-TESTABRUFEN

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

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

Im GWJ 17/18 wurden LTO-Testabrufe bei insgesamt vier Regelenergieanbietern durchgeführt.

5.4. SHORT TERM BALANCING SERVICES

PRODUKTBESCHREIBUNG

Um weitere kurzfristige Regelenergiepotentiale erreichen zu können, die nicht über die standardisierten Börsenprodukte bzw. das LTO-Produkt erreicht werden können, hat NCG zum 1. Januar 2018 zusätzlich das nicht-standardisierte Regelenergieprodukt „Short Term Balancing Services“ (STB) im MOL-Rang 4 eingeführt.

Das kurzfristige Regelenergieprodukt STB beinhaltet die Bereitstellung bzw. Übernahme von Gasmengen als konstante Stundenleistung ab der abgerufenen Stunde jeweils bis zum Ende des Gastages, d. h. für einen Zeitraum von mindestens einer Stunde bis maximal 24 Stunden pro Gastag²¹. Es kann nur im Rahmen von kurzfristigen Ausschreibungen der NCG angeboten werden. Die Regelenergieanbieter werden über die kurzfristige Ausschreibung des Regelenergieproduktes STB durch NCG informiert.

Regelenergieanbieter können über das STB-Produkt auch aktuelle Flexibilitäten des Verbrauchs von industriellen Endverbrauchern anbieten, die sie aufgrund der fest vorgegebenen Produktparameter des LTO-Produktes (insbesondere der Vorlaufzeit von 3 Stunden ab Abruf) nicht über dieses gesichert anbieten können. Wie beim Regelenergieprodukt LTO können für das STB-Produkt auch andere Flexibilitätsquellen wie z. B. Speicheranschlusspunkte oder Grenzübergangspunkte für eine Angebotsstellung genutzt werden. Es ist Regelenergieanbietern darüber hinaus möglich, verschiedene Flexibilitätsquellen zu „poolen“, um die Anforderungen zu erfüllen.

Die wichtigsten Produktparameter sind in der nachfolgenden Tabelle 27 zusammengefasst.

STB-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Mind. 10 MWh/h je Los (danach ganzzahlig bis max. 1.000 MWh/h)
Übergabeort	Alle Punkte (GÜP, MÜP, Speicher, RLM) innerhalb der ausgeschriebenen Regelenergie(teil-)zone: H-Gas Nord, H-Gas Mitte, H-Gas Süd, L-Gas West, L-Gas Ost
Preis	Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	Kurzfristig im jeweils ausgeschriebenen Zeitraum
Abrufkriterium	Bei kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung bzw. bei technischer Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge
Vorlaufzeit	Flexibel vom Anbieter wählbar (1 bis 23 Stunden)

Tabelle 27: STB-Produktparameter

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Das Regelenergieprodukt STB kommt grundsätzlich nur im Falle eines kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpasses oder bei einer technischen Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-

²¹ An den Tagen der Zeitumstellung sind es jeweils maximal 23 bzw. 25 Stunden.

Ränge zum Einsatz und auch dann nur, wenn es unter dem Aspekt der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig und zeitkritisch ist.

Im GWJ 17/18 war eine Ausschreibung des Regelennergieproduktes STB nicht erforderlich.

5.5. MAßNAHMEN GEMÄß ECKPUNKTEPAPIER BMWi

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

Wie in den Vorjahren erfolgten die zur Umsetzung des BMWi-Eckpunktepapiers vorgenommenen Ausschreibungen in Abstimmung mit dem BMWi. In diesem Rahmen wurde den MGV jeweils eine abzusichernde Ausschreibeleistung vorgegeben, auf die der Bedarf zur Absicherung gegen dynamische Effekte anzurechnen war; die Aufteilung auf die Regelenenergiezonen erfolgte jeweils durch die FNB des Marktgebietes.

Im GWJ 17/18 waren zusätzliche Bedarfe nach dem BMWi-Eckpunktepapier nur in den Monaten Januar bis März 2018 zu berücksichtigen. Die Ausschreibungsergebnisse sind in Kapitel 5.1 dargestellt.

6. 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).

Der Einsatz von Hourly-Regelenergieprodukten zur untertägigen Strukturierung der GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk wird in Kapitel 5.2 dargestellt.

Lokale und netzpunktscharfe Regelenergieprodukte mit RoD- und/oder DA-Lieferperiode wurden im GWJ 17/18 ausschließlich aufgrund von Börsenausfällen der Handelsplattform PEGAS zur Deckung globaler und gasqualitätsspezifischer Regelenergiebedarfe sowie im Rahmen von LTO-Testabrufen eingesetzt. Ein Einsatz lokaler Regelenergieprodukte im MOL-Rang 2 erfolgte im GWJ 17/18 nicht. Die über den MOL-Rang 4 (LTO) abgerufenen Mengen sind in Kapitel 5.1 dargestellt.

7. VERTEILUNG DER KOSTEN AUF DIE BILANZIERUNGSUMLAGEN

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

Ist eine Verteilung von Regelenergiekosten aufgrund von Netzkonten- oder Bilanzkreisschiefständen auf die Umlagekonten verursachungsgerecht möglich, erfolgt eine Anwendung des sog. Tagesschlüssels. Jahresverteilungsschlüssel werden angewendet, wenn eine Zuordnung von Kosten (z. B. für LTO-Leistungspreise) nicht eindeutig verursachungsgerecht möglich ist. Grundsätzlich wird der Jahresverteilungsschlüssel 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 Jahresverteilungsschlüssels 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 Jahresverteilungsschlüssels auf Basis des arithmetischen Mittels erfolgen.

8. BEENDIGUNG DER INTERIMSMAßNAHME (GEMÄß ART. 46 NETZKODEX GASBILANZIERUNG)

Die MGV haben 2014 im Rahmen des „Empfehlungsdokuments auf Basis der Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen“ in Ziffer 7 des Schreibens einen Antrag auf Genehmigung zur Aufrechterhaltung der bestehenden 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 wurden jedoch nicht von der Börse angeboten, so dass diese in solchen Fällen nicht als Beschaffungsinstrument genutzt werden konnte. Die BNetzA genehmigte im Rahmen der Festlegung GaBi Gas 2.0 die Weiternutzung der physikalischen Bilanzierungsplattform bis zum 16. April 2019 gemäß Art. 45 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung.

Bis zum 31. Dezember 2017 konnte NCG im MOL-Rang 3 externe Regelenergie in Form von Locational Market Transactions auf kurzfristiger Basis (RoD sowie DA) beschaffen. Als Bereitstellungs- bzw. Übernahmeort war hierbei ein physischer Ein- bzw. Ausspeisepunkt in einem vorab definierten Netzbereich vorgesehen. Hierbei handelte es sich um ein standardisiertes Produkt zur Beschaffung kurzfristiger externer Regelenergie. Die Rahmenbedingungen (Vorlaufzeit der Bereitstellung, Möglichkeit von Teilabrufen usw.) des Produktes entsprachen dabei weitestgehend den börslichen Produkten. Im GWJ 17/18 kam es zu keinem Abruf.

Aufgrund der Abschaffung der kurzfristigen bilateralen Produkte in MOL-Rang 3 mit Ablauf des 31. Dezember 2017 kann die aktuell gültige Genehmigung der physikalischen Bilanzierungsplattform zum 16. April 2019 auslaufen.

9. 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 2017 bis 31. März 2018 für Tegelen und 1. Januar 2018 bis 30. September 2018 für Haanrade und Dinxperlo durchgeführt. Zusätzlich hat NCG für die letztgenannten beiden GÜPs für den Zeitraum 1. Oktober 2018 bis 31. Dezember 2018 Gasmengen optional ausgeschrieben, für den Fall, dass virtuelle Kopplungspunkte („Virtual Interconnection Points“, nachfolgend „VIPs“) gemäß Art. 19 Abs. 9 der EU-Verordnung 2017/459 (im Folgenden „Netzkodex Kapazitätszuweisung“) nicht im vierten Quartal 2018 umgesetzt werden. NCG hat von ihrem Optionsrecht Mitte 2018 Gebrauch gemacht, als absehbar war, dass im vierten Quartal 2018 an den relevanten GÜPs keine VIPs eingeführt werden würden.

Im Mai 2017 hat NCG eine indikative Marktanfrage mit einer ausgeschriebenem Gasmenge von insgesamt 457.000 MWh für die oben angeführten Zeiträume und Teilnetze transparent veröffentlicht und diskriminierungsfrei 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. 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 2017 abzugeben. Nach Vergleich der Festpreise am relevanten Stichtag wurde das wirtschaftlichste Angebot mit einem Festpreis von 17,52 EUR/MWh seitens NCG angenommen.

Durch die oben beschriebene 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 über die Bilanzierungsumlagekonten getragen. Die Kosten für die erforderlichen Transportkapazitäten werden von den betreffenden Netzbetreibern getragen.

Sollten die in der Ausschreibung relevanten GÜPs einem VIP zugeordnet werden, wäre eine Versorgung der exterritorialen Netzgebiete über das hier beschriebene Versorgungsmodell gegebenenfalls nicht mehr möglich. Die GTS hat am 28. Juni 2018 eine Veröffentlichung mit dem Inhalt vorgenommen, dass die VIPs an der deutsch-niederländischen Grenze im ersten Quartal 2020 umgesetzt werden.

10. ENTWICKLUNG DER ENTGELTE UND UMLAGEN IM MARKTGEBIET

In der folgenden Übersicht (Tabelle 28) werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Periode bis einschließlich 30. September 2018 und ab 1. Oktober 2018 dargestellt.

Entgelte/Umlagen	Bis 30. September 2018	Ab 1. Oktober 2018
Konvertierungsentgelt (H->L)	0,45 EUR/MWh	0,45 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen
Konvertierungsumlage	0 EUR/MWh	0,15 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh	0,60 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh	1,20 EUR/MWh

Tabelle 28: Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet NCG

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweils aktuellen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage²² bzw. zu den Bilanzierungsumlagen²³ entnommen werden.

²² <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/Konvertierungsentgelt>

²³ <https://www.net-connect-germany.de/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/SLP-Bilanzierungsumlage>

11. FAZIT/ZUSAMMENFASSUNG

Der diesjährige Regelenergiebericht für das GWJ 17/18 zeigt, dass sich der Regelenergiebedarf im Vergleich zum Vorjahr auf einem konstanten Niveau bewegt. Nach den signifikanten regulatorischen Anpassungen am Bilanzierungs- und Konvertierungssystem durch die Festlegungen GaBi Gas 2.0 und die Änderungsfestlegung Konni Gas in den Jahren 2015 und 2016 lässt sich diese Entwicklung sicherlich auch auf das Einspielen einer gewissen Kontinuität im Markt zurückführen.

Nichtsdestotrotz wird das Regelenergiebedarfsniveau auch weiterhin stark durch die Inanspruchnahme des Konvertierungssystems beeinflusst, was sich auch in dem hohen Anteil von qualitätsspezifischen Regelenergieeinsätzen niederschlägt. Seit dem Wegfall des Konvertierungsentgelts in der Richtung L-Gas nach H-Gas ist insbesondere in den Sommermonaten ein sehr hoher Nutzungsgrad der bilanziellen Konvertierung in dieser Richtung zu beobachten. Dass es dennoch nicht zu einem deutlichen Anstieg des Regelenergiebedarfs kommt, liegt vorrangig an den aktiven Netzmaßnahmen der betroffenen FNB, welche die zusätzlich nominierten L-Gas-Mengen nach Können und Vermögen an den GÜPs zu den Niederlanden gegen H-Gas abtauschen. Auch in der in Bezug auf die Knappheit von L-Gas-Mengen kritischeren Gegenrichtung wird weiterhin in hohem Maße konvertiert. So findet die bilanzielle Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas insbesondere in den Hochlastphasen der Wintermonate statt und führt dann regelmäßig zu hohen kommerziellen Konvertierungsmengen.

Wie bereits in den Vorjahren erfolgt die Regelenergiebeschaffung auch weiterhin fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der Gasbörse PEGAS. Die dabei erzielten Preise entsprechen in aller Regel dem üblichen Marktpreisniveau. Nichtsdestotrotz war im betrachteten GWJ auch bei konstantem Regelenergiebedarf ein deutlicher Anstieg der Nettokosten der Regelenergiebeschaffung zu verzeichnen. Zurückzuführen ist dies insbesondere auf exorbitant hohe Regelenergiebeschaffungspreise während der extremen Kälteperiode im Februar/März 2018, welche europaweit zu einem deutlichen Anstieg der Gaspreise führte. Allein in der Woche vom 25. Februar bis zum 3. März 2018 beliefen sich die Nettokosten der Regelenergiebeschaffung auf ca. 75 Mio. EUR.

Auf Basis des BMWi-Eckpunktepapiers zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit von Dezember 2015 wurden im GWJ 17/18 erneut Anpassungen an den Regelenergieprodukten und -beschaffungsverfahren durchgeführt. Zum 1. Januar 2018 wurde das Regelenergieprodukt DSM in das langfristige Produkt LTO integriert. Zusätzlich wurde im MOL-Rang 4 das kurzfristige Flexibilitätsdienstleistungsprodukt STB eingeführt, über welches z. B. kurzfristig verfügbare Abschaltpotentiale von industriellen Endverbrauchern am Regelenergiemarkt angeboten werden können. Die Regelenergieprodukte im MOL-Rang 3, welche als Interimsmaßnahme bis April 2019 von der BNetzA genehmigt worden waren, konnten frühzeitig abgeschafft werden und sind zum 1. Januar 2018 entfallen.

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