



**NetConnect
Germany**

simply gas

JÄHRLICHER REGELENERGIEBERICHT NACH GABI GAS 2.0

Stand November 2016

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung	7
2.	Einsatz interner Regelenergie	7
3.	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie	9
3.1.	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen.....	9
3.2.	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten.....	15
3.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Absatz 4 Netzkodex Gasbilanzierung)	21
4.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen in MOL-Rang 4	23
4.1.	Long Term Options (RoD, DA).....	23
4.2.	Long Term Options (Hourly)	27
4.3.	Regelenergieprodukt Flexibility (eingesetzt bis Mai 2016)	30
5.	Lokale Regelenergieprodukte	36
6.	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	37
7.	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi (Ausschreibungen Februar bis März 2016)	38
8.	Überprüfung der Interimsmaßnahme (gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung) ...	40
9.	Sonstige Bilanzierungstätigkeit: Versorgung exterritorialer Netzgebiete	42
10.	Fazit/Zusammenfassung	43

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Interne Regelenergie (H-Gas, Monatsbasis)	8
Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)	8
Abbildung 3: Übersicht Regelenergieprodukte.....	9
Abbildung 4: Externe Regelenergie, Mengen und Kosten/Erlöse (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)	11
Abbildung 5: Externe Regelenergie, Mengen und Kosten/Erlöse (Hour nach MOL, Monatsbasis)	12
Abbildung 6: Preise externe Regelenergie (H-Gas, DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)	13
Abbildung 7: Preise externe Regelenergie (L-Gas, DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)	14
Abbildung 8: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF, Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)	16
Abbildung 9: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)	17
Abbildung 10: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)	17
Abbildung 11: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD und DA, Monatsbasis).....	22
Abbildung 12: Externe Regelenergie, Long Term Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis)	30
Abbildung 13: Externe Regelenergie Flexibility (Vreden/Winterswijk, Leistung, Tagesbasis)	34
Abbildung 14: Externe Regelenergie Flexibility (Elten/Zevenaar, Leistung, Tagesbasis).....	34
Abbildung 15: Externe Regelenergie, lokale Mengen (nach Erfüllungsort, Monatsbasis).....	36

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht MOL-Rang Abweichungen	15
Tabelle 3: LTO RoD/DA Produktparameter	24
Tabelle 4: SystemBUY Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)	25
Tabelle 5: SystemBUY Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN).....	25
Tabelle 6: SystemBUY Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)	25
Tabelle 10: SystemSELL Longterm (Zusammenfassung, Gesamt).....	26
Tabelle 11: SystemSELL Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN)	26
Tabelle 12: SystemSELL Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS).....	26
Tabelle 16: LTO Hourly Produktparameter	28
Tabelle 17: Vreden/Winterswijk: SystemBUY (Zusammenfassung)	28
Tabelle 18: Vreden/Winterswijk: SystemSELL (Zusammenfassung)	28
Tabelle 21: Elten/Zevenaar: SystemBuy (Kontrahierung und Abruf).....	29
Tabelle 22: Elten/Zevenaar: SystemSell (Kontrahierung und Abruf)	29
Tabelle 25: Flexibility Produktparameter	32
Tabelle 26: Elten/Zevenaar (Zusammenfassung)	33
Tabelle 28: Vreden/Winterswijk (Zusammenfassung)	33
Tabelle 31: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)	38
Tabelle 32: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)	38
Tabelle 33: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LO)	39
Tabelle 34: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LW)	39
Tabelle 39: Übersicht Börsenausfälle.....	41

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BK7	Beschlusskammer 7
DA	Day Ahead
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
KW	Kalenderwoche
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
SU	Sunday
TTF	Title Transfer Facility
WD	Within Day

1. EINLEITUNG

Gemäß Tenor 9 lit. a) GaBi Gas 2.0 ist NCG als MGW für das Marktgebiet NetConnect Germany verpflichtet, der BK7 der BNetzA einmal jährlich, erstmalig ein Jahr nach Inkrafttreten der Festlegung, einen zusammenfassenden Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie in ihrem jeweiligen Marktgebiet zu übermitteln.

Der vorliegende Regelenergiebericht betrachtet das GWJ 15/16 und stellt u.a. den Einsatz interner sowie die Beschaffung externer Regelenergie entsprechend der MOL nach GaBi Gas 2.0 dar. Zusätzlich wird auch die Beschaffung von externer Regelenergie in benachbarten Marktgebieten gemäß Art. 9 Absatz 3 des Netzkodex Gasbilanzierung beschrieben. Zudem beinhaltet der Regelenergiebericht Darstellungen zur Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen sowie Beschreibungen einer möglichen Reduzierung von Flexibilitätssdienstleistungen nach Art. 8 Ziffer 6 Netzkodex Gasbilanzierung. Ebenfalls enthalten sind Auswertungen zu den Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß dem BMWi Eckpunktepapier vom 16.12.2015 und die Überprüfung der Interventionsmaßnahmen gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung. Neben den Regelenergiethemen wird auch das Abwicklungsmodell zur Versorgung von exterritorialen Netzgebieten als sonstige Bilanzierungstätigkeit im vorliegenden Bericht aufgegriffen.

2. EINSATZ INTERNER REGELENERGIE

In diesem Abschnitt wird die im Marktgebiet NetConnect Germany eingesetzte positive und negative interne Regelenergie getrennt nach den Gasqualitäten H-Gas und L-Gas für das GWJ 15/16 grafisch dargestellt. Abbildung 1 stellt den Einsatz der internen Regelenergie im H-Gas Netzgebiet und Abbildung 2 im L-Gas Netzgebiet auf Monatsbasis dar.

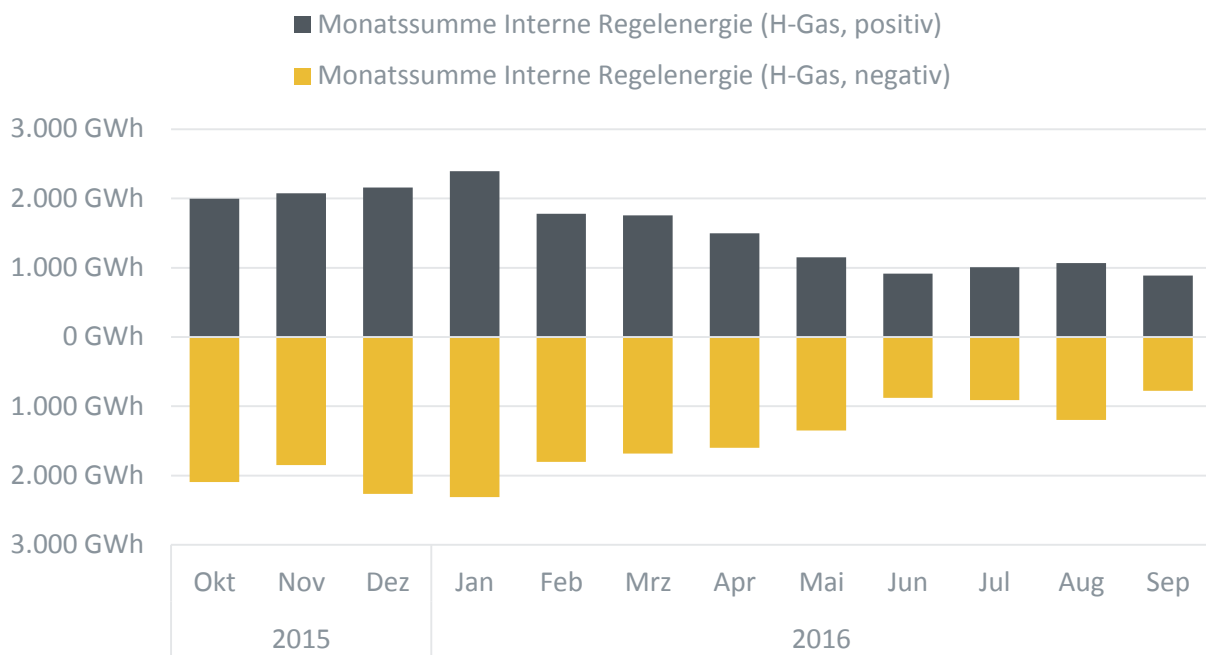


Abbildung 1: Interne Regelenergie (H-Gas, Monatsbasis)

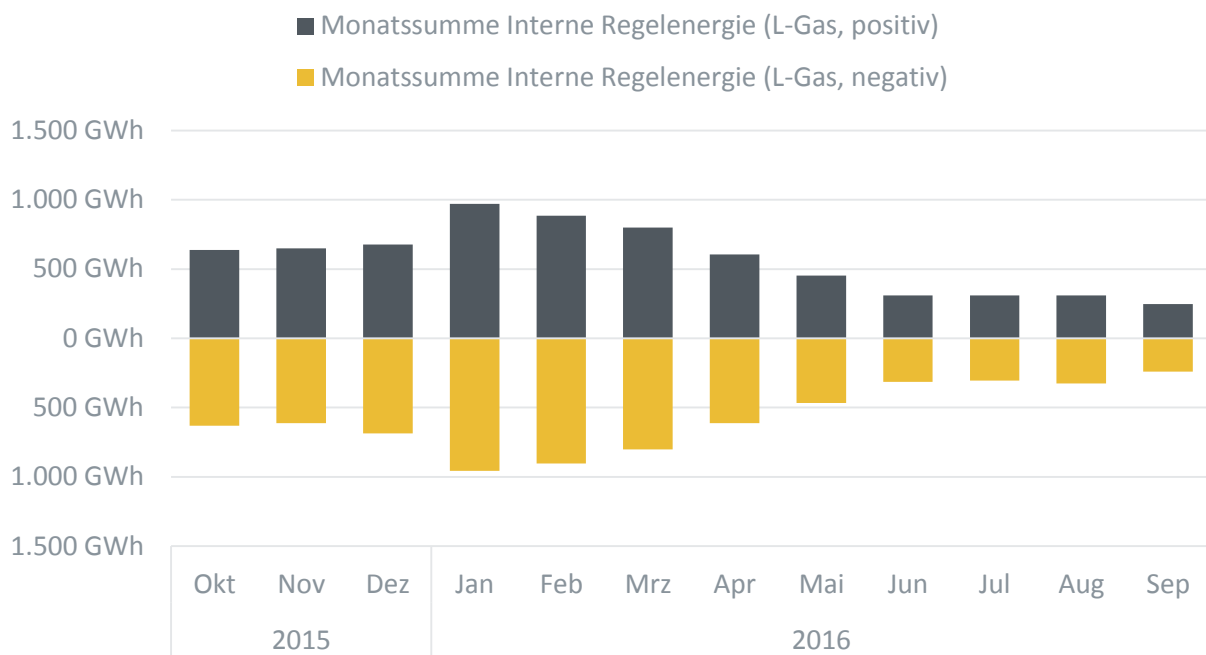


Abbildung 2: Interne Regelenergie (L-Gas, Monatsbasis)

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 externen Regelenenergiebedarfen setzt NCG eine Vielzahl von börslichen und bilateralen Regelenenergieprodukten ein. In der folgenden Abbildung 3 sind die Regelenenergieprodukte der NCG je MOL-Rang sowie je Regelenenergiebedarfskriterium dargestellt.

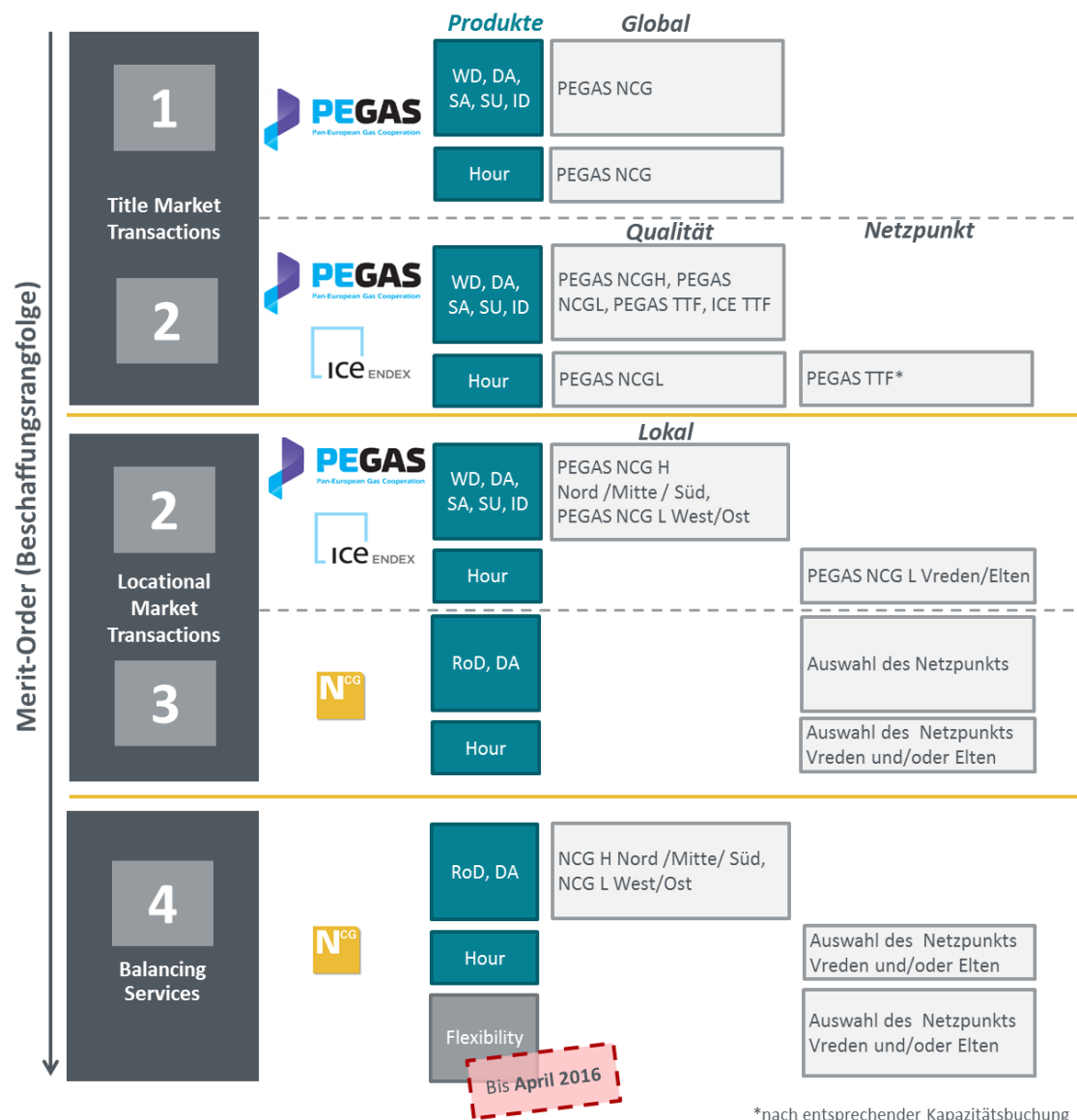


Abbildung 3: Übersicht Regelenenergieprodukte

BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN JE MOL-RANG

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

Im Vergleich zum GWJ 14/15 hat insbesondere die gasqualitätsspezifische Regelenergiebeschaffung RoD und DA im MOL-Rang 2 deutlich zugenommen. So wurden im GWJ 14/15 noch 86% der gesamten Regelenergiebedarfe über gasqualitätsspezifische Produkte mit Lieferung am VHP im MOL-Rang 2 beschafft, im GWJ 15/16 betrug der Anteil bereits 94%. Die im MOL-Rang 1 beschafften globalen Regelenergiebedarfe betrugen im GWJ 14/15 14%, im GWJ 15/16 6%. Diese Entwicklung liegt ursächlich in der deutlich gestiegenen Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung durch Marktteilnehmer und der damit erforderlichen Regelenergiebeschaffung in MOL-Rang 2 als kommerzielle Konvertierungsmaßnahme. So betrug die bilanzielle Netto-Konvertierung im GWJ 14/15 10.073 GWh (Richtung H-Gas → L-Gas), im GWJ 15/16 bereits 29.585 GWh (Richtung H-Gas → L-Gas).

Aufgrund der ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 bis 2 wurden die langfristig kontrahierten RoD Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 nicht eingesetzt. Auch wurden lediglich 0,2% der gasqualitätsspezifischen Regelenergiebedarfe über bilaterale kurzfristige Regelenergieprodukte im MOL-Rang 3 beschafft. Diese geringen Mengen mussten bilateral beschafft werden, da zu diesen Zeitpunkten geplante sowie ungeplante Börsenausfälle vorlagen und somit die Regelenergiebeschaffung über die Börse nicht möglich war.

Abbildung 4 beinhaltet ausschließlich die beschafften Regelenergieprodukte sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse in den Varianten RoD und DA auf Monatsbasis.

Ähnlich der Beschaffung von RoD- und DA-Regelenergiebedarfen konnten auch die stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebedarfe nahezu vollständig im MOL-Rang 2 beschafft werden. Über 99% der Bedarfe konnten bereits seit Ablösung des Regelenergieproduktes Flexibility im Mai 2016 über die Ende März 2016 an der PEGAS eingeführten netzpunktscharfen Orderbücher mit Lieferung an den GÜPs Zevenaar und Elten von NCG beschafft werden.

Die zur netzpunktscharfen stündlichen Regelenergiebedarfsdeckung an den GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk eingesetzten Regelenergieprodukte in der Variante Hourly werden in Abbildung 5 dargestellt.

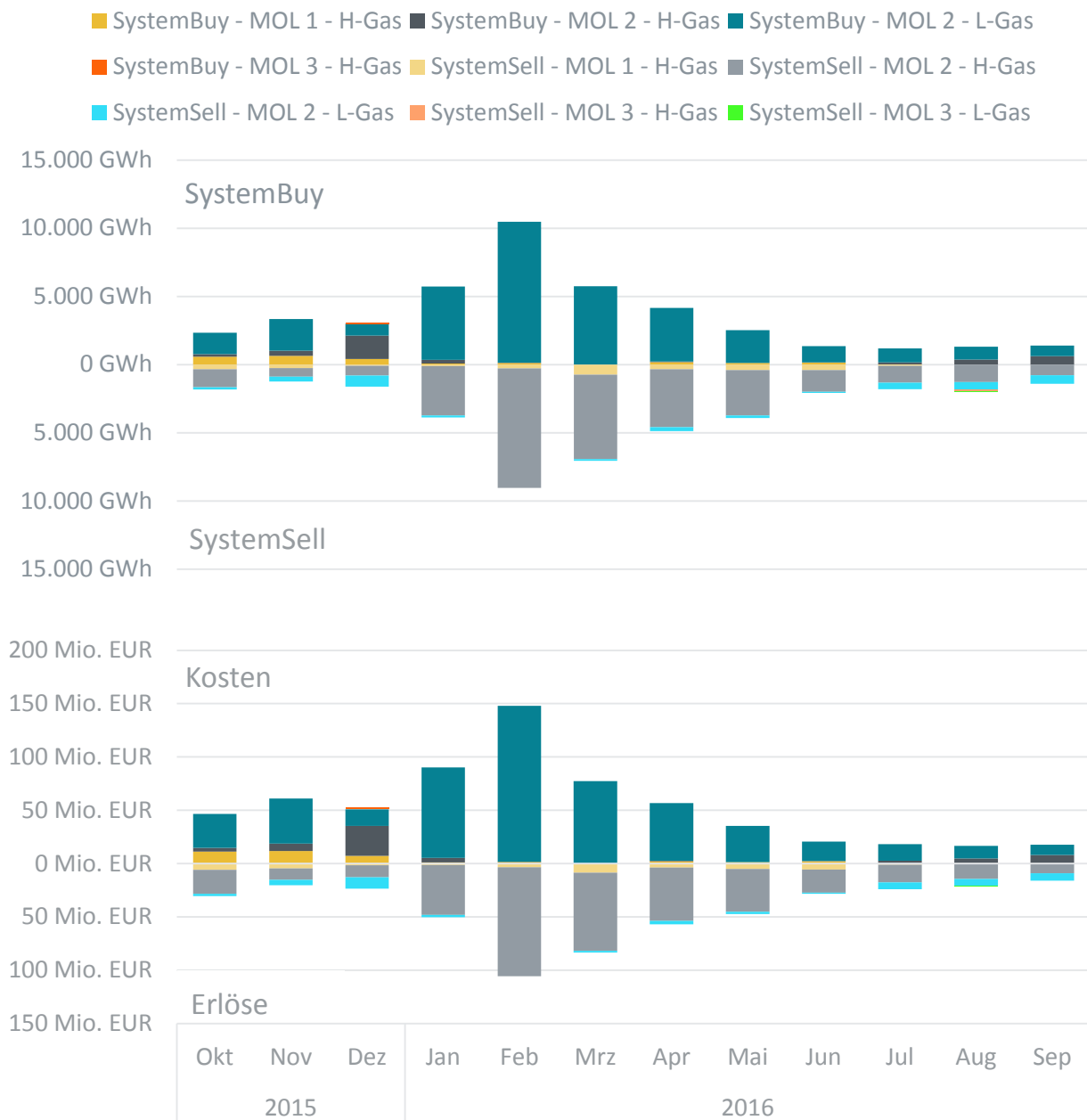


Abbildung 4: Externe Regelernergie, Mengen¹ und Kosten/Erlöse (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

¹ Inklusive Regelernergie für Konvertierungszwecke.

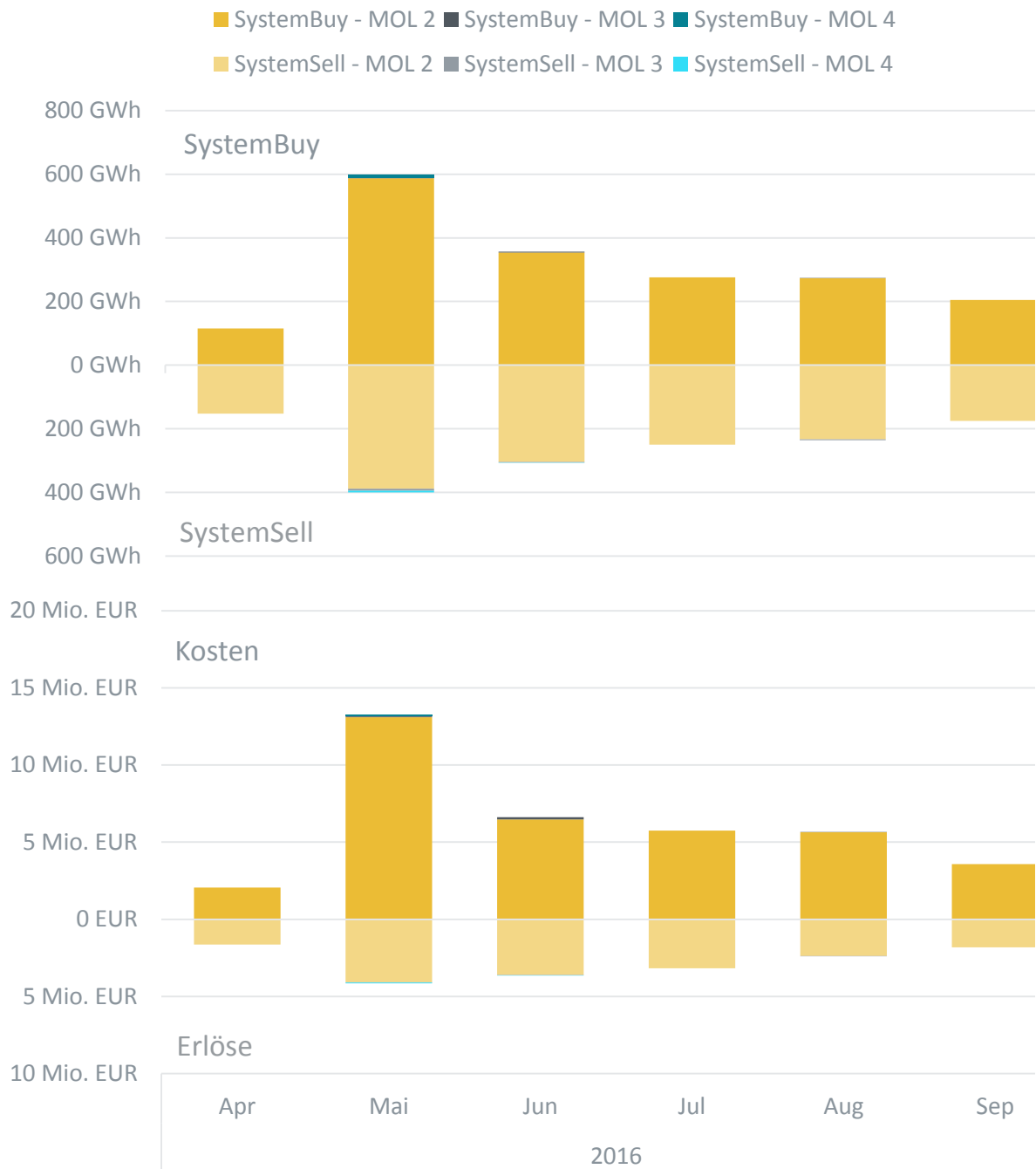


Abbildung 5: Externe Regelenergie, Mengen und Kosten/Erlöse (Hour nach MOL, Monatsbasis)

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 Regelenenergiebedarfe auf Monatsbasis dargestellt.

Festgehalten werden kann, dass die Regelenenergiebeschaffung im Betrachtungszeitraum fast ausschließlich auf Marktpreisniveau erfolgte. So lagen die durchschnittlichen mengenewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD und DA Regelenenergiebedarfe im MOL-Rang 1 und MOL-Rang 2 nahezu vollständig (97% MOL-Rang 1; 95% MOL Rang-2) innerhalb eines Preiskorridors von (+/-) 2 €/MWh zu den jeweiligen mengenewichteten Gasdurchschnittspreisen der PEGAS.

Abbildung 6 beinhaltet die Beschaffungspreise für MOL 1 und ab MOL 2 für H-Gas getrennt nach RoD und DA Regelenenergiebedarfen.⁹⁷

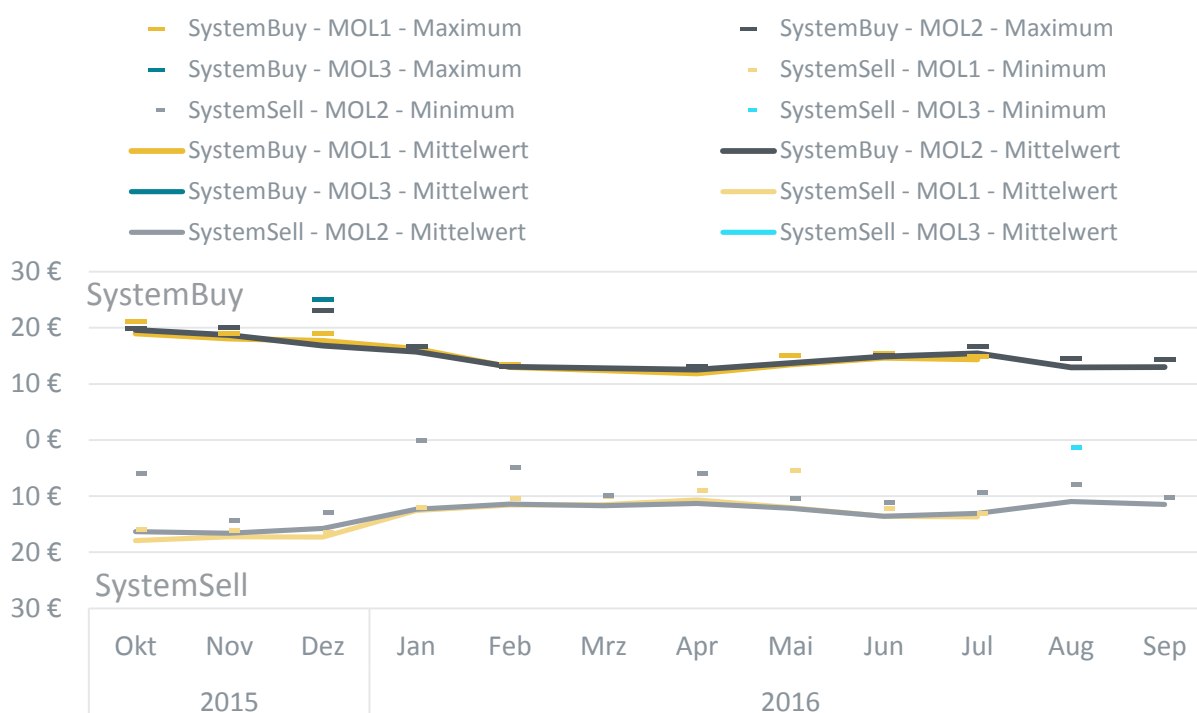


Abbildung 6: Preise externe Regelenenergie (H-Gas, DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

Abbildung 7 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 2 für L-Gas getrennt nach RoD, DA und Hour Regelenenergiebedarfen.

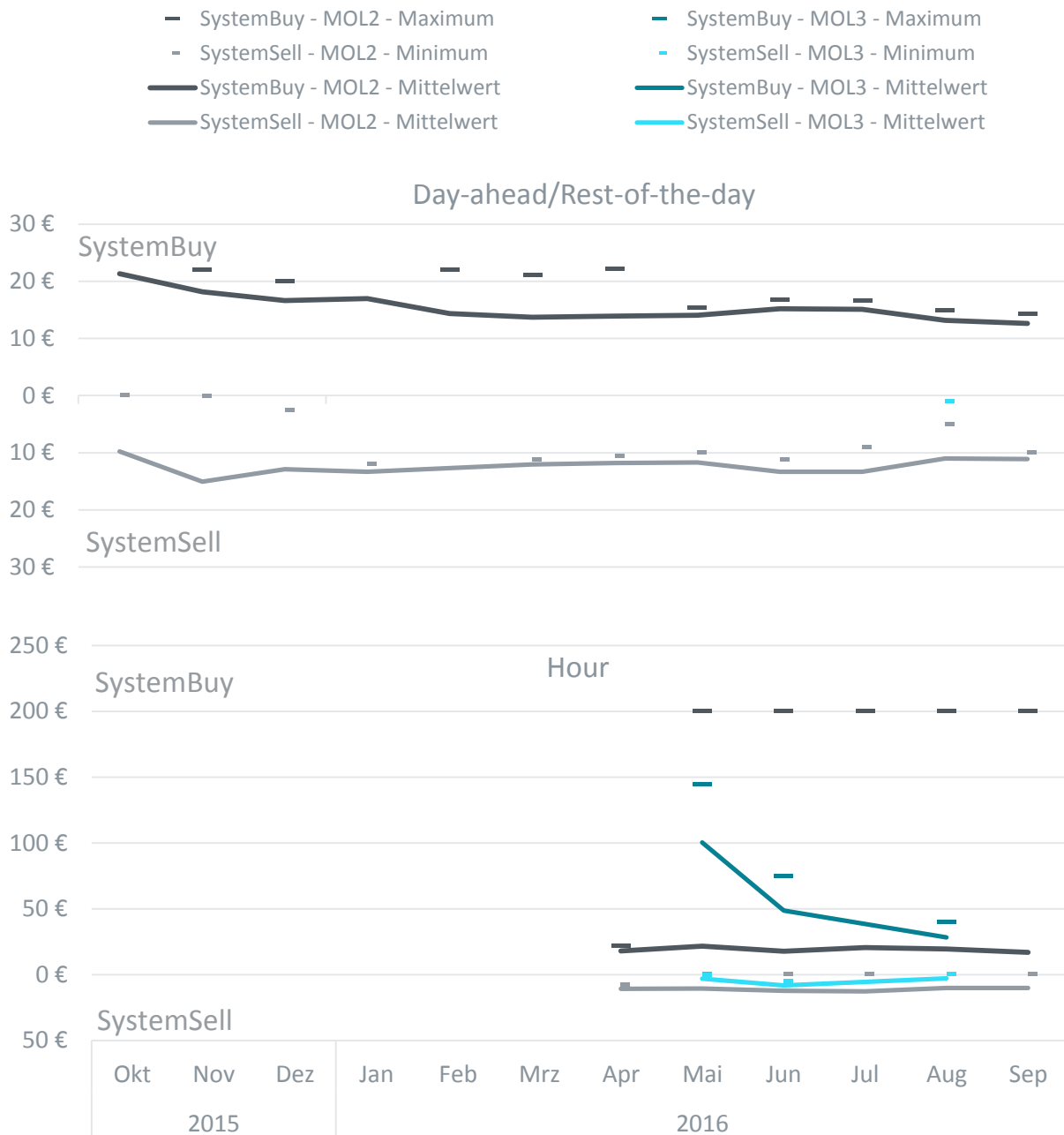


Abbildung 7: Preise externe Regelenenergie (L-Gas, DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

ABWEICHUNGEN VON DER MOL

Die Beschaffung externer Regelernergie folgt einer definierten MOL entsprechend der Festlegung GaBi Gas 2.0. In Ausnahmefällen kann es zu Abweichungen von der MOL kommen. In Tabelle 1 werden die Abweichungen der betroffenen MOL-Ränge im GWJ 15/16 beschrieben:

Datum	Abweichungs-rang	Ersatz-rang	Begründung der Abweichung
05.02.2016	MOL-Rang 1	MOL-Rang 2	Aufgrund eines operativen Fehlers wurde ein globaler SystemSell Bedarf im PEGAS NCG H Orderbuch beschafft.
28.04.2016	MOL-Rang 2	MOL-Rang 1	Aufgrund eines operativen Fehlers wurden H-Gas SystemSell Bedarfe teilweise im globalen PEGAS NCG Orderbuch beschafft.
01.05.2016	MOL-Rang 2	MOL-Rang 4	Stündlicher SystemSell Bedarf am GÜP Elten wurde aufgrund technischer Probleme über LTO Hourly Angebote im MOL-Rang 4 beschafft.
02.05.2016	MOL-Rang 2	MOL-Rang 4	Stündlicher SystemBuy und Sell Bedarf an den GÜPs Elten und Vreden wurde aufgrund technischer Probleme teilweise über LTO Hourly Angebote im MOL-Rang 4 beschafft.
03.05.2016	MOL-Rang 2	MOL-Rang 4	Stündlicher SystemSell Bedarf an den GÜPs Elten und Vreden wurde aufgrund technischer Probleme teilweise über LTO Hourly Angebote im MOL-Rang 4 beschafft.

Tabelle 1: Übersicht MOL-Rang Abweichungen

3.2. BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE IN BENACHBARTEN MARKTGEBIETEN BESCHAFFUNGSMENGEN UND KOSTEN

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) der Festlegung GaBi Gas 2.0 wurde den MGVs die Beschaffung externer Regelernergie in angrenzenden Marktgebieten genehmigt. Entsprechend kann NCG die börslichen Spotmarktprodukte der PEGAS sowie der ICE Endex mit Lieferort am niederländischen TTF zur Deckung gasqualitätsspezifischer L-Gas Regelernergiebedarfe, lokaler Regelernergiebedarfe in den Regelernergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost sowie (stündlicher) netzpunktscharfer L-Gas Regelernergiebedarfe im MOL-Rang 2 nutzen.

In Abbildung 8 werden die von NCG im GWJ 15/16 kontrahierten SystemBuy und SystemSell Regeler Energiemengen mit Lieferort TTF sowie die daraus entstandenen Kosten und Erlöse (ohne Transportkosten-Aufschläge und -Abschläge) auf Monatsbasis dargestellt.



Abbildung 8: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF, Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)

KONTRAHIERTE KAPAZITÄTEN UND NUTZUNG

In Abbildung 9 werden die Kosten für die durch NCG gebuchten Transportkapazitäten in Richtung Niederlande (Exit NCG) und in Richtung Marktgebiet NetConnect Germany (Entry NCG) auf Monatsbasis dargestellt. Die tatsächliche Inanspruchnahme der gebuchten Transportkapazitäten wird in Abbildung 10 auf Tagesbasis dargestellt.

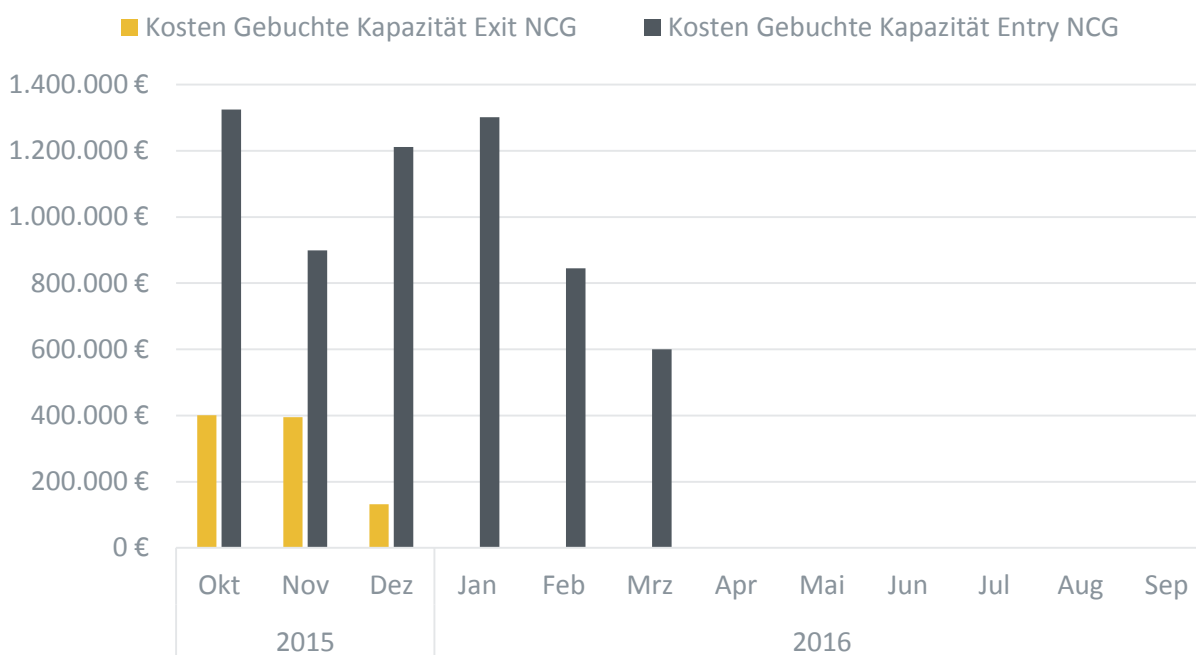


Abbildung 9: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

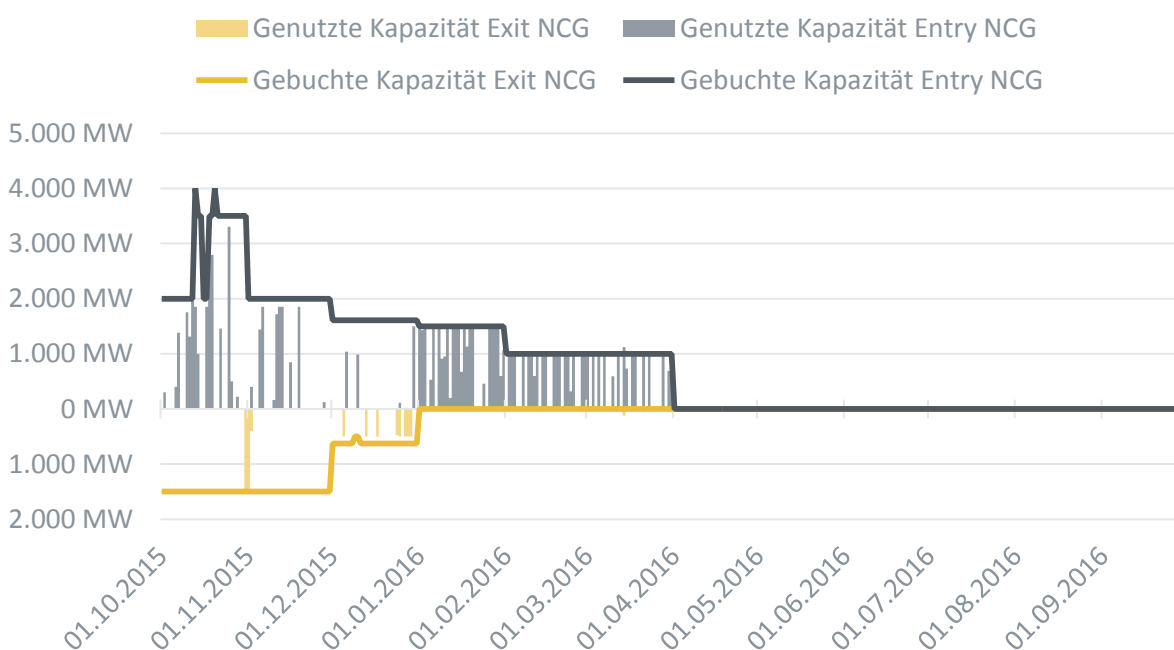


Abbildung 10: Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

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, 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.

AKTUELLE BESCHAFFUNGSMETHODIK VON KURZFRISTIGEN KAPAZITÄTSBUCHUNGEN

Mit Einführung der WD Kapazitätsprodukte an GÜPs im November 2015 können Marktteilnehmer bei untertägigen gasqualitätsspezifischen, lokalen oder netzpunktscharfen L-Gas Regelenergiebedarfen kurzfristig die erforderlichen Kapazitätsbuchungen vornehmen, um L-Gas als Regelenergie direkt im Marktgebiet NetConnect Germany gegenüber NCG anbieten zu können. Im Zuge dessen konnte NCG die Buchungshöhe von Kapazitätsprodukten auf Monatsbasis zur Absicherung gasqualitätsspezifischer und lokaler L-Gas Regelenergiebedarfe bis einschließlich März 2016 sukzessive reduzieren. Seit April 2016 werden kurzfristige Kapazitätsprodukte (WD und DA) bedarfsorientiert durch NCG gebucht. Damit entspricht NCG der Vorgabe von Art. 9 Abs. 3 des Netzkodex Gasbilanzierung.

BERECHNUNGSMETHODIK ZUR ERMITTLUNG DES TRANSPORTKOSTENAUF-SCHLAGS/-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 Transportkostenaufschläge 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 im Folgenden beschriebene Berechnungsmethodik zur Ermittlung der angemessenen Transportkosten-Aufschläge/-Abschläge wird durch NCG und GASPOOL seit 01. Oktober 2015 angewendet:

- Für die SystemBuy und SystemSell Regelenenergiebedarfe werden für einen monatlichen Anwendungsbereich Transportkosten-Aufschläge/-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/-Abschläge werden nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{Transportkosten-Aufschlag/-Abschlag} = \frac{\text{Tagesentgelt der Transportkapazitäten (EUR/MWh/h)}}{\varnothing \text{ Einsatzdauer (h)}}$$

- Ermittlung des Tagesentgeltes der Transportkapazitäten:
 - Es werden die für die jeweilige Anwendungsperiode gültigen Transportentgelte für Kapazitätsprodukte (Tagesentgelte gemäß Preisblatt) 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:
 - Für die Berechnung der Einsatzdauer werden nur Tage mit einer Inanspruchnahme gebuchter Transportkapazitäten für einen halbjährigen Gültigkeitszeitraum berücksichtigt:

$$\text{Tägliche Einsatzdauer} = \frac{\text{abgerufene Tagesmenge (MWh)}}{\text{max. abgerufene Tagesleistung (MWh/h)}}$$

- Aus den ermittelten täglichen Einsatzdauern wird eine durchschnittliche Einsatzdauer ($\varnothing$ Einsatzdauer (h): arithmetisches Mittel aus den täglichen Einsatzdauern) berechnet. Dabei wird die durchschnittliche Einsatzdauer getrennt für die Winter- (1. Oktober bis 31. März) und Sommerperiode (1. April bis 30. September) berechnet.
- Basis der Berechnung sind die Daten der jeweils letzten abgeschlossenen Winter- bzw. Sommerperiode.

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

Bei einer Beibehaltung der aktuellen Berechnungsmethodik zur Ermittlung von Transportkosten-Aufschlägen/-Abschlägen würden sich ab April 2017 für SystemBuy-Bedarfe monatliche Transportkostenaufschläge aufgrund eines einzigen Regelenergieabrufs mit Lieferort TTF ergeben. Für SystemSell-Bedarfe erfolgte seit April 2016 keinerlei Kapazitätsbuchung und somit auch keine Regelenergiebeschaffung mit Lieferort TTF. Somit könnten für zukünftige Zeiträume ab April 2017 mathematisch keine Transportkostenabschläge für diese Bedarfsrichtung berechnet werden. Um auch weiterhin einen sachgerechten Transportkosten-Aufschlag/-Abschlag unter Berücksichtigung der tatsächlichen Einsatzdauern ermitteln zu können, sollte aus Sicht der MGV die Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Transportkosten-Aufschlags/-Abschlags an die aktuelle Entwicklung angepasst werden.

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

Im Folgenden werden die monatlichen Handelsaktivitäten der NCG für Bilanzierungstätigkeiten je MOL-Rang dargestellt. Innerhalb von MOL-Rang 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie im angrenzenden 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 nach definierten Bedarfskriterien ermittelt. Sofern für ein Bedarfskriterium mehrere Handelsgeschäfte mit gleicher Laufzeit getätigt wurden, wurde für dieses Bedarfskriterium nur ein Handelsgeschäft ausgewiesen. Sofern in einer Stunde Handelsgeschäfte aufgrund von mehreren Bedarfskriterien erforderlich wurden, wurden diese jeweils als einzelne Handelsgeschäfte gewertet und 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

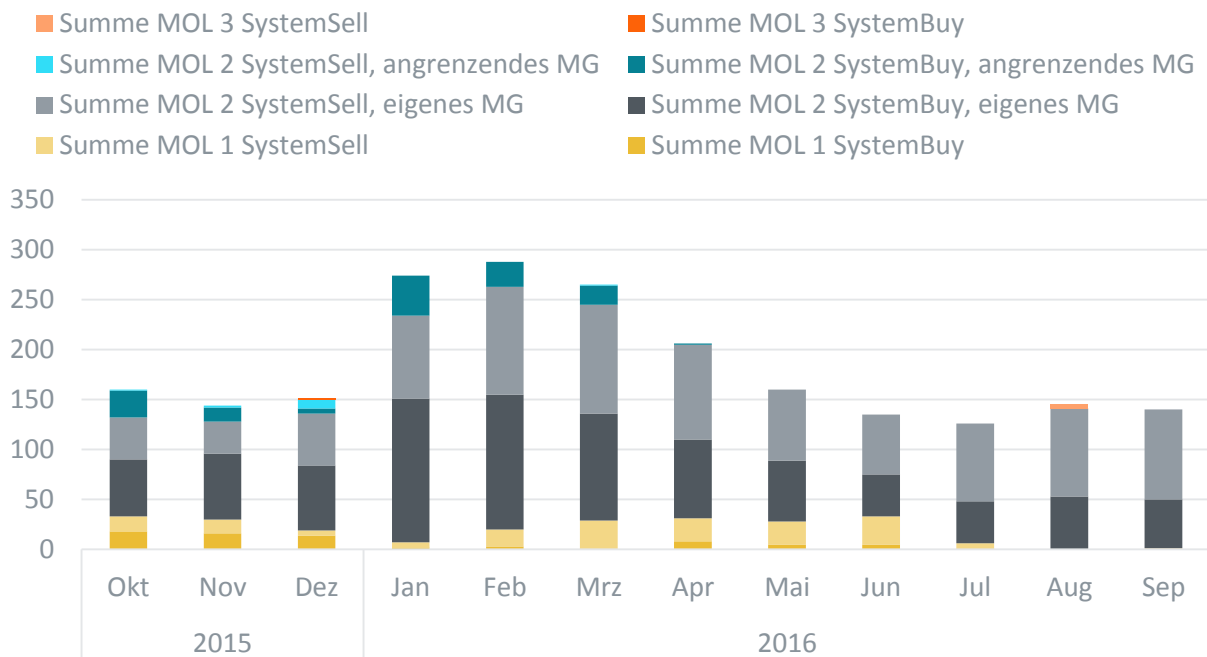


Abbildung 11: Anzahl Handelsgeschäfte (RoD und DA, Monatsbasis)

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

4.1. LONG TERM OPTIONS (RoD, DA)

PRODUKTBESCHREIBUNG

Das bilaterale langfristige Regelenergieprodukt „Commodity“ in Form von LTO 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 7). Bei den dynamischen Effekten handelt es sich um kurzfristig erforderliche Leitungsinhaltsveränderungen innerhalb einer spezifischen Regelenergiezone, die nicht über globale Produkte bewirkt werden können, da zu deren Bewirkung ein Transport der globalen Mengen in die jeweilige Regelenergiezone aufgrund der begrenzten Fließgeschwindigkeit von Gas nicht rechtzeitig sichergestellt werden kann.

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.

Zur Absicherung der o.g. dynamischen Effekte sowie Maßnahmen gemäß BMWi Eckpunktepapier führt NCG transparente Ausschreibungen für die betreffenden Regelenergiezonen durch. Die Ausschreibungsbedarfe werden gemäß der Anforderung von GaBi Gas 2.0 und 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.

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 2 werden die einzelnen LTO-Produktparameter aufgeführt:

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
Maximale Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 2: LTO RoD/DA Produktparameter

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Im Folgenden werden für die jeweiligen Ausschreibungszeiträume der LTO in der Produktvariante RoD² die lokalen Regelenergiebedarfe sowie deren Ausschreibungsergebnisse aufgeführt. Dabei wurden die Regelenergieanbieter, deren Angebote seitens NCG kontrahiert wurden, anonymisiert.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis ³ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2015	3.590	14.060	3.590	1.427.118 €	20,47 €
Q1 2016	3.370	11.260	3.370	1.195.461 €	16,98 €
Q2 2016	-	-	-	-	-
Q3 2016	-	-	-	-	-

Tabelle 3: SystemBUY Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)⁴

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2015	1.420	7.760	1.420	501.438 €	20,45 €
Q1 2016	1.310	4.190	1.310	418.251 €	16,99 €
Q2 2016	-	-	-	-	-
Q3 2016	-	-	-	-	-

Tabelle 4: SystemBUY Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2015	2.170	6.300	2.170	925.680 €	20,48 €
Q1 2016	2.060	7.070	2.060	777.210 €	16,97 €
Q2 2016	-	-	-	-	-
Q3 2016	-	-	-	-	-

Tabelle 5: SystemBUY Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)

² Produktvariante DA wurde nicht ausgeschrieben.

³ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf unserer Webseite veröffentlicht; allerdings nicht anbieterscharf: <https://www.net-connect-germany.com>

⁴ 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)
Q4 2015	-	-	-	-	-
Q1 2016	-	-	-	-	-
Q2 2016	3.170	14.170	3.170	764.162 €	12,86 €
Q3 2016	3.990	18.670	3.990	808.164 €	15,49 €

Tabelle 6: SystemSELL Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
2015/Q4	-	-	-	-	-
2016/Q1	-	-	-	-	-
2016/Q2	1.250	7.040	1.250	273.834 €	12,37 €
2016/Q3	1.630	9.210	1.630	305.138 €	15,10 €

Tabelle 7: SystemSELL Longterm (Zusammenfassung, Zone: HN)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leis- tung (MWh/h)	Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
2015/Q4	-	-	-	-	-
2016/Q1	-	-	-	-	-
2016/Q2	1.920	7.130	1.920	490.328 €	13,17 €
2016/Q3	2.360	9.460	2.360	503.026 €	15,76 €

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

EINSATZHÄUFIGKEIT VON LONG TERM OPTIONS (RoD, DA)

Im GWJ 15/16 mussten die kontrahierten LTO in der Produktvariante RoD nicht eingesetzt werden. Die aufgetretenen globalen und gasqualitätsspezifischen Regelenergiebedarfe konnten vollständig in den MOL Rängen 1 bis 3 beschafft werden. Es wurden keine Regelenergiebedarfe in der Produktvariante DA ausgeschrieben.

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

Die LTO (RoD, DA) als lokales Regelenergieprodukt dienen zur langfristigen Absicherung von Gasmengen in den Regelenergiezonen. Der Umfang der auszuschreibenden 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 im MOL-Rang 4. Eine Reduzierung wäre nur unter der Voraussetzung möglich, dass eine jederzeitige Mengenverfügbarkeit in den vorhandenen lokalen Regelenergiebörsenprodukten im MOL-Rang 2 in jedem möglichen Szenario gesichert ist. Da dies abhängig von den Rahmenbedingungen nicht immer gewährleistet ist, kann aktuell keine Reduzierung vorgenommen werden.

4.2. LONG TERM OPTIONS (HOURLY)

PRODUKTBESCHREIBUNG

Seit Mai 2016 werden LTO in der Produktvariante Hourly zur Absicherung von stündlichen Regelenergiebedarfen an den GÜP's Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk eingesetzt. Bis Mai 2016 erfolgte die untertägige Strukturierung an den o.g. GÜPs über das Regelenergieprodukt „Flexibility“. Das bilaterale langfristige Regelenergieprodukt „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. Einzelne Stunden können untertägig abgerufen werden. Die Vorlaufzeit vor dem Zeitraum der Leistungserbringung beträgt mindestens drei Stunden. Der Ausschreibungsprozess sowie die Art der Preisstellung durch die Anbieter erfolgen analog zu den LTO in den Produktvarianten RoD und DA (siehe Kapitel 4.1).

In Tabelle 9 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 Netzknoten: GÜP Elten/Zevenaar, GÜP Vreden/Winterswijk
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	In jeder Stunde während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Mindestvorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 9: LTO Hourly Produktparameter

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Im Folgenden werden für die jeweiligen Ausschreibungszeiträume die stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebedarfe sowie die Ausschreibungsergebnisse je GÜP aufgeführt. Dabei wurden die Regelenergieanbieter, deren Angebote seitens NCG kontrahiert wurden, anonymisiert.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ⁵ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Mai 2016	1.050	4.250	1.050	501.896 €	11,66 €
Juni 2016	1.050	4.650	1.050	447.332 €	13,47 €
Q3 2016	1.050	4.150	1.050	1.201.881 €	13,82 €

Tabelle 10: Vreden/Winterswijk: SystemBUY (Zusammenfassung)⁶

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ⁷ (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Mai 2016	1.050	4.750	1.050	315.021 €	11,58 €
Juni 2016	1.050	4.650	1.050	287.501 €	13,35 €
Q3 2016	1.050	4.150	1.050	851.685 €	14,44 €

Tabelle 11: Vreden/Winterswijk: SystemSELL (Zusammenfassung)⁸

⁵ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf unserer Webseite veröffentlicht; allerdings nicht anbieterscharf: <https://www.net-connect-germany.com>

⁶ 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.

⁷ Siehe Fußnote 6.

⁸ Siehe Fußnote 7.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Mai 2016	3.150	12.600	3.150	1.488.975 €	11,70 €
Juni 2016	3.150	11.450	3.150	1.222.158 €	13,33 €
Q3 2016	3.150	10.960	3.150	3.212.134 €	12,11 €

Tabelle 12: 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)
Mai 2016	3.150	12.100	3.150	844.305 €	11,45 €
Juni 2016	3.150	11.450	3.150	806.023 €	13,38 €
Q3 2016	3.150	10.950	3.150	2.384.893 €	14,43 €

Tabelle 13: Elten/Zevenaar: SystemSell (Kontrahierung und Abruf)

EINSATZHÄUFIGKEIT VON LONG TERM OPTIONS HOURLY

Abbildung 12 stellt die in Produktvariante Hourly monatlich abgerufenen Mengen über beide GÜPs dar.

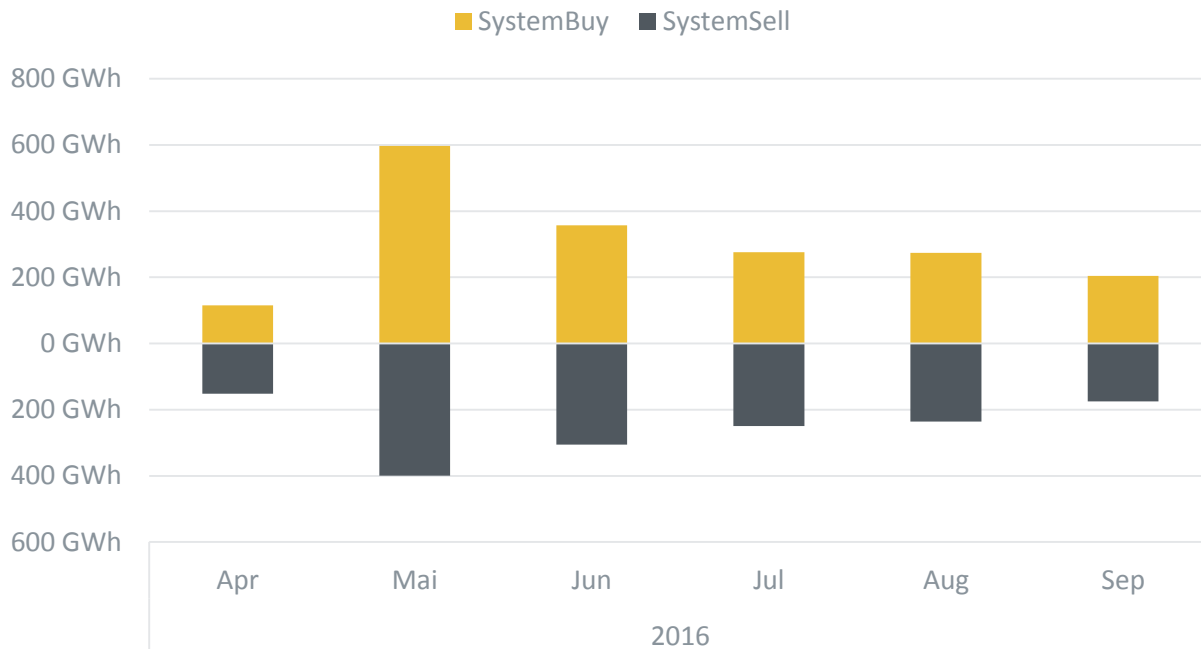


Abbildung 12: Externe Regelenergie, Long Term Options (Hourly, über beide GÜPs, Monatsbasis)

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

Die Produktvariante Hourly wurde erstmalig für den Liefermonat Mai 2016 ausgeschrieben. Erfahrungswerte hinsichtlich einer jederzeit ausreichenden Mengenverfügbarkeit der börslichen netzpunktscharfen Spotmarktprodukte mit stündlicher Lieferung existieren insbesondere in Wintermonaten noch nicht. Entsprechend der Vorgaben von GaBi Gas 2.0 wird das bisherige bilaterale Stundenprodukt in MOL-Rang 3 mit Lieferung an den GÜPs Elten/Zevenaer und Vreden/Winterswijk aufgrund bestehender gleichwertiger Börsenprodukte ab November 2016 nicht mehr seitens NCG ausgeschrieben. Somit stellen die kontrahierten LTO in der Produktvariante Hourly bei Börsenausfällen oder bei fehlender Mengenverfügbarkeit geeigneter Börsenprodukte die einzige Absicherungsmöglichkeit dar. Eine Reduzierung wäre nur unter der Voraussetzung möglich, dass eine jederzeitige Mengenverfügbarkeit in den vorhandenen stündlichen netzpunktscharfen Regelenergiebörsenprodukten im MOL-Rang 2 in jedem Szenario gesichert ist. Da dies abhängig von den Rahmenbedingungen nicht immer gewährleistet ist, kann aktuell keine Reduzierung von LTO in der Produktvariante Hourly vorgenommen werden.

4.3. REGELENERGIEPRODUKT FLEXIBILITY (EINGESETZT BIS MAI 2016)

PRODUKTBESCHREIBUNG

Das bilaterale langfristige Regelenergieprodukt „langfristige Bereitstellung und Übernahme von L-Gasmengen und Ausgleich von L-Gasmengen in natura in Form von untertägiger Strukturierung“ („Regelenergieprodukt Flexibility“) beinhaltete untertägige Strukturierungsleis-

tungen des Regelenegieanbieters in Form der stündlichen physischen Bereitstellung von fehlenden und der Übernahme von überschüssigen L-Gasmengen an den GÜPs Elten/Zevenaar und/oder Vreden/Winterswijk.

Anbieter des Regelenegieproduktes Flexibility mussten die Möglichkeit vorhalten, an den relevanten GÜPs zwischen dem deutschen und dem niederländischen Gasfernleitungsnetz Gasmengen ohne Vorlaufzeit übergeben bzw. übernehmen zu können. Voraussetzung für die Bereitstellung der untertägigen Strukturierungsleistung war, dass die Anbieter die sog. Balancing Allocation Role im niederländischen Portfolio in Bezug auf Ausspeisungen am entsprechenden GÜP eingenommen sowie die entsprechenden Ein- und Ausspeisekapazitäten auf niederländischer und deutscher Seite an den relevanten GÜPs gebucht haben mussten. Zur Sicherstellung der jederzeit erforderlichen untertägigen Übernahme von Gasmengen durch den Anbieter waren stündliche Exit-Nominierungen auf niederländischer Seite und korrespondierende Entry-Nominierungen⁹ auf deutscher Seite am relevanten GÜP exakt in Höhe der seitens NCG kontrahierten Lose für den Ausschreibungszeitraum zu tätigen.

Im Zuge der Bereitstellung der kontrahierten Strukturierungsleistung wurden Differenzmengen zwischen physikalisch transportierten Gasmengen und von den Transportkunden nominierten Gasmengen in dem niederländischen Portfolio des Anbieters sowie auf deutscher Seite in gesonderten Strukturierungskonten des Anbieters erfasst. Die Strukturierungskonten der Anbieter wurden durch NCG am Ende des Tages ausgeglichen. Entstandene Salden sowie stündliche Über-/Unterschreitungsmengen in den Strukturierungskonten wurden zwischen NCG und dem Anbieter entsprechend der vertraglichen Regelungen ausgeglichen.

Zur Absicherung der untertägigen Strukturierungsbedarfe an den GÜPs führte NCG transparente Ausschreibungen mit einer vorherigen Veröffentlichung der Ausschreibungsbedarfe je GÜP durch. Der Anbieter konnte für den gesamten Ausschreibungszeitraum ausschließlich einen Leistungspreis für die Möglichkeit der untertägigen Bereitstellung oder Übernahmen von Gasmengen durch den Anbieter verlangen. Die Zahlung eines Arbeitspreises war nicht vorgesehen.

An den Ausschreibungen für das Produkt Flexibility konnten Bilanzkreisverantwortliche nach erfolgreicher Präqualifizierung als bilateraler Regelenegieanbieter teilnehmen. Die Angebotsabgabe sowie der Zuschlagsprozess erfolgten über die bilaterale Plattform der NCG.

⁹ Die Erfüllung der mit der Abwicklung in Zusammenhang stehenden Voraussetzungen konnten auch über einen Dritten (Erfüllungsgehilfen) sichergestellt werden.

In Tabelle 14 werden die einzelnen Flexibility-Produktparameter aufgeführt:

Produktparameter	Ausprägung
Produktart	Bereitstellung untertägiger Strukturierungsleistung
Produktkategorie	Netzpunktscharf
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	Am ausgeschriebenen Netzpunkt: GÜP Elten/Zevenaar, GÜP Vreden/Winterswijk
Preis	Leistungspreis
Leistungsbereitstellung	In jeder Stunde während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Minimale Vorlaufzeit	0 h

Tabelle 14: Flexibility Produktparameter

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND AUSSCHREIBUNGSERGEBNISSE

Im Folgenden werden für die jeweiligen Ausschreibungszeiträume die untertätigen Strukturierungsbedarfe sowie die Ausschreibungsergebnisse für die relevanten GÜPs aufgeführt. Dabei wurden die Regelernergieanbieter, deren Angebote seitens NCG kontrahiert wurden, anonymisiert.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	angebotene Leistung (MWh/h)	kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)
Q4 2015	3.150	7.780	3.150	14.502.630,00 €
Q1 2016	3.150	8.580	3.150	13.899.993,00 €
April 2016	3.150	10.750	3.150	3.579.544,00 €

Tabelle 15: Elten/Zevenaar (Zusammenfassung)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)
Q4 2015	1.050	3.690	1.050	4.863.115 €
Q1 2016	1.050	3.310	1.050	4.332.560 €
April 2016	1.050	4.140	1.050	1.012.752 €

Tabelle 16: Vreden/Winterswijk (Zusammenfassung)

EINSATZHÄUFIGKEIT DES PRODUKTES FLEXIBILITY

In diesem Abschnitt werden die kontrahierten Leistungsgrenzen und der tägliche Einsatz des Produktes Flexibility für die beiden GÜPs Vreden/Winterswijk (Abbildung 13) und Elten/Zevenaar (Abbildung 14) im GWJ 15/16 dargestellt.

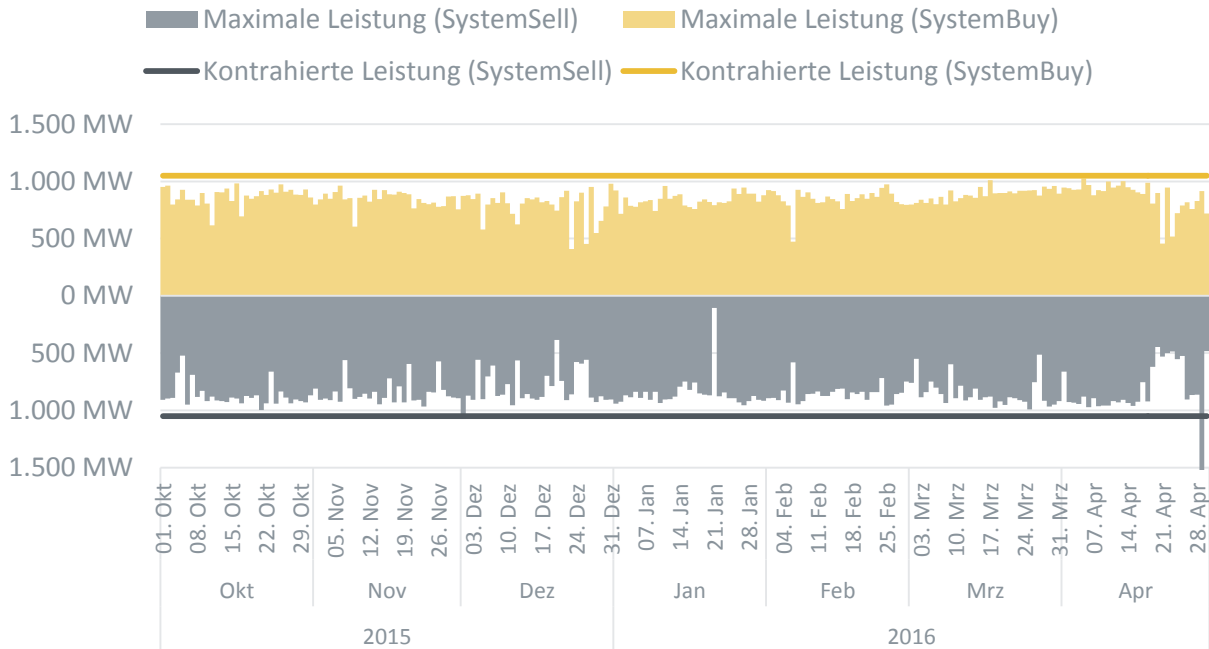


Abbildung 13: Externe Regelennergie Flexibility (Vreden/Winterswijk, Leistung, Tagesbasis)

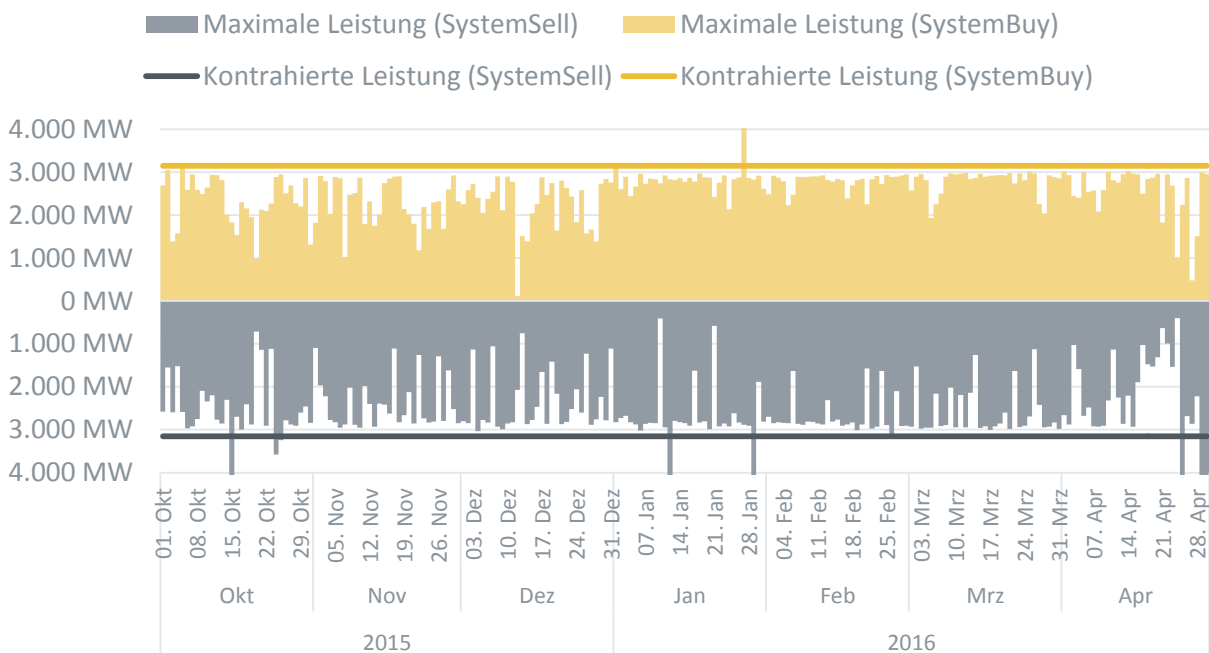


Abbildung 14: Externe Regelennergie Flexibility (Elten/Zevenaar, Leistung, Tagesbasis)

ÜBERPRÜFUNG DER REDUZIERUNG DES PRODUKTES FLEXIBILITY GEMÄß ART. 8 ZIFF. 6 NETZKODEX GASBILANZIERUNG

Bis zur Einführung von OBAs an den GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk zwischen den betreffenden Ferngasnetzbetreibern zum 1. Mai 2016, wurden untertägige Strukturierungsbedarfe an den genannten GÜPs ausschließlich¹⁰ über das Regelenergieprodukt „Flexibility“ gedeckt.

Seit dem 1. Mai 2016 werden untertägige Strukturierungsbedarfe an den genannten GÜPs über börsliche und bilaterale kurz- und langfristige netzpunktscharfe Regelenergieprodukte mit stündlicher Lieferung und einer Vorlaufzeit von drei Stunden gedeckt. Das Regelenergieprodukt Flexibility wurde letztmalig für den April 2016 ausgeschrieben und eingesetzt.

¹⁰ Die Handelsplattform PEGAS hat netzpunktscharfe Orderbücher mit stündlicher Lieferung an den GÜPs Elten und Vreden zum 31. März 2016 eingeführt. Im April 2016 wurden in einer Übergangsphase z.T. Strukturierungsbedarfe auch über diese börslichen Handelsprodukte seitens NCG beschafft.

5. 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 (Hour). Im Folgenden wird der Einsatz lokaler und netzpunktscharfer Regelenergieprodukte zur Deckung von RoD und DA Regelenergiebedarfen beschrieben. Der Einsatz von Hour Regelenergieprodukten zur untertätigen Strukturierung der GÜPs Elten/Zevenaar und Vreden/Winterswijk wird in Kapitel 4.2. dargestellt.

Im aktuellen Regelenergieproduktportfolio der NCG werden lokale Regelenergieprodukte in den MOL Rängen 2 und 4 geführt. Bis April 2016 konnte von Anbietern auch das bilaterale Kurzfristprodukt im MOL-Rang 3 als lokales Regelenergieprodukt mit zonaler Erfüllung angeboten werden. Im Zuge der Einführung lokaler Spotmarktprodukte an der PEGAS am 31. März 2016, mit physischer Erfüllungsrestriktion in der jeweiligen Regelenergiezone, wurde das bis dahin verwendete bilaterale Kurzfristprodukt in MOL-Rang 3 mit lokaler Erfüllung durch ein netzpunktscharfes Produkt abgelöst.

In Abbildung 15 werden die eingesetzten lokalen und netzpunktscharfen Regelenergieprodukte mit RoD und/oder DA Lieferperiode auf Monatsbasis getrennt nach SystemBuy und SystemSell dargestellt. Der Einsatz dieser Produkte erfolgte im GWJ 15/16 entsprechend der MOL ausschließlich aufgrund von Börsenausfällen der Handelsplattform PEGAS zur Deckung gasqualitätsspezifischer Regelenergiebedarfe und nicht zur Deckung lokaler oder netzpunktscharfer RoD bzw. DA Regelenergiebedarfe. Ein Einsatz lokaler Regelenergieprodukte in MOL-Rang 2 erfolgte im GWJ 15/16 nicht. Vor diesem Hintergrund sehen wir aktuell keine Notwendigkeit, eine Berücksichtigung von lokalen Regelenergieprodukten in MOL-Rang 2 im Rahmen der Bepreisung der Ausgleichsenergieentgelte in Betracht zu ziehen.

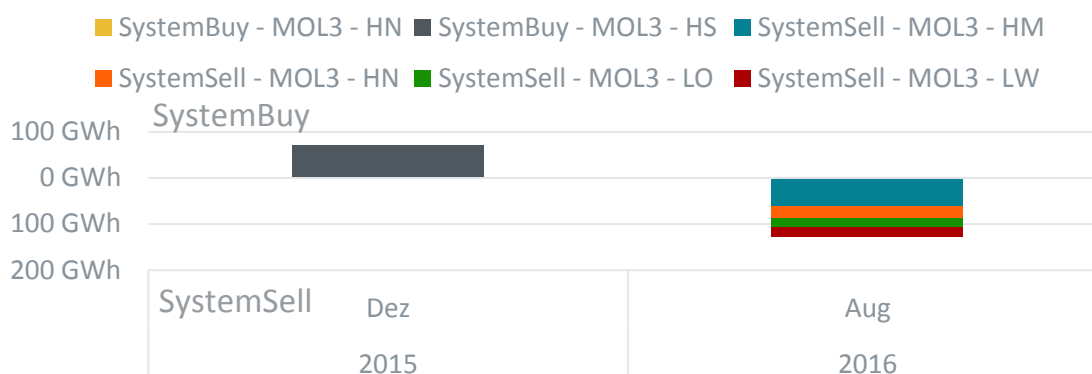


Abbildung 15: Externe Regelenergie, lokale Mengen (nach Erfüllungsort, Monatsbasis)

6. VERTEILUNG DER KOSTEN AUF DIE BILANZIERUNGSUMLAGEN

Ist eine Verteilung von Regelenergiekosten aufgrund von Netzkonten- oder Bilanzkreis-schiefständen auf die Umlagekonten verursachungsgerecht möglich, dann erfolgt eine Anwendung des Tagesschlüssels. Jahresverteilschlüssel werden u.a. nur dann 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 mengengewichtet 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 verbessern.

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

7. MAßNAHMEN GEMÄß ECKPUNKTEPAPIER BMWi (AUSSCHREIBUNGEN FEBRUAR BIS MÄRZ 2016)

AUSSCHREIBUNGSZEITRÄUME UND ERGEBNISSE

Zur kurzfristigen Erhöhung der Versorgungssicherheit wurden für den Zeitraum Februar bis März 2016 zusätzliche LTOs in der Produktvariante RoD von NCG und GASPOOL auf Basis des am 16. Dezember 2015 vom BMWi veröffentlichten Eckpunktepapiers ausgeschrieben und kontrahiert.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der im Zeitraum Februar bis März 2016 zusätzlich ausgeschrieben LTO in der Produktvariante RoD für die einzelnen Ausschreibungszeiträume dargestellt. Dabei wurden die Regelenergieanbieter, deren Angebote seitens NCG kontrahiert wurden, anonymisiert.

Zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
2016/KW5-6	9.000	27.460	9.000	1.609.617 €	14,71 €
2016/KW7	7.900	27.730	7.900	688.461 €	13,60 €
2016/KW8	7.000	22.590	7.000	517.241 €	12,43 €
2016/KW9	5.200	20.340	5.200	304.443 €	11,96 €
2016/KW10	3.800	16.040	3.800	177.258 €	11,57 €
2016/KW11	2.200	9.320	2.200	89.035 €	12,23 €

Tabelle 17: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Gesamt)

Zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
2016/KW5-6	5.300	15.340	5.300	764.226 €	14,61 €
2016/KW7	4.600	15.510	4.600	343.314 €	13,27 €
2016/KW8	4.000	11.970	4.000	231.558 €	12,12 €
2016/KW9	2.900	11.120	2.900	129.584 €	11,90 €
2016/KW10	2.000	8.920	2.000	67.202 €	11,43 €
2016/KW11	900	4.400	900	15.437 €	12,56 €

Tabelle 18: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: HS)

Zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote ne Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
2016/KW5-6	3.680	10.700	3.680	844.155 €	14,83 €
2016/KW7	2.990	11.400	2.990	313.699 €	14,26 €
2016/KW8	2.990	10.600	2.990	284.846 €	12,84 €
2016/KW9	2.290	9.200	2.290	174.210 €	12,02 €
2016/KW10	1.780	7.100	1.780	109.036 €	11,68 €
2016/KW11	1.280	4.900	1.280	72.920 €	11,97 €

Tabelle 19: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LO)

Zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote ne Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
2016/KW5-6	20	920	20	1.237 €	16,24 €
2016/KW7	310	820	310	31.449 €	12,24 €
2016/KW8	10	20	10	838 €	16,00 €
2016/KW9	10	20	10	649 €	15,70 €
2016/KW10	20	20	20	1.020 €	14,75 €
2016/KW11	20	20	20	678 €	14,30 €

Tabelle 20: SystemBuy Longterm (Zusammenfassung, Zone: LW)

EINSATZHÄUFIGKEIT

Die im Zeitraum Februar bis März 2016 ermittelten globalen und gasqualitätsspezifischen Regelenenergiebedarfe konnten vollständig in den MOL Rängen 1 und 2 beschafft werden. Ein Einsatz der zusätzlich kontrahierten LTO war somit nicht erforderlich.

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

Aus Sicht der NCG besteht weiterhin die Notwendigkeit der Interimsmaßnahme für die weitere Nutzung der physikalischen Bilanzierungsplattformen, da die Möglichkeiten der Beschaffung über die Börse nicht immer ausreichend sind, um den bestehenden Regelenenergiebedarf zu decken. Dies ist immer dann gegeben, wenn ein netzpunktscharfer Bedarf sowie eine Nichtverfügbarkeit vorliegen. Gerade die Beschaffung eines netzpunktscharfen Bedarfs ist für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität 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.

Der punktscharfe Bedarf ließe sich theoretisch auch über die Kontrahierung von LTO decken. Ohne eine zur Verfügung stehende Plattform müssten die MGV allerdings eine sehr konservative Schätzung für die Höhe der abzudeckenden Leistungsspitze ansetzen, um jederzeit für ein ausgeglichenes Marktgebiet sorgen zu können. Die Prognose der MGV würde somit auf Basis der lokalen Bedarfsspitzen der vergangenen Perioden erfolgen.

Zudem wäre ggf. ein Sicherheitspuffer zu berücksichtigen, da die Netzintegrität sowie die Versorgungssicherheit zu keinem Zeitpunkt gefährdet sein dürfen. Dieses Vorgehen würde zu einer hohen Leistungsvorhaltung führen, die lediglich in Extremsituationen dem tatsächlichen Bedarf entspräche, aber zur Aufrechterhaltung des Systems in kritischen Situationen notwendig wäre.

LTO weisen typischerweise eine Leistungspreis- und Arbeitspreiskomponente auf. Somit würde das Kontrahieren von LTO insbesondere durch die immer zu zahlende Leistungspreiskomponente zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen.

Es kann unter dem oben aufgezeigten Szenario davon ausgegangen werden, dass die benötigten LTO zur Deckung von lokalen und ggf. netzpunktscharfen Bedarfen allein aufgrund der Leistungspreise zu einer dauerhaft hohen Belastung des Umlagekontos führen werden. Dies ist mit einer Aufrechterhaltung der Beschaffung auf kurzfristiger Basis über die physikalischen Bilanzierungsplattformen der MGV vermeidbar.

Die bestehenden Plattformen stellen darüber hinaus eine „fall-back-Lösung“ in den Fällen dar, in denen die Börse aus systemtechnischen Gründen – bspw. durch geplante Wartungsmaßnahmen, aber auch durch ungeplante Ausfälle – nicht erreichbar ist. Ohne eigene Bilanzierungsplattformen müssten die MGV auch für diese Eventualität die entsprechenden LTO vorhalten. Die Häufigkeit von geplanten und ungeplanten Ausfällen der PEGAS wird in der Tabelle 21 ersichtlich. An insgesamt 24 Gastagen waren Börsenausfälle allein im Marktgebiet NetConnect Germany zu verzeichnen. Die jeweiligen Ausfallzeiten lagen zwischen 30 Minuten und 12 Stunden.

Tag	Ab	Bis	Dauer (Stunden:Minuten)	Geplant	Ungeplant
03.10.2015	16:00	16:30	00:30	X	
13.10.2015	21:50	00:15	02:25	X	
19.10.2015	18:30	20:00	01:30		X
07.11.2015	21:45	02:00	04:15	X	
08.11.2015	12:16	14:05	01:49		X
15.11.2015	00:10	01:35	01:25		X
05.12.2015	16:00	16:45	00:45	X	
08.12.2015	21:45	00:15	02:30		X
16.12.2015	14:30	15:45	01:15		X
21.12.2015	19:30	20:30	01:00		X
28.12.2015	07:28	09:00	01:32		X
09.02.2016	19:45	00:15	04:30	X	
04.03.2016	19:40	00:30	03:50	X	
22.03.2016	19:00	00:00	05:00	X	
12.04.2016	19:00	22:15	03:15	X	
20.05.2016	19:40	00:15	04:35	X	
14.06.2016	19:40	01:00	04:58	X	
15.06.2016	00:37	01:00	00:23		X
29.06.2016	09:00	09:30	00:30	X	
23.07.2016	16:30	17:45	01:15	X	
09.08.2016	19:40	00:45	04:05	X	
20.08.2016	08:39	20:45	12:06		X
24.08.2016	06:45	08:15	01:30	X	
03.09.2016	15:45	16:30	00:45	X	

Tabelle 21: Übersicht Börsenausfälle

Zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit muss eine jederzeitige Beschaffung von Regelernergie möglich sein. Die vollständige Deckung der benötigten Regelernergie über die MOL-Ränge 1 und 2 würde voraussetzen, dass die zur Bedarfsdeckung erforderlichen Börsenprodukte durch die Börse jederzeit verfügbar angeboten werden müssten. Bei den Produktvarianten RoD und DA in MOL-Rang 3 würde das bedeuten, dass im MOL-Rang 2 neben den bisherigen Regelernergieprodukten überdies die erforderlichen netzpunktscharfen Regelernergieprodukte von den Börsen eingeführt werden müssten. Auch müsste sichergestellt sein, dass diese Produkte jederzeit verfügbar wären. Dies ist derzeit nicht der Fall. Daher gibt es aktuell keine Alternative zur Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattform zur Beschaffung von netzpunktscharfen RoD und DA Regelernergiebedarfen in MOL-Rang 3.

Im Falle von netzpunktscharfen stündlichen Regelernergiebedarfen an den GÜP's Zevenaar und Winterswijk konnte nach Einführung entsprechender MOL-Rang 2 Börsenprodukte sowie durch die hohe Akzeptanz im Markt, nach einer Übergangsphase das stündliche bilaterale Kurzfristregelernergieprodukt in MOL-Rang 3 im November 2016 eingestellt werden.

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 mit den erforderlichen Gasmengen versorgt werden. Zur Erfüllung der Vorgaben zur Marktliberalisierung mit der Möglichkeit von Lieferantenwechselprozessen auf Letztverbraucherebene hat NCG in Abstimmung mit den betreffenden Netzbetreibern sowie der BK 7 in 2015 eine transparente Ausschreibung von Gasmengen zur Versorgung der exterritorialen Netze für das Kalenderjahr 2016 durchgeführt.

Ausgeschrieben wurde die Bereitstellung der erforderlichen Gasmengen direkt an den GÜPs Haanrade und Dinxperlo 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 und Dinxperlo 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.

Im Juli 2015 hat NCG eine indikative Marktanfrage mit einer ausgeschriebenen Gasmenge von insgesamt 330.000 MWh für den Lieferzeitraum 01. Januar 2016 (06:00 Uhr) bis 1. Januar 2017 (06:00 Uhr) transparent veröffentlicht und diskriminierungsfrei durchgeführt. Neun 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 Oktober 2015 abzugeben.

Nach Vergleich der Festpreise am relevanten Stichtag wurde das wirtschaftlichste Angebot mit einem Festpreis von 18,36 EUR/MWh seitens NCG angenommen.

Ausblick: Ab November 2016 werden auch die dem GÜP Tegelen¹¹ nachgelagerten Netzgebiete nach dem beschriebenen Abwicklungsmodell mit Gasmengen versorgt.

¹¹ Aufnahme im Regelenergiebericht für das GWJ 16/17

10. FAZIT/ZUSAMMENFASSUNG

Zusammenfassend lässt sich im Rahmen des diesjährigen Regelenenergieberichtes für das GWJ 15/16 für die Beschaffung externer Regelenenergie festhalten, dass eine marktpreisbasierte nahezu vollständige börsliche Regelenenergiebeschaffung realisiert werden konnte.

Über 90 % der gesamten Regelenenergiebedarfe waren H- und/oder L-gasqualitätsspezifisch. Der L-Gas Bedarf konnte dabei seit Einführung der WD Kapazitätsprodukte im November 2015 vorwiegend im eigenen Marktgebiet beschafft werden. Die Beschaffung im benachbarten Marktgebiet TTF war ferner seit April 2016 nicht mehr erforderlich. NCG hat aber die Möglichkeit, auf Kurzfristbasis Kapazitäten zu buchen, sofern die Mengenverfügbarkeit im eigenen Marktgebiet NetConnect Germany zur Bedarfsdeckung nicht ausreichend sein sollte.

Seit Mai 2016 hat NCG die Regelenenergiebeschaffung zur untertägigen Strukturierung im Rahmen des Produktes „Flexibility“ an den betreffenden GÜPs eingestellt. Stattdessen wurden in Kooperation mit der PEGAS netzpunktscharfe Börsenprodukte mit stündlicher Lieferung an den GÜPs Elten und Vreden und entsprechende bilaterale Produkte durch NCG in MOL-Rang 3 und 4 eingeführt. Erstmalig wurden LTO in der Produktvariante Hourly in MOL-Rang 4 im Mai 2016 zur Absicherung der stündlichen Mengenverfügbarkeit ausgeschrieben. Die Überprüfung einer möglichen Reduzierung kann zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund fehlender Erfahrungswerte nicht vorgenommen werden. Geplant ist dies im Rahmen einer Evaluierung im Sommer 2017 durchzuführen.

Ein Einsatz lokaler Regelenenergieprodukte in MOL-Rang 2 erfolgte im GWJ 15/16 nicht. Vor diesem Hintergrund sehen wir aktuell keine Notwendigkeit, zukünftig eine Berücksichtigung von lokalen Regelenenergieprodukten in MOL-Rang 2 im Rahmen der Bepreisung der Ausgleichsenergieentgelte in Betracht zu ziehen.

Im Rahmen des MOL-Rang 4 wurden weiterhin LTO in der Produktvariante RoD zur Absicherung dynamischer Effekte in Regelenenergiezonen sowie zur Steigerung der Gasversorgungssicherheit entsprechend dem BMWi Eckpunktepapier ausgeschrieben. Zur Deckung dieser Bedarfe werden die LTO-Regelenenergieprodukte auch perspektivisch benötigt.

Nach der Überprüfung der Interimsmaßnahmen kommt NCG zu dem Ergebnis, dass die Nutzung der physikalischen Bilanzierungsplattform für RoD und DA für netzpunktscharfe Regelenenergiebedarfe weiterhin erforderlich ist, da die Möglichkeiten der Börse aktuell nicht ausreichend sind, um entsprechende netzpunktscharfe Regelenenergiebedarfe zu beschaffen. Hingegen konnte das netzpunktscharfe stündliche Regelenenergieprodukt (Lieferort an den GÜP's Zevenaar und Winterswijk) in MOL-Rang 3 aufgrund einer erfolgreichen Einführung der entsprechenden MOL-Rang 2 Börsenprodukte nach einer Übergangsphase im November 2016 eingestellt 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