

NetConnect Germany GmbH & Co. KG – Kaiserswerther Str. 115 – 40880 Ratingen

Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 7
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

NetConnect Germany
GmbH & Co. KG
Kaiserswerther Str. 115
40880 Ratingen
www.net-connect-germany.com

Postfach 10 15 61
40835 Ratingen

T +49 (0)2102 59796- 911
F +49 (0)2102 59796- 38

Ratingen, 27.01.2016

Anzeige zur Beibehaltung des Konvertierungsentgelts im Zeitraum vom 01.10.2016-31.03.2017 gemäß § 5 Abs. 2 Satz 3 des Standardangebotes der Festlegung vom 27.03.2012, Az. BK7-11-002 (Festlegung KONNI Gas)

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Festlegung KONNI Gas sieht in § 5 Abs. 2 Satz 2 des Standardangebotes vor, dass das Konvertierungsentgelt binnen vier Jahren, das heißt bis zum 01.10.2016 auf Null abzusenken ist. Aufgrund veränderter Rahmenbedingungen möchte NetConnect Germany GmbH & Co. KG von der Möglichkeit nach § 5 Abs. 2 Satz 3 des Standardangebots der Festlegung KONNI Gas Gebrauch machen und für den Zeitraum vom 01.10.2016 bis 31.03.2017 einen abweichenden Absenkungsfaktor für das Konvertierungsentgelt für die Konvertierung von H- nach L-Gas wählen und somit in diesem Zeitraum ein Konvertierungsentgelt über Null erheben.

Begründet ist dieses durch aktuelle Ereignisse und absehbare Marktentwicklungen betreffend der L-Gas-Versorgungssituation, die insgesamt dazu führen, dass NCG den Wegfall des Konvertierungsentgeltes als zentrales Steuerungsinstrument für das Einspeiseverhalten von Transportkunden als kritisch erachtet. Die erwähnten und nachfolgend näher beschriebenen Ereignisse und Entwicklungen waren so bei Erlass der Festlegung KONNI Gas nicht absehbar und stellen somit eine Ausnahmesituation dar:

1. Unerwartet starker Rückgang der L-Gas-Produktion:

Rückgang der niederländischen L-Gas-Produktion:

NetConnect Germany
GmbH & Co. KG

Sitz: Kaiserswerther Str. 115
40880 Ratingen
Amtsgericht Düsseldorf
HRA 20201

Geschäftsführerin und
Komplementärin:
NetConnect Germany
Management GmbH

Sitz: Kaiserswerther Str. 115
40880 Ratingen
Amtsgericht Düsseldorf
HRB 59556

Geschäftsführer:
Dr. Thomas Becker
Torsten Frank

Steuer-Nr.: 105/5998/3084
USt-ID: DE815009092

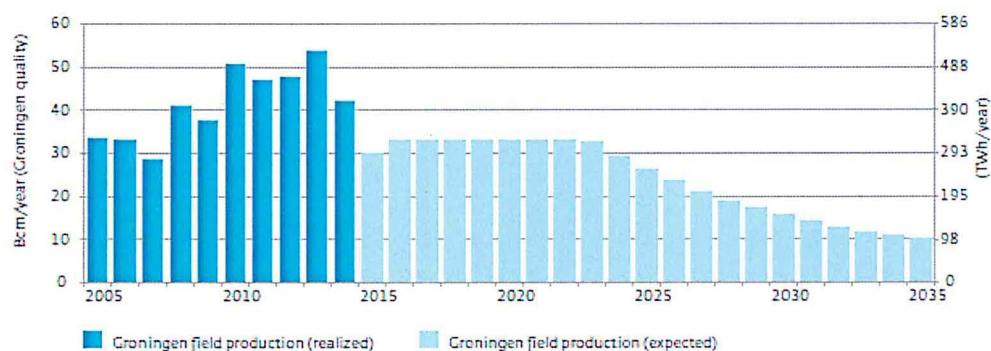
Deutsche Bank AG
Lindenallee 29-45
45127 Essen
Kontonummer: 234000800
Bankleitzahl: 36070050
SWIFT/BIC: DEUTDE33XXX
IBAN:
DE55360700500234000800

Hier ist zunächst der Rückgang der L-Gas-Produktion zu nennen, der sich wegen entsprechender Gerichts- und Ministerialentscheidungen in den Niederlanden deutlich beschleunigt hat.

In den Niederlanden ist es seit 2013 zu einem in den Jahren 2011/2012 noch nicht absehbaren, massiven L-Gas-Produktionsrückgang aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen von ca. 53,8 bcm/a (in 2013) auf aktuell nur noch ca. 28,2 bcm/a (2015) gekommen. Das Erdgasfeld im Raum Groningen gilt als das zehntgrößte Erdgasfeld der Welt und wies in den 70er Jahren bereits Fördermengen > 75 bcm/a auf.

Hintergrund der Produktionsabsenkung ist, dass seit 2011 in der Region Groningen vermehrt Erdbeben registriert werden, deren Ursache in der Erdgasproduktion vermutet wird. Als Reaktion auf den beobachteten Anstieg der Erdbeben in der Region Groningen wurden Anfang 2014 zusätzliche Restriktionen für die Förderung aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen erlassen. Im Dezember 2014 entschied das niederländische Wirtschaftsministerium aufgrund aktueller Erdbeben, die jährliche Produktion im Kalenderjahr 2015 sowie Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 auf 39,4 bcm/a zu reduzieren. Auf Basis weiterer durchgeführter Untersuchungen durch den Produzenten Nederlandse Aardolie Maatschappij BV („NAM“) und die niederländischen Bergaufsichtsbehörde Staatstoezicht op de Mijnen („StodM“), aber auch vor dem Hintergrund der weiter anhaltenden Erdbeben und dem daraus erwachsenden öffentlichen Druck, wurde diese Vorgabe durch das Ministerium im Juni 2015 auf 30 bcm/a bzw. 33 bcm/a für das Kalenderjahr 2015 bzw. das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 weiter reduziert. Dieser Planungsstand findet sich auch im Netzentwicklungsplan (NOP) des niederländischen Netzbetreibers GTS wieder:

FIGURE 4.1 OUTLOOK FOR GRONINGEN FIELD PRODUCTION



Quelle: NOP - Network Development Plan 2015, GTS

In einer Entscheidung des „Raad van State“ (RvS) am 18.11.2015 wurde diese ministerielle Entscheidung zur Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen teilweise aufgehoben und durch eine eigene Vorgabe für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 i.H.v. 27 bcm/a ersetzt. Gemäß Urteil ist



eine Erhöhung der Produktion auf bis zu 33 bcm/a zulässig, sofern die Durchschnittstemperatur 2015/2016 geringer ist, als die Durchschnittstemperatur 2012 und unter der Bedingung, dass mindestens 15 bcm/a L-Gas durch technische Konvertierungsanlagen der GTS bereitgestellt werden. Dies entspricht einer mittleren Auslastung von ca. 75 % der bereits heute existierenden technischen Konvertierungsanlagen der GTS.

Das Urteil bezieht sich zunächst nur auf die Produktion im Feld Groningen, hat aber voraussichtlich Auswirkungen auf die Produktion in den gesamten Niederlanden, da hier ein Vorrang der Sicherheit für die Bevölkerung vor einem kommerziellen Interesse an der L-Gas-Produktion statuiert wird. Aus dem Urteil wird auch deutlich, dass sich die Niederlande ihrer bestehenden Lieferverpflichtungen und der daraus erwachsenden Verpflichtung für die Versorgungssicherheit der heutigen L-Gas-Gebiete auch außerhalb der Niederlande bewusst ist. Gleichzeitig ist aber das Bestreben erkennbar, die Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen auf das absolut notwendige Maß zu reduzieren, indem beispielsweise nicht ein kaltes Jahr, sondern ein durchschnittliches Jahr als Referenz definiert wird (33 bcm/a → 27 bcm/a) und gleichzeitig eine hohe Beschäftigung der bereits bestehenden technischen Konvertierungsanlagen angestrebt wird. Der niederländische Netzbetreiber GTS plant darüber hinaus einen weiteren signifikanten Ausbau seiner technischen Konvertierungsanlagen (zusätzlich 7 bcm/a L-Gas) bis 2020. Auch dies ist ein Beleg für das Bestreben, die Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen noch weiter zu reduzieren.

Am 18.12.2015 entschied das niederländische Wirtschaftsministerium, dass die Vorgaben des RvS für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 bindend sind und kündigte gleichzeitig an, neue Vorgaben in Q3/2016 für das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 treffen zu wollen. In Vorbereitung dieser Entscheidung werden derzeit zahlreiche Studien erarbeitet bzw. aktualisiert.

Nach Aussage des niederländischen Wirtschaftsministeriums im Januar 2016 zeigen die bisher durchgeführten Studien einen Zusammenhang zwischen der Anzahl und Magnitude der Erdbeben und der Erdgasproduktion aus dem Feld im Raum Groningen. Eine Verlängerung oder Ausweitung bestehender langfristiger Lieferverträge oder gar den Abschluss neuer langfristiger Lieferverträge wird es daher voraussichtlich nicht mehr geben.

In den Niederlanden findet derzeit unter Berücksichtigung aller bekannten Rahmenbedingungen und auch unter Berücksichtigung der Interessen angrenzender Länder eine intensive Diskussion über die zukünftige Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen statt.

Eine Zusage aus den Niederlanden, dass langfristige Lieferverträge erfüllt werden, schafft für den deutschen L-Gas-Markt vor diesem Hintergrund daher keine verbindliche Planungssicherheit. Auch in Zukunft muss von



einem weiteren Rückgang der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen ausgegangen werden. Dieser kann entweder durch Substitution aus zusätzlichen technischen Konvertierungsanlagen der GTS oder aber auf Basis auslaufender bzw. reduzierter bestehender Lieferverpflichtungen ausgeglichen werden. Da die Erweiterung und der Betrieb technischer Konvertierungsanlagen hohe Kosten verursacht, existiert eine wirtschaftliche Motivation und Anlegbarkeit zur Reduzierung bestehender Lieferverpflichtungen auf der niederländischen Seite. Die Ausbauplanung der GTS für die technischen Konvertierungsanlagen bildet vor diesem Hintergrund nur das geplante Auslaufen heute bestehender Lieferverträge ab. Eine ad-hoc-Reduzierung bestehender langfristiger Lieferverpflichtungen, etwa durch Vertragsaufhebung, kann hierdurch nicht aufgefangen werden.

Wir sehen daher die Gefahr, dass eine derartige Reduzierung von Lieferverpflichtungen vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer entsprechenden Reduzierung der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen führen könnte. Diese dann nicht mehr produzierten Gasmengen wären für die Versorgung deutscher L-Gas-Verbraucher – unabhängig vom Preis – auch als Regelenergie physisch nicht mehr verfügbar. Die Versorgungssicherheit wäre vor dem Hintergrund der bereits knappen L-Gas-Leistungsbilanz gefährdet.

Rückgang der deutschen Erdgasproduktion:

Zusätzlich kommt es auch zu einem Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion.

Aktuelle Prognosen des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) zeigen einen deutlichen Rückgang der deutschen Erdgasproduktion, der wie der Vergleich zu den Prognosen aus 2011 deutlich macht, noch stärker ist, als zum Zeitpunkt des Entwurfes der Festlegung KONNI Gas angenommen wurde. Erfahrungen aus den vergangenen Jahren zeigen außerdem, dass geplante Produktionskapazitäten regelmäßig nicht erreicht werden konnten. Aus diesem Grund werden bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) mittlerweile die vom WEG selbst um einen 10%igen Sicherheitsabschlag korrigierten Werte herangezogen.

Tabelle 9: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

| Jahr | Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark) | | Gebiet Weser-Ems | |
|------|----------------------------------|------------------------|---------------------|------------------------|
| | Mrd. m ³ | Mio. m ³ /h | Mrd. m ³ | Mio. m ³ /h |
| 2011 | 5,1 | 0,66 | 6,4 | 0,78 |
| 2012 | 5,0 | 0,65 | 5,8 | 0,71 |
| 2013 | 4,8 | 0,62 | 5,4 | 0,66 |
| 2014 | 5,0 | 0,64 | 5,1 | 0,62 |
| 2015 | 4,9 | 0,63 | 4,9 | 0,60 |
| 2016 | 4,4 | 0,57 | 4,7 | 0,57 |
| 2017 | 3,9 | 0,50 | 4,4 | 0,54 |
| 2018 | 3,6 | 0,46 | 4,0 | 0,49 |

Quelle: WEG-Prognose 2011 aus Szenariorahmen 2012 der FNB

Tabelle 13: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung¹

| Jahr | Deutschland | | Davon in den Hauptfördergebieten | | | | | |
|------|---------------------|------------------------|----------------------------------|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| | Insgesamt | | Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark) | | | Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland) | | |
| | Produktion | Kapazität | Produktion | Kapazität gemäß Planung | Kapazität mit Sicherheitsabschlag | Produktion | Kapazität gemäß Planung | Kapazität mit Sicherheitsabschlag |
| | Mrd. m ³ | Mio. m ³ /h | Mrd. m ³ | Mio. m ³ /h | Mio. m ³ /h | Mrd. m ³ | Mio. m ³ /h | Mio. m ³ /h |
| 2015 | 8,52 | 1,10 | 3,94 | 0,50 | 0,48 | 4,30 | 0,55 | 0,53 |
| 2016 | 7,95 | 1,03 | 3,79 | 0,49 | 0,46 | 3,90 | 0,50 | 0,48 |
| 2017 | 7,63 | 0,99 | 3,46 | 0,45 | 0,43 | 3,88 | 0,50 | 0,48 |
| 2018 | 7,35 | 0,94 | 3,20 | 0,42 | 0,39 | 3,71 | 0,48 | 0,45 |
| 2019 | 7,00 | 0,90 | 3,00 | 0,39 | 0,37 | 3,60 | 0,46 | 0,44 |
| 2020 | 6,58 | 0,85 | 2,76 | 0,36 | 0,34 | 3,47 | 0,45 | 0,42 |
| 2021 | 6,08 | 0,78 | 2,54 | 0,33 | 0,31 | 3,24 | 0,42 | 0,39 |
| 2022 | 5,42 | 0,69 | 2,31 | 0,30 | 0,28 | 2,87 | 0,37 | 0,34 |
| 2023 | 4,78 | 0,62 | 2,10 | 0,27 | 0,25 | 2,55 | 0,33 | 0,30 |
| 2024 | 4,26 | 0,55 | 1,85 | 0,24 | 0,22 | 2,30 | 0,30 | 0,27 |
| 2025 | 3,84 | 0,49 | 1,64 | 0,21 | 0,19 | 2,10 | 0,27 | 0,24 |
| 2026 | 3,51 | 0,45 | 1,53 | 0,20 | 0,18 | 1,90 | 0,24 | 0,22 |

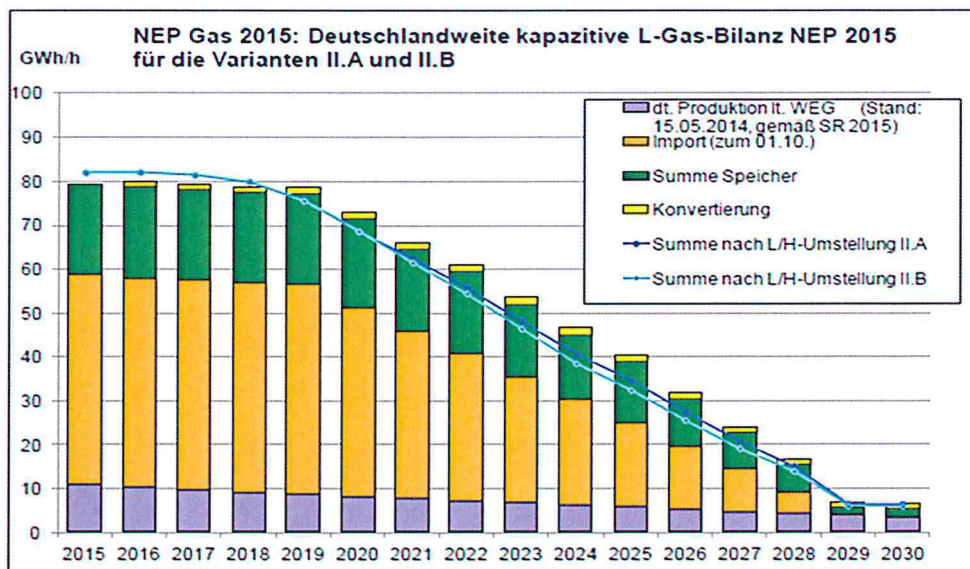
Quelle: WEG-Prognose 2015 aus Szenariorahmen 2016 der FNB

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung bis zum Jahr 2016 beruht dabei auf der Vorausschau des WEG für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems ohne „Ostfriesland“) sowie Deutschland gesamt. Die Angaben zur Produktion und zur Kapazität gem. Planung beruhen auf den Angaben der Produzenten.

2. L-Gas Leistungsbedarf in Deutschland:

Diesem Produktionsrückgang steht ein Leistungsbedarf nach L-Gas in Deutschland gegenüber, der jedoch nicht in gleichem Maße sinkt wie die Produktion von L-Gas.

Im Rahmen der Erstellung des NEP durch die FNB wird regelmäßig auch die deutschlandweite kapazitive L-Gas-Leistungsbilanz aufgestellt und veröffentlicht. Diese Bilanz zeigt u.a., wie hoch der erwartete Leistungsbedarf zur Versorgung aller L-Gas-Verbraucher ist und aus welchen Quellen er gedeckt werden kann.



Quelle: NEP 2015 der FNB

Gemäß dieser Planung wird der deutsche Leistungsbedarf im L-Gas zu ca. 60 % aus L-Gas-Importverträgen gedeckt. Dieses L-Gas wird ausschließlich aus den Niederlanden importiert. Die restliche erforderliche Leistung muss aus Speichern (ca. 25 %) sowie der deutschen Erdgasproduktion bereitgestellt werden. Damit diese Leistung aus den deutschen L-Gas Speichern auch zur Verfügung steht, ist im Bedarfsfall ein Füllstand von mindestens 50 % erforderlich. Die technischen Konvertierungskapazitäten sind bezogen auf die deutschlandweite kapazitive L-Gas-Leistungsbilanz gering und spielen daher nur eine untergeordnete Rolle.

Die kapazitive L-Gas-Leistungsbilanz zeigt auch, dass der prognostizierte Leistungsbedarf deutscher L-Gas-Verbraucher bereits heute nur knapp gedeckt werden kann. Selbst ab ca. 2020, wenn die in 2015 angelaufene Marktraumumstellung von L- auf H-Gas ihre Plateauphase erreicht hat und die Nachfrage von L-Gas somit sukzessive deutlich reduziert wird, kann nicht von einer deutlichen Entspannung ausgegangen werden, da auch hier das Verhältnis aus Angebot und Nachfrage gerade so ausgeglichen sein wird. Aufgrund des hohen logistischen Aufwandes und der (noch) begrenzten Umstellungskapazitäten ist eine signifikante Beschleunigung der Marktraumumstellung in Deutschland derzeit nicht realistisch.

Dieser Divergenz zwischen Produktionsrückgang im L-Gas einerseits und dem Leistungsbedarf nach L-Gas andererseits kann durch verschiedene Maßnahmen begegnet werden. Hierzu zählen die Erweiterung technischer Konvertierungsmöglichkeiten oder eine Marktraumumstellung. Daher sollen sie nachfolgend näher erläutert werden.

3. Erweiterung technischer Konvertierungsanlagen:

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und -Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 hergestellt.

Die FNB haben im Rahmen des NEP 2015 für ihre spezielle Netzsituation eine L/H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt. Für spezielle Netzbereiche kommt die Konvertierung als temporäre Maßnahme in Frage:

- Im Rahmen einer Analyse wurde für das Nowega-Netz die Möglichkeit der technischen Konvertierung von H-Gas zur Aufspeisung im L-Gas-Netz zur ausschließlichen Spitzenlastdeckung betrachtet. Als Basis für die wirtschaftliche Bewertung dieser Überlegungen wurde eine durch die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) beauftragte Studie zur Festlegung KONNI Gas bzw. das dort beschriebene vom Lehrstuhl für Gasversorgungssysteme der Technischen Universität Clausthal entwickelte Modell herangezogen. Für die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde eine auf dieser Studie aufbauende wirtschaftliche Betrachtung von technischer Konvertierung ggü. der Marktraumumstellung durchgeführt. Zu beachten ist hier insbesondere auch der vor dem Hintergrund des planerischen verbleibenden L-Gas-Marktes vorteilhafte Standort der Konvertierungsanlage und die somit zugrunde gelegte Nutzungsdauer von ca. 15 Jahren. In diesem Fall wird seitens Nowega eine Konvertierung mit einer Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h mittels Beimischung von vor Ort gelagertem Stickstoff vorgesehen. Die hier gewählte Variante der Konvertierung mittels Beimischung von Stickstoff berücksichtigt die technischen Anforderungen angeschlossener Netzanschlussnehmer sowie den vorgesehenen Einsatz zur Spitzenlastdeckung und die somit verhältnismäßig geringen Stickstofflagermengen. Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die technische Konvertierung in diesem Fall gesamtwirtschaftlich vorteilhaft.
- Eine weitere Konvertierungsmöglichkeit steht ab 2019 mit fester Kapazität im Netz der Thyssengas zur Verfügung. Hierbei wird für eine bereits bestehende Mischanlage (H-Gas/Luft) in Broichweiden der Thyssengas eine feste H-Gas-Kapazität zur Konvertierung eingeplant. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine gesicherte Einspeisung von 250 MWh/h in ein regionales L-Gas-System möglich, bis auch dieses System auf H-Gas umgestellt wird. Da hier auf bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann, sind keine Investitionen für die Konvertierung erforderlich und die Betriebskosten verfahrensbedingt gering.

Nowega und Thyssengas werden Konvertierungsmaßnahmen ab 2016 i.H.v. zunächst 1,4 GWh/h (Nowega) und später bis zu 1,7 GWh/h (Nowega + Thyssengas) berücksichtigen. Die entsprechenden Maßnahmen sind auch in Abschnitt 5.9 des NEP 2015 näher beschrieben.

Das Ergebnis der wirtschaftlichen Berechnungen für das Nowega-Netz trifft keine grundlegende Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Konvertierungsanlagen. Diese ist von einer Vielzahl von Faktoren und Einsatzzwecken abhängig und im Einzelfall entsprechend zu prüfen.

Weitere Netzbereiche, in denen der komplette Bedarf über 8.760 Stunden pro Jahr konvertiert werden müsste, werden nicht betrachtet, weil eine dauerhafte Konvertierung keine volkswirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt.

Die im NEP 2015 ausgewiesenen technischen Konvertierungskapazitäten i.H.v. 1,7 GWh/h sind bezogen auf die deutschlandweite kapazitive L-Gas-Leistungsbilanz gering und spielen daher nur eine untergeordnete Rolle.

Neben der technischen Konvertierung besteht grundsätzlich auch noch die Möglichkeit das verfügbare L-Gas durch Beimischung gewisser H-Gas-Mengen zu „strecken“. Da jedoch bereits auf niederländischer Seite große Mengen L-Gas durch Konvertierung von H-Gas produziert werden und aus Kostengründen eine möglichst geringe Beimischung verfolgt wird, wird aus den Niederlanden regelmäßig L-Gas am oberen Rand des Wobbe-Index bereitgestellt. Eine Konvertierungsmöglichkeit durch Zumischung von H-Gas ist demnach für die FNBs im NCG-Marktgebiet praktisch nicht mehr gegeben.

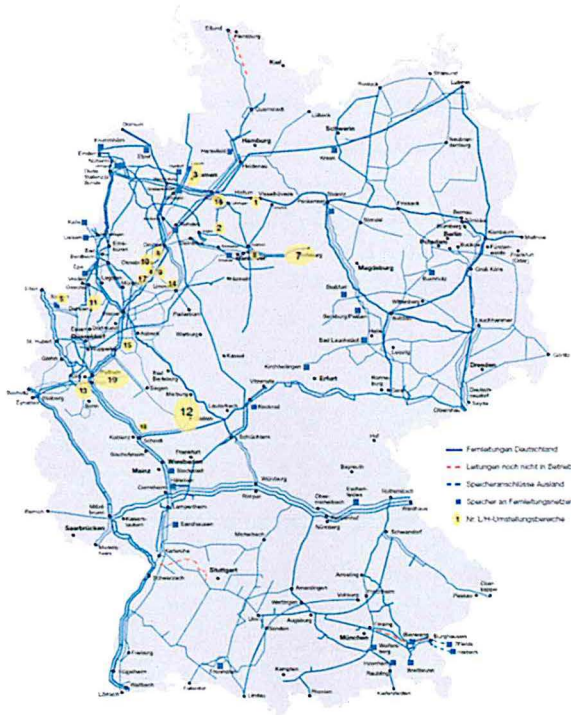
Eine mögliche, über die aktuelle Konvertierungskapazität hinausgehende Ausweitung technischer Konvertierungskapazitäten durch weitergehende Investitionen, erscheinen wenig sinnvoll, da durch die laufende Marktraumumstellung nur eine begrenzte Nutzungsdauer möglich ist und die Genehmigung zur Errichtung solcher Anlagen demnach fraglich ist. Aus diesen Gründen findet diese Möglichkeit auch im NEP keine Berücksichtigung.

4. Marktraumumstellung:

Gemäß Tenor 5 der Festlegung KONNI Gas hat der MGV die marktgebietsaufspannenden FNB darüber zu unterrichten, wenn die Kosten für kommerzielle Konvertierung für ein Jahr über den Kosten einer möglichen Erweiterung der technischen Konvertierungsanlagen bzw. einer Marktraumumstellung von L- auf H-Gas liegen würden und mit ihnen die Erweiterung der technischen Konvertierungsanlagen oder der Marktraumumstellung zu prüfen.

Ein erstes Pilotprojekt der anstehenden Marktraumumstellung wurde bereits in 2015 durchgeführt. In 2016 wird der Bereich Walsrode/Fallingbostel umgestellt, bevor dann ab 2017 erste größere Markträume umgestellt werden. Der aktuelle Planungsstand zur

anstehenden Marktraumumstellung wird von den deutschen FNB regelmäßig im NEP veröffentlicht. Hiernach ergibt sich für den Zeitraum 2015-2020 folgendes detailliertes Bild:

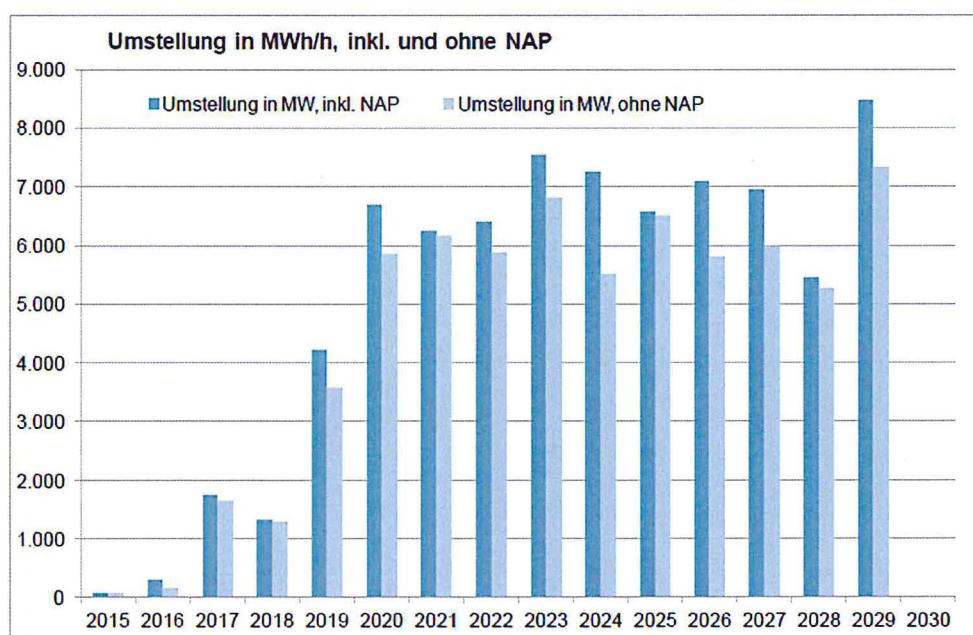
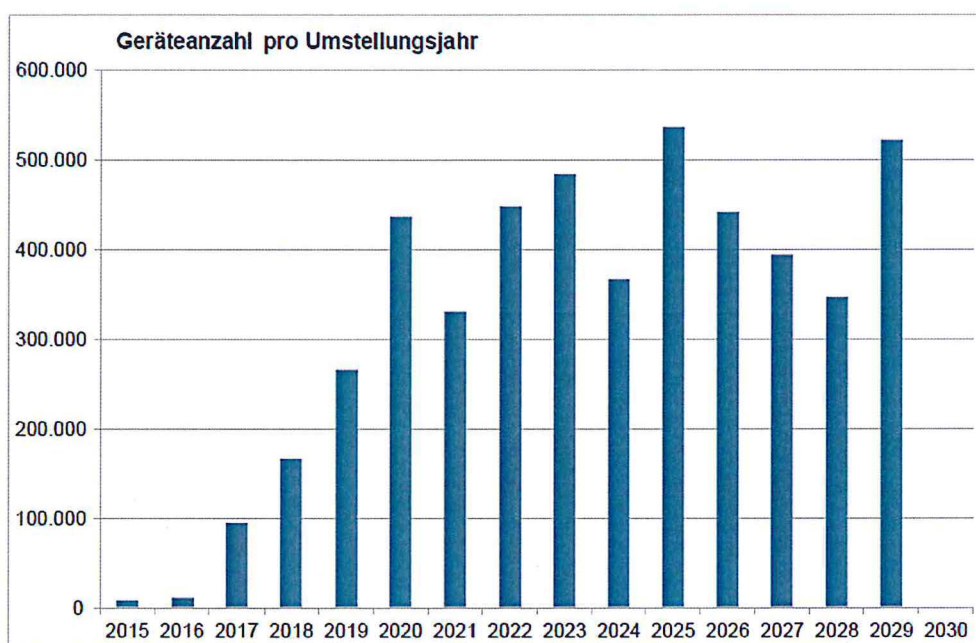


| Nr. | Bereich | Kennung | FNB | Umstellungszeitpunkte NEP 2015 |
|-----|--------------------------|---------|-----|--------------------------------|
| 1 | Schneeverdingen | WAL-02 | GUD | 2015 |
| 1 | Walsrode/ Fallingb.ostel | WAL-04 | GUD | 2018 |
| 1 | Walsrode/ Fallingb.ostel | WAL-03 | GUD | 2018 |
| 3 | Achim | ACH-02 | GUD | 2017 |
| 2 | Avacon I | AV1-01 | GUD | 2017 |
| 2 | Nienburg | NIE-01 | GUD | 2017 |
| 2 | Neustadt/ Avacon II | AV2-01 | GUD | 2017 |
| 3 | Bremen/ Delmenhorst | BD1-02 | GUD | 2017 |
| 4 | Teutoburger Wald 1 | TW1-01 | OGE | 2017 |
| 5 | Hürthum | HUT-01 | TG | 2017 |
| 3 | Bremen/ Delmenhorst | BD1-03 | GUD | 2018 |
| 8 | GBW I/ GBW II | GBW-01 | GUD | 2018 |
| 8 | Peine | PEI-01 | GUD | 2018 |
| 8 | GBW I/ GBW II | GBW-02 | GUD | 2018 |
| 8 | Teutoburger Wald 2 | TW2-01 | OGE | 2018 |
| 3 | Bremen/ Delmenhorst | BD1-04 | GUD | 2019 |
| 7 | Avacon - Wolfsburg | AV3-02 | GUD | 2019 |
| 7 | Avacon - Wolfsburg | AV3-03 | GUD | 2019 |
| 9 | Teutoburger Wald 3 | TW3-01 | OGE | 2019 |
| 10 | Osnabrück | OSN-01 | OGE | 2019 |
| 10 | Teutoburger Wald 4 | TW4-01 | OGE | 2019 |
| 11 | Marl | MAR-01 | OGE | 2019 |
| 12 | Frankfurt | FRA-02 | OGE | 2019 |
| 13 | Bonn | BON-02 | OGE | 2019 |
| 14 | Teutoburger Wald 6 | TW6-02 | OGE | 2019 |
| 15 | Elverlingsen | ELV-01 | OGE | 2019 |
| 3 | Bremen/ Delmenhorst | BD1-05 | GUD | 2020 |
| 7 | Avacon - Wolfsburg | AV3-04 | GUD | 2020 |
| 16 | Verden | VER-01 | GUD | 2020 |
| 12 | Frankfurt | FRA-03 | OGE | 2020 |
| 13 | Bonn | BON-03 | OGE | 2020 |
| 17 | Teutoburger Wald 5 | TW5-01 | OGE | 2020 |
| 18 | Limburg | LIM-02 | OGE | 2020 |
| 19 | Aggertalleitung * | AGG-01 | OGE | 2020 |
| 19 | Aggertalleitung | AGG-01 | TG | 2020 |

Quelle: NEP 2015 der FNB

Auch für den Zeitraum nach 2020 haben die FNB die konkrete Planung für die Umstellung erstellt und im NEP 2015 veröffentlicht. Demnach wird es in 2030 einen verbleibenden produktionsnahen L-Gas-Markt von nur noch etwa 7 GWh/h geben.

Grundsätzlich sehen die Planungen vor, dass der Umfang der jährlichen Umstellung bis ca. 2020 gleichmäßig ansteigt und dann seine „Plateauphase“ erreicht. Im Jahr 2017 ist eine Umstellung von ca. 100.000 Geräten und somit eine Leistung von ca. 1.800 MWh/h geplant. Im Zeitraum 2020-2030 erfolgt dann jährlich eine Reduktion des Marktes um etwa 6-7 GWh/h bzw. eine Umstellung von ca. 350.000-450.000 Geräten pro Jahr:



Quelle: NEP 2015 der FNB

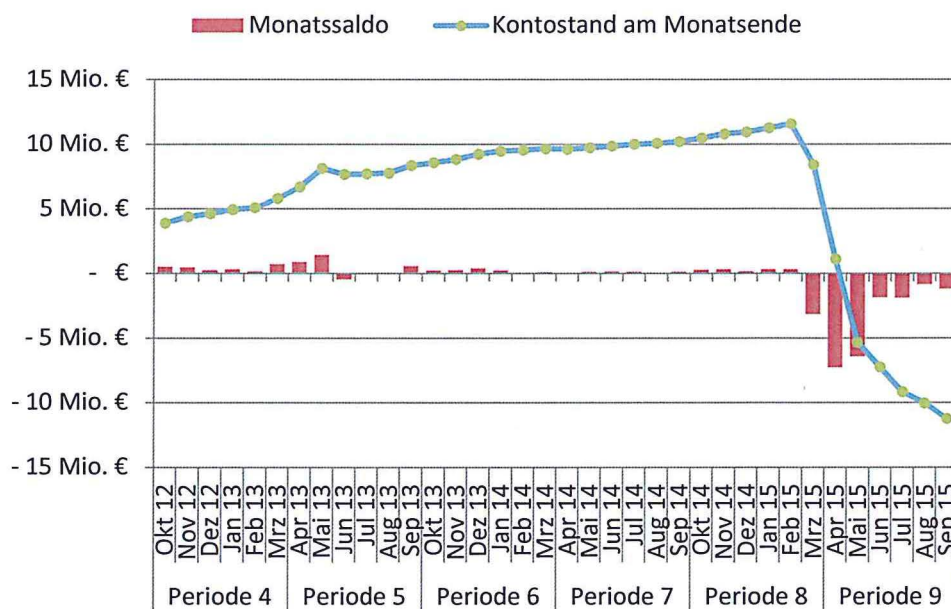
Bis zum Erreichen dieser Plateauphase in 2020 sind die notwendigen Ressourcen bei den erforderlichen Dienstleistern aufzubauen. Dies betrifft sowohl die Anzahl entsprechend zertifizierter Unternehmen wie aber auch die Anzahl entsprechend ausgebildeter Monteure innerhalb dieser Unternehmen. Für die Umstellung größerer zusammenhängender Großräume, wie bspw. Bremen ab 2017, Bonn ab 2019 oder Frankfurt a.M. ab 2019 sind erhebliche Planungsarbeiten und Abstimmungen vor Durchführung der komplexen Umstellungen erforderlich. Aufgrund dieses hohen logistischen Aufwandes und der (noch) begrenzten Umstellungskapazitäten ist eine signifikante Beschleunigung der Marktraumumstellung in Deutschland derzeit nicht realistisch.

5. Konvertierungsverhalten der Marktteilnehmer:

Für das Marktgebiet NCG ist eine deutliche Zunahme der bilanziellen Konvertierung seit dem Endzeitraum der achten Konvertierungsperiode bei einem Konvertierungsentgelt von 0,4 EUR/MWh (01.10.2014-31.03.2015) feststellbar, die innerhalb der neunten Konvertierungsperiode (01.04.2015-30.09.2015) bei einem Konvertierungsentgelt von 0,3 EUR/MWh weiter signifikant angestiegen ist. Die bilanzielle Konvertierung in diesen Zeitraum bezog sich dabei fast ausschließlich auf die Richtung „H-Gas nach L-Gas“. Dies bedeutet, dass Marktteilnehmer aktiv die Möglichkeit genutzt haben, L-Gas-Kunden bilanziell über Einspeisungen im H-Gas zu versorgen.

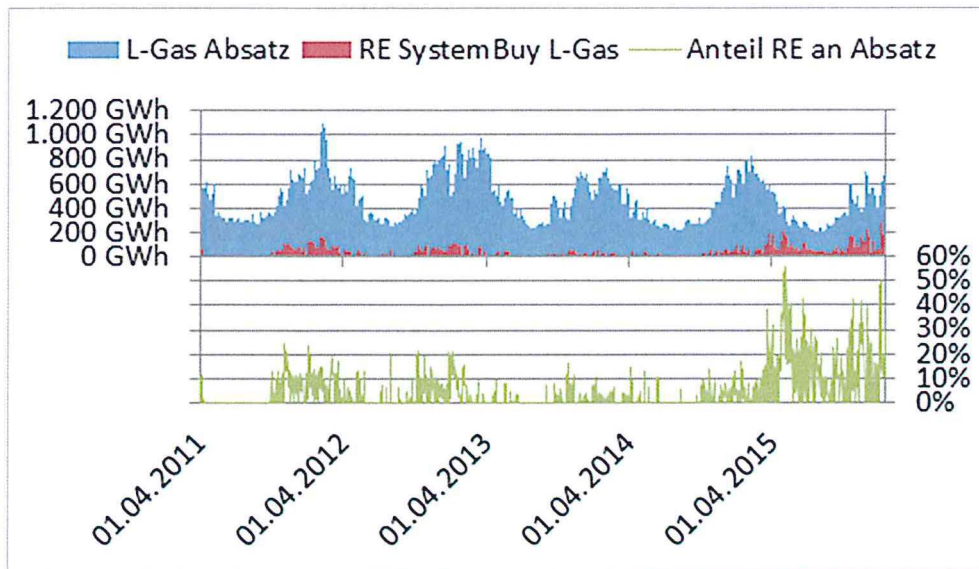
Aufgrund der starken Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung mussten ab ca. März 2015 fast täglich kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen durch den gegenläufigen Einsatz von externer Regelenergie im H- und L-Gas seitens NCG durchgeführt werden. Dies zeigt sich deutlich durch den Vergleich der kommerziellen Konvertierungsmengen in der achten und neunten Konvertierungsperiode, zwischen welchen ein ca. 7-facher Anstieg zu verzeichnen ist. Die Häufigkeit der kommerziellen Konvertierung seit März 2015 führte außerdem zu hohen Kosten für NCG im Rahmen der Regelenergiebeschaffung und in weiterer Folge zu einem negativen Stand des Konvertierungskontos i.H.v. EUR -14.730.114 zum Ende Oktober 2015. Im Vergleich zum Stand des Konvertierungskontos zum Ende Oktober 2014 ist dies ein Rückgang i.H.v. EUR 25.212.060.

Entwicklung Konvertierungskonto



Neben den hohen bilanziellen Konvertierungsmengen ist ein weiterer Grund für den starken Anstieg der Kosten durch kommerzielle Konvertierung die rückläufigen Kapazitäten zur technischen Konvertierung von H-Gas zu L-Gas. Diese reduzierten Konvertierungskapazitäten sind weder für NCG noch für die betreibenden deutschen FNB kurzfristig beeinflussbar, sondern sind bedingt durch die Gasbeschaffenheit und Brennwerte der aus den Niederlanden importierten L-Gas-Mengen.

Neben den entsprechend hohen Kosten durch gegenläufigen Regelenergieeinsatz äußerte sich der Anstieg der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas außerdem in teilweise deutlich zu niedrigen Einspeisungen von Bilanzkreisverantwortlichen in das L-Gas-Netz, die durch Regelenergieeinkäufe im L-Gas ausgeglichen werden mussten. Ein Vergleich der von NCG als Regelenergie bereitgestellten L-Gas-Mengen und der insgesamt täglich ausgespeisten bzw. verbrauchten L-Gas-Mengen zeigt deutlich, dass insbesondere seit März 2015 ein nicht unerheblicher Anteil des L-Gas-Verbrauchs über Regelenergie abgedeckt wird. In den Spitzen betrug dieser Anteil an den jeweiligen Gastagen über 50 %.



Diese Entwicklung könnte auf einen Trend hindeuten, wonach potentiell zukünftig die Versorgung von Endkunden im L-Gas zu einem Großteil durch die NCG über die Bereitstellung von Regelenergie zu erfolgen hätte. Eine solche Entwicklung kann aus Sicht der NCG weder gewollt noch hingenommen werden, da sie nicht unserem Verständnis der Rollenverteilung im deutschen Erdgasmarkt entspricht.

6. Notwendigkeit einer Beibehaltung des Konvertierungsentgelts:

Es sind wirtschaftliche Anreize erforderlich, damit Händler auch zukünftig L-Gas-Mengen beschaffen bzw. bestehende langfristige Lieferverträge nicht reduzieren. Nur der Fortbestand der langfristigen Nachfrage wird dazu führen, dass der Produzent diese L-Gas-Mengen auch weiterhin bereitstellt.

Durch den Wegfall des Konvertierungsentgeltes bzw. ein nicht ausreichend hohes Konvertierungsentgelt entfällt für die heutigen L-Gas-Importeure wie auch alle anderen Bilanzkreisverantwortlichen der wirtschaftliche Anreiz zur beschaffenheitsgerechten Einspeisung von L-Gas in ihre Bilanzkreise, da die alternative Einspeisung von H-Gas (bilanziell) ohne negative Konsequenzen möglich wäre. Dies wird nach unserer Einschätzung kurz- bis mittelfristig zu folgenden Entwicklungen führen:

- Für die Bilanzkreisverantwortlichen entfällt der wirtschaftliche Anreiz, eine gasbeschaffenheitsgerechte Absicherung gegen Lieferausfälle durch gasbeschaffenheitsgerechte Mengen- und Leistungsvorhaltung in Speichern zu betreiben. Dies wird dazu führen, dass eine Mengen- und Leistungsvorhaltung für H- und L-Gas-Portfolios weit überwiegend nur noch im H-Gas und in H-Gas Speichern erfolgt, während in L-Gas-Speichern nur noch eine ungenügende Bevorratung vorgenommen wird. Die für die Leistungsbereitstellung aus den L-Gas-Speichern

erforderlichen Füllstände würden nicht mehr erreicht und es entstünde ein Leistungsdefizit in der kapazitiven L-Gas-Leistungsbilanz. Die Versorgungssicherheit wäre in leistungsstarken Zeiten gefährdet.

- Für die Importeure entfällt die Notwendigkeit, L-Gas einzukaufen. In diesem Fall wird ein immanentes Interesse auf der niederländischen Lieferantenseite zur Reduzierung von Lieferverpflichtungen auf eine Offenheit/Bereitschaft auf der deutschen Käuferseite treffen. Wir sehen die große Gefahr, dass im gegenseitigen Einvernehmen die niederländischen Lieferanten kurzfristig aus ihrer Verpflichtung entlassen werden und sich dies auf die Produktion von L-Gas in den Niederlanden auswirkt.

Durch Wegfall des Konvertierungsentgeltes bzw. ein zu niedrig bemessenes Konvertierungsentgelt entfällt der Anreiz, gasbeschaffenheitsgerecht L-Gas in die Bilanzkreise einzuspeisen. Die Steuerungswirkung des Konvertierungsentgeltes geht verloren. Der wirtschaftliche Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen zur gasbeschaffenheitsgerechten Vorsorge und Bevorratung in L-Gas-Speichern geht verloren. Die in der kapazitiven Leistungsbilanz unterstellten Speicherfüllstände werden nicht mehr erreicht und die notwendige Leistung aus diesen Speichern steht zur Versorgung des deutschen L-Gas-Marktes auch bei Bedarf physisch nicht mehr zur Verfügung. Bei den heutigen L-Gas-Importeuren entfällt die Notwendigkeit, an ihren langfristigen Bezugsverträgen festzuhalten. Dies wird zu einer weiteren Reduzierung der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen führen. Die dann nicht mehr produzierten Gasmengen wären für die Versorgung deutscher L-Gas-Endverbraucher unabhängig vom Preis – auch als Regelenergie – physisch nicht mehr verfügbar, die Versorgungssicherheit wäre vor dem Hintergrund der bereits knappen L-Gas-Leistungsbilanz mengenmäßig und kapazitiv gefährdet.

7. Marktverzerrungen:

Selbst wenn nach Wegfall des Konvertierungsentgeltes die für die Versorgung von L-Gas Verbrauchern erforderlichen L-Gasmengen physisch noch verfügbar wären, würde eine systematisch zu hohe Einspeisung von H-Gas und zu geringe Einspeisung von L-Gas durch die Bilanzkreisverantwortlichen zu erheblichen Marktverzerrungen führen:

- Die „Überbereitstellung“ von H-Gas führt zu Zwangsverkäufen durch den MGV. Die Not der MGV, H-Gas auf dem Regelenergiemarkt zu verkaufen, wäre innerhalb des Marktes bekannt.
- Die komplementäre „Unterdeckung“ beim L-Gas führt zu Zwangskäufen durch den MGV. Auch diese Not der MGV, L-Gas auf dem Regelenergiemarkt zu kaufen, wäre innerhalb des Marktes bekannt.
- Die MGV als nachfragende L-Gas Käufer sind keine „normalen“ Marktteilnehmer, da sie für Anbieter kalkulierbar sind (die MGV



MÜSSEN kaufen, koste es was es wolle). Marktpartner der MGV werden aufgrund der zuvor genannten Signale diese Zwangssituation kennen und regelmäßig ihren wirtschaftlichen Vorteil daraus ziehen verbunden mit einem entsprechenden Missbrauchspotential weniger Marktakteure, die zum einen Einfluss auf diese Mangelsituation ausüben können und zum anderen den Bedarf wiederum bedienen können.

- Da keine Beschaffungsalternativen bestehen, drohen extreme Preisausschläge auf dem Regelenergiemarkt. Hieraus resultiert insbesondere bei der kurzfristigen Finanzierung ein erhebliches Liquiditätsrisiko für die MGV.

Bereits heute machen hohe L-Gas Regelenergieeinkäufe den MGV NCG gelegentlich zum größten Händler an Handlungspunkten. Diese Entwicklung konterkariert die bisherige Marktentwicklung insbesondere vor dem Hintergrund des Rollenverständnisses in einem entflochtenen Marktumfeld. Nach dem gesetzlichen Rollenverständnis in Deutschland ist die langfristige Mengenbeschaffung, Mengenvorhaltung und Speicherbefüllung aber zur Versorgung von Kunden Aufgabe der Händler bzw. Bilanzkreisverantwortlichen und nicht diejenige der MGV oder FNB.

8. Fazit:

Auf Basis der vorgenannten Gründe und Erwägungen wird NCG im Zeitraum vom 01.10.2016 bis 31.03.2017 das Konvertierungsentgelt der Konvertierungsrichtung von H-Gas zu L-Gas beibehalten und nicht vollständig auf Null absenken gemäß § 5 Abs.2 Satz 3 des Standardangebotes der Festlegung KONNI Gas. Dieses Vorgehen zeigen wir Ihnen bereits jetzt an.

Für Rückfragen hierzu stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
NetConnect Germany GmbH & Co. KG

