

# Evaluierungsbericht des Gaswirtschaftsjahres 2014/15 der GASPOOL Balancing Services GmbH für das Marktgebiet GASPOOL gemäß Tenor 3 lit. a) Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten

---

Evaluierungsbericht zur KONNI Gas

01.02.2016

Herausgegeben von der:

**GASPOOL Balancing Services GmbH**

**Anna-Louisa-Karsch-Str. 2**

**10178 Berlin**

## Inhaltsverzeichnis

Begriffsdefinitionen .....	3
1. Einleitung .....	5
2. Betrachtung der Konvertierung .....	6
2.1 Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen .....	6
2.2 Betrachtung physikalischer Konvertierungsmengen .....	8
2.3 Einsatz kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen .....	11
2.4 Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise .....	12
2.5 Zwischenfazit .....	14
3. Kommerzielle Einschätzung .....	15
3.1 Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem .....	16
3.1.1 Erlöse aus dem Konvertierungssystem .....	16
3.1.2 Kosten des Konvertierungssystems .....	18
3.2 Stand Konvertierungskonto zum 01.10.2015 .....	20
4. Gesamtbewertung Konvertierungssystem .....	22
5. Ausblick .....	24
5.1 Veränderte Rahmenbedingungen im L-Gas Markt .....	24
5.2 Gesamtbewertung des Konvertierungssystems GASPOOL .....	27
5.2.1 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit .....	32
5.2.2 Kommerzielle Auswirkungen .....	33
5.2.3 Mögliche Kompensationsmöglichkeiten durch Konvertierung oder Marktraumumstellung .....	34
5.3 Weiteres Vorgehen .....	35

## **Begriffsdefinitionen**

### Bilanzielle Konvertierung:

Pro Bilanzkreis konstruiert konvertierte und abrechnungsrelevante Menge der qualitätsübergreifenden Bilanzierung. D.h. bei gegenläufigem Stand des H-Gas- und L-Gas-Saldos in einem Rechnungsbilanzkreis wird die betragsmäßig kleinere Menge als Konvertierungsmenge abgerechnet.

### Bilanzielle netzweite Konvertierung:

Summierung aller Einspeisungen sowie aller Ausspeisungen (getrennt) nach Gasqualität über alle Bilanzkreisstrukturen, für die in beiden Gasqualitäten Mengen bilanziert wurden. Bei gegenläufigem Stand (verschiedene Vorzeichen) der sich ergebenden H-Gas- und L-Gas-Salden ist die betragsmäßig kleinere Menge die bilanzielle netzweite Konvertierung.

Von der so ermittelten Menge ist der Anteil der technischen Konvertierung abzuziehen, der ausschließlich für bilanzielle Konvertierung benötigt wurde. Es werden die Bilanzkreisstrukturen berücksichtigt, die über mindestens einen Unterbilanzkreis verfügen, der von der Gasqualität des Rechnungsbilanzkreises abweicht. Rechnungsbilanzkreis und Unterbilanzkreis müssen aktiv bewirtschaftet werden.

### Kommerzielle Konvertierung:

Um die bei der bilanziellen netzweiten Konvertierung angefallenen Mengen kommerziell zu bewerten, werden diese mit der an den jeweiligen Tagen eingesetzten externen Regelenergie verglichen. Es wird angenommen, dass in der überspeisten Gasqualität qualitätsscharf verkaufte Regelenergie und in der unterspeisten Gasqualität qualitätsscharf oder lokal eingekaufte Regelenergie bis zur Höhe der bilanziellen netzweiten Konvertierungsmenge zur kommerziellen Konvertierung angefallen ist.

### Physikalische Konvertierung:

Die physikalische Konvertierung ist eine Berechnungsvariante der physischen Konvertierung: Bei gegenläufigem Einsatz von Regelenergie, d.h. bei qualitätsscharfer (Beschaffungsvorgabe „Qualität“) oder lokaler Beschaffung von Regelenergie in der einen Gasqualität und qualitätsscharfer oder lokaler Veräußerung von Regelenergie in der anderen Gasqualität entspricht die betragsmäßig kleinere Menge Regelenergie der physikalischen Konvertierungsmenge.



Physische Konvertierung / Ist-Konvertierung:

Überbegriff der beiden Varianten „Bilanzielle Netzweite Konvertierung“ und „Physikalische Konvertierung“.

Technische Konvertierung:

Durch technische Mischanlagen konvertierte Gasmengen. Die technische Konvertierung von H- zu L-Gas erfolgt mittels einer Zumischung von Stickstoff oder Luft zum H-Gas. Im Marktgebiet GASPOOL stehen keine durch GASPOOL steuerbaren technischen Konvertierungsanlagen zur Verfügung.

## 1. Einleitung

Der vorliegende Evaluierungsbericht gemäß Tenor 3 lit. a) zur Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten (KONNI Gas) der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 7 vom 27.03.2012<sup>1</sup> enthält sowohl eine Darstellung der Erfahrungswerte als auch eine Bewertung des Gesamtsystems für das Gaswirtschaftsjahr 2014/15 und ist somit der vierte Evaluierungsbericht, den GASPOOL vorlegt.

Das in diesem Bericht betrachtete Gaswirtschaftsjahr 2014/15 ist das dritte Gaswirtschaftsjahr, in dem die Regelungen der KONNI Gas vollumfänglich gelten und das vierte Gaswirtschaftsjahr, in dem das Marktgebiet GASPOOL ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet ist. Seit dem 01.10.2012 gilt auch die Pflicht für Bilanzkreisverantwortliche, die in beiden Gasqualitäten tätig sind, ihre Bilanzkreise zu verbinden.

Für die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen bedeutet die Fusion von Marktgebieten unterschiedlicher Gasqualitäten zu einem qualitätsübergreifenden Marktgebiet und die einhergehende Zusammenlegung der jeweiligen virtuellen Handlungspunkte (VHP), dass nunmehr Ein- und Ausspeisungen in Bilanzkreisen unterschiedlicher Gasqualitäten vorgenommen werden können und somit qualitätsübergreifend zu bilanzieren ist. Physikalisch müssen jedoch auch in einem qualitätsübergreifenden Marktgebiet die getrennten H- und L-Gas Netzbereiche weiterhin mit der jeweiligen Gasqualität getrennt voneinander betrieben werden.

Der vorliegende Evaluierungsbericht ist im Aufbau analog zu den vorherigen Evaluierungsberichten und wird zunächst die Entwicklung des Konvertierungssystems im Marktgebiet GASPOOL darlegen, um im Anschluss daran die Auswirkungen auf den Marktgebietsverantwortlichen und die Bilanzkreisverantwortlichen darzustellen. Des Weiteren wird die Wechselwirkung der Konvertierung mit dem Bilanzierungssystem sowie dem Regenergiemarkt dargestellt. Die vorliegenden Auswertungen über die letzten Gaswirtschaftsjahre werden verglichen und es werden mögliche Rückschlüsse gezogen. Um hierfür belastbare Aussagen zu treffen, wird, wie durch KONNI Gas gefordert, auf umfangreiche konkrete Daten und Berechnungsbeispiele zurückgegriffen. Auf dieser Basis wird insbesondere eine Auswertung der bilanziellen und der physischen

---

<sup>1</sup> Az.: BK7-11-002

Konvertierungsmengen vorgenommen und im Anschluss daran die auf diesen Mengen basierenden Kosten und Erlöse dargestellt. Auf eine Darstellung der Daten bzw. der Möglichkeit der technischen Konvertierung wird verzichtet, da derzeit im GASPOOL Marktgebiet keine durch GASPOOL steuerbare technische Konvertierung stattfindet.

## **2. Betrachtung der Konvertierung**

Betrachtet wurden die Mengen, die sich durch Konvertierung im Marktgebiet GASPOOL auf Bilanzkreisebene und aus physischer Sicht ergaben. Hier existiert eine natürliche Diskrepanz, da Einkauf und Verkauf von Regelernergie einerseits durch unzureichende SLP-Prognosequalität der Netzbetreiber und andererseits durch Schiefstände in den Bilanzkreisen beeinflusst werden.

In Kapitel 2.1 werden die bilanziellen Konvertierungsmengen behandelt. Zuerst werden die Konvertierungsmengen betrachtet, die den Bilanzkreisverantwortlichen über die Bilanzkreisabrechnungen tatsächlich in Rechnung gestellt wurden. Hierfür werden täglich jeweils ein Saldo für H- und L-Gas gebildet. Anschließend wird bei gegenläufigen Salden auf den kleineren Betrag ein Konvertierungsentgelt erhoben. Aus diesen Mengen konnte GASPOOL somit Einnahmen zur Deckung der Konvertierungskosten erzielen.

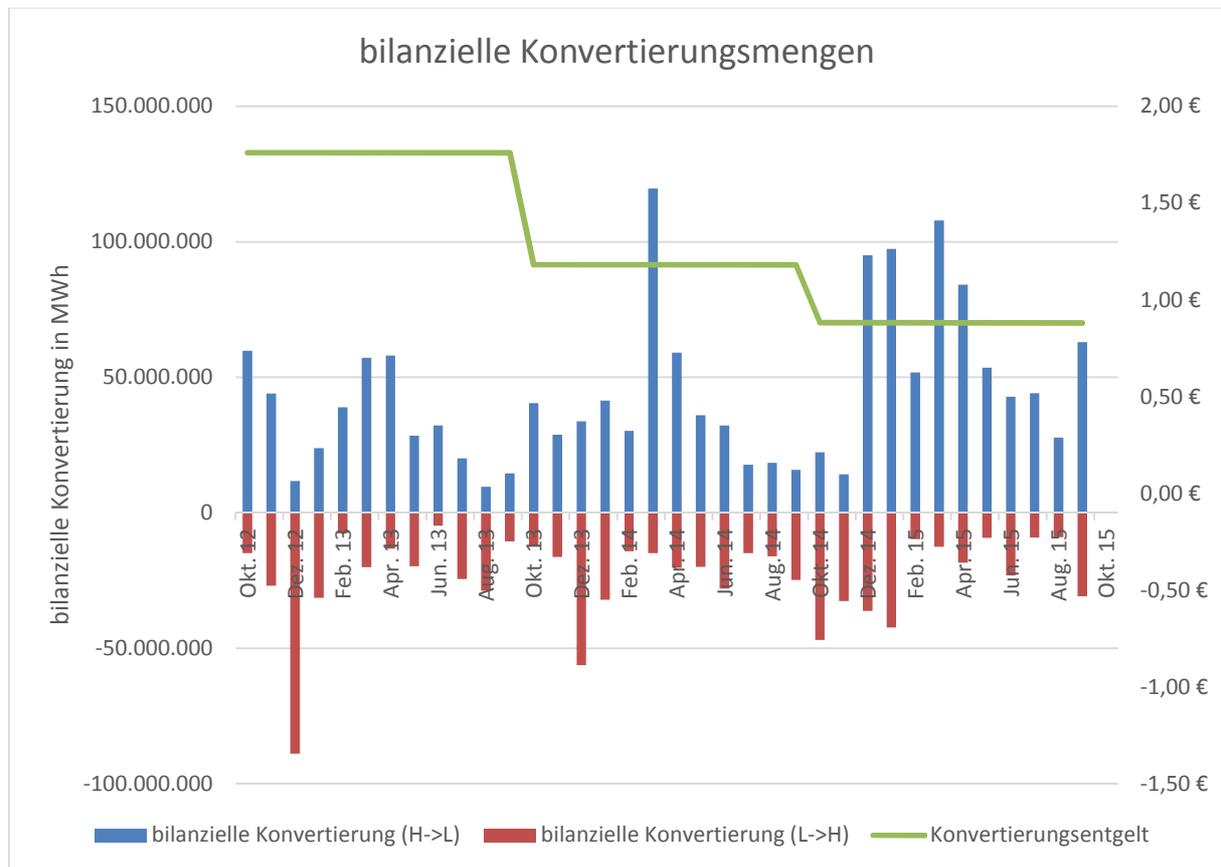
Kapitel 2.2 Betrachtung physikalischer Konvertierungsmengen behandelt die tatsächlich durch physikalische Konvertierung angefallenen Konvertierungsmengen im Marktgebiet.

Unter Kapitel 2.3 Einsatz kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen wird der tägliche Saldo von H- und L-Gas nur für die Bilanzkreise gebildet, die in den jeweiligen Monaten auch tatsächlich an der Konvertierung teilgenommen haben. Dies orientiert sich dabei am Ansatz der Ermittlung der Konvertierungskosten nach dem bilanziellen netzweiten Ansatz, welche ebenfalls auf Monatsbasis ermittelt werden.

### **2.1 Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen**

Die bilanziellen Konvertierungsmengen für die vergangenen Gaswirtschaftsjahre sind in Abbildung 1 dargestellt. Sie sind für die Winterhalbjahre höher als für die Sommerhalbjahre, da hier auch insgesamt mehr Gasmengen im Marktgebiet verbraucht oder transportiert wurden (vgl. auch Kapitel 2.4 Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise). Somit

ist in der Regel auch der absolute Betrag der Salden in den Bilanzkreisen im Winterhalbjahr höher. Erkennbar ist ebenso, dass im Verlauf der Absenkung des Konvertierungsentgeltes die bilanzielle Konvertierung zunimmt.

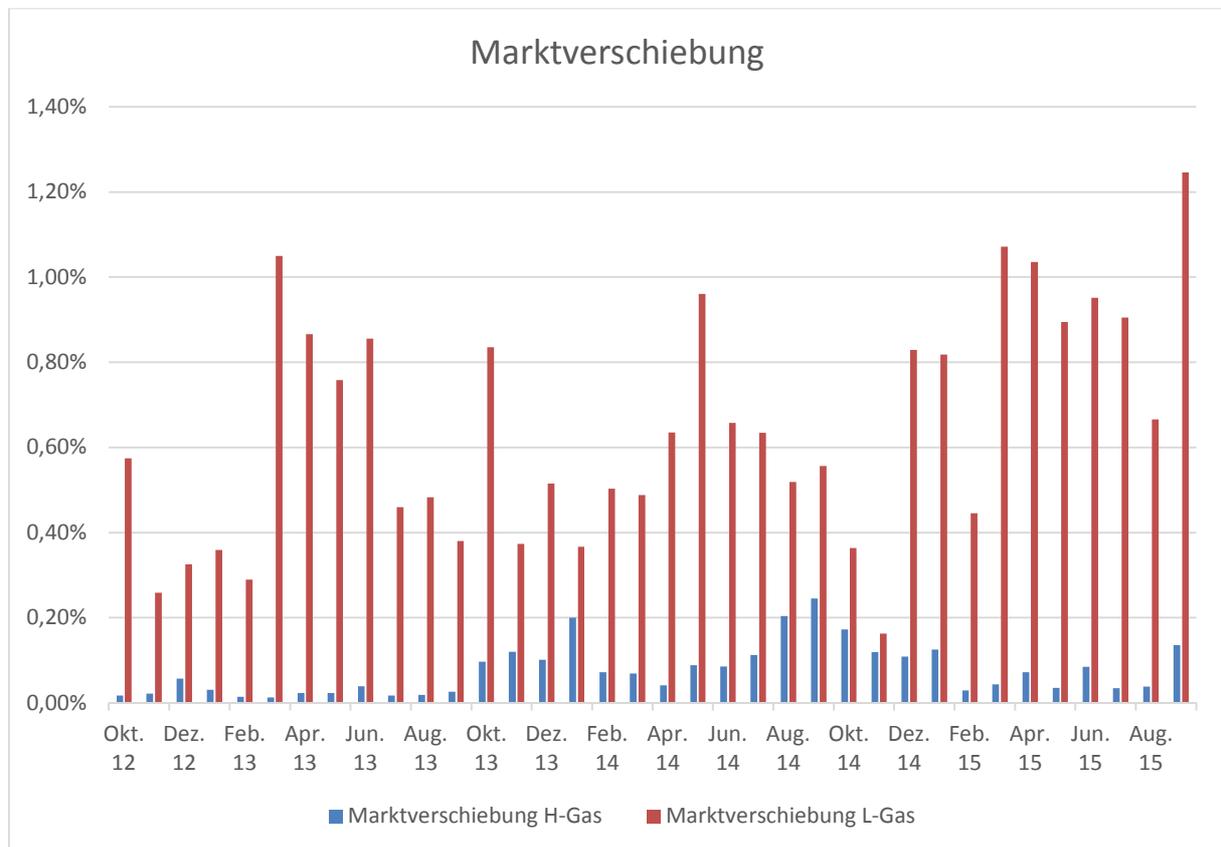


**Abbildung 1: Monatliche bilanzielle Konvertierung in Bilanzkreisrechnungen in MWh**

Der Monat mit der höchsten bilanziellen Konvertierung war der März 2014. In den anderen Monaten wurden geringere Mengen konvertiert. Auffällig ist weiterhin, dass mit Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0,88 €/MWh die bilanzielle Konvertierung von H zu L deutlich zugenommen hat, während die bilanzielle Konvertierung von L zu H zurück ging. Während im Gaswirtschaftsjahr 2013/14 nur etwa 55% der Konvertierungsmenge in die Richtung H- zu L-Gas und etwa 45% in die entgegengesetzte Richtung konvertiert wurden, stieg dieser Wert im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 für die Richtung H- zu L-Gas auf etwa 72%.

Insgesamt wurde im Marktgebiet GASPOOL im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 eine Menge von 987.764 MWh konvertiert. Für das vorangegangene Gaswirtschaftsjahr 2013/14 wurde eine Menge von 860.500 MWh verzeichnet. Somit stieg die bilanziell konvertierte Menge gegenüber

dem Vorjahr um 127.264 MWh, was ca. 15% entspricht. Für die Konvertierungsrichtung H- zu L-Gas ist sogar ein Anstieg von 47% zu verzeichnen.



**Abbildung 2: monatliche Marktverschiebung**

Die Marktverschiebung als Maß wieviel Konvertierung auf Bilanzkreisebene im Vergleich zu den physischen Einspeisemengen stattfindet, zeigt im Verlauf des Jahres 2015 eine leicht steigende Tendenz. Im L-Gas wird in der Monatsbetrachtung im September 2015 ein neuer Höchstwert von 1,25% erreicht. Die durchschnittliche Marktverschiebung im L-Gas stieg im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 auf fast 0,8% an. In den vorherigen Gaswirtschaftsjahren lag diese bei knapp über 0,5%.

## 2.2 Betrachtung physikalischer Konvertierungsmengen

Beim physikalischen Ansatz zur Ermittlung der Ist-Konvertierungsmengen für einen Gastag wird geprüft, ob es in beiden Gasqualitäten zu einem gegenläufigen Regelenergieeinsatz kam. Ist dies der Fall, so entspricht die betragsmäßig kleinere Regelenergiemenge der

Konvertierungsmenge. Da im Marktgebiet GASPOOL keine technischen Konvertierungsanlagen im Einsatz sind, ergibt sich aus dieser Betrachtung auch direkt die tägliche Ist-Konvertierungsmenge.

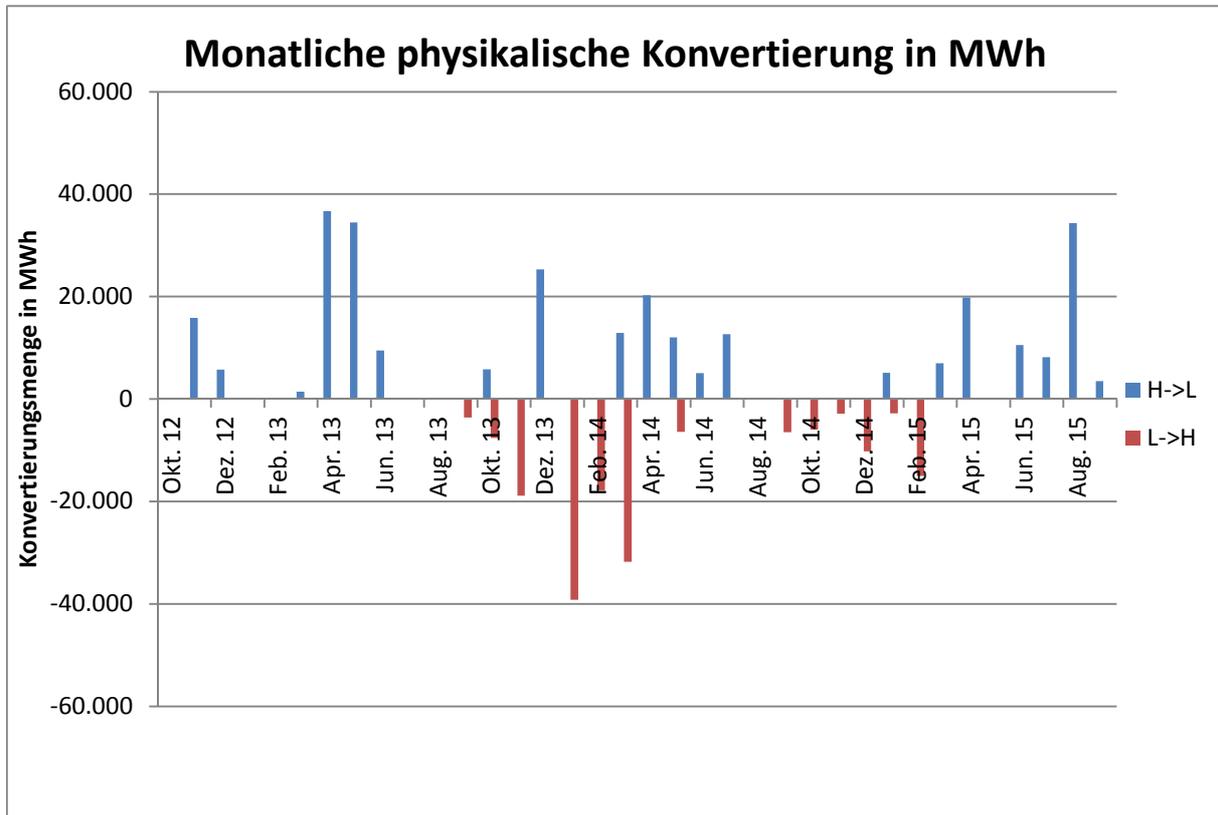


Abbildung 3: Monatliche physikalische Konvertierung in MWh

Ein Aspekt, der an dieser Stelle die physikalischen Konvertierungsmengen verringert, ist der Einsatz der Flexibilitätsprodukte, um Mengen in der jeweiligen Gasqualität zwischen zu speichern und sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder auszugleichen. Hierdurch kann die notwendige Konvertierung teilweise technisch überbrückt werden. Daher muss auf der Kostenseite der Einsatz der Flexibilitätsprodukte Berücksichtigung finden. Jedoch sind seit dem 01.10.2013 die Flexibilitätsprodukte auf den MOL-Rang 4 gerückt und somit erst an letzter Stelle einsetzbar. Demzufolge werden seit diesem Zeitpunkt verstärkt untertägige Kurzfristprodukte von GASPOOL eingesetzt, um untertägigen Regelenergiebedarf auszugleichen. Durch Flexibilitätsprodukte kann deshalb nahezu kein Puffereffekt mehr erreicht werden.

Es lässt sich feststellen, dass in der Vergangenheit die physikalische Konvertierung von H- zu L-Gas insbesondere in den Wechselmonaten stattgefunden hat, da hier die übrige erforderliche Regelenergiebeschäftigung wesentlich geringer war und es häufiger zu gegenläufigem Regelenergieeinsatz kam. Es fällt auf, dass in den milden Wintern 2013/14 und 2014/15 mehr von L- zu H-Gas konvertiert wurde. Erklären lässt sich dies dadurch, dass nur an wenigen Tagen in beiden Gasqualitäten Regelenergie benötigt wurde und es daher öfter zu gegenläufigem Regelenergieeinsatz kam. Außerdem kann diese Beobachtung auf eine möglicherweise eingeschränkte Flexibilität in der L-Gas Versorgung zurückzuführen sein. Aufgrund der milden Witterung waren überschüssige L-Gas Mengen in den Bilanzkreisportfolien vorhanden. In Summe wurde im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 aber wieder verstärkt von H- zu L-Gas konvertiert. Demzufolge hat die weitere Absenkung des Konvertierungsentgeltes wieder dazu geführt, dass die Hauptkonvertierungsrichtung H- zu L-Gas ist.

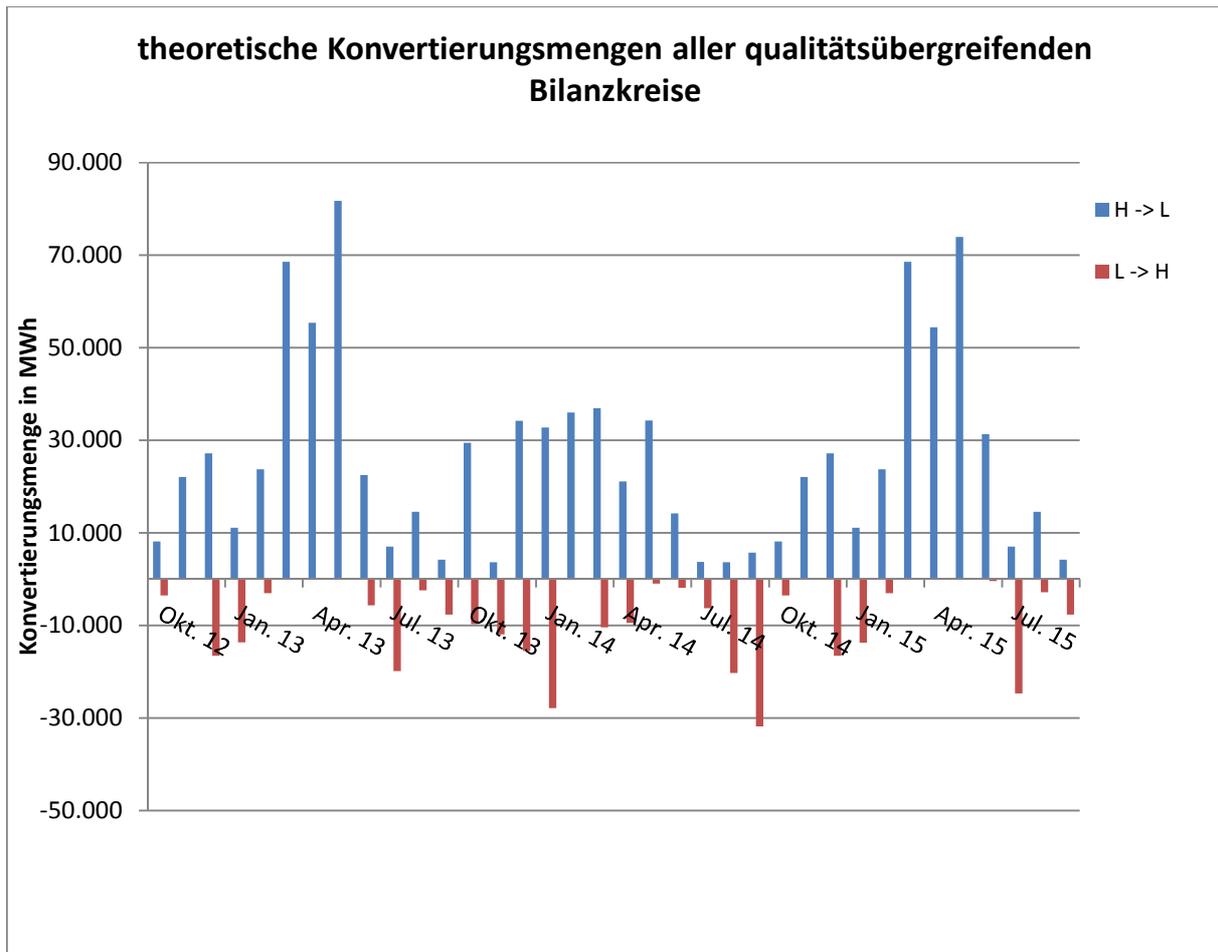
Insbesondere der Einfluss der Netzknoten auf die Regelenergiebeschäftigung des Marktgebietes ist aktuell noch so stark, dass es den Effekt der Konvertierung auf Bilanzkreisebene überkompensiert, sodass GASPOOL in den Wintermonaten weiterhin größtenteils sowohl im H-Gas als auch im L-Gas Regelenergie beschaffen muss und in den Sommermonaten größtenteils Regelenergie in beiden Gasqualitäten verkaufen muss. Die Netzknoten sind aufgrund der Ungenauigkeiten des SLP-Prognoseverfahrens in den Wintermonaten größtenteils unterspeist und in den Sommermonaten überspeist.

Die Kapazitäten zur technischen Konvertierung sind im GASPOOL Marktgebiet eingeschränkt. Im Netz der Gasunie Deutschland gibt es nach Können und Vermögen die Möglichkeit Beimischpotenziale von H- zu L-Gas und von L- zu H-Gas zu nutzen. Des Weiteren ist über die Infrastruktur der Erdgas Münster eine technische Konvertierung in Höhe von 0,2 – 0,3 GWh/h möglich. GASPOOL kann auf diese technischen Konvertierungsanlagen nicht direkt zugreifen. Ein Einsatz im Rahmen des Regelenergiesystems ist damit nur eingeschränkt möglich. Aus diesem Grund entspricht im GASPOOL Marktgebiet die physikalische Konvertierungsmenge der physischen Konvertierungsmenge.

## 2.3 Einsatz kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen

Neben dem physikalischen Ansatz ist nach KONNI Gas auch ein bilanzieller netzweiter Ansatz zur Ermittlung der Ist-Konvertierungsmengen möglich. Hierbei werden täglich die Ein- und Ausspeisungen aller Bilanzkreisverantwortlichen, die in beiden Gasqualitäten tätig sind, getrennt nach Gasqualität aufsummiert. Anschließend wird für jede Gasqualität der Gesamtsaldo der Ein- und Ausspeisungen gebildet. Ergibt sich in einer Gasqualität eine Überspeisung und in der anderen eine Unterspeisung, so bildet der kleinere der beiden Salden den Betrag der täglichen Ist-Konvertierungsmenge. Dafür werden die qualitätsscharfen Saldosummen aller Bilanzkreise betrachtet, die tatsächlich im H- und im L-Gas eine Entry- und/oder Exit-Menge verzeichnen. Nachfolgend werden monatlich die Rechnungsbilanzkreise betrachtet, die sowohl im H-Gas als auch im L-Gas aktiv waren. So erhält man das Konvertierungsvolumen für das GASPOOL kommerzielle Maßnahmen einsetzen musste (siehe Abbildung 4).

Nach KONNI Gas sollen die Mengen nun mit dem gemittelten Regelenergiepreis des Beschaffungstages multipliziert werden. Dazu wird geprüft, ob an Tagen an denen kommerzielle Maßnahmen für Konvertierung eingesetzt wurden, auch gegenläufiger Regelenergieeinsatz stattgefunden hat. Ansonsten ist der anzusetzende Preis „0“. Bei gegenläufigem Regelenergieeinsatz wird der Preisspread aus jeweiligen Tagesmittelpreisen gebildet und hiermit das Konvertierungsvolumen multipliziert.



**Abbildung 4: Theoretische bilanzielle Konvertierung ohne Biogas in MWh**

Beim Vergleich der bilanziellen netzweiten Konvertierungsmengen mit den physikalischen Konvertierungsmengen lässt sich für den Betrachtungszeitraum keine eindeutige Abhängigkeit erkennen. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der Einfluss von Bilanzkreisschiefständen auf die physische Regelenersituation weniger als 50% ausmacht.

## 2.4 Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise

Über alle Bilanzkreise im Marktgebiet GASPOOL flossen im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 952.048.673 MWh als physische Entry-Mengen ein. Das entspricht einem Zuwachs von 59.798.511 MWh oder 6,7% gegenüber dem vorangegangenen Gaswirtschaftsjahr 2013/14. Die Mengen verteilten sich dabei auf die Zeitreihentypen Entry, Entry Biogas physisch und Entry Wasserstoff. Der Monat Januar war der Monat mit den größten physischen Entry-Mengen im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 und der August der Monat mit den geringsten (vgl. Tabelle 1).

Monat	Entry	Entry Biogas MÜP	Entry Biogas physisch	Entry Wasserstoff	Summe
Okt 12	55.174.225	0	284.102	0	55.458.327
Nov 12	67.333.292	3.000	281.895	0	67.618.186
Dez 12	80.391.256	0	291.937	0	80.683.193
Jan 13	84.520.854	0	296.652	0	84.817.505
Feb 13	77.464.509	0	272.127	0	77.736.636
Mrz 13	91.415.745	0	310.778	0	91.726.523
Apr 13	67.535.581	0	307.794	0	67.843.376
Mai 13	66.420.465	0	324.915	0	66.745.380
Jun 13	63.090.022	0	322.630	0	63.412.652
Jul 13	65.819.728	0	335.762	0	66.155.491
Aug 13	62.814.986	0	334.468	0	63.149.454
Sep 13	59.110.176	504	334.479	0	59.445.159
Okt 13	65.260.201	0	355.128	0	65.615.330
Nov 13	76.029.079	0	362.469	0	76.391.547
Dez 13	82.181.093	0	396.085	0	82.577.178
Jan 14	90.089.711	0	395.484	0	90.485.196
Feb 14	79.057.055	0	369.372	42	79.426.469
Mrz 14	78.558.680	0	421.127	210	78.980.018
Apr 14	78.404.548	0	420.616	195	78.825.359
Mai 14	78.235.881	0	426.027	193	78.662.102
Jun 14	63.538.593	0	409.176	166	63.947.935
Jul 14	64.644.456	0	420.967	222	65.065.645
Aug 14	63.858.448	0	429.040	146	64.287.634
Sep 14	67.558.284	0	427.220	245	67.985.749
Okt 14	73.215.494	0	476.385	132	73.692.010
Nov 14	76.135.528	0	450.682	215	76.586.424
Dez 14	90.236.351	0	472.058	129	90.708.539
Jan 15	92.691.552	0	490.591	87	93.182.230
Feb 15	81.073.656	0	436.116	56	81.509.827
Mrz 15	81.023.739	0	496.982	106	81.520.827
Apr 15	76.653.570	0	487.750	11	77.141.330
Mai 15	83.142.341	0	516.181	24	83.658.546
Jun 15	75.511.092	0	510.373	20	76.021.485
Jul 15	76.426.135	0	515.060	2	76.941.197
Aug 15	68.331.287	0	522.368	3	68.853.657
Sep 15	71.720.340	0	512.229	29	72.232.599
<b>GWJ 2012/13</b>	<b>841.090.840</b>	<b>3.504</b>	<b>3.697.539</b>	<b>0</b>	<b>844.791.883</b>
<b>GWJ 2013/14</b>	<b>887.416.030</b>	<b>0</b>	<b>4.832.712</b>	<b>1.420</b>	<b>892.250.162</b>
<b>GWJ 2014/15</b>	<b>946.161.084</b>	<b>0</b>	<b>5.886.775</b>	<b>814</b>	<b>952.048.673</b>

**Tabelle 1: Physische Entry-Mengen im Marktgebiet GASPOOL in den Gaswirtschaftsjahren 2012/13, 2013/14 und 2014/15 über alle Bilanzkreise in MWh**

## 2.5 Zwischenfazit

Bei der Ermittlung der Konvertierungskosten kann GASPOOL von beiden Ansätzen zur Ermittlung der Ist-Konvertierungsmenge denjenigen wählen, der den individuellen Verhältnissen des Marktgebietes bei der technischen Netzsteuerung sowie beim Konvertierungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen am besten gerecht wird. Es ist ferner möglich, eine Minimumbetrachtung der Konvertierungsmengen beider Ansätze durchzuführen, um zu gewährleisten, dass tatsächlich nur solche Kosten dem Konvertierungssystem zugeordnet werden, die sich aus der qualitätsübergreifenden Bilanzierung ergeben.

Zum 01.10.2013 hat GASPOOL die Berechnungslogik zur Ermittlung der Konvertierungskosten auf den bilanziellen netzweiten Ansatz umgestellt.

Durch die Umstellung auf den bilanziellen netzweiten Ansatz erfolgte eine verursachungsgerechtere Aufteilung der Kosten, da insbesondere das Konvertierungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen, welche die Kosten zu tragen haben, berücksichtigt wurde. Andererseits muss erwähnt werden, dass die Kostenaufteilung insbesondere von einem gegenläufigen Regelenergieeinsatz in beiden Gasqualitäten abhängt. Der Regelenergieeinsatz wird jedoch nicht nur allein vom Verhalten der Bilanzkreisverantwortlichen bestimmt, sondern insbesondere auch von der Prognosegenauigkeit des SLP-Verfahrens, so dass GASPOOL in den Wintermonaten weiterhin größtenteils sowohl im H-Gas als auch im L-Gas Regelenergie beschaffen muss und trotz gegenläufiger H- und L-Gas-Salden in den Bilanzkreisen somit keine Kosten dem Konvertierungssystem zugerechnet werden können.

Reichen die Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt nicht aus, um die Kosten der Konvertierung zu decken, so kann der MGV nach KONNI Gas eine Konvertierungsumlage auf alle Entry-Mengen erheben. Im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 hätte sich eine Umlage auf rund 952 Mio. MWh Entry-Mengen verteilt.

Insgesamt sind die konvertierten Mengen im Verhältnis zum Gesamtvolumen des Marktgebietes derzeit relativ gering. Die Höhe des Konvertierungsentgelts setzt also noch einen entsprechenden Anreiz zur qualitätsspezifischen Ein- und Auspeisung der Bilanzkreisverantwortlichen. Dies ist notwendig, um die Systemstabilität nicht zu gefährden.

Bei weiter absinkendem Konvertierungsentgelt nimmt die Wahrscheinlichkeit zu, dass die Volatilität der H- und L-Gas Mengenverteilung zunimmt.

### 3. Kommerzielle Einschätzung

Welchen Einfluss die Konvertierung bei der Portfoliooptimierung darstellt, ist abhängig von der Höhe des Konvertierungsentgelts und dem Preisspread zwischen der H- und der L-Gas Beschaffung. Um zu veranschaulichen, wie sich die Höhe des Konvertierungsentgelts aus Händlersicht tatsächlich darstellt, bietet sich ein Vergleich des Spreads zwischen L- und H-Gas an. Hier werden zum Vergleich die Tagesreferenzpreise Erdgas der Hubs GASPOOL und TTF herangezogen. Zum TTF-Preis wird ein Transportkostenanteil von 1,12 €/MWh bis 30.09.2013 und danach von 0,62 €/MWh addiert<sup>2</sup>. Somit wird ein theoretischer Beschaffungspreis für L-Gas ermittelt. Ein Bilanzkreisverantwortlicher hätte, vorausgesetzt Kapazitäten waren vorhanden, für diesen Preis L-Gas beschaffen und ins Marktgebiet GASPOOL einspeisen können. Alternativ ist die Nutzung der Konvertierung möglich.

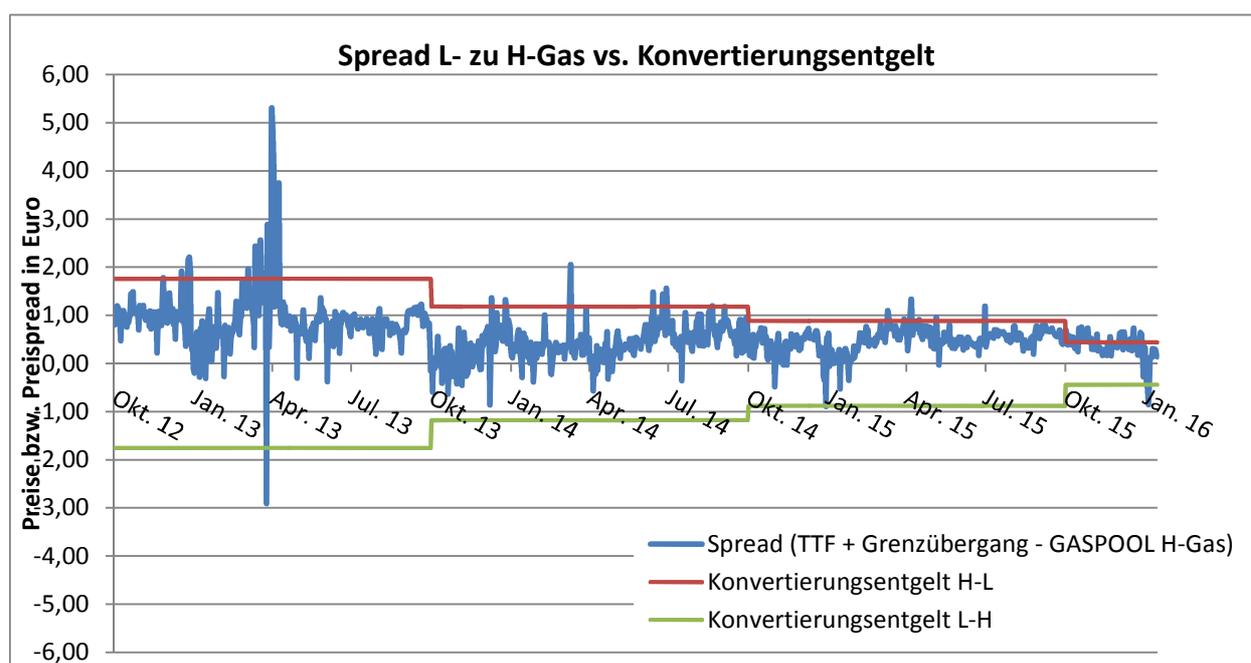


Abbildung 5: Vergleich Konvertierungsentgelt und Spread L-Gasbezug zu H-Gasbezug im Gaswirtschaftsjahr 2013/14

<sup>2</sup> Die Höhe des durchschnittlichen Transportkostenanteils von 1,12 €/MWh für den Zeitraum bis 30.09.2013 wurde aus der Festlegung KONNI Gas übernommen. Für den Zeitraum ab 1.10.2014 konnte anhand von historischen Daten die Höhe des durchschnittlichen Transportkostenanteils berechnet werden.

Im März und April 2013 lag der Preisspread inkl. Transportkostenanteil an mehreren Tagen über dem Konvertierungsentgelt H- zu L-Gas. Das bedeutet, dass an diesen Tagen L-Gas im Verhältnis zu H-Gas so teuer war, dass es für die Bilanzkreisverantwortlichen günstiger war H-Gas einzuspeisen und dieses zu L-Gas bilanziell zu konvertieren als direkt L-Gas einzuspeisen. Da für das Gaswirtschaftsjahr 2013/14 der Transportkostenanteil nur noch ca. 0,62 €/MWh betrug, lag der Preisspread inkl. Transportkostenanteil für diesen Zeitraum nur an 10 Tagen über dem Konvertierungsentgelt H- zu L-Gas. Nur an diesen Tagen lohnte sich für die Bilanzkreisverantwortlichen eine gezielte Konvertierung.

Im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 mit einem Konvertierungsentgelt von 0,88€/MWh lag der Preisspread inkl. Transportkostenanteil nur an 8 Tagen über dem Konvertierungsentgelt. Demzufolge hat ein Konvertierungsentgelt von 0,88 €/MWh noch genug Anreiz gesetzt, dass die Bilanzkreisverantwortlichen möglichst qualitätsscharf einspeisen.

Seit dem 01.10.2015 hat GASPOOL das Konvertierungsentgelt auf 0,441 €/MWh gesenkt. Im Zeitraum bis zum 14.01.2016 lag der Preisspread inkl. Transportkostenanteil schon an 35 Tagen und somit an einem Drittel der Tage über dem Konvertierungsentgelt.

### **3.1 Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem**

Auch im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 nahm jeder Bilanzkreisverantwortliche, dessen L-Gas und H-Gasbilanzkreise miteinander verbunden waren, die Konvertierung automatisch zur Optimierung seines Bilanzkreises in Anspruch. Dabei wurde auf Tagesbasis jeweils der kleinere Betrag bei entgegengesetzten Salden bilanziell konvertiert. Zum 01.10.2011 startete GASPOOL mit einem Konvertierungsentgelt von 2,20 €/MWh. Zum 01.04.2012 wurde das Entgelt auf 1,95 €/MWh und für das Gaswirtschaftsjahr 2012/13 zum 01.10.2012 entsprechend der in der KONNI Gas festgelegten Höchstgrenze weiter auf 1,76 €/MWh gesenkt. Dieser Trend wurde mit weiteren Absenkungen auf 1,18 €/MWh zum 01.10.2013, auf 0,88 €/MWh zum 01.10.2014 und auf 0,441 €/MWh zum 01.10.2015 fortgesetzt.

#### **3.1.1 Erlöse aus dem Konvertierungssystem**

Auch im Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 erhob GASPOOL zur Deckung der Kosten weiterhin ausschließlich ein Konvertierungsentgelt. Mit der KONNI Gas besteht seit dem 01.10.2012 auch die Möglichkeit eine Konvertierungsumlage zu erheben, sofern die Kosten durch das Konvertierungsentgelt nicht gedeckt werden können. Die Höhe des Konvertierungsentgelts ist

in beide Konvertierungsrichtungen gleich hoch. Bislang konnte GASPOOL auf die Einführung der Konvertierungsumlage verzichten, da, wie bereits erwähnt, durch den Einfluss des Konvertierungsentgeltes die Kosten, die im Rahmen der Konvertierung entstehen, gedeckt werden konnten. Mit fortschreitendem Abschmelzen des Konvertierungsentgeltes steigt aber die Wahrscheinlichkeit der Einführung einer Konvertierungsumlage.

	bilanzielle Konvertierung in MWh			Konvertierungs- entgelt in €/MWh	Erlöse in €
	Summe	H zu L	L zu H		
<b>Okt. 13</b>	88.566	56.913	31.652	1,18	104.507,41
<b>Nov. 13</b>	72.157	35.778	36.379	1,18	85.145,34
<b>Dez. 13</b>	84.416	53.530	30.886	1,18	99.610,63
<b>Jan. 14</b>	109.052	42.714	66.337	1,18	128.680,79
<b>Feb. 14</b>	64.988	45.913	19.074	1,18	76.685,53
<b>Mrz. 14</b>	59.148	41.303	17.845	1,18	69.794,87
<b>Apr. 14</b>	50.031	39.739	10.293	1,18	59.036,77
<b>Mai. 14</b>	75.087	53.443	21.644	1,18	88.602,82
<b>Jun. 14</b>	48.803	30.457	18.346	1,18	57.587,75
<b>Jul. 14</b>	52.659	25.900	26.759	1,18	62.137,96
<b>Aug. 14</b>	69.840	21.977	47.863	1,18	82.411,09
<b>Sep. 14</b>	85.102	27.749	57.353	1,18	100.420,50
<b>Okt. 14</b>	69.270	22.312	46.958	0,88	60.957,74
<b>Nov. 14</b>	46.775	14.189	32.586	0,88	41.161,98
<b>Dez. 14</b>	131.344	95.046	36.298	0,88	115.582,82
<b>Jan. 15</b>	139.730	97.376	42.354	0,88	122.962,71
<b>Feb. 15</b>	61.481	51.735	9.746	0,88	54.103,43
<b>Mrz. 15</b>	120.396	107.814	12.582	0,88	105.948,31
<b>Apr. 15</b>	102.577	84.117	18.460	0,88	90.267,49
<b>Mai. 15</b>	62.841	53.563	9.279	0,88	55.300,37
<b>Jun. 15</b>	65.947	42.808	23.139	0,88	58.033,53
<b>Jul. 15</b>	53.250	44.065	9.185	0,88	46.860,07
<b>Aug. 15</b>	36.786	27.732	9.054	0,88	32.372,06
<b>Sep. 15</b>	93.852	62.977	30.875	0,88	82.589,85
<b>GWJ 13/14</b>	<b>859.849</b>	<b>475.417</b>	<b>384.431</b>		<b>1.014.621,48</b>
<b>GWJ 14/15</b>	<b>984.250</b>	<b>703.734</b>	<b>280.516</b>		<b>866.140,37</b>

**Tabelle 2: Erlöse in € aus dem Konvertierungsentgelt in den Gaswirtschaftsjahren 2013/14 und 2014/15 (ohne Biogas)**

Insgesamt erzielte GASPOOL durch das Konvertierungsentgelt aus den Erdgas-Bilanzkreisabrechnungen im Gaswirtschaftsjahr 2013/14 Erlöse in Höhe von 1.014.621,48€ und im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 von 866.140,37€. Die monatliche Verteilung der Konvertierungsmengen und Erlöse ist in Tabelle 2 dargestellt. Erkennbar ist, dass in den letzten Gaswirtschaftsjahren die bilanziell abgerechneten Konvertierungsmengen stetig

gestiegen, die Einnahmen jedoch aufgrund der Absenkung des Konvertierungsentgeltes stetig gesunken sind.

### **3.1.2 Kosten des Konvertierungssystems**

Während sich die Erlöse aus den bilanziell je Rechnungsbilanzkreis konvertierten Mengen multipliziert mit dem jeweils gültigen Konvertierungsentgelt genau ermitteln lassen, gibt es für die Ermittlung der Konvertierungskosten verschiedene Ansätze. Wie in der KONNI Gas gefordert, arbeitet GASPOOL bei der Festlegung des Konvertierungsentgeltes und zukünftig auch bei der Festlegung einer eventuellen Konvertierungsumlage nach dem Ansatz der Ergebnisneutralität. Negative Stände auf dem Konvertierungskonto werden ebenso wie positive Stände für die Folgeperioden mit eingepreist.

Da die einzusetzenden Regelenergiemengen für Commodity und somit auch die physikalischen Konvertierungsmengen durch den Einsatz von Flexibilitätsprodukten im Marktgebiet GASPOOL optimiert werden, wird ein Teil dieser Kosten auf die Konvertierung umgelegt. Die gesamten Konvertierungskosten ergeben sich daher aus drei Kostenblöcken. Diese beinhalten, neben den Kosten für Commodity (z.B. EEX) und einem Anteil am Leistungspreis der Flexibilitätsprodukte, auch einen Anteil am Arbeitspreis der Flexibilitätsprodukte. Die Kosten für die Konvertierung werden jeweils auf Tagesbasis ermittelt. Bei der Verrechnung von Flexibilitäten bildet GASPOOL, in Abstimmung mit der BNetzA, den Abgrenzungsschlüssel als Durchschnittswert über alle Tage in der Betrachtungsperiode.

	Commodity	Flex LP	Flex AP	Summe
<b>Okt. 13</b>	47.499,53	76.200,20	13,48	123.713,20
<b>Nov. 13</b>	0,00	33.298,78	0,00	33.298,78
<b>Dez. 13</b>	5.112,14	46.922,65	244,16	52.278,96
<b>Jan. 14</b>	266.190,61	91.061,53	3.007,33	360.259,47
<b>Feb. 14</b>	26.200,06	44.710,34	268,39	71.178,79
<b>Mrz. 14</b>	7.833,37	29.655,53	183,40	37.672,30
<b>Apr. 14</b>	14.341,74	11.484,54	368,30	26.194,57
<b>Mai. 14</b>	19.957,53	14.234,00	123,37	34.314,91
<b>Jun. 14</b>	21.331,66	13.616,33	116,03	35.064,03
<b>Jul. 14</b>	0,00	4.711,28	0,00	4.711,28
<b>Aug. 14</b>	0,00	4.711,28	0,00	4.711,28
<b>Sep. 14</b>	0,00	6.114,28	0,18	6.114,46
<b>Okt. 14</b>	29.421,60	60.234,80	686,32	90.342,72
<b>Nov. 14</b>	462,62	12.058,01	23,18	12.543,82
<b>Dez. 14</b>	0,00	11.387,21	0,00	11.387,21
<b>Jan. 15</b>	0,00	11.315,20	0,00	11.315,20
<b>Feb. 15</b>	0,00	9.790,32	0,00	9.790,32
<b>Mrz. 15</b>	24.220,80	21.941,61	158,38	46.320,79
<b>Apr. 15</b>	15.545,44	4.902,79	234,35	20.682,58
<b>Mai. 15</b>	0,00	1.110,66	0,00	1.110,66
<b>Jun. 15</b>	0,00	1.077,95	0,00	1.077,95
<b>Jul. 15</b>	105,96	1.108,01	1,51	1.215,48
<b>Aug. 15</b>	1.565,34	2.960,22	83,15	4.608,71
<b>Sep. 15</b>	2.065,00	3.740,07	0,96	5.806,04
<b>Summe GWJ 13/14</b>	<b>408.466,64</b>	<b>376.720,73</b>	<b>4.324,64</b>	<b>789.512,01</b>
<b>Summe GWJ 14/15</b>	<b>73.386,76</b>	<b>141.626,84</b>	<b>1.187,86</b>	<b>216.201,46</b>

**Tabelle 3: Konvertierungskosten in € im Marktgebiet GASPOOL für die Gaswirtschaftsjahre 2013/14 und 2014/15**

Nach den beschriebenen Verfahren ergaben sich für das Gaswirtschaftsjahr 2013/14 Konvertierungskosten in Höhe von 789.512,01 € und für das Gaswirtschaftsjahr 2014/15 216.201,46€. Die Entwicklung der Höhe der monatlichen Konvertierungskosten hing zunächst primär davon ab, ob und wie viel Commodity für Konvertierung im Geltungszeitraum anfiel. Die Höhe der Kosten für Leistungspreise verhielt sich kohärent hierzu. Wurde in einem Monat eine große Regelenergiemenge für Konvertierung eingesetzt, so ergab sich auch eine hohe Verrechnung des Leistungspreises der Flexibilitätsprodukte.

Der durchschnittliche Preisspread zwischen Regelenergieeinkaufspreis in der einen Gasqualität und Regelenergieverkaufspreis in der anderen Gasqualität lag im Gaswirtschaftsjahr 2013/14 bei 8,76€/MWh und im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 bei 4,18 €/MWh.

### **3.2 Stand Konvertierungskonto zum 01.10.2015**

Die Erlöse des Konvertierungskontos ergeben sich aus dem Konvertierungsentgelt der Bilanzkreisabrechnungen. Die Kosten setzen sich aus den drei zuvor erklärten Blöcken zusammen.

Im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 konnte das Konvertierungskonto den positiven Stand kontinuierlich weiter aufbauen, so dass zum 30.09.2015 ein Kontostand von 1.472.581,27 € zu verzeichnen war. Die auf das Konvertierungskonto zu verbuchenden Kosten lagen seit März 2014 immer unter den erzielten Erlösen aus dem Konvertierungsentgelt. Somit ging die GASPOOL Balancing Services GmbH erneut mit einem positiven Saldo des Konvertierungskontos in das nächste Gaswirtschaftsjahr.

GWJ	Erlöse in €	Commodity	Flex GP	Flex AP	Saldo	Stand Konvertierungs-konto
Sep. 12						187.931,02
Okt. 12	87.919,87	0,00	18.999,71	0,00	68.920,16	256.851,19
Nov. 12	66.423,26	26.426,18	82.311,28	3.459,75	-45.773,95	211.077,24
Dez. 12	158.415,35	12.464,35	61.846,32	1.054,91	83.049,78	294.127,01
Jan. 13	129.287,31	0,00	18.999,71	0,00	110.287,60	404.414,62
Feb. 13	78.058,96	0,00	17.161,03	0,00	60.897,93	465.312,55
Mrz. 13	236.706,68	15.652,80	21.936,61	311,28	198.805,98	664.118,53
Apr. 13	142.336,47	46.286,83	120.722,98	65.038,51	-89.711,84	574.406,69
Mai. 13	92.413,44	47.797,40	104.475,99	12.632,80	-72.492,75	501.913,94
Jun. 13	106.083,36	13.883,74	59.061,51	1.490,52	31.647,59	533.561,53
Jul. 13	57.451,80	0,00	35.104,99	0,00	22.346,81	555.908,34
Aug. 13	60.625,04	0,00	35.104,99	0,00	25.520,05	581.428,40
Sep. 13	71.626,02	4.371,15	50.935,55	1.500,68	14.818,64	596.247,04
Okt. 13	104.507,41	47.499,53	76.200,20	13,48	-19.205,79	577.041,24
Nov. 13	85.145,34	0,00	33.298,78	0,00	51.846,56	628.887,80
Dez. 13	99.610,63	5.112,14	46.922,65	244,16	47.331,68	676.219,48
Jan. 14	128.680,79	266.190,61	91.061,53	3.007,33	-231.578,68	444.640,80
Feb. 14	76.685,53	26.200,06	44.710,34	268,39	5.506,75	450.147,54
Mrz. 14	69.794,87	7.833,37	29.655,53	183,40	32.122,58	482.270,12
Apr. 14	59.036,77	14.341,74	11.484,54	368,30	32.842,20	515.112,32
Mai. 14	88.602,82	19.957,53	14.234,00	123,37	54.287,92	569.400,24
Jun. 14	57.587,75	21.331,66	13.616,33	116,03	22.523,73	591.923,96
Jul. 14	62.970,91	0,00	4.711,28	0,00	58.259,63	650.183,60
Aug. 14	82.411,09	0,00	4.711,28	0,00	77.699,82	727.883,42
Sep. 14	100.420,50	0,00	6.114,28	0,18	94.306,05	822.189,46
Okt. 14	60.957,74	29.421,60	60.234,80	686,32	-29.384,98	792.804,48
Nov. 14	41.161,98	462,62	12.058,01	23,18	28.618,16	821.422,64
Dez. 14	115.582,82	0,00	11.387,21	0,00	104.195,61	925.618,26
Jan. 15	122.962,71	0,00	11.315,20	0,00	111.647,51	1.037.265,76
Feb. 15	54.103,43	0,00	9.790,32	0,00	44.313,11	1.081.578,88
Mrz. 15	105.948,31	24.220,80	21.941,61	158,38	59.627,52	1.141.206,40
Apr. 15	90.267,49	15.545,44	4.902,79	234,35	69.584,91	1.210.791,31
Mai. 15	55.300,37	0,00	1.110,66	0,00	54.189,71	1.264.981,02
Jun. 15	58.033,53	0,00	1.077,95	0,00	56.955,58	1.321.936,61
Jul. 15	46.859,78	105,96	1.108,01	1,51	45.644,30	1.367.580,91
Aug. 15	32.825,26	1.565,34	2.960,22	83,15	28.216,55	1.395.797,46
Sep. 15	82.589,85	2.065,00	3.740,07	0,96	76.783,82	<b>1.472.581,27</b>
<b>Summe</b>	<b>3.169.395,27</b>	<b>648.735,86</b>	<b>1.145.008,22</b>	<b>91.000,95</b>	<b>1.284.650,25</b>	

Tabelle 4: Konvertierungskonto der Gaswirtschaftsjahre 2012/13, 2013/14 und 2014/15

## 4. Gesamtbewertung Konvertierungssystem

Die Inanspruchnahme des Konvertierungssystems war auch im Gaswirtschaftsjahr 2014/15 im Verhältnis zum Gesamtvolumen des Marktgebietes eher gering, da die Höhe des Konvertierungsentgeltes weiterhin einen entsprechenden Anreiz zur qualitätsspezifischen Einspeisung setzte.

Bezogen auf die gesamten Entry-Mengen des Marktgebietes von ca. 952 Mio. MWh lag der Anteil der von Händlern geforderten bilanziellen Konvertierung mit 0,98 Mio. MWh bei ca. 0,1 % des Marktvolumens. Die tatsächliche erforderliche physische Konvertierungsmenge belief sich auf über 0,13 Mio. MWh und wurde durch virtuelle Konvertierungsmaßnahmen umgesetzt. Der größte Teil der physischen Konvertierung, über 0,09 Mio. MWh, wurde von H nach L durchgeführt. Insgesamt entstanden für die virtuelle Konvertierung Kosten in Höhe von 0,216 Mio. €.

Die Erlössituation aus dem Konvertierungsentgelt schwankte auch im Gaswirtschaftsjahr 2014/15. Prinzipiell lässt sich festhalten, dass in den Wintermonaten die Einnahmen etwas höher waren als in den Sommermonaten.

GASPOOL schloss das Gaswirtschaftsjahr 2014/15 mit einem positiven Konvertierungskontostand ab, der über dem des vorangegangenen Gaswirtschaftsjahres lag. Somit konnte GASPOOL weiterhin auf die Einführung einer Umlage verzichten.

Zum neuen Gaswirtschaftsjahr 2015/16 wurde das Entgelt bei GASPOOL auf 0,441 €/MWh reduziert. Wenn eine weitere Abschmelzung des Entgeltes in der Geschwindigkeit der Vorgaben aus der KONNI Gas stattfindet, wird die Einspeisung der anderen (preiswerteren) Gasqualität für Bilanzkreisverantwortliche noch attraktiver. Die Absenkung auf 0,88 €/MWh führte dazu, dass die Händler die Konvertierung stärker als Instrument nutzen, um frei zu entscheiden, welche Gasqualität eingespeist wird. Allerdings war der Anstieg der Nutzung des Konvertierungssystems noch moderat, was insbesondere darauf zurück zu führen ist, dass der H-L-Gas-Preisspread bezogen auf das Konvertierungsentgelt nur an 8 Tagen einen Anreiz setzte, H-Gas für die Versorgung von L-Gas einzuspeisen. Es muss immer wieder bewertet werden, ob der komplette Verzicht auf ein Entgelt nicht die Systemintegrität gefährdet. Dies könnte zum Beispiel der Fall sein, wenn große Händler mit L-Gas Bilanzkreisen von einem Tag auf den anderen Tag ihre Aufkommensquellen von L-Gas auf H-Gas umstellen. Außerdem könnte es für Produzenten in Deutschland attraktiv werden, nicht qualitätsgerecht,

sondern kostenoptimiert zu produzieren, d.h. z.B. Stickstoffkonditionierungsanlagen nicht zu nutzen. Der MGV müsste – soweit ausreichend L-Gas verfügbar ist – durch gegenläufige Regelenergiebeschäftigung kompensieren. Es wird verhindert, dass sich von einem Tag auf den anderen die Voraussetzungen für den Marktgebietsverantwortlichen komplett verändern. KONNI Gas sieht vor, dass die monetäre Lücke zwischen den Konvertierungskosten und den Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt durch eine Umlage geschlossen wird.

Die Bestimmung von Konvertierungsentgelten im Vorfeld ist sehr schwierig, da die Inanspruchnahme von Konvertierung keine konstante Größe und im Vorfeld schwer kalkulierbar ist. Bei der derzeitigen Höhe des Entgeltes und dem vorgegebenen Absenkungspfad ist bei normalem Marktverhalten zu erwarten, dass sich die Nutzung der Konvertierung weiter erhöht, so dass GASPOOL zunächst mit entsprechendem Einsatz physischer Konvertierungsmaßnahmen gegensteuern muss. Hierbei ist darauf zu achten, dass bevor dieser Einsatz von Regelenergie an seine Grenzen stößt und die Netzstabilität nicht mehr abgesichert werden kann, weitere Maßnahmen zur virtuellen Konvertierung (z.B. weitere Regelenergie-/Konvertierungsprodukte) sowie die Umstellung von Markträumen von L- auf H-Gas aber auch die eventuelle Errichtung von technischer Konvertierung (Bau und Betrieb von Misch- bzw. Konvertierungsanlagen) frühzeitig in Betracht gezogen werden.

## 5. Ausblick

### 5.1 Veränderte Rahmenbedingungen im L-Gas Markt

Seit Konsultation und Erlass der Festlegung KONNI Gas durch die Bundesnetzagentur in 2011/2012 haben sich aus Sicht der GASPOOL gravierende Veränderungen auf dem L-Gas Markt, die eine Neubewertung der bestehenden, regulatorisch gesetzten Rahmenbedingungen für qualitätsübergreifende Gasmarktgebiete notwendig machen.

Das L-Gas des deutschen Gasmarktes stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wird regelmäßig auch die deutschlandweite kapazitative L-Gas Leistungsbilanz aufgestellt und veröffentlicht. 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 die Leistung aus den deutschen L-Gas Speichern auch zur Verfügung steht, ist im Bedarfsfall nach den Anforderungen des NEP ein Füllstand von 50% erforderlich. Der Anteil der niederländischen Importe an der L-Gas Nachfrage wird bis 2025 auf unter 50% sinken. Ab 2029 sind keine Importe aus den Niederlanden mehr vorgesehen. Der Anteil der inländischen Produktion am L-Gas Verbrauch wird im gleichen Zeitraum entsprechend steigen. Die kapazitative L-Gas Leistungsbilanz des NEP zeigt bereits heute eine knappe Unterdeckung für die kommenden Jahre. Somit hat jede Verschlechterung der Situation bei der deutschen und niederländischen Produktion einen direkten Einfluss auf die Versorgungssicherheit im L-Gas.

So zeigen Prognosen des Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. einen rückläufigen Trend der deutschen Erdgasproduktion. Ein Vergleich der Prognosen über die Zeit miteinander und gegenüber der tatsächlich erzielten Produktion zeigt, dass die deutsche Produktion tatsächlich noch stärker zurückgeht als 2011 im Rahmen der damaligen Prognose angenommen. Demzufolge wird bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans mittlerweile ein Sicherheitsabschlag auf die prognostizierten inländischen Produktionsmengen von 10% vorgenommen.

In den Niederlanden ist es seit 2013 zu einem in den Jahren 2011/2012 noch nicht absehbaren, massiven 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.

Seit 2011 werden in der Region Groningen vermehrt Erdbeben registriert, deren Ursache in der Erdgasproduktion vermutet wird. Als Reaktion auf den beobachteten Anstieg der Erdbeben wurden Anfang 2014 zusätzliche Restriktionen für die Förderung aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen erlassen.

In einer Entscheidung des "Raad van State" (RvS) am 18.11.2015 wurde eine Vorgabe für die maximale Produktionsleistung für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 i.H.v. 27 bcm gesetzt. Gemäß Urteil ist eine Erhöhung der Produktion auf bis zu 33 bcm zulässig, sofern die Durchschnittstemperatur 2015/2016 geringer ist, als die Durchschnittstemperatur 2012 und unter der Bedingung, dass mindestens 15 bcm L-Gas durch technische Konvertierungsanlagen der GTS bereitgestellt werden.

Da nach Aussage des niederländischen Wirtschaftsministeriums durchgeführte Studien belegen, dass es einen Zusammenhang zwischen der Anzahl und Stärke der Erdbeben und Erdgasproduktion gibt, ist davon auszugehen, dass diese Beschränkungen auch für die Zukunft für die gesamte niederländische Erdgasproduktion gelten.

Nach Einschätzung der GASPOOL muss deshalb für die Zukunft von einem weiteren Rückgang der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen ausgegangen werden. Da es vertraglich vereinbarte Lieferverpflichtungen gibt, kann diese Reduzierung nur durch Substitution aus zusätzlichen technischen Konvertierungsanlagen der GTS oder Reduzierung bestehender Lieferverpflichtungen bzw. keinen Neuabschluss auslaufender Lieferverpflichtungen erreicht werden. Da die Erweiterung und der Betrieb technischer Konvertierungsanlagen Kosten verursacht, existiert eine wirtschaftliche Motivation zur Reduzierung bestehender Lieferverpflichtungen auf der niederländischen Seite.

Es besteht daher die Gefahr, dass eine derartige Reduzierung von Lieferverpflichtungen vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen zu einer weiteren Reduzierung der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen führen könnte.

Eine Entspannung dieser sehr knappen Leistungsbilanz ist erst ab ca. 2020 zu erwarten, wenn die in 2015 angelaufene Marktraumumstellung von L- auf H-Gas ihre Plateauphase erreicht hat und der Bedarf für L-Gas sukzessive reduziert wird. Ein erstes Pilotprojekt der anstehenden Marktraumumstellung wurde bereits in 2015 durchgeführt. Ab 2017 werden dann erste größere Markträume umgestellt. 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 GW bzw. eine Umstellung von ca. 350.000-450.000 Geräten pro Jahr.

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber 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. Leider ist aktuell noch nicht abschließend geklärt, ob die Betriebskosten technischer Konvertierungsanlagen im Rahmen des Konvertierungs- oder Regelenergiesystem berücksichtigt werden.

Neben den technisch getriebenen Maßnahmen der Marktraumumstellung und dem Bau technischer Konvertierungsanlagen sind vor allem wirtschaftliche Anreize erforderlich, damit Händler auch zukünftig L-Gasmengen beschaffen bzw. bestehende Einkaufsverträge nicht reduzieren. Nur der Fortbestand der langfristigen Nachfrage wird dazu führen, dass der Produzent diese L-Gasmengen auch weiterhin bereitstellt.

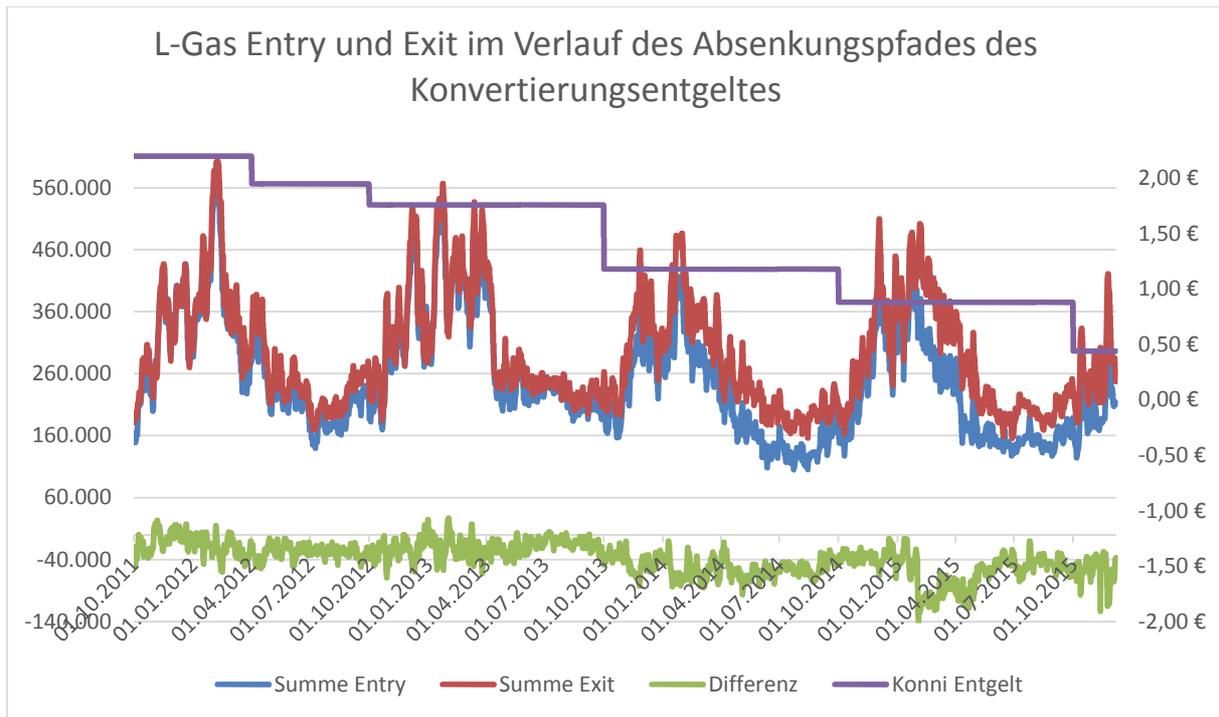
Durch Wegfall des Konvertierungsentgeltes bzw. ein zu niedrig bemessenes Konvertierungsentgelt entfällt der Anreiz, gasbeschaffenheitsgerecht L-Gas in die Bilanzkreise einzuspeisen. Die bisherige Steuerungswirkung des Konvertierungsentgeltes geht verloren. Der wirtschaftliche Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen 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 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. Diese dann nicht mehr produzierten Gasmengen wären für die Versorgung von L-Gas Endverbrauchern unabhängig vom Preis – auch als Regelenergie – physisch nicht mehr verfügbar. Die Versorgungssicherheit wäre vor dem Hintergrund der bereits knappen L-Gas-Leistungsbilanz nicht mehr zu gewährleisten.

## 5.2 Gesamtbewertung des Konvertierungssystems GASPOOL

Die Gesamtbewertung des Konvertierungssystems zeigt, dass der Trend zur Konvertierung im GASPOOL Marktgebiet steigt. Im Vergleich zum Gesamtpotential erscheint die Konvertierungsmenge mit ca. 1% relativ gering, allerdings zeichnet sich trotz eines Konvertierungsentgeltes in Höhe 0,88 €/MWh und milden Tagestemperaturen im gesamten Jahr ein verstärkter Trend insbesondere zur H-L Konvertierung ab, wie sich aus den Ergebnissen der bilanziellen Konvertierung (s. Kapitel 2.1) und der physikalischen Konvertierung (s. Kapitel 2.2) ablesen lässt.

Wie im Evaluierungsbericht des Gaswirtschaftsjahres 2013/14 der GASPOOL Balancing Services GmbH für das Marktgebiet GASPOOL gemäß Tenor 3 lit. a) Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten angesprochen, hat GASPOOL weitere Untersuchungen durchgeführt. In diesen Untersuchungen zeichnet sich ebenfalls der Trend ab, dass bei fallendem Konvertierungsentgelt mit einer Erhöhung der Konvertierungsmengen und mit einer Erhöhung der Konvertierungskosten zu rechnen ist. Ein vergleichbarer Zusammenhang wurde dabei auch anhand von Daten des Marktgebietes NetConnect Germany nachgewiesen. Hinsichtlich der Versorgungssicherheit bestehen ebenfalls klare Indizien, die eine Verschlechterung selbiger nahe legen. Auch hier konnte in der Untersuchung auf Basis historischer Daten statistisch nachgewiesen werden, dass es zu einer Verschärfung kritischer Netzsituationen durch das Konvertierungssystem kommen kann.

GASPOOL senkte das Konvertierungsentgelt zum 01.10.2015 auf 0,441 €/MWh. In den darauffolgenden Monaten sind die bilanziellen Konvertierungsmengen im Vergleich zum Vorjahr zwar angestiegen, allerdings hat der erwartete Anstieg der bilanziell konvertierten Mengen nicht so stattgefunden wie erwartet, was im Wesentlichen auf die verhältnismäßig warme Witterung in diesen Monaten zurückzuführen sein kann. Der Trend ist in den restlichen Wintermonaten des Jahres 2016 weiter zu beobachten.



**Abbildung 6: L-Gas Entry und Exit im Verlauf des Absenkungspfades des Konvertierungsentgeltes**

In Abbildung 6 sind die L-Gas Entry- und Exitmengen dem Verlauf des Konvertierungsentgeltes gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass mit Abschmelzen des Konvertierungsentgeltes die Differenz aus physischen Entry-Mengen und physischen Exit-Mengen im L-Gas, also die Unterspeisung der Bilanzkreise, zunimmt. Bei einer weiteren Absenkung des Entgeltes ist zu erwarten, dass sich dieser Effekt verstärkt.

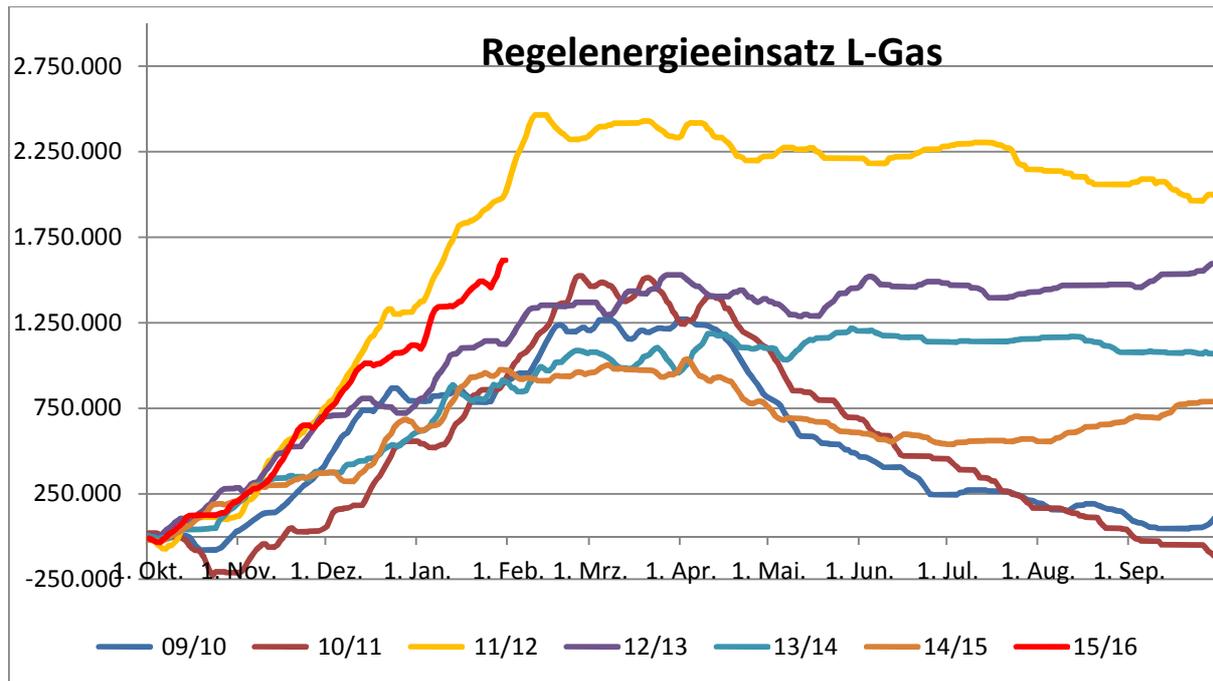
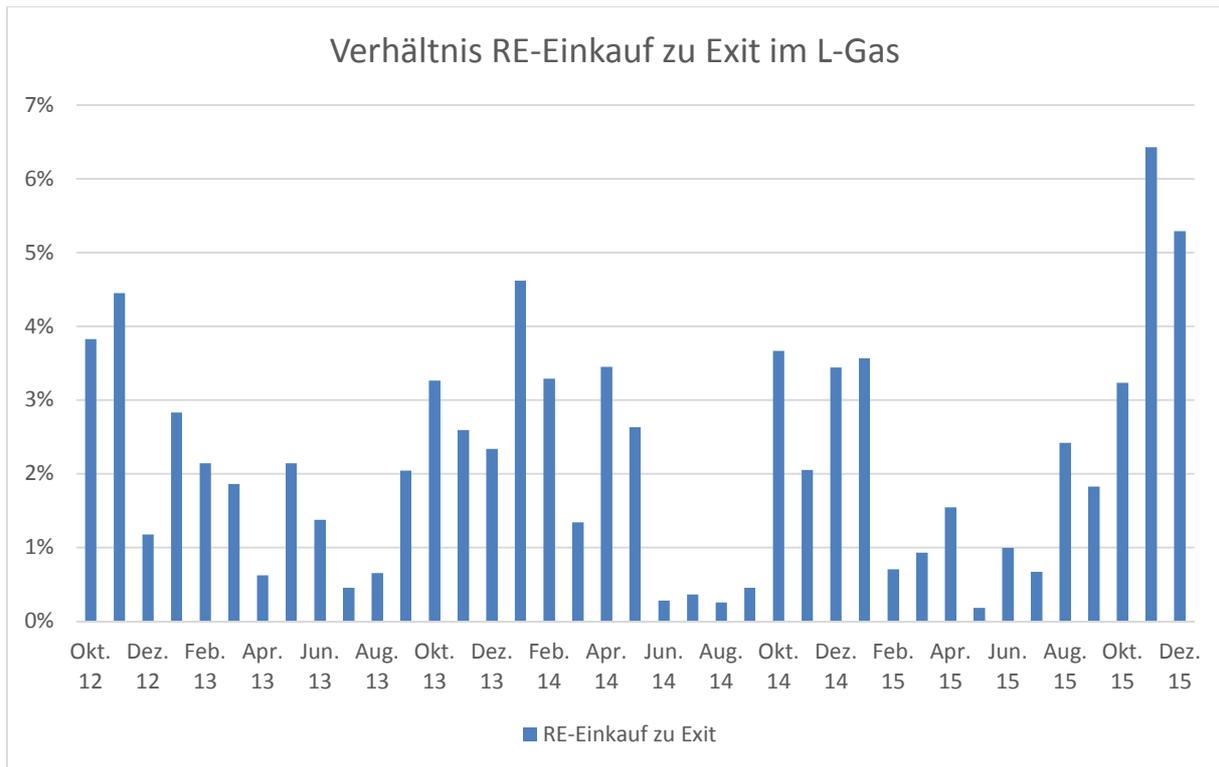


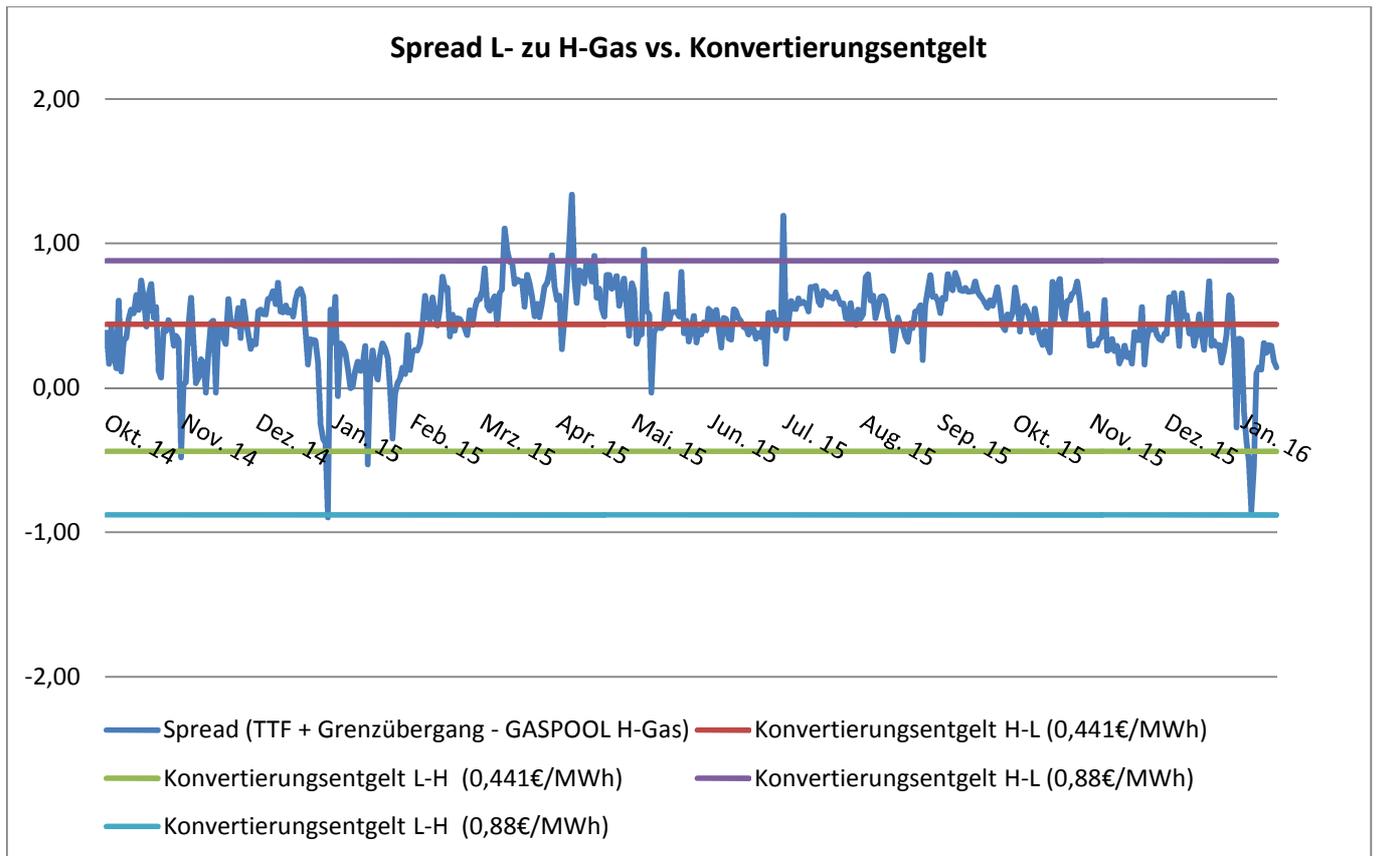
Abbildung 7: Vergleich Regelenergieeinsatz (kumuliert, saldiert) der letzten Gaswirtschaftsjahre im L-Gas

In Abbildung 7 ist der Regelenergieeinsatz im L-Gas der Gaswirtschaftsjahre seit 2009 dargestellt. Der bisher kälteste Winter 2011/12 stellt den bisher höchsten Regelenergieeinsatz dar. Das aktuelle Gaswirtschaftsjahr 2015/16 liegt im Vergleich insbesondere zu den anderen Gaswirtschaftsjahren auf hohem Niveau, auch wenn die ersten Monate von eher milden Temperaturen geprägt waren. Der Regelenergieeinsatz im H-Gas ist im Gaswirtschaftsjahr 2015/16 auf unterdurchschnittlichem Niveau und liegt im Vergleich der letzten Jahre auf dem niedrigsten Niveau. Da die Anwendung des Standardlastprofilverfahrens gasqualitätsunabhängig ist, kann dieser Unterschied nur durch Konvertierung auf Bilanzkreisebene hervorgerufen worden sein.



**Abbildung 8: Verhältnis Regelenergie Einkauf zu Ausspeisemengen im L-Gas**

Bei der Gegenüberstellung der durch GASPOOL bereitgestellten Regelenergiemengen im L-Gas zeigt sich ein Anstieg im aktuellen Gaswirtschaftsjahr. Im November 2015 wurden im Durchschnitt über 6% der Ausspeisemengen im L-Gas über Regelenergie bereitgestellt und im Dezember 2015 über 5%.



**Abbildung 9: Vergleich Konvertierungsentgelt von 0,88 €/MWh und 0,441 €/MWh und Spread L-Gasbezug zu H-Gasbezug Oktober 2014 bis Januar 2016**

Um zu veranschaulichen, welchen Anreiz das Konvertierungsentgelt aus Händlersicht zur qualitätsscharfen Einspeisung darstellt, erfolgt ein Vergleich des Spreads zwischen L- und H-Gas. Bisher konnte das Konvertierungsentgelt noch genug Anreiz setzen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen qualitätsscharf einspeisen. Die Auswirkung der Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf maximal 0,441 €/MWh zum Gaswirtschaftsjahr 2015/16 kann beispielhaft anhand der Simulation mit den Preisspread aus dem Gaswirtschaftsjahr 2014/15 dargestellt werden (vgl. Abbildung 9). Setzt man den Preisspread inkl. Transportkostenanteil des Gaswirtschaftsjahres 2014/15 mit einem Konvertierungsentgelt in dieser Höhe in Relation, so fällt auf, dass der Preisspread inkl. Transportkostenanteil an 226 Tagen über dem Konvertierungsentgelt H- zu L-Gas liegt. Für diese Tage wäre es für die Bilanzkreisverantwortlichen günstiger, H-Gas einzuspeisen und dieses bilanziell zu L-Gas zu konvertieren als L-Gas einzuspeisen. Demzufolge müsste GASPOOL an diesen Tagen die L-Gas Ausspeisemengen über L-Gas Regelenergieeinkauf ausgleichen. Bei einem Konvertierungsentgelt von 0 €/MWh wäre es im gleichen Zeitraum für die Bilanzkreisverantwortlichen nur an 15 Tagen günstiger, ihre L-Gas Kunden auch mit einer

Einspeisung von L-Gas statt H-Gas zu versorgen. Bevor ein Bilanzkreisverantwortlicher die Entscheidung trifft, auch dauerhaft seine L-Gas Kunden über die Einspeisung von H-Gas zu versorgen, muss gesichert sein, dass dies auch dauerhaft wirtschaftlich vorteilhafter ist. Bei einem Konvertierungsentgelt von 0,88 €/MWh war dies nicht der Fall. Die Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0,441 €/MWh und die oben skizzierte Abschätzung zeigen, dass es nun für die Bilanzkreisverantwortlichen überwiegend wirtschaftlich vorteilhafter ist, die L-Gas Kunden über H-Gas Einspeisung zu versorgen. Dieser Effekt wird vermutlich erst mit einer gewissen Verzögerung eintreten. Beispielsweise werden Lieferanten mit H-Gas Portfolien die Belieferung von L-Gas Weiterverteilern anstreben und Angebote auf Basis von H-Gas Preisen (ohne Konvertierungsentgelt) unterbreiten und somit mit den L-Gas Angeboten konkurrieren. Die Verzögerung kommt zustande, da Weiterverteiler in der Regel 1 bis 1,5 Jahre vor Liefervertragsbeginn neue Verträge abschließen.

Je weiter das Konvertierungsentgelt und schlussendlich bis auf 0 €/MWh abgesenkt wird, desto mehr wird der Anreiz erhöht, qualitätsunabhängig einzuspeisen.

### **5.2.1 Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit**

Die Auswirkung der Absenkung des Konvertierungsentgeltes unter 0,441€/MWh im GASPOOL Marktgebiet ist aufgrund fehlender Erfahrungen aktuell noch nicht belegbar. Allerdings zeigt die bereits zum 01.10.2015 durchgeführte Absenkung von 0,88 €/MWh auf 0,441€/MWh einen Anstieg der bilanziellen Konvertierungsmengen im Vergleich zum Vorjahr. Der weitere Trend wird im 1. Quartal 2016 zu beobachten sein. Darüber hinaus bietet sich ein Vergleich mit der Entwicklung im Marktgebiet der Net Connect Germany an.

Bei einem Konvertierungsentgelt von 0,4 €/MWh bei der Net Connect Germany bis 31.03.2015 lag dort das Konvertierungsverhalten auf niedrigem Niveau. Mit der Absenkung auf 0,3 €/MWh sind die Konvertierungsmengen stark gestiegen und Net Connect Germany muss deutlich mehr L-Gas Regelernergie einkaufen und H-Gas Regelernergie verkaufen. Die Regelernergieeinkaufsmengen im L-Gas liegen seit diesem Zeitpunkt weit über den Mengen in den Vorjahreszeiträumen.

Wenn man nun die möglichen Auswirkungen im GASPOOL Marktgebiet abschätzen möchte, muss geprüft werden, ob GASPOOL den Rückgang der L-Gas Einspeisung durch die Bilanzkreisverantwortlichen und die damit verbundene zu erbringende Konvertierungsleistung durch Regelernergie auch ausgleichen kann. Die höchste Unterspeisung im L-Gas der letzten Gaswirtschaftsjahre, die GASPOOL ausgleichen musste, betrug am 07.02.2012 88,5 GWh.

Wenn zu diesem Zeitpunkt das Konvertierungsentsgelt 0 €/MWh betragen hätte und der H-L-Gas Preisspread einen Anreiz zur Einspeisung von H-Gas anstatt L-Gas gesetzt hätte, hätte diese zusätzliche bilanzielle Konvertierung einen verstärkenden Effekt auf die Unterspeisung im L-Gas. Im Rahmen der seitens GASPOOL durchgeführten Untersuchung wurde festgestellt, dass wenn etwa 10 % des L-Gas Absatzes über die Konvertierung zur Verfügung gestellt werden müssten, sich die erwartete Unterspeisung unmittelbar verdoppeln würde und dies eine Gefährdung der Versorgungssicherheit mit sich bringen würde.

### **5.2.2 Kommerzielle Auswirkungen**

Neben der Betrachtung der Versorgungssicherheit müssen auch die Auswirkungen auf die Kostenseite betrachtet werden. Auch hier sollte man sich zunächst die Auswirkungen der Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0,3 €/MWh im Marktgebiet Net Connect Germany anschauen. Die entstandenen kommerziellen Konvertierungskosten sind seit März 2015 stark angestiegen.

So entstanden in 8 Monaten über 26 Mio. € an Konvertierungskosten. Da wie vorab beschrieben, die Bilanzkreisverantwortlichen teilweise nur mit Verzögerung auf die Absenkung reagieren können, da langfristige Lieferverträge erst mit einer gewissen Vorlaufzeit umgestellt werden können, ist zu erwarten, dass die Auswirkungen selbst bei einer Aufrechterhaltung eines Konvertierungsentgeltes von 0,3 €/MWh stetig zunehmen. Eine weitere Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0 €/MWh wird eine noch stärkere Dynamik in den Markt bringen und es ist davon auszugehen, dass einerseits die Kosten und andererseits die über Regelernergie auszugleichenden Mengen stark steigen.

Um die Auswirkungen einer Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0 €/MWh im GASPOOL Marktgebiet bewerten zu können, soll beispielhaft das im Folgenden beschriebene Szenario dienen. Es seien L-Gas-Ausspeisungen im Winter von ca. 65.000.000 MWh, ein Preisspread zwischen Regelernergieeinkauf in der einen und Regelernergieverkauf in der anderen Gasqualität von ca. 10 € und eine Unterversorgung durch die Bilanzkreisverantwortlichen im L-Gas zwischen 20 und 30% angenommen. Die entstehenden Kosten in Höhe von ca. 165.000.000 € sind auf die Entry-Mengen von ca. 450.000.000 MWh aufzuteilen. Unter diesen Annahmen würde sich für alle im Marktgebiet tätigen Bilanzkreisverantwortlichen eine Konvertierungsumlage auf die Entry-Mengen zwischen 0,289 und 0,433 €/MWh ergeben. Bei einem Anstieg der Unterversorgung im L-Gas auf 70% würde die Konvertierungsumlage sogar auf 1,01 €/MWh ansteigen.

Durch den verlorenen Anreiz der qualitätsspezifischen Einspeisung durch den Bilanzkreisverantwortlichen steigen die Konvertierungskosten um das ca. 200-fache. Des Weiteren werden die Kosten der Konvertierung nicht mehr verursachungsgerecht getragen, sondern auf alle Marktteilnehmer umgelegt. Die Bilanzkreisverantwortlichen, die in beiden Gasqualitäten tätig sind, müssen für die Folgen ihres Handelns also nicht mehr selbst eintreten, da das Risiko auf das gesamte Marktgebiet umgelegt wird.

### **5.2.3 Mögliche Kompensationsmöglichkeiten durch Konvertierung oder Marktraumumstellung**

Wesentliche Faktoren, die die Höhe der durch den Marktgebietsverantwortlichen einzusetzenden Konvertierungsleistung beeinflussen und somit direkten Einfluss auf die Systemintegrität und die Konvertierungskosten haben, sind die im Marktgebiet zur Verfügung stehenden technischen Konvertierungsanlagen und die Marktraumumstellung. Eine Verlängerung des Konvertierungsentgeltes um 6 Monate hat faktisch die Wirkung wie 1 Jahr, da insbesondere die einzusetzende Regelenergie im Winter anfällt und die auszuschließende Engpasssituation im Winter anfallen würde. Demzufolge muss betrachtet werden, welche Veränderung im Marktgebiet in diesem Jahr anfällt.

Technische Konvertierungsleistung:

Im Netzgebiet der Nowega wird eine technische Konvertierungsanlage mit 1.400 MWh/h Leistung in Betrieb genommen.

Im Netzgebiet der Gasunie gibt es die Möglichkeit, mittels Überspeisung von H- nach L-Gas maximal 100.000 m<sup>3</sup>/h und von L- nach H-Gas 50.000 m<sup>3</sup>/h zu konvertieren. Die jeweils tatsächlich zu realisierenden Konvertierungspotentiale sind abhängig von diversen Parametern wie anstehender Qualität, Volumenstrom und Druckrandbedingungen, so dass die genannten Potentiale nur auf einer „Können und Vermögen“ - Basis zur Verfügung gestellt werden können.

Die technische Konvertierungsanlage der Nowega ist aktuell nicht im Regelenergiemanagement der GASPOOL eingebunden und kann somit nicht aktiv durch GASPOOL zur Minimierung des Regelenergiebedarfes eingesetzt werden. Erst wenn diese Einbindung bzw. die hiermit vor allem verbundene Klärung der Kostentragung der Betriebskosten bzw. des Stickstoffes erfolgt ist, könnte GASPOOL die technische Konvertierungsanlage der Nowega mitnutzen bzw. deren Einsatz initiieren.

Marktraumumstellung:

Im Jahr 2017 wird im Rahmen der Marktraumumstellung eine Leistung von 1.800 MWh/h auf H-Gas umgestellt.

Maßnahme	Leistung	Tagesmenge
Technische Konvertierung Nowega	1,4 GWh/h	33,6 GWh
Technische Konvertierung Gasunie	1,1 GWh/h *)	26,4 GWh
Marktraumumstellung 2017	1,8 GWh/h	43,2 GWh
<b>Summe</b>	<b>4,3 GWh/h</b>	<b>103,2 GWh</b>

**Tabelle 5: Geplante technische Konvertierungsanlagen und Marktraumumstellung (\*nur nach Können und Vermögen in Abhängigkeit von Flussrandbedingungen)**

In Summe werden somit ab dem 1.10.2017 in Spitzenlastzeiten zwischen ca. 75 GWh und 100 GWh weniger L-Gas Mengen pro Tag bereitgestellt werden müssen, um die Verbraucher im L-Gas zu versorgen. Diesem steht allerdings auch eine verringerte Verfügbarkeit von L-Gas auf Grund des Rückgangs der deutschen Produktion gegenüber.

### 5.3 Weiteres Vorgehen

Aufgrund der oben skizzierten möglichen Auswirkungen auf die Kosten für das Konvertierungssystem und die Versorgungssicherheit bei einer Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0 €/MWh hat GASPOOL gegenüber der Bundesnetzagentur die Verlängerung der letzten Obergrenze für das Konvertierungsentgelt um 6 Monate über den 1.10.2016 angezeigt. Die Verlängerung um 6 Monate und somit einer Winterperiode führt dazu, dass der L-Gas Markt im darauffolgenden Winter um ca. 100 GWh entlastet ist und somit die durch GASPOOL auszugleichenden Mengen geringer werden.

Jede weitere Verlängerung der Gültigkeit des Konvertierungsentgeltes über diesen Zeitraum hinaus führt direkt zum Beibehalten der Anreize für eine qualitätsscharfe Einspeisung der Bilanzkreisverantwortlichen und somit Verringerung der Konvertierungskosten. Auch ein Aufrechterhalten der verursachungsgerechten Kostenallokation und schlussendlich die



Stützung der Versorgungssicherheit ist somit gegeben, da davon auszugehen ist, dass die Bilanzkreisverantwortlichen, die ihre Lieferverträge noch nicht umgestellt haben, weiterhin ihre langfristigen Lieferverträge mit den Niederlanden aufrechterhalten.