

# Evaluierungsbericht des Gaswirtschaftsjahres 2012/13 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**

01.02.2014

Herausgegeben von der:

**GASPOOL Balancing Services GmbH**  
**Reinhardtstraße 52**  
**10117 Berlin**

## Inhaltsverzeichnis

Begriffsdefinitionen .....	3
1. Einleitung .....	5
2. Entscheidungsmodell für die Auswahl unterschiedlicher Anpassungsoptionen für die L-Gas-/H-Gas-Versorgung (Studie TU Clausthal) .....	6
3. Physische Betrachtung .....	9
3.1 Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen .....	12
3.2 Betrachtung physikalischer Konvertierungsmengen .....	14
3.3 Einsatz kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen .....	19
3.4 Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise .....	22
3.5 Zwischenfazit .....	24
4. Kommerzielle Einschätzung .....	25
4.1 Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem .....	27
4.1.1 Erlöse aus dem Konvertierungssystem .....	27
4.1.2 Kosten des Konvertierungssystems .....	29
4.2 Stand Konvertierungskonto zum 01. 10. 2013 .....	33
5. Gesamtbewertung Konvertierungssystem .....	35
6. Ausblick .....	37

## Begriffsdefinitionen

### Bilanzielle Konvertierung:

Pro Bilanzkreis konstrukt 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

Seite 3

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 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 2012/13 und ist somit der zweite Evaluierungsbericht den GASPOOL vorlegt.

- Das in diesem Bericht betrachtete Gaswirtschaftsjahr 2012/2013 ist das erste Gaswirtschaftsjahr in dem die Regelungen der Konni Gas vollumfänglich gelten und das zweite Gaswirtschaftsjahr in dem das Marktgebiet GASPOOL ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet ist. Seit dem 01.10.2012 gilt auch die Pflicht für Bilanzkreisverantwortliche (BKV), 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 zum ersten Evaluierungsbericht über das Gaswirtschaftsjahr 2011/12 und wird zunächst die Entwicklung des Konvertierungssystems im Marktgebiet GASPOOL darlegen, um im Anschluss daran die Auswirkungen auf den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) und die BKV darzustellen. Des Weiteren wird die Wechselwirkung der Konvertierung mit dem Bilanzierungssystem sowie dem Regenergiemarkt dargestellt. Die vorliegenden Auswertungen über beide 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

---

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

wird insbesondere eine Auswertung der bilanziellen und der physischen 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 technische Konvertierung stattfindet.

## **2. Entscheidungsmodell für die Auswahl unterschiedlicher Anpassungsoptionen für die L-Gas-/H-Gas-Versorgung (Studie TU Clausthal)**

*Studie der Technischen Universität Clausthal, Institut für Erdöl- und Erdgastechnik, Lehrstuhl für Gasversorgungssysteme, 2013*

### Hintergrund

Der Festlegungsbeschluss BK7-11-002 der BNetzA („Konni Gas“) regelt die Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Marktgebieten. Ein maßgeblicher Bestandteil ist in diesem Rahmen Tenor 5 des Festlegungsbeschlusses. Dieser bestimmt, dass die MGV verpflichtet sind, gemeinsam mit den marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) „die Möglichkeiten einer möglichst kostengünstigen Erweiterung der technischen Konvertierungsanlagen bzw. einer Umstellung von Netzgebieten von L-Gas auf H-Gas zu prüfen“, wenn die Kosten der kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen „über einen Zeitraum von einem Jahr deutlich oberhalb der Kosten liegen, die bei Einsatz technischer Konvertierungsmaßnahmen oder bei einer Umstellung einzelner Netzteile von L- auf H-Gas anfallen würden“.

Um diese Aufgabe sinnvoll umsetzen zu können, müssen Kriterien und Prozesse entwickelt werden, mit deren Hilfe eine wirtschaftliche Bewertung der zur Verfügung stehenden Maßnahmen mittels eines transparenten Kostenvergleichs vorgenommen werden kann.

Die MGV haben zur Unterstützung bei der Umsetzung der Vorgaben nach Konni Gas den Lehrstuhl für Gasversorgungssysteme der Technischen Universität Clausthal mit der Durchführung einer Studie beauftragt, um ein Entscheidungsmodell hierzu zu entwickeln.

Die Bedeutung und der Einfluss der rückläufigen L-Gas-Produktions- und -Importmengen wurde im Rahmen der Studie nicht weiter untersucht. Eine Behandlung dieser Thematik

erfolgt u.a. im Netzentwicklungsplan Gas (NEP). Die Studie wurde daher auf einen ausschließlichen Vergleich der Optionen technische Konvertierung und Marktraumumstellung als Alternativen zur kommerziellen Konvertierung – vor dem Hintergrund des Geltungsbereichs von Konni Gas ohne Betrachtung einzelner Netzgebiete – fokussiert.

### Handlungsoptionen

Wie in Tenor 5 des Festlegungsbeschlusses angelegt, werden im Rahmen des Entscheidungsmodells drei Konvertierungsvarianten wirtschaftlich bewertet:

- 1. Kommerzielle Konvertierung: Kommerzielle Konvertierung bezeichnet im Allgemeinen die Konvertierung durch Einsatz von gegenläufiger Regelenergie in den L- und H-Gas-Teilsystemen.
- 2. Technische Konvertierung: Bei der technischen Konvertierung erfolgt eine Konvertierung in L-Gas mittels einer Zumischung von Stickstoff oder Luft zum H-Gas.
- 3. Marktraumumstellung: Die Marktraumumstellung umfasst eine komplette Umstellung eines Teils des L-Gas-Versorgungsgebiets auf eine reine H-Gas-Versorgung.

Der grundlegende Unterschied zwischen den kommerziellen und technischen Konvertierungsmaßnahmen einerseits und der Marktraumumstellung andererseits ist, dass bei der kommerziellen und technischen Konvertierung die Endkundenversorgung weiterhin in L-Gas-Qualität erfolgt. Im Rahmen der vorliegenden Studie beschreibt der Begriff der Marktraumumstellung laut Passus 3.3 des Regelwerks G680 des DVGW bei „Anpassung von Gasgeräten eine Maßnahme, die erforderlich ist, wenn sich die Gasversorgung innerhalb einer Gasfamilie ändert“ (DVGW, 2011).

Die MGV nehmen zunächst eine vergleichende wirtschaftliche Bewertung zwischen kommerzieller Konvertierung, technischer Konvertierung und Marktraumumstellung vor. Liegen die Kosten der kommerziellen Konvertierung über den Zeitraum eines Jahres deutlich oberhalb der Kosten der beiden anderen Maßnahmen, so sind in einem nächsten Schritt die Möglichkeiten für die Erweiterung der technischen Konvertierungsanlagen (wobei eine Neuerrichtung auch als Erweiterung zu betrachten ist) oder einer Netzgebietsumstellung von L- auf H-Gas zu prüfen. Die Entwicklung eines konkreten Maßnahmenplans liegt hierbei

aufgrund des konkreten technischen Planungsbedarfs bei den FNB. Anschließend erfolgt eine wirtschaftliche Bewertung des erarbeiteten Maßnahmenplans nach Konni Gas.



## Ergebnis

Die angefertigte Studie beschreibt ein Entscheidungsmodell, das die MGV dabei unterstützt, die ihnen durch Konni Gas zugeteilte Aufgabe einer wirtschaftlichen Bewertung von Konvertierungsmaßnahmen und einer Marktraumumstellung vorzunehmen.

Für die gesamtwirtschaftliche Bewertung der Handlungsoptionen wurden zunächst Entscheidungskriterien entwickelt und diese in einem Entscheidungsmodell umgesetzt. Mithilfe des Entscheidungsmodells ist es möglich, für einen definierten Modell-Input die wirtschaftlichste Handlungsoption zu bewerten. Dabei werden zunächst sämtliche Kombinationsmöglichkeiten der unterschiedlichen Einsatzzeitpunkte innerhalb eines fünfjährigen Planungshorizonts untersucht. Eine Bewertung der sich aus den Kombinationsmöglichkeiten ergebenden Kostenpfade wird mittels der Kapitalwertmethode untersucht. Hierdurch kann der optimale Kostenpfad identifiziert werden, der im relativen Vergleich gegenüber den anderen Kostenpfaden vorteilhaft ist.

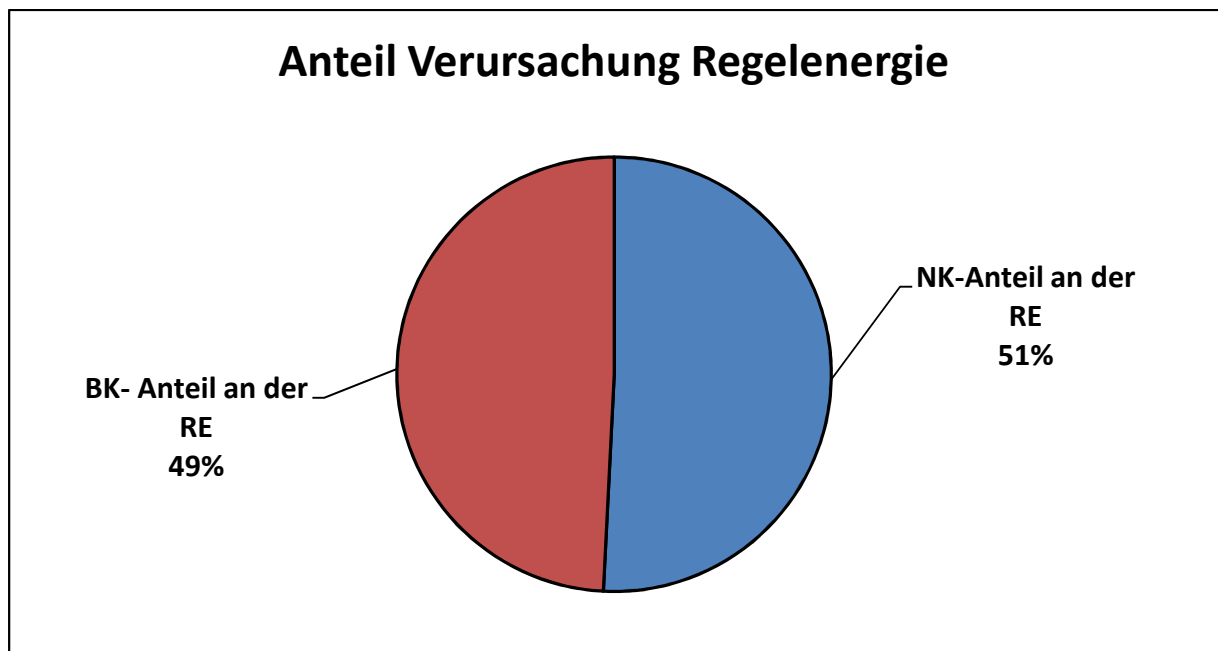
Mit der Studie wird somit durch das Entscheidungsmodell und die beinhalteten Entscheidungskriterien eine Basis geschaffen, auf deren Grundlage die MGV Kostenabschätzungen sowie Kostenbewertungen verschiedener Alternativen konsistent durchführen können. Zu betonen ist, dass im Rahmen der Studie ein Entscheidungsmodell, aber keine konkret umzusetzende Entscheidung auf Basis von Ist-Daten erarbeitet wurde.

Die notwendigen Daten zum Vergleich der Kosten der unterschiedlichen Maßnahmen werden - beginnend in diesem Jahr - netzgebietsscharf von den betroffenen nachgelagerten Netzbetreibern abgefragt. Nach Auswertung der Daten werden - je nach Ergebnis - die notwendigen Schritte eingeleitet.

## **3. Physische Betrachtung**

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. Auswertungen durch GASPOOL ergaben, dass der Regelergiebedarf im Winter 2011/12 zu fast zwei Dritteln auf die schlechte Prognosegüte

der SLP-Zeitreihen der Netzbetreiber zurückzuführen war. Im Winter 2012/13 lag dieser Wert nur noch bei ca. 50%. Somit stellte sich die Verursachung der Regelenergie wieder auf die jeweils hälftige Verteilung durch Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortliche ein (vgl. Abbildung 1). Dies hatte starken Einfluss auf die physische Regelenergiesituation und schlug sich aufgrund der Berechnung der physischen Konvertierungsmengen anhand des Regelenergieeinsatzes auch auf diese nieder.



**Abbildung 1: Anteil Verursachung Regelenergie von Oktober 2012 bis April 2013**

In Kapitel 3.1 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 3.2 behandelt die tatsächlich durch physikalische Konvertierung angefallenen Konvertierungsmengen im Marktgebiet.

Unter Kapitel 3.3 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.

### 3.1 Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen

Die bilanziellen Konvertierungsmengen sind in Abbildung 2 und 3 dargestellt. Sie sind für die Winterhalbjahre 2011/12 und 2012/13 deutlich höher als für die Sommerhalbjahre 2012 und 2013, da hier auch insgesamt mehr Gasmengen im Marktgebiet verbraucht oder transportiert wurden (vgl. auch Kapitel 3.4). Somit ist in der Regel auch der absolute Betrag der Salden in den Bilanzkreisen im Winterhalbjahr höher.

Der Monat mit der höchsten bilanziellen Konvertierung im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 war der März. Hierbei entfielen 55% der konvertierten Menge auf nur drei Marktpartner. In den anderen Monaten wurden deutlich geringere Mengen konvertiert. Auffällig ist, dass im Dezember, im Vergleich zu den anderen Monaten, eine große Menge mit der Konvertierungsrichtung L- zu H-Gas konvertiert wurde. Hierbei beanspruchten nur zwei Marktpartner 59% der konvertierten Mengen. Insgesamt wurden im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 etwa zwei Drittel der Konvertierungsmenge in die Richtung H- zu L-Gas und etwa ein Drittel in die entgegengesetzte Richtung konvertiert.

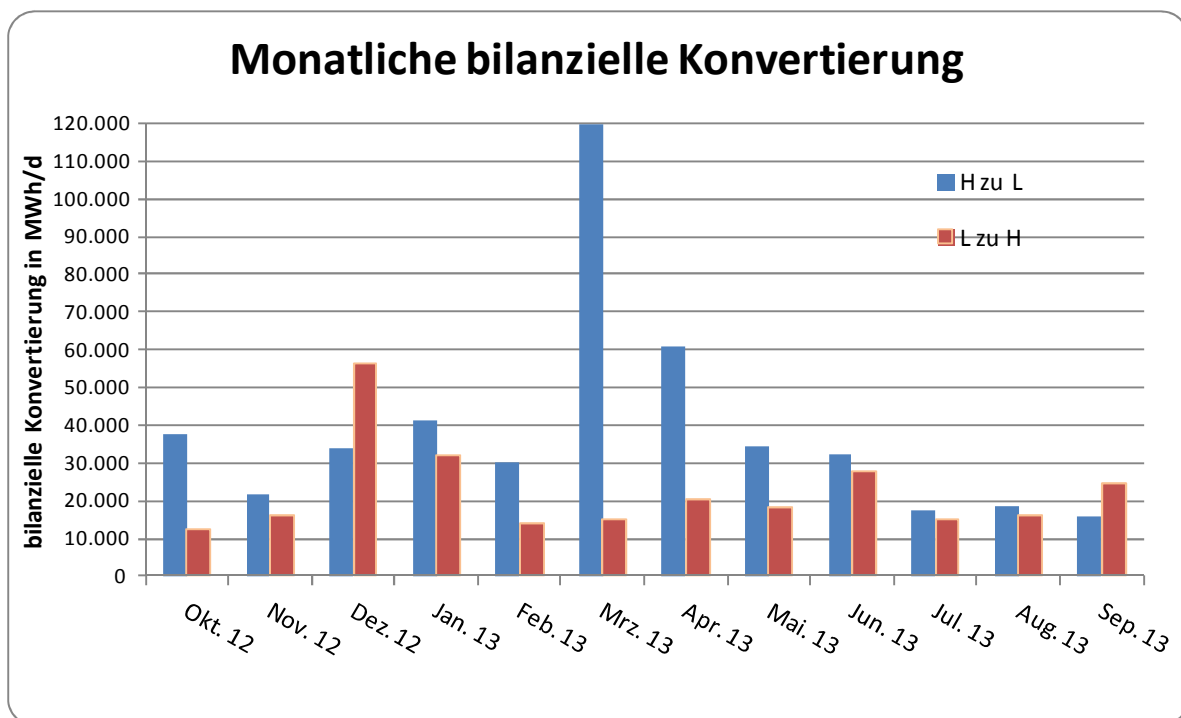
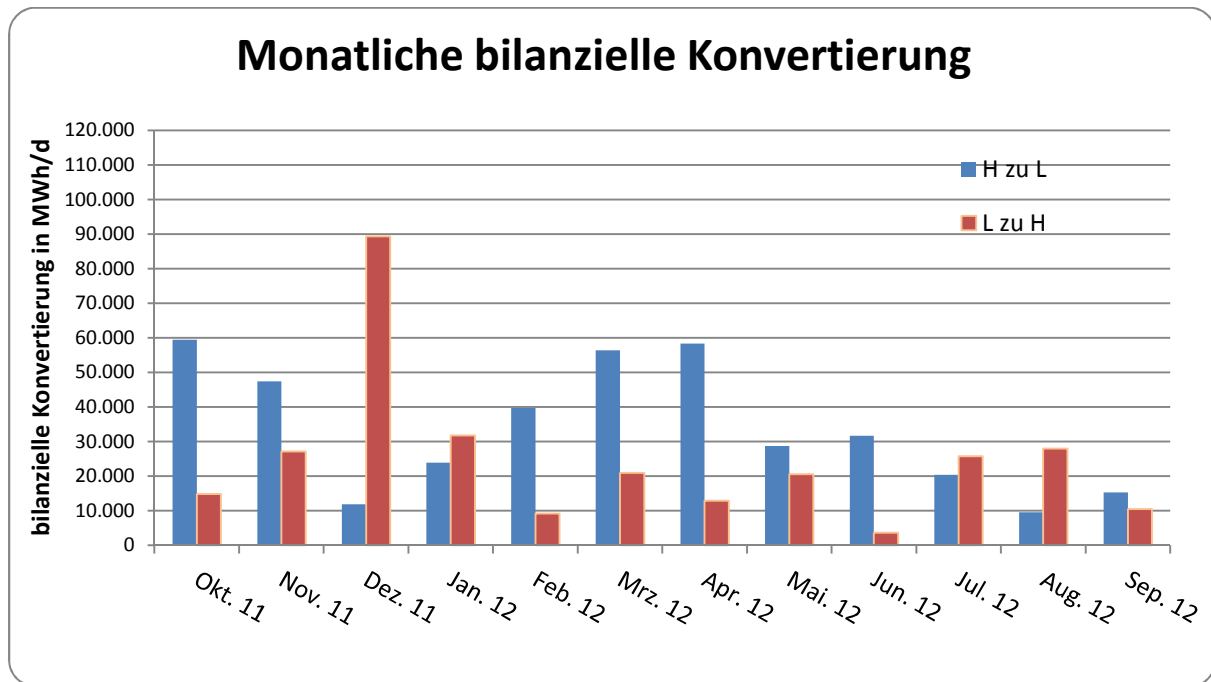


Abbildung 2: Monatliche bilanzielle Konvertierung in Bilanzkreisrechnungen im Gaswirtschaftsjahr 2012/2013



**Abbildung 3: Monatliche bilanzielle Konvertierung in Bilanzkreisrechnungen im Gaswirtschaftsjahr 2011/2012**

In Tabelle 1 und 2 sind die bilanziellen Konvertierungsmengen für jeden Monat der Gaswirtschaftsjahre 2011/12 und 2012/13 in Summe über alle Rechnungsbilanzkreise und je Konvertierungsrichtung dargestellt. Insgesamt wurde im Marktgebiet GASPOOL im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 eine Menge von 736.750.637 kWh konvertiert. Für das vorangegangene Gaswirtschaftsjahr 2011/12 wurde eine Menge von 690.503.673 kWh verzeichnet. Somit stieg die bilanziell konvertierte Menge gegenüber dem Vorjahr um 46.246.964 kWh, was ca. 7% entspricht.

Im Marktgebiet GASPOOL waren zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2012/13 134 Rechnungsbilanzkreise registriert, die Entry- und/oder Exit-Mengen in einem Monat des Betrachtungszeitraums verzeichneten. Hiervon hatten 83 Rechnungsbilanzkreise nur Entry-/Exit-Mengen in einer Gasqualität. Die Anzahl der Rechnungsbilanzkreise, die in beiden Gasqualitäten operierten, lag also bei 51. Zum Ende des Gaswirtschaftsjahres 2012/13 sank die Anzahl der qualitätsübergreifenden Bilanzkreise auf 48 und die Anzahl derer die nur im L-Gas aktiv waren auf 6. Der Anteil an Bilanzkreisen die in beiden Gasqualitäten tätig sind stieg hingegen an. Diese Zahlen lassen sich auf die zum 01.10.2012 eingeführte Verpflichtung zur Verbindung von Bilanzkreisen unterschiedlicher Gasqualität zurückführen.

	Okt 12	Nov 12	Dez 12	Jan 13	Feb 13	Mrz 13	Apr 13	Mai 13	Jun 13	Jul 13	Aug 13	Sep 13
Gesamt	134	141	144	141	133	140	130	134	121	119	105	111
Nur H-Gas	69	69	75	77	71	74	70	76	63	61	53	57
Nur L-Gas	14	19	14	13	10	10	12	10	10	11	6	6
H und L	51	53	55	51	52	56	48	48	48	47	46	48

Tabelle 1: Anzahl Rechnungsbilanzkreise mit Entry und/oder Exit je Gasqualität im Gaswirtschaftsjahr 2012/13

	Okt 11	Nov 11	Dez 11	Jan 12	Feb 12	Mrz 12	Apr 12	Mai 12	Jun 12	Jul 12	Aug 12	Sep 12
Gesamt	157	156	160	156	156	155	150	149	146	135	140	148
Nur H-Gas	93	89	94	86	87	87	82	81	78	70	72	77
Nur L-Gas	28	27	27	23	23	22	21	21	20	14	15	17
H und L	36	40	39	47	46	46	47	47	48	51	53	54

Tabelle 2: Anzahl Rechnungsbilanzkreise mit Entry und/oder Exit je Gasqualität im Gaswirtschaftsjahr 2011/12

### 3.2 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.

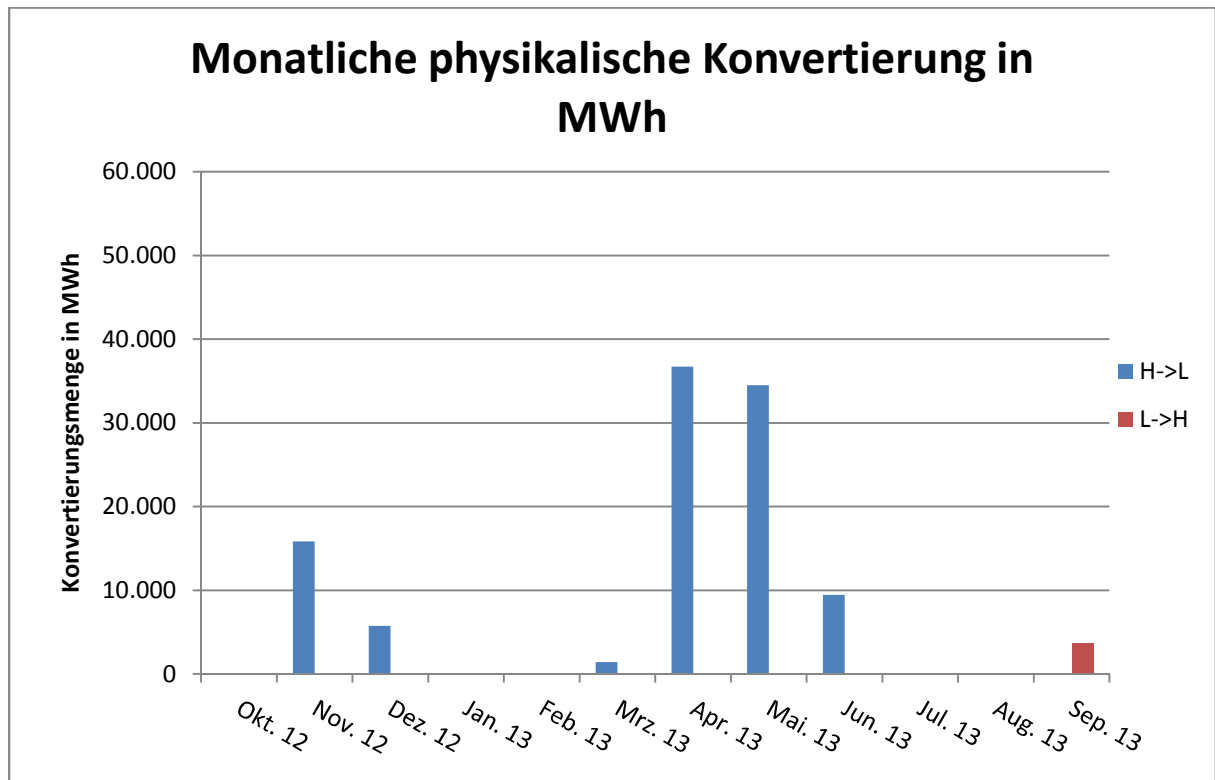


Abbildung 4: Monatliche physikalische Konvertierung in MWh im Gaswirtschaftsjahr 2012/13

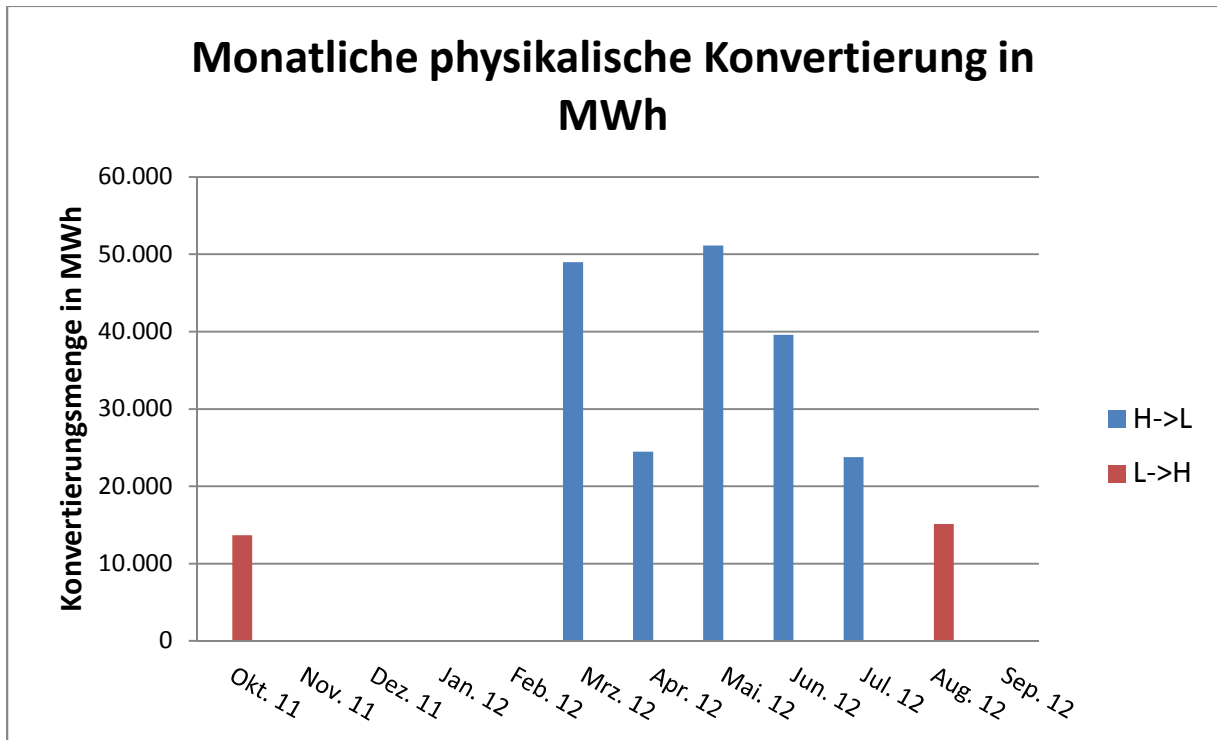


Abbildung 5: Monatliche physikalische Konvertierung in MWh im Gaswirtschaftsjahr 2011/12

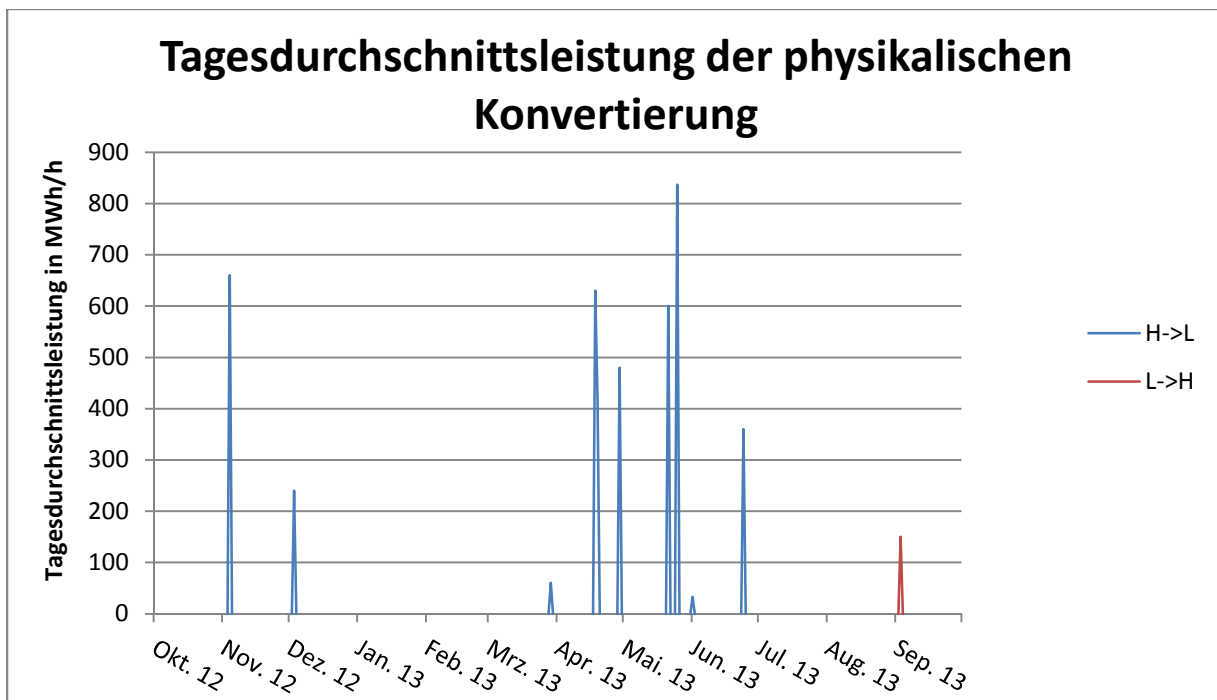
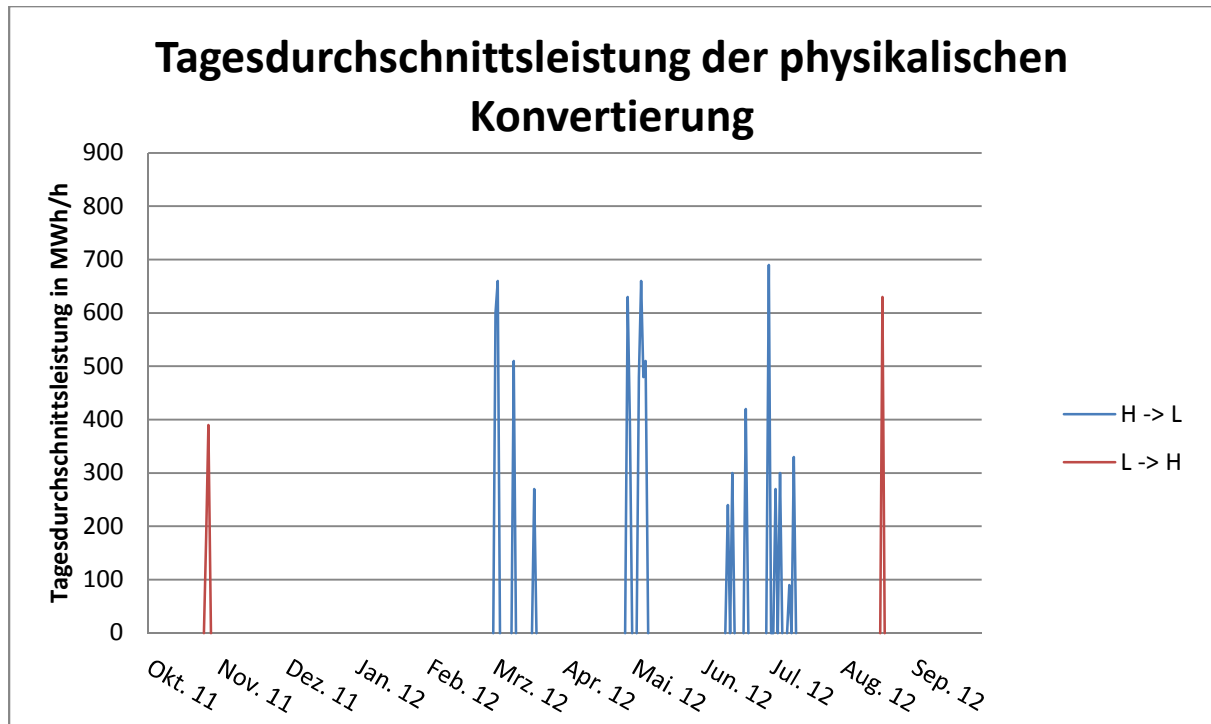


Abbildung 6: Tagesdurchschnittsleistung der physikalischen-Konvertierung in MWh/h im Gaswirtschaftsjahr 2012/13





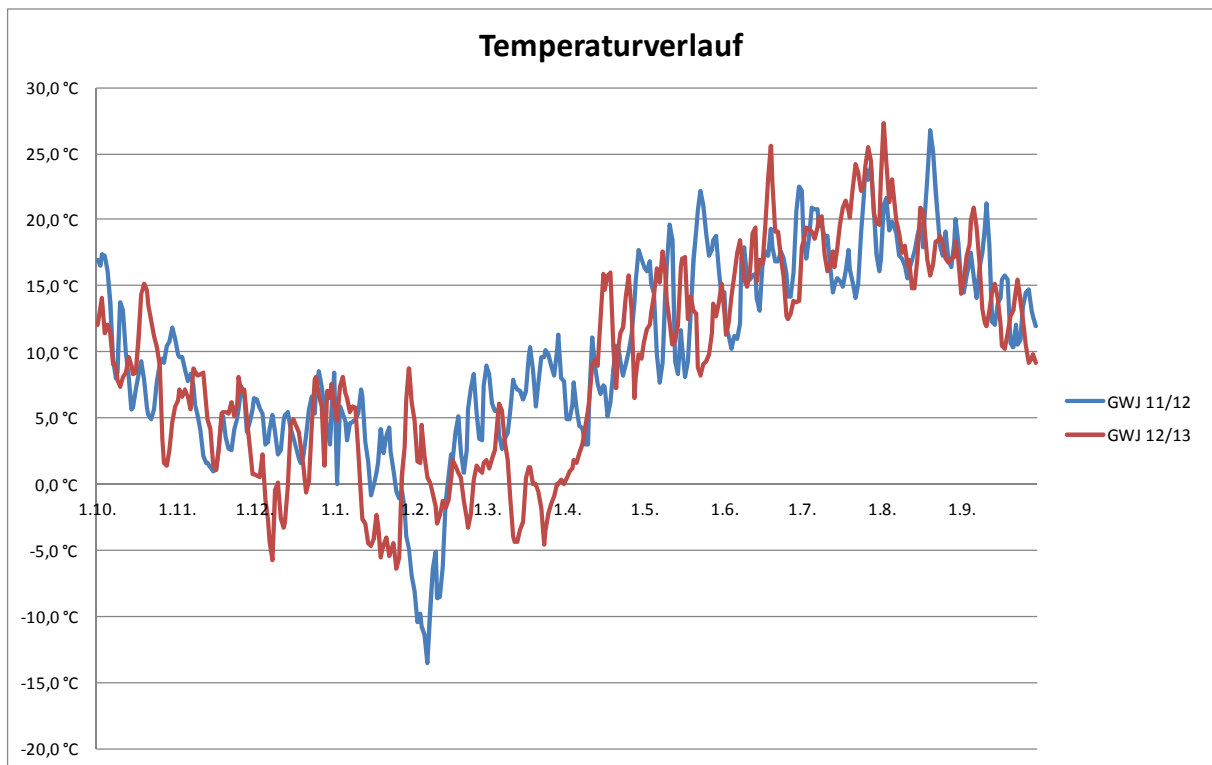
**Abbildung 7: Tagesdurchschnittsleistung der physikalischen-Konvertierung in MWh/h im Gaswirtschaftsjahr GWJ 2011/12**

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. Im April 2013 gab es drei Tage an denen physikalische Konvertierung erforderlich war. In den Monaten Mai und Juni 2012 waren jeweils zwei und im November und Dezember 2012 sowie im März und September 2013 jeweils einen Tag mit physikalischer Konvertierung zu verzeichnen. In der Konvertierungsrichtung H zu L betrug die maximal an einem Tag physikalisch konvertierte Menge 20.090 MWh. In die Richtung L zu H 3.600 MWh. Dies entspricht einer Tagesdurchschnittsleistung von 837 MWh/h bzw. 150 MWh/h (vgl. Abbildung 6).

Monatsscharf betrachtet bedeutet dies, dass es auch im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 in keinem Monat einen Tag mit einer Konvertierung von H nach L und einen anderen Tag mit einer Konvertierung von L nach H gab. Auffällig ist, dass in den Monaten Januar und Februar keine physikalische Konvertierung stattgefunden hat (vgl. Abbildung 4). Über 50% des gesamten Regelenergiebedarfes in diesem Zeitraum hatte seine Ursache in der zu geringen

SLP-Allokation durch die Netzbetreiber. Der Großteil der physikalischen Konvertierungsmengen im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 ist demnach in den Sommermonaten angefallen, da hier die übrige erforderliche Regelenergiebeschäftigung wesentlich geringer war und es häufiger zu gegenläufigem Regelenergieeinsatz kam.

Da bei GASPOOL keine technischen Konvertierungsanlagen im Einsatz sind, entspricht die physikalische Konvertierungsmenge der physischen Konvertierungsmenge.



**Abbildung 8: Temperaturverlauf der Gaswirtschaftsjahre 2011/12 und 2012/13 im Vergleich**

In Abbildung 8 ist der Temperaturverlauf der beiden Gaswirtschaftsjahre dargestellt. Beim Vergleich mit der Entwicklung der monatlichen physikalischen Konvertierung fällt auf, dass sowohl nach dem vergleichsweise kalten Februar 2012 als auch nach dem kalten März 2013 die monatliche physikalische Konvertierung extrem hoch ausgefallen ist.

### 3.3 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 im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 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 9).

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.

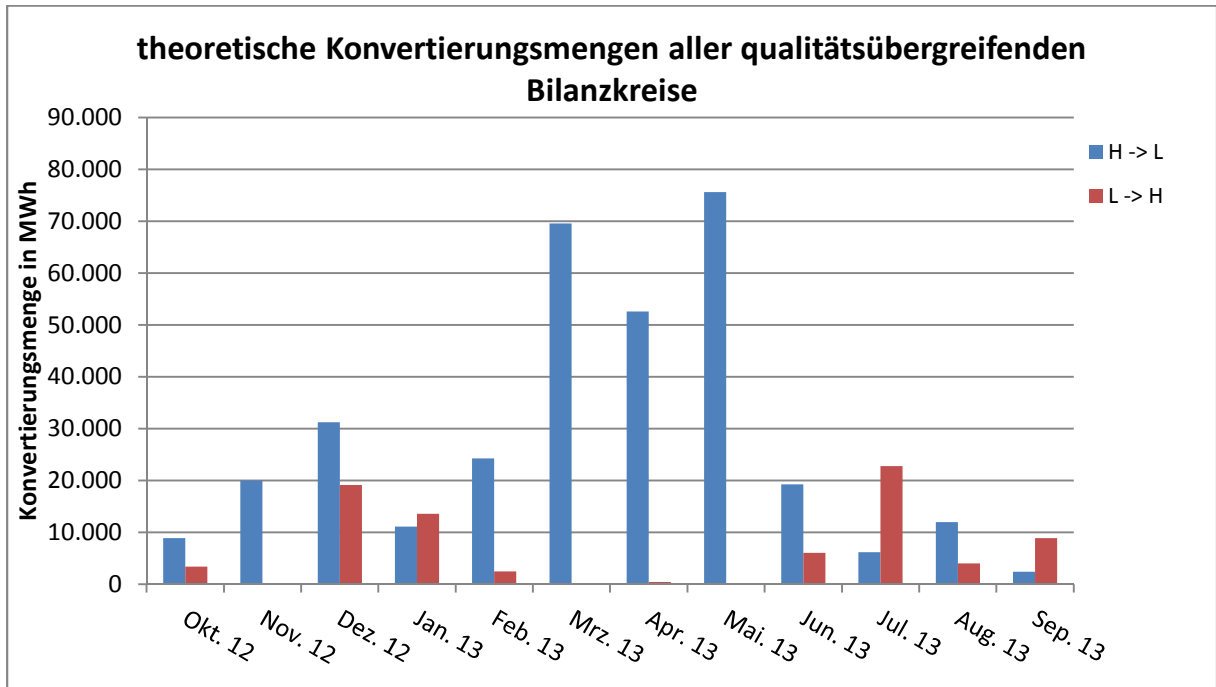


Abbildung 9: Theoretische bilanzielle Konvertierung ohne Biogas in MWh im Gaswirtschaftsjahr 2012/13

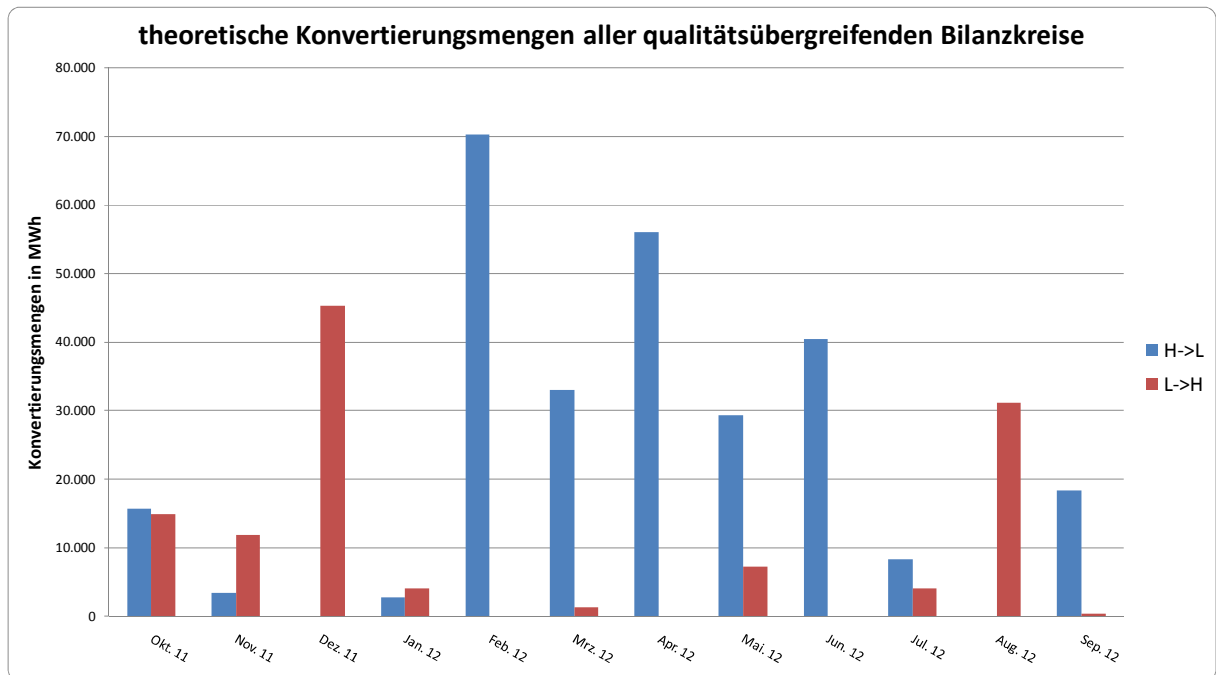
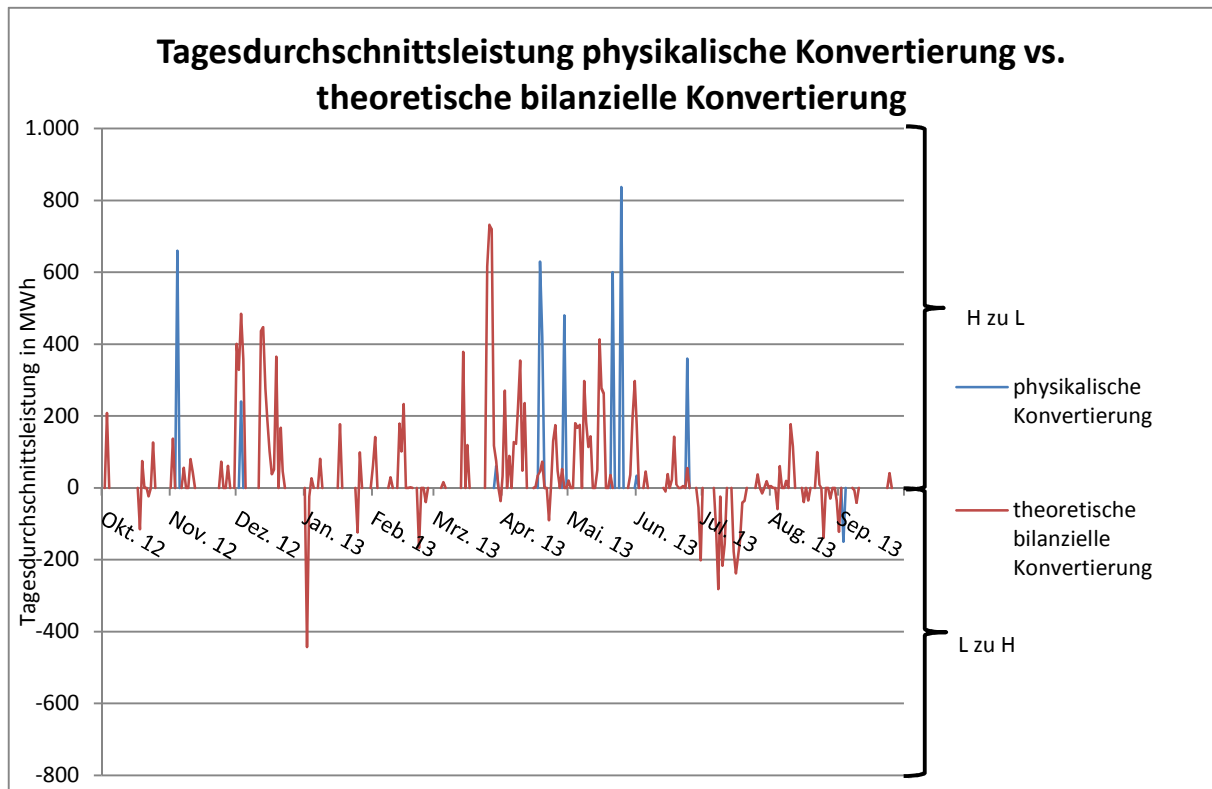


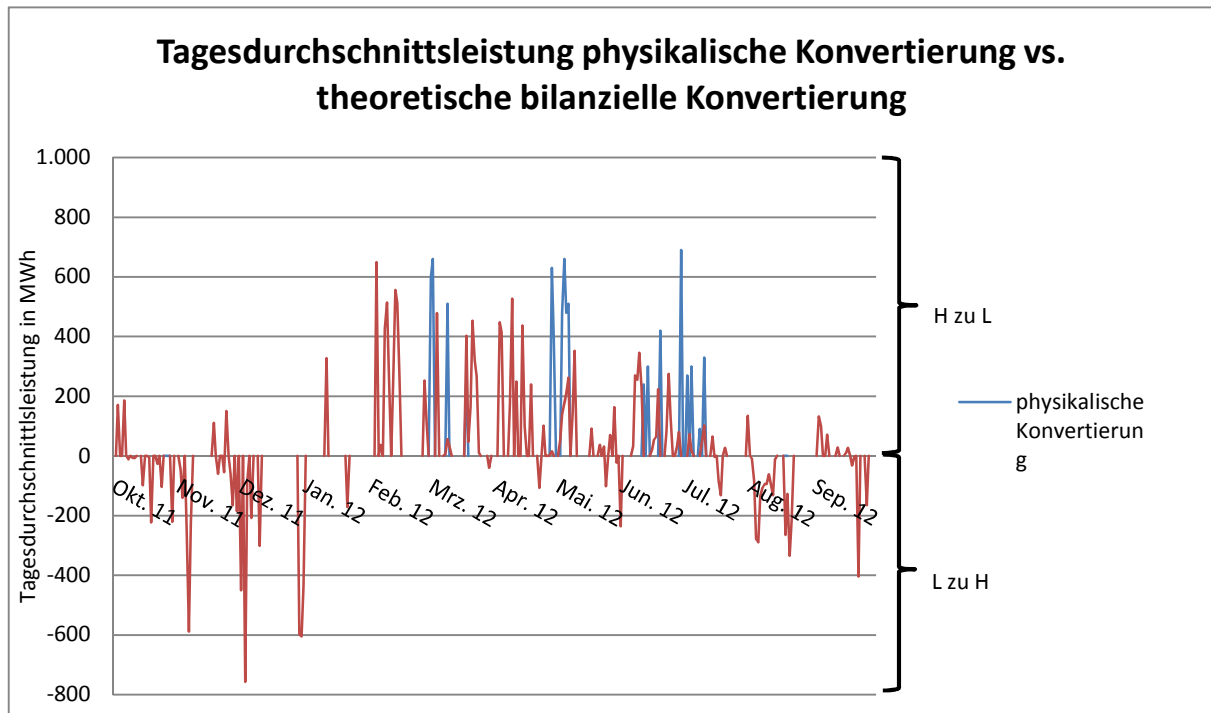
Abbildung 10: Theoretische bilanzielle Konvertierung ohne Biogas in MWh im Gaswirtschaftsjahr 2011/12

Beim Vergleich der bilanziellen netzweiten Konvertierungsmengen mit den physikalischen Konvertierungsmengen lässt sich keine Abhängigkeit erkennen. Dies ist darauf zurück zu führen, dass, wie oben beschrieben, der Einfluss von Bilanzkreisschiefständen auf die

physische Regelenergiesituation nur etwa 50% beträgt. In den Grafiken ist zudem der Einsatz von Flexibilitätsprodukten und Netzpuffern nicht sichtbar.



**Abbildung 11: Tagesdurchschnittsleistung der physikalischen und theoretischen bilanziellen Konvertierung im Gaswirtschaftsjahr 2012/13**



**Abbildung 12: Tagesdurchschnittsleistung der physikalischen und theoretischen bilanziellen Konvertierung im Gaswirtschaftsjahr 2011/12**

Da im GASPOOL-Marktgebiet keine technischen Konvertierungsanlagen existieren und der Ausgleich der Konvertierung nur über kommerzielle Maßnahmen möglich ist, ist der bilanzielle netzweite Ansatz zur Ermittlung der Konvertierungskosten hier nicht zielführend. Daher verwendet GASPOOL für die Bestimmung der Konvertierungskosten den physikalischen Ansatz.

### 3.4 Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise

Über alle Bilanzkreise im Marktgebiet GASPOOL flossen im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 844.791.882.630 kWh als physische Entry-Mengen ein. Das entspricht einem Zuwachs von 117.349.685.600 kWh, oder über 16%, gegenüber dem vorangegangenen Gaswirtschaftsjahr 2011/12. Die Mengen verteilten sich dabei auf die Zeitreihentypen Entry, Entry Biogas MÜP und Entry Biogas physisch. Der Monat März war der Monat mit den größten physischen Entry-Mengen im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 und der Oktober der Monat mit den geringsten (vgl. Tabelle 3).

Monat	Entry	Entry Biogas MÜP	Entry Biogas physisch	Summe
Okt 11	57.822.221.774	3.619.750	137.715.740	57.963.557.264
Nov 11	65.459.419.440	9.576.288	143.827.228	65.612.822.956
Dez 11	68.044.843.757	9.734.847	157.084.887	68.211.663.491
Jan 12	68.131.603.874	3.701.122	187.109.874	68.322.414.870
Feb 12	82.632.694.483	3.483.223	185.237.623	82.821.415.329
Mrz 12	63.022.609.529	13.729.154	222.414.777	63.258.753.460
Apr 12	65.171.169.610	1.996.160	230.391.333	65.403.557.103
Mai 12	57.978.161.157	2.156.034	240.840.250	58.221.157.441
Jun 12	48.740.512.201	2.247.198	251.873.161	48.994.632.560
Jul 12	50.739.358.595	2.288.577	263.458.116	51.005.105.288
Aug 12	50.083.258.596	2.253.564	267.134.076	50.352.646.236
Sep 12	46.999.388.637	1.222.272	273.860.123	47.274.471.032
Okt 12	55.174.225.328	0	284.101.722	55.458.327.050
Nov 12	67.333.291.651	3.000.000	281.894.516	67.618.186.167
Dez 12	80.391.255.979	0	291.936.755	80.683.192.734
Jan 13	84.520.853.679	0	296.651.759	84.817.505.438
Feb 13	77.464.509.193	0	272.127.204	77.736.636.397
Mrz 13	91.415.744.922	0	310.777.928	91.726.522.850
Apr 13	67.535.581.388	0	307.794.336	67.843.375.724
Mai 13	66.420.464.682	0	324.914.911	66.745.379.593
Jun 13	63.090.022.119	0	322.630.198	63.412.652.317
Jul 13	65.819.728.299	0	335.762.235	66.155.490.534
Aug 13	62.814.986.153	0	334.468.256	63.149.454.409
Sep 13	59.110.176.416	504.000	334.479.001	59.445.159.417
<b>GWJ 2011/12</b>	<b>724.825.241.653</b>	<b>56.008.189</b>	<b>2.560.947.188</b>	<b>727.442.197.030</b>
<b>GWJ 2012/13</b>	<b>841.090.839.809</b>	<b>3.504.000</b>	<b>3.697.538.821</b>	<b>844.791.882.630</b>

Tabelle 3: Physische Entry-Mengen im Marktgebiet GASPOOL in den Gaswirtschaftsjahren 2011/12 und 2012/13 über alle Bilanzkreise in kWh

Beim Vergleich der Entwicklung der physischen Einspeisemengen mit dem Temperaturverlauf der Gaswirtschaftsjahre 2011/12 und 2012/13 fällt auf, dass diese wie erwartet gegenläufig waren. Das bedeutet, dass in den kalten Monaten die Einspeisemengen hoch und in den warmen Monaten niedriger ausfielen.

### 3.5 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. Wie schon im Evaluierungsbericht zum Gaswirtschaftsjahr 2011/12 dargelegt, hat sich GASPOOL dazu entschieden die Konvertierungskosten mittels des physischen Ansatzes zu ermitteln. 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 2012/13 hätte sich eine Umlage auf rund 841,09 Mrd. kWh Entry-Mengen verteilt.

Insgesamt sind die konvertierten Mengen im Verhältnis zum Gesamtvolumen des Marktgebietes derzeit relativ gering. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass Händler, die in der Vergangenheit regional in nur einer Gasqualität aktiv waren, größtenteils noch immer nur kleinere Mengen in der jeweils anderen Gasqualität absetzen. Die Höhe des Konvertierungsentgelts setzt derzeit noch einen entsprechenden Anreiz zur qualitätsspezifischen Ein- und Ausspeisung der BKV. 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.



## 4. Kommerzielle Einschätzung

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 Konvertierungsentgelts 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.

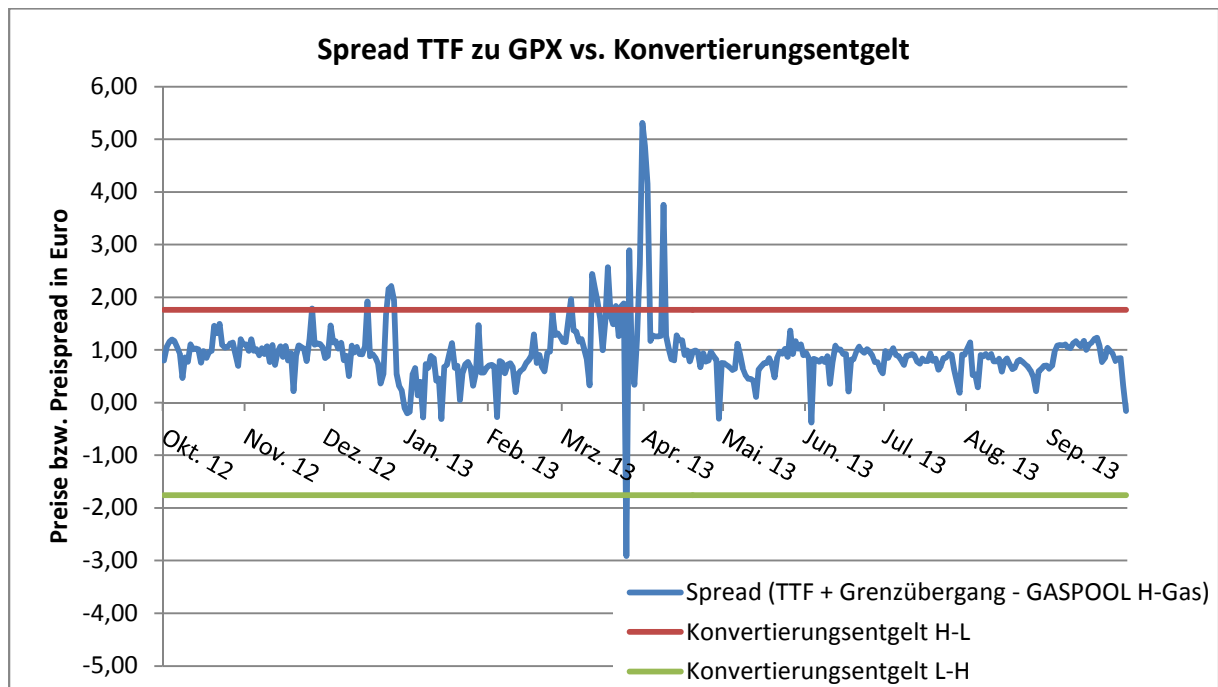
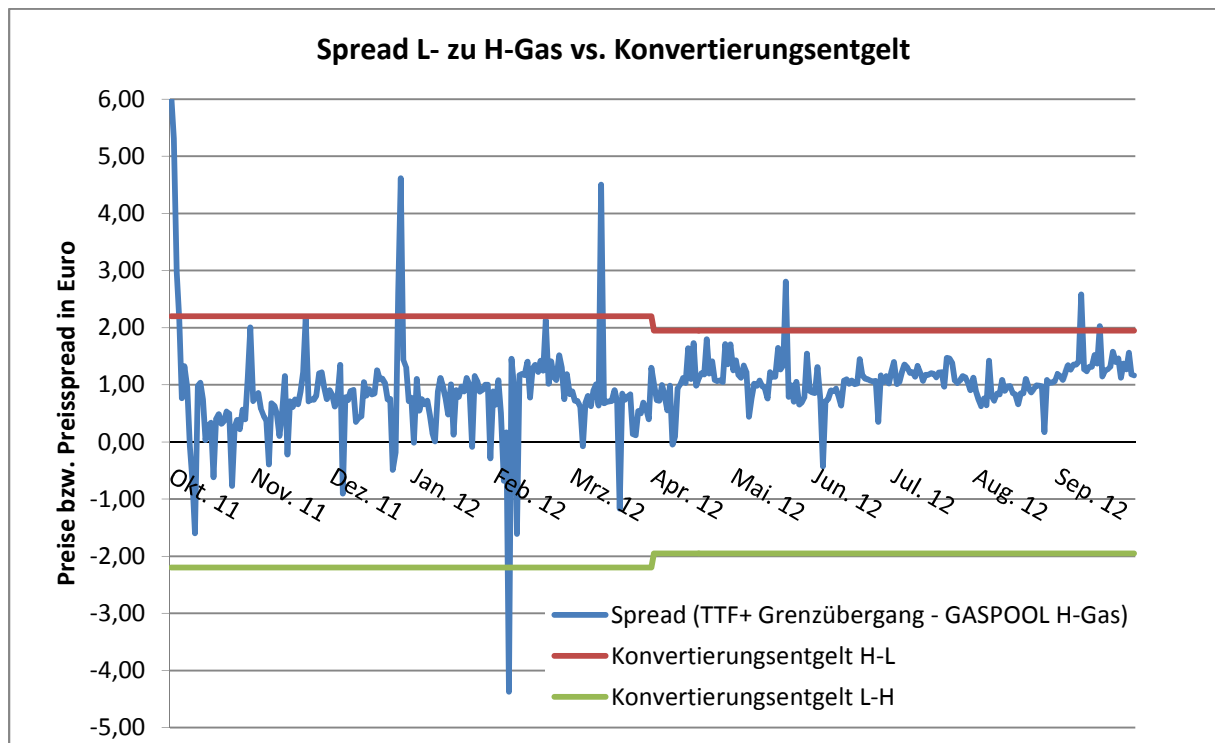


Abbildung 13: Vergleich Konvertierungsentgelt und Spread L-Gasbezug zu H-Gasbezug im Gaswirtschaftsjahr 2012/13



**Abbildung 14: Vergleich Konvertierungsentgelt und Spread L-Gasbezug zu H-Gasbezug im Gaswirtschaftsjahr 2011/12**

Es ist anzunehmen, dass derzeit die Konvertierung bei der Portfoliooptimierung keine relevante Einflussgröße für die Bilanzkreisverantwortlichen darstellt, da die Höhe des Konvertierungsentgelts zum Preisspread deutlich höher ausfällt. 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, wie in Konni Gas angenommen, addiert. Somit wird ein theoretischer Beschaffungspreis für L-Gas ermittelt. Ein BKV hätte, vorausgesetzt Kapazitäten waren vorhanden, für diesen Preis L-Gas beschaffen und ins Marktgebiet GASPOOL einspeisen können. Alternativ ist die Nutzung der Konvertierung möglich.

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. Betrachtet man Abbildung 2 (Kapitel 3.1), so fällt auf, dass genau in diesen beiden Monaten die bilanzielle Konvertierung von H- nach L-Gas am höchsten ausfiel und somit die Bilanzkreisverantwortlichen für die Versorgung ihrer L-Gas-Kunden H-Gas eingespeist haben.

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

Im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 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 einer weiteren Absenkung auf 1,18 €/MWh zum 01.10.2013 fortgesetzt. Somit liegt das Konvertierungsentgelt aktuell sogar unter der durch Konni Gas für das Gaswirtschaftsjahr 2013/14 geforderten Höchstgrenze von 1,32 €/MWh.

### **4.1.1 Erlöse aus dem Konvertierungssystem**

Im Gaswirtschaftsjahr 2012/2013 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. Sowohl zum 01.10.2012 als auch zum 01.10.2013 konnte GASPOOL zunächst 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 kWh			Konvertierungs- entgelt in €/MWh	Erlöse in €
	Summe	H zu L	L zu H		
<b>GWJ</b>	<b>731.465.802</b>	<b>463.345.981</b>	<b>268.119.821</b>		<b>1.287.379,81</b>
<b>Okt. 12</b>	49.954.470	37.437.187	12.517.283	1,76	87.919,87
<b>Nov. 12</b>	37.740.490	21.596.101	16.144.389	1,76	66.423,26
<b>Dez. 12</b>	90.008.723	33.682.029	56.326.694	1,76	158.415,35
<b>Jan. 13</b>	73.458.699	41.384.263	32.074.436	1,76	129.287,31
<b>Feb. 13</b>	44.351.682	30.241.614	14.110.068	1,76	78.058,96
<b>Mrz. 13</b>	134.492.429	119.600.027	14.892.402	1,76	236.706,68
<b>Apr. 13</b>	80.872.993	60.636.940	20.236.053	1,76	142.336,47
<b>Mai. 13</b>	52.507.639	34.478.823	18.028.816	1,76	92.413,44
<b>Jun. 13</b>	60.274.635	32.234.036	28.040.599	1,76	106.083,36
<b>Jul. 13</b>	32.598.939	17.715.714	14.883.225	1,76	57.374,13
<b>Aug. 13</b>	34.510.707	18.479.079	16.031.628	1,76	60.738,84
<b>Sep. 13</b>	40.694.396	15.860.168	24.834.228	1,76	71.622,14

Tabelle 4: Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 ohne Biogas

	bilanzielle Konvertierung in kWh			Konvertierungs- entgelt in €/MWh	Erlöse in €
	Summe	H zu L	L zu H		
<b>GWJ</b>	<b>690.503.673</b>	<b>398.899.305</b>	<b>291.604.368</b>		<b>1.453.018,75</b>
<b>Okt. 11</b>	74.684.695	59.802.681	14.882.014	2,20	164.306,33
<b>Nov. 11</b>	70.928.565	43.996.295	26.932.270	2,20	156.042,84
<b>Dez. 11</b>	100.645.780	11.730.865	88.914.915	2,20	221.420,72
<b>Jan. 12</b>	55.245.423	23.808.482	31.436.941	2,20	121.539,93
<b>Feb. 12</b>	47.297.001	39.697.876	7.599.125	2,20	104.053,40
<b>Mrz. 12</b>	77.344.881	56.421.239	20.923.642	2,20	170.158,74
<b>Apr. 12</b>	71.175.093	58.291.021	12.884.072	1,95	138.791,43
<b>Mai. 12</b>	49.230.225	28.675.256	20.554.969	1,95	95.998,94
<b>Jun. 12</b>	35.267.830	31.643.738	3.624.092	1,95	68.772,27
<b>Jul. 12</b>	46.057.339	20.321.662	25.735.677	1,95	89.811,81
<b>Aug. 12</b>	37.165.641	9.472.985	27.692.656	1,95	72.473,00
<b>Sep. 12</b>	25.461.200	15.037.205	10.423.995	1,95	49.649,34

Tabelle 5: Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt im Gaswirtschaftsjahr 2011/12 ohne Biogas

Insgesamt erzielte GASPOOL durch das Konvertierungsentgelt aus den Bilanzkreisabrechnungen im Gaswirtschaftsjahr 2011/12 Erlöse in Höhe von 1.453.018,75 €

und im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 von 1.296.681,12 €. Die monatliche Verteilung der Konvertierungsmengen und Erlöse ist in Tabelle 3 und 4 dargestellt.

Bitte beachten Sie zur kommerziellen Einschätzung der Biogasbilanzkreise die „Kosten-Nutzen-Analyse nach Ziff. 3 lit. b) Konni Gas zum Konvertierungssystem für Biogas“ vom 01.02.2014.

#### 4.1.2 Kosten des Konvertierungssystems

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.

##### Kosten für Commodity

Beim Einsatz von Commodity werden auf Tagesbasis die Preisdifferenzen zwischen Einkauf in einer Gasqualität und Verkauf in der anderen Qualität mit dem jeweils geringeren Saldo multipliziert.

##### *Beispiel:*

Verkauf H-Gas	9.820 MWh	zu	16,33 €/MWh
Einkauf L-Gas	4.320 MWh	zu	17,83 €/MWh
<b>Konvertierungskosten</b>	<b>4.320 MWh</b>	<b>zu</b>	<b>1,50 €/MWh = 6.480 €</b>

Im Beispiel werden 9.820 MWh an H-Gas zu durchschnittlich 16,33 €/MWh verkauft. Auf der Gegenseite werden für den Einkauf an L-Gas für 4.320 MWh im Schnitt 17,83 €/MWh aufgewendet. Mit der Preisdifferenz von 1,50 €/MWh wird die Konvertierte Menge von 4.320 MWh bepreist, woraus sich 6.480 € an Konvertierungskosten für diesen Tag ergeben.

### Kosten aus Leistungspreis der Flexibilitätsprodukte

Nach Konni Gas kann GASPOOL Kosten für Vorhalteleistung innerhalb des Regelenergiesystems, also Kosten aus den Leistungspreisen für die Flexibilitätsprodukte, dem Konvertierungssystem anteilig zurechnen. Um festzulegen welcher Anteil der Leistungspreise der Flexibilitätsprodukte auf die Konvertierungskosten umgelegt werden kann, werden die Leistungspreiskosten linear auf alle Tage der Periode runtergebrochen. Im nächsten Schritt wird ermittelt, zu welchem Anteil die ge-/verkaufte Regelenergie als virtuelle Konvertierung gewertet werden kann (Abgrenzungsschlüssel). Durch den ermittelten Prozentsatz wird dann der Betrag des Flexibilitatsgrundpreises ermittelt, der der Konvertierung zugerechnet werden darf. An Tagen an denen keine Regelenergie für Konvertierungszwecke eingesetzt wird, würde sich ein Abgrenzungsschlüssel von „0“ ergeben. Da die Leistungspreiskomponenten aber nicht nur dem allgemeinen Regel- und Ausgleichensystem, sondern auch der Absicherung der Systemstabilität des qualitätsübergreifenden Marktgebietes dienen, bildet GASPOOL nach Konni Gas einen Abgrenzungsschlusselmittelwert über alle Tage des Geltungszeitraums. Das bedeutet, dass auch die Tage mit einem Abgrenzungsschlüssel von „0“ in den Mittelwert der Konvertierung einbezogen werden. Für Tage ohne Regelenergiegeschafte wird ermittelt wie hoch der Anteil der Regelenergie für Konvertierung in der entsprechenden Periode ist. Hieraus wird dann der Betrag bestimmt, der auf die Konvertierung verrechnet werden kann.

#### Beispiel:

Tag	Leistungs-kosten Flex in €	Verkauf H-Gas in MWh	Einkauf L-Gas in MWh	gehandelte Menge	Menge für Konvertierung	Anteil Konvertierung an Regelenergie (Abgrenzungsschlüssel)	Anteil Konvertierung an Regelenergie der Periode (Mittelwert aller Abgrenzungsschlüssel)	Flexkosten für Konvertierung Stufe 1	Flexkosten für Konvertierung Stufe 2
1	80.000	36.000	4.320	40.320	8.640	21,43%	3,45%	17.142,86	-
2	80.000	0	0	0	0	0	3,45%	-	2.760,00
.....									

Im Beispiel fallen aus dem Leistungspreis der Flexibilität der betrachteten Periode Kosten in Höhe von 80.000 € pro Tag an. In Summe wurden für den ersten Tag 40.320 MWh gehandelt. Durch den Einkauf von 4.320 MWh an L-Gas ist zudem der Verkauf von 4.320 MWh an H-Gas als Konvertierung zu bewerten. Damit beträgt die Konvertierung am Regelenergiehandel 8.640 MWh. Der Anteil der Konvertierung für den ersten Tag am Regelenergiehandel beträgt damit 21,43%. Laut Konni Gas werden damit 21,43% der

Seite 30

Leistungskosten des Flexibilitätsleistungspreises der Konvertierung zugerechnet, das entspricht einem Betrag von 17.142,86 €. Da am zweiten Tag keine Regelenergie anfällt, wird hier der Mittelwert aller Abgrenzungsschlüssel für die Berechnung des Konvertierungsanteils herangezogen. Dieser beträgt hier 3,45%, womit sich die Kosten der Konvertierung im Beispiel auf 2.760 € belaufen.

#### Kosten aus Arbeitspreis der Flexibilitätsprodukte

Beim Arbeitspreis erfolgt eine Aufteilung nur, wenn auch tatsächlich Regelenergiegeschäfte mit dem Zweck der Konvertierung getätigt werden. Hier wird der gleiche Schlüssel wie für den Leistungspreis angesetzt.

*Beispiel:*

Tag	Arbeitspreis für Flexibilitäten	Anteil Konvertierung an Regelenergie	Konvertierungsanteil am Arbeitspreis
1	1.415,47	21,43%	303,32
2	2.551,80	0,00%	0,00

Für den ersten Tag beträgt der Anteil der Konvertierung am Regelenergiehandel 21,43%. Dieser Anteil des Arbeitspreises der Flexibilität kann somit der Konvertierung zugerechnet werden. Am zweiten Tag gibt es keine physikalische Konvertierung aus Regelenergiegeschäften. Daher erfolgt keine Zurechnung des Arbeitspreises zu den Konvertierungskosten.

	Commodity	Flex LP	Flex AP	Summe
<b>Okt. 12</b>	0,00	18.999,71	0,00	18.999,71
<b>Nov. 12</b>	26.426,18	82.311,28	3.459,75	112.197,21
<b>Dez. 12</b>	12.464,35	61.846,32	1.054,91	75.365,58
<b>Jan. 13</b>	0,00	18.999,71	0,00	18.999,71
<b>Feb. 13</b>	0,00	17.161,03	0,00	17.161,03
<b>Mrz. 13</b>	15.652,80	21.936,61	311,28	37.900,70
<b>Apr. 13</b>	46.286,83	120.722,98	65.038,51	232.048,31
<b>Mai. 13</b>	47.797,40	104.475,99	12.632,80	164.906,19
<b>Jun. 13</b>	13.883,74	59.061,51	1.490,52	74.435,77
<b>Jul. 13</b>	0,00	35.104,99	0,00	35.104,99

<b>Aug. 13</b>	0,00	35.104,99	0,00	35.104,99
<b>Sep. 13</b>	4.371,15	50.935,55	1.500,68	56.807,38
<b>Summe</b>	166.882,45	626.660,65	85.488,45	879.031,55

**Tabelle 6: Konvertierungskosten in € im Marktgebiet GASPOOL für das Gaswirtschaftsjahr 2012/13**

	<b>Commodity</b>	<b>Flex LP</b>	<b>Flex AP</b>	<b>Summe</b>
<b>Okt. 11</b>	23.785,04	101.504,39	982,62	126.272,05
<b>Nov. 11</b>	0,00	37.724,29	0,00	37.724,29
<b>Dez. 11</b>	0,00	38.981,76	0,00	38.981,76
<b>Jan. 12</b>	0,00	38.981,76	0,00	38.981,76
<b>Feb. 12</b>	0,00	36.466,81	0,00	36.466,81
<b>Mrz. 12</b>	49.032,46	199.032,44	20.355,57	268.420,47
<b>Apr. 12</b>	77.768,46	56.386,43	5.971,86	140.126,75
<b>Mai. 12</b>	70.542,61	76.871,35	12.681,86	160.095,82
<b>Jun. 12</b>	58.509,81	67.663,98	6.816,14	132.989,93
<b>Jul. 12</b>	56.271,49	66.295,61	8.324,77	130.891,87
<b>Aug. 12</b>	84.163,04	39.958,01	1.307,10	125.428,15
<b>Sep. 12</b>	0,00	28.708,05	0,00	28.708,05
<b>Summe</b>	420.072,91	788.574,90	56.439,92	1.265.087,72

**Tabelle 7: Konvertierungskosten in € im Marktgebiet GASPOOL für das Gaswirtschaftsjahr 2011/12**

Nach dem beschriebenen Verfahren ergeben sich für das Gaswirtschaftsjahr 2011/12 Konvertierungskosten in Höhe von 1.265.088,51 € und für das Gaswirtschaftsjahr 2012/13 879.031,55 €. Die Entwicklung der Höhe der monatlichen Konvertierungskosten hängt zunächst primär davon ab, ob und wie viel Commodity für Konvertierung im Geltungszeitraum angefallen ist. Die Höhe der Kosten für Leistungspreise verhält sich kohärent hierzu. Wird in einem Monat eine große Regelenergiemenge für Konvertierung eingesetzt, so ergibt sich auch eine hohe Verrechnung des Leistungspreises der Flexibilitätsprodukte. Aus den Leistungspreisen der Flexibilitätsprodukte ergab sich sowohl im Gaswirtschaftsjahr 2011/12 als auch im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 der größte Kostenblock für die Konvertierung. Hierauf entfielen für 2011/12 ca. 62% und für 2012/13 ca. 71% der gesamten Konvertierungskosten.



Der durchschnittliche Preisspread zwischen Regelenergieeinkaufspreis in der einen Gasqualität und Regelenergieverkaufspreis in der anderen Gasqualität im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 lag bei 2,28 €/MWh.

## 4.2 Stand Konvertierungskonto zum 01.10.2013

Die Erlöse des Konvertierungskontos ergeben sich aus dem Konvertierungsentgelt der Bilanzkreisabrechnungen. Die Kosten setzen sich aus den drei zuvor erklärten Blöcken zusammen. Aufgrund der hohen Einnahmen durch Konvertierung in den einzelnen Bilanzkreisen hat das Konvertierungskonto über das erste Winterhalbjahr (Oktober 2011 bis März 2012) einen Stand von 390.674,81 € aufgebaut. Im Laufe des Sommerhalbjahres 2012 gingen die Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt nach unten, wogegen die physikalische Konvertierung und somit auch die umlegbaren Kosten deutlich anstiegen.

GWJ	Erlöse in €	Commodity	Flex GP	Flex AP	Saldo	Stand Konvertierungskonto
Okt. 11	164306,33	23.785,04	101.504,39	982,62	38.034,28	38.034,28
Nov. 11	156042,84	0,00	37.724,29	0,00	118.318,55	156.352,83
Dez. 11	221420,72	0,00	38.981,76	0,00	182.438,95	338.791,78
Jan. 12	121539,93	0,00	38.981,76	0,00	82.558,17	421.349,95
Feb. 12	104053,40	0,00	36.466,81	0,00	67.586,59	488.936,54
Mrz. 12	170158,74	49.032,46	199.032,44	20.355,57	-98.261,73	390.674,81
Apr. 12	138791,43	77.768,46	56.386,43	5.971,86	-1.335,32	389.339,49
Mai. 12	95998,94	70.542,61	76.871,35	12.681,86	-64.096,88	325.242,61
Jun. 12	68772,27	58.509,81	67.663,98	6.816,14	-64.217,66	261.024,94
Jul. 12	89811,81	56.271,49	66.295,61	8.324,77	-41.080,06	219.944,88
Aug. 12	72473,00	84.163,04	39.958,01	1.307,10	-52.955,15	166.989,74
Sep. 12	49649,34	0,00	28.708,05	0,00	20.941,29	187.931,02
Okt. 12	87919,83	0,00	18.999,71	0,00	68.920,12	256.851,15
Nov. 12	66423,26	26.426,18	82.311,28	3.459,75	-45.774,21	211.076,94
Dez. 12	158415,35	12.464,35	61.846,32	1.054,91	83.049,78	294.126,72
Jan. 13	129287,31	0,00	18.999,71	0,00	110.287,60	404.414,32
Feb. 13	78058,96	0,00	17.161,03	0,00	60.897,93	465.312,25
Mrz. 13	236706,68	15.652,80	21.936,61	311,28	198.805,98	664.118,23
Apr. 13	142336,47	46.286,83	120.722,98	65.038,51	-89.711,84	574.406,39
Mai. 13	92413,44	47.797,40	104.475,99	12.632,80	-72.492,75	501.913,64
Jun. 13	106083,36	13.883,74	59.061,51	1.490,52	31.647,59	533.561,23
Jul. 13	57374,13	0,00	35.104,99	0,00	22.269,14	555.830,37
Aug. 13	60738,84	0,00	35.104,99	0,00	25.633,86	581.464,23
Sep. 13	71622,14	4.371,15	50.935,55	1.500,68	14.814,75	<b>596.278,98</b>
<b>Summe</b>	<b>2.740.398,26</b>	<b>586.955,36</b>	<b>1.415.235,55</b>	<b>141.928,37</b>	<b>596.278,98</b>	

Tabelle 8: Konvertierungskonto der Gaswirtschaftsjahre 2011/12 und 2012/13

Von März bis August 2012 reichten die Erlöse aus den Bilanzkreisabrechnungen nicht mehr aus um die Kosten zu decken. Dadurch schmolz der Stand des Kontos bis August 2012 ab, so dass zum September ein Stand von 187.930,24 € erreicht wurde.

Im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 entwickelte sich das Konvertierungskonto wie folgt: Im Laufe des Winterhalbjahres (Oktober 2012 bis März 2013) erhöhte sich der Stand wieder auf 673.419,84 €. Im April und Mai 2013 konnten die entstandenen Kosten nicht durch die Erlöse gedeckt werden. Somit sank der Kontostand in diesen beiden Monaten ab. Von Juni bis September 2013 erholte sich der Stand langsam wieder und erreichte im September

605.580,59 €. Somit ging die GASPOOL Balancing Services GmbH erneut mit einem positiven Saldo des Konvertierungskontos in das nächste Gaswirtschaftsjahr.

## 5. Gesamtbewertung Konvertierungssystem

Die Inanspruchnahme des Konvertierungssystems war auch im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 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. 841 Mrd. kWh lag der Anteil der von Händlern geforderten bilanziellen Konvertierung mit 737 Mio. kWh bei unter einer Promille des Marktvolumens. Die tatsächliche erforderliche physische Konvertierungsmenge belief sich auf über 107 Mio. kWh und wurde durch virtuelle Konvertierungsmaßnahmen umgesetzt. Der größte Teil der physischen Konvertierung, fast 104 Mio. kWh, wurde von H nach L durchgeführt. Insgesamt entstanden hierfür Kosten in Höhe von 0,879 Mio. €.

Die Erlössituation aus dem Konvertierungsentgelt schwankte auch im Gaswirtschaftsjahr 2012/13 stark. Prinzipiell lässt sich festhalten, dass in den Wintermonaten die Einnahmen höher waren als in den Sommermonaten.

Auf der Kostenseite war dieses Verhalten gegenläufig. Es stellte sich heraus, dass die Kosten aufgrund des immensen Regelenergiebedarfes in beiden Gasqualitäten im Winterhalbjahr eher gering ausfielen, da nach Konni Gas dem Konvertierungssystem nur geringe Kosten zuzuteilen waren. Im Sommerhalbjahr wurde an mehreren Tagen gegenläufiger Regelenergieeinsatz verzeichnet und somit waren dem Konvertierungssystem mehr Kosten zuzuordnen.

GASPOOL schloss das Gaswirtschaftsjahr 2012/13 mit einem positiven Konvertierungskontostand ab, der weit über dem des vorangegangenen Gaswirtschaftsjahres lag.

Zum neuen Gaswirtschaftsjahr 2013/14 wurde das Entgelt bei GASPOOL auf 1,18 €/MWh reduziert und somit sogar stärker abgesenkt als in der Konni Gas festgelegt. Wenn eine weitere Abschmelzung des Entgeltes in der Geschwindigkeit der Vorgaben aus der Konni

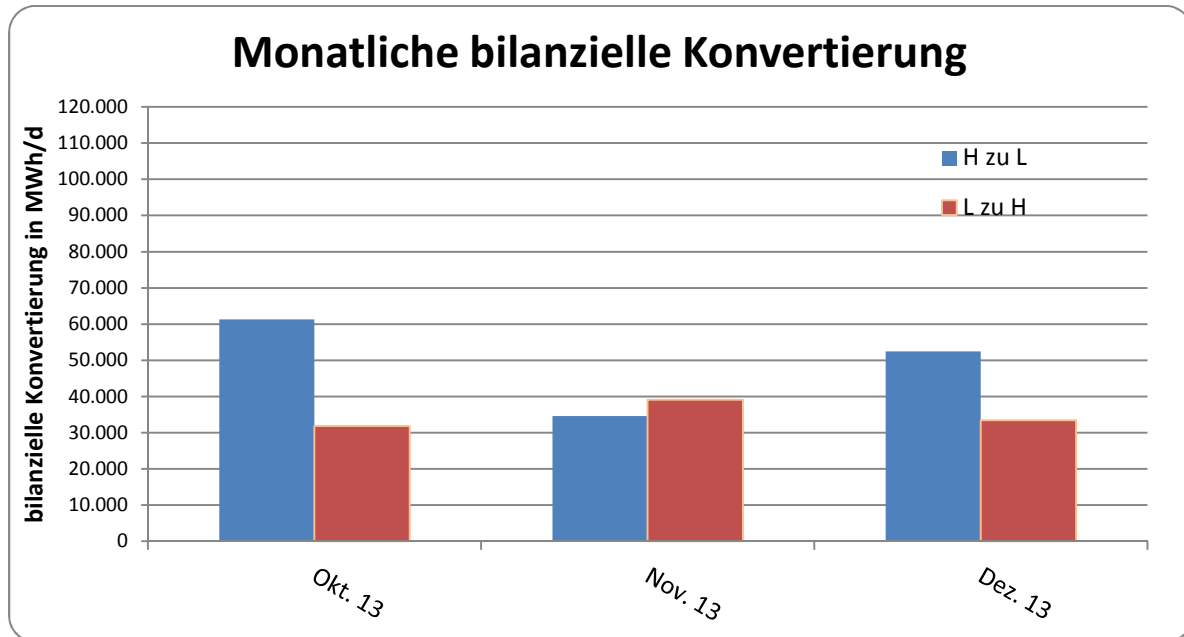
Seite 35

Gas stattfindet, wird die Einspeisung der anderen (preiswerteren) Gasqualität für BKV nach und nach immer attraktiver. Die Absenkung auf 1,76 €/MWh führte bisher nicht wesentlich dazu, dass die Händler die Konvertierung stärker als Instrument nutzen, um frei zu entscheiden, welche Gasqualität eingespeist wird. Es sollte immer wieder bewertet werden, ob der komplette Verzicht auf ein Entgelt nicht die Systemintegrität gefährdet. Es wird verhindert, dass sich von einem Tag auf den anderen die Voraussetzungen für die Händler komplett verändern. Konni Gas sieht vor, dass die monetäre Lücke zwischen den Konvertierungskosten und den Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt durch eine Umlage geschlossen wird. Bisher konnte GASPOOL noch auf die Einführung einer Umlage verzichten. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass mittelfristig alle Marktteilnehmer von der Konvertierung profitieren. Dies wird sich in den folgenden Jahren zeigen und bewertet werden können.

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 kann. Hierbei ist darauf zu achten, dass bevor dieser Einsatz von Regelenergie an seine Grenzen stößt und die Netzstabilität nicht mehr abgesichert werden kann, weitere optionale Maßnahmen zur virtuellen Konvertierung (z.B. Lastflusszusagen) 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 genommen werden.

## 6. Ausblick

GASPOOL senkte das Konvertierungsentgelt zum 01.10.2013 auf 1,18 €/MWh. In den folgenden Monaten war ein Anstieg der bilanziellen Konvertierungsmengen von ca. 40 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum zu verzeichnen.



**Abbildung 15: Monatliche bilanzielle Konvertierung Oktober, November und Dezember 2013**

Die physischen Konvertierungsmengen lagen mit 57.800 MWh (01.10.2013 – 10.01.2014) oberhalb des Vorjahreszeitraums, aber noch innerhalb der im Rahmen der Berechnung des Konvertierungsentgeltes angenommenen Mengen.

Die hohen physischen Konvertierungsmengen sind durch die bisher sehr milde Witterung des aktuellen Winters zu erklären. Die bisherigen Temperaturen entsprechen eher denen der Übergangsmonate Oktober und März, in denen bisher immer hohe physische Konvertierungsmengen zu beobachten waren. Bei kalter Witterung kommt es hingegen regelmäßig zu Regelenergie-Einkauf in beiden Gasqualitäten, womit die physische Konvertierung entfällt.

Zum 01.10.2013 wurde die Regelenergie-Beschaffung im GASPOOL-Marktgebiet auf das neue Regelenergie-Zielmodell umgestellt. Demzufolge erfolgt die Beschaffung von Regelenergie strikt nach Merit-Order-List. Hierbei ist die Beschaffung über die Börse den

übrigen Beschaffungsrängen vorzuziehen. Mit Einführung des Regelenergie-Zielmodells konnte beobachtet werden, dass der Preisspread zwischen Ein- und Verkaufspreis bei gegensätzlichen Gasqualitäten stark angestiegen ist. Bis zum 30.09.2013 lag dieser Preisspread bei nur ca. 2 €/MWh. Im Zeitraum vom 01.10.2013 bis zum 10.01.2014 lag er allerdings schon bei 15,18 €/MWh, wodurch die bis dahin angelaufenen Konvertierungskosten stark angestiegen sind. Es ist zu erwarten, dass der Preisspread nicht dauerhaft auf dem hohen Niveau bleibt. Inwieweit eine Angleichung an das bisher beobachtete Niveau erreicht wird, ist nicht vorhersehbar.