



NetConnect
Germany

simply gas

BERECHNUNGSGRUNDLAGE KONVERTIERUNGSENTGELT UND KONVERTIERUNGSUMLAGE

Stand Februar 2017

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung	7
2.	Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts.....	9
2.1.	Beschreibung, Gewichtung und Berechnung der verwendeten Indikatoren.....	10
2.2.	Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts.....	16
3.	Mengenprognosen.....	17
3.1.	Prognose der Bilanziellen Konvertierung und Ist-Konvertierung.....	17
3.2.	Prognose der Technischen Konvertierung	19
3.3.	Prognose der Kommerziellen Konvertierung	21
3.4.	Prognose der physischen Einspeisung.....	22
4.	Prognose der Kosten und Erlöse.....	24
4.1.	Prognose der Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt	24
4.2.	Prognose der Kosten der Technischen Konvertierung	24
4.3.	Prognose der Netto-Kosten kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen.....	24
5.	Liquiditätspuffer.....	26
6.	Prognose des Konvertierungskontostandes	27
7.	Entscheidung über eine Ausschüttung	28
8.	Ermittlung der Konvertierungsumlage	29

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz	11
Abbildung 2: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz	12
Abbildung 3: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz	13
Abbildung 4: Indikator 4 - Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz	14
Abbildung 5: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“	15
Abbildung 6: Marktverschiebung	17
Abbildung 7: Bilanzielle Konvertierungsmengen	18
Abbildung 8: Kommerzielle Konvertierungsmengen	22
Abbildung 9: Physische Einspeisemengen	23

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 (RBK) wird die betragsmäßig kleinere Menge als Konvertierungsmenge abgerechnet. Werden Einspeisemengen im H-Gas zum Ausgleich von Fehlmengen im L-Gas genutzt, spricht man von bilanzieller Konvertierung von H-Gas nach L-Gas. Die gegenläufige Richtung ist als BILANZIELLE KONVERTIERUNG von L-Gas nach H-Gas definiert. Die pro Bilanzkreis angefallene BILANZIELLE KONVERTIERUNG über alle Bilanzkreise aufsummiert kann auch als BILANZIELLE KONVERTIERUNG bezeichnet werden.

BILANZIELLE NETZWEITE KONVERTIERUNG

Berechnungsvariante der physischen Konvertierung: Summation aller Einspeisungen sowie aller Ausspeisungen (getrennt) nach Gasqualität über alle Bilanzkreisstrukturen, für die in beiden Gasqualitäten Mengen im Marktgebiet 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.

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, d.h. für beide sind Zeitreihen/Mengentypen deklariert.

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 oder lokal 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

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

Bezeichnet durch technische Maßnahmen konvertierte Gasmengen, wobei zwischen netzentgeltseitig berücksichtigter TECHNISCHER KONVERTIERUNG und für den MGV kostenpflichtiger TECHNISCHER KONVERTIERUNG (Beispielsweise TECHNISCHE KONVERTIERUNG DRITTER oder TRANSPORTKONVERTIERUNG) unterschieden wird. Netzentgeltseitig berücksichtigte TECHNISCHE KONVERTIERUNG ist unter anderem die Konvertierung durch technische Mischanlagen der Ferngasnetzbetreiber.

1. EINLEITUNG

NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) ist als Marktgebietsverantwortlicher aufgrund der Festlegung BK7-11-002 (**KONNI GAS**) der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 27. März 2012 sowie deren Anpassung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016 verpflichtet, gemäß Tenor 4c) die Berechnungsgrundlagen und -schritte zur Prognose des Konvertierungsentgelts und der Konvertierungsumlage zu veröffentlichen.

Für den Geltungszeitraum vom 1. April 2017 bis 30. September 2017 legt NCG das **KONVERTIERUNGSENTGELT IN DER RICHTUNG VON H-GAS NACH L-GAS** in einer Höhe von **0,45 EUR/MWH** sowie die **KONVERTIERUNGSUMLAGE** in einer Höhe von **0,04 EUR/MWH** fest.

Die Schritte zur Festlegung des Konvertierungsentgelts und der Konvertierungsumlage wurden mit dem Ziel einer Vereinheitlichung inhaltlich von der Bundesnetzagentur vorgegeben. Die Festlegung des Konvertierungsentgelts hat anhand von Indikatoren anreizorientiert zu erfolgen. Für die Festlegung der Konvertierungsumlage sind folgende Berechnungsschritte durchzuführen:

- Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung
- Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen – differenziert nach netzentgeltseitig bereits berücksichtigten und kostenpflichtigen Maßnahmen
- Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
- Berechnung der Konvertierungskosten
- Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung
- Berücksichtigung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts von H- nach L-Gas
- Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt von H- nach L-Gas
- Ermittlung des Liquiditätspuffers
- Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise
- Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers

Die Anpassung der Festlegung Konni Gas sieht ab dem 1. April 2017 eine zeitlich unbegrenzte Obergrenze für ein Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas in Höhe von 0,45 EUR/MWh vor. Für die Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas ist kein Konvertierungsentgelt mehr vorgesehen. Im Gegensatz zur ursprünglichen Fassung der Festlegung Konni Gas sieht die angepasste Festlegung vor, dass die Höhe des Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas anreizorientiert anstatt kostenorientiert zu bemessen ist. Dabei soll zum einen der Markt einen ausreichenden Anreiz zum qualitätsübergreifenden Gashandel haben und zum anderen der Marktgebietsverantwortliche nicht zum überwiegenden Beschaffer der Absatzmengen von L-Gas-Letztverbrauchern im Marktgebiet werden.

Ausgehend von diesen Prämissen und unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Schritte wird die Berechnung von Konvertierungsentgelt und -umlage im Folgenden dargestellt¹.

¹ Eine ausführliche Beschreibung der bisherigen Entwicklung des Konvertierungssystems ist dem „Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem“ zu entnehmen. Dieser wird auf der Website der NCG (www.net-connect-germany.com) jährlich zum 1. Februar veröffentlicht.

2. ERMITTLUNG DES ANREIZORIENTIERTEN KONVERTIERUNGSSENTGELTS

Bei der Ermittlung der Höhe des anreizorientierten Konvertierungsentgelts hat NCG gemäß der angepassten Festlegung Konni Gas sachgerechte, der Funktion der Verhaltenssteuerung entsprechende Indikatoren anzuwenden und diese auch transparent im Rahmen der Veröffentlichung der Berechnungsgrundlage des Konvertierungsentgelts darzustellen.

Die BNetzA schlägt dazu in der Festlegung Konni Gas drei mögliche Indikatoren vor:

- Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet ([Indikator 1](#))
- Anteil des Regelennergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas an dem gesamten Regelennergieaufkommen ([Indikator 2](#))
- Anteil des Regelennergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet ([Indikator 3](#))

NCG hat diese Indikatoren auf ihre Eignung zur Ermittlung eines anreizorientierten Konvertierungsentgelts hin zu prüfen. Ergänzend hat NCG weitere Indikatoren zu ermitteln, zu bewerten und anzuwenden, soweit diese als geeignet im Rahmen der Ermittlung des Konvertierungsentgelts eingestuft werden. Um fundierte Aussagen und entsprechende Schlussfolgerungen auf die Höhe des anreizorientierten Konvertierungsentgelts treffen zu können, sollte sich die zugrundeliegende Datenbasis der Indikatoren über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten erstrecken.

Neben den drei von der BNetzA vorgeschlagenen Indikatoren sieht NCG zwei zusätzliche Indikatoren als geeignet an, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt bestimmen zu können:

- Anteil der Regelennergieeinkaufsmengen in der Qualität L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet ([Indikator 4](#))
- Ermittlung des wirtschaftlichen „Break-Even“ zwischen einer Beschaffung von L-Gas am niederländischen Handelspunkt TTF und dem Transport in die L-Gas-Netzgebiete des Marktgebiets NCG sowie einer Beschaffung von H-Gas im Marktgebiet NCG und der Nutzung der Bilanziellen Konvertierung zum Ausgleich eines L-Gas Absatzes in Abhängigkeit von der Höhe des Konvertierungsentgelts ([Indikator 5](#))

Zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts berechnet NCG anhand jedes Indikators die notwendige Höhe des Konvertierungsentgelts und aggregiert die Ergebnisse der einzelnen Indikatoren entsprechend der jeweiligen Gewichtung. Die Gewichtung soll dabei die Eignung des jeweiligen Indikators im Vergleich zu den anderen Indikatoren widerspiegeln. Da Indikator 5 auf den tatsächlichen Kostenparametern der Handelsteilnehmer basiert, spiegelt er aus Sicht der NCG am deutlichsten wider, bei welchem Stand des Konvertierungsentgelts der angestrebte Anreiz erreicht werden kann. Indikator 5 wird daher bei der Berechnung des Konvertierungsentgelts mit 45 % gewichtet.

Indikator 1, Indikator 3 und Indikator 4 setzen allesamt Faktoren des Konvertierungssystems ins Verhältnis zum L-Gas-Absatz. Die genannten Indikatoren sind ebenfalls gut geeignet, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt zu bestimmen, weisen jedoch aufgrund der vergleichbaren Systematik oft ähnliche Ergebnisse auf. Die Indikatoren 1, 3 und 4 werden daher jeweils mit 15 % gewichtet und ergeben somit in ihrer Gesamtheit ebenfalls eine Gewichtung von 45 %. Indikator 2 ist aufgrund seiner Beeinflussbarkeit durch nicht-konvertierungsbedingte Effekte nur begrenzt geeignet zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts. Indikator 2 wird daher nur mit 10 % gewichtet.

2.1. BESCHREIBUNG, GEWICHTUNG UND BERECHNUNG DER VERWENDETEN INDIKATOREN

INDIKATOR 1: ANTEIL DER BILANZIELLEN KONVERTIERUNG VON H- NACH L-GAS ZUM L-GAS-ABSATZ IM MARKTGEBIET

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz in den vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt.

In Abbildung 1 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Bilanziellen Konvertierung am L-Gas Absatz berechnet.

Aus Sicht der NCG ist ein Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,50 EUR/MWh**.

Dieser Indikator ist aus Sicht der NCG geeignet, um zu beurteilen, ob ein ausreichender Anreiz zur qualitätsübergreifenden Konvertierung besteht, da hier direkt auf das Konvertierungsverhalten der Marktteilnehmer Bezug genommen wird. Indikator 1 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 15 % gewichtet.

1. Anteil Bilanzielle Konvertierung H→L an L-Gas-Absatz

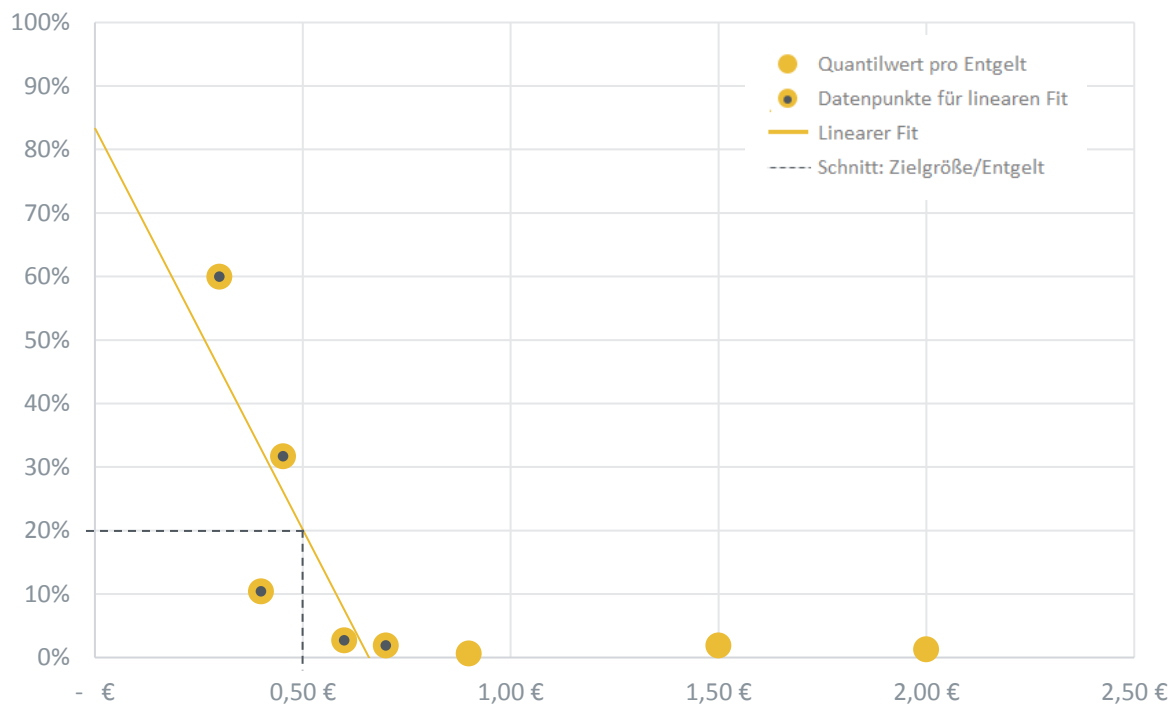


Abbildung 1: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

INDIKATOR 2: ANTEIL DES REGELENERGIEAUFGKOMMENS FÜR KONVERTIERUNGSZWECKE FÜR DIE KONVERTIERUNGSRICHTUNG H- NACH L-GAS AN DEM GESAMTEN REGELENERGIEAUFGKOMMEN

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Kommerziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen (SystemBuy und SystemSell) der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. Hierbei wird zur Bestimmung des Anteils der Kommerziellen Konvertierung das arithmetische Mittel über alle Tagesanteile in der entsprechenden Periode gebildet.

In Abbildung 2 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Kommerziellen Konvertierung am gesamten Regelenergieaufkommen berechnet.

Aus Sicht der NCG ist ein Anteil des Regelenergiebedarfs für Konvertierungszwecke in der Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen in Höhe von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,40 EUR/MWh**.

Dieser Indikator ist aus Sicht der NCG begrenzt aussagefähig, da er letztlich stark von der Höhe des Regelenergieaufkommens abhängig ist. Falls das Regelenergieaufkommen aufgrund anderer Einflüsse sehr hoch ist, würde trotz verhältnismäßig starkem Konvertierungs-

2. Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz

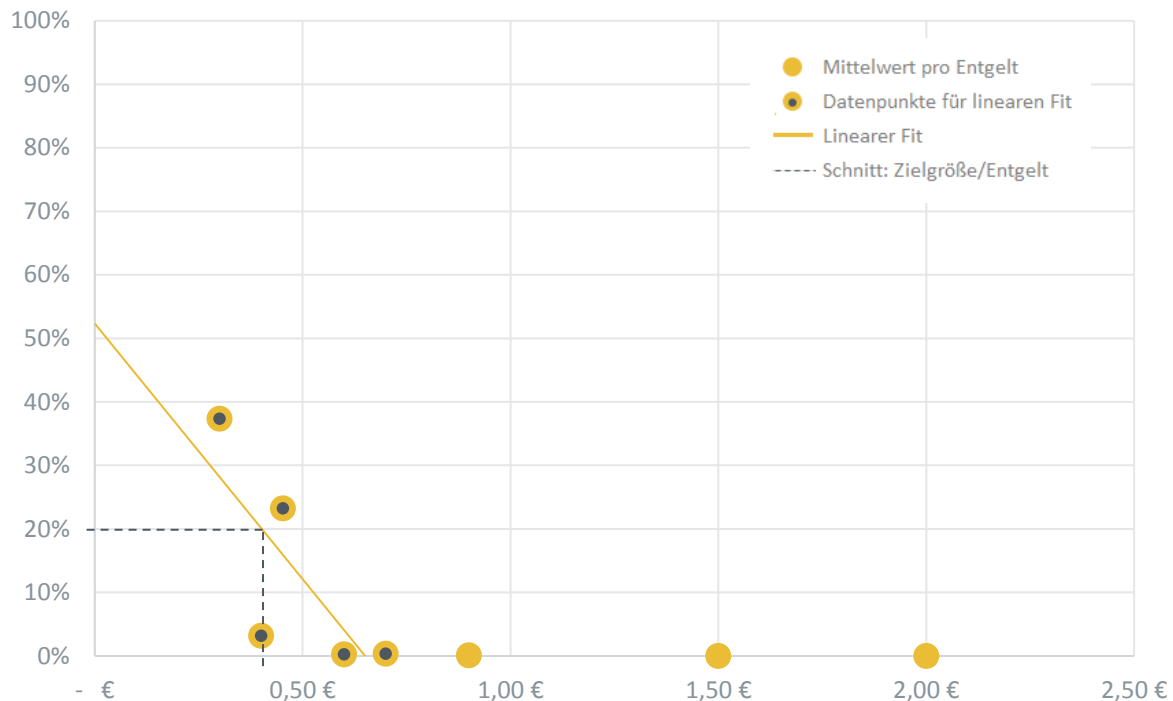


Abbildung 2: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz

verhalten und entsprechender Kommerzieller Konvertierung immer noch ein vergleichsweise geringer Anteil am Gesamtregelenergieeinsatz entstehen.

Indikator 2 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes deswegen mit 10 % gewichtet.

INDIKATOR 3: ANTEIL DES REGELENERGIEAUFKOMMENS FÜR KONVERTIERUNGSZWECKE FÜR DIE KONVERTIERUNGSRICHTUNG H- NACH L-GAS AM L-GAS-ABSATZ IM MARKTGEBIET

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgeltes und der Anteil der kommerziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt.

In Abbildung 3 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil des Regelergieaufkommens am L-Gas Absatz berechnet.

Dieser Indikator ist geeignet zu beurteilen, ob NCG aufgrund des Konvertierungsverhaltens der Marktteilnehmer zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas wird. Aus Sicht der NCG ist ein Anteil des Regelergiebedarfs für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas am L-Gas Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,43 EUR/MWh**.

3. Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

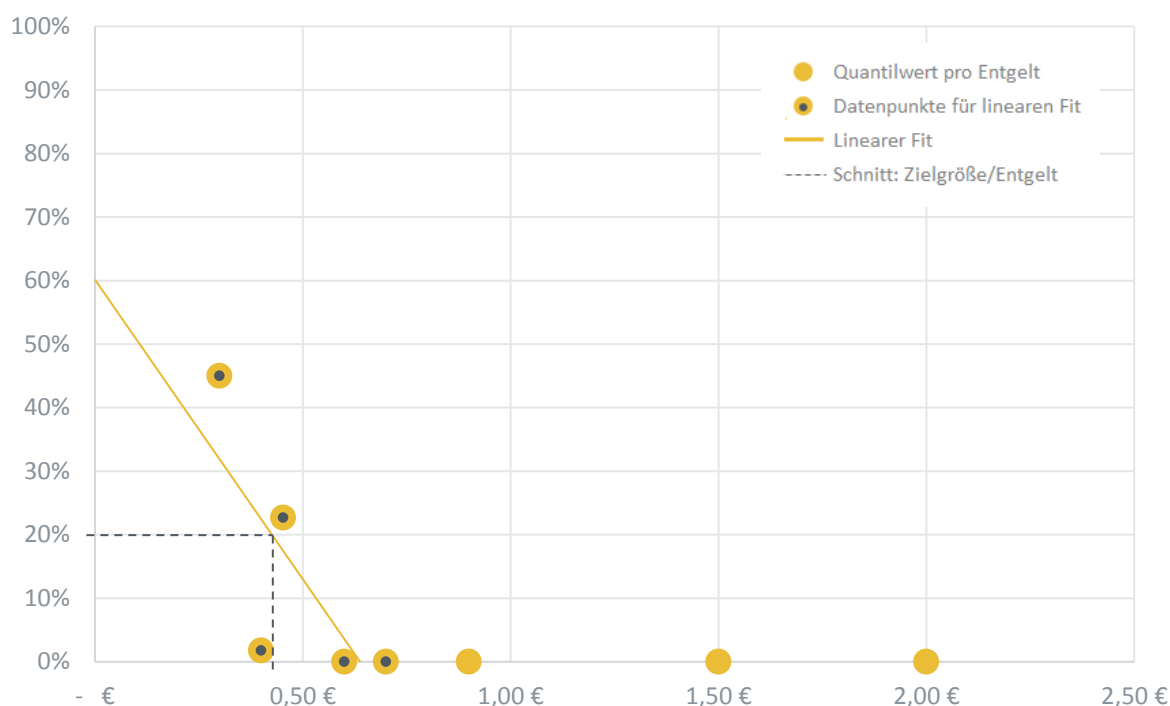


Abbildung 3: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

Indikator 3 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 15 % gewichtet.

INDIKATOR 4: ANTEIL DER REGELENERGIEEINKAUFSMENGEN IM L-GAS AM L-GAS-ABSATZ IM MARKTGEBIET

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgeltes und Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt.

In Abbildung 4 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen am L-Gas Absatz berechnet.

Dieser Indikator wird verwendet, da aus Sicht der NCG neben den anderen Indikatoren betrachtet werden sollte, zu welchem Anteil NCG Regelernergie für die Versorgung der L-Gas-Kunden beschafft, auch wenn dem keine gegenläufige Kommerzielle Konvertierung zugrunde liegt. Der Anteil von L-Gas-SystemBuy am L-Gas-Absatz gibt unmittelbar an, zu welchem Grad NCG zum Beschaffer von L-Gas wird. Diese Berechnung entspricht der Argumentation der NCG im Rahmen der Anträge aus 2016 zur Anpassung der Festlegung Konni Gas.

4. Anteil SystemBuy L-Gas an L-Gas-Absatz

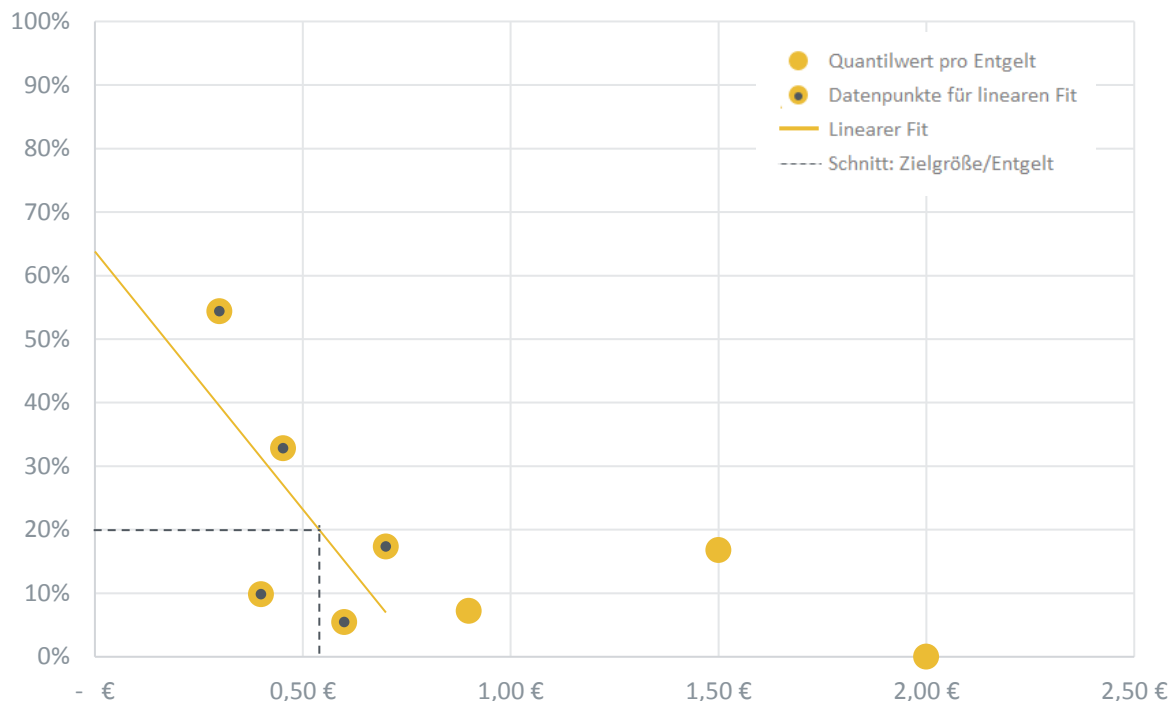


Abbildung 4: Indikator 4 - Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

Aus Sicht der NCG ist ein Anteil des Regelernergieeinkaufsbedarfs für L-Gas am L-Gas-Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,54 EUR/MWh**.

Indikator 4 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 15 % gewichtet.

INDIKATOR 5: WIRTSCHAFTLICHER „BREAK-EVEN“

Zur Ermittlung des Indikators wird in Abhängigkeit von der Höhe des Konvertierungsentgeltes der wirtschaftliche „Break-Even“ errechnet, bei dem die physische Bereitstellung von L-Gas über den niederländischen Handelspunkt TTF inklusive der Transportkosten und die Bereitstellung von H-Gas aus dem Marktgebiet NCG kostentechnisch vergleichbar sind. Dieser Punkt ist genau dann erreicht, wenn folgende Gleichung wahr ist:

$$\text{TTF-PREIS} + \text{TRANSPORTKOSTEN (NL NACH DE)} + \text{KONVERTIERUNGSUMLAGE} \\ = \text{NCG-PREIS} + \text{VHP-ENTGELT} + \text{KONVERTIERUNGSENTGELT}$$

Nach Konvertierungsentgelt aufgelöst ergibt sich das ermittelte Entgelt wie folgt:

$$\text{KONVERTIERUNGSENTGELT} = (\text{TTF-PREIS} - \text{NCG-PREIS}) + \text{TRANSPORTKOSTEN} \\ (\text{NL NACH DE}) + \text{KONVERTIERUNGSUMLAGE} - \text{VHP-ENTGELT}$$

5. Break-Even Transportkosten NL / Konvertierung

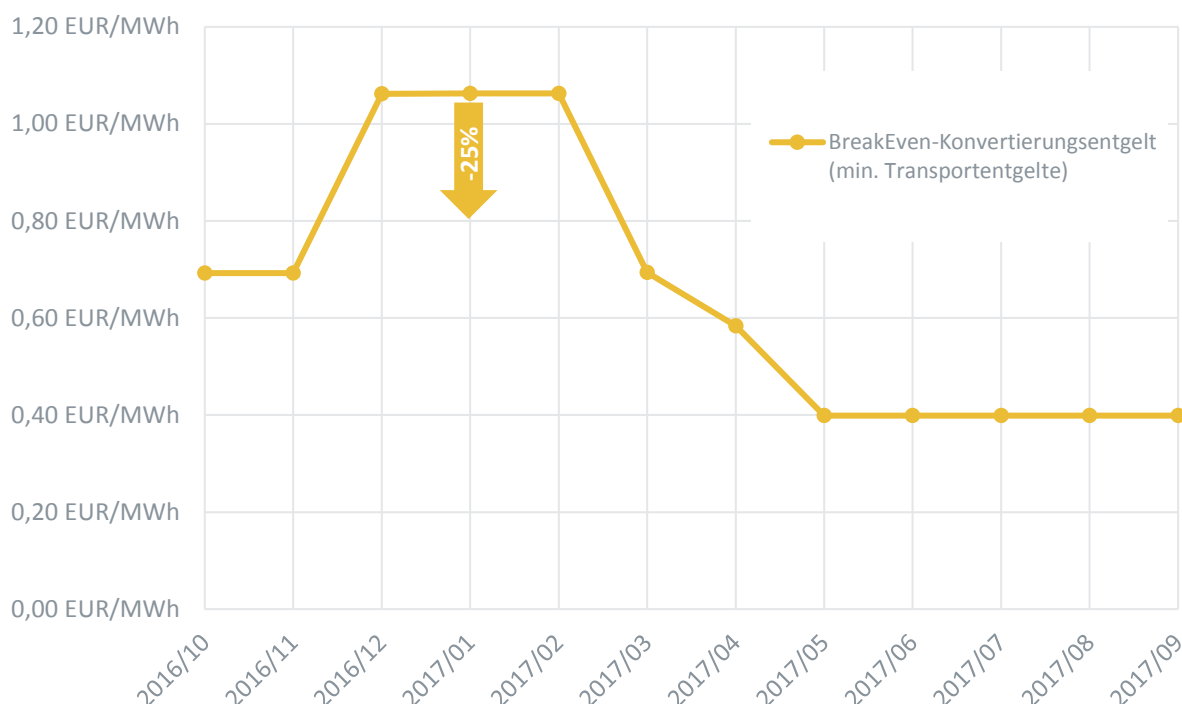


Abbildung 5: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“

In Abbildung 5 wird der Verlauf des so bestimmten Konvertierungsentgelts auf Monatsbasis dargestellt. Da das Entgelt innerhalb der Konvertierungsperiode konstant bleibt, wird der günstigste Transport im teuersten Monat angesetzt – zur Berücksichtigung unbekannter Konditionen in den langfristigen Lieferverträgen wird ein Abschlag von 25 % auf den ermittelten Wert angenommen. Hieraus ergibt sich ein Konvertierungsentgelt von **0,80 EUR/MWh**.

Dieser Indikator ist aus Sicht von NCG der wichtigste Indikator und bildete in der ursprünglichen Festlegung Konni Gas die Grundlage für die Festlegung des Konvertierungsentgelts und dessen Obergrenze. Er bezieht die unterschiedlichen Beschaffungswege zur Versorgung von L-Gas-Endkunden im qualitätsübergreifenden Marktgebiet ein und bewertet sie im Verhältnis zueinander. Marktteilnehmer können L-Gas-Endkunden entweder mit L-Gas insbesondere aus den Niederlanden oder aber mit H-Gas durch Nutzung der Bilanziellen Konvertierung versorgen. Wenn die Kosten für eine Beschaffung in Deutschland mit anschließender Bilanzieller Konvertierung niedriger sind, ist davon auszugehen, dass Marktteilnehmer eher eine Beschaffung in Deutschland anstreben.

Aufgrund der Bedeutung dieses Indikators für das Verhalten der Marktteilnehmer wird Indikator 5 bei der Bildung des Konvertierungsentgelts mit 45 % gewichtet.

2.2. ERMITTLUNG DES ANREIZORIENTIERTEN KONVERTIERUNGSENTGELTS

Auf Basis der gewichteten Indikatoren (Tabelle 1) ergibt sich somit ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas von **0,62 EUR/MWh**. Da die Obergrenze die Höhe des Konvertierungsentgelts auf 0,45 EUR/MWh begrenzt, legt NCG das Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas auf den Wert der Obergrenze – **0,45 EUR/MWh** – fest.

Indikator	Ermitteltes Konvertierungsentgelt	Gewichtung
Indikator 1	0,50 EUR/MWh	15 %
Indikator 2	0,40 EUR/MWh	10 %
Indikator 3	0,43 EUR/MWh	15 %
Indikator 4	0,54 EUR/MWh	15 %
Indikator 5	0,80 EUR/MWh	45 %

Tabelle 1: Ermittlung des Konvertierungsentgeltes

3. MENGENPROGNOSEN

3.1. PROGNOSE DER BILANZIELLEN KONVERTIERUNG UND IST-KONVERTIERUNG

Auf Basis der bisherigen sowie der möglichen zukünftigen Nutzung des Konvertierungssystems durch Marktteilnehmer werden Marktverschiebungen bezogen auf die gesamten H- und L-Gas-Exits prognostiziert. Die Marktverschiebung von L- nach H-Gas beschreibt die Versorgung von H-Gas-Exits über L-Gas-Entries. Umgekehrtes gilt für die Marktverschiebung von H- nach L-Gas. Bei Vergleich der Prozentzahlen ist zu beachten, dass der Absatz im H-Gas-Marktgebiet den im L-Gas u. a. bedingt durch Transitmengen deutlich übersteigt.

Bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (31. März 2017) wird auf Basis einer Hochrechnung mit einer Marktverschiebung von H-nach L-Gas i. H. v. 10 % und von L- nach H-Gas von unter 1 % gerechnet. Für die nächste Konvertierungsperiode wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem Konvertierungsentgelt i. H. v. 0,45 EUR/MWh eine Marktverschiebung von H- nach L-Gas i. H. v. 9 % erwartet. Für die Richtung von L-Gas nach H-Gas wird mit einer Marktverschiebung i. H. v. 1 % gerechnet. Die Marktverschiebung der vergangenen Konvertierungsperioden sowie die Prognose der Marktverschiebung für die laufende und kommende Konvertierungsperiode werden in Abbildung 6 dargestellt.

Die Netto-Richtung der Ist-Konvertierung lässt sich nur eingeschränkt vorhersagen. Grund hierfür ist eine starke Abhängigkeit von zukünftigen Marktentwicklungen sowie der Höhe des Konvertierungsentgelts.

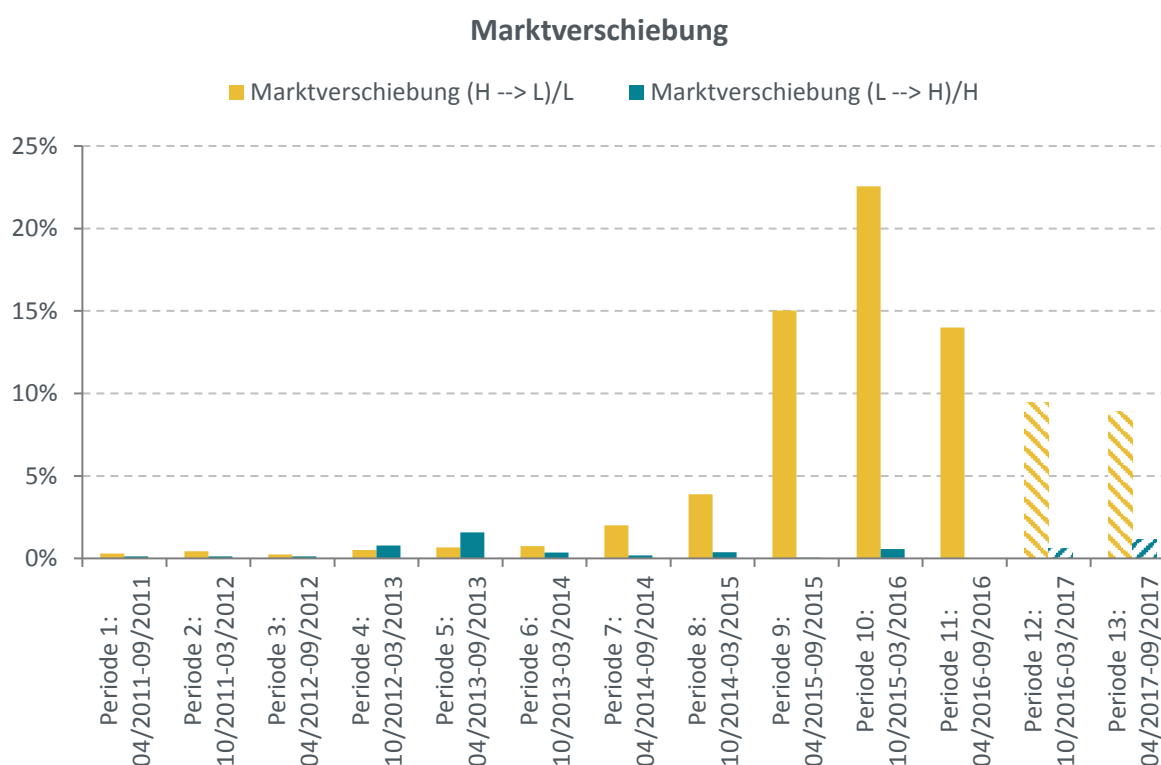


Abbildung 6: Marktverschiebung

Die bilanziellen Konvertierungsmengen sowie die Ist-Konvertierungsmengen (Bilanzielle Netzweite Konvertierung) der vergangenen Konvertierungsperioden sowie eine Prognose der Konvertierungsmengen für die laufende und kommende Konvertierungsperiode werden in Abbildung 7 dargestellt.

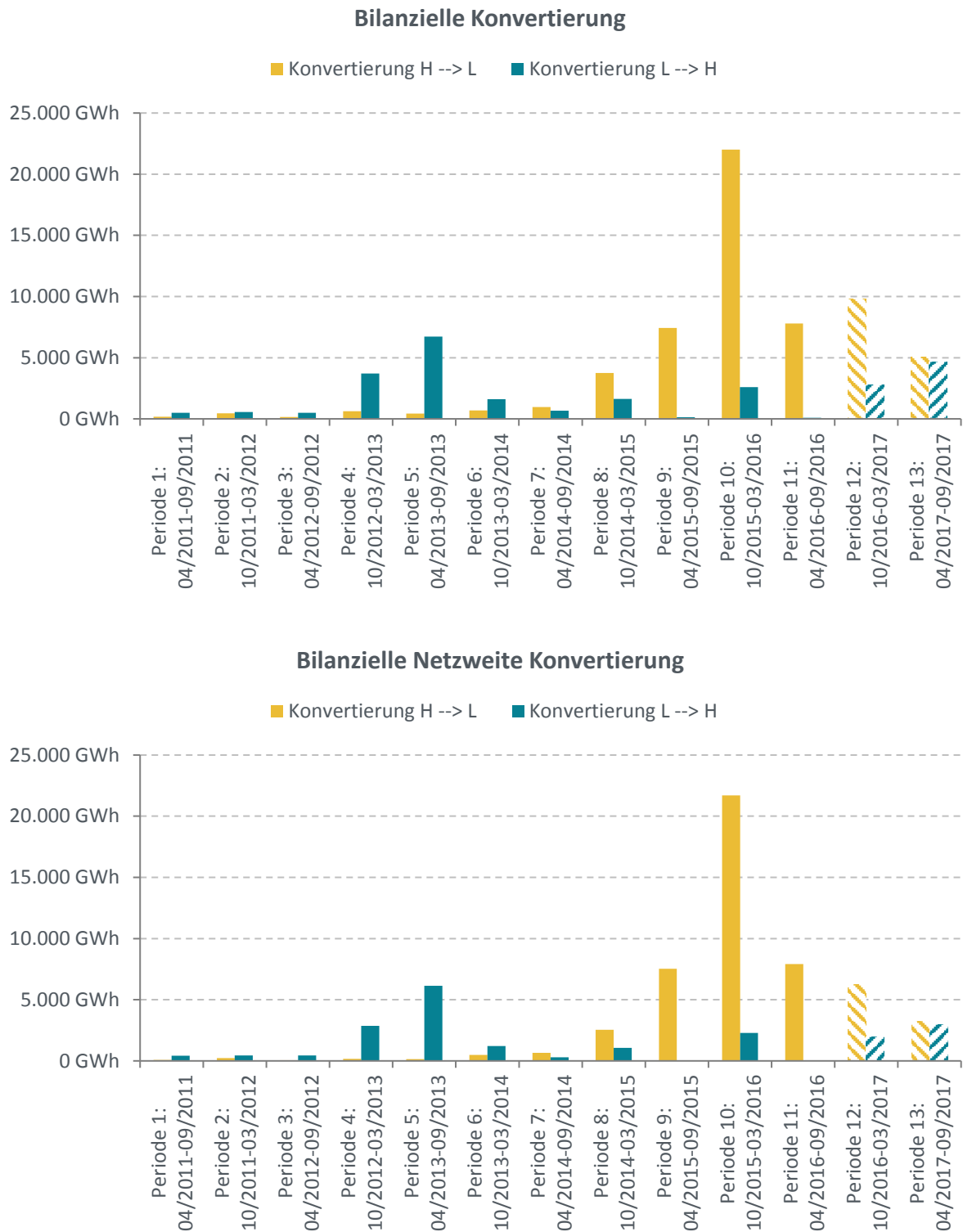


Abbildung 7: Bilanzielle Konvertierungsmengen

3.2. PROGNOSE DER TECHNISCHEN KONVERTIERUNG

Bei der Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen ist zwischen Konvertierungsanlagen, die bereits in den Netzentgelten enthalten sind, und jenen die netzentgeltseitig noch nicht berücksichtigt sind, zu unterscheiden. Da die netzentgeltseitig berücksichtigten Anlagen für NCG kostenlos nutzbar sind, ist der Einsatz dieser Anlagen im Rahmen ihrer Verfügbarkeit vorrangig auszuführen.

NETZENTGELTSEITIG BERÜCKSICHTIGTE ANLAGEN

Im Marktgebiet NCG verfügen die Open Grid Europe GmbH (OGE) und die Thyssengas GmbH (TG) über technische Konvertierungsanlagen. Die OGE-Gasmischanlage am Standort Werne kann sowohl L-Gas in das H-Gas-System sowie H-Gas in das L-Gas-System zumischen. Die OGE-Gasmischanlage am Standort Scheidt mischt L-Gas in das H-Gas-System. TG verfügt über eine Luftbeimischungsanlage in Broichweiden. Bei dieser Anlage wird dem H-Gas Luft zugemischt, um L-Gas zu erhalten.

Seit März 2015 ist eine deutliche Reduzierung des technischen Konvertierungsvermögens von H- nach L-Gas insbesondere in der Gasmischanlage Werne feststellbar. Ursache hierfür ist die erhöhte Technische Konvertierung im niederländischen Ferngasleitungssystem von H- nach L-Gas mittels Stickstoffbeimischung. Dies hat eine Erhöhung des Wobbe-Indexes des aus den Niederlanden transportierten L-Gases zur Folge, welche dazu führt, dass das L-Gas einen höheren Brennwert hat. Dies wirkt wiederum limitierend auf das Konvertierungsvermögen der Misanlage Werne von H- nach L-Gas. Die umgekehrte Richtung von L- nach H-Gas ist hiervon nicht betroffen.

Tabelle 2 stellt die technischen Konvertierungsmengen anlagenscharf dar. Die Werte der laufenden Periode liegen zum Zeitpunkt der Prognose noch nicht anlagenscharf vor.

NETZENTGELTSEITIG NICHTBERÜCKSICHTIGTE ANLAGEN

Aktuell bestehen keine Vereinbarungen der NCG mit Dritten über die Nutzung von technischen Konvertierungsanlagen, die nicht bereits über die Netzentgelte abgedeckt sind. NCG prüft jedoch, ob und inwieweit zusätzliche technische Konvertierungskapazitäten von Dritten verfügbar wären und zu welchen vertraglichen Bedingungen diese durch NCG genutzt werden könnten.

Für die Konvertierungsperiode vom 1. April 2017 bis zum 30. September 2017 prognostiziert NCG keine technischen Konvertierungsmengen, deren Kosten nicht bereits netzentgeltseitig berücksichtigt sind.

Konvertierungsperiode	Thyssengas: Broichweiden (H -> L) [kWh]	OGE: Werne (H -> L) [kWh]	OGE: Werne (L -> H) [kWh]	OGE: Scheidt (L -> H) [kWh]
Periode 1: 04/2011-09/2011	44.212.175	1.474.160.364	4.067.014.796	130.525.471
Periode 2: 10/2011-03/2012	68.745.841	700.261.688	3.797.092.142	173.729.041
Periode 3: 04/2012-09/2012	328.653.288	325.443.257	2.348.228.217	31.805.889
Periode 4: 10/2012-03/2013	40.734.798	610.734.159	6.171.545.960	1.931.449
Periode 5: 04/2013-09/2013	29.528.906	194.759.241	5.138.019.322	91.761.762
Periode 6: 10/2013-03/2014	66.518.752	1.433.393.905	2.604.184.540	1.385.240
Periode 7: 04/2014-09/2014	24.474.142	355.136.702	1.458.537.018	19.846.180
Periode 8: 10/2014-03/2015	196.562.367	1.490.352.025	1.657.794.253	1.221.904
Periode 9: 04/2015-09/2015	386.852.009	371.556.176	355.156.662	7.290.328
Periode 10: 10/2015-03/2016	429.859.582	121.535.618	1.761.148.770	10.987.879
Periode 11: 04/2016-09/2016	309.408.467	146.763.495	593.329.830	24.853.172

Tabelle 2: Technische Konvertierungsmengen

TRANSPORTKONVERTIERUNG

In der Festlegung Konni Gas wird als netzentgeltseitig nichtberücksichtigte Technische Konvertierung beispielhaft der (unter)tägige Export von H-Gas in die Niederlande und zeit- sowie mengengleiche Import von L-Gas aus den Niederlanden durch die Marktgebietsverantwortlichen unter dem Begriff „Transportkonvertierung“ aufgeführt. Dieses Verfahren entspricht nicht der Technischen Konvertierung im engeren Sinne, da hierbei nicht die physische Beschaffenheit des Gases an sich verändert wird, sondern lediglich Gasmengen unterschiedlicher Gasqualitäten zwischen Marktgebieten ausgetauscht werden.

Zur Durchführung der Transportkonvertierung bedarf es einer Buchung von Transportkapazitäten jeweils zwischen den H-Gas-Netzgebieten und L-Gas-Netzgebieten des Marktgebiets NCG und der Niederlande, wobei die Buchungen möglichst auf kurzfristiger Basis erfolgen sollen. Um eine kostenbasierte Abwägung zwischen der Nutzung der Transportkonvertierung und dem Einsatz von Kommerzieller Konvertierung treffen zu können, müssten die Transportkosten der Transportkonvertierung mit den Commodity-Kosten der Kommerziellen Konvertierung zum Zeitpunkt des Abrufes verglichen werden.

Für die Konvertierungsperiode vom 1. April 2017 bis zum 30. September 2017 werden für dieses Verfahren keine Konvertierungsmengen prognostiziert.

3.3. PROGNOSE DER KOMMERZIELLEN KONVERTIERUNG

Der Bedarf an kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen bis zum Ende der aktuellen sowie für die nächste Konvertierungsperiode kann nicht belastbar prognostiziert werden, da dieser direkt von der Bilanziellen Konvertierung von Marktteilnehmern, dem Konvertierungsvermögen der Mischanlagen sowie von der jeweils aktuellen physikalischen Netzsituation und damit dem Regelenenergiebedarf abhängig ist.

Ein weiterer wesentlicher Faktor ist die Qualität der Verbrauchsprognosen für leistungsgemessene (RLM) und nicht leistungsgemessene Letztverbraucher (SLP). Diese kann maßgeblich die Höhe der Einspeisungen durch die BKV in das Marktgebiet beeinflussen und hat damit einen massiven Einfluss auf den Regelenenergieeinsatz sowie damit indirekt auf die Höhe der physischen Konvertierungsmengen. Beispielsweise beeinflusst eine generelle Über- oder Unterspeisung der Netze einzelner oder beider Gasqualitäten aufgrund von systembedingten Netzkontoschiefständen die gegenläufige Beschaffung von Regelenenergie.

Abbildung 8 stellt die Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen in den vergangenen Konvertierungsperioden sowie eine Prognose für die laufende und kommende Konvertierungsperiode dar.

3.4. PROGNOSE DER PHYSISCHEN EINSPEISUNG

Die physischen Einspeisemengen für die gesamte aktuelle und nächste Konvertierungsperiode wurden anhand von Vergangenheitswerten und typischen Monatsgewichten (Monatsdurchschnittswerte der Vergangenheit) prognostiziert, indem diese linear fortgeschrieben werden. Die physischen Einspeisemengen in Abbildung 9 wurden in Bilanzkreise mit dem Status „frei zuordenbare Kapazitäten“ (FZK) eingebracht. Betrachtet wurden hierfür die Zeitreihentypen „Entryso“, „Entry Biogas (physisch)“ und „Entry Wasserstoff (physisch)“.

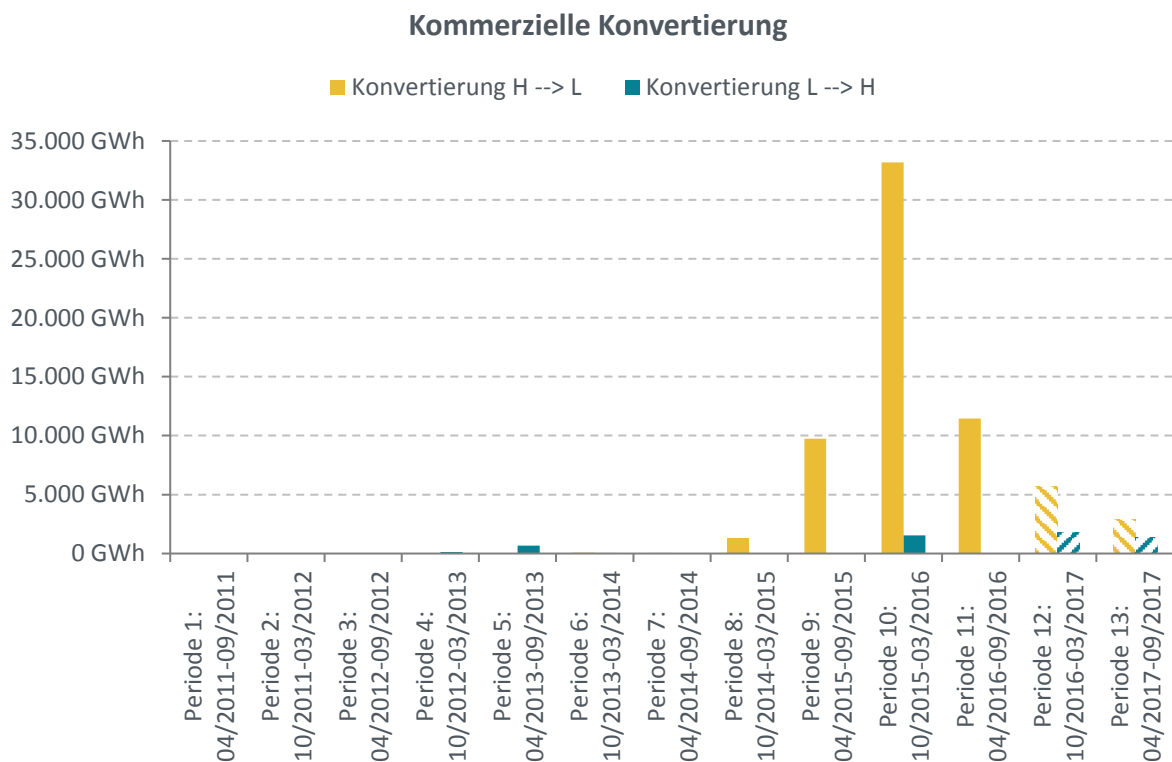


Abbildung 8: Kommerzielle Konvertierungsmengen

Physische Einspeisemengen über alle Bilanzkreise

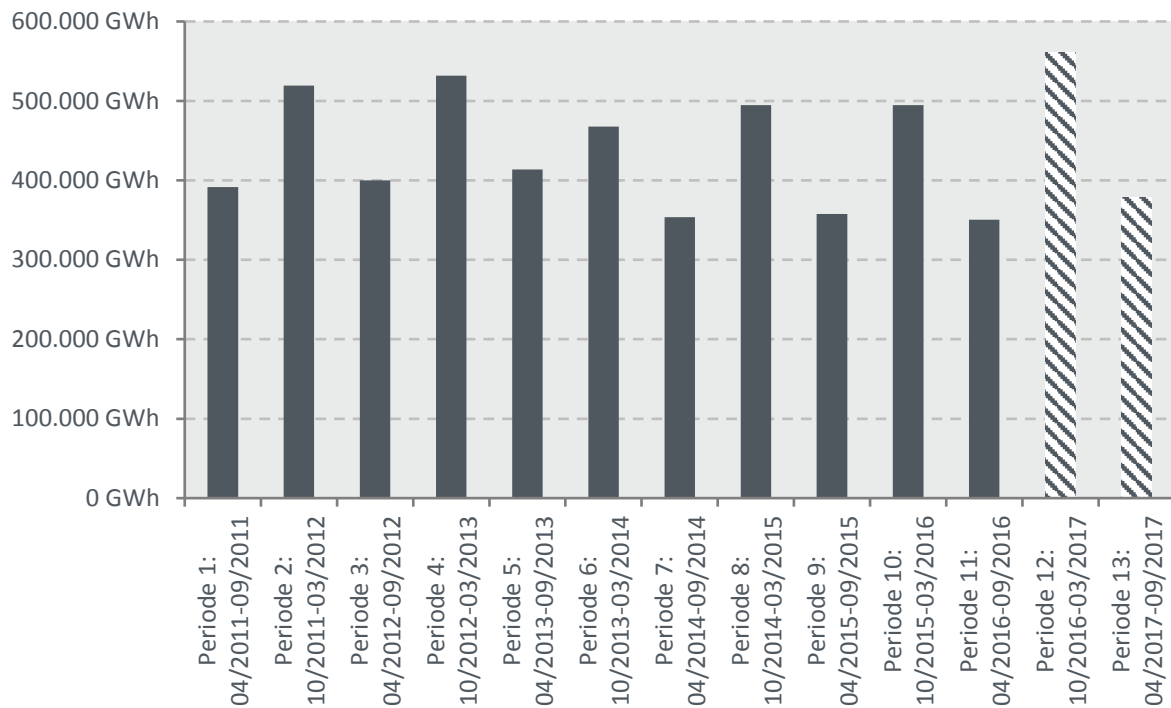


Abbildung 9: Physische Einspeisemengen

4. PROGNOSE DER KOSTEN UND ERLÖSE

4.1. PROGNOSE DER ERLÖSE AUS DEM KONVERTIERUNGSENTGELT

Auf Basis der prognostizierten bilanziellen Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung und dem Konvertierungsentgelt von 0,45 EUR/MWh für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas werden die erwarteten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsperiode vom 1. April 2017 bis 30. September 2017 ermittelt.

Die erwarteten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt in der kommenden Konvertierungsperiode betragen **2,3 Mio. EUR**.

4.2. PROGNOSE DER KOSTEN DER TECHNISCHEN KONVERTIERUNG

NETZENTGELTSEITIG BERÜCKSICHTIGTE ANLAGEN

Der Betrieb von netzentgeltseitig berücksichtigten Konvertierungsanlagen ist für die NCG kostenlos, da die Kosten über die Netzentgelte der entsprechenden Netzbetreiber abgedeckt sind.

Es werden daher keine Kosten für Technische Konvertierung durch netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen prognostiziert.

NETZENTGELTSEITIG NICHTBERÜCKSICHTIGTE ANLAGEN

Mangels Zugang zu entsprechenden technischen Konvertierungsanlagen Dritter, die nicht netzentgeltseitig berücksichtigt sind, wird für die kommende Konvertierungsperiode keine netzentgeltseitig nichtberücksichtigte Technische Konvertierung erwartet.

Es werden daher keine Kosten für Technische Konvertierung durch netzentgeltseitig nichtberücksichtigte Anlagen prognostiziert.

TRANSPORTKONVERTIERUNG

Da für die kommende Konvertierungsperiode keine technischen Konvertierungsmengen auf Basis der Transportkonvertierung prognostiziert werden, werden im Rahmen der Kosten- und Erlösermittlung keine Kosten aus diesem Verfahren prognostiziert.

4.3. PROGNOSE DER NETTO-KOSTEN KOMMERZIELLER KONVERTIERUNGSMABNAHMEN

Die Kosten der Kommerziellen Konvertierung in Höhe der in Kapitel 3.3 prognostizierten Menge hängen von den Preisunterschieden bei gegenläufigen Ein- und Verkäufen von Gas-mengen durch NCG in den unterschiedlichen Gasqualitäten ab. Zusätzlich fließen anteilig anfallende Vorhalte- und/oder Kapazitätskosten ein, welche anhand eines Abgrenzungsschlüssels zwischen Regelenenergiekosten und Konvertierungskosten aufgeteilt werden.

Zur Berechnung der angefallenen Kosten werden die Konvertierungsmenge und die gesamte Regelenenergiemenge tagesscharf ins Verhältnis gesetzt. Dabei finden nur die Mengen der jeweiligen Konvertierungsrichtung und Gasqualität Berücksichtigung, für die eine Konvertie-

rung unterstellt werden kann. Aus diesem Grunde werden globale Regelenenergieabrufe nicht berücksichtigt.

Der Saldo der Bilanziellen Netzweiten Konvertierung gibt die Richtung und Höchstmenge einer evtl. Kommerziellen Konvertierung vor. Bei einem gegenläufigen Einsatz von Regelenenergie werden die Mengen für Kommerzielle Konvertierung sowohl für den Einkauf als auch für den Verkauf berücksichtigt. Der so berechnete Konvertierungsanteil (Abgrenzungsschlüssel) wird auf die Fixkosten angewandt, um diese tagesscharf einzubeziehen.

Im nächsten Schritt erfolgt die Ermittlung des Abgrenzungsschlüssels zur Zuordnung der Kosten für die langfristige Regelenenergievorhaltung zum Konvertierungssystem. Hierzu wird der Anteil der Regelenenergiemenge zur Deckung der Konvertierung (kommerzielle Konvertierungsmenge) am gesamten Regelenenergiebedarf des jeweiligen Tages ermittelt. Daraus ergibt sich der Abgrenzungsschlüssel. Danach werden die Kosten für die Vorhaltung von Regelenenergiebereitstellung und Kapazitätsbuchungen ratierlich auf jeden Tag aufgeteilt. Anschließend wird der Abgrenzungsschlüssel auf die Vorhalteleistungskosten des entsprechenden Tages angewendet, um die Vorhalteleistungskosten dem Konvertierungssystem zuordnen zu können.

Auf Basis der prognostizierten bilanziellen Konvertierungsmenge (siehe Kapitel 3.1) sowie der volatilen Entwicklung der Kosten in den vergangenen Konvertierungsperioden werden für die kommende Periode Kosten aus kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen in Höhe von ca. **16 Mio. EUR** erwartet. Zusätzlich fallen anteilige Kosten für Vorhalteleistungen in Höhe von ca. **1 Mio. EUR** an.

5. LIQUIDITÄTSPUFFER

Durch die Anpassung der Festlegung Konni Gas vom 21. Dezember 2016 ist es den Marktgebietsverantwortlichen erlaubt, einen Liquiditätspuffer bei der Bemessung von Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage zu berücksichtigen. Der Liquiditätspuffer soll insbesondere dazu dienen, die mit Prognoseunsicherheiten und hohen Konvertierungskosten verbundenen Liquiditätsrisiken zu reduzieren. Exemplarisch für solche Situationen ist die Periode von Januar bis April 2016 zu nennen, in welcher im Marktgebiet NCG in der Spitze Kosten aus Kommerzieller Konvertierung von über 6 Mio. EUR pro Woche entstanden sind. Insgesamt beliefen sich die Netto-Kosten aus qualitätsscharfen Regelennergieeinkäufen im L-Gas und qualitätsscharfen Regelennergieverkäufen im H-Gas in dieser Periode auf über 85 Mio. EUR.

Da der Liquiditätspuffer innerhalb einer Konvertierungsperiode durch die Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt und der Konvertierungsumlage aufgebaut wird, ist im Rahmen der Ermittlung der Konvertierungsumlage der angestrebte Liquiditätspuffer zum Ende der Konvertierungsperiode anzusetzen. Entsprechend den Vorgaben der Festlegung deckt der Liquiditätspuffer Risiken von Forderungsausfällen und Insolvenzen, die Vorfinanzierung von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen sowie Unsicherheiten in der Mengen- und Preisentwicklung ab. Da die kommende Konvertierungsperiode zum 30. September 2017 endet und anschließend erstmalig eine 12-monatige Konvertierungsperiode beginnt, dient der Liquiditätspuffer zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode auch zur Abdeckung von Kostenrisiken in den ersten Monaten des dann anstehenden Winters 2017/2018.

Zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode (1. April 2017 bis 30. September 2017) strebt NCG einen Liquiditätspuffer in Höhe von **65 Mio. EUR** an.

6. PROGNOSE DES KONVERTIERUNGSKONTOSTANDES

ENDE DER AKTUELLEN KONVERTIERUNGSPERIODE

Zum Zeitpunkt der Ermittlung der Höhe von Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage liegen Informationen zum Konvertierungskontostand auf Basis von abrechnungsrelevanten Daten bis einschließlich November 2016 vor. Das Konvertierungskonto weist zum 30. November 2016 ein Plus von ca. 16 Mio. EUR auf.

Der Stand des Konvertierungskontos zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (31. März 2017) lässt sich nur bedingt präzise abschätzen. Zum einen liegen zwar zum Zeitpunkt der Ermittlung von Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage bereits vorläufige Daten für die Monate Dezember 2016 und Januar 2017 vor, welche eine gute Abschätzung der entstandenen Kosten und Erlöse erlauben. Zum anderen ist jedoch die Winterperiode noch nicht abgeschlossen, in welchen in den vergangenen Jahren unterschiedliche Entwicklungen zu erkennen waren. So kam es insbesondere im Februar und März 2016 zu sehr hohen kommerziellen Konvertierungskosten, welche das Konvertierungskonto stark belastet haben. Ob und in welchem Ausmaß es in der Winterperiode 2016/2017 zu einer vergleichbaren Situation wie im Vorjahr kommt, ist für NCG nicht vorhersehbar.

Auf Basis der vorliegenden Daten und Abschätzungen über die Entwicklung der Kosten und Erlöse bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode wird für die Ermittlung der Konvertierungsumlage ein Stand des Konvertierungskontos zum 31. März 2017 in Höhe von **ca. 63 Mio. EUR** prognostiziert.

ENDE DER FOLGENDEN KONVERTIERUNGSPERIODE

Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 4 werden für die kommende Konvertierungsperiode (1. April 2017 bis 30. September 2017) Netto-Kosten aus Kommerzieller Konvertierung in Höhe von **ca. 16 Mio. EUR** sowie anteilige Vorhaltekosten in Höhe von **ca. 1 Mio. EUR** erwartet. Netzentgeltseitig nichtberücksichtigte Kosten aus Technischer Konvertierung werden für die kommende Konvertierungsperiode nicht erwartet.

Erlöse werden für die kommende Konvertierungsperiode aus den Einnahmen durch Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage prognostiziert. Die Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt werden mit **ca. 2 Mio. EUR** prognostiziert.

Unter Berücksichtigung des erwarteten Stands des Konvertierungskontos zum Beginn der kommenden Konvertierungsperiode, den erwarteten Kosten aus Kommerzieller Konvertierung sowie anteiligen Vorhaltekosten sowie den erwarteten Erlösen aus dem Konvertierungsentgelt ergibt sich für das Ende der kommenden Konvertierungsperiode (30. September 2017) ein prognostizierter Stand des Konvertierungskontos in Höhe von **ca. 48 Mio. EUR**. Erlöse aus der Konvertierungsumlage sind an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt.

7. ENTSCHEIDUNG ÜBER EINE AUSSCHÜTTUNG

PROGNOSE DES ÜBERSCHUSSBETRAGES

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5 wird zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode (30. September 2017) ein Liquiditätspuffer in Höhe von 65 Mio. EUR angestrebt. Die Prognosen der Kosten und Erlöse aus dem Konvertierungssystem lassen für das Ende der kommenden Konvertierungsperiode jedoch nur einen Stand des Konvertierungskontos in Höhe von ca. 48 Mio. EUR erwarten. Es entsteht somit ein Fehlbetrag in Höhe von ca. **17 Mio. EUR**, welcher durch Einnahmen aus der Konvertierungsumlage in der kommenden Konvertierungsperiode zu decken ist.

Eine Ausschüttung würde lediglich dann erfolgen, wenn auf Basis der prognostizierten Kosten und Erlöse sowie unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers ein Überschuss auf dem Konvertierungskonto verbleibt. Da dies für die kommende Konvertierungsperiode nicht der Fall ist, wird mit Wirkung zum 31. März 2017 keine Ausschüttung aus dem Konvertierungskonto erfolgen.

8. ERMITTLUNG DER KONVERTIERUNGSUMLAGE

ERMITTLUNG DER ZU DECKENDEN RESTKOSTEN

Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 6 wird zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode ohne Berücksichtigung der Einnahmen aus der Konvertierungsumlage ein Kontostand von ca. 48 Mio. EUR erwartet. In Bezug auf den angestrebten Kontostand unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers entspricht dies einem Fehlbetrag von ca. 17 Mio. EUR. Dieser Fehlbetrag ist durch Einnahmen aus der Konvertierungsumlage zu decken.

ERMITTLUNG DER KONVERTIERUNGSUMLAGE

Da die Konvertierungsumlage auf alle physischen Einspeisemengen (außer Einspeisungen auf Basis von beschränkt-zuordenbaren Kapazitäten) erhoben wird, ist der ermittelte Fehlbetrag gleichmäßig auf die prognostizierten physischen Einspeisemengen für die kommende Konvertierungsperiode zu verteilen.

Bei einem Fehlbetrag von ca. 17 Mio. EUR sowie prognostizierten physischen Einspeisemengen in Höhe von ca. 380.000.000 MWh in der kommenden Konvertierungsperiode ergibt sich abgerundet eine Konvertierungsumlage in Höhe von **0,04 EUR/MWh**.

NetConnect Germany GmbH & Co. KG

Kaiserswerther Straße 115
40880 Ratingen

Recht & Regulierung

regulierung@net-connect-germany.com

T: +49 (0) 2102 59 79 – 945

F: +49 (0) 2102 59 79 – 59

www.net-connect-germany.com