

Berechnungsgrundlage Konvertierungsentgelt und -umlage

-

-

-

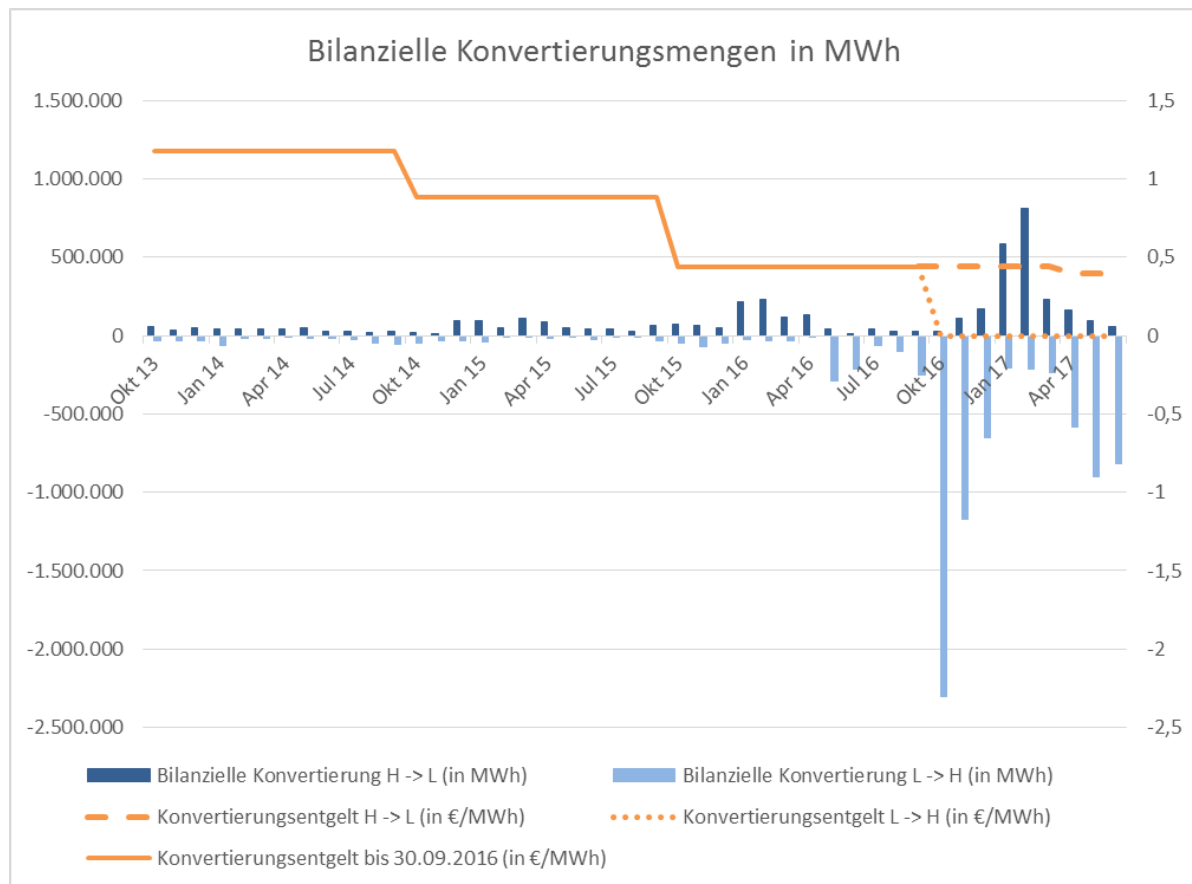
Berlin, August 2017

Berechnungsgrundlage Konvertierungsentgelt und -umlage

I. Beschreibung aktuelle Situation

Nachfolgend erfolgt eine Beschreibung der Entwicklung des Konvertierungssystems in Bezug auf die bilanziellen Konvertierungsmengen und die Indikatoren.

a) Bilanzielle Konvertierung



Nach dem Wegfall des Konvertierungsentgelts L → H zum 01.10.2016 erfolgte ein erheblicher Anstieg der bilanziellen Konvertierung von L- zu H-Gas. Insbesondere in den Sommer- und Übergangsmonaten ist die bilanzielle Konvertierung L → H sehr hoch. Aber auch im Winter 2016/17 sind die Mengen im Vergleich zum Winter 2015/16 um das 19-fache auf 4,8 TWh angestiegen.

Die bilanzielle Konvertierung $H \rightarrow L$ ist insbesondere in den Wintermonaten sehr hoch. Seit Oktober 2015 hat sich das Konvertierungsentgelt $H \rightarrow L$ kaum verändert (siehe Abbildung zu bilanziellen Konvertierungsmengen). Trotzdem ist es im letzten Winter zu einem starken Anstieg der bilanziellen Konvertierung $H \rightarrow L$ gekommen. Im Winter 2016/17 sind die Mengen im Vergleich zum Winter 2015/16 um das 2,5-fache auf 1,9 TWh angestiegen.

Es ist nicht ausgeschlossen, dass die bilanzielle Konvertierung in beide Richtungen weiter ansteigen wird.

b) Indikatoren

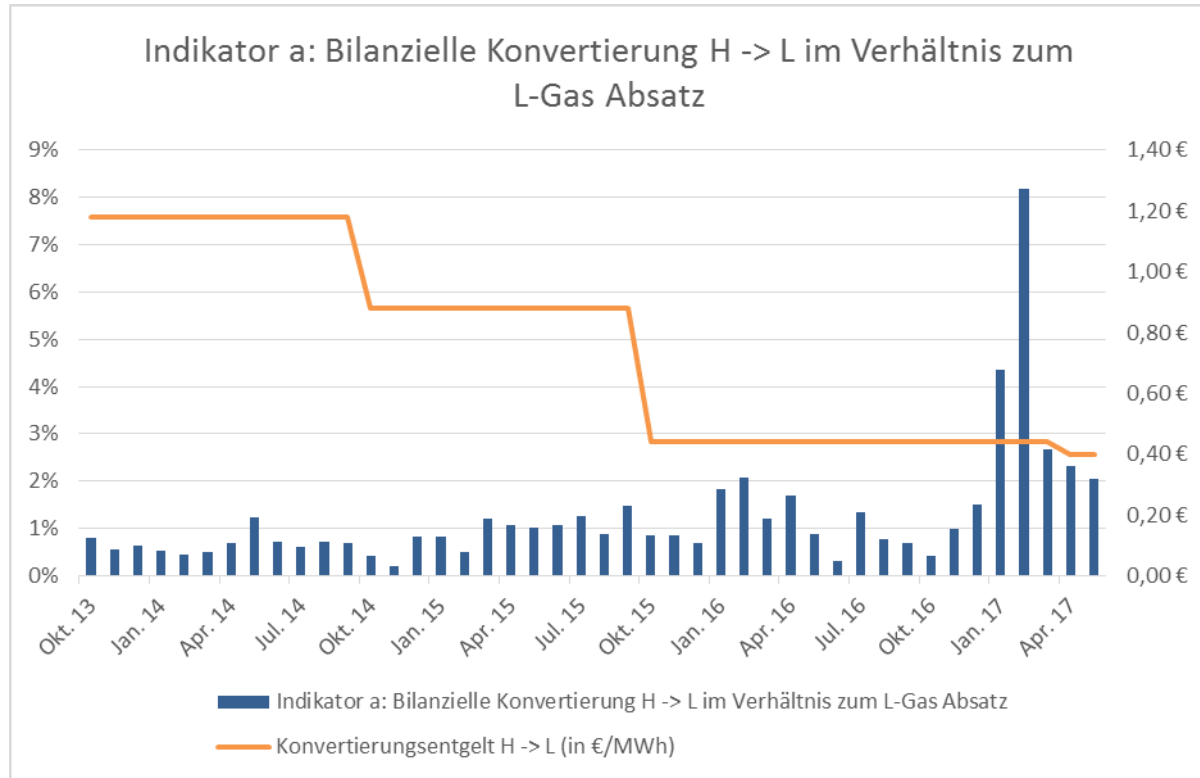
Am 21.12.2016 hat die Bundesnetzagentur die Änderung der Festlegung KONNi Gas beschlossen. Darin wurde festgelegt, dass das Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung $H \rightarrow L$ -Gas zukünftig nur noch anreizorientiert auszugestalten ist. Dies bedeutet, dass die Höhe des Konvertierungsentgeltes $H \rightarrow L$ -Gas so festzulegen ist, dass einerseits qualitätsübergreifender Gashandel gefördert wird, andererseits aber der Marktgebietsverantwortliche nicht in die Rolle des „single buyers“ im L-Gas gerät.

Hierfür werden in der Festlegung drei Indikatoren vorgeschlagen:

- a. Bilanzielle Konvertierung im Verhältnis zum L-Gas Absatz
- b. Kommerzielle Konvertierung $H \rightarrow L$ Gas im Verhältnis zum L-Gas Regelenergieeinsatz
- c. Kommerzielle Konvertierung $H \rightarrow L$ Gas im Verhältnis zum L-Gas Absatz

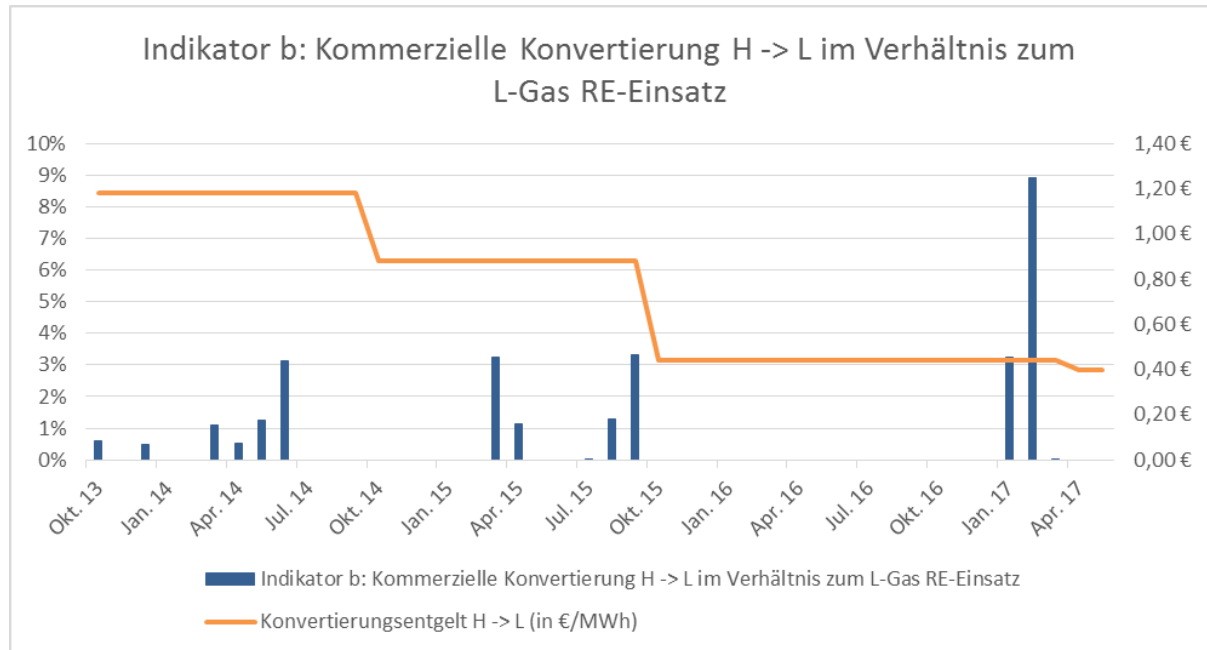
Im Folgenden werden die Ausprägungen der Indikatoren im GASPOOL-Marktgebiet aufgezeigt.

Indikator a:



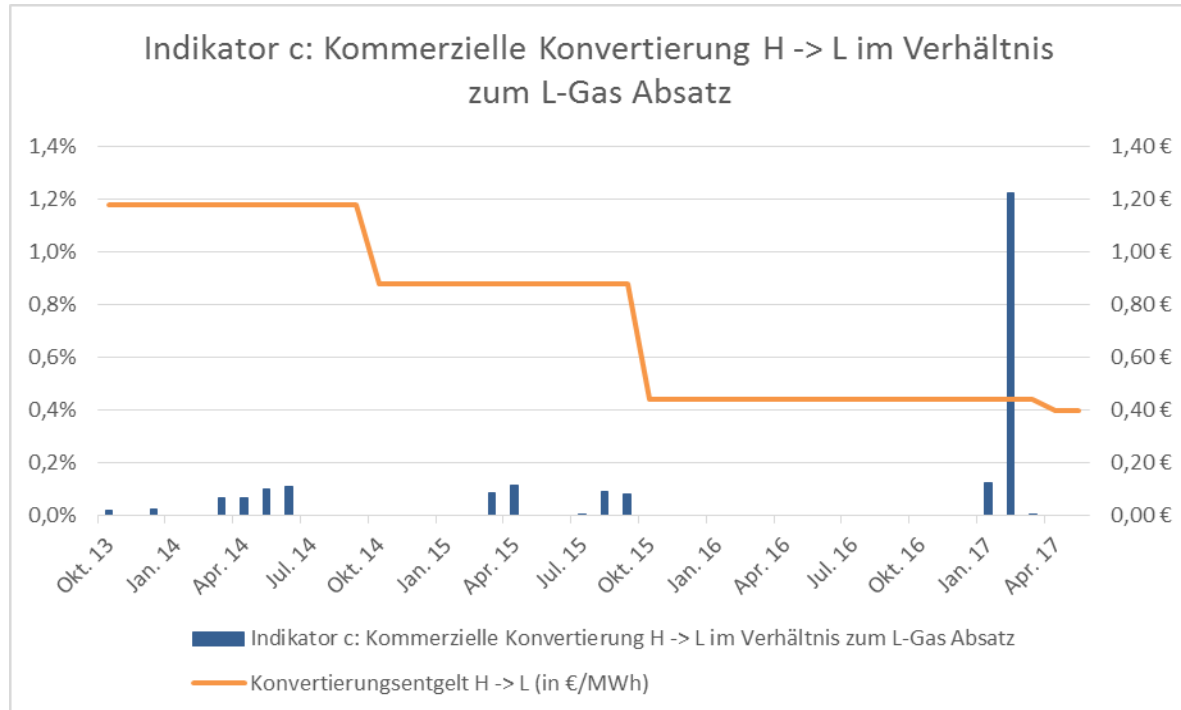
Indikator a stellt die Relation der bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet dar. Anhand dieses Indikators kann ein Anstieg des qualitätsübergreifenden Handels von H- nach L-Gas abgelesen werden. Indikator a verzeichnet einen Anstieg von 1,25% im Winter 2015/16 auf 3,02% im Winter 2016/17.

Indikator b:



Indikator b zeigt den Anteil der kommerziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am Regelenergieeinsatz im L-Gas. Es ist zu erkennen, dass es bislang nur zu einem geringen Einsatz von kommerzieller Konvertierung gekommen ist.

Indikator c:



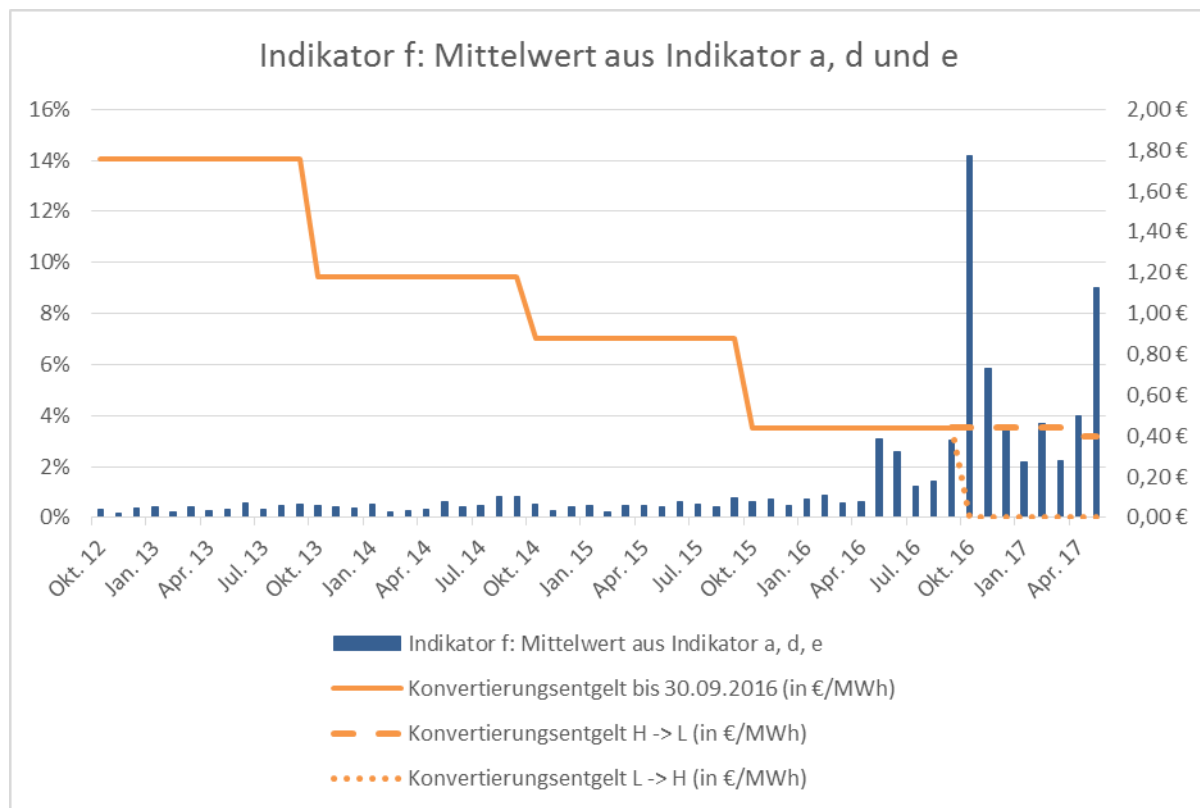
Indikator c zeigt den Anteil der kommerziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am L-Gas Absatz im Marktgebiet. Dieser Indikator zeigt, dass der Einsatz von kommerzieller Konvertierung im Verhältnis zum L-Gas Absatz weiterhin gering ist. Der Tageshöchstwert im Winter 2016/17 betrug 9,4% am 28.02.2017.

Die Indikatoren b und c zeigen, dass GASPOOL bislang nicht die Rolle des „single buyers“ von L-Gas im Marktgebiet übernehmen musste. Die Höhe des Konvertierungsentgelts setzt folglich bisher ausreichend Anreize zur Einspeisung von L-Gas.

Zusätzlich zu diesen drei Indikatoren soll der Marktgebietsverantwortliche, soweit möglich, weitere Indikatoren ermitteln, bewerten und anwenden.

Aus GASPOOL Sicht ist der Indikator a) allein nicht ausreichend als Maß für die qualitätsübergreifende Bilanzierung, da nur die Konvertierungsrichtung H → L betrachtet wird. Daher hatte GASPOOL bereits zur Bestimmung des Konvertierungsentgelts ab dem 01.04.2017 einen Indikator (f) entwickelt, der beide Konvertierungsrichtungen berücksichtigt.

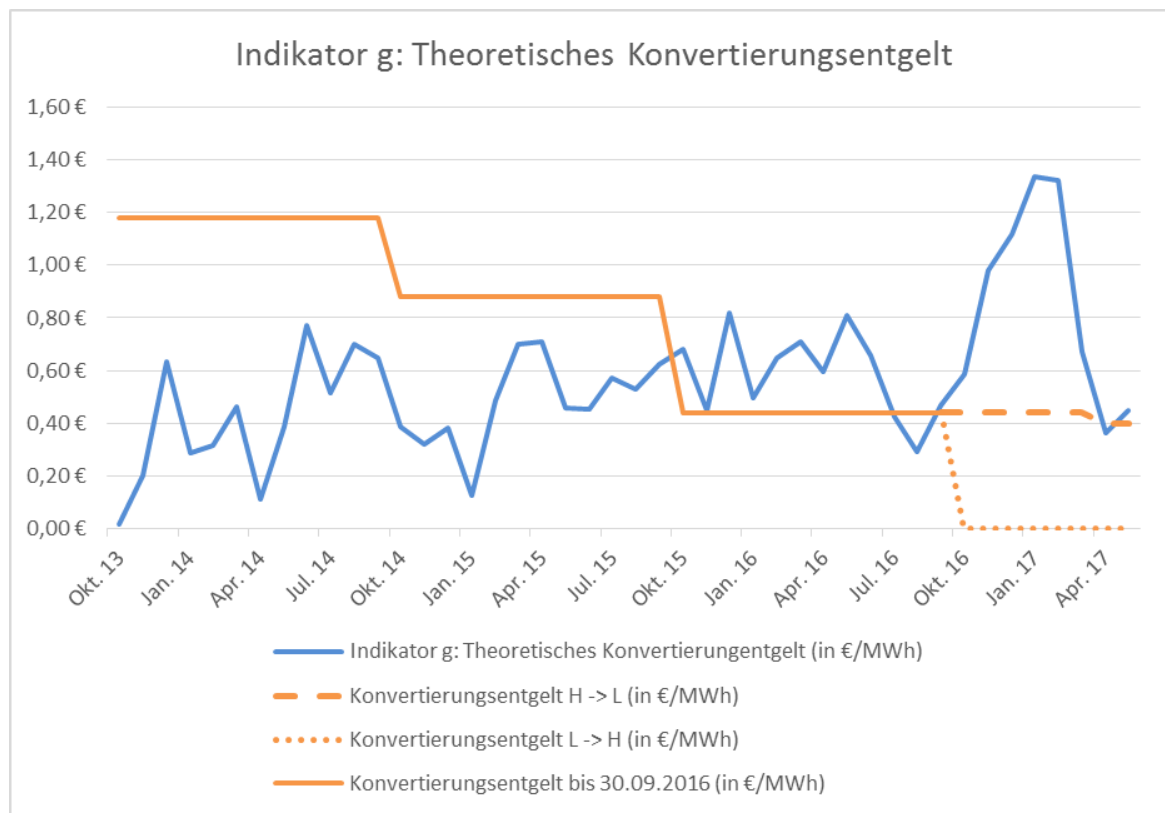
- d. Bilanzielle Konvertierung L → H im Verhältnis zum H-Gas Absatz
- e. Bilanzielle Konvertierung L → H im Verhältnis zum L-Gas Absatz
- f. Mittelwert {Indikator a; Indikator d; Indikator e}



Mittels Indikator f kann nachgewiesen werden, dass der qualitätsübergreifende Handel im GASPOOL Marktgebiet innerhalb des letzten Jahres deutlich angestiegen ist.

Des Weiteren ist GASPOOL der Auffassung, dass auch der Preisspread zwischen L-Gas am TTF inkl. Transportkostenanteil und H-Gas inkl. Konvertierungsentgelt einen essentiellen Anreiz zur qualitätsgerechten Einspeisung darstellt. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, wurde ein weiterer Indikator (g) entwickelt. Dieser stellt ein theoretisches Konvertierungsentgelt dar, bei dem der Beschaffungspreis für L-Gas (an TTF inkl. Transportkostenanteil) und der Beschaffungspreis für H-Gas (inkl. Konvertierungsentgelt) äquivalent wären.

- g. Theoretisches Konvertierungsentgelt = TTF-Preis - GP-Preis + Transportkosten + Konvertierungsumlage - VHP-Entgelt



Zu Indikator g: Im Winter 2015/16 lag das theoretische Konvertierungsentgelt an 81 % der Tage über dem zukünftigen Konvertierungsentgelt von 0,45 €/MWh. Im Winter 2016/17 stieg dieser Wert sogar noch auf 86 % an. An diesen Tagen wäre es für BKVs theoretisch günstiger zu konvertieren als qualitätsspezifisch einzuspeisen.

Insbesondere in den Monaten Januar und Februar 2017 lag das theoretische Konvertierungsentgelt weit oberhalb des tatsächlichen Konvertierungsentgeltes und bestätigt damit die aufgetretenen hohen bilanziellen Konvertierungsmengen H → L in diesem Zeitraum.

II. Festlegung anreizorientiertes Konvertierungsentgelt für den Zeitraum 01.10.2017 – 30.09.2018

GASPOOL hat für das Gaswirtschaftsjahr 2017/18 im Mittel einen prognostizierten Wert für das theoretische Konvertierungsentgelts von 0,72 €/MWh ermittelt. Aufgrund dieser Prognose und der regulatorischen Vorgabe einer Höchstgrenze von 0,45 €/MWh wird das anreizorientierte Konvertierungsentgelt H → L für das Gaswirtschaftsjahr 2017/18 auf die Obergrenze von 0,45 €/MWh festgelegt.

anreizorientiertes Konvertierungsentgelt H → L	0,45 €/MWh
--	------------

Wie bereits in Kapitel I aufgezeigt, haben trotz unverändertem Konvertierungsentgelt die bilanziellen Konvertierungsmengen H->L um den Faktor 2,5 zugenommen. Bei der Prognose für die Periode 1.10.2017 bis 30.09.2018 wird, in Ermangelung gegenteiliger Erkenntnisse, erneut von einem Anstieg der bilanziellen Konvertierungsmengen um das 2,5 fache ausgegangen.

Erwartete Ausprägung der Indikatoren im Gaswirtschaftsjahr 2017/18:

Indikator	Erwartete Ausprägung GWJ 2017/18
a	Mittelwert: 5,29 % Höchstwert pro Monat: 19,79%
b	Mittelwert: 2,45 % Höchstwert pro Monat: 21,54%
c	Mittelwert: 0,27 % Höchstwert pro Monat: 2,97%
f	Mittelwert: 10,72% Höchstwert pro Monat: 34,83%
g	Mittelwert: 0,72 €/MWh Höchstwert pro Monat: 1,34 €/MWh

Anhand der prognostizierten Indikatoren ist zu erwarten, dass ein Konvertierungsentgelt von 0,45 €/MWh für die Konvertierungsrichtung H → L einerseits ausreichend qualitätsübergreifende Bilanzierung im Marktgebiet zulässt (siehe Indikator a und f), andererseits GASPOOL nicht in die Rolle des „single buyers“ drängt (siehe Indikator b und c).

III. Ermittlung Konvertierungsumlage für den Zeitraum 01.10.2017 – 30.09.2018

Nach der Festlegung des anreizorientierten Konvertierungsentgeltes $H \rightarrow L$ auf 0,45 €/MWh wird mittels Kosten- und Erlösprognose die Konvertierungsumlage festgelegt werden.

Folgende Schritte für das Prognoseverfahren:

1. Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Richtung,
2. Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen,
3. Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen,
4. Berechnung Konvertierungskosten,
5. Prognose bilanzielle Konvertierungsmenge je Richtung,
6. Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelts,
7. Ermittlung des Liquiditätspuffers,
8. Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen,
9. Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden Kosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers,
10. Ermittlung der Konvertierungsumlage.

Wie bereits erwähnt, wird bei der Prognose für die Periode 01.10.2017 bis 30.09.2018 von einem Anstieg der bilanziellen Konvertierungsmengen um den Faktor 2,5 ausgegangen. Ausgehend von dieser Erhöhung werden die Auswirkungen auf die Marktverschiebung, den Regelenenergieeinsatz und die kommerzielle Konvertierung simuliert. Die nachfolgend aufgezeigten Prognosemengen wurden mittels der entsprechenden Simulation berechnet.

1. Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Richtung

Konvertierungsrichtung	Prognose Ist-Konvertierungsmenge
$H \rightarrow L$	6.975.000 MWh
$L \rightarrow H$	1.425.000 MWh

2. Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen

Konvertierungsrichtung	Prognose technische Konvertierung
H → L	858.000 MWh
L → H	6.800.000 MWh

3. Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen

Konvertierungsrichtung	Prognose kommerzielle Konvertierungsmenge
H → L	2.365.000 MWh
L → H	143.000 MWh

4. Berechnung Konvertierungskosten

Konvertierungsrichtung	Konvertierungskosten
H → L	5.439.854 €
L → H	328.437 €
Gesamt	5.768.291 €

5. Prognose bilanzielle Konvertierungsmenge je Richtung

Konvertierungsrichtung	Prognose bilanzielle Konvertierungsmenge
H → L	5.600.000 MWh
L → H	6.900.000 MWh

6. Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelts

Erlöse aus Konvertierungsentgelt H → L	2.520.000 €
--	-------------

7. Ermittlung des Liquiditätspuffers

Eine Änderung der externen Einflussfaktoren kann dazu führen, dass GASPOOL die Rolle des „single buyers“ übernehmen muss. Die daraus entstehenden Kosten müssen über den Liquiditätspuffer abgedeckt werden. Zur Ermittlung des Liquiditätspuffers wurde ein Szenario gebildet, bei dem GASPOOL in einem kalten Winter über 4 Wochen 90% der L-Gas-Absatzmengen über Konvertierungsmaßnahmen bereitstellen muss. Um dieses Szenario kostenseitig dann abdecken zu können, muss bis zum 01. Februar 2019 ein Liquiditätspuffer von 30 Mio. € aufgebaut werden. In einem ersten Schritt muss hierzu der Liquiditätspuffer bis Oktober 2018 eine Höhe von 25 Mio. € aufweisen.

Höhe Liquiditätspuffer zum 30.09.2018	25.000.000 €
---------------------------------------	--------------

8. Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen

Prognose physische Einspeisemengen	981.000.000 MWh
------------------------------------	-----------------

9. Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden Kosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers

Mittels Konvertierungsumlage zu deckende Kosten	16.700.000 €
---	--------------

10. Ermittlung der Konvertierungsumlage.

Konvertierungsumlage =
$$\frac{\text{mittels Umlage zu deckende Kosten}}{\text{Physische Einspeisemengen}}$$

Konvertierungsumlage	0,017 €/MWh
----------------------	-------------