



**NetConnect
Germany**

simply gas

EVALUIERUNGSBERICHT ZUM KONVERTIERUNGSSYSTEM

Stand Januar 2019

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung	7
2.	Physische und technische Betrachtung	8
2.1.	Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen	8
2.2.	Technische Konvertierungsmengen	12
2.3.	Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen	14
2.4.	Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise	16
3.	Kommerzielle Einschätzung	17
3.1.	Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem	17
3.2.	Stand Konvertierungskonto	18
4.	Notwendigkeit zur Beibehaltung des Konvertierungsentgelts	20



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen	10
Abbildung 2: Marktverschiebungen.....	11
Abbildung 3: Technische Konvertierung	12
Abbildung 4: Kommerzielle Konvertierung	15
Abbildung 5: Physische Einspeisemengen	16
Abbildung 6: Konvertierungskosten und -erlöse	18
Abbildung 7: Entwicklung Konvertierungskonto.....	19

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 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 Auspeisungen (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, 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 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**. NCG wendet die Variante **BILANZIELLE NETZWEITE KONVERTIERUNG** an.

TECHNISCHE KONVERTIERUNG

Durch technische Mischanlagen konvertierte Gasmengen der Ferngasnetzbetreiber OGE und TG. Die OGE verfügt über Mischanlagen in beide Richtungen („H nach L“, „L nach H“), die Thyssengas verfügt über Mischanlagen in der Richtung „H nach L“. Die Menge der technischen Konvertierung setzt sich zusammen aus Mengen die zur Systemstabilität eingesetzt werden (Verschiebung interner Regelenergie und/oder extern beschaffter globaler Regelenergie) und Mengen die aufgrund bilanzieller netzweiter Konvertierung eingesetzt werden.

TRANSPORTKONVERTIERUNG

Durch gegenläufige Buchung und Nominierung von Kapazitäten an Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden kann Gas zwischen den Gasqualitäten verschoben werden. Bei einem (unter-)tägigen H-Gas-Export in die Niederlande und einem zeit- sowie mengengleichen Import von L-Gas aus den Niederlanden spricht man von Transportkonvertierung in Richtung „H nach L“. Bei H-Gas-Import und L-Gas-Export entsprechend von der Richtung „L nach H“.

1. EINLEITUNG

NCG betreibt seit dem 1. April 2011 ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet. Die Regelungen zur Konvertierung resultieren aus der Festlegung vom 28. März 2012 (Az. BK7-11-002, im Folgenden „Konni Gas“), welche mit Beschluss vom 21. Dezember 2016 abgeändert wurde (Az. BK7-16-050, im Folgenden „Änderung der Konni Gas“).

NCG ist durch die Festlegung Konni Gas sowie durch deren Änderung verpflichtet, jährlich zum 1. Februar einen Evaluierungsbericht über die Entwicklung und Bewertung des Konvertierungssystems vorzulegen. Der vorliegende Evaluierungsbericht betrachtet die Entwicklung des Konvertierungssystems mit Fokus auf die vierzehnte Konvertierungsperiode (1. Oktober 2017 bis 30. September 2018) und beschreibt die Gründe für die Notwendigkeit der Fortführung des Konvertierungsentgelts in der Richtung von H-Gas nach L-Gas.

Die Änderung der Konni Gas ist zum 1. April 2017 in Kraft getreten und hat einige wesentliche Veränderungen im Konvertierungssystem bewirkt. Durch die Änderung der Konni Gas ist eine dauerhafte Beibehaltung des Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas möglich. Für die Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas wird das Konvertierungsentgelt gänzlich abgeschafft.

Darüber hinaus erfolgt die Festlegung des Konvertierungsentgeltes seit April 2017 anreizorientiert. Einerseits ist dem Markt ein ausreichender Anreiz zur Wahrnehmung der bilanziellen Konvertierungsmöglichkeit im qualitätsübergreifenden Marktgebiet zu geben. Andererseits soll vermieden werden, dass der MGV aufgrund von hohem kommerziellen Konvertierungsbedarf zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas in Form von Regelenergie wird. Seit dem 1. Oktober 2017 beträgt die Konvertierungsentgeltperiode zudem ein Gaswirtschaftsjahr und nicht mehr wie zuvor ein halbes Jahr.

Nachfolgend finden Sie eine kurze Beschreibung der Struktur des vorliegenden Berichts:

In Abschnitt 2 wird die Entwicklung der bilanziellen, physischen und technischen Konvertierungsmengen untersucht. In Abschnitt 3 werden die kommerziellen Aspekte des Konvertierungssystems mit der Entwicklung der Kosten und Erlöse sowie des Standes des Konvertierungskontos dargestellt. In Abschnitt 4 wird die aus Sicht der NCG erforderliche Beibehaltung des Konvertierungsentgelts analysiert.

2. PHYSISCHE UND TECHNISCHE BETRACHTUNG

2.1. ENTWICKLUNG DER BILANZIELLEN KONVERTIERUNGSMENGEN

Die Nutzung der bilanziellen Konvertierungsmöglichkeiten durch Marktteilnehmer variiert seit der Einführung des qualitätsübergreifenden Marktgebiets am 1. April 2011 stark (siehe entsprechende Darstellung in früheren Evaluierungsberichten). Während im Jahr 2013 zeitweise eine relativ starke Inanspruchnahme in der Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas zu verzeichnen war, ließ sich erst ab 2015 eine systematische Nutzung des Konvertierungssystems in der Richtung H-Gas nach L-Gas beobachten.

Infolge der Änderung der Konni Gas gilt seit Beginn der dreizehnten Konvertierungsperiode, welche am 1. April 2017 begann, zum Teil ein geändertes Regelwerk für das Konvertierungssystem. Im Rahmen der neu-definierten Obergrenze wurde ein Konvertierungsentgelt (Richtung H-Gas nach L-Gas) in Höhe von 0,45 EUR/MWh festgelegt. Für die umgekehrte Konvertierungsrichtung (L-Gas nach H-Gas) sieht die geänderte Konni Gas kein Konvertierungsentgelt vor. Die dreizehnte Konvertierungsperiode weist bisher die stärkste Nutzung des Konvertierungssystems seit Einführung des qualitätsübergreifenden Marktgebiets auf. Aufgrund des abgeschafften Konvertierungsentgelts für die Richtung L-Gas nach H-Gas überwiegt diese Richtung dabei deutlich. Die Nutzung der bilanziellen Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas erfolgt in geringem Umfang.

Die vierzehnte Periode zeigt eine Fortführung dieses Verhaltens. Erneut werden große Mengen in der konvertierungsentgeltfreien Richtung L-Gas nach H-Gas konvertiert. Die Nutzung der Gegenrichtung bleibt dabei weiterhin zurück – die absolute Menge verdoppelt sich aber fast vom GWJ 2016/17 auf das GWJ 2017/18. Aufgrund dessen fällt die Netto-Konvertierung in Periode 14 im Vergleich zur Vorperiode geringer aus.

In Tabelle 1 werden pro Periode die Konvertierungsentgelte je Richtung und die bilanziellen Netto-Konvertierungsmengen dargestellt.

Die bilanziellen Konvertierungsmengen sowie die Ist-Konvertierungsmengen (Bilanzielle Netzweite Konvertierung) der vergangenen Konvertierungsperioden werden in Abbildung 1 bezogen auf ein ganzes Gaswirtschaftsjahr dargestellt. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Die vierzehnte Periode umfasst das gesamte Gaswirtschaftsjahr 2017/18. Aufgrund von Netting-Effekten fallen die Ist-Konvertierungsmengen geringer aus als bei der Betrachtung der bilanziellen Konvertierungsmengen. Netting-Effekte entstehen aufgrund der Saldenbetrachtung der Summe von Ein- und Ausspeisungen je Gasqualität über das gesamte Marktgebiet.

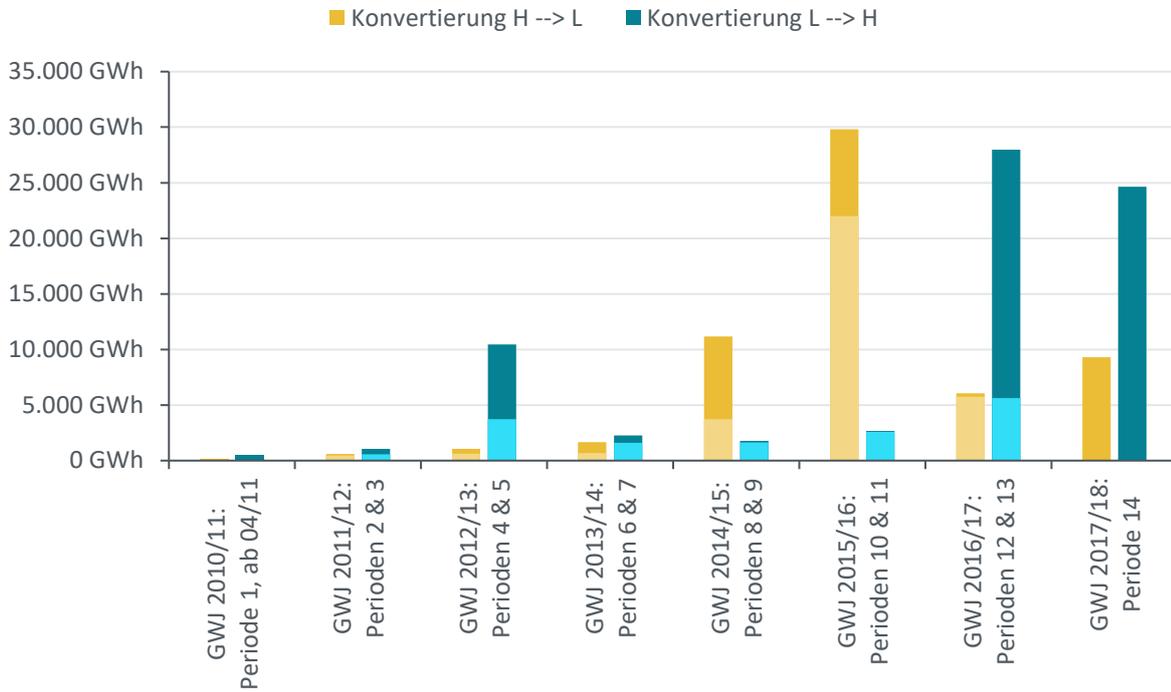
Die Marktverschiebung von L-Gas nach H-Gas beschreibt die Versorgung von H-Gas-Exits über L-Gas-Entries. Umgekehrtes gilt für die Marktverschiebung von H-Gas nach L-Gas. Unter Marktverschiebung versteht man den prozentualen Anteil der Versorgung von Exits einer Gasqualität durch bilanzielle Konvertierung aus der jeweils anderen Gasqualität. Bei Ver-

gleich der Prozentzahlen ist zu beachten, dass der Absatz im H-Gas-Marktgebiet den im L-Gas u. a. bedingt durch Transitmengen deutlich übersteigt. Die bisherigen Marktverschiebungen je Richtung werden bezogen auf jeweils ein ganzes Gaswirtschaftsjahr in Abbildung 2 dargestellt.

Nr.	Konvertierungsperiode	Konvertierungsentgelt (H→L)	Konvertierungsentgelt (L→H)	Bilanzielle Netto-konvertierung	Konvertierungsrichtung (Netto)
1	1.04.2011 - 30.09.2011	2,000 EUR/MWh	2,000 EUR/MWh	333 GWh	L→H
2	1.10.2011 - 31.03.2012	1,500 EUR/MWh	1,500 EUR/MWh	98 GWh	L→H
3	1.04.2012 - 30.09.2012	0,900 EUR/MWh	0,900 EUR/MWh	356 GWh	L→H
4	1.10.2012 - 31.03.2013	0,700 EUR/MWh	0,700 EUR/MWh	3.086 GWh	L→H
5	1.04.2013 - 30.09.2013	0,600 EUR/MWh	0,600 EUR/MWh	6.294 GWh	L→H
6	1.10.2013 - 31.03.2014	0,600 EUR/MWh	0,600 EUR/MWh	917 GWh	L→H
7	1.04.2014 - 30.09.2014	0,400 EUR/MWh	0,400 EUR/MWh	296 GWh	H→L
8	1.10.2014 - 31.03.2015	0,400 EUR/MWh	0,400 EUR/MWh	2.102 GWh	H→L
9	1.04.2015 - 30.09.2015	0,300 EUR/MWh	0,300 EUR/MWh	7.288 GWh	H→L
10	1.10.2015 - 31.03.2016	0,300 EUR/MWh	0,300 EUR/MWh	19.416 GWh	H→L
11	1.04.2016 - 30.09.2016	0,453 EUR/MWh	0,453 EUR/MWh	7.722 GWh	H→L
12	1.10.2016 - 31.03.2017	0,453 EUR/MWh	0,000 EUR/MWh	97 GWh	H→L
13	1.04.2017 - 30.09.2017	0,450 EUR/MWh	Nicht vorgesehen	22.030 GWh	L→H
14	1.10.2017 - 30.09.2018	0,450 EUR/MWh	Nicht vorgesehen	15.325 GWh	L→H

Tabelle 1: Bilanzielle Nettokonvertierungsmengen

Bilanzielle Konvertierung



Bilanzielle netzweite Konvertierung

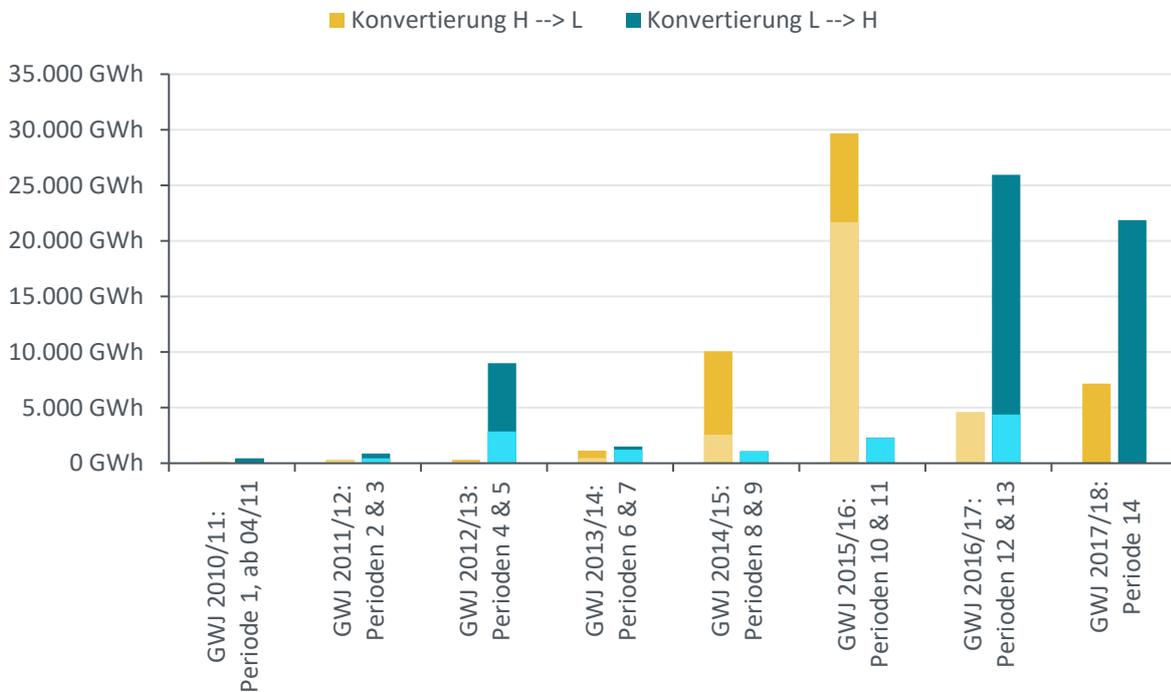


Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen

Marktverschiebung

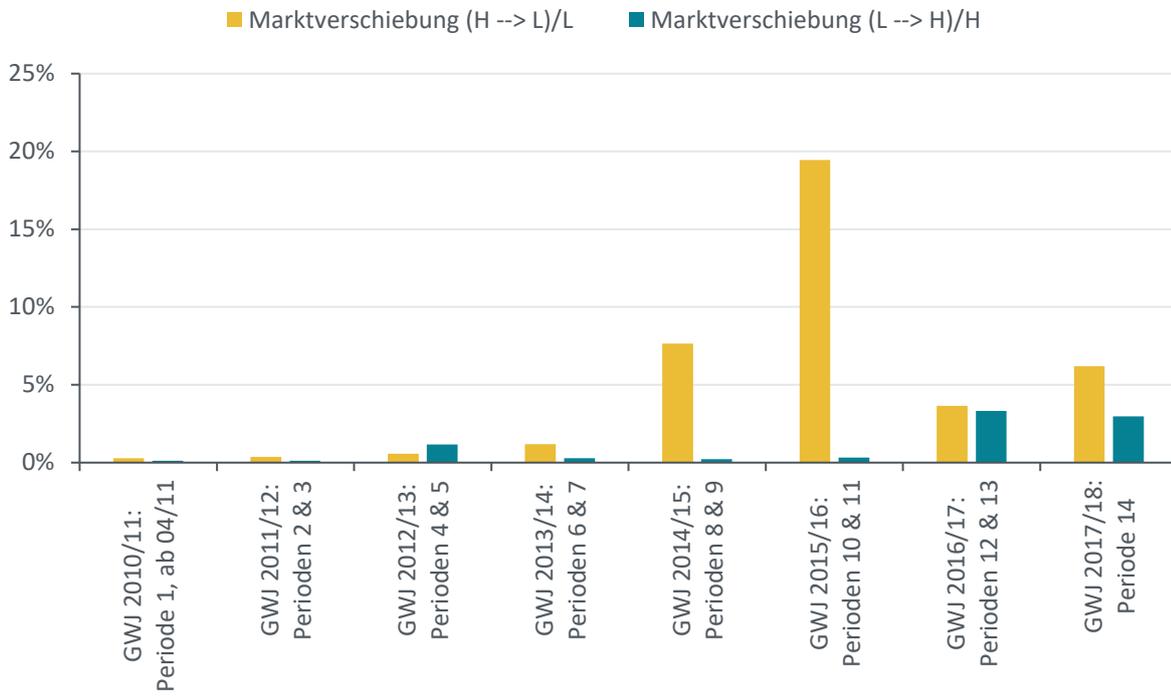


Abbildung 2: Marktverschiebungen

2.2. TECHNISCHE KONVERTIERUNGSMENGEN

Im Marktgebiet der NCG verfügen derzeit OGE und TG über technische Konvertierungsanlagen. Die OGE-Gasmischanlage am Standort Werne kann sowohl L-Gas in das H-Gas-System als auch H-Gas in das L-Gas-System zumischen. Die OGE-Mischanlage am Standort Scheidt mischt L-Gas in das H-Gas-System. TG verfügt hingegen über eine Luftbeimischungsanlage in Broichweiden. Bei dieser Anlage wird dem H-Gas Luft zugemischt, um niederenergetisches L-Gas zu erhalten. Konvertierungsanlagen Dritter sind aktuell nicht im Einsatz. Durch den Einsatz der Konvertierungsanlagen von OGE und TG entstehen derzeit keine zusätzlichen Kosten, welche über die Konvertierungsentgelte gedeckt werden müssen.

Zur Abgrenzung der für Konvertierungszwecke im Rahmen der Konni Gas genutzten technischen Konvertierungsmengen wird ein rechnerischer Ansatz herangezogen. Dabei wird auf Tagesbasis das Minimum aus den technischen Konvertierungsmengen und der Differenz aus der bilanziellen netzweiten Konvertierung und der kommerziellen Konvertierung gebildet. Der Einsatz der technischen Mischanlagen wird in Abbildung 3 bezogen auf ein ganzes Gaswirtschaftsjahr dargestellt. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Die vierzehnte Periode umfasst das gesamte Gaswirtschaftsjahr 2017/18.

Seit März 2015 ist eine deutliche Reduzierung des technischen Konvertierungsvermögens von H-Gas nach L-Gas insbesondere in der Gasmischanlage Werne feststellbar. Als Ursache hierfür wird die erhöhte technische Konvertierung im niederländischen Ferngasleitungssystem von H-Gas nach L-Gas mittels Stickstoffbeimischung angenommen. Dieses hat eine Er-

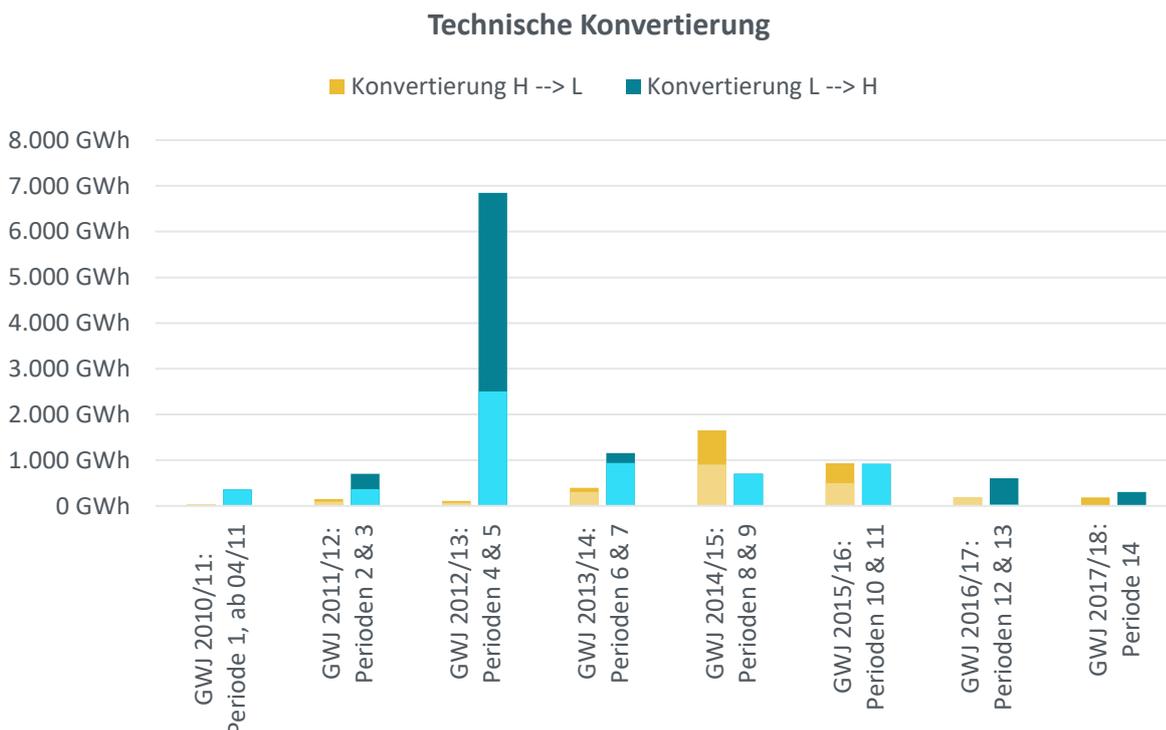


Abbildung 3: Technische Konvertierung

höhung des Wobbe-Index 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 Mischanlage Werne von H-Gas nach L-Gas. Aufgrund des zu erwartenden Rückgangs der niederländischen L-Gas-Produktion im Gasfeld Groningen, ist auch zukünftig von einem limitierten Konvertierungsvermögen der Mischanlage Werne auszugehen.

Transportkonvertierung als kommerzielle technische Konvertierungsmaßnahme wird immer dann eingesetzt, wenn die Buchung von gegenläufigen Kapazitäten in und aus den Niederlanden günstigere Gesamtkosten verursacht, als der entsprechende gegenläufige Kauf und Verkauf von Regelenergie. Diese Maßnahme wird seit September 2018 eingesetzt und nimmt daher nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtkonvertierung ein. Die Einsatztage und Mengen sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Gastag	Transportkonvertierung (H → L)		Transportkonvertierung (L → H)	
	11.09.2018	24 GWh	35.738,34 €	0 GWh
29.09.2018	24 GWh	35.738,34 €	0 GWh	- €
30.09.2018	24 GWh	35.738,34 €	0 GWh	- €

Tabelle 2: Transportkonvertierungsmengen und -kosten

2.3. EINSATZ VON KOMMERZIELLEN KONVERTIERUNGSMAßNAHMEN

BERECHNUNGSANSATZ DER KOMMERZIELLEN KONVERTIERUNGSMENGE

Der Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen ist immer dann erforderlich, wenn der Einsatz technischer Konvertierungsanlagen nicht ausreicht, um Marktverschiebungen auszugleichen.

Zur Ermittlung der kommerziellen Konvertierungsmenge werden zunächst jeweils die Summen aus der verkauften Regelenergie in der überspeisten Gasqualität und der gekauften Regelenergie in der unterspeisten Gasqualität ermittelt. Da bei globalen Regelenergieabrufen die Gasqualität für die Bedarfsdeckung nicht entscheidend war, werden für die Regelenergieabrufe beim Einsatz kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen nur die Abrufkriterien "Quality" und "Local" in den Produktvarianten „Rest of the Day“ und „Day Ahead“ berücksichtigt. Liegt ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz in unterschiedlichen Gasqualitäten vor (z.B. H-Gas-Verkauf und L-Gas-Kauf), wird dieser mit der Konvertierungsrichtung der bilanziellen netzweiten Konvertierung verglichen. Haben gegenläufiger Regelenergieeinsatz und bilanzielle netzweite Konvertierung dieselbe Richtung, so stellt der betragsmäßig geringere Wert aus gegenläufigem Regelenergieeinsatz und bilanzieller netzweiter Konvertierung die kommerzielle Konvertierungsmenge pro Richtung dar.

Bei gegenläufigem Einsatz von Regelenergie innerhalb einer Gasqualität wird der Brutto-Anteil herangezogen, d.h. wenn im überspeisten Marktgebiet an einem Tag sowohl Gas verkauft als auch gekauft wurde, wird nur der Verkaufsanteil betrachtet und nicht mit dem Kaufanteil dieser Qualität verrechnet. Die Verrechnung innerhalb derselben Qualität würde zu einer Reduzierung der Verkaufs- oder Kaufmenge führen, die nicht dem tatsächlichen Abbruchverhalten entspricht. Für die andere Gasqualität wird dieser Wert nach den gleichen Grundsätzen ermittelt. Als gegenläufige Regelenergiemenge wird der betragsmäßig kleinere Wert bestimmt.

ENTWICKLUNGEN IN DEN KONVERTIERUNGSPERIODEN

Die extremen kommerziellen Konvertierungsbedarfe aus dem Frühjahr 2016 haben sich bisher nicht wiederholt. Mit Absinken der bilanziellen Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas im Januar 2017 ist auch der Bedarf für kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen in der entsprechenden Richtung gesunken. Allerdings treten in den Wintermonaten Dezember 2017 bis März 2018 bilanzielle Konvertierung von bis zu 400 GWh pro Tag und über 3 TWh pro Monat auf, die in kommerziellen Konvertierungsmengen von über 200 GWh pro Tag bzw. 2 TWh pro Monat resultieren.

Die starke Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas insbesondere in den Sommermonaten hat zu einem Anstieg der kommerziellen Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas geführt, jedoch in einem vergleichsweise deutlich geringeren Maße. Dies ist darin begründet, dass auf Seiten der Niederlande aufgrund der Förderbeschränkungen für L-Gas ein Interesse besteht, den Absatz von L-Gas weitestgehend zu reduzieren. Die durch die Transportkunden zusätzlich angestellten L-Gasmengen an den Grenzübergangspunkten werden daher oftmals in beiderseitigem Einvernehmen der jeweils

betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber abgetauscht gegen H-Gasmengen an anderen Grenzübergangspunkten. Dieser Abtausch führt zu einer Reduzierung des Bedarfs nach technischer und kommerzieller Konvertierung durch den MGV.

Abbildung 4 fasst die Mengen der kommerziellen Konvertierung aus den einzelnen Konvertierungsperioden bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr zusammen und stellt deren Entwicklung grafisch dar. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar.

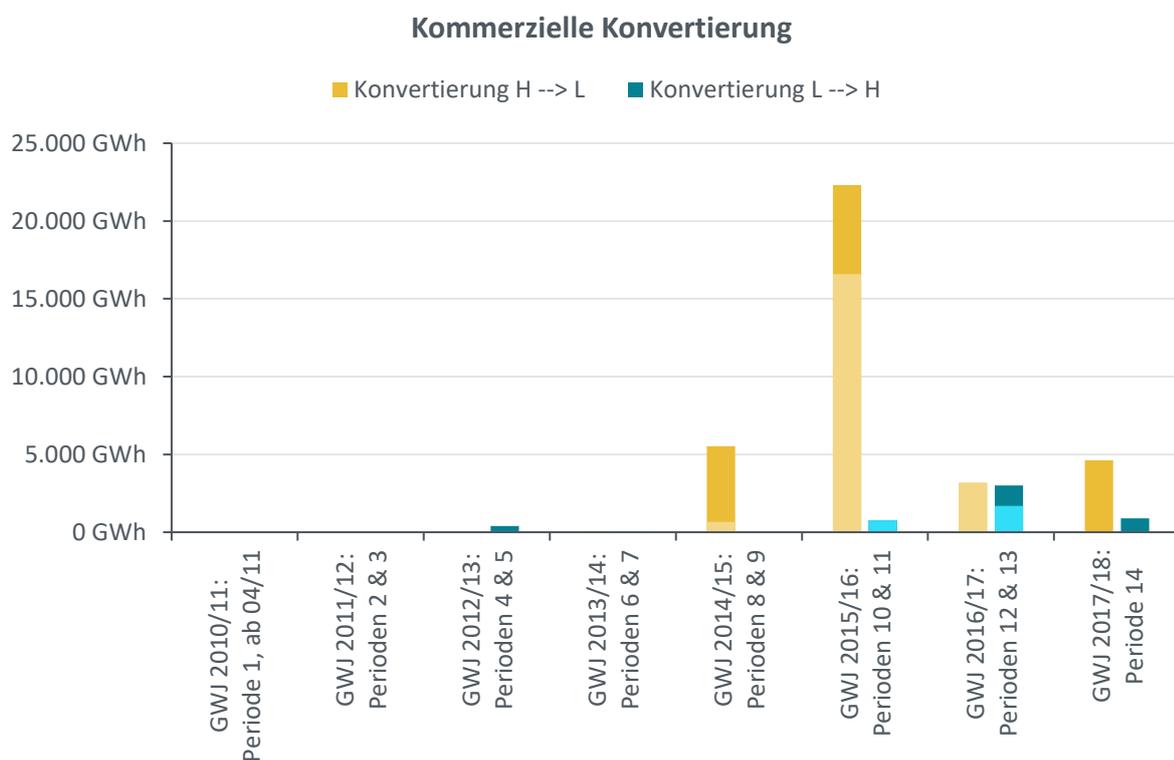


Abbildung 4: Kommerzielle Konvertierung

2.4. ENTWICKLUNG PHYSISCHER EINSPEISEMENGEN ÜBER ALLE BILANZKREISE

Nach dem Festlegungsbeschluss Konni Gas kann der MGV eine Konvertierungsumlage vom BKV erheben, wenn die Kosten aus dem Konvertierungssystem nicht mit den eingemommenen Erlösen aus Konvertierungsentgelten gedeckt werden können. Die Konvertierungsumlage wird auf alle physischen Einspeisemengen bzw. auf die hierauf beruhenden Allokationen erhoben, die in einen Bilanzkreis mit Status FZK oder einen Bilanzkreis mit dem Status DZK eingebracht wurden. Ausgenommen sind rein virtuelle Einspeisungen wie z.B. Handelsgeschäfte am virtuellen Handlungspunkt und physische Einbringungen in einen DZK-Bilanzkreis im Zeitraum einer Zuordnungsaufgabe.

Die Konvertierungsumlage wird aktuell auf folgende Einspeisezeitreihentypen erhoben:

- Zeitreihentyp „Entryso“
- Zeitreihentyp „Entry Biogas“
- Zeitreihentyp „Entry Wasserstoff“

In Abbildung 5 werden die relevanten physischen Einspeisemengen bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt – helle/dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Die vierzehnte Periode umfasst das gesamte Gaswirtschaftsjahr 2017/18.

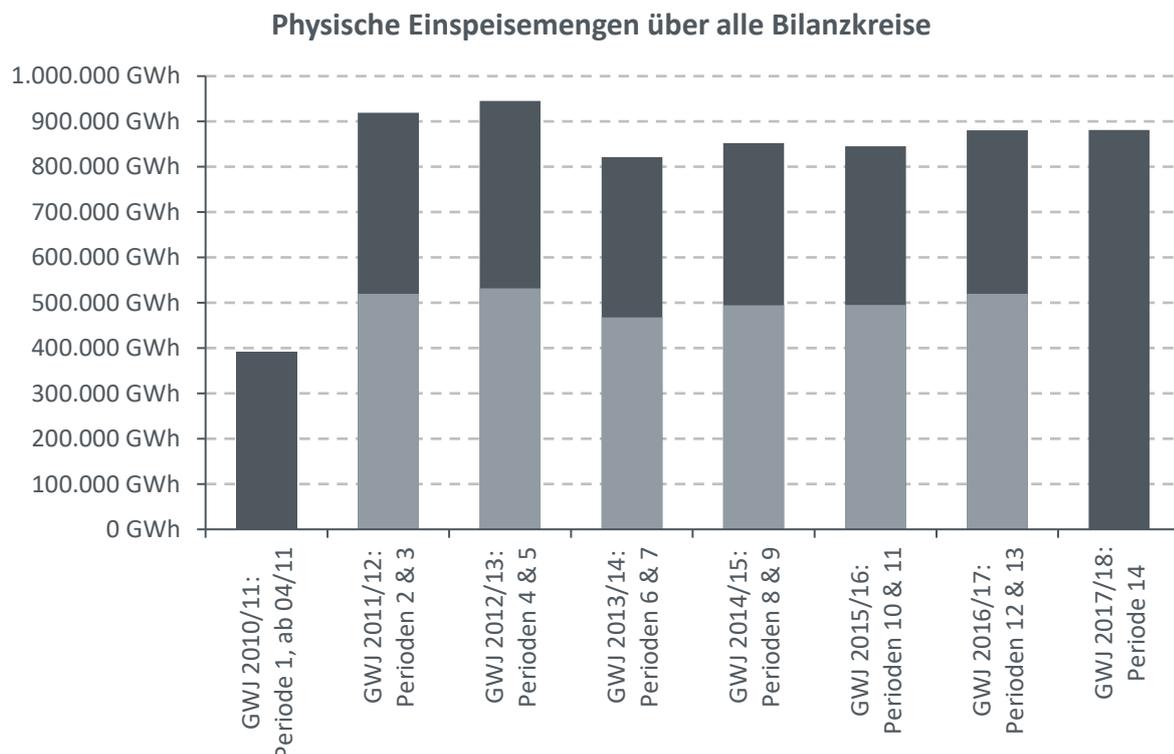


Abbildung 5: Physische Einspeisemengen

3. KOMMERZIELLE EINSCHÄTZUNG

3.1. ERLÖSE UND KOSTEN AUS DEM KONVERTIERUNGSSYSTEM

BERECHNUNGSANSATZ DER ERLÖS- UND KOSTENPOSITIONEN

Die Erlöse aus dem Konvertierungssystem basieren auf den mit den jeweiligen Konvertierungsentgelten abgerechneten bilanziellen Konvertierungsmengen, sowie den mit der jeweiligen Konvertierungsumlage abgerechneten Entry-Mengen gegenüber den BKV. Erlöse aus kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen gab es bislang nicht. Diese könnten grundsätzlich durch eine positive Preisdifferenz aus Regelenergieverkäufen und zeitgleichen Regelenergiekäufen entstehen (Arbeitspreis SystemSell abzgl. Arbeitspreis SystemBuy).

Die Kosten aus dem Konvertierungssystem ergeben sich grundsätzlich aus Commoditykosten aufgrund gegenläufiger Regelenergiekäufe und -verkäufe sowie anteiligen Kosten für Kapazitätsbuchungen und die Vorhaltung von Regelenergie-Langfristprodukten. Dazu kommen Kosten technischer Konvertierung für Transportkonvertierung (Leistungskosten der gebuchten Kapazitäten) sowie für die Inanspruchnahme von Mischanlagen Dritter – letzteres ist bei NCG nicht gegeben.

Zur Berechnung der Commoditykosten werden zunächst die kommerziellen Konvertierungsmengen je Tag ermittelt. Anschließend werden die mengengewichteten Durchschnittspreise der Regelenergiekäufe und -verkäufe der entsprechenden Konvertierungsrichtung berechnet. Die Preisdifferenz aus qualitätsscharfen Regelenergieverkäufen (SystemSell) und Regelenergieankäufen (SystemBuy) wird dabei mit der kommerziellen Netto-Konvertierungsmenge (Betrag der kommerziellen Konvertierungsmenge nach Ziffer 2.3 in einer Richtung) an dem jeweiligen Tag multipliziert.

Im nächsten Schritt erfolgt die Ermittlung des Aufteilungsschlüssels zur Zuordnung der Kosten für die langfristige Regelenergievorhaltung sowie für die Kapazitätsbuchungen zur Beschaffung von L-Gas am niederländischen TTF. Zur Abgrenzung der Kosten wird zunächst der Anteil der Regelenergiemenge zur Deckung der Konvertierung (kommerzielle Konvertierungsmenge) am gesamten Regelenergiebedarf des jeweiligen Tages ermittelt. Daraus ergibt sich der Aufteilungsschlüssel. Danach werden die Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie (je Quartal) ratierlich auf jeden Tag im Quartal aufgeteilt. Ebenso werden die Kapazitätsbuchungskosten, abzüglich der direkt dem Konvertierungssystem zugeordneten Kapazitätskosten aus Transportkonvertierung, auf Tagesbasis umgerechnet. Anschließend wird der Aufteilungsschlüssel auf die ermittelten Tageskosten an dem entsprechenden Tag angewendet, um die Kosten anteilig dem Konvertierungssystem zuordnen zu können.

Im Vergleich zu den im vorherigen Gaswirtschaftsjahr in den Perioden zwölf und dreizehn angefallenen Kosten, haben sich in der betrachteten vierzehnten Periode die Kosten nahezu verdoppelt. Durch die Festlegung der Konvertierungsumlage auf 0,00 EUR/MWh in der vierzehnten Periode wurden ausschließlich Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt erzielt, welche allerdings erwartungsgemäß gering ausfielen.

In Abbildung 6 werden die Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt – helle/dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Die vierzehnte Periode umfasst das gesamte Gaswirtschaftsjahr 2017/18.

3.2. STAND KONVERTIERUNGSKONTO

Durch die Änderung der Konni Gas ist der MGV seit dem 1. April 2017 berechtigt, einen notwendigen Liquiditätspuffer bei der Bemessung von Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage zu berücksichtigen. Der Liquiditätspuffer im Konvertierungskonto dient dazu, Prognoseunsicherheiten abzubilden und Liquiditätsrisiken des MGV zu reduzieren. Die Höhe und der Ermittlungsansatz für den Liquiditätspuffer sind dem jeweils gültigen Berechnungsgrundlagendokument zu entnehmen.

Entsprechend der Konni Gas erfolgt eine monatliche Veröffentlichung des Konvertierungskontos durch die MGV (siehe Abbildung 7). Die Veröffentlichung des Kontostandes erfolgt bis zum 5. Werktag des Folgemonats auf Basis vorläufiger Daten. Dieser Kontostand wird aktualisiert, wenn alle für die Veröffentlichung eines Abrechnungsmonats erforderlichen endgültigen Werte vorliegen, in der Regel 10 Werktage nach Ende des zweiten Folgemonats.

Der abschließende Stand des Konvertierungskontos für das GWJ 2017/18 beträgt Ende September 2018 57 Mio. EUR (Zum Vergleich: Ende GWJ 2016/17 lag der Kontostand noch bei 76 Mio. Euro).

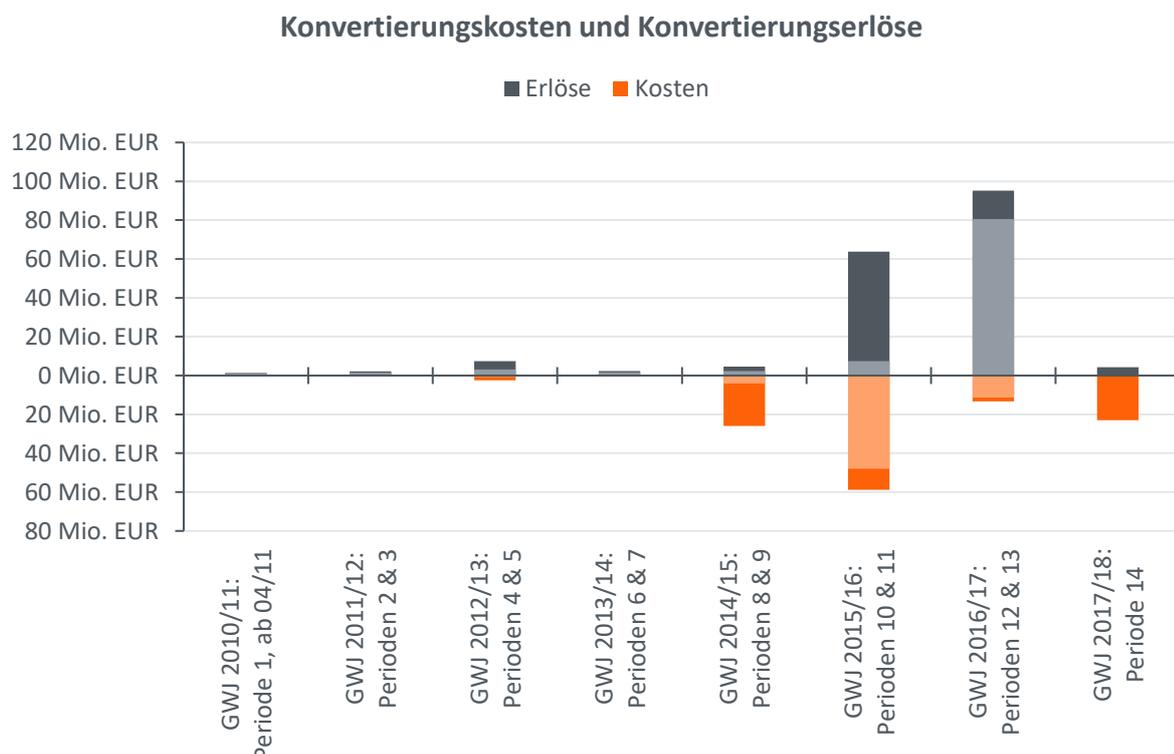


Abbildung 6: Konvertierungskosten und -erlöse

Entwicklung Konvertierungskonto

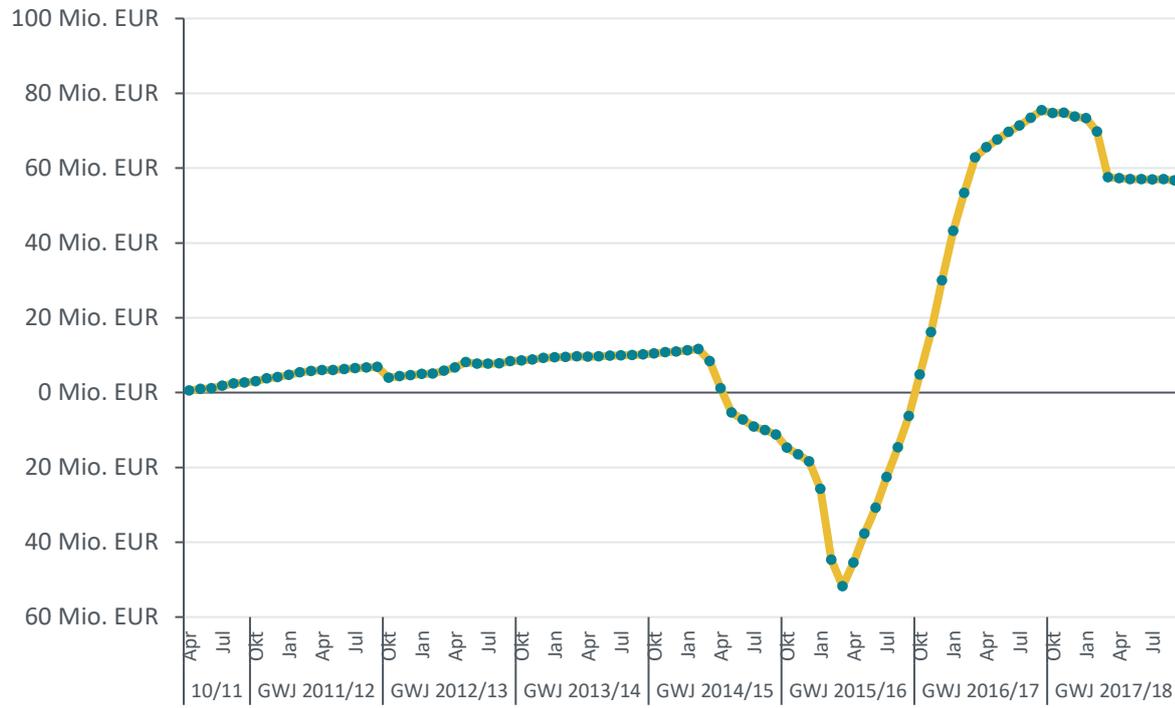


Abbildung 7: Entwicklung Konvertierungskonto

4. NOTWENDIGKEIT ZUR BEIBEHALTUNG DES KONVERTIERUNGS- ENTGELTS

Gemäß Tenor 3c) der Konni Gas ist NCG verpflichtet, im Rahmen des jährlichen Evaluierungsberichts zur Notwendigkeit der Beibehaltung des Konvertierungsentgelts Stellung zu beziehen. Die Stellungnahme der NCG ist Gegenstand dieses Kapitels.

RISIKEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT AUFGRUND DER STARK RÜCKLÄUFIGEN PRODUKTION VON L-GAS

Seit dem Jahr 2013 ist es in den Niederlanden zu einem vorher nicht-absehbaren, massiven Rückgang der L-Gas-Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen gekommen. Während die Produktionsmenge im Jahr 2013 noch bei ca. 60 bcm/a (Mrd. m³/Jahr) lag, wurde die Produktion mit der Regierungsentscheidung vom 23. September 2016¹ für die nächsten fünf Jahre auf einen Wert von 24 bcm/a beschränkt, wobei in Jahren mit besonders kalten Winterperioden eine Erhöhung auf bis zu 30 bcm/a zulässig ist. Im April 2017 wurde die Produktionsobergrenze für das Gaswirtschaftsjahr 2017/18 nochmals um 10 % auf 22 bcm/a reduziert. Am 29. März 2018² wurde bekannt, dass die Förderung im Groningenfeld beendet werden soll. Erster Schritt hierbei ist die Reduzierung des Fördervolumens auf unter 12 bcm/a zum Oktober 2022 bzw. wenn möglich zum Oktober 2021. In den Folgejahren soll die Förderung schrittweise auf Null gefahren werden.

Hintergrund der Produktionsabsenkung ist, dass seit 2011 in der Region Groningen vermehrt Erdbeben registriert werden, deren Ursache in der Erdgasproduktion vermutet wird. Am 8. Januar 2018 kam es zu einem Erdbeben der Stärke 3,4 auf der Richterskala – dem stärksten Beben in den Niederlanden seit 2012. Die Reduzierung der L-Gas-Produktion könnte nur durch zusätzliche technische Konvertierungskapazitäten oder aber durch eine Reduzierung der Abnahmemengen von L-Gas ausgeglichen werden. Ein Anspruch auf eine ausreichende Bereitstellung von L-Gas für die deutschen Endkunden besteht dabei allerdings nur auf Basis der bestehenden langfristigen Lieferverträge zwischen deutschen Gasversorgern und niederländischen Produzenten. Für die Versorgungssicherheit der deutschen L-Gas-Endkunden ist es daher essentiell, dass bestehende langfristige Lieferverträge für L-Gas von deutschen Gasversorgern nicht vorzeitig beendet werden.

Aus Sicht der NCG trägt das Konvertierungsentgelt dazu bei, dass deutsche Lieferanten an ihren bestehenden langfristigen Lieferverträgen für L-Gas festhalten. Dies liegt darin begründet, dass das Konvertierungsentgelt einen Anreiz dafür darstellt, physisches L-Gas für die Versorgung von L-Gas-Endkunden bereitzustellen. Folglich kann das Konvertierungsent-

¹ Final Consent Decision on gas extraction in the Groningen gas field

(<https://www.government.nl/ministries/ministry-of-economic-affairs/documents/parliamentary-documents/2016/09/23/letter-to-the-parliament-final-consent-decision-on-gas-extraction-in-the-groningen-gas-field>)

² Termination of natural gas extraction in Groningen

(<https://www.government.nl/latest/news/2018/03/29/dutch-cabinet-termination-of-natural-gas-extraction-in-groningen>)

gelt dazu beitragen, dass Risiken für die Versorgungssicherheit in den deutschen L-Gas-Netzgebieten auch langfristig vermieden werden.

KOSTEN DES KONVERTIERUNGSSYSTEMS

Nachdem die Kosten des Konvertierungssystems in den Konvertierungsperioden 12 und 13 mit 13 Mio. EUR im Vergleich zu den vorherigen Gaswirtschaftsjahren (59 Mio. EUR im GWJ 15/16 und 26 Mio. EUR im GWJ 14/15) deutlich gesunken waren, stiegen diese in Periode 14 wieder auf 23 Mio. EUR an. Da keine Konvertierungsumlage erhoben wurde, sank der Liquiditätspuffer im Konvertierungskonto, welcher finanzielle Risiken aus dem Konvertierungssystem abschwächt, was zu einer erneuten Erhebung einer Konvertierungsumlage von 0,15 EUR/MWh ab Oktober 2018 führte. Die dem Konvertierungssystem zugeordneten Kosten waren dabei noch vergleichsweise moderat, da die Kosten der Beschaffung von L-Gas in Höhe von bis zu 400 GWh/Tag in der Kälteperiode Ende Februar/Anfang März 2018 aufgrund der fehlenden zeitgleichen Verkäufe im H-Gas nicht dem Konni-System zugeordnet wurden.

Nichtsdestotrotz haben die Erfahrungen der NCG aus dem Frühjahr 2016 gezeigt, dass bei einem zu niedrigen Konvertierungsentgelt für die Richtung H-Gas nach L-Gas das reale Risiko besteht, dass eine vollständige bilanzielle Marktverschiebung in dieser Richtung eintritt. Die Folge wären aufgrund des hohen Regelenergiebedarfs vermutlich erneut sehr hohe Kosten aus dem Konvertierungssystem, welche durch eine entsprechend hohe Konvertierungsumlage über den Gesamtmarkt sozialisiert werden müssten. Neben diesen hohen Kosten entspricht eine solche Entwicklung aus Sicht der NCG auch nicht der gesetzlich vorgesehenen Rollentrennung. Der Einsatz von Regelenergie sollte zum Ausgleich von Fehl- bzw. Überschussmengen in den Gasnetzen erfolgen, allerdings sollte der MGV dadurch nicht zum überwiegenden Beschaffer von Gasmengen einer Gasqualität werden.

In der umgekehrten Konvertierungsrichtung (L-Gas nach H-Gas) bestehen die beschriebenen Risiken und Probleme nicht in diesem Maße. Trotz der hohen bilanziellen Konvertierungsmengen in dieser Richtung in den letzten drei Konvertierungsperioden waren die Kosten aus dem Konvertierungssystem sowie der Bedarf für technische und kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen vergleichsweise gering.

Da die oben genannten Rahmenbedingungen unverändert bestehen, bleibt ein Konvertierungsentgelt in ausreichender Höhe für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas – wie in der geänderten Festlegung Konni Gas vorgesehen – notwendig.

NetConnect Germany GmbH & Co. KG

Kaiserswerther Str. 115

40880 Ratingen

Recht und Regulierung

regulierung@net-connect-germany.com

T: +49 (0) 2102 59 79 6 – 945

F: +49 (0) 2102 59 79 6 – 38

www.net-connect-germany.com