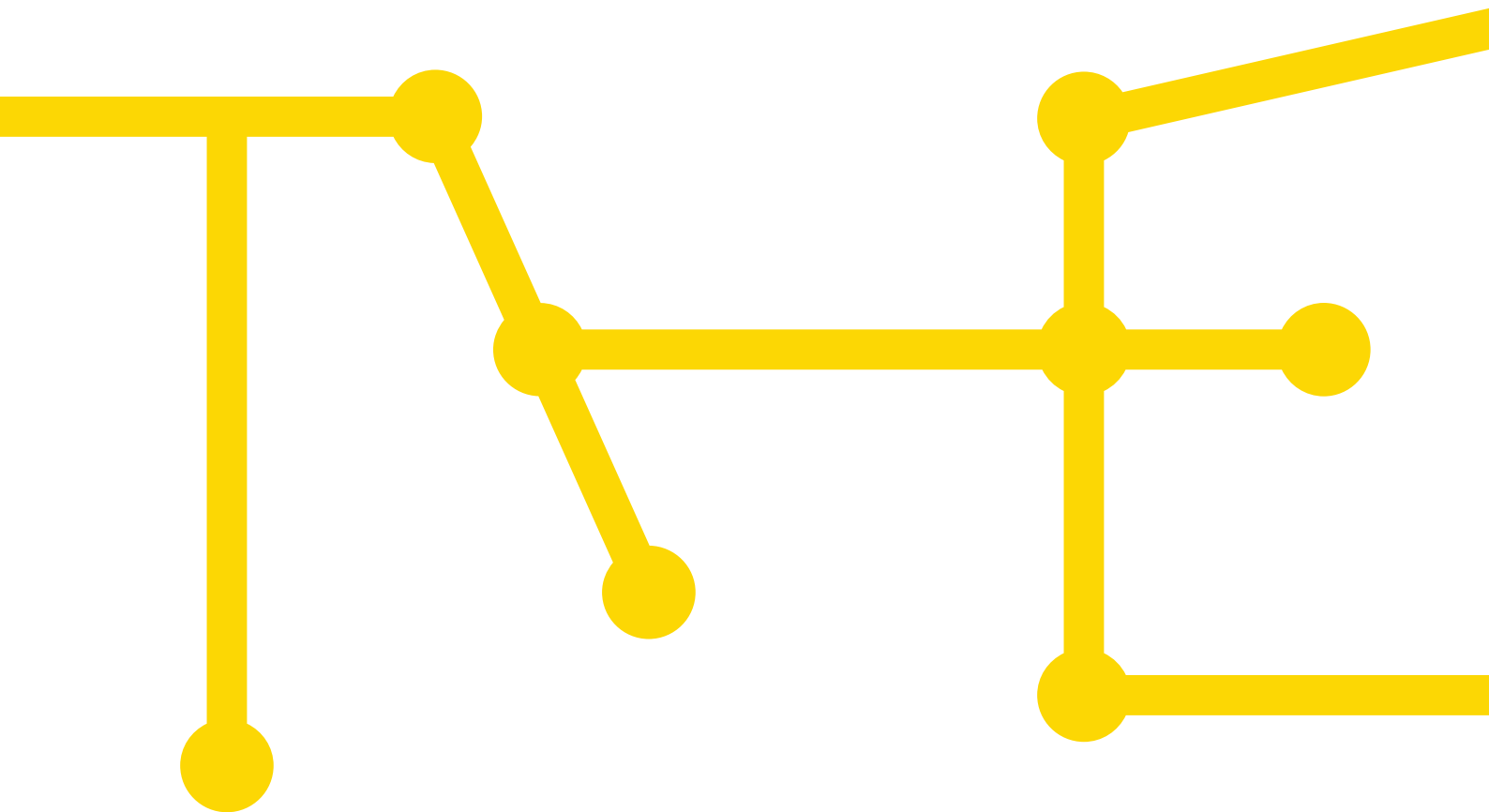


Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	8
2.	Physische und technische Betrachtung.....	9
2.1.	Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen	9
2.2.	Technische Konvertierungsmengen	13
2.2.1.	Netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen	13
2.2.2.	Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen.....	14
2.2.3.	Transportkonvertierung.....	15
2.3.	Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen	17
2.4.	Entwicklung der Regelenergiemengen im L-Gas	19
2.5.	Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise	20
3.	Evaluierung des Konvertierungssystems anhand der Indikatoren zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts	21
3.1.	Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet.....	22
3.2.	Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen	23
3.3.	Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet.....	24
3.4.	Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet.....	25
4.	Kommerzielle Einschätzung	27
4.1.	Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem	27
4.2.	Stand Konvertierungskonto und Liquiditätspuffer	28
5.	Notwendigkeit zur Beibehaltung des Konvertierungsentgelts	31
5.1.	Risiken für die Versorgungssicherheit aufgrund der stark rückläufigen Produktion von L-Gas.....	31
5.2.	Kosten des Konvertierungssystems	32
6.	Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2021/2022	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen.....	10
Abbildung 2: Bilanzielle netzweite Konvertierungsmengen.....	11
Abbildung 3: Marktverschiebung.....	12
Abbildung 4: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt.....	14
Abbildung 5: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt.....	15
Abbildung 6: Transportkonvertierung.....	16
Abbildung 7: Kommerzielle Konvertierungsmengen.....	18
Abbildung 8: Entwicklung Regelenergiemengen L-Gas.....	19
Abbildung 9: Physische Einspeisemengen	20
Abbildung 10: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz	22
Abbildung 11: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz	23
Abbildung 12: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz	24
Abbildung 13: Entwicklung Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz	25
Abbildung 14: Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse	28
Abbildung 15: Entwicklung Konvertierungskonto	29
Abbildung 16: Bilanzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte)	34
Abbildung 17: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte).....	34
Abbildung 18: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)	35
Abbildung 19: Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte)	35
Abbildung 20: Kommerzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte)	36
Abbildung 21: Kommerzielle Konvertierungskosten (inkl. vorläufiger Werte).....	36

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bilanzielle Nettokonvertierungsmengen	9
Tabelle 2: Entwicklung Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage.....	28
Tabelle 3: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer.....	30

Abkürzungsverzeichnis

BK7	Beschlusskammer 7
BNetzA	Bundesnetzagentur
DZK	dynamisch zuordenbare Kapazitäten
FZK	frei zuordenbare Kapazitäten
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
OGE	Open Grid Europe GmbH
RBK	Rechnungsbilanzkreis
RLM	leistungsgemessene Letztverbraucher
SLP	nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher
TG	Thyssengas GmbH
THE	Trading Hub Europe GmbH

Begriffsdefinitionen

Bilanzielle Konvertierung

Pro Bilanzkreis konstruiert konvertierte und abrechnungsrelevante Menge der qualitätsübergreifenden Bilanzierung. D. h. bei gegenläufigem Stand des H-Gas- und L-Gas-Saldos in einem Rechnungsbilanzkreis wird die betragsmäßig kleinere Menge als Konvertierungsmenge abgerechnet. 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. Der Begriff **Bilanzielle Konvertierung** kann sowohl je (R)BK als auch für die Summe der über alle Bilanzkreise aufsummierten bilanziellen Konvertierungsmengen herangezogen 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 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 allokiert.

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 Fernleitungsnetzbetreiber, sofern ihr Einsatz vollständig durch die jeweiligen Netzentgelte gedeckt ist.

Transportkonvertierung

Teilmenge der **Technischen Konvertierung**; hierbei werden gasqualitätsübergreifend an zwei Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden gegenläufige Kapazitäten gebucht und Gas in der einen Qualität in das niederländische Netz hinein und in der anderen Gasqualität wieder heraus transportiert.

1. Einleitung

Die Trading Hub Europe GmbH unterliegt als Betreiber eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes den Regelungen zur Konvertierung resultierend 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“).

Für die jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen bedeutet ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet im Wesentlichen, dass Ein- und Ausspeisungen unterschiedlicher Gasqualitäten in einem Bilanzkreis konstruiert vorgenommen werden können und somit qualitätsübergreifend zu bilanzieren sind. Physikalisch müssen jedoch auch in einem qualitätsübergreifenden Marktgebiet die getrennten H-Gas- und L-Gas-Netzbereiche weiterhin mit der jeweiligen Gasqualität getrennt voneinander betrieben werden.

THE 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 Evaluierungsbericht stellt einen Rückblick auf die abgeschlossenen Gaswirtschaftsjahre dar; THE agiert hier somit als Nachfolger der beiden Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services GmbH und NetConnect Germany GmbH & Co. KG. Der vorliegende Evaluierungsbericht betrachtet daher die Entwicklung des Konvertierungssystems in beiden Altmarktgebieten GASPOOL und NCG und beschreibt die Gründe für die Notwendigkeit der Fortführung des Konvertierungsentgelts in der Richtung von H-Gas nach L-Gas.

Der in diesem Bericht betrachtete Zeitraum erstreckt sich über alle ganzjährigen Konvertierungsperioden gemäß der Änderung der Konni Gas; beginnend zum 1. Oktober 2017. Wesentliche Rahmenbedingungen sind die dauerhafte Beibehaltung des Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas; für die Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas wird kein Konvertierungsentgelt erhoben. Die Festlegung des Konvertierungsentgeltes erfolgt 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.

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

In Abschnitt 2 wird die Entwicklung der bilanziellen, physischen und technischen Konvertierungsmengen untersucht. Im darauffolgenden Abschnitt 3 werden die aufgezeigten Entwicklungen mithilfe der zur Bestimmung des anreizbasierten Konvertierungsentgeltes eingeführten Indikatoren beschrieben. Abschnitt 4 stellt die kommerziellen Aspekte des Konvertierungssystems, d. h. die Entwicklung der Kosten und Erlöse sowie den Stand des Konvertierungskontos unter besonderer Berücksichtigung des Liquiditätspuffers dar. In Abschnitt 5 wird die aus Sicht der THE erforderliche Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes dargelegt. Abschnitt 6 gibt einen Ausblick auf die bisherige Entwicklung der Konvertierung im deutschlandweiten Marktgebiet THE für das laufende Gaswirtschaftsjahr.

2. Physische und technische Betrachtung

2.1. Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen

Die Nutzung der bilanziellen Konvertierungsmöglichkeiten durch Marktteilnehmer variiert seit der Einführung der qualitätsübergreifenden Marktgebiete am 1. April 2011 stark (siehe entsprechende Darstellung in früheren Evaluierungsberichten der Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL Balancing Services und NetConnect Germany).

Im Rahmen der Änderung der Konni Gas entfiel für die Richtung L-Gas nach H-Gas (also der Versorgung von H-Gas-Ausspeisestellen durch L-Gas) das bisherige Konvertierungsentgelt; dieses wird nur noch in der Richtung H-Gas nach L-Gas (der Versorgung von L-Gas-Ausspeisestellen durch H-Gas) erhoben. Aufgrund des abgeschafften Konvertierungsentgelts für die Richtung L-Gas nach H-Gas überwog diese Richtung dabei über beide Marktgebiete aggregiert in den Gaswirtschaftsjahren bis einschl. GWJ 2019/20 deutlich. Die Nutzung der bilanziellen Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas erfolgte dabei im Wesentlichen in den Wintermonaten in vergleichsweise geringem Umfang. Im GWJ 2020/21 drehte sich die Netto-Konvertierungsrichtung erstmals, so dass die Konvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas überwog. In Tabelle 1 werden pro Gaswirtschaftsjahr die Konvertierungsentgelte je Marktgebiet und die sich rechnerisch für ein gesamtdeutsches Marktgebiet ergebenden bilanziellen Netto-Konvertierungsmengen aufgelistet.

Die bilanziellen Konvertierungsmengen für die jeweiligen Altmarktgebiete werden in Abbildung 1 dargestellt. Die Darstellung erfolgt je Altmarktgebiet; dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas.

Mengenbetrachtung in der Richtung H-Gas nach L-Gas

Nachdem die bilanziellen Konvertierungsmengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas in den Jahren seit Einführung der Änderung der Konni Gas stetig gesunken waren (über beide Marktgebiete aggregiert von 22 TWh über 15 TWh auf 12 TWh (GWJ 17/18, 18/19, 19/20)) zeigte sich im letzten Gaswirtschaftsjahr in beiden Altmarktgebieten eine deutliche Steigerung der Mengen auf zusammen über 41 TWh. Im Marktgebiet NCG war dies im Wesentlichen auf die Wintermonate Dezember 2020 bis Februar 2021 beschränkt; im Marktgebiet GASPOOL zeigte sich dieses Verhalten mit Ausnahme der Sommermonate Juni bis August 2021 ganzjährig. Für das Marktgebiet GASPOOL stellen diese Mengen mit 15 TWh den höchsten Jahreswert seit Einführung des Konvertierungssystems dar; im Marktgebiet NCG stellt die Menge von 26 TWh den zweithöchsten Jahreswert nach dem Gaswirtschaftsjahr 2015/16 mit 30 TWh

Konvertierungsperiode	Konvertierungsentgelt H→L	Bilanzielle Nettokonvertierung	Konvertierungsrichtung (Netto)
1.10.2017 - 30.09.2018	GASPOOL: 0,45 EUR/MWh NCG: 0,45 EUR/MWh	10.037 GWh	L → H
1.10.2018 - 30.09.2019	GASPOOL: 0,45 EUR/MWh NCG: 0,45 EUR/MWh	37.055 GWh	L → H
1.10.2019 - 30.09.2020	GASPOOL: 0,42 EUR/MWh NCG: 0,45 EUR/MWh	28.841 GWh	L → H
1.10.2020 - 30.09.2021	GASPOOL: 0,39 EUR/MWh NCG: 0,45 EUR/MWh	24.176 GWh	H → L

Tabelle 1: Bilanzielle Nettokonvertierungsmengen

dar (allerdings über einen deutlich kürzeren Zeitraum: drei Monate im GWJ 2020/21 verglichen mit über fünf Monaten 2016).

Mengenbetrachtung in der Richtung L-Gas nach H-Gas

Lagen die bilanziellen Konvertierungsmengen in den Gaswirtschaftsjahren nach Wegfall des Konvertierungsentgeltes in der Richtung L-Gas zu H-Gas regelmäßig auf sehr hohem Niveau von 30 TWh bis über 50 TWh deutschlandweit, so fielen diese im letzten Gaswirtschaftsjahr (2020/21) auf 17 TWh. Der Abfall ist primär auf die Veränderung der Mengen im NCG-Marktgebiet zurückzuführen, da die bilanziellen Konvertierungsmengen im GASPOOL-Marktgebiet in allen vier betrachteten Jahren relativ konstant zwischen 5 TWh (GWJ 18/19) und 7 TWh (GWJ 2019/20 und 20/21) blieben. Die im Marktgebiet NCG regelmäßig zu beobachtende hohe Konvertierung in Richtung L-Gas nach H-Gas in den Monaten April bis September mit Monatsmengen von zum Teil über 7 TWh sowie daraus resultierenden Jahresmengen von bis zu über 45 TWh blieben im Jahr 2021 nahezu vollständig aus. Lediglich von Juni bis August stiegen die Mengen auf moderate 1,5 bis 2 TWh pro Monat an und führten in Summe nur zu einer bilanziellen Konvertierung von 10 TWh über das gesamte GWJ 2020/21.

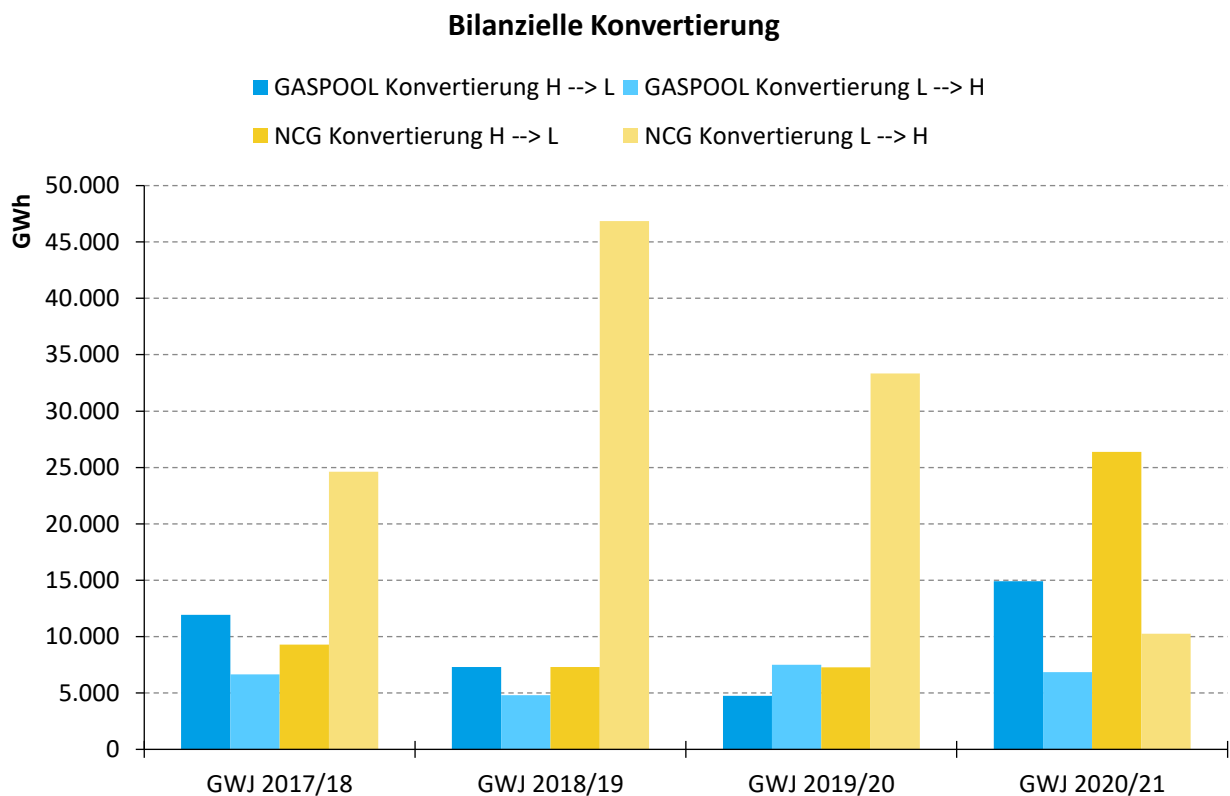


Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen

Bilanzielle netzweite Konvertierung

Die bilanzielle netzweite Konvertierung folgt dem Verlauf der bilanziellen Konvertierung mit aufgrund von Netting-Effekten leicht geringeren Mengen. Lediglich im GASPOOL-Markgebiet liegen die letztjährigen Werte der bilanziellen netzweiten Konvertierung deutlich unter den Werten der bilanziellen Konvertierung; dies ist im Wesentlichen auf das ganzjährig hohe Konvertierungsniveau in Richtung von H-Gas nach L-Gas zurückzuführen, da in den Sommermonaten weiterhin ein großer Teil des Marktes in der üblichen Richtung von L-Gas nach H-Gas konvertierte und sich auf Tagesbasis beide Effekte kompensieren.

Die bilanziellen netzweiten Konvertierungsmengen (Ist-Konvertierung) für die jeweiligen Altmarktgebiete werden in Abbildung 2 dargestellt. Die Darstellung erfolgt je Altmarktgebiet; dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas.

Marktverschiebung

Die Marktverschiebung von L-Gas nach H-Gas beschreibt die Versorgung von H-Gas-Ausspeisungen über L-Gas-Einspeisungen. Umgekehrtes gilt für die Marktverschiebung von H-Gas nach L-Gas. Bei Vergleich der Prozentzahlen ist zu beachten, dass der Absatz im H-Gas-Netzgebiet den im L-Gas, u. a. bedingt die schiere Größe des Netzgebietes als auch durch Transitmengen, deutlich übersteigt. Auch verteilt sich das gesamtdeutsche L-Gasnetz zu ca. zwei Dritteln auf das Altmarktgebiet NCG und nur zu einem Drittel auf das Altmarktgebiet GASPOOL.

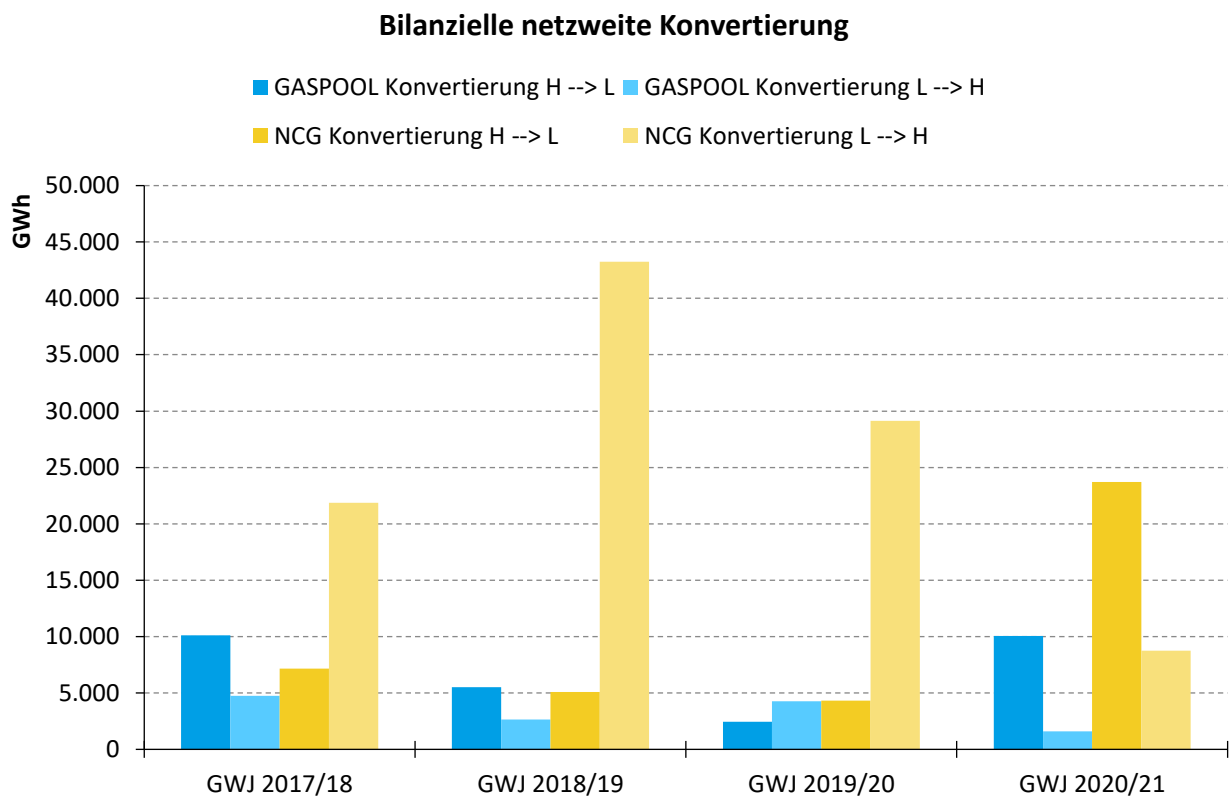


Abbildung 2: Bilanzielle netzweite Konvertierungsmengen

Da sich bis auf einen leichten Abwärtstrend aufgrund der Marktraumumstellung die Ausspeisemengen relativ gleichförmig entwickeln, zeigen sich die Veränderungen in den bilanziellen Konvertierungsmengen in ähnlicher Form auch in der Marktverschiebung. Für die Kenngröße in Richtung H-Gas nach L-Gas ist ein deutlicher Anstieg auf ca. 20 % je Marktgebiet zu verzeichnen; die bisherige höchste Marktverschiebung im NCG-Marktgebiet aus dem Gaswirtschaftsjahr 2015/16 von ebenfalls ca. 20 % wird somit erreicht. Gleichzeitig sinkt die Marktverschiebung in der Gegenrichtung L-Gas nach H-Gas zum H-Gasabsatz in beiden Altmarktgebieten ebenfalls deutlich auf 0,7 % (GASPOOL), bzw. 1,5 % (NCG).

Die Entwicklung der Marktverschiebung wird in Abbildung 3 dargestellt. Die Darstellung erfolgt je Altmarktgebiet; dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas.

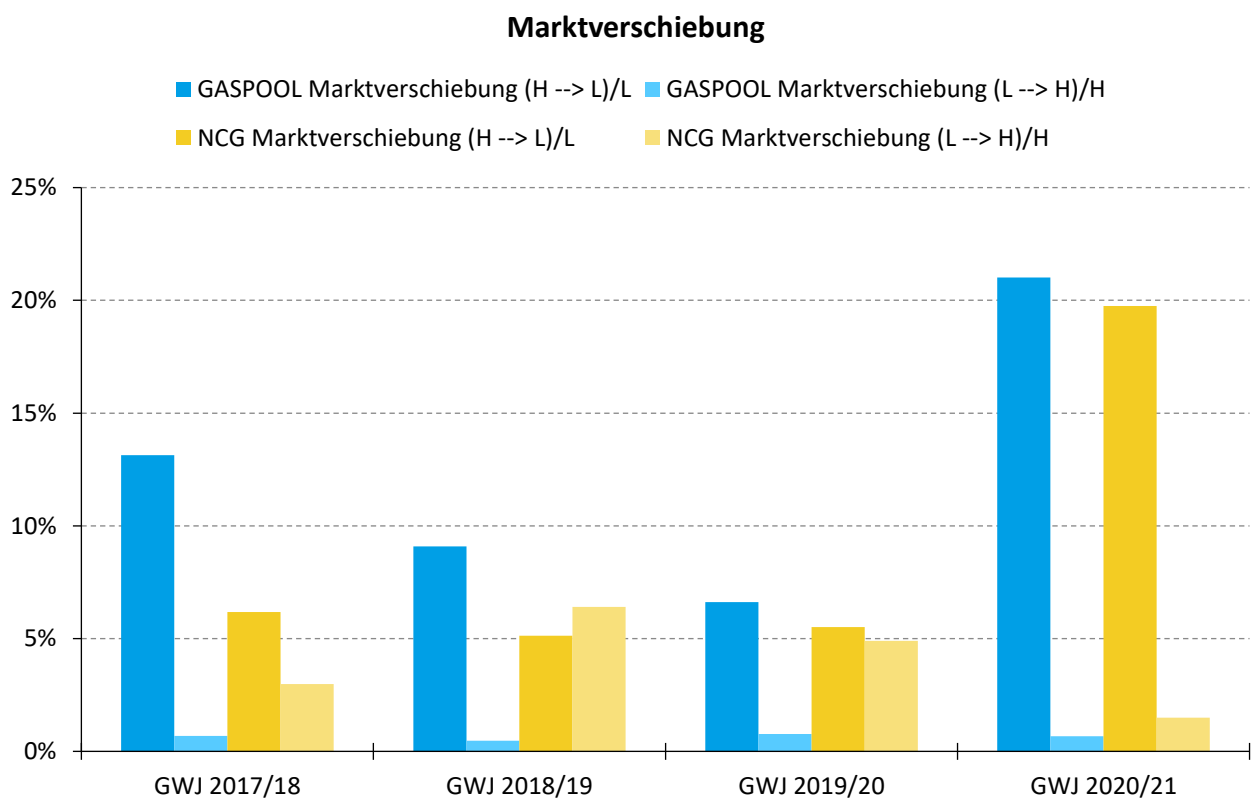


Abbildung 3: Marktverschiebung

2.2. Technische Konvertierungsmengen

Unter technischer Konvertierung werden der Einsatz technischer Konvertierungsanlagen, die bereits in den Netzentgelten enthalten sind und der von Anlagen, die netzentgeltseitig noch nicht berücksichtigt sind, sowie die Buchung von gegenläufigen Kapazitäten in und aus den Niederlanden subsummiert. Da die netzentgeltseitig berücksichtigten Anlagen für THE kostenlos nutzbar sind, ist der Einsatz dieser Anlagen im Rahmen ihrer Verfügbarkeit vorrangig auszuführen.

Die netzentgeltseitig berücksichtigten Konvertierungsanlagen werden von den Fernleitungsnetzbetreibern allgemein zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in den H-Gas- und L-Gas-Netzgebieten eingesetzt und nicht explizit zur Darstellung der bilanziellen Konvertierung des Marktes. 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.

Bei der Ermittlung der technischen Konvertierungsmengen wurden „Swaps“ zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, die den technischen Konvertierungsbedarf reduzieren können, nicht berücksichtigt. Bei diesen handelt es sich um kapazitative Maßnahmen, die einen reinen Abtausch von Gasmengen an bestimmten Netzübergangspunkten bewirken und als Ziel die Aufrechterhaltung von Gasflüssen haben. Durch den Einsatz von Swaps kann im Vorfeld die Inanspruchnahme von technischen Konvertierungsanlagen vermieden bzw. reduziert werden.

2.2.1. Netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen

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

Im Altmarktgebiet GASPOOL verfügt die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH über Beimischpotentiale im eigenen Netz (sowohl in der Richtung von H-Gas nach L-Gas als auch in der Gegenrichtung) und die Nowega GmbH über eine Konditionierungsanlage (in der Richtung von H-Gas nach L-Gas) in Verbindung zur GASCADE Gastransport GmbH.

Limitierend auf das technische Konvertierungsvermögen von H-Gas nach L-Gas im durch Import aus den Niederlanden dominierten Altmarktgebiet der NCG wirkt sich die erhöhte technische Konvertierung von H-Gas nach L-Gas im niederländischen Ferngasleitungssystem mittels Stickstoffbeimischung, als Substitution der reduzierten Fördermengen aus dem Groningen Feld, aus. Dies hat eine Erhöhung des Wobbe-Indexes des aus den Niederlanden transportierten L-Gases zur Folge, welche dazu führt, dass das L-Gas bereits einen recht hohen Brennwert hat und somit nur noch geringe Mengen an H-Gas dem L-Gas bei-

gemischt werden dürfen. Im Altmarktgebiet GASPOOL fallen diese Restriktionen aufgrund des hohen Anteils an in Deutschland gefördertem Erdgas nicht so stark ins Gewicht. Die umgekehrte Richtung von L-Gas nach H-Gas ist hiervon nicht betroffen.

Abbildung 4 stellt die dem Konvertierungssystem zugeordneten Mengen der technischen Konvertierungsanlagen, die netzentgeltseitig bereits berücksichtigt sind, der vergangenen Gaswirtschaftsjahre je Altmarktgebiet dar; dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas.

Gemäß der vorherrschenden Konvertierungsrichtung von H-Gas nach L-Gas steigt auch der Anteil der in dieser Richtung technisch konvertierten Gasmenge. Aufgrund der oben beschriebenen eingeschränkten Beimischungspotentiale der OGE-Anlagen entfällt ein Großteil der Menge auf die Mischanlagen im Altmarktgebiet GASPOOL.

2.2.2. Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen

Im GASPOOL-Marktgebiet wird seit Januar 2018 für die Durchführung von Konvertierungsmaßnahmen auch auf eine technische Konvertierungsanlage im Netz der Nowega GmbH zurückgegriffen, welche netzentgeltseitig nicht vollständig berücksichtigt ist. Mittels einer Zumischung von Stickstoff zum H-Gas produziert diese technische Konvertierungsanlage L-Gas. Im Marktgebiet NCG bestehen keine Vereinbarungen der NCG, bzw. THE mit Dritten über die Nutzung von technischen Konvertierungsanlagen, die

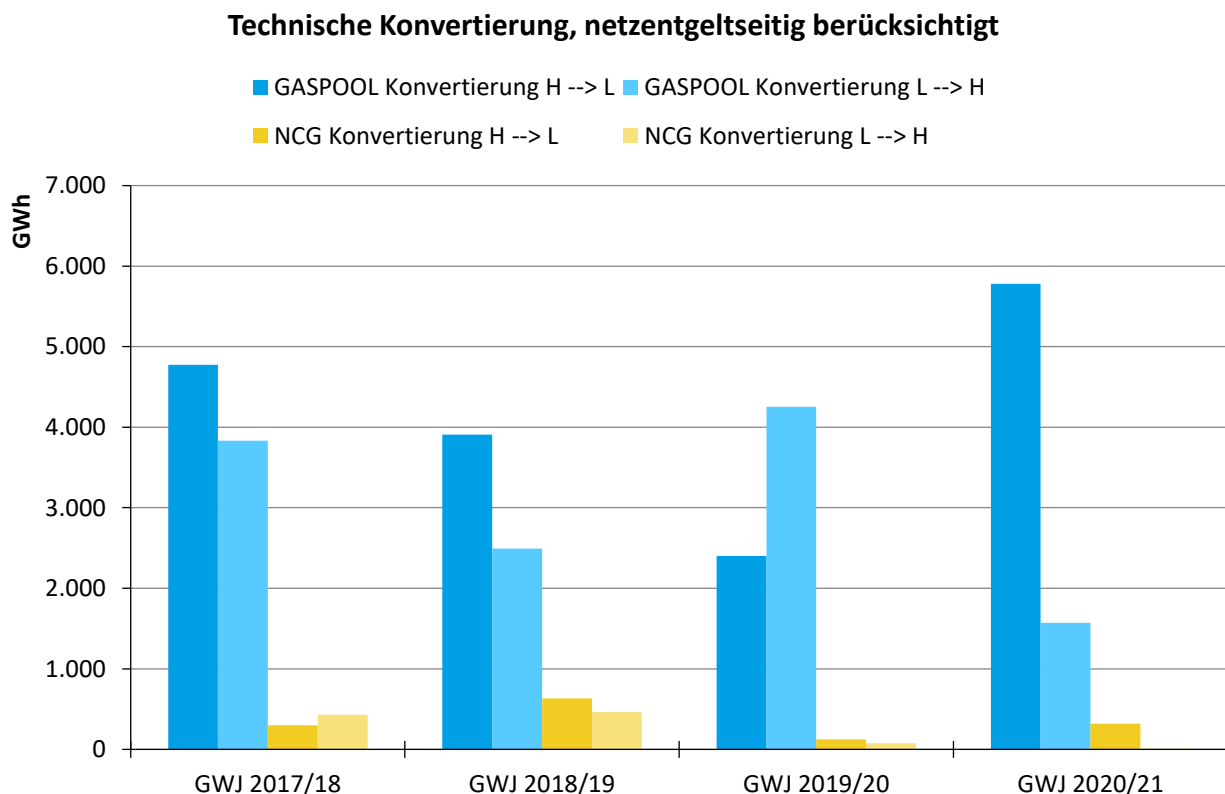


Abbildung 4: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt

nicht bereits über die Netzentgelte abgedeckt sind. THE prüft darüber hinaus, ob und inwieweit zusätzliche technische Konvertierungskapazitäten von Dritten verfügbar wären und zu welchen vertraglichen Bedingungen diese durch THE genutzt werden könnten.

Die Nutzung der Anlage lag im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 mit ca. 80 GWh ungefähr auf dem gemittelten Niveau der betrachteten vier Gaswirtschaftsjahre. Im Vergleich zu den Mengen der netzentgeltseitig berücksichtigten Anlagen von über 6.000 GWh stellt dies jedoch nur einen kleinen Anteil dar.

Abbildung 5 stellt die technischen Konvertierungsmengen, deren Kosten nicht bereits netzentgeltseitig berücksichtigt sind, der vergangenen Gaswirtschaftsjahre je Altmarktgebiet dar; wobei im Marktgebiet NCG keine Anlagen Dritter genutzt wurden. Aufgrund der aktuellen technischen Gegebenheiten kann nur in Richtung von H-Gas nach L-Gas konvertiert werden.

2.2.3. Transportkonvertierung

In der Festlegung Konni Gas wird als netzentgeltseitig nicht berücksichtigte technische Konvertierung beispielhaft der (unter)tägige Export von H-Gas in die Niederlande und der zeit- sowie mengengleiche Import von L-Gas aus den Niederlanden durch die Marktgebietsverantwortlichen unter dem Begriff „Transportkonvertierung“ aufgeführt. Dieses Verfahren entspricht nicht einer 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.

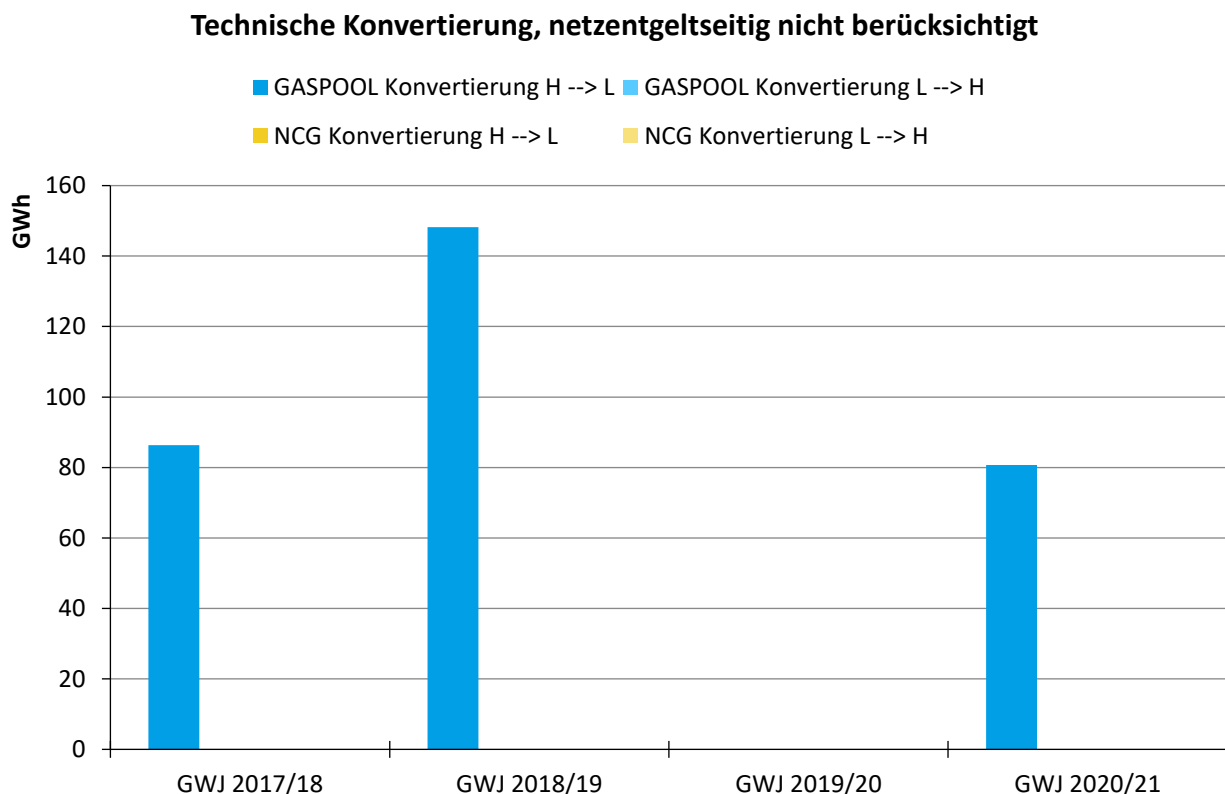


Abbildung 5: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt

Zur Durchführung der Transportkonvertierung bedarf es einer Buchung von Transportkapazitäten jeweils zwischen den H-Gas-Netzgebieten und L-Gas-Netzgebieten eines deutschen Marktgebietes 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, müssen die Transportkosten der Transportkonvertierung mit den Commodity-Kosten der Kommerziellen Konvertierung zum Zeitpunkt des Abrufs verglichen werden.

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 2018 eingesetzt und nimmt bislang nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtkonvertierung ein.

Abbildung 6 stellt die Transportkonvertierung der vergangenen Gaswirtschaftsjahre je Altmarktgebiet dar; dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas (bisher fand Transportkonvertierung allerdings nur in der Richtung von H-Gas nach L-Gas statt).

Auch wenn mit in Summe ca. 90 GWh über beide Marktgebiete im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 die höchste bisherige Nutzung zu verzeichnen ist, bleibt der Anteil der Transportkonvertierung an der technischen Konvertierung weiterhin sehr klein.

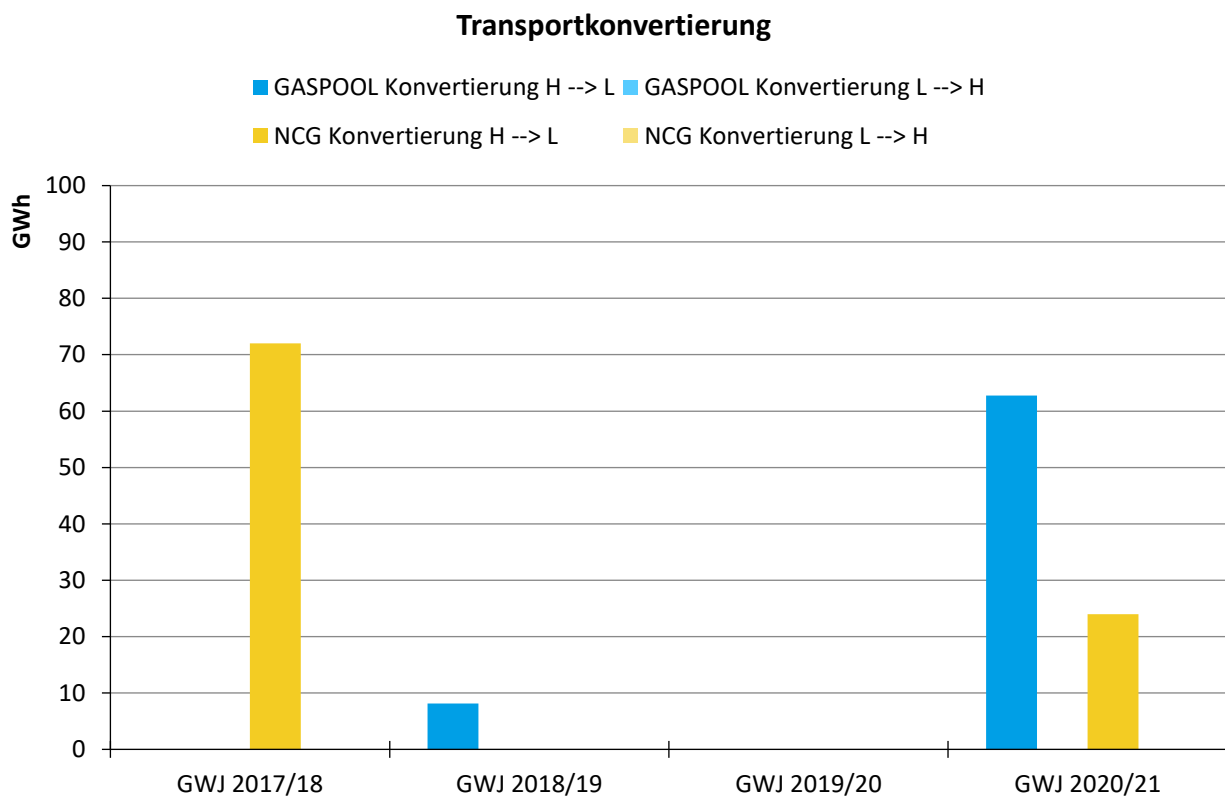


Abbildung 6: Transportkonvertierung

2.3. Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen

Berechnungsansatz der kommerziellen Konvertierungsmenge

Der Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen ist immer dann erforderlich, wenn der Einsatz technischer Konvertierungsmaßnahmen 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 unter-speisten 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 Abrufverhalten entspricht. Für die andere Gasqualität wird dieser Wert nach den gleichen Grundsätzen ermittelt. Als gegenläufige Regelenergiemenge wird der betragsmäßig kleinere Wert bestimmt.

Durch den Rechenansatz bedingt, geht als weiterer wesentlicher Faktor die Qualität der Verbrauchsprognosen für leistungsgemessene (RLM) und nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher (SLP) in die Abgrenzung des Regelenergieeinsatzes für GaBi bzw. Konni-Zwecke ein. Die Qualität der Verbrauchsprognosen kann maßgeblich die Höhe der Einspeisungen durch die Marktteilnehmer in das Marktgebiet beeinflussen und hat damit einen massiven Einfluss auf den Regelenergieeinsatz 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 Regelenergie.

Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen

Das Gaswirtschaftsjahr 2020/21 ist in beiden Altmarktgebieten durch eine starke Inanspruchnahme des Konvertierungssystems geprägt. Demnach fällt auch die Menge der kommerziellen Konvertierung entsprechend hoch aus. Über beide Marktgebiete hinweg summiert sich die Menge, der in der Richtung von H-Gas nach L-Gas eingesetzten kommerziellen Konvertierung auf 24 TWh. Allein im Marktgebiet NCG mussten an zwei Tagen jeweils über 500 GWh an kommerzieller Konvertierung aufgewendet werden; von den zehn Tagen mit den höchsten kommerziellen Konvertierungsmengen seit Einführung der Konni Gas

(alle über 400 GWh/d) lagen sieben im Februar 2021. Insgesamt (GASPOOL plus NCG) stellt der Januar 2021 mit fast 9 TWh an kommerzieller Konvertierungsmenge in Richtung H-Gas nach L-Gas den Monat mit der höchsten kommerziellen Konvertierung seit Beginn der qualitätsübergreifenden Marktgebiete dar.

Die trotz Rückgang weiterhin hohe Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas, insbesondere in den Sommermonaten, resultiert nicht, bzw. nur sehr vereinzelt, in kommerziellen Konvertierungsmengen in der Richtung L-Gas nach H-Gas. 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 gegen H-Gasmengen an anderen Grenzübergangspunkten abgetauscht. Dieser Abtausch führt zu einer Reduzierung des Bedarfs nach technischer und kommerzieller Konvertierung durch die Marktgebietsverantwortlichen. Dieser Effekt war auch im letzten Gaswirtschaftsjahr zu beobachten und führte zu minimalen Mengen kommerzieller Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas.

Abbildung 7 stellt die Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren je Altmarktgebiet dar; dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas.

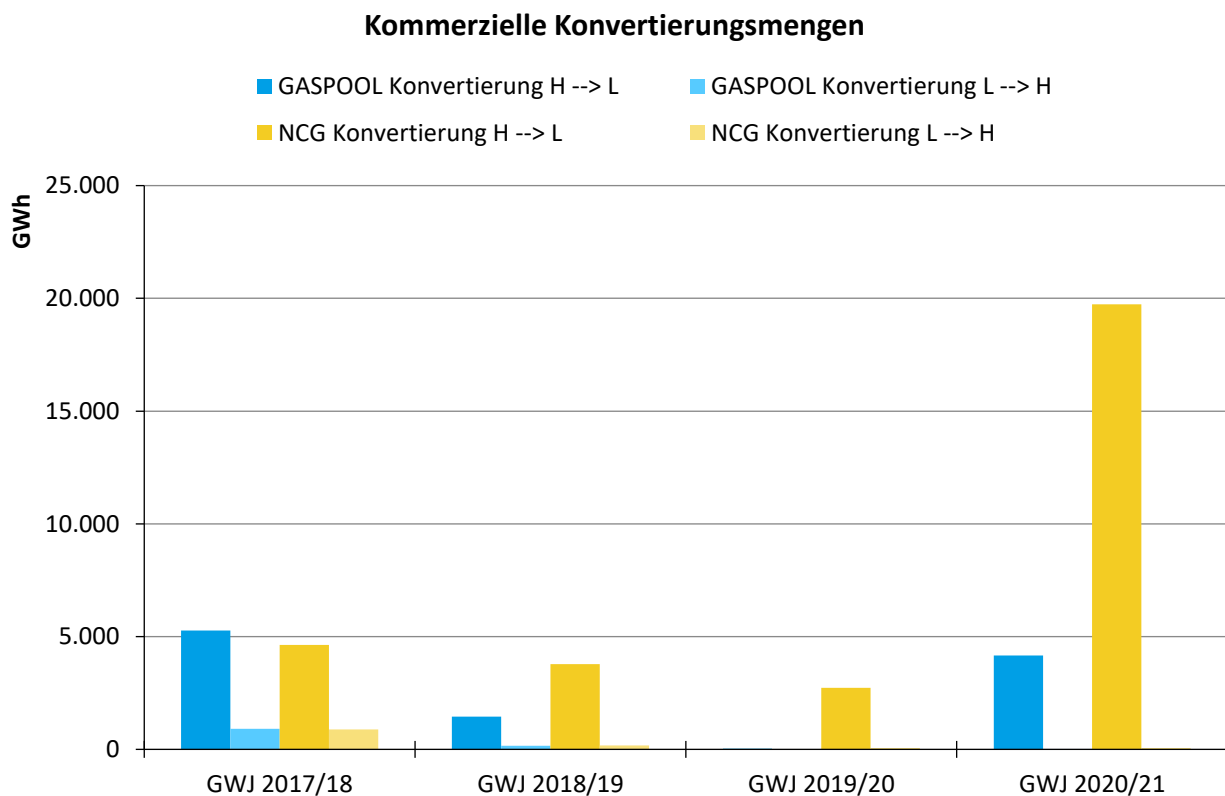


Abbildung 7: Kommerzielle Konvertierungsmengen

2.4. Entwicklung der Regelenergiemengen im L-Gas

Der Gesamtaufwand an Regelenergie im L-Gas setzt sich zwar nur anteilig aus Mengen für das Konvertierungssystem zusammen; allerdings werden aufgrund weiterer Faktoren auch nicht alle Regelenergiemaßnahmen direkt dem Konni-System zugeordnet (Details siehe hierzu in der Beschreibung zu Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet). Daher ist an dieser Stelle die Entwicklung der Gesamt-Regelenergiemengen im L-Gas dargestellt.

Auch hier stellt das letzte Gaswirtschaftsjahr mit einer SystemBuy-Menge im L-Gas von 42 TWh (über beide Marktgebiete hinweg; ohne Berücksichtigung der Stundenprodukte zur untertägigen Strukturierung) einen neuen Höchststand dar; der bisherige Höchstwert von 40 TWh datiert aus dem Gaswirtschaftsjahr 2015/16. Im Vergleich zum Vorjahr (GWJ 2020/21 zu 19/20) haben sich die Mengen von 15 auf 42 TWh nahezu verdreifacht.

Betrachtet man auf Tagesbasis das Verhältnis aus Regelenergieeinkauf und L-Gasabsatz um den Status des MGV als „Single-Buyer“ zu bewerten, so findet sich für das Altmarktgebiet NCG im GWJ 2020/21 ein neuer Tageshöchststand von 92 % sowie im Januar/Februar 2021 eine Sieben-Wochen-Periode, in der der durchschnittliche Anteil der Regelenergie am L-Gas-Absatz bei über 60% lag. Aufgrund der Eigenproduktion von L-Gas im GASPOOL-Marktgebiet fallen die dortigen Anteile der beschafften Regelenergie am L-Gas-Absatz tendenziell geringer aus; stellen aber ebenso neue Höchstwerte dar und erreichen gegen Ende des Gaswirtschaftsjahres ebenfalls 90 %.

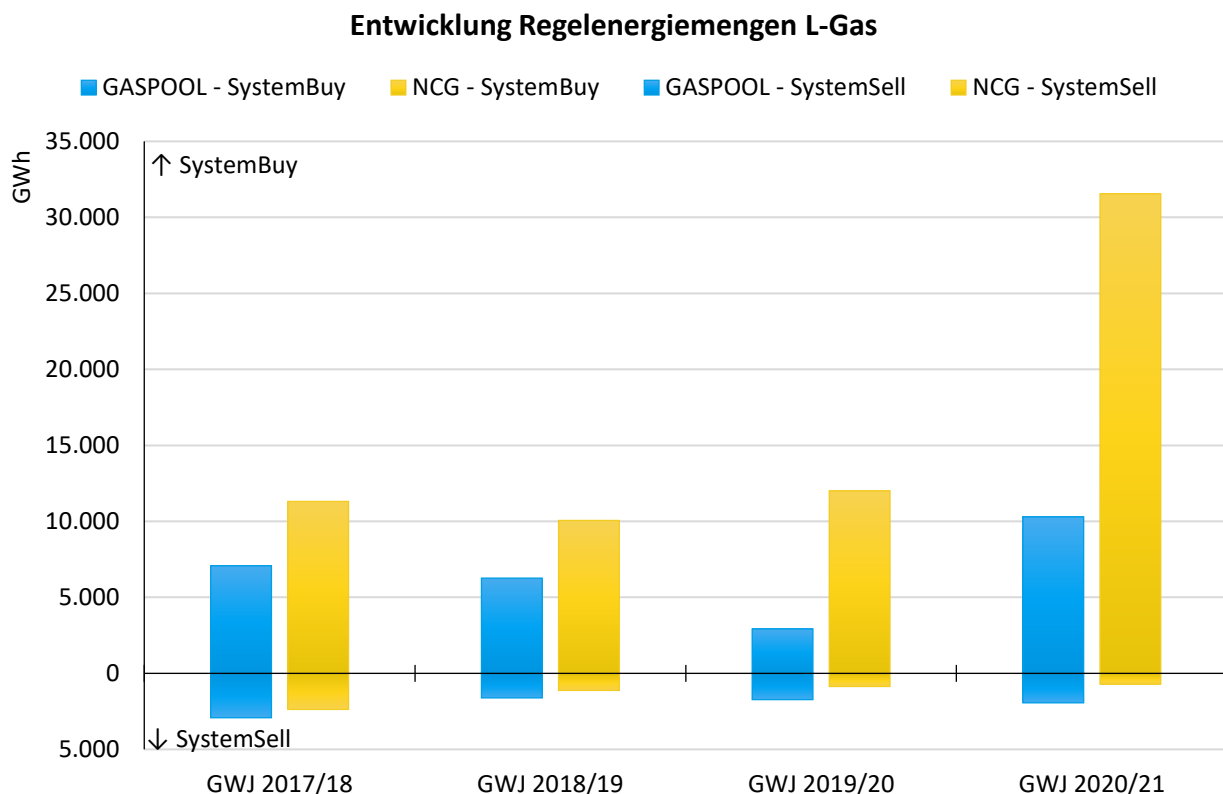


Abbildung 8: Entwicklung Regelenergiemengen L-Gas

2.5. 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 eingenommenen 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 Handelspunkt und physische Einbringungen in einen BZK-Bilanzkreis.

Die physischen Einspeisemengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren sind in Abbildung 9 je Altmarktgebiet dargestellt. Betrachtet wurden hierfür die Zeitreihentypen „Entryso“, „Entry Biogas“ und „Entry Wasserstoff“. Eine Konvertierungsumlage wurde jedoch nur im Marktgebiet GASPOOL erhoben (siehe hierzu auch Kapitel 4. Kommerzielle Einschätzung).

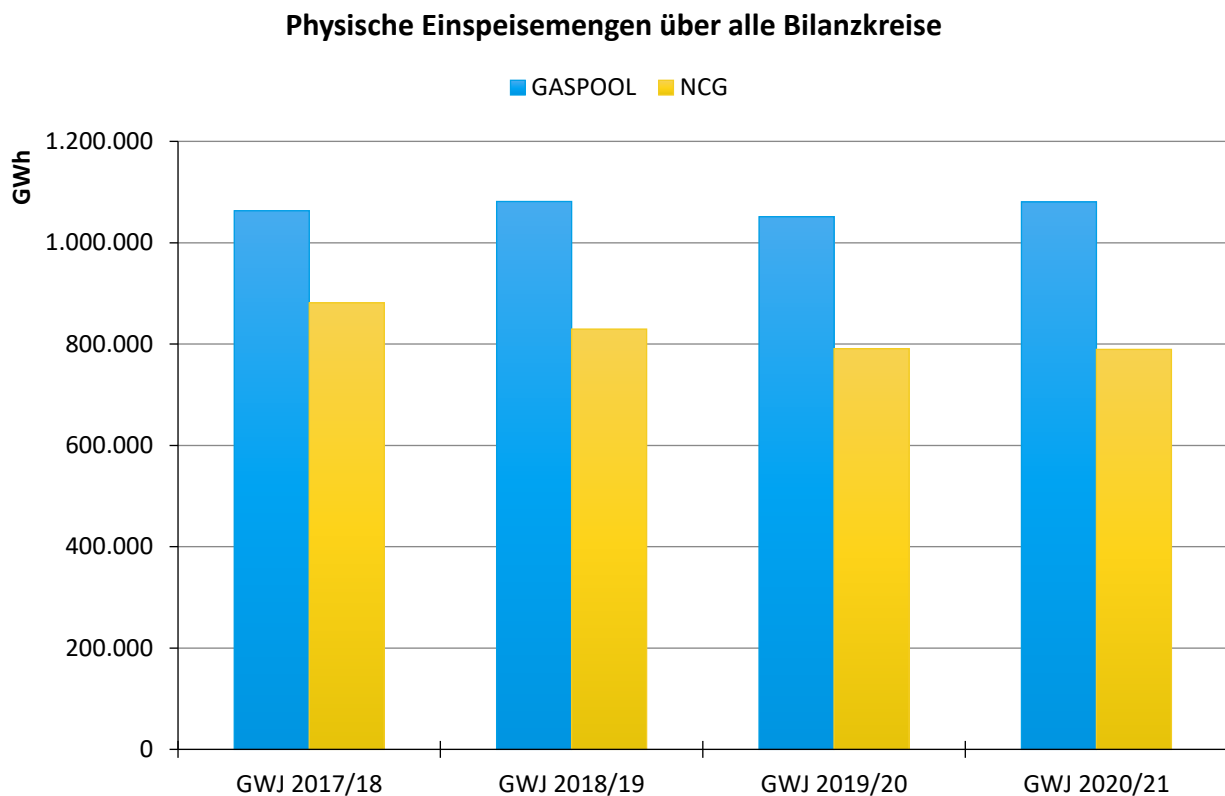


Abbildung 9: Physische Einspeisemengen

3. Evaluierung des Konvertierungssystems anhand der Indikatoren zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts

Bei der Ermittlung der Höhe des anreizorientierten Konvertierungsentgelts hat THE gemäß der angepassten Festlegung Konni Gas sachgerechte, der Funktion der Verhaltenssteuerung entsprechende Indikatoren anzuwenden und darzustellen.

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

- Anteil der **Bilanziellen Konvertierung** von H-Gas nach L-Gas **zum L-Gas-Absatz** im Marktgebiet (Indikator 1)
- Anteil des **Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke** für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas **am gesamten Regelenergieaufkommen** (Indikator 2)
- Anteil des **Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke** für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas **am L-Gas-Absatz im Marktgebiet** (Indikator 3)

THE hat diese Indikatoren auf ihre Eignung zur Ermittlung eines anreizorientierten Konvertierungsentgelts hin zu prüfen. Ergänzend hat THE 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 THE einen zusätzlichen Indikator als geeignet an, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt bestimmen zu können:

- Anteil der **Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz** im Marktgebiet (Indikator 4)

Die bisher in den Altmarktgebieten herangezogenen Indikatoren „Base Case Bilanziell Konvertierte Menge H-Gas zu L-Gas“ (GASPOOL) und „Wirtschaftlicher Break-Even“ (NCG) finden im gemeinsamen Marktgebiet THE keine Anwendung und werden daher auch in der Rückschau nicht mehr betrachtet.

3.1. Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas 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. In Abbildung 10 wird beginnend mit Oktober 2017 je Altmarktgebiet der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat je Altmarktgebiet gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Indikator 1 zeigt im Altmarktgebiet GASPOOL anschaulich die Abhängigkeit der bilanziellen Konvertierungsmengen vom gegebenen Konvertierungsentgelt. So führte die Absenkung des Konvertierungsentgelts im Oktober 2020 auf 0,39 EUR/MWh unmittelbar zu einem deutlichen Anstieg der durch H-Gas und Konvertierung versorgten L-Gas-Ausspeisungen (maximale Tageswerte); im April 2021 wird das Maximum von nahezu 60 % erreicht. Allerdings ist auch trotz Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes i.H.v. 0,45 EUR/MWh im Altmarktgebiet NCG ein deutlicher Anstieg der Anteile im Vergleich zum vorherigen Gaswirtschaftsjahr zu beobachten. In den bereits in Kapitel 2 herausgestellten Monaten Januar/Februar 2021 steigt der Indikator 1 auf über 65 % und erreicht im Mai einen neuen Höchstwert von 72 %; bisherige Höchstwerte aus 2016 lagen bei ca. 65 %.

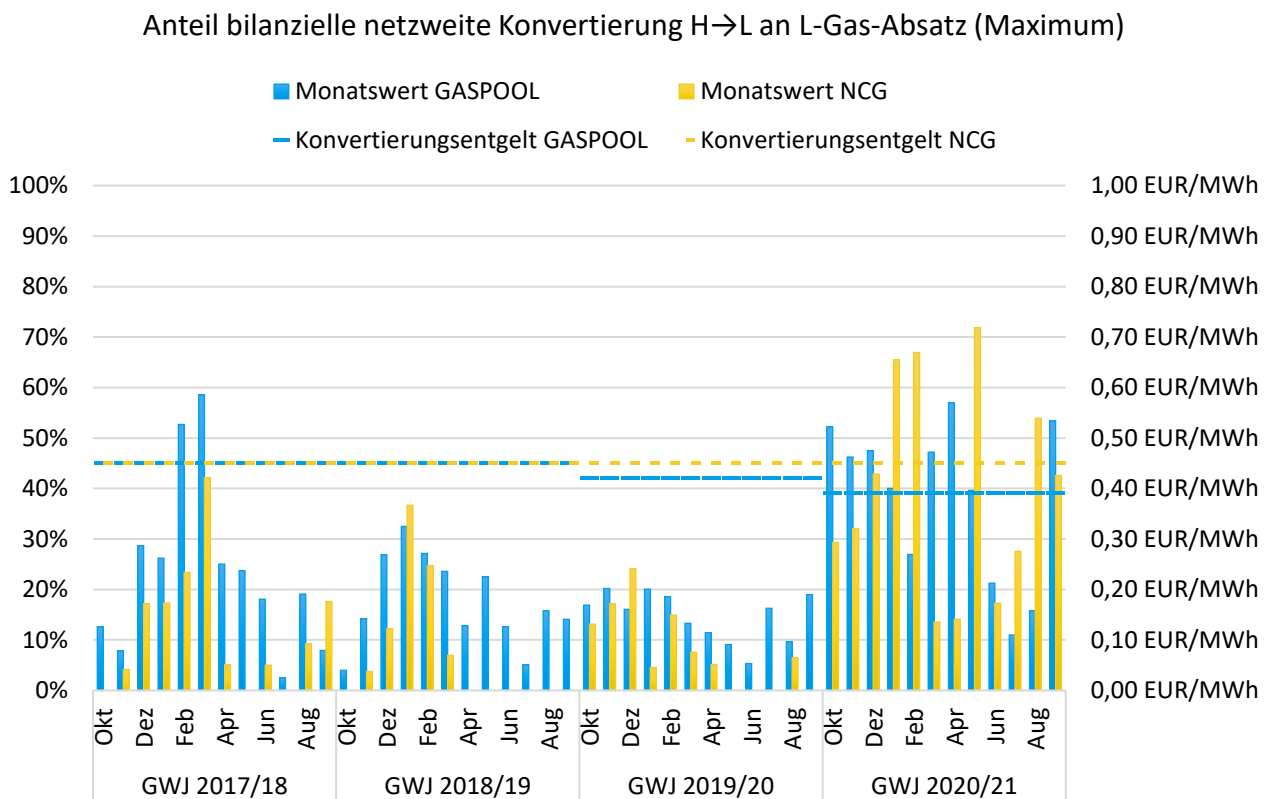


Abbildung 10: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz

3.2. Indikator 2: Anteil des Regelernergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelernergieaufkommen

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Kommerziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelernergieaufkommen (SystemBuy und SystemSell) der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 11 wird beginnend mit Oktober 2017 je Altmarktgebiet das arithmetische Mittel über alle Tagesanteile des jeweiligen Monats dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator ist aus Sicht der THE begrenzt aussagefähig, da er letztlich stark von der Höhe des Regelernergieaufkommens abhängig ist. Falls das Regelernergieaufkommen aufgrund anderer Einflüsse sehr hoch ist, würde trotz verhältnismäßig starkem Konvertierungsverhalten und entsprechender Kommerzieller Konvertierung immer noch ein vergleichsweise geringer Anteil am Gesamtregelernergieeinsatz entstehen.

Nichtsdestoweniger zeigt sich eine ähnliche Entwicklung in Indikator 2 wie in den übrigen Indikatoren: Im Altmarktgebiet GASPOOL stieg der Anteil der für kommerzielle Konvertierung aufgewendeten Regelenergie in mehreren Monaten auf bis zu 40 %. Diese Werte wurden zuletzt im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 übertroffen. Im Altmarktgebiet NCG hatte sich mit der kontinuierlichen Festlegung des Entgelts auf

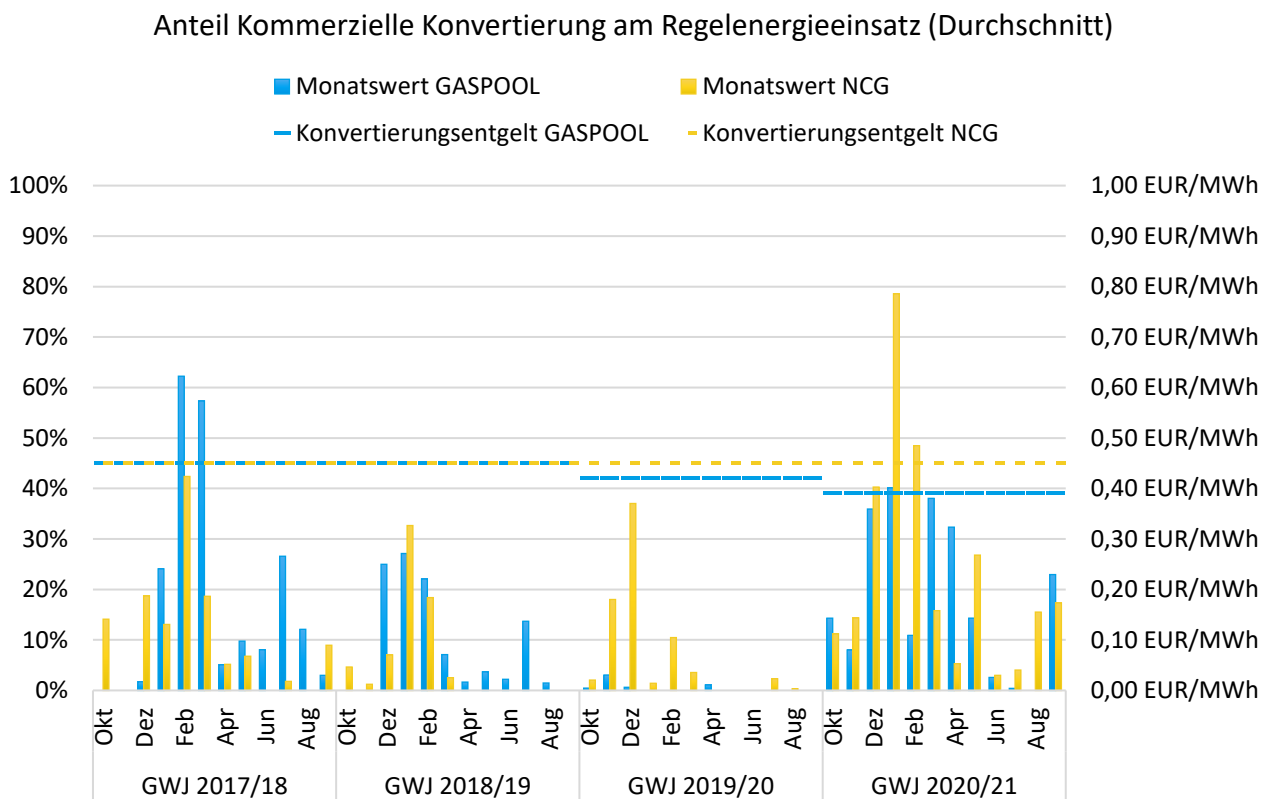


Abbildung 11: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelernergieeinsatz

0,45 EUR/MWh der Anteil der kommerziellen Konvertierung am Regelennergieeinsatz insgesamt auf ein systemverträgliches Maß eingestellt, wobei die Höhe der Anteile bei gleichbleibendem Entgelt dennoch in den einzelnen Entgeltperioden schwankte und im Januar 2021 der Höchstwert des Anteils, der für kommerzielle Konvertierung aufgewendeten Regelennergie von nahezu 80 % aus dem Jahr 2016 erneut erreicht wurde. Es ist dabei grundsätzlich zu berücksichtigen, dass insbesondere in den Wintermonaten weiterhin bis zur Hälfte der Regelennergieeinsätze auf Kommerzielle Konvertierung entfallen.

3.3. Indikator 3: Anteil des Regelennergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der kommerziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 12 wird beginnend mit Oktober 2017 je Altmarktgebiet der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator ist geeignet zu beurteilen, ob THE aufgrund des Konvertierungsverhaltens der Marktteilnehmer zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas wird. Die in den zuvor aufgeführten Indikatoren festgestellten Verläufe lassen sich in Indikator 3 ebenso wiederfinden. Der Anteil der kommerziellen

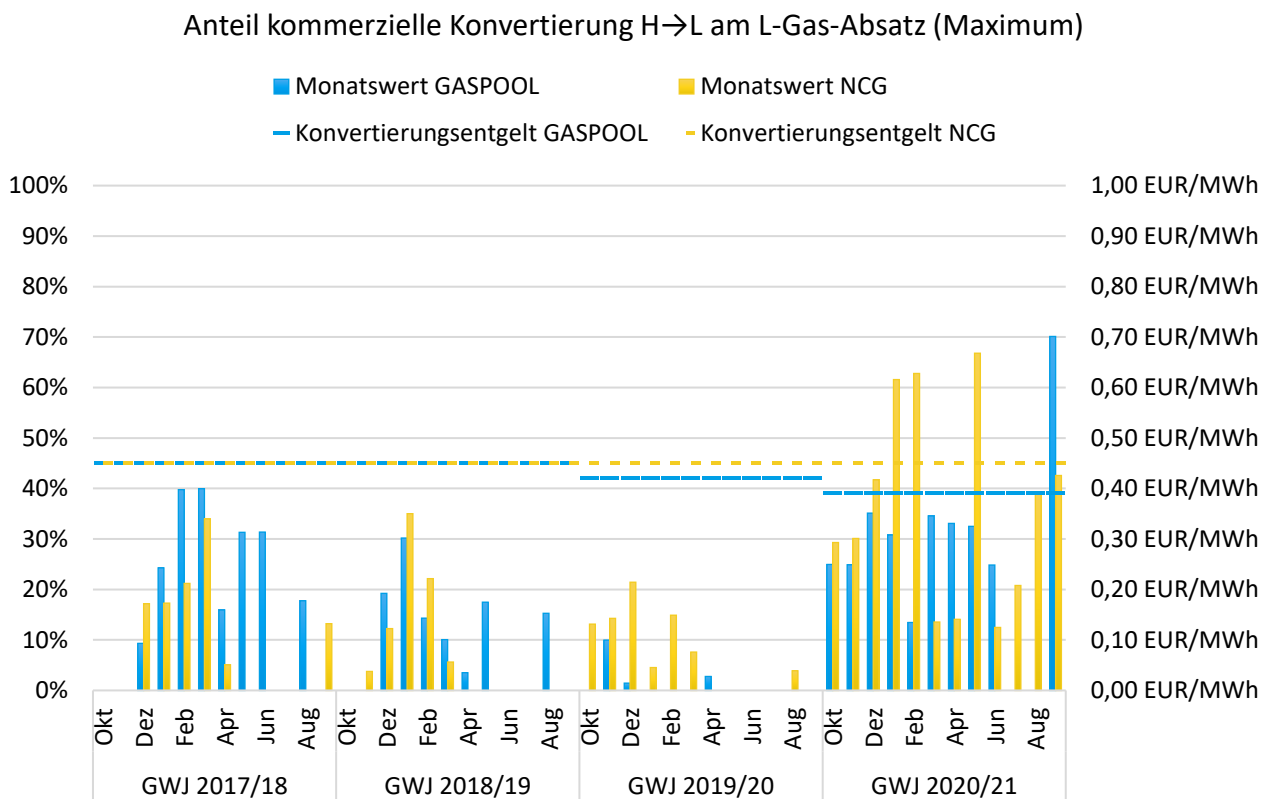


Abbildung 12: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz

Konvertierung am L-Gas-Absatz stieg beispielsweise im Altmarktgebiet GASPOOL im Oktober 2020 deutlich an. Vermutlich aufgrund des niedrigen Konvertierungsentgelts von 0,39 EUR/MWh hielt sich bis in den Sommer über einen Monatswert zwischen 25 % und 35 %, wohingegen die Anteile im vorherigen Gaswirtschaftsjahr bei höchstens 10 % lagen. Im Altmarktgebiet NCG hatten sich mit der kontinuierlichen Festlegung des Entgelts auf 0,45 EUR/MWh die Anteile insgesamt auf ein systemverträgliches Maß eingestellt, wobei in den einzelnen Entgeltperioden auch Schwankungen zu beobachten waren. In den Wintermonaten 2020/2021 stieg der Anteil der kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz jedoch zum Teil auf über 60 %; im Mai wurde dann der bisherige Höchstwert aus dem Jahr 2016 von 67 % erneut eingestellt.

3.4. Indikator 4: Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 13 wird beginnend mit Oktober 2017 je Altmarktgebiet der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator zeigt, zu welchem Anteil THE Regelernergie für die Versorgung der L-Gas-Kunden beschafft, auch wenn dem keine gegenläufige Kommerzielle Konvertierung zugrunde liegt. Der Anteil von

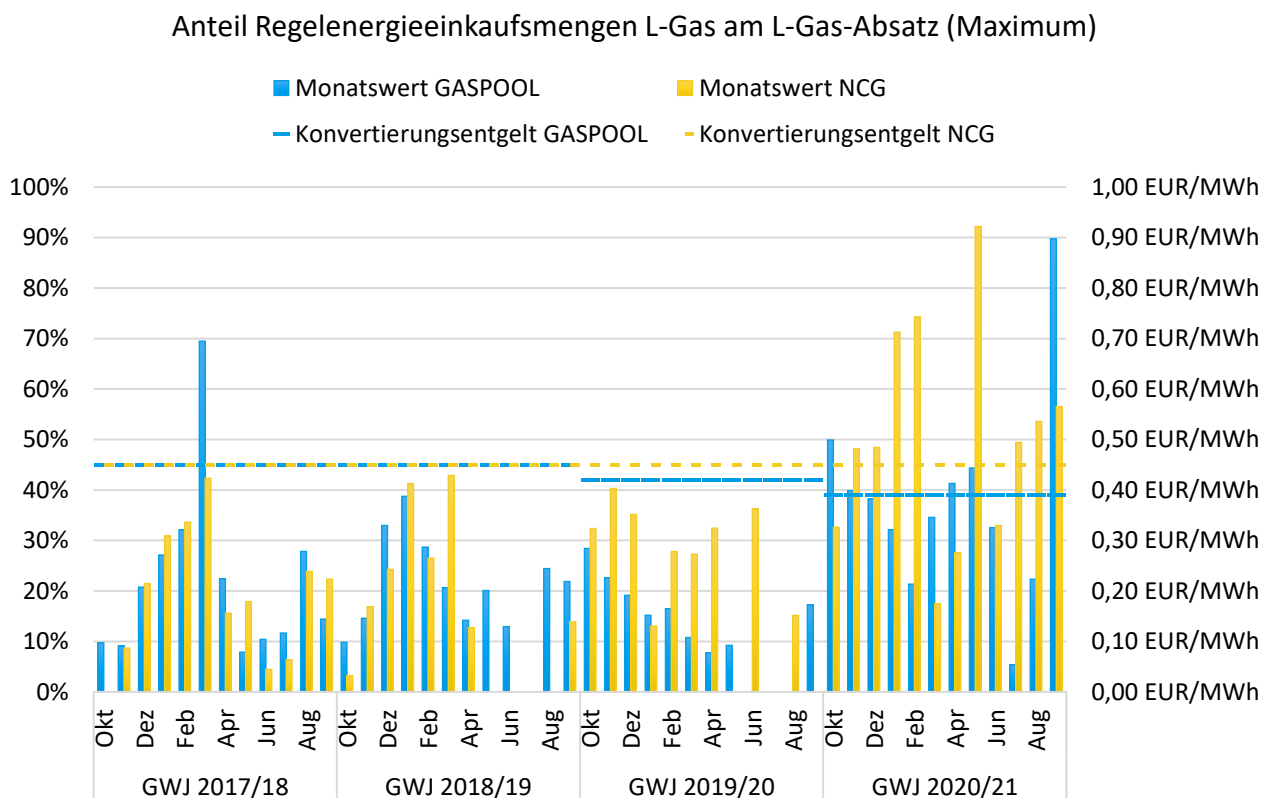


Abbildung 13: Entwicklung Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

L-Gas-Einkaufsmengen am L-Gas-Absatz gibt somit unmittelbar an, zu welchem Grad THE zum Beschaffer von L-Gas wird.

Auch Indikator 4 spiegelt den in den anderen Indikatoren abzulesenden Verlauf deutlich wider: Während die Anteile der Versorgung der L-Gas-Kunden durch Regelenergie im Altmarktgebiet GASPOOL zuvor selten 30 % erreichten, stiegen diese nach Senkung des Entgelts im Oktober 2020 unmittelbar auf 50 % und blieben danach teilweise kontinuierlich zwischen 30 % und 40 %, um gegen Ende des Gaswirtschaftsjahres einen neuen Höchstwert von ca. 90 % zu erreichen. Im Altmarktgebiet NCG befanden sich die maximalen Beschaffungsanteile durch die kontinuierliche Festlegung des Konvertierungsentgelts auf 0,45 EUR/MWh in der Regel in einem hinnehmbaren Bereich. Insbesondere in den Winterjahreshälften stiegen jedoch die als Regelenergie zu beschaffenden Mengen im L-Gas regelmäßig auf nahezu 50 %, wobei die Anteile im Winter 2020/2021 im Altmarktgebiet NCG teilweise über 70 % erreichten. Im weiteren Verlauf wurde im Mai 2021 ein neuer Höchstwert von über 90 % erreicht und auch im letzten Quartal des GWJ 2020/21 liegen die Monatswerte zwischen 50 % und 60 %.

4. Kommerzielle Einschätzung

4.1. 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 (siehe jedoch Kapitel 6. Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2021/2022). Diese entstehen durch eine positive Preisdifferenz aus Regelernergieverkäufen und zeitgleichen Regelernergiekäufen (Arbeitspreis SystemSell abzgl. Arbeitspreis SystemBuy).

Die Kosten aus dem Konvertierungssystem ergeben sich grundsätzlich aus Commoditykosten aufgrund gegenläufiger Regelernergiekäufe und -verkäufe sowie anteiligen Kosten für Kapazitätsbuchungen und die Vorhaltung von Regelernergie-Langfristprodukten. Dazu kommen Kosten technischer Konvertierung für Transportkonvertierung (Leistungskosten der gebuchten Kapazitäten) sowie für die Inanspruchnahme von Misanlagen Dritter.

Zur Berechnung der Commoditykosten werden zunächst die kommerziellen Konvertierungsmengen je Tag ermittelt. Anschließend werden die mengengewichteten Durchschnittspreise der Regelernergiekäufe und -verkäufe der entsprechenden Konvertierungsrichtung berechnet. Die Preisdifferenz aus qualitäts-scharfen Regelernergieverkäufen (SystemSell) und Regelernergieankäufen (SystemBuy) wird dabei mit der kommerziellen Netto-Konvertierungsmenge (Betrag der kommerziellen Konvertierungsmenge nach Kapitel 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 Regelernergievorhaltung sowie für die Kapazitätsbuchungen zur Beschaffung von L-Gas am niederländischen TTF. Zur Abgrenzung der Kosten wird zunächst der Anteil der Regeler Energiemenge zur Deckung der Konvertierung (kommerzielle Konvertierungsmenge) am gesamten Regelerenergiebedarf des jeweiligen Tages ermittelt. Daraus ergibt sich der Aufteilungsschlüssel. Danach werden die Kosten für die Vorhaltung von Regelernergie (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.

Tabelle 2 können die jeweils in den Altmarktgebieten erhobenen Entgelte und Umlagen entnommen werden. In Abbildung 14 werden die Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt. Die Gesamtkosten belaufen sich dabei im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 auf über 70 Mio. EUR, wovon ca. 50 Mio. EUR auf das Marktgebiet NCG entfallen. Dies stellt ebenfalls den höchsten bisher dem Konvertierungssystem zugeordneten Wert dar (in den Gaswirtschaftsjahren 2015/16 sowie 2017/18 lagen die Kosten über beide Marktgebiete summiert bei ca. 60. Mio. EUR).

Konvertierungs- periode	Konvertierungsentgelt GASPOOL	Konvertierungsentgelt NCG	Konvertierungsumlage GASPOOL	Konvertierungsumlage NCG
1.10.2017 - 30.09.2018	0,450 EUR/MWh	0,450 EUR/MWh	0,022 EUR/MWh	0,00 EUR/MWh
1.10.2018 - 30.09.2019	0,450 EUR/MWh	0,450 EUR/MWh	0,017 EUR/MWh	0,15 EUR/MWh
1.10.2019 - 30.09.2020	0,420 EUR/MWh	0,450 EUR/MWh	0,075 EUR/MWh	0,00 EUR/MWh
1.10.2020 - 30.09.2021	0,390 EUR/MWh	0,450 EUR/MWh	0,005 EUR/MWh	0,00 EUR/MWh

Tabelle 2: Entwicklung Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage

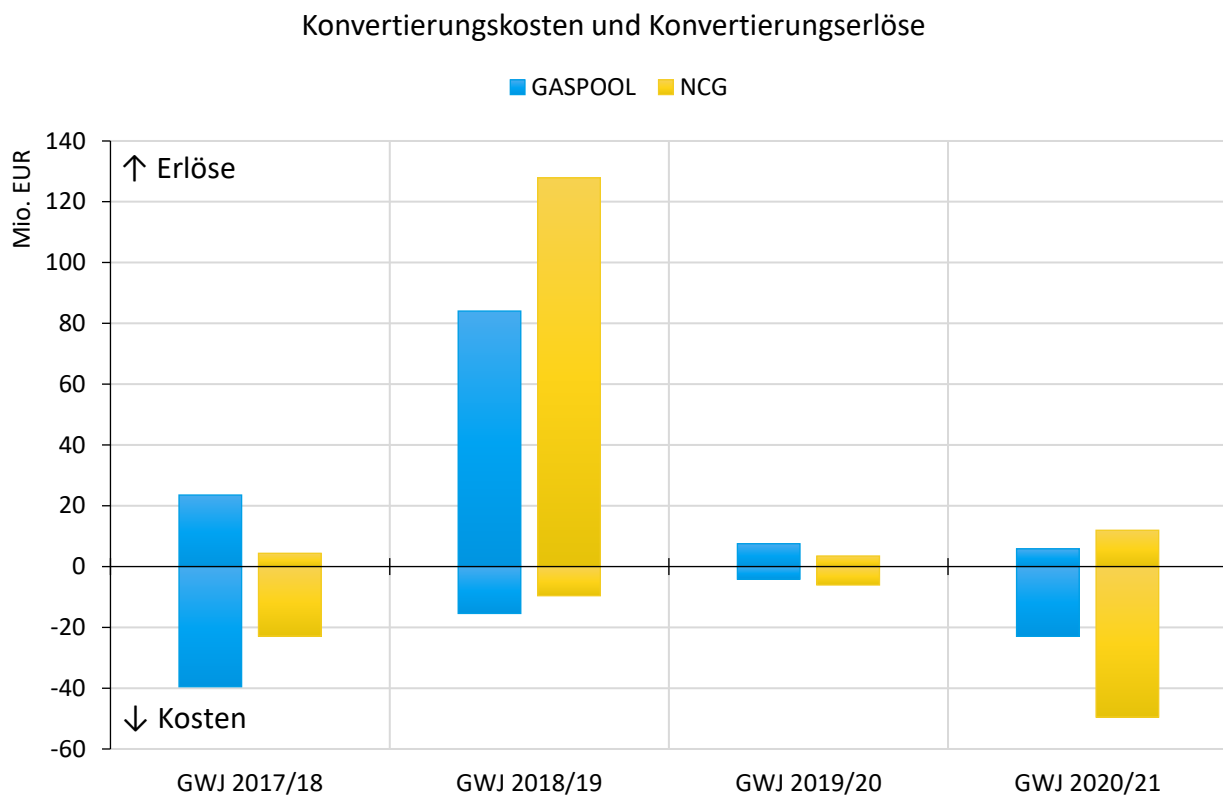


Abbildung 14: Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse

4.2. Stand Konvertierungskonto und Liquiditätspuffer

Durch die Anpassung der Festlegung Konni Gas vom 21. Dezember 2016 ist es 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.

Entsprechend der Konni Gas erfolgt eine monatliche Veröffentlichung des Konvertierungskontos durch die MGV (siehe Abbildung 15). Die Veröffentlichung des Kontostandes erfolgt bis zum 5. Werktag des

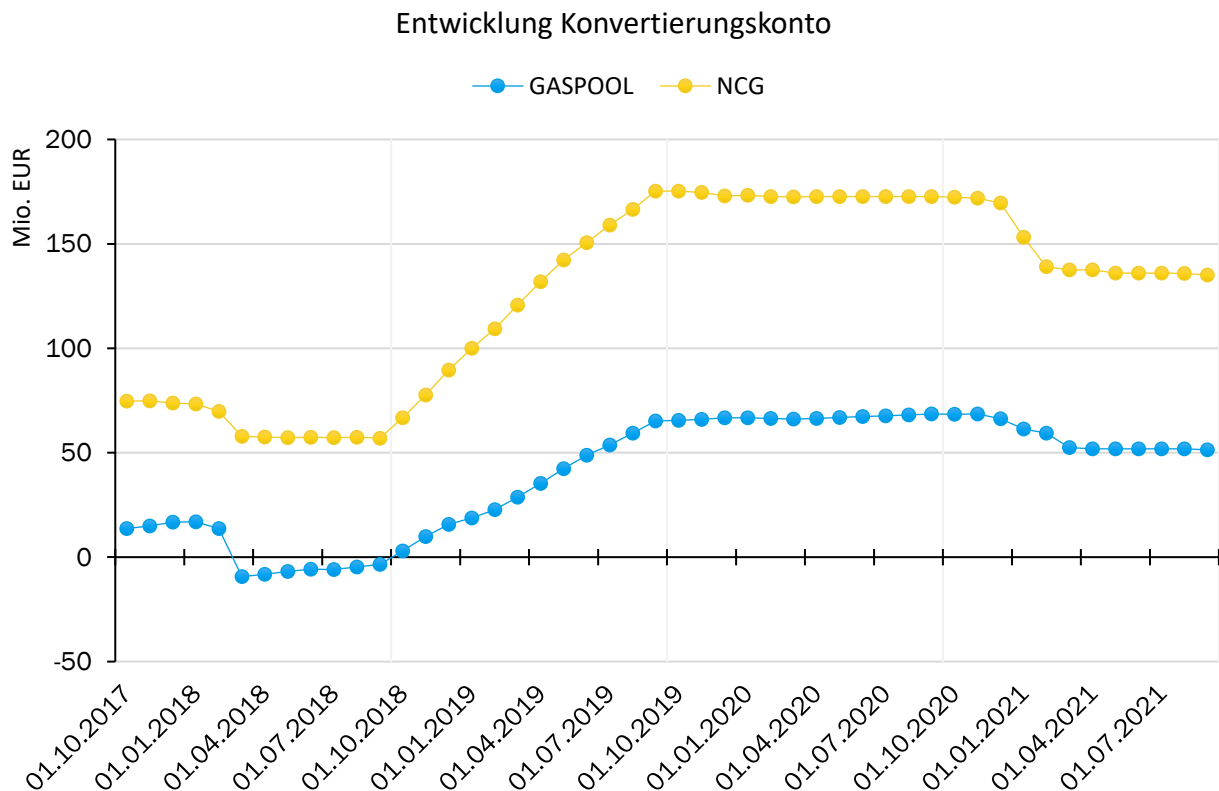


Abbildung 15: Entwicklung Konvertierungskonto

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.

Die dem Konvertierungssystem tatsächlich entstehenden Kosten schwanken bei annähernd gleichen im Modell abgebildeten Rahmenbedingungen stark. So lagen die Gesamtkosten kommerzieller Konvertierung über beide Altmarktgebiete summiert je nach Gaswirtschaftsjahr zwischen 5 Mio. EUR (GWJ 2019/20) und 50 Mio. EUR (GWJ 2017/18 und 2020/21); ohne weitere Kosten wie Anteile an Langfristbuchungen und Kosten anderer Konvertierungsmethoden. Hinzu kommen Perioden, in denen innerhalb eines kurzen Zeitraums sehr hohe Kosten für den Kauf von L-Gas entstanden sind (beispielsweise fast 100 Mio. EUR innerhalb einer Woche im Februar 2021). Auch wenn diese nur anteilig dem Konvertierungssystem zuzurechnen sind, entstehen hohe Marginanforderungen bei der Börse, die entsprechend der Verteilung GaBi/Konni berücksichtigt werden müssen.

Der abschließende Stand des kombinierten Konvertierungskontos für das GWJ 2020/21 betrug Ende September 2021 186,5 Mio. EUR; dieser setzt sich zusammen aus den Konvertierungskontoendständen von 51,5 Mio. EUR im Marktgebiet GASPOOL und 135 Mio. EUR im Marktgebiet NCG. (Zum Vergleich: Ende des GWJ 2019/20 lagen die Kontostände noch bei 68,5 Mio. EUR (GASPOOL), bzw. 172,5 Mio. EUR (NCG)). Aufgrund der gegenüber der Prognose gestiegenen Kosten liegt der Kontosaldo somit unterhalb des zum Ende des GWJ 2020/21 angestrebten Liquiditätspuffers von 212 Mio. EUR.

Die Festlegung des Liquiditätspuffers erfolgt auf Basis THE-interner Risikobeurteilungen. Entsprechend den Vorgaben der Festlegung deckt der Liquiditätspuffer Risiken von Forderungsausfällen und Insolvenzen, die Vorfinanzierung von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen (inkl. benötigter Mittel für die anteilige Berücksichtigung von Kosten für die Kontrahierung von Langfristoptionen und erhöhte Marginanforderungen der Clearinghäuser) sowie insbesondere Unsicherheiten in der Mengen- und Preisentwicklung ab. Darüber hinaus entsteht durch die bevorstehende Beendigung der Förderung von L-Gas in den Niederlanden aus dem Produktionsfeld in Groningen ein besonderes Preisrisiko. Die Preise für die Beschaffung von L-Gas liegen gerade im Winter weit über den Preisen für die Beschaffung von H-Gas. Dieser Effekt könnte sich durch die Reduzierung der Fördermengen von L-Gas noch deutlich verschärfen. Um dennoch die Versorgungssicherheit im Bereich L-Gas darstellen zu können, wird das mögliche Risiko im aktuellen Liquiditätspuffer berücksichtigt.

Aufgrund der Marktgebietszusammenlegung ergeben sich zusätzliche Unsicherheiten bzgl. der künftigen Mengen- und Preisentwicklung sowie einer möglichen Neuausrichtung der Marktteilnehmer, die Auswirkungen auf die etablierten Prozesse (bspw. Datenaustausch, Beschaffungsportfolio oder Abrechnungsprozesse) haben könnte. Die hieraus resultierenden Risiken wurden im Liquiditätspuffer berücksichtigt.

Der jeweilige Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer kann Tabelle 3 entnommen werden. Die Risikoabschätzung umfasst dabei sowohl den Zeitraum der anstehenden Konvertierungsperiode (zwölf Monate) als auch die Winterperiode in der darauffolgenden Konvertierungsperiode, damit der notwendige Stand des Konvertierungskontos zum Beginn dieser Winterperiode erreicht ist.

Zum Ende der Konvertierungsperiode GWJ 2021/22 strebt THE einen **Liquiditätspuffer in Höhe von 98 Mio. EUR** an.

Risiko	Erläuterung	Einfluss ¹ auf Liquiditätspuffer
Mengenrisiko	Unsicherheiten, insb. Aufgrund Witterung und Verhalten der Marktteilnehmer	Hoch
Preisrisiko	Unsicherheiten, z.B. durch Gasmangellage oder Verhalten der Marktteilnehmer	Hoch
Weitere Modellrisiken	Portfolioeffekte, MMMA, BKA	Mittel
Marginerhöhung	Marginganforderung aufgrund erhöhtem RE-Bedarf	Gering
Sonstige Risiken	Rechtsstreitigkeiten, Zahlungsverzüge, Marktgebietszusammenlegung	Gering

Tabelle 3: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer

¹ Die Bewertung der Einzelrisiken ergibt sich aus der Relation des jeweiligen Einzelrisikos zum Liquiditätspuffers des Konvertierungssystems

5. Notwendigkeit zur Beibehaltung des Konvertierungsentgelts

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

5.1. 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. Am 29. März 2018² wurde bekannt, dass die Förderung im Groningenfeld beendet werden soll. Nach einer Reduzierung des Fördervolumens auf unter 11,8 bcm/a im Gaswirtschaftsjahr 2019/20 sollte gemäß Entscheidung vom 21. September 2020³ für das Gaswirtschaftsjahr 2020/21 das Fördervolumen auf 8,1 bcm/a begrenzt werden. Nach Inbetriebnahme der Stickstoffbeimischungsanlage in Zuidbroek (geplant für April 2022) soll die Förderung im Jahr 2022 eingestellt werden.

Hintergrund der Produktionsabsenkung/-einstellung 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 essenziell, dass bestehende langfristige Lieferverträge für L-Gas von deutschen Gasversorgern nicht vorzeitig beendet werden.

Aus Sicht der THE 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 Konvertierungsentgelt dazu beitragen, dass Risiken für die Versorgungssicherheit in den deutschen L-Gas-Netzgebieten auch langfristig vermieden werden.

² Termination of natural gas extraction in Groningen (<https://www.government.nl/documents/parliamentary-documents/2018/03/29/kamerbrief-over-gaswinning-groningen>)

³ Schreiben an das Parlament zur Gasförderung Groningen Gasjahr 2020-2021 (nur Niederländisch, <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/09/21/kamerbrief-gaswinningsniveau-groningen-gasjaar-2020-2021>)

5.2. Kosten des Konvertierungssystems

Nachdem die Kosten des Konvertierungssystems (gesamtdeutsch betrachtet) in den Gaswirtschaftsjahren 2018/19 sowie 2019/20 verglichen mit 2017/18 eher gering ausfielen (5 Mio. EUR, bzw. 10 Mio. EUR) haben diese im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 mit 51 Mio. EUR sogar die Kosten aus dem GWJ 2017/18 von 48 Mio. EUR übertroffen. Da keine Konvertierungsumlage erhoben wurde, sank der Liquiditätspuffer im Konvertierungskonto, welcher finanzielle Risiken aus dem Konvertierungssystem abschwächt. Weiterhin gilt, dass aufgrund von Tendenzsituationen wie beispielsweise unterspeisten Netzknoten bei sehr kalten Temperaturen gegebenenfalls hohe Regelenergieanteile nicht dem Konni-System zugeordnet werden. Beispielhaft seien die Kosten der Beschaffung von L-Gas in Höhe von bis zu 400 GWh/Tag in der Kälteperiode Ende Februar/Anfang März 2018 sowie erneut Ende Januar 2019 aufgeführt, die aufgrund der fehlenden zeitgleichen Verkäufe im H-Gas nicht dem Konni-System zugeordnet wurden.

Nichtsdestotrotz haben die Erfahrungen im Marktgebiet NCG aus dem Frühjahr 2016 sowie die in beiden Marktgebieten stark gestiegenen Konvertierungsmengen des letzten Gaswirtschaftsjahres gezeigt, dass bei einem 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, insb. in Verbindung mit den aktuellen Gaspreisen vermutlich extrem 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 THE 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 seit Abschaffung des Konvertierungsentgeltes für diese Richtung 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.

6. Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2021/2022

Da zum Zeitpunkt des Erscheinens des Evaluierungsberichtes Konvertierung die laufende Winterperiode noch nicht abgeschlossen ist und für die meisten Monate noch keine finalen Daten vorliegen sind die Auswertungen im Ausblick für das Gaswirtschaftsjahr 2021/22 entsprechend mit Vorbehalt zu interpretieren. Stichtag der Datenerhebung ist der 25. Januar 2022.

In Bezug auf die bilanziell konvertierten Mengen (siehe Abbildung 16) ist zu beobachten, dass seit Oktober untypisch für das Winterhalbjahr relativ hohe Mengen in der Richtung L-Gas zu H-Gas bilanziell konvertiert werden. In der Gegenrichtung von H-Gas nach L-Gas liegen die Mengen unterhalb der kumulierten Menge der Altmarktgebiete in den jeweiligen Monaten des Vorjahres; insb. der starke Anstieg im Januar 2021 ist 2022 bisher ausgeblieben. Darüber, ob sich dieser Trend im weiteren Verlauf des Jahres 2022 fortsetzen wird bzw. welche Gründe hierfür vorliegen ließe sich Stand jetzt nur spekulieren.

Die technische Konvertierung (siehe Abbildung 17, Abbildung 18 und Abbildung 19) verbleibt aufgrund der in Kapitel 2.2 genannten Gründe auf niedrigem Niveau. Die Netto-Richtung der technischen Konvertierung der Anlagen, die netzentgeltseitig berücksichtigt sind, ändert sich von Monat zu Monat. Bei den in Abbildung 17 dargestellten vorläufigen Werten ist zu beachten, dass noch keine rechnerische Abgrenzung der für Konvertierungszwecke im Rahmen der Konni Gas genutzten technischen Konvertierungsmengen erfolgt ist. Abbildung 18 zeigt, dass bisher kein Einsatz der für THE kostenpflichtigen Mischanlage im Netz der Nowega erforderlich war. Insb. im November kam es zu einem vergleichsweise hohen Einsatz der Transportkonvertierung (siehe Abbildung 19), was auf die allgemein hohen Preise und somit auch Preisdifferenzen zwischen H-Gas und L-Gas beim gegenläufigen Regelennergieeinsatz zurückzuführen ist.

Die Entwicklung der bilanziellen und technischen Konvertierung in den ersten Monaten des Gaswirtschaftsjahres 2021/22 schlagen sich erwartungsgemäß in einem ähnlichen Verhalten der kommerziellen Konvertierung nieder. Wie in Abbildung 20 zu sehen, muss nur selten zum Mittel des gegenläufigen Regelennergieeinsatzes gegriffen werden. Aufgrund der auch Anfang des Gaswirtschaftsjahres bereits stark gestiegenen Gaspreise fielen für die sehr geringen Mengen vergleichsweise hohe Kosten an (siehe auch Abbildung 21). Die enorm hohen, allerdings auch zeitweise schnell schwankenden Preise führten im Dezember zu der kuriosen Situation, dass die THE durch kommerzielle Konvertierung in der Richtung L-Gas zu H-Gas an einem Tag (16. Dezember) sogar Erlöse von ca. 200.000 EUR erzielen konnte.

Es bleibt abzuwarten, ob es im Februar/März 2022 noch zu einem Kälteeinbruch kommt und/oder ob die Konvertierung in Richtung H-Gas zu L-Gas wieder zunimmt. Ebenso ist noch unbestimmt, wie die Entwicklung der dem Konvertierungssystem zuzuordnenden Kosten sich im Verlaufe des Gaswirtschaftsjahres darstellt; sollte es bei den aktuell hohen Preisen zu Konvertierungsmengen ähnlich dem ersten Quartal 2021 kommen, dürfte das Konvertierungskonto sehr stark belastet werden. Allgemein bleibt das Konvertierungsverhalten im gemeinsamen Marktgebiet schwer einzuschätzen; die ungewöhnliche Preissituation in Verbindung mit der Gewöhnungsphase an ein vereinheitlichtes Marktgebiet lässt aktuell keine belastbaren Vorhersagen zu.

Bilanzielle Konvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

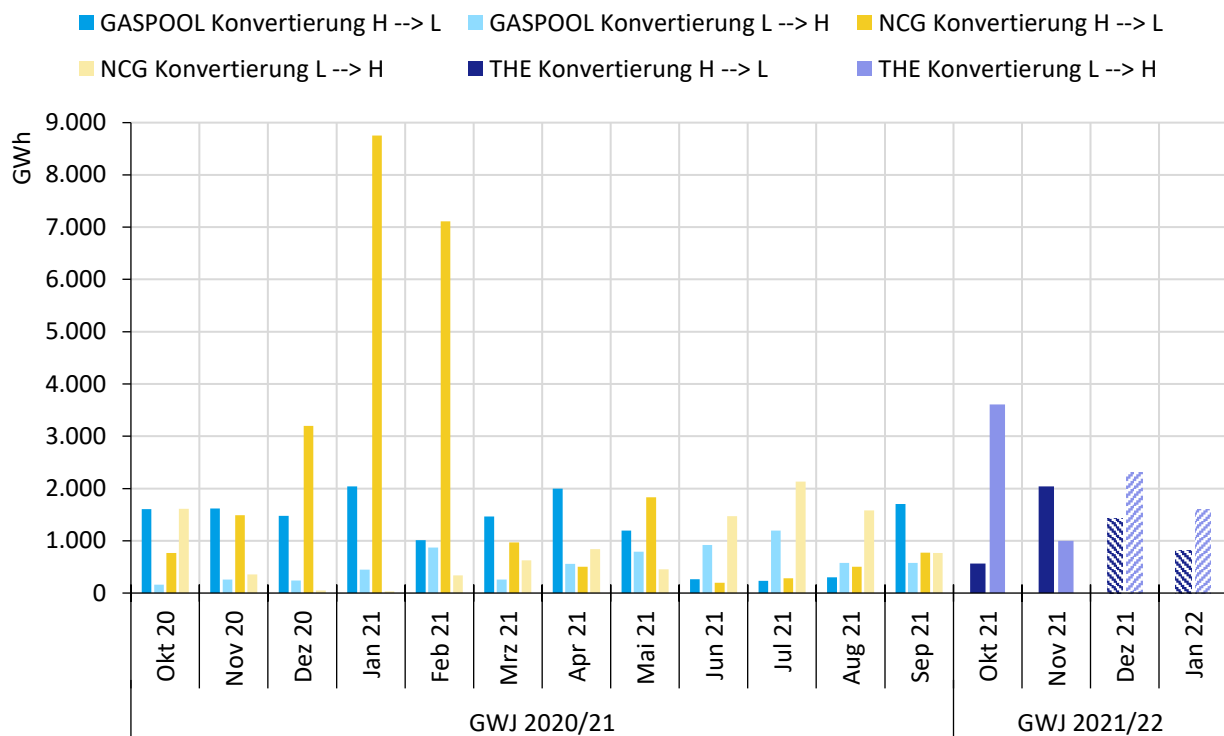


Abbildung 16: Bilanzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte)

Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)

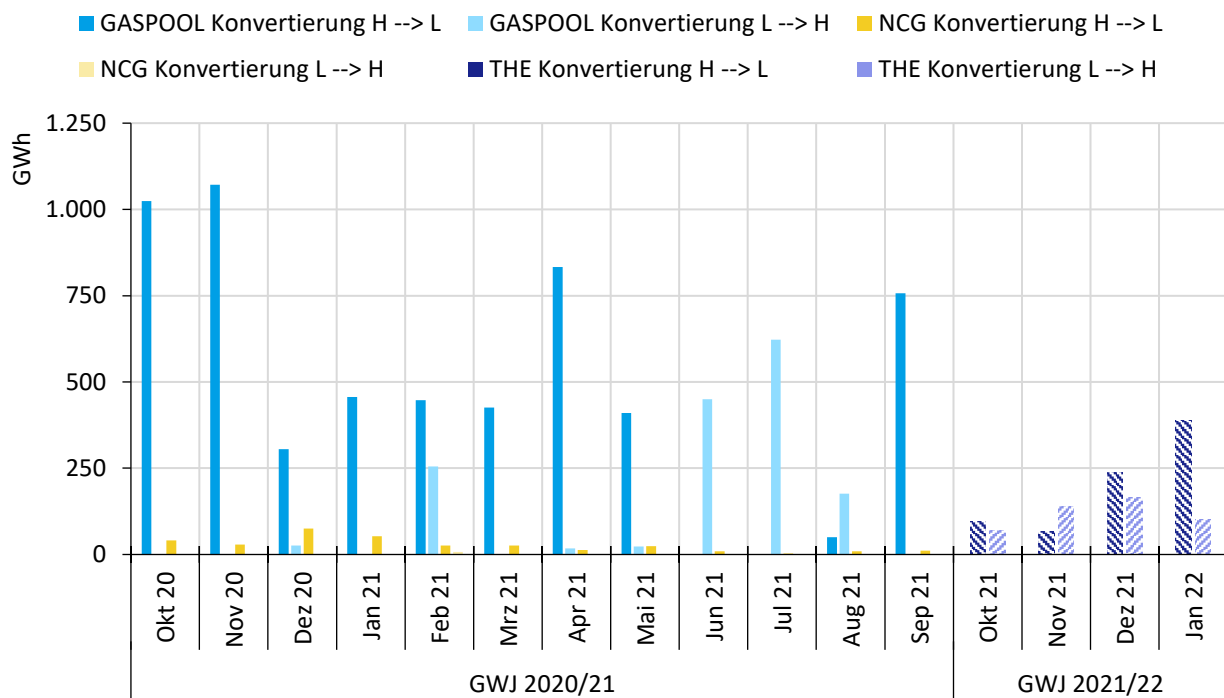


Abbildung 17: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)

Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)

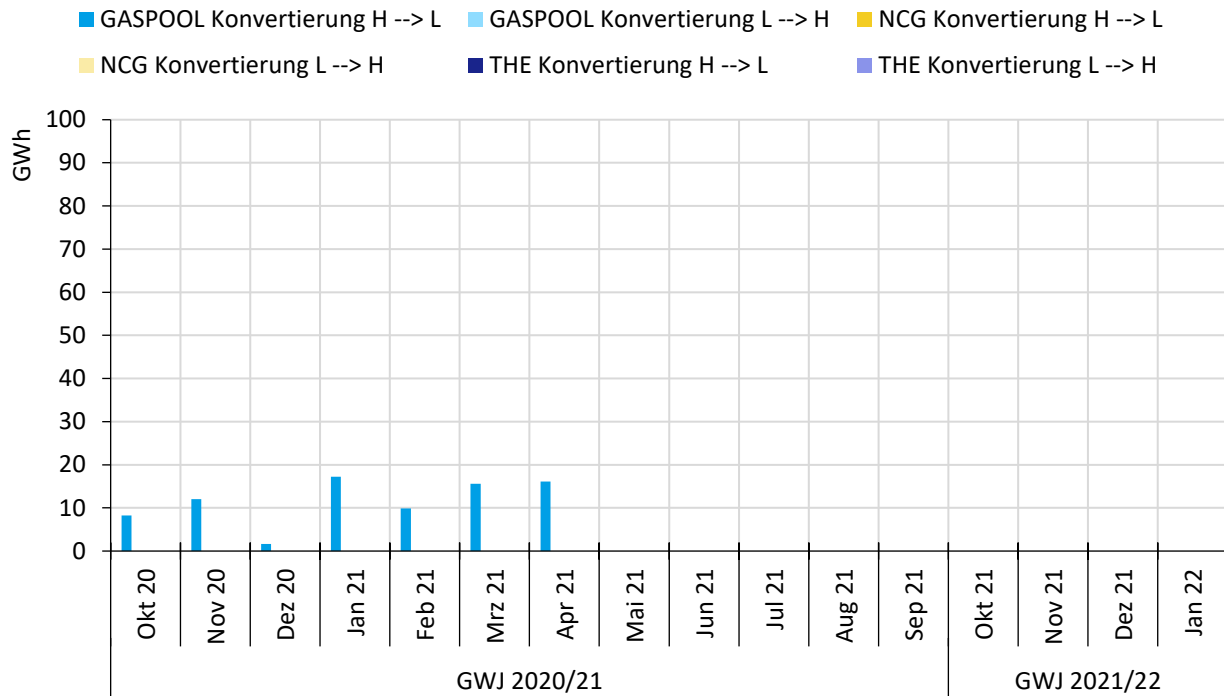


Abbildung 18: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)

Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

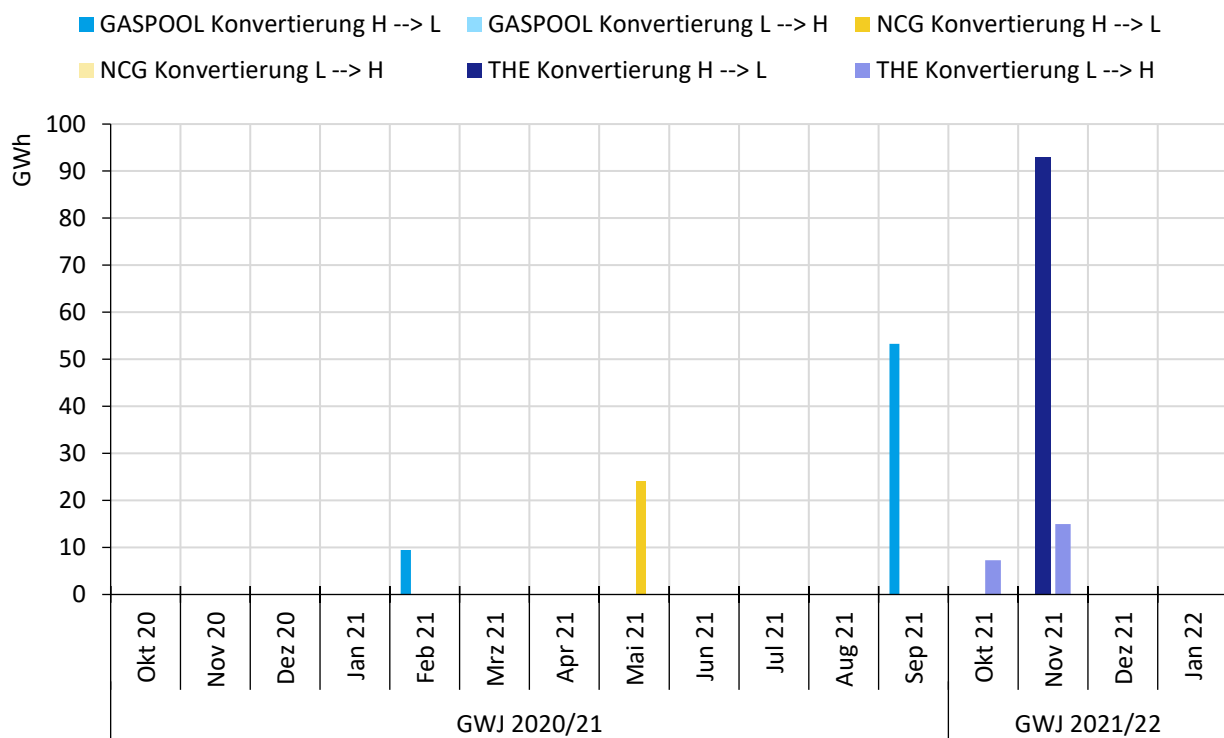


Abbildung 19: Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

Kommerzielle Konvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

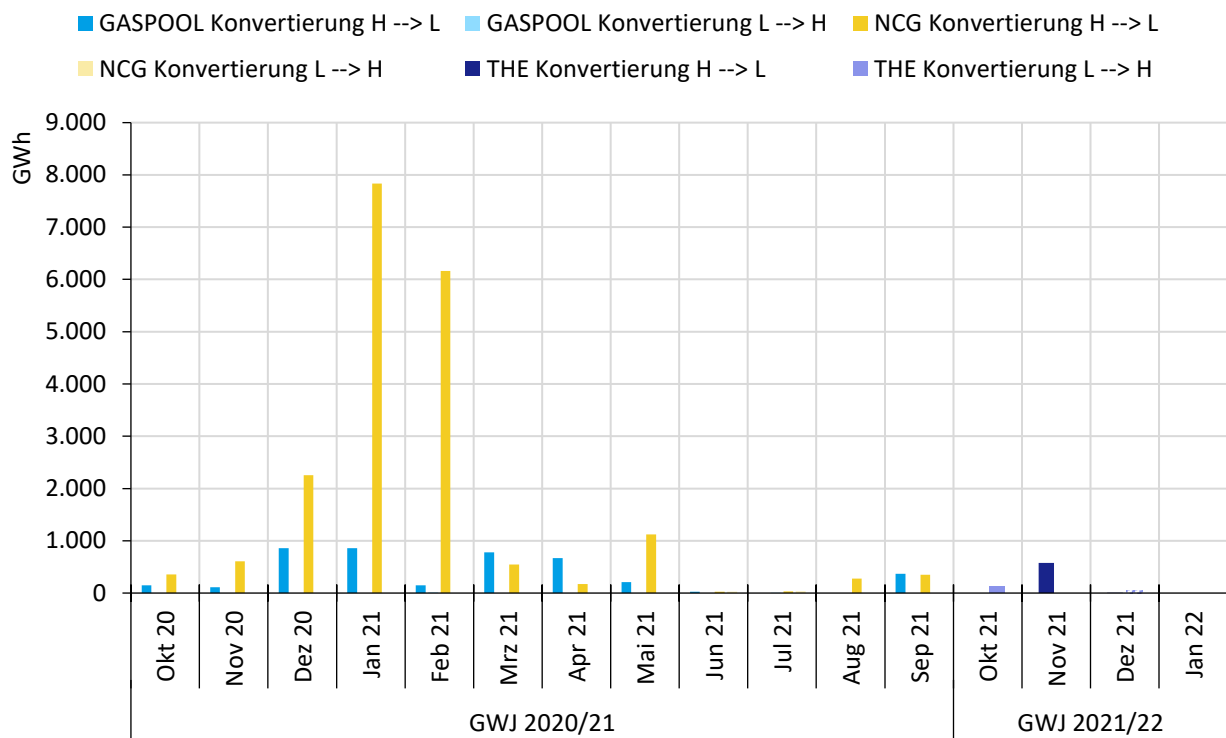


Abbildung 20: Kommerzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte)

Kosten Kommerzielle Konvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

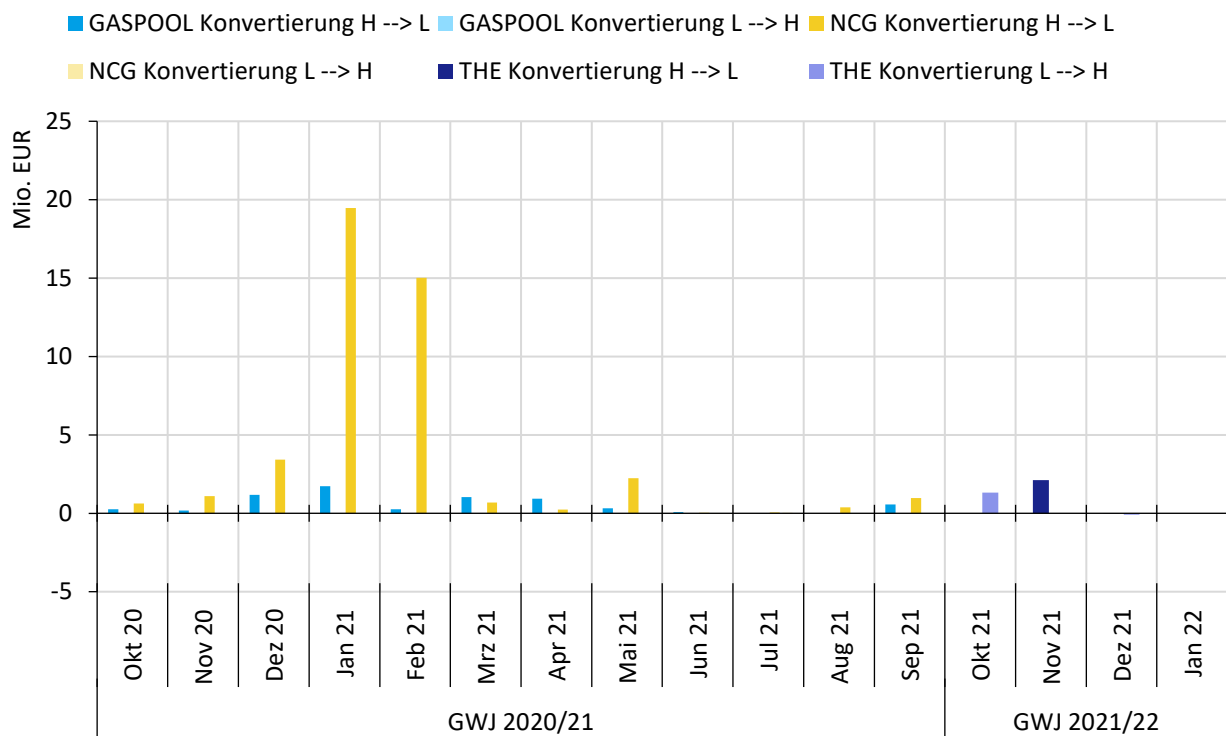


Abbildung 21: Kommerzielle Konvertierungskosten (inkl. vorläufiger Werte)

Trading Hub Europe GmbH

Kaiserswerther Straße 115

40880 Ratingen

market-development

@tradinghub.eu

T +49 (0) 2102 597 96 – 404

F +49 (0) 2102 597 96 – 418

www.tradinghub.eu