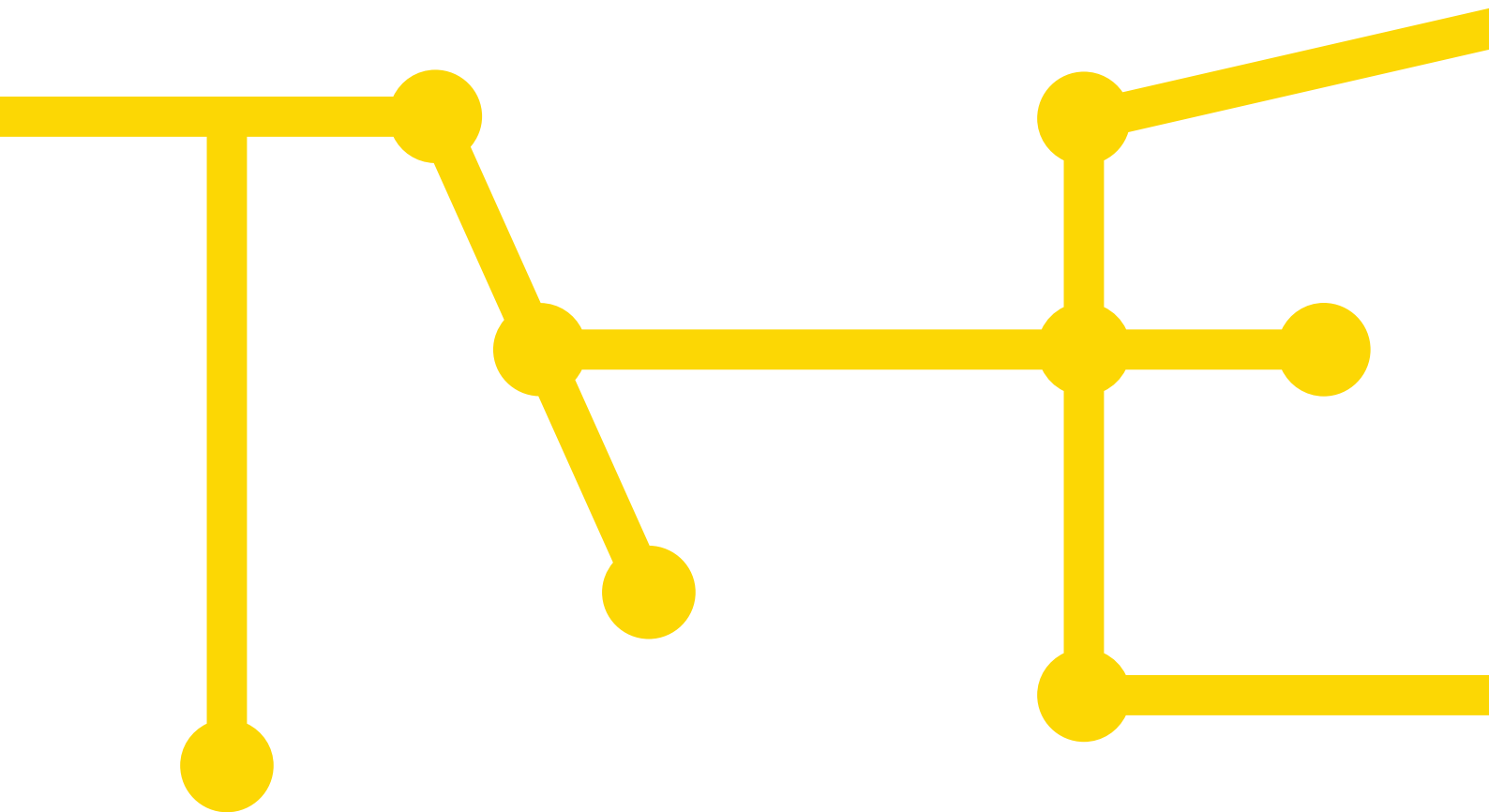


Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem

Gaswirtschaftsjahr 2022/23



Inhaltsverzeichnis

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | Einleitung | 8 |
| 2. | Physische und technische Betrachtung..... | 10 |
| 2.1. | Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen | 10 |
| 2.2. | Technische Konvertierungsmengen | 14 |
| 2.2.1. | Netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen..... | 14 |
| 2.2.2. | Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen..... | 15 |
| 2.2.3. | Transportkonvertierung..... | 16 |
| 2.3. | Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen | 19 |
| 2.4. | Entwicklung der Regelenergiemengen im L-Gas | 22 |
| 2.5. | Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise | 23 |
| 3. | Evaluierung des Konvertierungssystems anhand der Indikatoren zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts | 24 |
| 3.1. | Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet..... | 25 |
| 3.2. | Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen | 26 |
| 3.3. | Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet..... | 27 |
| 3.4. | Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet..... | 28 |
| 4. | Kommerzielle Einschätzung | 30 |
| 4.1. | Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem | 30 |
| 4.2. | Stand Konvertierungskonto und Liquiditätspuffer | 33 |
| 5. | Notwendigkeit zur Beibehaltung des Konvertierungsentgelts | 35 |
| 5.1. | Risiken für die Versorgungssicherheit aufgrund der stark rückläufigen Produktion von L-Gas..... | 35 |
| 5.2. | Kosten des Konvertierungssystems | 36 |
| 6. | Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 | 38 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen..... | 11 |
| Abbildung 2: Bilanzielle netzweite Konvertierungsmengen..... | 12 |
| Abbildung 3: Marktverschiebung..... | 13 |
| Abbildung 4: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt..... | 15 |
| Abbildung 5: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt..... | 16 |
| Abbildung 6: Transportkonvertierung..... | 17 |
| Abbildung 7: Kommerzielle Konvertierungsmengen..... | 21 |
| Abbildung 8: Entwicklung Regelenergiemengen L-Gas..... | 22 |
| Abbildung 9: Physische Einspeisemengen | 23 |
| Abbildung 10: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz | 25 |
| Abbildung 11: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz | 26 |
| Abbildung 12: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz | 27 |
| Abbildung 13: Entwicklung Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz | 29 |
| Abbildung 14: Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse | 31 |
| Abbildung 15: Entwicklung Konvertierungskonto | 34 |
| Abbildung 16: Bilanzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte) | 39 |
| Abbildung 17: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)..... | 39 |
| Abbildung 18: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte) | 40 |
| Abbildung 19: Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte) | 40 |
| Abbildung 20: Kommerzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte) | 41 |
| Abbildung 21: Kommerzielle Konvertierungskosten (inkl. vorläufiger Werte)..... | 41 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Bilanzielle Nettokonvertierungsmengen | 10 |
| Tabelle 2: Entwicklung Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage..... | 31 |
| Tabelle 3: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer..... | 34 |

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 konstruierte 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 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. Der vorliegende Evaluierungsbericht betrachtet die Entwicklung des Konvertierungssystems im Marktgebiet Trading Hub Europe 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.

Durch die Zusammenlegung der L-Gasnetze der GASPOOL und NCG in Verbindung mit der fortschreitenden Einschränkung von Gaslieferungen aus der Russische Föderation und gleichzeitigem Anstieg der Einspeisung von Flüssigerdgas (LNG) aus den Niederlanden ergibt sich eine stark veränderte Flusssituation im Netz des THE-Marktgebietes. Dies hat zu Auswirkungen auf die Hauptkonvertierungsrichtung sowie auf die sich ergebenden Kosten. Großen Einfluss auf die Kosten und Erlöse im Konvertierungssystem hat die allgemeine Gaspreisentwicklung aufgrund der Kriegshandlungen im Rahmen des russischen Überfalls auf die Ukraine.

Die geänderte Flusssituation im THE-Marktgebiet führte insgesamt dazu, dass die Konvertierung in der vom anreizorientierten Konvertierungsentgelt betroffenen Richtung H-Gas zu L-Gas stark zurückgegangen ist. Nahezu sämtliche Kosten seit 2022 im Zusammenhang mit dem Konvertierungssystem entstanden aufgrund von Konvertierung in der Gegenrichtung (L-Gas zu H-Gas). THE hat daher den bei der Ableitung des Entgeltes angenommenen systemverträglichen Anteil von 20 % auf 50 % erhöht. Dies führt

zu einer deutlichen Absenkung des anreizorientierten Konvertierungsentgeltes ab dem Gaswirtschaftsjahr 2023/24 auf 0,21 EUR/MWh; auch die Konvertierungsumlage konnte wieder auf 0,00 EUR/MWh abgesenkt werden.

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 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 auch entsprechende Darstellungen 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. Während sich im GWJ 2020/21 die Netto-Konvertierungsrichtung einmalig drehte, so dass die Konvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas überwog, ist seit dem GWJ 2021/22 vorwiegend wieder eine bilanzielle Konvertierung in Richtung L-Gas nach H-Gas zu verzeichnen. In Tabelle 1 werden pro Gaswirtschaftsjahr die Konvertierungsentgelte für die Altmarktgebiete bzw. ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE sowie die sich rechnerisch für ein gesamtdeutsches Marktgebiet ergebenden bilanziellen Netto-Konvertierungsmengen aufgelistet.

Die bilanziellen Konvertierungsmengen werden in Abbildung 1 dargestellt. Die Darstellung erfolgt bis zum GWJ 2020/21 je Altmarktgebiet und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE; 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

| 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 |
| 1.10.2021 - 30.09.2022 | THE: 0,45 EUR/MWh | 34.983 GWh | L → H |
| 1.10.2022 – 30.09.2023 | THE: 0,45 EUR/MWh | 89.087 GWh | L → H |

Tabelle 1: Bilanzielle Nettokonvertierungsmengen

von 22 TWh über 15 TWh auf 12 TWh (GWJ 17/18, 18/19, 19/20)) zeigte sich im GWJ 2020/21 in beiden Altmarktgebieten eine deutliche Steigerung der Mengen auf zusammen über 41 TWh. Im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 sind die Werte im Marktgebiet THE dagegen wieder deutlich gesunken, so dass sich mit Ausnahme des GWJ 2020/21 der Trend der abnehmenden bilanziellen Konvertierungsmengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas weiter fortgesetzt hat. So lagen die bilanziellen Konvertierungsmengen im GWJ 2021/22 bei 11,5 TWh und im letzten GWJ sogar nur noch bei 9 TWh.

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 GWJ 2020/21 auf 17 TWh. Doch ebenso wie bei der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas stellte das GWJ 2020/21 auch in der Richtung von L-Gas nach H-Gas eine Ausnahme dar und die bilanziell konvertierten Mengen stiegen im GWJ 2021/22 mit über 46 TWh wieder annähernd auf das nach Wegfall des Konvertierungsentgeltes anfänglich hohe Niveau des GWJ 2018/19. Im letzten GWJ haben sich die Konvertierungsmengen jedoch noch einmal mehr als verdoppelt und lagen letztlich bei 98 TWh.

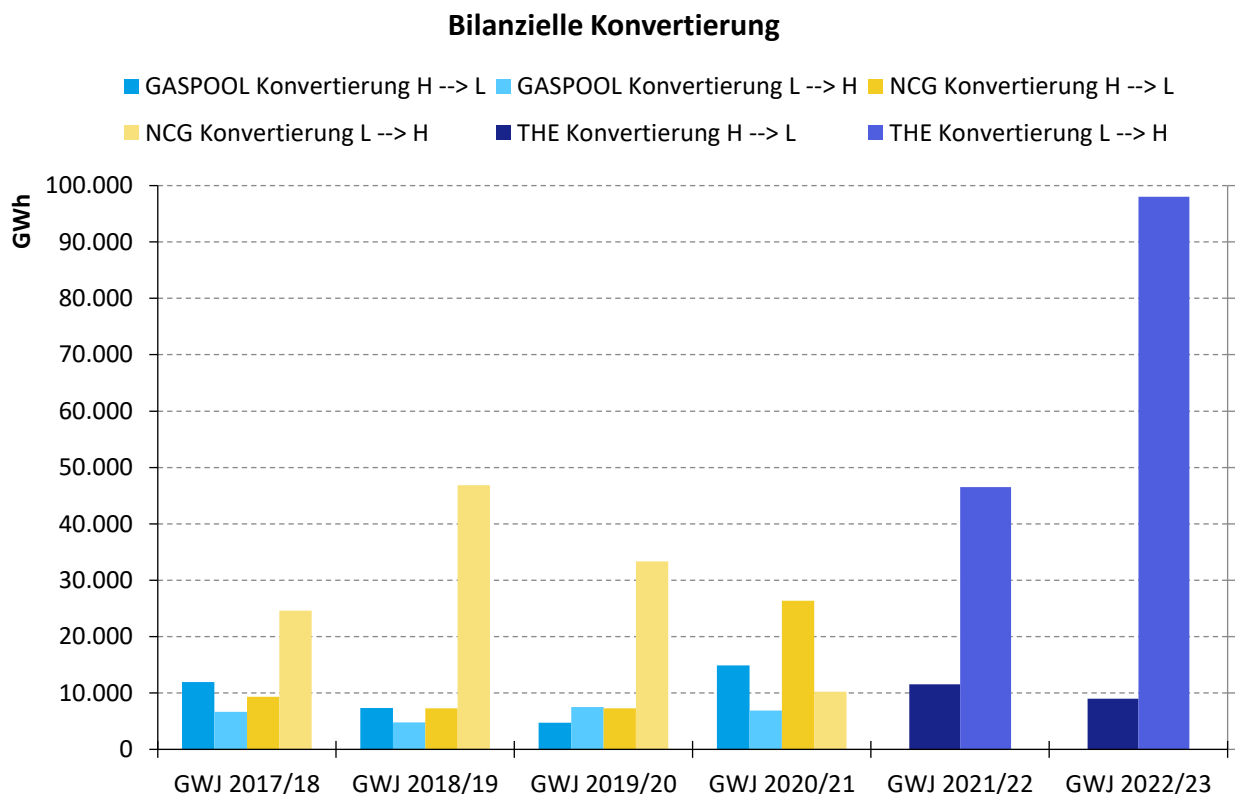


Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen

Bilanzielle netzweite Konvertierung

Die bilanzielle netzweite Konvertierung folgt dem Verlauf der bilanziellen Konvertierung mit aufgrund von Netting-Effekten entsprechend geringeren Mengen. Im letzten Gaswirtschaftsjahr sind die Mengen der bilanziellen netzweiten Konvertierung ebenfalls sehr hoch. Dies ist im Wesentlichen begründet durch die ganzjährig sehr stark einseitige bilanzielle Konvertierung von L-Gas nach H-Gas je nach Bilanzkreisverbund; es kommt kaum zu kompensierenden Effekten bei netzweiter Betrachtung.

Die bilanziellen netzweiten Konvertierungsmengen (Ist-Konvertierung) werden in Abbildung 2 dargestellt. Die Darstellung erfolgt bis zum GWJ 2020/21 je Altmarktgebiet und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE; 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.

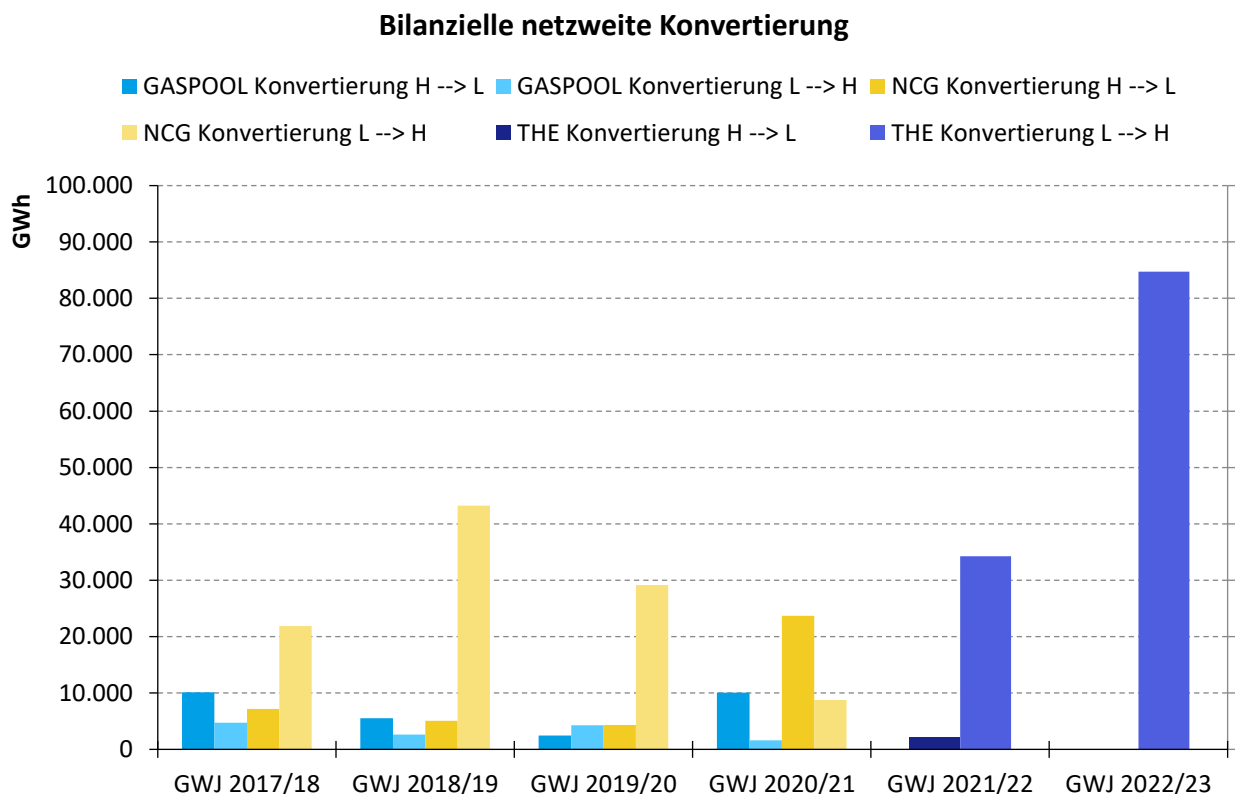


Abbildung 2: Bilanzielle netzweite Konvertierungsmengen

Da sich bis auf einen leichten Abwärtstrend aufgrund der Marktraumumstellung die Ausspeisemengen in beiden Netzgebieten relativ gleichförmig entwickeln, zeigen sich die Veränderungen in den bilanziellen Konvertierungsmengen in ähnlicher Form auch in der Marktverschiebung. Während für die Kenngröße in Richtung H-Gas nach L-Gas im GWJ 2020/21 ein deutlicher Anstieg auf ca. 20 % je Altmarktgebiet zu verzeichnen ist (die bisherige höchste Marktverschiebung im NCG-Marktgebiet aus dem Gaswirtschaftsjahr 2015/16 von ebenfalls ca. 20 % wird somit erreicht), sinkt die Marktverschiebung in Richtung H-Gas nach L-Gas für das Marktgebiet THE in den letzten beiden Gaswirtschaftsjahren deutlich und erreicht in beiden Jahren einen Wert von nur noch ca. 7 %. Die zuvor gesunkene Marktverschiebung in der Gegenrichtung L-Gas nach H-Gas zum H-Gasabsatz in beiden Altmarktgebieten ist stattdessen im letzten Gaswirtschaftsjahr deutlich gestiegen und erreicht im Marktgebiet THE einen neuen Höchststand von 9 %.

Die Entwicklung der Marktverschiebung wird in Abbildung 3 dargestellt. Die Darstellung erfolgt bis zum GWJ 2020/21 je Altmarktgebiet und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE; 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.

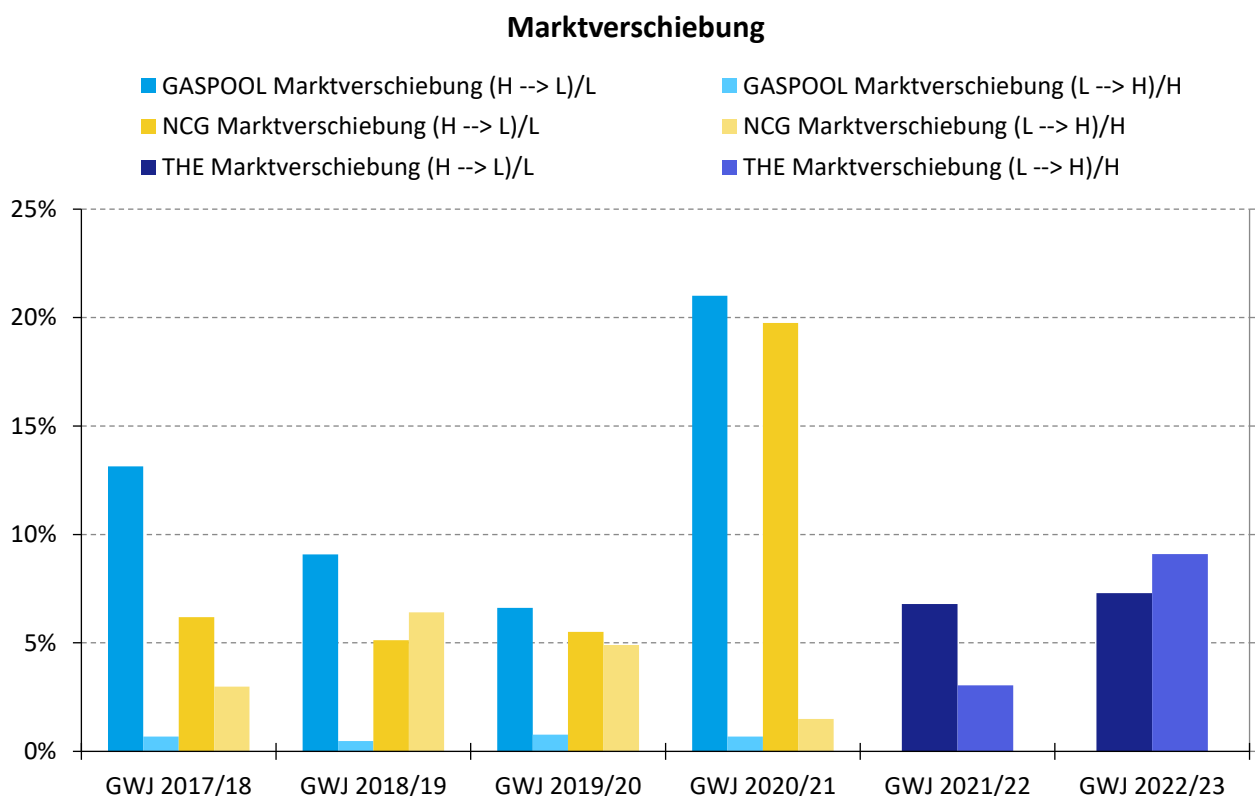


Abbildung 3: Marktverschiebung

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 Marktgebiet THE verfügen die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD), die Nowega GmbH (Nowega), die Open Grid Europe GmbH (OGE) und die Thyssengas GmbH (TG) über technische Konvertierungsanlagen. Die GUD verfügt über Beimischpotentiale im eigenen Netz (sowohl in der Richtung von H-Gas nach L-Gas als auch in der Gegenrichtung) und die Nowega über eine Konditionierungsanlage (in der Richtung von H-Gas nach L-Gas) in Verbindung zur GASCADE Gastransport GmbH. 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.

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 beigemischt werden dürfen. Im Altmarktgebiet GASPOOL sind diese Restriktionen aufgrund des hohen Anteils an in Deutschland gefördertem Erdgas nicht so stark ins Gewicht gefallen. 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, bis zum GWJ 2020/21 je Altmarktgebiet und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE 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.

Der Anteil der technischen Konvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas, der in den vergangenen Geschäftsjahren in den Altmarktgebieten vorwiegend dominiert hat, macht im GWJ 2022/23 im Marktgebiet THE nur noch einen kleinen Anteil an der technischen Konvertierung aus. Die Menge der technischen Konvertierung in Richtung L-Gas nach H-Gas ist hingegen deutlich angestiegen und hat mit ca. 8 TWh einen neuen Rekordwert erreicht.

2.2.2. Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen

Im Marktgebiet THE wird – wie zuvor seit Januar 2018 im Altmarktgebiet GASPOOL – für die Durchführung von Konvertierungsmaßnahmen auch auf eine technische Konvertierungsanlage im Netz der Nowega zurückgegriffen, welche netzentgeltseitig nicht vollständig berücksichtigt ist. Mittels einer Zumischung von Stickstoff zum H-Gas produziert diese technische Konvertierungsanlage L-Gas. Darüber hinaus bestehen keine Vereinbarungen der THE mit Dritten über die Nutzung von technischen Konvertierungsanlagen, die nicht bereits über die Netzentgelte abgedeckt sind. THE prüft grundsätzlich, ob und inwieweit zusätzliche technische Konvertierungskapazitäten von Dritten verfügbar wären und zu welchen vertraglichen Bedingungen diese durch THE genutzt werden könnten.

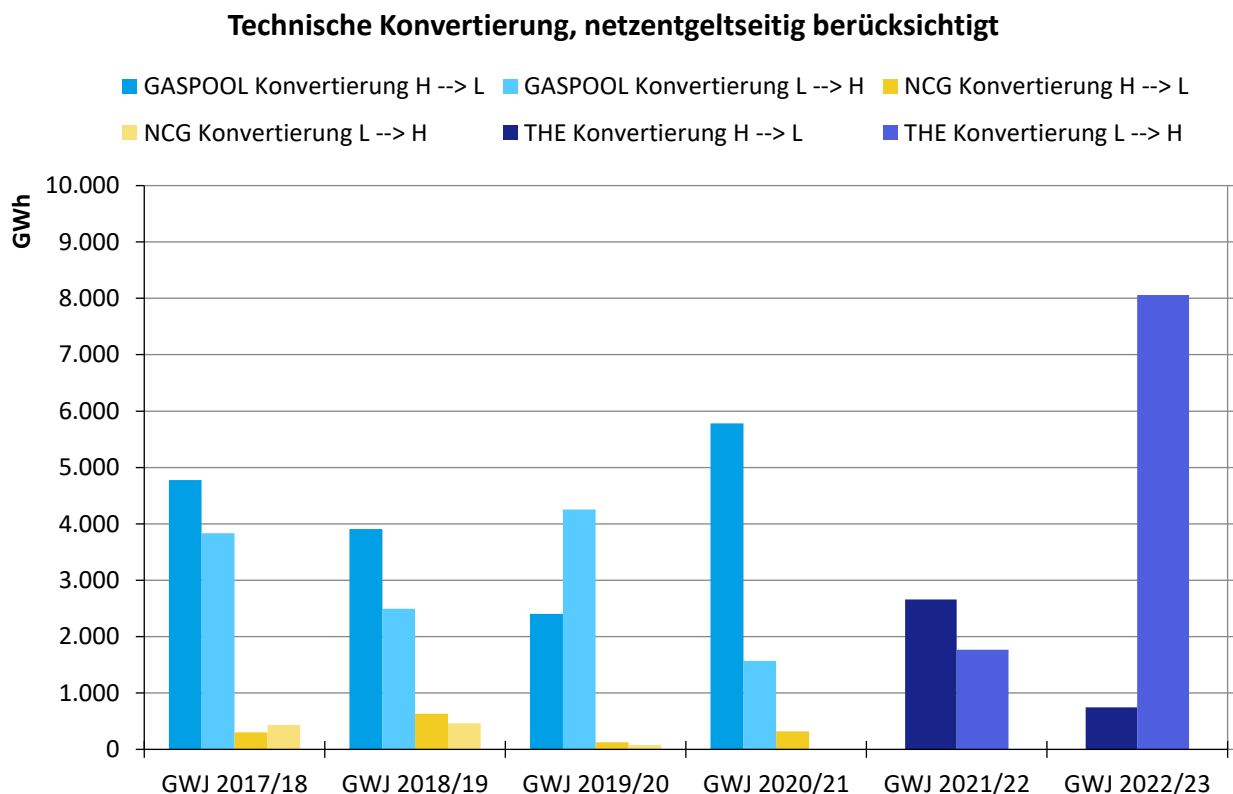


Abbildung 4: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt

Während im Rahmen der Nutzung dieser Anlage im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 noch eine technische Konvertierungsmenge von ca. 80 GWh zu verzeichnen war, hat in den letzten beiden Gaswirtschaftsjahren keine kostenpflichtige Nutzung der Anlage stattgefunden. Der Abruf der Anlage ist in der Konvertierungs-MOL („Merit Order List“; Abrufreihenfolge) preisoptimal eingereicht. Wenn andere Möglichkeiten der Konvertierung günstiger sind, kommt die Anlage nicht zum Einsatz.

Abbildung 5 stellt die technischen Konvertierungsmengen, deren Kosten nicht bereits netzentgeltseitig berücksichtigt sind, bis zum GWJ 2020/21 je Altmarktgebiet und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE dar; wobei im Altmarktgebiet 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.

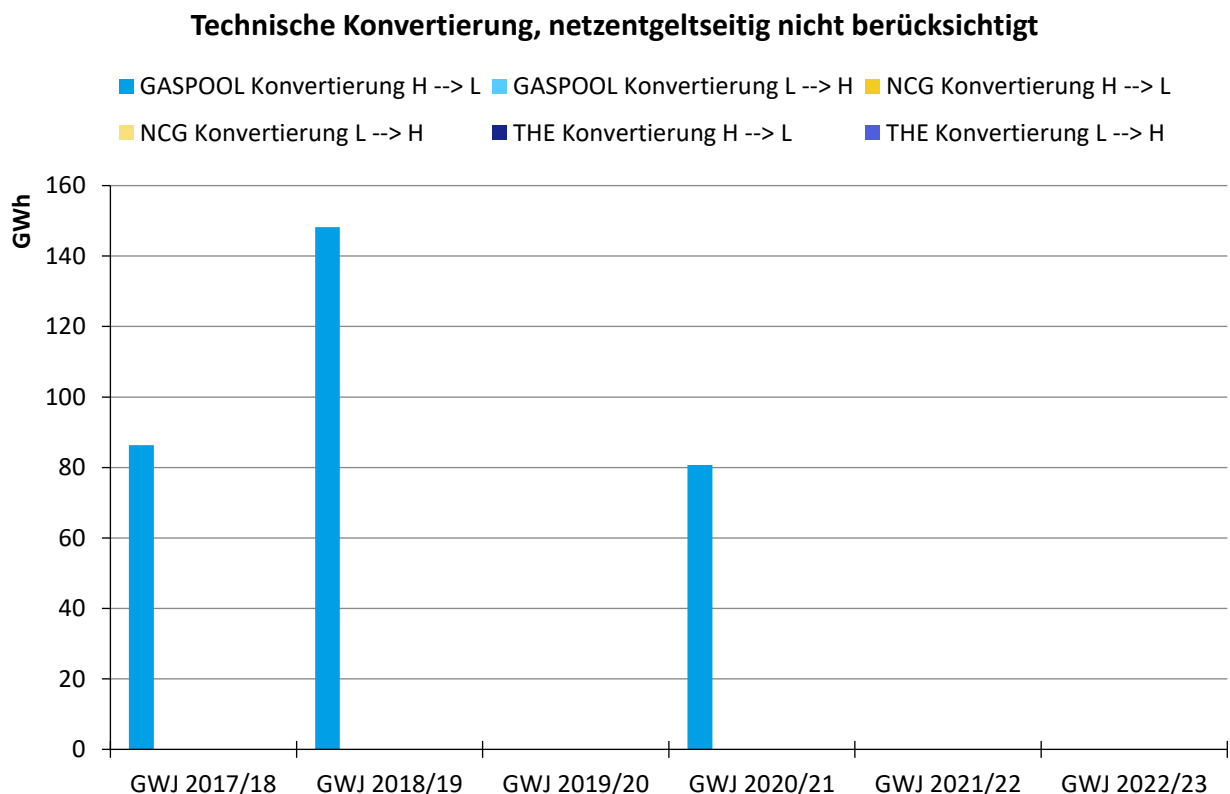


Abbildung 5: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt

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 bis zum GWJ 2020/21 je Altmarktgebiet und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE 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.

Nachdem im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 mit ca. 90 GWh über beide Marktgebiete die zu dem Zeitpunkt höchste bisherige Transportkonvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas zu verzeichnen war (der Anteil der Transportkonvertierung an der technischen Konvertierung blieb weiterhin sehr klein), ist der Wert im THE-Marktgebiet im GWJ 2021/22 nochmals gestiegen und erreicht ca. 150 GWh. Während in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren keine Transportkonvertierung in Richtung L-Gas nach H-Gas stattfand,

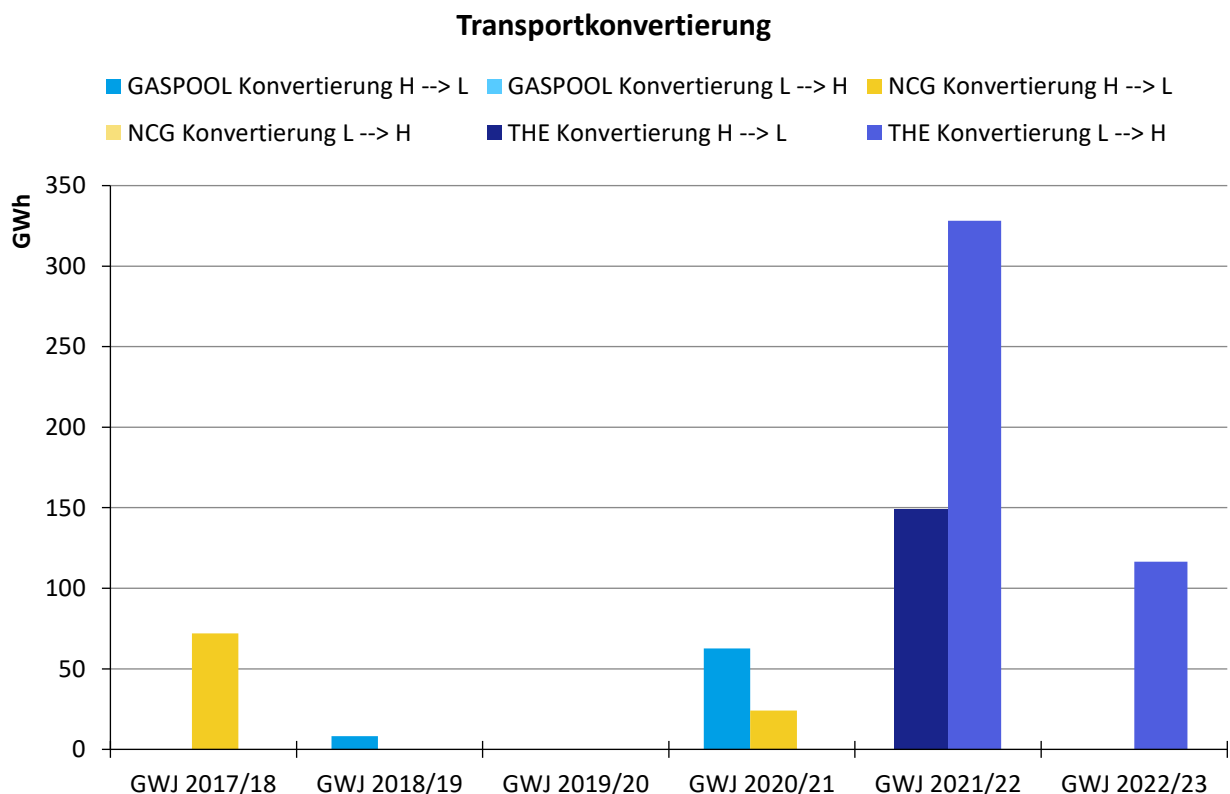


Abbildung 6: Transportkonvertierung

ist im GWJ 2021/22 erstmalig eine Transportkonvertierung in dieser Richtung zu verzeichnen (in Höhe von ca. 330 GWh). Im letzten Gaswirtschaftsjahr ging die Transportkonvertierung in Richtung L-Gas nach H-Gas auf ca. 120 GWh wieder deutlich zurück, während in Richtung H-Gas nach L-Gas keine Transportkonvertierung genutzt wurde.

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. Insbesondere ab der zweiten Hälfte des Gaswirtschaftsjahres 2020/21 waren beide Teilnetze im Wesentlichen überallokiert, da die SLP-Profile (Prognose des Gasverbrauchs für Kleingewerbe und Haushaltskunden) die zunehmenden Gassparmaßnahmen systematisch unberücksichtigt lassen.

Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen

Das Gaswirtschaftsjahr 2020/21 war durch eine starke Inanspruchnahme des Konvertierungssystems geprägt und verzeichnete die höchsten kommerziellen Konvertierungsmengen seit Beginn der qualitätsübergreifenden Marktgebiete. Im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 war die bilanzielle Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas stark rückläufig, sodass das Instrument der kommerziellen Konvertierung in

dieser Richtung nur in sehr geringem Umfang genutzt werden musste. Lediglich Ende November 2021 entstand in einer Woche ein signifikanter Bedarf von bis zu 150 GWh/Tag.

Die im letzten Gaswirtschaftsjahr mit getrennten Marktgebieten (GWJ 2020/21) stark gesunkene bilanzielle Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas stieg im darauffolgenden Gaswirtschaftsjahr (primär in der zweiten Hälfte der Konvertierungsperiode) wieder auf die aus den GWJ 2018/19 und 2019/20 bekannten Mengen. Im letzten Gaswirtschaftsjahr (GWJ 2022/23) verdoppelten sich die Mengen auf fast 100 GWh. Die hohe Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas resultierte in der Vergangenheit nur zu einem vergleichsweise geringen Anteil in kommerziellen Konvertierungsmengen. 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 den Marktgebietsverantwortlichen. Aufgrund der Integration des L-Gasnetzes der GASPOOL in Verbindung mit der geänderten Flusssituation und den Auswirkungen des Rückgangs der H-Gas-Importmengen aus Russland fällt das Einsparpotential seit dem Gaswirtschaftsjahr 2021/22 nicht so umfassend aus, wie es in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren im NCG-Marktgebiet üblich war. Im letzten Gaswirtschaftsjahr erreichten die kommerziellen Konvertierungsmengen in der Richtung L-Gas nach H-Gas einen auch richtungsunabhängig neuen Höchstwert von fast 24 TWh.

Abbildung 7 stellt die Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren bis zum GWJ 2020/21 je Altmarktgebiet und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE 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.

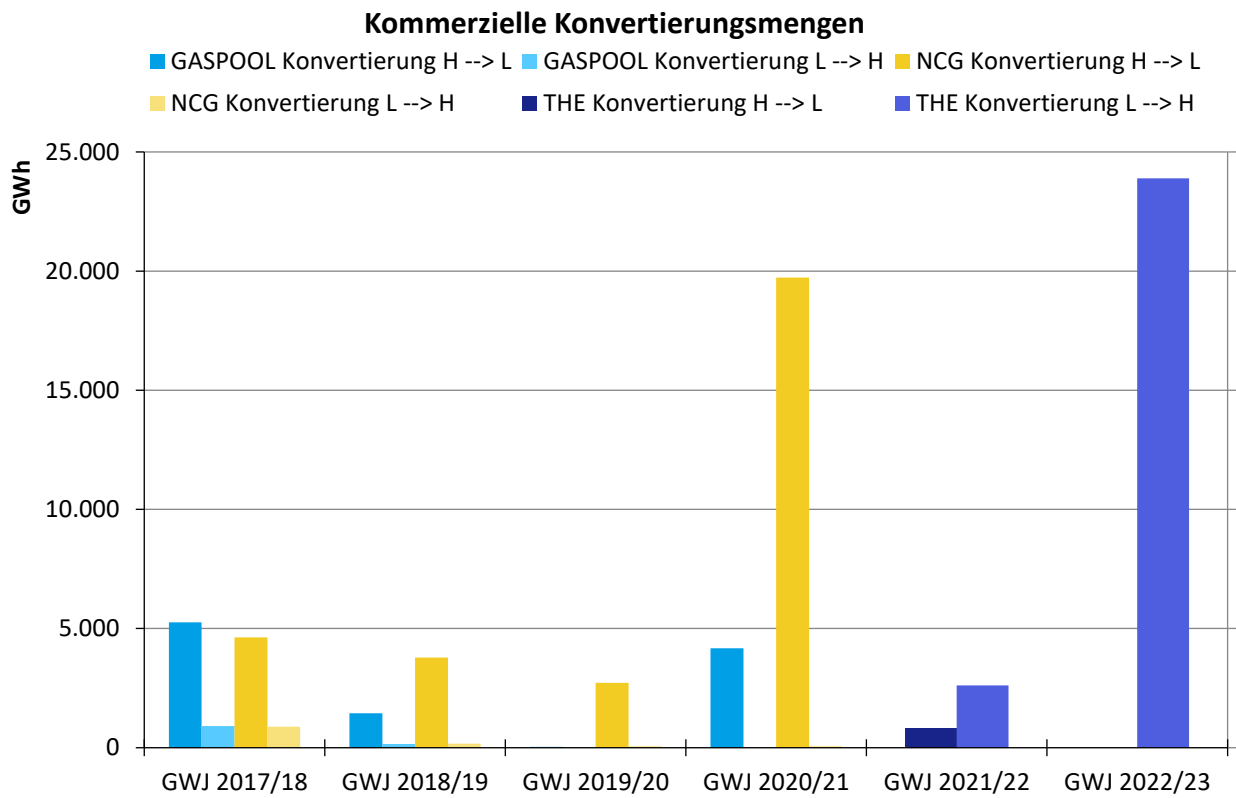


Abbildung 7: Kommerzielle Konvertierungsmengen

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.

Während die SystemBuy-Menge im L-Gas von 42 TWh (über beide Marktgebiete hinweg; ohne Berücksichtigung der Stundenprodukte zur untertägigen Strukturierung) im GWJ 2020/21 einen neuen Höchststand darstellte (der bisherige Höchstwert betrug 40 TWh für das Gaswirtschaftsjahr 2015/16), erreicht die SystemBuy-Menge im L-Gas im letzten Gaswirtschaftsjahr im Marktgebiet THE einen Wert von weniger als 200 GWh und damit einen neuen Niedrigstand im Vergleich zu den vergangenen Jahren in den Altmarktgebieten. Nachdem sich im GWJ 2021/22 die SystemSell-Menge im L-Gas im Vergleich zu den vier Gaswirtschaftsjahren 2017/18 bis 2020/21, bereits von ca. 3,3 TWh (im Mittel über beide Altmarktgebiete hinweg) auf nahezu 15 TWh mehr als vervierfacht hatte, zeigte sich im letzten GWJ erneut eine Verdreifachung auf 49 TWh. Wesentlicher Grund hierfür ist die systematische Überallokation der SLP-Mengen, deren synthetische Prognoseformeln die Gassparmaßnahmen nicht, bzw. nur zu einem geringen Teil berücksichtigen in Verbindung mit der aus dem Rückgang der Importmengen aus Russland resultierenden verstärkten Nutzung der L-Gas-Importe.

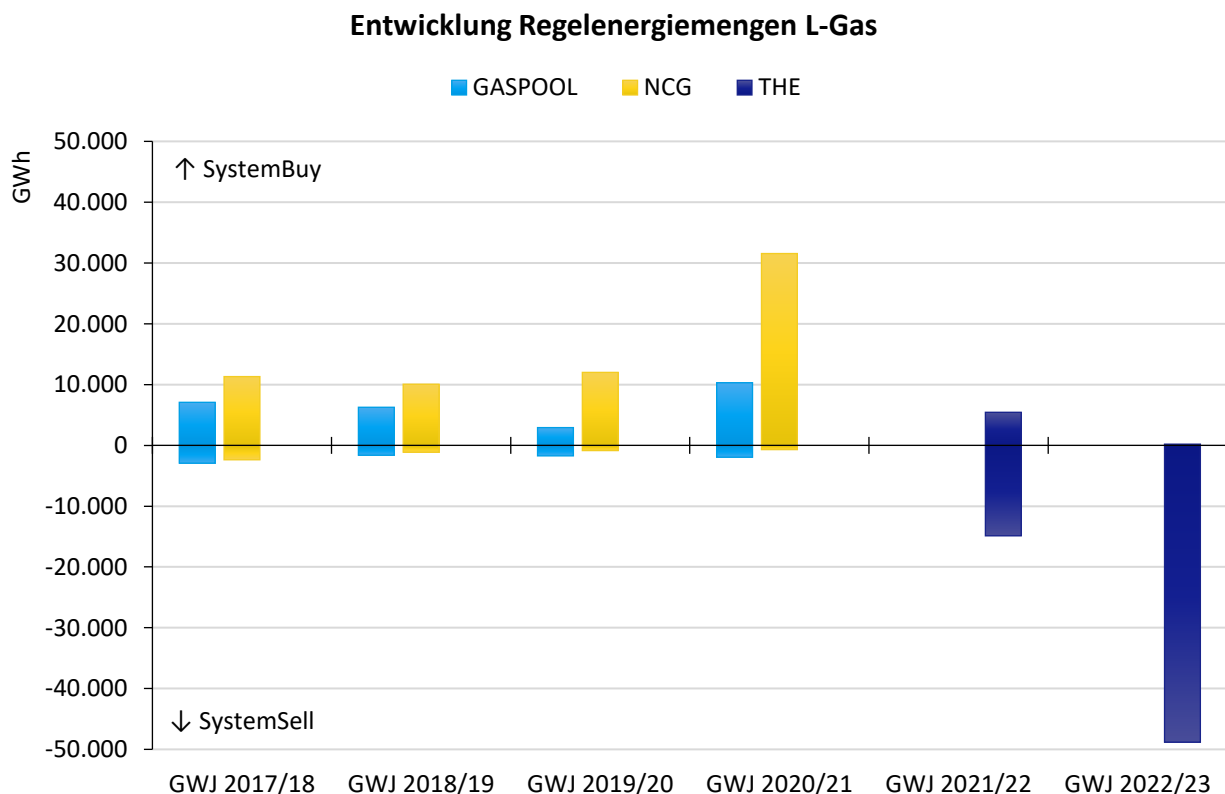


Abbildung 8: Entwicklung Regelenergiemengen L-Gas

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 Handlungspunkt und physische Einbringungen in einen BZK-Bilanzkreis.

Zwei Faktoren trugen maßgeblich zu einem deutlichen Absinken der physischen Einspeisemengen bei: Zum einen sanken aufgrund der gesunkenen Verbrauchsmengen im Zuge der im Kalenderjahr 2022 begonnenen Gassparmaßnahmen auch die Importmengen; zum anderen führt die geänderte Flussverteilung der europäischen Gasmengen resultierend aus dem russischen Lieferstopp zu einem starken Einbruch der Transitmengen durch Deutschland. Im Ergebnis sanken die physischen Einspeisemengen im letzten Gaswirtschaftsjahr entsprechend auf ca. 65 % des Fünfjahresmittels.

Die physischen Einspeisemengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren sind in Abbildung 9 je Altmarktgebiet bis zum GWJ 2020/21 und ab dem GWJ 2021/22 für das Marktgebiet THE dargestellt. Betrachtet wurden hierfür die Zeitreihentypen „Entryso“, „Entry Biogas“ und „Entry Wasserstoff“. Eine Konvertierungsumlage wurde erst wieder mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2022/23 erhoben (siehe hierzu auch Kapitel 4. Kommerzielle Einschätzung).

Physische Einspeisemengen über alle Bilanzkreise

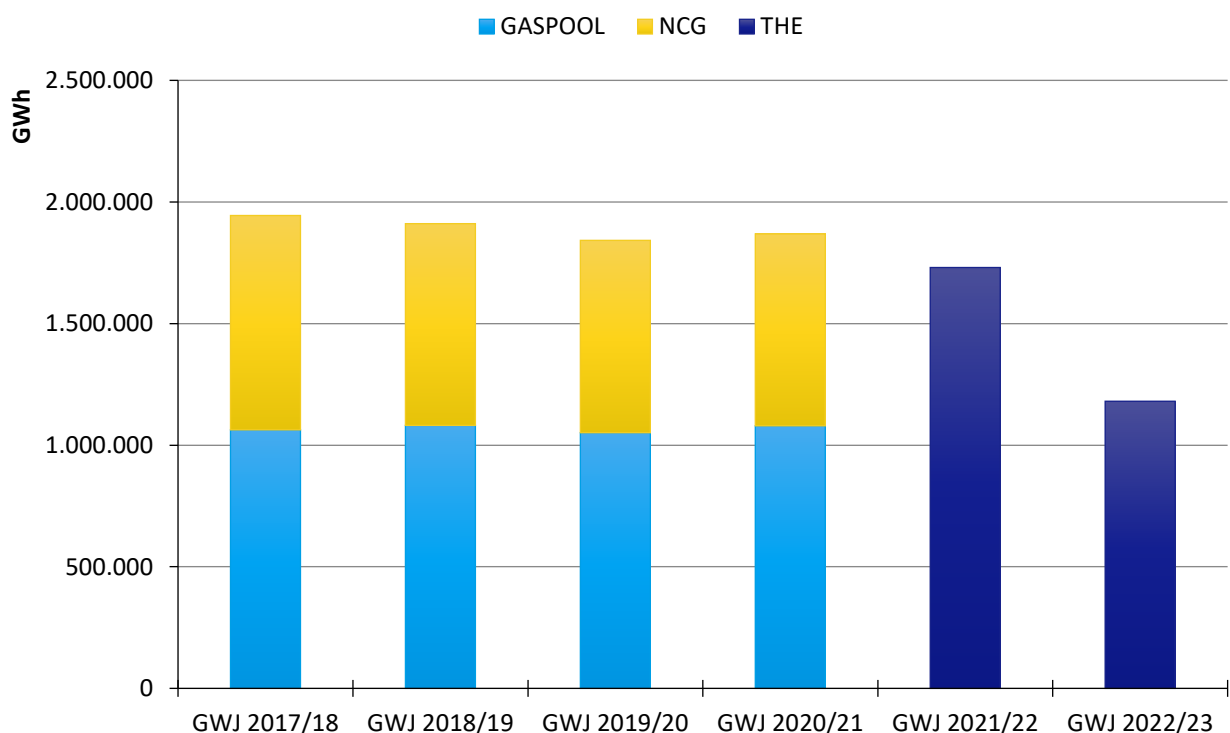


Abbildung 9: Physische Einspeisemengen

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)

Allgemein ist anzumerken, dass die Indikatoren ausschließlich zur Bewertung der Inanspruchnahme des Konvertierungssystems in der Richtung H-Gas zu L-Gas fungieren. Ab dem Juni 2022 wird das Konvertierungssystem jedoch durch Konvertierung in der Gegenrichtung dominiert. So entstanden sämtliche durch kommerzielle Konvertierung angefallenen Kosten in Höhe von über 170 Mio. EUR aus Maßnahmen in der Richtung von L-Gas zu H-Gas.

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 2019 je Altmarktgebiet und ab Oktober 2021 für das Marktgebiet THE der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat je Altmarktgebiet bzw. im Marktgebiet THE 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 September 2021 wird das Maximum von über 90 % erreicht. Während bereits im GWJ 2021/22 bei einem Konvertierungsentgelt von weiterhin 0,45 EUR/MWh im Marktgebiet THE signifikante Anteile der Bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz nur noch in vereinzelt Monaten zu verzeichnen waren, so sank dieser Anteil bei gleich bleibendem Konvertierungsentgelt im GWJ 2022/23 in allen Monaten auf 0 %, da es zu keiner bilanziellen netzweiten Konvertierung in der Richtung von H-Gas nach L-Gas kam. Die Hauptursache hierfür liegt in den eingestellten Gaslieferungen aus Russland, wodurch sich die Flussrichtung im europäischen Gasmarkt von Ost-West auf West-Ost gedreht hat.

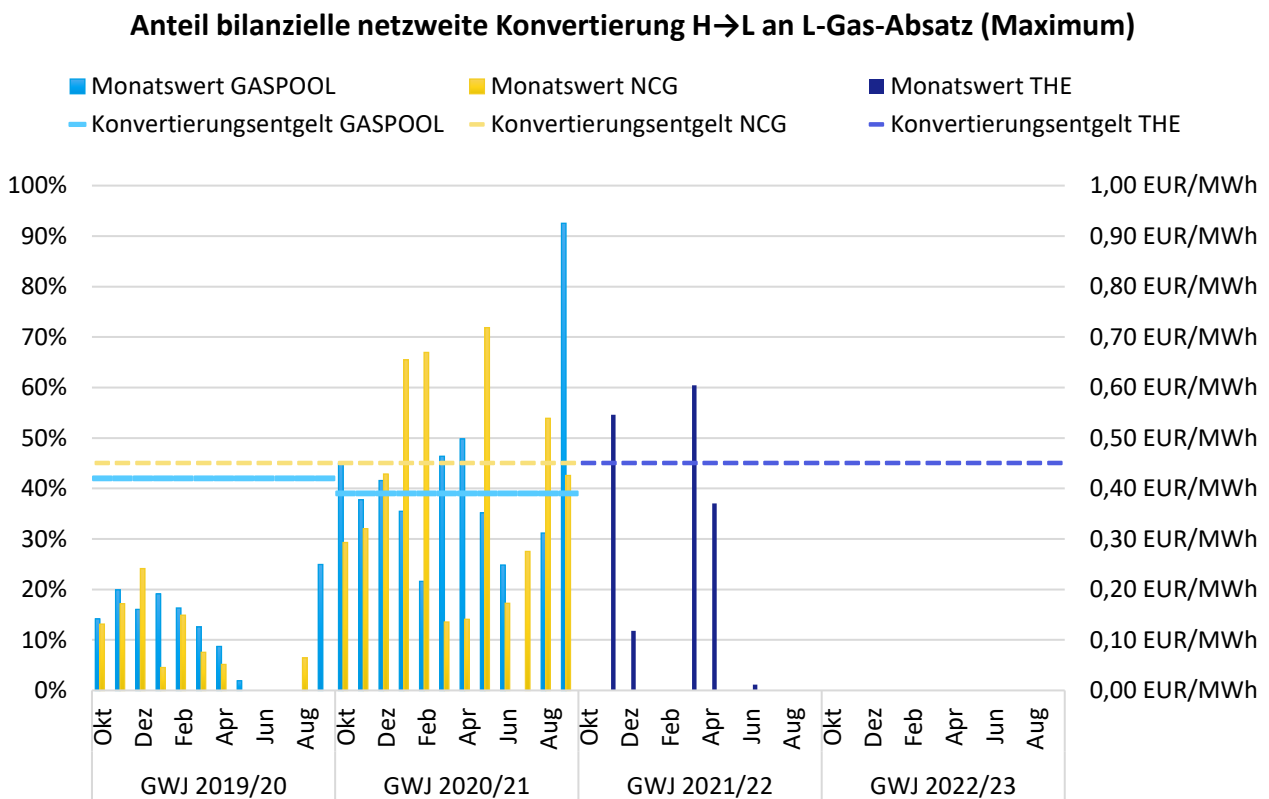


Abbildung 10: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz

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

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Kommerziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen (SystemBuy und SystemSell) der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 11 wird beginnend mit Oktober 2019 je Altmarktgebiet und ab Oktober 2021 für das Marktgebiet THE 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 Regelenergieaufkommens abhängig ist. Falls das Regelenergieaufkommen aufgrund anderer Einflüsse sehr hoch ist, würde trotz verhältnismäßig starkem Konvertierungsverhalten und entsprechender Kommerzieller Konvertierung immer noch ein vergleichsweise geringer Anteil am Gesamtregelenergieeinsatz entstehen.

Nichtsdestoweniger zeigt sich eine ähnliche Entwicklung in Indikator 2 wie in den übrigen Indikatoren: Im GWJ 2020/21 sind in den Altmarktgebieten vergleichsweise hohe Anteile der für kommerzielle Konvertierung aufgewendeten Regelenergie zu verzeichnen, welche zuletzt in den weiter zurückliegenden Entgeltperioden erreicht wurden. Die im Altmarktgebiet GASPOOL erreichten Werte von bis zu 40 % in

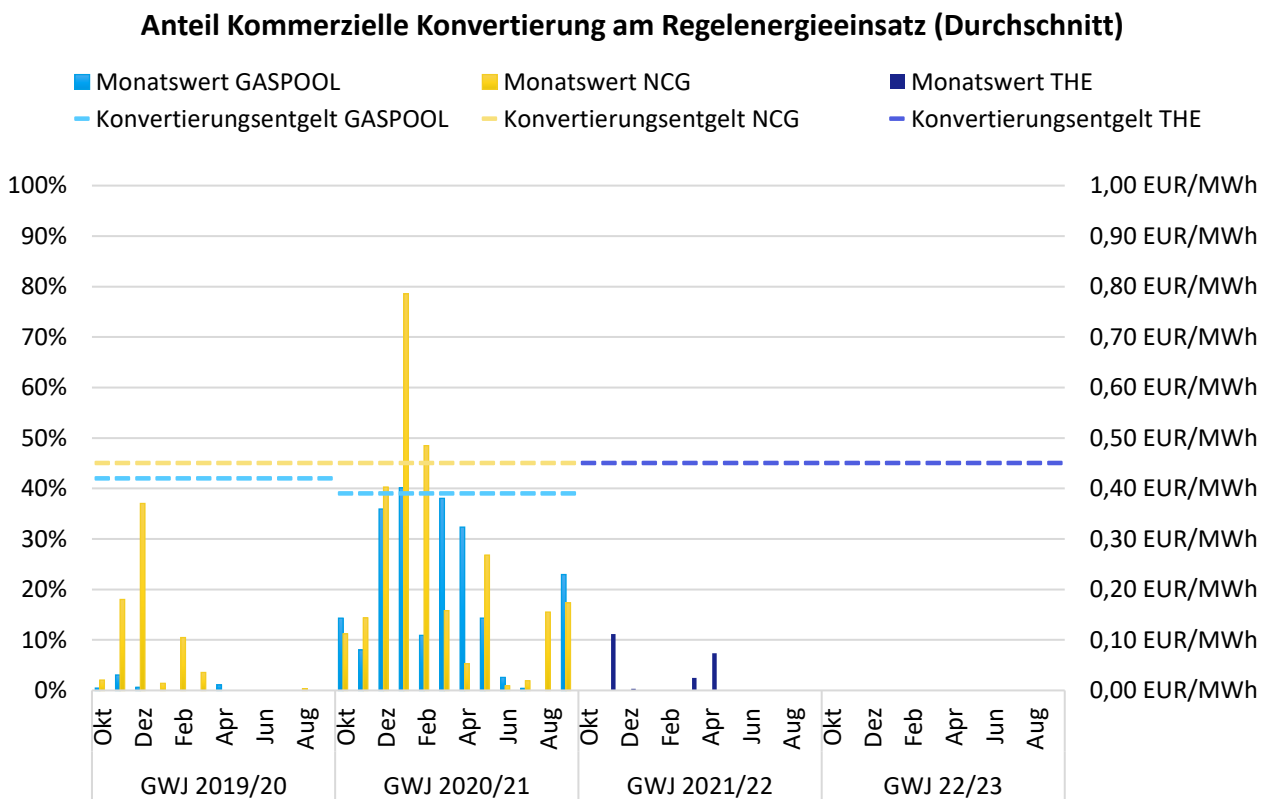


Abbildung 11: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz

mehreren Monaten sind die höchsten Mengen seit dem Gaswirtschaftsjahr 2017/18. Im Altmarktgebiet NCG hatte sich mit der kontinuierlichen Festlegung des Entgelts auf 0,45 EUR/MWh der Anteil der kommerziellen Konvertierung am Regelenergieeinsatz 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 Regelenergie von nahezu 80 % aus dem Jahr 2016 erneut erreicht wurde. Im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 sanken im Marktgebiet THE die Anteile bereits deutlich. Da es im GWJ 2022/23 zu keiner bilanziellen netzweiten Konvertierung von H-Gas nach L-Gas und daraus folgend auch zu keiner kommerziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas kam, lag der Anteil der Kommerziellen Konvertierung am Regelenergieeinsatz in allen Monaten bei 0 %.

3.3. Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens 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 2019 je Altmarktgebiet und ab Oktober 2021 für das Marktgebiet THE der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

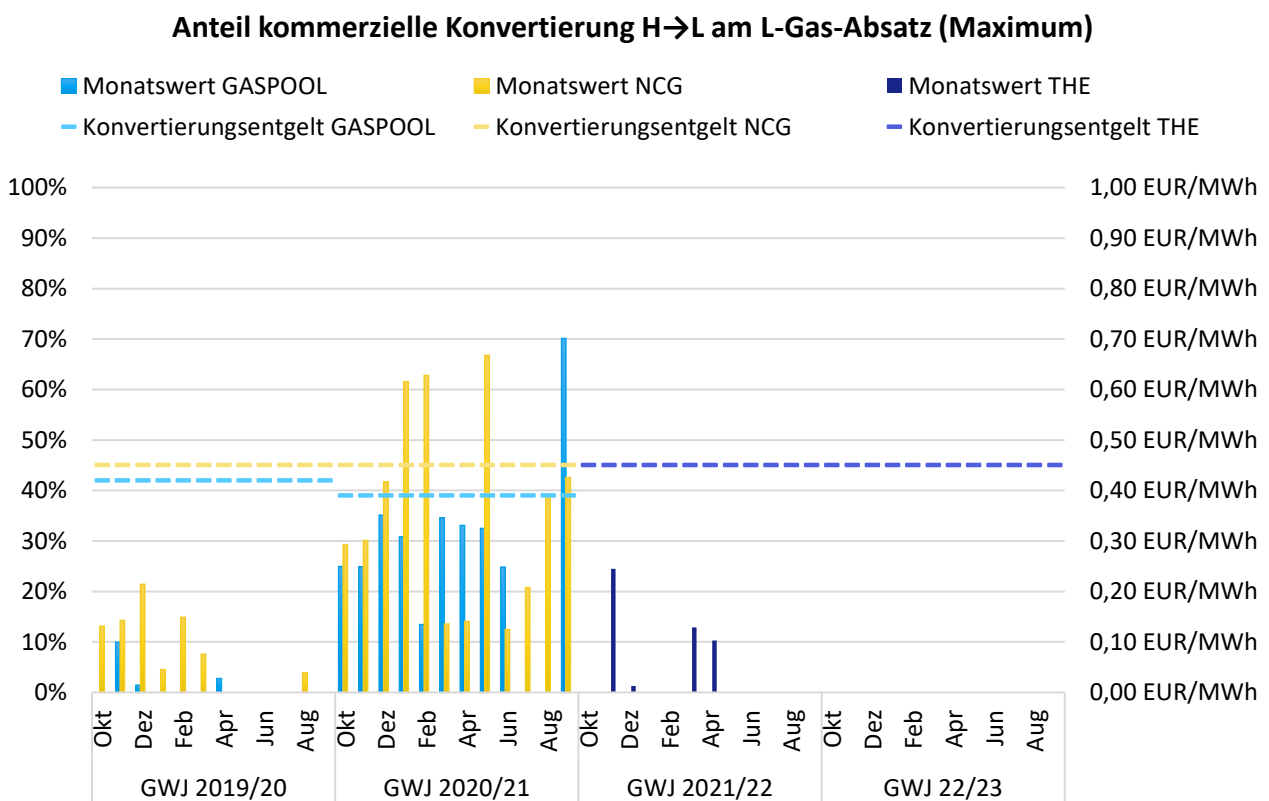


Abbildung 12: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz

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.

Im Altmarktgebiet GASPOOL stiegen die Anteile ab Oktober 2020 deutlich an. Vermutlich aufgrund des niedrigen Konvertierungsentgelts von 0,39 EUR/MWh hielt sich bis in den Sommer ein Monatswert zwischen 25 % und 35 %; im September 2021 wurde der bisherige Höchstwert von 70 % erreicht. 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 2020/21 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. Seit dem Gaswirtschaftsjahr 2021/22 geht der Trend im Marktgebiet THE hingegen zu immer kleineren Anteilen der kommerziellen Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas Absatz. Im letzten Gaswirtschaftsjahr kam es zu keiner kommerziellen Konvertierung in dieser Richtung, so dass in allen Monaten der Anteil bei 0 % lag.

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

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 13 wird beginnend mit Oktober 2019 je Altmarktgebiet und ab Oktober 2021 für das Marktgebiet THE 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 Regelenergie für die Versorgung der L-Gas-Kunden beschafft, auch wenn dem keine gegenläufige Kommerzielle Konvertierung zugrunde liegt. Der Anteil von 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: Die Anteile der Versorgung der L-Gas-Kunden durch Regelenergie sind im letzten Gaswirtschaftsjahr im Marktgebiet THE ebenfalls weiter zurückgegangen. Während im GWJ 2020/21 in wenigen Monaten Anteile von unter 30 % zu verzeichnen waren und in einigen Monaten sogar deutliche höhere Werte, so sinken diese seit dem GWJ 2021/22 stetig. Im letzten Gaswirtschaftsjahr lag der höchste Wert bei 18 % und nur in vier Monaten wurden überhaupt Werte über 10 % erreicht.

Die Anteile im Altmarktgebiet GASPOOL erreichten in den vergangenen Perioden selten 30 %, wobei diese mit Senkung des Entgelts im Oktober 2020 unmittelbar auf 50 % stiegen, danach teilweise kontinuierlich zwischen 30 % und 40 % blieben und gegen Ende des Gaswirtschaftsjahres einen neuen Höchstwert von ca. 90 % erreichten. Im Altmarktgebiet NCG befanden sich die maximalen Beschaffungsanteile durch die kontinuierliche Festlegung des Konvertierungsentgelts auf 0,45 EUR/MWh in der Regel in einem hin-

Anteil Regelernergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz (Maximum)

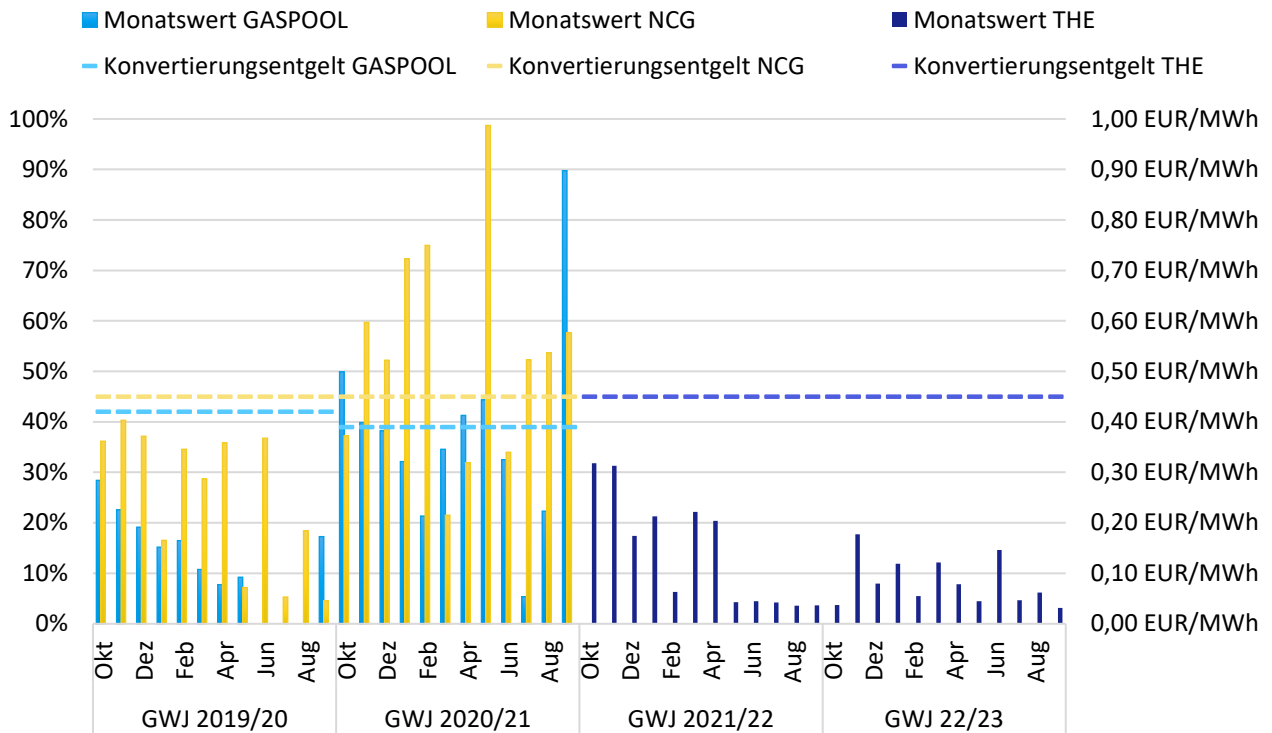


Abbildung 13: Entwicklung Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

nehmbaren 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 2020/21 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 gibt es nur in Einzelfällen; diese entstehen durch eine positive Preisdifferenz aus Regelenergieverkäufen und zeitgleichen Regelenergiekäufen (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.

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 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 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.

Tabelle 2 können die jeweils in den Altmarktgebieten und im Marktgebiet THE erhobenen Entgelte und Umlagen entnommen werden. In Abbildung 14 werden die Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt.

| Konvertierungsperiode | Konvertierungsentgelt | Konvertierungsumlage |
|------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| 1.10.2017 - 30.09.2018 | 0,450 / 0,450 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) | 0,022 / 0,00 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) |
| 1.10.2018 - 30.09.2019 | 0,450 / 0,450 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) | 0,017 / 0,15 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) |
| 1.10.2019 - 30.09.2020 | 0,420 / 0,450 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) | 0,075 / 0,00 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) |
| 1.10.2020 - 30.09.2021 | 0,390 / 0,450 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) | 0,005 / 0,00 EUR/MWh (GASPOOL/NCG) |
| 1.10.2021 - 30.09.2022 | 0,450 EUR/MWh | 0,00 EUR/MWh |
| 1.10.2022 - 30.09.2023 | 0,450 EUR/MWh | 0,38 EUR/MWh |

Tabelle 2: Entwicklung Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage

Während sich die Gesamtkosten im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 auf über 70 Mio. EUR belaufen – was bis dato den höchsten dem Konvertierungssystem zugeordneten Wert darstellte (in den Gaswirtschaftsjahren 2015/16 sowie 2017/18 lagen die Kosten über beide Marktgebiete summiert bei ca. 60 Mio. EUR) – betrugen die Kosten im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 über 560 Mio. EUR. Die Gesamtkosten haben sich demnach im Vergleich zum Vorjahr verachtfacht. Demgegenüber standen – im Wesentlichen aus Commodityverkäufen resultierende – ebenfalls stark gestiegene Erlöse in Höhe von über 525 Mio. EUR; die bisherige Höchstmarke von über 210 Mio. EUR (aggregiert über beide Marktgebiete) wurde – allerdings primär durch Einnahmen aus der Konvertierungsumlage – im GWJ 2018/19 erzielt.

Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse

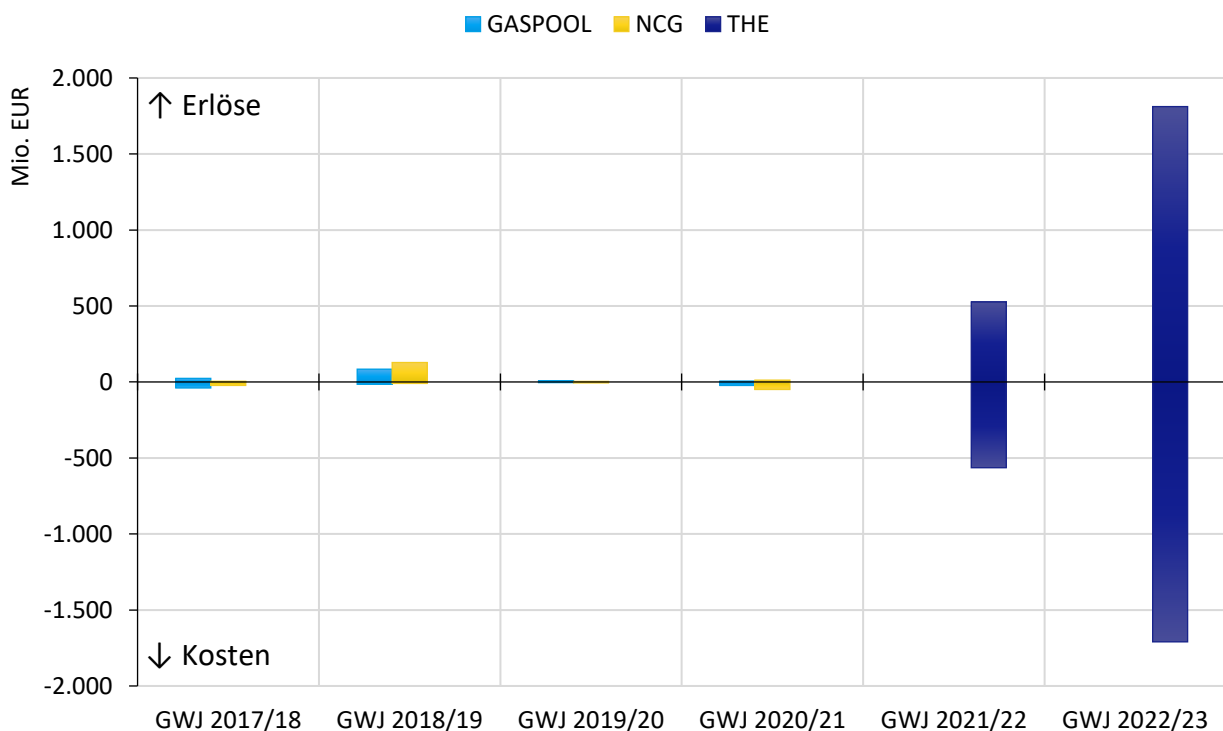


Abbildung 14: Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse

Beide neuen Höchstwerte im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 sind primär ein Ergebnis der rasant gestiegenen Gaspreise, die im August 2022 einen Höchststand von über 300 EUR/MWh erreichten. Dieser Trend setzte sich im letzten Gaswirtschaftsjahr nochmals deutlich intensiver fort. Die Kombination aus Rekordwerten bei bilanzieller Konvertierung, daraus resultierend hoher kommerzieller Konvertierung, bei weiterhin hohen Gaspreisen (sowohl für Kurzfristbeschaffung als auch bei Langfristverträgen) führten zu Gesamtkosten in Höhe von über 1,7 Mrd. EUR, denen jedoch ebenfalls stark gestiegene Erlöse in Höhe von über 1,8 Mrd. EUR gegenüberstehen.

4.2. Stand Konvertierungskonto und Liquiditätspuffer

Durch die Anpassung der Festlegung Konni Gas vom 21. Dezember 2016 ist es dem 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 den MGW (siehe Abbildung 15). 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.

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. Im GWJ 2022/23 ergaben sich Nettokosten von ca. 350 Mio. EUR, die durch Einnahmen aus der Konvertierungsumlage von ca. 450 Mio. EUR kompensiert wurden. Insgesamt sind die Kosten im Konvertierungssystem aufgrund des Kriegsausbruchs in der Ukraine und den damit zusammenhängen Marktunsicherheiten deutlich gestiegen. Die Risiken aus den Preisentwicklungen sind entsprechend im Liquiditätspuffer zu berücksichtigen. Hinzu kommen wiederkehrend 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 oder über 100 Mio. EUR im April 2022). 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 Konvertierungskontos im Marktgebiet THE für das GWJ 2022/23 betrug Ende September 2023 253,1 Mio. EUR. Im vergangenen Gaswirtschaftsjahr war Ende September 2022 mit 151,4 Mio. EUR noch ein geringerer Kontostand zu verzeichnen.

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 Beendigung der Förderung von L-Gas in den Niederlanden aus dem Produktionsfeld in Groningen ein besonderes Preisrisiko, welches durch die gestiegenen Beschaffungspreise noch verschärft wurde. 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. Zudem könnte sich durch die hohen Marktpreise der Spread zwischen Einkauf und Verkauf erhöhen. Um dennoch die Versorgungssicherheit im Bereich L-Gas darstellen zu können, wird das mögliche Risiko im aktuellen Liquiditätspuffer berücksichtigt.

Entwicklung Konvertierungskonto

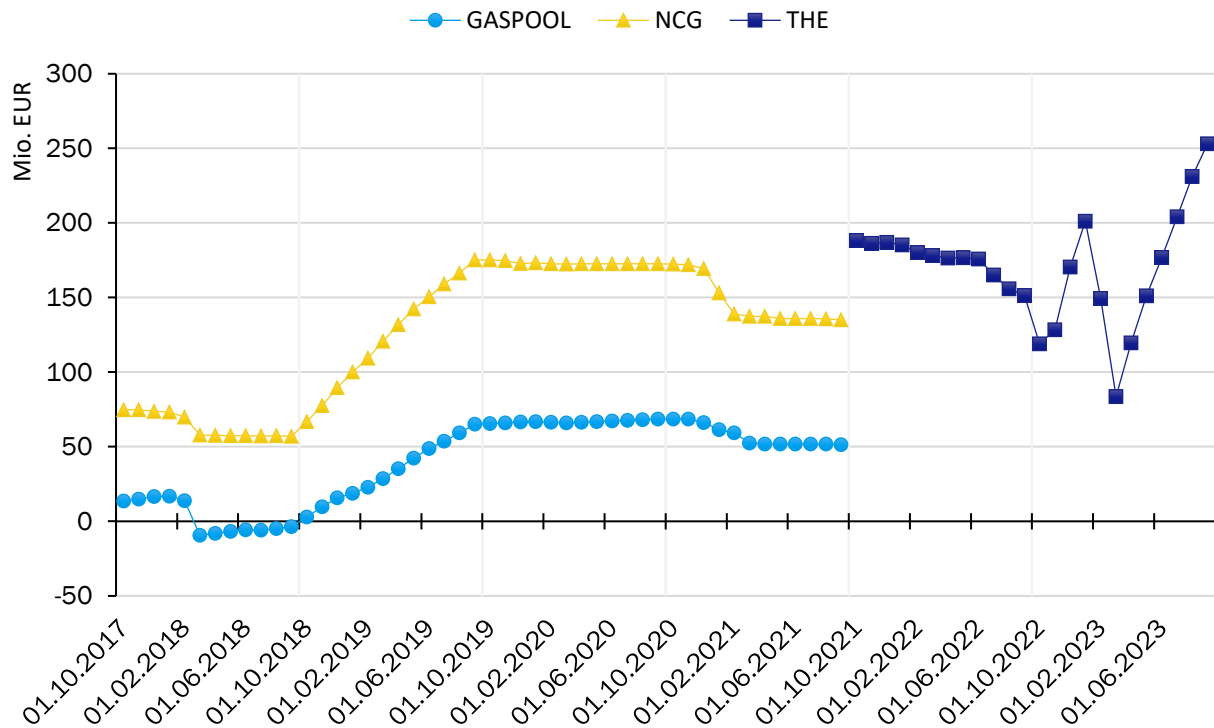


Abbildung 15: Entwicklung Konvertierungskonto

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 2023/24 strebt THE einen **Liquiditätspuffer in Höhe von 223 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 |
| LTO | Unsicherheiten, insb. aufgrund von Preis- und Mengenrisiken | Mittel |
| Marginerhöhung | Marginanforderung aufgrund erhöhtem RE-Bedarf/-Kosten | Mittel |
| Sonstige Risiken | Rechtsstreitigkeiten, Zahlungsverzögerungen, | Gering |

Tabelle 3: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer

¹ Die Bewertung der Einzelrisiken ergibt sich aus der Relation des jeweiligen Einzelrisikos zum Liquiditätspuffer 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 Förderolumens 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 (ursprünglich geplant für April 2022) sollte die Förderung im Jahr 2022 eingestellt werden. Für 2023 hat die niederländische Regierung die Förderung auf 2,8 bcm/a begrenzt⁴. Seit dem 1. Oktober 2023 wird kein Gas mehr in Groningen gefördert. Zeitgleich ging die Stickstoffbeimischungsanlage „Zuidbroek II“ in Betrieb, um durch technische Konvertierung L-Gas bereitzustellen. Eine weitere Förderung soll nur gemäß eines Notfallplans möglich sein.⁵

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.

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>)

⁴ Groningen gas field on the back burner in October (<https://www.government.nl/latest/news/2022/06/20/groningen-gas-field-on-the-back-burner-in-october>)

⁵ Afbouw Gaswinning Groningen (Nur Niederländisch, <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/afbouw-gaswinning-groningen>)

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.

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. 2021/22 entstanden mit ca. 38 Mio. EUR bei moderaten Mengen und gleichzeitig hohen Preisen erneut signifikante Kosten (bereits unter Berücksichtigung der Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt in Höhe von ca. 5 Mio. EUR). Da keine Konvertierungsumlage erhoben wurde, sank der Liquiditätspuffer im Konvertierungskonto, welcher finanzielle Risiken aus dem Konvertierungssystem abschwächt. Dies und die allgemeine geopolitische Lage mit ihren Auswirkungen auf die Gaspreise führte zu einer dringend notwendigen Erhebung der Konvertierungsumlage für das GWJ 2022/23. Da die in den letzten beiden Gaswirtschaftsjahren anfallenden Kosten durch die Einnahmen im GWJ 2022/23 kompensiert werden konnten, konnte die Konvertierungsumlage für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2023/24 wieder auf 0 EUR/MWh abgesenkt werden.

Nichtsdestotrotz haben die Erfahrungen im Marktgebiet NCG aus dem Frühjahr 2016 sowie die in beiden Marktgebieten gegen Ende stark gestiegenen Konvertierungsmengen 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. 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.

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. THE hat basierend auf den geänderten Flussverläufen im deutschen Gasnetz den bei der Ableitung des Entgeltes angenommenen systemverträglichen Anteil von 20 % auf 50 % erhöht.

In der umgekehrten Konvertierungsrichtung (L-Gas nach H-Gas) bestanden 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 in der Vergangenheit vergleichsweise gering. Seit dem Gaswirtschaftsjahr 2021/22 stiegen jedoch sowohl die Kosten für Transportkonvertierung als auch die der kommerziellen Konvertierung in der Richtung von L-Gas nach H-Gas auf neue Rekordwerte.

Seit Juni 2022 entstanden dem Konvertierungssystem bis einschließlich September 2023 allein durch kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen 169 Mio. EUR Kosten (davon 144 Mio. EUR im letzten Gaswirtschaftsjahr). Hinzu kommen anteilige Kosten für Langfristverträge in Höhe von 207 Mio. EUR (davon 205 Mio. EUR in GWJ 2022/23). Die Auswirkungen des ab dem Gaswirtschaftsjahr 2023/24 auf 0,21 EUR/MWh gesenkten Konvertierungsentgeltes auf diese Entwicklung bleiben abzuwarten (siehe auch das folgende Kapitel „Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2023/2024“).

6. Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2023/2024

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 2023/24 entsprechend mit Vorbehalt zu interpretieren. Stichtag der Datenerhebung ist der 23. Januar 2024.

In Bezug auf die bilanziell konvertierten Mengen (siehe Abbildung 16) ist zu beobachten, dass die Mengen in der Richtung H-Gas zu L-Gas seit Absenkung des Konvertierungsentgeltes in dieser Richtung zum 1. Oktober 2023 kontinuierlich jeden Monat angestiegen sind; allerdings auf einem mit dem Vorjahr vergleichbaren Niveau. Die in der Gegenrichtung L-Gas zu H-Gas bilanziell konvertierten Mengen verharren auf dem im Vergleich zum letzten Winter deutlich niedrigeren Niveau des Sommers. Inwieweit sich die Gemengelage aus geänderter Flussrichtung auf der einen und Absenkung des Konvertierungsentgeltes in der Richtung H-Gas zu L-Gas auf der anderen Seite im weiteren Verlauf des Jahres 2023 auswirken wird, lässt sich kaum vorhersagen.

Die technische Konvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas verbleibt aufgrund der in Kapitel 2.2 genannten Gründe auf niedrigem Niveau. In der Richtung L-Gas nach H-Gas liegen die Mengen der technischen Konvertierung der Anlagen, die netzentgeltseitig berücksichtigt sind, bereits seit Sommer des GWJ 2022/23 wieder auf einem geringeren Niveau, so dass auch im laufenden GWJ die Höchstwerte des letzten Winters bisher nicht erreicht werden. 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. Auch Transportkonvertierung findet aktuell in beiden Konvertierungsrichtungen keine Anwendung (siehe Abbildung 19).

Die Entwicklung der bilanziellen und technischen Konvertierungsmengen schlagen sich erwartungsgemäß in einem ähnlichen Verhalten der kommerziellen Konvertierung nieder. Wie in Abbildung 20 zu sehen, liegt weiterhin nur in der Richtung von L-Gas nach H-Gas kommerzielle Konvertierung vor. Auch wenn die Mengen seit dem Rückgang im Laufe des Sommers nun wieder monatlich zunehmen, ist die aktuelle Inanspruchnahme weit von den Höchstwerten des letzten Winters entfernt. Auch die Kosten liegen im niedrigen einstelligen Millionenbereich je Monat (siehe Abbildung 21).

Es bleibt abzuwarten, ob es im Februar/März 2024 noch zu einem Kälteeinbruch kommt und/oder ob die Konvertierung weiter zunimmt. Ebenso ist noch unbestimmt, welche Auswirkungen das gesenkte Konvertierungsentgelt auf die Mengen- und Kostenentwicklung des laufenden Gaswirtschaftsjahres hat.

Die fortschreitende Marktraumumstellung wird in den kommenden Jahren bis 2030 ebenfalls große Veränderungen mit sich bringen. Um weiterhin eine langfristige Planbarkeit sowie gesicherte Versorgung im L-Gas-Markt sicherzustellen, befinden sich die Fernleitungsnetzbetreiber und THE seit einiger Zeit mit der BNetzA im Austausch, um mögliche Maßnahmen zum Umgang mit der L-Gas Situation zu prüfen und schließlich umzusetzen. Allgemein bleibt das Konvertierungsverhalten aufgrund neuer und sich weiterhin ändernder Rahmenbedingungen schwer einzuschätzen.

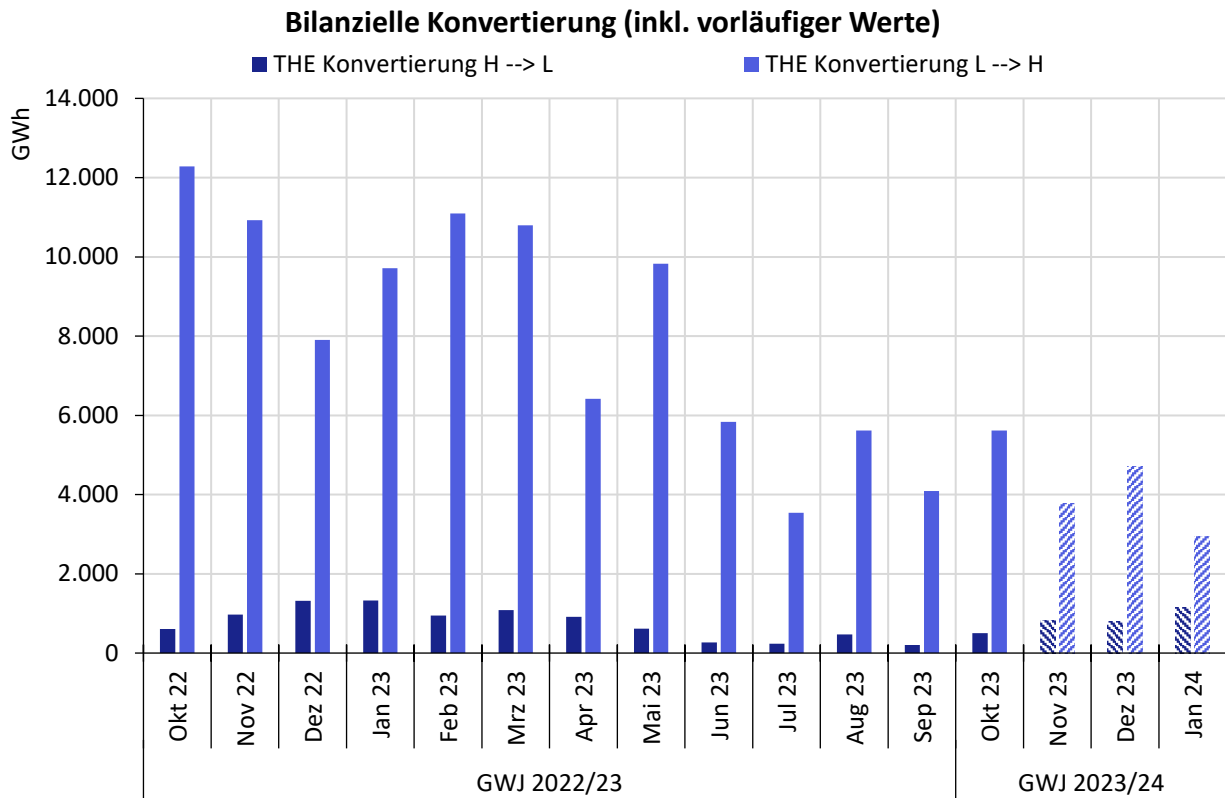


Abbildung 16: Bilanzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte)

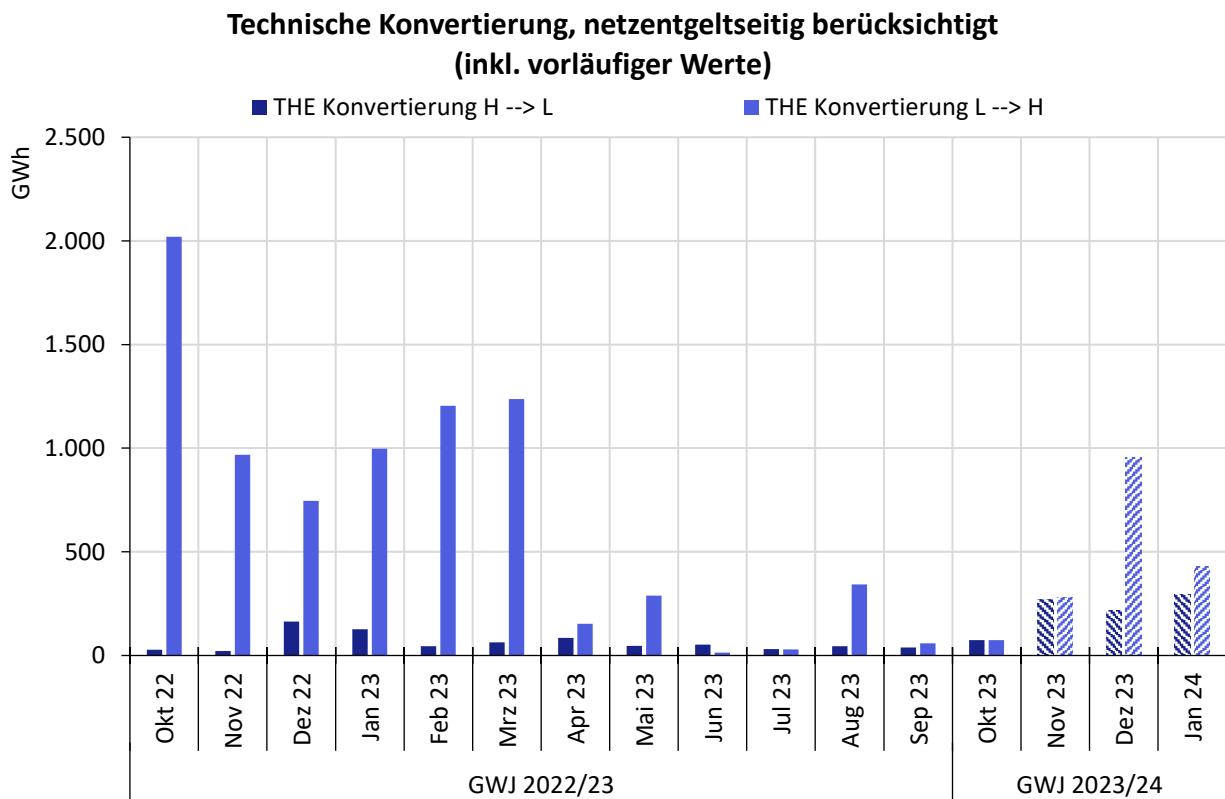


Abbildung 17: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)

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

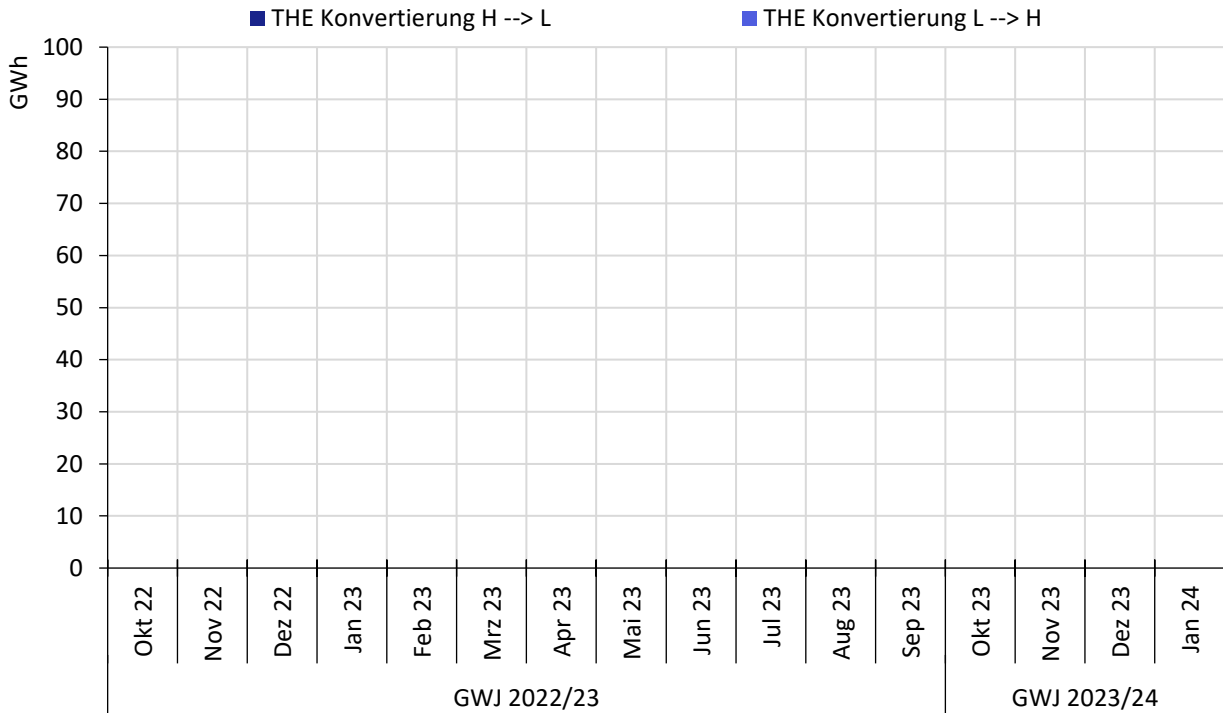


Abbildung 18: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte)

Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

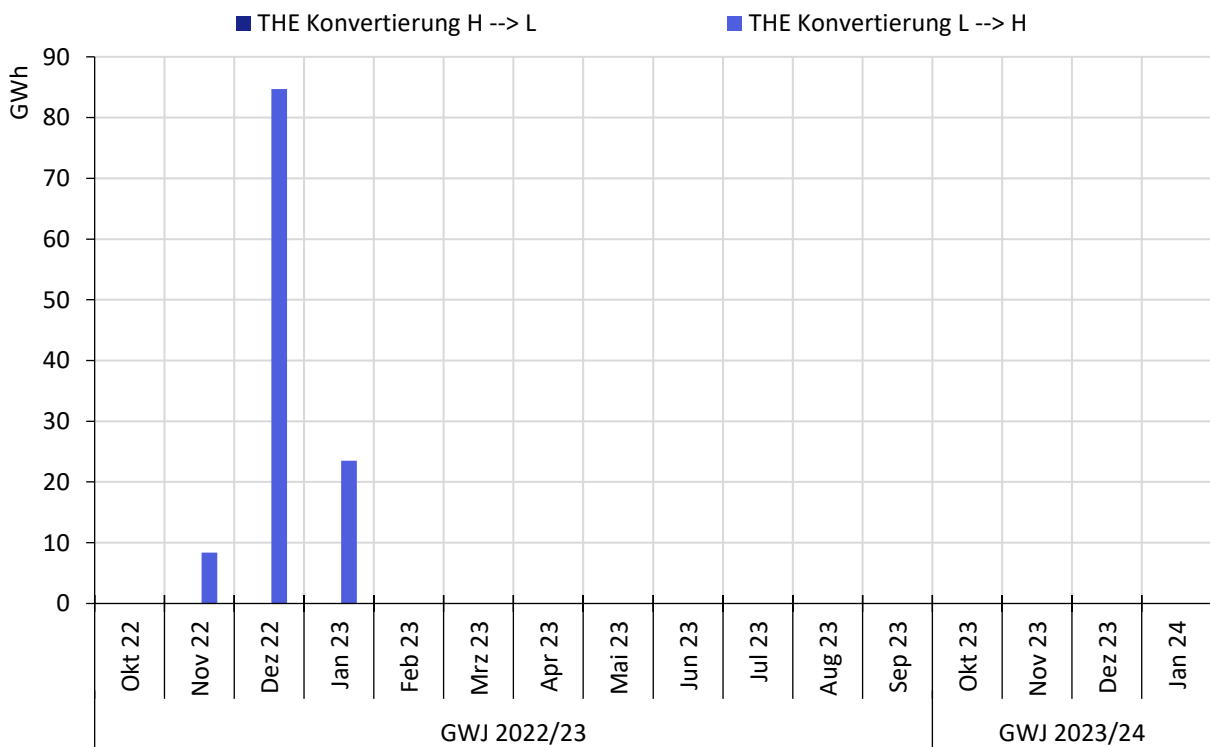


Abbildung 19: Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

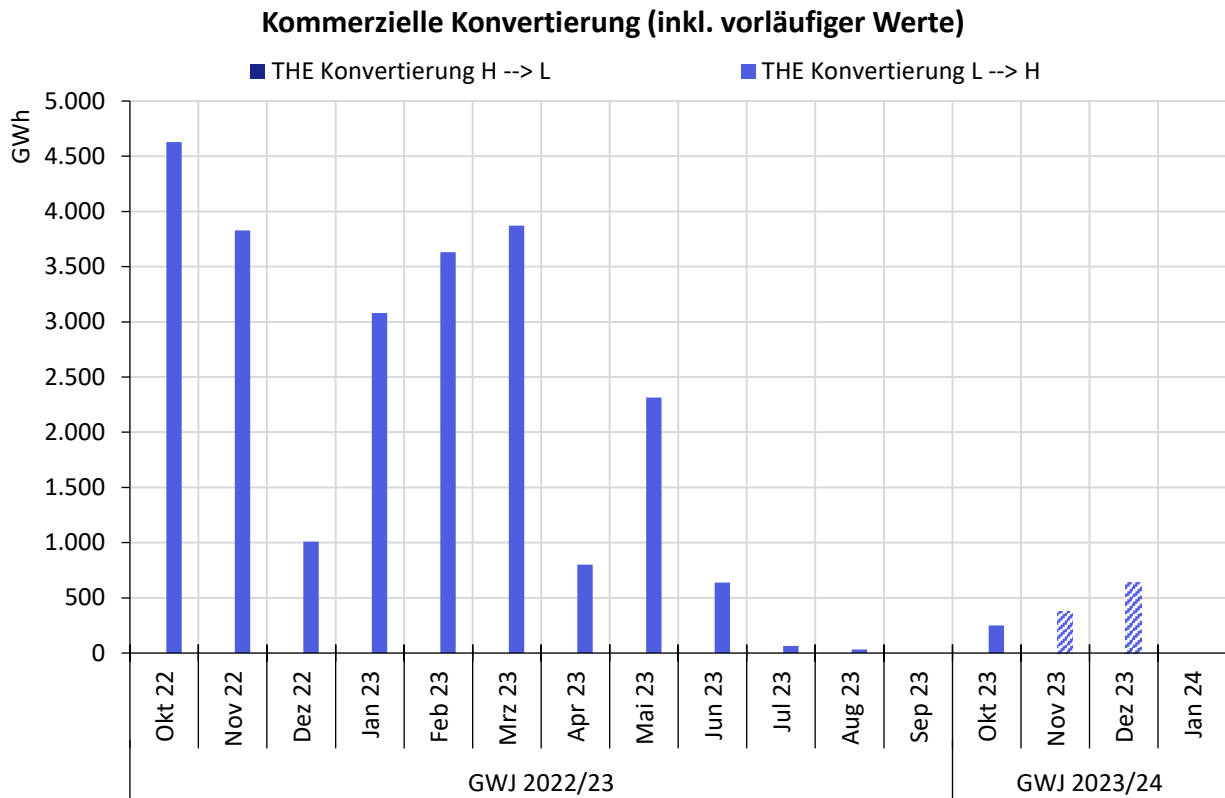


Abbildung 20: Kommerzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte)

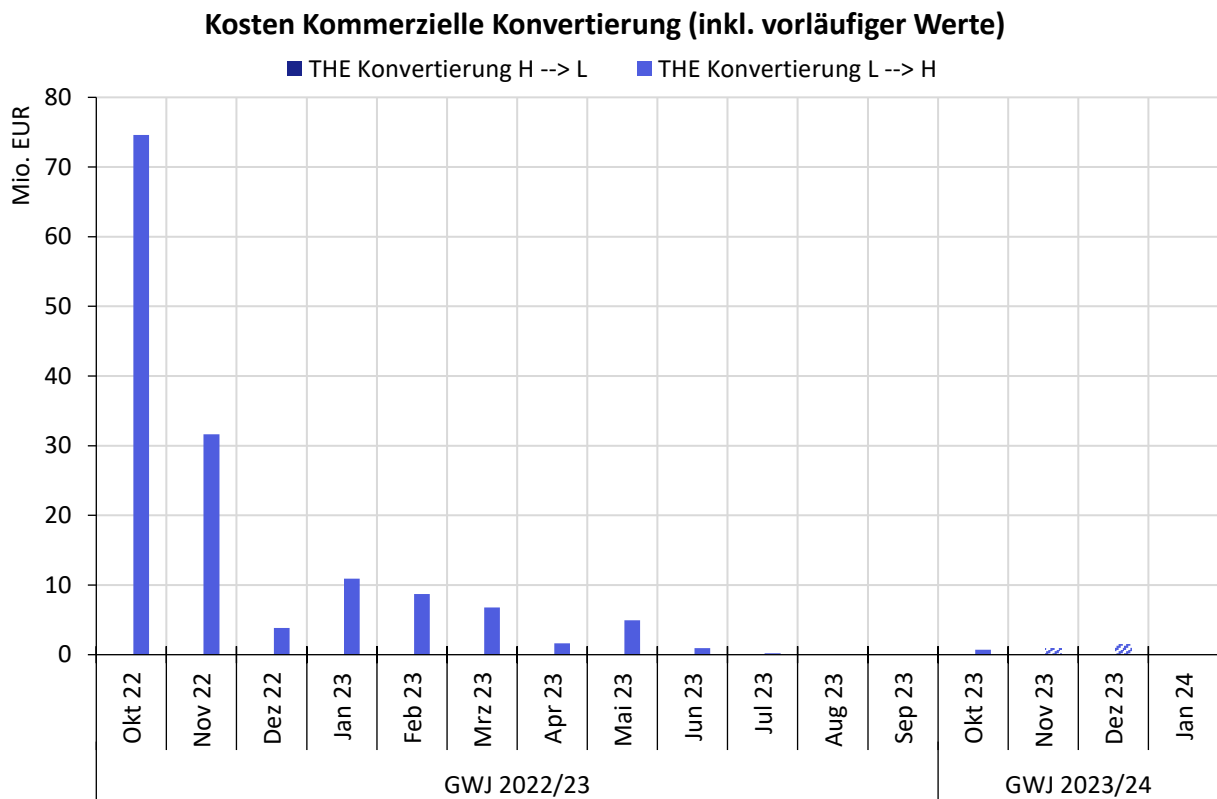


Abbildung 21: Kommerzielle Konvertierungskosten (inkl. vorläufiger Werte)

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