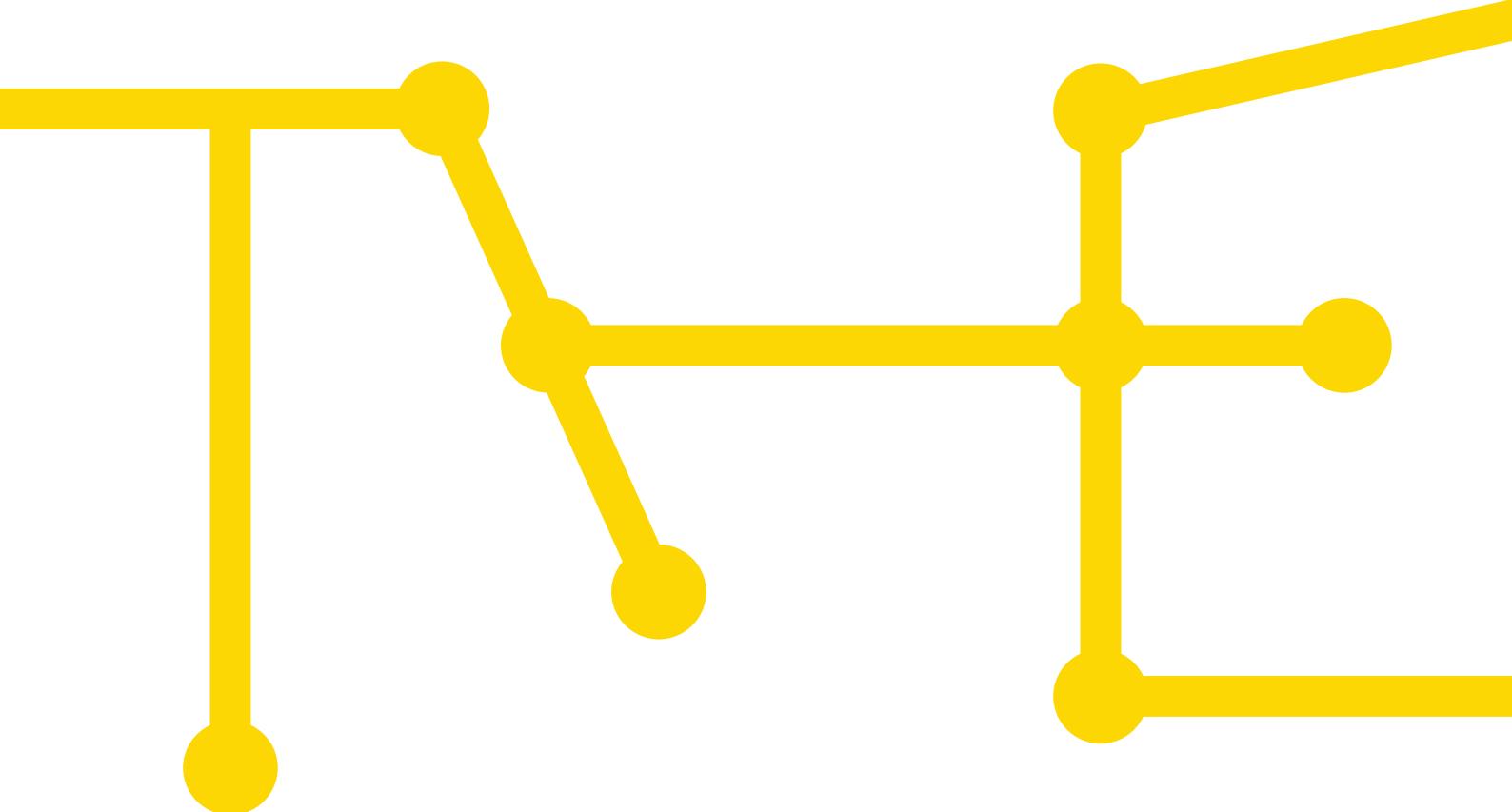


Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem

Gaswirtschaftsjahr 2024/25



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	7
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.....	14
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.....	22
3.1.	Indikator 1: Anteil der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet.....	23
3.2.	Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen	24
3.3.	Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet.....	25
3.4.	Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet	26
4.	Kommerzielle Einschätzung	27
4.1.	Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem	27
4.2.	Stand Konvertierungskonto und Liquiditätspuffer	29
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	33
6.	Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2025/26.....	34

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: Transportkonvertierung.....	16
Abbildung 6: Kommerzielle Konvertierungsmengen.....	18
Abbildung 7: Entwicklung Regelenergiemengen L-Gas.....	19
Abbildung 8: Physische Einspeisemengen	21
Abbildung 9: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz.....	23
Abbildung 10: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz.....	24
Abbildung 11: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz	25
Abbildung 12: Entwicklung Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz.....	26
Abbildung 13: Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse	28
Abbildung 14: Entwicklung Konvertierungskonto	30
Abbildung 15: Bilanzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig).....	34
Abbildung 16: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig).....	35
Abbildung 17: Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig).....	36
Abbildung 18: Kosten Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig).....	36
Abbildung 19: Kommerzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)....	37
Abbildung 20: Kommerzielle Konvertierungskosten (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)	37

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 Bilanzkreiskonstrukt 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 Ausspeisungen (getrennt) nach Gasqualität über alle Bilanzkreiskonstrukte, 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 Bilanzkreiskonstrukte 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 Bilanzkreiskonstrukt 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. 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 erstmalig ausschließlich über die Konvertierungsperioden im gesamtdeutschen Marktgebiet THE; Vergleichswerte der Altmärkte können vorhergehenden Ausgaben des Evaluierungsberichts entnommen werden.

Durch die Zusammenlegung der L-Gasnetze der GASPOOL und NCG in Verbindung mit dem Wegfall der Gaslieferungen aus der Russischen Föderation und gleichzeitigem Anstieg der Einspeisung von Flüssigerdgas (LNG) aus den Niederlanden ergab sich eine stark veränderte Flusssituation im Netz des THE-Marktgebietes. Dies hat zum einen 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 ab dem Gaswirtschaftsjahr 2023/24 den bei der Ableitung des Entgeltes angenommenen systemverträglichen Anteil von 20 % auf 50 % erhöht. Dies führte zu einer deutlichen Absenkung des anreizorientierten Konvertierungsentgeltes zuerst für das Gaswirtschaftsjahr 2023/24 auf 0,21 EUR/MWh und in weiterer Folge auf 0,00 EUR/MWh für das Gaswirtschaftsjahr 2024/25. Für das kommende Gaswirtschaftsjahr 2025/26 verbleibt das Konvertierungsentgelt bei 0,00 EUR/MWh; aufgrund der hohen Kosten im betrachteten GWJ 2024/25 musste die Konvertierungsumlage auf 0,18 EUR/MWh festgelegt 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 Konvertierungsentgelts dargelegt. Abschnitt 6 gibt einen Ausblick auf die bisherige Entwicklung der Konvertierung 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 THE sowie 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 bereits in den Altmarktgebieten deutlich. Auch im gesamtdeutschen Marktgebiet der THE ergab sich stets eine Nettokonvertierung in dieser Richtung; wenngleich in der Höhe teils um den Faktor drei schwankend. In Tabelle 1 werden pro Gaswirtschaftsjahr die Konvertierungsentgelte für das Marktgebiet THE sowie die sich ergebenden bilanziellen Netto-Konvertierungsmengen aufgelistet.

Die bilanziellen Konvertierungsmengen werden in Abbildung 1 dargestellt. 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

Im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 starteten die Werte im Marktgebiet THE auf dem niedrigen Niveau der Altmarktgebiete. Die bilanziellen Konvertierungsmengen lagen im GWJ 2021/22 bei 11,5 TWh und in den darauf folgenden beiden GWJ sogar nur noch bei jeweils 9 TWh. Im letzten Gaswirtschaftsjahr stiegen die Mengen auf einen für das THE-Marktgebiet neuen Höchstwert von 16 TWh. Diese Konvertierungsrichtung weist jedoch weiterhin verglichen mit der Gegenrichtung deutlich niedrigere Mengen auf.

Konvertierungsperiode	Konvertierungsentgelt H→L	Bilanzielle Nettokonvertierung	Konvertierungsrichtung (Netto)
1.10.2021 - 30.09.2022	0,45 EUR/MWh	34.983 GWh	L → H
1.10.2022 - 30.09.2023	0,45 EUR/MWh	89.087 GWh	L → H
1.10.2023 - 30.09.2024	0,21 EUR/MWh	61.973 GWh	L → H
1.10.2024 - 30.09.2025	0,00 EUR/MWh	95.956 GWh	L → H

Tabelle 1: Bilanzielle Nettokonvertierungsmengen

Mengenbetrachtung in der Richtung L-Gas nach H-Gas

Im ersten Jahr des THE-Marktgebietes lagen die bilanziell konvertierten Mengen im GWJ 2021/22 mit über 46 TWh annähernd auf dem nach Wegfall des Konvertierungsentgelts anfänglich hohen Niveau des GWJ 2018/19. Nach der Verdopplung der Konvertierungsmengen im Gaswirtschaftsjahr 2022/23 auf 98 TWh, blieben die Mengen auch im Folgejahr trotz leichtem Rückgang auf einem sehr hohen Niveau von 71 TWh.

Im letzten Gaswirtschaftsjahr stiegen die Mengen auf einen neuen Höchstwert von 112 TWh. Dies lag insbesondere an einer hohen bilanziellen Konvertierung in den Monaten Mai bis Juli von bis zu 17 TWh pro Monat und einem allgemein hohen Niveau das restliche Jahr über von ca. 8 TWh pro Monat. Die Verteilung der Mengen über die einzelnen Monate kann Abbildung 15 in Kapitel 6 entnommen werden. Das Nominierungsverhalten einiger Bilanzkreisverantwortlicher im L-Gasnetz ist als außergewöhnlich anzusehen. Die relevanten BKV wurden von THE angesprochen. Zusätzlich hat THE eine Verdachtsmeldung an die Markttransparenzstelle (MTS) vorgenommen und die Beschlusskammer 7 der BNetzA (zuständig für die Regulierung des Zugangs und Anschlusses zu Erdgasversorgungs- und Wasserstoffnetzen) informiert, woraufhin seitens der zuständigen Stellen Untersuchungen eingeleitet wurden. Die Untersuchungen waren bei Redaktionsschluss des Evaluierungsberichtes noch nicht abgeschlossen.

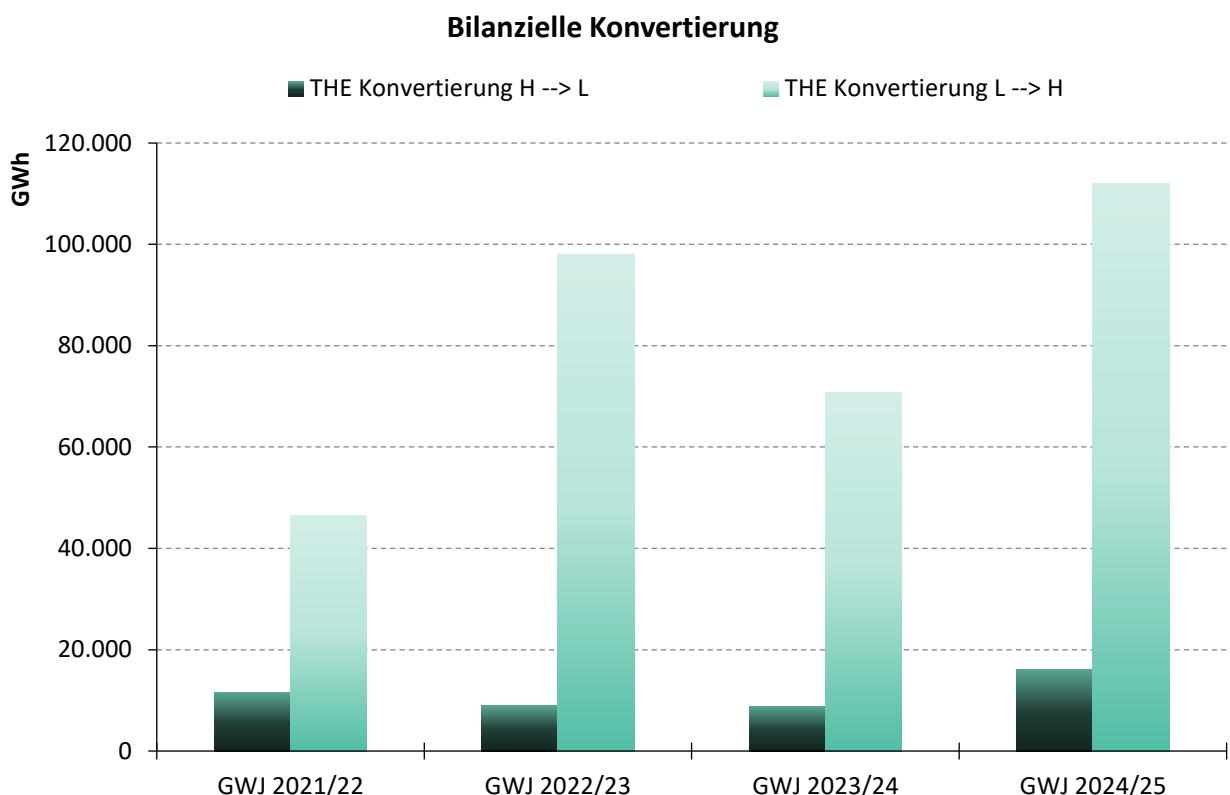


Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen

Bilanzielle netzweite Konvertierung

Die bilanzielle netzweite Konvertierung folgt dem Verlauf der bilanziellen Konvertierung mit aufgrund von Netting-Effekten entsprechend geringeren Mengen. In den letzten Gaswirtschaftsjahren 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. 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.

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. Für die Kenngröße in Richtung H-Gas nach L-Gas startet die Marktverschiebung für das Marktgebiet THE in den ersten beiden Gaswirtschaftsjahren auf einem im Vergleich zu den Altmarktgebieten deutlich gesunkenen Niveau von nur noch

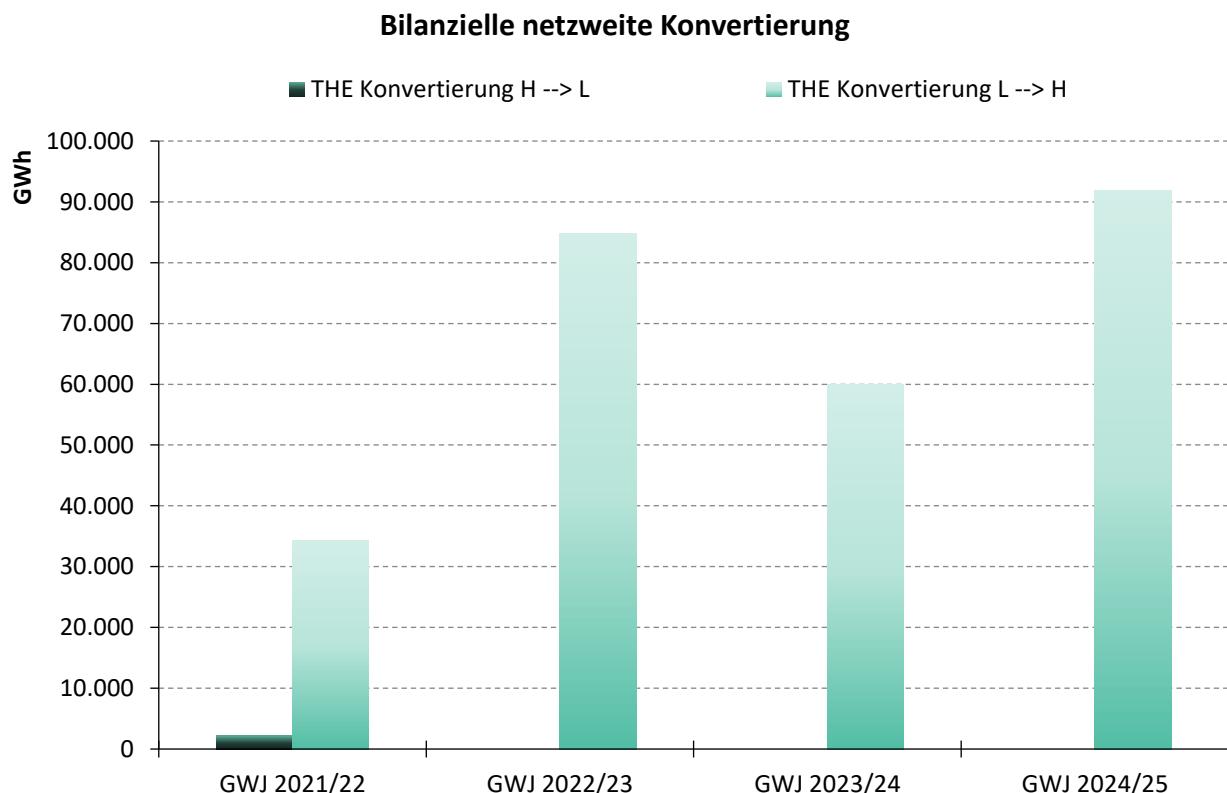


Abbildung 2: Bilanzielle netzweite Konvertierungsmengen

ca. 7 %. Im Folgejahr stieg dieser Wert leicht auf 9 % und erreichte im Gaswirtschaftsjahr 2024/25 mit knapp 20 % wieder ein Niveau, wie es zuletzt in den Altmarktgebieten zu beobachten war. Der Anstieg dieser Kennzahl wird jedoch auch durch das aufgrund der Marktraumumstellung schrumpfende L-Gas-Netzgebiet bestimmt. Die Marktverschiebung in der Gegenrichtung L-Gas nach H-Gas stieg ebenfalls über die betrachteten vier Gaswirtschaftsjahre deutlich an und erreichte im GWJ 2024/25 einen für diese Richtung hohen Wert von über 10 %.

Die Entwicklung der Marktverschiebung wird in Abbildung 3 dargestellt. 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.

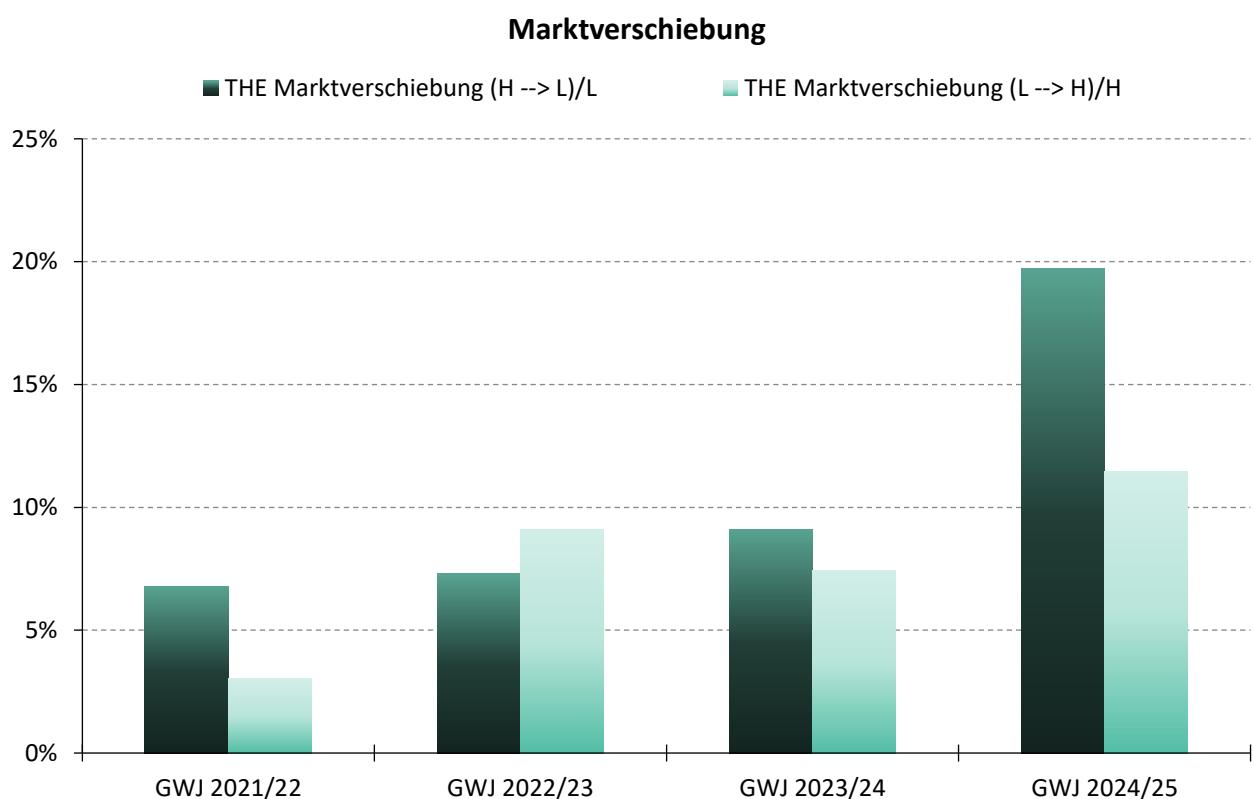


Abbildung 3: Marktverschiebung

2.2. Technische Konvertierungsmengen

Unter technischer Konvertierung werden der Einsatz technischer Konvertieranlagen, 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 Konvertieranlagen 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 Konvertieranlagen 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 Konvertieranlagen. 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 Konditionieranlage (in der Richtung von H-Gas nach L-Gas) in Verbindung zur GASCADE Gastransport GmbH. OGE kann über eine Gasmischchanlage am Standort Werne sowohl L-Gas in das H-Gas-System als auch H-Gas in das L-Gas-System zumischen. 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 wirkt sich die erhöhte technische Konvertierung von H-Gas nach L-Gas im niederländischen Ferngasleitungssystem mittels Stickstoffbeimischung, als Substitution der 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. Die umgekehrte Richtung von L-Gas nach H-Gas ist hiervon nicht betroffen.

Abbildung 4 stellt die dem Konvertierungssystem zugeordneten Mengen der technischen Konvertieranlagen, die netzentgeltseitig bereits berücksichtigt sind, 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.

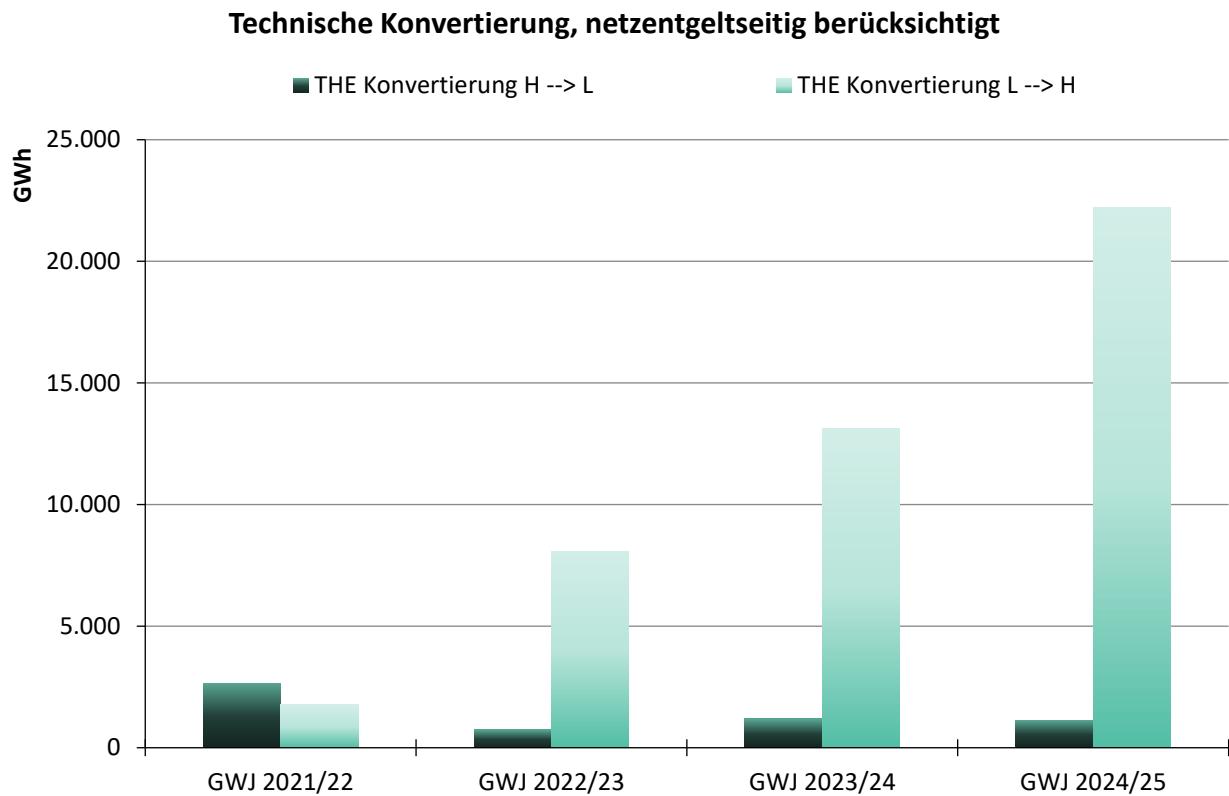


Abbildung 4: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt

Der Anteil der technischen Konvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas macht 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 steigt hingegen kontinuierlich an und hat sich in den betrachteten vier Gaswirtschaftsjahren von unter 2 TWh (GWJ 2021/22) auf ca. 22 TWh (GWJ 2024/25) mehr als verzehnfacht.

2.2.2. Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen

Im Marktgebiet THE bestehen keine Vereinbarungen der THE mit Dritten über die Nutzung von technischen Konvertieranlagen, 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.

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 den 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.

Zur Durchführung der Transportkonvertierung bedarf es einer Buchung von Transportkapazitäten jeweils zwischen den H-Gas-Netzgebieten und L-Gas-Netzgebieten des 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 nahm bislang nur einen sehr geringen Anteil der Gesamt-konvertierung ein. Nachdem im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 mit ca. 150 GWh im THE-Marktgebiet die zu dem Zeitpunkt höchste bisherige Transportkonvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas zu verzeichnen war, fand in den folgenden Gaswirtschaftsjahren keine Transportkonvertierung in dieser Richtung mehr statt. Im GWJ 2021/22 war erstmalig eine Transportkonvertierung in Richtung L-Gas nach H-Gas zu verzeichnen (in Höhe von ca. 330 GWh). Im folgenden Gaswirtschaftsjahr ging die Transportkonvertierung in Richtung L-Gas nach H-Gas auf ca. 120 GWh wieder deutlich zurück. Dieser Trend setzte sich im Gaswirtschaftsjahr 2023/24 fort und es kam in beiden Konvertierungsrichtungen zu keinen Einsätzen.

Die stark gestiegenen bilanziellen und in der Folge kommerziellen Konvertierungsmengen im letzten Sommer führten jedoch dazu, dass im GWJ 2024/25 vermehrt gegenläufige Kapazitätsbuchungen zur Netzstabilisierung eingesetzt wurden. Mit der Umstellung auf die verstärkte Nutzung der Transportkonvertierung zum 1. August 2025 hat sich das durchschnittliche bilanzielle Konvertierungsvolumen in der Richtung L-Gas nach H-Gas aller BKV von 400 GWh/Tag im Juli auf 250 bis 300 GWh/Tag im August und September reduziert. Infolgedessen konnte auch die durch die THE durchgeföhrte kommerzielle Konvertierung von 250 GWh/Tag auf unter 150 GWh/Tag gesenkt werden (siehe auch das folgende Kapitel zum Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen). Die Transportkonvertierung machte mit 30 % und 45 % in den Monaten August und September 2025 somit erstmalig einen signifikanten Anteil am gesamten kostenversehenen Konvertierungsvolumen der THE aus.

Abbildung 5 stellt die Transportkonvertierung 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. Die monatsscharfe Entwicklung kann Abbildung 17 in Kapitel 6 entnommen werden.

Transportkonvertierung

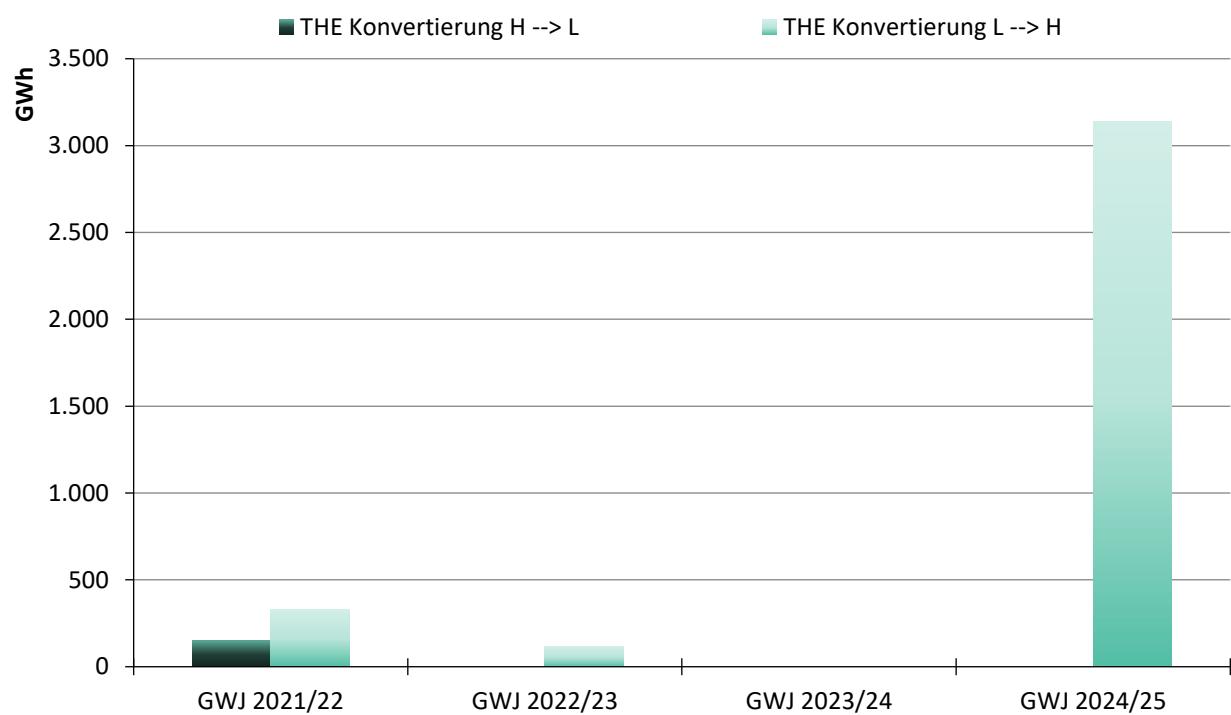


Abbildung 5: Transportkonvertierung

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 unterspeisten Gasqualität ermittelt. Da bei globalen Regelenergieabrufen die Gasqualität für die Bedarfsdeckung nicht entscheidend war, werden für die Regelenergieabrufe beim Einsatz kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen nur die Abrufkriterien "Quality" und "Local" in den Produktvarianten „Rest of the Day“ und „Day Ahead“ berücksichtigt. Liegt ein gegenläufiger Regelenergiedienst 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 Regelenergiedienst und bilanzielle netzweite Konvertierung dieselbe Richtung, so stellt der betragsmäßig geringere Wert aus gegenläufigem Regelenergiedienst 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 Regelenergiedienstes 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 Regelenergiedienst 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 2021/22 waren beide Teilnetze im Wesentlichen überallokiert, da die SLP-Profilen (Prognose des Gasverbrauchs für Kleingewerbe und Haushaltskunden) die zunehmenden Gassparmaßnahmen systematisch unberücksichtigt lassen.

Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen

Im THE Marktgebiet wird bilanzielle Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas mit ca. 10 TWh per anno nur in geringem Umfang genutzt, sodass auch das Instrument der kommerziellen Konvertierung in dieser Richtung nur sehr selten und seit April 2022 gar nicht mehr eingesetzt werden musste. Die im letzten Gaswirtschaftsjahr mit getrennten Marktgebieten (GWJ 2020/21) stark gesunkene bilanzielle Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas liegt im Marktgebiet THE auf schwankendem, jedoch

durchgehend sehr hohem Niveau von ca. 50 TWh bis über 100 TWh pro Jahr. U. a. bedingt durch die geänderten Flusssituation und die Auswirkungen des Rückgangs der H-Gas-Importmengen aus Russland sowie die dauerhafte Nicht-Erhebung eines Konvertierungsentgeltes. Daraus resultieren ebenfalls hohe Mengen der kommerziellen Konvertierung in dieser Richtung.

Nach einem auch richtungsunabhängig neuen Höchstwert von fast 24 TWh im GWJ 2022/23 und einem deutlichen Rückgang auf ca. 12,5 TWh im folgenden Gaswirtschaftsjahr stiegen die kommerziellen Konvertierungsmengen in der Richtung L-Gas nach H-Gas in der letzten Konvertierungsperiode nochmals deutlich auf ca. 38 TWh. Dieser Anstieg ist die Folge der hohen bilanziellen Konvertierungsmengen in Verbindung mit dem Nominierungsverhalten einiger Bilanzkreisverantwortlicher im L-Gasnetz ab Mai 2025 (siehe Kapitel 2.1 für eine nähere Beschreibung der Gründe).

Abbildung 6 stellt die Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen 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. Die monatsscharfe Entwicklung kann Abbildung 19 in Kapitel 6 entnommen werden.

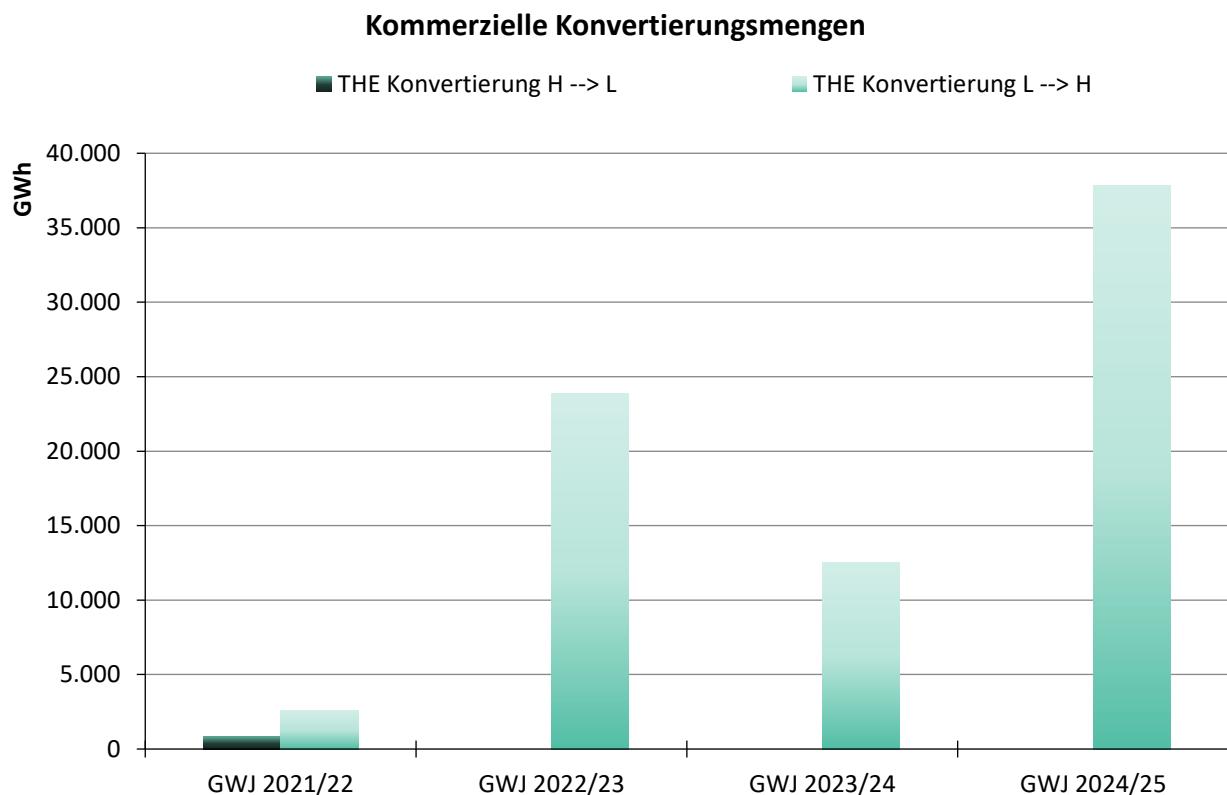


Abbildung 6: Kommerzielle Konvertierungsmengen

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.

Die SystemBuy-Menge im L-Gas erreichte im Marktgebiet THE nur im ersten Gaswirtschaftsjahr einen signifikanten Anteil von über 5 TWh und lag in den Folgeperioden mit wenigen Hundert GWh stets deutlich darunter. Im letzten Gaswirtschaftsjahr wurden nur noch sehr geringe Mengen (ca. 40 GWh) von L-Gas als Regelenergie eingekauft.

Nachdem im GWJ 2021/22 die SystemSell-Mengen im L-Gas für das Marktgebiet THE mit 15 TWh bereits auf dem vierfachen Niveau der Vorjahreswerte (im Mittel über beide Altmarktgebiete hinweg) starteten, zeigte sich im GWJ 2022/23 erneut eine Verdreifachung auf fast 50 TWh. Wesentlicher Grund hierfür war 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 Wegfall der Importmengen aus Russland resultierenden verstärkten Nutzung der L-Gas-Importe. Im darauf folgenden Gaswirtschaftsjahr sanken die SystemSell-Mengen im L-Gas deutlich auf ca. 20 TWh; vermutlich aufgrund der sich mit Verzögerung auswirkenden gesunkenen SLP-Prognosen. Aufgrund des bereits in Kapitel 2.1 beschriebenen Konvertierungsverhaltens in den Sommermonaten 2025 erreichten die SystemSell-Mengen im L-Gas im GWJ 2024/25 mit ca. 52 TWh einen neuen Höchstwert.

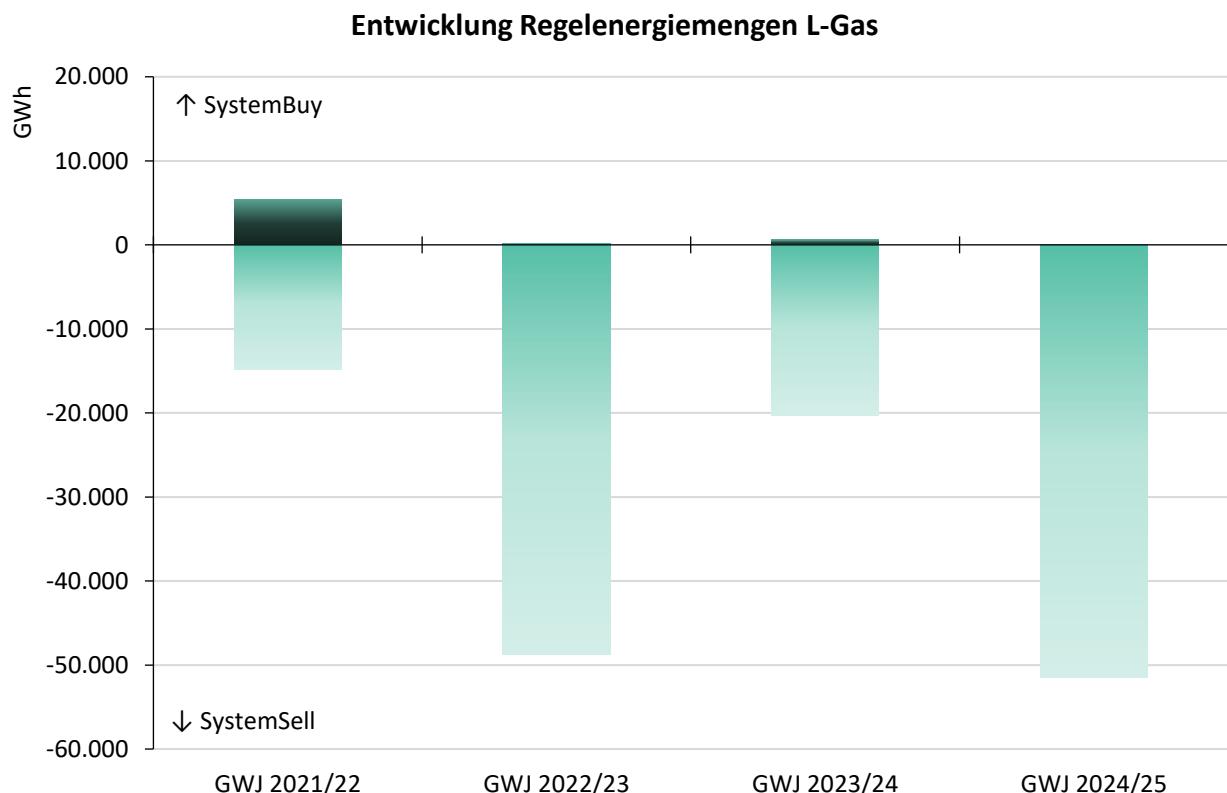


Abbildung 7: Entwicklung Regelenergiemengen L-Gas

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 eingebbracht wurden. Ausgenommen sind rein virtuelle Einspeisungen wie z.B. Handelsgeschäfte am virtuellen Handelpunkt 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 in den folgenden Gaswirtschaftsjahren entsprechend auf unter 65 % des Fünfjahresmittels. Im letzten Gaswirtschaftsjahr fielen die Mengen zumindest nicht weiter, sondern stiegen im Vergleich zum niedrigsten Stand des GWJ 2023/24 (ca. 1.000 TWh) wieder leicht auf 1.150 TWh an.

Die physischen Einspeisemengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren sind in Abbildung 8 für das Marktgebiet THE dargestellt. Betrachtet wurden hierfür die Zeitreihentypen „EntrySo“, „EntrySP“, „Entry Biogas“ und „Entry Wasserstoff“. Eine Konvertierungsumlage wurde im Marktgebiet THE für das Gaswirtschaftsjahr 2022/23 und wird ebenfalls für das kommende GWJ 2025/26 erhoben (siehe hierzu auch Kapitel 4. Kommerzielle Einschätzung).

Physische Einspeisemengen über alle Bilanzkreise

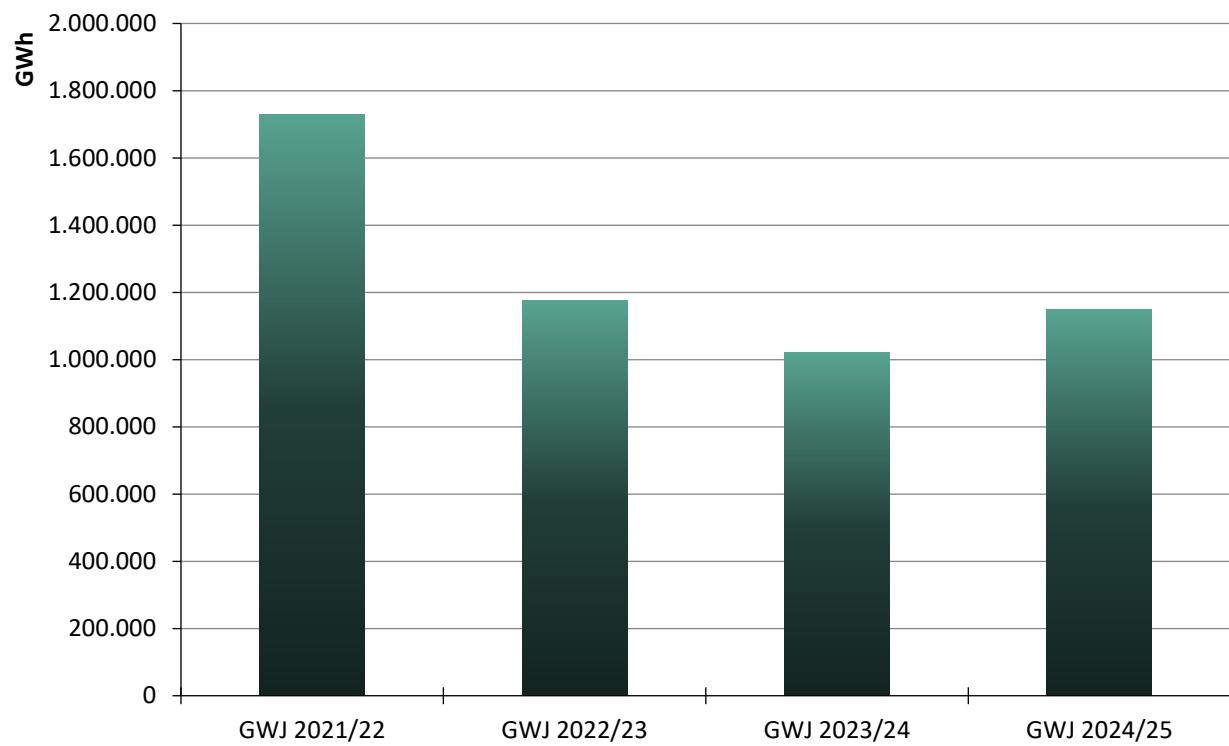


Abbildung 8: Physische Einspeisemengen

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 280 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 9 wird 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.

Bereits im GWJ 2021/22 – bei einem Konvertierungsentgelt von weiterhin 0,45 EUR/MWh – waren im Marktgebiet THE signifikante Anteile der bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz nur noch in vereinzelten Monaten zu verzeichnen. Dieser Anteil sank bei gleichbleibendem 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. Auch die Absenkungen des Konvertierungsentgelts in den letzten beiden Gaswirtschaftsjahren auf 0,21 EUR/MWh (GWJ 2023/24) und 0,00 EUR/MWh (GWJ 2024/25) führten zu keinen bilanziellen netzweiten Konvertierungsmengen in der Richtung H-Gas zu L-Gas.

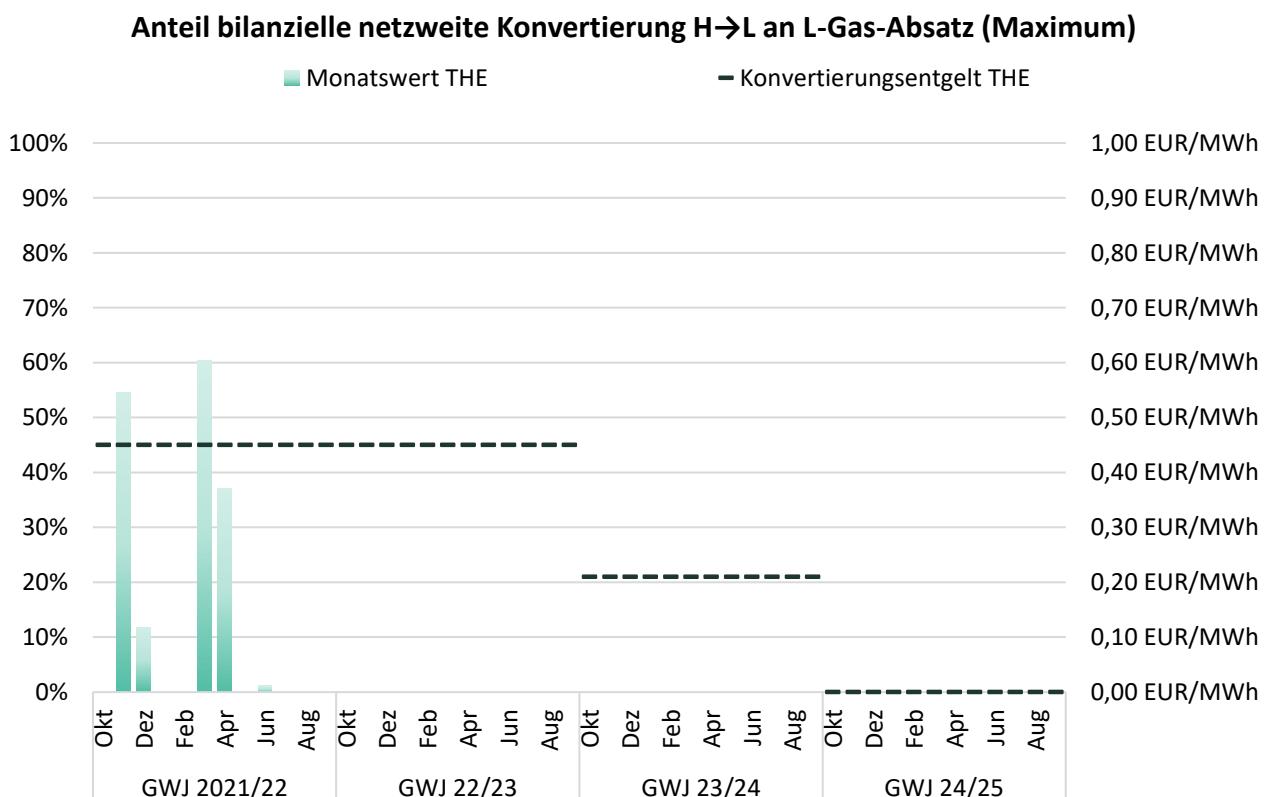


Abbildung 9: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz

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 10 wird 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 Gaswirtschaftsjahr 2021/22 sanken im Marktgebiet THE die Anteile bereits deutlich. Da es seit dem 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 %.

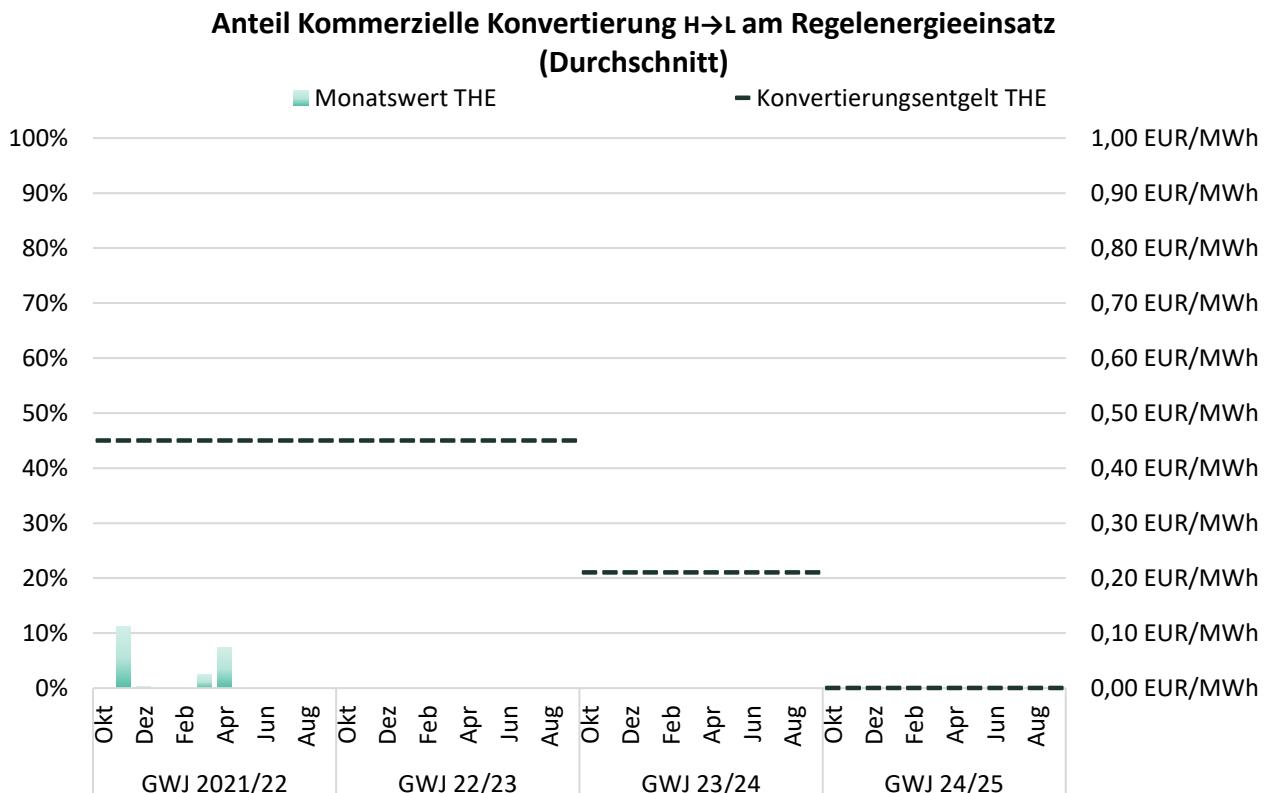


Abbildung 10: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz

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 11 wird 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 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.

Seit dem Gaswirtschaftsjahr 2021/22 geht der Trend im Marktgebiet THE zu immer kleineren Anteilen der kommerziellen Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz. Da es seit dem 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 %.

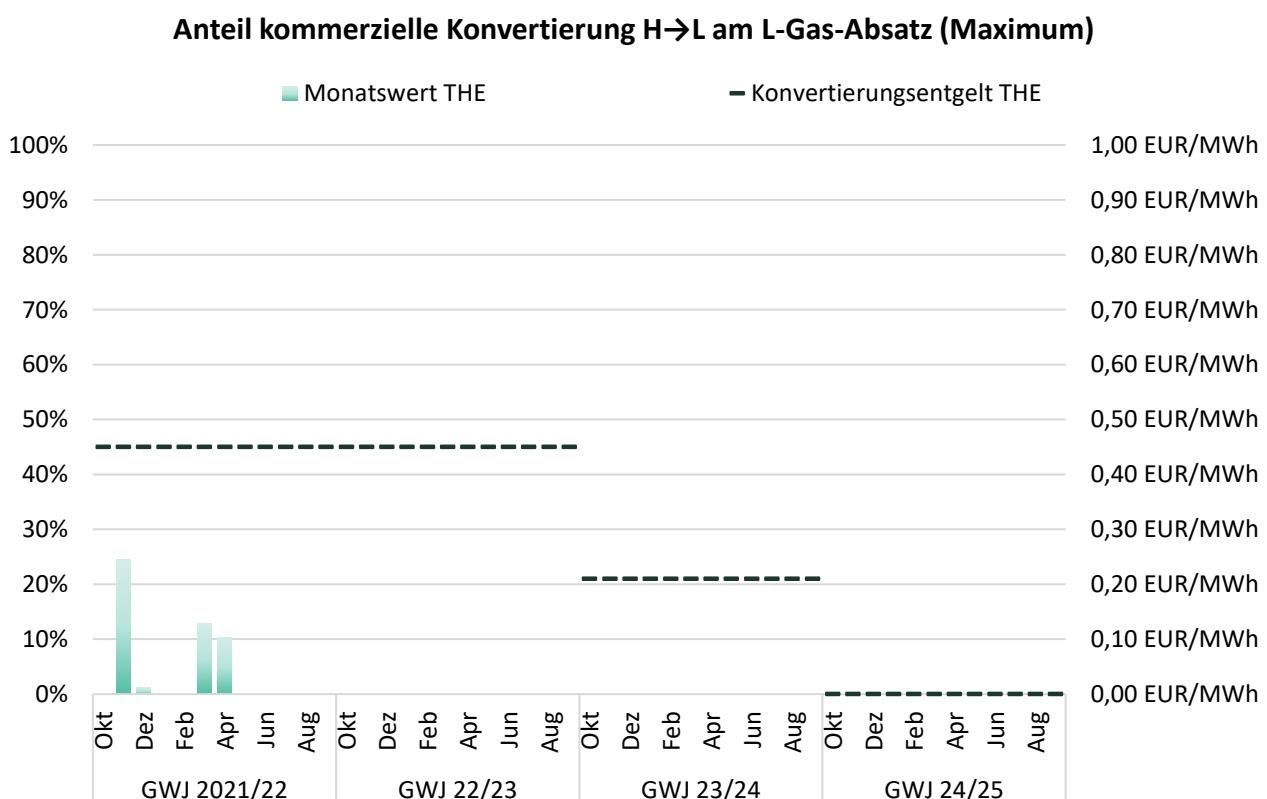


Abbildung 11: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz

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 12 wird 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 in den letzten Gaswirtschaftsjahren im Marktgebiet THE ebenfalls weiter zurückgegangen. Während in den Altmarktgebieten nur in wenigen Monaten Anteile von unter 30 % zu verzeichnen waren und in einigen Monaten sogar deutlich höhere Werte, so sinken diese im Jahresmittel für das Marktgebiet THE seit dem GWJ 2021/22 stetig. Im letzten Gaswirtschaftsjahr wurde in keinem Monat ein Werte über 10 % erreicht; im Juni und August mussten keine Mengen im L-Gas beschafft werden.

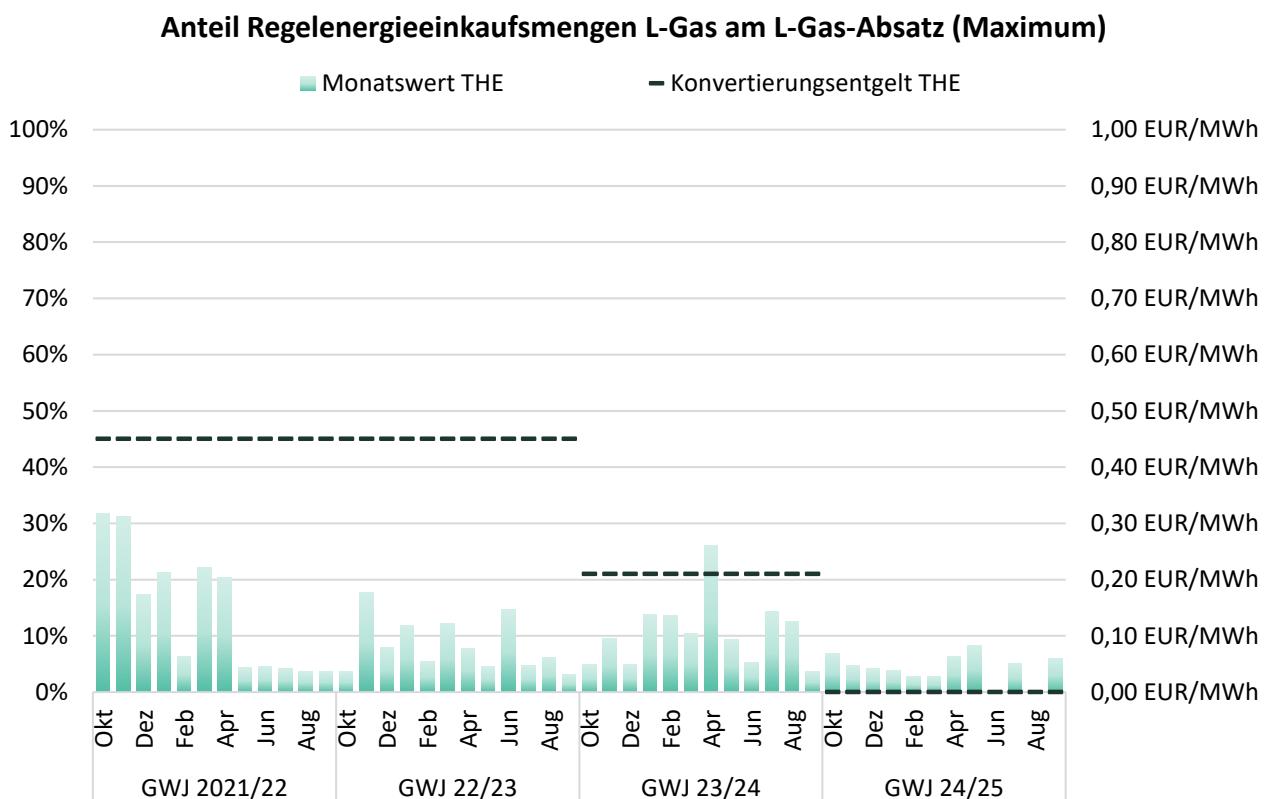


Abbildung 12: Entwicklung Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

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 Regelenergieläufen (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 (im THE-Marktgebiet aktuell nicht vorhanden).

Zur Berechnung der Commoditykosten werden zunächst die kommerziellen Konvertierungsmengen je Tag ermittelt. Anschließend werden die mengengewichteten Durchschnittspreise der Regelenergieverkäufe und -verkäufe der entsprechenden Konvertierungsrichtung berechnet. Die Preisdifferenz aus qualitätscharfen 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-, Monat- oder Wochenbuchung) ratierlich auf jeden Tag im Zeitraum 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 im Marktgebiet THE jeweils erhobenen Entgelte und Umlagen entnommen werden. In Abbildung 13 werden die Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt.

Die Kosten im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 betrugen über 560 Mio. EUR; demgegenüber standen – im Wesentlichen aus Commodityverkäufen resultierende – ebenfalls stark gestiegene Erlöse in Höhe von über 525 Mio. EUR. Beide Werte stellten zu diesem Zeitpunkt neue Höchstwerte dar und 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 folgenden Gaswirtschaftsjahr nochmals deutlich

Konvertierungsperiode	Konvertierungsentgelt	Konvertierungsumlage
1.10.2021 - 30.09.2022	0,45 EUR/MWh	0,00 EUR/MWh
1.10.2022 - 30.09.2023	0,45 EUR/MWh	0,38 EUR/MWh
1.10.2023 - 30.09.2024	0,21 EUR/MWh	0,00 EUR/MWh
1.10.2024 - 30.09.2025	0,00 EUR/MWh	0,00 EUR/MWh

Tabelle 2: Entwicklung Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage

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 gegenüberstanden. Das Gaswirtschaftsjahr 2023/24 zeigte eine Rückkehr zum Niveau des GWJ 2021/22 mit Kosten i. H. v. 439 Mio. EUR, denen Erlöse von 460 Mio. EUR gegenüberstanden. Dieser Rückgang ist zum einen auf die nahezu halbierten Mengen als auch auf die allgemein weiter gesunkenen Gaspreise zurückzuführen.

Der in den vorhergehenden Kapiteln beschriebene Anstieg der bilanziellen Konvertierungsmengen und die daraus resultierenden Maßnahmen im Bereich Transportkonvertierung und kommerzieller Konvertierung führten im Gaswirtschaftsjahr 2024/25 zu einem erneuten Anstieg der Gesamtkosten und -erlöse des Konvertierungssystems auf 1,45 Mrd. EUR (Kosten) bzw. 1,35 Mrd. EUR (Erlöse).

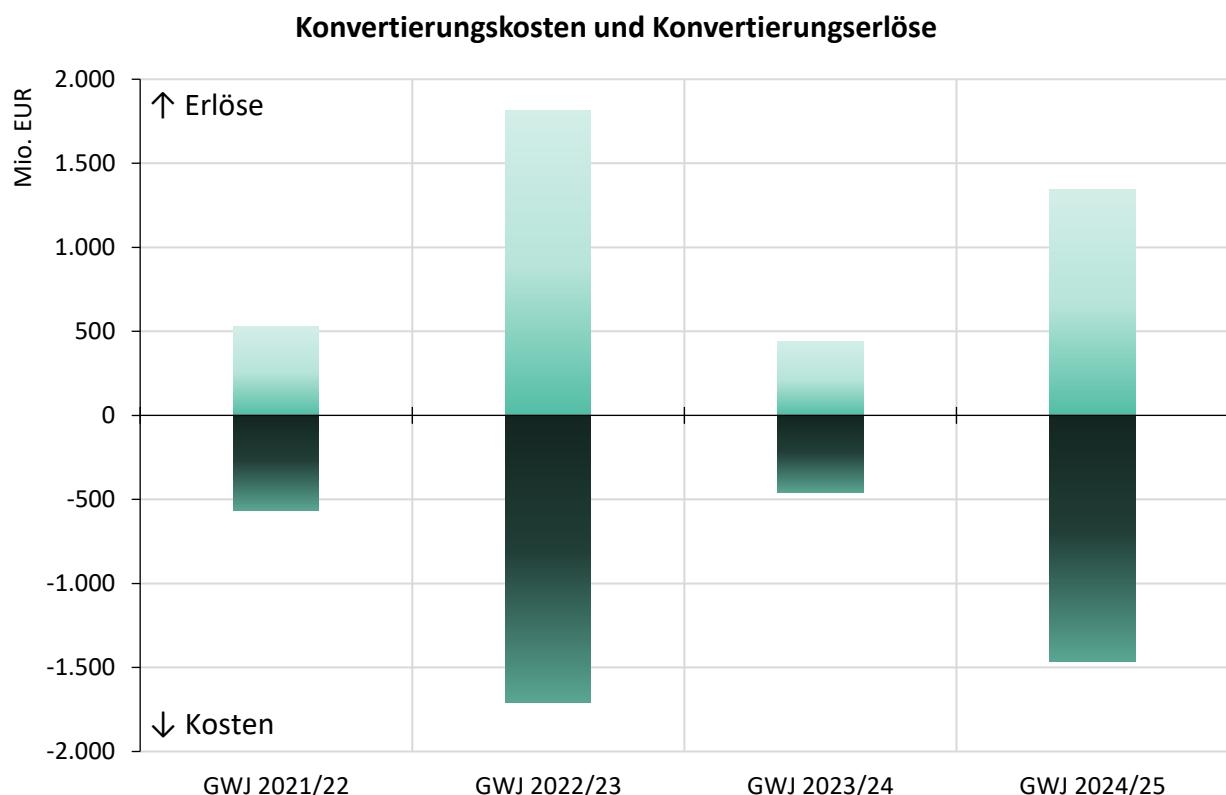


Abbildung 13: Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse

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 MGV (siehe Abbildung 14). 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 Werkstage nach Ende des zweiten Folgemonats.

Die dem Konvertierungssystem tatsächlich entstehenden Kosten schwanken bei annähernd gleichen im Modell abgebildeten Rahmenbedingungen stark. Im Marktgebiet THE ergaben sich Nettokosten von ca. 550 Mio. EUR, davon im letzten Gaswirtschaftsjahr 125 Mio. EUR. Diesen Kosten standen Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt (werthaltig bis GWJ 2023/24) sowie der Konvertierungsumlage (im GWJ 2022/23) von nur ca. 460 Mio. EUR gegenüber; resultierend in der Notwendigkeit der Erhebung einer Konvertierungsumlage i. H. v. 0,18 EUR/MWh für das Gaswirtschaftsjahr 2025/26. 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 Einkauf von Gas entstanden sind. 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 2024/25 betrug Ende September 2025 100,5 Mio. EUR. Im vergangenen Gaswirtschaftsjahr war Ende September 2024 mit 231,7 Mio. EUR noch ein deutlich höherer 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. Ein Anstieg der Marktpreise oder große Konvertierungsmengen können zu einer Vergrößerung des Spreads zwischen Einkauf und Verkauf führen. Trotz der voranschreitenden Marktraumumstellung besteht durch die Beendigung der Förderung von L-Gas in den Niederlanden aus dem Produktionsfeld in Groningen ein besonderes Preisrisiko, welches aber durch die aktuell vorherrschende Konvertierungsrichtung (Verkauf L-Gas und Kauf H-Gas) zum Teil kompensiert wird.

Aufgrund der deutlich gestiegenen Konvertierungsmengen in der Richtung von L-Gas nach H-Gas und der damit zusammenhängenden Risiken wird für das GWJ 2025/26 ein höherer Liquiditätspuffer als im Vorjahr angesetzt.

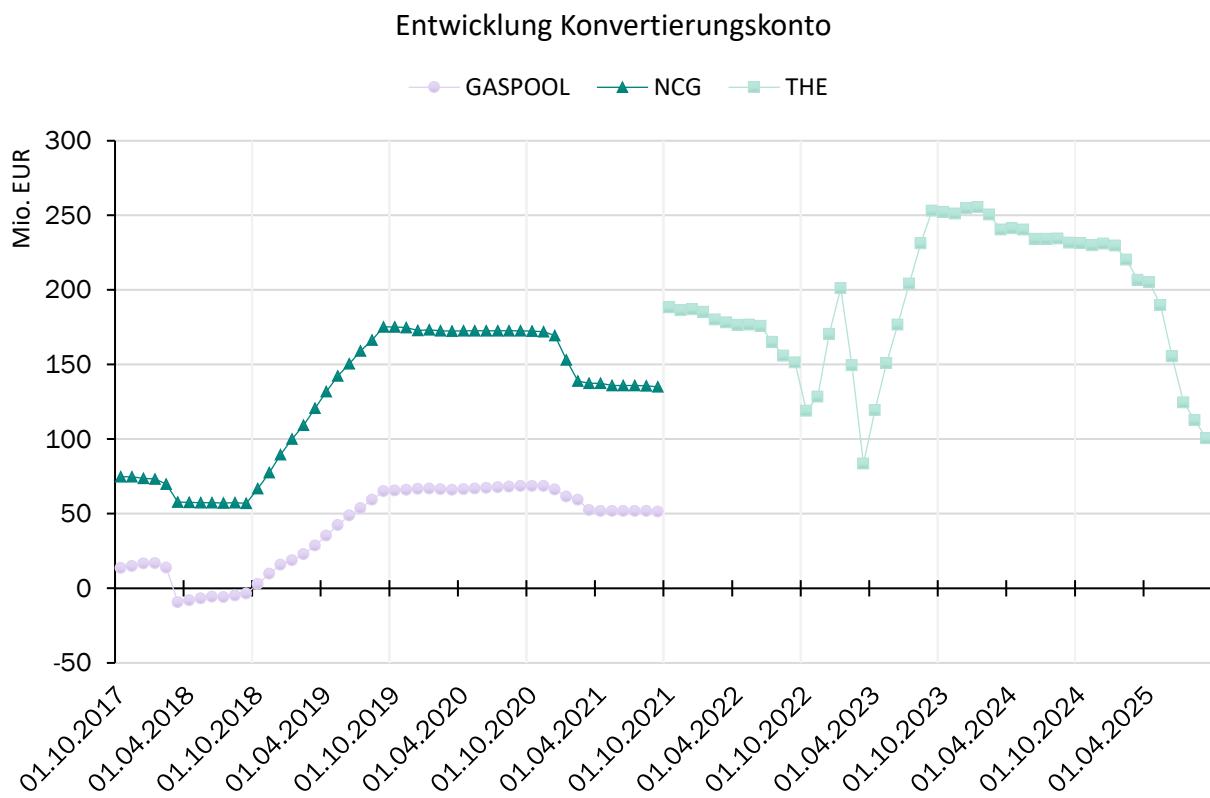


Abbildung 14: Entwicklung Konvertierungskonto

Der jeweilige Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer kann Tabelle 3 entnommen werden.

Zum Ende der Konvertierungsperiode GWJ 2025/26 strebt THE einen Liquiditätspuffer in Höhe von 269,7 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	Mittel
Sonstige Risiken	Rechtsstreitigkeiten, Zahlungsverzüge	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 (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 Stickstoffbeimischanlage „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 Gasversiegern und niederländischen Produzenten. Für die Versorgungssicherheit der deutschen L-Gas-Endkunden ist es daher essenziell, dass bestehende langfristige Lieferverträge für L-Gas von deutschen Gasversiegern nicht vorzeitig beendet werden.

Auch wenn das Konvertierungsentgelt aufgrund der Berechnungssystematik seit dem letzten Gaswirtschaftsjahr auf 0,00 EUR/MWh abgesenkt wurde, so besteht die in Konni Gas verankerte Möglichkeit,

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 Gastförderung 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>)

das Konvertierungsentgelt innerhalb des Geltungszeitraums anzupassen. Aus Sicht der THE trägt bereits die Möglichkeit der Erhebung eines Konvertierungsentgeltes 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

Im Gaswirtschaftsjahr 2021/22 entstanden mit ca. 38 Mio. EUR bei moderaten Mengen und gleichzeitig hohen Preisen signifikante Kosten für das Konvertierungssystem (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 zuvor angefallenen Kosten durch die Einnahmen im GWJ 2022/23 kompensiert werden konnten, konnte die Konvertierungsumlage für das Gaswirtschaftsjahr 2023/24 wieder auf 0 EUR/MWh abgesenkt werden. Die Entwicklung der Kosten, Erlöse und Liquiditätserfordernisse machten eine Erhebung einer Konvertierungsumlage auch für das Gaswirtschaftsjahr 2024/25 nicht erforderlich. Der in den vorhergehenden Kapiteln beschriebene verstärkt notwendige Einsatz von Maßnahmen im Bereich Transportkonvertierung und kommerzieller Konvertierung führte im Gaswirtschaftsjahr 2024/25 zu einem erneuten Anstieg der Gesamtkosten auf über 130 Mio. EUR, denen keine Einnahmen aus Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage gegenüber standen.

Darüber hinaus 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 ebenfalls hohe Kosten für das 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 die Möglichkeit ein Konvertierungsentgelt in ausreichender Höhe für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas zu erheben – wie in der geänderten Festlegung Konni Gas vorgesehen – notwendig.

In der umgekehrten Konvertierungsrichtung (L-Gas nach H-Gas) stiegen die Kosten für Transportkonvertierung und kommerzielle Konvertierung in der Richtung von L-Gas nach H-Gas in den Gaswirtschaftsjahren 2022/23 sowie 2024/25 auf Rekordwerte von über 100 Mio. EUR. Seit Juni 2022 entstanden dem Konvertierungssystem bis einschließlich September 2025 allein durch kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen 284 Mio. EUR Kosten. Hinzu kommen anteilige Kosten für Langfristverträge in Höhe von 250 Mio. EUR (davon 205 Mio. EUR in GWJ 2022/23). Die weiteren Auswirkungen eines konvertierungsentgeltfreien Marktes auf die Kosten des Konvertierungssystems bleiben abzuwarten (insb., ob sich die hohen Konvertierungskosten des letzten Sommers wiederholen werden).

6. Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2025/26

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 2025/26 entsprechend mit Vorbehalt zu interpretieren. Stichtag der Datenerhebung ist der 19. Januar 2025.

In Bezug auf die bilanzielle Konvertierung (siehe Abbildung 15) ist zu beobachten, dass in der Richtung H-Gas zu L-Gas das Mengenprofil in den ersten vier Monate des GWJ 2025/26 sich ähnlich zum Vorjahr entwickelt, wenngleich auf leicht niedrigerem Niveau. Die in der Gegenrichtung L-Gas zu H-Gas bilanziell konvertierten Mengen zeigen im Vergleich zum letzten Winter eine erhöhte Nutzung; insbesondere die Dezemberwerte liegen deutlich über den Vorjahreswerten.

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, ungefähr auf dem Stand des Sommers 2025 und damit niedriger als in den jeweiligen Vergleichsmonaten des letzten Winters. Bei den in Abbildung 16 dargestellten vorläufigen Werten ist zu beachten, dass noch keine rechnerische Abgren-

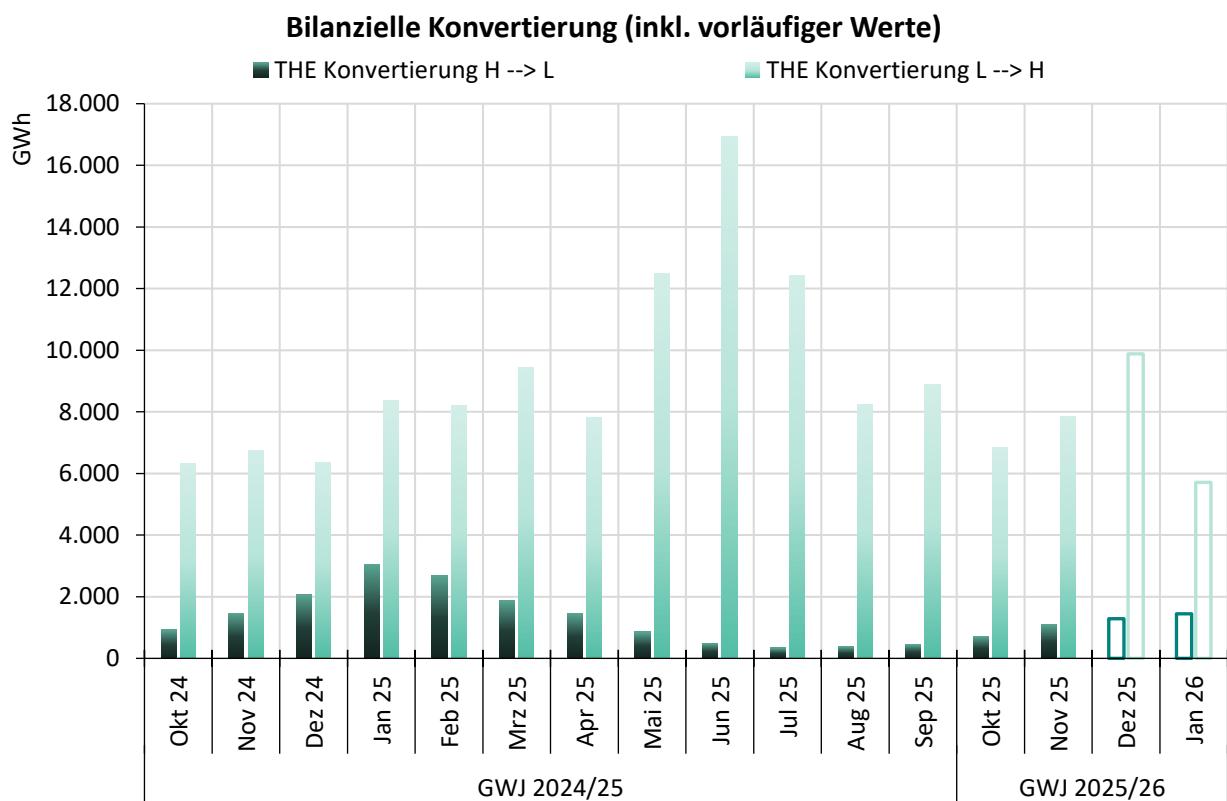


Abbildung 15: Bilanzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)

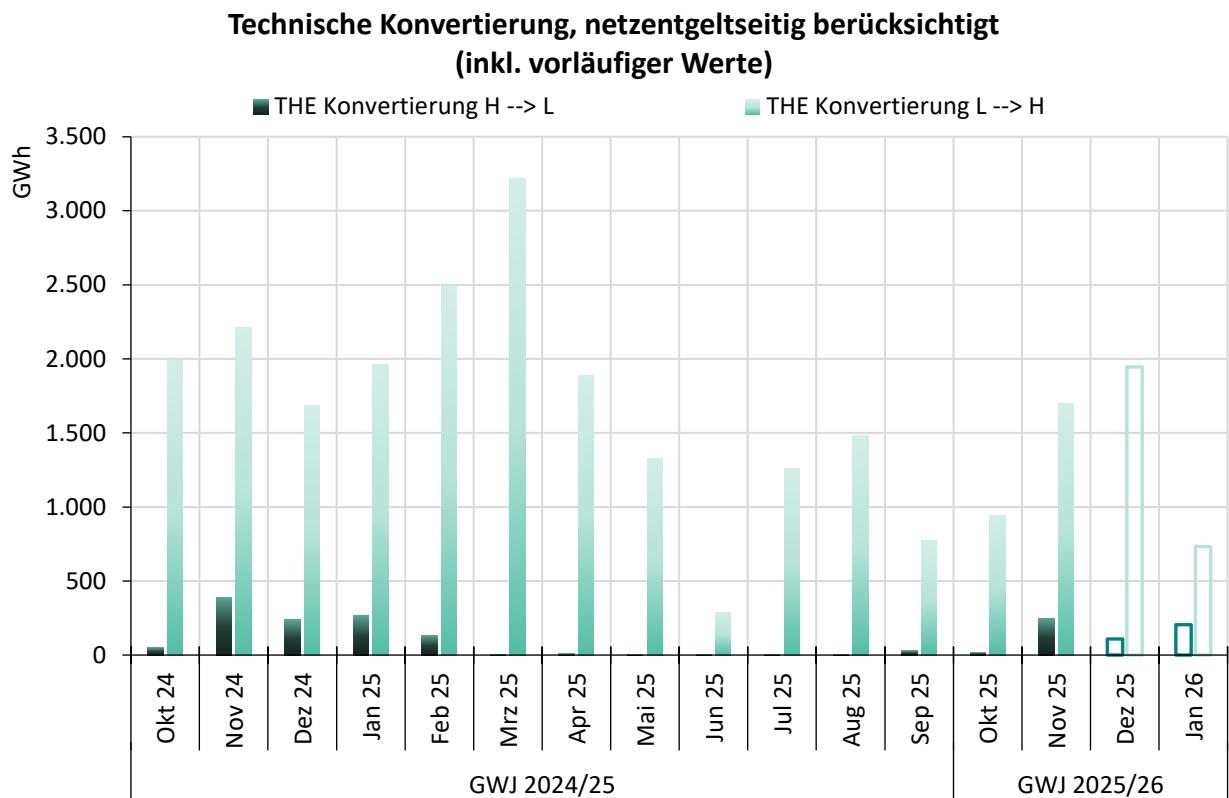


Abbildung 16: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)

zung der für Konvertierungszwecke im Rahmen der Konni Gas genutzten technischen Konvertierungsmengen erfolgt ist. Technische Konvertierung mittels Anlagen, die netzentgeltseitig nicht berücksichtigt sind, findet im THE-Marktgebiet weiterhin nicht statt, da keine solchen Anlagen genutzt werden.

Aufgrund der im Dezember wieder gestiegenen bilanziellen Konvertierungsmengen in der Richtung von L-Gas nach H-Gas wurde vermehrt das Instrument der Transportkonvertierung in dieser Richtung eingesetzt (siehe Abbildung 17); dabei orientiert sich das Aufkommen an den im August/September 2025 eingesetzten Mengen.

Die Entwicklung der bilanziellen und technischen Konvertierungsmengen schlagen sich erwartungsgemäß in einem ähnlichen Verhalten der kommerziellen Konvertierung nieder. Wie in Abbildung 19 zu sehen, liegt weiterhin nur in der Richtung von L-Gas nach H-Gas kommerzielle Konvertierung vor. Die Entwicklung in den Monaten Oktober 2025 bis in den Januar 2026 schreibt die hohen Mengen des ausgehenden Gaswirtschaftsjahres fort und liegt deutlich über den Mengen der entsprechenden Monate des Vor-GWJ. Inklusive der Kosten für Transportkonvertierung liegen die Gesamtkosten der Konvertierungsmaßnahmen (ohne anteilige Langfristkosten) das laufenden Gaswirtschaftsjahres bei 5-15 Mio. EUR im Monat (siehe Abbildung 18 und Abbildung 20).

Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

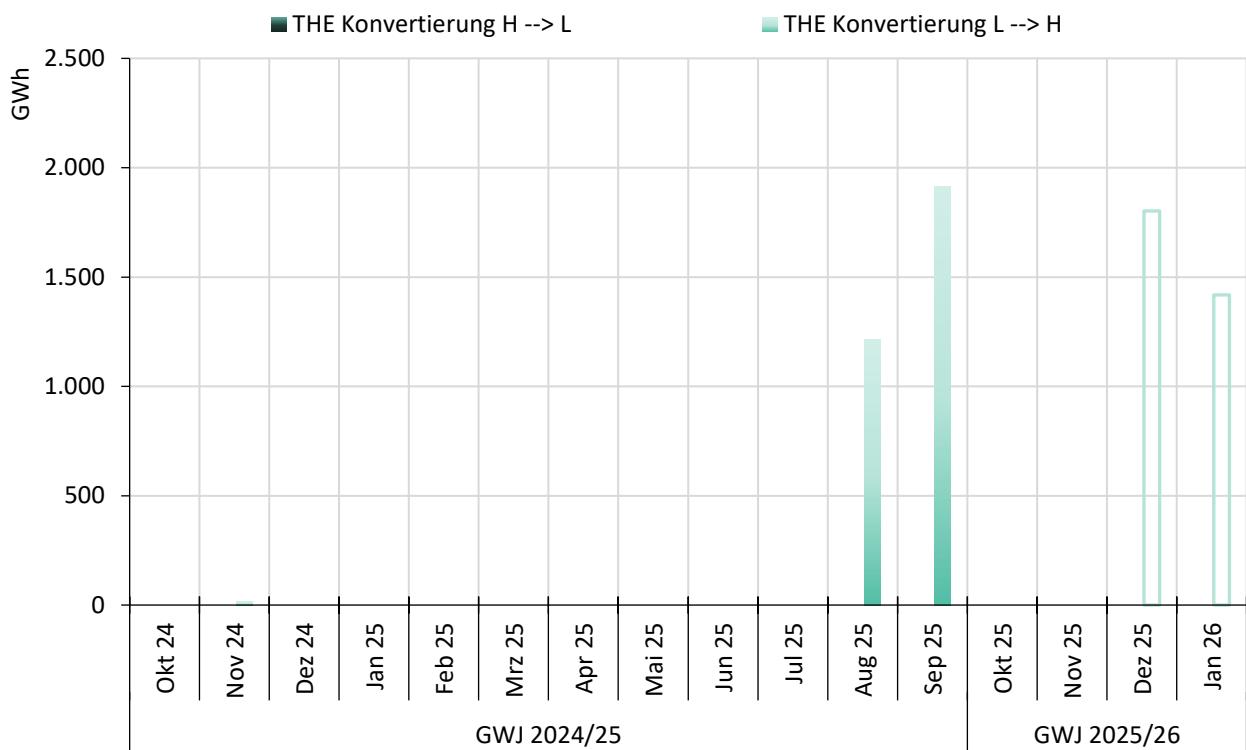


Abbildung 17: Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)

Kosten Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

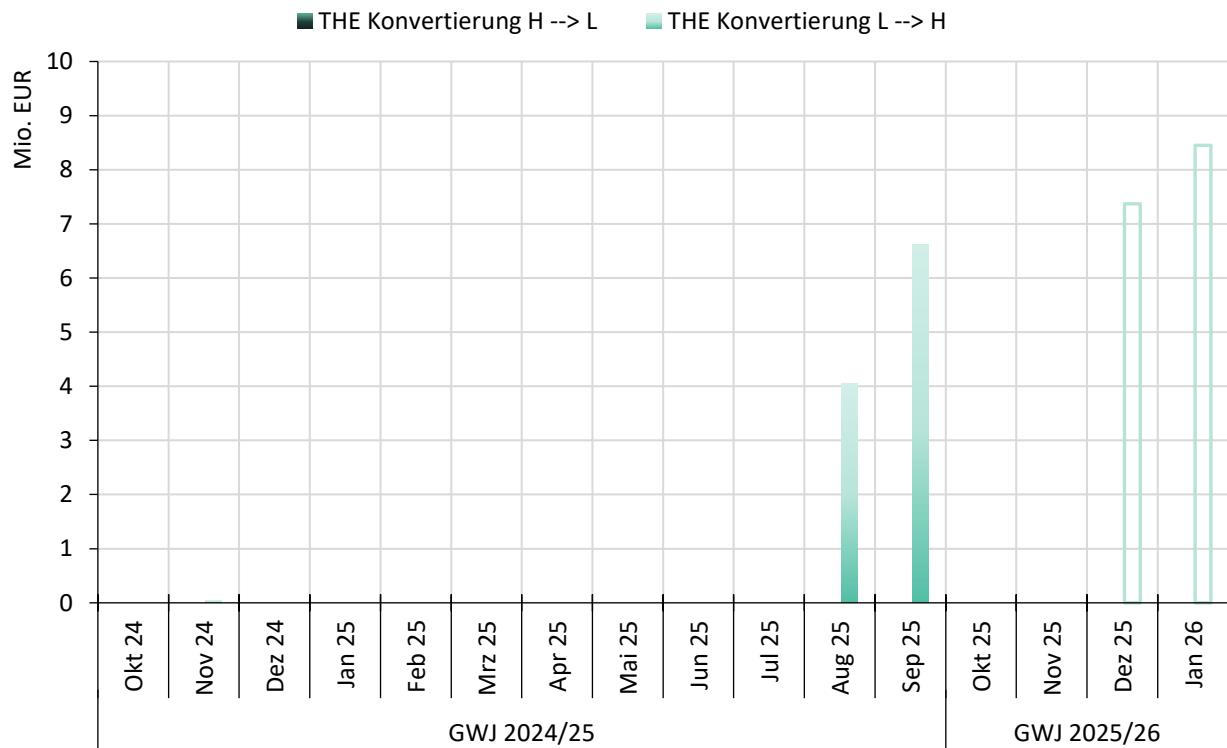


Abbildung 18: Kosten Transportkonvertierung (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)

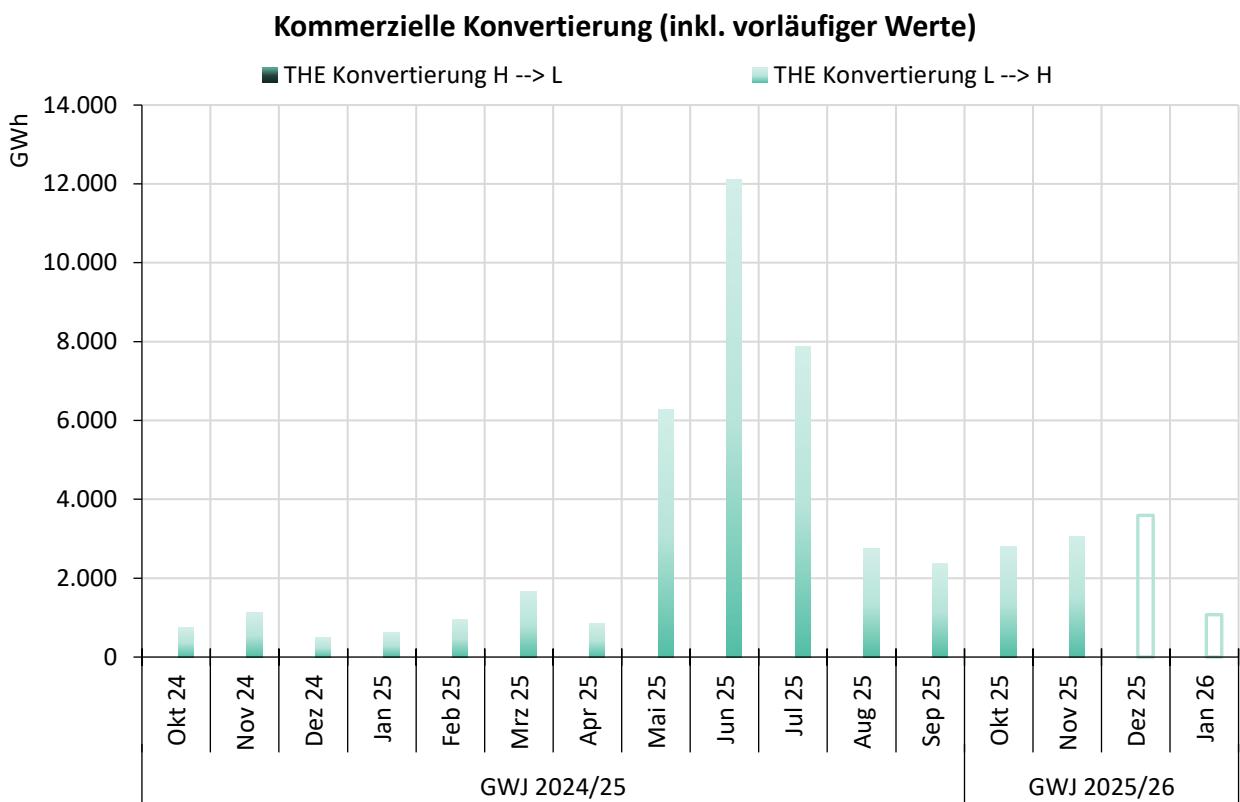


Abbildung 19: Kommerzielle Konvertierungsmengen (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)

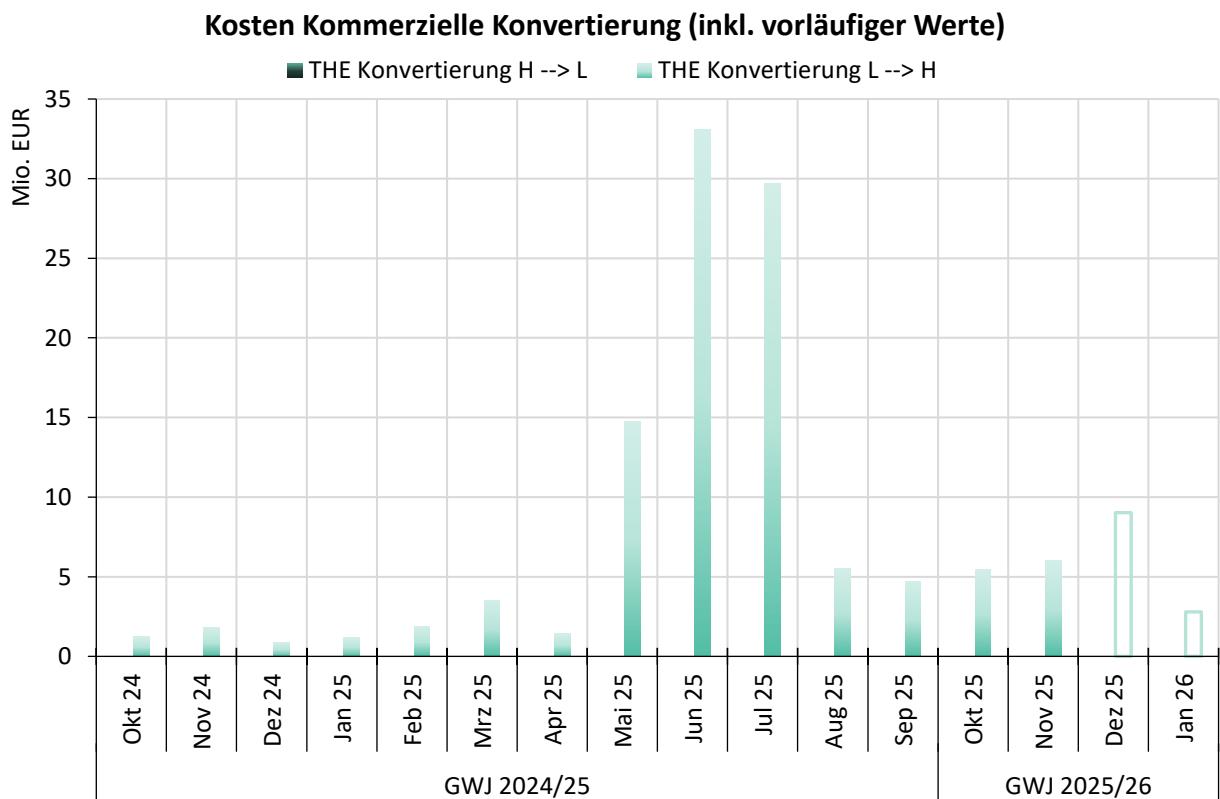


Abbildung 20: Kommerzielle Konvertierungskosten (inkl. vorläufiger Werte; Jan/26 unvollständig)

Es bleibt abzuwarten, ob es im Februar/März 2026 noch zu einem Kälteeinbruch kommt und/oder ob die Konvertierung weiter zunimmt. Ebenso ist noch unbestimmt, welche Auswirkungen das geänderte Konvertierungsverhalten einiger Marktteilnehmer 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.

Trading Hub Europe GmbH

EUREF Campus 1

40474 Düsseldorf

regulatory-affairs

@tradinghub.eu

T +49 (0) 211 542000 – 404

F +49 (0) 211 542000 – 418

www.tradinghub.eu