TRADING HUB EUROPE
keep in balance

Berechnungsgrundlage Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage für das GWJ 2025/2026

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung 8
2. Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts 10
   - 2.1. Beschreibung, Gewichtung und Berechnung der verwendeten Indikatoren 11
   - 2.1.1. Indikator 1: Anteil der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet 11
   - 2.1.2. Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen 12
   - 2.1.3. Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet 14
   - 2.1.4. Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet 15
   - 2.2. Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts 16
3. Mengenprognosen 17
   - 3.1. Prognose der bilanziellen Konvertierung und Ist-Konvertierung 17
   - 3.2. Prognose der technischen Konvertierung 19
   - 3.2.1. Netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen 19
   - 3.2.2. Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen 20
   - 3.2.3. Transportkonvertierung 21
   - 3.3. Prognose der kommerziellen Konvertierung 23
   - 3.4. Prognose der physischen Einspeisung 25
4. Ermittlung des Liquiditätspuffers 26
5. Berechnungsschritte zur Festlegung der Konvertierungsumlage 28
   - 5.1. Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge 28
   - 5.2. Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen 28
   - 5.3. Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen 28
   - 5.4. Berechnung der Konvertierungskosten 28
   - 5.5. Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge 29
   - 5.6. Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt 29
   - 5.7. Ermittlung des Liquiditätspuffers 29
   - 5.8. Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise 29
   - 5.9. Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers 29
   - 5.10. Berechnung der Höhe der Konvertierungsumlage 30
6. Ermittlung der Konvertierungsumlage 30
7. Entscheidung über eine Ausschüttung 30

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Indikator 1 – Anteil der bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz 12
Abbildung 2: Indikator 2 – Anteil der kommerziellen Konvertierung am Regelenergieeinsatz 13
Abbildung 3: Indikator 3 – Anteil der kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz 14
Abbildung 4: Indikator 4 – Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz 15
Abbildung 5: Bilanzielle Konvertierungsmengen 18
Abbildung 6: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt 20
Abbildung 7: Transportkonvertierung 22
Abbildung 8: Kommerzielle Konvertierungsmengen 24
Abbildung 9: Physische Einspeisemengen 25

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ermittlung des Konvertierungsentgelts 16
Tabelle 2: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer 27
Tabelle 3: Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung 28
Tabelle 4: Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen 28
Tabelle 5: Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen 28
Tabelle 6: Berechnung der Konvertierungskosten 28
Tabelle 7: Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge 29
Tabelle 8: Prognostizierte Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt 29
Tabelle 9: Höhe des Liquiditätspuffers 29
Tabelle 10: Prognostizierte physische Einspeisemenge 29
Tabelle 11: Durch Konvertierungsumlage zu deckende prognostizierte Konvertierungskosten 29
Tabelle 12: Berechnung der Konvertierungsumlage 30

Abkürzungsverzeichnis

BK7	Beschlusskammer 7
BNetzA	Bundesnetzagentur
DZK	dynamisch zuordenbare Kapazitäten
FZK	frei zuordenbare Kapazitäten
GASPOOL	Gaspool Balancing Services GmbH
Gasunie	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
OGE	Open Grid Europe GmbH
RBK	Rechnungsbilanzkreis
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
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 (RBK) wird die betragsmäßig kleinere Menge als Konvertierungsmenge abgerechnet. Werden Einspeisemengen im H-Gas zum Ausgleich von Fehlmengen im L-Gas genutzt, spricht man von bilanzieller Konvertierung von H-Gas nach L-Gas. Die gegenläufige Richtung ist als bilanzielle Konvertierung von L-Gas nach H-Gas definiert. 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.

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 (THE) ist als Marktgebietsverantwortlicher (MGV) aufgrund der Festlegung BK7-11-002 (Konni Gas) der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 27. März 2012 sowie deren Anpassung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016 verpflichtet, gemäß Tenor 4c) die Berechnungsgrundlagen und -schritte zur Prognose des Konvertierungsentgelts und der Konvertierungsumlage für das Marktgebiet Trading Hub Europe zu veröffentlichen.

Für den Geltungszeitraum vom 1. Oktober 2025 bis 30. September 2026 legt THE das **Konvertierungsentgelt in der Richtung von H-Gas nach L-Gas in einer Höhe von 0,00 EUR/MWh** fest. Die **Konvertierungsumlage** wird in einer Höhe **von 0,18 EUR/MWh** erhoben.

Die Schritte zur Festlegung des Konvertierungsentgelts und der Konvertierungsumlage wurden mit dem Ziel einer Vereinheitlichung inhaltlich von der BNetzA vorgegeben. Die Festlegung des Konvertierungsentgelts hat anhand von Indikatoren anreizorientiert zu erfolgen. Für die Festlegung der Konvertierungsumlage sind folgende Berechnungsschritte durchzuführen:

- Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung
- Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen – differenziert nach netzentgeltseitig bereits berücksichtigten und kostenpflichtigen Maßnahmen
- Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
- Berechnung der Konvertierungskosten
- Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung
- Berücksichtigung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts von H-Gas nach L-Gas
- Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt von H-Gas nach L-Gas
- Ermittlung des Liquiditätspuffers
- Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise
- Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers

Die Anpassung der Festlegung Konni Gas sieht seit dem 1. April 2017 eine zeitlich unbegrenzte Obergrenze für ein Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas in Höhe von 0,45 EUR/MWh vor. Für die Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas ist kein Konvertierungsentgelt vorgesehen. Die Höhe des Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas ist anreizorientiert zu bemessen. Dabei soll zum einen der Markt einen ausreichenden Anreiz zum qualitätsübergreifenden Gashandel haben und zum anderen der MGV nicht zum überwiegenden Beschaffer der Absatzmengen von L-Gas-Letztverbrauchern im Marktgebiet werden.

Ausgehend von diesen Prämissen und unter Berücksichtigung der von der BNetzA vorgegebenen Schritte wird die Berechnung von Konvertierungsentgelt und -umlage im Folgenden dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung der bisherigen Entwicklung des Konvertierungssystems kann dem auf der Internetseite der

THE (www.tradinghub.eu) veröffentlichten „Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem“[1] entnommen werden. Der Bericht wird jährlich zum 1. Februar aktualisiert.

[1] https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Downloadcenter-THE > Berichte > Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem GWJ 2023/2024

2. 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 diese auch transparent im Rahmen der Veröffentlichung der Berechnungsgrundlage des Konvertierungsentgelts 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)

Zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts berechnet THE anhand jedes der vier Indikatoren die notwendige Höhe des Konvertierungsentgelts und aggregiert die Ergebnisse der einzelnen Indikatoren entsprechend der jeweiligen Gewichtung. Die Gewichtung soll dabei die Eignung des jeweiligen Indikators im Vergleich zu den anderen Indikatoren widerspiegeln.

2.1. Beschreibung, Gewichtung und Berechnung der verwendeten Indikatoren

Indikator 1 (Anteil der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet), Indikator 3 (Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet) und Indikator 4 (Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet) setzen allesamt Faktoren des Konvertierungssystems ins Verhältnis zum L-Gas-Absatz. Die genannten Indikatoren sind gut geeignet, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt zu bestimmen. Die Indikatoren 1, 3 und 4 werden daher jeweils mit 30 % gewichtet und ergeben somit in ihrer Gesamtheit eine Gewichtung von 90 %.

Indikator 2 (Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen) ist aufgrund seiner Beeinflussbarkeit durch nicht-konvertierungsbedingte Effekte nur begrenzt geeignet zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts. Indikator 2 wird daher nur mit 10 % gewichtet.

Aufgrund der geänderten Flusssituation (für Hintergründe siehe Evaluierungsbericht) haben sich im laufenden Gaswirtschaftsjahr (GWJ) erneut keine nennenswerten Konvertierungsmengen in der Richtung H-Gas zu L-Gas ergeben, so dass THE den bei der Ableitung des Entgeltes angenommenen systemverträglichen Anteil auf dem Niveau von 50 % belassen konnte.

2.1.1. Indikator 1: Anteil der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet

Zur 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. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt. Für die Marktgebiete GASPOOL und THE wird das durch Eigenproduktion erzeugte L-Gas berücksichtigt.

In Abbildung 1 wird jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Auch bei dem Entgelt von 0,00 EUR/MWh trat keine relevante Konvertierung von H-Gas nach L-Gas auf. Da eine weitere Absenkung des Entgeltes nicht möglich ist und die ausbleibende Konvertierung auf andere Ursachen zurückzuführen ist, wird dieser Datenpunkt als nicht geeignet für die Abhängigkeitsanalyse eingestuft und aus der Betrachtung ausgeschlossen. Dadurch soll eine Verzerrung der Ergebnisse vermieden werden. Die Verteilung der Gesamtheit der relevanten Datenpunkte wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz berechnet. Diese Prognose wird für das kommende GWJ angewendet.

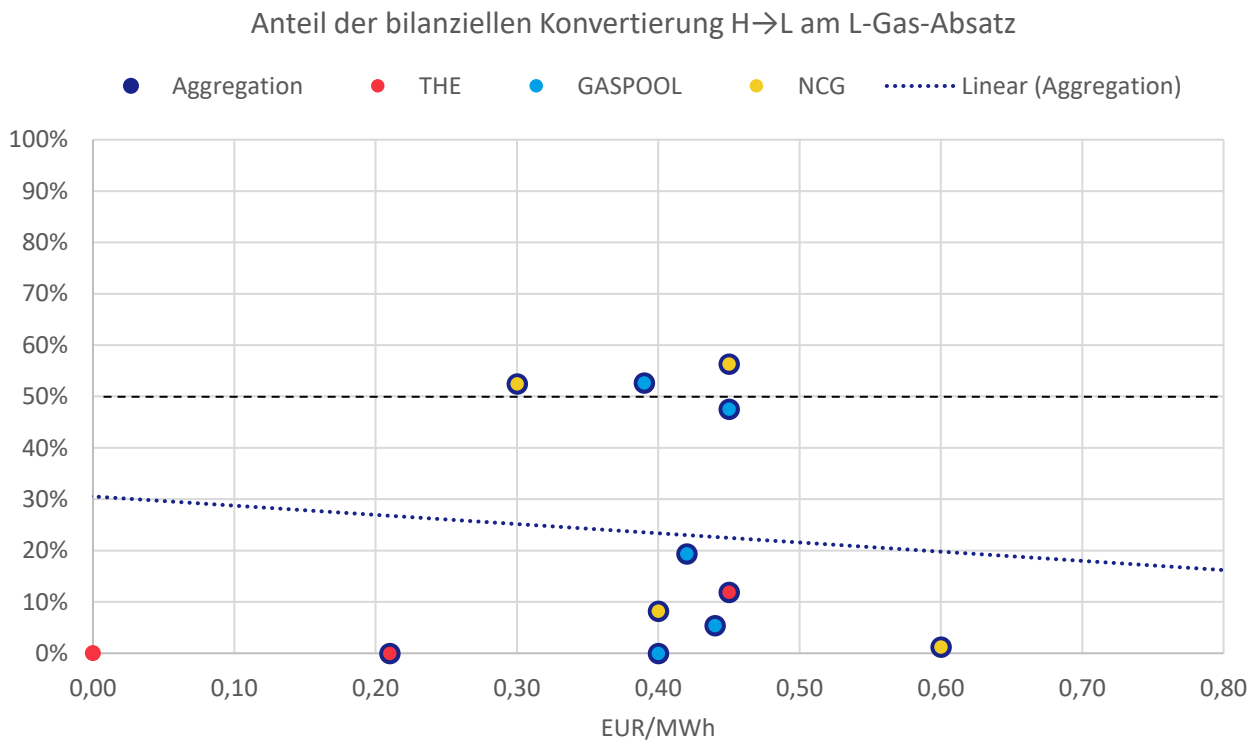


Abbildung 1: Indikator 1 – Anteil der bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz

Aus Sicht der THE ist ein Anteil der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz von 50 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,00 EUR/MWh**.

Dieser Indikator ist aus Sicht der THE geeignet, um zu beurteilen, ob ein ausreichender Anreiz zur qualitätsübergreifenden Konvertierung besteht, da hier direkt auf das Konvertierungsverhalten der Marktteilnehmer Bezug genommen wird. Indikator 1 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 30 % gewichtet.

2.1.2. Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am 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. Hierbei wird zur Bestimmung des Anteils der kommerziellen Konvertierung das arithmetische Mittel über alle Tagesanteile in der entsprechenden Periode gebildet.

In Abbildung 2 wird jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Auch bei dem Entgelt von 0,00 EUR/MWh trat keine relevante Konvertierung von H-Gas nach L-Gas auf. Da eine weitere Absenkung des Entgeltes nicht möglich

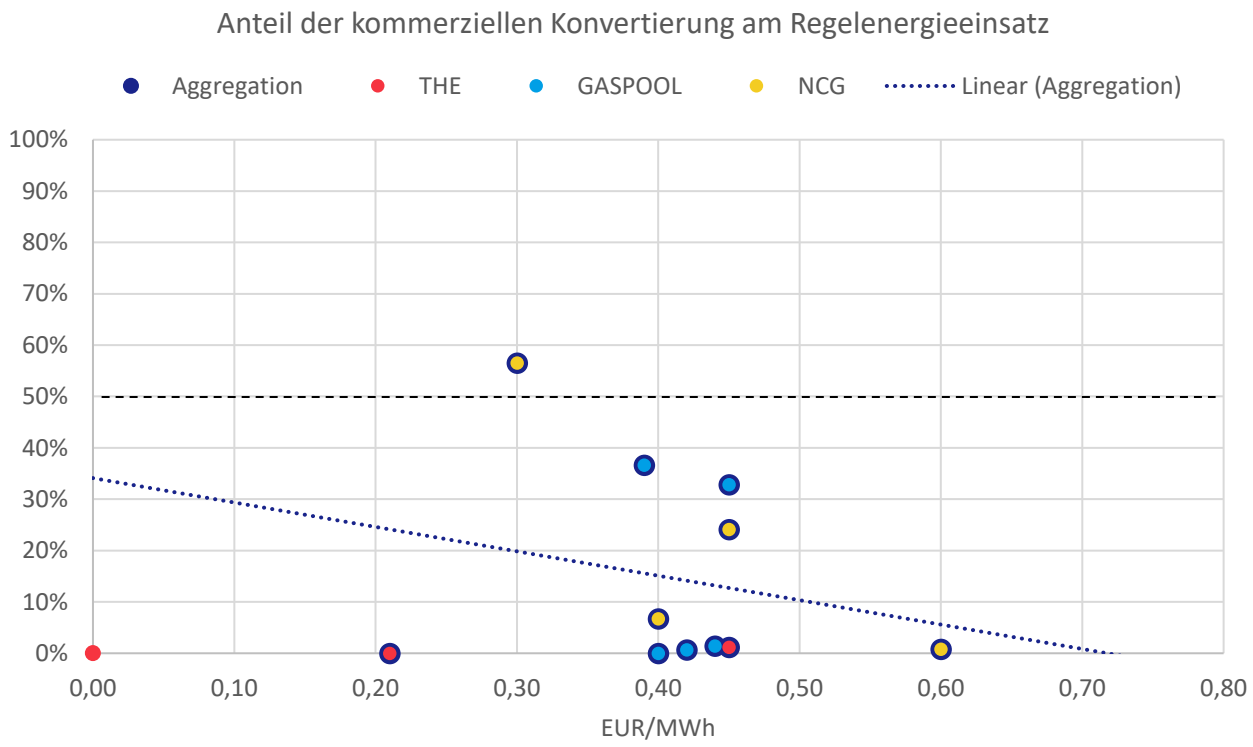


Abbildung 2: Indikator 2 – Anteil der kommerziellen Konvertierung am Regelenergieeinsatz

ist und die ausbleibende Konvertierung auf andere Ursachen zurückzuführen ist, wird dieser Datenpunkt als nicht geeignet für die Abhängigkeitsanalyse eingestuft und aus der Betrachtung ausgeschlossen. Dadurch soll eine Verzerrung der Ergebnisse vermieden werden. Die Verteilung der Gesamtheit der relevanten Datenpunkte wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der kommerziellen Konvertierung am gesamten Regelenergieaufkommen berechnet. Diese Prognose wird für das kommende GWJ angewendet.

Aus Sicht der THE ist ein Anteil des Regelenergiebedarfs für Konvertierungszwecke in der Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen in Höhe von 50 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,00 EUR/MWh**.

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.

Indikator 2 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgelts daher mit 10 % gewichtet.

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

Zur 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. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt. Für die Marktgebiete GASPOOL und THE wird das durch Eigenproduktion erzeugte L-Gas berücksichtigt.

In Abbildung 3 wird jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Auch bei dem Entgelt von 0,00 EUR/MWh trat keine relevante Konvertierung von H-Gas nach L-Gas auf. Da eine weitere Absenkung des Entgeltes nicht möglich ist und die ausbleibende Konvertierung auf andere Ursachen zurückzuführen ist, wird dieser Datenpunkt als nicht geeignet für die Abhängigkeitsanalyse eingestuft und aus der Betrachtung ausgeschlossen. Dadurch soll eine Verzerrung der Ergebnisse vermieden werden. Die Verteilung der Gesamtheit der relevanten Datenpunkte wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz berechnet. Diese Prognose wird für das kommende GWJ angewendet.

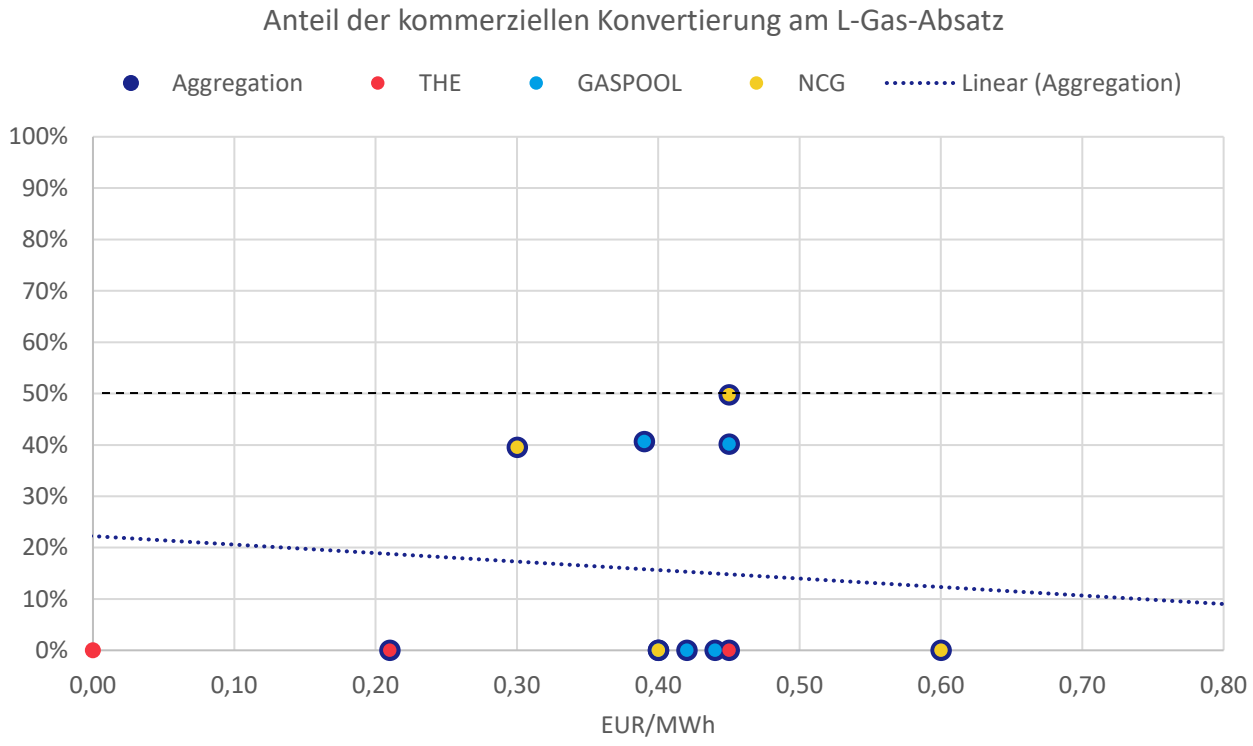


Abbildung 3: Indikator 3 – Anteil der kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz

Dieser Indikator ist geeignet zu beurteilen, ob THE aufgrund des Konvertierungsverhaltens der Marktteilnehmer zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas wird. Aus Sicht der THE ist ein Anteil des Regelenergiebedarfs für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz von 50 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,00 EUR/MWh**.

Indikator 3 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgelts mit 30 % gewichtet.

2.1.4. 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. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt. Für die Marktgebiete GASPOOL und THE wird das durch Eigenproduktion erzeugte L-Gas berücksichtigt.

In Abbildung 4 wird jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Auch bei dem Entgelt von 0,00 EUR/MWh trat keine relevante Konvertierung von H-Gas nach L-Gas auf. Da eine weitere Absenkung des Entgeltes nicht möglich

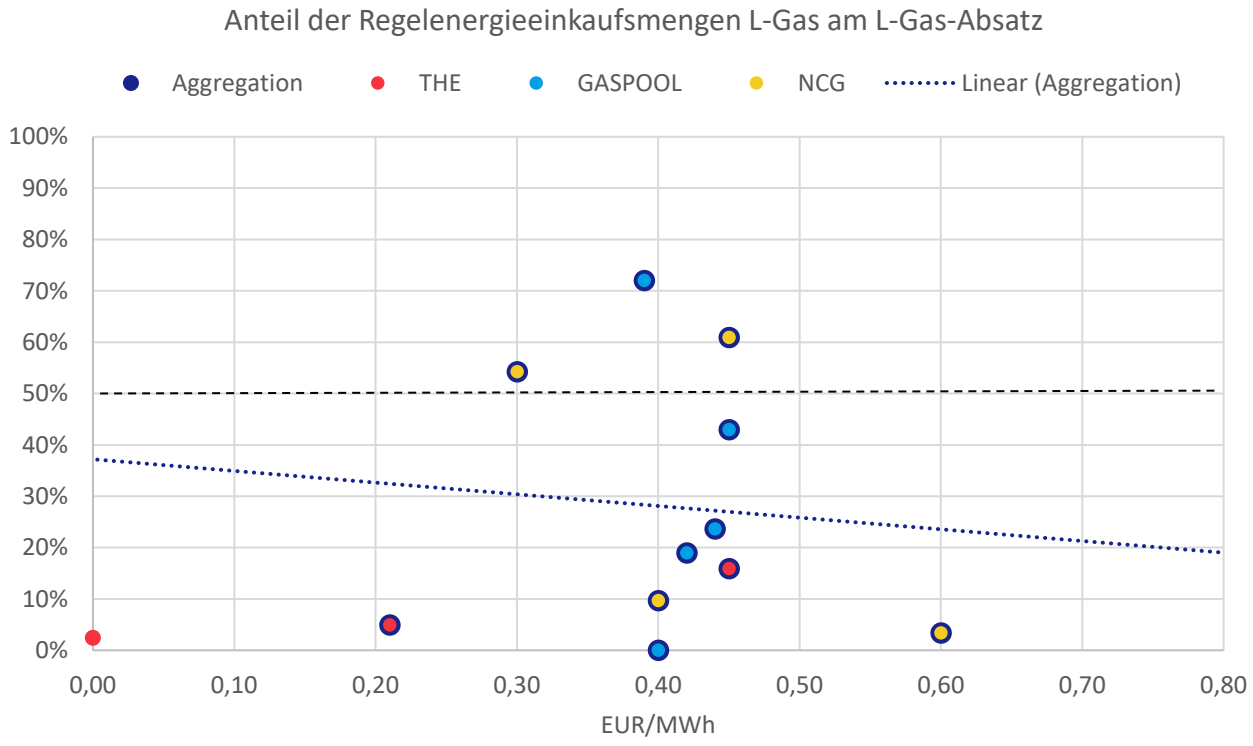


Abbildung 4: Indikator 4 – Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

ist und die ausbleibende Konvertierung auf andere Ursachen zurückzuführen ist, wird dieser Datenpunkt als nicht geeignet für die Abhängigkeitsanalyse eingestuft und aus der Betrachtung ausgeschlossen. Dadurch soll eine Verzerrung der Ergebnisse vermieden werden. Die Verteilung der Gesamtheit der relevanten Datenpunkte wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz berechnet. Diese Prognose wird für das kommende GWJ angewendet.

Dieser Indikator wird verwendet, da aus Sicht der THE neben den anderen Indikatoren betrachtet werden sollte, 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 unmittelbar an, zu welchem Grad THE zum Beschaffer von L-Gas wird.

Aus Sicht der THE ist ein Anteil des Regelenergieeinkaufsbedarfs für L-Gas am L-Gas-Absatz von 50 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,00 EUR/MWh**.

Indikator 4 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgelts mit 30 % gewichtet.

2.2. Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts

Auf Basis der gewichteten Indikatoren (Tabelle 1) ergibt sich somit ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas von **0,00 EUR/MWh**. Da dies unterhalb der Obergrenze für die Höhe des Konvertierungsentgelts von 0,45 EUR/MWh liegt, legt THE das Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas auf den sich aus der Prognose ergebenden Wert – **0,00 EUR/MWh** – fest.

Das Beibehalten des anreizorientierten Konvertierungsentgelts auf dem Niveau des Vorjahres in der Höhe von 0,00 EUR/MWh resultiert aus der gegenläufigen Flusssituation im Netz und trotz der deutlichen Absenkung des Konvertierungsentgeltes im GWJ 2024/2025 (von 0,21 EUR/MWh auf 0,00 EUR/MWh) weiterhin ausbleibenden Konvertierung von H-Gas nach L-Gas.

Indikator	Ermitteltes Konvertierungsentgelt	Gewichtung
Indikator 1	0,00 EUR/MWh	30 %
Indikator 2	0,00 EUR/MWh	10 %
Indikator 3	0,00 EUR/MWh	30 %
Indikator 4	0,00 EUR/MWh	30 %

Tabelle 1: Ermittlung des Konvertierungsentgelts

3. Mengenprognosen

Da die deutliche Absenkung des Konvertierungsentgelts im letzten GWJ von 0,21 EUR/MWh auf 0,00 EUR/MWh nicht zu einer Drehung der vorherrschenden Netto-Konvertierungsrichtung geführt hat, geht THE davon aus, dass die sich aus der geänderten Flusssituation ergebende Vorzugsrichtung der Konvertierung in Richtung L-Gas zu H-Gas auch bei einer Beibehaltung des Entgeltes in der Höhe von 0,00 EUR/MWh erhalten bleibt.

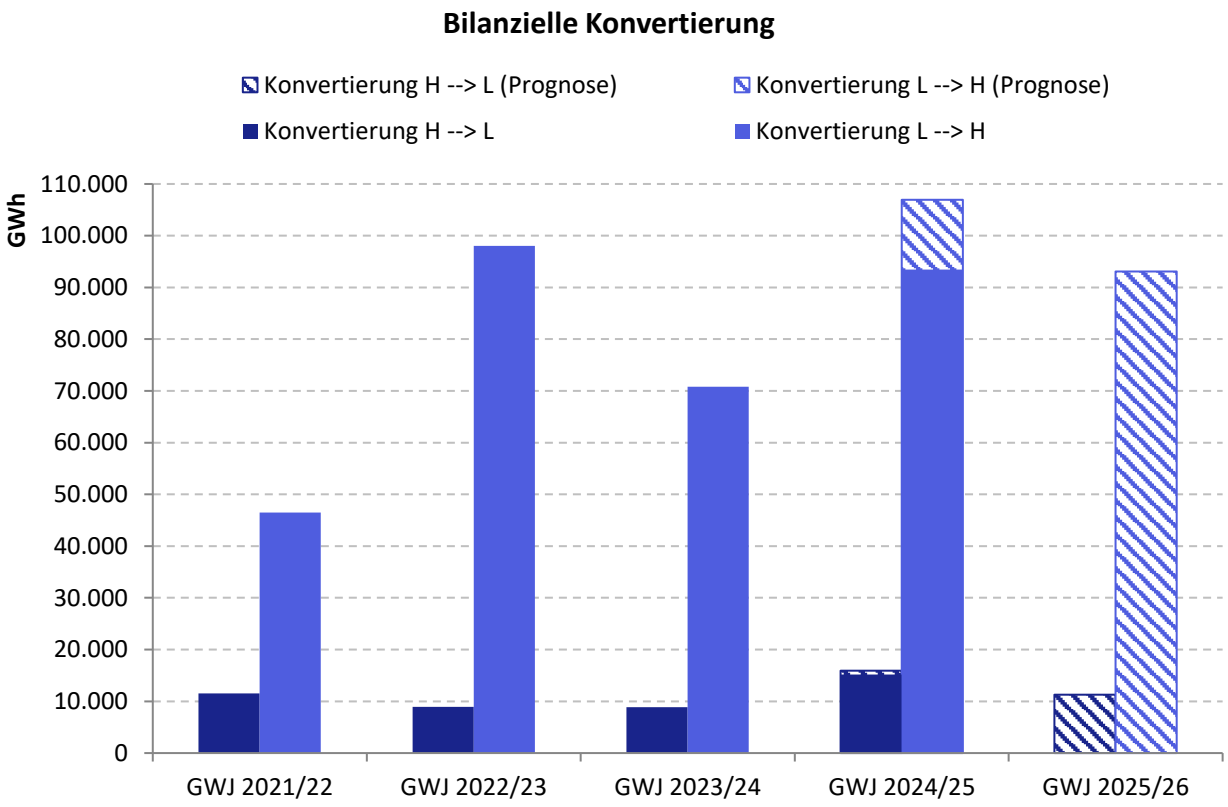
Die einzelnen Komponenten des Konvertierungssystems hängen zwar miteinander zusammen, werden von THE im Rahmen des Prognosemodells jedoch unabhängig voneinander prognostiziert, um die benötigte Risikoabschätzung im Modell zu gewährleisten. Daher ist zu beachten, dass die Prognosen der einzelnen Mengen untereinander nicht zwingend ein gaswirtschaftlich stringentes Verhältnis haben.

3.1. Prognose der bilanziellen Konvertierung und Ist-Konvertierung

Die bilanziellen Konvertierungsmengen sowie die Ist-Konvertierungsmengen (bilanzielle netzweite Konvertierung) für das Marktgebiet THE werden in Abbildung 5 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. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

Bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (30. September 2025) wird auf Basis einer Hochrechnung bezogen auf das ganze GWJ für das Marktgebiet THE mit einer bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 16 TWh und von L-Gas nach H-Gas von 107 TWh gerechnet. Für das nächste GWJ wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem niedrigen Konvertierungsentgelt i. H. v. 0,00 EUR/MWh eine bilanzielle Konvertierung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 11 TWh und von L-Gas nach H-Gas von 93 TWh erwartet.

Die erwartete bilanzielle netzweite Konvertierung von H-Gas nach L-Gas bezogen auf das ganze GWJ für das Marktgebiet THE wird bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (30. September 2025) auf 0 TWh berechnet und von L-Gas nach H-Gas werden 87 TWh erwartet. Für das nächste GWJ wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem niedrigen Konvertierungsentgelt i. H. v. 0,00 EUR/MWh eine bilanzielle netzweite Konvertierung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 0 TWh und von L-Gas nach H-Gas von 78 TWh erwartet.



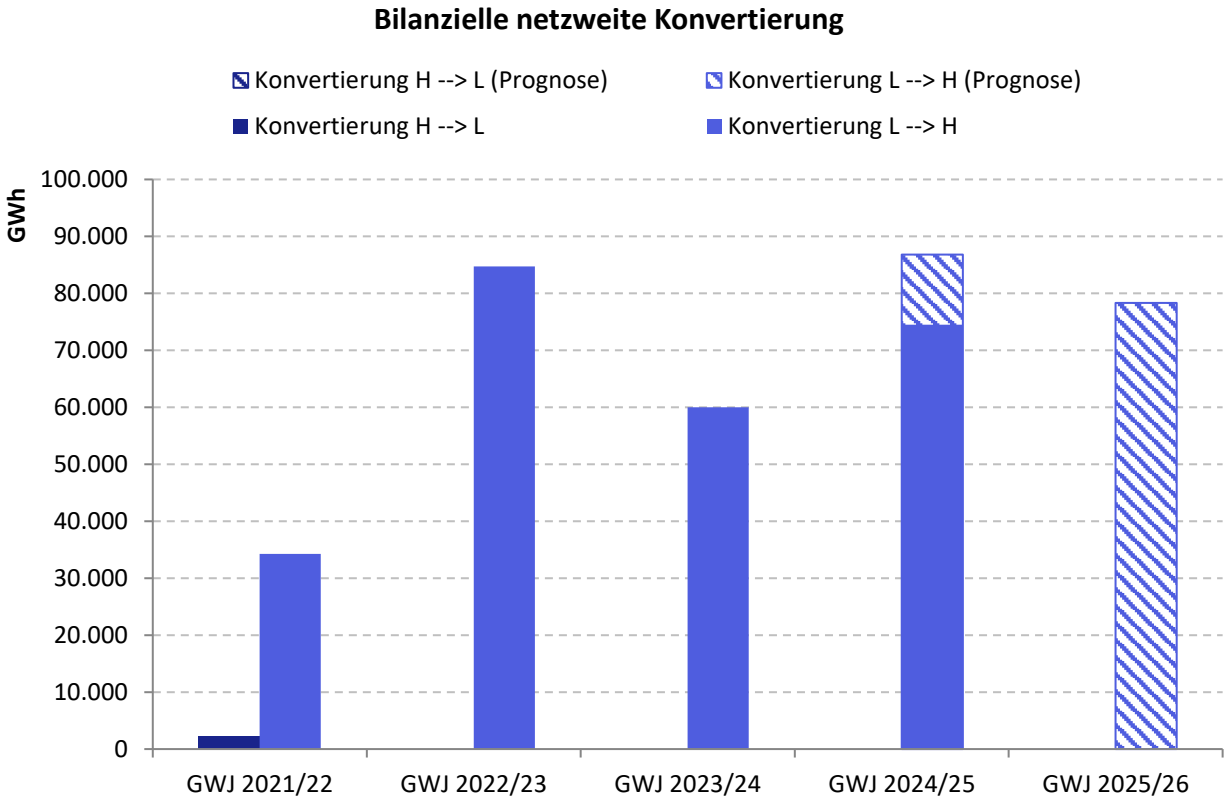


Abbildung 5: Bilanzielle Konvertierungsmengen

3.2. Prognose der technischen Konvertierung

Bei der Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen ist zwischen Konvertierungsanlagen, die bereits in den Netzentgelten enthalten sind und jenen, die netzentgeltseitig noch nicht berücksichtigt sind, zu unterscheiden. 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 Markts. Die Prognose der dem Konvertierungssystem zuzuordnenden technischen Konvertierungsmengen wird daher auf Basis eines rechnerischen Ansatzes ermittelt, wobei die Höhe der technischen Konvertierung der Restmenge der prognostizierten bilanziellen Konvertierungsmenge entspricht, die nicht über die prognostizierte kommerzielle Konvertierung abgedeckt ist.

Bei der Ermittlung der prognostizierten 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.

3.2.1. Netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen

Im Marktgebiet der THE verfügen die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (Gasunie), die Open Grid Europe GmbH (OGE) und die Thyssengas GmbH (TG) über technische Konvertierungsanlagen in ihren gasqualitätsübergreifenden Netzen. Die Nowega GmbH verfügt darüber hinaus 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 verfügte OGE über eine Gasmischanlage am Standort Scheidt (in der Richtung L-Gas nach H-Gas), die aufgrund der Marktraumumstellung seit September 2024 nicht mehr zur Verfügung steht. TG verfügt über eine Luftbeimischungsanlage in Broichweiden. Bei dieser Anlage wird dem H-Gas Luft zugemischt, um L-Gas zu erhalten. Die Gasunie verfügt über Beimischpotentiale im eigenen Netz (sowohl in der Richtung von H-Gas nach L-Gas als auch in der Gegenrichtung).

Limitierend auf das technische Konvertierungsvermögen von H-Gas nach L-Gas wirkt sich die erhöhte technische Konvertierung im niederländischen Ferngasleitungssystem von H-Gas nach L-Gas mittels Stickstoffbeimischung, als Substitution für die Mengen aus der beendeten, bzw. bereits zuvor stark reduzierten Förderung im Groningenfeld, 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. Die umgekehrte Richtung von L-Gas nach H-Gas ist hiervon nicht betroffen.

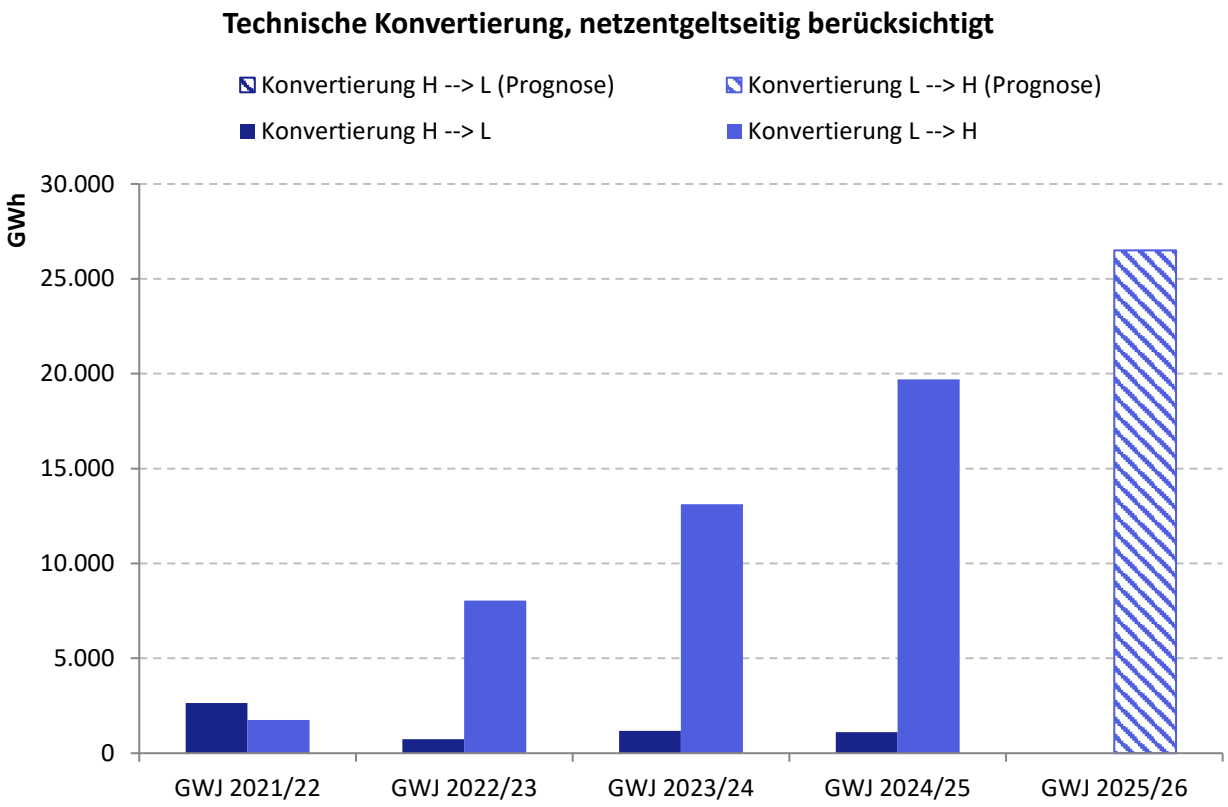


Abbildung 6: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt

Abbildung 6 stellt die dem Konvertierungssystem zugeordneten technischen Konvertierungsmengen der vergangenen GWJ sowie eine Prognose der technischen Konvertierungsmengen für das laufende und anstehende GWJ 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. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

Aufgrund des rechnerischen Ansatzes ergeben sich die Prognosewerte aus der Differenz der prognostizierten bilanziellen netzweiten Konvertierung und der prognostizierten kommerziellen Konvertierung. Da de facto ein großer Teil der in der Vergangenheit ermittelten bilanziellen netzweiten Konvertierung aufgrund von Swaps und netztechnischen Gegebenheiten nicht durch technische und/oder kommerzielle Konvertierung gedeckt werden musste, ist auch bei den Prognosen der technischen Konvertierung eine deutlich niedrigere Inanspruchnahme zu erwarten.

3.2.2. Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen

Im Marktgebiet THE bestehen derzeit keine Vereinbarungen mit Dritten über die Nutzung von technischen Konvertierungsanlagen, die nicht bereits über die Netzentgelte abgedeckt sind. THE prüft weiterhin, ob und inwieweit technische Konvertierungskapazitäten von Dritten verfügbar wären und zu welchen vertraglichen Bedingungen diese durch THE genutzt werden könnten.

THE geht weder im laufenden noch im kommenden GWJ von einer kostenpflichtigen Nutzung von Konvertierungsanlagen, die nicht bereits über Netzentgelte abgedeckt sind, aus.

3.2.3. 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 MGV 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 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 nahm zuvor nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtkonvertierung ein. Aufgrund der geänderten Flusssituation wird die Transportkonvertierung seit Juli 2022 nur in der Richtung L-Gas zu H-Gas genutzt. Im August und September 2025 erfolgte ein verstärkter Einsatz der Transportkonvertierung in dieser Richtung (ca. 1.200 GWh/Monat).

Da die Transportkonvertierung nur eingesetzt wird, wenn die Transportkosten der Transportkonvertierung mit den Commodity-Kosten der kommerziellen Konvertierung maximal gleichauf liegen, müssen keine zusätzlichen Kosten der Transportkonvertierung prognostiziert werden. Vor dem Hintergrund der geringen Erfahrungswerte und den weiterhin vergleichsweise geringen Anteilen können die möglichen Einsparungen in Bezug auf die kommerzielle Konvertierung nicht abgeschätzt werden.

Im Marktgebiet THE wird für das laufende GWJ eine Transportkonvertierung in der Richtung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 0 GWh erwartet; in der Gegenrichtung eine Transportkonvertierung von 2.783 GWh. Für die Konvertierungsperiode vom 1. Oktober 2025 bis zum 30. September 2026 prognostiziert THE eine Transportkonvertierung in der Richtung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 0 GWh; in Richtung von L-Gas nach H-Gas wird eine Menge von 807 GWh erwartet.

Abbildung 7 stellt die Transportkonvertierung der vergangenen GWJ sowie eine Prognose der Transportkonvertierung für das laufende und anstehende GWJ 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. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

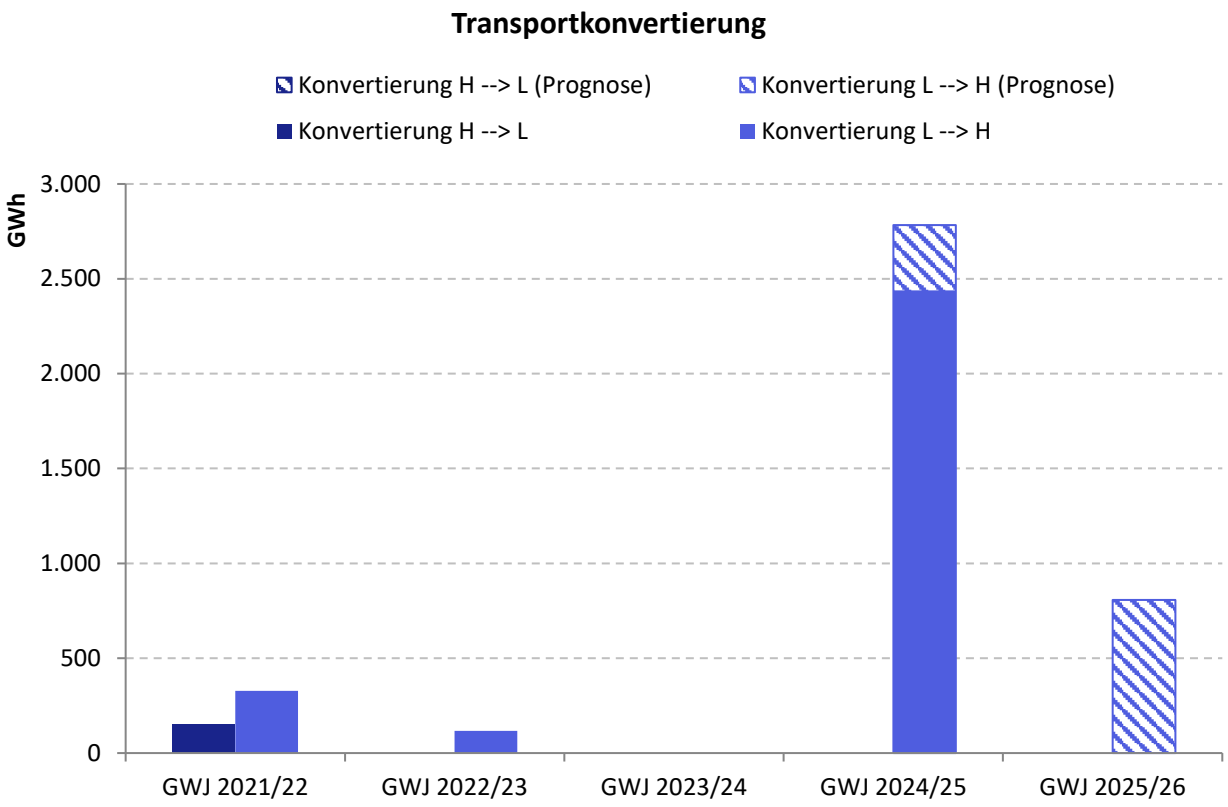


Abbildung 7: Transportkonvertierung

3.3. Prognose der kommerziellen Konvertierung

Der Bedarf an kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen bis zum Ende der aktuellen sowie für die nächste Konvertierungsperiode kann nicht belastbar prognostiziert werden, da dieser direkt von der bilanziellen Konvertierung von Marktteilnehmern, dem Konvertierungsvermögen der Mischanlagen sowie von der jeweils aktuellen physikalischen Netzsituation und damit dem Regelenergiebedarf abhängig ist. Daher wird für die Prognose ein Ansatz gewählt, der in der Vergangenheit beobachtete kommerzielle Konvertierungsmengen und die regulatorischen Gegebenheiten (wie z.B. im Vergleich zur Obergrenze des Konvertierungsentgelts sehr hohe Kapazitätskosten insb. in den Wintermonaten) berücksichtigt.

Ein weiterer wesentlicher Faktor ist die Qualität der Verbrauchsprognosen für leistungsgemessene (RLM) und nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher (SLP). Diese 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.

Die erwartete kommerzielle Konvertierung für das Marktgebiet THE wird bis zum Ende des aktuellen GWJ (30. September 2025) in Richtungen H-Gas nach L-Gas auf 0 TWh sowie in der Richtung L-Gas nach H-Gas auf 48 TWh errechnet. Für das nächste GWJ wird trotz des niedrigen Konvertierungsentgeltes i. H. v. 0,00 EUR/MWh weiterhin keine kommerzielle Konvertierung von H-Gas nach L-Gas erwartet. Unter Berücksichtigung der weiter vorherrschenden Flusssituation wird basierend auf Vergangenheitswerten und Prognosen eine kommerzielle Konvertierung in der Richtung von L-Gas nach H-Gas i.H.v. 23 TWh prognostiziert.

Abbildung 8 stellt die Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen in den vergangenen GWJ sowie eine Prognose für die laufende und kommende Konvertierungsperiode 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. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

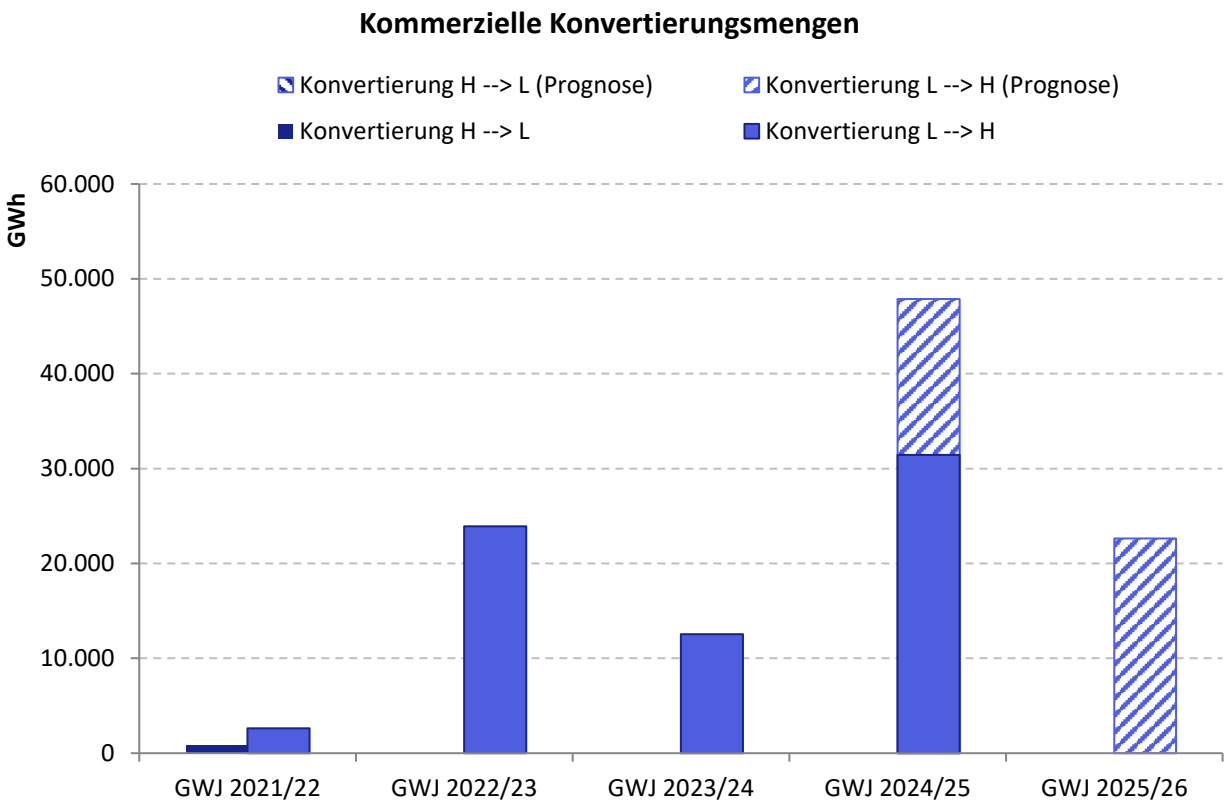


Abbildung 8: Kommerzielle Konvertierungsmengen

3.4. Prognose der physischen Einspeisung

Da die Konvertierungsumlage auf alle physischen Einspeisemengen von Bilanzkreisen mit den Status „frei zuordenbare Kapazitäten“ (FZK) und „dynamisch zuordenbare Kapazitäten“ (DZK) erhoben wird, müssen die erwarteten physischen Einspeisemengen für die gesamte aktuelle und nächste Konvertierungsperiode anhand von Vergangenheitswerten und typischen Monatsgewichten (Monatsdurchschnittswerte der Vergangenheit) prognostiziert werden.

Die physischen Einspeisemengen im Marktgebiet THE werden zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (30. September 2025) auf 1.223 TWh berechnet. Für das nächste GWJ werden auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen physische Einspeisemengen i. H. v. 1.285 TWh erwartet.

Die physischen Einspeisemengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren sowie eine Prognose für die laufende und kommende Konvertierungsperiode sind in Abbildung 9 dargestellt. Betrachtet wurden hierfür die Zeitreihentypen „Entryso“, „Entry Biogas“, „Entry Wasserstoff“ und „Entry Speicher“ (ab 1. Oktober 2024). Prognosen sind schraffiert dargestellt.

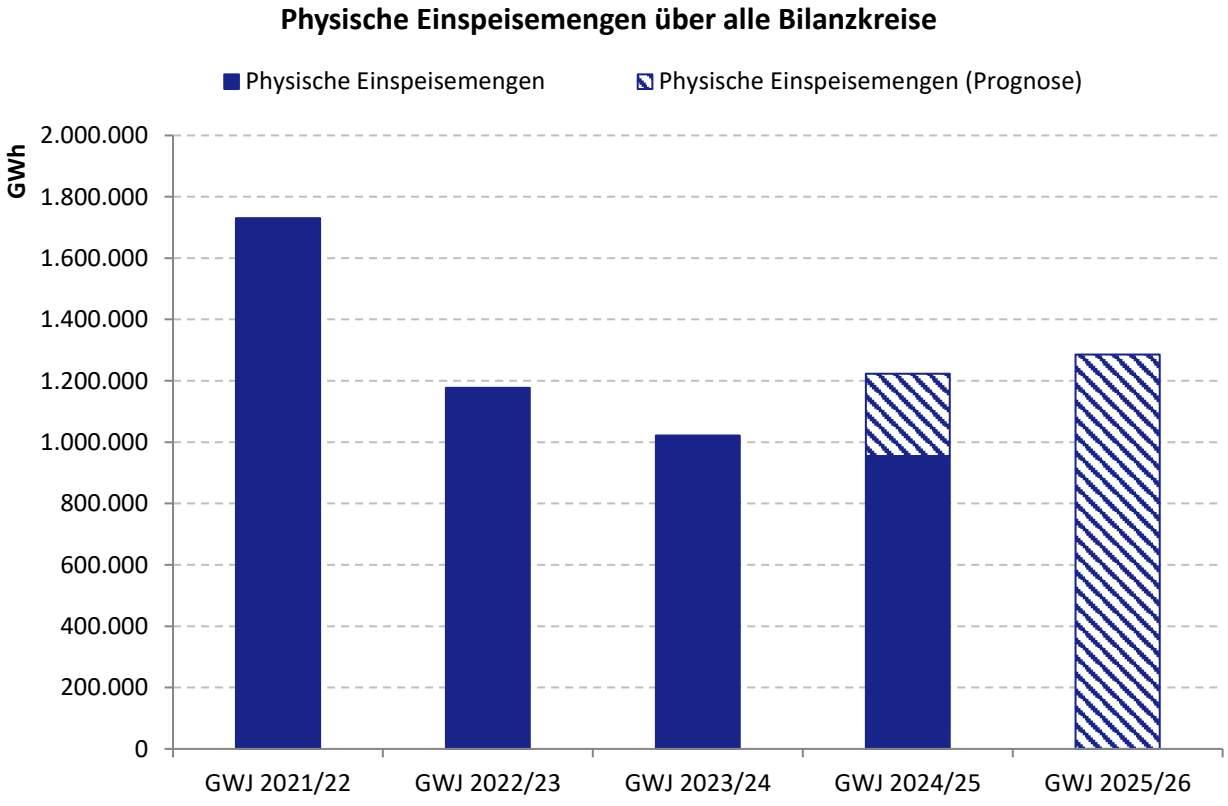


Abbildung 9: Physische Einspeisemengen

4. Ermittlung des Liquiditätspuffers

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

Die dem Konvertierungssystem tatsächlich entstehenden Kosten schwanken bei annähernd gleichen im Modell abgebildeten Rahmenbedingungen stark. So lagen die Gesamtkosten über beide Altmarktgebiete aus kommerzieller Konvertierung je nach GWJ zwischen 5 Mio. EUR (GWJ 2019/2020) und 50 Mio. EUR (GWJ 2017/2018 und 2020/2021). Im THE Marktgebiet lagen die Gesamtkosten aus kommerzieller Konvertierung zwischen 15 Mio. EUR (GWJ 2023/2024) und 144 Mio. EUR (GWJ 2022/2023). Auch in der aktuellen Konvertierungsperiode (GWJ 2024/2025) wurden durch eine verstärkte Konvertierung (ab Mai 2025) hohe Kosten für das Konvertierungssystem verursacht (insgesamt ca. 105 Mio. EUR). Hinzu kommen Perioden, in denen innerhalb eines kurzen Zeitraums sehr hohe Kosten für den Kauf von L-Gas entstanden sind (beispielsweise fast 100 Mio. EUR innerhalb einer Woche im Februar 2021). Auch wenn diese nur anteilig dem Konvertierungssystem zuzurechnen sind, entstehen, insbesondere aufgrund der gestiegenen Regelenergiepreise, hohe Marginanforderungen bei der Börse, die entsprechend der Verteilung GaBi/Konni berücksichtigt werden müssen.

Da der Liquiditätspuffer innerhalb einer Konvertierungsperiode durch die Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt und der Konvertierungsumlage aufgebaut wird, ist im Rahmen der Ermittlung der Konvertierungsumlage der angestrebte Liquiditätspuffer zum Ende der Konvertierungsperiode anzusetzen. 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 2025/2026 ein höherer Liquiditätspuffer als im Vorjahr angesetzt. Der jeweilige Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer kann Tabelle 2 auf der Folgeseite entnommen werden.

Zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode strebt THE einen **Liquiditätspuffer in Höhe von 269,7 Mio. EUR** an.

Risiko	Erläuterung	Einfluss[2] auf Liquiditätspuffer
Mengenrisiko	Unsicherheiten, insb. Aufgrund Witterung, Verhalten der Marktteilnehmer	Hoch
Preisrisiko	Unsicherheiten, z.B. durch Gasmangellage, 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 2: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer

[2] Die Bewertung der Einzelrisiken ergibt sich aus der Relation des jeweiligen Einzelrisikos zum Liquiditätspuffers des Konvertierungssystems

5. Berechnungsschritte zur Festlegung der Konvertierungsumlage

5.1. Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge

Konvertierungsrichtung	Prognose Ist-Konvertierungsmenge
H -> L	0 Mio. kWh
L -> H	78.343 Mio. kWh

Tabelle 3: Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung

5.2. Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen

Konvertierungs-richtung	geplanter Einsatz der technischen Konvertierungsanlagen, die netzentgelt-seitig berücksichtigt sind	geplanter Einsatz der technischen Konvertie-rungsanlagen, die netzentgeltseitig nicht be-rücksichtigt sind
H -> L	0 Mio. kWh	0 kWh
L -> H	26.498 Mio. kWh	0 kWh

Tabelle 4: Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen

5.3. Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaß-nahmen

Konvertierungsrichtung	Prognose kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
H -> L	0 Mio. kWh
L -> H	22.631 Mio. kWh

Tabelle 5: Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen

5.4. Berechnung der Konvertierungskosten

Kosten-/Erlösposition	Prognose kommerzieller Konvertie-rungsmaßnahmen
Kosten der technischen Konvertierungs- und Mischanlagen, die nicht in den Netzentgelten berücksichtigt sind	0 Mio. EUR
Erlöse aus Konvertierungsmaßnahmen	774,3 Mio. EUR
Konvertierungskosten resultierend aus Regelenergieeinkäufen bzw. Transportkonvertierungskosten	823,9 Mio. EUR
Konvertierungskosten resultierend aus anteiligen Langfristkosten	15,6 Mio. EUR
Gesamt	**65,2 Mio. EUR**

Tabelle 6: Berechnung der Konvertierungskosten

5.5. Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge

Konvertierungsrichtung	Prognose bilanzielle Konvertierungsmengen
H -> L	11.274 Mio. kWh
L -> H	93.094 Mio. kWh

Tabelle 7: Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge

5.6. Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt

Konvertierungsrichtung	Prognose Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt
H -> L	11.274 Mio. kWh x 0,00 ct/kWh = 0 EUR

Tabelle 8: Prognostizierte Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt

5.7. Ermittlung des Liquiditätspuffers

Benötigte Höhe des Liquiditätspuffers zum 30.09.2026
269,7 Mio. EUR

Tabelle 9: Höhe des Liquiditätspuffers

5.8. Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise

Prognostizierte physische Einspeisemenge im H-Gas und L-Gas
1.285.267 Mio. kWh

Tabelle 10: Prognostizierte physische Einspeisemenge

5.9. Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers

Kosten-/Erlösposition	Prognose kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
Prognose Umlagekonto zum 30.09.2025	98,3 Mio. EUR
Prognostizierte Konvertierungskosten	-65,2 Mio. EUR
Benötigter Liquiditätspuffer (negativ anzusetzen)	-269,7 Mio. EUR
Prognostizierte Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt	0,0 Mio. EUR
Prognostizierte Zinserträge/-aufwendungen	+2,5 Mio. EUR
Durch Umlage zu deckende Kosten	**-234,1 Mio. EUR**

Tabelle 11: Durch Konvertierungsumlage zu deckende prognostizierte Konvertierungskosten

5.10. Berechnung der Höhe der Konvertierungsumlage

Benötigte Höhe der Konvertierungsumlage
234,1 Mio. EUR / 1.285.267 Mio. kWh = 0,018 ct/kWh

Tabelle 12: Berechnung der Konvertierungsumlage

6. Ermittlung der Konvertierungsumlage

Ermittlung der zu deckenden Restkosten

Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 5 wird zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode ohne Berücksichtigung der Einnahmen aus der Konvertierungsumlage ein positiver Kontostand von ca. 35,6 Mio. EUR erwartet. In Bezug auf den angestrebten Kontostand unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers von 269,7 Mio. EUR entsteht ein Fehlbetrag von 234,1 Mio. EUR.

Ermittlung der Konvertierungsumlage

Da die Konvertierungsumlage auf alle physischen Einspeisemengen (außer Einspeisungen auf Basis von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten) erhoben wird, ist der ermittelte Fehlbetrag gleichmäßig auf die prognostizierten physischen Einspeisemengen für die kommende Konvertierungsperiode zu verteilen.

Bei einer prognostizierten physischen Einspeisemenge im H-Gas und L-Gas von 1.285.267 Mio. kWh und einem prognostizierten Kontostand inkl. benötigtem Liquiditätspuffer von -234,1 Mio. EUR, wird die Konvertierungsumlage zu **0,18 EUR/MWh** festgelegt.

7. Entscheidung über eine Ausschüttung

Prognose des Überschussbetrages

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 4 wird zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode (30. September 2026) ein Liquiditätspuffer in Höhe von 269,7 Mio. EUR angestrebt. Die Prognosen der Kosten und Erlöse aus dem Konvertierungssystem lassen für das Ende der kommenden Konvertierungsperiode eine Unterdeckung des Konvertierungskontos erwarten, welche durch Einnahmen aus der Konvertierungsumlage in der kommenden Konvertierungsperiode zu decken ist.

Eine Ausschüttung würde lediglich dann erfolgen, wenn auf Basis der prognostizierten Kosten und Erlöse sowie unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers ein Überschuss auf dem Konvertierungskonto verbleibt. Da dies für die kommende Konvertierungsperiode nicht der Fall ist, wird mit Wirkung zum 30. September 2025 **keine Ausschüttung** aus dem Konvertierungskonto erfolgen.

Trading Hub Europe GmbH
EUREF Campus 1
40472 Düsseldorf

info@tradinghub.eu
T +49 (0) 211 542000 - 0
www.tradinghub.eu

©2025 Trading Hub Europe GmbH