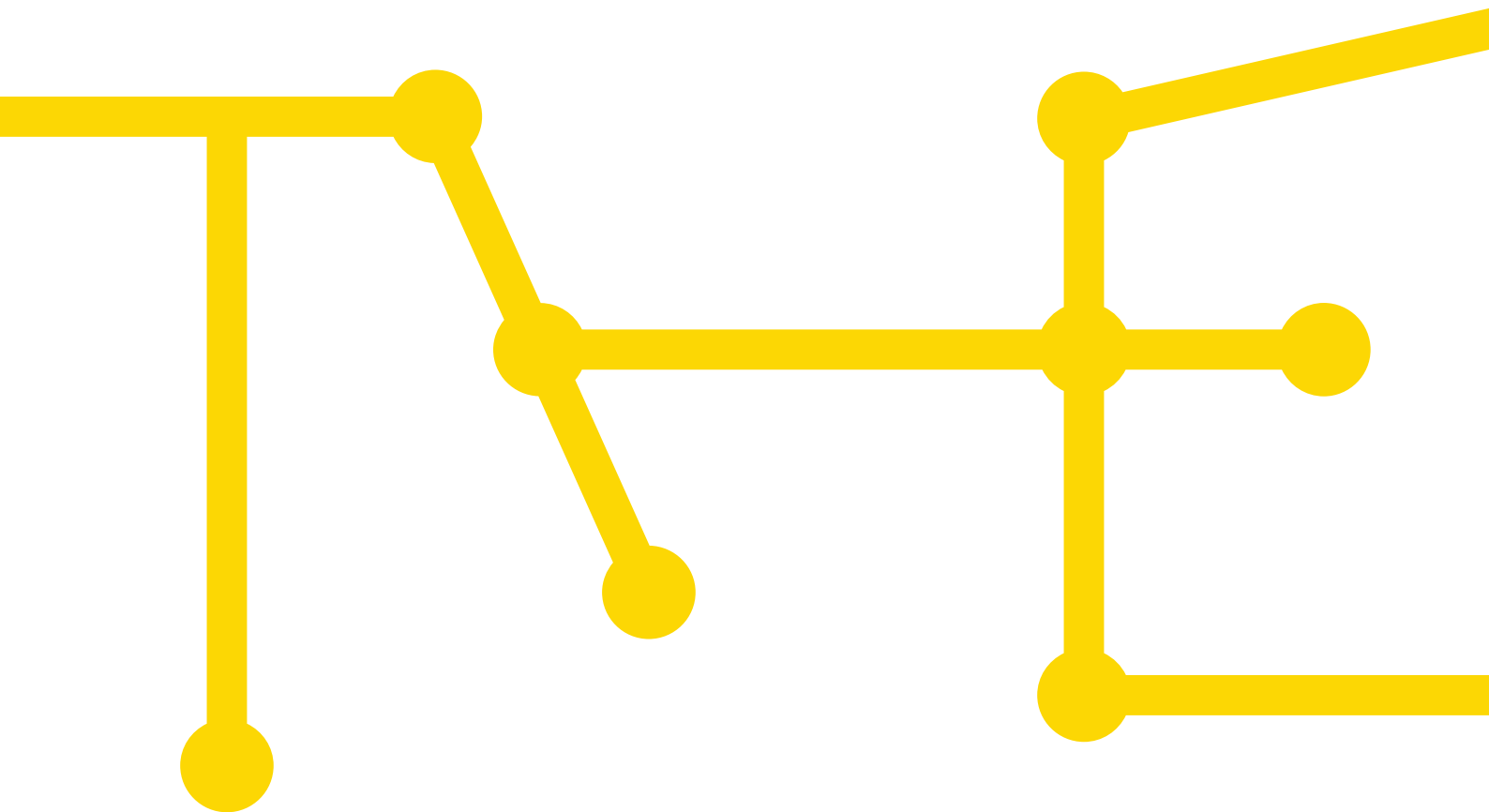


Berechnungsgrundlage Bilanzierungsumlagen und Liquiditätspuffer für das GWJ 2024/2025



Inhaltsverzeichnis

1. Berechnungsschritte zur Ermittlung von Bilanzierungsumlagen und der Liquiditätspuffer.....	3
2. Ermittlung des Startsaldo zum 1. Oktober 2024 gemäß GaBi Gas 2.0	4
3. Systematik zur Berechnung der Entwicklung der Bilanzierungsumlagekonten gemäß Tenor 7 lit. d) GaBi Gas 2.0.....	5
4. Ermittlung der Liquiditätspuffer gemäß Tenor 7 lit. d) aa) GaBi Gas 2.0.....	5
5. Ermittlung der Bilanzierungsumlagen gemäß Tenor 7 lit. d) bb) GaBi Gas 2.0	8
6. Ausschüttung aus den jeweiligen Bilanzierungsumlagekonten	9

Abkürzungsverzeichnis

BA	Bilanzkreisabrechnung
EUR	Euro
GaBi Gas	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodex Gasbilanzierung „GaBi Gas 2.0“ - Beschluss BK7-14-020)
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
Mio.	Millionen
MMMA	Mehr-/Mindermengenabrechnung
MWh	Megawattstunde
RLM	Registrierende Leistungsmessung
THE	Trading Hub Europe GmbH
TWh	Terawattstunde
SLP	Standardlastprofil

1. Berechnungsschritte zur Ermittlung von Bilanzierungsumlagen und der Liquiditätspuffer

Die Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodex Gasbilanzierung „GaBi Gas 2.0“ - Beschluss BK7-14-020) (GaBi Gas) sieht in Tenor 10 lit. d) vor, dass die Bilanzierungsumlagen sowie die Entscheidung bezüglich einer möglichen Ausschüttung vor Beginn des jeweiligen Geltungszeitraums veröffentlicht werden. Dieser Verpflichtung ist Trading Hub Europe GmbH (THE) bereits am 15. August 2024 nachgekommen. Die Berechnungsgrundlage und -systematik zur Prognose der Bilanzierungsumlagen sowie der Ausschüttungen wird nachfolgend in diesem Dokument beschrieben:

Die Schritte zur Erstellung der Prognose der Bilanzierungsumlagen sowie der Liquiditätspuffer wurden mit dem Ziel einer verursachungsgerechten Kosten- und Erlösallokation von der Bundesnetzagentur vorgegeben. Demnach sind folgende Faktoren zur Prognostizierung der Bilanzierungsumlagen und der Liquiditätspuffer zu berücksichtigen:

- Prognose der erwarteten Regelenergiemengen
- Prognose der erwarteten Ausgleichsenergiemengen
- Prognose der erwarteten Mehr- bzw. Mindermengen
- Prognose der Preisentwicklung für Regelenergie
- Ermittlung der Preise für Ausgleichsenergie und Mehr-/Mindermengen gemäß GaBi Gas
- Berücksichtigung aktueller Marktentwicklungen
- Berücksichtigung von Risiken im Zusammenhang mit dem GaBi-Gas-Regime
- Ermittlung der Liquiditätspuffer

THE wird für die Bilanzierungsumlageperiode vom 1. Oktober 2024 bis zum 30. September 2025 eine SLP-Bilanzierungsumlage in Höhe von 0,00 EUR/MWh und eine RLM-Bilanzierungsumlage in Höhe von 0,00 EUR/MWh erheben.

Ausgehend von diesen Prämissen und unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Schritte stellt sich die Prognose der Bilanzierungsumlagen und der Liquiditätspuffer wie folgt dar.

2. Ermittlung des Startsaldos zum 1. Oktober 2024 gemäß GaBi Gas 2.0

Ausgehend von den zuletzt veröffentlichten Bilanzierungsumlagekontoständen zum Berechnungszeitpunkt werden die bis zum 30. September 2024 zu erwartenden Kosten und Erlöse prognostiziert. Der sich dann ergebende Saldo des jeweiligen Bilanzierungsumlagekontos ist die Ausgangsbasis zur Berechnung der kommenden Bilanzierungsperiode vom 1. Oktober 2024 bis 30. September 2025. Die in der Bilanzierungsperiode anfallenden Kosten und Erlöse werden mit dem Startsaldo verrechnet und anschließend der notwendige Liquiditätspuffer subtrahiert. Sollte sich ein Fehlbetrag ergeben wird zur Deckung eine entsprechende Bilanzierungsumlage erhoben. Ergeben sich jedoch Überschüsse werden diese an den Markt ausgeschüttet:

	RLM-Bilanzierungsumlagekonto	SLP-Bilanzierungsumlagekonto
Saldo des Bilanzierungsumlagekontos zum 30. April 2024 ¹	2.224,8	2.237,8
Prognostizierter Saldo des Bilanzierungsumlagekontos zum 30. September 2024	2.210,7	2.295,8
Saldo der prognostizierten Erlöse und Kosten der Bilanzierungsumlagenperiode ²	-20,0	-133,6
Bewertung prognostizierter Risiken ²	-1.239,3	-2.162,2
zu vereinnahmende Bilanzierungsumlage	0,0	0,0

Alle Angaben in Mio. EUR

¹ Aufbauend auf den vorläufigen Salden der Bilanzierungsumlagekonten.

² Prognose für die Bilanzierungsumlagenperiode 01. Oktober 2024 - 30. September 2025.

3. Systematik zur Berechnung der Entwicklung der Bilanzierungsumlagekonten gemäß Tenor 7 lit. d) GaBi Gas 2.0

Für die Prognose der einzelnen Kosten und Erlöse für die Bilanzierungsumlageperiode vom 1. Oktober 2024 bis 30. September 2025 werden zunächst die Mengen für die einzelnen Produktgruppen ermittelt. Unter Berücksichtigung der historischen Entwicklung werden mittels mathematischer Modelle verschiedene Szenarien prognostiziert und um Eintrittswahrscheinlichkeiten sowie aktuelle Marktentwicklungen angereichert. Für die Preisbildung werden die veröffentlichten Preisentwicklungen der relevanten Handelsplätze, sowie die Preisprognosen von Marktforschungsunternehmen herangezogen. Für die Prognose der Kosten- und Erlöspositionen werden die Mengen und Preise für die entsprechende Bilanzierungsumlageperiode multipliziert. Die Planung des SLP-Bilanzierungsumlagekontos führt demnach zu Erlösen in Höhe von rund 991,2 Mio. EUR sowie Kosten von etwa 1.124,8 Mio. EUR. Für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto ergeben sich Erlöse von rund 749,9 Mio. EUR und Kosten von etwa 769,9 Mio. EUR.

4. Ermittlung der Liquiditätspuffer gemäß Tenor 7 lit. d) aa) GaBi Gas 2.0

Für den Zeitraum 1. Oktober 2024 bis 30. September 2025 ergibt sich für das Marktgebiet der Trading Hub Europe ein Gesamtliquiditätspufferbedarf für SLP und RLM in Höhe von 3.401,5 Mio. EUR. Aufgeteilt auf die einzelnen Bilanzierungsumlagekonten bedeutet dies einen Liquiditätspufferbedarf für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto in Höhe von 1.239,3 Mio. EUR und für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto in Höhe von 2.162,2 Mio. EUR. Die Festlegung der jeweiligen Liquiditätspuffer erfolgt auf Basis der Ermittlung von Risikoquantilen, die sich aus den mathematischen Funktionen im Zusammenhang mit den historischen Datenmengen ergeben. Diese resultieren insbesondere aus Risiken im Zusammenhang mit Unsicherheiten in der Mengen- und Preisentwicklung bei der Beschaffung und dem Verkauf von Regelenergie sowie bei der Berücksichtigung bilanzierungsumlagekontenrelevanter Rechnungs- und Gutschriftspositionen (im Wesentlichen: Mehr-/Mindermengenabrechnungen und Bilanzkreisabrechnungen).

Risiken im Zusammenhang mit Regelenergiebeschaffung: Bei den Unsicherheiten in der Mengenprognose für Regelenergie ist zu beachten, dass die über die Jahre beschafften Bruttomengen für beide Altmarktgebiete kombiniert in SystemBuy um den Faktor vier (GWJ 2013/2014 zu GWJ 2020/2021) und in SystemSell ebenfalls um den Faktor vier (GWJ 2011/2012 zu GWJ 2022/2023) variieren – auch die sich daraus je Gaswirtschaftsjahr ergebenden Nettomengen variieren ebenfalls stark (+/- 20 TWh) in Amplitude und Richtung (Kauf/Verkauf). Insbesondere im zurückliegenden GWJ 2023/2024 verzeichnete THE, trotz einer relativ langen Verkaufsphase bis in den Juni, bedingt durch den milden Winterverlauf, einen insgesamt geringeren Regelenergieaufwand als geplant. Die im Liquiditätspuffer berücksichtigten Risiken bei der Preisprognose entsprechen den Unsicherheiten zwischen den zum Planungszeitpunkt gültigen Spotpreisprognosen und den in Zukunft eintretenden Preisen bei der globalen,

qualitätsscharfen und lokalen Beschaffung von Regelernergie. Die unterschiedlichen Preisaufschläge bzw. -abschläge in den jeweiligen Orderbüchern können zu starken Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Preisen führen. Darüber hinaus muss der Liquiditätspuffer abrupte und deutliche Preisveränderungen (witterungsbedingte Nachfrageschwankungen, weltweite Konjunktorentwicklungen, Preisanstiege aufgrund von ungeplanten Wartungsarbeiten an der Gasinfrastruktur, niedrige Speicherfüllstände) berücksichtigen. Im Risikofall kann sich dieser Faktor noch drastischer erhöhen (siehe Preisentwicklung im GWJ 2021/2022 mit einem Allzeithöchstpreis am 26. August 2022 i.H.v. 311,10 EUR/MWh). Der europäische Gasmarkt reagiert auf diese Unsicherheiten und Preisschwankungen weiterhin sehr nervös, sodass immer wieder kurzfristige Preisanstiege zu verzeichnen sind. Da die Gründe für die Verursachung von Regelernergie vielfältig sein können, schwankt der Anteil von Regelernergie, der auf SLP und RLM allokiert wird, sehr deutlich innerhalb eines Jahres aber auch im Jahresvergleich. Durch die aktuell schwächelnde Konjunktur wurde die Regelernergieverursachung stärker auf den Bereich der Endverbraucher geschlüsselt, da das Einsparverhalten der Haushalte derzeit nicht verlässlich abschätzbar ist und somit stark von den Prognosen der Netzbetreiber abweichen kann. In dem Liquiditätspuffer für das GWJ 2024/2025 wird dies bei der Regelernergieverursachung berücksichtigt.

Darüber hinaus besteht das Risiko notwendiger Vorfinanzierungen u.a. aufgrund von ausstehenden Mehr-/Mindermengenabrechnungen (MMMA): Schiefstände in den Netzkonten werden durch den Einsatz von Regelernergie ausgeglichen. Die entstehenden Kosten fallen für den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) aufgrund der D+1 Abrechnung börslich gehandelter Regelernergieprodukte unmittelbar an. Netzbetreiber, deren Netze für den Schiefstand verantwortlich sind, werden zu großen Teilen durch das Stichtagsverfahren abgerechnet. Je nach Grund der Schiefstände je Netzkonto gleichen sich diese über das Jahr hinweg aus oder werden erst mit der MMMA zur Stichtagsablesung am Ende des jeweiligen Abrechnungszeitraums beglichen. Somit muss der MGV den Regelernergieeinsatz teilweise bis zu 15 Monate vorfinanzieren, bis dieser zur Abrechnung gelangt. Dies kann zu einer erheblichen finanziellen Belastung des MGV führen, die entsprechend im Liquiditätspuffer zu berücksichtigen ist.

Risiken im Zusammenhang mit der Kontrahierung von Langfristoptionen: Zur Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahiert der MGV für die Wintermonate LTO-Produkte. Eine auf der Vergangenheit beruhende Prognose der Kosten für LTO-Produkte ist in der Kosten-/Erlösprognose für das GWJ 2024/2025 berücksichtigt. Ein darüberhinausgehendes Preisrisiko für die Kontrahierung von LTO-Produkten wurde im Liquiditätspuffer abgebildet.

In den Preis- und Mengenrisiken sind auch Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Reduzierung der Produktionsmengen im Gasfeld Groningen und der damit zusammenhängenden Versorgung mit L-Gas aus den Niederlanden enthalten: Zum 1. Oktober 2023 wurde die Förderung von L-Gas aus dem Produktionsfeld in Groningen beendet. Die Schließung des Gasfeld Groningen ist aufgrund der anhaltenden Energiekrise stark diskutiert worden, jedoch hielt die niederländische Regierung an dem Entschluss fest. Insbesondere besteht im Zusammenhang mit dem Stop der Fördermengen ein Preisrisiko, da die Preise für die Beschaffung von L-Gas gerade im Winter weit über den Preisen für H-Gas liegen. Dieser Effekt könnte sich durch den Wegfall der Förder- und Importmengen noch deutlich verschärfen, sollte die L-Gas Nachfrage wieder ansteigen. Dies könnte der Fall sein, wenn sich die Konvertierungsrichtung erneut von L-Gas nach H-Gas auf H-Gas nach L-Gas ändert, da das Konvertierungsentgelt in dieser Richtung ab dem

1. Oktober 2024 für die kommende Bilanzierungsperiode auf 0,00 EUR/MWh abgesenkt wird. Neben dem Preisrisiko im L-Gas besteht weiterhin das Risiko eines Preisanstiegs im H-Gas aufgrund der aktuellen Konvertierungsrichtung.

Risiken im Zusammenhang mit der Erhöhung der Marginanforderungen der Clearinghäuser: Je nach Höhe der täglich beschafften Regelenergie erhöhen sich die Marginanforderungen durch die Clearinghäuser. Insbesondere bei kurzfristigen, sehr hohen Regelenergiekosten steigen diese parallel für einen mehrwöchigen Zeitraum sprunghaft stark an. Die hierfür nötigen liquiden Mittel sind zusätzlich vom MGV vorzuhalten und kurzfristig beim betreffenden Clearinghaus zu hinterlegen. Diese Mittel stehen dem MGV für die Regelenergiebeschaffung nicht zur Verfügung. Durch die Marktpreise des GWJ 2021/2022 sind auch die Marginanforderungen deutlich gestiegen. Gerade in der Kaufphase im kommenden Winter kann es zu sehr hohen Sicherheitshinterlegungen kommen, auch wenn sich die Marktpreise im GWJ 2023/2024 normalisiert haben und hier geringere Risikopreise berücksichtigt wurden.

Sonstige Risikopositionen: Neben den genannten Risiken bestehen für den MGV weitere Positionen, die bei der Berechnung des Liquiditätspuffers berücksichtigt werden müssen. Insbesondere Modellrisiken für Ausgleichsenergie werden unter den sonstigen Risiken berücksichtigt. Zudem bestehen für THE Risiken bei dem Eintritt von Forderungsausfällen (Insolvenzen, systemwidrigen Verhaltens, etc.). Dies trifft auch auf den Biogasmarkt zu, in dem aufgrund von Volatilitäten und Insolvenzen entsprechende Risiken eingeplant werden müssen. Sowohl die Überprüfung bei der Zulassung von neuen Marktteilnehmern als auch das Monitoring von Bestandskunden wurde mit Zustimmung der Bundesnetzagentur deutlich intensiviert. Dennoch besteht weiterhin das Risiko eines zukünftigen Forderungsausfalls, welchen der MGV entsprechend in der Berechnung des Liquiditätspuffers berücksichtigen muss. Des Weiteren werden Kosten im Zusammenhang mit Rechtsstreitigkeiten für GaBi Gas, Kosten durch Sonderclearingfälle, Schiefstände aus Biogasbilanzkreisen etc., als sonstige Risikopositionen im Liquiditätspuffer zusammengefasst.

Der jeweilige Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer ist der folgenden Tabelle zu entnehmen:

Risiko	Erläuterung	Einfluss auf RLM-Puffer	Einfluss auf SLP-Puffer
Mengenrisiko	Unsicherheiten, insb. aufgrund Witterung und Verhalten der Marktteilnehmer	Hoch	Hoch
Preisrisiko	Unsicherheiten, z.B. durch Gasmangellage oder Verhalten der Marktteilnehmer	Hoch	Hoch
Mehrmengen	Auszahlungen aufgrund von hohen Regelenergieverkäufen	-	Mittel
LTO	Unsicherheiten, insb. aufgrund von Preis- und Mengenrisiken	Mittel	Mittel
Marginerhöhung	Marginanforderung aufgrund erhöhtem RE-Bedarf	Mittel	Mittel
Sonstige Risiken	Rechtsstreitigkeiten, Zahlungsverzüge, Modellrisiken	Gering	Gering

Anmerkung: Bewertung der Einzelrisiken ergibt sich aus der Relation zum Liquiditätspuffer des jeweiligen Umlagekontos

5. Ermittlung der Bilanzierungsumlagen gemäß Tenor 7 lit. d) bb) GaBi Gas 2.0

Für die Erhebung einer Bilanzierungsumlage werden die ermittelten Fehlbeträge sowie der Liquiditätspufferbedarf des jeweiligen Bilanzierungsumlagekontos auf die prognostizierten umlagefähigen Mengen des entsprechenden Bilanzierungsumlagekontos für die Dauer der Bilanzierungsumlageperiode umgelegt und ergeben somit die Bilanzierungsumlage in EUR/MWh. Die Bilanzierungsumlage dient zur Deckung der Kosten, die nicht über Guthaben bzw. Erlöspositionen des jeweiligen Bilanzierungsumlagekontos und unter Berücksichtigung eines etwaigen Liquiditätspuffers ausgeglichen werden können. Die umlagefähigen Mengen (Auspeisemengen RLM bzw. SLP) des entsprechenden Bilanzierungsumlagekontos können der folgenden Tabelle entnommen werden:

	RLM	SLP
Umlagefähige Mengen	492.708.783	351.212.041

Alle Angaben in MWh

6. Ausschüttung aus den jeweiligen Bilanzierungsumlagekonten

Sofern sich nach Berücksichtigung der Fehlbeträge und der notwendigen Liquiditätspuffer für die jeweiligen Bilanzierungsumlagekonten Überschüsse ergeben, werden diese nach der Ermittlung der finalen Kosten und Erlöse sowie des finalen Jahresverteilungsschlüssels für die Überschussperiode berechnet. Das GWJ 2023/2024 stellte nach den vorgenannten Ausführungen eine Überschussperiode für das RLM-Bilanzierungsumlagekonto dar. Folglich wird es in der nachfolgenden Umlageperiode 2024/2025 zu einer Ausschüttung eines hohen dreistelligen Millionenbetrags aus dem RLM-Bilanzierungsumlagekonto kommen. Im SLP-Bilanzierungsumlagekonto wird es in der kommenden Umlageperiode zu keiner Ausschüttung kommen.

Trading Hub Europe GmbH
Kaiserswerther Straße 115
40880 Ratingen

T +49 (0) 2102 597 96 – 404
F +49 (0) 2102 597 96 – 418
www.tradinghub.eu