

# FNB Gas Winterrückblick

2023/2024



**FNB Gas**  
DIE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER

# Inhalt

	<b>Vorwort</b>	3
	<b>Key Facts</b>	4
	<b>Zusammenfassung</b>	5
1	<b>Beschreibung des Winters 2023/2024</b>	7
1.1	<b>Gasbedarf und Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren</b>	7
1.2	<b>Regelenergieeinsatz</b>	9
1.3	<b>Preisentwicklung</b>	10
1.4	<b>Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten</b>	10
2	<b>Verfügbarmachung von Kapazitäten</b>	11
2.1	<b>Entwicklung der Importströme</b>	11
2.2	<b>LNG-Entwicklung in den westlichen Nachbarländern</b>	14
3	<b>Entwicklung der Speicherfüllstände</b>	14
3.1	<b>Gesetzliche Anpassungen zur Sicherstellung der Versorgung: "Gasspeichergesetz"</b>	14
3.2	<b>Süddeutsche Speicher &amp; zusätzliche Absicherungsmaßnahmen</b>	16
4	<b>Vorbereitung Krisenmanagement</b>	16
4.1	<b>Bundeslastverteiler</b>	16
4.2	<b>Sicherheitsplattform Gas</b>	17
	Abkürzungsverzeichnis	18
	Quellenverzeichnis	20
	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	20
	Impressum	21

# Vorwort



Die FNB wollen Garant für Versorgungssicherheit bleiben, damit die deutsche Industrie auf den globalen Märkten wettbewerbsfähig, und Energie für alle bezahlbar bleibt.



## Liebe Leserin, lieber Leser,

die Temperaturen steigen und die Natur ist aus dem Winterschlaf erwacht. Feststeht: Der Winter 2023/2024 liegt hinter uns. Zeit, einen Rückblick auf die Entwicklungen im Bereich der Gasversorgung zu werfen.

Und der fällt durchaus positiv aus: Während wir im Winter 2022/2023 aufgrund von Putins Angriffskrieg und dem Stopp der russischen Gaslieferungen vor einer Krisensituation standen, hat sich die Versorgungslage diesen Winter deutlich entspannt. Die Gasversorgung konnte ohne große Hindernisse stabil und zuverlässig gewährleistet werden. Ein herzliches Danke an dieser Stelle an alle Beteiligten für das Engagement und die Unterstützung!

Auch wenn wir in diesem Winter die Versorgungssicherheit vollumfänglich gewährleisten konnten, müssen wir doch wachsam und auf zukünftige Krisen vorbereitet sein. Dafür sind wir durch viele neu geschaffene Instrumente wie z.B. die Sicherheitsplattform Gas heute besser gerüstet. Der Gesetzgeber hat den FNB mehr Rechtssicherheit gegeben, unter anderem beim Abruf von Speichermengen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Weniger glücklich ist jedoch aus unserer Sicht die Senkung der Speicherfüllstandsvorgaben von 40 auf 30 Prozent zum 1. Februar 2024, denn damit liegen sie nun signifikant unter der europäischen Vorgabe von 45 Prozent.

Die FNB wollen Garant für Versorgungssicherheit bleiben, damit die deutsche Industrie auf den globalen Märkten wettbewerbsfähig und Energie für alle bezahlbar bleibt. Gleichzeitig stehen wir vor der Herausforderung, mit dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ein neues Energiesystem aufzubauen, um die Dekarbonisierung voranzutreiben und die Klimaziele einzuhalten. Ich bin zuversichtlich, dass uns das als Branche gelingt. Wir haben die Expertise, das Know-How und das notwendige Engagement für diese große Aufgabe.

Ich wünsche Ihnen interessante Einblicke in unseren Winterrückblick 2023/2024.

**Ihr Dr. Thomas Gößmann, Vorstandsvorsitzender FNB Gas**

## Key Facts

**Volle**  
Gewährleistung der  
**Versorgungs-**  
**sicherheit**

**Konsolidierte**  
**Diversifizierung**  
der Gasbezugsquellen

**Einhaltung**  
der **Füllstandsvorgaben**  
von Marktteilnehmern

**Ausbau &**  
**Nutzung**  
der LNG-Infrastruktur  
in Deutschland

**Milder Winter**  
geringer Verbrauch

**Normalisierung**  
der Großhandels-  
preise

# Zusammenfassung



**Die Versorgungslage auf dem Erdgasmarkt entspannte sich im Winter 2023/2024 spürbar und knüpfte in vielen Aspekten wieder an ein Vorkrisenbild an. Die Versorgung war stabil und die FNB konnten ihrer Transportaufgabe problemlos nachkommen.**

## **Diversifizierte Lieferquellen und niedriger Verbrauch**

Das lag zum einen daran, dass sich die im letzten Jahr eingestellte Diversifizierung der Gasbezugsquellen konsolidiert hat. Neben der weiterhin hohen Nutzung der Liefermengen aus Norwegen wurden auch die westlichen Einspeisungen, insbesondere aus Belgien, den Niederlanden und Frankreich, auf hohem Niveau (wenn auch niedriger als im letzten Winter) fortgesetzt. Zusätzliche Mengen wurden aus den drei deutschen LNG-Terminals nach Deutschland importiert.

Zum anderen führten die überwiegend milden Wintertemperaturen zu einem insgesamt geringeren Gasverbrauch. Insbesondere der Absatz im Wärmemarkt war vergleichsweise gering. Auch der industrielle Gasverbrauch lag auf einem niedrigen Niveau.

## **Volle Versorgungssicherheit, aber Krisenvorsorge bleibt wichtig**

Inwieweit auch Einsparungen zum Verbrauchsrückgang beigetragen haben, ist schwer feststellbar, da die Verbräuche nur einmal jährlich erhoben werden. Der Indikator der BNetzA „Gasverbrauch – temperaturbereinigt“ bewegte sich im zurückliegenden Winter jedoch meist im Korridor „angespannt“ (zwischen 10 und 20 Prozent Einsparung), zeitweise wurde die Lage im November 2023 und Februar 2024 aber auch als „kritisch“ (weniger als 10 Prozent Einsparung) eingestuft. Ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit bleibt daher ein zentraler Aspekt der Krisenvorsorge.

## **Hohe Auslastung der Verdichterstationen**

Aufgrund der weiterhin vorrangig im Norden und Westen eingespeisten Transportmengen blieb es bei einer ähnlich hohen Auslastung der Verdichterstationen wie im Vorwinter. Daher musste auch im Winter 2023/2024 wieder viel Treibenergie eingesetzt werden. Die beteiligten FNB arbeiteten eng zusammen und konnten so auch diese transporttechnische Herausforderung meistern.

## **Regelenergiebedarf und Preisentwicklung normalisieren sich**

Die Menge an beschäftigter Regelenergie fiel auf 25 TWh (Vorwinter 68 TWh, Durchschnitt der letzten Jahre 55 TWh). Die Regelenergieeinkäufe lagen mit 17 TWh (27 TWh im Vorwinter) über den Verkäufen von circa 9 TWh (41 TWh im Vorwinter).

Wie in jedem Jahr stimmte THE den Bedarf nach langfristigen Regelenergieprodukten (LTO) frühzeitig mit dem BMWK und der BNetzA ab und schrieb LTO für die Monate Februar bis März 2024 aus. Die abgesicherte Leistung lag bei 14,4 GWh/h (Februar) bzw. 14,7 GWh/h (März), einschließlich L-Gas. Die Gesamtkosten sanken stark auf 92 Millionen Euro (276 Millionen Euro im Vorwinter). Genutzt wurden die LTO lediglich für Testabrufe.

Auch die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten normalisierte sich. Der VHP-Indexpreis (PEGAS Average Price per Delivery THE) fiel von 164,61 EUR/MWh am 1. Oktober 2022 auf 43,62 EUR/MWh bis Ende März 2023 und blieb dann über den Sommer eher stabil. Er bewegte sich in der Winterperiode 2023/2024 im Bereich zwischen 52,78 EUR/MWh (am 16. Oktober 2023) und 27,17 EUR/MWh (am 31. März 2024).

### **Speicherfüllstände dauerhaft über Mindestanforderungen**

Die Speicherfüllstände lagen jederzeit über den geforderten Mindestwerten. Selbst in einer Hochlastsituation während einer Kältewelle wären daher keine Probleme zu erwarten gewesen.

Anfang 2024 wurde das im Sommer 2022 verabschiedete Gasspeichergesetz als wichtiges Instrument zur Versorgungssicherheit novelliert. Im Zuge der Novellierung wurden die Speicherfüllstandsvorgaben zum 01.02.2024 von 40% auf 30 % verringert. Sie unterschreiten damit signifikant die europäische Vorgabe für Deutschland von 45 Prozent. Dies kann die Gasversorgung in Deutschland gefährden.

### **Versorgung auch im Fall einer Gasmangellage gesichert**

Im Übrigen haben der Gesetzgeber, die FNB und alle Marktakteure in den vergangenen zwei Jahren die Verantwortlichkeiten und den Werkzeugkasten für die Bewältigung der Gas-krise kontinuierlich geschärft. Die FNB haben jetzt u.a. mehr Rechtssicherheit im Hinblick auf den Abruf von Speichermengen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität und die Möglichkeit, Grenzübergangsflüsse einzuschränken, um gegebenenfalls eine eventuelle Gasmangellage meistern zu können.

Selbst im unwahrscheinlichen Fall einer nicht behebbaren Gasmangellage ist nunmehr die Versorgung von geschützten Kunden und Industrieverbrauchern mit dem lebenswichtigen Bedarf an Gas sichergestellt.

# Beschreibung des Winters 2023/2024

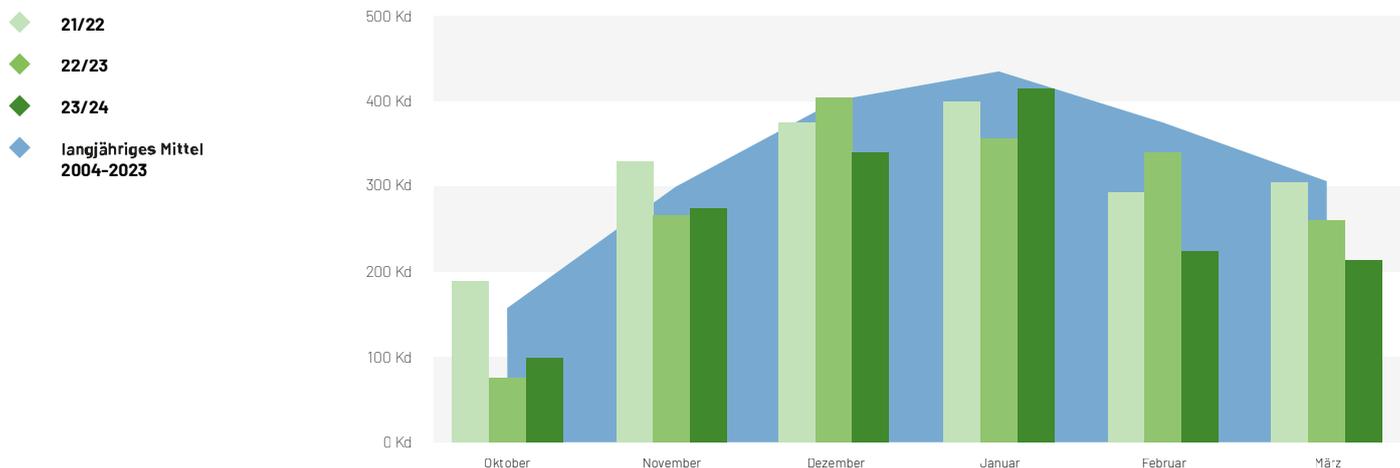
Der Winter 2023/2024 war durch einen milden Temperaturverlauf geprägt. Dementsprechend war der Absatz im Wärmemarkt gering. Der industrielle Gasverbrauch lag ebenfalls auf niedrigem Niveau. Im Vergleich zum Vorjahr waren die Preise für Long Term Options (LTO) und Regelenergie deutlich geringer. Erdgasmengen wurden weiterhin vornehmlich aus Nord- und Westeuropa sowie über die neu angeschlossenen LNG-Terminals eingespeist. Erdgasexporte aus Deutschland gab es kaum.

## 1.1 Gasbedarf und Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren

Die vergangene Winterperiode war zum dreizehnten Mal in Folge von milden Temperaturen geprägt.<sup>1</sup> Im Gegensatz zum Winter 2021/2022 lagen im Winter 2023/2024 genauso wie im Winter 2022/2023 die monatlichen durchschnittlichen Außentemperaturen an der Messstation Nürnberg in jedem Monat über den Durchschnittstemperaturen des langjährigen Mittels von 2004 - 2023.

In diesem Winter wurde damit in keinem Monat der durchschnittliche Wärmebedarf (langjähriges Mittel für Heizgradtage von 2004 - 2023) überschritten.

Abbildung 1: Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Gradtagen (Kd)



Der daraus resultierende Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher kann näherungsweise über die veröffentlichten aggregierten Verbrauchsdaten (Allokationen) des Marktgebietsverantwortlichen (MGV) Trading Hub Europe GmbH (THE) abgelesen werden. Diese lagen im Winter 2023/2024 bis auf die Monate Januar und November nahe bei oder unterhalb der Werte der letzten Winterperioden.

Nachfolgend werden die Allokationsdaten pro Monat der letzten drei Winterperioden im Vergleich dargestellt. Unterschieden wird hierbei zwischen den Allokationen, die auf private Haushalte und Kleingewerbe (basierend auf Standardlastprofil (SLP), Abbildung 2) entfallen sowie jenen, die größeren gewerblichen Verbrauchern mit gemessenen Lasten zugeordnet werden (gemäß registrierender Leistungsmessung (RLM), Abbildung 3).

ABB 1: Station Nürnberg - Deutscher Wetterdienst (DWD); Langjähriges Mittel von 2004 - 2023 - Institut Wohnen und Umwelt (IWU), eigene Darstellung

<sup>1</sup> [Deutscher Wetterdienst Pressemitteilung](#)

Abbildung 2: SLP-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh

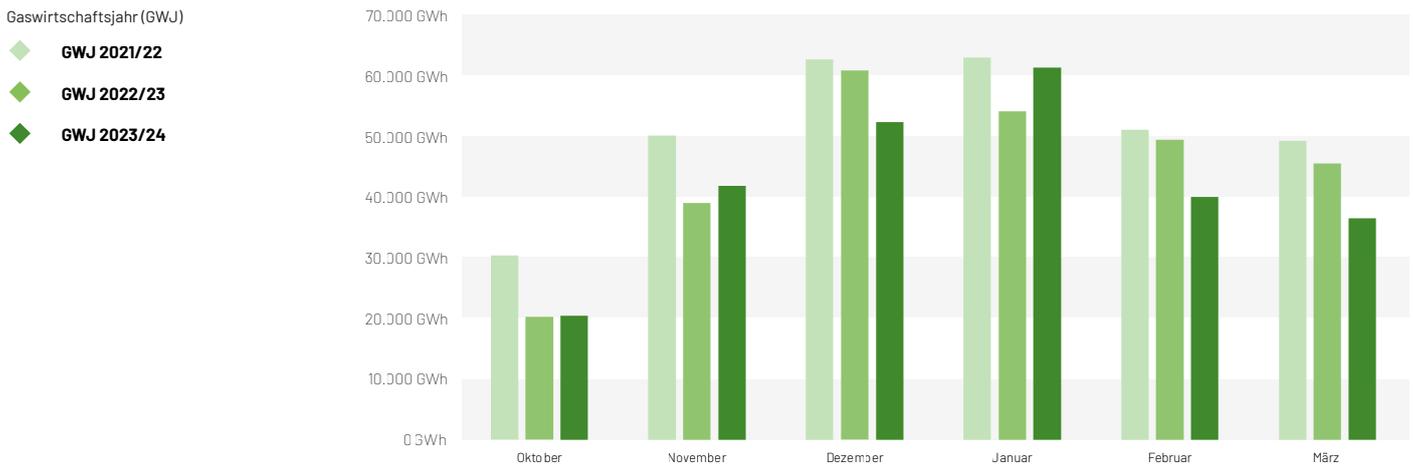
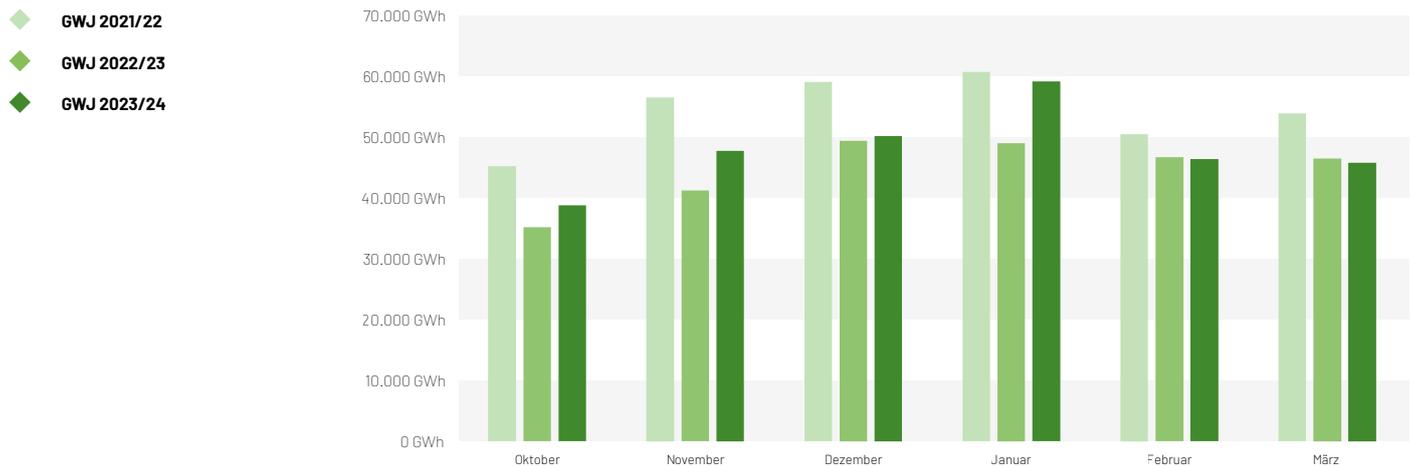


Abbildung 3: RLM-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh



Inwiefern sich hier neben einem temperaturbedingten Rückgang auch preisgetriebene Gaseinsparanstrengungen der Abnehmer manifestieren, kann nur geschätzt werden. Dies gilt insbesondere für die auf Standard-Lastprofilen (SLP) basierenden Allokationen, da die tatsächlichen Verbräuche nur einmal jährlich abgelesen und die Allokationsdaten nicht nachträglich korrigiert werden.<sup>2</sup>

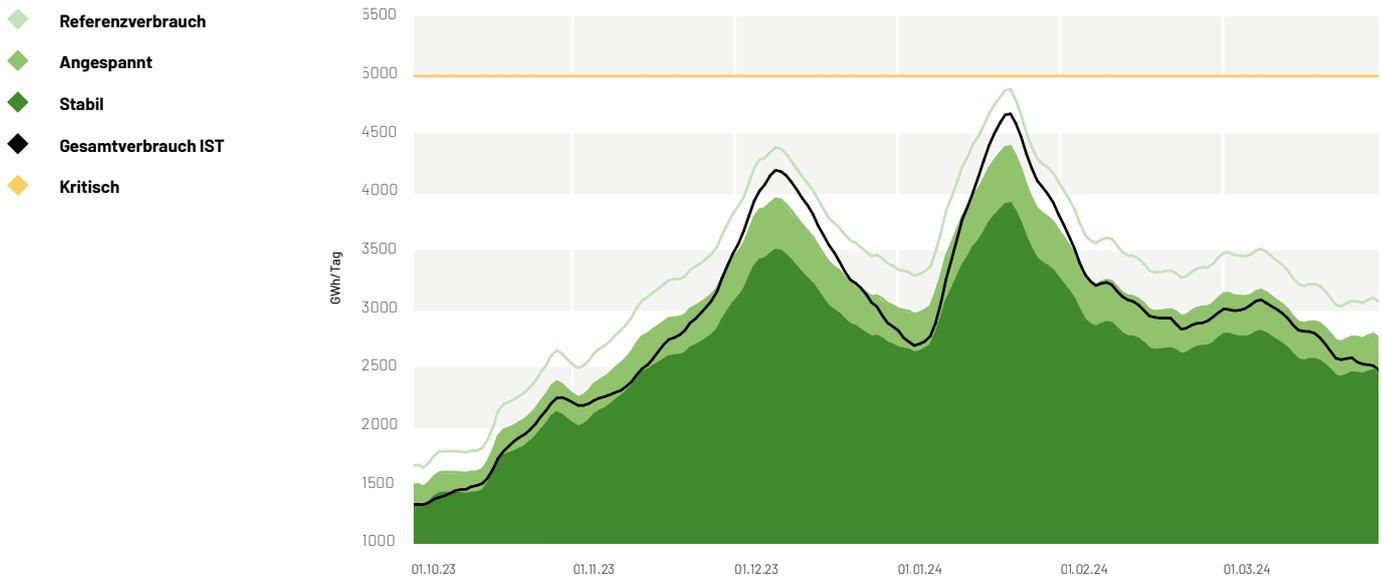
Eine gute Annäherung an die nicht temperaturabhängigen Verbrauchsrückgänge bietet seit dem 25. November 2022 der „Indikator 2 – Gasverbrauch temperaturbereinigt“ der BNetzA<sup>3</sup>. Für diesen wird ein 14-Tage gleitender Durchschnitt des Gesamtgasverbrauchs von Haushalts- und Industriekunden mit einem Referenzverbrauch verglichen. Dieser Referenzverbrauch beruht auf Gasverbrauchsdaten der Jahre 2018-2021. Er gibt an, welcher Gasverbrauch ohne Einsparungen (basierend auf den Verbräuchen von 2018-2021) bei der jeweils aktuellen Tagestemperatur (d.h. temperaturbereinigt) zu erwarten gewesen wäre. Aus der Differenz von tatsächlichem Verbrauch und dem Referenzverbrauch ergeben sich die temperaturbereinigten Gaseinsparungen. Diese werden von der BNetzA mit einem Indikator bewertet. Als stabil wird die Lage dann eingestuft, wenn temperaturbereinigt mehr als 20 Prozent Gas eingespart werden. Wenn temperaturbereinigt zwischen 10 und 20 Prozent Gas eingespart werden, gilt die Lage als angespannt und wenn temperaturbereinigt weniger als 10 Prozent Gas eingespart werden wird die Lage anhand dieses Indikators als „kritisch“ eingestuft.

ABB 2.3: THE

<sup>2</sup>Trading Hub Europe

<sup>3</sup>BNetzA

Abbildung 4: **Gasverbrauch temperaturbereinigt in GWh/Tag**



Der Indikator bewegte sich im Winter 2023/2024 die meiste Zeit im Korridor „angespannt“. Nur an wenigen Tagen, zumeist Anfang 2024, wurde die Lage auf Basis der temperaturbereinigten Verbräuche als „stabil“ eingeschätzt. Im November 2023 und Februar 2024 wurde die Lage sogar zeitweise als kritisch eingestuft. Die Einschätzung der BNetzA zeigt, dass eine hohe Versorgungssicherheit ein wichtiger und v.a. verlässlich planbarer Bestandteil der Krisenvorsorge bleibt, da weder auf Temperaturen noch auf Verbraucherverhalten sicher Verlass ist. Siehe hierzu auch Kapitel 1.4.

## 1.2 Regelernergieeinsatz

Die beschäftigte Menge an Regelernergie, also die Summe aus Käufen und Verkäufen, ist im Vergleich zur vorjährigen Winterperiode deutlich gefallen (aktueller Winter: 25 TWh; Vorwinter: 68 TWh) und liegt damit unter dem Durchschnitt der letzten Jahre (55 TWh). Im Wesentlichen war dies durch einen Rückgang der hohen Konvertierungsmengen, die den Winter 2022/2023 geprägt haben, bedingt.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Einsatz externer Regelernergie im Marktgebiet THE im Zeitraum 1. Oktober 2023 bis 31. März 2024 dar.

Tabelle 1: **Regelernergieeinsatz im Marktgebiet THE**

	THE H-GAS		THE L-GAS		THE über TTF		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	14.502	518.487	1.716	61.872	77	2.559	16.295	582.918
Sell	2.387	67.753	6.527	210.315	0	0	8.914	278.068

Zwischen dem 1. Oktober 2023 und dem 31. März 2024 wurden insgesamt Regelenergieeinkäufe mit einem Volumen von circa 17 TWh (Vorjahr: 27 TWh) getätigt, demgegenüber stehen Verkäufe in Höhe von circa 9 TWh (Vorjahr: 41 TWh). Diese resultierten in Ausgaben für Regelenergieeinkäufe in Höhe von circa 583 Mio. EUR (Vorjahr: 1,9 Mrd. EUR) sowie Einnahmen aus Regelenergieverkäufen in Höhe von circa 278 Mio. EUR (Vorjahr: 2,8 Mrd. EUR). Damit zeigt der Winter 2023/2024 wieder ein eher übliches Vorkrisenbild. Das heißt, es wurde mehr Regelenergie gekauft als verkauft und die Kosten lagen daher auf Grund der höheren Regelenergieeinkäufe über den Erlösen.

### 1.3 Preisentwicklung

Im Vorjahr lag der VHP-Indexpreis (PEGAS Average Price per Delivery THE) am 1. Oktober 2022 noch bei 164,61 EUR/MWh. Bis zum 31. März 2023 sank der VHP-Indexpreis auf 43,62 EUR/MWh. Über den Sommer 2023 bewegte sich der Preis seitwärts und zum Beginn dieser Winterperiode lag er bei 37,80 EUR/MWh. Bis zum 16. Oktober 2023 stieg er auf 52,78 EUR/MWh, was den höchsten Preis für den Winter 2023/2024 markierte. Bis zum 31. März 2024 fiel er wieder auf 27,27 EUR/MWh.

Abbildung 5: **Entwicklung VHP Indexpreis THE in EUR/MWh**



### 1.4 Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten

Wie bereits in den vergangenen Jahren, wurde der Bedarf nach langfristigen Regelenergieprodukten für die Winterperiode mit dem BMWK und der BNetzA frühzeitig abgestimmt und im November 2023 durch THE für den Zeitraum Februar bis einschließlich März 2024 ausgeschrieben. Basis hierfür ist das BMWK-Eckpunktepapier "Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit (2015)".<sup>4</sup>

Regelenergieanbieter konnten Optionsprodukte – sogenannte „Long Term Options“ (LTO) – mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis anbieten. Die LTO dienen den FNB und dem MGV zur Absicherung gegen eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenergieprodukten auf dem Kurzfristmarkt in außergewöhnlichen Regelenergiebedarfs-situationen.

Die abzusichernde Leistung je Monat betrug 14,7 GWh/h im Februar 2024 bzw. 14,4 GWh/h im März 2024, davon jeweils 3,45 GWh/h im L-Gas. Für den Monat Januar 2024 wurden auf Grund der guten Befüllungssituation der deutschen Speicher keine Ausschreibungen durchgeführt.

Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO im Zeitraum Februar bis März 2024 beliefen sich auf rund 92 Mio. EUR. Für THE sind die Kosten damit gegenüber dem Vorjahr bei annähernd gleichem Kontrahierungsvolumen stark gesunken (2023: 276 Mio. EUR).

ABB 5: THE

<sup>4</sup> [BMWK - Eckpunkte Gasversorgungssicherheit](#)

Die im Abruffall zusätzlich zu zahlenden Arbeitspreiszuschläge beliefen sich im Durchschnitt auf 4,10 EUR/MWh. Damit liegen die durchschnittlichen Arbeitspreiszuschläge deutlich niedriger als im Vorjahr (2023: 22,41 EUR/MWh). Da THE keine Möglichkeit hat, anhand der abgegebenen Angebote zu erkennen, ob diese in Form von Einspeisungen oder Lastabschaltungen erfüllt werden, ist ein Rückschluss auf die Anteile von Demand Side Management (DSM) im LTO-Produkt nicht möglich. Außer im Rahmen von Testabrufen mussten die kontrahierten LTO im Winter 2023/2024 nicht in Anspruch genommen werden.

# 2

## Verfügarmachung von Kapazitäten

**Aufgrund des milden Winters und der zusätzlichen Einspeisungen aus den LNG-Terminals traten keine Transportbeschränkungen auf. Die Speicherfüllstände lagen jederzeit über den geforderten Mindestwerten, sodass selbst bei einer Hochlastsituation während einer Kältewelle keine Probleme zu erwarten gewesen wären.**

### 2.1 Entwicklung der Importströme

Im zweiten Winter nach dem Wegfall der Einspeisungen aus der Nord Stream Pipeline hat sich die im letzten Jahr eingestellte Verteilung der H-Gas-Einspeiseströme nach Deutschland konsolidiert. Neben der weiterhin hohen Nutzung der Liefermengen aus Norwegen wurden auch die westlichen Einspeisungen, insbesondere aus Belgien und den Niederlanden, auf hohem Niveau aber deutlich niedriger als im letzten Winter fortgesetzt. Zusätzliche Mengen wurden über die drei deutschen LNG-Terminals nach Deutschland importiert. Aus Frankreich wurden über Medelsheim ausschließlich Mengen importiert, während der Übergang in die Schweiz in Wallbach sowohl für Importe als auch Exporte genutzt wurde. Auf diese Weise haben beide Grenzübergangspunkte zur Diversifizierung der Gasbezugsquellen für Deutschland beigetragen.

Die hohe Auslastung der nördlichen und westlichen Einspeisepunkte konnte im aktuellen Winter erneut durch die Nutzung der über die festen Kapazitäten hinausgehenden unterbrechbaren Kapazitäten der Transportnetze sichergestellt werden. Die vergleichsweise geringen Transitströme in Richtung Südosten führten ebenso wie die meist milden Temperaturen in Deutschland, zu einer Entlastung, so dass keine Überlastung der Transportstrecken auftrat.

Die Grenzübergangspunkte (GÜP) zwischen Deutschland und Österreich wurden im Gegensatz zu vergangenen Jahren kaum beschäftigt. Nachdem in den beiden vorherigen Winterperioden Mengen über die Punkte in Oberkappel und Überackern nach Österreich exportiert wurden, ergab sich im vergangenen Winter im Saldo ein Nettofluss nahe Null.

Am GÜP Dänemark Ellund war bis Oktober 2019 der Hauptstrom durch die dänische Eigenproduktion ausschließlich südwärts Richtung Deutschland geprägt. Mit der temporären Außerbetriebnahme des DK Tyra Feldes in der Nordsee Ende 2019 ergaben sich als resultierender Fluss konstant hohe Mengen Richtung Dänemark. Seit der Inbetriebnahme der Baltic Pipe 11/2022 stellt sich der Austausch am GÜP DK Ellund als Pendelzone mit in Summe ausgeglichenen, teils sprunghaft hohen Mengen in beiden Flussrichtungen dar.

Die bereits im Winter 2022/2023 an das deutsche Ferngasnetz angeschlossenen LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Lubmin und Brunsbüttel wurden während des gesamten Winters genutzt und haben mit einer Gesamtmenge von 35,2 TWh zur Bilanz des Marktgebietes beigetragen.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> alsi.gie.eu

Seit 1. März 2024 befindet sich das vierte Terminal in Mukran als „Ersatz“ für Lubmin im Testbetrieb, Ende Mai 2024 wird die FSRU Stade ebenfalls den Testbetrieb aufnehmen. Beide neuen FSRU tragen zur weiteren Diversifizierung der Einspeisungen bei.

Der Grenzübergangspunkt Mallnow wird seit 2022/2023 im Reverse flow (Export nach Polen) betrieben, sodass die größte Importstation Deutschlands weiterhin als Exportstation genutzt wird. Die Exportmengen nach Tschechien haben sich im Vergleich zum letzten Winter halbiert.

Aufgrund der weiterhin vorrangig im Norden und Westen eingespeisten Transportmengen wurden dort die Verdichterstationen auch in diesem Winter ähnlich hoch wie im letzten Winter ausgelastet. Der Einsatz von Treibenergie war deshalb auch in diesem Winter hoch. Die Bewältigung dieser transporttechnischen Herausforderung war nur durch die sehr intensive Kooperation aller beteiligten FNB möglich.

Abbildung 6: **Vergleich Import-/Exportbilanz H-Gas der Winter seit 2020/2021 in TWh**

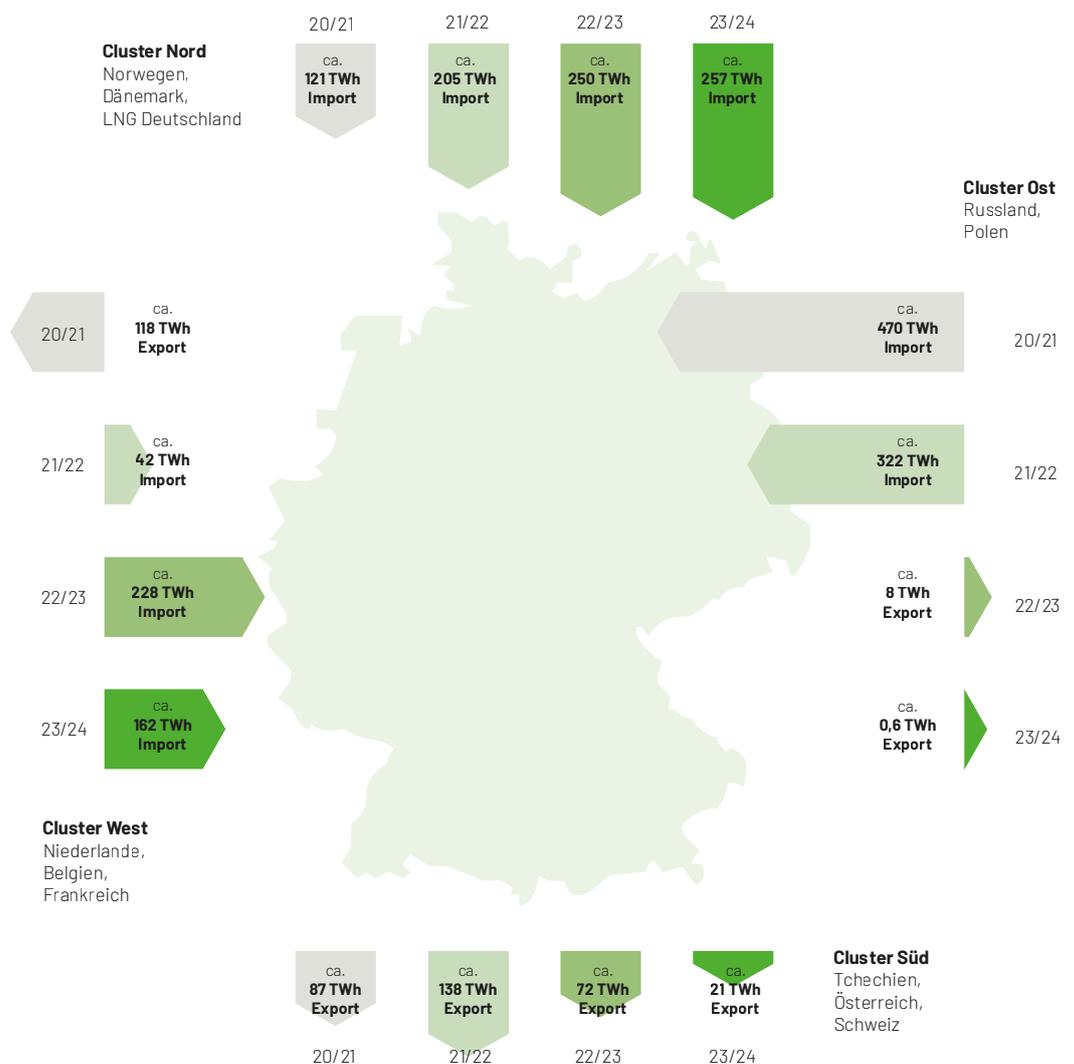


Abbildung 7: **Cluster Nord**

- Norden
- ◆ **Norwegen**
- ◆ **Dänemark**
- ◆ **LNG Deutschland**
- Osten
- ◆ **Russland**
- ◆ **Polen**

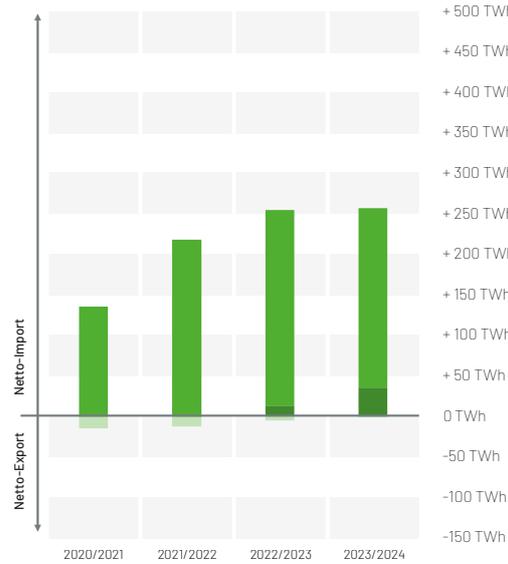


Abbildung 8: **Cluster Ost**

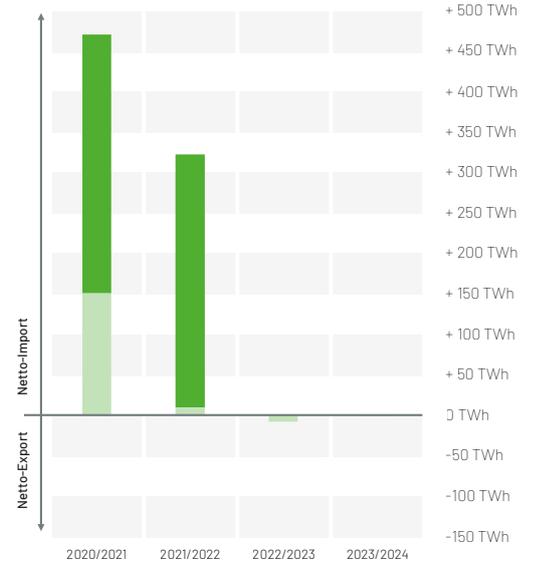


Abbildung 9: **Cluster West**

- Westen
- ◆ **Niederlande**
- ◆ **Belgien**
- ◆ **Frankreich**
- Süden
- ◆ **Tschechien**
- ◆ **Österreich**
- ◆ **Schweiz**

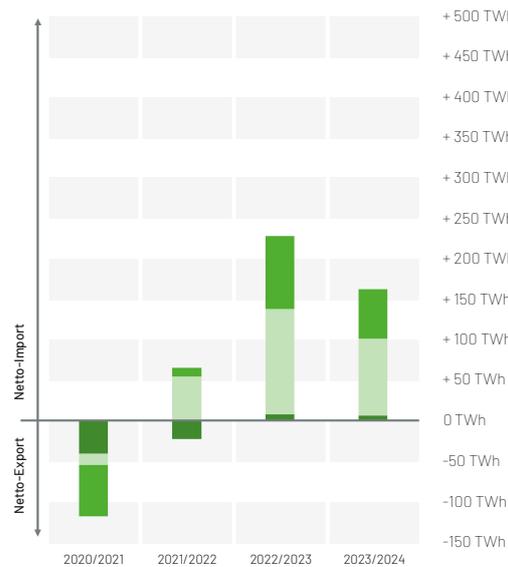
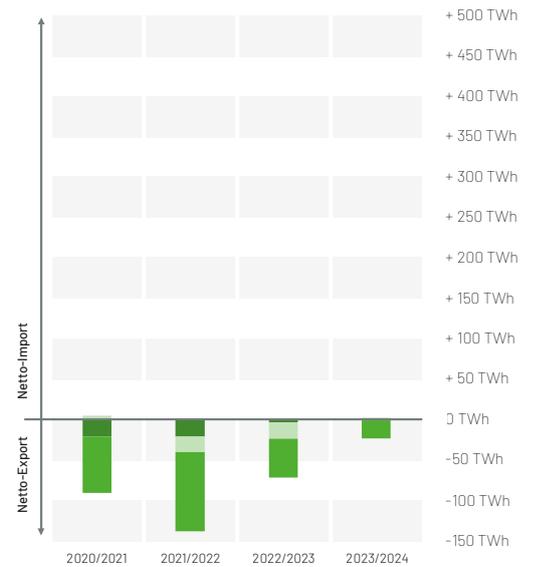


Abbildung 10: **Cluster Süd**



**Erläuterung zu den Diagrammen:**

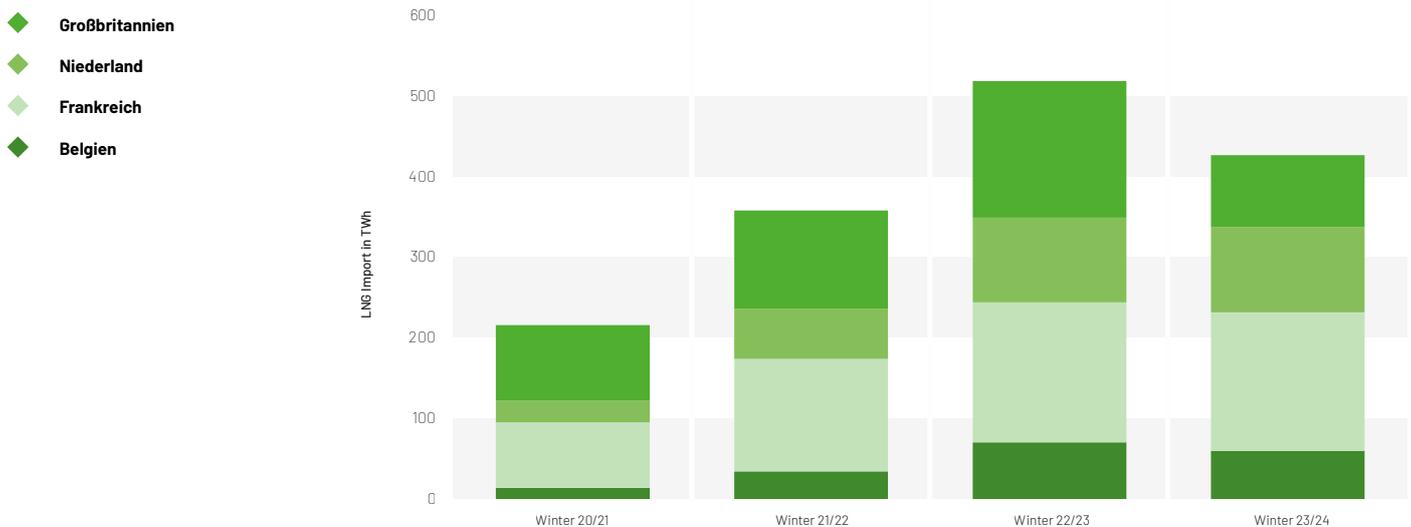
Die Nettogasflüsse (Importmengen abzüglich der Exportmengen) aus den westlichen Nachbarländern (Niederlande, Belgien und Frankreich) haben sich im Vergleich zur Winterperiode 2022/2023 um 66 TWh verringert. Dies ist unter anderem auf den Rückgang der Gastransporte um 78 Prozent aus Großbritannien nach Kontinentaleuropa über die Offshore Pipelines Interconnector und BBL zurückzuführen (2022/2023: 80,5 TWh, 2023/2024: 17,8 TWh). Kompensiert wurde das unter anderem durch erhöhte LNG-Importe nach Deutschland. Zusätzlich sind die Exporte nach Dänemark, Österreich und Polen fast komplett weggefallen. Auch die Exporte Richtung Tschechien sind im Vergleich zum vorherigen Winter 2022/2023 um 55 Prozent gesunken. Aus Österreich wurde im Gegensatz zu den beiden Wintern zuvor sogar insgesamt geringfügig mehr Gas importiert als exportiert.

Der L-Gas-Import aus den Niederlanden war in den letzten Jahren aufgrund der fortschreitenden Marktraumumstellung von L- auf H-Gas rückläufig und hat sich in diesem Winter im Vergleich zum Zeitraum 2020/2021 um insgesamt 50 Prozent reduziert.

## 2.2 LNG-Entwicklung in den westlichen Nachbarländern

Neben den Importen über die aufgebauten nationalen LNG-Terminals stammen die wesentlichen LNG-Importe aus Großbritannien, Frankreich, Belgien und den Niederlanden. In Summe sind aus diesen Nachbarländern die LNG-Importe zurückgegangen. Insbesondere aus Großbritannien haben sich diese um 47 Prozent sehr stark reduziert. In Belgien haben sich die Mengen um 15 Prozent verringert, während die Mengen aus Frankreich und den Niederlanden konstant auf dem Niveau vom Vorjahr geblieben sind. Insgesamt haben sich die LNG-Mengen in den zuvor genannten Ländern von 519 TWh (Winter 2022/2023) auf 427 TWh (Winter 2023/2024) um knapp 18 Prozent verringert.<sup>6</sup>

Abbildung 11: **Wintervergleich LNG-Import in TWh (ausgewählte Länder)**



# 3

## Entwicklung der Speicherfüllstände

**Das Gasspeichergesetz wurde mit seiner Verabschiedung im Sommer 2022 zu einem der wichtigsten Instrumente zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit. Anfang 2024 wurde das Gesetz novelliert.**

### 3.1 Gesetzliche Anpassungen zur Sicherstellung der Versorgung: „Gasspeichergesetz“

Unter dem Eindruck der besorgniserregend niedrigen Füllstände schon zu Beginn des Winters 2021/2022 und der Unsicherheit der russischen Lieferkorridore wurden im Laufe des Jahres 2022 die Verantwortlichkeiten, Maßnahmen und Instrumente mit Blick auf die Gas-Versorgungssicherheit im Rahmen des „Gasspeichergesetzes“<sup>7</sup> grundlegend neu geregelt.

Das „Gasspeichergesetz“ sieht unter anderem Mindestspeicherfüllstände zu bestimmten Stichtagen vor. Die Verantwortung zur Erreichung der vorgesehenen Füllstände liegt primär bei den Marktakteuren und ist von den Speicherbetreibern zu überwachen und zu melden. Bei Nichterfüllung der Vorgaben kann THE, im Einklang mit den Vorgaben des EnWG und mit Zustimmung des BMWK, ergänzende Maßnahmen ergreifen, um die gesetzlich festgelegten Füllstände zu erreichen. Konkret bedeutet dies, sofern Speichernutzer gebuchte Speicherkapazitäten nicht nutzen und absehbar ist, dass dadurch die im Gesetz vorgesehenen Speicherfüllstände nicht erreicht werden können, dass diese Kapazitäten der THE zur Verfügung gestellt werden.

ABB 11: ENTSOG: Transparency Platform, eigene Darstellung

<sup>6</sup> ENTSOG: [Transparency Platform](#)

<sup>7</sup> BMWK - [Faktenpapier Gasspeichergesetz](#)

THE schreibt in diesem Falle entweder Strategic Storage Based Options (SSBO) aus oder kauft selbst Gas. Die Kosten (für Ausschreibungen und Kauf durch den MGV) werden gemäß EnWG auf die Netznutzer umgelegt.

THE hat gem. §35e EnWG-Novelle eine neue Umlage („Gasspeicherumlage“) festgelegt. Die Umlage betrug vom 1. Januar 2024 bis zum Redaktionsschluss 1,86 EUR/MWh und wird auf SLP, RLM sowie ExitSO-Ausspeicherpunkte erhoben. Die Speichereinlagerung ist von der Umlage ausgenommen.

Vor dem Hintergrund der relativ hohen Speicherfüllstände und der bestehenden marktlichen Anreize zur Befüllung der Speicher wurden durch THE im Jahr 2023 keine SSBO-Ausschreibungen durchgeführt. Am 9. Februar 2024 trat die Novellierung des Gasspeichergesetzes in Kraft. Mit der Novellierung wurden die gesetzlichen Speicherfüllstandsvorgaben zum 1. Februar 2024 von 40 Prozent auf 30 Prozent und damit signifikant unter die europäischen Vorgaben abgesenkt.

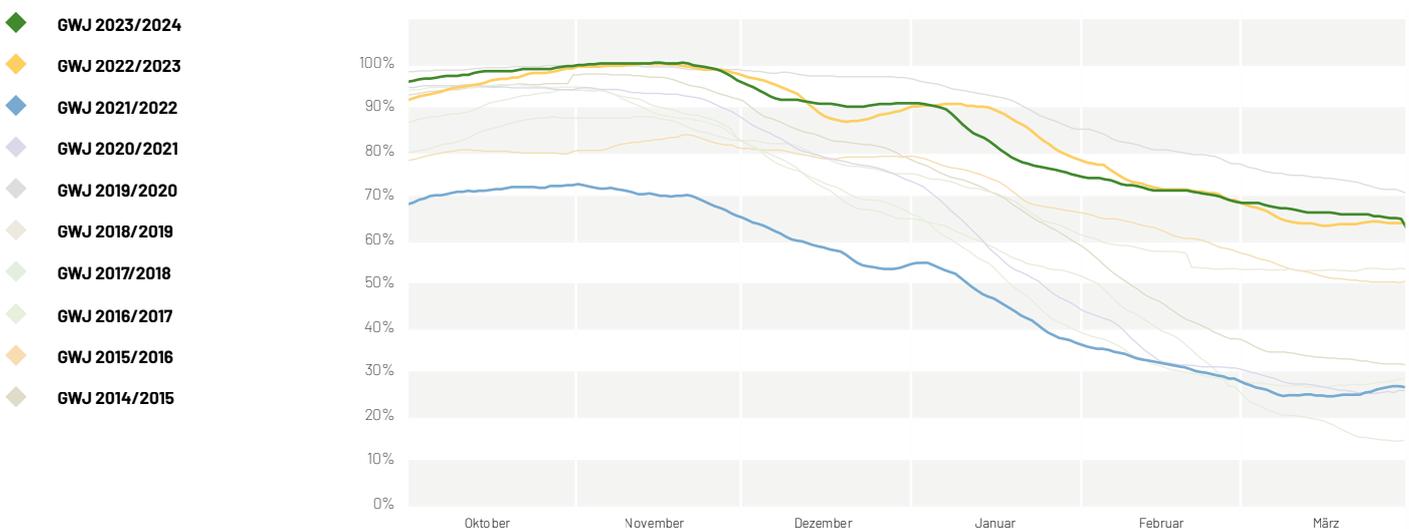
Die europäische Kommission hat mit ihrer Durchführungsverordnung (EU) 2022/2301 verbindliche, individuelle Zwischenziele der Speicherfüllstände für jeden Mitgliedsstaat vorgegeben, um die Energieversorgung in Europa sicherzustellen. Die individuelle Vorgabe für Deutschland beträgt jeweils zum 1. Februar 45 Prozent.

Eine Absenkung der nationalen Vorgaben für deutsche Speicher auf 30 Prozent gemäß Novellierung des Speichergesetzes steht damit im Widerspruch zur europäischen Verordnung. Damit hat der Gesetzgeber aus Sicht der FNB das Niveau der Versorgungssicherheit reduziert.

Durch die Novelle werden die bisherigen SSBO-Produkte dahingehend angepasst, dass „strategische Instrumente zur Förderung der Erreichung der Füllstandsvorgaben (Befüllungsinstrumente)“ ausgeschrieben werden können. Zum Redaktionsschluss befanden sich diese Befüllungsinstrumente noch in Ausarbeitung durch THE.

Die Füllstandsvorgaben des Gasspeichergesetzes wurden im Winter 2023/2024 voll erfüllt bzw. sogar übererfüllt. Bezogen auf die einzelnen Gasspeicheranlagen wurden die Vorgaben von den meisten erreicht. Das Ziel des Gesetzes, eine ausreichende Befüllung der Gasspeicher zu gewährleisten und damit einen essenziellen Beitrag zur Sicherstellung der Energieversorgung zu leisten, wurde damit auch im zweiten Winter nach dem Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine erreicht.

Abbildung 12: **Speicherfüllstände insgesamt in Prozent**



Die am 23. Juni 2022 durch das BMWK für Deutschland ausgerufenen Alarmstufe nach Notfallplan Gas ist weiterhin aktiv. Die Bundesnetzagentur fordert die Öffentlichkeit nach wie vor zu einem sparsamen Gasverbrauch auf.

## 3.2 Süddeutsche Speicher & zusätzliche Absicherungsmaßnahmen

Die Füllstände der für Süddeutschland besonders bedeutsamen Speicher, einschließlich der in Österreich liegenden und an das deutsche Netz angeschlossenen Speicher Haidach und 7Fields, lagen im Verlauf des vergangenen Winters nah am jeweils deutschlandweiten mittleren Speicherfüllstand. Insofern war auch in Süddeutschland zu keiner Zeit ein speicherfüllstandindiziertes Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit gegeben.

terranets bw hat für das Jahr 2024 keine Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) mehr ausgeschrieben. Grund hierfür waren insbesondere der gesunkene Bedarf an Interner Bestellung (IB) durch die nachgelagerten Netzbetreiber sowie die Wirkung von Ausbaumaßnahmen. Weiterhin sind die Leistungen und Kosten für Lastflusszusagen (LFZ) für das Jahr 2024 im Vergleich zum Krisenwinter 2022/2023 deutlich zurückgegangen. Außerdem wurde das am 17. Februar 2023 zwischen Deutschland und Österreich unterzeichnete bilaterale Abkommen zu den Erdgasspeicheranlagen Haidach und 7Fields operativ umgesetzt.<sup>8</sup>

# 4

## Vorbereitung Krisenmanagement

Die Netzbetreiber sind für die Integrität und Stabilität der Netze verantwortlich. Die Rechte und Pflichten der Netzbetreiber in Bezug auf die Systemverantwortung sind in § 16 EnWG geregelt.

Danach haben die Netzbetreiber netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen für den Betrieb der Netze entwickelt, um auf Störungen oder Gefährdungen reagieren zu können. Weitergehende Maßnahmen können sogar sämtliche Gaseinspeisungen und Gasauspeisungen anpassen, um Störungen des Netzbetriebs entgegen zu können. Dazu haben die Netzbetreiber im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas umfangreiche Prozesse zur Lastreduktion über verschiedene Druckstufen hinweg entwickelt.

Das EnSiG, die GasSV und die EU-Versorgungssicherheits-Verordnung Gas geben einen klaren rechtlichen Rahmen, in dem der Bundeslastverteiler im Notfall die Ein- und Auspeisungen von Erdgas im Bundesgebiet anweisen kann. Sie stellen die Grundlage der Notfallprozesse dar, die die Behörden mit den Fernleitungsnetzbetreibern und mit anderen Marktteilnehmern entwickelt haben.

Die FNB haben in Kooperation mit der BNetzA und dem BMWK die Verantwortlichkeiten untereinander für die Bewältigung der Gaskrise geschärft. Dies hat auch zur Folge, dass für die FNB nun mehr Rechtssicherheit bei dem Abruf von Speichermengen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität und der Einschränkung von Grenzübergangsfüssen im Rahmen der Beherrschung und Beseitigung einer Gasmangellage herrscht.

### 4.1 Bundeslastverteiler

Für den Fall des Eintretens einer nationalen Gasmangellage ist es vorgesehen, dass die Bundesregierung die Notfallstufe auf Basis der EU-Verordnung 2017/1938 zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung ausruft und die Bundesnetzagentur als Bundeslastverteiler nach dem Energiesicherungsgesetz (EnSiG) einsetzt. Der Bundeslastverteiler hat die Aufgabe, die knappen Gasmengen so zu verteilen, dass der lebenswichtige Bedarf an Gas in Deutschland weiterhin gedeckt wird.

<sup>8</sup> [BMWK.Pressemitteilung](#)

Um diese Rolle effektiv ausfüllen zu können, wurden seit 2022, in Zusammenarbeit mit den betroffenen Verbänden, die notwendigen Prozesse und Werkzeuge entwickelt. Die Fernleitungsnetzbetreiber und THE waren an diesen Arbeiten beteiligt und haben dazu beigetragen, dass diese zum Beginn des Winters 2023/2024 weitgehend abgeschlossen werden konnten. Im September 2023 wurde dies mit einer Übung des Bundeslastverteilers, unter Beteiligung von Unternehmen der beteiligten Marktrollen getestet.

Damit ist auch für den unwahrscheinlichen Fall einer nicht behebbaren Gasmangellage sichergestellt, dass die geschützten Kunden und auch die industriellen Verbraucher mit dem lebenswichtigen Bedarf an Gas versorgt werden können.

## 4.2 Sicherheitsplattform Gas

Der Marktgebietsverantwortliche THE hat in Zusammenarbeit mit der BNetzA und dem BMWK eine digitale Plattform – die Sicherheitsplattform Gas – für die Abwicklung von Maßnahmen nach § 1a Absatz 1 der Gassicherungsverordnung sowie von Solidaritätsmaßnahmen nach § 2a des Energiesicherungsgesetzes entwickelt. Die Sicherheitsplattform Gas wurde am 29. September 2022 in Betrieb genommen und wird von THE betrieben.

Auf der Sicherheitsplattform Gas müssen sich relevante Akteure am Gasmarkt, zu denen Endverbraucher, Versorger, Händler, Netzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Betreiber von Gasspeicheranlagen und Nutzer von Gasspeicheranlagen zählen, registrieren und die erforderlichen Informationen zur Vorbereitung und Ausführung von Maßnahmen im Rahmen einer nationalen Gasnotfalllage sowie von nicht marktbasierter Solidaritätsmaßnahmen zur Verfügung stellen. Neben Stammdaten werden unter anderem aktuelle und geplante Informationen zu Gasverbräuchen sowie Informationen zu Speichermengen abgefragt und analysiert.

Die Sicherheitsplattform Gas soll insbesondere die BNetzA, in der Rolle des Bundeslastverteilers, bei einer zunehmend kritischen Versorgungslage in die Lage versetzen, eine Transparenz über die aktuellen und geplanten Gasverbräuche zu erhalten und Einsparmaßnahmen zu identifizieren. Die Sicherheitsplattform Gas ermöglicht dem Bundeslastverteiler, Verfügungen zu Gasverbrauchsreduktionen schnell, effektiv und mit möglichst geringfügigen Auswirkungen an die auf der Sicherheitsplattform Gas registrierten Endverbraucher zu erstellen und zu versenden. Darüber hinaus kann der Bundeslastverteiler Verfügungen zur Ausspeicherung von Gasmengen erstellen und an Nutzer von Gasspeicheranlagen versenden.

Die Sicherheitsplattform Gas wird seit der Inbetriebnahme am 29. September 2022 fortwährend weiterentwickelt.

# Abkürzungsverzeichnis

<b>BMWK</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
<b>DSM</b>	Demand Side Management
<b>DWD</b>	Deutscher Wetterdienst
<b>EnSiG</b>	Energiesicherungsgesetz
<b>ENTSOG</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas (Ver- einigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>ExitSO</b>	Ausspeisepunkt
<b>FNB</b>	Fernleitungsnetzbetreiber
<b>FSRU</b>	Floating Storage Regasification Unit
<b>GWh</b>	Gigawattstunde
<b>GWJ</b>	Gaswirtschaftsjahr
<b>GÜP</b>	Grenzübergangspunkt
<b>H-Gas</b>	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
<b>IB</b>	Interne Bestellung
<b>IWU</b>	Institut Wohnen und Umwelt
<b>Kd</b>	Einheit des Gradtages (Kelvin-day)
<b>LFZ</b>	Lastflusszusagen
<b>LiFa</b>	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
<b>L-Gas</b>	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
<b>LNG</b>	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
<b>LTO</b>	Long Term Options
<b>MGV</b>	Marktgebietsverantwortlicher
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>RLM</b>	Registrierende Leistungsmessung
<b>SLP</b>	Standardlastprofil
<b>SSBO</b>	Strategic Storage Based Options

<b>TTF</b>	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel in den Niederlanden abgewickelt wird)
<b>THE</b>	Trading Hub Europe
<b>TWh</b>	Terawattstunde
<b>VHP</b>	Virtueller Handelspunkt

# Quellenverzeichnis

- 1 [https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2024/20240228\\_deutschlandwetter\\_winter2023-2024\\_news.html?nn=16210](https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2024/20240228_deutschlandwetter_winter2023-2024_news.html?nn=16210)
- 2 <https://www.tradinghub.eu/Portals/0/sonstige%20Dokumente%20THE/Pr%C3%A4sentation%20ErI%C3%A4uterung%20aggregierte%20Verbrauchsdaten.pdf?ver=cDirSSSJTS8EWfNtvTm3lg%3d%3d>
- 3 [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle\\_gasversorgung/\\_svg/Indikator2\\_Gasverbrauch\\_temperaturbereinigt/Indikator\\_Gasverbrauch\\_temperaturbereinigt.html?nn=652300](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Indikator2_Gasverbrauch_temperaturbereinigt/Indikator_Gasverbrauch_temperaturbereinigt.html?nn=652300)
- 4 [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- 5 <https://alsi.gie.eu/>
- 6 <https://transparency.entsog.eu>
- 7 [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325\\_faktenpapier\\_gasspeichergesetz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220325_faktenpapier_gasspeichergesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8)
- 8 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/02/20230217-deutschland-und-oesterreich-unterzeichnen-bilaterales-abkommen-zu-erdgasspeicheranlagen-haidach-und-7fields.html>

## Abbildungs- & Tabellenverzeichnis

### Abbildungen

- |        |   |   |
|--------|---|---|
| ABB 1  | - | Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Gradtagen (Kd) |
| ABB 2  | - | SLP-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh                           |
| ABB 3  | - | RLM-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh                           |
| ABB 4  | - | Gasverbrauch temperaturbereinigt in GWh/Tag                                       |
| ABB 5  | - | Entwicklung VHP Indexpreis THE in EUR/MWh   |
| ABB 6  | - | Vergleich Import-/Exportbilanz H-Gas der Winter seit 2020/2021 in TWh             |
| ABB 7  | - | Cluster Nord  |
| ABB 8  | - | Cluster Ost   |
| ABB 9  | - | Cluster West  |
| ABB 10 | - | Cluster Süd   |
| ABB 11 | - | Wintervergleich LNG-Import in TWh (ausgewählte Länder)                            |
| ABB 12 | - | Speicherfüllstände insgesamt in Prozent   |

### Tabellen

- |       |   |  |
|-------|---|--|
| TAB 1 | - | Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE |
|-------|---|--|

# Impressum

## **Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.**

Georgenstr. 23

10117 Berlin

Telefon +49 30 92102350

Telefax +49 30 921023543

E-Mail [info@fnb-gas.de](mailto:info@fnb-gas.de)

## **Redaktionsschluss 24. April 2024**

## **Disclaimer**

Die vorliegende Veröffentlichung wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Die Veröffentlichung basiert auf einer Zusammenstellung öffentlich verfügbarer Informationen aus diversen öffentlichen Quellen dritter Parteien. Sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. können daher keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der dargestellten Informationen übernehmen. Sofern Analysen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen enthalten sind, handelt es sich lediglich um eine subjektive Einschätzung der Autoren und eine Momentaufnahme auf Basis der angegebenen Quellen zum jeweiligen Zeitpunkt und nicht um Tatsachenbehauptungen oder Empfehlungen. Marktteilnehmer sollten ihre Entscheidungen jeglicher Art stets auf Basis ihrer eigenen Informationen, Analysen, Fähigkeiten, Erfahrungen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen treffen und ihre Entscheidungen nicht auf den Inhalt der vorliegenden Veröffentlichung stützen. Eine Haftung, insbesondere für eventuelle Schäden oder Konsequenzen, die aus der Nutzung der vorliegenden Veröffentlichung entstehen, ist daher ausgeschlossen.

