

FNB Gas Winterrückblick

2022/2023

Inhalt

	Vorwort	3
	Key Facts	4
	Zusammenfassung	5
1	Beschreibung des Winters 2022/2023	6
1.1	Gasbedarf und Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren	8
1.2	Regelenergieeinsatz	8
1.3	Preisentwicklung	9
1.4	Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten	10
2	Verfügbarmachung von Kapazitäten	11
2.1	Transporttechnische Herausforderungen	11
2.2	LNG-Entwicklung in den westlichen Nachbarländern	13
3	Entwicklung der Speicherfüllstände	15
3.1	Gasspeichergesetz	14
3.2	Süddeutsche Speicher	16
3.3	Zusätzliche Absicherungsmaßnahmen	17
4	Weitere Optimierung der Prozesse für Notfallsituationen	17
4.1	Sicherheitsplattform Gas	18
	Abkürzungsverzeichnis	19
	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	20
	Impressum	20

Vorwort



Nur durch das zwischen Bundesregierung, Behörden, Versorgern und Netzbetreibern eng abgestimmte Handeln sowie die Einsparbemühungen aller wirtschaftlichen Akteure und Bürger*innen konnte es gelingen, den Ausfall des bis dahin wichtigsten Erdgaslieferanten zu kompensieren.



Liebe Leserin, lieber Leser,

mit dem Stopp der russischen Gaslieferungen vor Beginn des letzten Winters haben sich Menschen, Politik und Unternehmen in Deutschland große Sorgen gemacht, dass wir in eine Gasmangellage geraten könnten. Dazu ist es nicht gekommen. Doch es ist keine Selbstverständlichkeit, sondern eine große gesamtgesellschaftliche Leistung, dass wir vorerst aufatmen können.

Die am 23. Juni 2022 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ausgerufene Alarmstufe Gas galt über das gesamte Winterhalbjahr bis zum Redaktionsschluss dieses Winterrückblicks. Nur durch das zwischen Bundesregierung, Behörden, Versorgern und Leitungsbetreibern eng abgestimmte Handeln sowie die Einsparbemühungen aller wirtschaftlichen Akteure und Bürger*innen konnte es gelingen, den Ausfall des bis dahin wichtigsten Erdgaslieferanten zu kompensieren. Neben der Erschließung zusätzlicher Erdgasbezugsquellen war das Erreichen der gesetzlich vorgegebenen Füllstände für Gasspeicheranlagen eines der Hauptinstrumente zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit in diesem Winterhalbjahr.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben vor allem durch ihre netztechnische Flexibilität maßgeblich zur schnellen und unkomplizierten Diversifizierung der Gasversorgungsquellen für Deutschland beigetragen. Während Erdgas bisher in weiten Teilen von Ost nach West floss, fließt es nunmehr von West nach Ost.

Erstmalig seit Jahrzehnten beziehen wir im kommenden Sommer kein Erdgas aus Russland mehr. Wir dürfen uns daher auf dem erfolgreichen Krisenmanagement nicht ausruhen und in unseren Bemühungen um Diversifizierung und Einsparung nicht nachlassen. Trotz inzwischen wieder sinkender Gaspreise, erhöhter LNG-Einspeisung und erweiterter Transportinfrastruktur können wir keine Entwarnung geben. Es ist und bleibt ein enger Austausch zwischen allen Beteiligten erforderlich, um die Flusssituation in den Netzen weiter sicher zu beherrschen.

Die Veränderungen auf dem Gasmarkt machen deutlich, wie dringend wir den Umbau unserer Energieversorgung, allem voran den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, vorantreiben müssen, damit die deutsche Industrie auf den globalen Märkten wettbewerbsfähig und Energie für alle bezahlbar bleibt. Was wir in diesem Winter gemeinsam mit allen Beteiligten geschafft haben, stimmt mich zuversichtlich, dass wir auch diese Aufgabe erfolgreich meistern werden.

Lassen Sie uns also nicht nur mit Erleichterung und einem kleinen bisschen Stolz zurückschauen, sondern auch, natürlich mit dem nötigen Respekt vor den möglichen Herausforderungen, einen optimistischen Blick nach vorn wagen.

Ihr

Dr. Thomas Gößmann,
Vorstandsvorsitzender FNB Gas

Key Facts

Keine
Gasmangellage

Umkehr
des Erdgasflusses von
West nach
Ost

Erfolgreiche
Diversifizierung
der Versorgungsquellen

Speicherstände
zu keiner
Zeit
unter den
gesetzlichen
Vorgaben

Rekordhoch
der Handels-
preise

Neues
Handelsprodukt

Zusammenfassung



Mit dem Stopp der Erdgaslieferungen aus Russland wurde in diesem Winter ein Extremszenario für Deutschland real. Nachdem ab dem 2. September 2022 keine nennenswerten russischen Gasmengen mehr in Deutschland ankamen, konnte nur durch eine Vielzahl von Maßnahmen und die Kraftanstrengungen aller Beteiligten eine Gasmangellage vermieden werden. Die am 23. Juni 2022 durch das BMWK für Deutschland ausgerufene Alarmstufe nach Notfallplan Gas galt das gesamte Winterhalbjahr über und war bis zum Redaktionsschluss dieses Rückblicks aktiv.

Günstig auf die Versorgungssicherheit wirkten sich die milden Temperaturen aus, von denen der Winter 2022/2023 geprägt war. In Kombination mit Energieeinsparungen führte dies dazu, dass sowohl Haushalte als auch industrielle Endverbraucher im Vergleich zu vorangegangenen Winterperioden mit deutlich weniger Energie auskamen.

Gasflüsse vollständig umgedreht

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben in diesem Winter insbesondere durch ihre Netzflexibilität maßgeblich dazu beigetragen, eine Gasknappheit in Deutschland zu verhindern. Sie ermöglichte eine schnelle und unkomplizierte Diversifizierung der Versorgungsquellen. Dazu gehörte insbesondere der Import von Gas aus Norwegen, den Niederlanden und Belgien.

Die zusätzlichen Gasmengen konnten nach Deutschland importiert werden, da sich auch die Gasflussrichtung zwischen Großbritannien und Kontinentaleuropa seit dem vorletzten Winter in Summe von Ost-West zu West-Ost gedreht hat. Erstmals hat Deutschland auch odorisiertes Gas aus Frankreich und der Schweiz importiert. Die importierten Flüssiggasmengen aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Großbritannien sind im Vergleich zum Vorjahr von 412,1 TWh auf 575 TWh um 40 Prozent gestiegen.

Große transporttechnische Herausforderungen

Mit der Inbetriebnahme der Baltic Pipe im November 2022 wurden die Exitmengen nach Dänemark deutlich reduziert. In der Zeit von Dezember bis März konnten auch die ersten drei deutschen schwimmenden Regasifizierungsterminals für LNG (Floating Storage and Regasification Units – FSRU) in Wilhelmshaven, Lubmin und Brunsbüttel ihren Betrieb aufnehmen. Die innerhalb von knapp 10 Monaten errichtete Wilhelmshaven-Anbindungsleitung (WAL) wurde gerade rechtzeitig im Dezember für die planmäßige Inbetriebnahme der FSRU „Höegh Esperanza“ in Wilhelmshaven fertig.

Zu den großen netztechnischen Herausforderungen gehörte die Nutzung der größten Importstation in Mallnow als Exportstation und die Sicherstellung großer Exportmengen nach Tschechien. Dabei spielten die Verdichterstationen, insbesondere Rehden, eine zentrale Bedeutung. Sie wurden bis zum technischen Maximum eingesetzt, was zu einem erheblichen Mehrbedarf an Treibenergie führte, die zu gestiegenen Preisen eingekauft werden musste. Nur durch enge Kooperation aller FNB konnten diese Herausforderungen gemeistert werden.

Gesetzliche Speichervorgaben erfüllt

Unter dem Eindruck der besorgniserregend niedrigen Gasspeicherfüllstände schon zu Beginn des vorherigen Winters 2021/2022 und der Unsicherheit der russischen Lieferbeziehungen wurden im Laufe des Jahres 2022 die Verantwortlichkeiten, Maßnahmen und Instrumente mit Blick auf die Gasversorgungssicherheit im Rahmen des Gasspeichergesetzes grundlegend neu geregelt. Das Erreichen der darin vorgegebenen Mindestfüllstände zu bestimmten Stichtagen war eines der wichtigsten Instrumente zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit.

Die Vorgaben des Gasspeichergesetzes wurden voll erfüllt bzw. sogar übererfüllt. Das Ziel des Gesetzes, eine ausreichende Befüllung der Gasspeicher zu gewährleisten und damit einen essenziellen Beitrag zur Sicherstellung der Energieversorgung zu leisten, wurde damit im ersten Winter nach dem Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine erreicht. Im Jahr 2022 wurden durch THE knapp 50 TWh beschafft und eingespeichert. Bis zum 31. März 2023 wurden davon knapp 12,5 TWh verkauft.

Vorsorge durch Long Term Options (LTO)

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 September 2022 erstmalig ausgeschrieben. Da die Angebote für das LTO-Produkt im deutlich dreistelligen Millionenbereich und damit außergewöhnlich hoch lagen, erfolgte eine zweite Ausschreibung in gleicher Höhe für die Produktvariante RoD (Rest of the Day) und die Zeiträume Januar bis März 2023, bei der sich eine deutlich verbesserte Angebotssituation zeigte. Die Preise lagen jedoch weiterhin auf einem hohen Niveau. Um eine unangemessen hohe Belastung der Umlagekonten zu vermeiden, wurden nur die Angebote für Februar und März vollständig angenommen, um den erforderlichen zusätzlichen Absicherungsbedarf zu decken.

Erholung der Preise nach Rekord im August

Nachdem sich der Indexpreis am virtuellen Handelsplatz zunächst für eine Sommerperiode erwartungsgemäß entwickelte und sich bis Juli 2022 auf etwa 100 €/MWh einpendelte, setzte zum Juli ein scharfer Anstieg ein, der am 26. August in einem neuen Rekordhoch von 311,10 €/MWh endete. Nach kurzzeitiger Erholung setzte bereits ab dem 3. November 2022 ein erneuter Anstieg ein, der am 10. Dezember 2022 bei 138,42 €/MWh ein weiteres markantes Zwischenhoch erreichte. Bis zum Jahresende fielen die Indexpreise dann auf 74,75 €/MWh und bis zum 31. März schließlich auf 43,62 €/MWh.

Weitere Optimierung

Die Abwendung einer Gasmangellage erforderte Maßnahmen weit über den Verantwortungsbereich der FNB hinaus. Zusammen mit der von THE in Kooperation mit BNetzA und BMWK neu geschaffenen Sicherheitsplattform stellen die im Jahr 2022 auf den Weg gebrachten gesetzlichen Regelungen die Grundlage der Notfallprozesse dar. Die Gasversorgungslage ist zwar nach dem Winter 2022/2023 weniger angespannt. Jedoch wird Russlands Angriffskrieg auf die Ukraine auf den Energiemärkten weiter nachhallen. Unter bestimmten Umständen, wie zum Beispiel besonders niedrigen Temperaturen, könnte es im kommenden Winter noch immer zu einer Gasmangellage kommen. Im Rahmen ihrer Verantwortung für den Transport werden die FNB daher weiterhin im engen Schulterschluss mit allen Beteiligten ihren Beitrag zur künftigen Versorgungssicherheit leisten.

Beschreibung des Winters 2022/2023

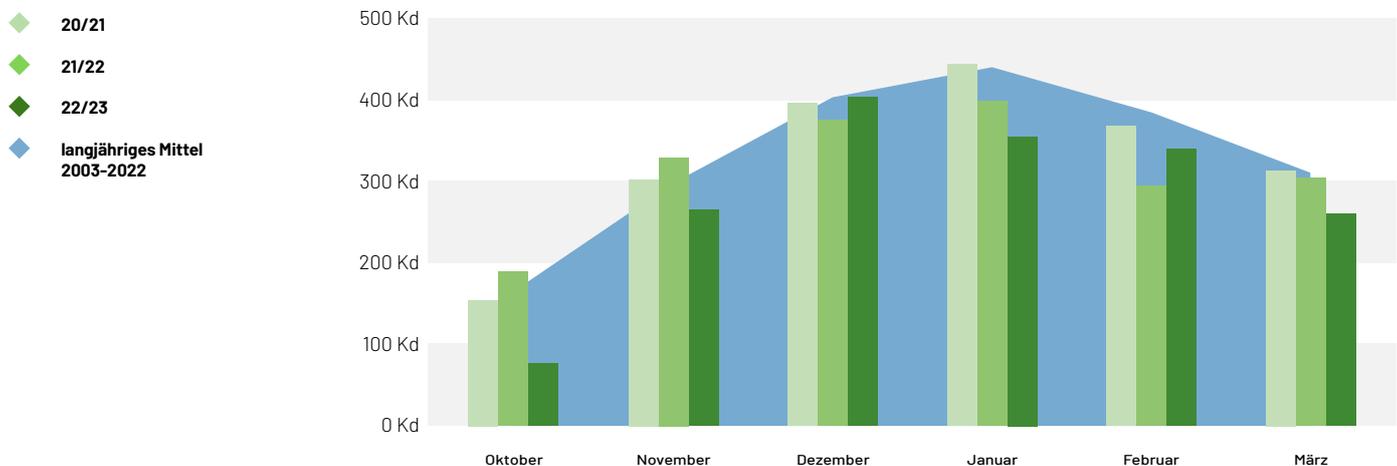
Im Winter 2022/2023 wurde Deutschland mit einem Extremszenario konfrontiert, als die Lieferungen aus Russland gestoppt wurden. Trotzdem konnte eine Gasmanngelage durch eine Vielzahl von Maßnahmen und gemeinsame Kraftanstrengungen, auch der Verbraucher, vermieden werden.

1.1 Gasbedarf und Gasverbrauch im Vergleich zu den Vorjahren

Die vergangene Winterperiode 2022/2023 war zum zwölften Mal in Folge von milden Temperaturen geprägt. Im Gegensatz zu den beiden vergangenen Wintern lagen im Winter 2022/2023 die monatlichen durchschnittlichen Außentemperaturen an der Messstation Nürnberg in jedem Monat über den Durchschnittstemperaturen des langjährigen Mittels von 2003 bis 2022.

Entsprechend wurde in der Winterperiode 2022/2023 in keinem Monat der durchschnittliche Wärmebedarf (langjähriges Mittel für Heizgradtage von 2003 bis 2022) überschritten.

Abbildung 1: **Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in 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 abgelesen werden. Diese lagen im Winter 2022/2023 stets unterhalb der Werte der letzten Winterperioden. Inwiefern sich hier neben einem temperaturbedingten Rückgang und dringlichen Einsparappellen der Bundesregierung und BNetzA 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. Regelenergieverkäufe und Restlastbetrachtungen in den Verteilnetzen lassen die Annahme zu, dass bei den Endverbrauchern eine Reduktion im TWh-Bereich vorliegt. Für das Jahr 2022 wurden zum Redaktionsschluss etwas über 6 TWh an Mehrmengen (höhere Allokationen als Verbräuche) abgerechnet. Eine abschließende Bewertung ist erst nach Vorliegen aller relevanten Mehr-/Mindermengenabrechnungen möglich.

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 SLP, Abbildung 2) entfallen sowie jenen, die größeren gewerblichen Verbrauchern mit gemessenen Lasten zugeordnet werden (gemäß registrierter Leistungsmessung (RLM Abbildung 3). Für den Winter 2020/2021 sind die kumulierten Allokationsdaten der ehemaligen Marktgebiete NCG und GASPOOL angegeben.

Abbildung 2: **SLP-Allokationsdaten im Marktgebiet THE sowie kumulierte Mengen der MG GASPOOL und NCG je Monat in GWh**

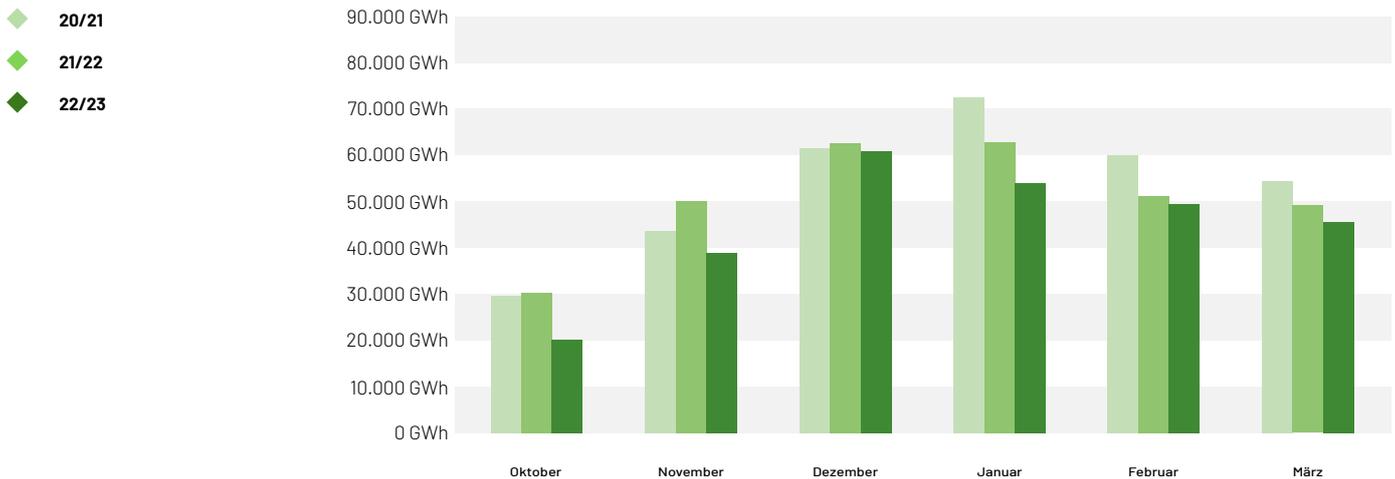
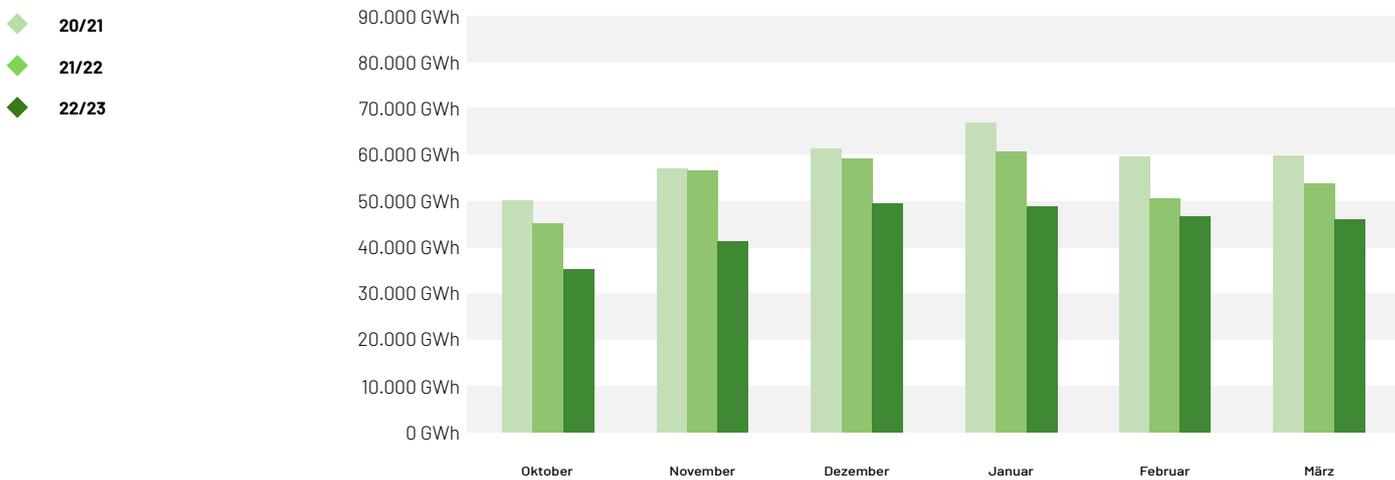


Abbildung 3: **RLM-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh sowie kumulierte RLM-Allokationsdaten von GASPOOL und NCG je Monat in GWh**



1.2 Regelernergieeinsatz

Die beschäftigte Menge an Regelernergie, also die Summe aus Käufen und Verkäufen, ist im Vergleich zum vorherigen Winter deutlich gestiegen (aktueller Winter: 68 TWh; Vorwinter: 25 TWh) und liegt damit nahe am Durchschnitt der letzten Jahre (55 TWh). Im Wesentlichen war dies durch die in Kapitel 1.3 beschriebenen Rückgänge der SLP-Allokationen und den daraus resultierenden hohen Regelernergieverkäufen bedingt. Durch die Rahmenbedingungen im letzten Winter wurden vermutlich die L-Gas-Lieferverträge der Händler in einem erheblichen Umfang genutzt, was in der Konsequenz zu höheren Konvertierungsmengen von L- zu H-Gas führt.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Einsatz externer Regelenergie im Marktgebiet THE im Zeitraum 1. Oktober 2022 bis 31. März 2023 dar.

Tabelle 1 **Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE**

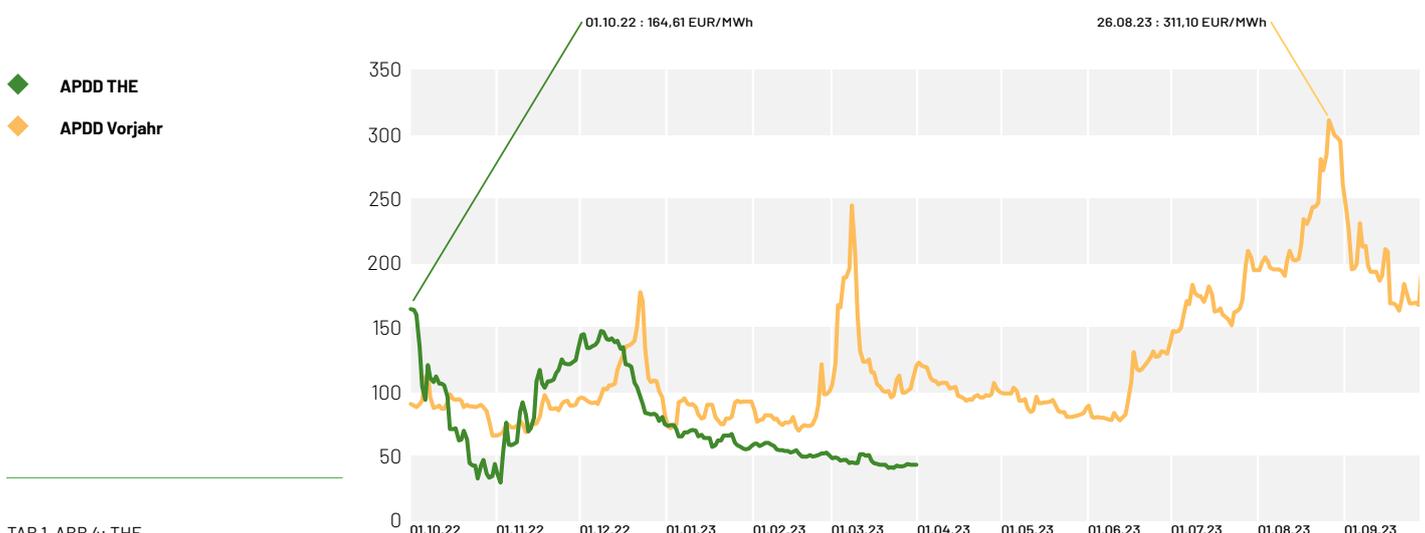
	THE H-Gas		THE L-Gas		THE über TTF		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [GWh]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	25.369	1.769.791	1.447	108.972	6	396	26.822	1.879.159
Sell	1.132	96.662	39.408	2.659.111	6	308	40.546	2.756.081

Im Zuge der erhöhten Regelenergiebeschäftigung stiegen die Kosten des Regelenergieeinkaufs. Diese wurden jedoch durch Verkaufserlöse aufgewogen, die sich im Vergleich zur Vorperiode vervierfacht haben. Zwischen dem 1. Oktober 2022 und dem 31. März 2023 wurden insgesamt Regelenergieeinkäufe mit einem Volumen von circa 27 TWh getätigt. Dem gegenüber stehen Verkäufe in Höhe von circa 41 TWh. Diese resultierten in Ausgaben für Regelenergieeinkäufe in Höhe von circa 1,9 Mrd. € sowie Einnahmen aus Regelenergieverkäufen in Höhe von circa 2,8 Mrd. €. Grund für die hohen Kosten und Erlöse waren in erster Linie die beobachteten Preise am Großhandelsmarkt.

1.3 Preisentwicklung

Vom bisherigen Allzeithoch aus, welches im letzten Winterrückblick am 8. März 2022 mit 244,48 €/MWh (PEGAS Average Price per Delivery THE) beschrieben wurde, entwickelte sich der VHP-Indexpreis zunächst für eine Sommerperiode erwartungsgemäß und pendelte sich bis Juli auf um 100 €/MWh ein. Mit dem Monatswechsel Juli 2022 setzte ein scharfer Anstieg ein und am 26. August 2022 wurde mit 311,10 €/MWh ein neues Maximum erreicht. Am 1. Oktober 2022 lag der VHP-Indexpreis dann bei 164,61 €/MWh. Zwar fiel der VHP-Indexpreis zum Monatswechsel Oktober/November 2022 kurzzeitig auf unter 30 €/MWh, jedoch setzte bereits ab dem 3. November ein erneuter Preisanstieg ein, welcher am 10. Dezember 2022 bei 138,42 €/MWh ein weiteres markantes Zwischenhoch erreichte. Die Indexpreise fielen bis zum Jahreswechsel stark auf 74,75 €/MWh und zum 31. März weiterauf 43,62 €/MWh.

Abbildung 4 **Entwicklung VHP Indexpreis THE**



1.4 **Vorsorge durch Kontrahierung langfristiger Regelenenergieprodukte**

Wie bereits in den vergangenen Jahren wurde der Bedarf nach langfristigen Regelenenergieprodukten für die Winterperiode mit dem BMWK und der BNetzA frühzeitig abgestimmt und im September 2022 durch THE für den Zeitraum Januar bis einschließlich März 2023 ausgeschrieben. Basis hierfür ist das Eckpunktepapier des BMWK (2015): „Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit“.¹

Regelenenergieanbieter 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 Regelenenergieprodukten auf dem Kurzfristmarkt in außergewöhnlichen Regelenenergiebedarfssituationen.

Regularien

LTO-Regelenenergieanbieter im L-Gas können die entsprechende Leistung ausschließlich an Speicheranschlusspunkten oder an RLM-Ausspeisepunkten vorhalten. Dadurch ist sichergestellt, dass die Leistungen innerhalb des Netzgebiets unabhängig von der Verfügbarkeit der Importleistungen abgerufen werden können.

Dabei betrug die abzusichernde Leistung je Monat 14,4 GWh/h. Die abgegebenen Angebote der ersten Ausschreibungsrunde lagen im Vergleich zu früheren Ausschreibungen außergewöhnlich hoch. Die Angebote (Leistungspreis) lagen kumuliert im deutlich dreistelligen Millionen-Bereich. THE hatte daraufhin die Ergebnisse der Ausschreibung und das weitere Vorgehen gemeinsam mit den FNB und der BNetzA bewertet und am 2. November 2022 eine erneute LTO-Ausschreibung in gleicher Höhe für die Produktvariante RoD und die Zeiträume Januar bis einschließlich März 2023 angekündigt. Nach Abschluss der Ausschreibung wurden die abgegebenen Angebote von der THE in Abstimmung mit den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern und der BNetzA ausgewertet.

Insgesamt zeigte sich eine – im Vergleich zur ersten Ausschreibung – deutlich verbesserte Angebotssituation und es wurden ausreichend Angebote für alle ausgeschriebenen Zonen abgegeben.

Entsprechend der im Kapitel „Preisentwicklung“ beschriebenen Marktsituation bewegten sich die Preise auf einem hohen Niveau. Diese Preisentwicklung war zwar grundsätzlich zu erwarten, allerdings nicht in diesem Ausmaß. Um eine unangemessen hohe Belastung für die relevanten Umlagekonten zu vermeiden, wurde daher nach intensiver Befassung mit den Details durch THE gemeinsam mit den FNB entschieden, die Angebote für den Monat Januar nicht anzunehmen. Dies war u.a. vor dem Hintergrund der erfolgreichen Befüllung der deutschen Speicher und unter Berücksichtigung der hohen Preise geboten und vertretbar. Die Angebote für die Monate Februar und März wurden dagegen vollständig angenommen, um den über das LTO-Produkt erforderlichen zusätzlichen Absicherungsbedarf zu decken.

Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO in diesem Zeitraum beliefen sich auf rund 285 Mio.€. Für THE sind die Kosten damit gegenüber dem Vorjahr bei niedrigerem Kontrahierungsvolumen stark gestiegen (2022: 65 Mio.€). Die im Abruffall zusätzlich zu zahlenden Arbeitspreise beliefen sich im Durchschnitt auf 22,34 €/MWh. Der Durchschnittspreis liegt damit niedriger als die Durchschnittspreise aus dem Vorjahr (87,44 €/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 2022/2023 nicht in Anspruch genommen werden.

¹[Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz](#)

Die Trading Hub Europe GmbH (THE) wurde im Frühling 2022 vom BMWK und der BNetzA in die Entwicklung eines neuen Regelenergieproduktes eingebunden. Die entsprechende Produktbeschreibung wurde im Sommer 2022 fertiggestellt. Die Produkt-einführung des Load Reduction Produkt (LRD) erfolgte zum 1. Oktober 2022. Das LRD Produkt legt einen besonderen Fokus auf die Aktivierung von Abschaltpotenzialen von Industrieverbrauchern für den Regelenergieeinsatz. Durch das neue Regelenergieprodukt LRD können industrielle Verbraucher ihre Abschaltpotenziale dem Regelenergiemarkt zur Verfügung stellen. Sofern ein entsprechender Regelenergiebedarf bestehen sollte, erfolgt der Abruf kurzfristig innerhalb des MOL Rang 4, d.h. der Einsatz erfolgt nur, wenn keine/nicht ausreichende Mengen in den MOL Rängen 1 und 2 zur Verfügung stehen bzw. der Regelenergiebedarf nicht in den Rängen 1 und 2 gedeckt werden kann. Die Angebotsabgabe erfolgt nicht direkt über den industriellen Verbraucher, sondern über den Bilanzkreisverantwortlichen als präqualifiziertem Regelenergieanbieter. Im Rahmen der Angebotsabgabe ist u. a. die Losgröße variabel anzugeben und die Vorlaufzeit durch den Anbieter frei wählbar. Ebenfalls wählbar durch den Anbieter ist das Preismodell. Es gab bislang noch keinen Bedarf für konkrete Angebote, da eine eventuelle Abrufsituation in der MOL4 seit Anfang Oktober 2022 nicht aufgetreten ist.

2

Verfügbarmachung von Kapazitäten

In diesem Winter haben die deutschen FNB durch ihre netztechnische Flexibilität maßgeblich unterstützt, dass eine Gasmangellage in Deutschland vermieden werden konnte. Dies hat eine schnelle und unkomplizierte Diversifikation von Aufkommensquellen für Deutschland erst möglich gemacht.

2.1 Transporttechnische Herausforderungen

Die Gasströme in Deutschland haben sich im Vergleich zu den letzten Wintern von Ost→West nach West→Ost gedreht. In das deutsche Fernleitungsnetz wurden insbesondere Gasströme aus Norwegen, aus den Niederlanden und aus Belgien eingespeist, da keine signifikanten russischen Gasmengen mehr nach Deutschland gekommen sind. Für den Transport dieser hohen Mengen, insbesondere in Richtung Osten und Süden Deutschlands, standen zu einem Teil nur unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung, die aufgrund der gegenüber den letzten Jahren veränderten Flusssituation in hohem Maße genutzt werden konnten. Auf diese Weise konnte der Import, insbesondere aus Norwegen und Belgien, maximiert werden. Zusätzlich konnten durch einen Leitungstausch H↔L bedingt durch die Marktraumumstellung und die Verfügbarmachung einer H-Gas Verdichtereinheit auf einer L-Gas Verdichterstation die Entry FZK-Kapazitäten an einem Interconnection Point (IP) des VIP TTF THE signifikant erhöht werden.

Durch den Wegfall der russischen Mengen wurden Teile des Transportnetzes entlastet. Um diese Transportkapazitäten zumindest teilweise wieder für den Markt verfügbar zu machen, wurden an wesentlichen Knotenstationen kurzfristig Verrohrungen angepasst. Dadurch sind diese Stationen deutlich flexibler nutzbar geworden, was zu einer höheren Verfügbarkeit unterbrechbarer Kapazitäten aus Nord-Westen geführt hat.

Die Inbetriebnahme der Baltic Pipe im November 2022 hat dazu geführt, dass die Exitmengen nach Dänemark ab diesem Zeitpunkt signifikant reduziert wurden.

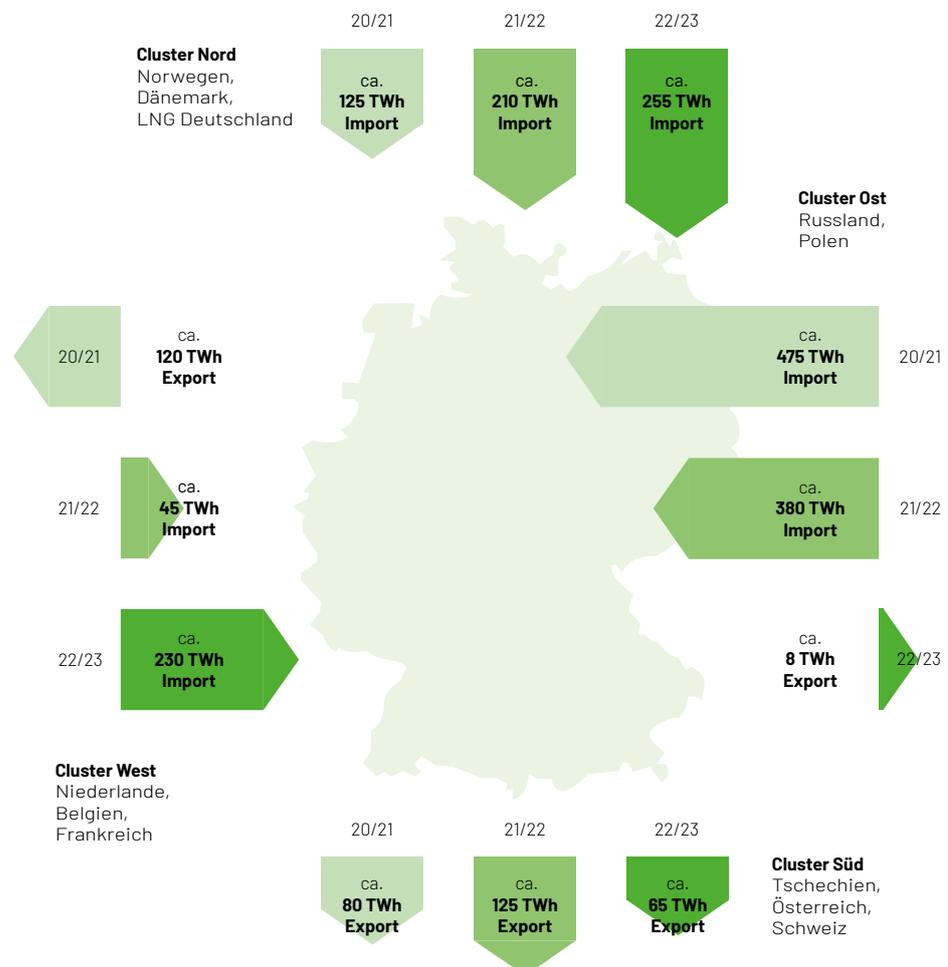
Außerdem wurde erstmalig Gas aus Frankreich importiert, nachdem die Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden die technische und organisatorische Übernahme von odorisiertem Gas in das deutsche Fernleitungsnetz abgestimmt und eingerichtet hatten. Auch aus der Schweiz wurde über große Zeiträume ebenfalls odorisiertes Gas importiert. Dies war in dieser Größenordnung eine neue Entwicklung und hat zusätzlich zum Ausgleich der fehlenden Mengen aus Russland beigetragen.

Am 17. Dezember 2022 konnte mit der „Höegh Esperanza“ die erste FSRU in Wilhelmshaven mit signifikanten LNG-Mengen in Betrieb gehen. Die innerhalb einer Rekordzeit von knapp 10 Monaten errichtete Wilhelmshaven-Anbindungsleitung (WAL) wurde „just in time“ im Dezember für die planmäßige Inbetriebnahme der FSRU fertiggestellt. Am 14. Januar 2023 folgte die Inbetriebnahme des zweiten FSRU-Schiffs „Neptune“ in Lubmin. Das dritte FSRU-Schiff „Höegh Gannet“ hat am 22. März 2023 in Brunsbüttel den Probebetrieb aufgenommen.

Der Grenzübergangspunkt Mallnow wird seit Beginn des Winters im Reverse flow (Export nach Polen) betrieben, sodass die größte Importstation Deutschlands als Exportstation genutzt wird. Weiterhin mussten große Exportmengen nach Tschechien über den Virtual Interconnection Point (VIP) Brandov, der in der Vergangenheit über Nord Stream und Mallnow versorgt wurde, ebenfalls durch die oben genannten Quellen mit transporttechnischen Herausforderungen auf zum Teil unterbrechbarer Basis zwischen den FNB sichergestellt werden. Zum Beispiel kommt der Verdichterstation Rehden hierbei eine zentrale Bedeutung zu. Wurden hier bisher mit Hilfe der hohen Drücke aus Speichern und Nord Stream große Mengen in den Süd-Westen Deutschlands und nach Westeuropa verteilt, so müssen hier nun die Drücke für den Transport nach Osten bereitgestellt werden. Ein Ausbau der Verdichterstation ist zwar schon in Planung, bis dahin wird jedoch intensiv an der optimalen Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur gearbeitet.

Um diese netzübergreifenden, transporttechnischen Herausforderungen auf FNB Seite gemeinsam optimal bewältigen zu können, wurden die Verdichterstationen bei den FNB zum Teil bis zum technischen Maximum eingesetzt. Dies hat zu einem erheblichen Mehrbedarf an Treibenergie geführt, die zu den deutlich gestiegenen Preisen eingekauft werden musste. Dies hat wesentlich dazu beigetragen, dass die FNB eine Neuberechnung der Tarife unterjährig vornehmen mussten. Die Bewältigung dieser transporttechnischen Herausforderung war nur möglich durch die sehr intensive Kooperation aller beteiligten FNB und den bestehenden regulatorischen Rahmen.

Abbildung 5: **Vergleich Import-/Exportbilanz 20/21, 21/22 zu 22/23 * in TWh**



* (01.10. -01.04.), ABB 5: ENTSOG - Transparency Platform, (eigene Darstellung)

Wie bereits oben beschrieben haben sich die üblichen Nettogasflüsse (Exportmengen abzüglich Importmengen) von Osten nach Westen im vergangenen Winter vollständig gedreht. In dieser Periode wurde jeden Tag an den westlichen Grenzen der Nachbarländer (Niederlande, Belgien, Frankreich) insgesamt mehr H-Gas aus dem Westen importiert als exportiert.

Die zusätzlichen Gasmengen konnten nach Deutschland importiert werden, weil auch die Gasflussrichtung zwischen Großbritannien und Kontinentaleuropa sich seit dem vorletzten Winter in Summe gedreht hat. Auch innerhalb der Cluster ist es über die Jahre zu Verschiebungen gekommen, die der folgenden Detaildarstellung zu entnehmen sind.

Abbildung 6 Cluster Nord

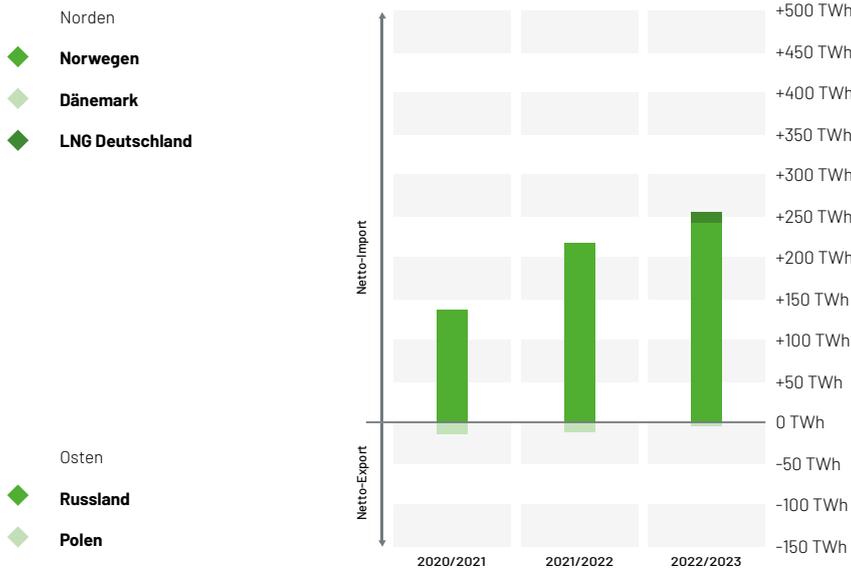


Abbildung 7 Cluster Ost

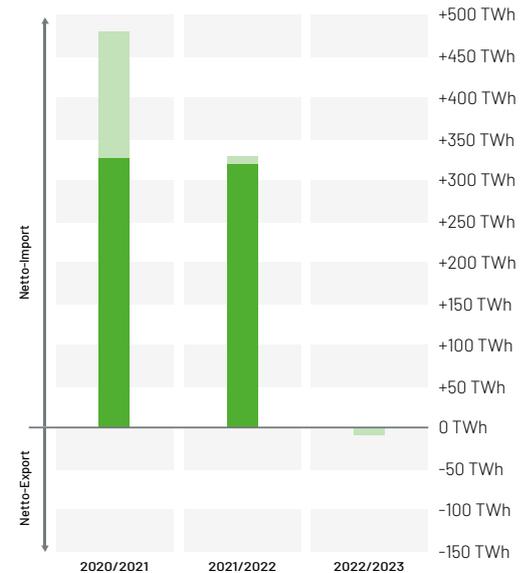


Abbildung 8 Cluster Süd

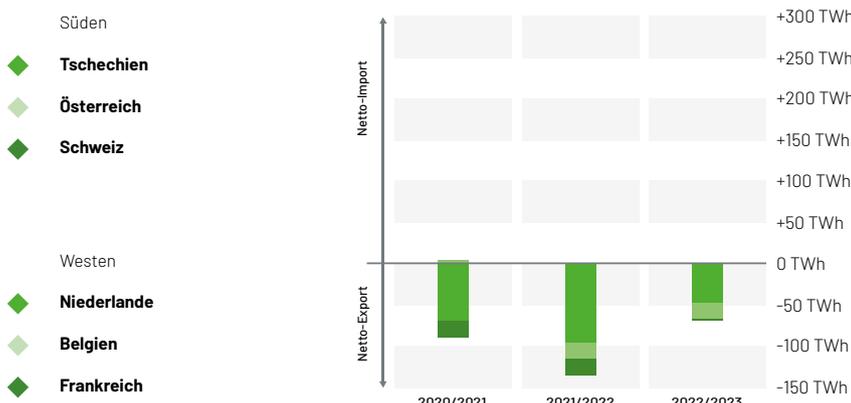
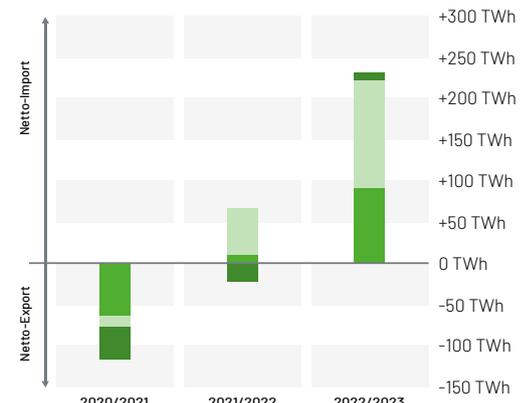


Abbildung 9 Cluster West

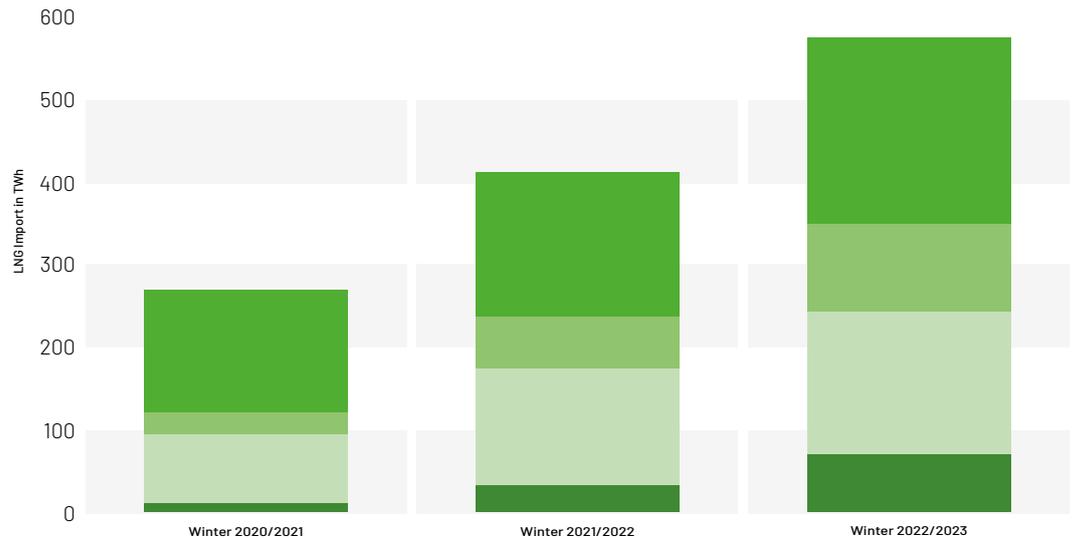


2.2. LNG-Entwicklung in den westlichen Nachbarländern

Zusätzlich zu den erhöhten pipelinegebundenen Gas-Importen aus Großbritannien nach Kontinentaleuropa wurden auch sehr hohe LNG-Importe im Westen verzeichnet. Hervorzuheben ist, dass Belgien im Vergleich zur Vorjahresperiode die Importe verdoppelt und die Niederlande die Importe um 70 Prozent erhöht haben. In den Niederlanden war das möglich, da dort ebenfalls im Rekordtempo von sechs Monaten ein FSRU angeschlossen wurde und seit dem 15. September 2022 in Betrieb ist. Auch in Frankreich und Großbritannien wurden die höchsten LNG-Importe in den vergangenen Wintermonaten verzeichnet. Insgesamt sind die importierten Flüssiggasmengen in die Niederlande, sowie nach Belgien, Frankreich und Großbritannien im Vergleich zum Vorjahr von 412,1 TWh auf 575 TWh um 40 Prozent gestiegen.

Abbildung 10 **Wintervergleich LNG-Import in TWh (ausgewählte Länder)**

- ◆ Großbritannien
- ◆ Niederlande
- ◆ Frankreich
- ◆ Belgien



3

Entwicklung der Speicherfüllstände

Die Verabschiedung des Gasspeichergesetzes und das Erreichen der darin vorgegebenen Mindestfüllstände zu bestimmten Stichtagen war eines der wichtigsten Instrumente zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit.

3.1 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 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.

Das Verfahren ist mehrstufig aufgebaut: Zunächst erfolgt die Speicherbefüllung primär marktbasierend, ggf. ergänzt durch eine Ausschreibung des neuen Instruments der „Strategic Storage Based Options“ (SSBO). Wenn absehbar ist, dass Mindestfüllstände nicht erreicht werden, greifen zusätzliche Instrumente. Im letzten Schritt kann THE selbst Gas am Markt erwerben und einspeichern.

Stufe 1:

Die Befüllung der Speicher erfolgt durch die Marktteilnehmer. Zusätzlich kann THE im Frühjahr SSBO ausschreiben. An den Ausschreibungen für SSBO können nur präqualifizierte Anbieter teilnehmen. Angebote im Rahmen der ersten Ausschreibung konnten im Zeitraum vom 9. Mai 2022 bis zum 23. Mai 2022 gegenüber THE abgegeben werden. Trotz der kurzen Vorlaufzeit beteiligte sich eine zweistellige Anzahl von Bietern an der Ausschreibung. Der ausgeschriebene Bedarf in den Speicherzonen H-Ost, H-Süd und L-Gas konnte vollständig gedeckt werden, der ausgeschriebene Bedarf in den Speicherzonen H-Nord und H-West konnte weitestgehend gedeckt werden. Insgesamt wurden circa 48 TWh zugeschlagen. Die Gesamtkosten (bezüglich der Komponenten Service-Entgelt und Leistungspreis) der zugeschlagenen Lose beliefen sich auf circa 370 Mio. €.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit führte THE eine zweite Ausschreibung im Zeitraum vom 30. Mai 2022 bis zum 13. Juni 2022 für SSBO der Stufe 1 durch. Eine zweistellige Anzahl von Bietern beteiligte sich. Die Gesamtkosten (bezüglich der Komponenten Service-Entgelt und Leistungspreis) der zugeschlagenen Lose beliefen sich auf circa 481 Mio. €. Der in der deutschlandweiten Ausschreibung ausgeschriebene Bedarf in Höhe von 35.717.500 MWh konnte vollständig kontrahiert werden.

Stufe 2:

THE führt zusätzliche SSBO-Sonderausschreibungen durch, sofern beim kontinuierlichen Speichermonitoring festgestellt wird, dass die Einspeicherungen im Hinblick auf die Mindestfüllstandsvorgaben zum jeweiligen Stichtag nicht ausreichend erfolgt sind. SSBO- Ausschreibungen der Stufe 2 wurden nicht durchgeführt.

Stufe 3:

Sollten die Gasspeicher weiterhin nicht ausreichend gefüllt sein, kann THE selbst Gas erwerben und einspeichern. Diese Stufen stellen keine starr zu befolgende Maßnahmenkaskade dar, sondern sind gegebenenfalls auch miteinander zu kombinieren.

Sofern Speichernutzer gebuchte Speicherkapazitäten nicht nutzen und absehbar ist, dass dadurch die im Gesetz vorgesehenen Speicherfüllstände nicht erreicht werden können, werden diese Kapazitäten der THE zur Verfügung gestellt. THE schreibt in diesem Falle entweder SSBO aus oder kauft selbst Gas.

Gemäß der Verordnung zur Verfügungstellung unterbrechbarer Speicherkapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Gasspeicherbefüllungsverordnung) als Ergänzung des Gasspeichergesetzes, sind Betreiber von Gasspeichern, deren Speicher einen besonders niedrigen Füllstand zum 1. Mai (weniger als 5 Prozent) oder 1. Juni (weniger als 10 Prozent) eines Jahres aufweisen, verpflichtet, die von einem Nutzer dieses Speichers gebuchten, aber nicht genutzten Kapazitäten dem MGV als unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, sodass eine rechtzeitige Befüllung des Speichers zur Erreichung der Füllstandsvorgaben erfolgen kann.

Am 4. Juni 2022 startete THE mit der Befüllung des Speicher Rehden im Einklang mit der Gasspeicherbefüllungsverordnung. Weitere Speicher folgten, teilweise jedoch auch im Rahmen der SSBO Stufe 3 (Wolfersberg ab Ende Juni, Katharina ab Juli, Einzeltage Epe H, Nüttermoor ab September). Die Befüllung der Speicher wurde planmäßig zum 31. Oktober 2022 abgeschlossen. Im Jahr 2022 wurden durch THE knapp 50 TWh beschafft und in verschiedenen Speichern eingespeichert. Bis zum 31. März 2023 wurden davon knapp 12,5 TWh verkauft. Die Kosten für Ausschreibungen und Kauf durch den MGV werden gemäß EnWG auf die Netznutzer umgelegt. Gleiches gilt – sofern Erlöse erzielt werden – auch für Erlöse. THE hat gem. §35e EnWG-Novelle eine neue Umlage („Gasspeicherumlage“) festgelegt Die Umlage betrug vom 1. Oktober 2022 bis zum Redaktionsschluss 0,59 €/MWh und wird auf SLP, RLM sowie ExitSO-Aus-speicherpunkte erhoben. Die Speichereinlagerung ist von der Umlage ausgenommen. Zum Abschluss des Speicherjahres 2022/2023 am 31.03.2023 hat THE eine Menge von insgesamt 37 TWh der im Jahr 2022 gemäß §35c EnWG beschafften Mengen in den Speichern belassen. Die Mengen werden in Abstimmung mit den relevanten Behörden weiterhin in den Speichern Rehden, Katharina und Wolfersberg belassen. Hierzu hatte THE bereits im Februar 2023 entsprechende Speicherkapazitäten für das Speicherjahr 2023/2024 kontrahiert. Vor diesem Hintergrund sowie der zu diesem Zeitpunkt relativ hohen Speicherfüllstände und der bestehenden marktlichen Anreize zur Befüllung der Speicher sind durch THE zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses keine SSBO Ausschreibungen geplant.

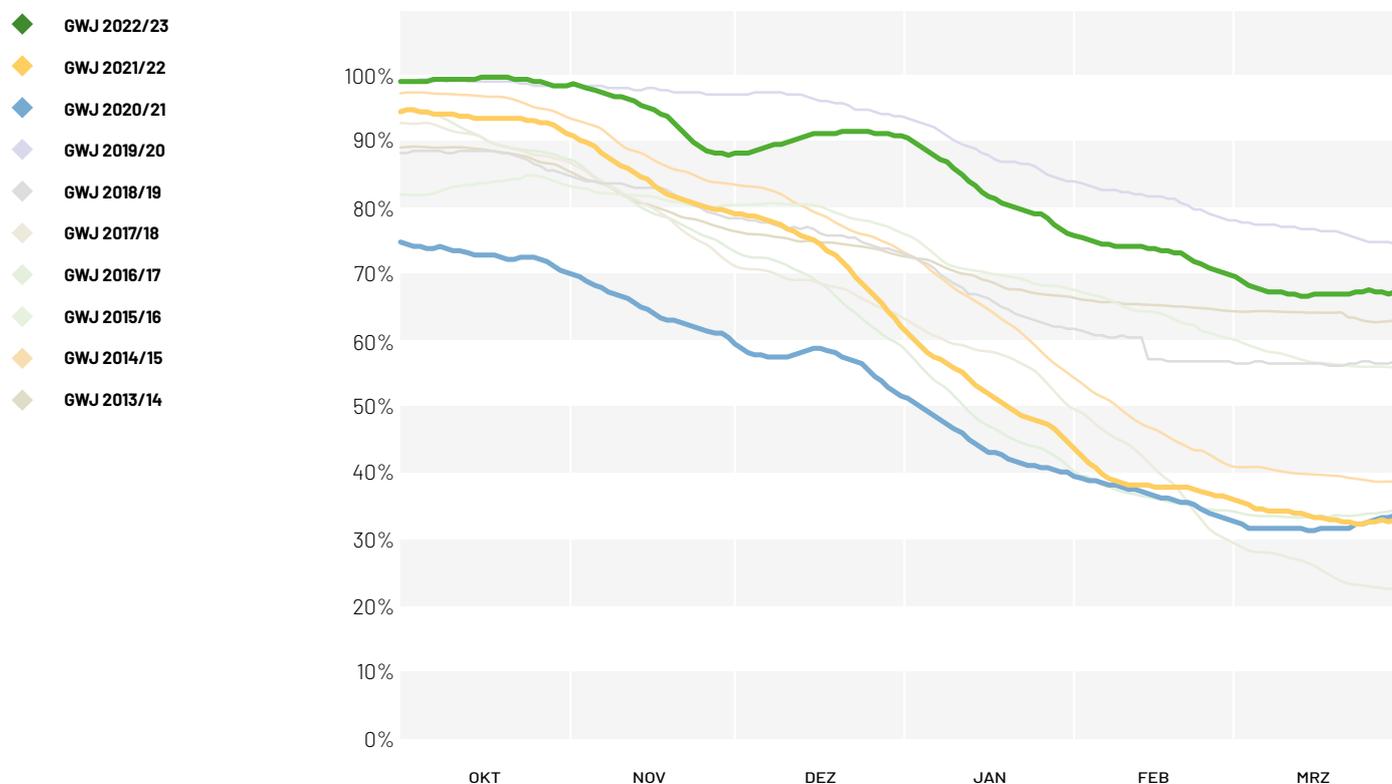
Die Füllstandsvorgaben des Gasspeichergesetzes wurden auch dadurch in Summe voll erfüllt bzw. sogar übererfüllt; bezogen auf die einzelnen Gasspeicheranlagen wurden die Vorgaben von den meisten erreicht. Das Ziel des Gesetzes, eine ausreichende Befüllung der Gasspeicher zu gewährleisten und damit einen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

Das Ziel des Gasspeichergesetzes, eine ausreichende Befüllung der Gasspeicher zu gewährleisten wurde im ersten Winter nach dem Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine erreicht.



Dies ist vor dem Hintergrund der Folgen des Krieges auf die europäischen Energiesysteme und der damit verbundenen Notwendigkeit des schnellen Ergreifens von Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgung besonders hervorzuheben.

Abbildung 11 **Speicherfüllstände insgesamt**



Das Winterhalbjahr 2022/2023 war durch eine Vielzahl von Maßnahmen sowohl der Bundesregierung und Behörden als auch der Unternehmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit geprägt. Die am 23. Juni 2022 durch das BMWK für Deutschland ausgerufene Alarmstufe nach Notfallplan Gas galt über das ganze Winterhalbjahr fort und ist bis zum Redaktionsschluss dieses Rückblickes aktiv.

Neben den Appellen zu Gaseinsparungen durch die Bundesregierung und der Bundesnetzagentur sowie der Erschließung zusätzlicher Erdgasbezugsquellen, war die Erreichung der gesetzlich vorgegebenen Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen eines der Hauptinstrumente zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit.

3.2 Süddeutsche Speicher

Eine besondere Bedeutung für die Versorgungssicherheit in Süddeutschland haben die sehr großen Speicher Haidach und 7Fields (Arbeitsgasvolumen in Summe über 56 TWh). Diese sind zwar an das deutsche Fernleitungsnetz angebunden, liegen aber in Österreich und wurden deshalb ursprünglich nicht vom deutschen Gasspeichergesetz erfasst. Dies führte in Folge zu geringeren Füllständen der beiden Speicher (je ca. 85 Prozent) als im Gasspeichergesetz für die deutschen Speicher definiert (90 Prozent zum 1. November). Im weiteren Verlauf des Winters kam es so zu einem im Vergleich zu den deutschen Speichern etwas unterdurchschnittlichen Speicherfüllstand. Die FNB begrüßen daher sehr das bilaterale Abkommen, das zum 17. Februar 2023 zwischen Deutschland und Österreich abgeschlossen wurde und die Verantwortung zur Sicherstellung der notwendigen Füllstände auf die beiden Staaten aufteilt. Damit finden nunmehr die Vorgaben der deutschen Gasspeichergesetzgebung auf den Deutschland zugeordneten Teil Anwendung. So wird für den kommenden Winter die Erreichung der Füllstandsvorgaben der beiden Speicher sichergestellt.

Die Füllstände der auf Süddeutschland wirkenden Speicher verblieben im weiteren Verlauf des Winters insgesamt auf einem hohen Niveau, sodass zu keinem Zeitpunkt ein füllstandindiziertes Risiko auf die Versorgungssicherheit des süddeutschen Raums bestand.

3.3 Zusätzliche Absicherungsmaßnahmen

Für den Winter 2022/2023 wurden in Baden-Württemberg erneut Lastflusszusagen (LFZ) sowie Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) beschafft, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das Produkt LiFA dient der kontrollierten Kappung von Lastspitzen in Extremlastsituationen und kam entsprechend in diesem Winter nicht zum Einsatz, da diese bei moderaten Temperaturen im Südwesten nicht auftraten. Ein Einsatz von LFZ war primär aufgrund des relativ hohen Bedarfs sowie der weiterhin bestehenden Einschränkung der Transportkapazitäten über die TENP trotz des vergleichsweise warmen Winters in signifikanter Höhe erforderlich. Insbesondere in der allgemein angespannten Situation des Winters 2022/2023 bildeten LiFA und LFZ einen wichtigen Baustein der Versorgungssicherheit und stärkten so das Vertrauen der Verbraucher in die Zuverlässigkeit der Gasversorgung.

Aufgrund ausreichender Füllstände durch die Umsetzung des Speichergesetzes mit dem Instrument SSBO war eine zusätzliche Sonderausschreibung von LTO zur Sicherstellung von Ausspeicherleistung in Q1 2023 nicht erforderlich.

4

Weitere Optimierung der Prozesse für Notfallsituationen

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 Störungen und oder Gefährdungen entgegen zu können. Weitergehende Maßnahmen können sogar sämtliche Gaseinspeisungen und Gasausspeisungen 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.

Die im letzten Winter eingetretene Gefährdungssituation bezog sich nicht auf die Sicherstellung des störungsfreien Betriebs der Netze, sondern wurde durch die fehlende Gaseinspeisung aus Russland verursacht. Die Abwendung einer Gasmangellage erfordert Maßnahmen, die außerhalb der Verantwortung der Netzbetreiber liegen.

Das novellierte EnSiG, die GasSV und die EU-Versorgungssicherheits-Verordnung Gas geben einen klaren rechtlichen Rahmen, in dem der Bundeslastverteiler im Notfall die Ein- und Ausspeisungen von Erdgas im Bundesgebiet anweisen kann. Sie stellen die Grundlage der Notfallprozesse dar, die die Behörden in den vergangenen Monaten 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 Sicherheitsplattform Gas

Der Marktgebietsverantwortliche THE hat in Zusammenarbeit mit der BNetzA und dem BMWK eine IT-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 Großverbraucher, Versorger, Händler, Netzbetreiber sowie Bilanzkreisverantwortliche zählen, registrieren und die erforderlichen Informationen zur Vorbereitung und Ausführung von Maßnahmen im Rahmen einer nationalen Gasnotfalllage sowie von nicht marktbasieren Solidaritätsmaßnahmen zur Verfügung stellen. Neben Stammdaten werden aktuelle und geplante Informationen zu Gasverbräuchen 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, Einsparmaßnahmen zu identifizieren und Gasverbrauchsreduktionen schnell, effektiv und mit möglichst geringfügigen Auswirkungen der auf der Sicherheitsplattform Gas registrierten Großverbraucher anzuordnen.

Die Sicherheitsplattform Gas wird seit der Inbetriebnahme am 29. September 2022 fortwährend weiterentwickelt. Im Verlauf des aktuellen Jahres 2023 ist geplant, dass sich ebenfalls Betreiber von Gasspeicheranlagen und Speichernutzer auf der Sicherheitsplattform Gas registrieren und erforderliche Informationen zur Vorbereitung und Ausführung von Maßnahmen im Rahmen einer nationalen Gasnotfalllage sowie von nicht marktbasieren Solidaritätsmaßnahmen zur Verfügung stellen.

Abkürzungsverzeichnis

AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DWD	Deutscher Wetterdienst
EnSiG	Energiesicherungsgesetz
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ExitSO	Ausspeisepunkt
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FSRU	Floating Storage and Regasification Units = schwimmende Regasifizierungsterminals für den Import von LNG
FZK	frei zuordenbare Kapazität
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GasSV	Gassicherungsverordnung
GWh	Gigawattstunde
GÜP	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
IP	Interconnection Point
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
Kd	Einheit des Gradtages (Kelvin-day)
LFZ	Lastflusszusagen
LiFa	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LRD	Load Reduction Product
LTO	Long Term Options
MG	Marktgebiet
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MOL	Merit-Order-List
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co KG
PEGAS	zentrale, durch Powernext betriebener Gasmarkt der EEX-Gruppe
RLM	Reale Lastmessung
RoD	Rest of the Day
SiPla	Sicherheitsplattform
SLP	Standardlastprofil
SSBO	Strategic Storage Based Options
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terrawattstunde
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAL	Wilhelmshaven-Anbindungsleitung

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildungen

- ABB 1 - Vergleich der Heizgradtage der vergangenen Winter (Wärmebedarf) in Kd
- ABB 2 - LP-Allokationsdaten im Marktgebiet THE sowie kumulierte Mengen der MG GASPOOL und NCG je Monat in GWh
- ABB 3 - RLM-Allokationsdaten im Marktgebiet THE je Monat in GWh sowie kumulierte RLM-Allokationsdaten von GASPOOL und NCG je Monat in GWh
- ABB 4 - Entwicklung VHT Indexpreis THE
- ABB 5 - Vergleich Import-/Exportbilanz 20/21, 21/22 zu 22/23 * in GWh
- ABB 6 - Vergleich Import-/Exportbilanz Cluster Nord
- ABB 7 - Vergleich Import-/Exportbilanz Cluster Ost
- ABB 8 - Vergleich Import-/Exportbilanz Cluster Süd
- ABB 9 - Vergleich Import-/Exportbilanz Cluster West
- ABB 10 - Wintervergleich LNG-Import in TWh (ausgewählte Länder)
- ABB 11 - Speicherfüllstände insgesamt

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

Redaktionsschluss 1. Mai 2023

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.

