

Energie, Klima, Umwelt | Energie

Monitoring der deutschen Gasbilanz

vbw

Studie

Stand: Mai 2023

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Stabile LNG-Importe sind Voraussetzung für sichere Versorgung

In unserer Studie *Folgen einer Lieferunterbrechung von russischem Gas für die deutsche Industrie*, die Ende Juni 2022 veröffentlicht wurde, hatten wir ein Szenario untersucht, in dem ab Anfang Juli 2022 kein Erdgas mehr aus Russland importiert worden wäre. Dies hätte zu erheblichen Engpässen in der Industrie und wahrscheinlich zu massiven Wertschöpfungsverlusten geführt.

Glücklicherweise ist dieses Szenario nicht eingetreten. Zwar wird nun tatsächlich kein russisches Erdgas mehr über Pipelines nach Deutschland importiert, aber gleichzeitig wurden die Anstrengungen zur Erschließung alternativer Bezugsquellen, zu Substitution und Einsparung intensiv fortgesetzt. Diese Entwicklungen der letzten Monate fließen in das vorliegende Update der Gasbilanz ein, um ein aktuelles Bild zu zeichnen

Die Gefahr einer erheblichen Unterversorgung hat deutlich abgenommen. Die LNG-Lieferungen wurden ausgeweitet und die Gasexporte in Nachbarländer reduziert. Mit Blick auf den nächsten Winter hängt die Versorgungssicherheit nun entscheidend davon ab, dass zuverlässig die erforderlichen LNG-Mengen importiert werden. Daneben bleiben auch die Einsparbemühungen ohne Beeinträchtigung der industriellen Produktion weiterhin ein wichtiger Faktor. Sowohl Industrie- und Gewerbebetriebe als auch private Haushalte hatten deutliche Verbrauchsreduktionen erreicht, allerdings waren im letzten Monat keine weiteren verhaltensbedingten Einsparungen mehr feststellbar.

Bertram Brossardt
30. Mai 2023

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Gasangebot	4
2.1	Entwicklung des Gasangebots im Jahr 2023	4
2.2	Annahmen für das Gasangebot bis Ende 2024	12
3	Gasverbrauch	14
3.1	Entwicklung des Gasverbrauchs seit 2021	14
3.2	Analyse des Gasverbrauchs in den letzten Monaten	15
3.3	Annahmen für den Gasverbrauch bis Ende 2024	18
4	Gasbilanz 2022 bis 2024	20
	Ansprechpartner/Impressum	26

1 Zusammenfassung

Milde Witterung sorgte für niedrigen Gasverbrauch, verhaltensbedingte Einsparungen ließen sich kaum erkennen, Versorgung ist gesichert

Das vorliegende Monitoring beleuchtet die Situation der deutschen Gasversorgung mit Stand Anfang April 2023. Dabei untersuchen wir in vier Verbrauchsszenarien die Entwicklung der deutschen Gasbilanz bis Ende 2024. Es kann mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Gasmangellage verhindert werden. Auch wenn keine Einsparungen gegenüber dem Vorkrisenniveau realisiert werden und ein kalter Winter 2023/2024 auftritt, ist die Versorgung gesichert.

Die Lagebeurteilung stützt sich auf folgende Einzelergebnisse:

1. Bis Ende März war das Wetter wärmer als in den Vorjahren und auch etwas milder als im Dezember 2022.
2. Der Verbrauch lag im März kaum unter dem temperaturbedingten Referenzwert. Verhaltensbedingte Einsparungen lassen sich somit kaum erkennen, weder bei privaten Haushalten noch in Industrie und Gewerbe.
3. Ende März waren die deutschen Gasspeicher noch zu 64 Prozent gefüllt. Auch die beiden für Bayern wichtigen österreichischen Speicher Haidach (astora) und 7 Fields (Uniper) lagen mit je 63 bzw. 73 Prozent auf gleichem Niveau. Somit lag der deutsche Gasspeicherfüllstand rund 37 Prozentpunkte über dem Vorjahrswert zu diesem Zeitpunkt. Dieser hohe Füllstand sorgt weiterhin für Entspannung in den Gasmärkten.
4. Die Gasimporte Deutschlands waren im März weiterhin auf stabilem Niveau.
5. Das erste schwimmende LNG-Terminal wurde am 15.11.2022 bei Wilhelmshaven in Betrieb genommen. Es folgte im Januar 2023 Lubmin und im Februar 2023 Brunsbüttel, so dass jetzt drei Terminals am deutschen Netz sind. Weitere drei Terminals folgen im Winter 2023/2024. Damit steigt die Versorgungssicherheit – vor allem infrastrukturell.
6. Russland hat zwar seine Pipelinetransporte nach Deutschland komplett eingestellt bzw. in die EU deutlich reduziert, die LNG-Lieferungen aus Russland in die EU sind aber weiterhin auf hohem Niveau.
7. In Summe kann mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Gasmangellage verhindert werden. Es verbleiben Risiken bei den Einsparbemühungen, dem Transportsystem, den Temperaturen im Winter 2023/2024 und der Wirkung von politischen Eingriffen. Wird weiterhin so wenig eingespart wie in den ersten Monaten 2023, steigen die Risiken auf mittlere Sicht (2024) wieder an.
8. In einem „Business-as-usual“-Szenario haben wir simuliert, welche Auswirkungen entstehen, wenn keine Einsparungen gegenüber dem Vorkrisenniveau realisiert werden und ein kalter Winter 2023/2024 auftritt. Auch in diesem Fall ist die Versorgung gesichert, der Speicherstand könnte aber nach Ende der Heizperiode im Frühjahr 2024 unter den Zielwert von 40 Prozent sinken.

Abbildung 1
Einordnung der Gasbilanzparameter

Gasbilanzparameter	Situation	Trend
Angebot	●	→
Norwegen	●	→
Niederlande	●	→
Belgien	●	→
LNG-Terminals	●	→
Nachfrage	●	→
Einsparungen	●	→
Außentemperatur	●	→
Exporte	●	→
Speicherfüllstände	●	→
Nord	●	→
Mitte	●	→
Süd	●	→
Gesamt	●	→

Legende: Pfeil nach oben = Situation ist besser als im Vormonat, vice versa

Tabelle 1
Kriterien für die einzelnen Gasbilanzparameter

	Kriterium für grün	Kriterium für gelb	Kriterium für rot
Importe Norwegen	> 35 TWh (Mittelwert Gasimporte in 2022)	> 31 TWh und < 36 TWh	< 31 TWh (Minimum in 2022)
Importe Niederlande	> 19 TWh (Mittelwert Gasimporte in 2022)	> 11 TWh und < 19 TWh	< 11 TWh (Minimum in 2022)
Importe Belgien	> 19 TWh (Mittelwert Gasimporte in 2022)	> 10 TWh und < 19 TWh	< 10 TWh (Minimum in 2022)
Importe DE FSRU-Terminals	Auslastungsfaktor > 60 %	Auslastungsfaktor < 60 % und > 40 %	Auslastungsfaktor < 40 %
Einsparungen	Nachfragereduktion mehr als 10 %	Nachfragereduktion mehr als 5 %	Nachfragereduktion unter 5 %
Außentemperatur	> Monatsmittel von 2008-2021	> -2°C von MM 2008-2021	< -2°C vom MM 2008-2021

Zusammenfassung

Exporte	< 20 TWh (Exporte nach Stopp NS1)	> 20 TWh und < 30 TWh	> 30 TWh (=ungefähr Vorkrisenniveau)
Speicherfüllstände, Stand 31.12.2022	> 70 % (abhängig von Jahreszeit)	<70 % und > 61 % (abhängig von Jahreszeit)	< 61 % (abhängig von Jahreszeit)
Gesamt	Durchschnitt der einzelnen Parameter = Situation ist entspannt	Durchschnitt der einzelnen Parameter = Situation ist angespannt	Durchschnitt der einzelnen Parameter = Situation ist kritisch

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

2 Gasangebot

Analysen zeigen eine stabile Entwicklung des Gasangebots und die Bedeutung der neuen LNG-Infrastruktur in Deutschland

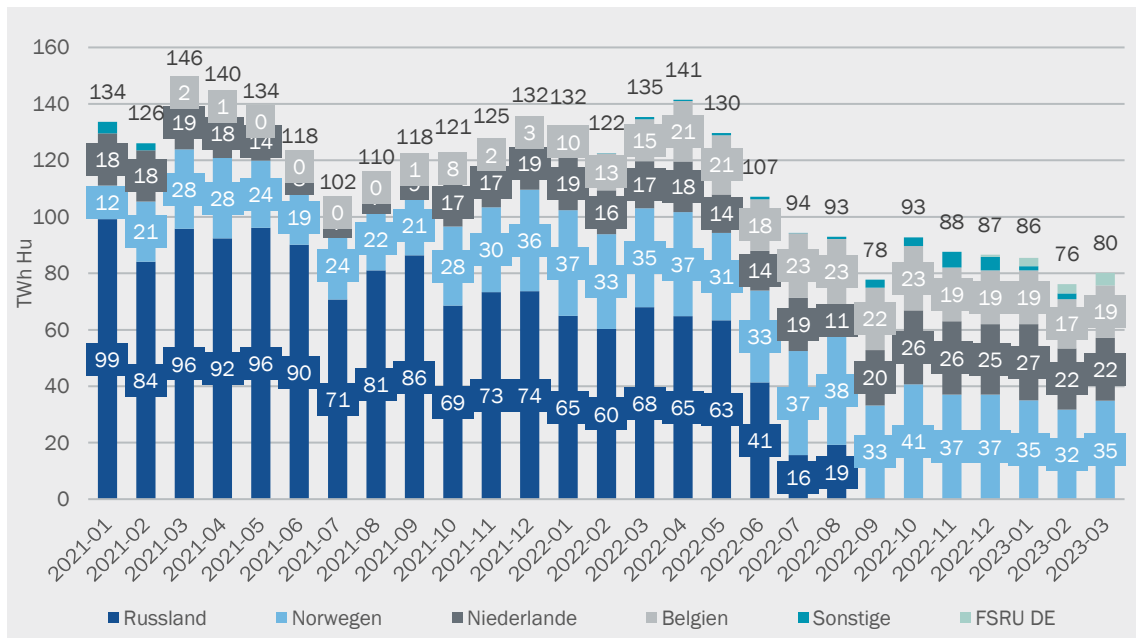
2.1 Entwicklung des Gasangebots im Jahr 2023

Der Anteil der **Gasimporte per Pipeline aus Russland** hat im Vergleich zum Jahr 2021 stark abgenommen. Kamen im vergangenen Jahr 2021 noch rund 62 Prozent der Gasimporte (exkl. Exporte) aus Russland, sind es im Jahr 2022 nur noch 36 Prozent. Seit März 2022 wurden die Gasmengen aus Russland sukzessiv reduziert und zum 31. August 2022 komplett eingestellt (siehe Abbildung 2).

Insgesamt hat Deutschland im Jahr 2022 1.300 TWh Hu Gas importiert, das sind 14 Prozent weniger als im Vorjahr 2021 (1.506 TWh Hu). Im Monat März 2023 hat Deutschland insgesamt 80 TWh Hu Erdgas importiert, das sind rund 40 Prozent weniger als im gleichen Vorjahresmonat (135 TWh Hu).

Abbildung 2

Entwicklung Gasimporte in Deutschland nach Herkunftsländern zwischen 2021 und 2023, TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von ENTSOG (2023), Eurostat (2023)

Die fehlenden Mengen russischen Gases wurden zum einen durch **steigende Pipelineimporte** aus Norwegen gedeckt. Aus Norwegen kam im Vergleich zum Vorjahr im Jahr 2022 46 Prozent mehr Gas. Dass die Importe aus Norwegen zuletzt leicht zurückgingen und in der „Ergebnisampel“ in den gelben Bereich gestuft wurden, ist zunächst unbedenklich da dies vermutlich eine Reaktion auf das im Übrigen ausreichende Angebot ist.

Zum anderen werden die reduzierten Gasmengen aus Russland durch **Flüssiggas (LNG) vom Weltmarkt** kompensiert, das über die LNG-Importhäfen Gate und Eemshaven in den Niederlanden, Zeebrugge in Belgien und Dunkerque in Frankreich nach Deutschland fließt. Im Vergleich zum Vorjahr 2021 wurde in 2022 aus den Niederlanden 31 Prozent und aus Belgien knapp 1.160 Prozent mehr Gas nach Deutschland importiert. Auch die Importe über Belgien waren im Februar rückläufig, was den gleichen Grund wie bei Norwegen haben dürfte. Bei den Importmengen aus den Niederlanden handelt es sich nicht ausschließlich um LNG. Hier müssen noch die in den Niederlanden geförderten und nach Deutschland exportierten L-Gasmengen abgezogen werden. Seit Oktober 2022 fließt auch über den Grenzübergangspunkt Medelsheim im Saarland Gas aus Frankreich nach Deutschland. Insgesamt flossen seit Oktober 2022 bis Ende Februar 2023 rund 6 TWh Hu aus Frankreich nach Deutschland.

Im November 2022 wurde das erste schwimmendes LNG-Terminal (Floating Storage and Regasification Unit, FSRU) in Deutschland ans Gasnetz angeschlossen. Dabei wurde am 15.11.2022 die erste Anlegestelle für Flüssiggas-Speziialschiffe nach knapp 200 Tagen Bauzeit am Standort Wilhelmshaven fertiggestellt. Für die Regasifizierung hat das Speziialschiff „Höegh Esperanza“ am 15.12.2022 Wilhelmshaven erreicht. Zwischen der Bundesregierung und der norwegischen Höegh LNG Holding wurden verbindliche Umsetzungsverträge für zwei FSRUs für eine Mietzeit von zehn Jahren abgeschlossen. Die „Höegh Esperanza“ weist eine Kapazität zwischen 5 und 7,5 bcm auf. Im Dezember 2022 wurde in Wilhelmshaven rund 1 TWh angelandet. Im Januar 2023 wurden zwei weitere FSRUs, in Brunsbüttel und Lubmin, in Betrieb genommen. Insgesamt wurden im Februar 2023 über die neue LNG-Infrastruktur 3 TWh Hu LNG vom Weltmarkt importiert.

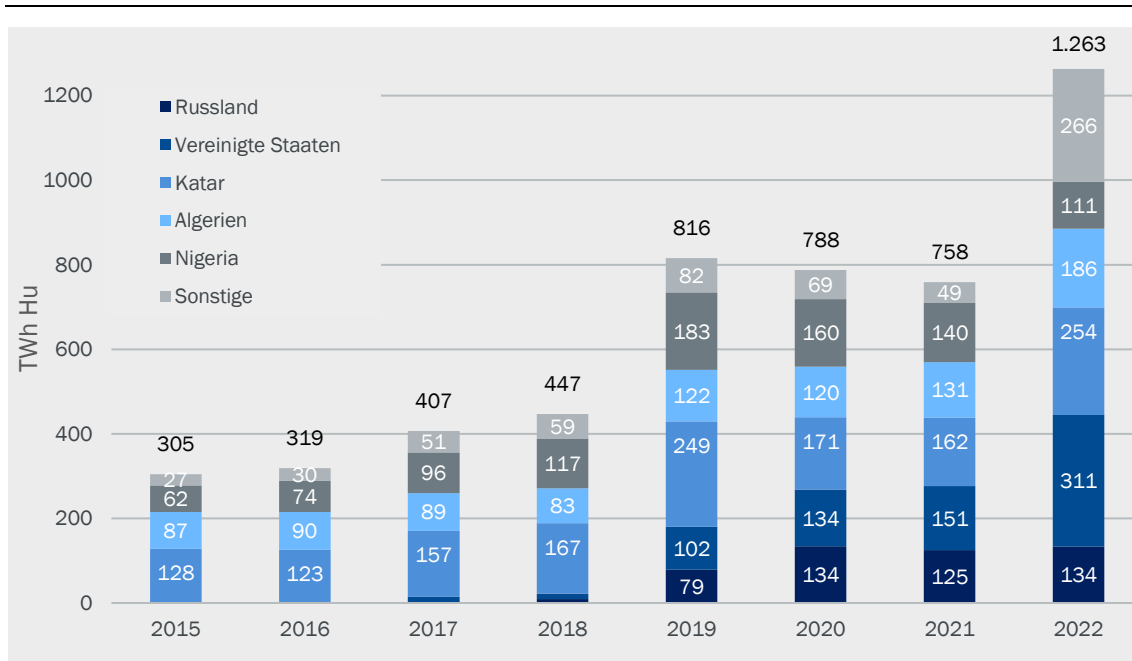
Russland liefert seit September 2022 keine Gasmengen mehr per Pipeline nach Deutschland. Es fließen aber weiterhin noch Pipelinemengen aus Russland über die Ukraine und durch die Türkei (TurkStream) nach Europa. Weiterhin lässt sich beobachten, dass die **russischen LNG-Mengen** in der EU 13 Prozent der gesamten LNG-Importe ausmachen (siehe

Abbildung 3).¹ Bei einem kompletten Gasembargo von Seiten der EU müssten auch diese Mengen kompensiert werden. Insgesamt hat die EU im Jahr 2022 1.263 TWh Hu LNG importiert. Das sind gut 66 Prozent mehr als im Jahr 2021.

¹ Eurostat (2023) - <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/main/data/database>, zuletzt abgerufen am 27.01.2023

Abbildung 3

LNG-Importe EU-27 2015 bis 2022 nach Lieferländern, TWh Hu



Quelle: Eurostat (2023)

Sonstige LNG-Lieferländer: UK, Angola, Kamerun, Äquatorialguinea, Ägypten, Trinidad und Tobago, Australien, Indonesien, Malaysia, Oman

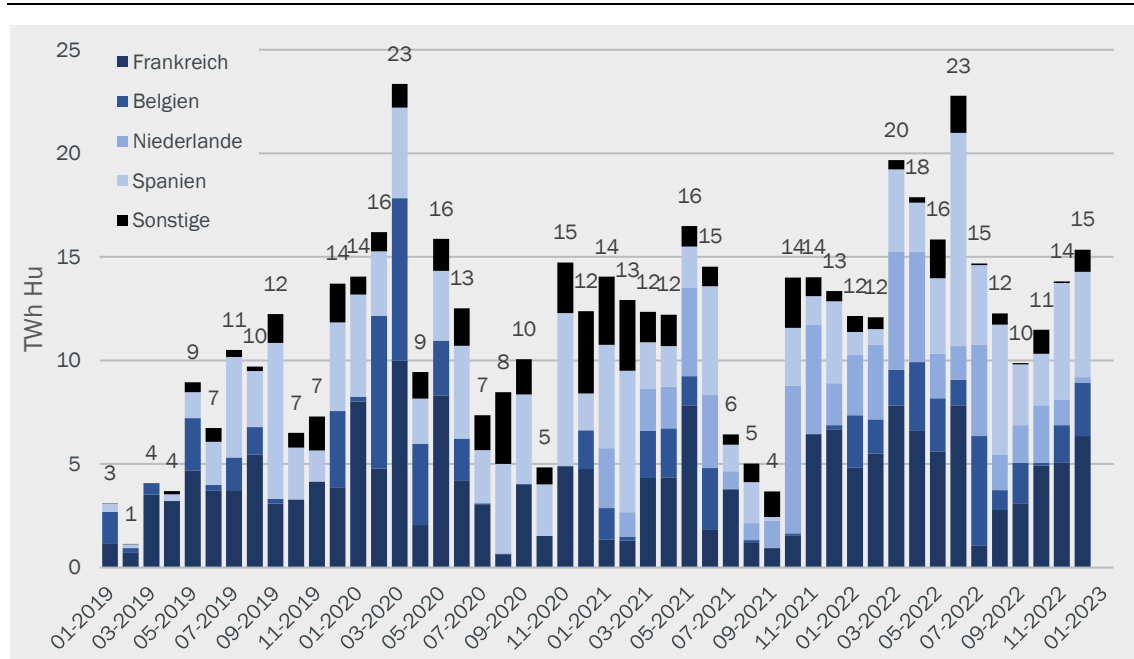
Die LNG-Importe aus Russland in die EU-27 verteilen sich vor allem auf die Länder Frankreich, Spanien, Niederlande und Belgien. Mit einem Anteil von 34 Prozent ist Frankreich der größte Abnehmer russischer LNG-Mengen, danach folgen Spanien mit 27 Prozent, Niederlande mit 19 Prozent und Belgien mit 15 Prozent.

Die Verteilung der Mengen russischen LNGs erfolgte anhand der Anteile des monetären Wertes, welcher den einzelnen Mitgliedsstaaten zugerechnet wurde.²

² vgl. Eurostat (2023) - https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/DS-045409_custom_4991468/default/table?lang=de, zuletzt abgerufen am 17.02.2023 und Eurostat (2023) - https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_GASM_custom_4994305/default/table?lang=de, zuletzt abgerufen am 17.02.2023

Abbildung 4

LNG-Importe aus Russland in die EU-27 nach Zielländern, 2019 - 2023



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von Eurostat (2023)

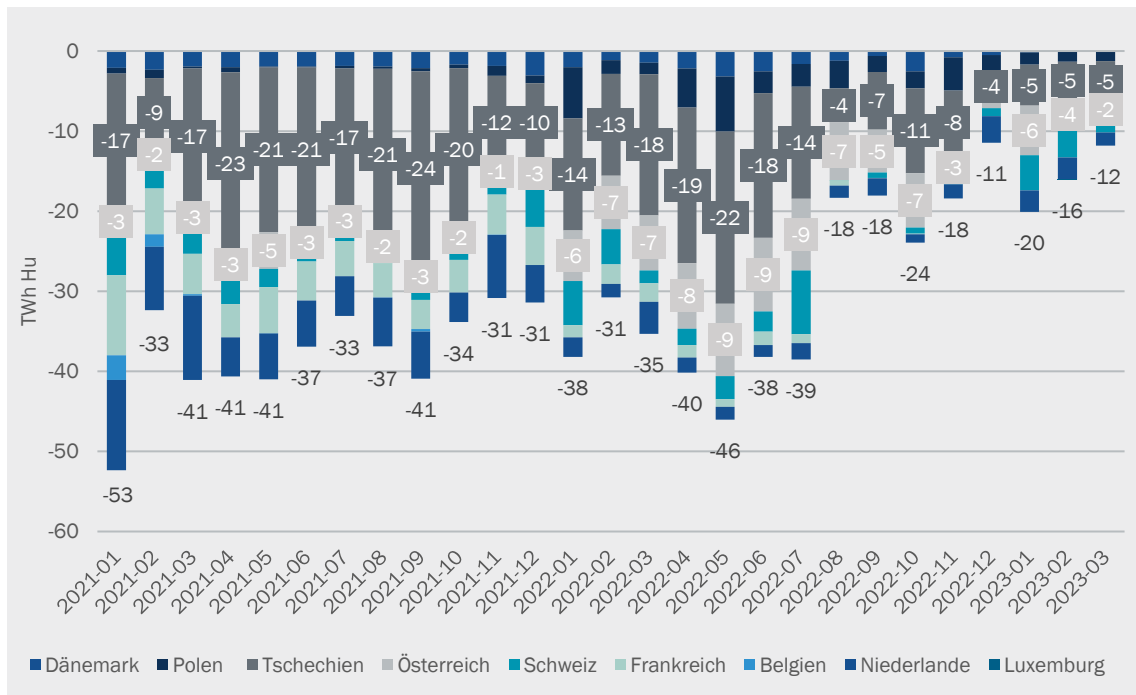
Aufgrund der geringeren bzw. vollständig eingestellten Importmengen aus Russland sind auch die **Gasexporte** aus Deutschland in die Nachbarländer reduziert worden (siehe

Abbildung 5). Flossen im Jahr 2021 noch 695 TWh Hu in die Nachbarländer, so wurden im Jahr 2022 nur noch 469 TWh Hu exportiert, also 32 Prozent weniger als im Vorjahr. Im März 2023 wurden 12 TWh Hu in die Nachbarländer exportiert, das sind rund 65 Prozent weniger als im Vorjahresmonat (35 TWh Hu).

Die **Exporte nach Tschechien und Österreich** machen davon den Großteil der Exportmengen aus. Tschechien ist wiederum ein Sonderfall, da ein Teil des exportierten Gases nur durch Tschechien durchgeleitet wird und am Grenzübergangspunkt Waidhaus wieder nach Deutschland zurückfließt. Diese Besonderheit geht auf die ursprünglichen Planungen der Nord Stream Pipelines und ihrer Anbindung an das Europäische Gastransportsystem zurück. Wegen der hohen Leistungsfähigkeit des MEGAL-Gaskorridors wurde das Gas aus der Nord Stream 1 Pipeline von Greifswald über die OPAL-Pipeline nach Tschechien und von dort nach Waidhaus in die MEGAL geleitet. Insgesamt hatten die „echten“ Exporte (also bereinigt um Reimporte) im Jahr 2021 einen Anteil von rund 45 Prozent an den gesamten Exporten.

Gasangebot

Abbildung 5
Entwicklung Gasexporte aus Deutschland nach Lieferländern, TWh Hu



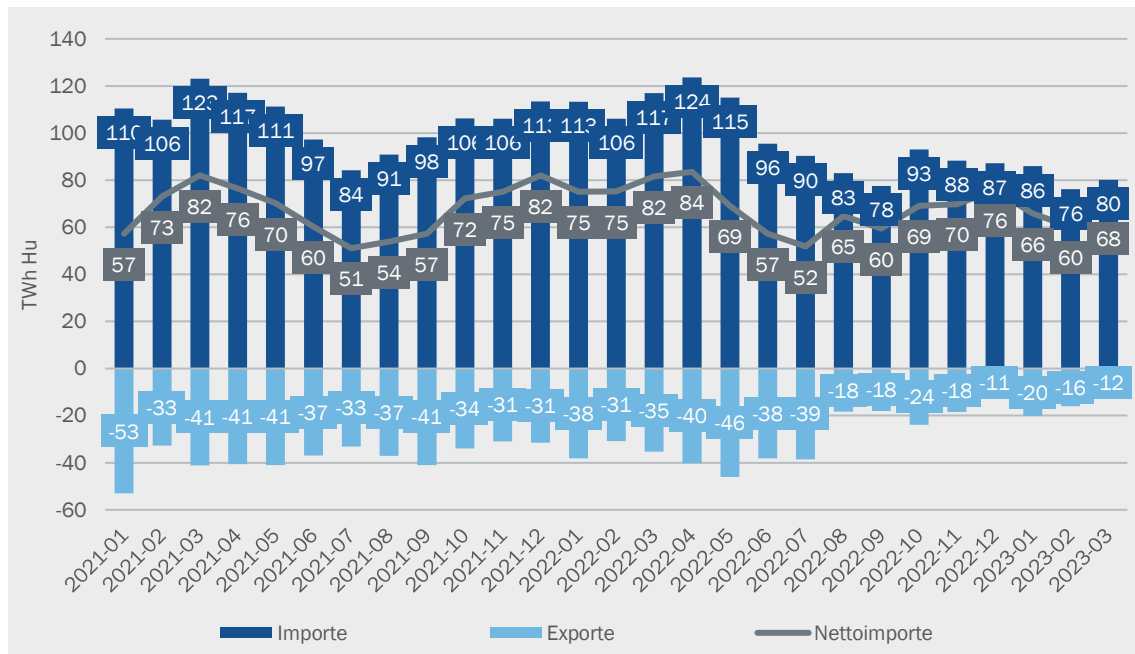
Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von Eurostat (2023), ENTSOG (2023) und BNetzA (2023)

Durch die geringeren Exporte in die Nachbarländer und die Kompensation der reduzierten russischen Gaslieferungen durch erhöhte LNG-Mengen aus den Niederlanden und Belgien erreichten die **Netto-Gasimporte** in Deutschland im Jahr 2022 mit 831 TWh Hu einen etwas größeren Wert im Vergleich zum Jahr 2021 mit 811 TWh Hu (siehe

Abbildung 6).

Die **Inlandsförderung** in Deutschland im Jahr 2022 ist wie im Jahr 2021 auf einem konstant niedrigen Niveau von rund 3 bis 4 TWh Hu pro Monat. Die geförderten Gasmengen in Deutschland haben einen durchschnittlichen Anteil am gesamten Gasangebot von rund 7 Prozent.

Abbildung 6
Entwicklung Nettogasimporte Deutschland, TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von Eurostat (2023) und BNetzA (2023)

Die deutschen Gasspeicher haben ein Speichervermögen von rund 220 TWh Hu.³ Damit können sie bilanziell die Gasnachfrage von rund zwei Wintermonaten decken, abhängig von Verbrauchsreduktionen ggf. auch etwas mehr. An besonders kalten Tagen können die Gasspeicher bis zu 2.700 GWh pro Tag in die Gasnetze einspeisen. Dies entspricht einer monatlichen Menge von rund 81 TWh.⁴ Die **Speicherfüllstandsziele** wurden im Jahr 2022 schneller erreicht als vorgeschrieben. Durch eine geringere Gasnachfrage und konstant hohen Gasimporten aus Norwegen und den Niederlanden konnte trotz der reduzierten Gas mengen aus Russland im Sommer 2022 mehr eingespeichert werden als gedacht. Per Ministerverordnung und flankiert durch die Bereitstellung einer Kreditlinie in Höhe von 15 Milliarden Euro wurde der Marktgebietsverantwortliche THE damit beauftragt, die Speicher mit besonders niedrigen Speicherfüllständen (Rehden, Wolfersberg, Katharina) bis zur Heizperiode zu befüllen. Die Füllstandsvorgabe von 85 Prozent wurde am 01. September 2022 und damit einen Monat früher als geplant erreicht. Mit einem Gasspeicherfüllstand von rund 92 Prozent Ende September und einem Speicherfüllstand von rund 99 Prozent am 31. Oktober 2022 wurde auch das Ziel von 95 Prozent zum 01. November 2022 früher als geplant erreicht und sogar übertroffen.⁵ Ende Februar 2023 waren die deutschen

³ AGSI (2023) - <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt abgerufen am 10.02.2023.

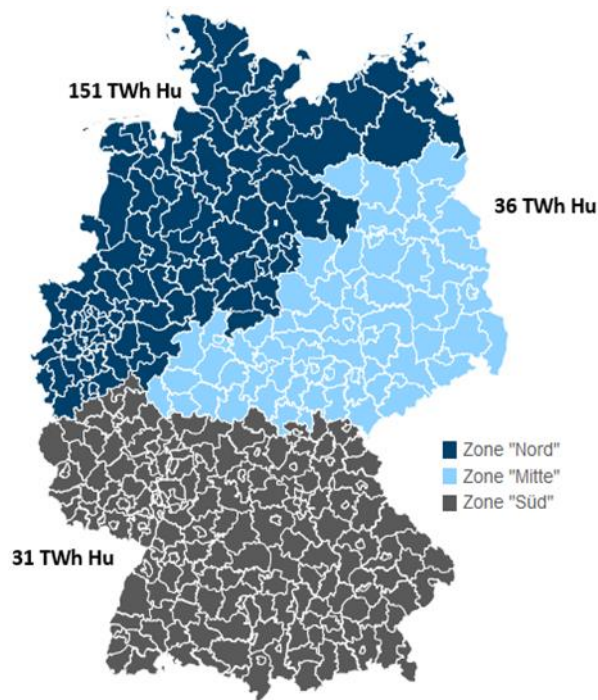
⁴ INES (2023) - <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/>, zuletzt abgerufen am 18.01.2023.

⁵ AGSI (2023) - <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt abgerufen am 25.01.2023.

Gasspeicher noch zu 69 Prozent gefüllt (siehe Tabelle 2). Die beiden österreichischen Speicher Haidach (astora) und 7 Fields (Uniper) waren Ende März zu 63 und 73 Prozent gefüllt.

Abbildung 7

Speicherzonen Deutschland und ihre Speicherkapazitäten

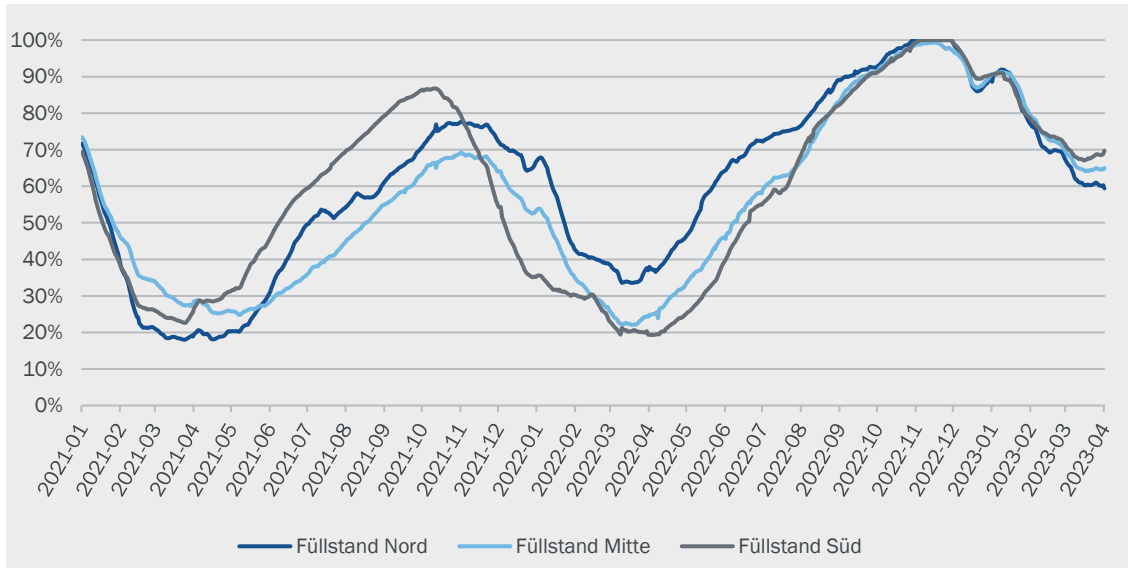


Quelle: eigene Darstellung Prognos (2023)

Für eine **regionale Betrachtung** wurden die **Speicher** in drei Zonen zusammengefasst (siehe Abbildung 7). Die Zone „Nord“ (Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Nord Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein) umfasst die höchsten Kapazitäten mit 151 TWh, die Zonen „Mitte“ (Berlin/Brandenburg, Nordhessen, Süd Sachsen-Anhalt, Thüringen) und „Süd“ (Bayern, Baden-Württemberg, Südhessen, Rheinland-Pfalz) umfassen geringere Kapazitäten mit 36 TWh respektive 31 TWh.

Abbildung 8

Entwicklung regionale Gasspeicherfüllstände in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis von AGSI (2023)

Nord= Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Nord Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein; Mitte= Berlin/Brandenburg, Nordhessen, Süd Sachsen-Anhalt, Thüringen; Süd= Bayern, Baden-Württemberg, Südhessen, Rheinland-Pfalz

Im Februar wurde erwartungsgemäß zur Heizperiode ausgespeichert. Mit einem durchschnittlichen Füllstand von knapp 64 Prozent in allen drei Regionen sind die Speicher zu Ende März im Vergleich zu den Vorjahren überdurchschnittlich gut gefüllt. Im April ist zu erwarten, dass die Phase der Einspeicherung beginnen wird.

Tabelle 2

Regionale Gasspeicherfüllstände in Deutschland, Stand 31.03.2023

Zone	Kapazität [TWh Hu]	Füllstand [TWh Hu]	Füllstand [%]
Nord	151	96	64
Mitte	36	21	59
Süd (inkl. AT)	31 (63)	21 (45)	70 (72)
Gesamt	218	139	64

Quelle: AGSI (2023)

2.2 Annahmen für das Gasangebot bis Ende 2024

Gasimporte

- Reduktion der Importe aus Russland per Pipeline um 100 Prozent seit 01. September 2022.
- Aktuelle Importe bis Ende März 2023 bezogen auf die Importländer (außer Russland) werden fortgeschrieben. Importe aus Norwegen ab 01. April 2023 bis Ende 2024 konstant auf dem Niveau der durchschnittlichen Importmengen der Monate im Jahr 2022 (36 TWh Hu/Monat). Langfristig kann man davon ausgehen, dass die Norweger in etwa ab dem Jahr 2026 die Gasfördermengen reduzieren werden. Dies kann dazu führen, dass mittel- bis langfristig weniger Erdgas in Richtung Deutschland exportiert wird.⁶
- Die LNG-Mengen vom Weltmarkt, die als Importe aus den Niederlanden, Frankreich und Belgien nach Deutschland gelangen, werden ab dem 01. April 2023 bis 2024 konstant auf dem durchschnittlichen monatlichen Niveau des Jahres 2022 gehalten. Es wird bisher kein Importstopp der russischen LNG-Mengen nach Europa unterstellt.
- In Deutschland sind im Winter 2022 / 23 die ersten LNG-Importkapazitäten in Betrieb gegangen. Für die Gasbilanz wurde der in

⁶ <https://www.norsketroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/>

- Tabelle 3 dargestellte Hochlaufpfad für die deutschen FSRU (Floating Storage and Regasification Units) angenommen.

Gasexporte

Aus den Importdaten lässt sich ableiten, dass bei Reduktion der Gasimporte aus Russland über Nord Stream 1 auch weniger Gas nach Tschechien exportiert wurde. Mit dem Beginn der Szenarien zum 01. April 2023 werden die **Exporte nach Tschechien** um 65 Prozent reduziert. Für die Exporte in die anderen Nachbarländer wird eine Fortschreibung wie in den letzten drei Monaten angenommen.

Inlandsförderung

Die Inlandsförderung wird konstant auf niedrigem Niveau bei rund 4 TWh Hu pro Monat bis Ende 2024 gehalten, dies entspricht einer Jahresförderung von rund 5 bcm.

Tabelle 3

Liste geplanter LNG FSRU- und Onshore-Terminals in Deutschland

Terminal-Typ	Standort	Startdatum	Kapazität bcm	Laufzeit	Betreiber	Beteiligung Staat
FSRU	Wilhelmshaven I	Dez 22	5	10	Uniper	x
	Wilhelmshaven II	Jan 24	4,5	2*	E.ON TES	x
	Brunsbüttel I	Feb 23	7,5***	4*	Gasunie, RWE, KfW	x
	Stade I	Jan 24	5	3*	Hanseatic Energy Hub	x
	Lubmin I	Jan 24	5	10	RWE, Stena-Power	x
	Lubmin II	Jan 23	10	8	Deutsche ReGas	Privat
On-shore	Wilhelmshaven III	2026	11	20**	E.ON, TES, Engie	Privat
	Brunsbüttel II	2027	10	20	Gasunie, RWE	x
	Stade II	2027	13	20	Hanseatic Energy Hub	Privat

Quelle: Eigene Analysen Prognos (2023); FNB Gas (2022), BMWK (03.03.2023) - Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals

* FSRU Brunsbüttel I, Stade I und Wilhelmshaven laufen bis zur Inbetriebnahme des festen onshore LNG-Terminals; **Zusätzlich als Grüngasterminal geplant; ***Startkapazität von 3,5 in 2023, ab 2024 7,5 bcm

Gasspeicher

Für die Gasspeicher wurde der gesetzliche **Speicherpfad** hinterlegt (01. November 2022 95 Prozent, 01. Februar 2023 40 Prozent und 01. November 2023 / 2024 90 Prozent), wobei eine dynamische Speicherbewirtschaftung angenommen wurde. Dies bedeutet, dass Versorgungslücken durch das Abweichen vom Speicherpfad kompensiert werden können.

3 Gasverbrauch

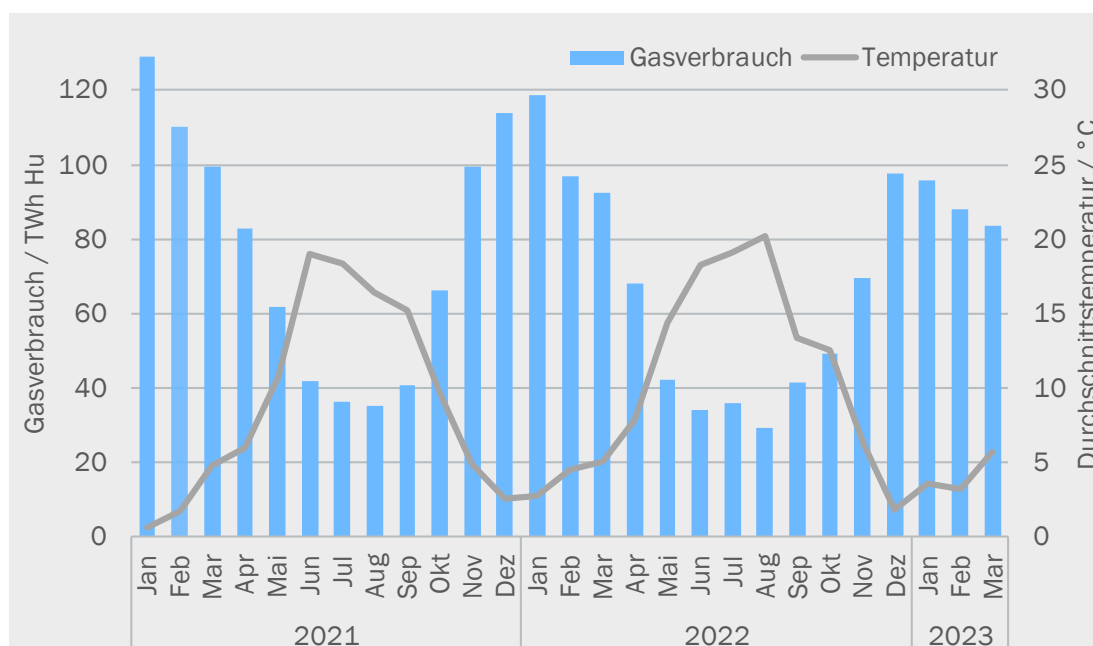
Analysen und Szenarien untersuchen und verdeutlichen die Bedeutung der Reduktion des Erdgasverbrauchs und die Rolle der Witterung

3.1 Entwicklung des Gasverbrauchs seit 2021

Für die Darstellung des gesamten Erdgasverbrauchs für Deutschland wird auf monatliche Daten von Eurostat zurückgegriffen (siehe Abbildung 9). Diese historischen Verbräuche beziehen sich auf Daten, die im Zuge der EU-Verordnung 1099/2008 (laufend) über das Statistische Bundesamt erhoben werden.⁷

Abbildung 9

Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland (in TWh Hu/Monat) seit 2021, Durchschnittstemperaturen auf sekundärer Y-Achse



⁷ Eurostat (2023) – https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GASM_custom_3611833/default/table?lang=en, zuletzt abgerufen am 14.04.2023. Es wird darauf hingewiesen, dass für den Vormonat meist nur vorläufige Daten vorliegen, wodurch diese mit Unsicherheiten behaftet sind. Bspw. haben sich die Einschätzungen für Februar ggü. dem vorigen Monitoring dadurch verändert.

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Eurostat- und BNetzA-Daten; monatliche Durchschnittstemperatur vom Deutschen Wetterdienst⁸

3.2 Analyse des Gasverbrauchs in den letzten Monaten

Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, lag der Gasverbrauch in den letzten Monaten (fast) durchwegs unter dem Niveau der Vorjahre. Nur im September 2022 war der Verbrauch knapp über dem von 2021.

Dafür sind auch die größtenteils milderen Temperaturen verantwortlich. Für eine Abschätzung der überwiegend *verhaltensbedingten* Einsparungen wurden monatliche Verbrauchsdaten sowie monatliche Durchschnittstemperaturen für den Zeitraum 2008 bis 2021 herangezogen. Hieraus wurde ein mittlerer „temperaturbedingter Verbrauch“ ermittelt. Hierunter verstehen wir den Erwartungswert des Verbrauchs ohne Einspareffekte, den wir aus den Vergangenheitswerten und den monatlichen Durchschnittstemperaturen der letzten zwölf Monate herleiten. Es handelt sich somit um einen (hypothetischen) monatlichen Referenzwert für den betrachteten Zeitraum. Dieser wird nun den monatlichen (statistischen/tatsächlichen) Verbrauchsdaten für denselben Zeitraum gegenübergestellt (

⁸ dwd (2023) – <https://www.dwd.de/DE/leistungen/zeitreihen/zeitreihen.html;jsessionid=844B535152D742CB1EC88394E8FBE335.live31083?nn=495662#buehneTop>, zuletzt abgerufen am 21.03.2023

Abbildung 10).

Auf dieser Grundlage wurde die Verbrauchsminderung ermittelt, die über die temperaturbedingte Reduktion hinausging⁹ (siehe

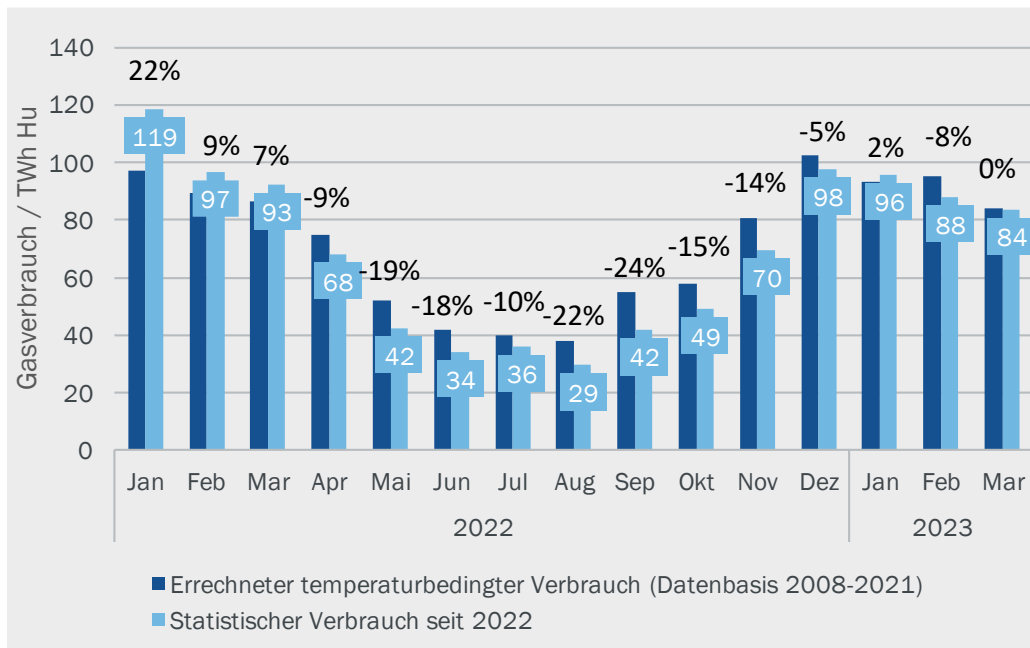
⁹ Dieses Vorgehen entspricht einer groben Abschätzung. Weitere Faktoren (z. B. Sonneneinstrahlung) werden so vernachlässigt. Andere übliche Analysemethoden (z. B. über Heizgradtage) wurden mangels Datenverfügbarkeit nicht angewendet.

Gasverbrauch

Abbildung 10, Prozentwerte). Im Ergebnis zeigt sich seit wenigen Monaten und spätestens mit Anfang 2023 erstmals wieder seit knapp einem Jahr ein statistischer Verbrauch, der im Bereich des errechneten temperaturbedingten liegt. Schon in den Monaten zuvor war die prozentuale Verbrauchsminderung rückläufig.

Abbildung 10

Temperaturbedingter Erdgasverbrauch ggü. statistischem Verbrauch
Mehrverbrauch / Reduktion in Prozent des temperaturbedingten Verbrauchs, in TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Quellen

Um abschätzen zu können, in welchen Sektoren etwaige Einsparungen bzw. Mehrverbräuche angefallen sind, wird im Folgenden auf Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA)¹⁰ zurückgegriffen. Es wird der monatliche Gesamtverbrauch (gemäß Eurostat) in einem ersten Schritt mittels BNetzA-Daten auf die Sektoren „Industrie“ sowie „Haushalte & Gewerbe“¹¹ aufgeteilt (Balken in Abbildung 11). Dasselbe wird für den monatlichen temperaturbedingten Verbrauch (siehe

¹⁰ BNetzA (2023) – https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/svg/Gasverbrauch_Gesamt_monatlich/Gasverbrauch_Gesamt_M.html, zuletzt abgerufen am 14.04.2023

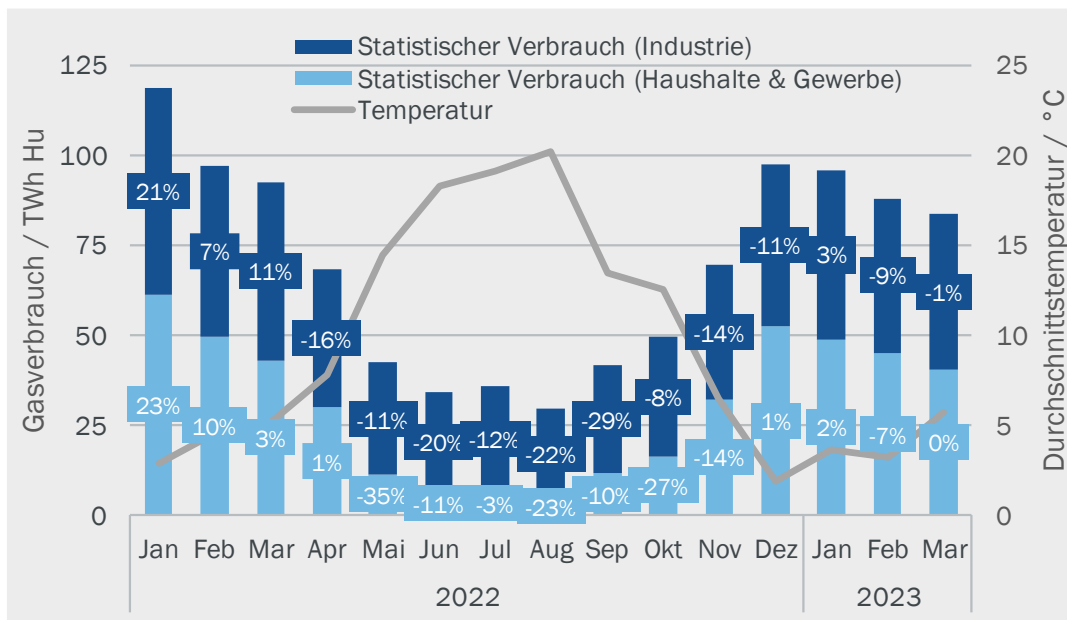
¹¹ Es ist zu beachten, dass die von der BNetzA vorgenommene Aufteilung des Gasverbrauchs auf diese zwei Sektoren nur näherungsweise zutrifft. Es wird vor allem darauf abgestellt, welche Verbraucher gemäß Standardlastprofilen abgerechnet werden (Haushalte & Gewerbe) und welche nicht (Industrie).

Gasverbrauch

Abbildung 10) mittels der entsprechenden BNetzA-Daten zu gemittelten Verbrauchsanteilen der Sektoren von 2018-2021 gemacht. Damit erhält man pro Sektor und Monat jeweils tatsächliche sowie (hypothetische) temperaturbedingte Verbrauchswerte. In einem zweiten Schritt kann somit berechnet werden, ob es jeweils monatlich zu einer Verbrauchsreduktion oder einem Mehrverbrauch im Sektor gekommen ist und welche Veränderungen zu verzeichnen waren (Prozentwerte in Abbildung 11).¹²

Abbildung 11

Erdgasverbrauch aufgeteilt auf Industrie sowie Haushalte & Gewerbe seit 2022, in TWh Hu; Verbrauchsänderung des Sektors ggü. (hypothetischem) temperaturbedingtem Verbrauch in Prozent



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Quellen

Es ist zu erkennen, dass die Abschätzungen zu Einsparungen und Mehrverbräuchen für die einzelnen Monate in den Sektoren durchaus unterschiedlich ausfallen und sich mitunter auch deutlich von den Einsparungen/Mehrverbräuchen bezogen auf den Gesamtverbrauch (Prozentwerte in

¹² Diese Methodik erlaubt eine Einordnung, die prozentualen Verbrauchsreduktionen/Mehrverbräuche sollten allerdings als Abschätzung interpretiert werden, da zu deren Ermittlung verschiedene Statistiken miteinander verrechnet wurden. Einige Faktoren, wie konjunkturelle Schwankungen, können dabei nicht berücksichtigt werden und vermindern die Reliabilität der Ergebnisse.

Abbildung 10) unterscheiden.

Im Frühjahr bis Sommer 2022 waren demnach sowohl in Industrie als auch im Haushalts- und Gewerbebereich deutlich über die temperaturbedingten Effekte hinausgehende Verbrauchsminderungen zu beobachten. Auch im Herbst 2022 scheint die Reduktion mit starken Schwankungen in beiden betrachteten Sektoren meist größer als 10 Prozent gewesen zu sein. In den letzten Monaten zeigen sich rückläufige Verbrauchsminderungen, wobei in beiden Sektoren teils sogar Mehrverbräuche ggü. den temperaturbedingten Verbräuchen zu verzeichnen waren.

3.3 Annahmen für den Gasverbrauch bis Ende 2024

Es werden **vier Verbrauchsszenarien** anhand der Kombination zweier Faktoren betrachtet. Erstens wird eine mittlere und eine kalte **Witterung** angenommen, zweitens eine moderate (15 Prozent) und eine ambitionierte (24 Prozent) verhaltensbedingte **Verbrauchsreduktion**. Verhaltensbedingte Verbrauchsreduktionen sind zumindest teilweise unabhängig von der Witterung möglich (und notwendig). Hierunter werden auch z.B. Umstellungen des Energieträgers auf leichtes Heizöl oder ähnliche Maßnahmen subsumiert.

Die Basis bildet eine Abschätzung des Erdgasverbrauchs bei mittlerer Witterung. Dafür wurde der (monatliche) Erdgasverbrauch des Zeitraums 2008 bis 2021 den monatlichen Temperaturen gegenübergestellt. Mit den entsprechenden mittleren Monatstemperaturen ergibt sich ein (mittlerer) Jahresverbrauch von 855 TWh. Ein 10 Prozent höherer Verbrauch wird in den Szenarien eines kalten Winters angesetzt (entspricht ungefähr einer Standardabweichung der Verbrauchsdaten von 2008–2021). Tabelle 4 zeigt, von welchen Einsparungen sowie absoluten Gasverbräuchen wir in den verschiedenen Sektoren ausgegangen sind.

Tabelle 4

Annahmen Gasverbrauch für Nachfragesektoren (2023/2024)

	Einsparung	Kalte Witterung (1)	Mittlere Witterung (2)
Verhaltensbedingte Nachfragereduktion – 15 % (A)	Szenario A: PHH – 15 % GHD – 15 % Industrie – 15 % Umwandlung – 15 %	1A Verbrauch 2023: ca. 823 TWh	2A Verbrauch 2023: ca. 803 TWh

Gasverbrauch

Verhaltensbedingte Nachfrageredu- tion – 24 % (B)	Szenario B: PHH – 15 % GHD – 18 % Industrie – 21 % Umwandlung – 50 %	1B Verbrauch 2023: ca. 804 TWh	2B Verbrauch 2023: ca. 786 TWh
--	---	---	---

Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Die in der Tabelle dargestellten Nachfragereduktionen wurden anhand konkreter verhaltensbedingter Maßnahmen ermittelt (bspw. Reduktion der Raumtemperatur um X°C).¹³ Es wurde unterstellt, dass diese direkt ab Szenariobeginn ihre volle Wirkung entfalten, da die beobachteten Einsparungen in den vergangenen Monaten bereits vergleichbare Niveaus erreicht haben (vgl. Abschnitt 3.2).

¹³ Für eine Übersicht zu diesen Maßnahmen und deren Einsparungspotenziale siehe vbw/Prognos (2022) – https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Studie_Folgen_Lieferunterbrechung_von_russischem_Erdgas_Juni_2022.pdf, zuletzt abgerufen am 27.10.2022 und Agora Energiewende (2023) - https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/A-EW_283_JAW2022_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 19.01.2023.

4 Gasbilanz 2022 bis 2024

Szenarien zeigen eine stabile Versorgungssituation

Nachstehend wird die Gasbilanz dargestellt, errechnet aus dem Gasangebot (Kapitel 2) sowie dem Gasverbrauch (Kapitel 3). Ein kompletter Lieferstopp russischer Gaslieferungen per Pipeline ist seit dem 01. September 2022 Realität. Die Gasbilanz folgt den verschiedenen in den vorigen Abschnitten beschriebenen Annahmen.

Für die Modellierung der Gasbilanz bis Ende 2024 werden die beschriebenen **vier Verbrauchsszenarien** betrachtet (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5

Darstellung der vier untersuchten Szenarien mit Reduktion der Importe aus Russland und der Gasnachfrage

Szenarien		1	2
		Kalter Winter	Mittlerer Winter
A	Nachfragereduktion – 15 %	1A	2A
B	Nachfragereduktion – 24 %	1B	2B

Die Auswertung liefert folgende Erkenntnisse:

- Insgesamt ist die **Versorgungssituation stabil**. Es ist aber möglich, dass der Winter 2023/2024 kälter wird und dadurch die Nachfrage durch einen steigenden Heizbedarf sowohl inländisch als auch in den Nachbarländern steigen wird. Hierdurch können Exporte ins Ausland ebenfalls steigen und es bedarf einer zunehmenden Ausspeicherung, was Mitte Dezember und seit Mitte Januar 2023 auch zu beobachten war.
- In der vorliegenden Modellierung weist kein Szenario eine Versorgungslücke auf. Mittelfristig weisen alle Szenarien bei den getroffenen Annahmen ein Überangebot auf.
- Die **niedrigen Einsparungen** in den ersten beiden Monaten des Jahres 2023 weisen darauf hin, dass die Einsparbemühungen in den letzten Monaten zurückgegangen sind.
- Aus Gründen der **Versorgungssicherheit** wie auch des **Klimaschutzes** ist es nach wie vor geboten, in *allen* Sektoren den Gasverbrauch um ca. 15 Prozent zu reduzieren. Eine derartige Nachfragereduktion wurde im Jahr 2022 erreicht.

Bei der Betrachtung der kommenden Winter und Sommer insgesamt (

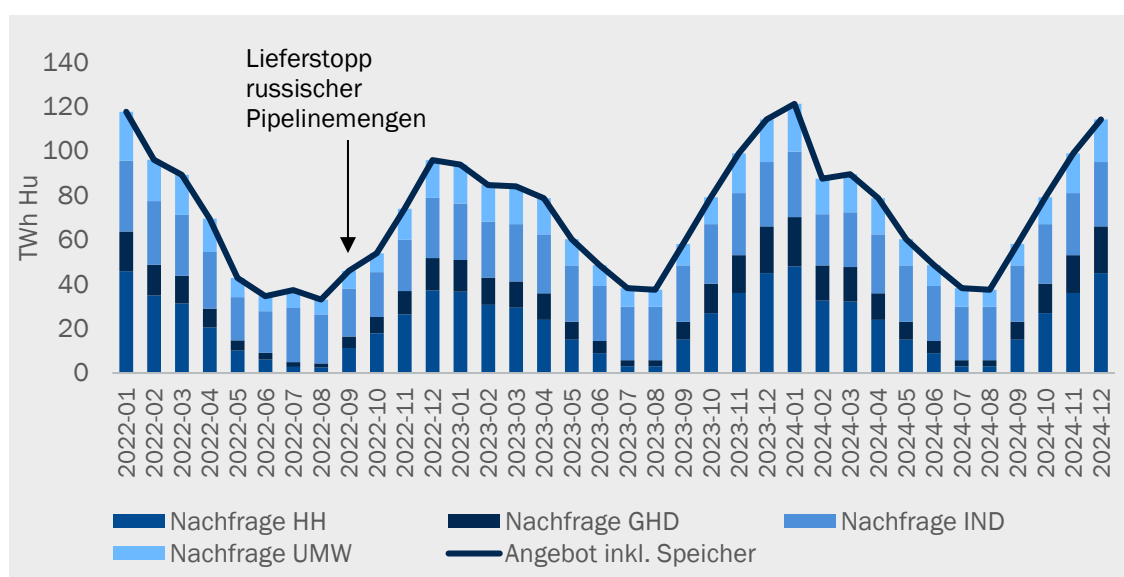
Abbildung 12

Vor dem Hintergrund, dass die Einsparungen in der Gasnachfrage in den letzten Monaten zurückgegangen sind, wurde ein weiteres Szenario modelliert (siehe **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.**). Im Business-as-usual Szenario wurde ein kalter Winter und keine Nachfragereduktion angenommen.

Abbildung 14

Monatliche Gasbilanz 2022 bis 2024

Business-as-usual: Kalter Winter ohne Nachfragereduktion



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

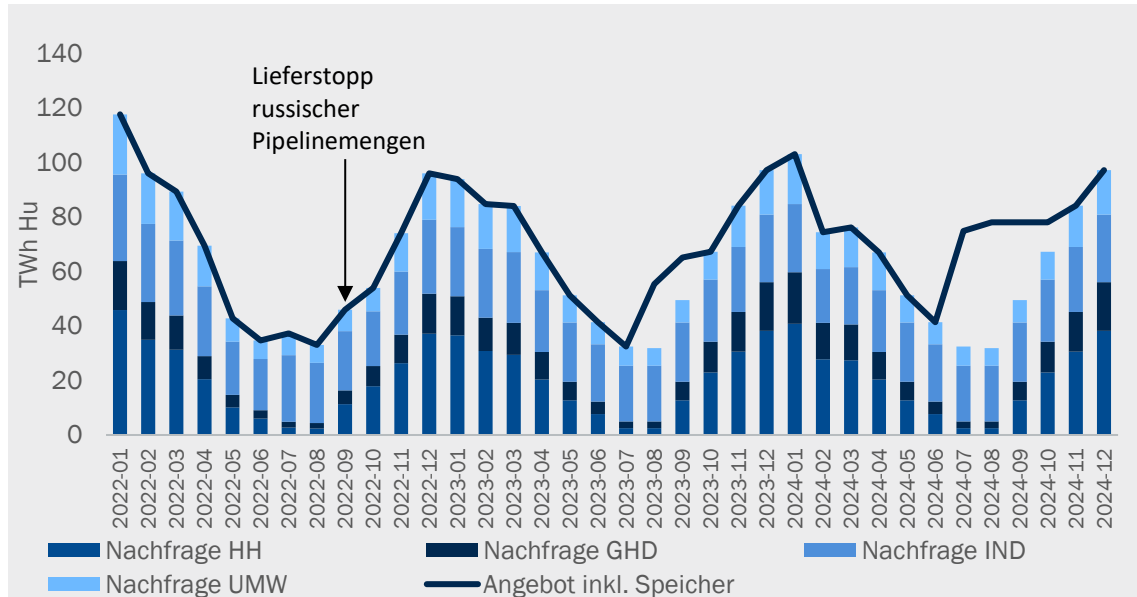
Auch in diesem, pessimistischen Fall, bleibt eine Gaslücke im kommenden Winter 2023/24 aus. Jedoch können im Fall von einem kalten Winter 2023/24 und keinen Einsparungen die Gasspeicher nicht ausreichend gefüllt werden. Der Gasspeicherfüllstand würde in diesem Fall zum Ende der Heizperiode im März 2024 unter den kritischen Füllstand von 40 Prozent fallen.

- Abbildung 15) wird deutlich, dass **kein Szenario eine Versorgungslücke** aufweist. Mittelfristig zeigen alle Szenarien ab dem Sommer 2024 ein mehr oder weniger großes Überangebot.

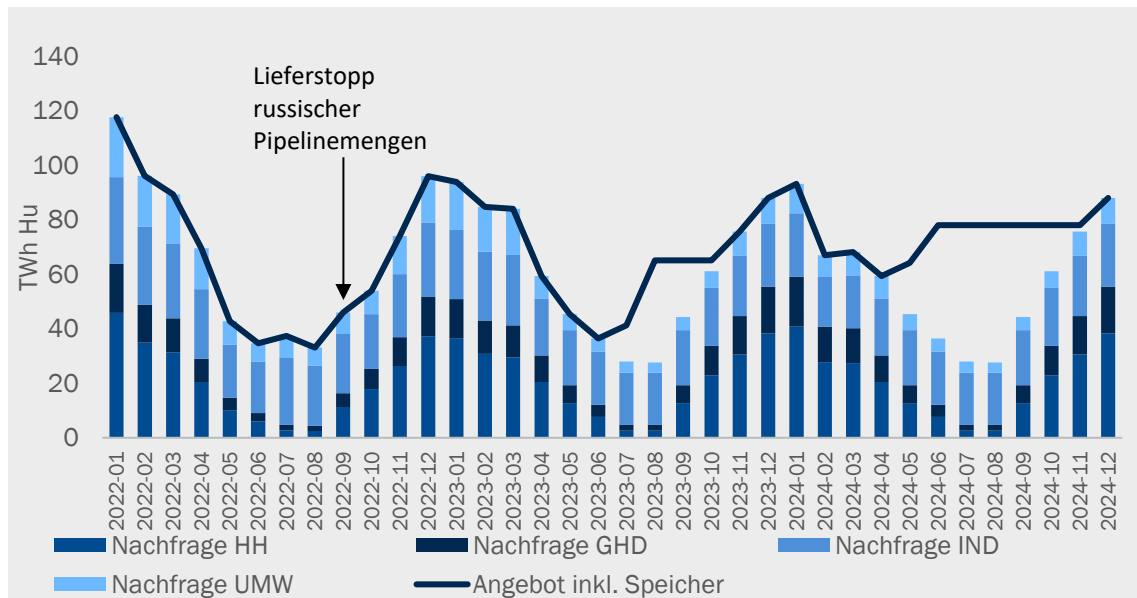
Abbildung 12

Monatliche Gasbilanz 2022 bis 2024 für Szenarien 1A und 1B

Szenario 1A: Kalter Winter & Nachfragereduktion um -15 Prozent



Szenario 1B: Kalter Winter & Nachfragereduktion um -24 Prozent

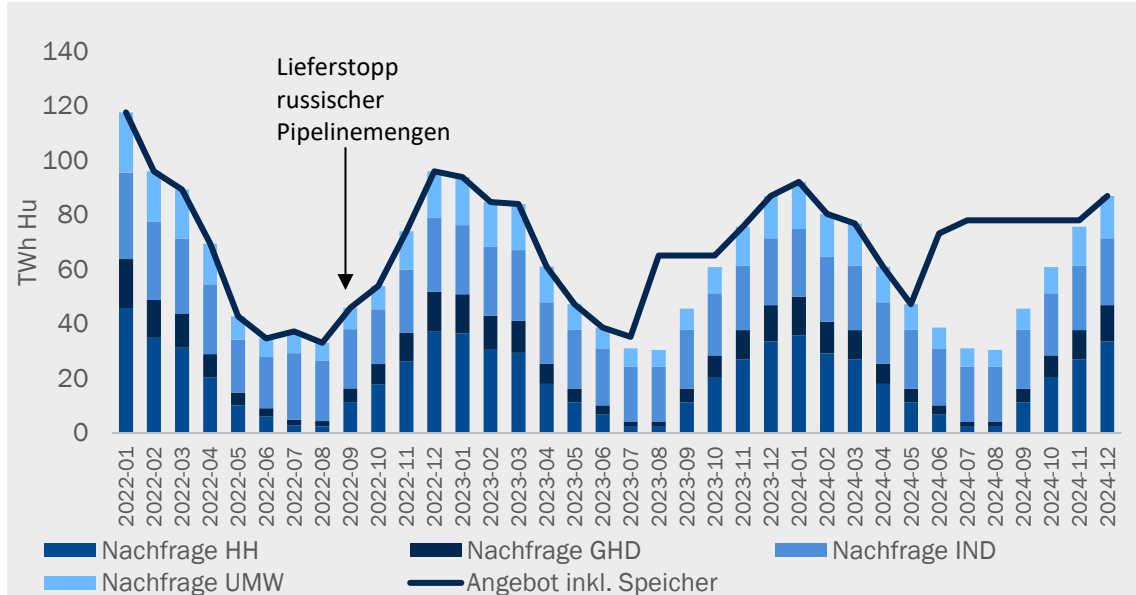


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Quellen.

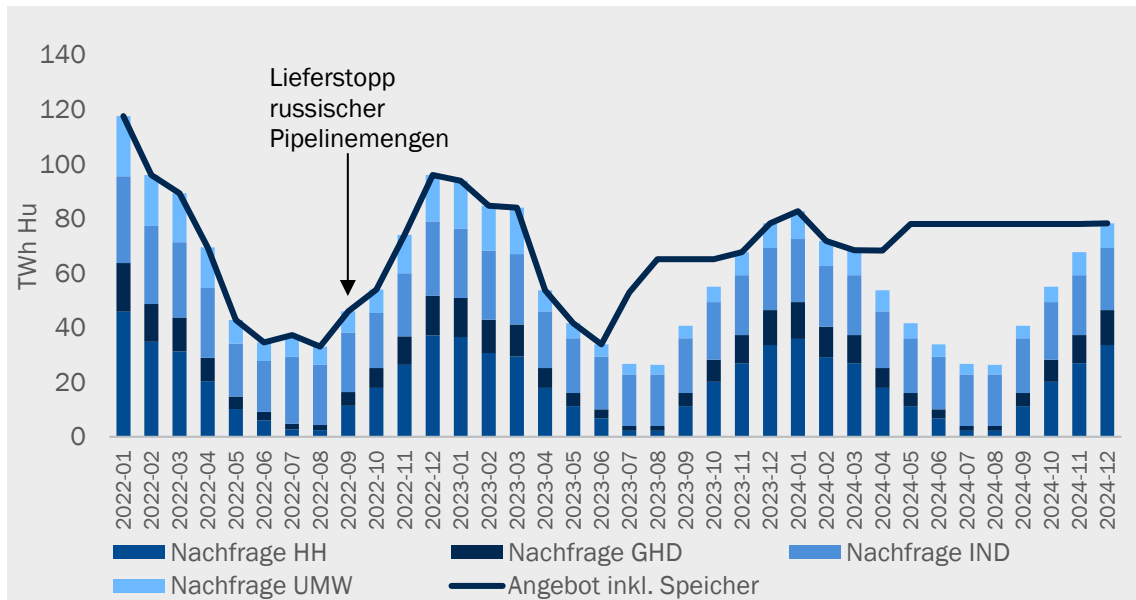
Abbildung 13

Monatliche Gasbilanz 2022 bis 2024 für Szenarien 2A und 2B

Szenario 2A: Mittlerer Winter & Nachfragereduktion um -15 Prozent



Szenario 2B: Mittlerer Winter & Nachfragereduktion um -24 Prozent



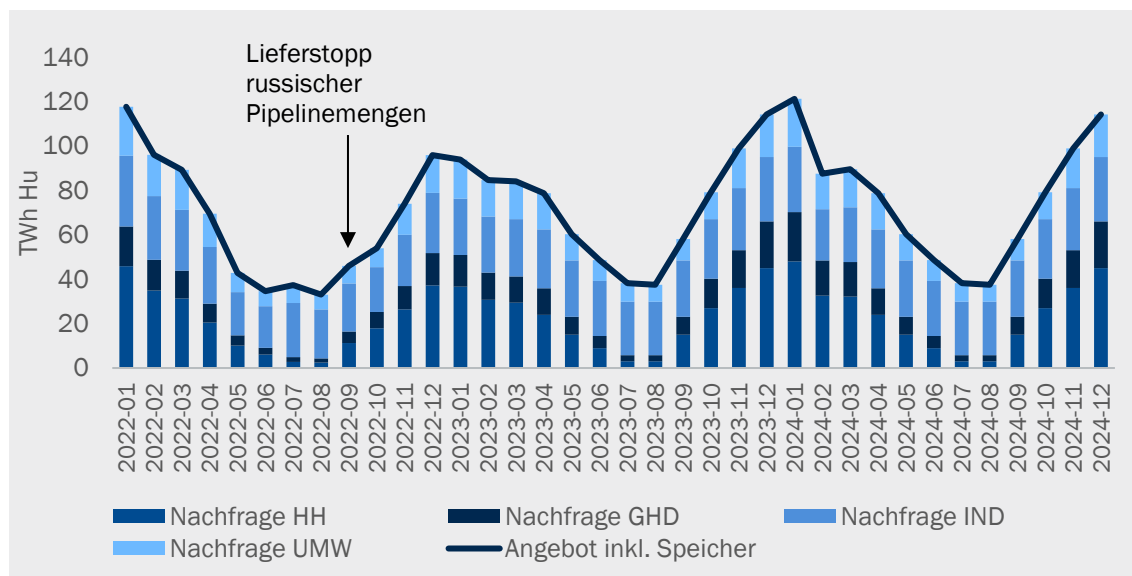
Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023) auf Basis der genannten Quellen.

Vor dem Hintergrund, dass die Einsparungen in der Gasnachfrage in den letzten Monaten zurückgegangen sind, wurde ein weiteres Szenario modelliert (siehe **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.**). Im Business-as-usual Szenario wurde ein kalter Winter und keine Nachfragereduktion angenommen.

Abbildung 14

Monatliche Gasbilanz 2022 bis 2024

Business-as-usual: Kalter Winter ohne Nachfragereduktion

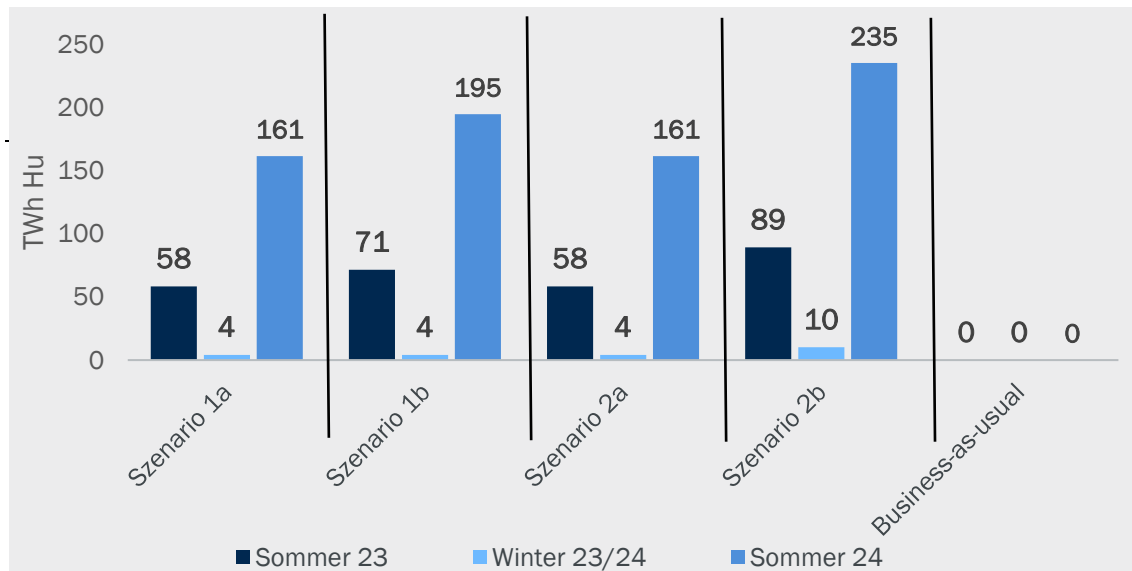


Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Auch in diesem, pessimistischen Fall, bleibt eine Gaslücke im kommenden Winter 2023/24 aus. Jedoch können im Fall von einem kalten Winter 2023/24 und keinen Einsparungen die Gasspeicher nicht ausreichend gefüllt werden. Der Gasspeicherfüllstand würde in diesem Fall zum Ende der Heizperiode im März 2024 unter den kritischen Füllstand von 40 Prozent fallen.

Abbildung 15

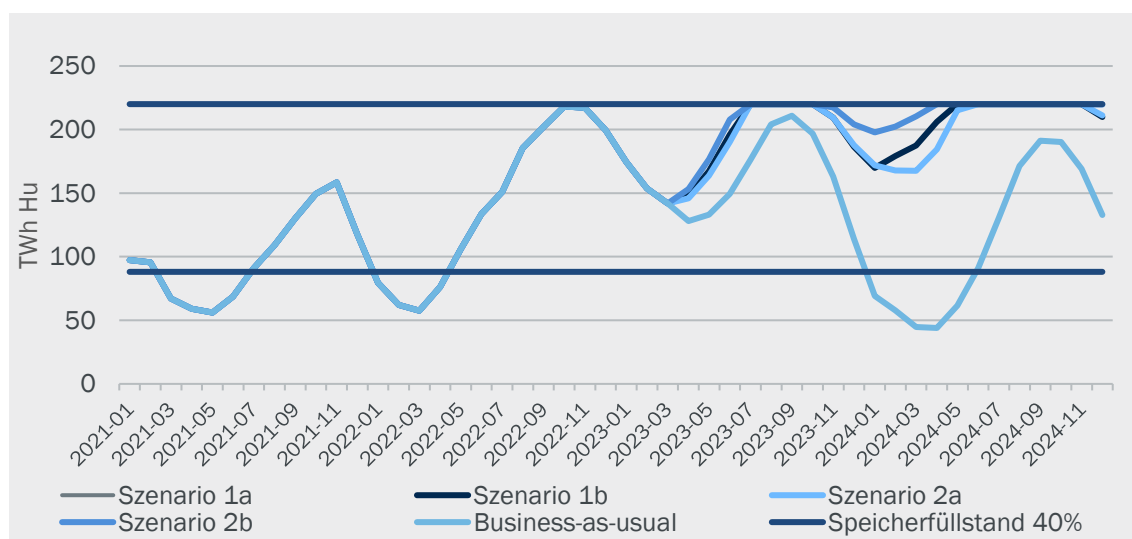
Darstellung Überangebot im Winter und Sommer für die fünf Nachfrageszenarien, in TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Abbildung 16

Entwicklung Speicherfüllstände der fünf Nachfrageszenarien, TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung Prognos (2023)

Die Ergebnisse zeigen zwar einen positiven Ausblick, die Analyse unterliegt aber **Risiken**, die bei Entscheidungen berücksichtigt werden sollten. In dieser vorliegenden Ausarbeitung wurden die folgenden Risiken nicht tiefergehend analysiert:

- **Einsparungen:** Die verhaltensbedingten Einsparungen zwischen Januar und März 2023 waren nur noch sehr gering. Offenbar ist der Handlungsdruck für die meisten Akteure gesunken, so dass fraglich ist, ob 15 Prozent Einsparung im Jahr 2023 erreicht werden.
- **LNG-Verfügbarkeit:** Eine hohe Auslastung der deutschen LNG-Terminals ist nicht garantiert. Die vom Weltmarkt verfügbare LNG-Menge erhöht sich nicht „automatisch“, allerdings sinken Transportrisiken, wenn mehr Importpunkte geschaffen werden. Es ist nach aktuellen Analysen absehbar, dass der LNG-Weltmarkt in den Jahren 2023 und 2024 tendenziell „short“ sein wird – also eher mehr Nachfrage als Angebot vorhanden ist. Sollten die russischen LNG-Mengen auch noch ersetzt werden müssen, würde dies zu einer weiteren Verknappung des LNG-Angebots führen.
- **Gaspreisdeckel und gemeinsamer Gaseinkauf:** Auf europäischer Ebene wurde im Dezember die Einführung eines Gaspreisdeckels für den börslichen Handel beschlossen. Die Auswirkungen eines solchen Deckels oder der gemeinsame europäische Einkauf von Gas (z. B. 15 Prozent des europäischen Speicherbedarfs gemeinsam einkaufen) auf das Gasangebot bzw. auf den Gasverbrauch in Europa wurde in dieser Modellierung nicht betrachtet. Der Marktkorrekturmechanismus wird aufgrund seiner Funktionsweise (dynamische Obergrenze) und zahlreicher Aussetzungskriterien die Versorgungslage voraussichtlich nicht verschlechtern.
- **Sabotage oder technische Ausfälle:** Weitere Anschläge auf die Gasinfrastruktur – z. B. auf die Importpipelines – wurden nicht betrachtet. Sie würden das Transportsystem möglicherweise zumindest phasenweise überfordern. Viele Importpipelines bzw. Grenzübergangspunkte werden mit maximaler Kapazität betrieben. Auch bei technischen Ausfällen (z. B. von Verdichtern) könnten Versorgungsengpässe drohen.

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Manuel Schölles

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
manuel.schoelles@vbw-bayern.de

Christine Völzow

Geschäftsführerin Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-251
christine.voelzow@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw
Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw Mai 2023

Weiterer Beteiligter

Prognos AG