

Energie, Klima, Umwelt | Energie

Monitoring der deutschen Gasbilanz

vbw

Studie

Stand: September 2022

Eine vbw Studie, erstellt von Prognos

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Die Fortschritte bei der Vorbeugung einer physischen Gaslücke sind beachtlich, aber Entwarnung wäre verfrüht.

In unserer Ende Juni 2022 veröffentlichten Studie *Folgen einer Lieferunterbrechung von russischem Gas für die deutsche Industrie* haben wir ein Szenario untersucht, in dem ab Anfang Juli gar kein Erdgas mehr aus Russland importiert wird. Die daraus resultierenden erheblichen Engpässe in der Industrie hätten mit hoher Wahrscheinlichkeit zu massiven Wertschöpfungsverlusten geführt.

Bekanntlich ist weiter russisches Erdgas nach Deutschland geflossen, wenngleich bei weitem nicht im vertraglich vereinbarten Umfang. Auch die Anstrengungen zu Erschließung alternativer Bezugsquellen, Substitution und Einsparung wurden intensiv fortgesetzt. Diese Entwicklungen der letzten Monate fließen in das vorliegende Update der Gasbilanz ein, um ein aktuelles Bild zu zeichnen.

Insgesamt zeigt sich, dass wir mittlerweile besser vorbereitet sind und die Gefahr einer erheblichen Unterversorgung deutlich geringer geworden ist. Entwarnung ist jedoch nicht angezeigt, zumal mit den aktuellen Erdgaspreisen in Teilen der Unternehmen keine wirtschaftliche Produktion mehr möglich ist, so dass eine ökonomische Gaslücke droht. Die mutmaßlichen Anschläge auf die Nord Stream Pipelines verdeutlichen zudem, dass die leistungsgebundene Infrastruktur verletzlich ist und daher auch physische Unterbrechungen weiterhin zu den möglichen Szenarien gehören.

Entscheidend ist, dass wir einerseits alles daransetzen, eine physische Knappheit von Gas abzuwenden, andererseits aber auch mit gezielten Maßnahmen dafür sorgen, dass Unternehmen ihre Produktion nicht aufgrund prohibitiv hoher Preise einstellen müssen.

Bertram Brossardt
29. September 2022

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
2	Gasangebot	2
2.1	Entwicklung des Gasangebots im Jahr 2022 und Vergleich zu 2021	2
2.2	Annahmen für das Gasangebot bis Ende 2024	3
3	Gasverbrauch	7
4	Gasbilanz 2021 bis 2024	10
	Anhang	16
	Ansprechpartner / Impressum	18

1 Zusammenfassung

Die physische Gaslücke wird wahrscheinlich deutlich kleiner als befürchtet. Gaspreise sind dagegen für manche Unternehmen nahezu unbezahlbar.

Vor dem Hintergrund des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine hat die vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. ein Szenario in Auftrag gegeben, in der die möglichen Folgen einer Lieferunterbrechung russischen Gases ermittelt wurden. Diese Analyse wurde am 28. Juni 2022 veröffentlicht. Unter der hypothetischen Annahme einer Lieferunterbrechung ab 01. Juli 2022 war Ergebnis der Untersuchung, dass ca. 154 TWh Gas fehlen könnten, um die Nachfrage in Deutschland zu decken. Dies hätte einen massiven Einbruch der Wirtschaftsleistung in der zweiten Jahreshälfte zur Folge.

Das vorliegende Monitoring beleuchtet die Situation der deutschen Gasversorgung mit Stand 31. August 2022. Wir untersuchen die Wirkung der Lieferkürzung ab dem 01. September 2022.

In der Zwischenzeit haben sich mit hoher Geschwindigkeit die Rahmenbedingungen geändert und führen zu einer neuen Lagebeurteilung:

1. Russland hat zwar seine Lieferungen deutlich reduziert, es kam aber immer noch Gas von dort in die EU.
2. Die Preise sind aufgrund der Knappheit sehr stark angestiegen und haben Europa hochattraktiv für LNG-Exporthändler gemacht.
3. Dies hat zu deutlich erhöhten Lieferungen von Weltmarkt-LNG und Pipelinegas aus Norwegen nach Europa und Deutschland geführt.
4. Infolgedessen konnten die Speicher schneller gefüllt werden.
5. Die ersten schwimmenden 3 LNG-Terminals werden im Dezember 2022, Januar und Februar 2023 den Betrieb aufnehmen. Weitere 3 Terminals folgen im Winter 2023/2024.
6. Auch weitere Aspekte der Gasversorgung geben Anlass zu der Hoffnung, dass die Gaslücke kleiner ausfällt als in der Vorgängerstudie angenommen oder ausbleibt.
7. Zu dieser Entwicklung trägt allerdings auch der Umstand bei, dass die hohen Preise manche Industriebetriebe bereits zur Einstellung ihrer Produktion gezwungen haben.
8. Somit wird die „physische Gaslücke“ abgelöst durch eine „ökonomische Gaslücke“. Das Gas wäre zwar verfügbar, es wird aber für zunehmende Teile der Industrie prohibitiv teuer, also unbezahlbar, da die Märkte keine uneingeschränkte Kostenweitergabe erlauben.
9. Für die, die noch zahlen können, geht Marge verloren oder Preiserhöhungen werden notwendig.

2 Gasangebot

Entwicklung der letzten Monate und Prognose

Im Jahr 2021 standen Deutschland insgesamt 915 TWh Hu Gas zur Verfügung. Diese Gesamtmenge wird sich bei einer Reduktion der Gasimporte aus Russland um 80 Prozent bzw. 100 Prozent ab 01. September 2022 im Kalenderjahr 2022 um 3 bis 8 Prozent verringern (auf 887 bzw. 839 TWh Hu).

2.1 Entwicklung des Gasangebots im Jahr 2022 und Vergleich zu 2021

Gasimporte

- Der Anteil der **Gasimporte per Pipeline aus Russland** hat im Vergleich zum Vorjahr 2021 stark abgenommen. Kamen im vergangenen Jahr 2021 in den ersten acht Monaten noch rund 70 Prozent der Gasimporte (exkl. Exporte) aus Russland, sind es im Jahr 2022 nur noch 39 Prozent. Seit Mai wurden die Gasmengen aus Russland sukzessiv reduziert und zum 31. August 2022 komplett eingestellt.
- Die fehlenden Mengen werden teils durch steigende **Pipelineimporte aus Norwegen** gedeckt. Im Vergleich zum Vorjahr 2021 kam aus Norwegen in den ersten acht Monaten 2022 55 Prozent mehr Gas.
- Zum anderen Teil werden die reduzierten Gasmengen aus Russland durch **LNG vom Weltmarkt** kompensiert, das über die LNG-Importhäfen Gate und EemsEnergy Terminal in den Niederlanden und Zeebrugge in Belgien nach Deutschland fließt. Im Vergleich zum Vorjahr 2021 wurden in den ersten acht Monaten 2022 aus den Niederlanden 23 Prozent und aus Belgien 3.560 Prozent mehr Gas nach Deutschland importiert. 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.

Gasexporte

- Aufgrund der geringeren Importmengen wurde auch weniger Gas aus Deutschland in die Nachbarländer exportiert. Flossen im Jahr 2021 in den ersten acht Monaten noch 485 TWh Hu in die Nachbarländer, so wurden im Jahr 2022 bis einschließlich August 387 TWh Hu exportiert, also 20 Prozent weniger als im Vorjahr. Die **Exporte nach Tschechien** machen davon den Großteil 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. Insgesamt hatten die „echten“ Exporte im Jahr 2021 einen Anteil von rund 45 Prozent an den gesamten Exporten.

Inlandsförderung

- Die Inlandsförderung in Deutschland im Jahr 2022 ist wie im Jahr 2021 auf einem konstant niedrigen Niveau von rund 4 TWh Hu pro Monat. Die geförderten Gasmengen in Deutschland haben einen durchschnittlichen Anteil am gesamten Gasangebot von rund 6,5 Prozent.

Gasspeicherung

- Mit dem **Gasspeichergesetz** wurden die Nutzer der Gasspeicher bzw. THE dazu verpflichtet, die Gasspeicher kontinuierlich zu füllen. Das Gesetz sah vor, dass die Gasspeicher in Deutschland bis zum 01. Oktober mindestens zu 80 Prozent (176 TWh Hu), bis zum 01. November mindestens zu 90 Prozent (198 TWh Hu) und bis zum 01. Februar mindestens zu 40 Prozent (88 TWh Hu) gefüllt sein sollen („Füllstandsvorgaben“). Mit einer Ministervorgabe zum 28.07.2022 wurden die Zielmarken für die Füllstände nach oben korrigiert: Nunmehr sollen die Speicherfüllstände zum 01. Oktober 85 Prozent (187 TWh Hu) und zum 01. November 95 Prozent (209 TWh Hu) betragen.
- Per Ministerverordnung und flankiert durch die Bereitstellung einer Kreditlinie in Höhe von 15 Mrd. Euro wurde der **Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe (THE)** damit beauftragt, die Speicher mit besonders niedrigen Speicherfüllständen (Rehden, Wolfersberg, Katharina) bis zur Heizperiode zu befüllen.¹
- Die **Speicherfüllstandsziele** wurden schneller erreicht als vorgeschrieben. Durch eine geringere Gasnachfrage und konstant hohe Gasimporte aus Norwegen und den Niederlanden konnte trotz der reduzierten Gasmengen aus Russland im Sommer 2022 mehr eingespeichert werden als gedacht. Die Füllstandsvorgabe von 85 Prozent wurde am 01. September 2022 und damit einen Monat früher als geplant erreicht. Mit dem derzeitigen Gasspeicherfüllstand von rund 90 Prozent (Stand 22. September 2022) sieht es danach aus, dass auch das Ziel von 95 Prozent am 01. November 2022 früher als geplant erreicht wird.²

2.2 Annahmen für das Gasangebot bis Ende 2024

Gasimporte

- Reduktion der **Importe aus Russland** um 100 Prozent (Szenario 1) bzw. 80 Prozent (Szenario 2) zum 01. September 2022.
- Aktuelle Importe bis Ende August 2022 bezogen auf die Importländer (außer Russland) werden fortgeschrieben. **Importe aus Norwegen** ab 01. September 2022 bis Ende 2024 konstant auf dem Niveau der durchschnittlichen Importmengen der ersten acht Monate im Jahr 2022. Dabei werden erhebliche Maintenance-Maßnahmen für norwegische Pipelines nicht berücksichtigt, d.h. Norwegen liefert konstant Mengen wie in den Vormonaten.

¹ BMWK (2022) - <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Gas/bundesregierung-sieht-deutliche-fortschritte.html>, zuletzt abgerufen am 22.09.2022.

² AGSI (2022) - <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt abgerufen am 22.09.2022.

Gasangebot

- Ab Oktober 2022 wird ein Teil der Gaskapazitäten aus Norwegen über die Baltic Pipeline direkt nach Polen geleitet (4 TWh Hu pro Monat).
- Die **LNG-Mengen vom Weltmarkt**, die als Importe aus den Niederlanden und Belgien nach Deutschland gelangen, werden ab dem 01. September 2022 bis 2024 konstant auf dem durchschnittlichen Niveau der ersten acht Monate im Jahr 2022 gehalten. Durch Erweiterung des LNG-Importhafens Gate in Rotterdam kommt ab Dezember 2022 zusätzliches LNG nach Deutschland herein.
- In Deutschland werden im Winter 2022/23 die ersten **LNG-Terminals** in Betrieb gehen. Für die Gasbilanz wurde der in Tabelle 1 dargestellte Hochlaufpfad für die **deutschen FSRU** (Floating Storage and Regasification Units) angenommen.

Tabelle 1

 Liste geplanter FSRU in Deutschland, potenzielle Kapazität in Mrd. m³

	FSRU Standort	Beginn	Winter 2022/23	Sommer 2023	Winter 2023/24	Sommer 2024	Winter 2024/25
1	Wilhelmshaven I	Dez 22	5,0	7,5	5	7,5	5
2	Brunsbüttel	Feb 23	4,5	4,5	7,5	10	10
3	Stade	Nov 23			5	7,5	7,5
4	Lubmin	Nov 23			5	7,5	7,5
5	Wilhelmshaven II	Sep 23			5	5	5
6	Lubmin (privat)	Jan 23	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
	Summe DE FSRU		14,0	16,5	32,0	42,0	39,5

Quelle: BMWK (2022) - <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220901-bmwk-sichert-sich-fuenftes-schwimmendes-fluessigerdgasterminal-plus-anlandung-gruener-wasserstoff.html>; Prognos (2022) Eigene Analysen

Gasexporte

Aus den Importdaten lässt sich ableiten, dass bei Reduktion der Gasimporte aus Russland über die Nord Stream 1 auch weniger Gas nach Tschechien exportiert wurde. Mit dem Beginn der Szenarien zum 01. September 2022 wird der **Transit nach Tschechien** entweder komplett eingestellt (Szenario 1) bzw. reduziert um 80 Prozent (Szenario 2). 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. Hinzu kommt zusätzliches **Biogas**, das ab Dezember 2022 mit rund

Gasangebot

1,5 TWh Hu pro Monat die Gasbilanz verbessert und bis Ende 2024 auf ein monatliches Niveau von rund 3 TWh Hu ansteigt.

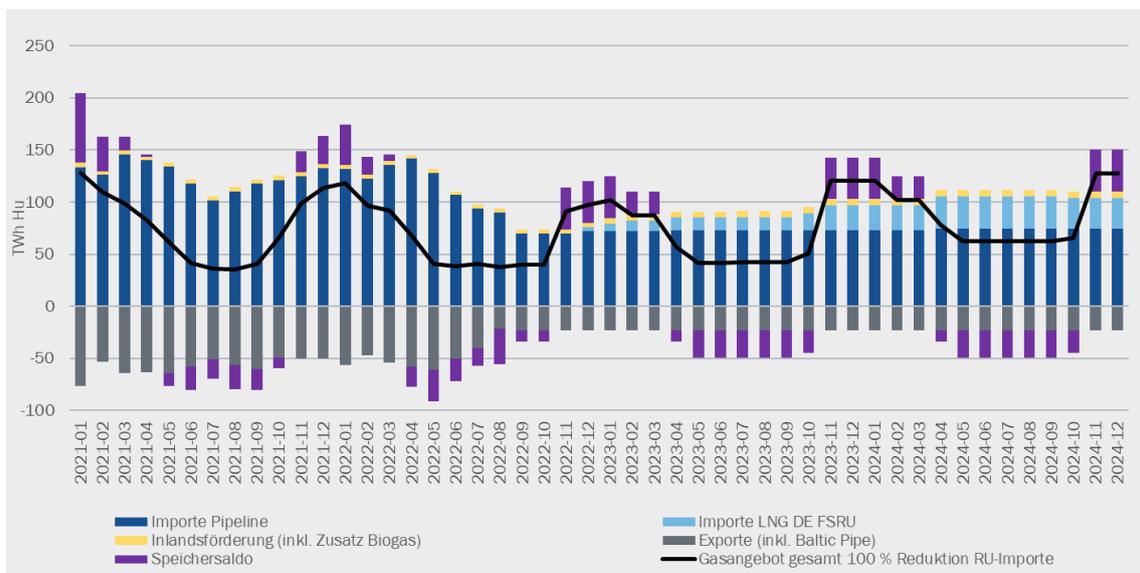
Gasspeicher

Für die Gasspeicher wurde der durch das Gasspeichergesetz und die Ministerverordnung beschlossene **Speicherpfad** hinterlegt (01. November 95 Prozent und 01. Februar 40 Prozent). Zum 01. April wurde ein Speicherfüllstand von 20 Prozent und für den 01. Mai 2022 von 25 Prozent angenommen.

Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen das Gasaufkommen für Deutschland auf monatlicher Basis in den Jahren 2021 bis 2024. Dabei wird unterschieden zwischen einem Lieferstopp russischer Gasmengen um 100 Prozent (=Szenario 1, Abbildung 1) oder einer Reduktion um 80 Prozent (=Szenario 2, Abbildung 2) ab dem 01. September 2022.

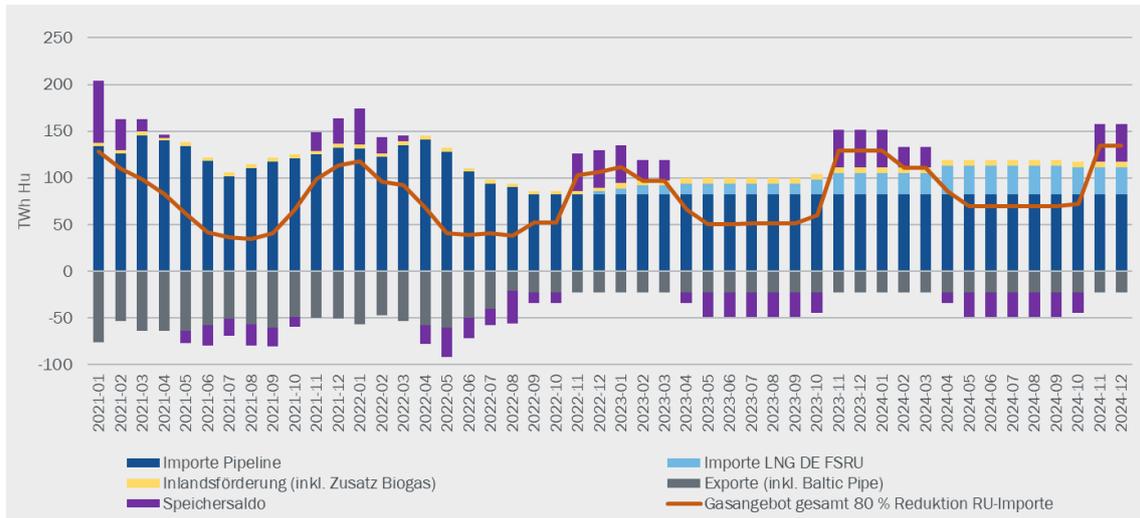
Abbildung 1

Monatliches Gasaufkommen in Deutschland Januar 2021 bis Dezember 2024 bei Reduktion russischer Gasimporte um 100 %, in TWh Hu



Gasangebot

Abbildung 2
Monatliches Gasaufkommen in Deutschland Januar 2022 bis Dezember 2024 bei Reduktion russischer Gasimporte um 80 %, in TWh Hu



Quelle für beide Abbildungen: Eigene Darstellung (Prognos) auf Basis von Eurostat (2022), ALSI (2022), AGSI (2022), ENTSOG (2022)

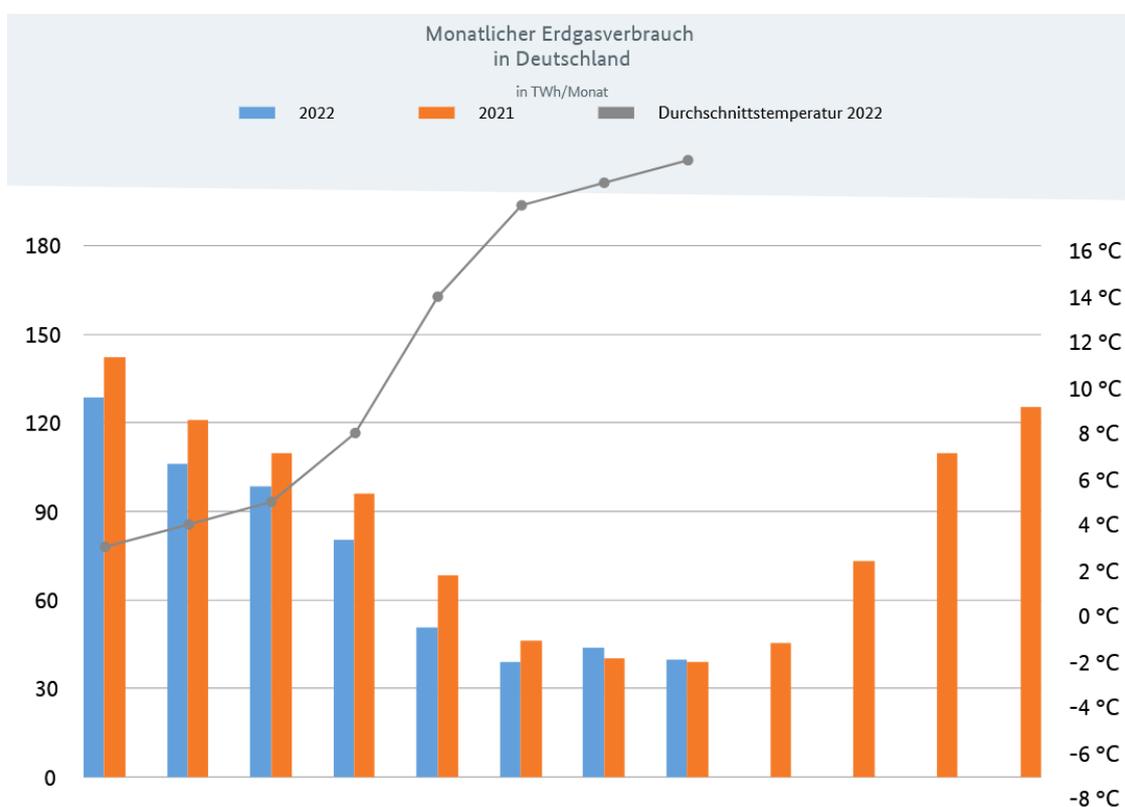
Hinweis: Die Linie in der Grafik zeigt den Saldo aus den jeweiligen Importen, Inlandsförderung, Speichersaldo und Exporten

3 Gasverbrauch

Unterschiedliche Szenarien verdeutlichen Bedeutung der Anstrengungen zur Einsparung und Substitution von Erdgas

Für die Darstellung des gesamten Erdgasverbrauchs für Deutschland wird auf aktuelle monatliche Daten der Bundesnetzagentur (BNetzA) zurückgegriffen (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3
Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland (in TWh/Monat)



Quelle: BNetzA (2022) - https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Verorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/start.html

Um diesen Gesamtverbrauch auf die verschiedenen Sektoren (v. a. geschützte/nicht-geschützte Kunden) aufzuteilen, werden gemäß der Vorgängerstudie Analysen der AG Energiebilanzen herangezogen.³

³ AGEb (2021, 2022a, 2022b).

Es werden **zwei Verbrauchsszenarien** betrachtet:

- Szenario A
Mögliche Einsparungen/Substitutionen werden analog zur Vorgängerstudie angesetzt. In Szenario A wird gemäß der Vorgängerstudie eine Einsparung/Substitution von insgesamt rd. 24 Prozent des Erdgasverbrauchs von 2021 angesetzt.
- Szenario B
Dies folgt einer ähnlichen Aufteilung auf die verschiedenen Sektoren/Bereiche, aber unterstellt lediglich eine Gesamteinsparung beim Erdgas gegenüber 2021 von 15 Prozent.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, von welchen Einsparungen wir bei den geschützten Kunden bzw. den nicht-geschützten Kunden ausgegangen sind.

Tabelle 2

Annahmen Einsparungen für geschützte und nicht-geschützte Kunden

	Geschützte Kunden	Nicht-geschützte Kunden
	<ul style="list-style-type: none"> – private Haushalte – Grundlegende soziale Dienstleistungen – Wärmeerzeuger, soweit sie geschützte Kunden versorgen Generell: Kunden, die über Standard-Lastprofile abgerechnet werden	<ul style="list-style-type: none"> – Industrie – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen soweit sie über eine Leistungsmessung verfügen
Szenario A	-17,5 %	-30,8%
Szenario B	-10 %	-20 %

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Es wird angenommen, dass die Reduktionen in ihrem vollen Umfang jeweils ab Januar 2023 greifen und davor über das zweite Halbjahr 2022 linear zunehmen. Zusätzlich unterliegt die Modellierung der Szenarien eine Normwitterung, d. h. wir gehen von einem „mittelkalten“ Winter aus.

Bei einem überdurchschnittlich „kaltem“ Winter würde somit die Gasnachfrage über dem hier betrachteten Niveau liegen und damit zu größeren Versorgungslücken führen. Die Entwicklung der Gasnachfrage in den jeweiligen Szenarien ist in Abbildung 4 und Abbildung 5 dargestellt. Dabei geht die Gesamtgasnachfrage im Vergleich zum Vorjahr 2021 von 915 TWh Hu im Jahr 2022 um 13 Prozent auf 795 TWh Hu (Szenario A) bzw. um 11 Prozent auf 819 TWh Hu (Szenario B) zurück. Eine detaillierte Betrachtung der Gasnachfrage nach Branchen für das Jahr 2021 ist in Tabelle 5 im Anhang zu finden.

Gasverbrauch

Abbildung 4

Monatlicher Gasverbrauch in Deutschland Januar 2021 bis Dezember 2024 bei Reduktion der Nachfrage um rund 24 % (Szenario A), TWh Hu

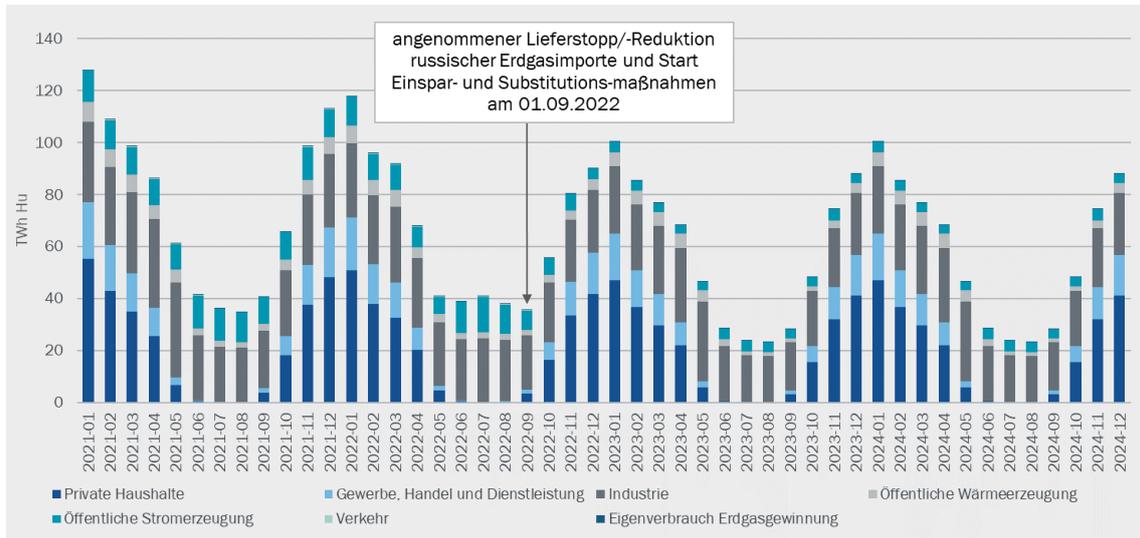
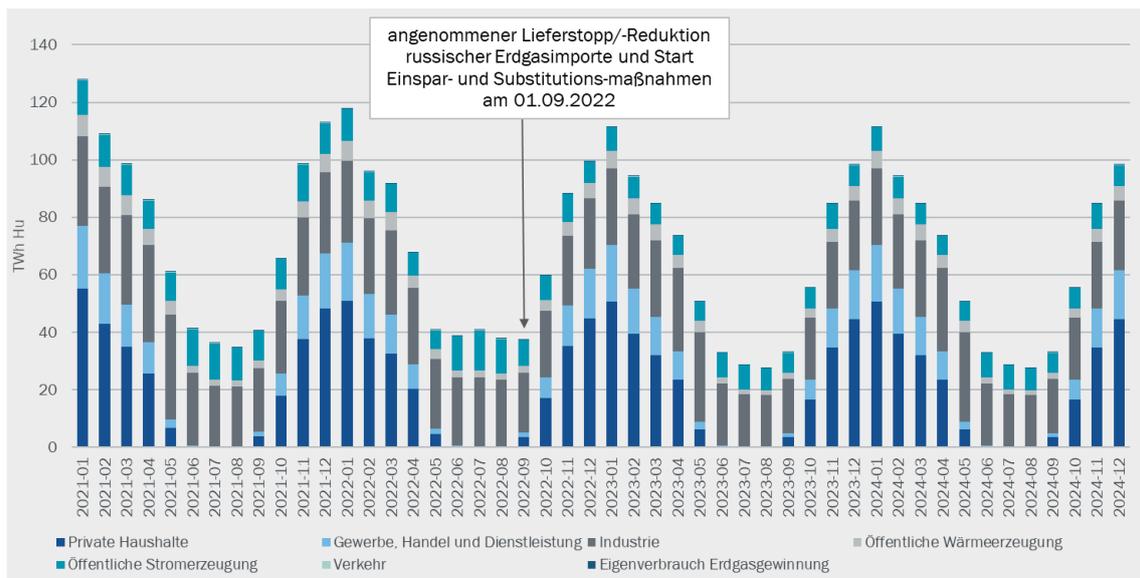


Abbildung 5

Monatlicher Gasverbrauch in Deutschland Januar 2021 bis Dezember 2024 bei Reduktion der Nachfrage um 15 % (Szenario B), TWh Hu



Quelle für beide Abbildungen: Eigene Darstellung (Prognos) auf Basis von Eurostat (2022), BNetzA (2022)

4 Gasbilanz 2021 bis 2024

Szenarien zeigen eine relative Verbesserung der Versorgungssituation

Nachstehend wird die Gasbilanz, errechnet aus dem Gasangebot (Kapitel 2) sowie dem Gasverbrauch (Kapitel 3), dargestellt. Der komplette Lieferstopp bzw. die Reduktion um 80 Prozent von russischen Gaslieferungen wird **ab dem 01. September 2022** angenommen. Die Gasbilanz folgt den verschiedenen, in den vorigen Abschnitten beschriebenen Annahmen.

Die Kombination von jeweils zwei Szenarien für das Angebot (1 und 2) sowie Verbrauch (A und B) ergibt insgesamt vier Szenarien (siehe Tabelle 3), die in zwei Abbildungen (Abbildung 4, Abbildung 5), jeweils nach Verwendung gruppiert, vorliegen.

Tabelle 3

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

Szenarien		1	2
		Reduktion Russland-Importe - 100 %	Reduktion Russland-Importe - 80 %
A	Nachfragereduktion – 24,4 %	1A	2A
B	Nachfragereduktion – 15,0 %	1B	2B

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Die Auswertung zeigt folgende Erkenntnisse:

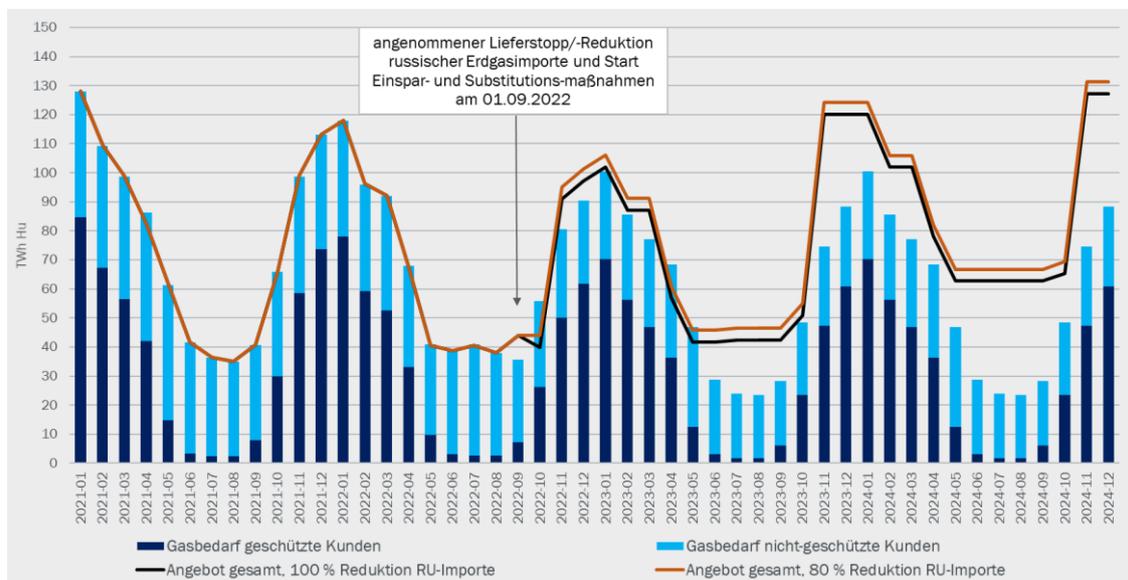
- Insgesamt stellt sich die **Versorgungssituation wesentlich besser** dar als zum Zeitpunkt der ersten Ausarbeitung erwartet. In allen Szenarien kann die Gasnachfrage der geschützten Kunden in jedem Monat gedeckt werden.
- In allen Szenarien ist der **Winter 2022/23 die kritischste Zeit** für die Gasversorgung. Danach dürften weitere Gaskapazitäten dazukommen und die Nachfragereduktion bestehen bleiben, wodurch keine weitere Versorgungslücke in den Szenarien bis 2024 auftritt.
- Bei der Betrachtung des **bevorstehenden Winters** (Oktober bis Mai 2023) entsteht nur eine Versorgungslücke, wenn 100 Prozent der russischen Gaslieferungen wegfallen. Wenn 20 Prozent Restlieferungen angenommen werden, entstehen nur in einzelnen Monaten Versorgungslücken, die voraussichtlich durch Ein-/Ausspeicherungen abgefangen werden können.
- Im Fall eines 100-prozentigen Lieferstopps aus Russland ergibt sich in beiden Verwendungsszenarien eine Versorgungslücke, die jedoch stark unterschiedlich ausfällt. Im Fall einer Reduktion des Gasverbrauchs um rd. 24 Prozent ggü. 2021 errechnet sich eine

Versorgungslücke von lediglich 2 TWh; im anderen Fall (-15 Prozent ggü. 2021) sind es 61 TWh (jeweils bezogen auf den Zeitraum Oktober 2022 bis Mai 2023). Dies entspricht in etwa 1 Prozent bzw. knapp 29 Prozent der jeweils angenommenen industriellen Nachfrage in diesem Zeitraum.

- Mit Blick auf einzelne Monate/Jahresabschnitte ergibt sich folgendes Bild:
 - Im Oktober 2022 ist die Einspeicherung voraussichtlich noch nicht beendet, der Heizgasbedarf steigt witterungsbedingt jedoch deutlich an. Den Analysen zufolge ist dies ein kritischer Monat.
 - Über den Winter hinweg ergeben sich sowohl Monate mit Unter- als auch Monate mit Überversorgung. Vor allem bei höheren Speicherfüllständen am Anfang des Winters können diese durch Ein-/Auspeicherungen über die Monate verteilt und damit voraussichtlich abgefangen werden.
 - Am Ende der Heizperiode (März bis Mai) ergeben die Berechnungen die kritischsten Monate, da die Speicherfüllstände niedrig werden, aber die Versorgungslücke relativ groß sein könnte. Hier dürfte es v. a. im Szenario des vollständigen Ausbleibens der russischen Gaslieferungen und einer Nachfragereduktion von lediglich 15 Prozent zu einer Gasmangellage kommen (siehe Abbildung 5, Szenario 1B).

Abbildung 6

Monatliche Gasbilanz für 2021 bis 2024 für den Fall einer Unterbrechung russischer Gaslieferungen ab dem 01.09.2022 (Szenarien 1A und 2A)

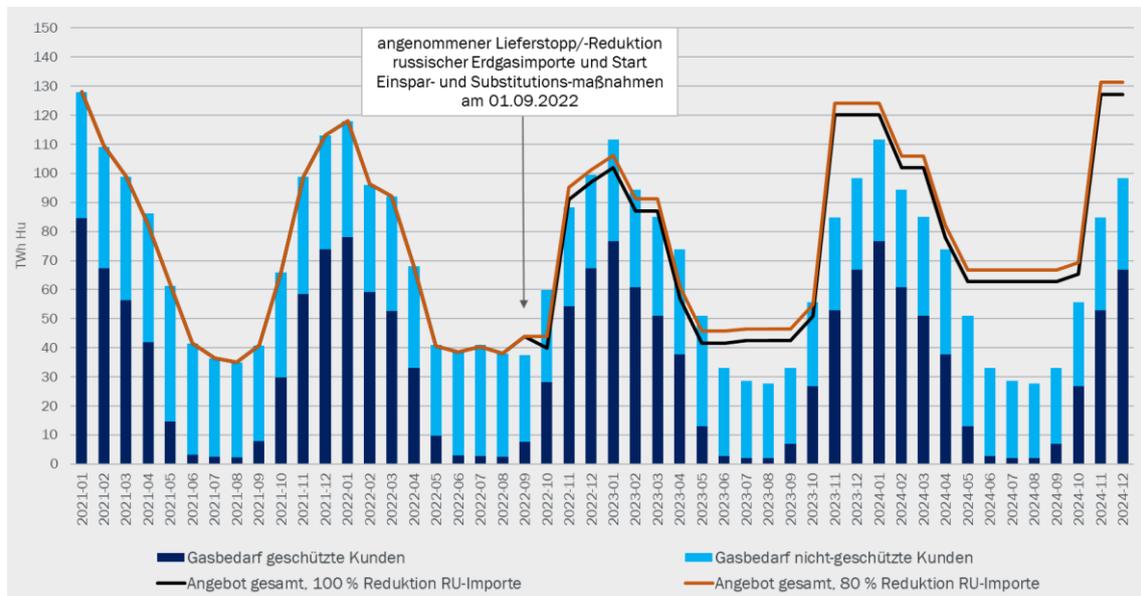


Nachfragereduktion gemäß Vorgängerstudie: -24,4 Prozent ggü. 2021
Angebotsreduktion um -100 bzw. -80 Prozent russischer Lieferungen

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

Abbildung 7

Monatliche Gasbilanz für 2021 bis 2024 für den Fall einer Unterbrechung russischer Gaslieferungen ab dem 01.09.2022 (Szenarien 1B und 2B)



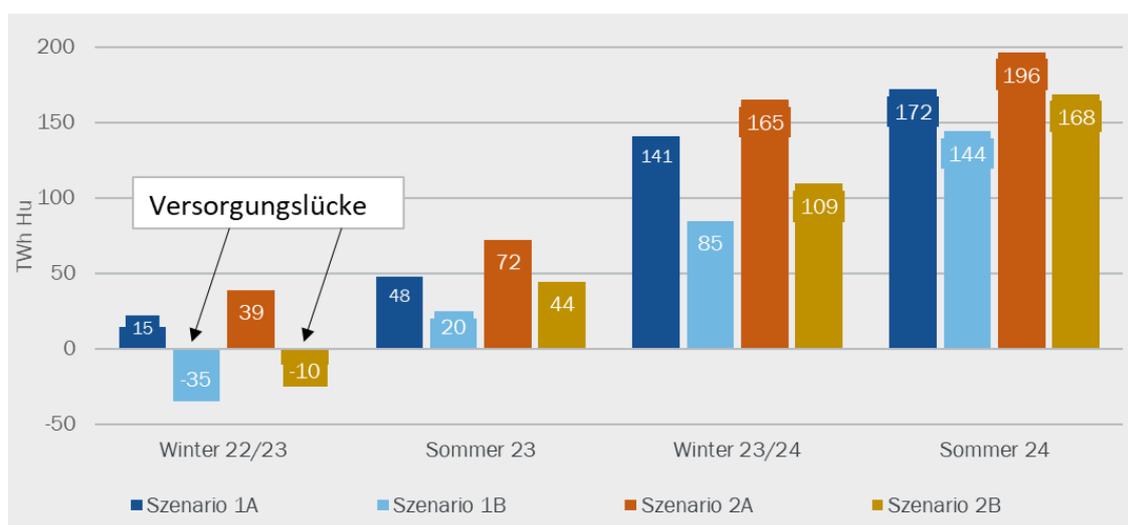
Nachfragereduktion um -15 Prozent ggü. 2021
Angebotsreduktion um -100 bzw. -80 Prozent russischer Lieferungen

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

Insgesamt kommt die energiewirtschaftliche Analyse zu wesentlich weniger bedrohlichen Ergebnissen als die Vorgängerstudie. Bei der Betrachtung der Winter und Sommer in Abbildung 6 wird ersichtlich, dass nur der kommende Winter 2022/23 gewisse Versorgungslücken aufweist (Szenario 1B und 2B), die aber durch Ein- und Ausspeicherungen und einem Abweichen vom angenommenen Speicherpfad ausgeglichen werden könnten. Ab Sommer 2023 zeigen alle Szenarien ein Überangebot an Erdgas an.

Abbildung 8

Darstellung Versorgungslücke bzw. Überangebot im Winter und Sommer, in TWh Hu



Quelle: Eigene Darstellung (Prognos)

Hinweis: Winter = Oktober bis März, Sommer = April bis September

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

- **LNG-Verfügbarkeit:** Die Annahme einer hohen Auslastung der kommenden deutschen LNG-Terminals ist kein Selbstläufer. Die vom Weltmarkt verfügbare LNG-Menge erhöht sich nicht „automatisch“, allerdings sinken Transportrisiken, wenn mehr Importpunkte geschaffen werden.
- **Transportnetze:** Obwohl der bundesweite Gasbedarf gedeckt werden kann und die Speicher gut gefüllt sind, kann es durch Transportrestriktionen in Hochlastphasen (insbesondere im Januar und Februar 2023) zu regionalen Engpässen kommen. Derzeit ist noch nicht abschließend geklärt, ob die Transportnetze für eine West-Ost-Flussrichtung ausreichend dimensioniert sind.
- **Fehlende Maintenance-Zyklen:** Derzeit sind die Transportkapazitäten für den Import aus Norwegen und LNG via Belgien und Niederlande voll ausgelastet. Es wurden im Sommer 2022 anscheinend Maintenance-Zyklen übersprungen. Es ist nicht ausgeschlossen, dass Betriebsmittel ausfallen und es zu einer ungeplanten Maintenance kommen kann. Diese könnten längerfristig ausfallen und in die Hochlastphasen fallen.
- **Exporte:** Exporte nach Tschechien und damit in den osteuropäischen Raum fallen mit dem Ausfall der Nord Stream 1 komplett aus (Szenario 1). Diese könnten in der Zukunft mit etwaigen überschüssigen LNG-Lieferungen bedient werden.

Vergleich zur ersten vbw Studie

Im Vergleich zur Vorgängerstudie ist die aktuelle Einschätzung für den kommenden Winter 2022/23 wesentlich optimistischer. Hauptsächlich Gründe hierfür sind die höheren LNG-Lieferungen, höhere Gaslieferungen aus Norwegen, ein etwas geringerer Gasverbrauch in den Sommermonaten, die Lieferungen aus Russland in den Monaten Juli und August und daraus resultierend eine schnellere Befüllung der Gasspeicher (siehe dazu Tabelle 6 im Anhang, in der die Gasbilanz für das Jahr 2022 von der Vorgängerstudie mit den hier modellierten Szenarien verglichen wird).

Tabelle 4

Vergleich der einzelnen Gasbilanzpositionen mit der Vorgängerstudie

Gasbilanz-po-sition	Entwicklung im Vergleich zur Vorgängerstudie	Bewer-tung
Importe Pipe-line	Importe aus Russland im Juli und August in Höhe von 27 TWh zu verbessern das Gasangebot. Diese Mengen fehlen in der Vorgängerstudie durch den angenommenen Lieferstopp russischer Gasmengen ab 01.07.2022.	
	Importe aus Norwegen sind im Jahr 2022 rund 38 Prozent höher als in der Vorgängerstudie.	
Importe LNG	Mengenseitig wurde die Annahme für zusätzliche LNG-Mengen in die EU 27 übertroffen. Die Vorgängerstudie ging davon aus, dass die europaweiten LNG-Importe 40 Mrd. m ³ über dem Vorjahr liegen. Nach ersten Analysen für das laufende Kalenderjahr 2022 und den unterstellten Annahmen, wie oben beschrieben, kommen im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr 2021 europaweit zusätzliches LNG in Höhe von rund 50 Mrd. m ³ an. Damit wurde die Annahme für zusätzliche LNG-Mengen für die EU 27 um 25 Prozent übertroffen.	 
	In der Vorgängerstudie wurde angenommen, dass Deutschland 28 Prozent der LNG-Importe der EU erhält. Nach aktuellen Analysen erreicht Deutschland eine etwas geringere LNG-Importquote. Bleiben sowohl die Importmengen aus Niederlanden und Belgien nach Deutschland als auch die LNG-Importe in die EU 27 auf dem hohen Niveau wie die ersten acht Monate, dann erreicht Deutschland für das Jahr 2022 eine LNG-Quote von rund 26 Prozent von den europaweiten LNG-Importmengen. Damit würde die LNG-Aufnahme für Deutschland von 28 Prozent mit 2 Prozent leicht überschätzt werden. In Kombination mit der höheren LNG-Gesamtmenge kam dennoch mehr LNG in Deutschland an als erwartet.	
Gasverbrauch	Der jährliche Gasverbrauch im Jahr 2022 ist um rund 1 – 3 Prozent geringer ausgefallen als in der Vorgängerstudie berechnet.	

Einspeicherung	Durch ein höheres Angebot und einem geringeren Gasverbrauch konnten die Speicher etwas schneller gefüllt werden als angenommen.	
----------------	---	---

Quelle: Eigene Darstellung (Prognos 2022)

Volkswirtschaftliche Auswirkungen einer Lieferunterbrechung

Die vorstehenden Ausführungen haben gezeigt, dass die Versorgungslage deutlich besser eingestuft wird als in der Vorgängerstudie. Lediglich im ungünstigsten Szenario 1B mit 100 Prozent Kürzung des russischen Gases und nur 15 Prozent Einsparung entsteht im Winter 2022/2023 eine substantielle Lieferlücke. Möglicherweise kann diese sogar durch eine tiefere Speicherentleerung ausgeglichen werden. Vor diesem Hintergrund halten wir es für möglich, dass keine physische Beeinträchtigung der Gasversorgung auftreten wird und damit auch kein „Produktionsschock“ wegen fehlenden Gases.

Dies darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Verfügbarkeit von Gas und die erfolgreichen Einsparungen durch sehr hohe Gaspreise erkaufte bzw. erzwungen wurden. Hier zeigt sich einerseits die Leistungsfähigkeit eines Commodity Marktes, der weltweit vernetzt ist. Andererseits ist zu beobachten, dass manche Verbraucher durch die hohen Gaspreise aus der Wirtschaftlichkeit gedrängt wurden. Für sie ist zwar keine physische Gaslücke entstanden, aber eine ökonomische. Da die volle Wucht der hohen Gaspreise noch nicht bei allen Kunden angekommen ist, dürfte ein Teil der (durch die hohen Preise) „erzwungenen“ Einsparungen noch bevorstehen.

Anhang

Tabelle 5

Erdgasverbraucher in der Industrie 2021, nach Branchen und Erdgaseinsatz, sortiert nach Erdgaseinsatz, in TWh Hu

Branche	WZ08	Bruttoproduktionswert 2019 / G€	Endenergieverbrauch / TWh	davon Erdgas / TWh	Anteil Erdgas am Erdgas insgesamt	Anteil Erdgas am EEV der Branche	Erdgas für Prozesswärme / TWh	davon für Hochtemperatur-Prozesse (>500°C) / TWh	Erdgas für Eigenstromerzeugung ¹ / TWh	Erdgas stofflich / TWh	Erdgas für Prozesse ³ / TWh	Anteil Erdgas für Prozesse am EEV der Branche
Grundstoffchemie	20.1	104	212	120	35%	56%	61	23	22	36	119	56%
Ernährung, Tabak	10-12	215	60	34	10%	57%	27	1	3		30	50%
Papier	17	42	69	28	8%	41%	20	0	8		27	40%
Eisen, Stahl	24.1	35	177	24	7%	14%	20	18			20	11%
Sonst. Chem. Industrie	20.2-6, 21	120	43	17	5%	40%	8	0	9		17	38%
Kraftwagen, -teile	29	519	38	15	4%	39%	4	1	6		10	28%
Glas	23.1	11	18	14	4%	79%	14	10			14	75%
Raffinerien ²	19.2	101	92	16	5%	18%	16	1	0	1	16	18%
NE-Metalle	24.4-5	54	34	12	4%	35%	11	8	0		11	32%
Metallerzeugnisse	25	122	25	10	3%	41%	6	2			6	25%
Maschinenbau	28	289	20	7	2%	36%	1	0	0		2	9%
Gummi und Kunststoffe	22	89	23	6	2%	27%	3	0	0		4	16%
Erz. aus Beton, Stein	23.6-9	24	11	5	2%	51%	5	5			5	50%
Ziegel	23.32	2	6	5	2%	83%	5	4			5	82%
Keramik	23.2/31/4	6	5	4	1%	90%	4	3			4	86%
Textilien	13-15	21	5	3	1%	65%	2	0			2	39%
Bergbau	08-09	6	6	3	1%	49%	1	0	2		3	48%
Druck	18	14	5	2	1%	53%	1	0	1		2	36%
Holzarbeiten	16	21	25	2	1%	9%	1	0	0		1	6%
Elektr. Ausrüstungen	27	119	13	2	1%	17%	2	0			2	13%
Kalk, Gips	23.52	2	8	2	1%	26%	2	2			2	25%
Elektrogeräte	26	91	5	1	0%	28%	1	0			1	16%
Möbel, Sonst. Waren	31-33	93	9	1	0%	14%	1	0			1	8%
Sonst. Fahrzeugbau	30	56	2	1	0%	44%	1	0			1	21%
Zement	23.51	3	26	0	0%	1%	0	0	0		0	1%
Industrie	08-33	2158	937	338	100%	36%	211	78	52	36	299	32%

¹ Industriekraftwerke an Chemiestandorten (mit dazugehörigen Raffinerien) wurden wo möglich teils Grundstoffchemie und sonstiger chemischer Industrie zugeordnet (geringe Abweichungen möglich, Raffinerien demnach unterrepräsentiert)

² Annahme: gesamtes Erdgas für Prozesse

³ beinhaltet Prozesswärme, stofflicher Einsatz, gesamte sonstige Erzeuger und Stromeigenerzeugung

Tabelle 6

Vergleich Gasbilanz im Kalenderjahr 2022 der vier Szenarien mit der Vorgängerstudie

Gasbilanz 2022	vbw alt	vbw neu	vbw neu	vbw neu	vbw neu
TWh Hu	Vorgängerstudie	1A	1B	2A	2B
Netto-Importe Pipeline*	636	758	758	774	774
Netto-Importe LNG FSRU DE	0	4	4	4	4
Inlandsförderung	48	46	46	46	46
Speichersaldo	-9	-3	-3	-3	-3
Angebot gesamt	675	804	804	820	820
Gasnachfrage	823	795	819	795	819
Versorgungslücke	-148	9	-14	25	2

*Umfasst die LNG-Lieferungen, die aus Niederlande und Belgien reinkommen und die Importe aus Norwegen

Quelle Abb. 5 und 6: Eigene Analysen (Prognos 2022)

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 September 2022

Weiterer Beteiligter

Prognos AG