



AUSBLICK AUF DIE GASVERSORGUNG IN DER EU IM GASWIRTSCHAFTSJAHR 2023/2024

Kurzanalyse

David Schlund, Hendrik Diers, Michael Diehl, Markos Farag

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

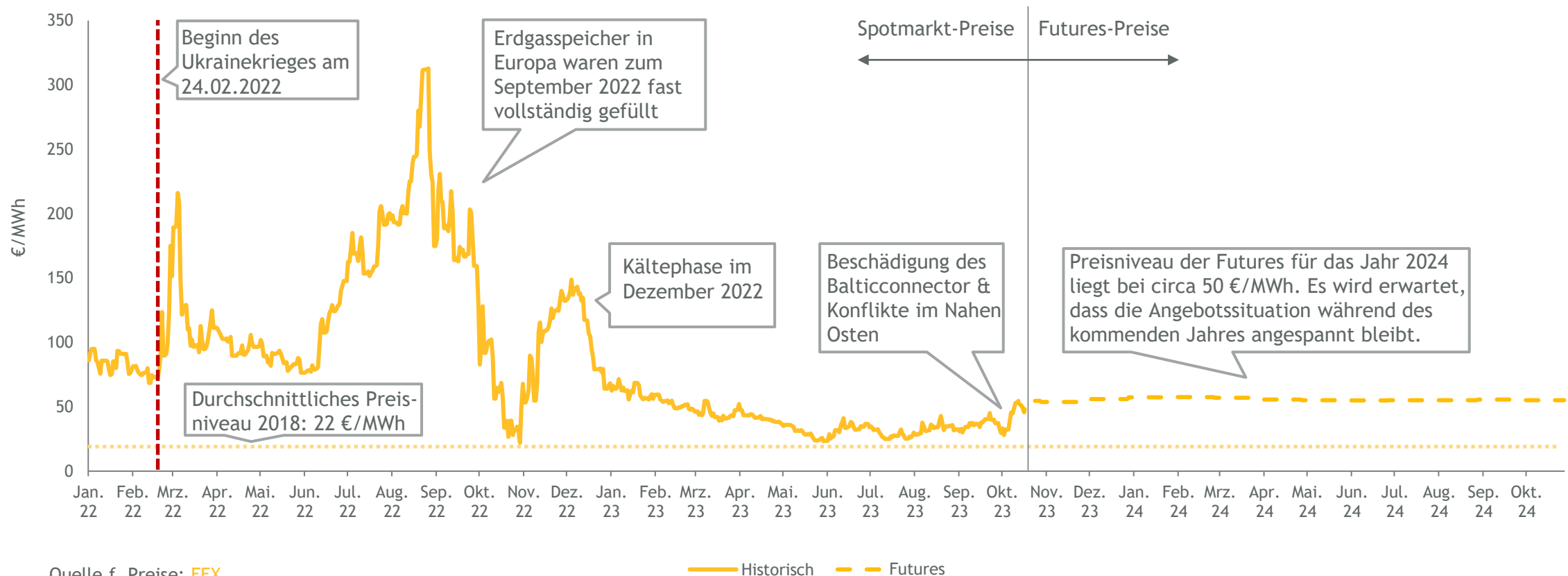
07.11.2023

Zusammenfassung: Die Versorgungssicherheit für Gas in der EU und GB hat sich verbessert, unterliegt aber weiterhin externen Risiken.

- Hohe Einsparungen auf der Nachfrageseite und kontinuierliche Flüssiggas (LNG)-Importe haben zuletzt zu einer Entspannung der Gasversorgungslage in der EU und Großbritannien geführt.
- Während insbesondere die Gasimporte aus Russland im vergangenen Jahr stark abgenommen haben, haben sich die LNG-Kapazitäten und -Importe weiter erhöht.
- Die europäischen Gasspeicher waren zuletzt nahezu vollständig (99 %) gefüllt. Die Speicher alleine reichen in etwa zur Deckung der Nachfrage in einem normalen Winter über drei Monate. Daher sind kontinuierlich Gasimporte notwendig.
- Die vorgestellte Gasbilanzanalyse zeigt eine mögliche Entwicklung der europäischen Gasversorgung für einen normalen und einen kalten Winter sowie mit russischen Lieferungen auf dem derzeitigen Niveau gegenüber einem Ausfall.
- Auch im Fall eines kälteren Winters ist die Deckung der Nachfrage bei sonst unveränderten Gasimporten möglich, die Speicherfüllstände könnten dabei auf bis zu 24 % sinken.
- Sollte ein kälterer Winter mit einem Wegfall russischer Gaslieferungen zusammenfallen, könnten die Speicherfüllstände auf 9 % sinken.
- Neu aufgetretene Konflikte in Nahost, Gaslieferungen aus Russland, die Temperaturen während des Winters in Europa und die Entwicklung der Gasnachfrage in ostasiatischen Ländern sind wesentliche Unsicherheitsfaktoren für die Versorgungslage im kommenden Winter und zur Wiederbefüllung der Speicher darüber hinaus.

Der Gaspreis verbleibt nach einem historisch volatilen Jahr 2022 auf einem hohen Niveau aufgrund anhaltender Unsicherheiten.

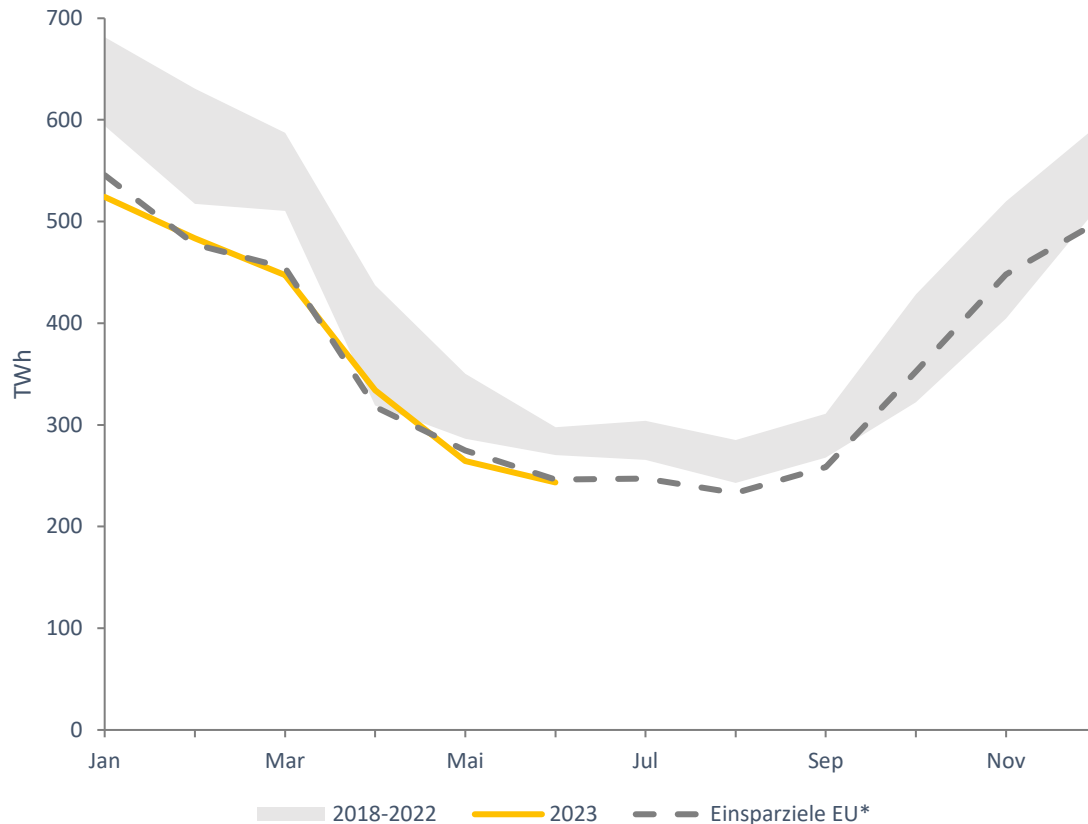
Preisentwicklung der TTF-Spotmarktpreise und aktueller Futures-Preise (Stand: 20. Oktober 2023)



Quelle f. Preise: [EEX](#).

Im Jahr 2023 war ein deutlicher Rückgang der Nachfrage im Vergleich zu den vergangenen Jahren zu verzeichnen.

Aggregierter monatlicher Erdgasverbrauch in der EU und GB¹



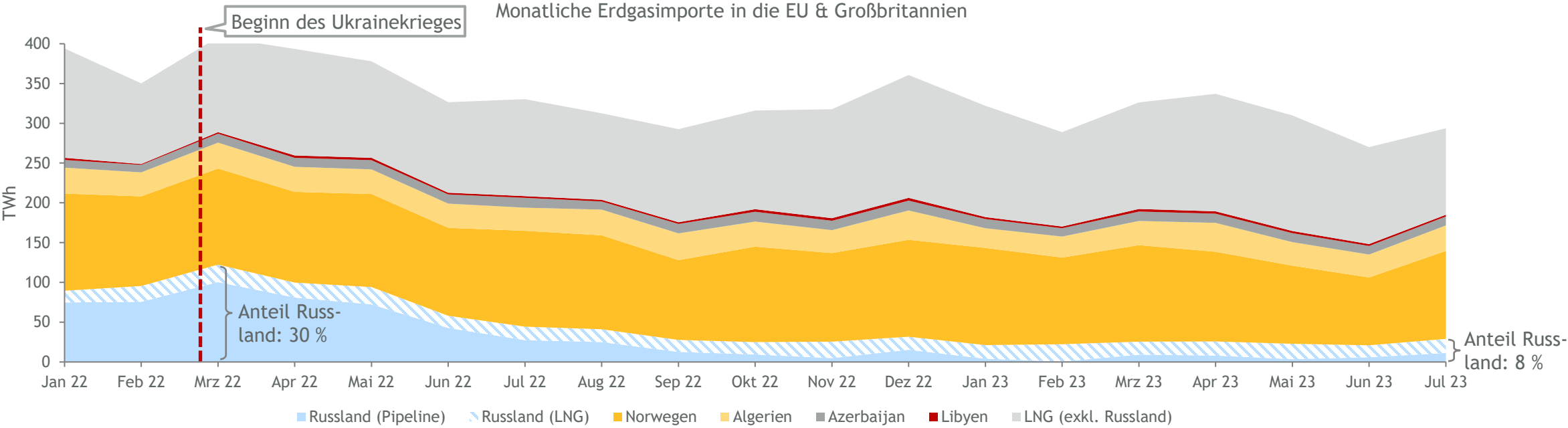
* Vereinfachend ohne Berücksichtigung von Ausnahmeregelungen für einzelne Länder und Branchen.

- Die Nachfrage in 2023 lag bislang deutlich unter der historischen Nachfrage.
- Die im Jahr 2023 beobachtete Nachfrage entwickelte sich bisher entlang des Reduktionsziel der EU von 15 % im Vergleich zu den Jahren 2017 - 2022.
- Bereits im Krisenjahr 2022 erfolgte ein starker Rückgang der Gasnachfrage in der Industrie, vor allem getrieben durch die hohen Großhandelspreise.²
- Zusätzlich wurde im Jahr 2023 (gegenüber 2022) Gas im Stromsektor eingespart, da der Ausbau erneuerbarer Energien stark vorangetrieben wurde und sich die Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke verbessert hat.³

Quellen: ¹ Eurostat (2023), [UK Government](#) (2023), ² [Ruhnau et al.](#) (2023); ³ [IEA](#) (2023a)

LNG-Importe sind für die Gasversorgung der EU und GB durch den Rückgang russischer Lieferungen von wesentlicher Bedeutung.

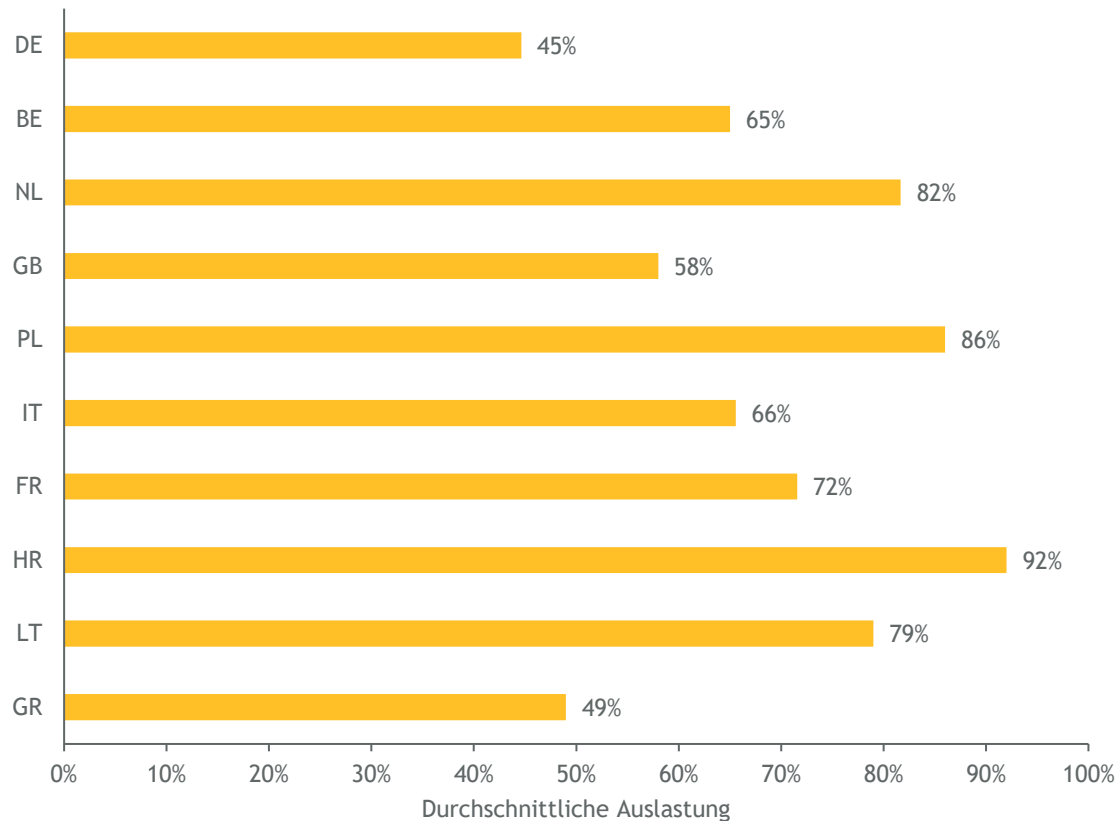
Seit dem Beginn des Ukrainekrieges im Februar 2022 haben sich die Gasimporte aus Russland deutlich verringert. Im Juli 2023 stammten 8 % der europäischen Gasimporte aus Russland, während dieser Anteil im März 2022 noch bei 30 % lag. Ein Lieferstopp der verbleibenden Mengen würde einen höheren Import von Flüssiggas (LNG) voraussetzen. Die Gasimporte wurden in den ersten sieben Monaten des Jahres 2023 zu 49 % durch LNG gedeckt.



Quellen: [ENTSO-G](#) (2023); [Bruegel](#) (2023)

Der Ausbau der europäischen LNG-Importterminals und die bisherige Nachfragereduktion ermöglichen Spielraum für weitere LNG-Importe.

Durchschnittliche Auslastung europäischer LNG-Importterminals vom 1.10.2022-31.08.2023



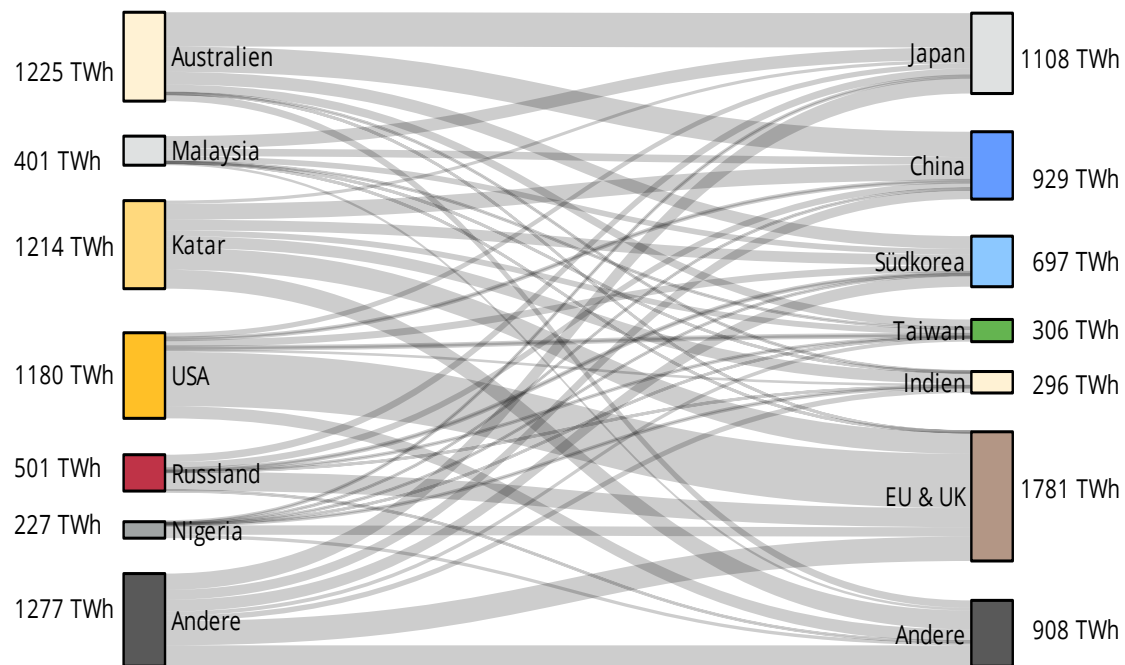
Quelle: [ACER](#) (2023); [IEA](#) (2023b)

- Seit Februar 2022 wurden die europäischen LNG-Importkapazitäten um rund 18 % ausgebaut.¹
- LNG wird meist als flexible Versorgungsquelle genutzt. Hohe Speicherfüllstände und reduzierte Nachfrage begünstigten Importe unterhalb der Kapazitätsgrenze.
- Die durchschnittliche Auslastung der wichtigsten Importterminals lag zwischen Okt. 2022 und Aug. 2023 bei 66 %.
- Zudem kann aufgrund von Engpässen in der nachgelagerten Pipelineinfrastruktur die Situation eintreten, dass Terminals nicht vollständig ausgelastet werden können.
- Die Auslastung hängt auch von den LNG-Preisen auf den globalen Gasmärkten ab. Zur Sicherung der Importe ist eine ausreichende Zahlungsbereitschaft notwendig.

¹ von rund 1.520 TWh/a auf 1.800 TWh/a

Der LNG-Markt ist auf Angebots- und Nachfrageseite auf wenige Exporteure konzentriert. Wichtigster Lieferant für Europa sind die USA.

Handelsflüsse des globalen LNG-Marktes in 2022¹

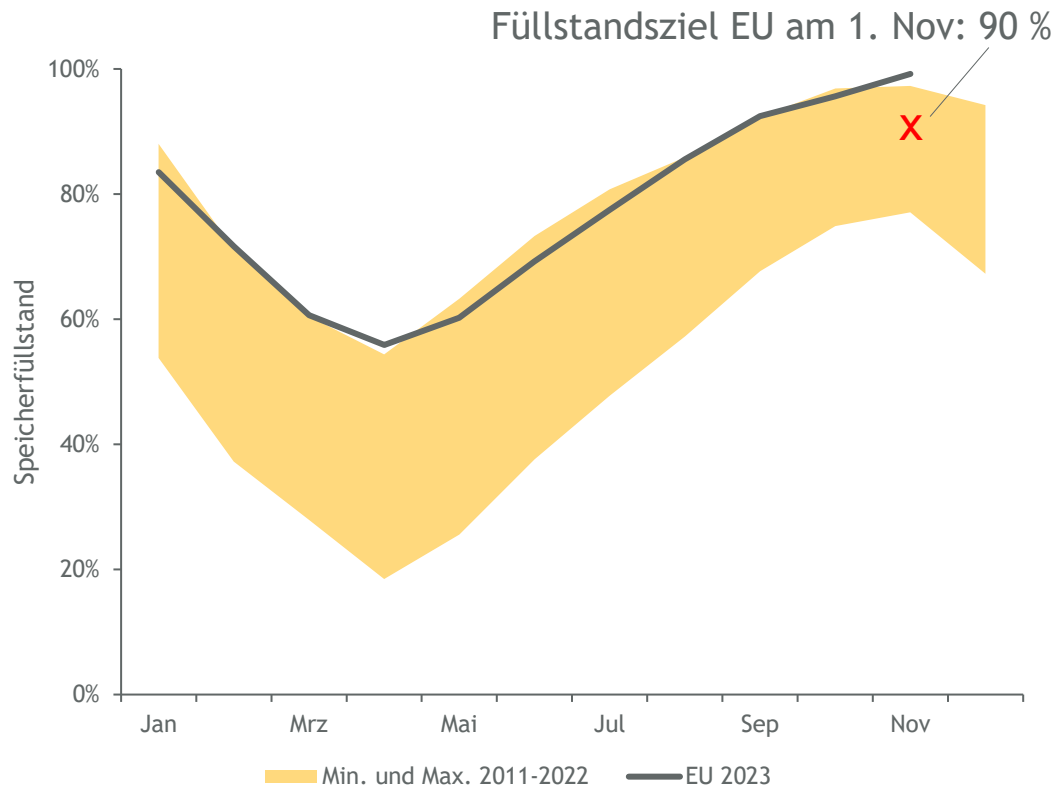


- LNG wird auf einem globalen Markt gehandelt, auf dem Ostasien am meisten LNG importiert, gefolgt von Europa.
- Asiatische Marktverhältnisse können dadurch einen Einfluss auf die Preise in Europa haben.
- Im letzten Winter exportiert Ägypten noch 51 TWh LNG nach Europa und in die Türkei, entsprechend einem Anteil von 5 % an den LNG-Importen in der Region.²
- Durch den Konflikt in Nahost wurden Gasexporte von Israel nach Ägypten nahezu gestoppt. Seitdem exportiert Ägypten kein LNG, da die verbleibende Produktion zur Deckung der inländischen Nachfrage benötigt wird.³

Quellen: ¹ [Rystad Energy](#) (2023, eigene Darstellung); ² [Rystad Energy](#) (2023); ³ [Montel](#) (2023)

Die Speicherfüllstände liegen derzeit auf einem der höchsten beobachteten Füllstände der letzten Jahre.

Aggregierte Speicherfüllstände in der EU



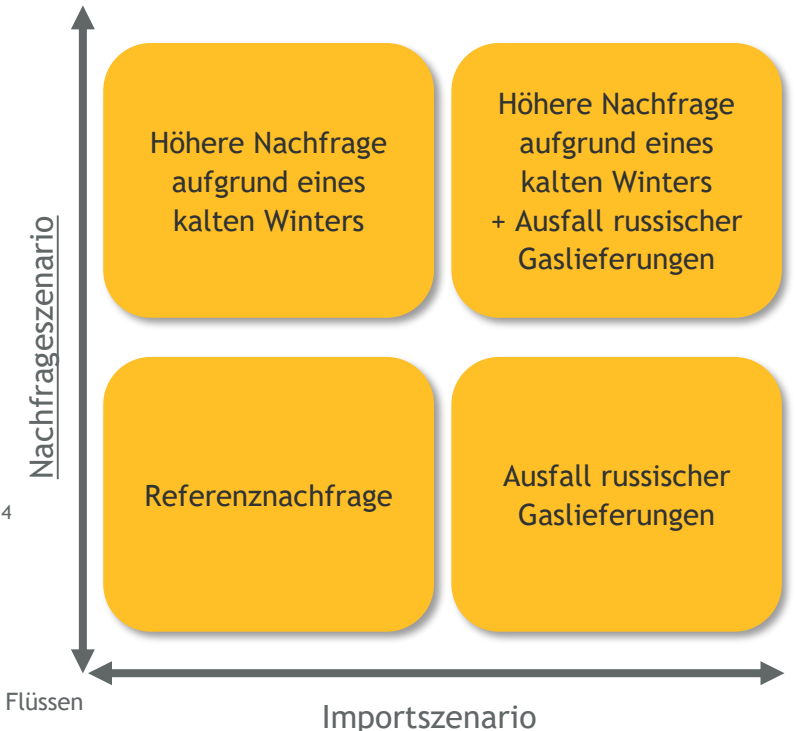
- Anfang November (01.11.2023) waren die europäischen Gasspeicher aggregiert zu 99 % gefüllt, was oberhalb des höchsten beobachteten Wertes der vergangenen Jahre zu diesem Zeitpunkt liegt.
- Nach einer EU-Vorgabe haben alle Mitgliedsstaaten, die über Gasspeicher verfügen, diese auf mindestens 90 % ihrer Kapazität bis zum 1. November 2023 zu befüllen. Dieser Füllstand wurde erreicht.
- Rechnerisch fassen die Speicher zusammengekommen rund ein Drittel der aggregierten europäischen Gasnachfrage eines normalen Winters, die übrige Nachfrage wird über LNG- und Pipelineimporte gedeckt.

Hinweis: Dargestellt ist jeweils der Füllstand am ersten Tag des Monats.

Quelle: [GIE](#).

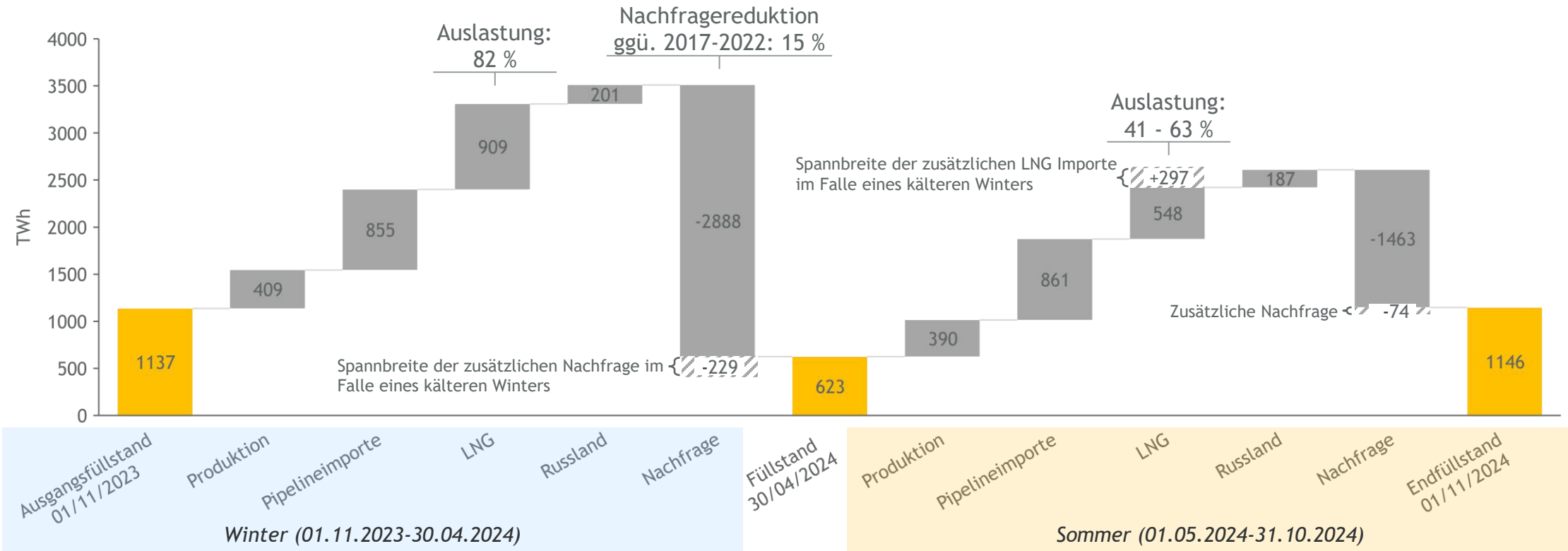
Die folgende Bilanzanalyse bildet wichtige Entwicklungen und Einflussfaktoren des Gasaufkommens und -verbrauchs ab.

- Die nachfolgende Bilanzierung betrachtet Gasaufkommen und -verbrauch für den Zeitraum vom 01.11.2023 bis zum 31.10.2024.
- Die Analyse bezieht sich auf die EU mit Großbritannien, jedoch ohne Spanien, Portugal, Malta und Zypern, da diese Länder nicht oder nur geringfügig an das europäische Gasnetz angeschlossen sind. Sonstige Infrastrukturengpässe sind nicht berücksichtigt.
- Die Nachfrageschätzung (*Referenz*) für den Betrachtungszeitraum basiert auf der historischen Nachfrage¹ von 2017 bis 2022 mit einer Reduktion von 15 % gemäß der EU-Vorgabe. Als weiteres Nachfrageszenario wird ein kalter Winter mit entsprechender Erhöhung der Referenznachfrage unterstellt.²
- Angebotsseitig wird ein Szenario untersucht, in dem Lieferungen aus Russland ab dem 1.11.2023 eingestellt werden und weder über die Importkorridore Ukraine und Türkei noch über LNG erfolgen. Gültig für beide Angebotsszenarien sind folgende Annahmen:
 - FSRU³ in Stade, Wilhelmshaven, Lubmin, Brunsbüttel (Kapazitätserhöhung) (Deutschland) und Alexandroupolis (Griechenland) ab Januar 2024 mit einer Gesamtkapazität von 29 Mrd. m³/a
 - Expansion der Kapazitäten in weiteren EU-Ländern im Frühjahr/ Sommer 2024 mit einer Gesamtkapazität von 22,6 Mrd. m³/a
 - Niedrige Fördererhöhungen ab 2024 in Norwegen & Algerien (+ 4 Mrd. m³)
 - Keine höheren Mengen aus den übrigen Förderländer, da Förder- oder Pipelinekapazitäten ausgeschöpft sind⁴
 - Maximale monatliche Auslastung der LNG-Regasifizierungskapazitäten: 82 %⁵
 - Innereuropäische Produktion nahezu konstant.⁶



¹ Eurostat und GOV.UK; ² basierend auf ENTSOG und eigenen Annahmen; ³ Floating Regasification and Storage Unit; ⁴ basierend auf historischen Flüssen und Rystad Energy (2023); ⁵ eigene Annahme auf Basis maximaler historischer Auslastung; ⁶ basierend auf ENTSOG.

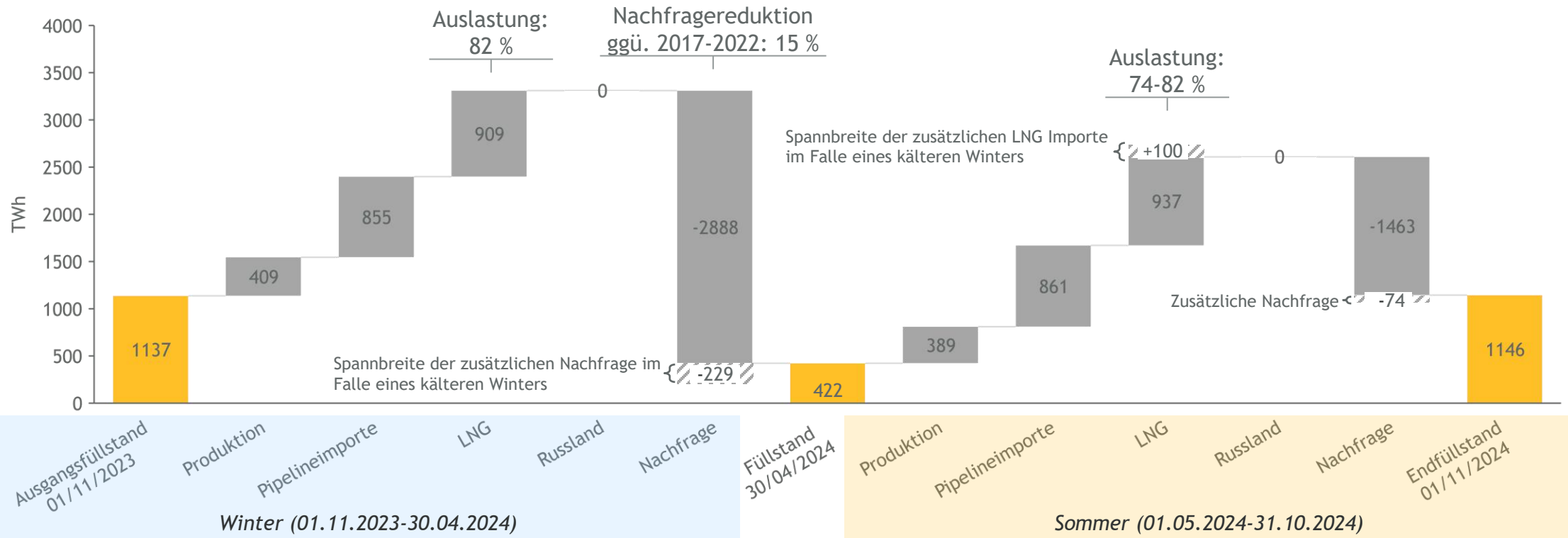
Hohe LNG-Importe gewährleisten die Deckung der Nachfrage und die Wiederbefüllung der Speicher in einem normalen und kalten Winter.



- Im Falle eines normalen Winters und der derzeitigen Liefer-situation sind die Gasmengen in Europa zur Nachfragedeckung bilanziell ausreichend.
- Die Speicher würden auf 44 % entleert werden.
- Im Falle eines kälteren Winters sinkt der Speicherstand auf 24 %.

- In beiden Fällen (normaler und kalter Winter) ist unter derzeitigen Importbedingungen eine Wiederverfüllung der europ. Gasspeicher auf mehr als 90 % möglich.
- Die Auslastung der LNG-Terminal würde durchschnittlich zwischen 41 % (Referenz) und 63 % (kalter Winter) liegen.

Ein Ausfall russischer Lieferungen in Kombination mit einem kalten Winter könnte zu einer kritischen Versorgungssituation führen.

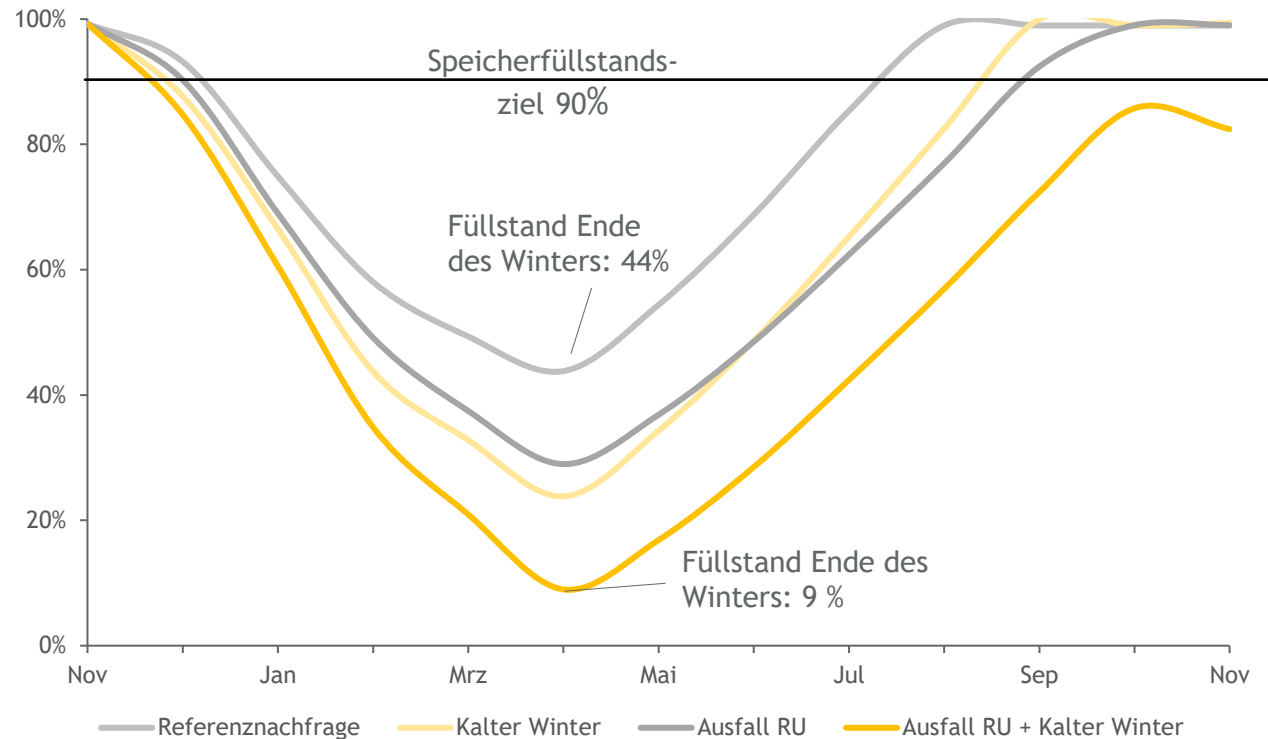


- ➔ Im Fall eines vollständigen Gaslieferungsstopp aus Russland, sinken die Speicherstände in der EU deutlich, jedoch könnte die Nachfrage bilanziell gedeckt werden.
- ➔ Eine Erholung der Speicherstände nach dem Winter erfolgt langsamer als im Fall eines kalten Winters.

- ➔ Im zusätzlichen Fall eines kalten Winters, wird ein Speicherfüllstand von 9 % erreicht.
- ➔ Dies würde weitere Nachfrageeinsparungen erfordern, um die Nachfrage decken zu können und um die Speicher für das darauffolgende Jahr ausreichend zu füllen.

Die Speicher werden in einem Szenario kritisch entleert und können in den übrigen Fällen wieder auf über 90 % befüllt werden.

Abgeleitete Speicherfüllstände in der EU und GB



- Anfang November waren die europäischen Gasspeicher aggregiert zu 99 % gefüllt.
- Das EU-Einspeicherungsziel von 90 % bis zum 1. November 2023 wurde somit erreicht.
- Die unterschiedlichen Szenarien zeigen einen Abfall der Speicherfüllstände bis März 2024.
- In den meisten Szenarien können die Speicher für den darauffolgenden Winter 2024/2025 wieder voll befüllt werden.
- Im Fall „kein weiterer Gasimport aus Russland und kalter Winter“ könnte ein kritischer Speicherfüllstand von 9 % erreicht werden.
- Die Wiederbefüllung der Speicher für den darauffolgenden Winter 2024/2025 ist in diesem Fall ebenfalls kaum zu erreichen.

Hinweis: Dargestellt ist jeweils der Füllstand am ersten Tag des Monats.

Einordnung der Annahmen - Faktoren auf der Angebots- und Nachfrageseite



LNG-Verfügbarkeit auf dem globalen Markt



Die Erhöhung von LNG-Importen ist durch die verfügbare Infrastruktur in einem begrenzten Maße möglich, da die europäischen Importkapazitäten zuletzt nur zu circa 66 % ausgelastet sind. Angespannter ist die Verfügbarkeit von Verflüssigungskapazitäten der Exporteure und die Konkurrenz durch LNG-Importeure außerhalb Europas.¹ Vor allem Nachfragesteigerungen in Asien könnten kurzfristig die Kapazitätserweiterungen auf der Angebotsseite übersteigen. Erst zum Jahr 2026 wird eine Entspannung durch neue LNG-Projekte erwartet.² Ein großer Teil der globalen LNG-Lieferungen wird über Langfristverträge abgewickelt, was die Mengen für kurzfristige Lieferungen nach Europa beschränkt.



Infrastruktur-Engpässe



Die hier angestellte Überschlagsrechnung vernachlässigt innereuropäische Netzengpässe (mit Ausnahme des Engpasses zwischen Spanien und Frankreich). In der Realität ist davon auszugehen, dass bei sehr niedrigen Speicherfüllständen regionale Versorgungslücken auch bei rechnerischer Verfügbarkeit von Gas innerhalb Europas auftreten könnten. Außerdem werden keine Gaslieferungen aus der EU an nicht-EU Länder berücksichtigt.



Nachfrage



Die Variation der Nachfrage im Winter wird maßgeblich durch die Wärmebereitstellung beeinflusst. Sollte der Winter mit einer sehr kalten Witterung einhergehen, kann die Nachfrage im Winter an einzelnen Tagen um bis zu 28 % und über den gesamten Winter gesehen um bis zu 15 % höher liegen.³ Im Falle eines zurückgehenden Gasangebots würden zudem die Preise an den Großhandelsmärkten steigen, was Reaktionen der Nachfrage nach sich ziehen würde, was ebenfalls nicht in der Analyse berücksichtigt ist.

Quelle:¹ [EWI](#) (2023),² [IEA](#) (2023b),³ [ENTSOG](#) (2022)

Fazit: Die Gasversorgungslage für den Winter hat sich verbessert. Sollte der Winter sehr kalt werden, sind erhöhte LNG-Importe nötig.

- Die Gasversorgungslage für den kommenden Winter hat sich durch die Reduktion der Nachfrage, hohe Speicherfüllstände und die Erweiterung von LNG-Importkapazitäten wesentlich verbessert.
- Auch im Falle eines kälteren Winters ist die Deckung der Nachfrage bei sonst unveränderten Gasimporten möglich, die Speicherfüllstände könnten dabei auf bis zu 24 % sinken.
- Sollte ein kälterer Winter mit einem Wegfall russischer Gaslieferungen zusammenfallen, könnten die Speicherfüllstände auf 9 % sinken. Aufgrund von Restriktionen in der Infrastruktur könnte dies bereits zu lokalen Versorgungsengpässen führen.
- Ein weiteres Risiko stellen LNG-Importe dar, da die Verfügbarkeit von LNG für Europa in Konkurrenz mit der Gasnachfrage in anderen Importregionen steht. In einer angespannten Versorgungslage müssten die Gaspreise an den Großhandelsmärkten steigen, um Lieferungen nach Europa anzureizen.
- Ein Ausblick auf das kommende Jahr 2024 verdeutlicht zudem, dass die Wiederbefüllung der Speicher für den Winter 2024/25 in den meisten Szenarien möglich wäre. Bei sehr niedrigem Ausgangsfüllstand Ende April 2024 würde die Wiederbefüllung jedoch eine Herausforderung darstellen.

- ACER (2023): [European gas market trends and price drivers 2023 Market Monitoring Report](#).
- Bruegel (2023): [European natural gas imports](#).
- EEX (2023): [Spot market data](#) (kostenpflichtiger Datenzugriff).
- ENTSOG (2022): [Yearly Outlook 2022-2023](#).
- ENTSOG (2023a): [European Gas Flow Dashboard](#).
- ENTSOG (2023b): [Winter Supply Outlook 2023/24](#).
- Eurostat (2023): [Energy statistics](#).
- EWI (2023): [Analyse der globalen Gasmärkte 2035](#).
- Gas Infrastructure Europe (2023): [Storage Data](#).
- IEA (2022): [A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas](#).
- IEA (2023a): [Medium-Term Gas Report 2023](#).
- IEA (2023b): [Gas Trade Flows](#).
- Montel (2023): [Egypt may stop LNG exports, tightening EU supply](#).
- UK-Government, Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2022): [Natural Gas Supply and Consumption](#).
- Ruhnau, O. Stiewe, C., Mussel, J. und Hirth, L. (2023): [Natural gas savings in Germany during the 2022 energy crisis](#). Nature Energy (8), 621-628.
- Rystad Energy (2023): [GasMarketCube](#) (kostenpflichtiger Datenzugriff).

KONTAKT

David Schlund

david.schlund@ewi.uni-koeln.de

+49 (0)221 650 745 43

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt.

Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 35 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE).

Hinsichtlich der in diesem Dokument gegebenen Informationen ist Vertraulichkeit zu bewahren. Dieses Dokument darf nicht ohne vorherige Zustimmung durch die Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH Dritten zugänglich gemacht werden.

Die Haftung für Folgeschäden ist ausgeschlossen. Dies betrifft auch und insbesondere Schäden oder entgangene Gewinne, die dem Partner infolge der Verwendung der in diesem Dokument gegebenen Informationen entstehen.