

Heuck, Lukas; Kreysel, Mark-Alexander; Schiffer, Hans-Wilhelm

Article

Geopolitik und die Erdgasversorgung Europas: Ein Blick auf die Folgewirkungen für den Gas- und Strommarkt in Deutschland

ifo Schnelldienst

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Heuck, Lukas; Kreysel, Mark-Alexander; Schiffer, Hans-Wilhelm (2025) : Geopolitik und die Erdgasversorgung Europas: Ein Blick auf die Folgewirkungen für den Gas- und Strommarkt in Deutschland, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 78, Iss. 11, pp. 66-76

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/333696>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Branchen und Sektoren

Geopolitik und die Erdgasversorgung Europas

Ein Blick auf die Folgewirkungen für den Gas- und Strommarkt in Deutschland

Lukas Heuck, Mark-Alexander Kreysel und Hans-Wilhelm Schiffer*

In Kürze

Die Verwerfungen in der Folge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine stellten, weit über die Europäische Union hinaus, eine Zäsur für die Energiemärkte dar. Sicher geglaubte Strukturen und Lieferbeziehungen offenbarten abrupt über lange Zeit entstandene Abhängigkeitsverhältnisse und die Illusion einer Versorgungssicherheit, die bereits seit dem russisch-ukrainischen Konflikt des Jahres 2014 eine der drängenden Aufgaben europäischer Energie- und Ressourcenpolitik darstellten und gleichwohl vernachlässigt worden waren. Mit der Gewissheit, dass es kein Zurück in die Abhängigkeit von russischen Energieimporten geben sollte, wurde die Diversifikation der europäischen Erdgasversorgung zu einer zentralen Gemeinschaftsaufgabe der EU 27, die sich auf eine Reihe von Sanktionspaketen gegen Russland verständigt hatte. Auch die Strommärkte waren erheblich betroffen. Dies hat sich an den extremen Preisausschlägen auf dem Stromgroßhandelsmarkt gezeigt, die das Ergebnis der angespannten Situation auf dem Erdgasmarkt waren. Angesichts der in Deutschland bis Ende 2038 geregelten Beendigung der Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung und der bereits 2023 vollständig stillgelegten Kernkraftwerke kommt Erdgaskraftwerken künftig die entscheidende Rolle bei der Deckung der Residuallast zu, also der Last, die aufgrund der volatilen Erzeugung der Anlagen auf Basis Wind und Sonne nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann.

* Lukas Heuck, e.on Energy Markets GmbH; Mark-Alexander Kreysel, RWTH Aachen; Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWTH Aachen. Die Autoren sind nicht im Auftrag des ifo Instituts tätig.

Lieferströme von Erdgas nach Europa

Im Jahr 2021, dem letzten Jahr vor der russischen Invasion in die Ukraine, belief sich der Erdgasverbrauch der Europäischen Union (EU) auf 421 Mrd. m³ (24% des europäischen Gesamtenergieverbrauchs; European Council 2025). 2021 wurden insgesamt 334,3 Mrd. m³ Erdgas in die EU 27 eingeführt, rd. 45% stammten aus russischen Erdgaslieferungen (vgl. Abb. 1).

Mit 332 Mrd. m³ war der Erdgasverbrauch der EU 2024 21% niedriger als 2021. Die Erdgasimporte sind seit 2021 um 18% auf 272,9 Mrd. m³ im Jahr 2024 gesunken. Die Lieferungen aus Russland machten noch 18,9% der gesamten EU-Gasimporte aus. Der gegenüber 2021 verzeichnete Rückgang wurde vor allem durch einen starken Anstieg der LNG-Importe aus den USA ermöglicht. Fast 45% der gesamten LNG-Lieferungen in die EU stammten 2024 aus den USA (Strategic Insights o.D.).

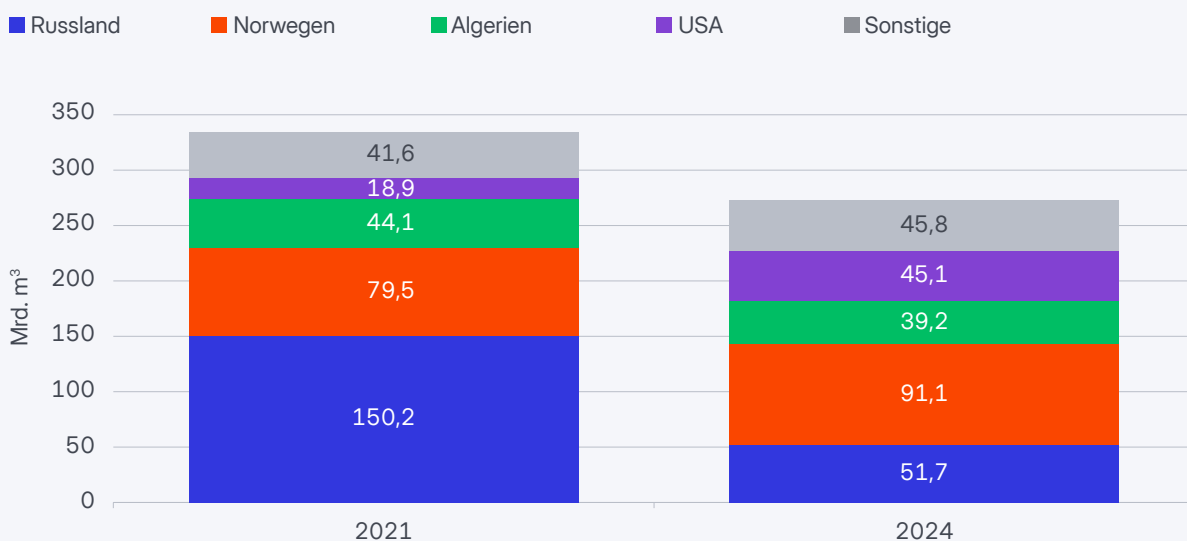
Abbildung 2 zeigt die wichtigsten LNG-Importrouten der EU sowie die Standorte der relevanten Terminal-Infrastruktur; unterschieden werden LNG-Terminals im Regelbetrieb, im Bau und in Planung. Den zentralen Teil der LNG-Infrastruktur bilden 33 im Regelbetrieb befindliche große LNG-Terminals mit einer jährlichen Regasifizierungskapazität von jeweils über 0,7 Mrd. m³ (GIE 2025; GEM 2024). Die jährliche Gesamtregasifizierungskapazität aller groß-

maßstäblichen Terminalanlagen der EU 27 im Regelbetrieb liegt bei 215 Mrd. m³; hiervon entfallen 153 Mrd. m³ (71%) auf stationäre Einrichtungen an Land und 62 Mrd. m³ (29%) auf FSRU (*Floating Storage Regasification Units*) (GIE 2024). Weitere 22 Mrd. m³ befinden sich im Bau und 78 Mrd. m³ in Planung. Europaweit kommen weitere 100 Mrd. m³ an aktiver Regasifizierungskapazität sowie 5 Mrd. m³ im Bau hinzu. Zu den EU-Mitgliedstaaten mit den größten aktiven Regasifizierungskapazitäten zählen Spanien (67 Mrd. m³), Frankreich (40 Mrd. m³), Italien (21 Mrd. m³), die Niederlande (20 Mrd. m³), Belgien (15 Mrd. m³) und Deutschland (14 Mrd. m³). Mit zusätzlichen 11 Mrd. m³ im Bau und weiteren 19 Mrd. m³ in Planung führt Deutschland allerdings die Rangliste der projekteerten Regasifizierungskapazitäten in Europa an.

Zentrale Tankerrouten für die LNG-Versorgung Europas stellen die Schifffahrtsrouten durch Nord- und Ostsee aus Norwegen und Russland, mit Atlantikquerung aus den Vereinigten Staaten und Trinidad und Tobago, entlang der afrikanischen Küste aus Angola, Äquatorialguinea und Nigeria sowie durch das Mittelmeer aus Algerien, Ägypten, Katar, Oman, Singapur und den Vereinigten Arabischen Emiraten dar. LNG-Lieferungen aus Katar, Oman, Singapur und den Vereinigten Arabischen Emiraten müssen weiterhin den Suezkanal und die Straße von Hormus passieren und liegen daher in den Einflussphären geopolitischer Spannungen.

Abb. 1

Vergleich der Erdgasimporte in die EU 27 für die Jahre 2021 und 2024

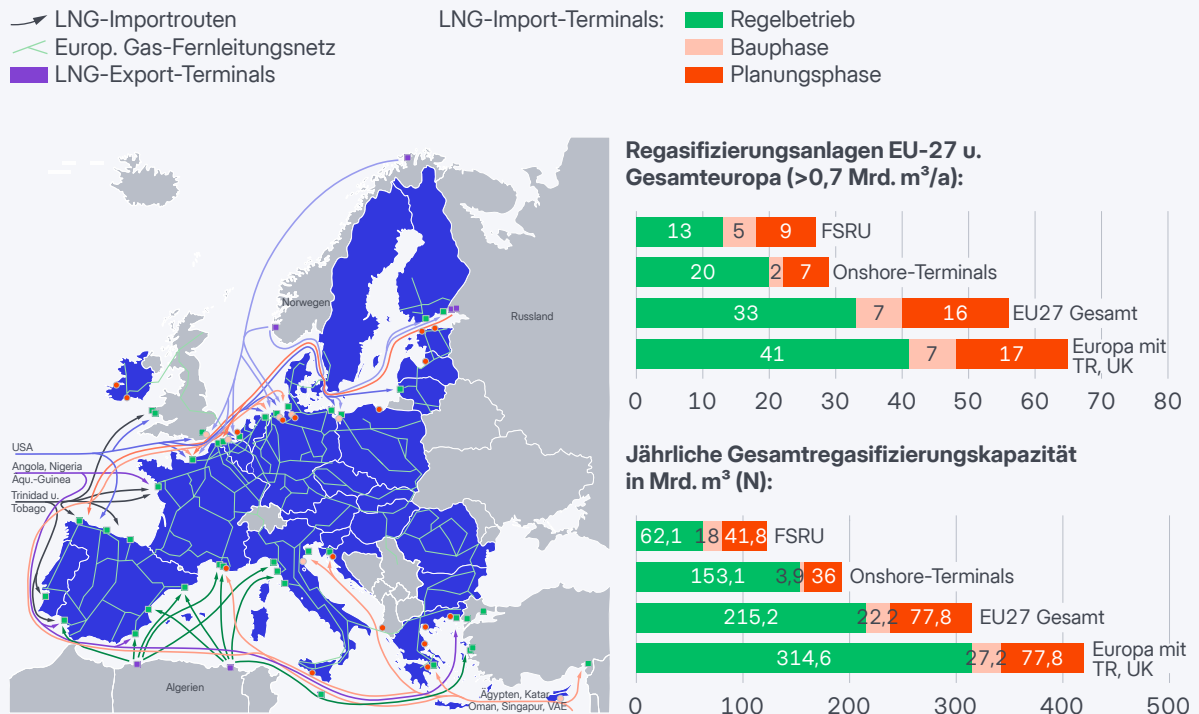


Quelle: Europäische Kommission; ENTSO-G; LSEG; Darstellung der Autoren.

© ifo Institut

Abb. 2

Europäische LNG-Infrastruktur und Importrouten 2025



Quelle: BDEW; ECFR; Eurogas, GIE; GEM Project; Rystad Energy; Darstellung der Autoren.

© ifo Institut

Grundsätzlich kann auf dem Weltmarkt für Erdgas zwischen Nettoexportregionen und Nettoimportregionen unterschieden werden. Zu den Nettoexportregionen zählen Afrika, Australien, der Mittlere Osten, Nordamerika und Russland. Auf der Abnehmerseite dominieren die Nettoimportregionen Asien und Europa als hochgradig importabhängige Region (Rystad Energy 2023).

Abbildung 3 stellt eine regionalmaßstäbliche Betrachtung der pipelinegebundenen Erdgasversorgung Europas, der Grenzübergangspunkte in das europäische Verbundnetz sowie bedeutende Erdgasvorkommen der zentralen Lieferländer dar. Differenziert werden fünf zentrale Lieferregionen: Russland und Türkei, Nordsee I (Norwegen), Nordsee II (Vereinigtes Königreich), Nordafrika (Algerien und Libyen) und Kaspischer Korridor (Aserbaidschan) (European Commission 2024).

Das Erdgas aus den großen norwegischen Gasfeldern Frigg, Heimdal, Sleipner und Troll wird via Europipe I (13 Mrd. m³) und Europipe II (21 Mrd. m³) über den Grenzübergangspunkt Dornum in Deutschland in die EU

gebracht. Für die Erdgasströme aus dem Vereinigten Königreich ist anzumerken, dass die beiden Pipelines Balg-zand Bacton Line (BBL; 19 Mrd. m³) und Interconnector (25,5 Mrd. m³), die die britische Insel mit den Niederlanden verbinden, bidirektional genutzt werden können. Es sind also Gasströme von und in das europäische Festland möglich. Die Lieferströme aus Nordafrika gliedern sich in Erdgaslieferungen aus Algerien und Libyen auf. Algerisches Erdgas aus den Gasfeldern von Hassi R'Mel und Haoud El Hamara erreicht die Grenzübergangspunkte nach Spanien über die Maghreb-Europe (12 Mrd. m³) und die Medgaz Pipeline (10,7 Mrd. m³), während libysches Erdgas von den Gasfeldern Bahr Essalam und Wafa über die Greenstream Pipeline (11 Mrd. m³) nach Italien gelangt (GIE 2024).

Die wichtigsten Erdgasfelder Aserbaidschans sind Shah Deniz und Umid, die über die South Caucasus Pipeline (24 Mrd. m³) und Trans-Anatolian Gas Pipeline (TANAP; 24 Mrd. m³) an die EU angebunden sind, die Grenzübergangspunkte in das europäische Verbundgasnetz liegen an der türkisch-griechischen und türkisch-bulgarischen Grenze (GIE 2024). Das potenzielle Liefervolumen Aser-

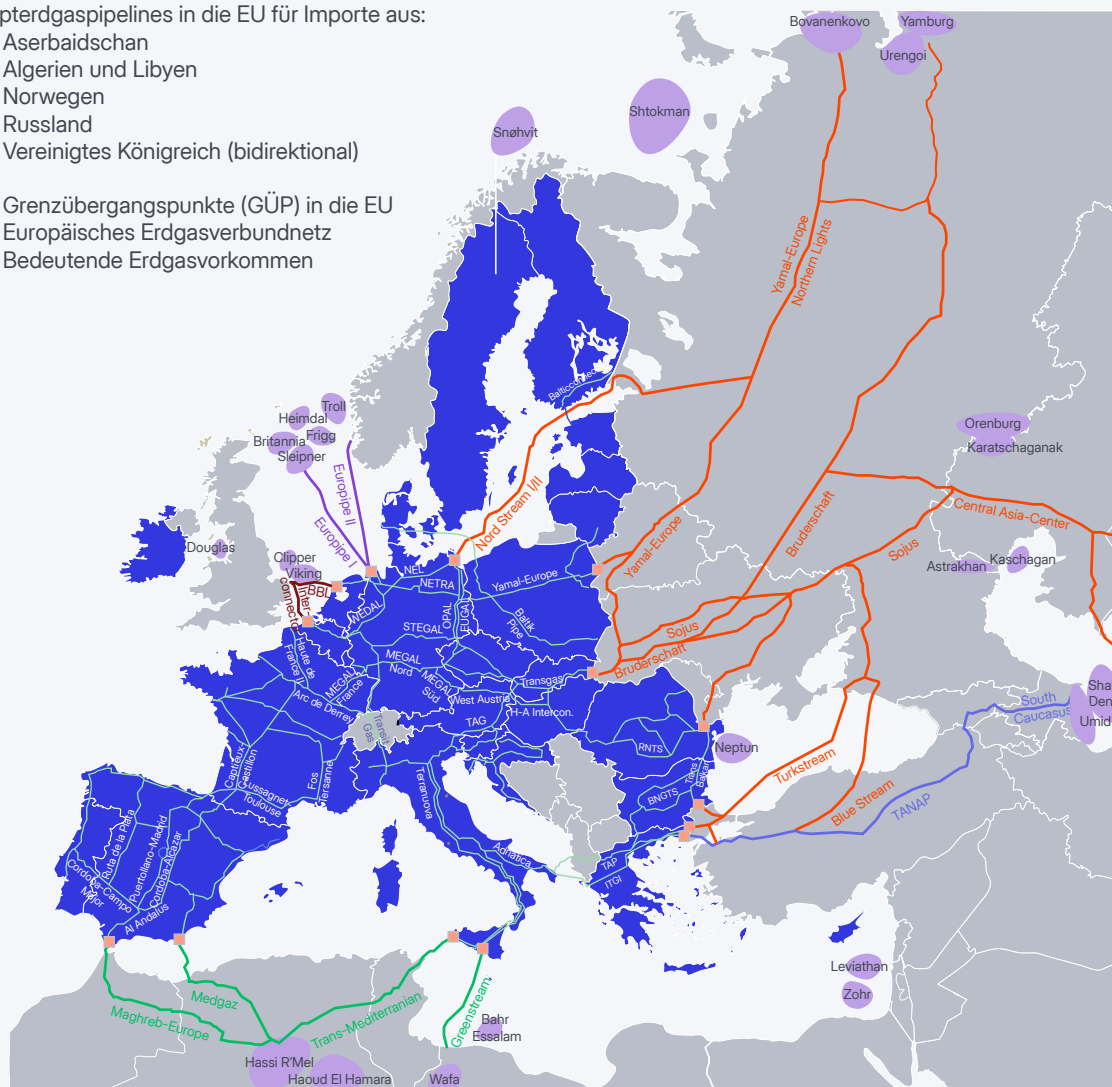
Abb. 3

Pipelineinfrastruktur und Erdgaslieferströme in die EU 27

Haupterdgaspipelines in die EU für Importe aus:

- Aserbaidshans
- Algerien und Libyen
- Norwegen
- Russland
- Vereinigtes Königreich (bidirektional)

- Grenzübergangspunkte (GÜP) in die EU
- Europäisches Erdgasverbundnetz
- Bedeutende Erdgasvorkommen



Quelle: BDEW; GEM Project; GIE; IFRI; Darstellung der Autoren.

© ifo Institut

baidshans ist durch die Kapazitäten der Pipelineanbindung begrenzt, bis 2026 ist eine Erweiterung der TANAP-Kapazität auf 31 Mrd. m³ geplant (GEM 2024). Die verbliebenen russischen Erdgasströme erreichen die EU 27 über die Pipelines Turkstream (31,5 Mrd. m³) und Bluestream (16 Mrd. m³) (Rystad Energy 2023). Zu den wichtigsten russischen Fördergebieten für die europäische Erdgasversorgung gehörten das Bovanenkovo-Gasfeld, via Yamal-Europe und Northern Lights, die Gasfelder von Urengoi und Yamburg via Bruderschaft und Sojus sowie Orenburg via Sojus.

Neue Abhängigkeiten vs. Diversifikation

Die Energieziele der EU-Mitgliedstaaten sehen bis 2027 die Erlangung einer vollständigen Unabhängigkeit von russischem Erdgas vor, zeitgleich soll die Einfuhr von Erdöl und Kernbrennstoffen eingestellt werden. Eine zentrale Säule zur Erfüllung dieser Vorgabe ist die massive Ausweitung von LNG-Importen und vor allem der Abnahme von LNG aus den USA. Die am 27. Juli 2025 in Prestwick (Schottland) erzielte Einigung im jüngsten Zoll- und Handelskonflikt zwischen der EU und den USA beinhal-

tet Zusagen über den Kauf von US-Energie im Wert von 750 Mrd. US-Dollar in einem Zeitraum bis 2028 (European Commission 2025). Das Fact Sheet des Weißen Hauses zu den Eckpunkten der getroffenen Vereinbarung konstatiert, das Abkommen würde die Dominanz der Vereinigten Staaten im Energiebereich stärken, die Abhängigkeit Europas von feindlichen Quellen verringern und das US-Handelsdefizit mit der EU verringern (The White House 2025). EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen hob dagegen in einem Kommuniqué zur Beilegung des Streits die Ausweitung der Energie-Kooperation hervor (European Commission 2025). Die EU würde durch Käufe von Energieerzeugnissen aus den USA ihre Versorgungsquellen diversifizieren und so zur Sicherheit der Energieversorgung in Europa beitragen, Erdgas und Öl aus Russland würden durch signifikante Käufe von LNG, Öl und Kernbrennstoffen aus den USA ersetzt.

Im Jahr 2024 belief sich der Gesamthandelswert der in die EU eingeführten Mengen an Erdöl, Erdgas und Kohle auf 375,3 Mrd. Euro (vgl. Abb. 4). Auf die USA entfielen davon etwa 65 Mrd. Euro (75,9 Mrd. US-Dollar) bzw. 17,3%. An den Öleinfuhren waren die USA mit einem Einfuhrwert von 42 Mrd. Euro (16,1%) beteiligt, während US-Flüssigerdgas mit einem Anteil von 45,3% die USA zum mit Abstand größten Lieferanten der EU machte. Der Einfuhrwert des US-amerikanischen LNG entsprach knapp 19 Mrd. Euro. Auch bei der Steinkohle waren Einfuhren aus den USA mit rund einem Drittel am Gesamtimportvolumen der EU beteiligt; dies entspricht einem Handelswert von 4 Mrd. Euro für 2024. Selbst unter der Annahme, dass die EU ihre verbliebenen Erdgaslieferungen aus Russland vollständig durch Bezüge aus den Vereinigten Staaten ersetzt, bleibt die Diskrepanz zwischen Anspruch und Wirklichkeit gewaltig. Im Jahr 2024 entfielen 17% des gesamten Handelswerts der Erdgasimporte in die EU auf russische Lieferungen von Pipelinegas und LNG (17,1 Mrd. Euro oder 20 Mrd. US-Dollar). Da jedoch weder ein nachhaltiger Zuwachs der Energieeinfuhren der EU noch ein signifikanter Anstieg der Energiepreise auf den internationalen Märkten absehbar sind, müsste der Beitrag der USA zu den gesamten Energieimporten der EU von 17% im Jahr 2024 auf mehr als 50% im Durchschnitt der Jahre 2026 bis 2028 ansteigen, um dem Ambitionsniveau gemäß Abkommen gerecht zu werden. Dies gilt auch dann, wenn man die Kernbrennstoffe, die in den genannten Zahlen nicht enthalten sind, zusätzlich berücksichtigt.

Eine derartig tiefgreifende Verlagerung der Bezugsquellen innerhalb einer so kurzen Zeit ist nicht plausibel, zumal davon auszugehen ist, dass die für die Versorgung der Märkte zuständigen Unternehmen ihre Lieferbeziehungen für die infrage stehende Zeit bereits (teilweise) vertrag-

lich geregelt haben. Hinzu kommt ein weiterer Faktor. Zu einer marktwirtschaftlichen Ordnung passt es nicht, den Marktakteuren Vorgaben zu machen, wie sie ihre Lieferbeziehungen zu gestalten haben. In einer nachgelieferten Erklärung interpretiert die EU-Kommission die Zahl von 750 Mrd. US-Dollar so, dass darin auch Energieinvestitionen deutscher Unternehmen in den USA mit enthalten seien. Das Fact Sheet des Weißen Hauses bietet allerdings keinen Spielraum für diese Auslegung. Hier wird klar unterschieden zwischen den Punkten EU-Investments in den USA und Energiebezügen aus den USA. Die Kernelemente der US-EU-Vereinbarung beinhalten zum einen ein Investitionsvolumen von 600 Mrd. US-Dollar, das zusätzlich zu den bestehenden Investitionen europäischer Unternehmen in den USA, noch während der Präsidentschaft von Donald Trump, erbracht werden soll. Des Weiteren soll US-Energie im Wert von 750 Mrd. US-Dollar bis 2028 durch die Mitgliedstaaten der EU bezogen werden.

Fraglich ist zudem, ob die USA grundsätzlich in der Lage wären, zusätzliche Energiemengen für den Export in einem Volumen bereitzustellen, das notwendig wäre, um den Einfuhrwert der EU-Energieimporte aus den USA bis 2028 auf die genannten 750 Mrd. US-Dollar zu steigern.

Aus deutscher Sicht haben die Erdgaslieferungen aus den USA nach Deutschland seit der Einstellung der russischen Pipelinelieferungen im September 2022 erheblich an Bedeutung gewonnen. So stiegen die USA seit 2023 zum jeweils zweitwichtigsten Herkunftsland, sowohl für die Importe an Erdgas als auch an Rohöl und Steinkohle, auf – bei Rohöl und Erdgas hinter Norwegen und bei Steinkohle hinter Australien.

Wende nach Osten? – Neue Energiemärkte für russisches Erdgas

Die *Wende nach Osten* oder *Pivot to the East* ist eine, seit ihrer Bekanntgabe durch Wladimir Putin 2012 propagierte, außenpolitische Strategie Russlands, die darauf abzielt, die wirtschaftlichen, politischen und militärischen Beziehungen und Kooperationen mit Asien zu stärken. Seit dem russischen Überfall auf die Ukraine 2022 und den daraus resultierenden Sanktionen des Westens wird diese Strategie umgesetzt, um die internationalen Partnerschaften Russlands zu diversifizieren und seine Abhängigkeit von westlichen Ländern, insbesondere bei Energieexporten, zu verringern.

Neben den Bemühungen der europäischen Staaten um eine Ausphasung russischer Lieferungen aus der europäischen Erdgasversorgung ist die aufgezeigte Entwicklung zu wesentlichen Teilen auf den Einsatz von Erdgasliefer-

Abb. 4

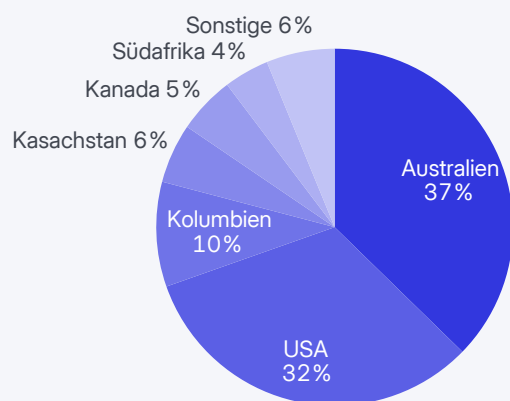
Energieimporte der EU 27 nach Herkunftsländern 2024

Anteile in % gemessen am Handelswert

Kohle

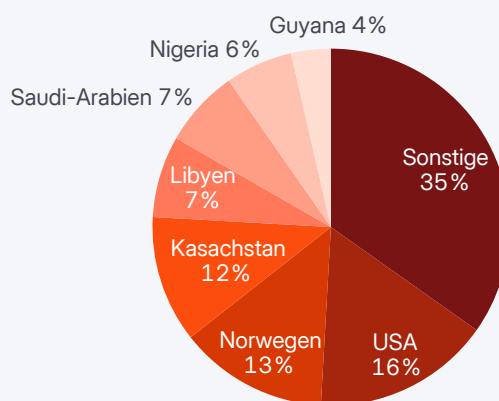
63,2 Mio. Tonnen

12,1 Mrd. Euro

**Öl**

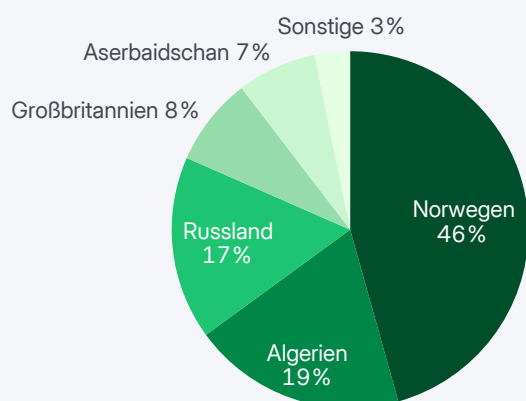
453,2 Mio. Tonnen

261,9 Mrd. Euro

**Pipeline-Erdgas**

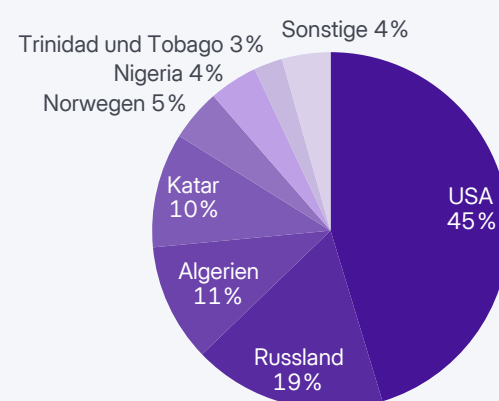
112,3 Mio. Tonnen

59,9 Mrd. Euro

**LNG**

80,5 Mio. Tonnen

41,4 Mrd. Euro



Quelle: Eurostat; Schiffer (2025).

© ifo Institut

stopps als Instrument russischer Außenpolitik im Sinne eines Druckmittels auf die EU zu werten. Allein das Schließen der Exportrouten über die Pipelines Nord Stream und Yamal bedeuteten einen Volumenausfall von jährlich 91 Mrd. m³. Viele der Einfuhrverträge zwischen europäischen Energiekonzernen und der russischen Gazprom wurden nach dem Lieferausfall terminiert. So kündigte die österreichische OMV ihren ursprünglich bis 2040 laufenden Kontrakt im Dezember 2024, die tschechische ČEZ, RWE und Uniper aus Deutschland sowie die italienische ENI haben Klagen gegen Gazprom wegen Nichtlieferung

oder Vertragsverletzung eingereicht, gleichzeitig halten jedoch noch einige Versorger ihre langfristigen Verträge mit Take-or-Pay-Klauseln, die sie zum Kauf russischen Gases zwingen, um Strafen zu vermeiden (Keliauskaitė 2025).

Wettbewerbssituation im europäischen Markt

Nach den extremen Preisspitzen des Jahres 2022 durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine hat sich das Spotmarktpreisniveau für Erdgas in Deutschland seit 2024 in einer Bandbreite von etwa 30 bis 50 ct/kWh

stabilisiert. Diese Werte liegen deutlich unterhalb der Krisenpreise aus dem Jahr 2022, jedoch weiterhin oberhalb des langfristigen Vorkrisenniveaus, was auf nach wie vor angespannte Marktbedingungen hinweist. Das gehobene Preisniveau wird von einer hohen Volatilität begleitet. Hauptursachen sind geopolitische Unsicherheiten und die damit verbundenen Risiken hinsichtlich der Verfügbarkeit von benötigten LNG-Mengen. Dazu zählen beispielsweise der anhaltende Krieg in der Ukraine, Konfliktfelder im Nahen Osten und damit verbundene mögliche temporäre Engpässe in der LNG-Logistik sowie die Zollpolitik der US-Regierung. Zusätzlich führten auch europäische Speicherbefüllungsvorgaben Ende 2024 zu ungewöhnlichen Preisformationen für das Kalenderjahr 2025.

Im Stromsektor führte das angehobene Gaspreisniveau in den ersten beiden Quartalen 2025 oft zu bevorzugtem Einsatz von Braun- und Steinkohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken, da die *Clean Spark Spreads* (CSS) sowohl für Base- als auch für Peakprodukte vielfach unterhalb der *Clean Dark Spreads* (CDS) lagen. Am Terminmarkt befindet sich die Forwardpreiskurve der TTF-Jahreskontrakte weiterhin in Backwardation (vgl. Abb. 5; EEX 2025).

LNG-Wettbewerb

Seit dem Ausfall großer Teile der Pipelineimporte aus Russland sind – neben Lieferungen aus Norwegen – LNG-

Importe aus außereuropäischen Ländern die zentrale Bezugsquelle für Europa geworden (European Council 2025). Europa und insbesondere Deutschland stehen hierbei in direktem Wettbewerb mit asiatischen Abnehmern, insbesondere in den Regionen Japan, Südkorea und China (JKC-Region).

Die Preisrelation zwischen dem nordwesteuropäischen Markt (NWE) und dem asiatischen Spotmarkt (JKC) entscheidet darüber, welcher Markt als „Premiummarkt“ fungiert und damit LNG-Lieferungen (Cargos) anzieht. In Phasen hoher asiatischer Nachfrage (z.B. kalte Winter oder heiße Sommer) kann dies zu einer Angebotsverknappung in Europa führen.

Der größte LNG-Lieferant Europas sind derzeit die USA (Eurostat 2025). Der technische Zustand und die Auslastung zentraler Exportterminals wie beispielsweise Sabine Pass, Corpus Christi, Freeport und Cameron nehmen direkten Einfluss auf die kurzfristige Preisvolatilität. Auch Störungen in wichtigen Schifffahrtsrouten wie dem Panama- oder Suezkanal wirken sich spürbar auf die Lieferströme aus. Die derzeitige sicherheitspolitische Lage im Nahen Osten, einschließlich des Konflikts zwischen Israel und Iran, sowie der Angriffe der Huthi-Rebellen auf Handelsschiffe im Roten Meer erhöhen das Risiko für Versorgungsunterbrechungen und Transportkostensteigerungen.

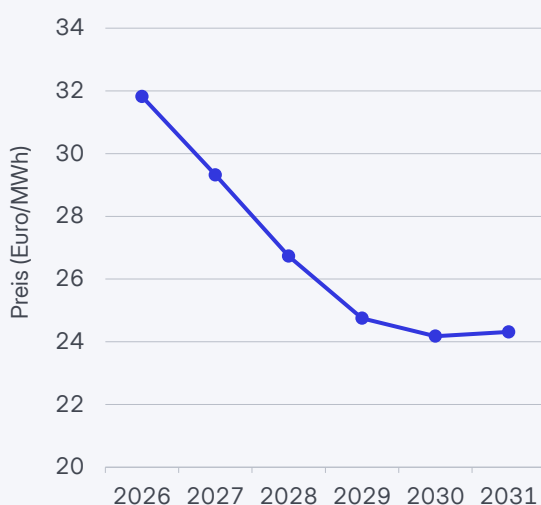
Speicherfüllstände und Sommer-Winter-Spreads

Die Speicherpolitik der EU ist ein wesentlicher Faktor für die Versorgungssicherheit und die Preisbildung. Maßgeblich für wirtschaftlich sinnvolle Einspeicherung ist, dass der Sommer-Winter-Spread (Differenz zwischen Preisen für Sommer- und Winterlieferungen) die Ein- und Ausspeicherkosten übersteigt. Liegt der Sommer-Winter-Spread unterhalb der Ein- und Ausspeicherkosten oder wird gar negativ, würden die Speicherbetreiber bei einer Ausspeicherung im Winter Verluste erzielen. Die europäische Vorgabe, Speicher bis zum 1. November zu mindestens 90 % zu füllen, führte dazu, dass ab ca. Oktober 2024 negative Sommer-Winter-Spreads auftraten, also höhere Preise für Lieferungen im Sommer als im Winter, da bei Nichterfüllung eine Zwangseinspeicherung drohte. Mit der Lockerung der Mindestfüllvorgabe auf 75 % innerhalb eines variablen Befüllungsfensters stellte sich wieder ein positiver Sommer-Winter-Spread für 2025 ein (z.B. Q2 2025 vs. Q1 2026; EEX 2025).

Kurzfristige Einschränkungen bei Gastransportrouten, wie etwa durch Wartungsarbeiten oder geopolitische Ereignisse, können sich ebenfalls negativ auf die Höhe des

Abb. 5

Forwardpreiskurve Jahreskontrakte TTF am 1. September 2025



Quelle: EEX.

© ifo Institut

Spreads auswirken. Für den Winter 2026/2027 liegen die Spreads im TTF-Markt derzeit knapp im positiven Bereich (um etwa 1 Euro/MWh), während sie am langen Ende der Forwardpreiskurve deutlicher positiv sind (EEX 2025).

Ausblick Winter 2025/2026

Trotz der genannten geopolitischen und marktseitigen Risiken deuten die derzeitigen Speicherfüllstände, die LNG-Importmöglichkeiten sowie die stabile Versorgung aus Norwegen darauf hin, dass Europa den Winter 2025/2026 ausreichend gut versorgt sein wird. Entscheidend bleiben jedoch der Verlauf der geopolitischen Konflikte, die Witterung sowie das asiatische Nachfrageverhalten.

Langfristig wird die geplante Einführung eines vollständigen EU-Embargos auf russische Erdgasimporte zu weiteren strukturellen Anpassungen in den Lieferketten führen. Die Frage, inwieweit Russland die ausfallenden Exportmengen in die EU vollständig in andere Märkte umleiten kann, wird einen wesentlichen Einfluss auf die globale Preisbildung haben.

Perspektiven der Erdgasnachfrage in der EU und in Deutschland

Nach Einschätzung der Internationalen Energieagentur (IEA) wird sich der Erdgasverbrauch der EU gemäß dem modellierten *Stated Policy Scenario* zwischen 2024 und 2035 infolge des Inkrafttretens der angekündigten politischen Maßnahmen um 22 % vermindern (IEA 2025). Damit verbunden wäre eine Reduktion der Gasimporte in die EU. Die EU-Importe an LNG steigen unter Berücksichtigung dieser Annahme um 32 % im Vergleich zum Stand des Jahres 2024 auf 145 Mrd. m³ im Jahr 2035. Damit werden der fortgesetzte Rückgang der Erdgasförderung in der EU und die erwartete Senkung der Importe an Pipelineerdgas kompensiert. Die Gesamtimporte der EU an Erdgas (Pipelineerdgas und LNG) vermindern sich gleichwohl um 65 Mrd. m³ im Zeitraum 2024 bis 2035, was auf den Rückgang der Nachfrage zurückgeführt wird.

Der Erdgasverbrauch in Deutschland, der 2024 mit einem Anteil von 25,9 % am Primärenergieverbrauch hinter Mineralöl zweitwichtigster Energieträger war, wird künftig – ebenso wie in der gesamten EU – sinken. Der zu erwartende Rückgang der Nachfrage erklärt sich mit der wachsenden Elektrifizierung in allen Sektoren, also Verkehr, Gebäude, Industrie, der fortgesetzten Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung und der Verbesserung der Energieeffizienz. Hinter dieser Einschätzung steht die Grundannahme, dass das Bruttoinlands-

produkt mit jahresdurchschnittlichen Raten von etwa 1 % wächst und die Bevölkerung mit etwa 85 Mio. Menschen weitgehend stabil bleibt (DNV 2025).

Stromverbrauch und -erzeugung in Deutschland dürften dagegen angesichts der zunehmenden Elektrifizierung im Verkehrs- und im Gebäudesektor sowie in der Industrie zunehmen. Bis 2035 wird mit einem Zuwachs von etwa einem Viertel und bis 2050 mit einer Zunahme um etwa drei Viertel bezogen auf den Stand des Jahres 2024 gerechnet. Der größte Teil des Strombedarfs in Deutschland wird künftig durch Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien gedeckt werden. Bereits 2030 soll die Zielmarke von 80 % Anteil erneuerbare Energien am Bruttoinlandsverbrauch erreicht werden. Allerdings macht die fluktuierende Erzeugung aus Wind- und Solaranlagen – neben einer Erhöhung der Speicherkapazitäten – einen starken Zubau an steuerbarer Leistung, vor allem auf Basis von Erdgas, teilweise abgelöst von Wasserstoff, erforderlich.

Das norwegische Beratungs- und Zertifizierungsunternehmen DNV rechnet beispielsweise mit einem Anstieg der Spitzenlast in Deutschland von 75–80 GW in den letzten Jahren auf etwa 100 GW im Jahr 2035 und auf rd. 135 GW im Jahr 2050 (DNV 2025). Die Residuallast, die nicht durch Erneuerbare-Energien-Anlagen gedeckt werden kann, erfordert das Vorhalten von ausreichend bemessener gesicherter Leistung auf Basis Erdgas. Da längerfristig ein Ersatz des Erdgases durch Wasserstoff angestrebt wird, dürfte sich der Erdgasverbrauch zur Stromerzeugung trotz steigender Erdgasleistung vermindern.

Bau von Erdgaskraftwerken zur Sicherung der künftigen Stromversorgung

Für die Sicherheit der Stromversorgung ist maßgeblich, in welchem Umfang die Stromerzeugungsleistung zum Zeitpunkt der Höchstlast als verlässlich verfügbar unterstellt werden kann. Die gesamte in Deutschland installierte Stromerzeugungsleistung belief sich Anfang 2025 auf 265 427 MW. Davon entfielen 177 801 MW auf erneuerbare Energien und 87 626 MW auf nicht-erneuerbare, insbesondere fossile Energien.

Der Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Kapazität ist für die verschiedenen Technologien unterschiedlich hoch. Für Anlagen auf Basis von Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle und Erdgas können mehr als 90 % der installierten Leistung als gesichert eingestuft werden. Am anderen Ende der Bandbreite rangiert die Photovoltaik (PV). Die zum Zeitpunkt der zu erwartenden Höchstlast verfügbare PV-Leistung ist mit null anzusetzen, da in Deutschland die Höchstlast zu einem

Zeitpunkt auftreten kann, an dem es dunkel ist. Für Windenergie – dies gilt insbesondere für Offshore-Anlagen – stellt sich die Situation günstiger dar. Allerdings ist nicht ausgeschlossen, dass zum Zeitpunkt der höchsten Last eine Windflaute herrscht, wie dies beispielsweise in der ersten Dezemberhälfte 2022 der Fall war. Von der in Deutschland installierten Windleistung von 72 781 MW wurde 2024 ein maximaler Einspeisewert von 51 988 MW erreicht. Der Mittelwert lag bei 15 736 MW und der Minimalwert bei 42 MW. Die 42 MW entsprechen nur 0,1 % der installierten Leistung (Schiffer 2025). Auch nach Feststellung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zeigt sich, dass die eingespeiste Leistung (bei Windanlagen) für 1 % der Zeit unter 1 % der installierten Leistung liegt (50hertz et al. 2019, S. 11). Deutlich günstigere Relationen bestehen bei Wasserkraft, Bio-Energie und Geothermie. Letztgenannte Technologien haben den großen Nachteil, dass sie aus unterschiedlichen Gründen nicht beliebig skalierbar sind.

Unter Berücksichtigung der dargelegten Relationen kann für 2025 eine in Deutschland als jederzeit gesicherte

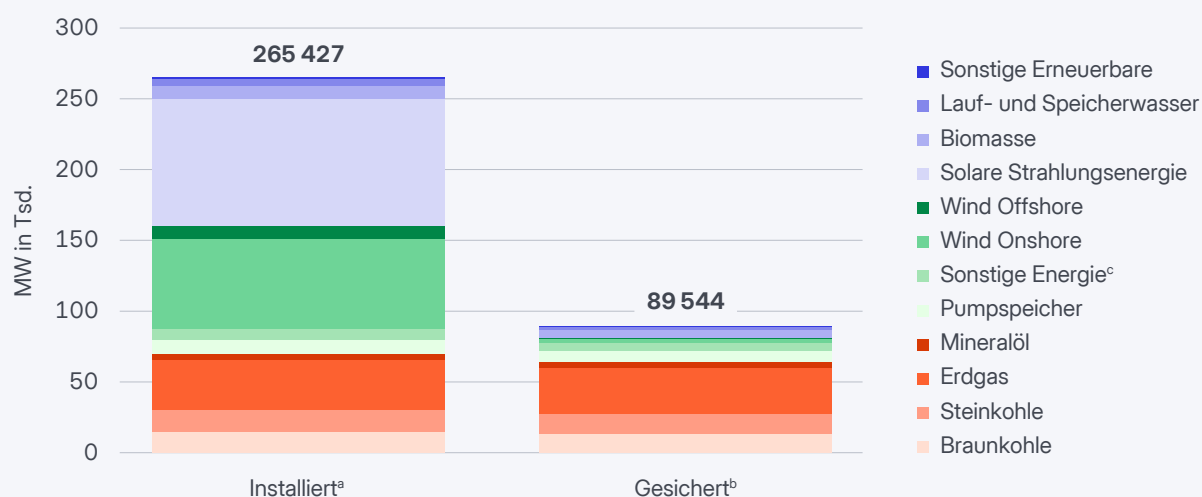
Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt in Höhe von 89,5 GW unterstellt werden. Davon entfallen 77,3 GW auf konventionelle Kraftwerke (einschließlich Pumpspeicher) und 12,2 GW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (vgl. Abb. 6; Schiffer 2025).

Die in Deutschland bestehende gesicherte Leistung ist somit ausreichend dimensioniert, um die Stromversorgung gegenwärtig und in der näheren Zukunft zu jeder Zeit zu gewährleisten. Deutschland ist zudem in den europäischen Strommarkt eingebunden. Kommt es zu Engpässen, kann somit auf Leistung im Ausland zurückgegriffen werden, soweit die dort verfügbaren Kapazitäten dies zulassen und die grenzüberschreitenden Übertragungsnetze keinen limitierenden Faktor darstellen. Allerdings ist im Winter – und das ist die relevante Periode für die Auslegung der Versorgungssicherheit – Knappheit an Erzeugungskapazitäten in allen europäischen Ländern zu erwarten.

Wie bereits erwähnt, erhöht sich die Spitzenlast, die in Deutschland in der Regel am frühen Abend eines Werktags im Winter (und außerhalb der Feiertagssaison) eintritt,

Abb. 6

Ableitung der gesicherten Leistung von der installierten Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland



^a Installierte Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur von insgesamt 265 427 MW (Stand: 14. Mai 2025; Erneuerbare-Energien-Anlagen zum 31. Dezember 2024 erfasst). Die Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt beträgt 252 096 MW. 13 331 MW wurden von der Bundesnetzagentur als Anlagen außerhalb des Strommarkts erfasst (u. a. Netzreservekraftwerke).

^b Rechnerische Ermittlung unter Ansatz der durchschnittlichen Ausfallraten bei konventionellen Kraftwerken bzw. Nichtverfügbarkeitsraten bei Erneuerbare-Energien-Anlagen; laut Angabe der Übertragungsnetzbetreiber und von ENTSO-E 5 % bei Kernenergie, 9 % bei Braunkohle und Steinkohle, 7 % bei Erdgas (und Mineralöl), 72 % bei Laufwasser, 35 % bei Biomasse, 20 % bei Pumpspeichern. Bei Wind Onshore wurden 95 %, bei Wind Offshore 90 % und bei Photovoltaik 100 % angesetzt. Für sonstige erneuerbare und sonstige nicht -erneuerbare Energien wird – wie bei Biomasse – eine Nichtverfügbarkeit von 35 % unterstellt.

^c Einschließlich 2 634 MW Batteriespeicher und 4 MW sonstige Speicher.

Quelle: Bundesnetzagentur; Berechnungen der Autoren.

© ifo Institut

bis 2035 auf etwa 100 GW. Damit öffnet sich bereits für die nahe Zukunft eine Schere zwischen der Entwicklung von Stromnachfrage und gesicherter Leistung.

Die marktlich aktive, steuerbare Stromerzeugungsleistung verringert sich bis 2030 auf 67 GW. Diese Zahl ergibt sich unter Berücksichtigung der Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG), des Gesetzes zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier sowie der vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) in Modellrechnungen getroffenen Unterstellung einer konstanten Gaskapazität von 32 GW (EWI 2022). Dabei ist die Vereinbarung zwischen der RWE AG mit der Landesregierung Nordrhein-Westfalen und dem Bundeswirtschaftsministerium vom 4. Oktober 2022 zum vorgezogenen Ausstieg aus der Braunkohle im Rheinischen Revier bis 2030 berücksichtigt. Die Leistung der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz sowie in Mitteldeutschland von zusammen 5,6 GW, die gemäß KVBG zwischen Ende 2034 und Ende 2038 zur Stilllegung anstehen, ist in dieser Zahl enthalten. Mit vollständigem Ausstieg aus der Steinkohle und der Braunkohle bis zum Ende dieses Jahrzehnts würde sich die steuerbare Leistung bis 2030 auf 53 GW verringern.

Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD heißt es: „Wir werden durch schnellstmögliche technologieoffene Ausschreibungen verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in ausreichend gesicherte Leistung und Versorgungssicherheit schaffen. Den Bau von bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung bis 2030 wollen wir im Rahmen einer zügig zu überarbeitenden Kraftwerksstrategie technologieoffen anreizen. Die neuen Gaskraftwerke sollen deutschlandweit vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten entstehen und regional nach Bedarfen gesteuert werden. Durch einen technologieoffenen und marktwirtschaftlichen Kapazitätsmechanismus kann ein systemdienlicher Technologiemix aus Kraftwerken und Erzeugungsanlagen (zum Beispiel Bioenergie und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)), Speichern und Flexibilitäten entstehen“ (CDU, CSU und SPD 2025, S. 33).

Die Bundesregierung hat am 3. September 2025 den von der Bundesnetzagentur erstellten Bericht zur Versorgungssicherheit Strom beschlossen (BNetzA 2025). Der Bericht sieht bis 2035 einen Zubaubedarf an steuerbarer Stromerzeugungsleistung im Umfang von 22,4 bis zu 35,5 GW. Großbatteriespeicher bleiben wichtig für Kurzfristen wie beispielsweise Frequenzhaltung und *Peak Shaving*, können aber keine längeren, hohen oder winterlichen Residuallastphasen decken. Selbst bei einem hypothetischen Ausbau auf 100 GW installierter Leistung entspräche das bei 2-Stundensystemen lediglich einer

Energiemenge von 200 GWh, was weit unter den Größenordnungen des Bedarfs einer mehrtägigen Dunkelflaute in Deutschland liegt. Tatsächlich lagen die in Deutschland installierten Speicher zuletzt bei etwa 2,5 GW installierter Leistung.

Damit wird die Bedeutung der von der Bundesregierung geplanten Kraftwerksstrategie unterstrichen. Nach Aussage der Bundesnetzagentur sollten die weiteren notwendigen Kapazitäten über einen Kapazitätsmechanismus bereitgestellt werden (BNetzA 2025). Es wäre davon auszugehen, dass ohne einen Kapazitätsmechanismus zu geringe Investitionen in die zusätzlichen Kraftwerke erfolgen werden. Die entsprechenden Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke müssen spätestens bis Anfang 2026 erfolgen, damit die Anlagen rechtzeitig zur Verfügung stehen. Dies ist auch deshalb geboten, weil der Neubau eines Gaskraftwerks mindestens fünf Jahre beansprucht.

Schlussfolgerungen

Die stark von Importen abhängige Erdgasversorgung der EU unterliegt einem starken Wandel. Dies gilt für die Struktur der Herkunftsländer und der Bezugsrouten. Der seit Februar 2022 anhaltende russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat zu einer signifikanten Neuausrichtung geführt. Norwegen und die USA haben Russland als zuvor wichtigsten Lieferanten von Erdgas abgelöst. Die Versorgung mit LNG hat – zulasten der zuvor dominierenden Bezüge via Pipeline – stark an Bedeutung gewonnen. Versorgungsengpässe sind im Winter 2025/2026 – trotz bestehender geopolitischer und marktseitiger Risiken – nicht absehbar. Im 1. Halbjahr 2025 hat die EU noch in erheblichem Umfang Erdgas aus Russland bezogen. Laut Erhebungen von Eurostat waren die Lieferungen an Pipelinegas in dem genannten Zeitraum auf einen Handelswert von 2,9 Mrd. Euro zu beziffern (Eurostat 2025). Zusätzlich wurde für 4,5 Mrd. Euro LNG aus Russland in die EU eingeführt. Die grundsätzlich geplante Einführung eines vollständigen EU-Embargos auf russische Erdgasimporte würde zu weiteren Anpassungen in den Lieferketten führen. Angesichts des absehbaren Rückgangs im Gasverbrauch und der weltweit wachsenden Exportkapazitäten an LNG dürfte dies jedoch nicht zu Knappheiten führen, zumal eine Reihe von Bezugsverträgen europäischer Unternehmen mit ausländischen Erdgaslieferanten ab 2026 wirksam werden. Für die Sicherheit der Stromversorgung spielen Erdgaskraftwerke – angesichts des auch in anderen EU-Staaten sich abzeichnenden Verzichts auf die Nutzung von Kohle zur Stromerzeugung und des mit wachsender Elektrifizierung absehbaren Anstiegs der Stromnachfrage – eine wichtige Rolle insbesondere bei der Deckung der Residuallast. Auf-

grund der begrenzten Volllaststunden, die vor allem auch in Deutschland den Erdgaskraftwerken zur Lastdeckung verbleiben, zeichnen sich zusätzlich für die Stromerzeugung nachgefragte Erdgasmengen nicht als Engpassfaktor ab. Entscheidend ist der Zubau an Erdgaskraftwerken, der vor allem in Deutschland dringlich ist, zur Schließung der Lücke zwischen der erwartbar steigenden Spitzenlast und der sinkenden steuerbaren Stromerzeugungsleistung. •

Referenzen

50hertz, Amprion, TenneT und Transnet BW (2019), *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017-2021*, verfügbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2018-2.pdf.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – BNetzA (2025), *Versorgungssicherheit Strom – Stand der Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität*, Bonn.

CDU, CSU und SPD (2025), *Verantwortung für Deutschland, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode*, 5. Mai 2025, Berlin.

DNV (2025), *Energy Transition Outlook Deutschland 2025*, Hovik, verfügbar unter: <https://www.dnv.com/publications/energy-transition-outlook-germany-2025/>.

EEX (2025), "Natural Gas Market Data", Leipzig, verfügbar unter: <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/natural-gas>, aufgerufen am 1. September 2025.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln – EWI (2022), *Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030 – Trends und Szenarien im deutschen Stromsektor*, 29. September, Köln, verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/09/20220929_Versorgungssicherheit-bis-2030_EWI-1.pdf.

European Commission (2025), "Joint Statement on a United States-European Union Framework on an Agreement on Reciprocal, Fair and Balanced Trade", 21. August, Directorate-General for Trade and Economic Security, verfügbar unter: https://policy.trade.ec.europa.eu/news/joint-statement-united-states-european-union-framework-agreement-reciprocal-fair-and-balanced-trade-2025-08-21_en.

European Commission (2024), "Interactive Gas Monitoring Dashboard to Boost EU Energy Security", 7. Oktober, Joint Research Center, verfügbar unter: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/interactive-gas-monitoring-dashboard-boost-eu-energy-security-2024-10-07_en.

European Council (2025), "Where Does the EU's Gas Come From?", verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/where-does-the-eu-s-gas-come-from/#0>, aufgerufen am 10. August 2025.

Eurostat (2025), "Imports of Energy Products to the EU down in 2024", 21. März, verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250321-1>.

Gas Infrastructure Europe – GIE (2025), "ALSI – Aggregated LNG System Inventory", verfügbar unter: <https://alsi.gie.eu>, aufgerufen am 4. September 2025.

Gas Infrastructure Europe – GIE (2024), "GIE LNG-Map 2024", verfügbar unter: <https://www.gie.eu/publications/maps/gie-lng-map/>, aufgerufen am 28. Juli 2025.

Global Energy Monitor – GEM (2024), "Global Gas Infrastructure Tracker", verfügbar unter: <https://globalenergymonitor.org/de/projects/global-gas-infrastructure-tracker/>, aufgerufen am 4. September 2025.

International Energy Agency – IEA (2025), *World Energy Outlook 2025*, Paris.

Keliauskaitė, U., S. Tagliapietra und G. Zachmann (2025), "Europe Urgently Needs a Common Strategy on Russian Gas", *Bruegel Analysis*, 2. April 2025, verfügbar unter: https://www.bruegel.org/sites/default/files/2025-05/europe-urgently-needs-a-common-strategy-on-russian-gas-10783_2.pdf.

Rystad Energy (2023), *Rebalancing Europe's Gas Supplies*, 2nd Edition, Oslo.

Schiffer, H.-W. (2025), *Einführung in die Energiewirtschaft*, 2. Auflage, Springer Vieweg, Wiesbaden.

Strategic Insights (o.D.), "EU Gas Insight 2025 – The Risk of Gas Overdependence in the EU", verfügbar unter: <https://strategicperspectives.eu/eu-gas-insight/>, aufgerufen am 28. Juli 2025.

The White House (2025), "Fact Sheet: The United States and European Union Reach Massive Trade Deal", 28. Juli, verfügbar unter: <https://www.whitehouse.gov/fact-sheets/2025/07/fact-sheet-the-united-states-and-european-union-reach-massive-trade-deal/>.