



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Juli 2022
Impuls

Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impuls

Ein Wegfall der russischen Energieimporte würde Deutschland und die EU vor sehr große Herausforderungen stellen.

- Bei einem sofortigen Ausfall der russischen Erdgasimporte könnten zu **Hochlastzeiten im Winter in Europa etwa 25 % des Erdgasbedarfs (bezogen auf 2021) nicht gedeckt werden**. Das Defizit ist **infrastrukturell bedingt**: Selbst bei ausreichender Verfügbarkeit von Erdgas auf dem Weltmarkt **fehlen LNG-Terminals und Pipelines**, um das Gas in Europa anzulanden und zu verteilen. Kurzfristige Senkungen des Erdgasbedarfs sind aus diesem Grunde essenziell. Die Versorgungslücke kann geschlossen werden, wenn der Erdgasverbrauch europaweit um 20 % sinkt und gleichzeitig die Infrastrukturen ausgebaut werden.
- Die **Energiepreise** in Europa könnten auch mittel- und langfristig hoch bleiben. Das macht Maßnahmen zur **Unterstützung einkommensschwacher Haushalte** und **Maßnahmen zum Schutz der industriellen Wettbewerbsfähigkeit** notwendig.
- Das Aufrechterhalten der Versorgungssicherheit in Europa erfordert eine **gesamteuropäische Strategie zum Ausbau und Betrieb der Gasinfrastrukturen**, die durch eine gemeinsame europäische Einkaufspolitik für Erdgas ergänzt werden sollte.
- Neben einer **Erhöhung der Energieeffizienz** sollte der **beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien** mit hoher Priorität angegangen werden. Beide Maßnahmen reduzieren die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und wirken sich dämpfend auf die Energiepreise aus.

Inhalt

1	Einleitung.....	3
2	Zentrale Erkenntnisse aus den Gutachten	4
2.1	Wie wirkt sich ein Wegfall russischer Energieimporte auf die Preise von Erdgas, Kohle, Erdöl und Strom aus?	4
2.2	Können die Erdgasimporte aus Russland durch alternative Erdgasquellen ersetzt werden?.....	9
2.3	Wie stark begrenzen die heutigen Gasinfrastrukturen die Versorgung bei einem Wegfall russischer Erdgasimporte?	11
2.4	Welchen Beitrag können Infrastrukturmaßnahmen leisten, um die Erdgasversorgung abzusichern? ...	13
2.5	Welche Einsparungen im Erdgasverbrauch könnten einen Wegfall russischer Importe (teilweise) kompensieren?.....	17
2.6	Welche Möglichkeiten bestehen angebotsseitig zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit? ...	20
3	Schlussfolgerungen für die deutsche und europäische Politik.....	23
3.1	Der Wegfall russischer Erdgaslieferungen bedroht die europäische Versorgungssicherheit	23
3.2	Hohe Energiepreise könnten Industrie und Haushalte belasten.....	24
3.3	Europäische Versorgungssicherheit ist nur in einer engen Zusammenarbeit möglich	24
3.4	Synergien zwischen Versorgungssicherheit und Klimaschutz nutzen.....	25
3.5	Resilienz der europäischen Energieversorgung durch Diversifizierung erhöhen.....	27
	Anhang: Methodik und Kurzzusammenfassung der Gutachten	27
	Gutachten EWI	27
	Fraunhofer IEG et al.	30
	Literatur.....	32
	Mitwirkende.....	34

1 Einleitung

Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und die daraus resultierenden geopolitischen Verwerfungen erschüttern die Rahmenbedingungen der Energieversorgung. Deutschland und die Europäische Union (EU) sind in hohem Maße von russischen Energieimporten abhängig. Im Falle eines europäischen Embargos oder eines Lieferstopps durch Russland sind Versorgungsengpässe zu erwarten, die eine stabile Energie- und Grundstoffversorgung gefährden. Zudem erhöhen sich die bereits Ende 2021 stark gestiegenen Energiepreise in der aktuellen Lage noch weiter. Dies wird nicht nur kurzfristig, sondern auch mittel- und langfristig zu hohen Belastungen für Haushalte und Industrie in Deutschland und Europa führen.

Dieses Impulspapier erörtert die zu erwartenden Auswirkungen eines möglichen ganz- oder teilweisen Wegfalls russischer Energielieferungen auf die europäischen Energiepreise und auf die europäische Gasversorgung und -infrastruktur. Dabei wird vor allem ein mittelfristiger Zeithorizont (bis 2030) in den Blick genommen. Basis für die Betrachtungen liefern zwei durch das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft (ESYS)“ in Auftrag gegebene Gutachten¹:

- Das Gutachten *„Szenarien für die Entwicklungen von Commodity-Preisen“*[1], erarbeitet vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI), untersucht verschiedene Szenarien für die möglichen Preisentwicklungen von Kohle, Erdöl, Erdgas und Strom für die Jahre 2026 und 2030. Dabei kommen u.a. globale Gas- und europäische Strommarktmodelle zum Einsatz. Die Szenarien variieren in Bezug auf die angenommene Strom- und Gasnachfrage, den Ausbaugrad erneuerbarer Energien und mittelfristiger Verfügbarkeit von Energieträgerimporten aus Russland.
- Das Gutachten *„Europäische Gasversorgungssicherheit aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland“*[2], erarbeitet von Fraunhofer IEG, Fraunhofer SCAI und TU Berlin, analysiert die Kapazität der Infrastrukturen für den Gastransport auf Basis strömungsmechanischer Modellrechnungen: Das Gutachten ermittelt, inwieweit der Erdgasbedarf in Europa mit den bestehenden Infrastrukturen gedeckt werden kann und wie die Versorgungssicherheit durch einen Aus- und Umbau der Infrastrukturen erhöht werden kann. Im Mittelpunkt steht der Zeitraum bis 2026. Zusätzlich wird ein Ausblick auf 2030 gegeben.

Eine interdisziplinäre ESYS-Arbeitsgruppe aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft hat die Ergebnisse der Gutachten eingeordnet und mögliche Schlussfolgerungen für die deutsche und europäische Energiepolitik erarbeitet. Auf dieser Basis hat ein Kernteam des Akademienprojekts ESYS das vorliegende Impulspapier erstellt und in einem mehrstufigen Prozess mit der Arbeitsgruppe und den Teams von EWI und Fraunhofer IEG / Fraunhofer SCAI / TU Berlin, die die Gutachten erstellt haben, diskutiert. Aufgrund des Entstehungsprozesses reflektieren die getroffenen Aussagen daher die durch die Interaktion mit der Arbeitsgruppe informierte Sichtweise des Kernteams, nicht aber notwendigerweise die Einschätzungen jedes einzelnen Mitglieds der Arbeitsgruppe.

¹ Weitere Informationen zu den Gutachten, insbesondere zur verwendeten Methodik, finden sich im Anhang. Wird in diesem Papier auf EWI bzw. Fraunhofer IEG et al. verwiesen, wird Bezug auf die aufgeführten Gutachten genommen, sofern nicht anders gekennzeichnet.

2 Zentrale Erkenntnisse aus den Gutachten

2.1 Wie wirkt sich ein Wegfall russischer Energieimporte auf die Preise von Erdgas, Kohle, Erdöl und Strom aus?

Bereits Monate vor dem Angriff Russlands auf die Ukraine waren die Preise für fossile Energieträger in der EU teils stark gestiegen. Das EWI-Gutachten zeigt, dass der russische Angriffskrieg in der Ukraine und die damit einhergehenden geopolitischen Implikationen diese Entwicklung weiterführen. Sie werden voraussichtlich nicht nur kurz-, sondern auch mittel- und langfristig zu **vergleichsweise hohen Preisen für Erdgas, Kohle und Erdöl** in der EU führen.

Die EWI-Berechnungen zeigen, dass ein gänzlicher Wegfall russischer **Gasimporte** (Ausprägung „ohne russische Importe (oRU)“ in den Rechnungen) die Erdgaspreise gegenüber einem Szenario mit teilweise russischen Gasimporten („niedrige russische Importe (nRU)“) deutlich steigen ließe (siehe Abbildung 1):

- **Fehlen russische Gasimporte** und bleibt die Gasnachfrage in der EU konstant (Ausprägung „mEL“), würden die Erdgaspreise in den Jahren 2026 und 2030 über dem historisch vergleichsweise hohen durchschnittlichen Niveau aus dem Jahr 2021 liegen. Gelingt es jedoch, die Gasnachfrage in den kommenden Jahren ambitioniert zu senken (Ausprägung „hEL“) und weltweit hohe Investitionen in die LNG-Infrastruktur zu realisieren, könnten sich die Gaspreise in der EU auch im Falle des Ausbleibens russischer Gaslieferungen im Jahr 2026 zwischen den Niveaus von 2021 und 2018 einpendeln und bis 2030 sogar das Niveau von 2018 erreichen.
- **Geht der Import russischen Erdgases hingegen um lediglich die Hälfte zurück** (Ausprägung „nRU“), sinken die Erdgaspreise in den Modellrechnungen bis zu den Jahren 2026 und 2030 etwa auf das Preisniveau des Jahres 2018.

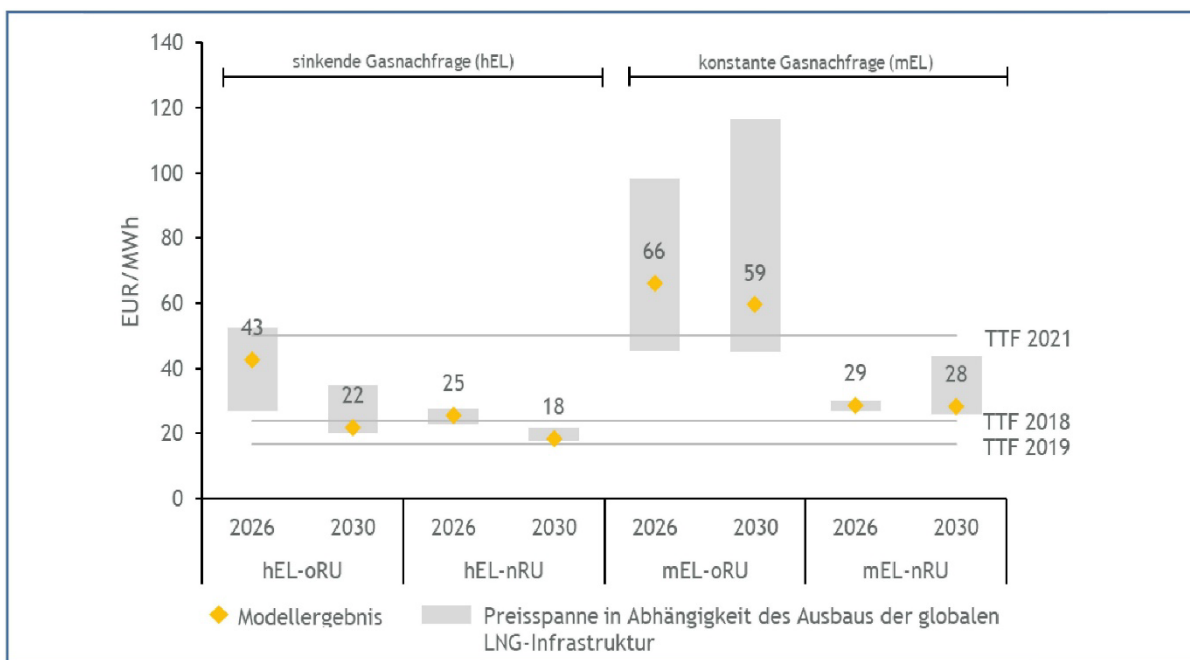


Abbildung 1: Mögliche Entwicklung der Gaspreise in Europa (mEL: moderate Elektrifizierung, konstante Gasnachfrage; hEL: hohe Elektrifizierung, sinkende Gasnachfrage; oRU: ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe; nRU: niedrige Verfügbarkeit russischer Rohstoffe) (Quelle: EWI 2022 [1]).

Für **Öl und Kohle** deuten die EWI-Rechnungen darauf hin, dass die Preise – nach der derzeitigen Preisspitze – in den kommenden Jahren wieder sinken könnten (siehe Abbildung 2). Im Falle eines nur teilweisen Wegfalls russischer Brennstoffimporte könnten sich ab 2026 die Preise für Öl (ca. 50 Euro/Megawattstunde (MWh)) und Kohle (ca. 10 Euro/MWh) in etwa wieder den jeweiligen historischen Werten der Jahre 2016 bis 2021 annähern. Sollten keine russischen Brennstoffe in die EU importiert werden, liegen die Preise für Kohle und Öl der Projektion entsprechend jeweils etwa 10 Euro/MWh über den Werten im Vergleichsszenario mit teilweisem Wegfall.

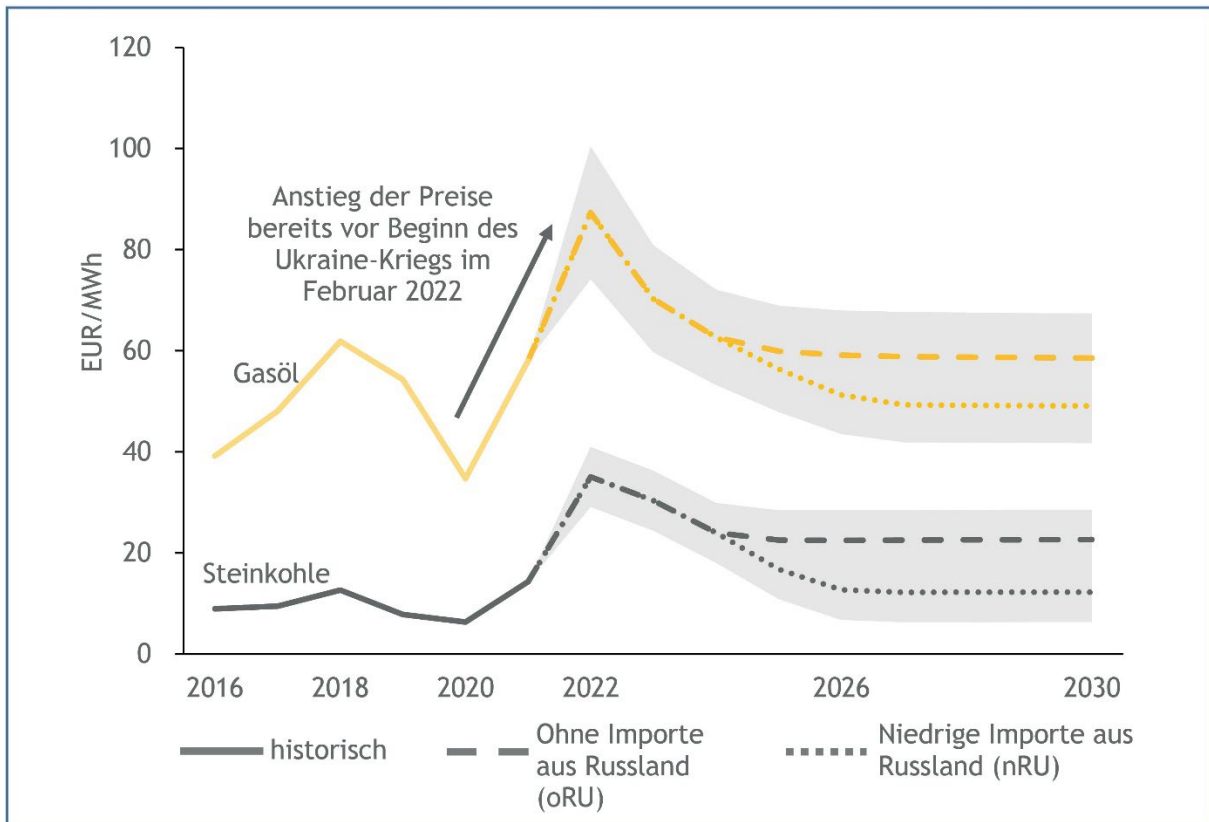


Abbildung 2: Mögliche Entwicklung der Gasöl²- und Steinkohlepreise in Europa (Quelle: EWI 2022 [1]).

Unter anderem als Folge der hohen Brennstoffpreise könnte sich auch der **Trend hoher Strompreise künftig fortsetzen**. Dabei weisen die Berechnungen eine große Bandbreite möglicher Preisentwicklungen auf (siehe Abbildung 3). Im Jahr 2026 könnten die Preise zwischen rund 80 Euro/MWh und rund 130 Euro/MWh und im Jahr 2030 zwischen rund 50 Euro/MWh und rund 140 Euro/MWh liegen – eine deutliche Steigerung zu den Preisen vor dem zweiten Halbjahr 2021. Auch hier hat die Verfügbarkeit russischer Importe starken Einfluss auf die Preise: das Ausbleiben russischer Erdgas- und Steinkohleimporte führt insbesondere bis 2026 zu höheren Strompreisen.

² Gasöl wird aus Rohöl gewonnen und ist ein börslich gehandeltes Vorprodukt für Diesel und Heizöl.

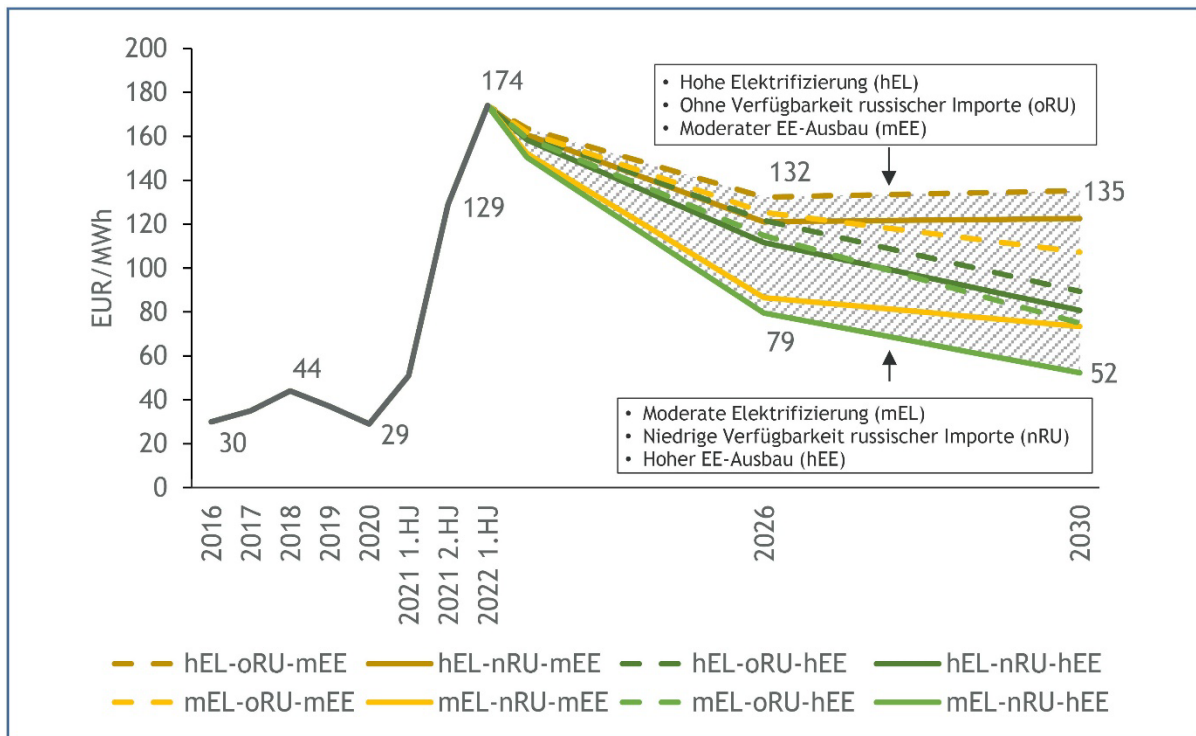


Abbildung 3: Mögliche Entwicklung der Großhandelsstrompreise in Deutschland (mEL: moderate Elektrifizierung, konstante Gasnachfrage; hEL: hohe Elektrifizierung, sinkende Gasnachfrage; oRU: ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe; nRU: niedrige Verfügbarkeit russischer Rohstoffe; hEE: hoher Ausbaupfad erneuerbarer Energien; mEE: moderater Ausbaupfad erneuerbarer Energien) (Quelle: EWI 2022 [1]).

Neben der Verfügbarkeit von Energieträgerimporten aus Russland bestimmen auch **weitere Einflussfaktoren** maßgeblich die Energiepreise:

- Die **Höhe der Strompreise** wird vor allem bestimmt durch die **Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien**: Ein Ausbau erneuerbarer Energien gemäß dem Osterpaket 2022 der Bundesregierung (Ausprägung „hEE“) kann die Großhandelsstrompreise gegenüber einem moderateren Erneuerbaren-Ausbau (Ausprägung „mEE“) zwischen 7 Euro/MWh und 11 Euro/MWh im Jahr 2026 senken. Dieser Effekt wird insbesondere im Jahr 2030 deutlich, da der Großteil des Zubaus an Erneuerbaren gemäß den unterstellten Ausbaupfaden zwischen 2026 und 2030 erfolgt. Die Strompreisunterschiede liegen in diesem Jahr den EWI-Berechnungen zufolge zwischen 21 Euro/MWh und 46 Euro/MWh. Dieser Ausbau erfordert jedoch **erhebliche Investitionen**, die sich nicht vollständig im Strompreis widerspiegeln, weil sie teils durch staatliche Förderung finanziert werden.
- Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor für die Strompreise ist der **CO₂-Preis**, der für die Stromerzeugung über das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) und damit die Nachfrage nach Emissionszertifikaten bestimmt wird. Das EWI zeigt in Sensitivitätsrechnungen für das Jahr 2030, dass der CO₂-Preis die Entwicklung der Großhandelsstrompreise entscheidend mitbestimmt. Eine Reduktion des im Modell hinterlegten CO₂-Preispfads im EU-ETS um 20 % senkt die Großhandelsstrompreise je nach Szenario um bis zu 14 %. Eine Reduktion des CO₂-Preises wirkt sich in einigen Szenarien zudem stark auf den Stromerzeugungsmix und damit auf die Emissionen des Stromsektors aus.
- Für den **Gaspreis** ist im Modell neben der Verfügbarkeit russischer Importe in die EU entscheidend, ob und in welchem Maße **weltweit in Verflüssigungsanlagen** investiert wird. Ohne zusätzliche

Investitionen, die über die Projekte hinausgehen, denen heute bereits eine endgültige Investitionsentscheidung zugrunde liegt, könnten die Gaspreise bei einem Stopp russischer Energieimporte langfristig deutlich über dem durchschnittlichen Niveau von 2021 liegen (siehe hierzu die Preisspanne in Abbildung 1).

- Ebenso bestimmt die **Erdgasnachfrage** den Preis: Eine Senkung des Verbrauchs würde den Preis signifikant senken. Im Falle eines Wegfalls russischer Erdgasimporte entstehen in Abhängigkeit der für die Szenarien gewählten Erdgasnachfrage Preisunterschiede für Erdgas von bis zu 34 Euro/MWh im Jahr 2026 und bis zu 49 Euro/MWh im Jahr 2030.³

Ansteigende und längerfristig hohe Preise bringen **erhebliche Auswirkungen auf Haushalte und Industrie**. Einkommensschwache Haushalte sind am stärksten betroffen, weil dort der Energiekostenanteil am stärksten steigen könnte. Höhere Einkommenschichten geben anteilig weniger für Energie aus und können ihren Energieverbrauch durch Investitionen in effizientere Technologien oder eigene nicht-fossile Erzeugungsanlagen reduzieren. Dadurch besteht auch die Gefahr, dass die Finanzierung der Energiesystemkosten sich auf eine abnehmende Zahl von Verbraucher*innen konzentriert und einkommensschwächere Haushalte besonders belastet werden.

Langfristig hohe Preise bringen Wettbewerbsnachteile für die **europäische Industrie**. Vergleichsweise problematisch ist das mögliche steigende **Preisgefälle für Erdgas** zwischen Ländern, die Netto-Expoteure sind, und solchen, die auf Importe angewiesen sind. So könnten die USA bis 2030 von komparativ niedrigen Erdgaspreisen profitieren. Europa und Asien hingegen müssten vergleichsweise hohe Erdgaspreise kompensieren (siehe Abbildung 4). Schon heute erzielen die USA aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Fracking im Inland einen Kostenvorteil gegenüber anderen Regionen. Auch Australien konnte die inländische Erdgaserzeugung in den vergangenen Jahren erhöhen und verfügt damit über einen internationalen Wettbewerbsvorteil.

³ Der Rückgang der Erdgasnachfrage geht in den EWI-Modellierungen zu etwa ¼ auf eine erhöhte Erzeugung von Biomethan in der EU zurück. Im Szenario mit hoher Elektrifizierung und sinkendem Erdgasverbrauch („hEL“) geht das EWI gemäß den dafür zugrundegelegten Zahlen des TYNDP-Szenarios „Distributed Energy“ von 416 TWh (ca. 37 Milliarden Kubikmeter) Biomethan aus, die in Europa erzeugt werden. Dies entspricht etwa dem Ziel der Europäischen Kommission, die gemäß ihrem Maßnahmenpaket „RepowerEU“ bis 2030 35 Milliarden Kubikmeter Biomethan in der EU erzeugen möchte. Wird solch ein Hochlauf in den kommenden Jahren nicht realisiert, etwa aufgrund ökologischer Bedenken (siehe auch Kapitel 2.2), würde entsprechend weniger Erdgas durch Biomethan substituiert. Zum Vergleich: Im Szenario mit konstanter Gasnachfrage („mEL“) nimmt das EWI aufbauend auf den Zahlen des TYNDP-Szenarios „National Trends“ einen Anteil von Biomethan in Höhe von lediglich 152 TWh (ca. 14 Milliarden Kubikmeter) im Jahr 2030 an.

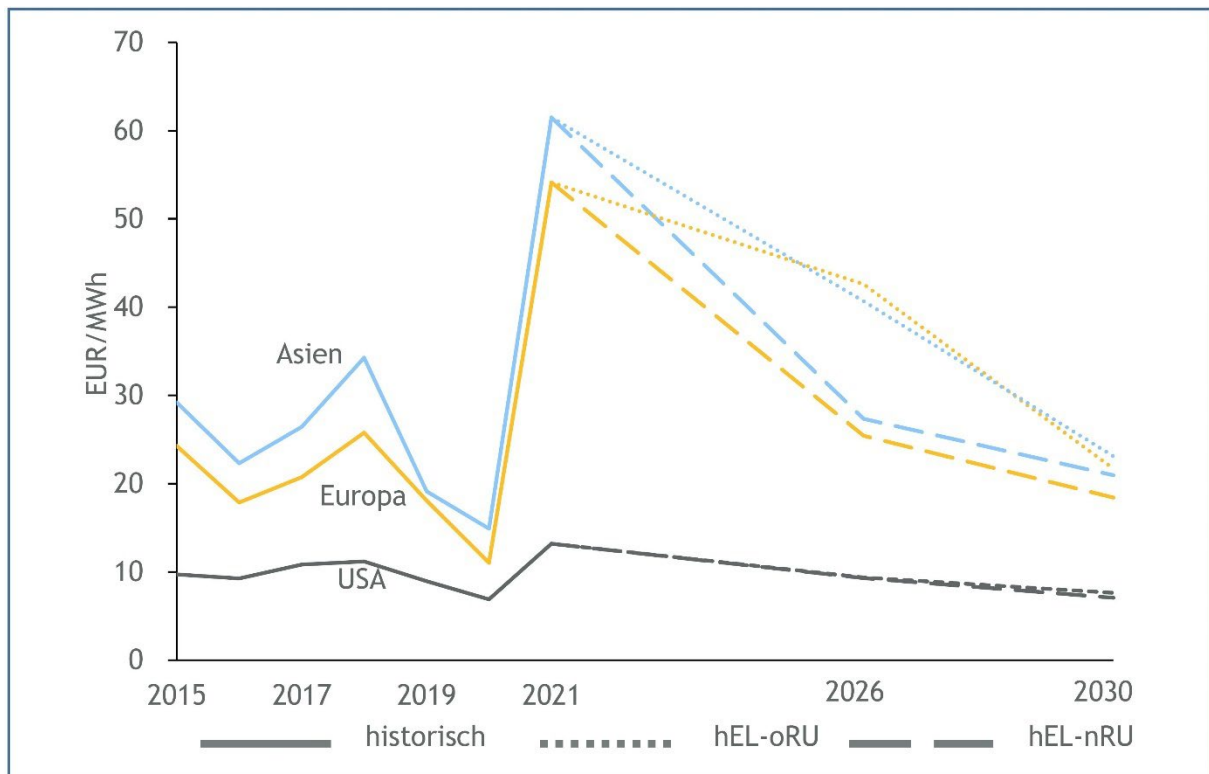


Abbildung 4: Mögliche Gaspreisentwicklung in Asien, Europa und den USA (hEL: hohe Elektrifizierung, sinkende Gasnachfrage; oRU: ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe; nRU: niedrige Verfügbarkeit russischer Rohstoffe) (Quelle: EWI 2022 [1]).

Zusammenfassend: Der Wegfall russischer Energieimporte würde dafür sorgen, dass die Energiepreise in Europa mittelfristig (Perspektive 2026) über dem Niveau vor 2021 bleiben. Durch eine ambitionierte Senkung der Erdgasnachfrage und weltweit hohe Investitionen in LNG-Infrastrukturen könnten die Erdgaspreise laut EWI-Gutachten jedoch bis 2030 wieder das Niveau von 2018 erreichen, selbst wenn russische Erdgaslieferungen ausblieben. Auch die Strompreise könnten mittel- und langfristig wieder sinken. Eine der zentralen Voraussetzungen dafür ist der ambitionierte Ausbau der erneuerbaren Energien.

Entscheidungsträger*innen stehen vor der großen Herausforderung, eine bezahlbare Energieversorgung aufrechtzuerhalten und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu sichern. Dauerhaft hohe Preise fossiler Energieträger durch staatliche Zuschüsse oder Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus im Großhandelsmarkt innerhalb Europas zu senken, wäre indes nicht zielführend. Dies würde nicht nur eine sehr große finanzielle Belastung für die öffentlichen Haushalte bedeuten. Es würde darüber hinaus die Lenkungswirkung in Richtung einer geringeren Nachfrage nach fossilen Energieträgern mindern. Um eine dauerhafte Verlagerung von Wertschöpfung in Regionen mit niedrigeren Energiepreisen zu verhindern, sind Maßnahmen zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erforderlich, die insbesondere auch nicht-energiebezogene Standortfaktoren stärken. Zudem könnte ein koordiniertes europäisches Vorgehen im Einkauf von Erdgas von Vorteil sein, um einen innereuropäischen Wettbewerb um knappe Mengen auf den Weltmärkten zu verhindern.

2.2 Können die Erdgasimporte aus Russland durch alternative Erdgasquellen ersetzt werden?

Die EU importierte im Jahr 2021 ca. 155 Milliarden Kubikmeter (ca. 1.720 Terrawattstunden (TWh))⁴ Erdgas aus Russland. Um einen vollständigen oder teilweisen Wegfall der russischen Lieferungen zu kompensieren, muss sich die **Gasimportstruktur der EU** in den kommenden Jahren stark verändern. Dies betrifft sowohl die Herkunftsländer als auch die Infrastrukturen: Wurde Gas im Jahre 2021 noch zu ca. **75 % per Pipeline** in die EU gebracht, sinkt dieser Anteil bis zum Jahr 2030 je nach betrachtetem EWI-Szenario in der EU⁵ auf unter 50 %. Da der Transport von Erdgas aus Pipelines in der Regel günstiger ist als der Schiffstransport von LNG (Liquified Natural Gas) inkl. Verflüssigung und Regasifizierung werden höhere Transportkosten die Gaspreise steigern. Insbesondere eine signifikante Senkung des Gasverbrauchs kann diesem Trend jedoch entgegenwirken.

- Russisches Erdgas könnte dem EWI-Gutachten zufolge vorrangig durch **LNG aus den USA** ersetzt werden. Dort können die Kapazitäten für Produktion und Verflüssigung in den kommenden Jahren laut EWI weltweit am stärksten ausgebaut werden. Die Analysen zeigen, dass der Anteil an US-Erdgas, das in die EU importiert wird, um das Doppelte bis Siebenfache steigen könnte, also von derzeit ca. 18 Milliarden Kubikmeter (ca. 200 TWh) auf ca. 35 bis 130 Milliarden Kubikmeter (ca. 390 TWh bis 1.440 TWh). Der Anteil US-amerikanischer Gasimporte in der EU könnte im Jahr 2030 bis zu 35 % betragen. Eine Diversifizierung des Erdgas-Imports würde damit nur bedingt gelingen – die Abhängigkeit von US-amerikanischen LNG-Exporten wäre in der Folge europaweit hoch.⁶ Sollte die Erzeugung von Biomethan in der EU niedriger ausfallen als von der Europäischen Kommission vorgesehen (s.u.), könnte der Importanteil aus den USA höher ausfallen. Denn in diesem Fall müssten Exporte aus den USA die fehlenden Gasmengen ausgleichen.
- Erdgasimporte aus **Norwegen** bleiben wichtig: Der Anteil norwegischer Gasmengen, die in die EU geliefert werden, könnte sich von heute 119 Milliarden Kubikmeter (ca. 1.320 TWh) (ca. 30 % der EU-Importe) den EWI-Analysen zufolge bis 2026 auf bis zu 127 Milliarden Kubikmeter (ca. 1.410 TWh) (ca. 37 % des EU-Imports) steigern. Der erwartete Rückgang der norwegischen Gasförderung lässt die Exporte in der Folge bis 2030 jedoch auf bis zu 114 Milliarden Kubikmeter (ca. 1.270 TWh) zurückgehen. Die Erdgasversorgung in der EU wird somit auch künftig stark von norwegischen Erdgaslieferungen abhängen.⁷
- Wenig Steigerung der Erdgaslieferungen aus **Katar** erwartbar: Katar lieferte im Jahr 2021 22 Milliarden Kubikmeter (ca. 240 TWh) LNG in die EU. Eine weitere Steigerung der Gasförderung ermöglicht erst die Erschließung des North Field Projekts ab 2026. Aufgrund langfristiger Lieferbeziehungen mit asiatischen Ländern können laut EWI-Gutachten zusätzliche Erdgaslieferungen aus Katar in die EU bis 2030 jedoch nur begrenzt steigen (2030 zwischen 21 und 33 Milliarden Kubikmeter bzw. ca. 230 bis 370 TWh). Bei der Frage, inwieweit der Handel mit Katar

⁴ Für Milliarden Kubikmeter wird häufig auch die in der Erdgaswirtschaft übliche Abkürzung bcm (englisch: billion cubic metres) verwendet. Eine Milliarde Kubikmeter entspricht etwa 11,1 TWh (bezogen auf den Brennwert).

⁵ Das EWI berücksichtigt für diese Berechnungen neben den 27 EU-Mitgliedsstaaten auch Großbritannien.

⁶ Aus klimapolitischer Sicht muss außerdem kritisch untersucht und diskutiert werden, welche zusätzlichen Umweltkosten und -risiken mit einem vermehrten Import und Verbrauch von LNG aus den USA verbunden sind, da davon ausgegangen werden kann, dass der weitüberwiegende Teil der Importe aus den USA auf Frackinggas basieren wird. Ladage, Blumenberg, Franke (2020) [3] gehen davon aus, dass US-amerikanisches LNG mit einem überwiegenden Anteil von Schiefergas in etwa die gleiche Emissionsbilanz aufweist wie pipelinegebundenes Erdgas aus Russland. Andere Studien (z.B. UBA (2019) [4] argumentieren hingegen, dass LNG aus den USA klimaschädlicher als pipelinegebundenes Erdgas aus Russland ist, verweisen jedoch auch darauf, dass es in der Literatur verschiedene Aussagen über die spezifischen Emissionen der konventionellen und unkonventionellen Erdgasförderung gibt.

⁷ Die Ausweitung der norwegischen Fördermenge hätte direkte umweltpolitische Implikationen, da dies mit einer weiteren Exploration der arktischen Barentssee einhergehen würde, was Schutzmaßnahmen für den arktischen Raum gegenübersteht.

ausgeweitet werden soll, ist zudem die politische und gesellschaftliche Situation im Land zu berücksichtigen.

- Rückläufige Importe aus **Nordafrika**: Gaslieferungen aus Nordafrika werden dem EWI-Gutachten zufolge von derzeit 52 Milliarden Kubikmeter (ca. 580 TWh) auf 31 bis 34 Milliarden Kubikmeter (ca. 340 bis 380 TWh) im Jahr 2026 bzw. 27 bis 30 Milliarden Kubikmeter (ca. 300 bis 330 TWh) im Jahr 2030 zurückgehen. Ursachen sind laut EWI-Gutachten eine rückläufige Produktion des Hauptexporteurs Algerien sowie eine steigende Gasnachfrage in der Region.
- Eine Ausweitung der **Erdgasförderung in der EU** kann zum Teil Importe substituieren. Die Erdgasförderung in Deutschland belief sich im Jahr 2020 auf 5,7 Milliarden Kubikmeter (ca. 60 TWh) und deckt damit etwa 5 % des inländischen Bedarfs [5]. In welchem Ausmaß ein **Ausbau der inländischen Erdgasförderung** in Deutschland Erdgasimporte ersetzen könnte, lässt sich im Rahmen dieses Impulspapiers nicht abschließend beantworten. Kurzfristig wäre dies nur in einem sehr begrenzten Umfang möglich: Einer Förderung der Schiefergasvorkommen in Deutschland stehen gesellschaftliche Vorbehalte gegenüber und es bedürfte Änderungen im Gesetzesrahmen. Die technische Erschließung größerer zusätzlicher Fördermengen würde mehrere Jahre in Anspruch nehmen. Es könnten zudem Pfadabhängigkeiten geschaffen werden, die der Erreichung der Klimaziele entgegenstehen.
- Auch in der EU erzeugtes **Biomethan** kann Erdgas substituieren. Die Europäische Kommission hat in ihrem Maßnahmenpaket „RePowerEU“ das Ziel ausgesprochen, die Erzeugung von Biomethan in der EU von derzeit etwa 3 (ca. 33 TWh) auf 35 Milliarden Kubikmeter (ca. 390 TWh) zu erhöhen. Damit könnten in etwa 9 % des 2021 in der EU verbrauchten Erdgases (ca. 412 Milliarden Kubikmeter [6]) ersetzt werden.⁸ Allerdings ist eine solche Steigerung der Biomethanerzeugung nur mit Hilfe von in intensiver Landwirtschaft angebaute Energiepflanzen (v.a. Mais) zu erreichen [7]. Aufgrund des Düngemittelbedarfs und des Anbaus in Monokultur wären erhebliche negative Umweltfolgen zu erwarten. Dazu gehören eine Beeinträchtigung von Artenvielfalt, Böden und Gewässern sowie erhebliche Treibhausgasemissionen. Vor dem Hintergrund der sich durch den Ukrainekrieg zuspitzenden Krise bei der Nahrungsmittelversorgung ist zudem der hohe Flächenverbrauch für den Anbau von Energiepflanzen problematisch. Denkbar wäre, die Verstromung von Biogas und Biomethan zugunsten der Erzeugung und Nutzung von Biomethan in der Industrie und zum Heizen zurückzufahren. Damit allerdings würde weniger Biogas als flexibel einsetzbarer erneuerbarer Energieträger für den Stromsektor bereitstehen.

Abbildung 5 zeigt die möglichen Importländer für Erdgas für die Jahre 2026 und 2030 auf Basis der Berechnungen im EWI-Gutachten.

⁸ Das TYNDP-Szenario „Distributed Energy“, das den EWI-Rechnungen mit einer sinkenden Erdgasnachfrage zugrundeliegt („hEL“), geht im Jahr 2030 von einem Biomethananteil in Europa in Höhe von 416 TWh (ca. 37 Milliarden Kubikmeter) aus und geht damit von einer ähnlichen Größenordnung aus.

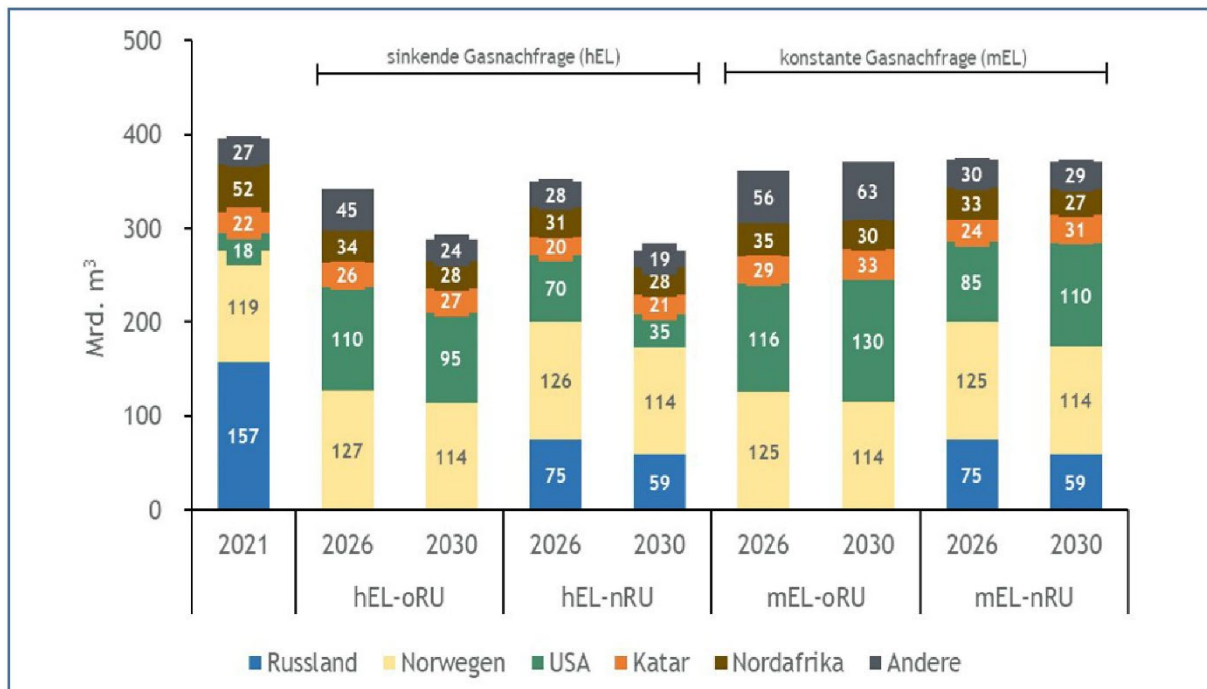


Abbildung 5: Mögliche Entwicklung der Gasimportstruktur der EU27 + Großbritannien (mEL: moderate Elektrifizierung, konstante Gasnachfrage; hEL: hohe Elektrifizierung, sinkende Gasnachfrage; oRU: ohne Verfügbarkeit russischer Rohstoffe; nRU: niedrige Verfügbarkeit russischer Rohstoffe) (Quelle: EWI 2022 [1]).

2.3 Wie stark begrenzen die heutigen Gasinfrastrukturen die Versorgung bei einem Wegfall russischer Erdgasimporte?

Die europaweiten strömungstechnischen Modellierungen von Fraunhofer IEG et al. zeigen, dass bei einem Wegfall der russischen Importe in Hochlastzeiträumen mit dem Stand der heutigen europäischen Gasinfrastruktur eine Leistungslücke in der Größenordnung von etwa 25 % in Europa und etwa 30 % in Deutschland bestünde, bezogen auf den Verbrauch aus dem Jahr 2021. Leistungslücke⁹ bedeutet, dass zu einem bestimmten Zeitpunkt der Bedarf nicht vollständig abgedeckt werden kann. Hochlastzeiträume entsprechen etwa dem durchschnittlichen Verbrauch während einer zweiwöchigen Kälteperiode, die in Wintermonaten regelmäßig auftreten (definiert entsprechend der TYNDP-Szenarien „Distributed Energy“) [8].¹⁰ Dabei ist zu beachten:

- Die Leistungslücke besteht selbst bei einer vollständigen Befüllung der Erdgasspeicher.
- An einzelnen Tagen kann sogar eine noch höhere Spitzenlast auftreten (in den TYNDP-Szenarien liegt diese etwa 20 % höher), sodass kurzzeitig noch höhere Leistungslücken auftreten können.

⁹ „Leistungslücke“ ist eine vereinfachte Betrachtungsweise, die von einem feststehenden Bedarf ausgeht. In der Realität reagiert die Nachfrage auf die Preise: je höher die Preise, desto weniger Erdgas wird nachgefragt und desto kleiner wäre die „Leistungslücke“. Der Begriff „Leistungslücke“ wird hier verwendet, wenn der Erdgasbedarf, der ohne die aktuelle Energie(preis)krise zu erwarten wäre, nicht gedeckt werden kann. Aufgrund der Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität ist bis 2030 ohnehin mit einem sinkenden Erdgasbedarf zu rechnen.

¹⁰ Die Szenarien dienen als Grundlage für die Strom- und Gasnetzplanung in der EU-27. Die täglichen Erdgasverbräuche während der zweiwöchigen Kälteperiode sowie im Jahresmittel sind in Abbildung 13 des TYNDP Scenario Reports [8] der Betreiber der europäischen Stromübertragungsnetze und Gasfernleitungsnetze für den Zehnjahresplan zur Netzentwicklung in der EU (Ten-Year Network Development Plan) dargestellt. Den Berechnungen von Fraunhofer IEG et al. ist der Erdgasbedarf des TYNDP-Szenarios „Distributed Energy“ zugrunde gelegt. Dieses Szenario beschreibt einen Pfad, wie die EU Klimaneutralität bis 2050 erreichen und bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 55 % reduzieren kann. Das Szenario setzt eine hohe dezentrale Nutzung lokal verfügbarer erneuerbarer Energien voraus, sowie eine hohe Unterstützung der Gesellschaft für die Transformation, die auch mit Änderungen im Lebensstil einhergeht.

- An vielen anderen Tagen im Jahr, an denen der Verbrauch über dem durchschnittlichen Mittel liegt, ist ebenfalls eine Leistungslücke zu erwarten, die jedoch unter den angegebenen Werten von 25 % bzw. 30 % für Hochlastzeiträume liegt.
- Die Berechnungen beziehen sich auf einen durchschnittlichen Winter. In einem kalten Winter wäre die Unterdeckung deutlich höher.

Die berechnete Leistungslücke ist **infrastrukturell bedingt**. Das heißt, dass nicht genügend Erdgas durch die vorhandenen Anlande- und Transportstrukturen verteilt werden kann – selbst wenn mehr Erdgas für den europäischen Markt zur Verfügung stünde. Es fehlt sowohl an Pipelines für den Import als auch an LNG-Terminals, um größere Erdgasmengen transportieren zu können. Die Entleerung der Speicher ist in den Berechnungen bereits berücksichtigt. Die Leistungslücke variiert in den verschiedenen europäischen Ländern aufgrund unterschiedlicher Infrastrukturen.¹¹

Durch zwei Maßnahmen kann die Leistungslücke geschlossen werden: Zum einen könnte durch einen **Aus- und Umbau der Gasinfrastruktur** mehr Erdgas transportiert werden. Zum anderen würde eine Senkung des Erdgasverbrauchs die Infrastrukturen entlasten. Bei dem im Gutachten von Fraunhofer IEG et al. unterstellten **Ausbau der Infrastrukturen** bis zum Jahr 2025, der auch die in Deutschland bereits geplanten LNG-Terminals berücksichtigt, **könnte die Leistungslücke in Hochlastzeiträumen in Europa geschlossen werden, wenn gleichzeitig der Erdgasverbrauch gegenüber 2021 um 20 % reduziert wird**. Eine Deckung des heutigen Bedarfs wäre weiterhin nicht möglich, voraussichtlich aber auch nicht notwendig: Entsprechend der TYNDP-Szenarien „Distributed Energy“ der europäischen Übertragungsnetzbetreiber¹², die bereits vor dem Ukrainekrieg angefertigt wurden, könnte der Erdgasverbrauch in Europa bis 2025 um 20 % sinken. Voraussetzung ist die Umsetzung ambitionierter Klimaschutzmaßnahmen, wie ein starker Ausbau der Erneuerbaren, ein breiter Einsatz elektrifizierter und effizienter Anwendungstechnologien (bspw. Wärmepumpen) sowie ein starker Ausbau der Stromnetze. In diesem Fall könnte die Infrastruktur die (dann gesunkenen) Nachfragebedarfe vollständig bedienen.

Gegebenenfalls könnte die Leistungslücke auch schneller, vor 2025 geschlossen werden. Voraussetzungen dafür sind: Es gelingt, den Erdgasbedarf schneller zu reduzieren als in dem TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ vorgesehen. Das wäre möglich durch zusätzliche Einsparanstrengungen oder kurzfristige Substitution von Erdgas, beispielsweise durch Kohle in der Stromerzeugung. Zusätzlich müssten die Infrastrukturen schneller ausgebaut werden, als in den Berechnungen des IEG angenommen.

Schwierigkeiten, den Gasbedarf zu decken, treten nicht nur zu Spitzenlastzeiten auf. Auch bezogen auf die Jahresmenge von Erdgas ist laut Einschätzung des IEG eine **infrastrukturell bedingte Versorgungslücke** zu erwarten, wenn der Erdgasbedarf nicht sinkt. Sie wird voraussichtlich niedriger sein als die Leistungslücke, aber in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Dies bedeutet, dass nicht nur zu Spitzenlastzeiten, sondern auch über das Jahr gerechnet nicht so viel Erdgas in Europa angelandet und verteilt werden kann, wie heute verbraucht wird.¹³ Dies bestätigt auch eine Kurzanalyse des EWI aus Mai 2022: Sollten die russischen

¹¹ In ihrer Sonderauswertung vom Juni 2022 kommen die führenden Wirtschaftsforschungsinstitute in ihrer Gemeinschaftsdiagnose zu einer scheinbar optimistischeren Aussage, da sie im Median auch bei einem sofortigen Lieferstopp keine Gaslücke für Deutschland finden. Diese Analyse geht allerdings bereits von der Umsetzung von einer Reihe von Sparmaßnahmen wie z.B. der Reduktion des Gasverbrauchs für die Stromerzeugung, Einsparungen im Gebäudeheizungsbereich z.B. durch Temperaturabsenkung und Einsparungen in der Industrie aus. Diese Einsparungen werden im hier vorliegenden Gutachten als „Versorgungslücke“ ausgewiesen. Zudem endet der Betrachtungszeitraum der Sonderauswertung Ende 2023, so dass unklar bleibt, wie sich die Versorgungslage danach entwickelt. Zudem sind im Gutachten des IEG mithilfe der strömungsmechanischen Simulationen infrastrukturelle Engpässen detaillierter untersucht worden.

¹² Die in den TNYPD-DE-Szenarien [8] berechneten und für die EU-Mitgliedstaaten ausgewiesenen Erdgasverbräuche gingen als Modellparameter in die Modellrechnungen von Fraunhofer IEG et al. ein.

¹³ Hierbei ist die Rolle der Gasspeicher zu beachten, die in Zeiten hoher Nachfrage im Rahmen der technischen Möglichkeiten maximal ausspeisen, in Zeiten mit geringer Nachfrage dann aber wieder gefüllt werden müssen.

Importe wegfallen, bevor die LNG-Terminals in Europa ausgebaut sind, beträgt die Versorgungslücke allein aufgrund fehlender LNG-Anlandekapazitäten etwa 18 % der Jahresnachfrage oder 27 % der Winternachfrage [9].¹⁴

Deutschland nimmt für die Erdgasversorgung Europas sowohl mit als auch ohne russische Importe eine zentrale Funktion ein.

- Erstens ist Deutschland aufgrund seiner **geografischen Lage** ein wichtiges Transitland für den Erdgastransport in Europa. In einem Szenario ohne russische Importe wird Erdgas zukünftig vor allem aus Norwegen, aber auch aus anderen Ländern wie der Türkei, Spanien und Italien, in denen Erdgas teilweise über LNG-Terminals importiert werden kann, zunächst nach Deutschland transportiert. Von dort aus wird es dann in verschiedene Richtungen, insbesondere auch nach Osteuropa, weiterverteilt.
- Zweitens verfügt Deutschland über die größten **Speicherkapazitäten** in Europa. Diese spielen eine entscheidende Rolle, um die Versorgung im Winter sicherzustellen. In Zeiten hoher Nachfrage speisen die Speicher im Rahmen der Möglichkeiten aus, in Zeiten mit geringer Nachfrage müssen sie gefüllt werden. Abschätzungen von Fraunhofer IEG et al. zeigen, dass für die Befüllung der Gasspeicher im Sommer keine infrastrukturellen Engpässe bestehen – wenn genügend Erdgas zur Verfügung steht, können die Speicher aufgefüllt werden.

2.4 Welchen Beitrag können Infrastrukturmaßnahmen leisten, um die Erdgasversorgung abzusichern?

Kurzfristig umsetzbare Infrastrukturmaßnahmen sind notwendig, um die Auswirkungen eines Wegfalls russischer Lieferungen auf die Erdgasversorgung so gering wie möglich zu halten. Folgende Maßnahmen und Aspekte sind dabei entscheidend.

LNG-Terminals

Der Auf- und Ausbau von **LNG-Terminals** ist notwendig, um den Anteil von LNG an der europäischen Gasversorgung steigern zu können. Tabelle 1 zeigt die in Europa geplanten Erweiterungen der LNG-Regasifizierungskapazitäten, die den Berechnungen von Fraunhofer IEG et al. zugrunde liegen.¹⁵

Eine Erweiterung der LNG-Strukturen ermöglicht zudem eine geografische Diversifizierung des Gasbezugs. Der Bau fester Terminals ist allerdings zeitaufwändig, sodass neue Terminals in Deutschland voraussichtlich nicht vor 2026 zur Verfügung stehen werden.¹⁶ Stationär schwimmende LNG-Terminals (Floating Storage and Regasification Unit, FSRUs) können hingegen schon im Jahr 2023 verfügbar sein und werden in Deutschland aktuell in Wilhelmshaven und Brunsbüttel geplant. Sie sollen über eine Kapazität von ca. 13 Milliarden Kubikmeter (ca. 140 TWh) pro Jahr verfügen [10].

¹⁴ Die Zahlen beziehen sich auf einen kompletten Lieferstopp aus Russland ab dem 01.05.2022 und sind daher ggf. nicht mehr aktuell. Hinsichtlich infrastrukturbedingter Versorgungsengpässe abgesehen von fehlenden LNG-Terminals kann die Kurzstudie keine Aussage machen.

¹⁵ Nach GLE/GIE und ENTSO-G mit Aktualisierungen durch Fraunhofer IEG et al. [2].

¹⁶ In Europa gibt es verschiedene Neubau- und Erweiterungsprojekte für LNG-Terminals sowie geplante Neuanschaffungen für FSRUs, die teilweise bereits vor 2026 zum Einsatz kommen könnten. Dazu zählen FSRUs in Griechenland, Irland, Polen und Estland, Erweiterungen bestehender Terminals in Belgien, Niederlande, Frankreich, Italien und Spanien sowie ein Neubau in Lettland.

Projekte	Land	Inbetriebnahme	Kapazität [Milliarden Kubikmeter]	Kapazität (Regasifizierung) [GWh/h]
LNG-Terminal in Vassiliko (Gas2EU)	Zypern	2023	2,44	3,1
FSRU in Alexandroupolis	Griechenland	2023	8,3	10,5
FSRU in Shannon (and connecting Pipeline)	Irland	2024	2,1	2,7
LNG-Terminal in Tallinn	Estland	2025	4	5,1
FSRU in Wilhelmshaven	Deutschland	2023	9	11,4
FSRU in Brunsbüttel	Deutschland	2023	5	6,3
FSRU in Paldiski und Inkoo ¹⁷	Estland/ Finnland	2023	4,6	5,8
LNG-Terminal in Fos Cavaou (Erweiterung)	Frankreich	2023	3,6	4,6
LNG-Terminal in Montoir (Erweiterung)	Frankreich	2023	3,3	4,2
LNG-Terminal in Skulte	Lettland	2023	1,5	1,9
LNG-Terminal in Swinoujscie (Erweiterung)	Polen	2023	2,5	3,2
LNG-Terminal in Swinoujscie (Erweiterung)	Polen	2024	0,8	1
LNG-Terminal in Rotterdam (Erweiterung Phase 3)	Niederlande	2024	2	2,5
LNG-Terminal in Mugardos (Erweiterung)	Spanien	2024	3,6	4,6
FSRU in Klaipeda	Litauen	2024	3,7	4,7
LNG-Terminal in Fos Cavaou (Erweiterung)	Frankreich	2025	10,8	13,7
LNG-Terminal in Montoir (Erweiterung)	Frankreich	2025	8,5	10,8
LNG-Terminal in Paldiski	Estland	2025	2,5	3,2
FSRU in Shannon	Irland	2025	2,8	3,6
LNG-Terminal in Stade	Deutschland	2026	3	3,8
LNG-Terminal in Brunsbüttel	Deutschland	2026	8	10,1
FSRU an der Ostseeküste	Polen	2026	4,5	5,7
LNG-Terminal in Gioia Tauro (Neubau)	Italien	2026	12	15,2
LNG-Terminal in Porto Empedocle (Neubau)	Italien	2026	8	10,1

Tabelle 1: Erweiterungsplanung der LNG-Regasifizierungskapazitäten in Europa.

¹⁷ Die FSRU kann entweder in Paldiski (Estland) oder Inkoo (Finnland) betrieben werden.

Die Simulationen von Fraunhofer IEG et al. zeigen weiter, dass diese **FSRUs in Deutschland schon im Jahr 2023 stark ausgelastet** sein werden. LNG-Terminals in Deutschland entlasten die europäische Versorgung und sind wegen der geografischen Rolle Deutschlands als Distributor auch für die europäische Versorgung von hoher Bedeutung. Externe im Modell nicht berücksichtigte Faktoren, wie eine unzureichende gesamteuropäische Zusammenarbeit in Energiefragen oder eine niedrigere Verfügbarkeit norwegischen Erdgases, könnten die Bedeutung von LNG-Terminals in Deutschland zusätzlich erhöhen. **Der Bau der LNG-Terminals kann folglich in hohem Maße dazu beitragen**, Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa zu gewährleisten.

Durch die hohen Importe aus Norwegen wird das **Gasnetz in Nordwestdeutschland bereits sehr stark ausgelastet**. LNG-Terminals an der Nordsee konkurrieren mit dem norwegischen Pipeline-Gas um Netzkapazitäten und tragen zu einer hohen Netzbelastung bei. Da in Nordostdeutschland die Netzauslastung wesentlich geringer ist und hier die Einspeisung des russischen Gases im Unterbrechungsfall wegfallen würde, empfehlen sich aus infrastruktureller Sicht diese **Standorte für den Aufbau von LNG-Terminals**. Es wäre insbesondere sinnvoll zu prüfen, LNG-Terminals dort aufzubauen, wo russisches Erdgas vorher eingespeist wurde, da an diesen Stellen die Anschlüsse an die notwendigen Verteilstrukturen bereits existieren. Der Bau eines LNG-Terminals im Ostseehafen Lubmin könnte in dieser Hinsicht für die Erdgasverteilung hilfreich sein. Allerdings sind weitere Faktoren abzuwägen, unter anderem die gegebenenfalls höheren Transportkosten durch den längeren Seeweg. Auch die Möglichkeit, dass in Folge veränderter geopolitischer Bedingungen in Zukunft wieder russisches Gas dort anlandet, sollte in die Betrachtungen einbezogen werden.

In den Szenarien des EWI wird die Regasifizierungskapazität in Europa bis 2030 um 60 bis 80 % erweitert, um den Gasbedarf in Europa decken zu können. Der Großteil dieses Zubaus erfolgt bis 2026. Viele der entsprechenden Projekte sind bereits in Planung. Zusätzlich zu den bereits geplanten LNG-Terminals könnte sich den Szenarien zufolge vor allem in Italien der Zubau eines Terminals als nützlich für die europäische Gasversorgung erweisen. In Deutschland erfolgt in den Szenarien kein Zubau über die bereits geplanten vier Terminals hinaus, was darauf hindeutet, dass zusätzliche Kapazitäten nur einen geringen Mehrwert für die europäische Gasversorgung bieten würden.

Reverse-Flow

Infrastrukturseitig notwendig sind Maßnahmen nicht nur in Bezug auf Aufbau und Ausweitung der LNG-Importstrukturen, sondern auch im Bereich der Pipelineversorgung.¹⁸

Mit hoher Priorität sollte vor allem der Umbau von Verdichterstationen erfolgen, um den Gasfluss in die umgekehrte Richtung zu ermöglichen. Denn um etwa Erdgas aus Norwegen und LNG aus Südeuropa oder den Niederlanden zu den europäischen Verbraucher*innen zu bringen, muss Erdgas in Pipelines vermehrt von Westen nach Osten und von Süden nach Norden transportiert werden. Die bestehende Infrastruktur ist aber vor allem für den Transport von Osten nach Westen ausgelegt. Um diesen sogenannten „**Reverse-Flow**“ zu ermöglichen, werden durch Umbaumaßnahmen in den Verdichterstationen deren Ein- und Ausgangsleitungen so an die Verdichter angeschlossen, dass diese den Gastransport auch in umgekehrter Richtung gewährleisten können. Ein Gasfluss ist nach Durchführung der Maßnahmen in beide Richtungen möglich.

¹⁸ Die Ausbauplanung in den Berechnungen von Fraunhofer IEG et al. für die Netzinfrastrukturen enthält mehr als 260 Einzelprojekte, hiervon über 180 für Verstärkungen oder Neubauprojekte von Transportleitungen (einschließlich Interkonnektoren) und/oder Verdichterstationen [2].

Ein großer Vorteil ist, dass die **Umbaumaßnahmen in den Verdichterstationen** relativ schnell – innerhalb von etwa sechs bis zwölf Monaten – umgesetzt werden können, da sie auf den bestehenden Betriebsgeländen der Gasnetzbetreiber stattfinden und daher weniger aufwändige Genehmigungsverfahren erforderlich sind. Aktuell bestehende Engpässe in der europäischen Transportinfrastruktur, die sich durch Umkehrung der Flussrichtung beheben lassen, befinden sich insbesondere zwischen Italien und Österreich sowie zwischen den westlichen Nachbarstaaten und Deutschland. Zwischen Spanien und Frankreich ist der Reverse Flow bereits bei voller Kapazität möglich – hier müssten jedoch ggf. inländische Verdichterstationen nachgerüstet werden, da sich auch innerhalb der Länder die Flussrichtung ändern kann. Die bisher in der aktuellen Diskussion wenig beachtete Verbindung zwischen Italien und Österreich spielt dabei eine hervorgehobene Rolle, auch um den Weitertransport des Gases in die Slowakei und die Ukraine zu ermöglichen. Für die Befüllung der Speicher im Sommer hilft die Flussumkehr zwischen Belgien und den Niederlanden.

Auslastung der Gasnetze

Insgesamt wird in den Szenarien von Fraunhofer IEG et al. die **Infrastruktur stärker ausgelastet als heute**: Beispielsweise sind in den Modellrechnungen die Interkonnektoren zwischen Spanien und Frankreich sowie einige LNG-Terminals in Spanien und Frankreich im hohem Maße ausgelastet. Auch die Pipeline-Importkapazitäten aus Norwegen werden fast komplett ausgeschöpft. Regional ergeben sich so sehr hohe Netzbelastungen. Eine derart hohe Auslastung der Infrastruktur lässt nur wenig Spielraum, wodurch sich erhöhte Versorgungssicherheitsrisiken ergeben. Inwieweit zusätzliche Infrastruktur errichtet werden sollte, um mehr Flexibilität zu ermöglichen und dadurch die Resilienz¹⁹ der Energieversorgung zu erhöhen, ist im Gutachten von Fraunhofer IEG et al. nicht im Detail untersucht worden. Die stark ausgelasteten Infrastrukturen in den Szenarien von Fraunhofer IEG et al. geben aber Hinweise, an welchen Stellen ein Ausbau der Infrastruktur näher geprüft werden sollte, wenn mit einem langfristigen Wegfall russischer Gaslieferungen gerechnet wird und die Versorgungssicherheitsrisiken reduziert werden sollen.

Globaler Ausbau von Verflüssigungsterminals

Um den steigenden LNG-Bedarf in Europa zu decken, wird in den LNG-Exportländern ein Ausbau der Verflüssigungskapazitäten benötigt. Die Berechnungen des EWI zeigen, dass in allen Szenarien ein substantieller Ausbau stattfindet. Gegenüber der heutigen Kapazität von etwa 600 Milliarden Kubikmeter pro Jahr steigt die Verflüssigungskapazität bis 2030 um 50 % bis 70 %. Der stärkste Zubau findet dabei in den USA statt. Weitere Regionen mit substantiellem Zubau sind Katar und Kanada, sowie insbesondere im Zeitraum ab 2026 auch Afrika.

Langfristige Infrastrukturbedarfe

Die europäischen und deutschen Klimaziele implizieren einen Phase-Out von Erdgas schon in den nächsten beiden Jahrzehnten. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, die Gasinfrastruktur schrittweise für ein klimaneutrales Energiesystem zu ertüchtigen. Dazu zählt in erster Linie die **Umwidmung bestehender Pipelines für Wasserstoff**, abgestimmt auf den Hochlauf des Einsatzes von Wasserstoff als Energieträger und den daraus resultierenden Transportbedarf. Die hohe Auslastung der Erdgasinfrastrukturen begrenzt diese Möglichkeit jedoch.

¹⁹ Resilienz bezeichnet die Fähigkeit eines Systems, widrige Ereignisse, die potenziell katastrophale Folgen haben (beispielsweise bewaffnete Konflikte oder Naturkatastrophen) mit möglichst geringen Schäden zu überstehen, sich schnell davon zu erholen sowie daraus zu lernen. Diversifizierung, das Vorhalten von Redundanzen und Decoupling (d.h. die Entflechtung oder Entkopplung vormals verbundener Einheiten) können zur Erhöhung der Resilienz beitragen [11].

Auch der für die Steigerung der Versorgungssicherheit notwendige Umbau der europäischen Gasinfrastruktur wird Implikationen für den anvisierten Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Europa nach sich ziehen. Aufgrund der Verlagerung von Erdgasflüssen werden bestimmte Infrastrukturen, die ursprünglich für die Durchleitung von Wasserstoff umgewidmet werden sollten, in den kommenden Jahren weiterhin für Erdgas benötigt. Da die insgesamt transportierte Gasmenge sinkt, könnten jedoch Routen oder Stränge für die Durchleitung von Wasserstoff an anderen Orten frei werden. Für die **Planung des künftigen europäischen Wasserstoffnetzes bedarf es folglich einer Neujustierung**, die auf einer an die aktuellen Begebenheiten angepassten, neu aufgesetzten regionalen Differenzierung beruht.²⁰ Beispielsweise könnte die neue Situation Auswirkung auf regionale Entscheidungen für Elektrolyseur-Standorte oder für große Wasserstoffverbraucher haben. Ein verzögerter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur könnte hingegen den Hochlauf des für die Energiewende dringend benötigten Wasserstoff stark gefährden, auch als klimafreundliches Substitut für Erdgas.

Aus klimapolitischer Sicht ist zu vermeiden, dass die zusätzliche Erdgasinfrastruktur zu einem **Lock-In** in fossile Energieträger führt und damit dem Klimaschutz im Weg steht. Denn gegebenenfalls werden Anlagen errichtet, die nicht bis ans Ende ihrer Lebensdauer für den Erdgastransport genutzt werden können, damit die deutschen und europäischen Klimaziele erreicht werden können. Damit diese Anlagen langfristig nutzbar sind, müssen sie später auf den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden können.

Die geplanten LNG-Terminals in Deutschland liegen hierfür an geografisch grundsätzlich gut geeigneten Standorten. Das deutsche LNG-Beschleunigungsgesetz sieht allerdings bisher keine Vorgaben vor, nach denen die in den kommenden Jahren zu errichtenden LNG-Terminals in Deutschland bereits heute für eine spätere Nutzung von Wasserstoff oder seine Folgeprodukte ausgelegt werden müssen. Eine Ergänzung entsprechender gesetzlicher Vorgaben könnte das Lock-In-Risiko reduzieren.

2.5 Welche Einsparungen im Erdgasverbrauch könnten einen Wegfall russischer Importe (teilweise) kompensieren?

Das Gutachten von Fraunhofer IEG et al. zeigt: **Ohne eine Verbrauchsreduktion ist eine stabile Versorgung in Spitzenlastzeiten bei Wegfall der Lieferungen aus Russland in den nächsten Jahren aus infrastruktureller Sicht nicht möglich** – selbst wenn die Gasinfrastruktur ambitioniert aus- und umgebaut wird. Damit wird es dringender, die im Rahmen der Pläne zur Reduktion der Klimagasemissionen ohnehin vorgesehenen Verbrauchsminderungen beim Erdgas zeitlich schneller umzusetzen.

Um eine Versorgungslücke zu verhindern, muss der Erdgasverbrauch bei einem Wegfall der russischen Importe also europaweit deutlich reduziert werden – je nach Zeitpunkt (bezogen auf die bis dahin umgesetzten Infrastrukturmaßnahmen) und Land um etwa zwischen 20 % und 30 %. Gemäß Berechnungen des Thinktanks Bruegel ist der Gasverbrauch in Europa aufgrund der hohen Gaspreise im Januar bis Mai 2022 gegenüber dem gleichen Zeitraum 2021 um 11 % gesunken. Im ersten Quartal 2022 betrug der Rückgang in der Industrie nach Schätzungen von Bruegel etwa 20 %, bei Haushalten und anderen Verbrauchern etwa 5 % [13]. Der starke Rückgang in der Industrie ist teilweise darauf zurückzuführen, dass verstärkt energieintensive Produkte importiert werden. Inwiefern dies für den Industriestandort Europa schädlich ist und wie sich dies auf die mit der Produktion verbundenen Emissionen auswirkt, ist zu prüfen. In Deutschland ist der Gasverbrauch im Jahr 2022 verglichen mit dem Vorjahreszeitraum bisher um 14 %

²⁰ Für weitere Informationen siehe Projekt TransHyde von Fraunhofer IEG [12].

zurückgegangen. Dies ist allerdings teilweise auf die milde Witterung zurückzuführen, temperaturbereinigt lag der Rückgang bei lediglich 6,4 % [14].

Inwieweit der Erdgasverbrauch alleine aufgrund des steigenden Preises sinken wird und welche Einsparungen durch andere (etwa regulatorische) Maßnahmen erreicht werden können, wird durch die hier zugrunde gelegten Gutachten nicht analysiert. Die Energienachfrage wird in den Modellen exogen vorgegeben und reagiert nicht endogen auf Preisänderungen.²¹ Hinzu kommt, dass Aussagen dazu, wie sich höhere Preise auf die Nachfrage kurz- und mittelfristig auswirken (Preiselastizität), und welche Einsparungen tatsächlich möglich sind, mit großen Unsicherheiten verbunden sind. Dennoch kann die folgende Übersicht zur Einordnung helfen:

- **Substitution von Erdgas:** Von Bedeutung ist hier vor allem der Einsatz von **Kohle** statt Erdgas zur **Stromerzeugung**. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) gibt auf Basis von Szenariorechnungen an, dass in Deutschland im Jahr 2023 bis zu 43 TWh Gas in der Stromerzeugung eingespart werden könnten. Dafür müssten in den Szenarien zwischen 41 und 73 TWh aus Kohle erzeugt werden [15]. Eine genaue Festlegung ist nicht möglich, da verschiedene Faktoren ins Gewicht fallen, darunter der Ausbau der Erneuerbaren, mögliche Einsparungen auf Verbraucherseite, die Entwicklung des CO₂-Preises im EU-ETS sowie die Entwicklung der gesamteuropäischen Stromnachfrage.²²

Eine weitere potenzielle Möglichkeit zur **Substitution von Erdgas in der Stromerzeugung** wäre ein Weiterbetrieb der Kernkraftwerke. Eine Abkehr vom bislang beschlossenen Ausstiegspfad sowohl bei der Kernenergie als auch bei der Kohleverstromung lässt aber erhebliche gesellschaftliche Kontroversen erwarten. Der Ausstieg aus der Kernkraft war das Ergebnis eines zähen gesellschaftlichen Ringens und der entsprechende Beschluss hatte eine gesellschaftlich befriedende Wirkung. Dies dürfte zumindest teilweise erklären, warum die Betreiber der Kernkraftwerke keine Signale einer größeren Bereitschaft gesendet haben, die an sich bald zu beendenden Laufzeiten zu verlängern. Nicht zuletzt haben diese Unternehmen ihre Personal- und Sicherheitsplanung auf den Ausstieg eingestellt. Die zeitweise Erhöhung des Einsatzes von Kohle bietet zwar ebenso gesellschaftlichen Diskussionsstoff, aber die hier involvierte Größenordnung zur Abmilderung von Gasversorgungsengpässen, die einfachere Umsetzbarkeit in der Praxis und die vergleichsweise nüchterne gesellschaftliche Debatte lassen eine Konzentration auf die Kohle ange raten erscheinen.

In gewissem Umfang ist auch ein **Ersatz von Erdgas durch Erdöl** möglich. Dies kann in Industrieanlagen, die sowohl für den Einsatz von Erdgas als auch Erdöl ausgelegt sind, erfolgen. Angesichts des höheren CO₂-Emissionsfaktors von Öl gegenüber Erdgas wäre ein solcher Brennstoffwechsel jedoch klimapolitisch nachteilig. Auch **Biomethan** kann Erdgas in verschiedenen Anwendungen ersetzen. Sofern keine neuen Anlagen errichtet werden, die zu einem Lock-In-Effekt²³ führen könnten, ist die Substitution reversibel, d.h. sobald wieder ausreichend Erdgas zur Verfügung steht, kann dieses wieder eingesetzt werden. Unerwünschte Folgen kann es jedoch vor

21 Im Gasmarktmodell des EWI ist eine Preiselastizität als Eingangsparameter vorgesehen, die hier auf den minimal möglichen Wert eingestellt wurde, um konsistent mit der Modellierung des IEG die exogen vorgegebene Nachfrage aus dem TYNDP-Szenario einzustellen. Dadurch ergeben sich minimale Abweichungen von wenigen Prozent.

22 Bei der Stromerzeugung besteht jedoch das Risiko, dass aufgrund eines längeren Ausfalls eines großen Teils der französischen Kernkraftwerke die Gasnachfrage im Strommarkt nach oben getrieben wird [16].

23 Ein Lock-In Effekt könnte entstehen, wenn Anlagen (beispielsweise Ölfeuerungen statt Gasfeuerungen) errichtet werden und dann der Anspruch besteht, diese auch bis ans Ende ihrer Lebensdauer zu betreiben. Nimmt man in Kauf, dass Anlagen bereits nach einigen Jahren vor Ablauf ihrer Lebensdauer wieder abgeschaltet werden, ist auch dies reversibel.

allem bezogen auf die Umwelt geben: Höhere Treibhausgasemissionen durch einen verstärkten Einsatz von Kohle und Öl sowie hoher Flächenbedarf für den Anbau von Energiepflanzen und damit einhergehende Umweltbelastungen durch die Erzeugung von Biomethan.

- **Verzicht auf Energiedienstleistungen:** Für Haushalte besteht kurzfristig die Möglichkeit, durch Verhaltensänderungen, insbesondere den Verzicht auf Energiedienstleistungen und durch einfache, schnell durchführbare technische Eingriffe (z.B. den Einbau von intelligenten Thermostaten) den Verbrauch zu reduzieren. Die hier liegenden Potenziale lassen sich durch entsprechende Kampagnen teilweise heben.

Eine **Absenkung der Temperatur um zwei Grad Celsius in allen Wohnungen in Deutschland** würde nach Berechnungen des Umweltbundesamtes den Erdgasbedarf um etwa 21 TWh (1,89 Milliarden Kubikmeter) reduzieren. Weitere 10 TWh (0,9 Milliarden Kubikmeter) könnten durch eine **Reduktion der Raumtemperatur in Hotels, Gaststätten und anderen Gewerbebetrieben** eingespart werden [17]. Das entspricht insgesamt etwa 3 % des deutschen Erdgasverbrauchs im Jahr 2021. Inwieweit diese Einsparpotenziale tatsächlich gehoben werden, hängt von der ordnungspolitischen Durchsetzung solcher Maßnahmen ab sowie von der Bereitschaft, gewisse Komforteinbußen durch niedrigere Raumtemperaturen in Kauf zu nehmen.

- **Verbrauchsrückgang aufgrund hoher Energiepreise:** Die kurzfristige **Preiselastizität**²⁴ im Gebäudesektor wird als eher gering eingeschätzt.²⁵ Mittelfristig ist aber zu erwarten, dass die schnell steigenden Energiepreise Anreize für die Umstellung auf klimafreundliche Heizungen und Gebäudedämmung setzen.

In der **Industrie** ist die Preiselastizität stark von den einzelnen Produktionsprozessen abhängig. Insbesondere Erdgas, das als Rohstoff verwendet wird, lässt sich kurz- bis mittelfristig kaum ersetzen. Sind die Energiepreise im internationalen Vergleich zu hoch, lohnt es sich für energieintensive Industrie (v.a. Grundstoffindustrie) unter Umständen nicht mehr, in Europa zu produzieren. Es besteht das Risiko, dass Betriebe schließen oder Unternehmen in Regionen mit niedrigeren Energiepreisen abwandern. Dies ist voraussichtlich zu einem Großteil nicht reversibel. Für den Klimaschutz ist in vielen Fällen kein Vorteil zu erwarten, da die Produktion lediglich verlagert wird, möglicherweise in Länder mit geringeren Klimaschutzanforderungen. Hohe Gaspreise können aber den Einsatz von grünen Ersatzstoffen, die aus erneuerbar erzeugtem Strom über Wasserstoff hergestellt werden, beschleunigen.

- **Einsatz anderer Anwendungstechnologien und Erhöhen der Energieeffizienz:** Eine Elektrifizierung der Anwendungsbereiche durch den Einsatz von Wärmepumpen und Power-to-Heat-Prozessen in der Industrie, die Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen sowie Effizienzsteigerungen können den Erdgasverbrauch mittelfristig stark absenken. Alle diese Maßnahmen sind ohnehin notwendig, um die Klimaziele zu erreichen. Um Klimaneutralität bis 2045 bzw. 2050 erreichen zu können, muss der Erdgasverbrauch bis dahin auf Null gesenkt werden. Jedoch braucht eine Umstellung und Umsetzung der Maßnahmen Zeit und in den nächsten Jahren wird noch nicht genügend Wasserstoff verfügbar sein, um substantielle Mengen an Erdgas ersetzen zu können.

²⁴ Die Preiselastizität ist ein Maß dafür, wie stark die Nachfrage auf eine Preisänderung reagiert.

²⁵ Schätzungen gehen davon aus, dass ein Anstieg der Erdgaspreise um 50 % zu einer Einsparung von etwa 10 % Erdgas führen würde. Ein Teil dieser Einsparung wäre dadurch bedingt, dass Haushalte aufgrund gestiegener Kosten weniger heizen [18].

Das TYNDP-Szenario „Distributed Energy“, das auch den Berechnungen der beiden Gutachten von EWI und Fraunhofer IEG et al. zugrunde liegt, zeigt jedoch, dass europaweit bis 2030 eine Reduktion des Gasverbrauchs aufgrund von Klimaschutzmaßnahmen um 22,5 % gegenüber 2018 möglich ist. Der Rückgang des Gasverbrauchs in dem Szenario, welches vor der aktuellen Versorgungskrise erstellt wurde, wird den Berechnungen zufolge durch eine starke Elektrifizierung in Wärmeversorgung und Verkehr, durch Gebäudeisolierung, effizientere Endgeräte sowie durch Verhaltensänderungen im Heiz- und Mobilitätsverhalten erreicht.

Agora Energiewende zeigt exemplarisch für Deutschland, dass bis 2027 durch Energieeffizienzmaßnahmen bei Gebäuden und in der Industrie, einen gesteigerten Ausbau der erneuerbaren Energien und den Hochlauf von Wärmepumpen- und Wasserstofftechnologie der deutsche Erdgasbedarf um etwa 20 % gesenkt werden könnte [19].

In der Gesamtschau ist davon auszugehen, dass nur eine **Kombination aus den zu erwartenden preisbedingten Nachfrageeffekten und zusätzlichen energiepolitischen Instrumenten** den erforderlichen Verbrauchsrückgang bewirken kann.²⁶ Ordnungspolitische Maßnahmen (etwa eine Erhöhung der Energieeffizienzstandards) oder Fördermechanismen, die etwa suffizientes Verhalten fördern (beispielsweise durch Informationskampagnen), können dazu beitragen. Beides ist laut Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck bereits im Gespräch.

Eine Leistungslücke in Höhe von 25 bis 30 %, die sich ergeben könnte, wenn die geplanten infrastrukturellen Maßnahmen nicht ergriffen werden bzw. die russischen Gaslieferungen abbrechen, bevor der Infrastrukturausbau umgesetzt werden kann, wird jedoch nur mit teils einschneidenden Maßnahmen auszugleichen sein. Kritisch sind dabei vor allem die nächsten ein bis zwei Jahre: Die in diesem Zeitraum durchführbaren Infrastrukturmaßnahmen sind begrenzt und viele der aufgeführten Einsparmaßnahmen benötigen mehr Zeit. Kurzfristig könnte ein Ausfall der russischen Gasimporte daher zum freiwilligen oder angeordneten Herunterfahren von Industrieprozessen führen. Haushalte können dies durch Verzicht auf Energiedienstleistungen (vor allem beim Heizen) abmildern.

Bei den verschiedenen Möglichkeiten, den Erdgasverbrauch zu senken, bestehen jedoch teilweise große Unterschiede: Manche sind durch relativ geringe Komforteinbußen zu erbringen, andere werden durch beschleunigte oder vorgezogene Maßnahmen erzielt, die zur Erfüllung des Klimaschutzgesetzes sowieso notwendig sind. Einige könnten zum Ausfall von Produktion und ggf. Verlagerungen von Industrie führen, was volkswirtschaftlich schmerzhaft wäre. Bei einer Priorisierung der Einsparmöglichkeiten ist daher nicht nur eine kurzfristige Perspektive wichtig, vielmehr müssen auch langfristige Effekte sorgfältig abgewogen werden.

2.6 Welche Möglichkeiten bestehen angebotsseitig zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit?

Der Ausbau der erneuerbaren Energien verringert die Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger. Die EWI-Modellierungen zeigen, dass im Falle des von der Bundesregierung anvisierten Erneuerbaren-Ausbau gemäß Osterpaket 2022 die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas) im Jahr 2030 stark zurückgefahren werden kann. Diese übernehmen dann überwiegend die

²⁶ Eine Sammlung von Maßnahmenvorschläge und Potenzialabschätzungen zu Energiesuffizienz und -effizienz bietet Fischer C., 2022 [20].

Deckung von Spitzenlasten und die Überbrückung der Wintermonate, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tendenziell niedriger ist.

Vor diesem Hintergrund sollten die Grundlagen dafür geschaffen werden, dass die europäischen Ausbauziele aus dem Maßnahmenpaket „RePowerEU“ sowie die deutschen aus dem Oster-Paket 2022 umgesetzt werden. Zentrale Herausforderung dafür ist, hinreichende Anreize für die notwendigen Investitionen in Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu setzen, die Planungs- und Genehmigungszeiten drastisch zu verringern, den Stromnetzausbau auf deutscher und europäischer Ebene voranzutreiben sowie Produktionskapazitäten von für die Energiewende benötigten Rohstoffen, Anlagen und Produkten hochzufahren. Für die Sektorenkopplung ist entscheidend, dass Strom aus erneuerbaren Energien günstiger und nicht durch staatliche Preisbestandteile unnötig belastet wird. Ein erster Schritt wurde in Deutschland mit dem Streichen der EEG-Umlage unternommen, die Senkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß würde Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen weiterhin wettbewerbsfähiger machen. Gleichzeitig sollte die geplante Reform der Energiesteuerrichtlinie auf europäischer Ebene vorangetrieben werden.²⁷

Der zügige Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft bleibt auch unter den neuen energiepolitischen Vorzeichen ein notwendiges Element der deutschen und europäischen Energiewende. Klimaneutraler Wasserstoff kann langfristig fossile Energieträger aus dem System drängen.

Jedoch wird Wasserstoff in den kommenden Jahren nicht in den benötigten Mengen verfügbar sein, um kurz- und mittelfristig einen merklichen Beitrag für die Energiewende und die Versorgungssicherheit zu leisten. Die erhöhten Anforderungen an Erdgasversorgungssicherheit könnten zudem den Aufbau der benötigten Wasserstoffinfrastruktur verzögern (siehe hierzu Frage 2.3). Unter den gegebenen Annahmen zur Mengen- und Preisentwicklung von Erdgas wird auch das wirtschaftliche Potenzial zur Herstellung blauen Wasserstoffs sinken, der eine Brückenfunktion einnehmen könnte, bis grüner Wasserstoff in ausreichendem Maße zur Verfügung steht.

Vor diesem Hintergrund wird es von Bedeutung sein, Anreize für die inländische Erzeugung und den Import von Wasserstoff zu schaffen. Für den Import von Wasserstoff sollten früh globale und europäische Strukturen aufgebaut werden. Zur Vermeidung neuer Abhängigkeiten sollte darauf hingearbeitet werden, die Importstrukturen von Wasserstoff zu diversifizieren.

Zur Absicherung der Versorgungssicherheit wird es für die nächsten Jahre wichtig sein, **von Stilllegung bedrohte Kohlekraftwerke vermehrt in eine Sicherheitsreserve zu überführen.** Der Einsatz von Kohle für die Stromerzeugung wird damit voraussichtlich in den kommenden Jahren weiterhin Bedeutung haben. Ein Ausbleiben russischer Erdgasimporte sowie ein hoher Gaspreis führen im EWI-Modell dazu, dass Braun- und Steinkohle Erdgas aus der Merit Order verdrängen und ihr relativer Anteil an der Stromerzeugung steigt. Eine hohe Stromnachfrage sowie ein langsamer Ausbau der erneuerbaren Energien verstärken diesen Effekt. In absoluten Zahlen ist jedoch aufgrund der weiterwachsenden Bedeutung der erneuerbaren Energien in keinem vom EWI aufgestellten Szenario für die Jahre 2026 und 2030 eine Zunahme der Kohleverstromung gegenüber dem Jahr 2021 zu erwarten.

Wie lange wieder verstärkt auf Kohle gesetzt werden muss, ist aufgrund der vielen Unsicherheiten aus heutiger Sicht nicht vorherzusagen. **Es spricht jedoch grundsätzlich nichts dagegen, dass ein vorgezogener**

²⁷ Weitere Maßnahmen für den Hochlauf erneuerbarer Energien können Sie der ESYS-Stellungnahme „Wie kann der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie beschleunigt werden?“ entnehmen [21].

Kohleausstieg bis zum Jahr 2030 weiter möglich ist. Dafür wären neben einem raschen Ausbau der erneuerbaren Energien sowie einer erhöhten Einsparung von Strom in bestehenden Anwendungen jedoch, wie im Koalitionsvertrag vorgesehen, insbesondere der Zubau weiterer Gaskraftwerke zur Deckung der Spitzenlast notwendig. Der erforderliche Zubau dieser Anlagen, die zudem H2-ready sein müssen, erscheint unter den heutigen Rahmenbedingungen jedoch sehr unwahrscheinlich und müsste von der Politik voraussichtlich stark incentiviert werden.

Gelingt es in den kommenden Jahren nicht, die Erneuerbaren rasch auszubauen und die Steigerung der Stromnachfrage zu begrenzen und steigt (dadurch) der Anteil von Kohle an der Stromerzeugung, zeigen die EWI-Berechnungen, dass die **2030-Ziele für den Energiesektor** aus dem Klimaschutzprogramm nur sehr schwer zu erreichen sein werden. Zudem würde die Gefahr steigen, dass das deutsche CO₂-Budget, welches das Bundesverfassungsgericht seinem Urteil aus dem Jahr 2021 zugrunde gelegt hat, überschritten wird. In den kommenden Jahren zusätzlich zu erwartende Emissionen müssten entsprechend durch eine Beschleunigung der Emissionsreduktion in den Folgejahren ausgeglichen werden.

Auf europäischer Ebene wird die Zielüberschreitung zwar durch die Emissionsobergrenzen des EU-ETS aufgefangen werden. Jedoch könnte der Mechanismus angesichts damit möglicherweise einhergehender steigender Zertifikatspreise, nicht zuletzt weil es auch in anderen EU-Ländern wie den Niederlanden zu Verlagerungseffekten hin zu Kohlekraftwerken kommt, zunehmend unter (politischen) Druck geraten.

3 Schlussfolgerungen für die deutsche und europäische Politik

3.1 Der Wegfall russischer Erdgaslieferungen bedroht die europäische Versorgungssicherheit

Ein Wegfall der russischen Erdgasimporte – sei es durch ein von der EU initiiertes Embargo oder durch einen Lieferstopp seitens Russland – stellt Deutschland und die EU vor enorme Herausforderungen. **Falls die russischen Importe in den nächsten Monaten wegfallen, könnten zu Hochlastzeiten im Winter in Deutschland etwa 30 %, in Europa etwa 25 % des Bedarfs (bezogen auf 2021) nicht gedeckt werden.** Selbst wenn auf dem Weltmarkt ausreichend Erdgas in Form von LNG beschafft werden könnte, fehlen LNG-Terminals und Pipelines, um das Gas in Europa anzulanden und zu verteilen. Auch bezogen auf den Jahresbedarf könnten mit den heute einsatzbereiten LNG-Terminals und Pipelines nur etwa 80 % des europäischen Erdgasbedarfs von 2021 gedeckt werden.

Mit Blick auf den kommenden Winter führt voraussichtlich kein Weg an der Senkung des Erdgasverbrauchs vorbei. Die Industrie müsste ihre Produktion voraussichtlich teilweise reduzieren – aufgrund hoher Preise oder durch Anordnung. Haushalte können die Mangelsituation durch den Verzicht auf Energiedienstleistungen in einem gewissen Umfang abmildern, insbesondere indem sie weniger heizen.

Folgende Maßnahmen sollten mit hoher Priorität angegangen werden:

- Die **europäische Gasinfrastruktur**, sowohl LNG-Terminals als auch Pipelines, sollte zügig aus- und umgebaut werden. Kurzfristig besonders wirksam ist der Umbau von Verdichterstationen, um eine Flussumkehr (Reverse-Flow) zu ermöglichen. LNG-Terminals ermöglichen eine Diversifizierung des Erdgasbezugs. Durch den Ausbau der Gasinfrastruktur kann die Leistungslücke in Hochlastzeiträumen geschlossen werden, wenn gleichzeitig der europäische Gasverbrauch um 20 % gesenkt wird.
- Die **Substitution von Erdgas** sollte forciert werden, insbesondere im Stromsektor. Zu diesem Zweck wird der Einsatz von Kohle für die Stromerzeugung voraussichtlich in den kommenden Jahren weiterhin Bedeutung haben. Mittelfristig kann durch den **Ausbau erneuerbarer Energien** und die Sektorenkopplung Erdgas in allen Sektoren sukzessive ersetzt werden.
- Die **Energieeffizienz** (v.a. Gebäudedämmung, effizientere Heizungssysteme) muss dringend steigen. Vor allem ältere, ineffiziente Gasheizungen müssen mit hoher Priorität durch elektrische Wärmepumpen ersetzt werden.

Mit diesen Maßnahmen kann die physische Versorgungslücke **mittelfristig** ab etwa 2025/26 geschlossen werden. Da eine Senkung des Verbrauchs dafür essenziell ist, wäre es kontraproduktiv, Energiepreise in Europa durch staatliche Zuschüsse zu senken und so den Verbrauch trotz Knappheit anzureizen. Entlastungen einkommensschwacher Haushalte – die dringend notwendig sein werden – sollten vielmehr über sozialpolitische Instrumente geschehen. Ein weiterer positiver Effekt von Einsparmaßnahmen ist, dass sie sich dämpfend auf die Energiepreise auswirken.

3.2 Hohe Energiepreise könnten Industrie und Haushalte belasten

Bleiben russische Energieimporte aus, könnten hohe Energiepreise die Wirtschaft und Gesellschaft in den europäischen Ländern stark belasten. Die Ergebnisse der Gutachten deuten darauf hin, dass die Energiepreise vor allem mittelfristig auf einem höheren Niveau als noch vor 2021 bleiben werden. Dies stellt insbesondere die deutsche Wirtschaft, die seit Jahrzehnten vom günstigen pipelinegebundenen russischen Erdgas profitiert hat, vor eine enorme Herausforderung. Im Vergleich zu Ländern, die ihren Erdgasbedarf durch heimische Vorkommen decken können und nicht vom Weltmarkt abhängig sind, können so **Wettbewerbsnachteile für europäische Länder entstehen**. Als Folge der hohen Brennstoffpreise könnte sich auch der **Trend hoher Strompreise in Europa** künftig fortsetzen. Durch die richtigen Maßnahmen – Erhöhung der Energieeffizienz, den weltweiten Ausbau der Export- und Importkapazitäten für Erdgas und durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa – könnten die Energiepreise ab etwa 2030 wieder das Niveau vor 2021 erreichen. Dafür sind jedoch hohe Investitionen nötig.

Die **Wettbewerbsfähigkeit der Industrie** könnte überbrückungsweise durch staatliche Maßnahmen gestützt werden – es muss debattiert werden, inwieweit und wie lange dies sinnvoll ist. Einem besonders hohen Risiko ist die energieintensive Grundstoffindustrie ausgesetzt. Um die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie mittel- und langfristig zu erhalten, müssen Transformationsprozesse beschleunigt, die Produktivität in Deutschland und EU insgesamt erhöht und nicht-energiebezogene Standortfaktoren verbessert werden.

Kurzfristig geprüft werden müssen Maßnahmen, die eine Schließung von Produktionsanlagen verhindern. Dies ist besonders wichtig, wenn Kaskadeneffekte in nachgelagerten Produktionsstufen drohen oder wenn dauerhafte Schließungen von Betrieben mit Schlüsselfunktion für die deutsche Industrie abgewendet werden können. Sonst droht das Risiko, dass einmal geschlossene Betriebe aufgrund möglicher dauerhaft hoher Energiepreise ihre Produktionsstätten nicht wieder öffnen und ihre Produktion in andere Länder verlagern. Eine solche Entwicklung könnte weitere Kaskadeneffekte auslösen, wenn beispielsweise die Verlagerung der Produktion von Grundstoffen zur Abwanderung ganzer Wertschöpfungsketten führt.

Auch Haushalte werden durch die steigenden Energiepreise und den dadurch verursachten Preisanstieg bei Nahrungsmitteln und anderen Produkten stark belastet. Vor diesem Hintergrund kommt der **Bezahlbarkeit der Energieversorgung** künftig eine noch größere Bedeutung zu. Eine Energieeinheit wird in den kommenden Jahren voraussichtlich deutlich teuer als in den vergangenen Jahrzehnten. Entsprechend bedarf es einer **sozial gerechten Ausgestaltung der Energieversorgung**, vor allem eines Schutzes einkommensschwacher Haushalte vor steigenden Energiepreisen. Dies umfasst finanzielle Unterstützung über sozialpolitische Instrumente und die Unterstützung bei der Umsetzung von Energiesparmaßnahmen.

3.3 Europäische Versorgungssicherheit ist nur in einer engen Zusammenarbeit möglich

Eine **gut abgestimmte und enge europäische Zusammenarbeit** und Koordination der Erdgasverteilung ist elementar, um die Auswirkungen eines Ausfalls russischer Erdgaslieferungen möglichst gering zu halten. Insbesondere Deutschland ist stark auf Importe aus anderen europäischen Ländern angewiesen. Dies gilt umso mehr bei einem möglichen kurzfristigen Ausfall russischer Gaslieferungen, wenn die geplanten LNG-Terminals in Deutschland noch nicht ausgebaut sind. Ebenso trägt Deutschland als wichtiges Transitland und aufgrund seiner großen Gasspeicherkapazitäten Verantwortung für die gesamteuropäische Gasversorgung.

Allerdings könnte die zu erwartende Gasmangellage vor allem im Zeitraum 2022 bis 2025 die Solidarität der Mitgliedsstaaten auf eine schwere Probe stellen. So braucht es einen Prozess der Abstimmung, ob dem Markt die Zuteilung überlassen bleibt oder ob das Gas über Rationierungsquoten auf die Mitgliedstaaten verteilt wird. Um einen innereuropäischen Wettbewerb um knappe Mengen auf den Weltmärkten zu vermeiden und so die Energiepreise noch weiter nach oben zu treiben, ist ein koordiniertes europäisches Vorgehen im Einkauf von Erdgas sinnvoll. Auch langfristig wird die vertiefte europäische Zusammenarbeit in Energiefragen, etwa beim Ausbau der Wasserstoffnetze oder dem Ausbau erneuerbarer Energien, von großer Bedeutung sein.

3.4 Synergien zwischen Versorgungssicherheit und Klimaschutz nutzen

Viele Klimaschutzmaßnahmen verringern gleichzeitig die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern: Auf der Erzeugerseite geht es darum, den **Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen** sowie **Elektrolyseuren zur Erzeugung grünen Wasserstoffs** voranzutreiben. Auf der Verbraucherseite wird es insbesondere wichtig sein, die auf Strom und Wasserstoff basierende **Sektorenkopplung** voranzutreiben und die **Energieeffizienz** zu erhöhen. Ein ambitionierter Ausbau der erneuerbaren Energien hat einen preisdämpfenden Effekt auf die Stromgroßhandelspreise.

Für eine beschleunigte Energiewende sind jedoch **erhebliche Investitionen aufzubringen. Sie werden umso mehr zur Herausforderung, desto stärker die Volkswirtschaft durch steigende Energiepreise belastet wird.** Angesichts von künftig möglicherweise sinkenden finanziellen Spielräumen des Staates wird die Politik öffentliche Ausgaben stärker priorisieren müssen. Zur Vermeidung von Fehlinvestitionen sollte der Gefahr von Lock-In-Effekten durch entsprechende gesetzliche Vorgaben vorgebeugt werden. So sollten neue Erdgasinfrastrukturen möglichst einfach auf Wasserstoff umrüstbar sein.

Ein stärkerer Einsatz der Kohle für die Stromerzeugung widerspricht den Bemühungen zum Erreichen der deutschen Klimaziele. Der EU-ETS ist aber dafür ausgelegt, dieser Entwicklung auf europäischer Ebene entgegenzuwirken. Dadurch bleiben die Anreize erhalten, den Einsatz fossiler Energieträger zu senken. Höhere Emissionen führen zu höheren Preisen im EU-ETS, die Verbraucher*innen und Industrie zusätzlich belasten werden. Dies könnte zu einem gesellschaftlichen und politischen Druck führen, CO₂-Preise zu senken und die Instrumente auszusetzen. Diesem Druck muss die Politik unbedingt standhalten und Wege der sozial- und wirtschaftspolitischen Entlastung finden, die nicht der Erreichung von Klimazielen und einer größeren Import-Unabhängigkeit entgegenstehen. Nur so kann sie sicherstellen, dass die gegenwärtige Versorgungskrise die Erreichung der Klimaziele nicht gefährdet.

3.5 Resilienz der europäischen Energieversorgung durch Diversifizierung erhöhen

Durch die hohen Importanteile russischer Energieträger haben sich Deutschland und die EU in hohem Maße abhängig gemacht. Diese Abhängigkeit wurde in Kauf genommen für die Wettbewerbsvorteile aufgrund günstiger importierter Energieträger, die die europäischen Unternehmen und Verbraucher*innen über viele Jahre begünstigt haben. Nun zeigt sich klar: **Ein vollständiger Verzicht auf russische Energieimporte stellt für die Volkswirtschaften Deutschlands und anderer europäischer Länder eine enorme Belastung dar.**

Um die Risiken einseitiger starker Abhängigkeiten künftig zu vermeiden und die **Resilienz der Energieversorgung in Europa** zu erhöhen, sind starke Energieeinsparmaßnahmen, der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und eine Diversifizierung der Lieferländer unverzichtbar. Die jetzige Situation könnte jedoch zu neuen starken Abhängigkeiten führen, insbesondere wenn russisches Erdgas hauptsächlich durch LNG-Importe aus den USA ersetzt wird. Falls die geo- und sicherheitspolitische

Situation es zulässt, könnte aus wirtschafts- und energiepolitischer Sicht eine langfristige Wiederaufnahme von Handelsbeziehungen mit Russland in einem gewissen Umfang sinnvoll sein. Damit könnte die europäische Energieversorgung diversifiziert und durch komparativ niedrige Preise begünstigt werden: Die EWI-Berechnungen zeigen, dass die Preise für Kohle, Öl, Gas und Strom im Falle eines lediglich 50%igen Rückgangs der russischen Energieimporte in den Jahren 2026 und 2030 deutlich niedriger sind als im Falle eines kompletten Ausbleibens russischer Lieferungen.

Die Diversifizierung, die für eine **resiliente europäische Energieversorgung** notwendig ist, sollte sich jedoch nicht nur auf die Brennstoffe beschränken. Auch Lieferbeziehungen bei Rohstoffen, die für den Aufbau der Erneuerbaren-Energien-Anlagen, der Elektrolyseure zur Erzeugung grünen Wasserstoffs und der Energieinfrastrukturen benötigt werden, sollten hinsichtlich kritischer Abhängigkeiten geprüft werden. Die Politik sollte zudem eine zu starke Fokussierung auf einzelne Staaten bei Importen von Energieträgern vermeiden, die für die zukünftige Energieversorgung zentral sind, allen voran grünem Wasserstoff. Alle diese Aspekte sollten im Sinne einer ganzheitlichen Strategie mitgedacht werden. Dazu zählen u.a. Circular Economy-Initiativen mit hohen Vorgaben für das Recycling und die Wiederverwendung sekundärer Rohstoffe.

Anhang: Methodik und Kurzzusammenfassung der Gutachten

Gutachten EWI

Im Rahmen des Gutachtens „Szenarien für die Preisentwicklung von Energieträgern“ untersucht das Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität zu Köln (EWI) die mittelfristige Entwicklung von Preisen für die Energieträger Erdgas, Öl, Steinkohle und Strom für die Jahre 2026 und 2030. Die Methodik und zentrale Ergebnisse sind im Folgenden kurz zusammengefasst.

Methodik und Vorgehen

Die mittelfristige Preisentwicklung der Energieträger für Gas, Öl und Kohle ist von großen Unsicherheiten geprägt, daher wurden für die Analyse Szenarien entwickelt, die drei zentrale Unsicherheiten variieren:

Gas- und Stromnachfrage: Die treibenden Größen für die Entwicklung der Strom- und Gasnachfrage sind das Ambitionsniveau der Treibhausgasreduktion und damit einhergehend der Grad der Elektrifizierung von Endverbrauchssektoren. Darüber hinaus spielen auch Effizienzgewinne, beispielsweise durch Maßnahmen wie energetische Gebäudesanierung, eine Rolle. Bei der Ausprägung moderate Elektrifizierung (mEL) wird von einer leicht steigenden Stromnachfrage und einer etwa konstanten europäischen Erdgasnachfrage ausgegangen. Für die Annahme einer hohen Elektrifizierung (hEL) wird ein stark steigender nationaler Strombedarf sowie eine sinkende europäische Gasnachfrage unterstellt.

Verfügbarkeit russischer Energieträger: Auf der Angebotsseite besteht eine wesentliche Unsicherheit in der Höhe der zukünftigen Energieimporte aus Russland. Hinsichtlich des Angebots von Erdgas, Kohle und Öl wird in einer Ausprägung unterstellt, dass Europa seinen Energiebedarf ohne russische Energieträger (oRU) deckt. Die alternative Ausprägung beinhaltet die Annahme einer niedrigen Verfügbarkeit von russischen Rohstoffen (nRU). Dabei wird bspw. der Import von russischem Gas auf maximal 75 Mrd. m³ begrenzt. Dies entspricht etwa einer Halbierung der russischen Importe gegenüber 2021.

Ausbau erneuerbarer Energien: Eine zentrale Unsicherheit bildet der Ausbaupfad von erneuerbaren Energien in Deutschland. Während in einer Ausprägung die Annahme eines hohen Ausbaus von erneuerbaren Energien (hEE) getroffen wird, unterstellt die andere Ausprägung einen moderaten Ausbau (mEE) für die Zieljahre 2026 und 2030. Der höhere Ausbaupfad für Photovoltaik und Windkraft basiert auf den aktuellen Zielen der Bundesregierung, welche im Gesetzesentwurf für das EEG2023 festgehalten sind.

Die Untersuchung der Preisentwicklung der Energieträger basiert auf verschiedenen EWI-Modellen sowie ökonomischen Analysen zur Angebots- und Nachfrageseite. Die Berechnung der Gaspreisentwicklung erfolgt auf Basis des EWI-Gasmarktmodells COLUMBUS. Für die Berechnung der Strompreisentwicklung wird das EWI-Strommarktmodell DIMENSION genutzt. Die Analyse der Kohle- und Ölmärkte beruht auf ökonomischen Analysen von Angebot und Nachfrage sowie Marktpreisen. Aus den Kombinationen der Unsicherheiten ergeben sich Szenarien, für die in der Folge die Preisentwicklung von Energieträgern sowie weitere Implikationen für den Energiesektor berechnet werden. Auf Basis der resultierenden Preise werden mögliche Auswirkungen auf private Haushalte und die energieintensive Industrie diskutiert.

Abbildung 6 zeigt die untersuchten Unsicherheiten und die jeweils betrachteten Ausprägungen in Form eines Szenarienbaums.

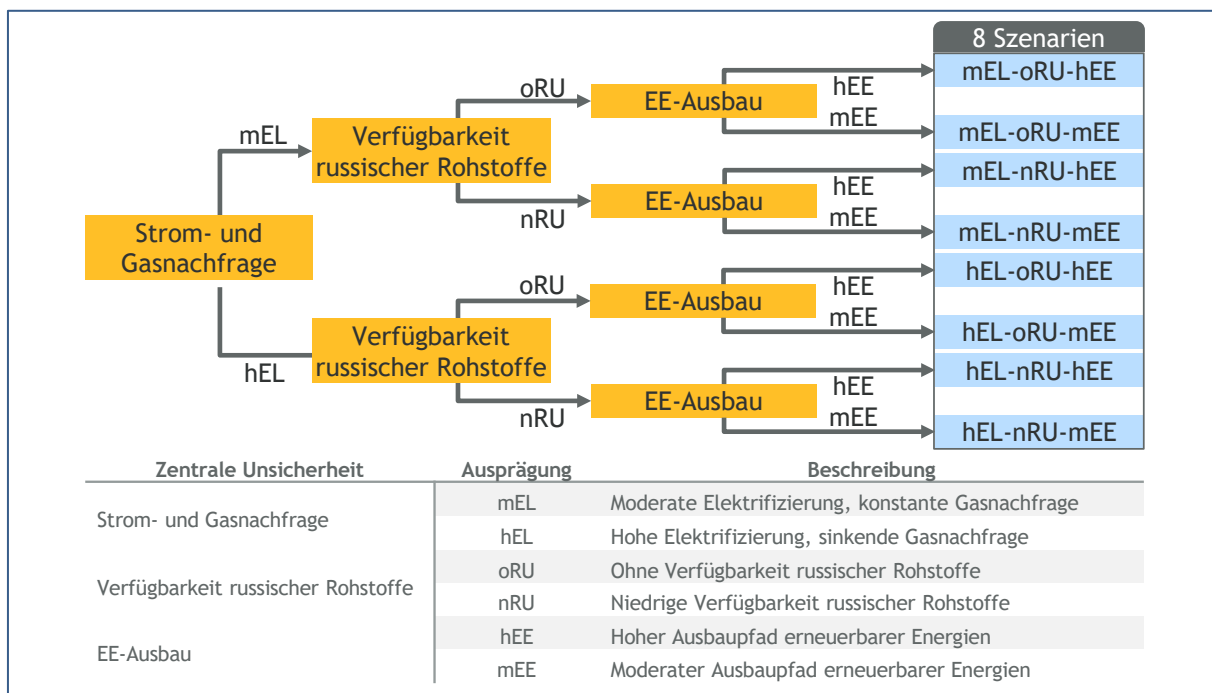


Abbildung 6: Szenarienbaum auf Basis zentraler Unsicherheiten (Quelle: EWI 2022 [1]).

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die möglichen Gaspreise in Europa sind stark abhängig von den verfügbaren Energieimporten aus Russland, der Entwicklung der Gasnachfrage sowie den global getätigten Investitionen in Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen. Ein großer Teil der wegfallenden russischen Gasmengen kann in den Szenarien durch LNG-Importe gedeckt werden. Dabei nehmen die USA eine Schlüsselrolle ein, da dort die Produktions- und Verflüssigungskapazitäten weltweit am stärksten ausgebaut werden. Ohne russische Gasimporte (oRU) könnte der Anteil der LNG-Importe aus den USA am Gesamtimportmix der EU27+UK von etwa 8 % im Jahr 2021 auf bis zu 35 % im Jahr 2030 steigen.

In den Szenarien mit sinkender Gasnachfrage (hEL) stellen sich im Jahr 2030 mit 22 EUR/MWh (hEL-oRU) und 18 EUR/MWh (hEL-nRU) Gaspreise ein, die mit dem Preisniveau von 2018 vergleichbar sind. In der kurzen Frist bis 2026 liegt der Gaspreis im Szenario ohne russische Energieträger (hEL-oRU) allerdings mit 43 EUR/MWh etwa 18 EUR/MWh höher als im Szenario mit niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (hEL-nRU). In den Szenarien mit konstanter Gasnachfrage (mEL) ist der Einfluss der Verfügbarkeit russischer Rohstoffe auf die Gaspreise auch langfristig deutlich größer. Im Szenario ohne russische Energieträger (mEL-oRU) steigt der Gaspreis über auf 66 EUR/MWh und bleibt bis 2030 mit 59 EUR/MWh auf hohem Niveau. Sollten russische Energieträger im niedrigem Umfang zur Verfügung stehen (mEL-nRU), stellen sich Gaspreise von 29 EUR/MWh in 2026 und 28 EUR/MWh in 2030 ein.

In Bezug auf Öl- und Steinkohle zeigt sich, dass die Preise in den kommenden Jahren wieder sinken könnten. Demnach gehen die Marktakteure, nach einem Preispeak im Jahr 2022, von einem Rückgang der Ölpreise aus. Der Preis sinkt auf ein Niveau im oberen Bereich der historischen Werte der Jahre 2016 bis 2021 (Öl = ca. 50 EUR/MWh und Steinkohle = ca. 10 EUR/MWh). Im Fall einer teilweisen Verfügbarkeit russischer Ölimporte (nRU) sinkt das Preisniveau etwa auf den Durchschnittswert der letzten fünf Jahre. In Bezug auf die mögliche Entwicklung der Kohlepreise wird ebenfalls von einem Preisrückgang ausgegangen. Sofern mittelfristig keine Steinkohleimporte aus Russland erfolgen (oRU) stellt sich jedoch ein Preisniveau ein, was über dem historischen Preisniveau liegt. Eine teilweise Verfügbarkeit russischer Kohleimporte (nRU) könnte

entsprechend zu einem Absinken der Preise führen. Der Preis könnte in diesem Fall auf ein Niveau im oberen Bereich der historischen Werten der Jahre 2016 bis 2021 sinken.

Im Bereich der Großhandelstrompreise ergibt sich gegenüber den langjährigen historischen Preisen in allen betrachteten Szenarien ein deutlicher Anstieg der Strompreise. Vergleicht man diese allerdings mit den hohen Preisen seit Mitte 2021, zeigt sich ein deutlicher Rückgang. Die höchsten Preise mit jährlichen Durchschnittspreisen von bis zu 132 EUR/MWh (2026) bzw. 135 EUR/MWh (2030) ergeben sich in den Szenarien, in denen sich preiserhöhende Effekte wie eine hohe Stromnachfrage (hEL), keine Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (oRU) und ein moderater Ausbau erneuerbarer Energien (mEE) überlagern. Die geringsten Preise mit 79 EUR/MWh (2026) bzw. 52 EUR/MWh (2030) treten im umgekehrten Fall auf, also bei moderater Stromnachfrage (mEL), mit niedriger Verfügbarkeit russischer Rohstoffe (nRU) und einem hohen Ausbau erneuerbarer Energien (hEE). Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist dabei ein essenzieller Stellhebel für die Reduktion der Großhandelstrompreise.

Energie ist ein essenzielles Gut für die deutsche Volkswirtschaft, das nur beschränkt substituierbar ist. Entsprechend kritisch wirken sich Preissteigerungen auf verschiedene Akteure wie (einkommensschwache) Haushalte und (energieintensive) Industrien aus, die Energieträger zur Deckung ihrer Strom-, Wärme- und Mobilitätsnachfrage und als Rohstoff benötigen. Die Energiepreise in Europa könnten gegenüber den historischen Preisen auch mittel- und langfristig auf einem hohen Niveau bleiben. Auf Seiten der Industrie könnten durch die hohen Energiepreise in Europa Wettbewerbsnachteile ggü. anderen Regionen wie Asien oder den USA entstehen, in denen die Energiepreise von einem geringeren Anstieg betroffen sind. Die Analyse zeigt, dass sich bspw. die Wettbewerbsposition gasintensiver Grundstoffindustrien wie der Düngemittelindustrie in Deutschland deutlich verschlechtern würde. Auf Seiten der Haushalte zeigt die Analyse, dass insbesondere einkommensschwache Haushalte besonders stark durch den Energiepreisanstieg betroffen sind. Dies ist bspw. auf den steigenden Anteil der Energiekosten am Gesamteinkommen oder geringe Anpassungsmöglichkeiten durch Investitionen in effiziente Heizungstechnologien oder Gebäudesanierung zurückzuführen.

Gutachten Fraunhofer IEG et al.

Dieses Gutachten analysiert die Versorgungssicherheit Europas aus netztechnischer Sicht anhand einer leistungsbilanziellen Untersuchung der Erdgasflüsse für die Jahre 2022 bis 2026 sowie 2030 bei einem Ausfall von Gasflüssen aus Russland. Die resultierenden Gastransporte werden anhand einer strömungsmechanischen Betrachtung für das Jahr 2026 exemplarisch für fünf europäische Transportnetze validiert.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Berechnungen zeigen, dass eine Versorgung des europäischen Bedarfs potentiell unabhängig von russischem Gas und über eine verstärkte Nutzung von LNG und anderer verfügbarer Pipeline-Importe hergestellt werden kann. Anhand strömungsmechanischer Transportnetzmodelle für die Länder Spanien, Frankreich, Benelux, Italien und Deutschland konnte gezeigt werden, dass die dafür notwendigen veränderten Gasflüsse technisch umsetzbar sind.

Voraussetzungen hierfür sind eine enge europäische Zusammenarbeit, die zügige Umsetzung einer Reihe von Infrastrukturmaßnahmen sowie die Reduktion des Gasverbrauchs um 20 % im Vergleich zum Jahr 2021. Dem zugrunde gelegten TYNDP-Szenario „Distributed Energy“ [8] zufolge kann diese Reduktion bis zum Jahr 2025 erreicht werden. Zu den notwendigen Infrastrukturmaßnahmen zählen die Umsetzung bereits geplanter Pipelineprojekte und der (Aus-)Bau von LNG-Terminals sowie die Ertüchtigung von Verdichterstationen für den Reverse Flow. Diese Umrüstung ist notwendig, da das Gas in vielen Teilnetzen nicht mehr in die Richtung fließt, auf die die Netze ursprünglich ausgelegt waren. Dabei kommt der Richtungsumkehr zwischen Italien und Österreich eine wichtige Rolle zu, um den Weitertransport des Gases in die Slowakei und schließlich in die Ukraine zu ermöglichen. Das deutsche Netz übernimmt eine Schlüsselfunktion, da es hohe Transite in die Nachbarländer bewältigt. Zudem werden die geplanten schwimmenden LNG-Terminals (FSRUs) in Deutschland in dem modellierten Szenario schon ab 2023 stark genutzt.

Näheres zur Methode

Den durchgeführten Berechnungen liegen zwei Varianten des TYNDP-Szenarios zugrunde: die Variante „Durchschnitt“ mit durchschnittlichem Leistungsbedarf und ohne Speichernutzung und die Variante „Winter“ mit hohem Leistungsbedarf und Speicherentladung. Grundsätzlich werden die Berechnungen aufgrund einer Stundenleistungsbilanz (MWh/h) durchgeführt, also für eine Stunde mit „durchschnittlichem“ Verbrauch und eine Stunde mit „Winter“-Verbrauch.

Ausgangspunkt der Analyse ist ein Transportmodell zur Leistungsbilanzierung der Flüsse zwischen den einzelnen Ländern. Die maximalen Kapazitäten an den Interkonnektoren werden dabei als Nebenbedingungen vorgegeben, ebenso wie die Obergrenzen für die Erdgasförderung sowie die LNG- und Pipeline-Importe der einzelnen Länder einschließlich der erwarteten Produktionsmengen. Die Ergebnisse der bilanziellen Optimierung werden im nächsten Schritt an das gesamteuropäische Flussmodell auf Basis von MYNTS²⁸ übergeben. Hier wird jedes Land als ein Knoten abgebildet und die europäischen Gasflüsse werden strömungsmechanisch simuliert. Engpässe im intereuropäische Gastransport können so aufgezeigt werden.

²⁸ Multiphysikalischer Netzwerksimulator; eine Software zur Simulation, Analyse und Optimierung von Energienetzen entwickelt von Fraunhofer SCAI.

Im letzten, entscheidenden Schritt dieser dreistufigen Modellkette werden Engpässe innerhalb ausgewählter europäischer Länder untersucht und die Ergebnisse der vorangehenden Modelle auf ihre physikalische Umsetzbarkeit im Transportnetz überprüft. Mittels der physikalischen Gasflussmodelle MYNTS und SIMONE werden die Gasinfrastrukturen der Regionen Spanien, Frankreich, Benelux, Deutschland und Italien detailliert abgebildet. Der Erdgasbedarf wird dafür auf NUTS3-Ebene heruntergebrochen und anschließend auf die einzelnen Knoten des Erdgasnetzes allokiert. Die Gasflussmodelle werden dann so angesteuert, dass alle regionalen Bedarfe sowie die Exporte in angrenzende Netze, gedeckt werden. Die Kapazitäten der einzelnen Pipelines, LNG-Terminals, Interkonnektoren und Speicher werden berücksichtigt.

Mehr zum Thema:

Download der Gutachten EWI und Fraunhofer IEG et al. unter:

<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme/energiepreise-versorgungssicherheit>

Literatur

1 EWI 2022

Energiewirtschaftliches Institut zu Köln: *Szenarien für die Entwicklungen von Commodity-Preisen*, 2022. i. E.

2 Fraunhofer IEG/Fraunhofer SCAI/TU Berlin

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie/Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen/Technischen Universität Berlin: *Europäische Gasversorgungssicherheit aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland*, 2022. i. E.

3 BGR 2020

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland*, 2022. URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.html [Stand: 05.07.2022].

4 UBA 2019

Umweltbundesamt: *Wie klimafreundlich ist LNG?* Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG), 2019. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wie-klimafreundlich-ist-lng> [Stand: 07.07.2022].

5 BGR 2021

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Deutschland – Rohstoffsituation 2020*, 2021. URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2020.html [Stand: 05.07.2022].

6 Europäische Kommission 2022

Quarterly Report on European gas markets. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-04/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets_Q4%202021.pdf [Stand: 07.07.2022].

7 IFEU 2022

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH: *Biomethane in Europe*, 2022. URL: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/ifeu_ECF_biomthane_EU_final_01.pdf. [Stand: 05.07.2022].

8 ENTSOE/ENTSOG 2022:

European Network of Transmission System Operators for Electricity/ European Network of Transmission System Operators for Gas: *TYNDP 2022 Scenario Report*, 2022. URL: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/> [Stand: 05.07.2022].

9 EWI 2022

Energiewirtschaftliches Institut zu Köln: *Auswirkungen ausbleibender Gas-Lieferungen aus Russland auf die Versorgungssicherheit*, 2022. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/gasanalyse/> [Stand: 05.07.2022].

10 BNetzA 2022

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: *Gas-Mengengerüst von 06/22 bis 06/23*, 2022. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/HintergrundFAQ/Gas-Mengengeruest.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [Stand: 05.07.2022].

11 Wörner/Schmidt 2022

Wörner, J.-D./Schmidt, C.: *Sicherheit, Resilienz und Nachhaltigkeit*, 2022. URL: <https://www.acatech.de/publikation/sicherheit-resilienz-und-nachhaltigkeit/> [Stand: 05.07.2022].

12 Fraunhofer IEG 2021

Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie: *Leitprojekt TransHyDE*, 2021. URL: <https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/leitprojekte/transhyde> [Stand: 05.07.2022].

13 McWilliams/Zachmann 2022

McWilliams, B./Zachmann, G.: *The European Union demand response to high natural gas prices*, Bruegel Blog 08.04.2022 URL: <https://www.bruegel.org/2022/04/the-european-union-demand-response-to-high-natural-gas-prices/> [Stand: 05.07.2022].

14 BDEW 2022

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: *Zahl der Woche / Sinkender Gasverbrauch: Ein Drittel weniger Gas...* (Pressemitteilung vom 30.06.2022). URL: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-sinkender-gasverbrauch-ein-drittel-weniger-gas/> [Stand: 05.07.2022].

15 DIW 2022

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: *Stromversorgung auch ohne russische Energielieferungen und trotz Atomausstiegs sicher – Kohleausstieg 2030 bleibt machbar*, 2022. URL: https://www.diw.de/de/diw_01.c.839636.de/publikationen/diw_aktuell/2022_0084/stromversorgung_auch_ohne_russische_energielieferungen_und_t_z_atomausstiegs_sicher_kohleausstieg_2030_bleibt_machbar.html [Stand: 05.07.2022].

16 Hirth L.

Die zweite Krise: Frankreichs Kernenergie. In: Tagesspiegel Background. 01.07.2022. URL: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/die-zweite-krise-frankreichs-kernenergie> [Stand: 05.07.2022].

17 UBA 2022

Umweltbundesamt „Sparsam durch die Energiekrise“. (Pressemitteilung vom 10.03.2022). URL: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/sparsam-durch-die-energiekrise> [Stand: 05.07.2022].

18 Prognos 2013

Prognos AG: *Endbericht: Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen* 2013. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/endenergieeinsparziel-abschaetzung-der-durch-politische-massnahmen-erreichbaren-energieeinsparungen.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [Stand: 05.07.2022].

19 Agora Energiewende 2022

Agora Energiewende: *Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise*, 2022. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energiesicherheit-und-klimaschutz-vereinen/> [Stand: 05.07.2022].

20 Fischer 2022

Fischer C.: *Maßnahmenvorschläge und Potenzialabschätzung zu Energiesuffizienz, Energieeffizienz und Energieunabhängigkeit*. URL: <https://zenodo.org/record/6405818#.YqnBWuzP2cy> [Stand: 05.07.2022].

21 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2022

acatech/Leopoldina/Akademienunion: *Wie kann der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie beschleunigt werden?*, 2022. URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme/ausbau-photovoltaik-windenergie> [Stand: 05.07.2022].

Empfohlene Zitierweise

acatech/Leopoldina/Akademienunion (Hrsg.): „*Welche Auswirkungen hat der Ukrainekrieg auf die Energiepreise und Versorgungssicherheit in Europa?* (Impuls)“, Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2022.

Kernteam

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (RWTH Aachen Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)), Prof. Dr. Karen Pittel (ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung / LMU München), Prof. Dr. Manfred Fishedick (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH), Dr. Berit Erlach (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Jörn Gierds (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Dr. Cyril Stephanos (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech)

Mitglieder der Arbeitsgruppe

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (Leitung | RWTH Aachen Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA)), Prof. Dr. Karen Pittel (Leitung | ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung / LMU München), Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge (Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln - EWI), Prof. Dr. Manfred Fishedick (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH), Dr. Andreas Förster (DE-HEMA), Dr. Dieter Franke (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR), Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE), Dr. Eglantine Kunle (GRTgaz), Prof. Dr. Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät), Prof. Dr. Ellen Matthies (Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg Institut für Psychologie), Ruud Melieste (Port of Rotterdam), Thomas Pieper (RWE), Prof. Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG), Prof. Dr. Jürgen Renn (Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte), Dr. Klaus Schäfer (Covestro), Prof. Dr. Robert Schlögl (Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft), Prof. Dr. Christoph M. Schmidt (RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung), Udo Sievering (Verbraucherzentrale NRW), Prof. Dr. Indra Spieker (Goethe-Universität Frankfurt am Main Institut für öffentliches Recht), Dr. Derk Swider (E.ON SE), Alexa Velten (Currenta), Prof. Dr. Anke Weidlich (Albert-Ludwigs-Universität Freiburg Institut für Nachhaltige Technische Systeme – INATECH)

Ersteller*innen der Gutachten

IEG/TUB/SCAI:

Okan Akça (TU Berlin), Maximilian Evers (TU Berlin), Marieke Graf (Fraunhofer IEG), Ulrike Herrmann (Fraunhofer IEG), Dongrui Jiang (TU Berlin), Dr. Bernhard Klaaßen (Fraunhofer SCAI), Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer (TU Berlin), Christoph Nolden (Fraunhofer IEG), Dr. Benjamin Pfluger (Fraunhofer IEG), Prof. Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer IEG)

EWI:

Max Gierkink (Projektleitung), Dr. Eren Çam (Projektleitung), Hendrik Diers, Julian Keutz, Jan Kopp, Arne Lilienkamp, Michael Moritz, Michael Wiedmann, Jonas Zinke

Weitere Mitwirkende

Christiane Abele (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Jörg Kerlen (RWE), David Knichel (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Lukas Schmidt (E.ON SE), Inga Michalek (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Annika Seiler (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech)

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

DOI

https://doi.org/10.48669/esys_2022-5

Projektlaufzeit

03/2016 bis 12/2023

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung
(Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

Der Impuls wurde am 06.07.2022 vom Kuratorium des Akademienprojekts verabschiedet.

Die Akademien danken allen Mitwirkenden für ihre Beiträge. Die Inhalte des Impulses liegen in alleiniger Verantwortung der Akademien.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Im Akademienprojekt erarbeiten mehr als 100 Fachleute aus Wissenschaft und Forschung in interdisziplinären Arbeitsgruppen Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energieversorgung.

Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Pariser Platz 4a, 10117 Berlin

Tel.: +49 30 206 30 96 - 0

E-Mail: stephanos@acatech.de

web: energiesysteme-zukunft.de

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Deutsche Akademie der
Naturforscher
Leopoldina e. V.
Nationale Akademie der
Wissenschaften
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org
Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e. V.
Geschäftsstelle München:
Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de
Hauptstadtbüro:
Pariser Platz 4a
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de
Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin