

Modellgestützte Analyse der Gasversorgungslage in Europa und ihrer Auswirkungen auf das Energiesystem bis 2030

Robert Beestermöller et al.

Das vergangene Jahr hat einen disruptiven Wandel der Gasversorgungslage in Europa hervorgebracht. Russische Importgasmengen konnten kurzfristig durch eine Kombination aus Angebotssteigerungen, Erweiterungen der europäischen Transportinfrastruktur sowie durch Verbrauchssenkungen kompensiert werden. Langfristig wird sich durch die geänderte geopolitische Lage die Struktur des europäischen Energiesystems signifikant verändern. Im Rahmen eines gemeinsamen Projekts mit europäischen Strom- und Gasnetzbetreibern hat das europäische Beratungsunternehmen d-fine die Auswirkungen der neuen Gasversorgungslage auf das deutsche und europäische Energiesystem bis zum Jahr 2030 modellgestützt analysiert und bewertet. Das Ergebnis ist überwiegend positiv und zeigt nur für spezifische Szenarien erhöhten Handlungsbedarf auf.

Anfang April 2023 waren die Gasspeicher in Deutschland zu 64 % gefüllt, etwas unterhalb des Maximums der vergangenen fünf Jahre (72 %) und deutlich über dem Vorjahresniveau 2022 (27 %) [1, 2]. Die Vorbereitung auf den Winter 2023/2024 bleibt gemäß der Bundesnetzagentur (BNetzA) dennoch eine zentrale Herausforderung [1]. Kurzfristig liegen die wesentlichen Risiken in geringeren Gasimporten, etwa aufgrund niedriger LNG-Verfügbarkeiten, sowie in einer erhöhten Nachfrage, die beispielsweise durch einen kalten Winter oder eine durch verstärkte Gasverstromung infolge witterungs- bzw. waltungsbedingt reduzierter Kraftwerksverfügbarkeiten bei Wasser-, Kernenergie- oder Kohlekraftwerken hervorgerufen werden könnte.

Mittelfristig soll eine beschleunigte Sektorenkopplung durch Ausbau erneuerbarer Energien, Elektroautos und Wärmepumpen dazu beitragen, die Abhängigkeit von Gasimporten zu reduzieren. Beispielsweise sollen ab 2024 pro Jahr 500.000 Wärmepumpen in Deutschland neu installiert werden. Auch ein weitestgehendes Verbot neuer Öl- und Gasheizungen durch Forderung eines Mindestanteils von 65 % erneuerbarer Energien in neu installierten Heizungssystemen wird in Deutschland diskutiert. Gleichzeitig werden von der Politik umfangreiche Fördermechanismen etabliert, um die Transformation des Energiesystems zu beschleunigen. Zudem wurden bereits zusätzliche Maßnahmen ergriffen, die den aktuellen Preis- und Kostensteigerungen entgegenwirken sollen.

Im Fokus steht die Sicherstellung der Versorgungssicherheit in den kommenden Wintern

Mit einem sektorengekoppelten Modellansatz kann die Energieversorgungssicherheit des europäischen Energiesystems in verschiedenen Szenarien analysiert und die Auswirkungen kurzfristiger Risiken, (z. B. kalte Winter oder Lieferausfälle) und mittelfristiger Investitionspfade bis 2030 quantitativ bewertet werden. Auf Basis der Szenarienergebnisse können Antworten auf eine Reihe von Fragen geliefert werden: Wie werden sich die kommenden beiden Winter unter verschiedenen Bedingungen entwickeln? In welcher Situation drohen Versorgungsrisiken? Und welche unterschiedlichen Auswirkungen haben diese Szenarien mittelfristig auf die Energiewende bis 2030?

Ein integrierter Modellansatz ermöglicht die sektorenübergreifende Bewertung der neuen Gasversorgungslage

Das in dieser Studie verwendete Energiesystemmodell basiert auf dem Open-Source-Energiesystemmodell „PyPSA-Eur-Sec“ [3-5]. Es umfasst die Sektoren Energiewirtschaft, Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen (GHD), Industrie und Verkehr aller europäischen Länder und ermöglicht eine integrierte Optimierung dieser Sektoren hinsichtlich der Gesamtkosten. Eine detaillierte Beschreibung für eine Basis des Modells findet sich in [6]. In diesem Projekt wurden

speziell Ergebnisse für Deutschland und Gesamteuropa im Detail analysiert.

Um den Einfluss auf die kurzfristige Gasversorgungslage in Deutschland im gesamteuropäischen Kontext zu bewerten, wird das Modell an die aktuellen Entwicklungen in den Jahren 2022-2025 und die kurz- bis mittelfristige Sicht bis zum Jahr 2030 ausgerichtet. Das beinhaltet unter anderem die folgenden Funktionalitäten:

- Betrachtung der Jahre 2022 bis 2025 sowie 2030;
- Abbildung der Kraftwerkskapazitäten unter Berücksichtigung der Bedarfsanalyse der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Langfristszenarien [7, 8];
- Berücksichtigung der EU-Klimaziele im Rahmen der „Fit-for-55“-Vorgaben zur Emissionsreduktion (- 55 % bis 2030 ggü. 1990 für den gesamten Modellraum);
- Berücksichtigung des Gebäude-Wärmebedarfs in Abhängigkeit zeitlich und räumlich hochaufgelöster Außentemperaturprofile;
- Exogene Reduktion des Wärmebedarfs durch Abriss/Neubau und Erneuerung des Gebäudebestands mittels Sanierung in Europa um 1,1 %/a;
- Berücksichtigung von Kraftwerksausfällen durch Wartung (z. B. Kernkraft in Frankreich) und Niedrigwasser in Europa (reduzierte Verfügbarkeit thermischer-/Wasserkraftwerke);
- Tagesscharfe Zeitreihen der historischen europäischen Gasspeicherfüllstände

und Gasimportmengen (bis Mitte März 2023);

- Implementierung einer solidarischen Gasversorgung in Anlehnung an die EU-Verordnung 2017/1938, die im Notfall innerhalb der EU Aushilfslieferungen zwischen Staaten vorschreibt. Das Modell optimiert daher die europaweiten Gastransporte so, dass in jedem Land zu jedem Zeitpunkt mindestens 25 % der jeweiligen Gasnachfrage bedient werden können.
- Implementierung eines Mechanismus, um auftretende Gasfehlmengen und somit eine nicht gedeckte Nachfrage zu simulieren;
- Implementierung des Gasfernleitungsnetzes gemäß ENTSO-G und des deutschen Netzentwicklungsplans Gas 2022 sowie Berücksichtigung von LNG-Terminal-Kapazitäten und deren Ausbau für Gesamt Europa gemäß GIE LNG [2, 9-11];
- Einsatz von LNG-Terminals als separate Gas-Importquelle.

Der Technologiemark im Strom- und Gebäudewärmesektor wird modellendogen optimiert. Die Obergrenzen für den Ausbau der erneuerbaren Energien (insb. Wind und Photovoltaik) in den fünf Szenarien richten sich dabei nach den Annahmen der Mittelfristprognose, den Langfristszenarien, dem Netzentwicklungsplan Strom sowie dem TYNDP [7, 12-14]. Die Energienachfrage der Industrie wird im Modell berücksichtigt. Zur Nachfrageentwicklung in der Industrie werden exogene Annahmen getroffen.

Die im Modell erfasste Gasnachfrage ergibt sich aus dem Gaseinsatz in allen betrachteten Sektoren. Eine Gasversorgungslücke in einem Land würde auftreten, sobald die inländische Gasnachfrage durch die Gasreserven des Landes, Importe und inländische Erzeugung nicht vollständig gedeckt werden kann.

Mögliche Risiken der Gasversorgung werden in unterschiedlichen Risikoszenarien analysiert

Ausgehend von verschiedenen möglichen Risiken werden zur Bewertung der neuen Gasversorgungslage folgende Szenarien betrachtet (vgl. Abb. 1):

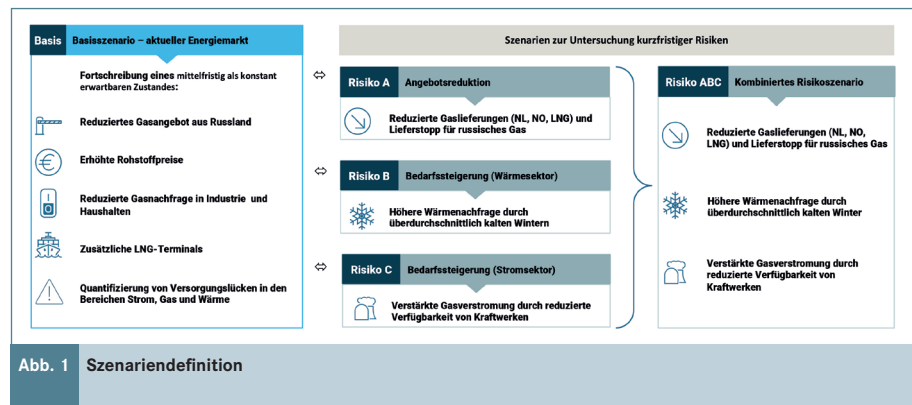


Abb. 1 Szenariendefinition

- **Basisszenario:** Referenzfall unter Berücksichtigung aktueller Trends in der exogenen Nachfrage, bei zu erwartenden Effizienzsteigerungen in den modellierten Sektoren bis zum Jahr 2030 sowie aktuelle Preistrends für fossile Brennstoffe (vgl. Tab. 2).
- **Risiko A:** Kurzfristig reduzierte Gaslieferungen (insb. LNG-Lieferungen und europäische Produktion in der Nordsee) zusätzlich zum vollständigen Lieferstopp für russisches Gas auch über die südosteuropäischen Routen.
- **Risiko B:** Höhere Wärmenachfrage aufgrund kalter Winter.
- **Risiko C:** Reduzierte Kraftwerksverfügbarkeiten (Wasserkraft, Kohle- und Kernkraftwerke) infolge von Niedrigwasser.
- **Risiko ABC:** Extremszenario als Kombination der betrachteten Risikofaktoren.

	Einheit	Alle Szenarien		Basis + Risiko B + Risiko C			Risiko A + Risiko ABC		
		2022	2023	2024	2025-2030	2023	2024	2025-2030	
Importpotenzial Pipeline	[TWh/a]	2.293	2.011	2.011	2.011	1.611	1.500	1.500	
davon russisches Gas	[TWh/a]	697	332	332	332	111	0	0	
davon norweg. Gas	[TWh/a]	1.104	1.186	1.186	1.186	1.008	1.008	1008	
davon andere Herkunft	[TWh/a]	492	492	492	492	492	492	492	
Zusätzliches Förderpotenzial Norwegen	[TWh/a]	300	300	300	300	300	300	300	
Zusätzliches Förderpotenzial Niederlande	[TWh/a]	209	209	209	209	209	209	209	
Importpotenzial LNG	[TWh/a]	1.580	2.098	2.098	2.281	1.783	1.783	1.939	
Verfügbare Gasmenge	[TWh/a]	4.382	4.618	4.618	4.801	3.903	3.792	3.948	

Tab. 1 Annahmen zum Gasaufkommen in Europa

Quellen: [2, 9]

Energie-träger	Einheit	2022	2023	2024	2025	2030
Kohle	[€/MWh]	37	28	25	22	11
Öl	[€/MWh]	55	51	44	29	28
Gas	[€/MWh]	126	100	88	53	24

Tab. 2 Angenommene Brennstoffpreisentwicklung in Europa

Quellen: [20, 21]

Die Gasimportpotenziale in Europa für 2023 beruhen auf jährlichen physischen Flüssen des Jahres 2022 unter Berücksichtigung der je nach Szenario vollständig oder zum Teil zurückgefahrenen Gasimporte aus Russland über ausgewählte Übergabepunkte (vgl. Tab. 1). LNG-Importpotenziale für das Jahr 2023 und die Folgejahre basieren auf aktuellen technischen Kapazitäten der GIE LNG und einer gemittelten Auslastung des Zeitraums Jan.- Okt. 2022 [2]. Russisches Gas wird im Basisszenario weiterhin über die Transgas-Pipeline in die Slowakei (ca. 174 TWh/a), über Turkstream nach Bulgarien (ca. 139 TWh/a) und in kleinen Mengen nach Litauen über Belarus (ca. 19 TWh/a) in den Bilanzraum transportiert.

Die Datengrundlage ist auch konsistent zum „Monitoringbericht 2022“ der BNetzA und des Bundeskartellamtes [10]. Die Modellrechnungen setzen auf den Rahmendaten zum Gasmarkt auf und liefern detaillierte Einblicke in die mögliche Entwicklung des europäischen Energiesystems bis 2030 unter den folgenden Szenarioannahmen:

Im Risiko A-Szenario werden die Gasimporte aus Russland ab Mai 2023 vollständig zurückgefahren und gleichzeitig die norwegischen Pipeline-Importe sowie die LNG-Importe um jeweils 15 % reduziert.

Im Basisszenario sowie in den Szenarien Risiko A und Risiko C wird von einer dauerhaft reduzierten Gasnachfrage bei Industrie sowie in Haushalten und im GHD-Sektor ausgegangen (- 15 % ggü. 2021). In der Industrie ist dies auf Produktionsumstellungen zurückzuführen (insb. Substitution von Gas durch andere Rohstoffe), im Haushalts- und GHD-Bereich auf eine verringerte Wärmenachfrage durch Verhaltensänderungen sowie Wechsel zu alternativen Heizsystemen, u.a. motiviert durch hohe Energiepreise.

Im Risiko B-Szenario wird hingegen mit einem Auslaufen der Gaseinsparungen gerechnet und zusätzlich eine witterungsbedingte Erhöhung der Wärmenachfrage in Deutschland und Europa um durchschnittlich + 15 % gegenüber 2022 angenommen, was insgesamt einer Erhöhung um ca. 10 % gegenüber dem Vorkrisenniveau von 2021 entspricht.

Im Risiko C-Szenario betrachten wir unterschiedliche Ausfallgründe bei Kraftwerken. Dies umfasst die reduzierte Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich (44 % unterhalb des Niveaus von 2021) [15]. Gleichzeitig führen niedrige Flusspegelstände und eine dünne Schneedecke zu einer reduzierten Stromproduktion aus Lauf- und Speicherwasserkraftwerken. Hierzu ziehen wir die Wasserkrafterzeugung je Land aus dem trockensten Klimajahr im Zeitraum von 1982-2017 heran und berechnen die Veränderung zum betrachteten Wetterjahr 2012. Die Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken (insb. Kohle- und Kernkraft) geht durch niedrige Flusspegel aufgrund von mangelndem Kühlwasser und Kohletransportschwierigkeiten ebenfalls zurück.

Bei Auftreten einzelner Risikofälle ist die europäische Gasversorgung gesichert

In Abb. 2 sind die Verläufe der deutschen Gasspeicherfüllstände von 2023 bis 2025 als Modellergebnis der untersuchten Szenarien dargestellt. Bis auf das Extremszenario (Risiko ABC) tritt in keinem Szenario in Deutschland und in Europa eine Gasknappheit auf. Die Gasnachfrage ist durch die Versorgung über Pipelines sowie LNG zu jedem Zeitpunkt in ganz Europa sichergestellt. Erkennbar ist dies an den saisonal zyklischen Verläufen der Gasspeicher. Die Deckung der Nachfragespitzen in den Heizperioden wird durch kontinuierliche Entleerung der Speicher unterstützt, während die Speicherfüllstände in den Sommermonaten wieder an-

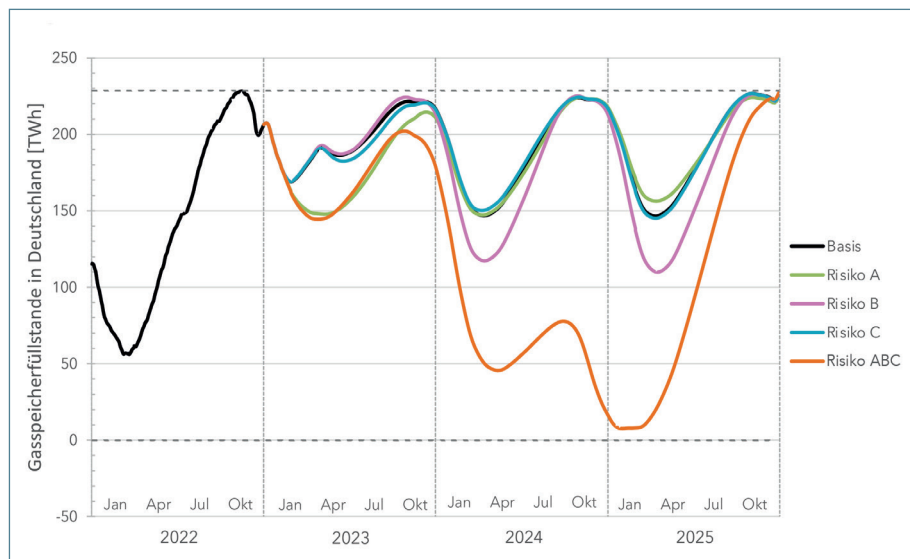


Abb. 2 Gasspeicherfüllstand in Deutschland in den fünf Szenarien

Quellen: Historische Werte gemäß [2]; ab April 2023 eigene Modellergebnisse

		Einheit	2021	Basis	Risiko A	Risiko B	Risiko C	Risiko ABC
Photovoltaik	Deutschland	Installierte Leistung in GW	59	205	205	205	205	205
Photovoltaik	Europa	Installierte Leistung in GW	202	645	645	645	645	645
Wind onshore	Deutschland	Installierte Leistung in GW	56	103	103	103	103	103
Wind onshore	Europa	Installierte Leistung in GW	194	365	365	365	365	365
Wind offshore	Deutschland	Installierte Leistung in GW	8	32	32	32	32	32
Wind offshore	Europa	Installierte Leistung in GW	27	102	103	102	102	104

Tab. 3 Mittelfristige Transformation des Energiesystems bis 2030 in Deutschland und Europa

Quellen: [2, 9]; eigene Modellergebnisse

steigen. Die Gasspeicher können bis zum Winter 23/24 und in den Folgejahren wieder ausreichend befüllt werden. In allen Szenarien mit Ausnahme der Risiko-ABC-Sensitivität und allen Stützjahren sind die Gasspeicher in Deutschland zum 31.12. nahe der maximalen Speicherkapazität gefüllt. Die Mindestfüllstände zu ausgewählten Stichtagen (z. B. von 95 % zum 30.11.) gemäß dem Gasspeichergesetz (§ 35b EnWG) sowie der Verordnung des BMWK (§ 1 GasSpFüllstV) werden dem Modell nicht explizit als Nebenbedingung vorgegeben.

Im Extremszenario sind zusätzliche Gaseinsparungen erforderlich

Im Extremszenario mit kombinierten Risikofaktoren (Risiko ABC) treten unter den gegebenen Annahmen Versorgungsgespässe ab März 2024 auf. In dem Fall, dass gleichzeitig Lieferausfälle, verringerte Kraftwerksverfügbarkeiten (Kohle, Kernenergie, Wasserkraft) und zwei aufeinander folgende kalte Winter mit einer höheren Wärmenachfrage und dadurch bedingtem erhöhtem Gasverbrauch auftreten, zeigen sich fast überall in Europa Gasknappheiten. Eine regionale Gasknappheit kann dabei trotz Gas-Restmengen in Gasspeichern bei niedrigen Füllständen (< 40 %) auftreten. Um eine Versorgungslücke in Europa zu vermeiden und die Gasnachfrage stets decken zu können, sind in einer solchen Situation spätestens im Winter 2024/2025 zusätzliche Gaseinsparungen in Höhe von mindestens 38 TWh (rund 1 % der Gesamtgasnachfrage) erforderlich (vgl. Tab. 4).

In Europa sind insbesondere die südosteuropäischen Länder betroffen (z. B. Rumänien, Bulgarien). Es kommt daher auch zu stärkeren Transiten in Deutschland (vgl. Tab. 4). Insgesamt verschiebt sich aufgrund der veränderten Gasversorgungssituation

die Transitachse der Gasdurchleitungen in Deutschland von Nord-Ost nach Süd-West hin zu einem Gastransport von Nord-West in Richtung Süd-Ost. Die Solidaritätsklausel aus der Verordnung der EU2017/1938 muss nicht eingesetzt werden. Im Vergleich zum Basisszenario, in dem noch ein Teil des Gasimports aus Russland stammt, verliert die Gastransitachse Nord-Süd bis zum Jahr 2025 an Bedeutung und die Gasexporte Deutschlands sinken (vgl. Tab. 4).

Das Risiko verminderter Gasimporte besteht weiterhin

Deutschland und Europa beziehen weiterhin Gas aus russischen Quellen. Diese Abhängigkeit ist nicht frei von Risiken. Werden auch die letzten russischen Gasimporte per Pipeline nach Südosteuropa eingestellt (aktuell ca. 6-7 % der europäischen Gasimporte) und kommt es simultan zu ungeplanten Produktionsrückgängen in der Nordsee in Verbindung mit einer stark steigenden globalen LNG-Nachfrage kann der Druck auf die Gasversorgung in Europa deutlich zunehmen.

Die Gaseinsparungen aus dem vergangenen Winter waren wichtig und sind weiterhin erforderlich

Im Falle erhöhter Wärmebedarfe aufgrund kalter Winter können die europaweit umgesetzten Einsparungen den Druck auf die Gasversorgungslage vermindern. Ein Vergleich der Speicherfüllstände zwischen dem Basisszenario und dem Risiko B-Szenario zeigt den Einfluss der höheren Gasnachfrage deutlich (vgl. Abb. 2). Ohne entsprechende Einsparungen würden die Gasspeicher bis zum Ende der Heizperiode im März bzw. April stärker entleert werden und das Risiko einer Unterversorgung mit Gas somit erhöhen.

Mittelfristig ist die technologische Transformation des Energiesystems unumgänglich

Für eine stufenweise Entspannung der Gas- und Energieversorgungssituation sind mehrere Lösungsansätze hinsichtlich der Transformation des Energiesystems bzw. der Substitution von Gasverbrauchskapazitäten denkbar. Der aus modellendogener Kapazitätsoptimierungssicht kostenminimale Weg hebt insbesondere die Bedeutung des Ausbaus der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien hervor, wie Tab. 3 zeigt. In Europa werden im Jahr 2030 die angenommenen Ausbaugrenzen für Photovoltaik und Wind (onshore) gemäß TYNDP in allen Szenarien erreicht [12, 14].

Durch die veränderte Gasversorgungssituation findet aktuell eine beschleunigte Transformation im europäischen Energiesystem statt. Dazu zählen neben Einsparungen durch Verhaltensänderungen in allen Sektoren verstärkte Gasimporte aus Norwegen und den Niederlanden, der Ausbau und die gestiegene Auslastung von LNG-Terminals in Europa sowie ein gesteigertes Interesse an der regionalen Produktion von Syn- und Bio-Methan. Die im Vergleich zu 2021 höheren Kosten der Gasversorgung führen jedoch zu einer schnelleren Substitution von Gas durch alternative Energieträger im Vergleich zum Vorkrisenniveau, um schon mittelfristig eine Reduktion des Gasverbrauchs zu erzielen.

Grundsätzlich muss in der Energieversorgung stärker „europäisch gedacht“ werden.

Neben Deutschland weisen insbesondere die Länder eine Erhöhung des Stromhandelsvolumens auf, die ebenfalls vom Ausfall russischer Gasimporte direkt betroffen sind (z. B. Polen, Bulgarien, Slowakei, Lettland, Finnland). Somit steigt die Bedeutung des innereuropäischen Energiehandels über die vorhandenen Kuppelkapazitäten. Durch die veränderte Gasimportstruktur ergibt sich eine verstärkte Zunahme der innereuropäischen Gastransite sowie des Stromhandels. Demnach wird die Bedeutung einer gesamteuropäischen Lösungsfindung hinsichtlich der Gas- und Stromversorgung sowie Verteilung bzw. der Energiebeschaffung ersichtlich. Die veränderten Gastransite in Europa unterstreichen die Wichtigkeit einer länderübergreifenden, koordinierten

	Einheit	Basis	Risiko A	Risiko B	Risiko C	Risiko ABC
Gasfehlmengen (Europa)	TWh	0	0	0	0	38 (im Jahr 2024)
Stromhandelsvolumen (Deutschland)	Veränderung 2025 vs. 2022 (in %)	+ 6,1	+ 6,6	+ 4,1	+ 5,7	+ 12,3
Gasexporte (Deutschland)	Veränderung 2025 vs. 2022 (in %)	- 59	+ 60	- 44	- 61	+ 90

Tab. 4 Kurzfristiger Ausbau der Kapazitäten und Veränderung des Strom- und Gashandels bis 2025

Planung von Grenzübergabekapazitäten von Fernleitungs- und Verteilernetzen. Langfristige Erfahrungswerte für die veränderten Transportströme und möglicherweise damit verbundene Netzengpässe im Gasnetz fehlen jedoch derzeit noch. Daten aus dem Sommer 2022 zeigen einen Wechsel der Gasflussrichtung. Langfristig wird der Wechsel auch einen Einfluss auf die Planung von Verteilernetzen haben. Der im Risikofall ABC auftretende Gasmangel weist auf die kurz- und mittelfristige Notwendigkeit einer Vergrößerung des Gasangebots in Deutschland und in Europa hin.

Als Reaktion auf die zwischenzeitlich angespannte Gasversorgungslage ist bis 2025 geplant, die LNG-Importkapazitäten in ganz Europa um bis zu 99 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr auszubauen [2]. Unter der Annahme, dass diese zusätzlichen Importpotenziale realisiert werden können, entspannt sich die Gasversorgungslage in Gesamteuropa signifikant. Zu großen Teilen werden diese neu geplanten Kapazitäten bereits im Hinblick auf eine zunehmende Dekarbonisierung auf den Import von Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten ausgelegt [18,19].

Fazit

Die Modellergebnisse zeigen, dass die europäische Gasversorgung bei Auftreten einzelner Risikofälle gesichert ist. Die bisher erfolgten und weiterhin geplanten Ausweitungen der europäischen LNG- und Transportkapazitäten leisten dazu einen wichtigen Beitrag. Die Gaseinsparungen aus dem vergangenen Winter waren jedoch wichtig, um Versorgungsengpässe zu vermeiden, und sind zum Teil weiterhin erforderlich. Insbesondere witterungsbedingte Schwankungen in der Wärmenachfrage können zu Engpässen in der Gasversorgung führen. Bei einer gleichzeitigen Verkettung der betrachteten Risikofaktoren auf der Angebots- und Nachfrageseite sind im Extremfall zusätzliche Gaseinsparungen erforderlich. Mittelfristig ist die technologische Transformation des Energiesystems alternativlos. Eine beschleunigte Dekarbonisierung in Verbindung mit einer ausgedehnten Sektorenkopplung wird die Resilienz des Energiesystems spürbar stärken.

In Anbetracht der dynamischen Entwicklungen im Energiesektor schlagen wir eine regel-

mäßige Aktualisierung der Modellrechnungen vor. Die quantitativen Ergebnisse stellen die Basis für passgenaue Maßnahmen dar.

Quellen

- [1] Bundesnetzagentur: Aktuelle Lage Gasversorgung, Stand 30.03.2023, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html
- [2] Gas Infrastructure Europe: Energy Transparency, Stand 04.04.2023, <https://www.gie.eu/transparency/>
- [3] Brown, T. et al.: Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable Euro-pean energy system. In: Energy, Vol. 160, pp. 720-739, 2018
- [4] PyPSA-Eur-Sec: A Sector-Coupled Open Optimisation Model of the European Energy System, Stand 06.04.2023 <https://github.com/PyPSA/pypsa-eur-sec>
- [5] PyPSA Atlite: Stand 02.11.2020, <https://github.com/PyPSA/atlite>
- [6] Lotze, J. et al.: Energy System 2050 – Towards a decarbonized Europe, TransnetBW-Studie, 27.06.2022, <https://www.energysystem2050.net/>
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: EEG-Novelle 2023 (Teil des „Osterpakets“ der dt. Bundesregierung)
- [8] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Abschlussbericht Systemanalysen 2022 t+1, Stand 08.03.2022
- [9] ENTSO-G: Transparency Platform, Stand 04.04.2023, <https://transparency.entsog.eu>
- [10] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2022, Stand 01.02.2023
- [11] Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas): Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 Entwurf, Stand 31.03.2023
- [12] Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung & Energiewirtschaft (IAEW): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalender-jahre 2023 bis 2027, RWTH Aachen University, Oktober 2022
- [13] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: NEP2023 – Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Januar 2022
- [14] ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022, TYNDP 2022 Projects Sheets
- [15] ENTSO-E: ENTSO-E Transparency Platform, Stand 29.03.2023, <https://transparency.entsoe.eu/>
- [18] Janischka et al.: Die Rolle von Wasserstoff in einem klimaneutralen europäischen Energiesystem – eine modellbasierte Analyse bis 2050. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71. Jg. (2021) Heft 1/2
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals, 03.03.2023
- [20] World Bank Group: Commodity Markets Outlook – Pandemic, war, recession: Drivers of aluminum and copper prices, October 2022
- [21] Umweltbundesamt: Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023, Stand 20.12.2022

Dr. R. Beestermöller, L. Brodecki, J. Erb, Dr. N. Fröhling, F. Greven, Dr. T. Huhne, M. Schmauch, Dr. B. Wegener, Dr. M. Wobben, d-fine GmbH, Frankfurt am Main
Kontakt: esa@d-fine.com

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL



Weitere Informationen unter:

www.et-magazin.de