



Übergangsenergie Erdgas

Wie sichert Deutschland die Versorgung?

6. November 2019

Autor

Josef Auer
+49 69 910-31878
josef.auer@db.com

Editor

Stefan Schneider

Deutsche Bank AG
Deutsche Bank Research
Frankfurt am Main
Deutschland
E-Mail: marketing.dbr@db.com
Fax: +49 69 910-31877

www.dbresearch.de

DB Research Management
Stefan Schneider

Erdgas mittelfristig wichtiger. In Deutschland bleibt Erdgas durch die politisch veranlassten Ausstiege aus der Kernenergie, Stein- und Braunkohle die letzte Säule der konventionellen Stromerzeugung. Da die heimische Politik bis 2050 Klimaneutralität anstrebt, ist Erdgas für Deutschland nicht mehr, aber auch nicht weniger als eine Übergangsenergie.

Russland war 2018 Deutschlands quantitativ wichtigstes Lieferland für Erdgas, aber auch Rohöl und Steinkohle. Als potenzieller Gaslieferant kamen in jüngster Zeit die USA durch den Aufbau einer leistungsfähigen Gasexportinfrastruktur hinzu. Die USA und einige europäische Länder stört der Bau von Nord Stream II. Die deutsche Politik steht zu dem Projekt. Der Ausgang der US-Interventionen ist noch offen.

Die Gewichtung der energiepolitischen Ziele spricht für die Fertigstellung und Inbetriebnahme von Nord Stream II: Die Versorgungssicherheit wird durch Nord Stream II nicht bedroht, sondern tatsächlich erhöht. Russland ist seit mehr als 40 Jahren ein zuverlässiger Gaslieferant für Westeuropa. Mit Nord Stream II entsteht eine zusätzliche Infrastruktur. Damit werden die verfügbaren Transportkapazitäten erhöht und diversifiziert. Russlands Eigeninteresse an unterbrechungsfreien Lieferungen nach Westeuropa steigt infolge der hohen Investitionskosten und neuen Möglichkeiten von Nord Stream II weiter.

Gasbefeuerte Kraftwerke können die durch Kernenergie- und Kohleausstieg sinkende Stabilität im deutschen Stromnetz flexibel kompensieren. Erdgas hat gegenüber Elektrizität – auch grünem Strom – den Vorteil, dass auch größere Volumina speicherbar sind. Da Nord Stream II weniger Transitländer für den Gastransport erfordert, werden künftige Gaslieferungen noch sicherer als bisher.

Nord Stream II gefährdet keineswegs die Bezahlbarkeit von Erdgas in Deutschland und Europa. Der Marktmacht Russlands wirken zwei Megatrends entgegen: Erstens steigt dank der Gasmarktliberalisierung in Europa der Wettbewerb. Zweitens sorgen die hohen weltweiten LNG-Investitionen für zusammenwachsende Regionalmärkte in Europa, Asien, Australien und Amerika. Bei ausreichend hohen Preisdifferenzen gleichen LNG-Lieferungen die Märkte an. Überhöhte Preise kann kein Gasexporteur mehr durchsetzen, auch nicht Russland.

Erneuerbare haben zwar gegenüber Erdgas eine günstigere Klimabilanz. Der Ausbau Erneuerbarer wie Onshore-Windanlagen stottert aber. Offshore-Windstrom erreicht mangels Übertragungsnetzausbau nicht immer potenzielle Kunden. Erdgas ist daher in der Übergangszeit unverzichtbar. Pipelinegas, wie das von Nord Stream II, hat im Vergleich zu LNG-Anlieferungen, wie sie aus Nordamerika kommen könnten, per Saldo gewisse Umweltvorteile.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

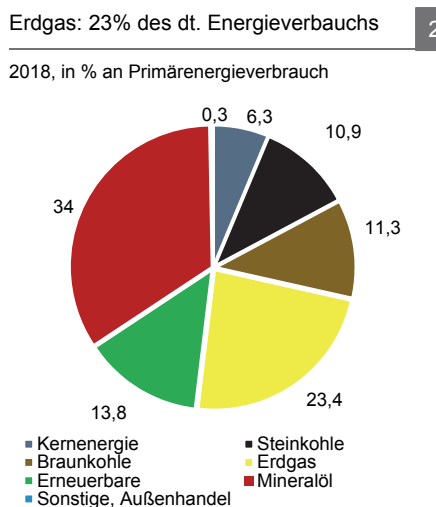
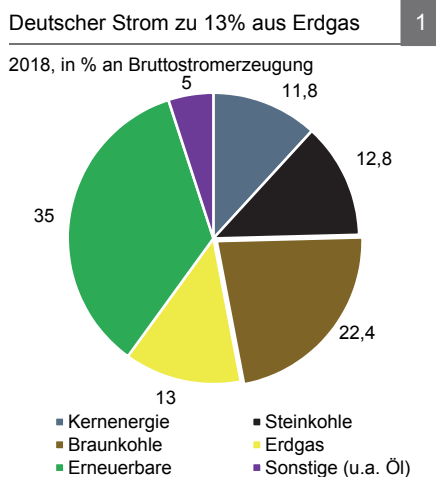


Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Kohle- und Kernenergieausstieg machen Erdgas künftig wichtiger

Deutschland hat sich viele ehrgeizige Energie- und Klimaziele gesetzt. Für das Industrieland ist der beabsichtigte Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung Ende 2022 schon eine Herausforderung. Die Situation wird zusätzlich dadurch verschärft, dass die Stromerzeugung aus Kohle bis spätestens 2038 beendet werden soll. Dies ist das Verhandlungsergebnis der von der Regierung eingesetzten Kohlekommission (sog. Kohleausstieg).¹ Auf Kernenergie, Braun- und Steinkohle basierten 2018 immerhin noch zusammen 47% der heimischen Brutto-Elektrizitätserzeugung (netto waren es 46%). Durch den nahezu gleichzeitigen Ausstieg aus Kernenergie und Kohle verbleibt Erdgas auf absehbare Zeit als letzte Säule der konventionellen Stromgewinnung.² Erdgas trug 2018 13% zur Brutto-Stromerzeugung bei (netto 13,2%).³

Das Anfang Oktober 2019 vom Kabinett beschlossene Klimaschutzgesetz beinhaltet zudem das Ziel der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2050. Um dieses Ziel zu erreichen, ist u.a. eine Verteuerung fossiler Treib- und Brennstoffe vorgesehen, zunächst insbesondere eine systematische CO₂-Bepreisung in den Sektoren Gebäude (Wärme) und Verkehr. Wir halten es zwar für sehr unwahrscheinlich, dass dieses Ziel mit den heute verfügbaren und politisch akzeptierten Technologien erreicht werden kann. Per Saldo wird jedoch deutlich, dass die Politik in Deutschland selbst für Erdgas, bei dessen Verbrennung weniger CO₂-Emissionen entstehen als bei Stein- oder gar Braunkohle, nur wenige Jahre/Dekaden für eine Restnutzung vorsieht (zumindest wenn sich Technologien zur Abtrennung und Speicherung von CO₂ (CCS) bei der Verbrennung von Erdgas nicht durchsetzen). Aufgrund der ehrgeizigen deutschen Klimapolitik ist Erdgas somit für Deutschland eine Übergangsenergie.



Erdgas ist Nr. 2 im deutschen Verbrauchsmix

Im letzten Jahr basierten auf Erdgas 23,4% des deutschen Primärenergieverbrauchs (PEV). Damit belegte es im Energiemix Platz 2 hinter Mineralöl (34%), aber merklich vor Braun- und Steinkohle, Kernenergie und selbst den erneuerbaren Energien.

2018 sorgten die besonders milde Witterung, höhere Energiepreise sowie eine Verbesserung der Energieeffizienz für einen Rückgang des Energieverbrauchs um 3%.⁴ Der Energieverbrauch koppelte sich damit erneut von der Wirtschaftsleistung ab, denn das BIP stieg 2018 um real 1,5%.

¹ 2032 wird geprüft, ob das Datum aufgrund der Lage und im Einvernehmen mit den Betreibern auf frühestens 2035 vorverlegt werden kann. Vom Bund bekommen die Kohleländer über 20 Jahre insgesamt EUR 40 Mrd. für den Strukturwandel.

² Erneuerbare Energien trugen 2018 35% zur Brutto-Stromerzeugung bei. Laut CDU/CSU/SPD-Koalitionsvertrag soll der Anteil der Erneuerbaren bis 2030 bereits 65% erreichen. Angesichts steigender Akzeptanzprobleme z.B. bei Onshore-Wind erscheint die Zielsetzung bei derzeitigen Rahmenbedingungen gewagt. Siehe dazu z.B. Stratmann, Klaus (2019). Altmaiers Klimabilanz. Ein Lob auf die Energiewende. Handelsblatt. 6. Juni. S. 4/5.

³ Zu den Zahlenangaben in diesem und dem nachfolgenden Kapitel vgl. Schiffer, Hans-Wilhelm (2019). Deutscher Energiemarkt 2018. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Heft 3. S. 59-73. AG Energiebilanzen (2019). Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre 1990 bis 2018. August.

⁴ Zum ersten Mal seit 2014 sank der deutsche Energieverbrauch wieder und erreichte das seit 1972 niedrigste Niveau. Vgl. BMWi (2019). Die Energie der Zukunft. Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2017. S. 79.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Verbrauch sank 2018 bei allen fossilen Energieträgern

Alle fossilen Energieträger verzeichneten 2018 Verbrauchsrückgänge. Bei Erdgas nahm der Verbrauch um 2,8% ab, sodass der Erdgasabsatz im Inland nur noch 927 Mrd. kWh erreichte. Hauptgrund war die milde Witterung, die zu einem geringeren Raumwärmedarf führte.

Privathaushalte verbrauchten am meisten Erdgas

Da Deutschland ein wichtiges Transitland für Erdgas ist, übertraf das Erdgasaufkommen 2018 mit 1.834,8 Mrd. kWh inklusive der inländischen Förderung (61,6 Mrd. kWh) deutlich den heimischen Erdgasabsatz. Die Haupteinfuhrmengen von Gas kamen 2018 erneut vor allem aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Werden vom Erdgasaufkommen die Ausfuhr (inkl. Transite 861,7 Mrd. kWh), der Speichersaldo (27,8 Mrd. kWh) sowie der Eigenverbrauch (18 Mrd. kWh) subtrahiert, erhält man den tatsächlichen deutschen Erdgasabsatz. Er betrug 927 Mrd. kWh.

Die drei Hauptabsatzsektoren für Erdgas waren 2018, erstens, die Privathaushalte (inklusive der Kleinverbraucher Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen). Sie verbrauchten zwar 2,4% weniger Gas als im Vorjahr, kamen aber auf einen Verbrauchsanteil von 41%. Zweitens, die Industrie, die einschließlich Industriekraftwerken eine um 0,1% geringere Gasmenge benötigte und für 40% des Gasabsatzes stand. Drittens, die Haus- und Heizkraftwerke der allgemeinen Versorgung, die 3,3% weniger Erdgas einsetzten; bei ihnen landeten 19% des deutschen Gasabsatzes.

Gaspreise werden neuerdings auf freien Märkten gebildet

Die Erdgaspreise werden heute nicht mehr durch die Langfristverträge mit den Lieferländern determiniert. Relevant sind mittlerweile die in den letzten Jahren entstandenen Gasmärkte. An speziellen Handelsdrehscheiben (sog. Hubs bzw. Virtuelle Punkte) werden die Gaspreise im Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ermittelt. Dies hat zur Folge, dass es nicht mehr „den“ Gaspreis gibt, sondern unterschiedliche Preise existieren.

Erdgas 2018 merklich teurer als im Vorjahr

Der EEX-Spotpreis für Erdgas lag 2018 bei durchschnittlich 22,92 EUR/MWh, also um 32% höher als der mittlere EEX-Spotpreis 2017 (im Durchschnitt von Gaspool, NCG und TTF: 17,35 EUR/MWh). Verantwortlich für den Preisanstieg war am Jahresanfang 2018 eine Kältewelle mit folglich geringeren Speichersständen im Nordwesten Europas und höheren Preisen, die erst Anfang des neuen Gaswirtschaftsjahres (1.10.2018) „nach unten“ korrigierten. Preisdämpfend wirkten zudem LNG-Sättigungstendenzen (LNG = Liquefied natural gas) auf dem asiatischen Markt sowie gestiegene Schiffscharterraten auf Routen Richtung Asien, die in der Summe LNG-Lieferungen z.B. aus dem Nahen Osten Richtung Europa wieder interessanter machten.

Auch die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelten Einfuhrpreise für Erdgas frei deutscher Grenze stiegen 2018 und lagen im Durchschnitt bei 19,2 EUR/MWh (Oberer Heizwert, Ho). In Relation zum Durchschnittspreis 2017 von 17,0 EUR/MWh (Ho) rangierten diese Gaspreise damit um 13% höher.

Hohe Importquote und -rechnung bei Erdgas

Erdgasimportquote 94%

Deutschland deckte 2018 70% seines gesamten Energiebedarfs durch Einfuhren. Der Einfuhranteil bei Erdgas lag bei 94%, so hoch wie auch bei Steinkohle, aber niedriger als bei Mineralöl (98%). Wird Kernenergie als quasi-heimische Energiequelle eingestuft, weil die Brennstoffvorräte in Deutschland den Bedarf



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Deutsche Energie-Importrechnung 2018
gestiegen 3

Einfuhr - Ausfuhr in Mrd. Euro

	2017	2018
Rohöl u. Ölprodukte	37,5	45,2
Erdgas	13,7	15,2
Kohle	5,2	4,6
Uran	0,2	0,0
Elektrizität	-1,8	-1,8
Insgesamt	54,8	63,2

Quelle: Deutscher Energiemarkt 2018

der wenigen verbliebenen Jahre decken, betrug die Importquote für Energie sogar nur 63%. Das 2018 für Deutschland quantitativ wichtigste Lieferland für Erdgas – aber auch Rohöl und Steinkohle – war Russland.⁵

Die Erdgas-Nettoimportrechnung (Einfuhren minus Ausfuhren) belief sich 2018 auf EUR 15,2 Mrd. Das waren EUR 1,5 Mrd. mehr als die Gasimportrechnung 2017 (EUR 13,7 Mrd.). Da die gesamte Energie-Nettorechnung 2018 EUR 63,2 Mrd. betrug, wurden für Erdgas 24% davon verausgabt. Die Importrechnung für Erdgas war geringer als die für Rohöl und Ölprodukte, aber höher als die für Kohle. (s. Tabelle) Der Bund erzielte 2018 durch die Erhebung von Verbrauchssteuern auf Erdgas EUR 3,1 Mrd., also etwas weniger als im Vorjahr (EUR 3,2 Mrd.). Der Anteil von Erdgas am gesamten Energiesteueraufkommen (EUR 48,9 Mrd.) lag damit bei 6,3%.

Klimaschutz veranlasst viele europäische Länder zum Kohleausstieg

Impulse für Erdgas durch DE-Doppelausstieg

In vielen europäischen Ländern wird schon seit Jahren nicht mehr in Kohlekraftwerke und/oder den Abbau von Kohle investiert. Zuletzt hat der 2015 in Paris geschlossene Klimaschutzvertrag viele europäische Länder und Unternehmen veranlasst, Kohleausstiegspläne zu entwerfen. Was Deutschland bis 2038 realisieren möchte, wollen andere Länder bereits früher schaffen. Dabei spielen auch die besonderen Braunkohlevorkommen in Deutschland eine Rolle. Weitere größere Abbaugelände dieses Energieträgers finden sich nämlich in Europa nur in Polen, der Tschechischen Republik und Südosteuropa. Der Kohleausstieg zieht sich in Deutschland auch wegen dieser lokalen Vorkommen länger hin als in anderen europäischen Ländern.

Schon 2021/22 sollen in Frankreich und Schweden keine Kohlekraftwerke mehr betrieben werden. Bis 2025 streben das Vereinigte Königreich, Irland, Italien und Österreich das Ende ihrer mit Kohle befeuerten Kraftwerke an. Finnland und die Niederlande planen deren Ende bis 2029 und Dänemark und Portugal 2030. Zusammen mit dem deutschen Kohleausstieg ist nach 2038 etwa die Hälfte der europäischen Kohleflotte vom Netz. Schwerpunktgebiete für den Kohleausstieg sind der Norden, der Westen und die Mitte Europas.

Doppelausstieg Deutschlands in Europa ist einmalig

Deutschland nimmt eine EU-Sonderrolle ein, da es überdies auch die Kernenergieerzeugung rasch beendet. Der Doppelausstieg ist eine Extrembelastung für alle Involvierten, von den Stromerzeugern bis hin zu den Nutzern. Durch das schnelle Kohleende in vielen EU-Ländern steigt der Bedarf von Elektrizität aus anderen Quellen. Es zeichnet sich damit ab, dass der europäische Gaskraftwerkspark in der kommenden Dekade intensiver genutzt werden muss als bisher. Als Folge der sich anbahnenden Mehrnachfrage wird gelegentlich auch über Neubauten von Gaskraftwerken nachgedacht.⁶ Es ist allerdings fraglich, ob diese wirtschaftlich sinnvoll sein können.

Da der Planungs- bzw. Betriebshorizont für neue Gaskraftwerke bei zumindest 20 Jahren liegt, stellen sich Fragen bezüglich deren künftiger Wirtschaftlichkeit. Europaweit macht der Kohleausstieg vieler Länder bis Ende der kommenden Dekade Gaskraftwerke zunächst noch interessanter als heute, zumal sogar mit einem steigenden Strombedarf zu rechnen ist. Dabei spielt auch eine Rolle,

⁵ In der Dekade von 2007 bis 2017 sank der Anteil der inländischen Gasförderung am Erdgasaufkommen in Deutschland von 15% auf 5%, wohingegen der Importanteil von 85% auf 95% zulegte. Vgl. BDEW. Erdgasbezugsquellen. Stand 2/2018. Im Jahr 2017 verteilten sich die Erdgasbezugsquellen zu 51,1% auf Russland, 27,1% auf Norwegen, 21,3% auf die Niederlande und die übrigen Länder 0,4%. Vgl. Statista (2019). Verteilung der Erdgasbezugsquellen Deutschlands im Jahr 2017.

⁶ Vgl. z.B. Trüby, Johannes (2019). Opportunities and constraints for gas in the European coal phase out. S. 4/5.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Gaskraftwerke werden bis 2030 interessanter, ...

dass bis 2030 zwar mit höheren CO₂-Preisen zu rechnen ist, diese Belastungen Gaskraftwerke aber wahrscheinlich noch nicht völlig unwirtschaftlich machen, sondern deren Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den verbleibenden Kohlekraftwerken sogar erhöht. Deshalb dürfte die Rendite bestehender Anlagen bis 2030 in Europa/Deutschland tendenziell eher steigen.

... danach starker Gegenwind durch steigende Klimakosten

Kritischer dürfte die Dekade bis 2040 ausfallen. Insbesondere die – basierend auf den politischen Klimazielen – zu erwartende stetige Verknappung von Emissionsrechten führt zu weiter steigenden Kosten. Deren Weitergabe an die Kunden wird dann erschwert, wenn die Erzeugungskosten alternativer Energien dank Massenproduktionsvorteilen und weiter möglichem technischen Fortschritt (z.B. rund um Wind- und Sonnenenergie) künftig weiter sinken, was grundsätzlich zu erwarten ist. Bezüglich der reinen Grenzkosten in der Stromerzeugung haben diese wetterabhängigen Erneuerbaren ohnehin einen unschlagbaren Vorteil gegenüber konventionellen Kraftwerken, da sie zu Grenzkosten nahe null betrieben werden (keine Kosten für den Wind bzw. die Sonneneinstrahlung).

Speicher- und Regelbarkeit bleiben Positivfaktoren gegenüber vielen erneuerbaren Energien

Einen Vorteil von Gaskraftwerken werden erneuerbare Energien wie Windkraft und Fotovoltaik auf absehbare Zeit aber nicht kompensieren können: die Regelbarkeit in Abhängigkeit von der Stromnachfrage. Da leistungsfähige und kostengünstige Stromspeicher im großindustriellen Maßstab noch nicht in Sicht sind, können temporär auftretende überschüssige Strommengen aus Erneuerbaren nur unzureichend gespeichert werden. Deshalb bleiben Erdgas wegen seiner Speicherbarkeit und Gaskraftwerke wegen ihrer Regelbarkeit trotz zu erwartender Fortschritte bei den Erneuerbaren attraktiv.

Gaskraftwerke sind in den nächsten Jahren unverzichtbar

Unter dem Strich profitiert Erdgas in der Stromerzeugung vom Ausstieg aus der Kohleverstromung bzw. von der höheren CO₂-Intensität der Kohle. Gleichzeitig gerät Erdgas durch den Zubau von Erneuerbaren sowie deren niedrige Grenzkosten und noch geringere CO₂-Intensität unter Druck. Dadurch sank in den letzten Jahren die Auslastung von Gaskraftwerken in Deutschland zeitweise bereits recht kräftig. Solange aber großindustrielle Speichertechnologien noch nicht verfügbar bzw. wirtschaftlich und andere konventionelle Energieträger politisch nicht erwünscht sind, bleiben Gaskraftwerke für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit die erste Wahl und vorerst unverzichtbar.

Glaubwürdigkeit der Klimapolitik und technischer Fortschritt als Unsicherheitsfaktoren

Klimapolitik birgt Risiken für bestehende Gaskraftwerke

Ein Risiko/eine Herausforderung bleibt natürlich der Fortgang der Klimadebatte. Jede Zusatzbelastung mindert die Rentabilität der Gaskraftwerke gegenüber den Erneuerbaren. Und letztlich machen die ehrgeizigen Klimaziele für 2050 und damit absehbar steigenden CO₂-Kosten selbst emissionschwache Gaskraftwerke zu Auslaufmodellen. Zutreffend ist jedoch auch, dass Deutschland und andere Länder ihre politischen Klimaziele in der Vergangenheit regelmäßig verfehlt haben. Die Glaubwürdigkeit der Klimapolitik ist daher sehr relevant für die wirtschaftlichen Perspektiven (nicht nur) von Gaskraftwerken. Unsicherheit resultiert auch aus dem technischen Fortschritt bei Energieträgern, die heute noch nicht ausreichend oder abschließend erforscht sind, sowie bei Speichertechnologien.

Wenn die EU bis 2050 per Saldo jedoch keine klimaschädlichen Gase mehr verursachen möchte, müssten klimabelastende Emissionen kompensiert werden. Denkbare Gegenmaßnahmen wären z.B. Investitionen in unterirdische Speicher (die in Deutschland bislang politisch abgelehnt werden) oder Aufforstungen (bei denen es in Deutschland räumliche Restriktionen gibt). Die Frage, mit welchen Technologien Klimaneutralität erreicht werden soll, bleibt also unbeantwortet.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Preisbildung im Stromsektor wichtig für Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken

Kapazitätsmärkte wären vorteilhaft für Gaskraftwerke

Für die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken wird in den kommenden Jahren nicht zuletzt die Preisbildung im Stromsektor entscheidend sein. Sollte die Bereitstellung gesicherter Kapazität entlohnt werden (Kapazitätsmärkte), würde die Investitionssicherheit steigen. Ungewiss ist jedoch, ob die zu erwartenden kurzfristigen, aber kaum planbaren Preisspitzen im Stromsektor ausreichen werden, um Investitionen in Gaskraftwerke anzustoßen bzw. um bestehende Kraftwerke bei nur geringer Auslastung rentabel zu betreiben.

Pro/Contra Nord Stream II

Russland würde gern mehr Gas liefern

Perspektivisch sinkt in Deutschland die Inlandsgewinnung von Erdgas (2018 6% des Gesamtbedarfs) mangels wettbewerbsfähiger Reserven weiter. Zudem verlieren die Niederlande als Lieferland von Erdgas aus eigenen Quellen an Bedeutung, da ihre Vorkommen allmählich zur Neige gehen.⁷ Norwegen könnte mehr anliefern, steht allerdings in Konkurrenz zu anderen Exportländern und deren Preisen. In den letzten Jahren zeigte sich Russland an größeren Liefermengen interessiert. Dies belegen auch seine Nord Stream-Aktivitäten.

Auch die USA möchten mehr Erdgas nach Europa liefern

Erst in jüngster Zeit kamen die USA als Gasexporteur hinzu. Noch in den 1990er Jahren baute das Land eine leistungsfähige Gasimportinfrastruktur auf, um die absehbar steigende inländische Gasnachfrage mit Mengen auch aus dem fernen Ausland befriedigen zu können. Mit der Entwicklung unkonventioneller Gas- und Ölfördermethoden („Shale Revolution“), die von amerikanischen Unternehmen vorangetrieben wurde, kam es zu einer grundlegenden Neueinschätzung mit Vorzeichenänderung: Aufgrund der dank der neuen Technologien stark gestiegenen inländischen Schiefergasförderung sind die USA nicht länger ein Netto-Importeur von Gas, sondern an künftig größeren Gasexporten interessiert. Zu diesem Zweck wurde in den letzten Jahren massiv in eine leistungsfähige US-Gasexportinfrastruktur investiert, die mittlerweile bereitsteht und weiter wächst.⁸

Heute haben steigende Exportmengen den positiven Nebeneffekt für die USA, dass der reichlich versorgte Inlandsmarkt entlastet wird. Die auch unter der aktuellen Regierung günstigen Shale-Investitionsbedingungen haben zu einer üppigen Marktversorgung zu sehr niedrigen Gaspreisen geführt.⁹ Diese erfreuen

⁷ Als bisheriges Enddatum für die Erdgasförderung in den Niederlanden galt 2030. Neuerdings soll laut Wirtschaftsminister Eric Wiebe bereits Mitte 2022 kein Gas mehr gefördert werden, da jüngste Beben Umwelt und Menschen schädigten. Vgl. Kirchner, Thomas (2019). Runter vom Gas. Die Niederlande fördern überraschend schnell kein Erdgas mehr. Süddeutsche Zeitung. 12. September.

⁸ Durch den Bau neuer LNG-Terminals u.a. in Texas und Louisiana verdoppeln die USA ihre Exportmöglichkeiten von 2018–2020. Als Langfristabnehmer gelten die polnische PGNiG sowie Shell, Edison, BP, Galp und Repsol, sodass größere Exportmengen Richtung Europa gehen sollten. Voraussetzung ist immer, dass das US-LNG-Gas trotz Verflüssigung, Transport und Regasifizierung wettbewerbsfähig bleibt gegenüber dem leitungsgebundenen Gas in Europa. Alternativ/ergänzend könnte amerikanisches LNG auch zu einem Mittel zur Entschärfung des USA/China-Handelskonflikts werden: Zum einen hätten für China größere US-LNG-Importe den Vorteil geringerer Energiekosten als bisher (gerechnet wird mit fast USD 2 Mrd. pro Jahr). Zum anderen könnte das US-Handelsdefizit gegenüber China pro Jahr um USD 17 Mrd. sinken. Sollten sich Chinas US-LNG-Importe von heute 5% auf 25% 2025 erhöhen, würde dies freilich preistreibende Effekte haben. Dies wiederum könnte Europas LNG-Importe dämpfen. Zu weiteren Details vgl. Entwicklung und Auswirkungen amerikanischer LNG-Terminals. GVS-Gasmarkt-Telegramm. 6/2019. S. 6–8.

⁹ So betrug der US-Erdgaspreis der Sorte Henry Hub am 5. August 2019 nur noch USD 2,07 pro Million Btu. Das war ein Dreijahrestief.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Nettoimporteur Deutschland und Investoren haben unterschiedliche Interessen

zwar die Verbraucher, sind für Investoren aber eine Herausforderung.¹⁰ Die aktuelle US-Regierung trägt dem in ihrer Nord Stream-Argumentation Rechnung. Tatsächlich würde weniger russisches Gas in Europa die Chancen anderer Gasanbieter – auch aus den USA – tendenziell verbessern.

Deutschland hat als Nettoimporteur von Gas andere Interessen als die Gasanbieter, was Preise und Mengen betrifft. Letztlich ist Nord Stream II aus deutscher Sicht zweckmäßig, wenn es einen positiven Beitrag zu den energiepolitischen Zielen liefern kann. Ob sich das Projekt auch einzelwirtschaftlich für die beteiligten Investoren rechnet, ist eine andere Frage.

US-LNG hat viele Konkurrenten

Für Deutschland ist Nord Stream II nur eine Möglichkeit, um die auch in den kommenden Jahren erwartete hohe Gasnachfrage zu befriedigen. Dem trägt auch die deutsche Politik Rechnung. Am 7. Juni 2019 stimmte die Mehrheit des Bundestags (inklusive der Grünen) für den Bau neuer LNG-Terminals an der Nordsee. Damit kann die Bundesregierung den Bau solcher Terminals fördern bzw. subventionieren.¹¹ Als potenzielle Lieferländer gelten neben den USA nicht zuletzt Katar, Oman und Norwegen. Damit konkurriert das US-LNG nicht nur mit den Pipeline-Anbietern, sondern auch mit den anderen LNG-Lieferländern. Ganz generell dürfte der zu erwartende intensive Wettbewerb der Anbieter einem Gaspreisanstieg entgegenwirken bzw. marktbeherrschende Tendenzen auf der Anbieterseite verhindern.

Bedroht Nord Stream II die Versorgungssicherheit?

Bisherige Transitländer sehen Nord Stream II kritisch

Gegen Nord Stream II stellen sich eine Reihe ganz unterschiedlicher Länder. Für die Ukraine, das bisherige Haupttransitland russischer Gaslieferungen nach Europa, ist die Ablehnung verständlich, denn zusätzliche alternative Transportrouten bedeuten mehr Konkurrenz und den Verlust bisheriger Einnahmen. Ähnlich sieht es für andere wichtige osteuropäische Transitländer wie Polen und die Slowakei sowie die baltischen Staaten aus. Es drohen geringere Lieferungen für das eigene Land, Einnahmenverluste für weniger Transporte sowie, ganz generell, eine Minderung der Versorgungssicherheit.

USA sind gegen Nord Stream II

Neben den Transitländern votieren vor allem die USA gegen Nord Stream II. Nach US-Ansicht macht sich Europa durch Nord Stream II zum einen zu sehr von russischen Erdgaslieferungen abhängig und gefährdet damit seine Versorgungssicherheit. Zum anderen, so die US-Regierung (und insbesondere der amtierende US-Präsident), gäbe es als Alternative auch amerikanisches Flüssiggas. Nicht zuletzt die unüberhörbaren US-Interventionen haben dazu geführt, dass in Brunsbüttel (Schleswig-Holstein) ein Flüssiggasterminal gebaut werden soll, dass auch Flüssiggasimporte aus den USA ermöglichen wird. Einen Stopp für Nord Stream II haben aber weder die europäischen noch die amerikanischen Gegner bewirkt.

Noch bis Mitte 2019 wurde eine Verzögerung der Fertigstellung von Nord Stream II bis Mitte 2020 erwartet. Hauptgrund waren die ausbleibenden Baugenehmigungen Dänemarks, die sich über zwei Jahre ohne Ergebnis hingen.¹² Das hat sich aber am 30. Oktober 2019 durch die Genehmigung Dänemarks geändert. Jetzt darf ein alternativer 147 Kilometer langer Teil der Doppelröhre auf dem dänischen Kontinentalsockel südöstlich von Bornholm durch die Ostsee

¹⁰ Wir rechnen 2019 bis 2021 mit US-Gaspreisen zwischen USD 2,51 und 2,60 pro Million Btu nach 2018 noch 3,07 USD. Und selbst 2025 dürften im Schnitt nicht mehr als USD 3,44 möglich sein. Vgl. Deutsche Bank (2019). Iron ore to remain the outlier. Commodities Quarterly. 9 July. S. 7.

¹¹ Pro LNG-Terminal sollen bis zu EUR 850 Mio. investiert werden. Vgl. Entwicklung und Auswirkungen amerikanischer LNG-Terminals. GVS-Gasmarkt-Telegramm. 6/2019. S. 8.

¹² Siehe z.B. Ballin, André (2019). Nord Stream 2 wird sich noch bis Mitte 2020 verzögern. Handelsblatt. 17. Mai.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Dänemark genehmigt wichtiges Teilstück

gebaut werden.¹³ Nach Alexej Miller, Chef von Gazprom und damit des Mehrheitsaktionärs der Nord Stream AG, könnte die neue Streckenführung eine Inbetriebnahme von Nord Stream II doch bis Ende 2019 und nicht erst Mitte 2020 ermöglichen.¹⁴ Marktexperten wie die Gasversorgung Süddeutschland rechnen dagegen nach wie vor damit, dass Nord Stream II gegen „Ende 2019 noch nicht betriebsfertig“ sein dürfte.¹⁵

Einige EU-Länder für Trennung von Gaserzeugung und -vertrieb

EU/Gazprom-Disput kann verzögern, aber nicht aufhalten

Nach dem Willen einiger EU-Mitglieder soll die neue EU-Gasrichtlinie auch auf Gaspipelines in und aus Drittländern ausgeweitet werden. Geplant ist, dass Erzeugung und Vertrieb nicht mehr einer Hand entstammen. Überdies sollen mindestens 10% der Pipeline-Kapazität Dritten zugänglich gemacht werden.¹⁶ Bei Nord Stream II steht Gazprom aber für die Förderung und die Erzeugung. Die Betreiber von Nord Stream II haben im Juli 2019 Beschwerde beim Gericht der Europäischen Union (EuG) gegen die EU eingereicht. Das Gericht solle die Änderung der neuen EU-Gasrichtlinie aufgrund „eines Verstoßes gegen die EU-Rechtsgrundsätze der Gleichbehandlung und der Verhältnismäßigkeit“ für nichtig erklären.¹⁷ Die nun noch ausstehende Entscheidung kann die Fertigstellung von Nord Stream II Zeit kosten, sie bedeutet aber nicht ihr Ende.

US-Sanktionen gegenüber beteiligten Unternehmen?

Gazprom gehört die Pipeline zwar vollständig. An der Finanzierung mit jeweils knapp EUR 1 Mrd. sind aber auch die Konzerne Uniper, Wintershall (beide Deutschland), Shell (Großbritannien), Engie (Frankreich) und OMV (Österreich) beteiligt. Ein außenpolitischer Ausschuss des US-Senats beriet bereits über Sanktionen gegen Einzelpersonen und Unternehmen, „die Schiffe für den Bau von Nord Stream II verkaufen oder leasen sowie finanzielle und technische Unterstützung oder Versicherung für diese Schiffe leisten“.¹⁸ Bis dato sieht die Bundesregierung jedoch keine Notwendigkeit für die Erstellung eines Aktionsplans gegen mögliche US-Sanktionen, da für das Projekt derzeit noch keine Gefährdung bestehe.¹⁹

¹³ Siehe z.B. Dänen geben Nord Stream 2 grünes Licht. (2019). Handelsblatt. 31. Oktober. S. 19.

¹⁴ Vgl. Mühlbauer, Peter (2019). Nord Stream 2 macht Umweg, um rechtzeitig anzukommen. Telepolis. 1. Juli.

¹⁵ Vgl. Energiemärkte. GVS-Gasmarkt-Telegramm. 9/2019. S. 7. So auch Mihm, Andreas (2019). Das Tauziehen um Nord Stream 2 ist zu Ende. Frankfurter Allgemeine Zeitung. 31. Oktober. S. 15.

¹⁶ Vgl. Nord Stream 2 challenges EU's new gas rules in General Court (2019). NS Energy Business. July 29.

¹⁷ Vgl. Nord Stream klagt gegen EU (2019). Börsen-Zeitung. 27. Juli. S. 7.

¹⁸ Vgl. Neue Konflikte um Gaspipeline Nord Stream 2 (2019). Börsen-Zeitung. 30. Juli. S. 8.

¹⁹ Vgl. Neue Konflikte um Gaspipeline Nord Stream 2 (2019). Börsen-Zeitung. 30. Juli. S. 8.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Tatsächlich erhöht Nord Stream II die Versorgungssicherheit

Das energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit ist für Deutschland und auch die EU hinsichtlich fossiler Energieträger wegen der relativ hohen Auslandsabhängigkeit überaus bedeutsam. Das gilt insbesondere für Erdgas und teilweise auch Erdöl. Da es weltweit reichliche Steinkohlevorkommen in vielen unterschiedlichen Lieferländern gibt, herrscht trotz hoher Importquote Versorgungssicherheit.

Auch in der EU hohe Importquoten

Russland auch für EU wichtiges Öl- und Gaslieferland

Ähnlich wie in Deutschland (s. vorn „Hohe Importquote“) ist auch in der EU der Anteil der Nettoimporte am gesamten Bruttoinlandsverbrauch bei Rohöl mit 89% sogar noch höher als bei Erdgas (75%). Wie in Deutschland ist Russland auch für die EU das wichtigste Lieferland mit einem Nettoimportanteil bei Öl von knapp einem Drittel und von fast der Hälfte bei Erdgas.²⁰ Während aber der Weltölmarkt und seine Infrastruktur weit entwickelt sind, gilt dies für den relativ jungen internationalen Gasmarkt so noch nicht. Aufgrund seiner Flexibilitätsvorteile im Transport ist die Versorgungslage bei Öl trotz gelegentlicher OPEC-Interventionen als ausreichend gegeben anzusehen. Dies gilt für den noch recht jungen Gasmarkt mit seinen neueren Innovationen – wie Shale-, LNG- und Transporttechnologien – noch nicht in gleichem Maße.

Zusätzliche Nord Stream II-Transportmöglichkeiten sind positiv zu beurteilen

Nord Stream II erhöht rein quantitativ die Sicherheit der Gasversorgung, da sie die verfügbaren Transportkapazitäten erhöht und weiter diversifiziert. Zudem verkürzt sie den bisherigen Transportweg. Auch die Transportverluste dürften in Relation zu den älteren Routen geringer ausfallen. Überdies ist das unrechtmäßige „Anzapfen“ der Unterwasserpipeline technisch ungleich schwerer als bei traditionellen Überlandleitungen. Unter sonst gleichen Bedingungen ist die zusätzliche Transportleitung insofern positiv zu bewerten.

Für Deutschland bleibt Erdgas besonders wichtig

Insbesondere in Deutschland, das künftig auf Kernenergie- und Kohlestrom verzichtet und auf erneuerbar erzeugten Strom setzt, kann Erdgas als Übergangsenergie dienen und damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Wir hatten bereits ausgeführt, dass gasbefeuerte Kraftwerke in der Lage sind, die durch Kernenergie- und Kohleausstieg sinkende Stabilität im deutschen Stromnetz sehr flexibel zu kompensieren. Überdies hat Erdgas, wie bereits erwähnt, gegenüber der Sekundärenergie Elektrizität den Vorteil, dass auch größere Volumina speicherbar sind. Mit über 24 Mrd. Kubikmetern verfügt Deutschland über die größten Erdgasspeicherkapazitäten der EU. Der Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber (NEP Gas) ermöglicht den bedarfsgerechten weiteren Ausbau der heimischen Gasinfrastruktur. Der NEP Gas 2016–2026 sorgt für einen Leitungsneubau von 823 km bis 2026, was wiederum rund EUR 4 Mrd. kostet. Laut BMWi „bieten das weit verzweigte Erdgasnetz, die liquiden Handelsmärkte, das große Speichervolumen und das diversifizierte Portfolio an Lieferländern und Importinfrastrukturen den deutschen Gasverbrauchern ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit. Hinzu kommt der gute technische Zustand der Erdgasinfrastruktur.“²¹ Dieser Analyse stimmen wir zu.

²⁰ Vgl. BMWi (2019). Die Energie der Zukunft. Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2017. 6. Juni. S. 29.

²¹ Vgl. BMWi (2018). Die Energie der Zukunft. Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2016. 6. Juni. S. 109. In der EU dient die novellierte Gassicherungs-Verordnung 2017/1938 der Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung der geschützten Kunden. Wert gelegt wird dabei insbesondere auf die regionale Zusammenarbeit bei der Krisenvorsorge und eine solidarische Unterstützung zur Bewältigung von Gasversorgungskrisen; vgl. BMWi (2018), S. 109.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Drohen mit Nord Stream II künftig Lieferunterbrechungen?

Russland liefert seit Dekaden unterbrechungsfrei Erdgas

Gelegentlich argumentieren Projektgegner, dass Russland mit Fertigstellung von Nord Stream II noch mehr in die Lage versetzt wird, künftig aus politischen Gründen Lieferunterbrechungen vorzunehmen. Diese Argumentation überzeugt unseres Erachtens aber nicht. Tatsächlich zeigt ein Blick auf die Historie, dass Russland mittlerweile seit mehr als 40 Jahren verlässlich Gas nach Westeuropa liefert. Und was noch wichtiger ist, es kam nie zu politisch motivierten Lieferunterbrechungen. Das ist bedeutsam, weil es auch die vielen Jahre des Eisernen Vorhangs einschließt, in denen es gelegentlich ähnlich abgekühlte Wirtschaftsbeziehungen gab wie derzeit im Lichte des EU/USA-Russland-Konflikts rund um die russische Annexion der Krim. Da der Gastransport über Nord Stream II weniger Transitländer als bisher betrifft, sind künftige Gaslieferungen also noch sicherer als in den letzten Jahren.

Gefährdet Nord Stream II die Bezahlbarkeit?

Russlands Marktmacht ist sehr eingeschränkt

Nord Stream II erhöht grundsätzlich die mengenmäßigen Exportmöglichkeiten Russlands. Für die Entwicklung der Gaslieferpreise sind jedoch mehrere gegenläufige Trends zu berücksichtigen: Positiv für den Gaslieferanten Russland ist zum einen zwar, dass Nord Stream II Kosteneinsparungen im Gastransport und damit tendenziell steigende Margen ermöglicht.

Zum anderen sind allerdings auch gegenläufige Entwicklungen wirksam, die die Marktmacht Russlands spürbar einschränken. Diese wird durch zwei Megatrends im globalen Gasgeschäft ausgehöhlt. Erstens führt die europäische Gasmarktliberalisierung zu mehr Wettbewerb. Zweitens sorgen neue Investitionen im Bereich LNG zu immer mehr zusammenwachsenden Regionalmärkten in Europa, Asien, Australien und Amerika. Es zeigt sich, dass bei ausreichend hohen Preisdifferenzen LNG-Lieferungen die Märkte angleichen. Eine nicht marktadäquate Preissetzung durch einen Gasexporteur – auch nicht Russland – ist damit heute nicht mehr möglich.

Heute tragen Gasinvestoren höhere Risiken als früher

Die neue Relevanz der Marktpreise birgt Risiken für Gasinvestoren, auch im Fall von Nord Stream II. Tritt in der neuen globalen Gaswelt ein Überangebot an Gas auf, das den Grenzpreis und damit auch die Marktpreise für Gas dramatisch senkt, zählen die Nord Stream II-Investoren zu den Hauptbetroffenen. So gesehen tragen heutige Gasinvestoren ein ungleich größeres Risiko als in der alten Gaszeit der auskömmlichen Langfristverträge.

Pipeline-Investoren sind besonders verletzlich

Im Gegensatz zu früher, als Pipelines grundsätzlich eine gegenseitige Abhängigkeit von Lieferanten und Abnehmern bedeuteten, fallen die Risiken in der neuen Gaswelt differenzierter aus. Denn während Kunden dank neuer LNG-Märkte relativ schnell neue, attraktivere Angebote wählen können, sind die Pipeline-Investoren an ihre Investitionen gebunden.

Angebotsausweitung fördert die Bezahlbarkeit

Nord Stream II gefährdet mitnichten die Bezahlbarkeit von Energie in Deutschland und Europa. Es handelt sich um eine zusätzliche technische Lieferalternative, sorgt also für eine Angebotsverbesserung. Allerdings birgt auch dieses Projekt Risiken: Die Marktrisiken tragen zunächst die Investoren, die deshalb ein Interesse an einer reichlichen Nutzung haben sollten. Die Kunden/Verbraucher tragen dank verfügbarer Gasalternativen ein kleineres Risiko als die Investoren. Eine Herausforderung stellt Nord Stream II freilich auch für das/die geplanten LNG-Terminal/s in Deutschland dar, sind beide Technologien doch für den Gasimport gedacht. Überangebote sind je nach Marktlage möglich, die zu (zu) geringer Kapazitätsauslastung führen können.

In diesem Jahr hat das Bundeswirtschaftsministerium unter Leitung von Peter Altmaier durchgesetzt, dass künftige Gasleitungen, die deutsche LNG-Terminals



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Auf Gasverbraucher kommen neue
Kosten zu

mit dem öffentlichen Gasnetz verbinden, Bestandteil des regulierten heimischen Gasnetzes werden. Damit tragen nicht die Terminalinvestoren, sondern alle Gasverbraucher die Kosten für den Bau und die Nutzung der Gaspipelines. Ziel ist es, die Attraktivität für Investitionen in den Bau der Infrastruktur für verflüssigtes Erdgas zu erhöhen. Da Deutschland auch russische LNG-Lieferungen diskriminierungsfrei bewilligen möchte, ist absehbar, dass letztlich die jeweilige Marktlage entscheidet, ob russische, amerikanische oder LNG-Angebote anderer Destinationen genutzt werden.²² Der Wettbewerb der Anbieter ist durchaus gewünscht, um einen gewissen Preisdruck zu erzeugen. Relativ günstige Gaspreise erleichtern/verbilligen den Ausstieg aus Kohle und Kernenergie. Die absehbar steigende Relevanz von LNG sorgt für mehr Wettbewerb in Deutschland und Europa. Der europa- und weltweite LNG-Ausbau ist aber auch eine Herausforderung für Großprojekte wie Nord Stream II, da beide Infrastrukturen in Wettbewerb stehen. Der steigende Wettbewerb sorgt für günstige Preise in den Zieländern. Gleichzeitig unterminieren die wettbewerbsbedingt niedrigen Preise allerdings auch die Rentabilität von Investitionen in die jeweilige Gasinfrastruktur – dies gilt je nach Marktlage für Nord Stream II, aber auch die LNG-Anlagen. Neben diesen wirtschaftlichen Risiken sind natürlich auch regulatorische Risiken (z.B. Klimapolitik) relevant.

Der Wettbewerb rund um Gasalter-
nativen intensiviert sich

Preisdämpfend wirken auch neue russische Lieferanten ...

Russland diversifiziert Gasvertrieb

Russland trägt dem technologischen Fortschritt in der Förderung und im Transport von Erdgas seit einigen Jahren Rechnung. Es erlaubt russischen Unternehmen das LNG-Geschäft nicht nur zu entwickeln. Neuerdings darf insbesondere der russische Konzern Novatek auch LNG exportieren. Russland setzt damit auch auf eine Diversifizierung im Gasvertrieb. Novatek hat mittlerweile mit der deutschen EnBW einen Liefervertrag abgeschlossen. Und Novatek kann künftig – dank des Aufbaus einer leistungsfähigen LNG-Infrastruktur und des Baus selbst für arktische Regionen geeigneter LNG-Tanker – von seinen Fördergebieten auf der sibirischen Yamal-Halbinsel am Polarmeer (wo es auch Beteiligungen europäischer Unternehmen gibt) LNG nach Europa exportieren. Die künftigen LNG-Terminals in Deutschland sind sicherlich mögliche Ziele. Solche Lieferungen sorgen für mehr Wettbewerb – auch für Nord Stream II, und auch für amerikanische und andere Lieferanten.

... und ein möglicher Pipelinebau Richtung Schwarzes Meer

Russland setzt auf mehrere
Liefer Routen

Neuerdings plant die von Russland dominierte Gazprom – wie schon früher einmal – erneut eine Südroute, um zusätzliches Gas bis nach Mitteleuropa und Deutschland zu liefern. Es handelt sich dabei nicht um das alte South Stream-Projekt, in dem Bulgarien als Zielland eine wichtige Rolle spielte. Vielmehr geht es um eine Erweiterung von Turkstream, wo heute über zwei Pipelinestränge 31,5 Mio. Kubikmeter Gas geliefert werden können.²³ Der Bau zweier weiterer Stränge ist geplant und gilt als technisch problemlos. Seit wenigen Monaten verhandelt die russische Seite über den Bau der Strecke Bulgarien-Serbien-Ungarn-Österreich.²⁴ Damit könnte russisches Gas auch über diesen Weg nach

²² Im Winter 2018/19 wurde bereits mehr LNG aus Russland als aus den USA nach Europa geliefert. Vgl. Moritz Koch und Klaus Stratmann (2019). Mehr Erdgas aus Russland. Handelsblatt. 19. Juli. S. 13.

²³ Vgl. Polous, Kiril (2019). Gazprom's natural gas production and export strategy. Entsog workshop on supply potentials. Brussels. July 2019. S. 3.

²⁴ Vgl. Ballin, André (2019). Gazprom nimmt neuen Anlauf für South Stream. Handelsblatt. 23. Juli. S. 22.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

Deutschland und andere benachbarte Länder gelangen. Dieser Infrastrukturausbau würde ebenso wie die zu erwartenden russischen LNG-Lieferungen letztlich preisdämpfend wirken, steht das Projekt doch durchaus in Konkurrenz mit den anderen Optionen – von den USA bis hin zu Nord Stream II.

Nord Stream II dient Umweltziel in Übergangsphase

Aus Umweltgründen Erdgas besser als Kohle

Aus Klimagründen ist die Nutzung von Erdgas gegenüber der Kohle vorzuziehen. Der von Deutschland gewählte Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 ist dabei sehr kostspielig. Für die Entschädigung der Kraftwerkseigner, den Strukturwandel, den Vorruhestand der Beschäftigten sowie die vergünstigten Strompreise der energieintensiven Industrie sind insgesamt rund 100 Mrd. Euro aufzubringen.²⁵ Die politischen Weichenstellungen mindern zwar die CO₂-Emissionen. Mit dem gleichen Geld könnte die Politik jedoch – wenn man ausschließlich auf die CO₂-Ersparnis abstellt – mehr erreichen, würde sie dafür CO₂-Zertifikate im EU-Handelssystem kaufen und stilllegen. Die Konsequenz wären steigende CO₂-Preise und damit jeweilige Marktberichtigungen an den Orten mit den höchsten Umweltkosten; dazu zählen auch die heimischen Braunkohlestandorte. Davon profitierte freilich auch das Erdgas gegenüber der Kohle.

Deutschland könnte die Weichen auch anders stellen

In Übergangsphase Erdgas trotz Emissionen weiter nutzen

Erneuerbare Energien haben bekanntlich eine weitaus günstigere Klimabilanz als Erdgas. Allerdings verursacht der Umstieg auf die Erneuerbaren Kosten und erfordert auch Zeit. In Deutschland stottern derzeit der Ausbau der Windenergie an Land sowie der Aufbau der Übertragungsnetze für den Ferntransport aufgrund von Bürgerprotesten und politischen Verzögerungen. Das im September vorgestellte Klimaschutzpaket²⁶ der Bundesregierung sieht einen Mindestabstand von 1.000 Metern von Windkraftanlagen und Wohnhäusern vor. Dies dürfte den Zubau von Onshore-Windanlagen eher bremsen. Bessere Chancen haben Offshore-Windanlagen, die zudem auf deutlich höhere Volllaststunden (also auf eine höhere Kapazitätsauslastung) kommen als Anlagen an Land. Damit deren Strom aber auch sinnvoll genutzt werden kann, bedarf es eines wesentlich rascheren Ausbaus der Übertragungsnetze. Per Saldo ist damit die gelegentlich vorgebrachte Forderung, sofort nur noch auf Erneuerbare zu setzen, also Erdgas keine Beachtung mehr zu geben, nicht realistisch. Deshalb ist der aktuelle deutsche Weg, der Erdgas in der Übergangszeit eine tragende Rolle beimisst, politisch wohlüberlegt und unter Berücksichtigung aller Einflussfaktoren die vernünftigste Lösung.

Erdgas noch unverzichtbar wegen stotterndem Umstieg auf Erneuerbar

Pipelinegas aus Umweltsicht vorteilhafter als LNG-Bereitstellungen

Pipelinegas, wie es Nord Stream II anliefert, hat gegenüber LNG-Anlieferungen, wie sie aus den USA kommen könnten, einen gewissen Umweltvorteil. Dies ergab eine Untersuchung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) und der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des

²⁵ Vgl. Ruhkamp, Christoph (2019). Viel Geld für wenig CO₂. Börsen-Zeitung. 8. Juni. S. 6.

²⁶ Zu einer Beurteilung des Klimaschutzpakets vgl. Heymann, Eric (2019). Klimaschutzpaket. Fauler Kompromiss oder Spiegelbild der Gesellschaft? Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. 23. September.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?

LNG-Potenziale werden überschätzt

Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) im Auftrag des Umweltbundesamtes.²⁷ Analysiert wurden die Treibhausgasemissionen, die für die Gewinnung, den Transport und die Bereitstellung des Energieträgers erforderlich sind. In der Summe ergeben diese die sog. Vorkettenemissionen.

Pipeline-Gas gegenüber LNG im Vorteil

Ein wichtiges Untersuchungsergebnis ist, dass die Vorkettenemissionen für das in die EU importierte LNG immer höher ausfallen als die der leitungsgebundenen Gasversorgung.²⁸ Eine bedeutende Rolle spielt dabei die spezifische Prozesskette von LNG, zu der nicht zuletzt auch die Verflüssigung und Regasifizierung zählen. Wichtig sind auch die jeweilige Entfernung zwischen der importierenden und exportierenden Region sowie die konkret angewandten Technologien. Unter Berücksichtigung aller Einflussfaktoren, so das Umweltbundesamt, ist unter Energieeffizienzaspekten und aus klimapolitischer Sicht ein stärkerer LNG-Einsatz gegenüber Pipeline-Gas „nicht begründbar“. Im Zuge der Energiewende könnte allerdings ein Ausbau der LNG-Infrastruktur beitragen zur „Diversifizierung der Exportländer auch hinsichtlich eines zukünftigen Marktes für strombasierte erneuerbare Gase, verbesserter Versorgungssicherheit sowie mehr Wettbewerb“.²⁹

Fazit: Erdgas als Übergangsenergie nutzen

Gute Argumente sprechen für Erdgas

In den kommenden Jahren wird Erdgas in Deutschland angesichts des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie und der Kohleverstromung eine noch bedeutendere Rolle im Stromerzeugungsmix zukommen als heute. Überdies steigert das Klimaschutzpaket seine Relevanz, das die CO₂-Emissionen aus dem Verkehrs- und Gebäudesektor reduzieren möchte. Als Übergangsenergie bleibt Erdgas damit über Jahre hinweg unverzichtbar.

Nord Stream II erhöht Versorgungssicherheit

Grundsätzlich sollten die klassischen energiepolitischen Ziele über den Einsatz von Erdgas entscheiden: Zur Versorgungssicherheit leistet Erdgas auf mittlere Sicht einen wichtigen Beitrag. Russland liefert bereits seit mehr als 40 Jahren unterbrechungsfrei Gas nach Westeuropa, also auch zu Zeiten des Eisernen Vorhangs. Da Nord Stream II eine zusätzliche Lieferinfrastruktur darstellt, erhöht das Projekt die Versorgungssicherheit sogar. Es gibt kein überzeugendes Argument, das für politisch motivierte Lieferunterbrechungen spricht.

Längerfristig wird es für Erdgas schwerer

Gasinvestoren, auch die von Nord Stream II, tragen aufgrund der gestiegenen Relevanz der Marktpreise heute ein sehr viel größeres Risiko als in der alten Welt der Langfristverträge. Steigen in einigen Jahren die CO₂-Preise merklich an, wird es auch für Erdgas schwieriger. Die CO₂-Bepreisung kann künftig auch die Wettbewerbsfähigkeit von Nord Stream II-Gas mindern. Dieses Risiko tragen die Investoren bzw. der Lieferant.

US-Sanktionen sind nicht auszuschließen

Per Saldo dürfte Nord Stream II in der Übergangsphase zur angestrebten CO₂-freien Energieversorgung in Deutschland die Versorgungssituation weiter verbessern und den Wettbewerb erhöhen, da es für zusätzliches Angebot sorgt. Nicht nur die angedrohten US-Sanktionen zeigen jedoch, dass das Projekt politisch brisant ist.

Josef Auer (+49 69 910-31878, josef.auer@db.com)

²⁷ Zu Details siehe Umweltbundesamt (2019). Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie. Mai. S. 6–24.

²⁸ „Im Extremfall sind sie mehr als siebenmal so hoch“. Vgl. Umweltbundesamt (2019). Wie klimafreundlich ist LNG? Mai. S. 19.

²⁹ Umweltbundesamt (2019). Wie klimafreundlich ist LNG? Mai. S. 24.



Übergangsenergie Erdgas: Wie sichert Deutschland die Versorgung?



Deutschland-Monitor

In der Reihe „Deutschland-Monitor“ greifen wir politische und strukturelle Themen mit großer Bedeutung für Deutschland auf. Darunter fallen die Kommentierung von Wahlen und politischen Weichenstellungen sowie Technologie- und Branchenthemen, aber auch makroökonomische Themen, die über konjunkturelle Fragestellungen – die im Ausblick Deutschland behandelt werden – hinausgehen.

Unsere Publikationen finden Sie unentgeltlich auf unserer Internetseite www.dbresearch.de
Dort können Sie sich auch als regelmäßiger Empfänger unserer Publikationen per E-Mail eintragen.

Für die Print-Version wenden Sie sich bitte an:
Deutsche Bank Research
Marketing
60262 Frankfurt am Main
Fax: +49 69 910-31877
E-Mail: marketing.dbr@db.com

Schneller via E-Mail:
marketing.dbr@db.com

- ▶ **Übergangsenergie Erdgas:**
Wie sichert Deutschland die Versorgung? 6. November 2019
- ▶ **Kölner Wohnungsmarkt:**
Neubau lahmt, Nachfrage dürfte hoch bleiben 2. Juli 2019
- ▶ **Ausblick auf den deutschen Immobilienmarkt 2019** 12. März 2019
- ▶ **Deutsche Robo-Advisors: Schnelles Wachstum, solide Performance, hohe Kosten** 21. Februar 2019
- ▶ **Deutsche Industrie:**
Wenige Sektoren tragen Investitionswachstum 21. Januar 2019
- ▶ **Industrie 4.0 –**
Digitalisierung mildert demografische Lasten 29. Oktober 2018
- ▶ **Wachsender Handlungsdruck**
bei Unternehmenssteuern 6. September 2018
- ▶ **Digitalisierungstrend begünstigt Bildung für alle: Mehr**
Wettbewerbsfähigkeit und gesellschaftliche Stabilität 29. Mai 2018

© Copyright 2019. Deutsche Bank AG, Deutsche Bank Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis zur Erbringung von Bankgeschäften und Finanzdienstleistungen verfügt und unter der Aufsicht der Europäischen Zentralbank (EZB) und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) steht. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Filiale London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die von der UK Prudential Regulation Authority (PRA) zugelassen wurde und der eingeschränkten Aufsicht der Financial Conduct Authority (FCA) (unter der Nummer 150018) sowie der PRA unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Inc. genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: HST Offsetdruck Schadt & Tetzlaff GbR, Dieburg