



Kapitel 2

Informationen über Nord Stream

Inhaltsverzeichnis

Seite

2	Informationen über Nord Stream	21
2.1	Informationen über den Vorhabensträger/ die Eigentumsverhältnisse	21
2.1.1	Antragsteller und Betreiber	21
2.1.2	Anteilseigner der Nord Stream AG	21
2.1.3	Überblick über die Kompetenzen von Nord Stream	24
2.1.4	Kurzbeschreibung des Projekts	25
2.2	Projektgeschichte	25
2.2.1	Ziele und Struktur	25
2.2.2	1980–1990: Russisch-Nordische Initiativen zum Start neuer Versorgungsprojekte	26
2.2.3	1990–1995: Bau der Jamal-Pipeline	27
2.2.4	1995–2000: Studien von North Transgas Oy (NTG) – die Geburtsstunde von Nord Stream	27
2.2.5	Exkurs: Die Ostsee – bevorzugte Alternative für eine neue europäische Energieversorgungsstrasse	30
2.2.6	2001–2005: Gazprom übernimmt – NTG wird umbenannt in Nordeuropäische Gaspipeline	34
2.2.7	Die Entstehung von Nord Stream	36
2.2.8	Ausblick	37
2.3	Grundprinzip des Nord Stream-Projekts: die Sicherung der europäischen Energieversorgung	38
2.3.1	Es werden neue Erdgasimportkapazitäten benötigt, um die steigende Nachfrage nach Erdgas in der EU zu decken	38
2.3.2	Die strategische Bedeutung Russlands als Erdgaslieferant	42
2.3.3	Die Bedeutung der frühen Anbindung russischer Erdgasreserven an den europäischen Markt im Kontext der steigenden Erdgasnachfrage in Asien	46
2.3.4	Die Nord Stream-Pipeline als essenzieller Bestandteil des Transeuropäischen Energienetzes	47
2.3.5	Konsequenzen der Nichtdurchführung des Projekts	51
2.3.6	Schlussfolgerung	55
2.4	Referenzliste	57

2 Informationen über Nord Stream

2.1 Informationen über den Vorhabensträger/ die Eigentumsverhältnisse

2.1.1 Antragsteller und Betreiber

Im Jahr 2000 wurde die nordeuropäische Erdgaspipeline durch die Ostsee von der Europäischen Kommission als Teil des Transeuropäischen Netzwerks der Energie (TEN-E) ausgewiesen. Im September 2006 bezeichnete die Europäische Union (EU) das Projekt als eines der vorrangigsten Energieprojekte und als von gesamteuropäischem Interesse. Der TEN-E-Status wurde 2006 bestätigt⁽¹⁾.

Im September 2005 trafen OAO Gazprom (im Folgenden "Gazprom"), BASF AG (heute BASF SE, im Folgenden „BASF“) sowie E.ON AG (im Folgenden "E.ON") eine Vereinbarung zur gemeinsamen Übernahme der Gesamtverantwortung für Entwicklung, Bau und Betrieb eines Fernleitungssystems für Erdgas. Basierend auf der Kooperationsabsicht dieser drei Unternehmen wurde im November 2005 die „North European Gas Pipeline Company“ gegründet, welche im Oktober 2006 zur Nord Stream AG (im Folgenden "Nord Stream") umfirmiert wurde.

Gazprom ist mit 51 % an dem Gemeinschaftsprojekt beteiligt. Die deutschen Unternehmen BASF (mittelbar über ihre 100-prozentige Tochter Wintershall Holding AG, im Folgenden „Wintershall“) und Ruhrgas (mittelbar über ihre 100-prozentige Tochter „E.ON Ruhrgas“) halten je 20 %. Die niederländische Gasunie Infrastruktur AG, Partner der Dutch N. V. Nederlandse Gasunie, (im Folgenden "Gasunie") hält 9 %. Die Multinationalität der Aktionäre, deren Beteiligung über Unternehmen im Ziel- und Ursprungsland der Nord Stream-Pipeline hinausgeht, verdeutlicht den europäischen Charakter des Projekts. Der Hauptsitz der Nord Stream AG befindet sich im schweizerischen Zug.

2.1.2 Anteilseigner der Nord Stream AG

Die Struktur von Nord Stream stellt eine effiziente und erfolgreiche Projektdurchführung sicher. Zuverlässigkeit und Erfahrung bei der Projektdurchführung wird dabei durch die Anteilseigner Gazprom, Wintershall, E.ON Ruhrgas und Gasunie garantiert. Diese Firmen verfügen über langjährige Erfahrung im Bereich der Exploration, Produktion, Transport und Vermarktung von

(1) Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates.

Erdgas, welche sie in Nord Stream einbringen. Im Folgenden wird auf die einzelnen Anteilseigner sowie deren spezifische und projektrelevante Kompetenzen eingegangen.

Gazprom

Gazprom ist die weltweit größte Gasgesellschaft. Das Unternehmen ist an der Moskauer Börse notiert und befindet sich zu 50,002 % in Besitz des russischen Staates. Das deutsche Energieunternehmen E.ON Ruhrgas hält 6,4 % der Anteile an Gazprom. Im Jahr 2006 wurden durch das Unternehmen etwa 432.000 Menschen beschäftigt, wobei mit 65 % der Großteil in der Erdgasproduktion tätig ist.

Mit 44.650 Mrd. m³ verfügt Russland über 25,2 %, der derzeit bekannten, weltweiten Erdgasreserven.⁽¹⁾ Somit handelt es sich bei den Erdgasreserven Russlands um die weltweit größte Menge an bestätigten Erdgasreserven auf einem Territorialgebiet. Gazprom hält 60 % der Anteile an den russischen Erdgasreserven; dies ergibt etwa 15 % der bestätigten Erdgasressourcen weltweit. Die Erdgasfördermenge betrug im Jahr 2006 rund 556 Mrd. m³. Gazprom besitzt auch das weltweit größte Pipelinennetz für den Transport von Erdgas mit einer Gesamtlänge von 155.000 km. Daher ist Gazprom sehr erfahren, was den Betrieb von Erdgasleitungsnetzen betrifft. Zusammen mit seinen Tochtergesellschaften verantwortet Gazprom den Betrieb von 463.000 km des russischen Transport- und Distributionsnetzes. Gazprom verfügt über Betreiberkompetenzen für die kontinuierliche Optimierung solcher Netze.

Darüber hinaus ist Gazprom in der Planung sowie dem Bau von Erdgaspipelines tätig. Neben Onshore-Pipelines auf dem russischen Festland hat Gazprom auch Erfahrung mit dem Bau und Betrieb von Offshore-Pipelines, was im Besonderen für das Nord Stream-Projekt von Bedeutung ist.

2005 wurde die Blue Stream-Pipeline, ein Gemeinschaftsprojekt von Gazprom und Eni S.p.A., einem multinationalen italienischen Öl- und Gasunternehmen mit einer Regierungsbeteiligung von 30 %, offiziell eingeweiht. Die Pipeline verläuft vom russischen Izobilnoye bis ins türkische Ankara, wobei 386 km der Gesamtstrecke durch das Schwarze Meer führen. Wenn auch kürzer, ist sie technisch nicht minder anspruchsvoll als die Nord Stream-Pipelinetrasse. Die Verlegetiefe der Blue Stream-Pipeline beträgt bis zu 2.150 m; ein Vielfaches der maximalen Verlegetiefe der Nord Stream-Pipeline, die ihre tiefste Stelle bei etwa 210 m hat. Zusätzlich stellte ein hoher Anteil an Schwefelwasserstoff im Schwarzen Meer besondere Anforderungen an die Konstruktion und Materialbeschaffenheit der Blue Stream-Pipeline. Bei der Durchführung dieses und ähnlicher Projekte konnte Gazprom besondere Offshore-Kenntnisse erwerben, von denen das Nord Stream-Pipelineprojekt unter den besonderen Bedingungen und Umweltauflagen der Ostsee profitieren wird.

(1) BP Statistical Review of World Energy, Juni 2008. 22.

E.ON Ruhrgas

E.ON Ruhrgas AG (E.ON Ruhrgas) ist als eine 100-prozentige Tochter der E.ON AG, verantwortlich für das Erdgasgeschäft von E.ON in Deutschland und Europa. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Essen ist seit etwa 80 Jahren im Heizgasmarkt und seit etwa 45 Jahren im Erdgasmarkt tätig. E.ON Ruhrgas ist der größte Erdgasversorger Deutschlands und gehört zu den führenden Gasgesellschaften in Europa. E.ON Ruhrgas beschäftigte im Jahr 2006 etwa 12.700 Mitarbeiter und setzte 62 Mrd. m³ Erdgas ab. Mit einschlägigen Erfahrungen als Bauherr und Betreiber eines Fernleitungsnetzes konnte E.ON Ruhrgas umfangreiche Erfahrungen sammeln, die jetzt für das Nord Stream-Projekt sehr wichtig sind.

Insbesondere durch die Beteiligung an bedeutenden europäischen Offshore-Pipelines in der Nordsee – z. B. die Interconnector-UK-Pipeline (IUK) zwischen Großbritannien und Belgien, die Balgzand-Bacton-Pipeline (BBL) zwischen Großbritannien und den Nord-Niederlanden sowie die Seal-Offshore-Pipeline von Elgin/Franklin in der mittleren Nordsee nach Bacton – verfügt E.ON Ruhrgas über Kompetenzen, die für Nord Stream besonders relevant sind.

Wintershall

Die Wintershall Holding AG (Wintershall), als 100-prozentige Tochter der BASF SE, exploriert und fördert seit mehr als 75 Jahren Öl und Erdgas in verschiedenen Regionen der Welt (heute in Europa, Nordafrika, Südamerika, Russland und in der Region des Kaspischen Meers). Mehr als 60 % des insgesamt von Wintershall geförderten Erdgases und Erdöls wird aus Lagerstätten produziert, die das Unternehmen selbst betreibt. Während der Erdgasförderung in der holländischen Nordsee erwarb Wintershall weitreichende Kompetenzen im Bereich des Offshore-Pipeline-Engineering.

Das Erdgashandelsgeschäft, das die Wintershall mittels der WINGAS GmbH & Co. KG (im Folgenden WINGAS) gemeinsam mit ihrem russischen Partner Gazprom betreibt, ist – neben der Exploration und Produktion – das zweite Arbeitsgebiet der Wintershall. Seit 1993 ist die WINGAS in der Gasversorgung tätig und beliefert, über das inzwischen mehr als 2.000 km lange, neu gebaute Leitungsnetz der WINGAS TRANSPORT GmbH & Co. KG, Stadtwerke, regionale Gasversorger, Industriebetriebe und Kraftwerke in Deutschland, sowie im europäischen Ausland mit Erdgas. 2006 lieferte WINGAS 23 Mrd.m³ Erdgas an seine Kunden.

Nederlandse Gasunie

Das niederländische Unternehmen N.V. Nederlandse Gasunie liegt zu 100 % in Staatshand des Königreichs der Niederlande. Der Hauptsitz befindet sich in Groningen. Gasunie verfügt über eine mehr als 40-jährige Erfahrung im Bau und Betrieb von Erdgaspipelines. Das Unternehmen ist auf Infrastrukturprojekte im Bereich der Erdgasversorgung spezialisiert, die Hauptgeschäftsfelder des Unternehmens sind in den folgenden Bereichen zu finden: Management, Betrieb und Entwicklung des nationalen Transportnetzes; Bau und Instandhaltung

des Transportnetzes; internationale Projektbeteiligung. Das Unternehmen beschäftigte im Jahr 2006 etwa 1.480 Mitarbeiter und transportierte 96 Mrd.m³ Erdgas.

Gasunie hält mittelbar 60 % der Anteile an der Projekt- und Betreibergesellschaft BBL Company und war in der Konstruktionsphase für den Bau der BBL-Pipeline, der im Dezember 2006 abgeschlossen wurde, verantwortlich. Daher ist Gasunie primär für Betrieb und Wartung der BBL-Pipeline zuständig, von der 230 km unter der Nordsee verlaufen, und die Balgzand mit Bacton verbindet.

2.1.3 Überblick über die Kompetenzen von Nord Stream

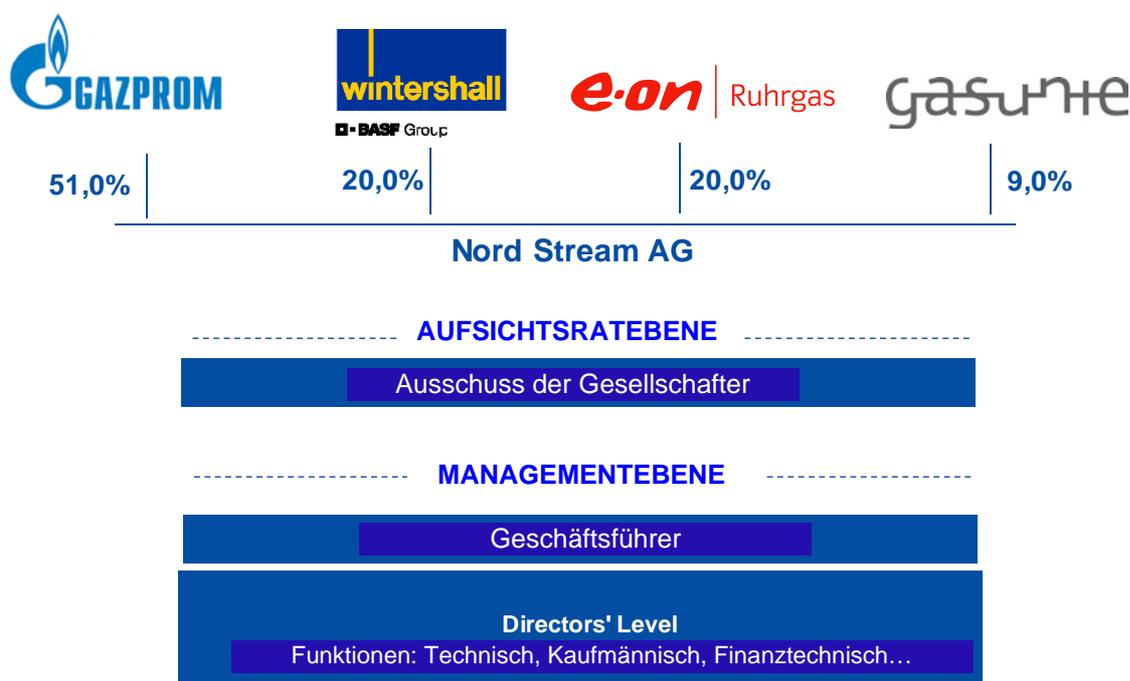


Abbildung 2.1 Das Nord Stream-Organigramm

Nord Stream beschäftigt neben Mitarbeitern der angeführten Anteilseigner auch erfahrene internationale Experten aus 17 Ländern. Weiterhin arbeitet Nord Stream mit führenden europäischen Beratern aus den Bereichen Umwelt, Technik und Finanzwesen zusammen. In internationalen Ausschreibungen wurden für einzelne Aufgabenbereiche Unternehmen mit langjähriger Erfahrung ausgewählt.

Diese Auftragnehmerstruktur verdeutlicht nochmals den europäischen Charakter des Projekts. Im Bereich der Umweltverträglichkeitsuntersuchungen und Zulassungen wurden beispielsweise das dänische Unternehmen Ramboll und für Ingenieursdienstleistungen das italienische Unternehmen Snamprogetti ausgewählt. Im Bereich der Zertifizierung der Pipeline ist die

unabhängige Stiftung DNV (Det Norske Veritas) mit Sitz in Oslo beauftragt. Das schwedische Unternehmen MMT (Marin Mätteknik AB) führt Untersuchungen zu Munitionsaltlasten auf der geplanten Pipelinetrasse durch. Weitere Umwelt- und Feldstudien werden von international bekannten Firmen wie Geological Survey of Sweden (SGU)/Schweden, PeterGaz/Russland, dem Finnish Institute of Marine Research/Finnland, DHI/Dänemark, Fugro OSAE/Deutschland und dem Institute für angewandte Ökologie/Deutschland, durchgeführt. Das deutsche Unternehmen Europipe wird 75 % der Rohre für die erste Pipeline liefern und das russische Unternehmen United Metallurgical Company (OMK) die restlichen 25 %. Für die Verlegearbeiten wurde eine Absichtserklärung mit dem in London ansässigen Unternehmen Saipem unterzeichnet.

2.1.4 Kurzbeschreibung des Projekts

Nord Stream plant den Bau einer neuen Gaspipeline durch die Ostsee, bestehend aus zwei parallel verlaufenden Rohrleitungen. Die 1.200 km lange Pipeline soll von Portovaya nahe Wyborg/St. Petersburg in Russland bis nach Lubmin in der Nähe von Greifswald in Deutschland reichen und damit die weltweit größten Lagerstätten in Russland mit dem europäischen Leitungsnetz verbinden. Bauherr und Betreiber dieses Projektes wird Nord Stream sein.

Die erste der zwei parallel verlaufenden Nord Stream-Pipelines soll bis Ende 2011 fertig gestellt werden und eine Transportkapazität von rund 27,5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr aufweisen. In einer zweiten Projektphase soll die Transportkapazität durch eine fast parallel laufende zweite Leitung auf rund 55 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr verdoppelt werden. Die Planung sieht vor, die zweite Pipeline 2012 fertig zu stellen.

Die Nord Stream-Offshore-Pipeline wird Erdgas nach Deutschland transportieren, von wo aus es nach Dänemark, die Niederlande, nach Belgien, Großbritannien, Frankreich, Polen, in die Tschechische Republik und in weitere Länder transportiert werden kann.

2.2 Projektgeschichte

2.2.1 Ziele und Struktur

Dieses Kapitel beschreibt die Geschichte des Nord Stream-Projekts. Anstatt die zahlreichen Einzelentscheidungen zurückzuverfolgen, die in unterschiedlichen Projektphasen getroffen wurden, soll es einen Überblick über die Hauptentwicklungen geben, die zu dem Projekt in seiner jetzigen Form geführt haben. Daher sollen die folgenden Seiten die Gründe, die hinter der aktuellen Offshore-Trasse stehen, beleuchten und auf diese Weise allen Anforderungen maßgeblicher nationaler und überstaatlicher Gesetzgebungen Rechnung tragen.

Das Kapitel ist chronologisch strukturiert; falls möglich wird innerhalb der einzelnen Zeitabschnitte den ökonomischen Prinzipien von Angebot und Nachfrage, Finanz- und Kostenmethoden, Haupttendenzen der Unternehmensstrategien von Aktionären, geopolitischen Situationen, Umweltherausforderungen und technischen Entwicklungen, die sich im Laufe der Zeit ergeben haben, Rechnung getragen.

2.2.2 1980–1990: Russisch-Nordische Initiativen zum Start neuer Versorgungsprojekte

Die Idee einer Erdgaspipeline, die Westeuropa mit Gas aus Nordeuropa versorgt, ist nicht neu: tatsächlich reichen diese Pläne in eine Zeit lange vor dem Fall der Berliner Mauer im Jahr 1989 zurück. Im Folgenden sollen Hintergrundinformationen dazu geliefert werden, wie diese Pläne entwickelt wurden und schließlich zum Nord Stream-Projekt führten.

Pläne Norwegens für Gaslieferungen nach und über Schweden

Anfang der 1980er Jahre, als die Öl- und Gaspreise noch hoch waren und die öffentliche Debatte in Schweden über einen adäquaten Ersatz für die Kernenergie eine Eigendynamik entwickelte, wurden mehrere Analysen zu einer Gastransportlösung über Schweden durchgeführt. Das ehrgeizigste Projekt war das Trans-Skandinavien-Projekt, das von Statoil befürwortet wurde und Gas von der Barentssee über Schweden und eventuell Dänemark nach Deutschland bringen sollte. Es wurden auch Pläne entwickelt, Erdgas aus dem Haltenbanken-Gebiet, der Norwegischen See, nach Mitteleuropa zu transportieren.

In den letzten Jahren wurden Systeme wie Skanled, eine Offshore-Lösung zur Verbindung von Norwegen, Schweden und Dänemark mit Ausweitung nach Polen, entwickelt. Onshore-Lösungen, wie der skandinavische Gasring, wurden geprüft, aber aus Markt-, Umwelt-, behördenbezogenen und Steuergründen aufgegeben.

Russisches Erdgas nach Finnland und Schweden über die Ostsee

Ende der 1980er Jahre arbeitete das schwedische Gasunternehmen Swedegas gemeinsam mit dem finnischen Unternehmen Neste an einem Geschäftsplan für den Transport von russischem Erdgas nach Schweden und Westfinnland. 1989 und 1990 wurden nördlich und südlich der Ålandinseln Offshore-Trassen analysiert und Meeresstudien durchgeführt. Der Zusammenbruch der Sowjetunion und die nachfolgende Wirtschaftskrise in Schweden und Finnland waren die Hauptgründe, warum das Projekt aufgegeben wurde.

1986 stürzten die Öl- und Gaspreise nach dem starken Preisanstieg der späten 1970er Jahre, als die OPEC die Ölproduktion drosselte und die daraus resultierende Ölknappheit steigende Öl- und Gaspreise nach sich zog, ab. Gleichzeitig gab es in Schweden eine starke Lobby gegen die Nutzung von Erdgas. Erst Ende der 1990er Jahre, als der russische Präsident Jelzin

Schweden besuchte und Durchführbarkeitsstudien beauftragt wurden, wurde diese Vision wieder aufgegriffen.

2.2.3 1990–1995: Bau der Jamal-Pipeline

Die Jamal-Pipeline läuft von den westsibirischen Gasfeldern durch Weißrussland und Polen zur deutschen Grenze im Bundesland Brandenburg. Bei Frankfurt/Oder ist die Pipeline an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen. Mit einer Gesamtlänge von 1.600 km bis zur russischen Stadt Torzhok und einem Durchmesser von 56" (1.420 mm) liefert sie jährlich 33 Mrd. m³ Erdgas nach Westeuropa. Jamal 1 wurde aufgrund eines erwarteten hohen Anstiegs der Nachfrage nach Erdgas in Polen und Westeuropa initiiert. Sie war auch als technische Diversifizierung im Vergleich zu den damals vorhandenen Transporttrassen für russisches Erdgas gedacht. Die Jamal-Pipeline, die nach dem Zerfall der Sowjetunion gebaut wurde, war das erste große Pipelineprojekt des damals neu gegründeten Unternehmens Gazprom. Die Bauarbeiten begannen Mitte der 1990er Jahre, um Gas nach Polen zu bringen. Schwierige Verhandlungen mit Landeigentümern und Bauern in Polen und Weißrussland erwiesen sich während des Baus als Hauptschwierigkeit und verursachten erhebliche Verzögerungen. Die Pipeline wird von einem russisch-polnischen Joint Venture betrieben, das von Gazprom, der staatlichen polnischen Ölfirma Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) und Gas-Trading S.A. gegründet wurde, wobei Gazprom und PGNiG jeweils 48 % der Anteile halten und Gas-Trading S.A. 4 %.

2.2.4 1995–2000: Studien von North Transgas Oy (NTG) – die Geburtsstunde von Nord Stream

NTG-Projekt: Definition und Anteilseigner

Aufgabe der 1997 gegründeten Firma North Transgas Oy war es, gründliche Untersuchungen im Hinblick auf (1) Gaslieferungen in die nordischen Länder und (2) die Nutzung dieser Länder als Transitregion nach West- und Mitteleuropa durchzuführen. Aus europäischer Sicht war Brüssel sehr erpicht darauf, dass Finnland und Schweden, die 1995 der EU beitraten, in das EU-Gassystem integriert werden.

Die NTG-Analyse wurde damals als Vergleichsanalyse betrachtet, da sie eine sehr anspruchsvolle und detaillierte Machbarkeitsstudie mit einem größeren Budget – mehr als 20 Mio. USD – als vergleichbare Projekte in Europa umfasste. Die Anteilseigner hinter NTG waren Gazprom und Fortum Oil sowie Gas Oy, das 1998 durch eine Fusion zwischen Neste und IVO entstanden war. Neste war ein finnisches Unternehmen, das Ende der 1990er Jahre stark in Erdgasprojekten in nordischen Ländern eingestiegen ist. Neste arbeitete an der Nordic Gas Grid-Studie (NGG-Studie) und an Projekten des Nordischen Ministerrates, eines zwischenstaatlichen Forums für die Zusammenarbeit zwischen Dänemark, Schweden, Finnland,

Norwegen und Island, zur Integration der Gassysteme dieser Länder. IVO oder Imatran Voima Oy war damals Finnlands größtes Versorgungsunternehmen. Die Zentrale von NTG befand sich in Helsinki, von wo aus der größte Teil der praktischen Arbeit an den Machbarkeitsstudien durchgeführt wurde.

Machbarkeitsstudie: Erörterung des Untersuchungsumfang (Scope)

Die NTG-Studie wurde 1998 durchgeführt. Rund 3.900 km in der Ostsee und dem Finnischen und dem Bottnischen Meerbusen wurden untersucht, um eine oder mehrere Pipelinerouten ausfindig zu machen. Über hundert geologische Meeresbodenproben wurden für Labortests entnommen. Drei verschiedene Routenalternativen und 16 Anlandungsstellen wurden untersucht. Es wurden Pipelinetrassen östlich und westlich von Gotland und Bornholm geprüft. Die drei Hauptroutenalternativen mit verschiedenen Anlandungsgebieten sind nachfolgend beschrieben:

- Alternative 1: Über Land in Finnland und Schweden, einschließlich Meeresdurchquerung nördlich der Ålandinseln
- Alternative 2: Überland in Finnland. Abzweigung nach Schweden entweder nördlich der Ålandinseln (Alternative 2a) oder nördlich von Gotland (Alternative 2b)
- Alternative 3: Vollständig offshore mit Lieferung nach Finnland und Schweden über Abzweigungen nach Hanko bzw. Nyköping

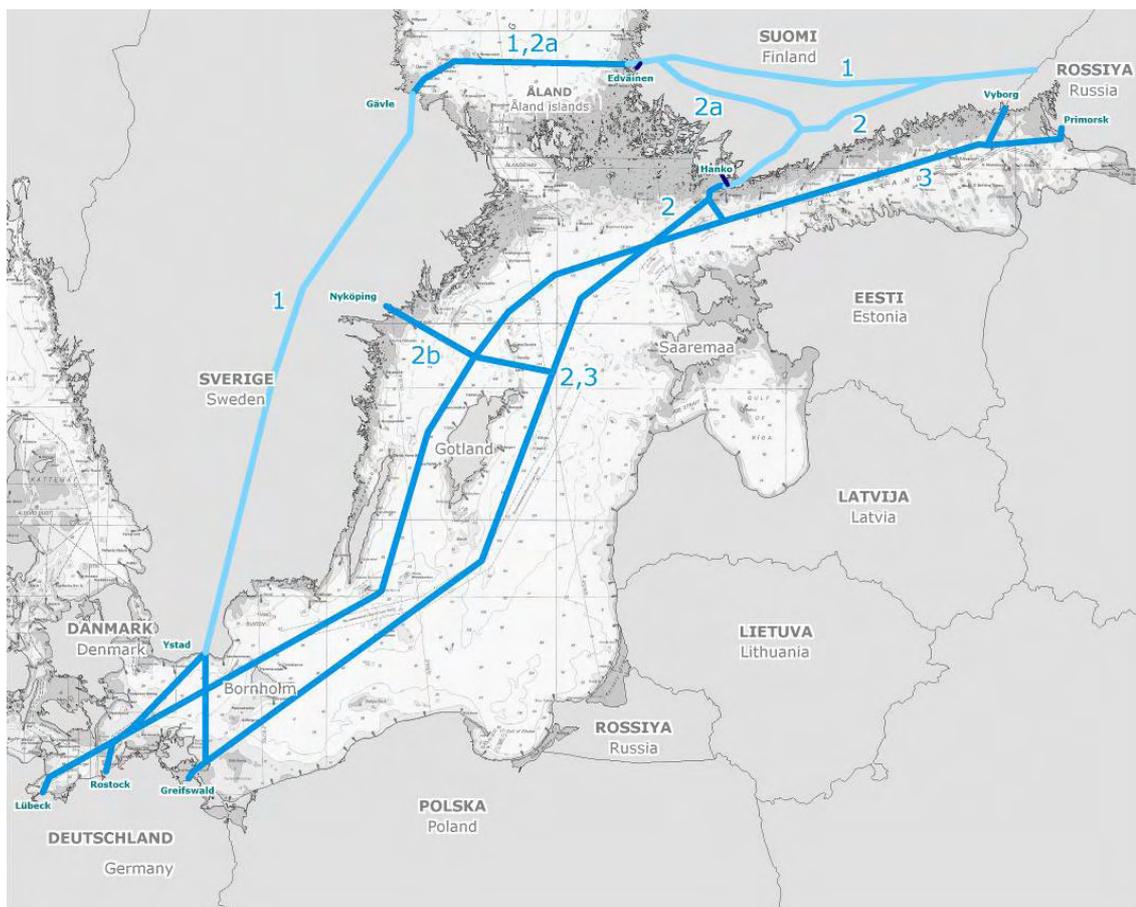


Abbildung 2.2 Untersuchte Routenalternativen der NTG-Machbarkeitsstudie (1998)

Alle Routenalternativen betrachteten die Anlandung der Pipeline bei Greifswald als Basisfall, obwohl auch Routenalternativen nach Lübeck und Rostock untersucht und evaluiert wurden. Außerdem wurde kurzzeitig ein alternativer Anlandungspunkt auf der Insel Usedom (östlich des Greifswalder Boddens) in Betracht gezogen, jedoch aufgrund technischer Anforderungen und der intensiven anderweitigen Nutzung des Gebietes, beispielsweise durch den Tourismus, vor Beginn der Untersuchungen wieder verworfen.

Während die baltischen Länder und Polen nicht im Untersuchungsumfang der NTG-Studie enthalten waren, hätten alle identifizierten Alternativen Russland mit Finnland, Schweden und Deutschland angeschlossen. Das vorgesehene Gastransportvolumen hätte zwischen 35,5 Mrd. und 21,6 Mrd. m³ pro Jahr geschwankt. Somit wären die beiden nordischen Länder, die 1995 der EU beitraten, voll in das EU-Gassystem integriert gewesen. Die Studie umfasste auch die Möglichkeit eines umgekehrten Gasstroms von Deutschland nach Skandinavien im Fall von Versorgungsengpässen von russischer Seite unter Nutzung der deutschen Versorgungsstrukturen aus der Mittelmeerregion, Nahost und der Nordseeeregion.

Machbarkeitsstudie: Ergebnisse

Nach Evaluierung der Routen und der Ermittlung der technischen Durchführbarkeit aller Routen kam NTG 1999 zu dem Schluss, Routenalternative 2b, die vollständig durch die Ostsee verläuft, sei die günstigste. Diese Trasse besteht aus einem Festlandabschnitt in Finnland und einem Offshore-Abschnitt durch die Ostsee nach Deutschland. Der finnische Festlandteil wurde in der nächsten Projektphase durch eine vollständige Offshore-Lösung durch den Finnischen Meerbusen ersetzt.

Die Ergebnisse kamen nicht zur Anwendung, da Fortum Oil and Gas Oy ihre Schwerpunkte geändert hatten. Sie konzentrierten sich nun stärker auf den Energiesektor und bauten neue Kernkraftwerke in Finnland und kauften schwedische Versorgungsunternehmen auf. Daher passte eine Erdgaspipeline, die die nordischen Länder mit West- und Mitteleuropa verbindet, nicht mehr zur Unternehmensstrategie von Fortum. Infolgedessen richteten Gazprom und die russische Regierung ihre Aufmerksamkeit auf ihre Südflanke. Um eine strategische Partnerschaft zwischen beiden Ländern zu festigen, schlossen Russland und die Türkei 1999 einen zwischenstaatlichen Vertrag über den Bau der Unterseepipeline Blue-Stream von der russischen Schwarzmeerküste zur türkischen Stadt Samsun. Gazprom und das multinationale italienische Öl- und Gasunternehmen Eni S.p.A. wurden Aktionäre dieses Joint Venture, das 16 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr in die Türkei und weiter nach Süd- und Südosteuropa transportieren soll.

2.2.5 Exkurs: Die Ostsee – bevorzugte Alternative für eine neue europäische Energieversorgungsstrasse

Eine Analyse der Hauptgründe für die Entscheidung zum Bau von Offshore-Pipelines bestätigt das Ergebnis der NTG-Machbarkeitsstudie. Dies geschieht in dem nachfolgenden kurzen Exkurs.

Wirtschaftliche Prinzipien

Vom Versorgungsstandpunkt aus betrachtet wird die russische Ostseeküste mit ihrer geografischen Nähe zu verschiedenen russischen Gasfeldern als Ausgangspunkt der Pipeline klar bevorzugt. Die Hauptversorgungsbasis von Nord Stream umfasst kurz- und mittelfristig Gasfelder auf der Jamal-Halbinsel und das Gasfeld Yuzhno-Russkoye. Das Shtokman-Offshore-Gasfeld in der Barentssee bildet eine künftige Option, wenn es zur großangelegten Produktion kommt.

Aus Investorensicht ist die vom Projekt anvisierte Marktgröße entscheidend. Im Hinblick auf die Nachfrage ist Westeuropa ein immer attraktiverer Markt, da seine eigenen Gasreserven abnehmen und die Lücke der Treibhausgasemissionen geschlossen werden muss. Um eine

reibungslose Anbindung an ein gut ausgebautes Pipelinenetz zu gewährleisten, war Deutschland ein geeigneter Eintrittspunkt für Gaslieferungen aus einem Nicht-EU-Land. Außerdem war eine Festlandpipeline über das Baltikum und Polen unter wirtschaftlichen Aspekten keine Alternative. Das Marktpotenzial westeuropäischer Länder wurde als vielversprechender erachtet. Dieses Argument galt, abgesehen von der niedrigen Bevölkerungsdichte und den langen Distanzen zwischen möglichen städtischen Vertriebspunkten, auch für eine Festlandalternative über Schweden oder Finnland.

Politische Komponenten

Zum Zeitpunkt der Analyse wurde das Argument der Marktgröße durch einen politischen Aspekt verstärkt.

Die verschiedenen, in der NTG-Machbarkeitsstudie untersuchten Routenalternativen waren die einzige mögliche Direktverbindung zwischen Russland und der EU, die eine Verbindung der riesigen russischen Gasreserven mit über 300 Millionen EU-Einwohnern (Stand 1998) herstellen – ein riesiger Pool potenzieller Verbraucher. Verglichen mit einer Festlandtrassenführung über Polen oder das Baltikum war die rechtliche Lage in den EU-Ländern vorhersehbarer und stabiler. Auch wenn Investitionsprojekte auf wirtschaftlichen Entscheidungen basieren, kann politische Rückendeckung ein wichtiger Faktor sein. Während damals EU-Beitrittskandidaten aus Mittel- und Osteuropa ihre Abhängigkeit von russischem Erdgas verringern und ihre Energieversorgung diversifizieren wollten, waren westeuropäische Länder mit einer steigenden Nachfrage konfrontiert und konzentrierten sich auf die Versorgungssicherheit von Energieressourcen.

Finanzierungsaspekte

Russland zählte Ende der 1990er Jahre immer noch zu den Empfängerländern des Internationalen Währungsfonds und war daher nicht in der Lage, ein Projekt dieser Größenordnung zu finanzieren. Darum waren anfängliche Diskussionen über Routen, die Festlandabschnitte über Finnland oder Schweden umfassten, durch den Finanzierungsbedarf teilweise gerechtfertigt. Andere Routenführungen über das ehemalige Einflussgebiet der Sowjetunion waren aufgrund mangelnder Geldmittel – nebst anderer Gründe – keine Alternative. Russlands anschließende wirtschaftliche Erholung mit rasanten Wachstumsraten, bankfähigen Bonitäten und stark steigenden globalen Energiepreisen gestattete schließlich eine direkte Verbindung von Russland nach West- und Mitteleuropa.

Bewertung der Kostenanalyse

Zur Vervollständigung der ökonomischen Argumentation scheint ein Vergleich zwischen On- und Offshore-Lösungen angebracht zu sein. Nord Stream führte eine Machbarkeitsstudie durch,

bei der die europäischen Amber-⁽¹⁾ und Jamal-Onshore-Projekte mit dem Offshore-Konzept von Nord Stream verglichen wurden. Ein objektiver Kostenvergleich muss ein Fernleitungspipelinesystem berücksichtigen, das anvisierte Lieferpunkte mit Distributionspunkten vorhandener Pipelines verbindet. Darum basiert die Studie auf einem Modell, das die russischen Lieferpunkte Yamburg für die westsibirischen Gasfelder und Murmansk für das Shtokman-Gasfeld mit den Distributionspunkten im deutschen Gaspipelinesystem Achim in Niedersachsen und Olbernhau in Sachsen verbindet. Außerdem muss die Analyse mit vergleichbaren Transportkapazitäten durchgeführt werden.

Die von Nord Stream, auf zwei Leitungen aufgeteilte, geplante Kapazität von 55 Mrd. m³ wird daher mit den zwei Amber-Pipelines verglichen, für die jeweils eine Kapazität von 27,5 Mrd. m³ angenommen wird, was zusammen ebenfalls 55 Mrd. m³ ergibt. Des Weiteren wird die Nord Stream-Pipeline mit einer Amber- und der Jamal-Europa-Pipeline verglichen, für die jeweils auch eine Einzelkapazität von 27,5 Mrd. m³ angenommen wurde.

Das ergibt eine Gesamtkapazität von 55 Mrd. m³. Schlussendlich muss sich der Kostenvergleich auf entsprechende Auslegungsdrücke beziehen, die den Transport von Erdgas durch eine Off- oder Onshore-Pipeline ermöglichen. Die vorgenannten Annahmen schlagen sich in drei Szenarien nieder, die für die Analyse gewählt wurden:

- Szenario eins basiert auf der Nord Stream-Pipeline mit ihren zwei separaten Leitungen, sowie der Verbindung von russischen Lieferpunkten zu deutschen Distributionspunkten
- Szenario zwei bezieht sich auf ein Modell mit zwei Amber-Pipelines, einschließlich vorgenannter Verbindungsleitungen
- Szenario drei ist eine Kombination aus einer Amber-Pipeline und einer Jamal-Europa-Pipeline, einschließlich vorgenannter Verbindungsleitungen

Die Hauptergebnisse sind, dass die Nord Stream-Pipeline kürzer ist als die Amber- bzw. Jamal-Europa-Lösung und der Bedarf an Kompressorenenergie bei der Offshore-Trasse erheblich geringer ist. Die geringere Anzahl an Kompressorstationen benötigt weniger Brennstoffgas, folglich sind die Betriebskosten niedriger. Dies führt zu einem Gesamtkostenvorteil der Nord Stream-Pipeline in Höhe des heutigen Wertes der Gesamtkosten.

Kostenkalkulationen basieren auf verschiedenen Annahmen. Aufgrund verschiedener in Betracht gezogener Annahmen hinsichtlich Verbindungen zwischen Liefer- und Distributionspunkte, geschätztes Budget, Pipeline-Durchmesser, technische Parameter wie Auslegungsdruck und Wandstärke errechneten andere Modelle über eine geschätzte Lebensspanne von 25 Jahren deutlichere Kostenvorteile der Nord Stream-Pipeline gegenüber

(1) Die so genannte Amber-Pipeline ist ein Erdgaspipeline-Projekt, das Russland mit der Jamal-Europa-Pipeline verbinden und durch Lettland, Litauen und Polen verlaufen soll.

der Amber-Pipeline. In Anlehnung an die Lebensdauer des Projektzyklus der Nord Stream-Pipeline wird mit der Stilllegung nach einer Lebensdauer von ca. 50 Jahren gerechnet. Der Gesamtkostenvorteil der Nord Stream-Pipeline wird dadurch noch erheblicher.

Die nordische Festlandalternative ist mit einer Trasse über Finnland und Schweden länger und teurer: 1.400 km über Land im Vergleich zu 1.220 km unter Wasser.

Umweltfokus

Aus ökologischer Sicht hatte das 1997 unterzeichnete Kyoto-Protokoll großen Einfluss auf die Energiethematik. Der Ersatz von Kohle in Deutschland, Großbritannien und anderen europäischen Ländern durch Erdgas aus der Pipeline wird zu einer Reduzierung der Kohlendioxidemissionen beitragen, auf die sich die Vertragsparteien, wie die EU, geeinigt haben. Zudem wird eine Offshore-Pipeline durch die Ostsee erheblich weniger Kohlendioxid erzeugen als Festlandtrassen über Ost- und Mitteleuropa, was auf einer höheren Effizienz aufgrund eines höheren Auslegungsdrucks beruht.

Im Hinblick auf die Nachhaltigkeit zeigte ein grober Vergleich möglicher Umweltauswirkungen, dass jede Festlandlösung zu größeren Beeinträchtigungen der Natur führen würde. Zum einen ist dies auf einen Grabenkorridor von 40 m zurückzuführen, der bei Festlandtrassen erforderlich ist, sowie auf die unterschiedlichen Verlegungsgeschwindigkeiten. So wird angenommen, dass pro Tag 2,5–3 km Offshore-Pipelines gebaut werden, während der Bau von Festlandpipelines erheblich langsamer voranschreitet. Folglich sind die Umweltauswirkungen größer. Zum anderen sprechen die geografischen Verhältnisse der verschiedenen Routenalternativen eindeutig für eine Offshore-Lösung. Festlandtrassen über nordische Länder sowie über einen baltisch-polnischen Korridor wären mit komplizierten See- und Flussquerungen verbunden und würden auch andere ökologisch sensible Gebiete durchqueren. So müssten die ursprünglich vorgesehenen Festlandabschnitte in Finnland von ca. 328 km (Alternative 1, siehe **Abbildung 2.2**) und 391 km (Alternative 2, siehe **Abbildung 2.2**) den Fluss Kymijoko kreuzen. In der Nähe von Edväinen, einem der geplanten finnischen Anlandungspunkte, müssten ökologisch sensible Gebiete gequert werden. Ein möglicher Anlandungspunkt nördlich von Hanko hätte zu komplizierten Querungen der Bucht von Pohjanpitäjänlathi geführt. In Schweden hätte der ca. 654 km lange Festlandteil zwei große Seen und das ökologisch sensible Fyledalen Tal durchqueren müssen. Darüber hinaus weist der Meeresboden um die finnische Stadt Hanko starke Unebenheiten auf, was mit erheblichen Eingriffen verbunden gewesen wäre.

Eine Trasse über den Balkan und Polen hätte ebenfalls verschiedene ökologisch sensible Gebiete gekreuzt. Im nordöstlichen Teil Polens gibt es zahlreiche Nationalparks, in denen eine große Vogelvielfalt und andere wild lebenden Tieren vorkommen. In diesem Zusammenhang sind der Wigierski-Nationalpark, der Biebrzanski-Nationalpark und der Natwianski-Nationalpark zu nennen. Außerdem befinden sich zahlreiche große und kleine Seen, sowie Feuchtgebiete in der Gegend nahe der Grenze zu Kaliningrad und Litauen. Die beiden größten Seen sind

Sniardwy und Mamry, die über kleine Flüsse, Kanäle und Seen verbunden sind. Um die Seen und Nationalparks herum floriert die Tourismus- und Freizeitbranche und ist eine wichtige Einnahmequelle. Das Gebiet südlich der Kaliningrader Grenze ist von einer Mischung landwirtschaftlich genutzter Flächen, Wälder, Feuchtgebiete, Seen und Flüsse geprägt und nahezu unberührt.

Ein umfassender ökologischer Vergleich würde eine vollständige Einschätzung der Auswirkungen möglicher Festlandtrassen erfordern, was den Rahmen der Nord Stream-Untersuchungen sprengen würde und von den beteiligten EU-Mitgliedstaaten ebenfalls nicht durchgeführt wurde. Die für diesen Zweck vorgesehen EU-Gelder wurden niemals beantragt, wie später noch beschrieben werden wird⁽¹⁾.

2.2.6 2001–2005: Gazprom übernimmt – NTG wird umbenannt in Nordeuropäische Gaspipeline

Von 2001 bis 2005 verlagerten sich die Aktivitäten von dem finnischen Unternehmen Fortum auf das russische Unternehmen Gazprom. Die Gazprom intensivierte ihre Zusammenarbeit mit dem deutschen Gasunternehmen Ruhrgas, das 2004 von der E.ON AG übernommen und schließlich in E.ON Ruhrgas AG umbenannt wurde und dem deutschen Gaserzeuger Wintershall, einer BASF-Tochter. Da Fortum Oil and Gas Oy seine Geschäftsstrategie geändert hatte, kaufte Gazprom 2005 den 50-Prozent-Anteil von Fortum an NTG.

Anvisieren neuer Märkte und Technologieverbesserung – Ereignisse begünstigen die Ostseeroute

Das Projekt wurde in Nordeuropäische Gaspipeline (NEGP) umbenannt. Dänemark und die Niederlande wurden zu weiteren Zielmärkten. Aufgrund einer rückläufigen Gaserzeugung in Großbritannien rückte der britische Gasmarkt stärker in den Blickpunkt und Lösungen für Versorgungsrouten von Russland über Dänemark nach Großbritannien wurden geprüft. Britische Gasunternehmen zogen verschiedene alternative Versorgungsquellen in Betracht: nach russischen auch norwegische Alternativen und LNG-Lieferungen. Aufgrund der geografischen Nähe des Ausgangspunkts der Pipeline zu den russischen Gasfeldern würde die NEGP die Diversifizierung der EU-Gasversorgung verstärken. Die Technologie für Pipelines mit großem Durchmesser, hohem Druck und für große Entfernungen wurde im Wesentlichen von Norwegen zum europäischen Festland hin und nach Großbritannien weiterentwickelt, aber auch in den Nahen Osten. Der Meilenstein des Baus der Bluestream-Pipeline in Tiefen von bis zu 2.150 m ebnete auch den Weg für eine neue Generation von technisch fortschrittlichen Offshore-Projekten.

(1) Siehe Abschnitt 2.2.7.

Für die Offshore-Lösung durch die Ostsee war ein Gasvolumen von 19,2 Mrd. m³ pro Jahr bei einem Pipelinedurchmesser von 42" bis 48" mit einem Auslegungsdruck von 220 bzw. 160 bar vorgesehen.

Schließlich wurde beschlossen, die Langeled-Pipeline vom norwegischen Offshore-Feld Ormen Lange nach Großbritannien und andere Offshore-Verbindungen von Norwegen zur britischen Küste zu bauen. Darüber hinaus wurden Pläne zum Ausbau des Shtokman-Gasfelds als LNG-Feld für nicht europäische Märkte diskutiert. Zur Diversifizierung der britischen Versorgung wurde der Bau einer neuen Pipeline von den Niederlanden nach Großbritannien, der Balgzand Bacton Line-Pipeline (BBL-Pipeline), in Auftrag gegeben, die fast derselben Trasse folgt, die im Rahmen von NEGP evaluiert wurde. Folglich war keine direkte Pipeline von Russland nach Großbritannien erforderlich, da die BBL-Pipeline über Deutschland und die Niederlande zur Versorgung dieses Marktes genutzt werden konnte. Zudem erwies sich die mögliche Nutzung von Zwischenspeichereinrichtungen in Deutschland als weiterer Vorteil.

Alles in allem trugen die Befürworter der Norwegen-Großbritannien-Verbindung, Statoil und Hydro, sowie die Hauptinitiatoren der BBL-Pipeline, das niederländische Gasunternehmen Gasunie und der belgische Gaskonzern Fluxys, indirekt, aber in erheblichem Maße zu Nord Stream in seiner heutigen Form bei.

Weiteres Vorgehen und Planungsentwicklung

Es wurden mehrere Routenoptimierungen durchgeführt. 2004 wurde das russische Ingenieur- und Umweltunternehmen PeterGaz beauftragt, erneut eine Untersuchung des Offshore-Abschnitts in der Ostsee durchzuführen. Erstens sollte eine detaillierte Überprüfung der NTG-Daten sowie der allgemein zugänglichen und kommerziell verfügbaren Daten vorgenommen werden. Zweitens wurde ein bevorzugter Untersuchungskorridor ausgearbeitet. Dieser Korridor bildete die Grundlage für die detaillierte geophysikalische Untersuchung, die 2005 in der Ostsee durchgeführt wurde. Diese Untersuchung führte zu einer Routenanpassung für die weitere Evaluierung und Planung. Die gewählte Anpassung wurde für die konzeptionellen technischen Planungsaufgaben als geeignet angesehen und diente als Grundlage für weitere Entwicklungsaktivitäten.

Gleichzeitig wurden während der konzeptionellen Studie zur Routenbewertung wurden parallel weitere Optimierungsmöglichkeiten erarbeitet, um potenzielle Umweltfolgen und -risiken weiter zu reduzieren. Daraufhin hat man die Trasse 2006 überarbeitet und neue Routenanpassungen für visuelle Inspektionsuntersuchungen durch ferngesteuerte Fahrzeuge festgelegt.

Der untersuchte Trassenkorridor erstreckt sich von der Portovaya-Bucht nahe der russischen Stadt Wyborg in der Leningrader Region bis Lubmin bei Greifswald in Mecklenburg-Vorpommern und hat einschließlich einer Abzweigpipeline nach Schweden eine Länge von 1.200 km.

2.2.7 Die Entstehung von Nord Stream

Vertragsunterzeichnungen, Einzug in die Büros

Im September 2005 wurde schließlich eine Basisvereinbarung über den Bau der Pipeline erzielt. Zwei Monate später wurde die North European Gas Pipeline Company gegründet und im schweizerischen Zug ins Handelsregister eingetragen. Ihre Aktien waren ursprünglich zwischen Gazprom (51 %), der E.ON Ruhrgas AG (24,5 %) und der BASF/Wintershall Holding AG (24,5 %)⁽¹⁾ aufgeteilt. Im Oktober 2006 wurde das Unternehmen in Nord Stream AG umbenannt. Der endgültige Aktionärsvertrag über den Bau der Nord Stream-Pipeline von Russland nach Deutschland über die Ostsee wurde im Juli 2007 unterzeichnet und enthielt, mangels Nachfrage in diesem Markt, keine Abzweigung nach Schweden. Im Juni 2008 übernahm die Gasunie Infrastruktur AG 4,5 % von jedem der beiden deutschen Aktionäre, wodurch Gasunie eine Beteiligung von 9 % bekam. Die Mitaufnahme des niederländischen Unternehmens garantierte den Zugang zur BBL-Pipeline als Zusatzverbindung für das von Nord Stream nach Großbritannien transportierte Erdgas.

Die Trassenplanung beweist ihre Aktualität

Die Verträge sahen zwei Pipelines vor, um eine höhere Jahreskapazität von 55 Mrd. m³ und eine höhere Inspektions- und Wartungsflexibilität sicherzustellen. Ein Grund für die Erhöhung der Kapazität war Druck aus den EU-Ländern, die Kohlendioxidemissionen zu senken, indem man Kohle durch Erdgas ersetzt. Die Argumentation auf der Angebotsseite gewann an Glaubwürdigkeit, als die gemeinsame Entwicklung des Yuzhno-Russkoye-Gasfelds vereinbart wurde.

Im Hinblick auf die Nachfrage wurde das Projekt noch attraktiver, da die Transportfirmen OPAL NEL TRANSPORT GmbH ("ONTG") und E.ON Ruhrgas Anbindungsleitungs GmbH ("ERNA") der beiden deutschen Aktionäre E.ON und BASF für zwei Festlandpipelines von großem Durchmesser nach Achim-Rhede bzw. zur deutsch-tschechischen Grenze nahe Olbernhau zuständig sein würden, die die Nord Stream-Pipeline mit den europäischen Gasnetzen verbinden. Folglich kann die Pipeline Dänemark, die Niederlande, Großbritannien, Belgien, Frankreich, Polen, die Tschechische Republik und andere Länder versorgen. Diese europäische Perspektive spiegelt sich in der Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates wider, die Pipeline als „Vorhaben von europäischem Interesse“⁽²⁾ innerhalb des Transeuropäischen Netzwerks der Energie (TEN-E) zu listen. Nach Angaben des EU-

(1) Aktuelle Aktienverteilung siehe Abschnitt 2.1.3.

(2) Europäisches Parlament: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für transeuropäische Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidungen Nr. 96/391/EG und Nr. 1229/2003/EG.

Energiekommissars Andris Piebalgs wurden die Pipeline-Projekte Jamal II und Amber 2004 für eine vergleichende Machbarkeitsstudie gewählt, denen die Kommission Gelder in Höhe von ca. 1 Mio. € zuzuteilen beabsichtigte⁽¹⁾. Da kein Bewerber Interesse zeigte, wurden diese Machbarkeitsstudien nicht durchgeführt. Während für viele westeuropäische Länder die Versorgungssicherheit der Energieressourcen immer wichtiger wird, hat das polnische Wirtschaftsministerium 2007 eine Richtlinie erlassen, der zusätzliche Gasimporte aus Russland nach Polen ausschließt und sich auf den Bau von LNG-Häfen konzentriert. Dagegen erscheint die Haltung der EU gegenüber Moskau nach vorn gerichtet: Im September 2008 betonte die EU einvernehmlich ihre Bereitschaft, enge wirtschaftliche Beziehungen mit Russland aufrecht zu erhalten.

Die Zentrale von Nord Stream in einem Finanzzentrum anzusiedeln erwies sich als visionäre Entscheidung. Durch das Platzen der Immobilien-Blase in den USA im Winter 2007/2008 wurde die Projektfinanzierung eine immer größere Herausforderung.

2.2.8 Ausblick

Nord Stream stellt gegenwärtig Anträge bei den verschiedenen nationalen Genehmigungsbehörden in Deutschland, Dänemark, Schweden, Finnland und Russland. Neben diesen nationalen Prozessen wird Nord Stream die innovativen und bewährten Pipelineplanungs-, -ingenieurs-, -bau- und -wartungstechnologien nutzen, um höchste Standards internationaler Regierungsorganisationen erfüllen. Das Projekt hat sich verpflichtet, die Konvention über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen, ein Dokument der Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen (United Nations Economic Commission for Europe - UNECE), einzuhalten. Es wird auch die Äquatorprinzipien (Equator Principles) erfüllen, eine Reihe globaler Umwelt- und sozialer Benchmarks für managementbezogene Fragen bei der Projektfinanzierung, die auf Umwelt- und Sozialstandards der World Bank Group-Gesellschaften basieren; der Internationale Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (International Bank for Reconstruction and Development – IBRD) und Internationale-Finanz Corporation (International Finance Corporation – IFC). Das Nord Stream-Projekt verkörpert die erfolgreiche Verwandlung einer visionären Idee aus den 1980er Jahren in ein unerlässliches Schlüsselement nachhaltiger europäischer Gasversorgung.

(1) Öffentliche Anhörung am 29. Januar 2008.

2.3 Grundprinzip des Nord Stream-Projekts: die Sicherung der europäischen Energieversorgung

2.3.1 Es werden neue Erdgasimportkapazitäten benötigt, um die steigende Nachfrage nach Erdgas in der EU zu decken

Importe werden einen größeren Anteil am EU-Gesamtverbrauch ausmachen

In der EU⁽¹⁾ wird ein weiterer Anstieg der Erdgasnachfrage bei gleichzeitigem Rückgang der EU-eigenen Produktionskapazität und Reserven erwartet. Infolgedessen werden Importe einen größeren Teil am EU-Gesamtverbrauch ausmachen. Der Erdgasimportbedarf wird voraussichtlich von 314 Mrd. m³ pro Jahr (58 % der Gesamtnachfrage) im Jahr 2005 auf 509 Mrd. m³ (81 % der Gesamtnachfrage) im Jahr 2025 steigen⁽²⁾. Es werden neue Importkapazitäten benötigt, um eine Erdgasimportlücke zu verhindern.

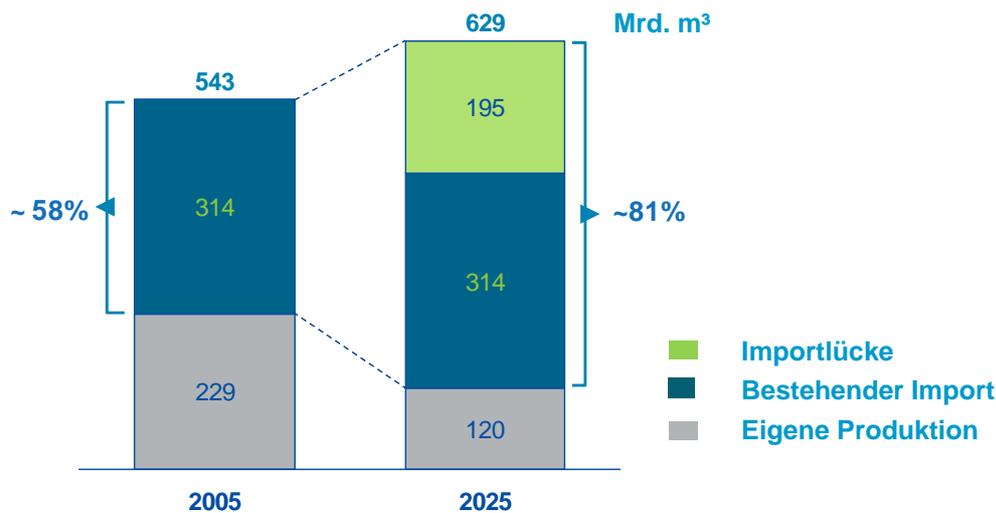


Abbildung 2.3 Prognose für Angebot und Nachfrage in der EU (Dieses Diagramm basiert auf der Annahme, dass laufende Lieferverträge erneuert werden)

(1) "EU" bezieht sich auf die 27 Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

(2) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport – aktualisierte Version 2007, S. 96. Die Zahlen basieren auf 10,3 kWh/m³ bei 20 °C. Die Quelle basiert auf der Annahme vorsichtiger Ölpreisszenarien. Diese und nachfolgende Zahlen sind gerundet.

Im folgenden Absatz

- Wird dargelegt, warum für die Erdgasnachfrage der EU ein weiteres Wachstum prognostiziert wird
- Wird der prognostizierte Rückgang an Reserven und Produktionskapazität der EU beleuchtet
- Wird der prognostizierte Anstieg des Erdgasimportbedarfs der EU im Detail analysiert

Steigende Erdgasnachfrage in der EU

Auf Erdgas, das gegenwärtig ein Viertel des Primärenergieverbrauchs ausmacht, entfällt ein signifikanter Anteil am Energieverbrauch der EU. Außerdem wird die Erdgasnachfrage der EU voraussichtlich im Schnitt um 0,74 % pro Jahr von 543 Mrd. m³ pro Jahr 2005 auf 629 Mrd. m³ pro Jahr 2025 ansteigen⁽¹⁾. In diesen 20 Jahren wird der Anteil des Erdgases am Primärenergiemix voraussichtlich von 25 auf 26 %⁽²⁾ steigen, während der Anteil von Öl, Kohle und Kernenergie abnimmt. Der Anteil der erneuerbaren Energien wird voraussichtlich von 7 % auf 11 % ansteigen⁽³⁾.

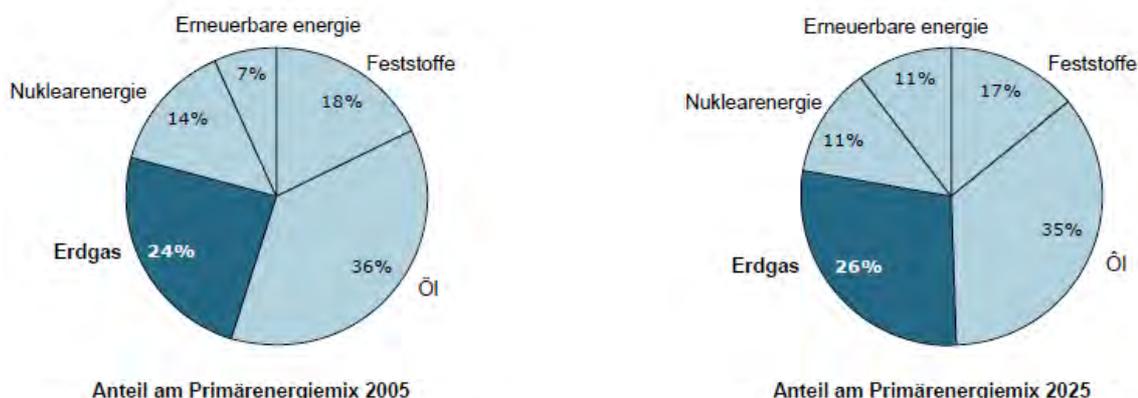


Abbildung 2.1 Voraussichtliche Entwicklung des EU-Primärenergiemixes, 2005 bis 2025. Basierend auf: Europäische Kommission: European Energy and Transport, aktualisierte Version 2007, S. 96

(1) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport - Trends to 2030 – aktualisierte Version 2007. 96

(2) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport - Trends to 2030 – aktualisierte Version 2007. 96

(3) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport - Trends to 2030 – aktualisierte Version 2007. 96

Die zusätzliche Nachfrage nach Erdgas wird, bezogen auf die Gesamtvolumen, im Wesentlichen aus Großbritannien, Italien, Deutschland, Polen und Spanien kommen⁽¹⁾, was unter anderem einen fortschreitenden Ersatz von Öl und Kohle zur Stromerzeugung widerspiegelt⁽²⁾.

Auch der Erdgasverbrauch durch Haushalte steigt stetig. In Deutschland, Frankreich, Belgien, Großbritannien, den Niederlanden und Italien stellen Haushalte das größte bzw. zweitgrößte Segment im Bereich des Erdgasbedarfs⁽³⁾. Die Richtlinie 2004/67/EG des Europäischen Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung besagt: "Im Hinblick auf den wachsenden Erdgasmarkt in der Europäischen Union ist es wichtig, dass die Sicherheit der Erdgasversorgung insbesondere für die Privathaushalte aufrechterhalten wird"⁽⁴⁾.

Umweltverträglichkeit ist ein weiterer Faktor, der zur steigenden Nachfrage nach Erdgas in der EU beiträgt. Gas hat als Primärenergiequelle einen klaren Vorteil gegenüber anderen fossilen Energiequellen: Aufgrund seines höheren Wasserstoff-Kohlenstoff-Verhältnisses und eines saubereren Verbrennungsprozesses erzeugt Erdgas 30 bis 50 % weniger Umweltverschmutzung und Treibhausgase als Kohle oder Öl und trägt so erheblich zu einer ökologisch nachhaltigen Energieversorgung bei⁽⁵⁾. Insbesondere vor dem Hintergrund des Beschlusses des Europäischen Rates vom März 2007, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20 % zu senken⁽⁶⁾, wird ein weiterer Anstieg der Erdgasnachfrage erwartet.

Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Deckung der EU-Primärenergienachfrage wird voraussichtlich zunehmen, jedoch nicht genügend, um den prognostizierten Engpass in der EU-Erdgasversorgung abzudecken. Obwohl die erneuerbaren Energien an Bedeutung gewinnen werden, wird ihr Anteil an der EU-Primärenergie voraussichtlich bis 2020 nur auf 10 % und bis 2030 nur auf 12 % steigen⁽⁷⁾. Folglich kann Erdgas bis 2030 und darüber hinaus nicht durch den konsolidierten Einsatz alternativer Primärenergiequellen ersetzt werden.

-
- (1) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport - Trends to 2030 – aktualisierte Version 2007, verschiedene Seiten
 - (2) Europäische Kommission: Grünbuch "Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit", 2001. 42
 - (3) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport - Trends to 2030 – aktualisierte Version 2007
 - (4) Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung
 - (5) http://www.umwelt.niedersachsen.de/master/C24188911_N23067576_L20_D0_I598.html (Zugriff am 26. Okt. 2007)
 - (6) http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (Zugriff am 19. Oktober 2007)
 - (7) Europäische Union: European Energy and Transport - Trends to 2030 - aktualisierte Version 2007. 96

Abnahme der EU-eigenen Erdgasreserven

Während die Erdgasnachfrage in der EU steigt, nehmen die verfügbaren Eigenreserven ab. Das Gesamtvolumen der nachgewiesenen Erdgasreserven in der EU (rund 2.800 Mrd. m³)⁽¹⁾ ist im Vergleich zur prognostizierten Nachfrage von 629 Mrd. m³/a im Jahr 2025 relativ gering. Die Niederlande verfügen mit 1.250 Mrd. m³ über die größten nachgewiesenen Reserven innerhalb der EU. Großbritannien trägt gegenwärtig ca. 16 % zur Erdgas-Jahresproduktion der EU bei, hat aber lediglich Reserven von ca. 410 Mrd. m³⁽²⁾. Nennenswerte Neufunde an Erdgas sind in der EU nicht zu erwarten⁽³⁾.

Infolgedessen wird die Selbstversorgung der EU weiter abnehmen. Gegenwärtig deckt die Erdgasproduktion der EU rund 42 % der Nachfrage⁽⁴⁾ und die Produktion aus vorhandenen Erdgasreserven der EU wird von ca. 229 Mrd. m³/a im Jahr 2005 auf nur noch 120 Mrd. m³/a im Jahr 2025 zurückgehen⁽⁵⁾.

Bei Produktionsrückgang und steigender Nachfrage in den kommenden Jahrzehnten sieht der Europäische Rat die Notwendigkeit, "erhebliche zusätzliche Erdgasmengen" zu mobilisieren⁽⁶⁾. Neue Erdgasimportkapazitäten werden erforderlich sein, um den Engpass in der EU-Erdgasversorgung auszugleichen.

Bedarf an neuen Erdgasimportkapazitäten in die EU

Infolge des Rückgangs der Produktionskapazität und der Reserven der EU bei gleichzeitigem Anstieg der Nachfrage nach Erdgas wird der Erdgasimportbedarf voraussichtlich von 314 Mrd. m³ pro Jahr im Jahr 2005 auf 509 Mrd. m³ pro Jahr im Jahr 2025 steigen. Darum werden neue Importkapazitäten benötigt, um eine Erdgasimportlücke zu verhindern.

Zurzeit bezieht Europa Erdgas hauptsächlich aus drei Quellen: Russland liefert den größten Anteil, gefolgt von Norwegen und Algerien⁽⁷⁾. Die Größe der Reserven, ihre geografische Nähe zur EU und die langfristige Lieferzuverlässigkeit werden wichtige Faktoren bei der Wahl künftiger Importquellen sein. Russland gelingt es, diese Vorteile zu kombinieren.

(1) BP AG: Statistical Review of World Energy, Juni 2008. 22.

(2) BP AG: Statistical Review of World Energy, Juni 2008. 22.

(3) Europäische Kommission: European Energy and Transport - Trends to 2030 - aktualisierte Version 2007. 74.

(4) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport... aktualisierte Version 2007. 96.

(5) Basierend auf Daten der Europäischen Kommission: European Energy and Transport... aktualisierte Version 2007. 96.

(6) Richtlinie 2004/67/EG des Rates vom 26. April 2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung.

(7) Eurostat Statistical Books: Gas and Electricity Market Statistics, Ausgabe 2007. 56.

2.3.2 Die strategische Bedeutung Russlands als Erdgaslieferant

Drei Faktoren sorgen dafür, dass Russland das Potenzial hat, einen wesentlichen Beitrag zur künftigen Versorgungssicherheit der EU beizutragen: (a) Russland hat die größten nachgewiesenen Erdgasreserven der Welt, (b) liegt geografisch in der Nähe der EU und (c) unterhält seit über 35 Jahren zuverlässige Lieferbeziehungen zu Erdgasabnehmern in der EU.

(a) Russland hat die größten nachgewiesenen Erdgasreserven der Welt

Die derzeitige Zusammensetzung der Importvolumen aus Erdgas erzeugenden Ländern wird sich zugunsten von Regionen mit langfristigen Ressourcen verändern. Darum wird die Größe der Reserven ein wichtiger Faktor bei der Wahl künftiger Importquellen sein. Bekannte Weltgasreserven befinden sich in drei Hauptregionen:

- Europa und Eurasien: ca. 33,5 % (Russland: 25,2 %, Norwegen: 1,7 %)
- Nahost: 41,3 % (Iran: 15,7 %, Katar: 14,4 %)
- Afrika: 8,2 % (Nigeria: 3,0 %, Algerien: 2,5 %)⁽¹⁾

Die verbleibenden 17 % der Gesamtweltreserven sind in kleinen Mengen auf verschiedene Regionen verteilt.

(1) BP AG: Statistical Review of World Energy, Juni 2008, S. 22. Siehe auch detaillierte Definition von Regionen in dieser Quelle.

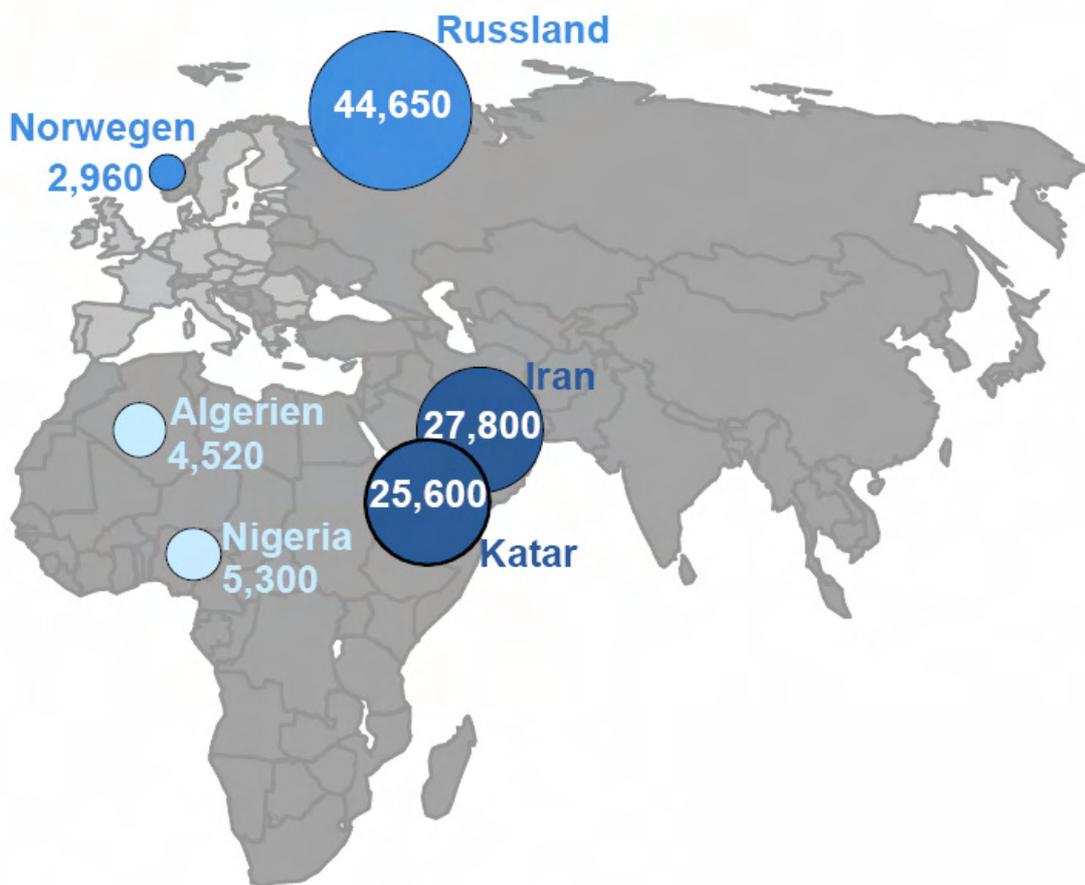


Abbildung 2.5 Übersicht nachgewiesene Erdgasreserven: Russland, Norwegen, Iran, Katar, Nigeria, Algerien. Basierend auf: BP Statistical Review of World Energy, Juni 2008

In jeder der drei genannten Regionen unterhält die EU **umfassende Lieferbeziehungen** zu denjenigen Ländern, die entweder die größten oder die zweitgrößten verbleibenden Gasreserven haben – **Algerien, Katar, Norwegen und Russland**. Die EU hat keine Lieferbeziehung zum Iran.

Algerien verfügt gegenwärtig über 4.520 Mrd. m³ Erdgasreserven⁽¹⁾ und liegt in der Nähe der europäischen Mittelmeerländer. Es gibt Pläne, die aktuellen Exporte um 65 Mrd. m³ pro Jahr auf ein Niveau von 115 Mrd. m³ pro Jahr im Jahr 2015 zu steigern⁽²⁾.

(1) BP Statistical Review of World Energy, Juni 2008. 22.

(2) AHK Algerien: <http://algerien.ahk.de/index.php?id=landesinfos>, Zugriff am 4. August 2008.

Katar verfügt über 25.600 Mrd. m³ Erdgasreserven, die drittgrößten weltweit nach Russland und dem Iran⁽¹⁾. Der Export wird aufgrund der großen Entfernungen zu den Zielmärkten hauptsächlich in Form von LNG bewältigt. Bestrebungen, den katarischen LNG-Export auszubauen, zielten hauptsächlich auf den japanischen und südkoreanischen Markt ab. Im Jahr 2000 wurden geringfügige Exporte in die EU aufgenommen und mehrere Projekte zur Ausdehnung der LNG-Exporte auf die nordamerikanischen und europäischen Märkte befanden sich im Bau. Im Dezember 2006 wurden jedoch einige der ursprünglich vertraglich vereinbarten Lieferungen von einem nordamerikanischen Käufer an einen Abnehmer im Pazifikraum verkauft⁽²⁾, was die Zielortflexibilität von LNG-Lieferungen unterstreicht. Allerdings hat momentan ein offizielles Moratorium alle weiteren Erdgasproduktionsprojekte gestoppt. Darum ist ein kurz- oder mittelfristiger Ausbau der katarischen LNG-Produktionskapazitäten ungewiss.

Mit 2.960 Mrd. m³ wird **Norwegen**⁽³⁾ weiterhin kurz- und mittelfristig eine wichtige Rolle in der EU-Erdgasversorgung spielen. Allerdings wird Norwegens Erdgasexport voraussichtlich bei 150 Mrd. m³ pro Jahr im Jahr 2020 seinen Höhepunkt erreichen. Bis 2025 wird er voraussichtlich nur noch 120 Mrd. m³ pro Jahr betragen⁽⁴⁾. Das entspricht 19 % des EU-Erdgasbedarfs im Jahr 2025.

Mit 44.650 Mrd. m³ verfügt **Russland** über 25,2 % der derzeit bekannten weltweiten Erdgasreserven⁽⁵⁾. Ihre geografische Konzentration erleichtert die Erschließung. Auf Westsibirien entfallen 90 % der gegenwärtigen russischen Produktion. In Zukunft wird die Gewinnung auch auf das Shtokman-Offshore-Feld in der Barentssee und einige weitere Offshore-Felder in der Karasee ausgedehnt. Das Shtokman-Feld hat 3.700 Mrd. m³ nachgewiesene Erdgasreserven, die sich auf ein einziges Feld konzentrieren, das den großen Vorteil hat, in der Nähe der EU zu liegen.

Der potenzielle Anstieg der Erdgasexporte aus Norwegen, Algerien und Katar reicht nicht aus, um den mittel- und langfristigen Anstieg des EU-Importbedarfs abzudecken. Der potenzielle Engpass verstärkt noch die Bedeutung des Baus zusätzlicher Transportkapazitäten mit hohem Volumen zwischen Russland und der EU.

(1) BP Statistical Review of World Energy, Juni 2008. 22

(2) Energy Information Administration: International Energy Outlook 2007. 41–42

(3) BP Statistical Review of World Energy, Juni 2008, S. 22; Anm.: Norwegens Erdgasreserven gehören nicht zu den EU-Reserven

(4) Wirtschaftsministerium der Bundesrepublik Deutschland: "Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas", September 2007. 17

(5) BP Statistical Review of World Energy, Juni 2008. 22

(b) Russlands Nähe zur EU

Die EU bezieht Erdgas aus sehr unterschiedlichen Importquellen, wobei die geografische Nähe der Hauptbestimmungsfaktor ist. Länder wie Deutschland, Frankreich, Belgien und Großbritannien beziehen Erdgas vorwiegend aus Russland und Norwegen, die meisten italienischen und spanischen Erdgasimporte kommen aus Algerien. Geografische Nähe wird ein wichtiger Faktor bei der Wahl künftiger Importquellen sein. Abgesehen von seiner einzigartigen Ressourcenbasis hat Russland den Vorteil der geografischen Nähe zu EU-Märkten. Das Shtokman-Feld wird in erheblichem Umfang zur künftigen Versorgungssicherheit der EU beitragen.

(c) Russland unterhält lange und zuverlässige Lieferbeziehungen zu Erdgasabnehmern in der EU

Eine auf gegenseitigem Interesse basierende Lieferbeziehung besteht zwischen der EU und Russland seit über 35 Jahren. EU-Unternehmen beziehen rund 80 % der russischen Erdgasexporte⁽¹⁾. Russische Reserven spielen auch eine wichtige Rolle für die künftige Versorgungssicherheit der EU. Die Öl- und die Gasbranche stellen mit zwei Dritteln der Exporteinnahmen des Landes im Jahr 2007 einen wichtigen Sektor der russischen Wirtschaft dar. Die Gasexporteinkünfte sind wichtig für Russlands Staatshaushalt. Die Europäische Kommission spricht im Zusammenhang mit dieser Energiepartnerschaft von einer offenkundigen gegenseitigen Abhängigkeit zwischen der EU und Russland und von dem gegenseitigen Vorteil, den ein besserer Zugang Russlands zum EU-Erdgasmarkt mit sich bringt⁽²⁾.

Außerdem ist das Exportunternehmen verpflichtet, weitere Erdgasvolumen zur Verfügung zu stellen. Das russische Energieunternehmen Gazprom hat bereits vertraglich zugestimmt, weitere 21 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr über die Nord Stream-Pipeline an verschiedene Käufer zu liefern. Diese Verträge zeigen, dass die Absicht von Gazprom, über die neue Versorgungsstrasse zu liefern, sich mit dem langfristigen Erdgasbedarf, der von den betroffenen europäischen Energieunternehmen prognostiziert wird, deckt. Bei der Nord Stream-Pipeline handelt es sich somit sowohl seitens des Anbieters Gazprom als auch der europäischen Gasabnehmer um ein vorrangiges Projekt.

Auch wenn bereits eine bewährte Lieferbeziehung zwischen Exportunternehmen in Russland und Abnehmern in der EU besteht, ist eine frühe Anbindung russischer Erdgasreserven an den europäischen Markt auch angesichts des zunehmenden Wettbewerbs zwischen Erdgasverbrauchern wichtig. Dies wird in den folgenden Paragraphen dargelegt.

(1) Berechnung anhand der BP Statistical Review of World Energy, Juni 2008. 30

(2) Kommission an den Europarat, 12. Oktober 2006: Foreign relations in terms of energy supply - principles, measures

2.3.3 Die Bedeutung der frühen Anbindung russischer Erdgasreserven an den europäischen Markt im Kontext der steigenden Erdgasnachfrage in Asien

Chinas geografische Nähe zu russischen Gasfeldern im Norden der Region Tyumen ist mit der geografischen Nähe der EU vergleichbar. Angesichts des wachsenden Wettbewerbsdrucks beim Zugang zu Erdgaslieferungen wird die strategische Sicherung von Quellen in Russland für die EU immer wichtiger. Dies hängt in erster Linie mit der steigenden Nachfrage nach Erdgas in asiatischen Ländern zusammen.⁽¹⁾ Zwischen 2004 und 2030 wird der Erdgasbedarf in China nach Schätzungen um 5,1 % und in Indien um 4,2 % jährlich wachsen. Die entsprechenden Wachstumsraten für Öl liegen bei 3,4 % und 3,0 % und für Kohle bei 2,8 % und 3,3 %.⁽²⁾ Die Asien-Pazifik-Region verbraucht zurzeit 439 Mrd. m³ jährlich, das entspricht ca. 81 % des EU-Verbrauchs.

China zählt zu den größten und am schnellsten wachsenden Erdgasmärkten der Region. Angesichts des erwarteten Nachfrageanstiegs wird China wahrscheinlich verstärkt Interesse an russischen Erdgasexporten zeigen. Chinas geografische Nähe zu Russischen Gasfeldern wird den Gastransport von Russland nach China begünstigen.

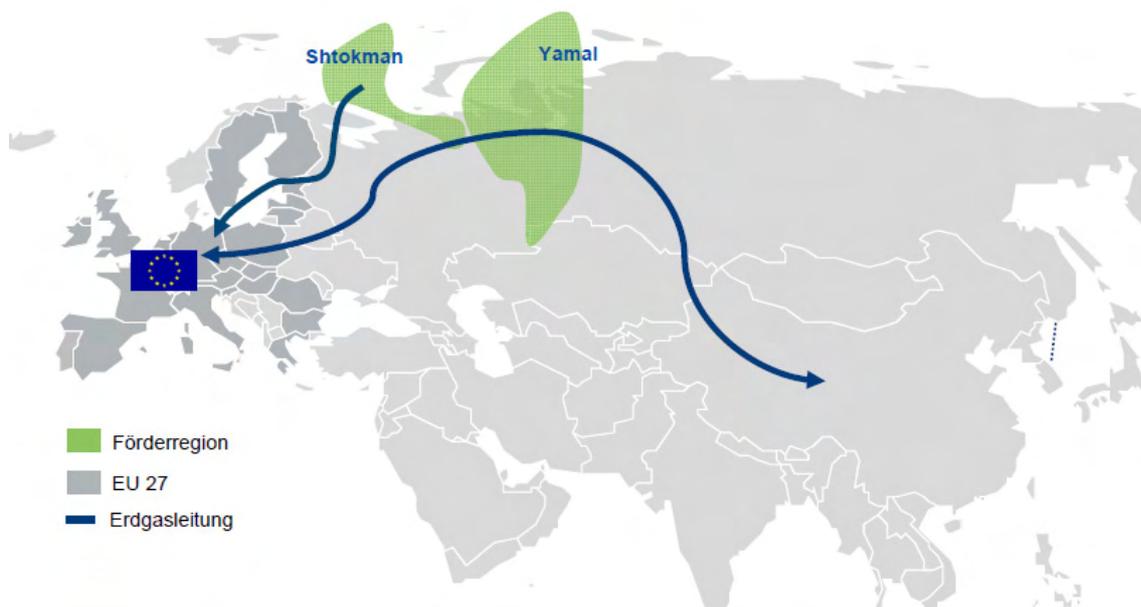


Abbildung 2.6 Vorhandene Erdgasreserven in Russland und der Bau des Versorgungsnetzes für China

(1) Bundesministerium für Arbeit und Wirtschaft: Energiemarkttrends bis 2030, 2005. 18.

(2) Internationale Energieagentur: Weltenergieausblick 2006. 86, 112, 127.

Mit Zunahme der Energiehandelsbeziehungen zwischen Russland und Asien besteht die Gefahr, dass die EU als Abnehmer für russisches Erdgas aus der Region Tyumen an zweite Stelle rückt. Ein früher strategischer Ausbau der Verbindung von Russland zum europäischen Markt ist darum wichtig für die Sicherung der langfristigen Erdgasversorgung der EU. Das große Investitionsengagement von Gazprom, das im Fall der Nord Stream-Pipeline nötig ist, zeigt das Interesse des weltweit führenden Erdgasproduzenten an einer langfristigen Lieferbeziehung mit der EU. Dies stellt einen erheblichen Vorteil der EU im Zusammenhang mit dem zunehmenden Wettbewerb um Erdgas als Energiequelle dar.

Der Bau einer direkten Verbindung zwischen russischen Gasreserven und dem EU-Markt gewinnt an Dringlichkeit. Darum unterstützt die Europäische Kommission Projekte zum frühen Ausbau der Erdgasinfrastruktur von Drittländern in die EU durch die Richtlinien für das Transeuropäische Netzwerk der Energie (TEN-E). Die Nord Stream-Pipeline kann einen signifikanten Anteil der erforderlichen zusätzlichen Transportkapazitäten in die EU bereitstellen und hat darum eine herausragende Bedeutung für die Gasversorgungssicherheit der EU. Am 6. September 2006 erkannten das Europäische Parlament und der Rat die Nord Stream-Pipeline als „Vorhaben von europäischem Interesse“⁽¹⁾ und als Prioritätsvorhaben an.

2.3.4 Die Nord Stream-Pipeline als essenzieller Bestandteil des Transeuropäischen Energienetzes

Die Nord Stream-Pipeline im Kontext der Achsen vorrangiger Vorhaben des Transeuropäischen Energienetzes

Die Umsetzung der Entscheidung bezüglich der „Transeuropäischen Netzwerke der Energie“ erfordert eine bessere Integration und Entwicklung der Energietransportinfrastruktur durch Förderung von Verknüpfung, Kompatibilität und Entwicklung von Erdgastransportkapazitäten. Im Zuge dieses Programms der Europäischen Kommission werden bestimmte Achsen priorisiert, welche zur Erdgasversorgung der EU aus Drittländern sowie zur Effizienzsteigerung EU-interner Energiemärkte erweitert oder neu errichtet werden müssen⁽²⁾. Die EU unterstützt Projekte, die diesen „Achsen für vorrangige Vorhaben“ entsprechen. Am 6. September 2006 legte die EU sechs Achsen für vorrangige Vorhaben fest (NG1 bis NG6)⁽³⁾.

(1) Europäisches Parlament: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG vom 6. September 2006.

(2) Europäische Kommission: Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority Projects, 2004.

(3) Europäischen Parlament: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG vom 6. September 2006.

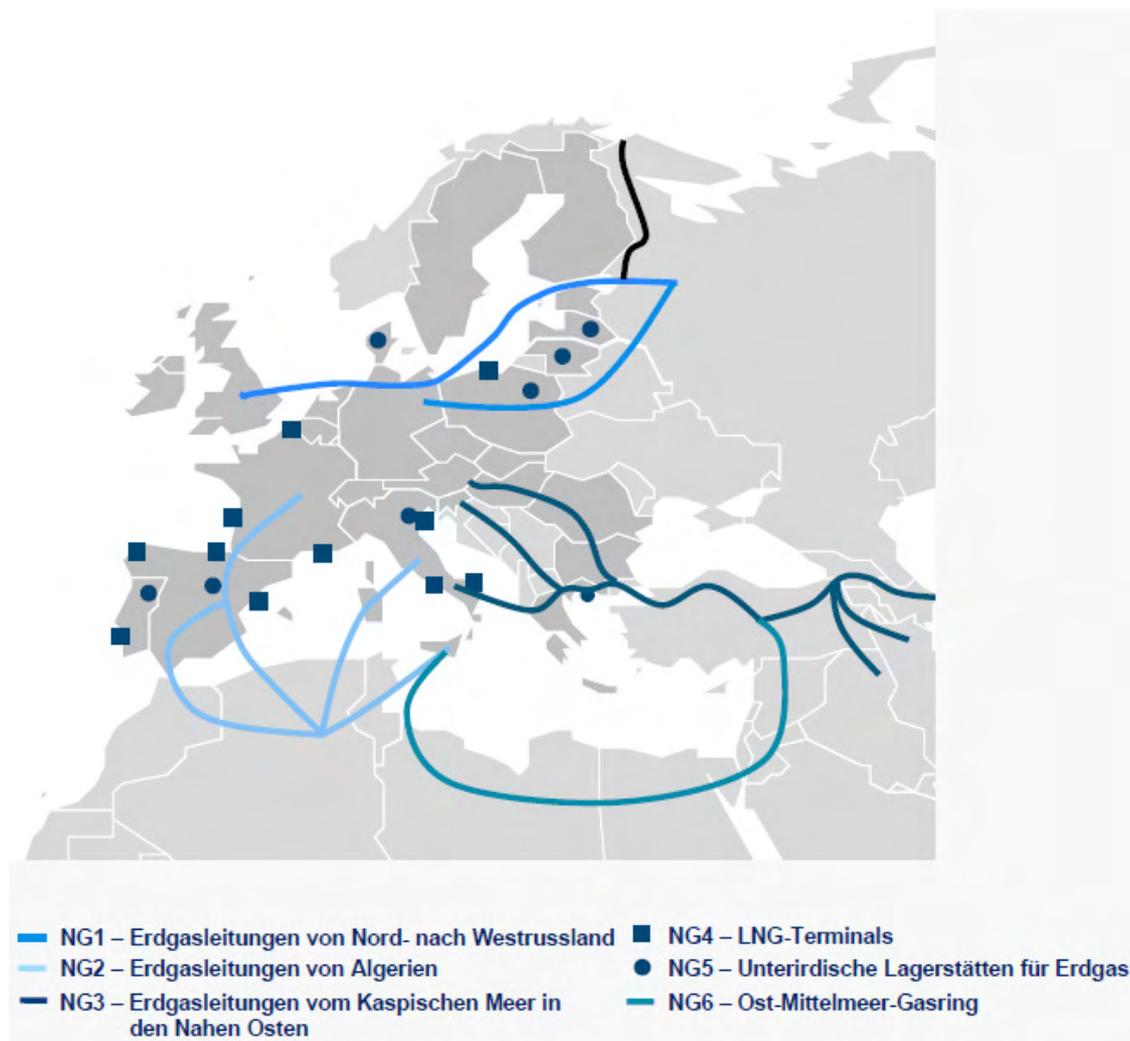


Abbildung 2.7 Transeuropäische Netze: Erdgas-Prioritätsvorhaben, basierend auf einer Illustration der Europäischen Kommission

Die **NG1-Achse** umfasst einen Korridor von Russland nach Großbritannien über das nördliche Kontinentaleuropa (einschließlich Deutschland, Niederlande und Dänemark) zur Schaffung einer neuen Importtrasse für russisches Erdgas. Diese Achse zielt auf die Verbindung zwischen russischen Gasreserven in Westsibirien im Allgemeinen - im Besonderen das Shtokman-Feld - und der EU ab. **Die Nord Stream-Pipeline wird als Rückgrat dieses Korridors zur Umsetzung dieses Ziels beitragen.** Zusätzlich soll sich die Effizienz des EU-internen Gasmarktes durch die entstehende Exportkapazität zwischen Kontinentaleuropa und Großbritannien erhöhen.

Auf der **NG2-Achse** soll ein Pipelinenetz zur Anbindung Algeriens an Europa entstehen. Dieses umfasst mehrere Routen nach Spanien und Italien. Von dort aus sind weitere Verbindungen nach Frankreich vorgesehen.

Auf der **NG3-Achse** ist die Anbindung der Gasreserven aus dem Nahen Osten und dem Kaspischen Meer an die EU über die Pipeline "Nabucco" geplant, die über die Türkei, Bulgarien, Rumänien und Ungarn bis nach Österreich verlaufen soll.

Mit den als **NG4** bezeichneten Vorhaben wird der Bau zusätzlicher Wiederverdampfungsanlagen für Flüssigerdgas (liquid natural gas - LNG) in Belgien, Frankreich, Spanien, Portugal und Italien angestrebt. Diese Vorhaben sollen in erster Linie - anhand der flexiblen Routen durch den Transport per Schiff - den Wettbewerb zwischen den Erdgas exportierenden Ländern stärken, zusätzliche Importkapazitäten schaffen und die Erdgasimportquellen diversifizieren. Der LNG-Weltmarkt ist jedoch bereits heute von einem scharfen Wettbewerb zwischen Importländern in Europa, den Vereinigten Staaten und Fernost geprägt.

Die als **NG5** bezeichneten Vorhaben zielen auf eine Erhöhung der Kapazitäten zur Speicherung von Erdgas ab. Dies soll vor allem durch den Aufbau unterirdischer Lagerkapazitäten (z. B. erschöpfte Erdgaslagerstätten, Salzkavernen) erreicht werden.

Die **NG6-Achse** rückt die Erweiterung der Pipelinekapazitäten für den Transport von Erdgas aus Libyen, Ägypten, Jordanien, Syrien und der Türkei in die EU-Mitgliedstaaten im Mittelmeerraum in den Fokus: Ziel ist die Schaffung des so genannten Ost-Mittelmeer-Gasrings.

Die Nord Stream-Pipeline im Kontext der Realisierung verschiedenen Vorhaben im Rahmen des Transeuropäischen Energienetzes

Entsprechend der von der Europäischen Kommission priorisierten Achsen sollen verschiedene Projekte zur Schaffung neuer Erdgasimportstrukturen realisiert werden. Die Nord Stream-Pipeline ist als eins der TEN-E-Infrastrukturprojekte definiert und das größte Einzelvorhaben für neue Importkapazität in die EU.

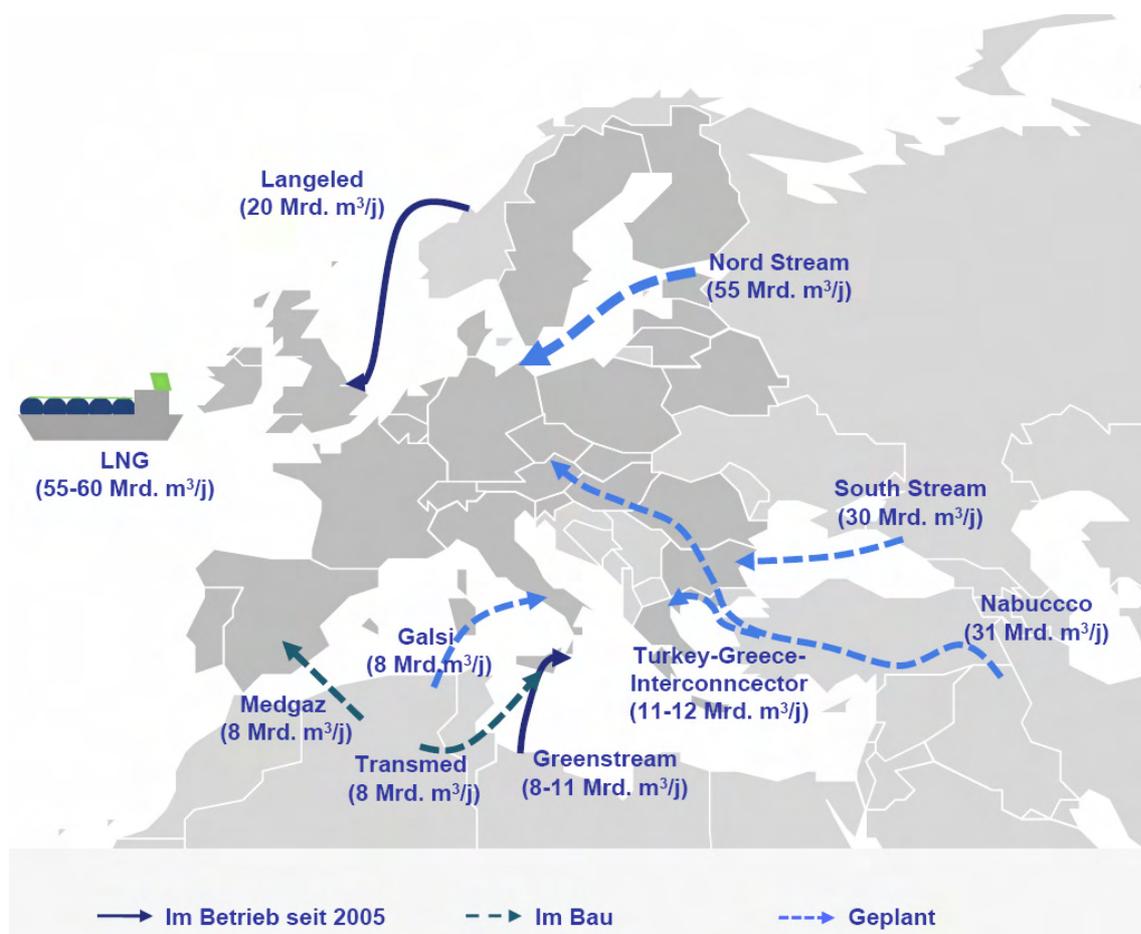


Abbildung 2.8 Transeuropäisches Netzwerk - Prioritätsvorhaben für Erdgas [bcm/yr = Mrd. m³/a]

Die Langeled-Pipeline vom Nyhamna-Terminal in Norwegen nach Easington in England gehört zu den genannten strategischen Infrastrukturprojekten. In Kombination mit der Erschließung des norwegischen Ormen-Lange-Feldes trägt diese 2006 offiziell eingeweihte Pipeline bereits etwa 20 Mrd. m³ pro Jahr zu den Importkapazitäten der EU bei.

Der Ausbau der Pipelineverbindungen zwischen Nordafrika und Italien bzw. Spanien soll die jährliche Importkapazität der EU um bis zu 42 Mrd. m³ pro Jahr ab 2015 steigern (GME, MEDGAZ, GALSI, Transmed, Ausbau der Green Stream-Pipeline). Im Rahmen der Planung für die Nabucco-Pipeline als Importroute für Erdgas aus dem kaspischen Raum werden Importkapazitäten von 20 bis 30 Mrd. m³ pro Jahr für frühestens 2011 genannt.

Zusätzliche LNG-Kapazitäten sind geplant, die insgesamt 66 Mrd. m³ pro Jahr an zusätzlicher Wiederverdampfungskapazität bereitstellen werden, so dass sich die Kapazität bis 2015 auf ca. 180 Mrd. m³ pro Jahr erhöht. Jedoch befindet sich der größte Teil der aufgezählten Projekte in einem frühen Planungsstadium und ihre Realisierung ist teilweise unsicher.

Alle derzeit im Rahmen des TEN-E geplanten und im Bau befindlichen Pipelineprojekte – einschließlich der Nord Stream-Pipeline – würden die EU-Importkapazität auf insgesamt 140 Mrd. m³ pro Jahr. Das entspricht über 70 % des zusätzlichen Gasimportbedarfs der EU im Jahr 2025. Die Nord Stream-Pipeline mit einer geplanten Kapazität von 55 Mrd. m³ pro Jahr soll über 25 % des zusätzlichen Gasimportbedarfs der EU decken. Damit leistet sie einen signifikanten Beitrag zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit der EU. Wie EU-Energiekommissar Andris Piebalgs betont, sollte die Nord Stream-Pipeline als Ergänzung zu anderen Projekten gesehen werden, die ebenfalls fertig gestellt werden müssen, nicht als damit konkurrierend⁽¹⁾. Über ihre Bedeutung unter dem Aspekt des Volumens hinaus würde die für die Nord Stream-Pipeline gewählte Trasse einen signifikanten Beitrag zur “Diversifizierung der Erdgasquellen und der Transportwege” leisten⁽²⁾. Ein Bericht der Europäischen Kommission vom 10. Juni 2004 über die TEN-E-Prioritätsvorhaben bestätigt dies⁽³⁾. Diversifizierung wurde beim künftigen Ausbau der transeuropäischen Energieversorgungsnetze durch EU-Entscheidung Nr. 1364/2006/EG vom 6. September 2006 als Priorität festgelegt. Dadurch wird die nordeuropäische Erdgaspipeline von Russland durch die Ostsee nach Deutschland als Vorhaben “von allgemeinem Interesse” für die EU anerkannt⁽⁴⁾. Angesichts des signifikanten Anteils an der erforderlichen zusätzlichen Importkapazität, den die Nord Stream-Pipeline bereitstellen kann, und angesichts ihrer strategischen Bedeutung ist die Nichtrealisierung des Nord Stream-Projekts keine Alternative.

2.3.5 Konsequenzen der Nichtdurchführung des Projekts

Dieses Kapitel behandelt die Konsequenzen für die künftige Erdgasversorgung der EU für den Fall, dass das Nord Stream-Projekt nicht durchgeführt wird. Wie oben ausgeführt, würde die Nichtdurchführung des Nord Stream-Projekts die Erdgas-Versorgungssicherheit der EU erheblich gefährden, da das durch die Nord Stream-Pipelines transportierte Volumen von 55 Mrd. m³ pro Jahr nicht verfügbar wäre. Die geplante Pipeline würde über ein Viertel des zusätzlichen Gasimportbedarfs decken, der im Jahr 2025 auf 195 Mrd. m³ pro Jahr geschätzt wird. Die Nichtdurchführung würde die Energieversorgungssicherheit der EU ernsthaft gefährden.

Es ist geplant, den größten Teil der verbleibenden erforderlichen Importkapazität durch die in **Abschnitt 2.3.4** genannten Projekte zu decken. Diese Projekte sollten als sich gegenseitig ergänzend betrachtet werden. Die Versorgungslücke, die sich bei Nichtdurchführung des Nord

(1) Öffentliche Anhörung des Petitionsausschusses, Brüssel, 29. Januar 2008

(2) Europäisches Parlament und Europäischer Rat: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG vom 6. September 2006. Artikel 4.3 Siehe auch Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament: “Eine Energiepolitik für Europa”, 10. Januar 2007. 6

(3) Europäische Kommission: Trans-European Energy Networks: TEN-E Priority Projects 2004. 25

(4) Europäisches Parlament und Europäischer Rat: Entscheidung Nr. 1364/2006/EG vom 6. September 2006

Stream-Projekts ergeben würde, müsste durch Projekte gedeckt werden, die noch nicht einmal zur Diskussion stehen, von der Planung ganz zu schweigen.

Ohne Realisierung der Nord Stream-Pipeline müsste Folgendes in Betracht gezogen werden:

- a) Andere Ursprungsgebiete
- b) Andere Erdgastransporttrouten in die EU
- c) Andere Energiequellen

Abgesehen von der Analyse dieser drei Aspekte muss betont werden, dass zusätzlich zur Nord Stream-Pipeline noch andere zurzeit zur Diskussion stehende Projekte erforderlich sind, um den steigenden Bedarf an Erdgasimporten zu decken (siehe **Abschnitt 2.3.4**), die deshalb nicht als Alternativen zum Nord Stream-Projekt betrachtet werden können.

(a) Andere Ursprungsgebiete

Ausgehend von den nachfolgenden Kriterien, gibt es keine vergleichbare Alternative zu Russland.

- Russland verfügt über die weltweit größten Erdgasreserven und wird die EU langfristig mit Erdgas beliefern können
- Russland liegt in geografischer Nähe zur EU
- Russland bietet die Möglichkeit langfristiger Lieferungen
- Eine Verbindung, die zusätzliche russische Gaslieferungen sicherstellt, kann mittelfristig zur Verfügung gestellt werden

Weitere potenzielle Quellen für zusätzliches Gas sind:

- Das Kaspische Meer und Nahost – Übertragungspipelinesysteme und LNG
- Algerien und Libyen – Pipelines durch das Mittelmeer
- Norwegen - Pipelines durch die Nordsee
- Weiter entfernte Quellen – LNG

Keine dieser Alternativen bietet die Vorteile des Nord Stream-Projekts, das die EU an russische Gasfelder anbindet. Darüber hinaus wären sie erst längerfristig, d. h. mehrere Jahre nach der

Nord Stream-Pipeline, verfügbar. Insbesondere LNG-Transporte sind mit höheren CO₂-Emissionen verbunden.

(b) Andere Erdgastransportrouten in die EU

Nachstehend wird ein Vergleich zwischen der Nord Stream-Pipeline und anderen Transportweisen unter dem Aspekt der Emissionseffizienz, dem wichtigsten zu berücksichtigenden Umweltaspekt, angestellt. Andere Umweltaspekte, die berücksichtigt werden sind Sicherheit und die öffentliche Wahrnehmung dieser Transportmedien.

Das Nord Stream-Projekt bietet hinsichtlich der Energieeffizienz klare Vorteile gegenüber Festlandtrassen und LNG-Transport, was einen wichtigen Faktor im Hinblick auf das Ziel der EU, die CO₂-Emissionen zu senken, darstellt.

Festlandpipelines

Bei identischen Druckpegeln und Durchsatzvolumen ist die für den Betrieb einer Pipeline erforderliche Energie primär eine Funktion des durchschnittlichen Förderdrucks. Bei zunehmendem Druck fällt der spezifische Druckverbrauch im Verlauf des Transports aufgrund der Komprimierbarkeit von Gasen. Dadurch verringert sich die Zahl der, für den Gastransport über eine bestimmte Distanz, erforderlichen Kompressorstationen. Bei den Nord Stream-Pipelines ist bei einem maximalen Eingabedruck von 220 bar keine Zwischenkompression erforderlich, um das Gas über eine Distanz von mehr als 1.200 km zu befördern.

Da Festlandpipelines hauptsächlich mit Druckpegeln weit unter 100 bar betrieben werden, sind erheblich mehr Kompressorstationen und damit mehr Brenngas erforderlich, um eine äquivalente Leistung sicherzustellen. Daher werden durch das Nord Stream-Projekt weniger CO₂ Emissionen erzeugt als durch ein Festlandprojekt.

LNG-Transport

LNG-Transporte sind weniger energieeffizient und erzeugen höhere Kohlendioxidemissionen als eine Offshore-Pipeline. Der komplexe LNG-Prozess umfasst die Hochdruckverflüssigung von Gas am Ausfuhrort, den Transport mit Spezialschiffen und schließlich die Wiederverdampfung. Jeder Teil des Prozesses ist mit erheblichen Energieverlusten und Kohlendioxidemissionen verbunden. Die Analyse zeigt, dass eine Pipelineverbindung von der Provinz Murmansk, wo das Shtokman-Gas anlanden wird, weniger Energieverluste und Kohlendioxidemissionen verursacht als der Transport mit LNG-Tankern zur norddeutschen Küste. Die vergleichbaren Vorteile des Transports via Pipeline gegenüber dem LNG-Transport gelten auch für eine unterseeische Verbindung von Wyborg an der russischen Ostseeküste nach Norddeutschland. Um die im Rahmen des Nord Stream-Projekts geplante Kapazität zu ersetzen, wären pro Jahr rund 600–700 Hin- und Rückfahrten mit LNG-Tankern durch die Ostsee erforderlich. Der dadurch entstehende Lärm und andere Störungen würden das Ökosystem der Ostsee über die

zusätzlichen Kohlendioxidemissionen hinaus ernsthaft beeinträchtigen. Darüber hinaus erwähnt die Europäische Kommission 2007 in einer Mitteilung, dass bei der "Fertigstellung verschiedener LNG-Terminals erhebliche Verzögerungen aufgetreten sind"⁽¹⁾, unter Bezugnahme auf TEN-E-Prioritätsprojekte, die sich immerhin im Planungsstadium befinden. Dies erklärt die Schwierigkeiten der Realisierung zusätzlicher LNG-Terminals, die noch nicht einmal geplant sind.

(c) Andere Energiequellen

Erneuerbare Energien

Im Jahr 2025 rechnet die Europäische Union mit einem europaweiten Anteil erneuerbarer Energien in Höhe von 11 % des Primärenergiemixes⁽²⁾. Aus ökologischer Sicht sind erneuerbare Energien eine bevorzugte Alternative. Allerdings können Projekte für erneuerbare Energien das grundlegende Entwicklungsziel nicht erreichen, da ihr Anteil am Energiemix zu gering bleibt. Um die 55 Mrd. m³ Gas zu ersetzen, die über die Nord Stream-Pipeline geliefert würden, müssten 240.000 Windräder gebaut oder ca. 90.000 bis 100.000 km² Getreidefelder zur Ethanolherzeugung zusätzlich bebaut werden. Projekte für erneuerbare Energien werden daher nicht als Alternative zum Nord Stream-Projekt betrachtet.

Fossile Brennstoffe

Erdgas erzeugt 30 bis 50 % weniger Umweltverschmutzung und Treibhausgasemissionen als fossile Brennstoffe wie Kohle und Öl, da Erdgas ein höheres Wasserstoff-Kohlenstoff-Verhältnis und einen saubereren Verbrennungsprozess hat. Daher hat Gas weniger Auswirkungen auf die Umwelt als andere fossile Brennstoffe. Im Fall der Nichtrealisierung des Nord Stream-Projekts müssten zur Deckung des Energiebedarfs mit anderen fossilen Brennstoffen als Gas 55 zusätzliche Kohlekraftwerke gebaut oder 150 Öltanker pro Jahr die Ostsee durchqueren.

Insbesondere vor dem Hintergrund des Beschlusses des Europäischen Rates vom März 2007, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 20 % zu senken⁽³⁾, wird ein weiterer Anstieg der Erdgasnachfrage erwartet. Fossilbrennstoffprojekte haben negativere Auswirkungen auf die Umwelt als das Nord Stream-Projekt und werden daher nicht als Alternative zu diesem Projekt betrachtet.

(1) Europäische Kommission: Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament: Vorrangiger Verbundplan. 11

(2) Europäische Kommission: European Energy and Transport - Trends to 2030 - aktualisierte Version 2007. 96

(3) http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (Zugriff am 19. Oktober 2007)

Kernenergie

Die verstärkte Nutzung von Kernenergie als Alternative zu Erdgas könnte eine Wahlmöglichkeit sein, falls sich zeigt, dass das langfristige Angebot von Erdgas über vorhandene Infrastruktur geringer ist als die Nachfrage. Bei Nichtrealisierung des Nord Stream-Projekts müssten zur Deckung des Energiebedarfs durch Kernenergie 23 neue Kernkraftwerke gebaut werden. Da Kernkraftwerke eine lange Bauzeit haben, ist ein Schließen der Importlücke durch Kernenergie im Jahr 2025 äußerst unrealistisch.

Darüber hinaus ist Kernenergie mit Umweltnachteilen verbunden. Andererseits wirkt sich die Kernenergieerzeugung positiv auf die CO₂-Emissionen aus. Allerdings hat Kernenergie im Hinblick auf die nach wie vor bestehende Unsicherheit in Bezug auf ihre Langzeitfolgen⁽¹⁾ negativere Auswirkungen auf die Umwelt als das Nord Stream-Projekt. Zudem ist festzustellen, dass die künftige Nutzung von Kernenergie in vielen Ländern der Europäischen Union durch öffentlichen Druck stark in Frage gestellt ist. Beispielsweise hat Deutschland sich verpflichtet, keine neuen Kernkraftwerke zu bauen und die vorhandenen Kernkraftwerke schrittweise durch andere Energiequellen zu ersetzen. Kernenergie wird daher nicht als Alternative zum Nord Stream-Projekt betrachtet.

Das Nord Stream-Projekt hat niedrigere Kohlendioxidemissionen als LNG-Transporte und Festland-Pipelines. LNG ist die kohlendioxidintensivste Methode, Erdgas zu transportieren. Die Übertragung von Gas in unterseeischen Pipelines zählt zu den effizientesten und sichersten Methoden des Energietransports. In diesem Zusammenhang sollten die Umweltauswirkungen auf Flora und Fauna denen gegenüber gestellt werden, die sich durch die Nutzung von Erdgas anstelle anderer fossiler Brennstoffe ergeben. Weil der Bau einer Offshore-Pipeline durch die Ostsee die umweltfreundlichste Möglichkeit ist, die Erdgastransportkapazitäten in die EU zu steigern, und ein Verzicht darauf keine Alternative ist, kann folgender Schluss gezogen werden: Abgesehen von erneuerbaren Energien hätten alle anderen Projekte zur Versorgung der EU mit den erforderlichen Energiequellen schädlichere Auswirkungen auf die Umwelt.

2.3.6 Schlussfolgerung

Die Nichtrealisierung der 55 Mrd. m³ pro Jahr liefernden Nord Stream-Pipeline, die über 25 % des zusätzlichen EU-Erdgasimportbedarfs decken kann, ist keine Alternative, da dies eine ernsthafte Gefährdung der EU-Energieversorgungssicherheit darstellen würde:

- Das Nord Stream-Pipelinesystem ist ein unerlässlicher Bestandteil der TEN-E-Prioritätsvorhaben zur Sicherung der EU-Gasversorgung.

(1) Z. B.: Uranbergbau, Fragen der Sicherheit und der Atommüllentsorgung

- Die Nord Stream-Pipeline wird die EU mit den weltweit größten bekannten Erdgasreserven verbinden.
- Die Nord Stream-Offshore-Pipeline ist die umweltverträglichste Lösung für den Transport von Erdgas in die EU.
- Verglichen mit anderen Projekten für den Gastransport in die EU, ist das Nord Stream-Projekt in der technischen Konzeption und Planung sehr weit fortgeschritten. Es kann rechtzeitig fertig gestellt und in Betrieb genommen werden, um einen Beitrag zur Deckung des steigenden Gasbedarfs der EU zu leisten. Darum ist die Nord Stream-Pipeline von großer Bedeutung für die Deckung des Gasbedarfs der EU, denn dieser wird in den kommenden Jahren steigen.

2.4 Referenzliste

- AHK Algerien. Overview of demographic, legal, economical data on Algeria provided by the German Chamber of Foreign Trade. <http://algerien.ahk.de/index.php?id=landesinfos> (Zugriff vom 4. August 2008).
- British Petrol. June 2008. Statistical Review of World Energy.
- Energy Information Administration. 2007. International Energy Outlook.
- European Commission. Commission to the European Council. October 12, 2006. Foreign relations in terms of energy supply. Principles, measures.
- European Commission. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. October 2007. Priority Interconnection Plan.
- European Commission. Environmental Technology Action Plan. Decision to decrease the EU's overall emissions to at least 20% as compared with 1990 and to increase share of renewables in energy use to 20% by 2020. http://ec.europa.eu/environment/etap/agenda_en.htm#4 (Zugriff vom 19. Oktober 2007).
- European Commission. 2007. European Energy and Transport – Trends to 2030. Update 2007.
- European Commission. 2007. Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply.
- European Commission. 2004. Trans-European Energy Networks. TEN-E Priority Projects.
- European Council. Directive 2004/67/EC concerning measures to safeguard security of natural gas supply.
- European Council. Decision No 96/391/EC of 28 March 1996 laying down a series of measures aimed at creating a more favourable context for the development of trans-European networks in the energy sector.
- European Parliament and Council: Decision No 1229/2003/EC of 26 June 2003 laying down a series of guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision No 1254/96/EC.
- European Parliament and Council: Decision No. 1364/2006/EC of 6 September 2006 laying down guidelines for trans-European energy networks and repealing Decision 96/391/EC and Decision No 1229/2003/EC.

Eurostat. 2007. Eurostat Statistical Books - Gas and Electricity Market Statistics.

Federal Ministry of Labour and Economic Affairs. 2005. Energy market trends up to 2030.

German Ministry for the Economy. September 2007. Monitoring-Bericht des BMWi nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas.

International Energy Agency. 2006. World Energy Outlook.