



Dokumentation zur Nord Stream Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zur Konsultation gemäß dem Espoo-Übereinkommen

Nord Stream Espoo-Bericht: Kernthemenpapier
Meeressicherheit

Februar 2009

Bitte beachten:

Die „Dokumentation der Nord Stream Umweltverträglichkeitsprüfung für Konsultationen unter der Espoo-Konventionsrichtlinie“ wird im Folgenden und im gesamten, unter diesem Titel eingereichten Dokument „Nord Stream Espoo-Bericht“ genannt.

Die englische Version des Nord Stream Espoo-Berichts wurde in die neun relevanten Sprachen übersetzt (im Folgenden die „Übersetzungen“). Bei Unstimmigkeiten zwischen den Übersetzungen und der englischen Version ist immer der englische Text maßgebend.

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Einführung	5
1.1 Gefahrenidentifizierung	5
1.2 Risikobewertung	6
1.3 Risikomanagementsystem & Risikominderung	6
2 Gefahren für die Meeressicherheit	10
3 Bewertung maritimer Risiken	14
3.1 Schifftskollisionen	14
3.2 Blindgänger und chemische Kampfstoffe	16
3.3 Schleppnetzeinsatz und Risiko für Fischereifahrzeuge und die Pipeline	17
3.4 Nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustand der Pipeline	20
3.5 Folgenanalyse – Gasfreisetzung	29
3.6 Notfallschutzmaßnahmen	31
4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung	33

1 Einführung

Eines der Hauptziele von Nord Stream ist die sichere Konzeption, der sichere Bau und der sichere Betrieb seiner Pipelines.

Nord Stream räumt ein, dass der Bau und Betrieb der Nord Stream-Pipelines viele Gefahren mit sich bringt die Risiken für die Öffentlichkeit und die Mitarbeiter des Nord Stream-Projekts darstellen, sowie für die Ausrüstung und die Umwelt. Diese Risiken und ihre Auswirkungen variieren während des Projektlebenszyklus. Einige Risiken bleiben konstant, während andere Risiken entstehen, um dann wieder abzunehmen. Nord Stream wird sowohl die Risiken als auch die Veränderlichkeit der Risiken während der gesamten Lebensdauer der Pipeline überwachen und pro-active darauf eingehen.

Nord Stream wurde damit beauftragt, eine sorgfältige Bewertung der mit allen Projektaktivitäten verbundenen Risiken vorzunehmen. Dieser Prozess besteht aus mehreren Schritten: Zuerst werden die potenziellen Gefahren im Zusammenhang mit dem Bau und dem Betrieb der Pipelines identifiziert. Als zweiter Schritt wird die Höhe des Risikos bewertet und mit den für das Projekt festgelegten Risikoakzeptanzkriterien/-standards verglichen. Als dritter Schritt werden bei Bedarf potenzielle Risikominderungsmaßnahmen identifiziert und ergriffen, um zu gewährleisten, dass Risiken vermieden oder so weit reduziert werden, wie dies praktikabel ist. In Übereinstimmung mit den Espoo-Bestimmungen werden in den folgenden Abschnitten nur Risiken für Dritte behandelt. "Dritte" sind als die Parteien definiert, die nicht den Hauptparteien angehören; die Hauptparteien sind die Nord Stream AG und ihre Auftragnehmer. Da die Nord Stream-Pipeline eine Offshore-Pipeline ist, besteht das Risiko für die Öffentlichkeit hauptsächlich in potenziellen Auswirkungen für Besatzungen und Passagiere auf vorbeifahrenden Schiffen.

1.1 Gefahrenidentifizierung

Die Gefahrenidentifizierung ist ein umfassender Prozess, während dessen Verlauf ein Verzeichnis der Projektaktivitäten erstellt wird, die Schäden für Mensch und/oder Umwelt mit sich bringen können. Es sind Kenntnisse und Verständnis der Projektaktivitäten, öffentlicher Aktivitäten und der natürlichen Umgebung erforderlich, damit ein hochwertiger Gefahrenidentifizierungsprozess gewährleistet ist. Um zu gewährleisten, dass alle maßgeblichen Gefahren identifiziert werden arbeitet Nord Stream mit sehr erfahrenen Fachkräften zusammen, darunter befinden sich Kapitäne, Offshore-Spezialisten und spezialisierte Ingenieure für die Konzeption, den Bau und den Betrieb. Diese Gefahren sind im HAZID-Bericht zusammengefasst und decken Kategorien wie die Freisetzung von Kohlenwasserstoffen, Sprengstoffe, Ausrüstung Dritter, Objekte unter induzierter Spannung,

Gefahren dynamischer Situationen (z. B. Fischfangaktivitäten und Schiffsverkehr), Gefahren für Natur und Umwelt, Korrosion, Anlage, Bau und Interaktionen der Anlage mit der Umgebung ab.

1.2 Risikobewertung

Unter einer Risikobewertung versteht man eine sorgfältige Prüfung der identifizierten Gefahren und eine Abwägung der Wahrscheinlichkeit der realisierten Schäden und der Schwere der Auswirkungen, wodurch eine Abschätzung der Risiken möglich ist. Risikobewertungen werden für alle Großprojekte im Öl- und Gassektor und ähnlichen Branchen, wie z. B. in der Hoch- und Tiefbaubranche beim von Bau von Autobahnen und Staudämmen, durchgeführt.

Alle identifizierten Gefahren werden mithilfe einer qualitativen Risikobewertungsmethode geprüft. Diejenigen, die potenziell signifikante Risiken darstellen, werden dann einer detaillierten Risikobewertung unterzogen, deren Ergebnisse mit den Risikoakzeptanzkriterien des Projektes verglichen werden. Die Risikobewertungen wurden in Übereinstimmung mit den entsprechenden Richtlinien, Standards und empfohlenen Verfahrensweisen von Det Norske Veritas (DNV) durchgeführt. DNV ist ein angesehenes, unabhängiges norwegisches Beratungsunternehmen, das als unabhängige Zertifizierungsstelle des Nord Stream-Projekts fungiert.

Anhand der Risikobewertungsergebnisse wird festgestellt, ob adäquate Vorsichtsmaßnahmen getroffen wurden oder weitere Maßnahmen erforderlich sind, um Schäden vorzubeugen. Im Wesentlichen dienen Risikobewertungen zur Identifizierung der Maßnahmen, die zur Sicherstellung einer adäquaten Steuerung, beziehungsweise eines adäquaten Managements der Gefahren oder zu einer vollständigen Eliminierung der, mit den Gefahren verbundenen, Risiken erforderlich sind.

Wenn das Risiko, das sich durch eine Gefahr ergibt, als inakzeptabel betrachtet wird, wird das Risiko ungeachtet der entstehenden Kosten beseitigt oder reduziert. Bei Gefahren mit geringeren Risikohöhen werden die Kosten und Vorteile einer alternativen Risikoabschwächung bewertet, um die kostengünstigsten Maßnahmen zur Risikominderung zu finden. Wo die Risikohöhen weitgehend akzeptabel sind (d. h. Gefahren mit niedrigen Auswirkungen und/oder einer sehr geringen Eintrittswahrscheinlichkeit) werden keine weiteren Maßnahmen zur Risikominderung in Betracht gezogen.

1.3 Risikomanagementsystem & Risikominderung

Nord Stream hat ein Risikomanagementsystem zur effizienten Überwachung und Steuerung von Risiken implementiert, das auch Minderungsmaßnahmen beinhaltet. Intern werden die 'Risikoeigner' des jeweiligen Zuständigkeitsbereichs identifiziert. Die Risikoeigner sind dafür

verantwortlich, dass die Risiken pro-aktiv überwacht werden und ein effektives Risikomanagement sichergestellt wird. In allen Projektphasen werden Minderungsmaßnahmen in Betracht gezogen.

Die Berichterstattung erfolgt über das Risikoregister. Die Datenbank erstellt Risikoberichte zur Prüfung durch den Risikomanagementausschuss von Nord Stream, ein funktionsübergreifendes Team, sowie zur Berichterstattung der Risikomanager an das Management.

Es werden Strategien zur Risikominderung entwickelt und es gibt einen fortlaufenden Prozess (beaufsichtigt durch den Risikomanagementausschuss) der Überwachung, Abschätzung und Neubewertung durch Risikobewerter. Alle Risiken werden so weit reduziert, wie dies praktisch durchführbar ist (as low as reasonably practicable - ALARP-Prinzip).

Die Implementierung eines integrierten GSU-Managementsystems (GSU-MS) wird die Umsetzung der GSU-Richtlinie und der GSU-Ziele sicherstellen. Das GSU-MS kommt in allen Projektphasen zum Tragen. Die Struktur des GSU-MS basiert auf dem Planen-Durchführen-Prüfen-Handeln-Zyklus (Plan-Do-Check-Act cycle), der es Nord Stream ermöglicht, die GSU-Risiken des Projekts zu identifizieren und systematisch zu steuern, damit die Anforderungen der GSU-Richtlinie erfüllt werden. Die Gesamtstruktur des GSU-MS ist an den internationalen Normen OHSAS 18001:1999 (Occupational Safety and Health Management System: Specification) und ISO 14001:2004 (Umweltmanagementsysteme: Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung) ausgerichtet.

Nord Stream arbeitet nach einem an ISO 10005:2005 angepassten Qualitätsmanagementplan (QMP). Interne Prozesse werden als Organisationsaktivitäten definiert, welche die Konzeption, den Bau und den späteren Betrieb der Pipeline unterstützen. Für die Planungs-, Konzeptions- und Bauphase wurde eine Qualitätssicherungs- und Projektzertifizierungsphilosophie definiert und eingeführt. Ziel ist es sicherzustellen, dass das Nord Stream-Pipelinesystem nach den höchsten Standards der Offshore-Pipelinebranche entworfen, hergestellt, verlegt und in Betrieb genommen wird. In Bezug auf Konzeptions- und Bauleistungen funktioniert das QA/QC-System auf drei Ebenen:

- Nord Stream verlangt, dass alle Auftragnehmer, Hersteller und Zulieferer ein zertifiziertes und voll funktionsfähiges Qualitätsmanagementsystem betreiben
- Nord Stream hat eine unabhängige neutrale Sachverständigenorganisation beauftragt, alle Aspekte des Projekts zu bezeugen, zu auditieren und zu überwachen
- Alle kritischen Lieferanten- und Auftragnehmeraktivitäten werden von eigenen Nord Stream-Sachverständigen oder von Personal und Inspektoren, die von Nord Stream beauftragt wurden, überwacht, damit gewährleistet ist, dass die hohen vertraglich vereinbarten Standards eingehalten werden

Diese drei unabhängigen Ebenen der Qualitätssicherung werden sicherstellen, dass die Nord Stream-Pipelines nach höchsten Qualitäts- und Sicherheitsstandards entworfen und gebaut werden.

Nord Stream arbeitet mit sehr erfahrenen Partnern, wie z. B. Beratern aus dem Meeres- und Offshore-Bereich, sowie Ingenieuren um hohe Sicherheitsstandards während der Konzeptions-, Bau- und Betriebsphase sicherzustellen. Es werden alle Anstrengungen unternommen um zu gewährleisten, dass alle Risiken zuerst verstanden und dann effektiv gemanagt und gesteuert werden.

Nord Stream und seine Partner schulen fortlaufend ihr Personal und ihre Auftragnehmer in Gesundheits-, Sicherheits- und Umweltschutzmaßnahmen und Standards zur Minimierung des Einflusses menschlicher Fehler auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Pipeline.

Alle Auftragnehmer von Nord Stream sind qualifizierte Anbieter und verfügen über umfassende internationale Projekterfahrung. Die Verlege- und Betriebsverfahren entsprechen industriellen Standardverfahren. Zum Beispiel:

- Saipem wurde mit dem Verlegen des Rohres beauftragt. Das Unternehmen verlegte seine erste Offshore-Öl- und -Gaspipeline im Jahr 1982. Unlängst schloss Saipem das Dolphin-Projekt (48" Gaspipeline durch den Persischen Golf von Katar in die Vereinigten Arabischen Emirate) und verlegte die tiefste Offshore-Pipeline im Schwarzen Meer (Blue Stream-Projekt)
- Nord Stream hat dieselbe Offshore-Länge (1.200 km) wie die erfolgreiche Langeled-Pipeline (die Norwegen mit dem Vereinigten Königreich verbindet). Die Nord Stream-Technologie wurde in zahlreichen, erfolgreich arbeitenden Offshore-Pipelines gründlich erprobt

Höchste Sicherheitsstandards sind für Nord Stream ein primäres Ziel der Konzeption. Darum wurden entsprechend den maßgeblichen DNV-Standards Risiken für die Pipelineintegrität, verursacht durch Gefahren wie Erdbeben, Sturm, Küstenerosion, Eis, Wellen und Strömungen, Schleppnetzaktivitäten, Schiffsverkehr und Korrosion, bei der Pipelinekonzeption berücksichtigt.

Zum Beispiel:

- Nord Stream wird praktisch undurchdringliche Stahlrohre von bis zu 41 mm Dicke mit einer externe Betonummantelung von bis zu 110 mm verwenden
- Zur Verhinderung von Korrosion wird auf die Pipeline eine Antikorrosionsbeschichtung aufgetragen. Zudem werden an der Pipeline Opferanoden befestigt

-
- Im Winter führen die Temperaturen an der russischen Küstenlinie des Finnischen Meeresbusens zu Eisbildung. Darum wird die Nord Stream-Pipeline unterhalb der maximalen Tiefe von Eisfurchen in diesem Gebiet eingegraben

Risiken während des Baus werden in erster Linie durch Vermeidung und in zweiter Linie durch Sicherheitsprozeduren gemindert. Die Einzelheiten der Bauphase sind in **Abschnitt 2** näher behandelt. Beispiele für Risikominderungsmaßnahmen beinhalten:

- Um das Risiko der Kollision zwischen Verlegeschiffen und vorbeifahrenden Schiffen zu reduzieren, wird rund um das Baugebiet eine Sperrzone errichtet
- Die Eisdecke ist Ende Februar/Anfang März am dicksten. Eis tritt vor allem im Finnischen Meeresbusen auf. Darum sind in dieser Jahreszeit keine Bauarbeiten in diesem Gebiet geplant

Während der Betriebsphase der Pipeline ergeben sich im Falle eines Pipelinedefektes potenzielle Auswirkungen für Dritte und für die Umwelt. Diese Risiken wurden evaluiert und bei Bedarf Minderungsmaßnahmen implementiert. Beispiele für Risikominderungsmaßnahmen beinhalten:

- Korrosionsschutz wurde in der Konzeption berücksichtigt
- Es wurde eine Qualitätskontrolle eingerichtet, um das Risiko von Materialdefekten während der Herstellungs- und Bauphase zu minimieren
- Es finden regelmäßig interne und externe Inspektionen der Pipeline statt, um deren Integrität sicherzustellen
- Die Betriebsparameter werden kontinuierlich überwacht

Eine detaillierte Beschreibung der Methodik und der Ergebnisse der Risikobewertung im Hinblick auf die Bau- und Betriebsphase ist in **Kapitel 5 "Risikobewertung"** des Espoo-Berichts zu finden. Im folgenden Abschnitt werden einige der Hauptrisiken die in diesem Kapitel hervorgehoben wurden zusammengefasst.

2 Gefahren für die Meeressicherheit

Das Nord Stream-Projekt umfasst den Bau von zwei parallelen Pipelines, die auf einer Länge von 1.220 km auf dem Meeresboden der Ostsee verlaufen. Die Pipeline wird durch Verschweißen von Rohrabschnitten an Bord eines speziellen Pipeline-Verlegeschiffes hergestellt, das die fertig verschweißen Abschnitte am Meeresboden platziert. Die zum Verlegen einer Pipeline erforderlichen Aktivitäten sind in **Abbildung 2.1** beschrieben.

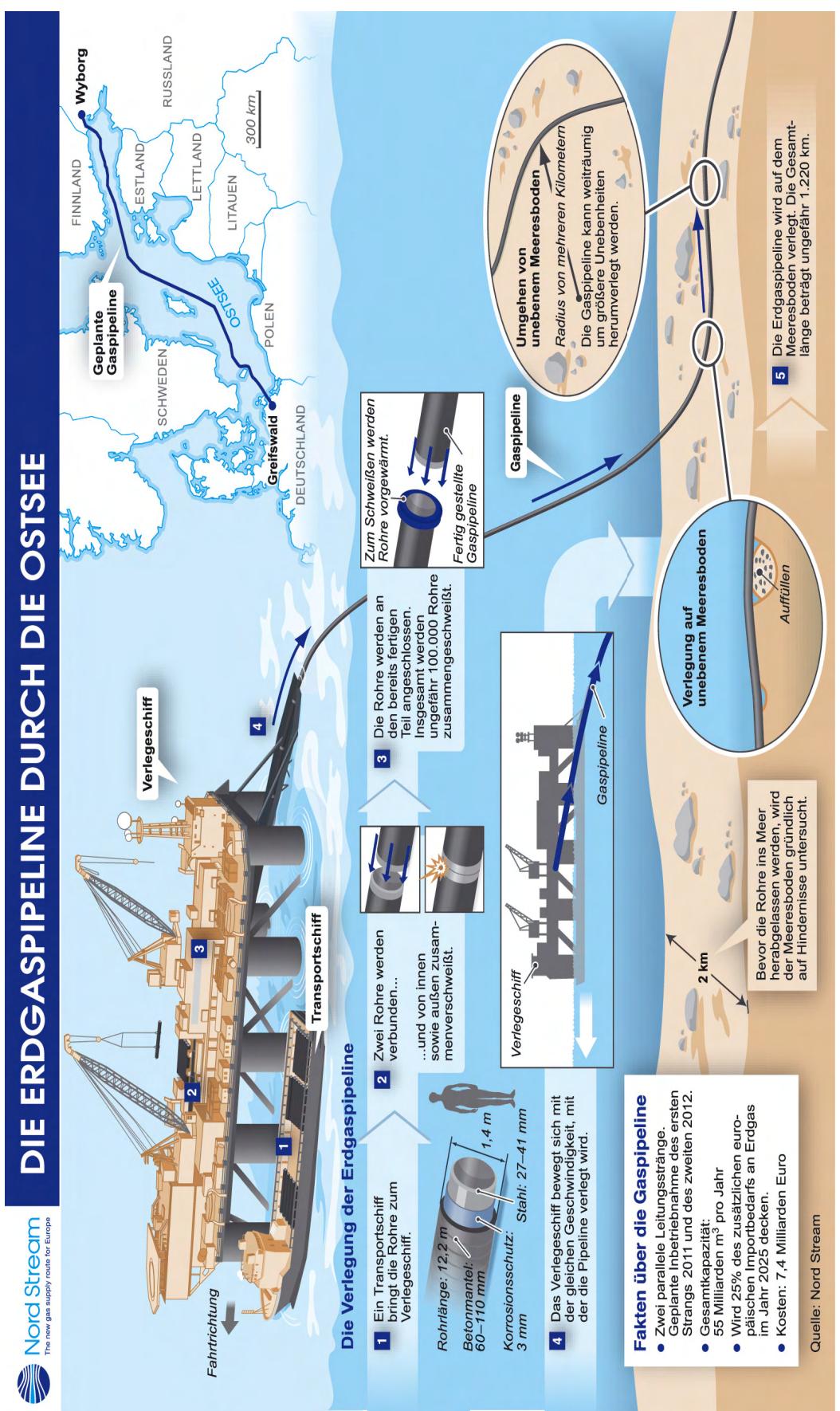


Abbildung 2.1 Verlegen der Pipeline

Ein Beispiel für ein Pipeline-Verlegeschiff ist in **Abbildung 2.2** zu sehen. Typische Beispiele für Versorgungsschiffe sind in **Abbildung 2.3** und **Abbildung 2.4** zu sehen.



Abbildung 2.2 Pipeline-Verlegeschiff Castoro 6



Abbildung 2.3 Ankerschlepper



Abbildung 2.4 Typisches Rohrtransportschiff

Die Bauaktivitäten und der Betrieb der Pipelines bringen eine Reihe maritimer Gefahren mit sich, deren Risiken untersucht werden müssen. Diese lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Schiffskollisionen unter den Bauschiffen und anderen Schiffen, welche die Ostsee befahren
- Bauaktivitäten, die zur Freilegung nicht explodierter Munition oder chemischer Kampfstoffe führen
- Ausrüstung von Fischereischiffen, die sich an den Pipelines verfängt, was zur Beschädigung des Schleppnetzgeräts und in extremen Fällen, bei inkorrektener Handhabung, zum Verlust des Fischereischiffes führen kann
- Ein Defekt der Pipeline (aus einer Reihe verschiedener potenzieller Gründe), der dazu führt, dass Gas freigesetzt wird, das sich entzünden und auf der Ostsee fahrende Schiffe beeinträchtigen kann

Die Betrachtung jeder dieser maritimen Risiken werden in den folgenden Abschnitten ausgeführt.

3 Bewertung maritimer Risiken

3.1 Schiffskollisionen

Der gesamte gewerbliche und militärische Schiffsverkehr in den Hoheitsgewässern von Russland, Dänemark und Deutschland oder in den AWZ von Russland, Finnland, Schweden, Dänemark und Deutschland (durch welche der Pipelinebau geplant ist) wird von den jeweiligen nationalen Küstenwachen in Absprache mit Nord Stream über die Aktivitäten informiert.

Bauschiffe, die frei manövriert sind, wie Rohrtransport- und Versorgungsschiffe, stellen kein größeres Risiko dar als andere Schiffe, die in diesem Gebiet verkehren. Alle Schiffe operieren nach den Internationalen Regeln zur Verhütung von Kollisionen auf See und müssen Maßnahmen zu Verhinderung ergreifen, wenn sie Schiffen begegnen, die mit Fischfang beschäftigt sind. Bauschiffe machen einen vernachlässigbaren Anteil an der Gesamtzahl der Schiffe aus, da zu jeder beliebigen Zeit rund 2.000 Schiffe in der Ostsee unterwegs sind.

Die Einführung des automatischen Identifizierungssystems der HELCOM im Jahr 2005, sowie die Einführung von Verkehrstrennungssystemen und Schiffsmeldesystemen in der Ostsee, wie z. B. das Meldesystem des Finnischen Meerbusens (Gulf of Finland Reporting System), haben sich positiv auf die Sicherheit der Navigation ausgewirkt und möglicherweise in den vergangenen Jahren zu geringeren Kollisionszahlen vor allem im Finnischen Meerbusen, beigetragen.

Abbildung 2.2 zeigt ein typisches Pipeline-Verlegeschiff. Weder das Pipeline-Verlegeschiff noch die Ankerschlepper sind, wenn sie sich in Betrieb und in Position befinden, frei manövriert. Während der Bauaktivitäten wird zusätzlich zu den üblichen Navigationsmaßnahmen der Handelsschifffahrt um die Bauschiffe herum eine Sicherheitszone (Sperrgebiet) errichtet (wie in **Abbildung 3.1** zu sehen).

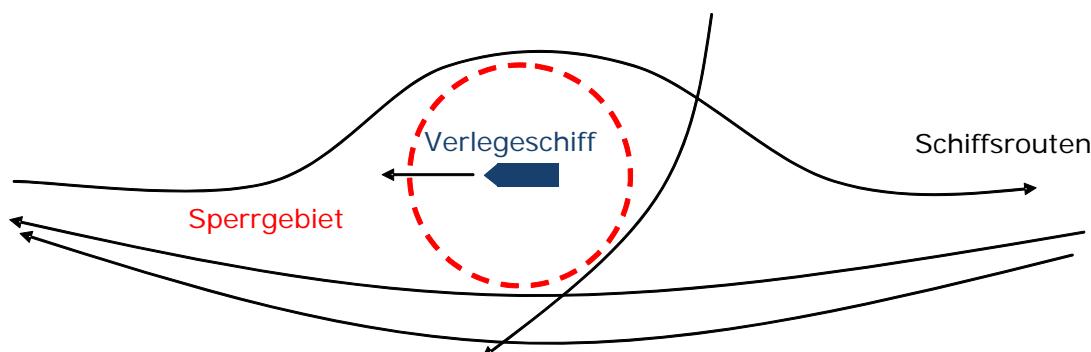


Abbildung 3.1 Um das Pipeline-Verlegeschiff errichtete Sperrgebiet

Des Weiteren ist es üblich, nautische Warnnachrichten lange vor Baubeginn herauszugeben. Diese werden durch regelmäßige NAVTEX-Warnungen (Telex) und mündliche Warnungen per UKW-Seefunk ergänzt. UKW-Funk wird für viele Zwecke genutzt, unter anderem für das Beordern von Rettungsdiensten und für die Kommunikation mit Häfen und Anlegestellen, und arbeitet im Ultrakurzwellen-Frequenzbereich. Um die Kommunikation mit lokalen Schiffen zu ermöglichen werden auf den Verlegeschiffen erfahrene Muttersprachler eingesetzt.

Außerdem finden ständig visuelle Überwachung sowie eine Radarüberwachung statt. Die Bauschiffe sind mit ARPA-Radarsystemen (Automatic Radar Plotting Aid) ausgestattet, die automatisch den Kurs vorbeifahrender Schiffe aufzeichnen und Alarm auslösen, wenn eine potenzielle Kollisionssituation auftritt. AIS-Systeme (Automatische Identifizierungssysteme) unterstützen auch die Identifizierung vorbeifahrender Schiffe und liefern Informationen zu Position, Kurs und Geschwindigkeit. Diese Hilfen sind besonders effektiv bei schlechter Sicht.

Dennoch hat Nord Stream die Risiken bewertet, die sich für die Öffentlichkeit (d. h. Besatzung und Passagiere) auf vorbeifahrenden Schiffen durch potenzielle Schiffskollisionen ergeben, und aufgezeigt, dass die Risiken extrem niedrig sind.

Die NATO sowie verschiedene baltische Staaten führen in der Ostsee militärische Übungen durch und unterhalten dort unter anderem Übungsgebiete für Bombardierungen, Minenverlegung und U-Boot-Tauchgänge. Die Bereiche in denen militärische Übungen entlang der Pipelinetrasse durchgeführt werden, wurden im Rahmen einer speziellen Projektstudie identifiziert. Nord Stream hat die entsprechenden nationalen Verteidigungs-/Marinebehörden kontaktiert, um diese über die maßgeblichen Bauarbeiten und die nachfolgenden Aktivitäten zu informieren. Es ist beabsichtigt zu vereinbaren, dass die Länge der Pipelineabschnitte, die von Militärschiffen gekreuzt werden könnten, auf ein Minimum reduziert wird. Generell sollen Absprachen getroffen werden, die gewährleisten, dass sich die Auswirkungen militärischer Aktivitäten auf die Pipeline auf ein Minimum beschränken. Die Pipeline wird auf den relevanten Seekarten vermerkt, um sicherzustellen, dass die in der Nähe der Pipeline verkehrenden Schiffe deren genaue Position kennen.

Kollisionen mit Militärschiffen wurden im Rahmen der quantitativen Risikobewertung nicht gesondert erörtert, da die erforderlichen Daten zu diesen Schiffen nicht ohne weiteres zur Verfügung stehen. Der Grund hierfür ist, dass Militärschiffe nicht über ein AIS (Automatic Identification System) verfügen müssen. Da der militärische Schiffsverkehr im Vergleich zum kommerziellen relativ gering ist, wird folglich nicht erwartet, dass eine Zunahme der Militärschiffe die Frequenzen der Schiff-Pipeline-Interaktion signifikant erhöhen würde. Zudem verfügen Militärschiffe in der Regel über eine größere Besatzung und bessere Wachmaßnahmen als gewerbliche Schiffe und weisen daher ein geringeres Kollisionsrisiko auf.

3.2 Blindgänger und chemische Kampfstoffe

Im Jahr 1947, nach dem Ende des Zweiten Weltkrieges, wurden chemische Kampfstoffe auf dem Meeresboden verklappt, und zwar vorwiegend in den Verkippungsgebieten Gotland und Bornholm. Die Bedenken hinsichtlich chemischer Kampfstoffe liegt bei ihrem Potential während der Bauarbeiten auf sie zu treffen und die möglichen Auswirkungen der freigesetzten Stoffe auf Menschen oder die Meeresumwelt. Ähnliche Bedenken bestehen in Bezug auf Blindgänger aus dem 2. Weltkrieg.

Es wurden Munitionsuntersuchungen durchgeführt, um die Position von nicht explodierter Munition und chemischen Kampfstoffen festzustellen, die während der Bauarbeiten und der Lebensdauer des Pipeline-Systems möglicherweise eine Gefahr für die Pipeline oder die Umwelt darstellen.

Die Untersuchung umfasste Folgendes:

- Identifizieren und kartieren von möglicher Munitionsfundstellen, die potenziellen Einfluss auf die Konzeption, den Bau und die langfristige Integrität der Pipeline haben
- Durchführen einer Sichtprüfung und Klassifizierung von Zielen, um mögliche Munition zu identifizieren
- Integration von, aus vorherigen Untersuchungen identifizierten, Anomalien und Objekten/Zielen und Abgleich mit öffentlichen Daten
- Bodenbeprobung in der Nähe des Verkippgebietes für chemische Kampfstoffe

Auf Grundlage derartiger Untersuchungen wurde die Pipelinetrasse so gewählt, dass Munitionsvorkommen möglichst umgangen werden und andernfalls entfernt werden. Die Breite des 'Sicherheitskorridors' (25 m beidseits der Trasse) basiert auf einer detaillierten Analyse der Effekte von Unterwasserexplosionen, wobei die Ausbreitung der Schockwelle, die Pipelinebelastung und die Pipelinereaktion (lokale und umfassende Deformationsarten, Spannungen auf den Rohrstaahl und elastoplastisches Verhalten des Betonmantels) berücksichtigt wurden. Die Analyse basiert auf einer theoretischen Ladung von 2.000 kg (das größte nicht explodierte Objekt, das jemals in der Ostsee gefunden wurde, hatte ein Ladungsgewicht von 935 kg; die meisten Objekte haben weniger als 300 kg Ladungsgewicht) und zeigt, dass eine solche Explosion in einer Entfernung von 12 m von der Pipeline nicht zur Freisetzung von Gas führen würde. Saipem ist vertraglich verpflichtet, die Pipeline mit einer Toleranz von +/- 7,5 m zu verlegen. Dies soll gewährleisten, dass am Rand des Korridors die Pipeline nicht durch explodierende Munition beschädigt wird.

Zudem besteht eine geringe Wahrscheinlichkeit, dass Munition während der Bauarbeiten aufgewirbelt wird und nach Abschluss der Bauarbeiten auf das Rohr sinkt. Angaben zufolge sind die Strömungen in den Verkippgebieten im Bereich des Meeresbodens jedoch zu

schwach, um schwere Munition zu bewegen. Entsprechend wird dieses Risiko als niedrig eingestuft.

Das dänische National Environmental Research Institute (NERI) hat zwei spezielle Studien zu chemischen Kampfstoffen durchgeführt und dabei unter anderem Interviews mit interessierten Stakeholdern auf Bornholm geführt (z. B. Fischereiverband, Natural Conservation Society, Tiefseetaucher).

Zwar wurden durch die Verklappung von chemischen Kampfstoffen im Jahr 1947 Fischbestände getötet und Fischer sind seitdem mit chemischen Kampfstoffen in Kontakt gekommen, seit mindestens einem Jahrzehnt wurde in den dänischen Medien jedoch kein entsprechender akuter Arbeitsunfall gemeldet. Ein Großteil der verklappten chemischen Kampfstoffe hat seit 1947 seine gefährliche Wirkung verloren. Derzeit lassen sich an den Klappstellen große Fischbestände beobachten, und die Studien zeigen, dass Bedenke bezüglich der Umwelt im Großen und Ganzen begrenzt sind.

Im Bereich der Pipelinetrasse in der Nähe der Verklappgebiete wurden zudem umfangreiche Bodenproben entnommen und Sedimentanalysen durchgeführt. Die Laborergebnisse haben entlang der Pipelinetrasse keine Schadstoffquellen ergeben. Angesichts der Geschichte dieses Gebiets weisen die Ergebnisse offenbar auf eine diffuse, niedrige Hintergrundbelastung hin. Die ermittelten Konzentrationen sind sehr niedrig und stellen keine Beeinträchtigung für die Meeresumwelt dar. Die Maximalkonzentrationen deuten nicht auf ein Konflikt hinsichtlich der Pipelinetrasse hin (diese wurde so gewählt, dass bekannte Wracks mit möglichen Beständen an Munition oder chemischen Kampfstoffen gemieden werden).

3.3 Schleppnetzeinsatz und Risiko für Fischereifahrzeuge und die Pipeline

Nord Stream führt einen ständigen Dialog mit Ostsee-Fischereiverbänden und -behörden, um die erforderlichen Maßnahmen zur Koordination von Fischerei- und Bauaktivitäten zu besprechen und zu vereinbaren.

Zur Behandlung von Fragen im Zusammenhang mit Fischereiaktivitäten in allen betroffenen Ländern wurde innerhalb von Nord Stream eine Fischerei-Arbeitsgruppe (Fishing Working Group - FWG) gebildet, um alle fischereibezogenen Aktivitäten zu organisieren und zu koordinieren. Die FWG befasst sich auch mit der Festlegung und Implementierung einer gemeinsamen Strategie innerhalb der nationalen Projektgruppen (Task-Forces) der Ursprungsländer und anderer betroffener Länder. Die Strategie wird auf Studien, Tests und Risikobewertungen von FOGLA, SINTEF, Rambøll und DNV basieren.

Erfahrungen mit verschiedenen Offshore-Pipelines in der Nordsee zeigen, dass Fischerei und Offshore-Pipelines sicher nebeneinander bestehen können. Die Situation in der Ostsee ist

potentiell anders, was die Schleppnetzgeschirrtypen, die Größe der Schiffe/Motoren und die Meeresbodenbedingungen betrifft. Darum müssen mögliche Interaktionen zwischen dem Schleppnetzgeschirr und der Pipeline während der Betriebsphase sorgfältig bewertet werden.

Während der Bauphase muss die Fischerei in einer um die Pipeline-Verlegeschiffe und Versorgungsschiffe errichtete Sicherheitszone vorübergehend eingestellt werden. Es ist auch üblich, einen Fischereivertreter an Bord eines der Bauschiffe zu haben, der die Aktivitäten bei Bedarf abstimmt und die Fischer vor Baubeginn und während der Bauaktivitäten mit Informationen versorgt.

Während des normalen Pipelinebetriebs werden in den Bereichen um die Pipelines Schleppnetze eingesetzt. In den Bereichen, in denen die Pipeline in einem Graben verlegt oder durch eine Steinschüttung abgedeckt wird, besteht keine Gefahr, dass durch den Schleppnetzeinsatz sich die Schleppnetzausrüstung und die Pipeline gegenseitig beeinträchtigen. Wo die Pipeline nicht eingegraben ist, könnte jedoch das Scherbrett oder der Gewichtsanker mit der Pipeline in Kontakt kommen, wenn am Boden der Ostsee Schleppnetze eingesetzt werden.

In den meisten Fällen wird das Schleppnetz darüber hinweg gezogen, aber die Schleppnetzausrüstung könnte sich potenziell an der Pipeline verhaken, vor allem in Bereichen mit freien Spannweiten oder bei einem geringen Ansteuerungswinkel zur Pipeline. Dies kann dazu führen, dass die Schleppnetzausrüstung beschädigt wird oder hohe Kräfte auf den Schleppnetzdraht ausgeübt werden, so dass der Draht reißt und das Geschirr verloren geht. Die Art des Sediments hat ebenfalls Einfluss auf die Wahrscheinlichkeit, dass sich das Netz verfängt, da es beeinflusst, wie weit sich die Pipeline im Meeresboden absetzt und wie weit ein Scherbrett sich in den Meeresboden eingräbt, wenn es an der Pipeline entlang gezogen wird.

Ein Verfangen kann in extremen Fällen, inkorrekt Handhabung, zum Verlust des Fischereischiffes und seiner Besatzung führen, wie dies 1997 in britischen Gewässern der Fall war. Allerdings kenterte das betreffende Schiff schließlich während des Versuchs, das verhakte Netz einzuholen, und nicht infolge des eigentlichen Verfangens. Dies zeigt, wie wichtig es ist, dass die Fischer informiert und geschult werden, wie sie sich verhalten müssen, wenn das Schleppnetzgeschirr sich verfängt bzw. verhakt.

Nord Stream hat diese Problematik sehr detailliert untersucht und stellt weitere Untersuchungen hierzu an. Diese Untersuchungen umfassen Folgendes:

- Die Identifizierung von Fischfangtechniken, Fischereifahrzeugen und -geschirren, die in der Ostsee verwendet werden (FOGA)
- Eine Studie zur Interaktionen zwischen Pipeline und Schleppnetzgeschirr (Snamprogetti) mit Fokus auf der Pipelineintegrität. Hierbei wurden die folgenden Interaktionsphasen zwischen Pipeline und Schleppnetzgeschirr berücksichtigt:

- Auswirkungen, einschließlich der Evaluierung der Aufprallenergie (Bewertung der Fähigkeit des unbedeckten Stahlrohrs, Aufprallkräften standzuhalten, und gesonderte Bewertung der Fähigkeit des Betons, durch das Schleppnetzgeschirr ausgeübte kinetische Energie abzuleiten)
- Das Drüberziehen des Netzes, einschließlich Interaktionskraftberechnungen und Analyse der Rohrreaktion während der Beeinträchtigung durch das Schleppnetz und danach. Bei der Analyse der Rohrreaktion werden Interaktionslasten der größten erwarteten Schleppnetzausrüstung berücksichtigt.
- Verhaken/Verfangen, einschließlich der Analyse der Rohrreaktion nach dem Anheben vom Meeresboden
- Eine Bewertung des Beschädigungsrisikos von Schleppnetzgeschirr (Rambøll). Hierbei wurden unter Berücksichtigung der Dauer des Schleppnetzeinsatzes pro Fischzug, der Schleppgeschwindigkeit, sowie der Anzahl der Einsätze pro Tag die Anzahl der die Pipeline kreuzenden Schleppnetze und die damit verbundenen Risiken ermittelt
- Ein "Overtrawability"-Modellexperiment (Fähigkeit von Fischereifahrzeugen, ihr Schleppnetzgeschirr über die Pipeline zu ziehen ohne einen Schaden oder Verlust ihrer Ausrüstung zu riskieren) mit bis zu 2 m langen freien Spannweiten wurde vom 16.–19. Dezember 2008 von SINTEF in Hirtshals, Dänemark, durchgeführt. Fischereiverbände aus Deutschland, Dänemark, Finnland, Schweden, Polen und den Niederlanden sowie Vertreter von BS-RAC, FOGA und DNV nahmen daran teil

Die ursprüngliche Analyse von Beschädigungen des Schleppnetzgeschirrs, bedingt durch Verfangen an der Pipeline, deutete auf eine niedrige Frequenz von Schäden und eine extrem niedrige Verlustfrequenz von Fischereifahrzeugen im Falle inkorrektener Handhabung hin. Dennoch hat Nord Stream angesichts der Bedeutung dieser Angelegenheit und der auf der Einschätzung von Ingenieuren beruhenden Annahmen, die notwendiger Bestandteil solcher Analysen sind, weitere Studien und Empfindlichkeitsanalysen initiiert, um die Robustheit dieser Schlussfolgerung sicherzustellen.

Die Analyse von Schleppnetzeinsätzen zeigt, dass die Pipeline in Fällen, in denen sie auf dem Meeresboden aufliegt, durch einen Kontakt mit Schleppnetzausrüstung (Aufprall und Ziehen der Ausrüstung über die Pipeline) nicht beeinträchtigt wird. Die größten Kräfte werden auf die Pipeline ausgeübt, wenn sich die Schleppnetzausrüstung unter der Pipeline verfängt bzw. verhakt. Das Schleppnetzgeschirr würde beschädigt werden, bevor ein Schaden an der Pipeline entsteht.

Ungeachtet des sehr geringen Restrisikos wird Nord Stream sicherstellen, dass die Zahl der freien Spannweiten auf ein Minimum reduziert wird, die Fischer zu den Risiken des Fischens in der Nähe der Pipeline Schulungen und Informationen erhalten und der Pipelineverlauf auf

Seekarten vermerkt wird. Nord Stream zieht auch Minderungsmaßnahmen und Beschränkungen in bestimmten Gebieten, wo die Pipeline ein Risiko für Fischereifahrzeuge und deren Crews darstellen könnte, in Betracht. Hierzu werden Gespräche auf nationaler Ebene geführt.

3.4 Nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustand der Pipeline

Auslegung und Betrieb der Nord Stream-Pipelines erfolgen auf der Basis des von Det Norske Veritas (DNV) Norwegen, herausgegebenen Codes DNV OS-F101, Unterwasser-Pipelinesysteme (Submarine Pipeline Systems). Dieser Standard enthält Kriterien und Richtlinien zu Konzeption/Konstruktion, Materialien, Erzeugung, Fertigung, Installation, Vorbetriebnahme, Inbetriebnahme, Betrieb und Wartung von Pipelinesystemen.

Aufgrund ihres Umfangs und der detaillierten Behandlung einer Vielzahl von Themen finden der DNV-Code sowie die Anleitungsstruktur eine große Akzeptanz und Anwendung. So arbeiten Offshore-Konstruktionsunternehmen beispielsweise schon seit Jahrzehnten standardmäßig mit den DNV-Konstruktionscodes. Der DNV-Code für Unterwasserpipelines bildet derzeit die Grundlage für sämtliche Meerespipelines der dänischen und norwegischen Nordseeöl- und -Gasförderprojekte und kommt auch weltweit weitgehend zur Anwendung.

Die Nord Stream-Pipelines werden aus hochwertigem Karbonstahl hergestellt und haben einen Nenndurchmesser von 48" und einen konstanten Innendurchmesser von 1.153 mm. Die Pipelines werden aus 12,2 m langen Leitungsrohren gebaut, die zusammengeschweißt werden. Die Wanddicke der Pipeline schwankt zwischen 26,8 und 41,0 mm, was zusammen mit der dreilagigen Antikorrosionsbeschichtung aus Polyethylen (4 mm) und einer Betonummantelung (60 bis 110 mm dick) für eine extreme Widerstandsfähigkeit der Pipelines sorgt.

Abbildung 3.2 zeigt eine diagrammatische Darstellung der Pipeline sowie ihrer Antikorrosionsbeschichtung und Betonummantelung.

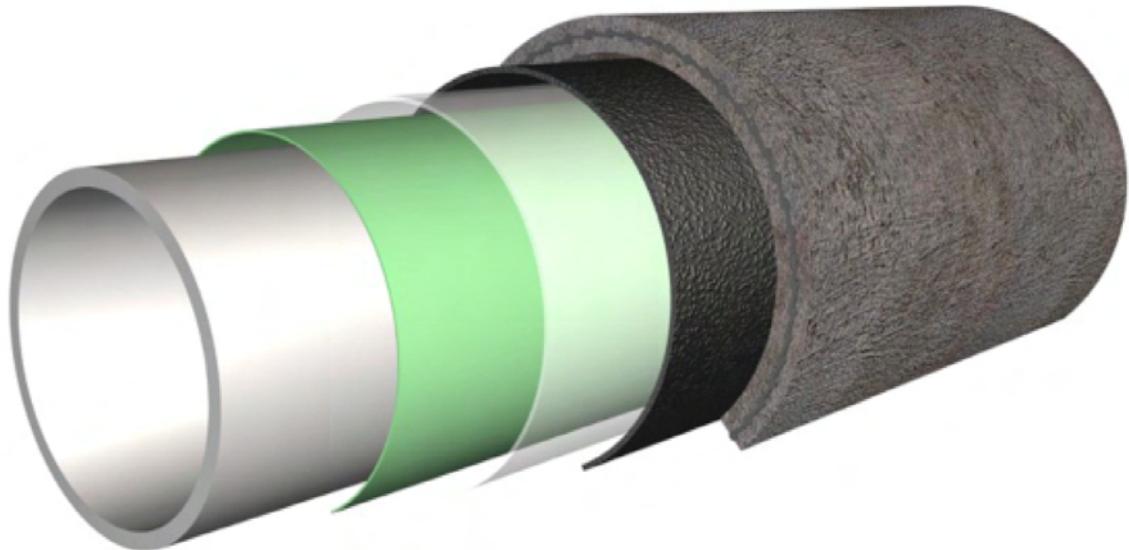


Abbildung 3.2 Betonummantelung über der dreilagigen Antikorrosionsbeschichtung

Das Verschweißen der neuen Einzelrohre an Bord des Verlegeschiffes zu einer fortlaufenden Pipeline wird als halb- oder vollautomatischer Prozess durchgeführt. In **Abbildung 3.3** ist zu sehen, wie eine Montageschweißnaht hergestellt und getestet wird. Hier ist auch die Größe der Pipelines erkennbar.



Abbildung 3.3 Herstellung (links) und automatische Ultraschallprüfung (rechts) einer Montageschweißnaht

Nachstehende mögliche Ursachen zum nicht bestimmungsgemäßem Betriebszustand der Pipeline im Rahmen des Betriebs wurden in Betracht gezogen:

- Korrosion (innen und außen)
- Material- und mechanische Defekte
- Naturgefahren z. B. Strömung, Wellengang, Sturm
- Andere/Unbekannte, z. B. Sabotage, versehentlich mitgeführte Minen
- Äußere Beeinträchtigungen, z. B. Fischfang, militärischer und gewerblicher Schiffsverkehr usw

Diese Gefahren wurden auf Grundlage einer Gefahrenidentifizierungsübung sowie einer Dokumentationsprüfung von nicht bestimmungsgemäßen Betriebszuständen von Pipelines ermittelt. Die Identifizierung der möglichen Ursachen nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände ist sehr wichtig, da dadurch möglicherweise der Verlauf eines Ereignisses beeinflusst wird. Beispiel: Durch gesunkene Schiffe verursachte Pipelineschäden verursachen in der Regel einen größeren Schaden (z. B. Gasaustritt) als ein geworfener Anker, da die Masse eines Schiffs im Vergleich zu einem Anker wesentlich höher ist.

Diese möglichen Ursachen nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände werden nachstehend detailliert beschrieben:

Korrosion

Innere und äußere Korrosionsbildung gelten aus folgenden Gründen als unwesentlich für die Gesamtvorfallrate:

- Das Gas ist trocken (entsprechend wird das Risiko einer inneren Korrosionsbildung reduziert)
- Äußerer Korrosionsschutz, bestehend aus einem Hauptsystem (qualitativ hochwertige Antikorrosions- und Betonbeschichtung) und einem Sekundärsystem (Kathodenschutz durch Opferanoden)
- Zur Vermeidung von H₂S-induzierter Korrosion wurde ein hochwertiger Stahl gewählt
- Hohe Wandstärke der Pipeline (verringert die Wahrscheinlichkeit, dass durch Korrosion vor deren Erkennung eines nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes verursacht wird)
- Einsatz intelligenter Molche zur geplanten regelmäßigen Inspektion (eine mögliche Korrosionsbildung kann so rechtzeitig erkannt werden)

Material- und mechanische Defekte

Unter diese Kategorie fallen sowohl Materialdefekte im Stahlrohr (Defekte bei der Blechherstellung oder Defekte in der Längsverschweißung des Rohrs) als auch Konstruktionsfehler (in der Regel wesentliche Defekte in der Rundnaht). Erfahrungen zeigen, dass derartige Ereignisse nur in seltenen Fällen zu nicht bestimmungsgemäßen Betriebszuständen der Pipeline führen. Dies gilt insbesondere für moderne Pipelines, bei deren Bau eine fortschrittliche Rohrtechnik und Qualitätskontrolle, sowie moderne Schweißtechniken und Kontrollverfahren zum Einsatz kommen. Entsprechend wird die durch mechanische Defekte bedingte Austrittshäufigkeit als unwesentlich eingestuft, da folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

- Sämtliche Materialien, Fertigungsmethoden und -verfahren werden den anerkannten Standards, Verfahren und/oder Erwerberspezifikationen entsprechen
- Die zerstörungsfreie Prüfung am Fertigungsstandort (Rohrwerke) wird entsprechend den DNV-Standards durchgeführt
- Im Rohrwerk werden die einzelnen Rohrverbindungen einem Drucktest unterzogen
- Vor der Rohrverlegung auf dem Meeresboden werden die einzelnen Schweißnähte an Bord des Verlegeschiffs einer automatischen Ultraschallprüfung unterzogen und freigegeben
- Um die Integrität der Pipeline sicherzustellen, wird die Rohrspannung während des Verlegevorgangs permanent überwacht
- Der Ablagepunkt des Rohres auf dem Meeresboden wird permanent durch ein ferngesteuertes Unterwasserfahrzeug (ROV) überwacht, um eine optische Überprüfung der Pipelineintegrität auf dem Meeresboden gewährleisten zu können
- Eingriffe am Meeresboden (Gesteinsaufschüttungen und nachträgliches Eingraben) zur endgültigen Stabilisierung der Pipelines am Meeresboden
- Nach der Offshore-Installation wird das Pipelinesystem einem Drucktest unterzogen

Inspektoren von Lieferanten und Bauunternehmen sowie Inspektoren von Nord Stream und DNV (für Deutschland ebenfalls SGS-TÜV) führen zudem verschiedene Inspektionen durch.

Gefährdung durch Naturgewalten - Erdbeben

Man hat geologische Daten zusammengetragen und ausgewertet und eine umfassende seismische Gefahrenbewertung durchgeführt.

Abbildung 3.4 zeigt die historischen Daten und die Verteilung seismischer Aktivität vom 14. Jahrhundert bis 2006. Südfinnland, die Ostsee und die umliegenden Regionen (d. h. Norddeutschland, Polen, Litauen, Lettland und Estland) sind nahezu aseismisch. Anhand dieser Ergebnisse ist man zu dem Schluss gekommen, dass seismische Aktivität nicht die ausschlaggebende Bemessungsbelastung für die Pipeline ist (nach Einschätzung der Ingenieure). Dennoch wird angesichts der Widerstandsfähigkeit der Pipeline erwartet, dass ein schweres Erdbeben eintreten müsste, damit ein signifikanter Defekt auftritt. In einem solchen Fall werden die Hauptauswirkungen für Menschen voraussichtlich nicht auf die Freisetzung von Gas aus den Pipelines zurückzuführen sein, sondern auf den Tsunami, der dadurch hervorgerufen werden könnte.

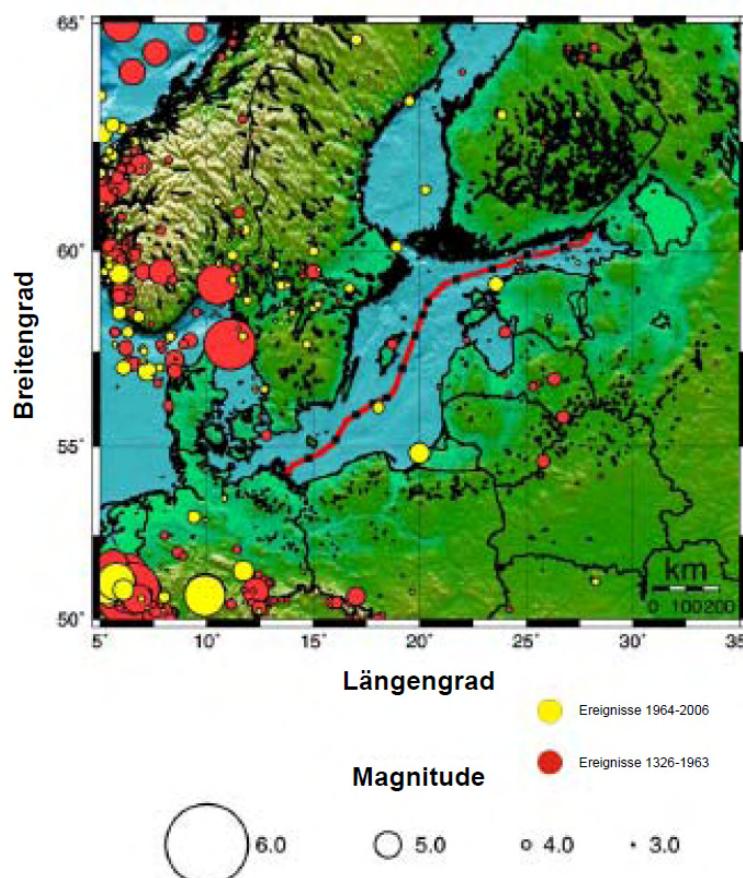


Abbildung 3.4 Seismische Aktivität des Untersuchungsgebietes

Gefährdung durch Naturgewalten - Erdrutsche

Die Entstehung von Erdrutschen, welche die Pipelineintegrität beeinträchtigen könnten, wurde zu Projektbeginn für die gesamte Pipelinetrasse qualitativ bewertet. Man ist zu dem Schluss gekommen, dass für die Pipelines keine Gefährdung durch Erdrutsche ausgeht.

Dass ein Erdrutsch entsteht, setzt voraus, dass mehrere Bedingungen gleichzeitig vorliegen, wie z. B.:

- 1) Dicke Schichten von sehr weichen Sedimenten an Steilhängen
- 2) Steilhänge, welche die Entwicklung von Bodeninstabilität auslösen können
- 3) Auslösemechanismen, welche die Erdrutsche hervorrufen (z. B. seismische Lasten, Wellenlasten, rasche Akkumulation weicher Sedimente)

Derartige Bedingungen wurden entlang der Pipelinetrasse nicht festgestellt. Zudem ist die vorgeschlagene Pipelinetrasse weit entfernt von signifikanten Querneigungen.

Gefährdung durch Naturgewalten – Extremer Sturm

Die folgenden Metocean-Auslegungsbedingungen wurden für die detaillierte Konzeption der Nord Stream-Pipelines für Wiederholungsperioden von 1, 10 und 100 Jahren verwendet.

- Saisonale und ganzjährige richtungsabhängige Extreme von Winden, Wellen und Strömungen
- Richtungsabhängige signifikante Wellenhöhe
- Wellen- und Strömungsklima für Ermüdungsanalyse
- Lufttemperaturexreme und Klima an den Anlandungsstellen
- Dauer von Sturm- und windstillen Bedingungen für Baustellenaktivitäten
- Variabilität des Meeresspiegels
- Hydrologische Meerwasserparameter (Temperatur, Salzgehalt und Dichte)
- Vorkommen und Ausdehnung von Eisdecken

Abbildung 3.5 zeigt ein typisches Beispiel für extreme Windgeschwindigkeit und Windrichtungsdaten für Wiederholungsperioden von 1, 10 und 100 Jahren an einer bestimmten Stelle der Pipeline.

Die Bedingungen mit der größten Last für verschiedene Punkte entlang der Trasse wurden als Auslegungsbedingungen gewählt. Die Pipeline wurde so ausgelegt, dass sie den Maximalkräften eines 100-Jahressturms (DNV-Code-Anforderung) standhält.

Es ist auch anzumerken, dass die Rohrtransport-, Fallrohr- und Versorgungsschiffe im Falle extremer Witterung während der Bauphase im nächstgelegenen vorgesehenen Sicherheitsbereich, z. B. Hafen, Schutz suchen werden. Die Pipeline-Verlegeschiffe sind wesentlich größer und können im Allgemeinen einen Sturm überstehen, ohne Schutz suchen müssen, obwohl es erforderlich sein kann, das Rohr abzulegen, bevor das schlechte Wetter hereinbricht. Bei extremen Bedingungen könnten die Pipeline-Verlegeschiffe für die Dauer des Sturms ebenfalls einen geschützten Ort anfahren. Es sind keine Fälle bekannt, in denen ein Pipeline-Verlegeschiff gesunken oder gekentert ist.

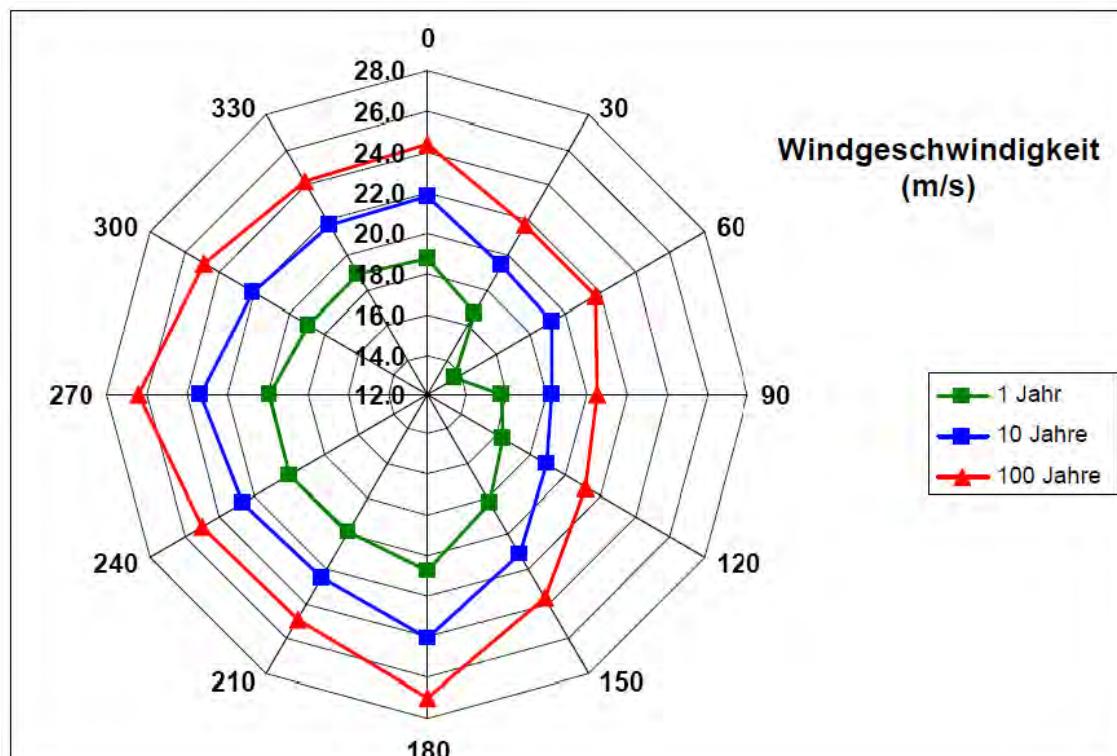


Abbildung 3.5 Richtungsabhängige Windgeschwindigkeitextreme für Wiederholungsperioden von 1, 10 und 100 Jahren

Gefährdung durch Naturgewalten – Historische Erfahrungen

In der Datenbank PARLOC 2001 sind Vorkommnisse und damit verbundene Freisetzungereignisse von Offshore-Pipelines in der Nordsee erfasst. Es sind 13 Vorkommnisse aufgrund von Gefährdung durch Naturgefahren erfasst (10 waren auf Strömungs- und Wellenaktivitäten, 1 auf Sturmschäden, 1 auf Unterspülung und 1 auf Absenkung zurückzuführen). Doch kam es in keinem der Fälle zu einer Freisetzung aus Stahlpipelines und nur 3 Pipelines erlitten Schaden (allerdings nur an der Beschichtung). Die Nord Stream-Pipelines sind so ausgelegt, dass sie Naturgefahren aufgrund von Strömungs- und Wellenaktivitäten laut DVN RP F109 standhalten.

Alles in allem wird der Beitrag von der Gefährdung durch Naturgefahren zu nicht bestimmungsgemäßem Betriebszustand der Pipeline als vernachlässigbar eingestuft.

Äußere Beeinträchtigungen

Im Rahmen des Nord Stream-Projekts gelten lediglich äußere Beeinflussungen durch Vorkommnisse im Zusammenhang mit dem Schiffsverkehr als signifikanter Faktor für mögliche nicht bestimmungsgemäße Betriebszustände der Pipeline. Darum hat man diesen Faktor bereits umfangreichen Prüfungen und detaillierten Analysen unterzogen und dabei auch folgende Aspekte berücksichtigt:

- Ladungsverlust
- Geworfene Anker
- Geschleppte Anker
- Sinkende Schiffe
- Auf Grund laufende Schiffe (sofern relevant)

Für jeden identifizierten Bereich mit einem spezifizierten oder noch höheren Schiffsverkehr werden die Interaktionshäufigkeit und die Häufigkeit von nicht bestimmungsgemäßen Betriebszuständen der Pipeline während der Betriebsphase veranschlagt. Diejenigen Pipelineabschnitte, in denen mehr als 250 Schiffe/km/Jahr die Pipeline kreuzen, werden als kritisch eingestuft. Dieser Wert entspricht weniger als einem Schiff/km/Tag und dient zur Unterscheidung der Pipelineabschnitte mit intensivem Schiffsverkehr.

Die Interaktionshäufigkeit ist die Häufigkeit, mit der ein Kontakt mit der Pipeline auftritt (z. B. durch einen geschleppten Anker oder ein sinkendes Schiff), unabhängig von den daraus möglicherweise resultierenden Pipelineschäden (diese werden im Rahmen von Pipelineschadensbewertungen gesondert behandelt).

Im Rahmen der Interaktionshäufigkeitsbewertung wird Folgendes berücksichtigt:

- Größe und Position der Pipeline
- Verlauf und Breite der Schifffahrtswege
- Intensität des Schiffsverkehrs, Kreuzungswinkel sowie Verteilung der Schiffsklassen und -typen auf Basis der AIS-Daten (Automatic Identification System)
- Schiffsmerkmale (z. B. Länge, Breite, Gewicht, Geschwindigkeit, Ankermasse)
- Containergröße und -gewicht von Frachtschiffen
- Daten zu Schiffsunfällen und -vorkommnissen (z. B. Häufigkeit von Kollisionen, Maschinenausfällen und Steuerproblemen, die zu einer Notankerung führen können)
- Verschiedene bedingte Wahrscheinlichkeiten (z. B. dass ein Schiff in der Nähe der Pipeline sinkt)

Mit der Pipelineschadensbewertung werden folgende Ziele verfolgt:

- Quantifizierung der Pipelineschäden sowie der damit verbundenen Rate nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände der Pipeline an den kritischen Pipelineabschnitten, die im Rahmen der Häufigkeitsbewertung der Interaktionsszenarien ermittelt wurden
- Gegebenenfalls Festlegung von Pipelineschutzmaßnahmen an den kritischen Pipelineabschnitten, wo die Rate nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände der Pipeline das Akzeptanzkriterium des Nord Stream-Projekts übersteigt

Die Berechnung der Rate nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände der Pipeline an den kritischen Abschnitten erfolgt durch Summierung der mit den verschiedenen Einflussmechanismen verbundenen Raten nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände unter Berücksichtigung der Interaktionsszenarien (Ladungsverlust, geworfene Anker, geschleppte Anker, sinkende Schiffe und auf Grund laufende Schiffe) sowie der jeweiligen Pipelinekonfiguration (freiliegend, eingegraben oder geschützt). Diese Rate nicht bestimmungsgemäßer Betriebszustände drückt im Prinzip die Häufigkeit aus, mit der Pipelineschäden zu erwarten sind. Dabei wird davon ausgegangen, dass lediglich ein Teil der Schadensereignisse in einer Gasfreisetzung resultiert (ein anderer möglicher Schaden ist eine Einbeulung der Pipeline, durch die bis zur Reparatur eine Molchung verhindert wird).

Die Analyse beinhaltet eine Berechnung der Bewegungsenergie des fallenden Objekts (Schiff, Container, Anker), des mechanischen Bodenverhaltens bei Oberflächenbelastung sowie des auf die Pipeline übertragenen Drucks, eine Berechnung der Stoßfestigkeit der Pipeline, der

Aufprallenergie, lokaler Kräfte und globaler Biegemomente sowie eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit für Schaden und nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustand der Pipeline.

Basierend auf diesen Analysen wird im Falle von Ladungsverlust oder geworfenen Ankern keine Gasfreisetzung erwartet. Im Falle von geschleppten Ankern wird angenommen, dass 30 % der Schadensfälle in einer Gasfreisetzung resultieren werden (es wird jeweils von einem kompletten Bersten der Pipeline ausgegangen). Im Falle von Schäden aufgrund von sinkenden oder auf Grund laufender Schiffe wird in jedem Fall von einer Gasfreisetzung ausgegangen, wobei für den Großteil dieser Schadensfälle ein komplettes Bersten der Pipeline angenommen wird. Diese Analysen haben jedoch gezeigt, dass die geschätzte Frequenz großer Pipelinefreisetzungen sehr gering ist. Darum ist ein solches Ereignis während der Lebensdauer der Pipeline äußerst unwahrscheinlich. Darum ist kein zusätzlicher Schutz der Pipeline erforderlich.

Im Allgemeinen gibt es keine permanenten Beschränkungszonen entlang der Pipeline. Die einzige Ausnahme ist die küstennahe Ansteuerung in Deutschland, wo die Pipeline parallel zur Fahrinne verläuft. Hier wurde gemeinsam mit den deutschen Behörden ein 200 m breiter Sicherheitskorridor errichtet, da in der Fahrinne in der Nähe der Pipeline häufige, regelmäßige Wartungsarbeiten (mit denen eine ausreichende Tiefe der Fahrinne sichergestellt wird) durchgeführt werden.

3.5 Folgenanalyse – Gasfreisetzung

Im Mittelpunkt der detaillierten Analysen für die Betriebsphase der Pipeline stehen die Folgen einer unterseeischen Gasfreisetzung. Dies umfasst verschiedene Stufen, wie die Berechnung der unterseeische Freisetzungsrate und des damit verbundenen Druckverlusts, die Auswirkungen an der Meeresoberfläche und die atmosphärische Modellierung der Gasausbreitung sowie die Bewertung der physischen Auswirkungen des endgültigen Schadensszenarios. In Abhängigkeit von einer (unmittelbar oder verzögert) eintretenden Entzündung sowie der Höhe des Einschlussgrads müssen verschiedene Folgen berücksichtigt werden (z. B. Freistrahlfammen, Stichflammen, Explosion, ungefährliche Dispersion). Dies bedeutet wiederum, dass folgende Aspekte zu berücksichtigen sind:

- Rissgröße (sehr kleines Loch, normales Loch oder komplettes Bersten der Pipeline)
- Freigesetzter Materialtyp (d. h. Erdgas)
- Prozessparameter (d. h. für die Ausströmrate maßgebliche(r) Druck und Temperatur)
- Wassertiefe
- Atmosphärische Bedingungen (d. h. atmosphärische Stabilität und Windgeschwindigkeit)

- Wahrscheinlichkeit einer Entzündung

Die endgültige Einschätzung der wahrscheinlichen Opfer im Falle der Entzündung von freigesetztem Gas, basiert auf der Zahl der exponierten Personen. Hierbei werden die typischen Personenzahlen auf den verschiedenen Schiffen (Frachtschiffe, Tanker, Passagierschiffe usw.) und deren Schadenanfälligkeit berücksichtigt (z. B. werden durch ein explosionsartiges Feuer wahrscheinlich nur Personen auf offenem Deck getötet).

In dem äußerst unwahrscheinlichen Fall einer großen unterseeischen Gasfreisetzung wird das Gas in die Wassersäule freigesetzt und als Gassäule an die Oberfläche steigen. An der Oberfläche wird es einen Bereich geben, wo das Gas in die Luft dispergiert. Die Größe dieses Bereichs wird je nach Wassertiefe der Freisetzung, Art des Schadens und Betriebsbedingungen der Pipeline zum Zeitpunkt der Beschädigung schwanken. Das Ausmaß der Gaswolke aufgrund einer großen Gasfreisetzung hängt von der jeweiligen Schadensart und den Wetterbedingungen (hauptsächlich Windgeschwindigkeit und -stabilität) ab.

Laut "Offshore Risk Assessment" ("Offshore-Risikobewertung"), J.E. Vinnem, Springer, 2. Auflage, dürfte kein Schiff beim Überfahren der Gassäule seine Schwimmfähigkeit verlieren.

Erdgas ist viel leichter als Luft und steigt daher schnell auf. Darum ist das Risiko, dass Personen an Land durch eine Gasfreisetzung auf See beeinträchtigt werden, sehr gering. Es gibt auch keine Dörfer in unmittelbarer Nähe der Gebiete, wo die Pipelines die russische und deutsche Küste erreichen.

Im Rahmen der quantitativen Bewertung wurden die individuellen Risiken für Personen an Bord vorbeifahrender Schiffe geschätzt. Hierbei hat sich gezeigt, dass diese weit unter den Akzeptanzkriterien des Projekts bezüglich Risiken für Angehörige der Allgemeinheit liegen. Tatsächlich wurde nachgewiesen, dass das Risiko für Passagiere an Bord vorbeifahrender Schiffe geringer ist, als die Wahrscheinlichkeit von einem Blitz getötet zu werden. Das individuelle Risiko ist für Frachtschiff-Crews am größten, aber dennoch sehr gering (weit geringer als die Wahrscheinlichkeit, dass sie an Krebs oder durch einen Verkehrsunfall sterben).

Das Risiko von Umweltauswirkungen aufgrund der Beschädigung eines Schiffes, die zur Freisetzung von gefährlicher Fracht führt, ist ebenfalls sehr gering. Damit es zu einem solchen Szenario kommt, müssen mehrere Ereignisse gleichzeitig auftreten:

- Die Pipeline muss so stark beschädigt sein, dass es zu einer großen Gasfreisetzung (komplettes Bersten der Pipeline) kommt, was äußerst unwahrscheinlich ist
- Ein Schiff muss die Gaswolke passieren, bevor der Schiffsverkehr über die Gasfreisetzung informiert wird (d. h. bevor Schiffe gewarnt werden, damit sie das betroffene Gebiet meiden)

- Die Gaswolke muss durch das vorbeifahrende Schiffe entzündet werden
- Das Schiff muss so stark beschädigt werden, dass es zur Freisetzung seiner Ladung kommt (dies ist bei einem Szenario mit explosionsartigem Feuer äußerst unwahrscheinlich, da keine signifikanten Überdrücke erzeugt werden)

Es ist anzumerken, dass die Frequenz von Schiffskollisionen mit nachfolgender Freisetzung von Öl oder anderen Arten von gefährlichem Material viel höher ist als die geschätzte Frequenz eines nicht bestimmungsgemäßen Betriebszustandes der Pipeline, der zu einer Gasfreisetzung führt.

3.6 Notfallschutzmaßnahmen

Der Pipeline-Notfallschutzplan (pipeline emergency response plan - PERP) wird vor Inbetriebnahme der ersten Pipeline implementiert. Mit den zuständigen Behörden wird eine Vereinbarung darüber getroffen, wie der Schiffsverkehr in den ersten Stunden einer Gasfreisetzung informiert wird, welche Informationsketten genutzt werden und welche Informationsnetze verfügbar sind. Außerdem werden Kontaktstellen für Nord Stream und mögliche weitere Maßnahmen (d. h. Umleitung des Schiffsverkehrs usw.) festgelegt. Es muss auch vereinbart werden, wie Nord Stream schnell in den Besitz der erforderlichen Genehmigungen gelangt, um den Schaden einzuschätzen und entsprechende Reparaturmaßnahmen durchführen zu können. Die Konsultationen werden aufgenommen, sobald alle Genehmigungsanträge eingereicht sind. Der Nord Stream Operations HSE & Interface Manager für Europäische gesetzliche Regulierungen wird für die Ausarbeitung des PERP zuständig sein und als Kontaktperson für die Behörden fungieren.

Die folgenden Notfallschutzmaßnahmen werden gegenwärtig ins Auge gefasst:

- Das Notfallschutzzentrum wird sich in der Nord Stream-Zentrale in Zug befinden und mit Nord Stream-Kernpersonal besetzt sein
- Informationskette
 - Kontrollräume vor- und nachgeschalteter Einrichtungen
 - Behörden. Die Details werden in enger Zusammenarbeit mit allen zuständigen Behörden ausgearbeitet
- Operative Maßnahmen:
 - Einschätzung der Situation

- Wenn eine erhebliche Gasfreisetzung bestätigt wird, wird das Einlassventil zur beschädigten Pipeline geschlossen, damit die Gaszufuhr zum offenen System gestoppt wird
 - Information von vor- und nachgeschalteten Einrichtungen
 - Reduzierung des Gasvolumens in der Pipeline auf ein Minimum durch Druckabsenkung auf ein Minimum an der Erdgas-Empfangsanlage Greifswald (WinGAs/E.ON-Ruhrgas)
 - Schließung des Auslassventils
 - Die Pipeline wird sich nach und nach mit Wasser füllen, bis ein Ausgleich mit dem hydrostatischen Druck erreicht ist
-
- Parallel zu den operativen Maßnahmen werden alle betroffenen Parteien, insbesondere Meeresbehörden und Luftwaffen, informiert (die wichtigste Maßnahme ist das Informieren des Schiffsverkehrs über den Ort der Notfallsituation, um zu vermeiden, dass Schiffe den Bereich der beschädigten Pipeline kreuzen)
 - Mobilisierung des Erkundungsschiffes zur Einschätzung des Pipelineschadens
 - Nord Stream hat sich dem StatoilHydro Repair Club angeschlossen, um Zugang zu geeigneter Ausrüstung für unterseeische Reparaturen zu erhalten

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Es wird allgemein als unausweichliche Tatsache des Lebens anerkannt, dass wir von Gefahren umgeben sind, die alle das Potenzial haben, unerwünschte Konsequenzen herbeizuführen. Keine menschliche Tätigkeit ist frei von Risiko. Bestimmte Risiken, denen wir uns gegenübersehen, resultieren möglicherweise aus natürlich auftretenden Gefahren (z. B. Erdbeben, Blitzschlag) oder sind das Ergebnis industrieller Prozesse (z. B. Raffinieren von Öl zur Herstellung von Kraftstoff für den Einsatz in Fahrzeugen), andere wiederum sind mit der individuellen Lebensart verbunden und werden in Kauf genommen, um einen bestimmten Nutzen zu erzielen (z. B. Fahren oder Fliegen).

Die Risikobetrachtung muss immer im Kontext des Nutzens erfolgen, der mit dem Eingehen der jeweiligen Risiken verbunden ist. Bei voller Betriebsfähigkeit befördern die beiden Pipelines 55 Mrd. Kubikmeter Gas von den Gasfeldern in Russland zu den Zielmärkten in Europa und versorgen somit Verbraucher und Unternehmen für die nächsten 50 Jahre mit Energie.

Nord Stream beabsichtigt, seine Pipelines sicher zu konstruieren, zu bauen und zu betreiben. Das Unternehmen räumt jedoch ein, dass der Bau und Betrieb der Pipelines Gefahren mit sich bringt, die Risiken für die Allgemeinheit/Dritte, Arbeiter, Ausrüstung und die Umwelt darstellen. Darum hat Nord Stream eine umfassende Bewertung der Risiken durchgeführt, die als Grundlage für den Nachweis ihrer Akzeptanz dient.

Die Ergebnisse der umfangreichen Analysen zu Personen- und Umweltrisiken während des Baus und des Betriebs der Nord Stream-Pipelines zeigen, dass entsprechend den für das Projekt festgelegten Risikoakzeptanzkriterien keine als inakzeptabel eingestuften Risiken bestehen. Dies ist insofern nicht verwunderlich, als Erdgas-Pipelines auf der ganzen Welt zum Einsatz kommen und als sichere Möglichkeit für den Transport großer Gasvolumina gelten. So verlaufen durch Europa über 122.000 km⁽¹⁾; durch die USA über 548.000 km⁽²⁾; und durch Australien 21.000 km Erdgaspipelines⁽³⁾, sowie zahlreiche weitere Gas-Pipelines durch Russland und Kanada. Während der Verlegearbeiten haben Offshore-Pipelines nur minimale und temporäre Umweltauswirkungen, während der Betriebsphase haben sie kaum Auswirkungen. In der Nordsee sind über 6.000 km Pipelines in Betrieb, einige davon seit den 1970er Jahren, was bezeichnend bezüglich der Durchführbarkeit und der Auswirkungen der Offshore-Pipeline ist.

Die Risiken für Dritte während des Pipeline-Betriebs resultieren aus der Möglichkeit von Pipelineschäden, Gasfreisetzung und -entzündung, durch die Personen auf Schiffen in dem betroffenen Bereich beeinträchtigt werden können. Dieses Risiko wird als sehr gering eingestuft.

(1) European Gas Pipeline Incident Data Group www.egig.nl

(2) US. Central Intelligence Agency: The World Factbook

(3) Website der Australian Pipeline Industry Association. www.apia.net.au

Die wesentliche Ursache für Pipelineschäden sind geschleppte Anker (bzw. in einigen Abschnitten sinkende Schiffe). Allerdings wird die Pipeline, um sicherzustellen, dass die in der Nähe der Pipeline verkehrenden Schiffe deren Position kennen, auf den maßgeblichen Seekarten vermerkt.

Bei der Risikobewertung handelt es sich um eine vorausschauende Maßnahme, die in der Regel auf Grundlage von historischen Daten, Modellbildungen, Annahmen und Experteneinschätzungen durchgeführt wird und entsprechend immer mit einer gewissen Unsicherheit behaftet ist. Im Falle von wesentlichen Wissenslücken werden Risikobewertung und Risikomanagemententscheidungen in der Regel mit angemessener Vorsicht durchgeführt bzw. getroffen, um mit zunehmender Bedeutung der Unsicherheit in Bezug auf das Risiko einen höheren Schutz zu gewährleisten.

Die oben behandelten Bewertungen zeigen, dass die geschätzten Risikohöhen signifikant unter den für das Projekt festgelegten Risikotoleranzkriterien liegen. Selbst wenn die Ergebnisse sich in einer gewissen Größenordnung erhöhen würden, würden sie daher weitgehend akzeptabel bleiben.

Ungeplante Ereignisse, wie ausgelaufener Kraftstoff/ausgelaufenes Öl, die ungewollte Einwirkung auf konventionelle Munition und nicht bestimmungsgemäße Betriebszustände der Pipeline haben das Potenzial zu grenzüberschreitenden Auswirkungen (d. h. Auswirkungen auf Ressourcen/Rezeptoren in anderen Ländern als das, in dem das Ereignis stattfindet). Allerdings haben sich die Auswirkungen auf das Gesamtrisiko (die für den Pipelinebetrieb der Summe aller nationalen Auswirkungen entsprechen), einschließlich der Auswirkungen auf die Fischereiindustrie und die gewerbliche Schifffahrt, als gering herausgestellt.