

TEIL 2: PIPELINE STUDIE KOSTEN VON GRÜNEM WASSERSTOFF IMPORT VIA PIPELINES

Erweiterung zum Teil 1 der Studie
„Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus
Nordafrika – Business Case Analysen“

September 2021



Dr. Jens Perner

 Jens.Perner@frontier-economics.com

Dr. Michaela Unteutsch

 Michaela.Unteutsch@frontier-economics.com

Die vorliegende Studie wurde von Frontier Economics Ltd. durchgeführt und vom Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) beauftragt und finanziert. Im Rahmen der Studie fanden Gespräche und Interviews mit Unternehmen der Unternehmensallianz Energie (vom BMZ ins Leben gerufene Allianz aus Unternehmen und Verbänden aus der PtX-Wertschöpfungskette) statt. Frontier Economics bedankt sich für die Bereitschaft der Unternehmen, Informationen bereitzustellen und Daten zu prüfen. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung	4
1 Hintergrund und Zielsetzung	10
1.1 Hintergrund	10
1.2 Zielsetzung	11
1.3 Aufbau des Kurzberichts	11
2 Optionen des Pipelinetransports von Wasserstoff	12
2.1 Neubau von Wasserstoffpipelines	12
2.2 Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines	20
3 Kosten-Berechnungen	27
3.1 Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff	27
3.2 Annahme zu den Transportdistanzen	31
3.3 Ergebnisse der Kostenberechnungen	32
4 Schlussfolgerungen	38
Anhang A: Detail-Ergebnisse der Transportkosten-Berechnung	40
Anhang B: Charakteristika der bestehenden Erdgas-Pipelines zwischen Nordafrika und der EU	42
Anhang C: Charakteristika der bestehenden Erdgas-Pipelines zwischen der Ukraine und der EU	45
Literatur	50

ZUSAMMENFASSUNG

Grüner Wasserstoff spielt eine Schlüsselrolle zum Erreichen der ambitionierten Klimaschutzziele Deutschlands. Die Deckung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs wird aus Sicht der Bundesregierung ohne Importe nicht möglich sein.¹

Wasserstofftransport kann per Pipeline oder per Schiff erfolgen

Der Transport von Wasserstoff über längere Strecken kann grundsätzlich über Pipelines oder über den Schiffsweg² erfolgen. Insbesondere beim Transport zwischen Nordafrika und Europa sind beide Transportmöglichkeiten vorstellbar und werden bereits diskutiert.

Für den Transport per Pipeline bestehen verschiedene Möglichkeiten:

- der Neubau von Wasserstoff-Pipelines;
- die Umwidmung von bestehenden Erdgas-Pipelines in Wasserstoff-Pipelines;
- die Beimischung von (begrenzten) Wasserstoffmengen in Erdgas-Pipelines, wobei bei dieser Option das Endprodukt im Zielmarkt ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch ist.

Diese Kurzstudie fokussiert auf die ersten beiden Optionen, also den Neubau und die Umrüstung von Pipelines zum Transport von grünem Wasserstoff.

Die vorliegende Studie ergänzt die Hauptstudie zur Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika

Ziel dieser ergänzenden Kurzstudie ist es, die unterschiedlichen Optionen des Pipelinetransports von Wasserstoff darzustellen. Außerdem wird eine entsprechende Abschätzung der Kosten für importierten grünen Wasserstoff aus Nordafrika im Vergleich zum Pipelinetransport aus dem Referenzland Ukraine vorgenommen. Im Fall der Strecke Nordafrika–Deutschland kann zudem ein Vergleich zwischen den Kosten des Schiffstransports und des Pipeline-Transports gezogen werden. Diese Kurzstudie ist somit als Ergänzung zur Hauptstudie „Wirtschaftlichkeit von PtX Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen“ zu verstehen.

Nutzung von Erdgas-Pipelines zum Wasserstofftransport aus technischer Sicht möglich

Aus technischer Sicht ist davon auszugehen, dass der Pipeline-Transport von Wasserstoff sowohl in hierfür neugebauten Pipelines als auch durch Nutzung bestehender, großer Erdgas-Importpipelines (Umwidmung/Beimischung) möglich ist. Beim Wasserstofftransport wird im Vergleich zum Erdgastransport eine höhere Kompressorleistung für die Gasverdichtung benötigt. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, dass es je nach Material (Stahlsorte) und Zustand der Pipelines beim

¹ Bundesregierung (2020), z.B. S. 4 und S.6.

² Als Ammoniak, flüssiger Wasserstoff oder mit Hilfe organischer Trägerflüssigkeiten (LOHC) .

Transport von Wasserstoff zur sogenannten Wasserstoffversprödung (Schädigung der Pipelines) kommt. Allerdings gibt es verschiedene technische Möglichkeiten, der Wasserstoffversprödung vorzubeugen, so dass es aus technischer Sicht grundsätzlich möglich sein sollte, bestehende Erdgaspipelines zum Transport von Wasserstoff zu nutzen. In der Praxis ist hier jedoch eine Einzelfallbetrachtung jeder Pipeline erforderlich.

Nutzung umgewidmeter Erdgaspipelines für den Import aus Nordafrika bzw. der Ukraine voraussichtlich ca. ab dem Jahr 2035 realistisch

Zusätzlich zu den technischen Erfordernissen hängt die Nutzungsmöglichkeit von Erdgaspipelines für den Wasserstofftransport davon ab, inwieweit (bzw. bis wann) die Pipelines zum Erdgastransport benötigt werden, und ob bzw. ab wann demnach Kapazitäten für den Wasserstofftransport zur Verfügung stehen. Nach Einschätzungen einer Gruppe europäischer Betreiber von Ferngaspipelines kann davon ausgegangen werden, dass die Erdgaspipelines zwischen Nordafrika und der EU sowie zwischen der Ukraine und der EU frühestens ab 2035 in umgewidmeter Form für den Wasserstofftransport zum Einsatz kommen könnten.³

Transport in umgewidmeten Erdgaspipelines ist günstigste Transportoption

Im Fall des Neubaus und der Umwidmung von Pipelines wird in einem ersten Schritt von Rohrleitungen mit einem Durchmesser von 48-Zoll und einer angenommenen jährlichen Wasserstoff-Transportmenge von rund 1,95 Mio. t (65 TWh) ausgegangen. Zum Vergleich: Die Bundesregierung rechnet für das Jahr 2030 mit einem Wasserstoffbedarf von 90-110 TWh/Jahr in Deutschland.⁴ Die berechneten Pipeline-Transportkosten für den Fall der Umwidmung und des Neubaus von 48-Zoll-Pipelines sind also im Kontext eines großskaligen Imports von Wasserstoff zu interpretieren.

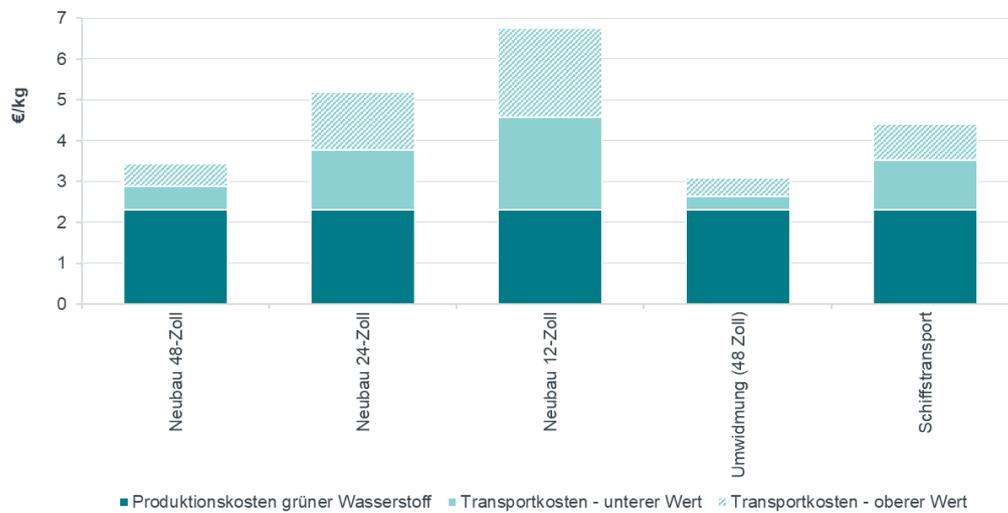
Findet der Wasserstoff-Import in solch großen Dimensionen statt, belaufen sich die Transportkosten für die Strecke Nordafrika- Deutschland auf 0,33 – 0,79 €/kg im Fall der Umwidmung bestehender Erdgaspipelines, bzw. auf 0,58 – 1,14 €/kg im Fall des Neubaus (Abbildung 1). Es wird also deutlich, dass die Umrüstung existierender Erdgaspipelines auf Wasserstoff – wie zu erwarten – deutlich kostengünstiger ist als ein Neubau.

Die spezifischen Kosten des Neubaus von Pipelines mit kleinerem Rohrdurchmesser sind höher als von größeren, da die Transportmengen mit abnehmendem Durchmesser stärker als die Kosten sinken. Für die Strecke Nordafrika-Deutschland belaufen sich die Transportkosten bei Neubau einer 24-Zoll-Pipeline auf 1,46 – 2,89 €/kg, bzw. 2,26 – 4,46 €/kg im Fall der 12-Zoll-Pipeline.

³ Jens et al. (2021).

⁴ BMWi (2020), S. 5.

Abbildung 1 Kosten von in Nordafrika produziertem und nach Deutschland transportiertem grünen Wasserstoff



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Untere Grenze der Schiffstransportkosten gemäß IEA (2019). Produktionskosten entsprechen Kosten bei einer Investition im Jahr 2030, bei Nutzung von 250-MW_{el}-Elektrolyseanlagen und unter den Annahmen des im Hauptbericht definierten Referenzszenarios.

Die Abwägung zwischen Pipeline- und Schiffstransport hängt maßgeblich von der Höhe der Transportvolumina ab

Bei einem Vergleich der Kosten für den Pipelinetransport und den Kosten für den Transport per Tankschiff zeigt sich für die Strecke Nordafrika–Deutschland, dass der Pipelinetransport in umgewidmeten Erdgaspipelines günstiger ist als der Transport per Schiff.

Ebenso ist auf dieser Strecke der Transport in neugebauten großen (48-Zoll-) Pipelines günstiger als der Schiffstransport. Der Neubau von kleineren Pipelines ist dagegen mit höheren spezifischen Transportkosten verbunden: Im Vergleich zum Transport in neugebauten kleinen Pipelines (12 Zoll) ist der Schiffstransport günstiger. Im Vergleich zwischen der mittleren hier betrachteten Pipelinegröße (24 Zoll) und dem Schiffstransport ist dagegen nicht eindeutig, ob der Transport per Pipeline oder Schiff günstiger ist.

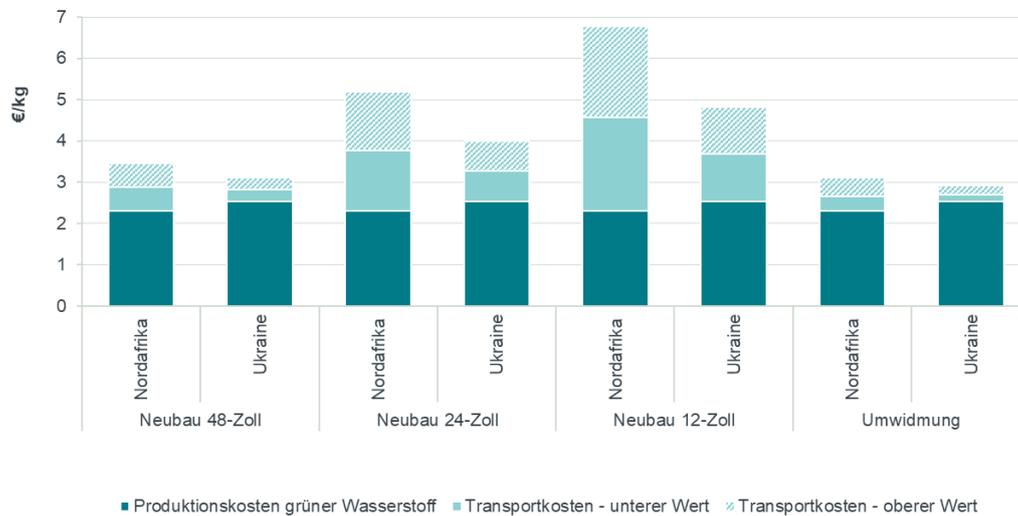
Niedrigere Transportkosten bei Import aus dem Referenzland Ukraine können höhere Produktionskosten von grünem Wasserstoff kompensieren

Die Transportkosten für die Strecke Ukraine-Deutschland sind aufgrund einer deutlich geringeren Transportdistanz (und dem Streckenverlauf ausschließlich an Land) nur etwa halb so hoch wie die Transportkosten für die Strecke Nordafrika – Deutschland.

Allerdings gleichen sich die relativ höheren Produktionskosten in der Ukraine durch die niedrigeren Transportkosten aus (Abbildung 2). Dies gilt insbesondere, sofern kleinere – und damit in spezifischen Einheiten teurere – Pipelines genutzt werden. Es zeigt sich also, dass Standorte mit etwas höheren

Wasserstoffproduktionskosten aber niedrigeren Transportdistanzen mit weiter entfernten, produktionsseitig günstigeren, Standorten konkurrieren können.

Abbildung 2 Kosten von grünem Wasserstoff bei Pipeline-Transport aus Nordafrika und der Ukraine



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Transportkosten nach Deutschland. Produktionskosten gemäß Annahmen des Referenzszenarios. Produktionskosten entsprechen Kosten bei einer Investition im Jahr 2030, bei Nutzung von 250-MW_{el}. Elektrolyseanlagen und unter den Annahmen des im Hauptbericht definierten Referenzszenarios.

Pipelinetransport ist grundsätzlich vorteilhafte Transportoption für den großskaligen Wasserstofftransport in der mittleren bis langen Frist

Zusammenfassend sollte der Import von Wasserstoff, wo möglich, über die Umwidmung von Erdgaspipelines erfolgen. Diese ermöglichen den großskaligen Wasserstofftransport zu relativ günstigen Kosten. Allerdings ist aufgrund der bestehenden Nutzung der Pipelines für den Erdgastransport eine Umwidmung der Pipelines eher in der mittleren bis langen Frist eine Option. Dies gilt insbesondere für Pipelines aus der Region Nordafrika. Da Russland nur noch Teile seiner Erdgasexporte nach Mittel- und Westeuropa über das ukrainische Transitsystem abwickelt, könnten in Pipelines aus der Ukraine ggf. bereits früher Transportkapazitäten für Wasserstoff zur Verfügung stehen. Laut Einschätzung europäischer Netzbetreiber könnte die Nutzung von umgewidmeten – und teils neugebauten – Pipelines von Nordafrika und dem Referenzland Ukraine frühestens ab ca. 2035 erfolgen. Die Planung und Umrüstungsarbeiten müssten entsprechend früher beginnen.

Großvolumige Wasserstofftransporte über große Distanzen können zudem über Schiffstransporte abgewickelt werden. Die entsprechenden Infrastrukturen z. B. für den Wasserstofftransport über die Herstellung von Ammoniak lassen sich schneller schaffen als ein Neubau von Pipelines über weite Distanzen oder die Umrüstung von Erdgaspipelines, die derzeit noch für Erdgasimporte benötigt werden. Auch sind die Anlagen für die Einführungsphase in kleineren Einheiten skalierbar als großvolumige Rohrleitungen.

Zudem besteht die Option, übergangsweise in bestehenden Pipelines grünen Wasserstoff zu Erdgas beizumischen. Die Beimischungsvolumina sind hierbei allerdings begrenzt, und eine Separierung des grünen Wasserstoffs vom Erdgas ist in den Zielländern nicht oder nur unter großem Aufwand möglich.

Es besteht Handlungsbedarf bezüglich der Planung und des Baus von Wasserstoffpipelines

Die Analysen zeigen, dass mittel- bis langfristig der großvolumige Transport von Wasserstoff aus Regionen in Nordafrika oder Osteuropa nach Europa über Pipelines eine relativ kostengünstige Option für den Wasserstoffimport darstellen kann. Kostenseitig gilt dies insbesondere, wenn Pipelines von Erdgas- auf Wasserstofftransport umgerüstet werden können.

Allerdings bedürfen Umrüstungen wie auch der Neubau von Pipelines in vielen Fällen eines erheblichen zeitlichen Vorlaufs: Bei der Umrüstung bedarf es einer mittel- bis langfristigen Strategie für die Umstellung der Transportinfrastruktur wie auch der Verbrauchseinrichtungen in den Zielländern in Europa. Bestehende Verträge für den Erdgastransport müssen sukzessive beendet bzw. umgestellt werden, um den Erdgastransport zu beenden und die Pipelines für den Wasserstofftransport frei zu machen. Zudem bedarf es neuer Betriebsgenehmigungen, und die Umrüstung der Pipelines selber nimmt Zeit in Anspruch.

Beim Neubau von Pipelines ist mit erheblichen Planungs- und Genehmigungszeiträumen zu rechnen, die erfahrungsgemäß bei Projekten über mehrere Länder und Regionen Jahre, wenn nicht Jahrzehnte in Anspruch nehmen können. Auch der Pipelinebau selbst geht mit einem erheblichen Zeitbedarf einher. Im Vorfeld sind zudem Bedarfsschätzungen für die Wasserstoffnachfrage durchzuführen. So erfordert die Abschätzung der Dimensionierung der Transportkapazitäten eine enge Koordination zwischen den europäischen Ländern. Schließlich sind gerade in Bezug auf grenzüberschreitende Leitungen Aspekte der Regulierung und damit der Finanzierbarkeit der Pipelines zu klären.

Damit die mittel- bis langfristig erforderliche Transportkapazität zum benötigten Zeitpunkt bereit steht, ist also eine klare längerfristige Strategie sowie ein Dialog zwischen den beteiligten Akteuren (Energieverbrauchern, Netzbetreibern, Händlern, Finanzierern, Politik etc.) erforderlich. Da die beschriebenen Prozesse zudem eines erheblichen zeitlichen Vorlaufs bedürfen, besteht diesbezüglich eher kurz- als langfristig Handlungsbedarf. Zudem könnten ggf. in Einzelfällen, wenn Erdgaspipelines bereits heute oder in absehbarer Zeit ungenutzt sind, Projekte relativ kurzfristig umgesetzt werden.

Der Wasserstofftransport über lange Distanzen – z. B. aus Nordafrika nach Europa – wird aufgrund der einfacheren Umsetzbarkeit und Skalierbarkeit der Anlagen in den nächsten Jahren voraussichtlich eher per Tankschiff (z. B. als Ammoniak) oder als Beimischung in Erdgaspipelines erfolgen. Ein Vorteil des Schiffstransports liegt hierbei in der Flexibilität der Exportinfrastruktur: Sollten beispielsweise Wasserstoffexporte in bestimmte Regionen wie Deutschland z. B. aufgrund späteren Ausbaus von Wasserstoffimportpipelines rückläufig sein, können die Mengen in andere Weltregionen (wie z. B. Ostasien) verkauft bzw.

umgeleitet werden. Die Flexibilität senkt somit Investitionsrisiken und hilft dem kurz- bis mittelfristigen Aufbau der erforderlichen Transportinfrastruktur.

1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

1.1 Hintergrund

Grüner Wasserstoff spielt Schlüsselrolle bei Erreichen der Klimaschutzziele

Grüner Wasserstoff und grüne Wasserstoff-Produkte („PtX-Produkte“) spielen beim Erreichen der ambitionierten Klimaschutzziele, die sich Deutschland gesetzt hat, eine Schlüsselrolle. Laut der Nationalen Wasserstoffstrategie besteht bis 2030 in Deutschland ein Wasserstoffbedarf von ca. 90-110 TWh.⁵

Internationaler Handel von grünem Wasserstoff bietet Chancen für importierende und exportierende Länder

Dieser hohe zukünftige Bedarf an grünem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten kann aus Sicht der Bundesregierung aufgrund des begrenzten Potenzials für erneuerbare Energien in Deutschland nicht ohne Importe gedeckt werden.⁶ Zudem bietet eine internationale Kooperation bei der Bereitstellung von grünem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten sowohl für importierende Länder, als auch für exportierende Länder Chancen: Für exportierende Länder ergeben sich Handels- und Entwicklungspotenziale, importierende Länder profitieren von den günstigeren Herstellungskosten von grünem Wasserstoff an vorteilhaften Standorten für die Stromerzeugung auf Basis von regenerativen Energien (z. B. aufgrund von hoher Sonneneinstrahlung und/oder hohen Windgeschwindigkeiten).

Kurzanalyse zum Pipelinetransport ergänzt Studie zur „Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika“

Vor diesem Hintergrund hat Frontier Economics im Auftrag des BMZ Wirtschaftlichkeitsanalysen für grünen Wasserstoff, sowie für vier Folgeprodukte, die in Nordafrika produziert und im Zielmarkt Deutschland zum Einsatz kommen, berechnet.⁷ Der Zeitrahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse liegt bei Investitionen, die im nächsten Jahrzehnt (bis einschließlich 2030) getätigt werden. Für diesen Zeitraum wird bei der Durchführung der Wirtschaftlichkeitsanalysen angenommen, dass in Nordafrika produzierter Wasserstoff als Ammoniak per Schiff nach Deutschland transportiert und dort wieder in Wasserstoff rückumgewandelt wird. In der längeren Frist (ab bzw. nach 2030) und insbesondere in dem Fall, dass Wasserstoffimporte perspektivisch in größerem Umfang stattfinden, könnte der Transport von Wasserstoff über Pipelines Vorteile gegenüber dem Schiffstransport aufweisen.

⁵ Bundesregierung (2020), S.5.

⁶ Bundesregierung (2020), z. B. S. 4 und S.6.

⁷ Studie „Wirtschaftlichkeit von PtX Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen“.

1.2 Zielsetzung

Ziel dieser Kurzanalyse ist es, die grundsätzlichen Optionen des Pipelinetransports von Wasserstoff darzustellen, sowie eine entsprechende Kostenabschätzung vorzunehmen. Hierbei soll

- zum einen der Transport von in Nordafrika produziertem grünem Wasserstoff betrachtet werden, und
- zum anderen – ergänzend zu den Berechnungen in der „Studie zur Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika“ – die Produktion von grünem Wasserstoff im Referenzland Ukraine und dessen Transport nach Deutschland kostenseitig untersucht werden.

1.3 Aufbau des Kurzberichts

Der Kurzbericht gliedert sich wie folgt:

- Abschnitt 2 gibt einen Überblick über die verschiedenen Optionen des Pipelinetransports von Wasserstoff, inklusive der mit den jeweiligen Optionen verbundenen Kostenparameter;
- Abschnitt 3 stellt die Ergebnisse der Kostenberechnung von grünem Wasserstoff bei unterschiedlichen Transportoptionen dar; und
- Abschnitt 4 zieht Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen.

Anhang A beschreibt zudem die Detail-Ergebnisse für die berechneten Kosten des Pipelinetransports von Wasserstoff. Die Anhänge B und C geben Hintergrundinformationen zu den Charakteristika von bestehenden Erdgaspipelines zwischen Nordafrika bzw. der Ukraine und der EU.

2 OPTIONEN DES PIPELINETRANSPORTS VON WASSERSTOFF

Grundsätzliche Optionen zum Transport von Wasserstoff über längere Strecken sind der Transport per Pipeline oder per Schiff.⁸ Die unterschiedlichen Möglichkeiten des Schifftransports von Wasserstoff sind in der Hauptstudie zur Wirtschaftlichkeit von in Nordafrika produzierten PtX-Produkten beschrieben.⁹

Für den Transport von Wasserstoff über Pipelines bestehen drei grundsätzliche Möglichkeiten:

- Der Transport in neuen, dezidiert für den Transport von gasförmigem Wasserstoff gebauten Pipelines;
- Der Transport in als Wasserstoffpipelines umgewidmeten Erdgaspipelines;
- Die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas in Erdgaspipelines.

Welche der verschiedenen Möglichkeiten für eine bestimmte Transportstrecke vorteilhaft sind, hängt neben den Kosten der verschiedenen Optionen davon ab, inwiefern bzw. ab wann und unter welchen Voraussetzungen Erdgaspipelines auf der Strecke für den Wasserstofftransport zur Verfügung stehen.

Im Folgenden liegt der Fokus auf den Optionen Neubau und Umrüstung von Pipelines. Da bei Beimischung das Endprodukt im Zielmarkt ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch ist, wird in der weiteren Analyse nicht näher auf diese Option eingegangen.

2.1 Neubau von Wasserstoffpipelines

Bislang existieren weltweit hauptsächlich kurze Wasserstoffpipelines, die im Wesentlichen dazu genutzt werden, Chemieunternehmen und Raffinerien mit Wasserstoff zu beliefern.¹⁰ Das bislang längste Wasserstoff-Verteilnetz liegt in Westeuropa und hat eine Länge von ca. 1350 km.¹¹ Bislang existieren keine Offshorepipelines für den Wasserstofftransport.

2.1.1 Kostenparameter von (neuen) Wasserstoffpipelines

Abbildung 3 gibt einen Überblick über die verschiedenen Kostenbestandteile des Transports in neu gebauten Wasserstoffpipelines. Wesentliche Bestandteile der Investitionskosten sind Materialkosten und Kosten für die Verdichter. Zudem fallen für den Bau der Pipeline Verlegekosten an. Die Höhe der Investitionskosten hängt maßgeblich von Durchmesser, Topographie und Betriebsdruck der Pipelines ab:

⁸ Über kürzere Strecken (z. B. innerhalb eines Landes) kann teilweise auch der Wasserstofftransport via LKW sinnvoll sein.

⁹ Siehe dort Abschnitt 3.5.

¹⁰ IEA (2019), S. 76.

¹¹ Timmerberg und Kaltschmitt (2019), S. 797.

- Durchmesser: Die Kosten für den Neubau von Pipelines werden oftmals als Funktion des Durchmessers dargestellt.¹² Demnach steigen die Kosten pro Kilometer aufgrund des erhöhten Materialaufwandes mit größerem Durchmesser, aber die spezifischen Kosten für den Transport eines Kilogramms Wasserstoff sinken mit dem Durchmesser.
- Topografie: Die Baukosten sind zudem abhängig von den geografischen Bedingungen, wie z. B. dem Grad der Urbanisierung, der Topografie, dem Geländere relief, der Bodenbeschaffenheit, der Vegetation und der Art des Untergrunds.¹³
- Betriebsdruck: Neben dem Durchmesser der Pipeline hat der Betriebsdruck der Pipeline einen Einfluss auf die Investitionskosten. Generell gilt, dass bei einem höheren Betriebsdruck der Pipeline mehr Kompressoren benötigt werden, als bei einem geringen Betriebsdruck. Allerdings geht ein höherer Betriebsdruck der Pipeline bei gegebenem Rohrdurchmesser auch mit einer höheren Transportkapazität einher. Die Transportkapazität ergibt sich aus der Kombination des Rohrdurchmessers mit dem Betriebsdruck. So könnte es sinnvoll sein, Pipelines mit einem größeren Durchmesser zu bauen, die mit geringerem Betriebsdruck betrieben werden, um so die Kompressorkosten zu senken – und umgekehrt. Es besteht also bei gegebener Transportleistung ein Trade-off zwischen Materialkosten einerseits und Kosten für die Gasverdichtung (Kompressorkosten) andererseits.¹⁴

Die Gesamtkosten für die Kompression sind abhängig von der installierten Kompressorleistung (MW). Kompressoren, die für den Transport von Wasserstoff eingesetzt werden, benötigen eine höhere Leistung als bei der Verdichtung von Erdgas, da Wasserstoff eine höhere Wärmekapazität und niedrigere Dichte hat. Weiterhin muss – je nach angestrebter Endanwendung – die benötigte Reinheit des Wasserstoffs sichergestellt sein.

Im Erdgasnetz werden Verdichter üblicherweise mit Gas betrieben, in neueren Verdichterstationen auch mit Strom.¹⁵ Für den Transport von Wasserstoff gehen wir, unter der Annahme, dass die lokale Anbindung an das Stromnetz gegeben ist, von elektrischen Kompressoren aus. Die Stromversorgung erfolgt über Umspannwerke im Mittelspannungsnetz.¹⁶

Betriebskosten umfassen die Kosten für die Wartung, Instandhaltung und Überwachung der Pipeline, sowie die Stromkosten für den Kompressor.

¹² CEER (2019), S. 10, Krieg (2012), S. 189, Yang & Ogdan (2007), S. 272. ACER (2015) zeigt die Kosten von gebauten Pipelines für vier Kategorien von Durchmessern.

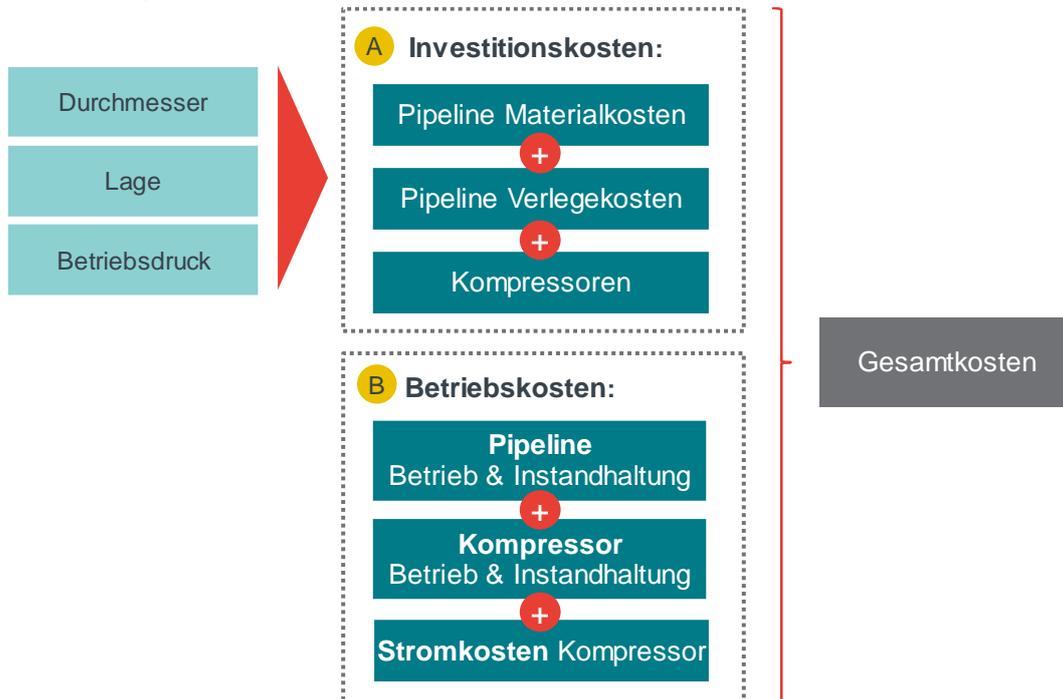
¹³ CEER (2019), S. 30.

¹⁴ Wang et al. (2020), S. 10.

¹⁵ Deutscher Bundestag (2017), S. 8.

¹⁶ Stawag (2019).

Abbildung 3 Kostenparameter von (neuen) Wasserstoffpipelines



Quelle: Frontier Economics basierend auf ACER (2015), S. 12.

2.1.2 Übersicht von in der Literatur genannten Kostenschätzungen

Die meisten Kostenschätzungen für den Bau von Wasserstoffpipelines basieren auf den Kosten von Erdgaspipelines, da bisher keine Wasserstoffpipelines über große Distanzen gebaut wurden. Die Gesamtkosten von Wasserstoffpipelines sind im Vergleich zu Erdgaspipelines etwa 10-50 % teurer, wobei größere Pipelines eher am unteren Ende der Bandbreite liegen.¹⁷ Die Materialanforderungen an Pipelines für den Wasserstofftransport sind höher als für den Erdgastransport, da Stähle verwendet werden müssen, die unempfindlich gegenüber einer Wasserstoffversprödung¹⁸ sind. Außerdem können die Personalkosten aufgrund von speziellen Schweißarbeiten höher sein.

Für eine Wasserstoffpipeline mit einem Durchmesser von 48 Zoll (1220 mm) können auf Basis von Literaturangaben **Investitionskosten** (exklusive Kompressoren) i. H. v. 1,8-4,2 Mio. EUR/km angenommen werden (Abbildung 4). Der Großteil entfällt auf Material- und Personalkosten.¹⁹

Für den Bau von Offshore-Pipelines ist ein zusätzlicher Kostenaufschlag gegenüber Onshore-Pipelines zu berücksichtigen, da die Verlegung mit größerem Aufwand verbunden ist. In der Literatur wird hierfür ein Aufschlag von ca. 25 % angesetzt.²⁰

¹⁷ Wang et al. (2020), S. 19.

¹⁸ Zum Thema Wasserstoffversprödung siehe Erläuterung in Abschnitt 2.2.1.

¹⁹ Parker (2004).

²⁰ van Gerwen et al. (2019), S. 53.

Weitere Kostentreiber sind die geologischen Bedingungen. Beispielsweise sind die Kosten in stark urbanisierte Regionen etwa 1,75 mal höher als bei einem Bau auf Freiflächen, bei Hartgestein 2,2 mal höher als bei lockerem Unterboden und in bergigen Landschaften bis zu 5 mal höher als in ebenen Flächen.²¹ Ebenso ist ein Abschlag auf die Kosten möglich, z. B. in Wüstenregionen mit idealen Bedingungen für die Verlegung von Pipelines.

Die jährlichen **Betriebskosten** (inklusive Wartung) der Pipeline liegen laut Literaturangaben bei etwa 0,8-1,7 %²² bis 5 %²³ der CAPEX. Reparaturen von Wasserstoffpipelines sind mit hoher Wahrscheinlichkeit aufwändiger als Reparaturen im Erdgasnetz, weil der Sicherheitsaufwand höher ist, Rohre z. T. beschichtet sind und Schweißnähte unter Umständen nachbearbeitet werden müssen. Des Weiteren müssen Komponenten wie Dichtungen und Messapparaturen häufiger überprüft, gewartet und ersetzt werden.

Die in der Literatur angegebenen **Investitionskosten von Kompressoren** liegen in einer Größenordnung von 1,9 bis 6,7 Mio. Euro/MW (Abbildung 4). Zusätzlich fallen Betriebskosten und Stromkosten an.²⁴

Abbildung 4 Literaturüberblick zu den CAPEX von (48-Zoll-) Wasserstoffpipelines und Kompressoren

Quelle	Kosten
CAPEX Wasserstoffpipelines	
Wang et al. (2020) (<i>low scenario</i>)*	2,5 Mio. EUR/km
Wang et al. (2020) (<i>medium scenario</i>)*	2,75 Mio. EUR/km
Wang et al. (2020) (<i>high scenario</i>)*	3,36 Mio. EUR/km
Parker (2006)	2,7 Mio. EUR/km
André et al. (2014)	3,1 Mio. EUR/km
CEER (2019)**	1,8-2,5 Mio. EUR/km
Santley et al. (2014)**	1,9-2,6 Mio. EUR/km
ACER (2015)**	2,6-3,5 Mio. EUR/km
FNB Gas (2020)* *	3,0-4,2 Mio. EUR/km
CAPEX Kompressoren	
Wang et al. (2020) (<i>low scenario</i>)*	2,2 Mio. EUR/MW
Wang et al. (2020) (<i>medium scenario</i>)*	3,4 Mio. EUR/MW
Wang et al. (2020) (<i>high scenario</i>)*	6,7 Mio. EUR/MW
André et al. (2014)	1,9 Mio. EUR/MW
ACER (2015)***	2,6 Mio. EUR/MW
FNB Gas (2020)***	3,1-3,6 Mio. EUR/MW

Quelle: Frontier Economics basierend auf Quellen gemäß Spalte „Quelle“.

Hinweis: Kostenangaben in USD wurden mit dem durchschnittlichen jährlichen Umrechnungsfaktor des Jahres der Publikation zu EUR umgerechnet. *Die Kosten in der Folgestudie (Jens et al. (2021)) sind unverändert. **Schätzung für Erdgaspipeline; in den aufgeführten Kosten ist ein Aufschlag von 10-50 % (Schätzung aus Wang et al., 2020) enthalten, der die zusätzlichen Kosten für Wasserstoffpipelines widerspiegelt. ***Schätzung für Kompressoren für den Erdgastransport.

²¹ CEER (2019), S. 30.

²² Wang et al. (2020), S. 20.

²³ Krieg (2007), S. 190.

²⁴ van Gerwen et al. (2019), S. 53, CEER (2019), S. 19.

2.1.3 Annahme zu den Kosten neuer Wasserstoffpipelines

Bei der Berechnung der Transportkosten für den Fall des Neubaus von Wasserstoff-Pipelines wird zunächst von einer 48-Zoll-Pipeline ausgegangen. Basierend auf diesen Kosten werden zudem die Kosten kleinerer Pipelines abgeschätzt.

Rohrleitungen (48-Zoll-Pipelines)

Um die Kosten-Berechnungen für den Fall des Neubaus und der Umwidmung von Pipelines vergleichbar zu machen, wird in den Berechnungen davon ausgegangen, dass im Fall des Neubaus von großen Pipelines und im Fall der Umwidmung die gleichen Mengen an Wasserstoff transportiert werden. Analog zu den von europäischen Fernleitungsnetzbetreibern getroffenen Annahmen bezüglich eines Konzeptes für ein europäisches Wasserstoffnetz²⁵, wird bei den Berechnungen von einer 48-Zoll-Pipeline davon ausgegangen, dass diese mit einer durchschnittlich genutzten Kapazität von 75 % genutzt wird (optimierte Kompression). Bei 5000 Volllaststunden werden somit pro Jahr 1,95 Mio. t (65 TWh) Wasserstoff eingespeist.²⁶ Zum Vergleich:

- Die Bundesregierung rechnet für das Jahr 2030 mit einem Wasserstoffbedarf von 90-110 TWh/Jahr in Deutschland.²⁷
- Bis 2050 könnte die Nachfrage auf etwa 200-450 TWh/Jahr steigen.²⁸
- Unter den im Hauptbericht getroffenen Annahmen würde für die jährliche Produktion von 1,95 Mio. t Wasserstoff (65 TWh) – je nach Szenario – eine Elektrolysekapazität von etwa 16 bis 19 GW benötigt.²⁹

Diese Pipelinestruktur eignet sich also nicht für den Import von geringen Wasserstoffmengen, die in Pilotprojekten produziert werden, sondern für den großskaligen Import im Rahmen eines ausgebauten Wasserstoffnetzes in Europa.

Abbildung 5 stellt die Kostenannahmen für den Neubau von 48-Zoll-Pipelines dar. Um die Unsicherheit der in der Literatur angegebenen Kostenparameter abzubilden, wird in der Analyse zwischen einem unteren Wert, einem mittleren Wert und einem oberen Wert unterschieden. Alle Angaben orientieren sich an den in Abbildung 4 dargestellten Literaturquellen.

Kompressoren (für 48-Zoll-Pipelines)

Die erforderliche Kompressorkapazität für die 48-Zoll-Pipeline mit einer genutzten Kapazität von 75 % (nach Kompressionsoptimierung) liegt bei 190-330 MW/1000 km.³⁰ Unter Beachtung eines angenommenen Strompreises von

²⁵ Wang et al. (2020).

²⁶ Aufgrund von Leitungsverlusten ist die Menge, die am Zielort ankommt, geringer als die eingespeiste Wasserstoff-Menge. Die Berechnungen gehen von Verlusten i. H. v. 0,8 % pro 100 km aus.

²⁷ BMWi (2020), S. 5.

²⁸ Merten et al. (2020), S. 103.

²⁹ Eine Elektrolysekapazität von 16 bis 19 GW wird mit etwa 160-190 100 MW bzw. 65-80 250 MW Elektrolyseuren erreicht.

³⁰ Wang et al. (2020), S. 11.

90 EUR/MWh³¹, der Kompressorkapazität und einer Auslastung von 5000 Stunden pro Jahr, ergeben sich Stromkosten in Höhe von 85,5 bis 148,5 Mio. EUR/Jahr/1000 km.

Es wird angenommen, dass die Verdichter eine Lebensdauer von 25 Jahren haben.

Abbildung 5 Annahmen zu den Kosten des Neubaus von Wasserstoffpipelines (48-Zoll-Pipelines)

Kostenkomponente	Unterer Wert	Mittlerer Wert	Oberer Wert	Einheit
CAPEX Pipeline Onshore	2,5	2,75	3,4	Mio. EUR/km
CAPEX Pipeline Offshore	3,13	3,44	4,25	Mio. EUR/km
CAPEX Kompressoren	2,2	3,4	6,7	Mio. EUR/MW
OPEX Pipeline	2%	2%	2%	% der CAPEX
OPEX Kompressoren	3%	3%	3%	% der CAPEX
Strompreis	90	90	90	EUR/MWh
Kompressorkapazität	190	260	330	MW/1000km
Stromkosten Kompressoren	85,5	117,0	148,5	Mio. EUR/Jahr/1000 km

Quelle: Frontier Economics basierend auf Wang et al. (2020), van Gerwen et al. (2019) und André et al. (2014).

Hinweis: Die CAPEX von Offshore-Pipelines ergeben sich aus den CAPEX von Onshore-Pipelines plus einem Aufschlag von 25 %.

Kosten von Pipelines mit kleineren Durchmessern

Die Kosten von Pipelines mit kleineren Durchmessern sind in absoluten Größen niedriger als die von größeren Pipelines, doch aufgrund ihrer geringeren Transportkapazität liegen die spezifischen Kosten pro Kilogramm transportierten Wasserstoffs oberhalb von großen Pipelines.³²

Basierend auf den Kostenberechnungen für die 48-Zoll-Pipeline werden die Kosten einer 24-Zoll-Pipeline und einer 12-Zoll-Pipeline vereinfachend abgeschätzt. Hierbei wird angenommen, dass sich die jährlichen Gesamtkosten der 24-Zoll-Pipeline auf 35 % der Gesamtkosten der 48-Zoll-Pipeline belaufen bzw. die Kosten der 12-Zoll-Pipeline auf 15 % der Kosten der 48-Zoll-Pipeline. Weitere Erläuterungen hierzu befinden sich in der ersten Textbox unten.

In Bezug auf die Transportkapazitäten der kleineren Pipelines wird angenommen, dass in der 24-Zoll-Pipeline 1,8 GW Wasserstoff transportiert werden können und in der 12-Zoll-Pipeline 0,5 GW. Zusätzliche Erläuterungen hierzu befinden sich in der zweiten Textbox unten.

Da mit abnehmendem Durchmesser der Pipelines die Transportkapazitäten überproportional zu den Kosten sinken, fallen die spezifischen Kosten kleinerer Pipelines höher aus, als die von größeren Pipelines.

³¹ Unter Annahme eines durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises von 60 €/MWh, zuzüglich 30€/MWh für weitere Stromkostenkomponenten wie Netzentgelte (Mittelspannungsebene).

³² Für die Abhängigkeit der Kosten vom Durchmesser siehe z. B. IEA (2019b), André et al. (2014) und Parker (2004).

PIPELINE-TRANSPORTKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DES PIPELINE-DURCHMESSERS

Um einen Indikator für den Zusammenhang zwischen den Transportkosten der 24- bzw. 12-Zoll-Pipeline und der 48-Zoll-Pipeline abzuschätzen, wird auf entsprechende Formeln aus Krieg (2012) und André et al. (2014) zurückgegriffen.

Gemäß Krieg (2012) können die Wasserstoff-Rohrleitungskosten (inklusive Verlege- und Kompressorkosten) wie folgt in Abhängigkeit des Pipeline-Durchmessers approximiert werden:

Tabelle 6.8: Kostenfunktionen der Rohrleitungskosten abhängig vom Durchmesser d

Rohrleitungskosten		Kostenfunktion (d in [mm])
Min.	[€/m]	$1,5 \cdot 10^{-3} d^2 + 0,72 d + 213,9$
Mittel	[€/m]	$2,2 \cdot 10^{-3} d^2 + 0,86 d + 247,5$
Max.	[€/m]	$4 \cdot 10^{-3} d^2 + 0,6 d + 329$

Quelle: Krieg (2012).

Eine ähnliche Formel findet sich in André et al. (2014), wobei sich diese nur auf die reinen Investitionskosten der Pipeline bezieht:

$$CAPEX_{pipe} = 418\,869 + 762,8 * D + 2.306 * D^2 \text{ [€/km]}$$

Quelle: André et al. (2014).

Werden in diese Kostenfunktionen die unterschiedlichen Durchmesser der betrachteten Pipelines eingegeben, kann aus den Ergebnissen ein Indikator für den Zusammenhang zwischen den Kosten unterschiedlicher Pipeline-Größen abgeschätzt werden:

Höhe der Kosten als Anteil der Kosten einer 48-Zoll-Pipeline			
		24 Zoll	12 Zoll
Krieg (2012) - min	[%]	32	15
Krieg (2012) - mittel	[%]	35	16
Krieg (2012) - max	[%]	31	13
André et al. (2014)	[%]	36	18

Quelle: Frontier Economics auf Basis von Krieg (2012) und André et al. (2014).

Auf dieser Basis werden folgende Annahmen getroffen:

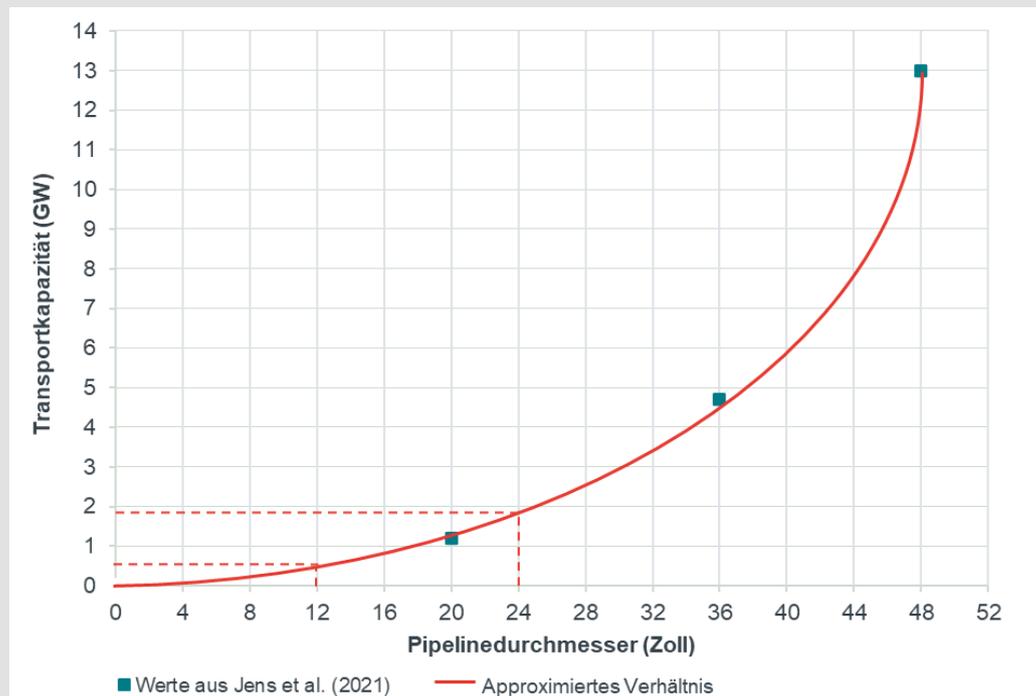
- Für die Gesamtkosten der 24-Zoll-Pipeline werden 35 % der Gesamtkosten der 48-Zoll-Pipeline veranschlagt;
- Für die Gesamtkosten der 12-Zoll-Pipeline werden 15 % der Gesamtkosten der 48-Zoll-Pipeline veranschlagt.

TRANSPORTKAPAZITÄT IN ABHÄNGIGKEIT DES PIPELINE-DURCHMESSERS

Die in einer Pipeline transportierte Menge Wasserstoff kann ebenfalls in Abhängigkeit des Pipeline-Durchmessers abgeschätzt werden. Modellierungen zeigen, dass es pro transportierter Einheit Wasserstoff kostengünstiger ist, die Pipeline bei nicht voller Auslastung zu betreiben (sondern z. B. bei 80 %), weil die Kosteneinsparungen aufgrund der geringeren benötigten Kompressorkapazität den Vorteil einer höheren Transportmenge überkompensieren.³³ Welche Transportkapazität in der Praxis für eine Pipeline angestrebt wird, ist nicht pauschal zu beantworten. Jens et al. (2021) geben für eine neugebaute Pipeline folgende Kapazitäten an, die sich in ersten Modellierungen als kostenminimierend gezeigt haben (jeweils unterer Heizwert):

- 48 Zoll: 13 GW Wasserstoff,
- 36 Zoll: 4,7 GW Wasserstoff,
- 20 Zoll: 1,2 GW Wasserstoff.

Basierend auf diesen Werten (blaue Quadrate) wird das Verhältnis zwischen Pipelinedurchmesser und Transportkapazität mit einer quadratischen Funktion (rote Linie) approximiert, von der näherungsweise die Transportkapazität einer 12- bzw. 24-Zoll-Pipeline abgeschätzt werden kann (gestrichelte rote Linien).



Quelle: Frontier Economics basierend auf Jens et al. (2021).

Auf dieser Basis wird folgende Annahme getroffen:

- In der 24-Zoll-Pipeline werden jährlich 1,8 GW Wasserstoff transportiert;
- In der 12-Zoll-Pipeline werden jährlich 0,5 GW Wasserstoff transportiert.

³³ Wang et al. (2020), S. 10.

2.2 Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines

Eine im Vergleich zum Neubau von Wasserstoffpipelines weniger aufwändige und kostengünstigere Alternative ist die Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines zu Wasserstoffpipelines. Im Folgenden wird auf die Voraussetzungen für eine solche Umwidmung und die damit verbundenen Kosten eingegangen.

2.2.1 Voraussetzungen für die Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines

Technische Voraussetzungen

Aus Sicht europäischer Erdgasnetzbetreiber sind die bestehenden Erdgas-Pipelines grundsätzlich gut für den Wasserstofftransport geeignet.³⁴ Aus technischer Sicht relevante Aspekte der Umwidmung sind insbesondere

- die Gewährleistung eines für den Wasserstofftransport geeigneten Zustands der Pipelines selbst (u. a. im Hinblick auf die Wasserstoffversprödung, siehe Textbox unten); und
- die Gewährleistung des erforderlichen Drucks für den Wasserstofftransport. Wie in Abschnitt 2.1.1 erläutert, wird für den Transport von Wasserstoff eine höhere Kompressorenleistung benötigt als für den Transport von Erdgas. Aufgrund der niedrigen Energiedichte muss Wasserstoff stärker komprimiert werden als Erdgas, um die volumetrische Energiedichte zu erhöhen.³⁵

Zudem müssen – abhängig von deren Alter und Zustand – Messgeräte, Ventile, Dichtungen und Armaturen bei einer Umwidmung der Pipeline ersetzt werden.³⁶

³⁴ Wang et al. (2020), S. 15.

³⁵ Krieg (2012), S. 101; Adam et al. (2020), S. 15.

³⁶ Wang et al., S. 15f; siehe auch Adam et al. (2020), S. 13.

WASSERSTOFFVERSPRÖDUNG

Unter **Wasserstoffversprödung** versteht man die Schädigung eines Materials durch das Eindringen von atomarem Wasserstoff.³⁷ Wasserstoffversprödung kann das Wachstum von Rissen in Pipeline-Werkstoffen fördern, wodurch die Bruchzähigkeit der Pipeline beeinträchtigt und die Lebensdauer der Pipeline reduziert werden kann.³⁸ Die Wasserstoffversprödung tritt nur bei metallischen Werkstoffen auf. Unterschiedliche Stahlsorten sind dabei in verschiedenem Maß empfindlich gegenüber der Wasserstoffversprödung.³⁹

Angesichts der Risiken der Wasserstoffversprödung bestehen folgende grundsätzliche Optionen für die technische Umwidmung von Erdgaspipelines⁴⁰:

- **Keine Modifikation:** Es ist möglich, Pipelines ohne weitere Anpassungen zu nutzen, die aus einem nicht-versprödungsgefährdeten Rohrmaterial gebaut wurden (z. B. X70-Stahl). Durch den dauerhaften Kontakt zum Wasserstoff kann es langfristig dennoch zu Schäden am Stahl kommen.
- **Beschichten:** Gegen die Wasserstoffversprödung wird eine zusätzliche Schutzschicht, z. B. aus Aluminium, Zink oder Kunststoff, aufgetragen. Dazu ist es vermutlich notwendig, die Pipelines freizulegen.
- **Rohr-in-Rohr:** Die dritte Möglichkeit besteht darin, ein kleineres Rohr innerhalb einer bestehenden Pipeline als Versprödungsschutz zu installieren. Mit dieser Technik wäre es potentiell möglich, zeitgleich reines Wasserstoff und reines Erdgas zu transportieren.⁴¹ Es ist jedoch fraglich, ob das Verfahren großtechnisch umsetzbar ist.
- **Inhibitoren:** Anstatt die Beschaffenheit der Rohrleitung anzupassen, kann alternativ die Zusammensetzung des Gases modifiziert werden. Niedrige Konzentrationen von Sauerstoff, Kohlenstoffmonoxid oder Stickstoff können dem Gas beigemischt werden, die sich aufgrund ihrer chemischen Eigenschaften schneller als Wasserstoff an das Metall anlagern und so die Wasserstoffversprödung verhindern. Wenn eine sehr hohe Reinheit des Wasserstoffs erforderlich ist, muss eventuell eine Nachreinigung vorgenommen werden, um den Inhibitor wieder zu eliminieren.

Neben einer Modifikation der Pipelines kann den Risiken der Wasserstoffversprödung auch vorgebeugt werden, indem

- der Zustand der Pipelines kontinuierlich überwacht wird (um Risse festzustellen und zu beobachten). Hierfür kann auf bestehende Verfahren zurückgegriffen werden⁴²; und/oder
- die Betriebsweise der Pipelines so angepasst wird, dass Risiken der Wasserstoffversprödung minimiert werden (Aufrechterhaltung eines konstanten Druckniveaus).⁴³

Welche Maßnahme(n) am besten geeignet ist, hängt stark vom Einzelfall (z. B. dem Zustand individueller Pipelines und dem verwendeten Stahl) ab.

³⁷ Krieg (2012), S. 46.

³⁸ Adam et al. (2020), S. 14.

³⁹ Krieg (2012), S. 82

Erste Umstellungen von Erdgaspipelines auf den Wasserstoffbetrieb haben bereits beispielsweise in Deutschland, den Niederlanden und Frankreich stattgefunden.⁴⁴ Weitere Erfahrungen werden derzeit im Rahmen von Pilotprojekten gesammelt.⁴⁵

Verfügbarkeit von Erdgaspipelines für den Wasserstoffbetrieb

Eine weitere Voraussetzung für die Umwidmungen von bestehenden Erdgaspipelines ist, dass diese frei sind und nicht mehr zum Transport von Erdgas benötigt werden. Die Umwidmung von ganzen Pipelineverbindungen ist kurz- und mittelfristig aufgrund der zunächst weiterhin zu deckenden Erdgasnachfrage, der bestehenden Gaslieferverträge sowie Gastransportverträge eher unwahrscheinlich. Stattdessen können – sofern es parallele Pipeline-Stränge gibt – ggf. einzelne Pipelinestränge für den Wasserstofftransport umgewandelt werden, sodass schrittweise eine Umstellung des Gassystems erfolgt.⁴⁶

Jens et al. (2021) gehen davon aus, dass ein großflächig verbundenes europäisches Wasserstoffnetz bis zum Jahr 2040 realisiert werden könnte, das zu 69 % aus umgewidmeten Pipelines bestehen würde. Im Zeitrahmen bis 2030 sei damit zu rechnen, dass einzelne regionale Wasserstoffnetze an Industrie-Clustern entstehen (z. B. in Belgien, den Niederlanden und Nord-West-Deutschland⁴⁷). Zwischen Tunesien und Italien könnten bereits bis 2030 einzelne Stränge der bestehenden Erdgaspipeline umgewidmet werden. Eine weitere Verbindung zwischen Europa und Nordafrika könnte bis 2035 durch die Umwidmung der Erdgaspipeline zwischen Marokko und Spanien entstehen. Ab diesem Zeitpunkt ziehen Jens et al. (2021) auch (umgewidmete) Wasserstoffpipelines zwischen der Ukraine und Deutschland in Betracht. Bis 2040 könnte dann sowohl durch weitere Umwidmungen (petrol-farbene Linien in Abbildung 6), als auch durch neugebaute Wasserstoffpipelines (gelbe Linien in Abbildung 6), ein verbundenes europäisches Wasserstoffnetz mit drei Pipelineverbindungen zu Nordafrika entstehen.

In den meisten europäischen Ländern sind Langfristverträge für Erdgas kein Hindernis für die Umwidmung von Pipelines, allerdings werden die meisten Pipelines kurz- und mittelfristig noch zur Deckung der Erdgasnachfrage benötigt.⁴⁸

⁴⁰ Krieg (2012), S. 82ff., Cerniauskas et al. (2020), S. 12097ff.

⁴¹ van Wijk und Chatzimarkakis (2020).

⁴² Adam et al. (2020), S. 15.

⁴³ Wang et al. (2020), S. 16.

⁴⁴ Wang et al. (2020), S. 16.

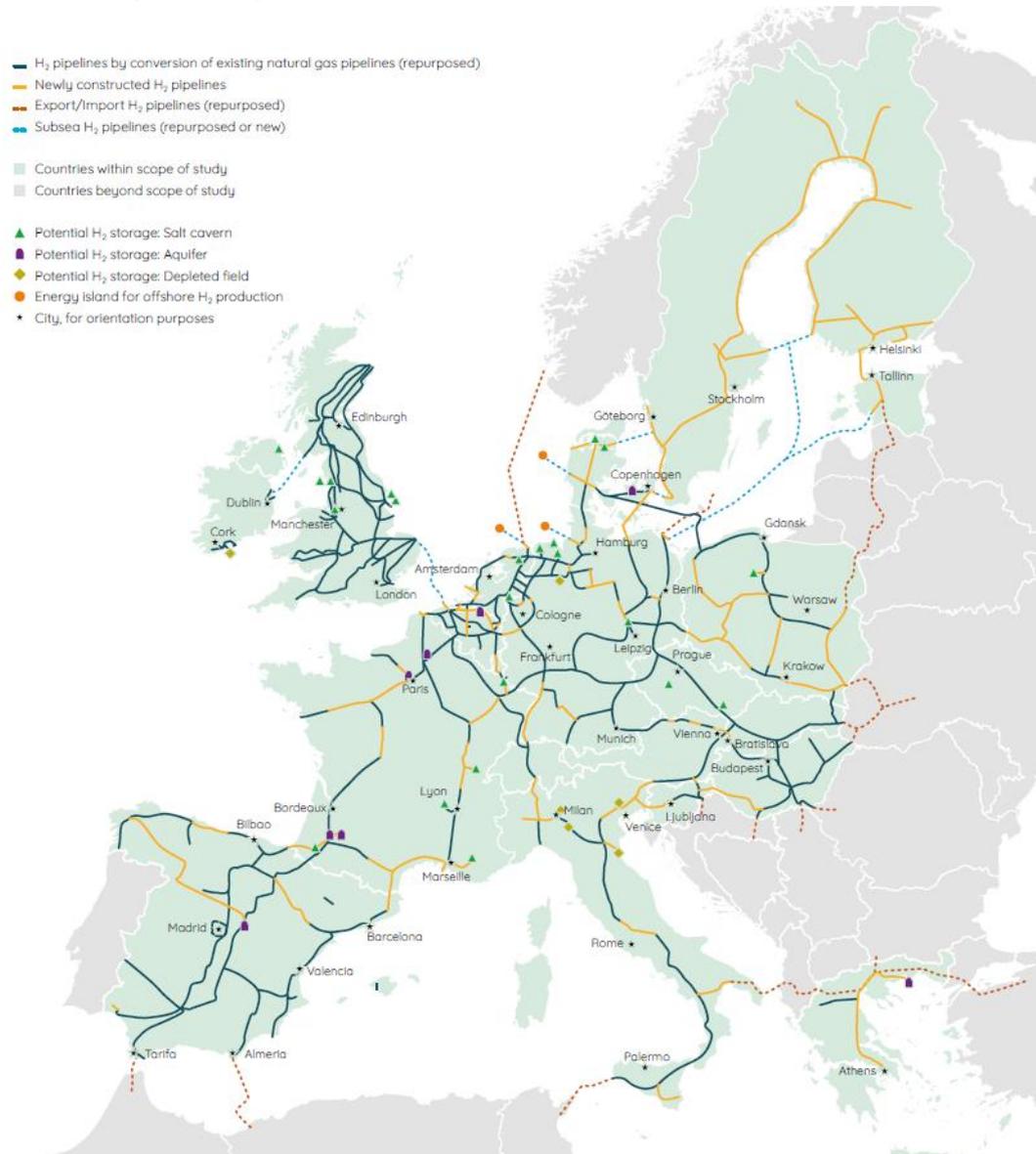
⁴⁵ Ein Beispiel hierfür ist das Get H2 Nukleus Projekt, siehe <https://oge.net/de/wir/projekte/get-h2-nukleus>.

⁴⁶ Zum Beispiel verfügen die Erdgasleitungen aus dem Osten teilweise über fünf Parallelleitungen.

⁴⁷ In dieser Region stehen durch den Rückgang der L-Gas-Produktion in Groningen auch relativ kurzfristig Erdgastransport-Kapazitäten zur Verfügung, die für den Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden können.

⁴⁸ Siehe Wang et al. (2020), S. 29 – laut Einschätzung europäischer Netzbetreiber hängt in den meisten europäischen Ländern die Umwidmung von Erdgaspipelines nicht von Langfristverträgen, sondern von der Entwicklung der Erdgasnachfrage ab.

Abbildung 6 Mögliches europäisches Wasserstoff-Netz im Jahr 2040



Quelle: Jens et al. (2021), S. 12.

2.2.2 Annahmen zu den Kosten der Umwidmung von Erdgaspipelines

Die Kostenannahmen für die Umwidmung von Erdgaspipelines orientieren sich an Angaben von Wang et al. (2020), deren Werte von weiteren Quellen gestützt werden.⁴⁹ Die Literaturangaben decken eine Bandbreite für die zu erwartenden Kosten ab. Um die Umrüstungskosten und -anforderungen einer einzelnen Pipeline im Detail zu bestimmen, muss diese zuvor technisch inspiziert werden. Dies ist nicht Gegenstand dieser ergänzenden Kurzstudie.

⁴⁹ Adam et al. (2020) beziffern die Umrüstung der Leitungen auf 10-15 % des Neubaus.

Die Unterschiede in den Kosten von Neubau vs. Umwidmung beziehen sich zum ganz überwiegenden Teil auf die Material- und Verlegekosten für die Rohre. Deshalb werden auch nur diese in den Berechnungen variiert.

In Bezug auf die Kompressor-Kosten wird angenommen, dass die gleichen Kosten wie für den Pipelineneubau anfallen, da die bestehenden Kompressoren für den Transport von Wasserstoff voraussichtlich ersetzt werden müssen und nicht umgewidmet werden können.⁵⁰

Auch die Betriebskosten werden bei Umwidmung und Neubau einheitlich gehandhabt. Die Kostennahmen (Abbildung 7) werden über Abschläge auf die Neubaukosten der Rohrleitungen abgeleitet. Dabei variieren die Kapitalkosten für die Rohrleitungen wie folgt:

- Unterer Wert der CAPEX für Umwidmung: 10 % der Neubaukosten (bezogen auf den unteren Wert der Neubaukosten)
- Mittlerer Wert der CAPEX für Umwidmung: 15 % der Neubaukosten (bezogen auf den mittleren Wert der Neubaukosten)
- Oberer Wert der CAPEX für Umwidmung: 20 % der Neubaukosten (bezogen auf den oberen Wert der Neubaukosten).

Abbildung 7 Annahmen zu den Kosten der Umwidmung von Pipelines

Kostenkomponente	Untergrenze	Mittel	Obergrenze	Einheit
CAPEX Pipelineumwidmung (Onshore)	0,25	0,4125	0,68	Mio. EUR/km
CAPEX Pipelineumwidmung (Offshore)	0,313	0,516	0,85	Mio. EUR/km
CAPEX Kompressoren	2,2	3,4	6,7	Mio. EUR/MW
OPEX Pipeline	2%	2%	2%	% der CAPEX
OPEX Kompressoren	3%	3%	3%	% der CAPEX
Strompreis	90	90	90	EUR/MWh
Kompressorkapazität	190	260	330	MW/1000km
Stromkosten Kompressoren	85,5	117,0	148,5	Mio. EUR/Jahr/1000 km

Quelle: Frontier Economics basierend auf Wang et al. (2020), van Gerwen et al. (2019) und André et al. (2014).

⁵⁰ Wang et al. (2020), S. 17, S. 19.

EXKURS: BEIMISCHUNG VON WASSERSTOFF ZU ERDGAS

Eine dritte Möglichkeit, Wasserstoff zu transportieren, besteht darin, Erdgas Wasserstoff beizumischen und auf diesem Weg die bestehenden Erdgaspipelines zum Transport zu nutzen. Diese Möglichkeit könnte sich insbesondere kurz- und mittelfristig anbieten, sofern bestehende Erdgaspipelines nicht vollständig ausgelastet sind (also freie Kapazitäten für die Wasserstoff-Beimischung bestehen), aber noch weiterhin für den Erdgastransport benötigt werden (eine Umwidmung also (noch) nicht in Frage kommt).

Der wesentliche Unterschied zum Neubau oder der Umwidmung von Pipelines besteht darin, dass das Endprodukt in Deutschland nicht reiner Wasserstoff, sondern ein Gemisch aus Erdgas und Wasserstoff ist, das nicht wie Wasserstoff verwendet werden kann.⁵¹

Technisches Potenzial der Beimischung

Bis zu welchem Anteil Wasserstoff zu Erdgas beigemischt werden kann, ohne dass dies z. B. bei Infrastruktur oder Brennern zu technischen Problemen führt, wird unterschiedlich bewertet. In Deutschland liegt der gesetzlich zulässige Anteil der Beimischungsgrenze bei 5 Volumenprozent (Vol.-%); eine Erhöhung auf 10 Vol.-% ist geplant.⁵² Timmerberg und Kaltschmitt (2019) erläutern, dass in der Literatur Beimischungsgrenzen von 2 bis 30 %, teilweise sogar bis zu 50 % genannt werden. Sie selbst gehen in einer Berechnung davon aus, dass eine Beimischung bis zu 10 % (unter vernachlässigbar geringen Anpassungen der Erdgasinfrastruktur) möglich ist.

In der Praxis hängt die Höhe der Beimischungsgrenze von der Beschaffenheit einzelner Pipelines ab.⁵³ Zudem spielen die Erfordernisse der Endabnehmer eine Rolle. So darf beispielweise Erdgas maximal einen Wasserstoffanteil von 2 Vol.-% enthalten, sofern es als Kraftstoff im Verkehrssektor eingesetzt wird. Andernfalls könnte es zu einer Versprödung der Tanks kommen.⁵⁴

Kosten der Beimischung

Eine geringe Beimischung von unter 5 Vol.-% Wasserstoff ist im Allgemeinen ohne zusätzliche Kosten (gegenüber dem Erdgastransport) möglich. Ab einem Anteil von etwa 5 Vol.-% entstehen mit Zunahme der Beimischungsquote steigende Kosten für die Aufrüstung oder den Neubau von Kompressoren.⁵⁵ Ab 20 % Beimischungsquote fallen zusätzlich Kosten für die Umrüstung von Pipelines und Kompressoren an.⁵⁶ Zudem nimmt der Energiegehalt des transportierten Gases pro Volumeneinheit ab.

⁵¹ Technisch ist es zwar möglich, Wasserstoff und Erdgas nach dem (gemeinsamen) Transport wieder zu separieren, dies ist jedoch mit hohen Kosten verbunden und daher nicht praktikabel. (IEA (2019), S. 74.)

⁵² Deutscher Bundestag (2019), S. 4.

⁵³ Einen Überblick zur Wasserstofftoleranz der einzelnen Elemente der Gasnetzinfrastruktur bietet Schütz & Hertel (2016) (S. 108ff.).

⁵⁴ Deutscher Bundestag (2019), S. 6. Siehe auch IEA (2019), S. 70ff., zur Wasserstofftoleranz unterschiedlicher Endanwendungen sowie zu den regulatorischen Vorgaben bezüglich der Beimischung von Wasserstoff in verschiedenen Ländern.

⁵⁵ Van Wijk & Chatzimarkakis (2020), S. 20; GRTgaz et al. (2019), S. 22.

In der Literatur genannte Kosten für die Beimischung von Wasserstoff liegen bei 0,25 bis 0,66 EUR/kgH₂. IEA (2019) nennt Kosten von umgerechnet 0,25 – 0,34 EUR/kgH₂, die Kosten für die Wasserstoff-Einspeisestationen sowie variable Kosten der Einspeisung umfassen. Timmerberg und Kaltschmitt (2019) schätzen die Kosten einer 10%igen Beimischung explizit für die Strecke zwischen verschiedenen Standorten in Nordafrika und Zentraleuropa. Für die Strecke zwischen Hassi R'Mel in Algerien und Zentraleuropa nennen die Autoren eine Kostenbandbreite von 10-20 €/MWh (0,33 – 0,66 EUR/kgH₂).

Beimischung auf der Strecke Nordafrika – Deutschland

Derzeit scheint es, unabhängig von den mit der Beimischung verbundenen Kosten, wenig realistisch, über Beimischung Wasserstoff von Nordafrika bis nach Deutschland zu transportieren. In den Pipelines von Nordafrika nach Spanien bzw. Italien ist zwar grundsätzlich genügend Kapazität verfügbar (vergleiche Anhang B). Allerdings fließt derzeit kaum Erdgas von Süd- nach Mitteleuropa: Mit Ausnahme von wenigen Tagen gab es z. B. in den letzten Jahren keine physischen Gasflüsse zwischen Spanien und Frankreich⁵⁷. Auch von Italien in die Schweiz sind nur marginale Mengen geflossen,⁵⁸ von Italien nach Österreich keinerlei Gas.⁵⁹ Auf einzelnen Streckenabschnitten von Nordafrika nach Deutschland sind die Gasflüsse also so gering, dass kaum Wasserstoff nach Deutschland gelangen würde.

Beimischung auf der Strecke Ukraine – Deutschland

Das ukrainische Gasnetz dient heutzutage im Wesentlichen Transitflüssen von Russland nach Südosteuropa. In Richtung Deutschland fließt im überwiegenden Teil des Jahres kein Gas von der Slowakei nach Tschechien,⁶⁰ da Deutschland russisches Gas inzwischen vor allem über die Nord Stream-Pipeline und die Route über Weißrussland und Polen bezieht.⁶¹ Ukrainische Transite sind seit dem Bau der Nord Stream-Pipeline im Allgemeinen deutlich zurückgegangen.⁶²

Behandlung im weiteren Bericht

Da, unabhängig von der Höhe der mit der Beimischung verbundenen Kosten, das Endprodukt im Zielmarkt ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch ist, wird in der weiteren Analyse nicht näher auf die Option der Beimischung eingegangen.

⁵⁶ GRTgaz et al. (2019), S. 22.

⁵⁷ ENTSOG (2020), VIP PIRINEOS.

⁵⁸ ENTSOG (2020), Griespass (CH) / Passo Gries (IT).

⁵⁹ ENTSOG (2020), Tarvisio (IT) / Arnoldstein (AT).

⁶⁰ ENTSOG (2020), IP Lanžhot.

⁶¹ Pirani & Yafimava (2016), S. 58.

⁶² Lang & Westphal (2016), S. 11.

3 KOSTEN-BERECHNUNGEN

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Kosten-Berechnungen für grünen Wasserstoff dargestellt, der in Nordafrika bzw. im Referenzland Ukraine produziert und in den Zielmarkt Deutschland transportiert wird. Hierbei werden die Kosten für unterschiedliche Transportmöglichkeiten (Pipeline-Neubau, Pipeline-Umwidmung und – im Fall von Nordafrika – Schiffstransport) dargestellt. Alle Ergebnisse beziehen sich vor dem Hintergrund von erforderlichen Planungs- und Bauzeiten für Wasserstoffpipelines auf das Jahr 2030. Zudem beziehen sich die dargestellten Produktionskosten auf eine Erzeugung des grünen Wasserstoffs in 250 MW_{el} Elektrolyse-Anlagen.⁶³

Im Einzelnen wird in diesem Kapitel dargestellt

- welche Produktionskosten für grünen Wasserstoff abgeschätzt werden (Abschnitt 3.1);
- welche Transportdistanzen angenommen werden (Abschnitt 3.2); und
- welche Gesamtkosten für Produktion und Transport sich aus den Berechnungen ergeben (Abschnitt 3.3).

3.1 Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff

Die Kosten für in Nordafrika produzierten grünen Wasserstoff wurden bereits in der Studie „Wirtschaftlichkeit von PtX Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen“ abgeschätzt. In **Abschnitt 3.1.1** werden auf Basis dieser Berechnungen die Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Nordafrika für den Fall einer 250 MW_{el} Elektrolyse-Anlage und das Jahr 2030 dargestellt. In **Abschnitt 3.1.2** werden die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in der Ukraine beschrieben, welche in der Hauptstudie nicht abgeschätzt wurden.

Mit Ausnahme der spezifischen Annahmen zur Erzeugung des Grünstroms in der Ukraine entsprechen alle Annahmen denjenigen der Hauptstudie (siehe dort insbesondere Anhang A.1 und Anhang A.2). Für Nordafrika wird für die Erzeugung des grünen Stroms von einer kombinierten Photovoltaik- samt Onshore-Wind-Anlage ausgegangen. Dahingegen wird für die Ukraine angenommen, dass der produzierte grüne Wasserstoff ausschließlich auf Basis von Grünstrom aus Onshore-Wind-Anlagen erzeugt wird. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Dimensionierung der EE-Erzeugungsanlagen denen des Elektrolyseurs entsprechen.⁶⁴

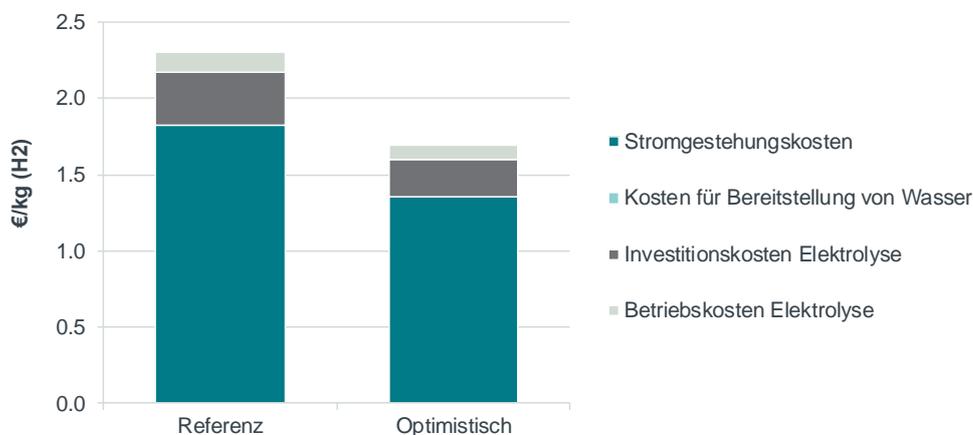
⁶³ Dies entspricht der größeren der beiden in der Hauptstudie untersuchten Anlagengrößen.

⁶⁴ Es bestehen hierbei weitere Optimierungspotenziale z. B. durch Wasserstoffspeicherung oder eine größere Dimensionierung der EE-Anlagenkapazitäten. Bei Letzterem werden die Benutzungsstunden des Elektrolyseurs und der Wasserstoffinfrastruktur erhöht. Gleichzeitig muss Stromerzeugung, die nicht direkt im Elektrolyseur verwertet werden kann, zu einem geringeren Wert am Strommarkt (sofern dies möglich ist) verkauft oder in Stromspeichern zwischengespeichert werden.

3.1.1 Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff in Nordafrika

Abbildung 8 stellt die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Nordafrika für den Fall einer 250 MW_{el}-Elektrolyseanlage, die im Jahr 2030 gebaut wird, dar. Im Referenz-Szenario kann ein kg Wasserstoff für 2,31 € hergestellt werden, im Optimistischen Kostenszenario für 1,7 €. Den größten Anteil der Kosten machen die Stromgestehungskosten aus (die in der Abbildung auch die Anbindungskosten von der Stromerzeugung an den Elektrolyseur umfassen).

Abbildung 8 Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Nordafrika (2030, 250 MW_{el} Elektrolyseanlage)



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Kosten in einem Jahr mit 67 % Strom-zu-H₂ Wirkungsgrad.⁶⁵ Stromgestehungskosten inklusive Anbindungskosten von der Stromerzeugungsanlage an den Elektrolyseur.

3.1.2 Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff im Referenzland Ukraine

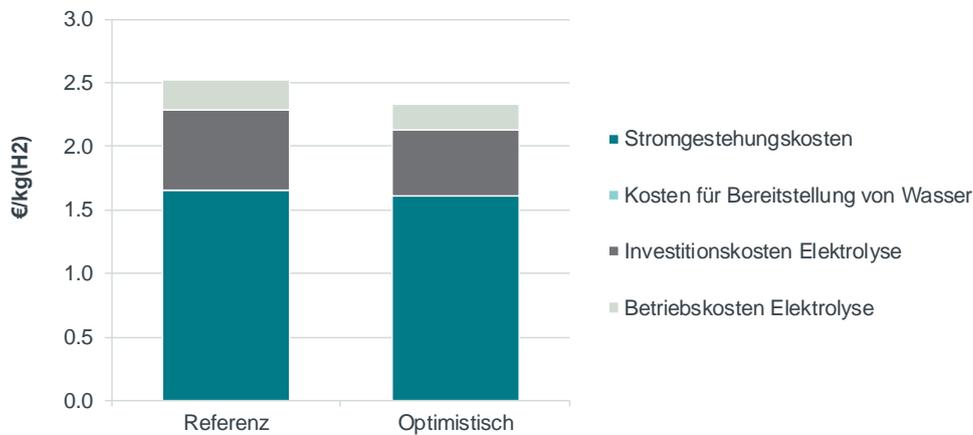
Für die Abschätzung der Produktionskosten von grünem Wasserstoff in der Ukraine wird angenommen, dass der Grünstrom auf Basis von Onshore-Windkraftanlagen mit durchschnittlich 3000 Volllaststunden pro Jahr erzeugt wird (siehe Textbox unten zum Potenzial der Onshore-Windenenergie in der Ukraine). Außer der angenommenen Stromerzeugungstechnologie, den Volllaststunden und den Anbindungskosten der Stromerzeugungsanlage an den Elektrolyseur⁶⁶, entsprechen alle Annahmen denjenigen in der Berechnung für Nordafrika.

Abbildung 9 zeigt die Höhe der Produktionskosten für in der Ukraine produzierten grünen Wasserstoff (Investition im Jahr 2030 in eine 250 MW_{el} Elektrolyseanlage). Im Referenzszenario belaufen sich die Produktionskosten auf 2,52 €/kg_{H2} und im Optimistischen Szenario auf 2,33 €/kg_{H2}.

⁶⁵ Der Wirkungsgrad entspricht damit demjenigen, welcher im Hauptbericht für neue Elektrolyse-Stacks angenommen wird (vergleiche Abschnitt 3.3 im Hauptbericht).

⁶⁶ Für die Anbindung der PV-Anlage und der Onshore-Wind-Anlage (Berechnung für Nordafrika) werden Anbindungskosten i. H. v. 1 ct/kWh_{el} im Referenzszenario bzw. 0,75 ct/kWh_{el} im Optimistischen Szenario angenommen. Für die reine Anbindung der Onshore-Wind-Anlage (Berechnung für die Ukraine) werden Anbindungskosten i. H. v. 0,5 ct/kWh_{el} angenommen.

Abbildung 9 Produktionskosten von grünem Wasserstoff in der Ukraine (2030, 250 MW_{el} Elektrolyseanlage)



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Kosten in einem Jahr mit 67 % Strom-zu-H₂ Wirkungsgrad.⁶⁷ Stromgestehungskosten inklusive Anbindungskosten von der Stromerzeugungsanlage an den Elektrolyseur.

Im Vergleich zu den für Nordafrika berechneten Produktionskosten von grünem Wasserstoff sind die Gesamt-Produktionskosten des grünen Wasserstoffs, unter den von uns getroffenen Annahmen, im Referenzland Ukraine etwas höher als in Nordafrika. Dies gilt insbesondere unter den Annahmen des Optimistischen Kostenszenarios. Gründe hierfür sind

- deutlich höhere spezifische Investitions- und Betriebskosten des Elektrolyseurs, da die angenommenen Volllaststunden für Onshore-Windanlagen in der Ukraine (3000 h/a sowohl im Referenzszenario, als auch im Optimistischen Szenario) deutlich unter denjenigen für die kombinierte PV-Wind-Anlage in Nordafrika (ca. 5380 h/a im Referenzszenario und ca. 6350 h/a im Optimistischen Szenario) liegen. Da die Volllaststunden der Stromerzeugungsanlage in den Berechnungen die Benutzungsstunden des Elektrolyseurs bestimmen, führen niedrigere Volllaststunden zu höheren spezifischen Kosten;
- höhere Stromgestehungskosten im Optimistischen Szenario. Im Referenz-Szenario liegen die Stromgestehungskosten (inklusive Anbindungskosten) dagegen leicht unter den für Nordafrika berechneten, was auf die niedrigeren Anbindungskosten⁶⁸ zurückzuführen ist.

Zudem weichen die berechneten Produktionskosten für grünen Wasserstoff für das Referenzland Ukraine zwischen dem Referenzszenario und dem Optimistischen Szenario nur geringfügig ab, während für Nordafrika ein deutlicher Kostenunterschied zwischen den Szenarien besteht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass

⁶⁷ Der Wirkungsgrad entspricht damit den Annahmen für neue Elektrolyse-Stacks im Hauptbericht (vergleiche Abschnitt 3.3 im Hauptbericht).

⁶⁸ Siehe Fußnote 66: Für die Anbindung der PV-Anlage und der Onshore-Wind-Anlage (Berechnung für Nordafrika) werden Anbindungskosten i. H. v. 1 ct/kWh_{el} im Referenzszenario bzw. 0,75 ct/kWh_{el} im Optimistischen Szenario angenommen. Für die reine Anbindung der Onshore-Wind-Anlage (Berechnung für die Ukraine) werden Anbindungskosten i. H. v. 0,5 ct/kWh_{el} angenommen.

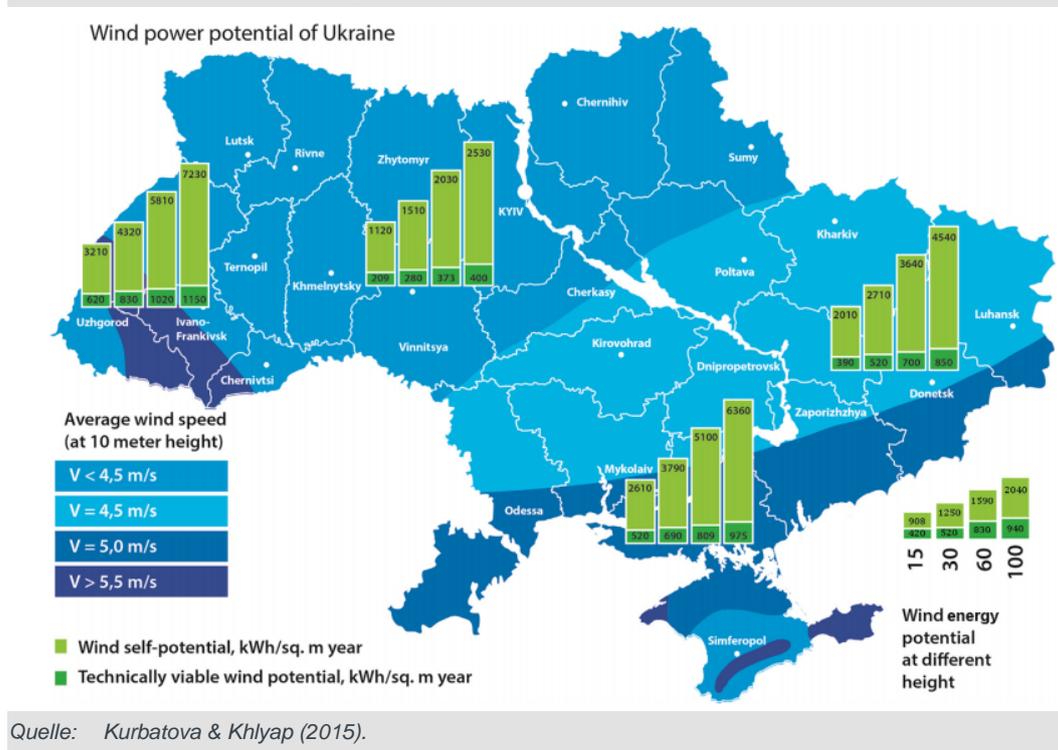
- für die Ukraine – im Gegensatz zu Nordafrika – für beide Szenarien vereinfachend die gleiche Volllaststundenzahl angenommen wird;
- die angenommenen Anbindungskosten für die Grünstrom-Anlage bei der PV-Wind-Kombination zwischen beiden Kostenszenarien variieren, bei der reinen Wind-Anlage jedoch nicht; und
- die angenommenen Investitionskosten für die PV-Anlage stärker zwischen beiden Szenarien variieren als die angenommenen Investitionskosten für die Onshore-Wind-Anlage.

WINDKRAFT-POTENZIAL IN DER UKRAINE

Die Ukraine weist ein hohes Potenzial für die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf Basis von Windenergie auf. Das technische Potential für Windkraft wird auf 30 TWh/Jahr geschätzt.⁶⁹ Das Potential wird bislang nicht annähernd ausgeschöpft. So lag die installierte Windkraftkapazität 2019 bei lediglich 1258 MW (was bei Annahme von 3000 Volllaststunden pro Jahr etwa 3,8 TWh/Jahr entspricht).⁷⁰

Die Regionen mit dem größten Windpotential liegen im Süden der Ukraine am Schwarzen Meer und Asowschen Meer sowie im Westen in den Karpaten und dem Krimgebirge (s. Abbildung 10). Für diese Regionen werden die Volllaststunden der Windstromerzeugung auf 3000 Stunden geschätzt.⁷¹

Abbildung 10 Windkraftpotential in der Ukraine



⁶⁹ Dena (2013), S. 41, S. 45.

⁷⁰ IRENA (2020), S. 15

⁷¹ IRENA (2015), S. 44.

3.2 Annahme zu den Transportdistanzen

Für die Berechnung der Pipeline-Transportkosten werden folgende Transportdistanzen angesetzt:

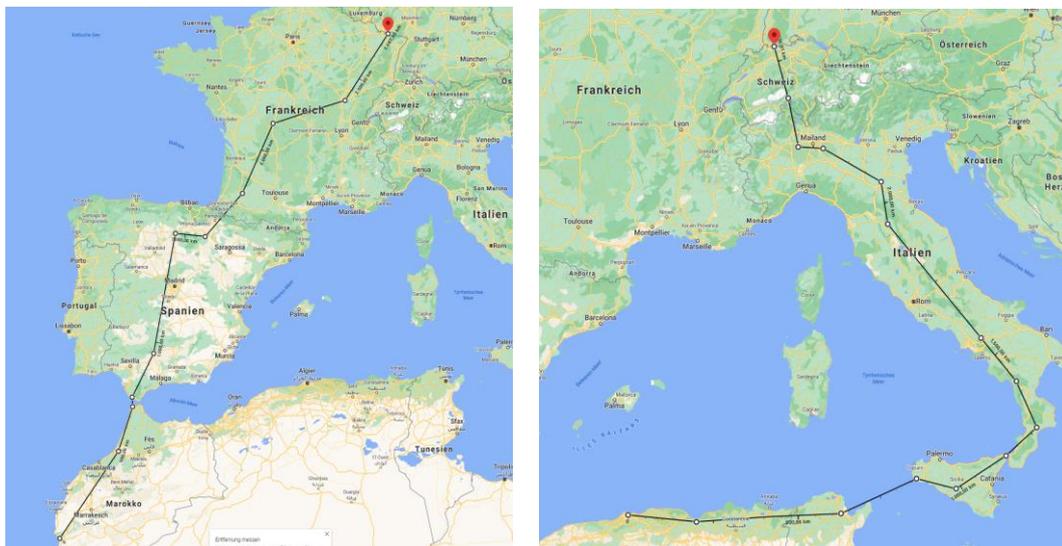
- Für Nordafrika wird eine Strecke von 2610 km angenommen, die sich aus 2475 km an Land und 135 km offshore zusammensetzt. Diese Strecke stellt den Mittelwert zweier möglicher Transportrouten aus Nordafrika dar, nämlich die Strecke
 - von Agadir bis zum deutschen Grenzübergangspunkt im Erdgasnetz (Medelsheim) (siehe Abbildung 11, linke Grafik); und
 - von Algier bis Wallbach (siehe Abbildung 11, rechte Grafik).

Mögliche Routen für den Schiffstransport wären z. B. die Strecken von Agadir oder Algier bis Hamburg.⁷²

- Für den Transport aus dem Benchmark-Case Ukraine wird in den Berechnungen eine Strecke von 1500 km angesetzt. Dies entspricht der Entfernung von Odessa am Schwarzen Meer bis zur deutsch-tschechischen Grenze in Waidhaus (siehe Abbildung 12).

Die Transportentfernungen orientieren sich, soweit möglich, am Verlauf bestehender Erdgaspipelines.⁷³ Für den Neubau wird daher die implizite Annahme getroffen, dass die Wasserstoffpipelines parallel zu den bestehenden Erdgaspipelines verlaufen.

Abbildung 11 Mögliche Pipeline-Transportrouten von Nordafrika nach Deutschland

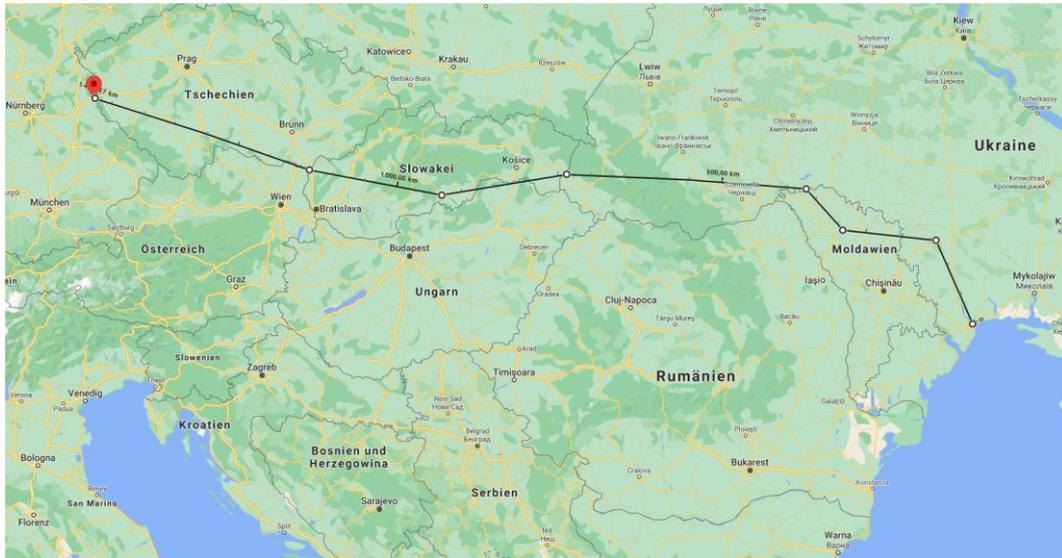


Quelle: Frontier Economics basierend auf ENTSOG Capacity Map 2019 und Google Maps.

⁷² Da beim Schiffstransport die Kosten nur leicht mit der Distanz variieren, wird von einer Unterscheidung nach einem spezifischen Exporthafen abstrahiert.

⁷³ Auf der Strecke Agadir – Tanger (d. h. auf dem inner-marokkanischen Streckenabschnitt der Route auf der linken Grafik in Abbildung 11), sowie der Strecke Algier-Tunis (rechte Grafik in Abbildung 11) existiert keine Erdgaspipeline. Zudem existiert von Odessa keine Anbindung an das Ferngasnetz. D. h. auch die Route Odessa-Waidhaus beinhaltet ca. 100 km impliziten Pipeline-Neubau, um von Odessa aus bis zur SDKRI-Pipeline zu gelangen.

Abbildung 12 Mögliche Transportroute von der Ukraine nach Deutschland



Quelle: Frontier Economics basierend auf ENTSOG Capacity Map 2019 und Google Maps.

3.3 Ergebnisse der Kostenberechnungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Kosten-Berechnung für in Nordafrika bzw. der Ukraine produzierten und nach Deutschland transportierten grünen Wasserstoff beschrieben.

3.3.1 Ergebnisse für Nordafrika

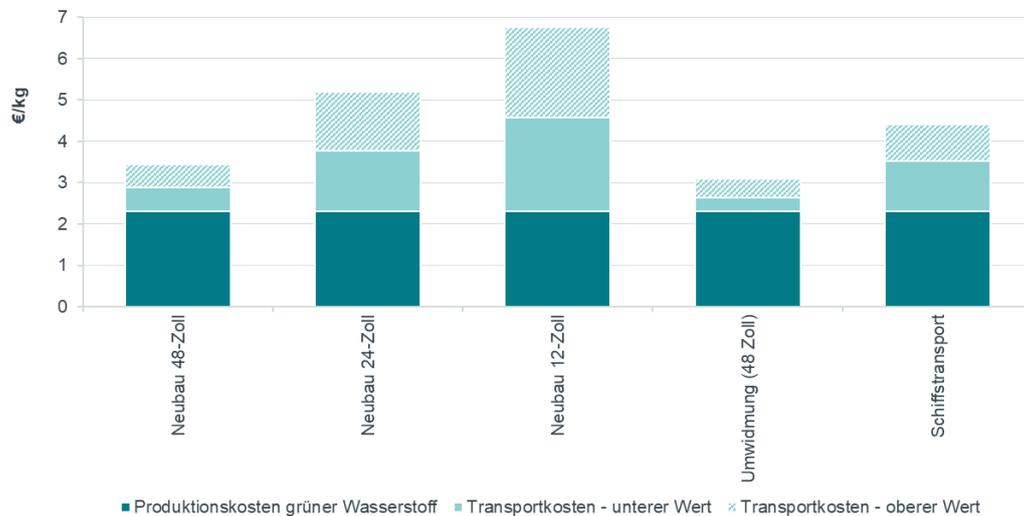
Abbildung 13 stellt die Gesamtkosten (Produktions- und Transportkosten) von in Nordafrika für den Zielmarkt Deutschland produziertem grünen Wasserstoff für unterschiedliche Transportoptionen dar. Die Produktionskosten beziehen sich auf die in Abbildung 8 ausgewiesenen Ergebnisse für das Referenzszenario.

Die Pipeline-Transportkosten (Neubau und Umwidmung) werden anhand der in den Abschnitten 2.1.3 und 2.2.2 beschriebenen Annahmen berechnet. Die Bandbreite der ausgewiesenen Kosten ergibt sich dabei aus der Spannweite der Kosten bei Verwendung der unteren bzw. oberen Werte der Annahmen. Die Zusammensetzung der einzelnen Kostenkomponenten des Pipelinetransports ist ergänzend in Anhang A dargestellt.

Bei den Schiffstransportkosten entspricht die untere Grenze der dargestellten Kostenbandbreite den in IEA (2019) ausgewiesenen Schiffstransportkosten über die „Ammoniak-Route“ für die Strecke Nordafrika-Europa. Diese setzen sich aus den Komponenten „Umwandlung des Wasserstoffs in Ammoniak“, „Hafengebühren“, „Seetransport“ und „Rückumwandlung in Wasserstoff“ zusammen. In der Hauptstudie werden die Schiffstransportkosten basierend auf IEA (2019) abgeschätzt, wobei die Kostenkomponente „Umwandlung in Ammoniak“ anhand gesonderter Annahmen für die Ammoniakproduktion berechnet werden. Der in Abbildung 13 dargestellte obere Wert der Bandbreite für

die Schiffstransportkosten entspricht dabei der in der Hauptstudie vorgenommenen eigenen Berechnung.^{74 75}

Abbildung 13 Kosten von in Nordafrika produziertem und nach Deutschland transportiertem grünen Wasserstoff



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Untere Grenze der Schiffstransportkosten gemäß IEA (2019). Produktionskosten entsprechen Kosten bei einer Investition im Jahr 2030, bei Nutzung von 250-MW_{el}-Elektrolyseanlagen und unter den Annahmen des im Hauptbericht definierten Referenzszenarios.

Ein Vergleich der mit den unterschiedlichen Transportoptionen verbundenen Kosten in Abbildung 13 zeigt:

- Die **Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines ist die günstigste Transportoption**. Allerdings ist die Nutzung dieser Option erst möglich, wenn die Erdgaspipelines nicht mehr zum Erdgastransport benötigt werden. Zudem eignet sich diese Option nur für den großskaligen Transport von Wasserstoff. Die in Abbildung 13 dargestellte Kostenbandbreite für den Fall der Pipeline-Umwidmung beruht auf der Annahme, dass 48-Zoll-Leitungen umgewidmet werden⁷⁶ und jährlich 1,95 Mio. t Wasserstoff (65 TWh) in Nordafrika für den Export nach Deutschland produziert werden (vergleiche Abschnitt 2.1.3).
- Der **Neubau von sehr großen Wasserstoffpipelines** wäre die **nächstgünstigste Transportoption**. Wie für den Fall der Umwidmung gilt allerdings, dass diese Option nicht für kleine und mittelgroße Wasserstoffimporte geeignet sind, sondern eher für den großskaligen Wasserstoffimport in der mittleren bis langen Frist. Wie in Abschnitt 2.1.3

⁷⁴ Für den Fall einer Investition in die Wasserstoff- und Ammoniak-Anlage im Jahr 2030, Kostenannahmen entsprechend des Referenzszenarios und Annahme einer auf eine 250 MW_{el}-Elektrolyse-Anlage abgestimmte Ammoniak-Produktionsanlage.

⁷⁵ In Abbildung 13 sind unter den Transportkosten des Schiffstransports alle durch den Transport ausgelösten Kosten erfasst, d. h. auch die Kosten, die mit dem Wirkungsgradverlust bei der Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak verbunden sind. In den Abbildungen im Hauptbericht sind die Wirkungsgradverluste durch die Ammoniak-Umwandlung nicht direkt als Teil der Transportkosten dargestellt, sondern über die geringere Menge an grünem Wasserstoff, der am Zielort zur Verfügung steht, abgebildet.

⁷⁶ Hierbei handelt es sich um eine vereinfachende Annahme, da nicht alle Pipelines entlang der Strecke einen Durchmesser von 48 Zoll haben.

beschrieben, würde für die Produktion der angenommenen jährlichen Transportmenge in der 48-Zoll-Pipeline eine Elektrolysekapazität von etwa 16 bis 19 GW benötigt.⁷⁷ Zudem liegt die obere Bandbreite der Transportkosten für den Fall des Neubaus von großen Pipelines etwa auf dem Niveau der unteren Bandbreite der Schiffstransportkosten. Je nach Ausprägung der einzelnen Kostenkomponenten können Schiffstransportkosten und Neubaukosten von großen Pipelines also auf ähnlichem Niveau liegen.

- **In Bezug auf kleinere Wasserstoffpipelines ist nicht eindeutig, ob der Transport per Pipeline oder per Schiff günstiger ist.** Wie in Abbildung 13 ersichtlich, gibt es zwischen den Kostenbandbreiten für den Neubau von 24-Zoll-Pipelines und der Kostenbandbreite für den Schiffstransport Überschneidungen. Welche Option günstiger ist, hängt dann vom Einzelfall ab (genaue Ausprägung der Kostenkomponenten). Die Berechnungen zeigen jedoch, dass der Schiffstransport – auch unter Berücksichtigung der Kostenbandbreiten – immer die günstigere Option als der Neubau von sehr kleinen Pipelines (12 Zoll) ist. Je geringer die zu transportierenden Wasserstoffmengen sind, desto vorteilhafter ist also der Transport per Schiff. Insgesamt kommen für die Strecke Nordafrika-Europa/Deutschland verschiedene Studien jeweils zu unterschiedlichen Ergebnissen in Bezug auf die Kostendifferenzen zwischen Schiffs- und Pipelinetransport. So ist unter den in IEA (2019) getroffenen Annahmen der Schiffstransport günstiger als der Pipelinetransport. Merten et al. (2020) gehen dagegen davon aus, dass der Pipelinetransport bis zu einer Transportdistanz von etwa 5000 km günstiger ist und verweisen zudem darauf, dass die in der Literatur ausgewiesene „Break-Even-Entfernung“ für Pipeline- und Schiffstransport (Entfernung, bei der beide Transportoptionen mit den gleichen Kosten verbunden sind) z. T. große Variationen aufweist.⁷⁸

3.3.2 Ergebnisse für die Ukraine

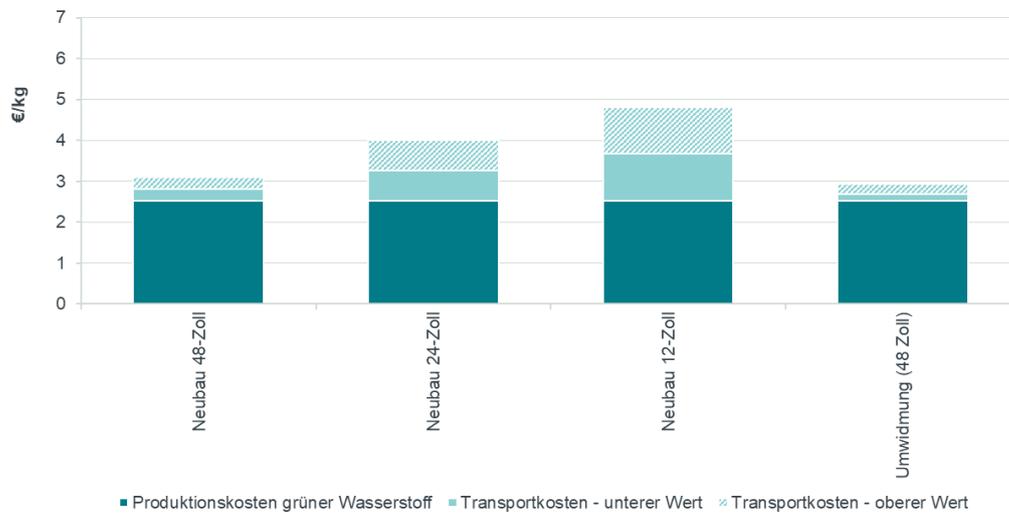
Die Gesamtkosten (Produktions- und Transportkosten) von in der Ukraine für den Zielmarkt Deutschland produziertem grünen Wasserstoff ist in Abbildung 14 für unterschiedliche Transportoptionen dargestellt.

Wie für den Fall von Nordafrika zeigt sich, dass die günstigste Transportoption die Nutzung von umgewidmeten Erdgaspipelines ist, gefolgt vom Bau sehr großer Wasserstoffpipelines.

⁷⁷ Eine Elektrolysekapazität von 16 bis 19 GW wird mit etwa 160-190 100 MW_{el} bzw. 65-80 250 MW_{el} Elektrolyseuren erreicht.

⁷⁸ Siehe Merten et al. (2020), S. 36f.

Abbildung 14 Kosten von in der Ukraine produziertem und nach Deutschland transportiertem grünen Wasserstoff



Quelle: Frontier Economics.

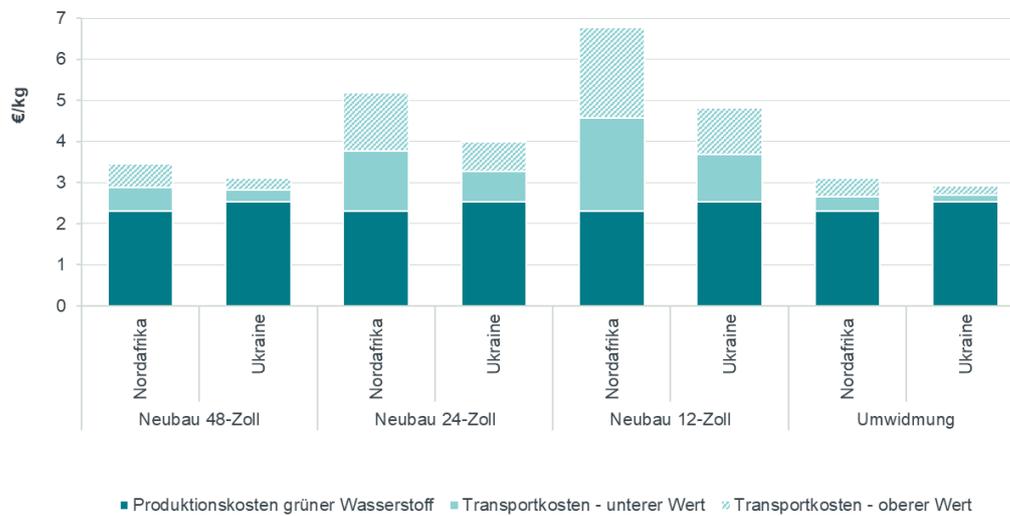
Hinweis: Produktionskosten entsprechen Kosten bei einer Investition im Jahr 2030, bei Nutzung von 250-MW_{el}-Elektrolyseanlagen und unter den Annahmen des im Hauptbericht definierten Referenzszenarios.

3.3.3 Vergleich der Gesamtkosten für Nordafrika und die Ukraine

Ein Vergleich zwischen den in Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellten Ergebnissen für die Gesamt-Importkosten von grünem Wasserstoff aus Nordafrika bzw. der Ukraine ist in Abbildung 15 dargestellt. Die Gesamt-Importkosten für die Ukraine sind demnach, unter den von uns getroffenen Annahmen, etwas günstiger bzw. auf ähnlichem Niveau wie für Nordafrika.⁷⁹ Höhere Kosten für Importe aus Nordafrika ergeben sich insbesondere für den Fall kleinerer Pipelines, da bei kleineren Pipelines die Transportkosten höher sind und damit einen höheren Einfluss auf die Gesamtkosten haben. Höhere Produktionskosten (in der Ukraine) werden also durch niedrigere Transportkosten ausgeglichen.

⁷⁹ Mit Ausnahme der unteren Kostengrenze für den Fall der Umwidmung.

Abbildung 15 Produktionskosten von grünem Wasserstoff (Referenzszenario) und Transportkosten per Pipeline nach Deutschland

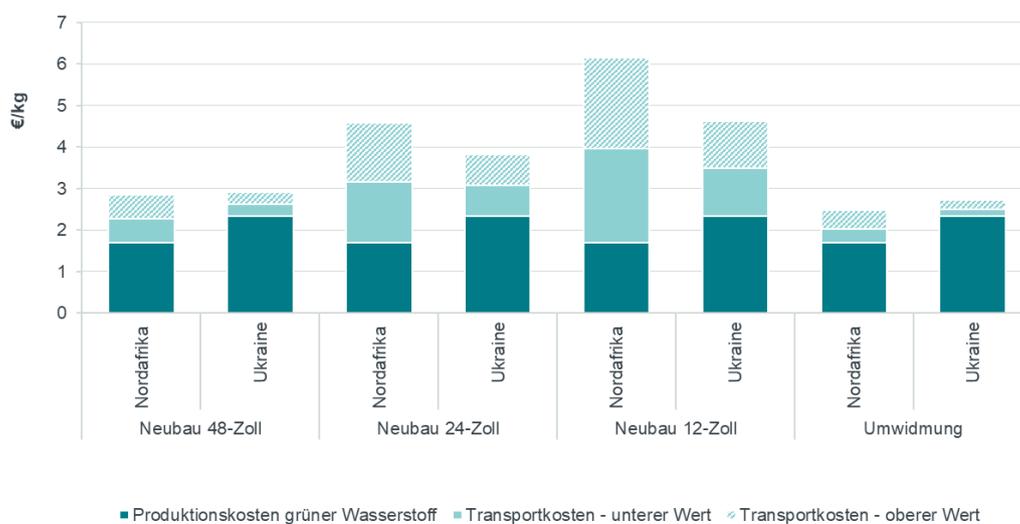


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Produktionskosten entsprechen Kosten bei einer Investition im Jahr 2030, bei Nutzung von 250-MW_{el}-Elektrolyseanlagen und unter den Annahmen des im Hauptbericht definierten Referenzszenarios.

Ein etwas anderes Bild ergibt sich, sofern Produktionskosten gemäß dem Optimistischen Szenario angenommen werden (Abbildung 16). In diesem Fall überwiegen für den Fall der Umwidmung und des Neubaus von großen Pipelines die höheren Produktionskosten in der Ukraine (Gesamt-Importkosten aus der Ukraine sind etwas höher als aus Nordafrika), während für den Fall des Neubaus kleinerer Pipelines die Transportkosten überwiegen (Gesamtkosten für die Ukraine sind günstiger).

Abbildung 16 Produktionskosten von grünem Wasserstoff (Optimistisches Szenario) und Transportkosten per Pipeline nach Deutschland



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Produktionskosten entsprechen Kosten bei einer Investition im Jahr 2030 und bei Nutzung von 250-MW_{el}-Elektrolyseanlagen.

Insgesamt zeigt sich, dass beim Wasserstoff-Import (im Vergleich zum Import von Wasserstoff-Derivaten) Transportkosten eine bedeutende Rolle spielen und Standorte mit etwas höheren Wasserstoffproduktionskosten, aber niedrigeren Transportdistanzen, mit weiter entfernten, produktionsseitig günstigeren Standorten konkurrieren können.

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Aus den Analysen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ableiten:

- **Transportkosten sind relevanter Kostentreiber beim Import von grünem Wasserstoff** – Beim Import von grünem Wasserstoff spielen (im Vergleich zum Import von Wasserstoff-Derivaten) die Transportkosten eine bedeutende Rolle. Je nach Szenario und Transportoption machen die Transportkosten bei den Berechnungen zwischen 13 % und 66 % der Gesamt-Importkosten für grünen Wasserstoff aus Nordafrika aus, bzw. 6-48 % bei Importen aus dem Referenzland Ukraine.
- **Kosten des Pipeline-Transports hängen stark von Transportdistanz ab** – Die Pipeline-Transportkosten aus Nordafrika sind fast doppelt so hoch wie die aus der Ukraine. Dies liegt an der wesentlich längeren Distanz von zusätzlich 1110 km, sowie an den benötigten 135 km Offshore-Pipeline im Nordafrika Szenario. In den meisten Fällen gleichen sich die relativ höheren Produktionskosten im Referenzland Ukraine mit den niedrigeren Transportkosten aus. Dies gilt insbesondere, sofern kleinere Pipelines genutzt werden. Insgesamt zeigt sich, dass Standorte mit etwas höheren Wasserstoffproduktionskosten aber niedrigeren Transportdistanzen unter bestimmten Bedingungen mit weiter entfernten, produktionsseitig günstigeren, Standorten konkurrieren können – und umgekehrt.
- **Die Kosten des Pipeline-Transports hängen stark von der Dimensionierung der Pipelines ab** – Die spezifischen Kosten kleinerer Pipelines fallen höher aus als die von größeren Pipelines, da die Transportmengen mit abnehmendem Durchmesser der Pipelines überproportional zu den Kosten sinken. Die Nutzung von großen Pipelines eignet sich jedoch nur für den großskaligen Transport von Wasserstoff. Zur Produktion der in den Berechnungen für die 48-Zoll-Pipeline angenommenen jährlichen Transportmenge von 1,95 Mio. t (65 TWh) würde am Export-Standort eine Elektrolysekapazität von etwa 16 bis 19 GW benötigt.
- **Die Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines ist die günstigste Transportoption** – Die Transportkosten fallen am geringsten aus, wenn der Transport in für den Wasserstoff-Transport umgewidmeten Erdgaspipelines erfolgt. Allerdings ist die Nutzung dieser Option erst möglich, wenn die Erdgaspipelines nicht mehr zum Erdgastransport benötigt werden. Da die bestehenden Erdgas-Transportpipelines zum großen Teil große Durchmesser haben, eignet sich diese Option zudem nur für den großskaligen Transport von Wasserstoff.
- **Abwägung zwischen Pipeline- und Schiffstransport im Nordafrika-Szenario hängt maßgeblich von Höhe der Transportvolumina ab** – Bei einem Vergleich der Kosten für den Pipelinetransport und den Kosten bei Schiffstransport zeigt sich für die Strecke Nordafrika – Deutschland, dass der Pipelinetransport großer Mengen in umgewidmeten Erdgaspipelines günstiger ist als der Transport per Schiff. Ebenso ist der Transport großer Mengen in neu gebauten großen (48-Zoll-)Pipelines günstiger als der Schiffstransport, wobei die Höhe der Kostendifferenz stark von den jeweiligen Gegebenheiten

abhängt. Der Transport per Schiff ist für geringe Wasserstoffmengen kostengünstiger, z. B. im Vergleich zum Neubau einer 12-Zoll-Pipeline.

- **Insgesamt ist der Import von Wasserstoff mittels Pipelines insbesondere mittel- und langfristig vorteilhaft** – Der Import von Wasserstoff sollte, wo möglich, über die Umwidmung von Erdgaspipelines erfolgen. Diese ermöglichen den großskaligen Wasserstofftransport zu relativ günstigen Kosten. Allerdings ist aufgrund der bestehenden Nutzung der Pipelines für den Erdgastransport eine Umwidmung eher in der mittleren bis langen Frist eine Option. Dies gilt insbesondere für Pipelines aus der Region Nordafrika. Da Russland nur noch Teile seiner Erdgasexporte nach Mittel- und Westeuropa über das ukrainische Transitsystem abwickelt, könnten in Pipelines aus der Ukraine ggf. bereits früher Transportkapazitäten für Wasserstoff zur Verfügung stehen. Laut Einschätzung europäischer Netzbetreiber könnte die Nutzung von umgewidmeten Pipelines von Nordafrika und der Ukraine ca. ab 2035 erfolgen. Die Planung und Umrüstungsarbeiten müssten entsprechend früher beginnen.

Großvolumige Wasserstofftransporte über große Distanzen können zudem über Schiffstransporte abgewickelt werden. Die entsprechenden Infrastrukturen z. B. für den Wasserstofftransport über die Herstellung von Ammoniak lassen sich schneller schaffen als ein Neubau von Pipelines über weite Distanzen oder die Umwidmung von existierenden Erdgaspipelines, die noch für Erdgasimporte benötigt werden. Auch sind die Anlagen für die Einführungsphase in kleineren Einheiten skalierbar als großvolumige Rohrleitungen.

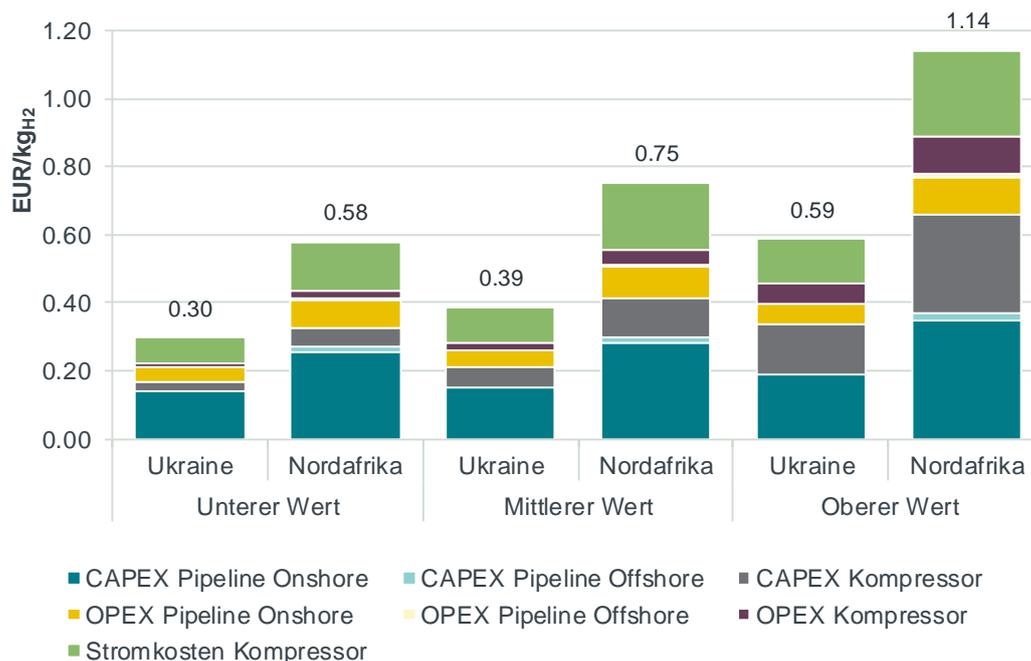
Zudem besteht die Option, übergangsweise in bestehenden Pipelines grünen Wasserstoff zu Erdgas beizumischen. Die Beimischungsvolumina sind hierbei allerdings begrenzt, und eine Separierung des grünen Wasserstoffs vom Erdgas ist in den Zielländern nicht oder nur unter großem Aufwand möglich.

ANHANG A: DETAIL-ERGEBNISSE DER TRANSPORTKOSTEN-BERECHNUNG

Pipeline-Transportkosten bei Neubau (48-Zoll-Pipeline)

In Abbildung 17 sind Ergebnisse der Berechnungen für die Transportkosten aus der Ukraine bzw. aus Nordafrika für den Fall des Neubaus einer 48-Zoll-Pipeline zusammengefasst. Die Bandbreiten zwischen dem unteren und dem oberen Wert deuten an, dass die Kosten aus heutiger Sicht mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Die Kostenvariationen erklären sich z. T. aus sehr unterschiedlichen Kostenangaben für die Anlagenkomponenten und den Wasserstofftransport in der Literatur, z. T. aus Variationen in möglichen Streckenverläufen und Ausprägungen der Kostentreiber (Onshore vs. Offshore, Gebirge vs. Flachland, Stromkosten für Kompression etc.). Zudem liegen mit Bau und Betrieb von großvolumigen Wasserstoffpipelines, anders als bei Erdgaspipelines, nur begrenzte Erfahrungswerte vor.

Abbildung 17 Kosten für Wasserstofftransport von der Ukraine bzw. Nordafrika nach Deutschland in hierfür neugebauten (48-Zoll-)Pipelines



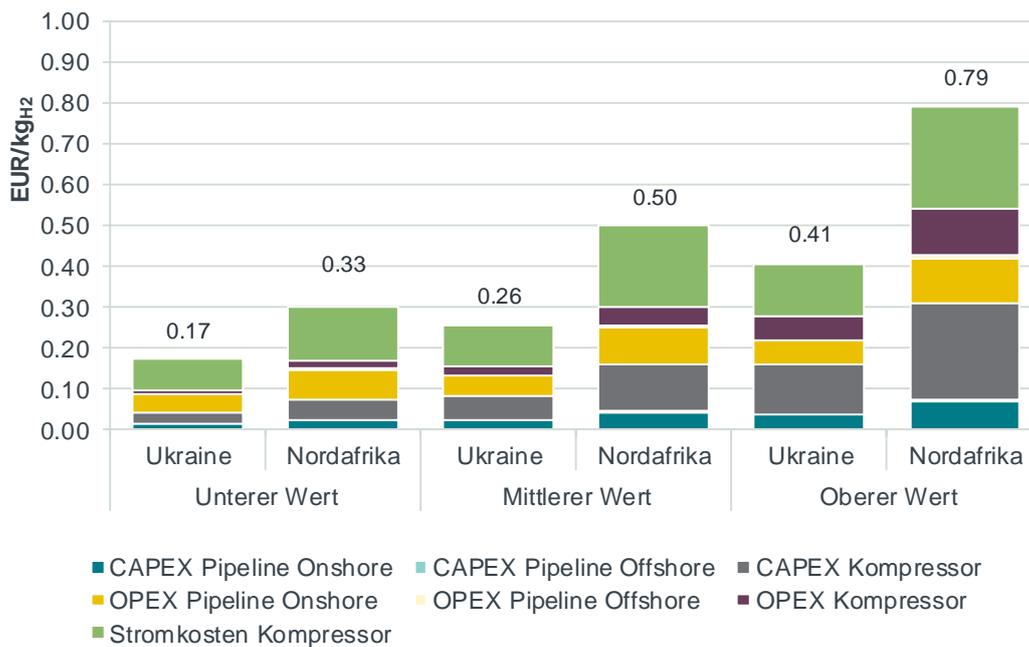
Quelle: Frontier Economics.

Die Kosten setzen sich aus den Investitions- und Betriebskosten der Pipeline und der Kompressoren, inklusive der Stromkosten für die Kompression, zusammen. Den größten Kostenanteil haben die Investitionskosten der Pipeline (30-47 % der gesamten Transportkosten). Bei dem oberen Wert der berechneten Kostenbandbreite haben die Investitionskosten für den Kompressor einen ähnlich hohen Anteil an den Gesamtkosten wie die Investitionskosten für die Pipeline.

Pipeline-Transportkosten bei Umwidmung (48-Zoll-Pipeline)

Die Kosten für die Umwidmung von Pipelines (Abbildung 18) liegen annahmegemäß deutlich unterhalb der Kosten für den Neubau (aufgrund niedrigerer CAPEX der Pipeline). Der größte Kostenblock fällt bei den Kompressoren an: die Investitionskosten und Stromkosten machen etwa 15-30 % bzw. 32-43 % der Gesamtkosten aus.

Abbildung 18 Kosten für Wasserstofftransport von der Ukraine bzw. Nordafrika nach Deutschland in umgewidmeten Pipelines



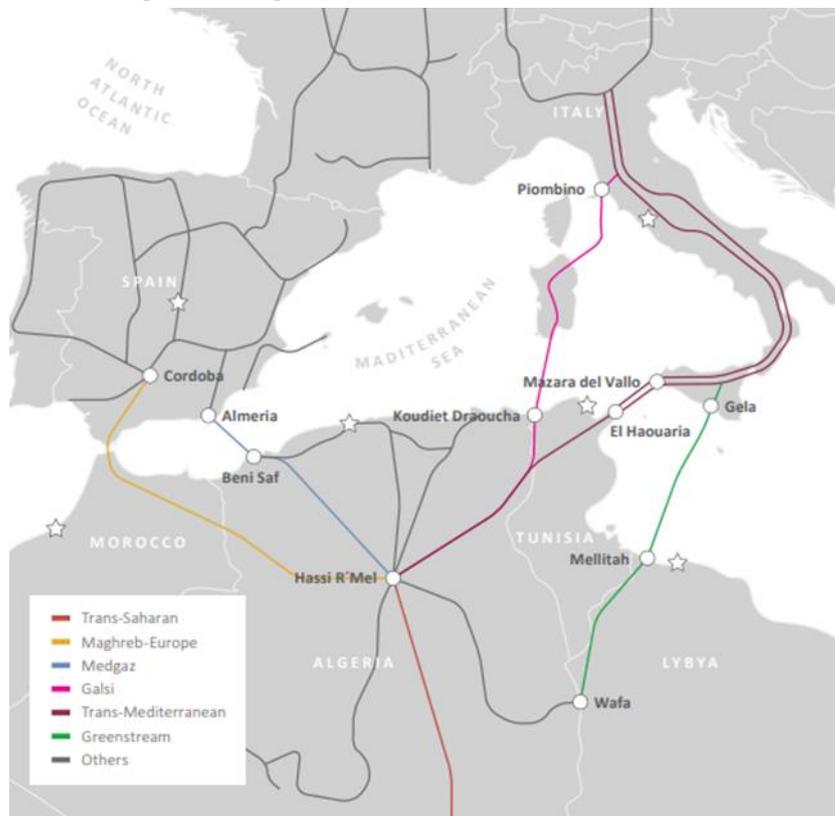
Quelle: Frontier Economics.

ANHANG B: CHARAKTERISTIKA DER BESTEHENDEN ERDGAS-PIPELINES ZWISCHEN NORDAFRIKA UND DER EU

Zwischen Nordafrika und dem europäischen Kontinent bestehen vier Erdgaspipelines (Abbildung 19):

1. Die **Maghreb Europe Gas (MEG)** Pipeline, die von Algerien über Marokko bis nach Spanien reicht;
2. Die **Medgaz** Pipeline zwischen Algerien und Spanien;
3. Die **Trans-Mediterranean** Pipeline, die von Algerien über Tunesien bis nach Italien reicht; und
4. Die **Greenstream** Pipeline zwischen Libyen und Italien.

Abbildung 19 Erdgaspipelines von Nordafrika nach Europa



Quelle: van Wijk et al. (2019), S. 13.

Hinweis: Der Bau der Galsi-Pipeline ist ausgesetzt.

Kapazitäten und Lage der Pipelines

Die **Maghreb-Europe-Pipeline** hat eine Kapazität von 11,5 bcm. Sie ging 1996 in Betrieb und verläuft vom Erdgasfeld Hassi R'Mel in Algerien über Marokko nach Cordoba in Südspanien. Der 45 km kurze Offshore-Abschnitt, der die Straße von Gibraltar kreuzt, besteht aus zwei 22-Zoll-Strängen. Onshore hat die Pipeline einen Durchmesser von 48 Zoll. Als Material wurden zwei verschiedene Stähle,

X70 und X52, verwendet.⁸⁰ Der Stahltyp X52 ist wenig widerstandsfähig und daher kritisch für den Transport von Wasserstoff.

Die **Medgaz** ist die jüngste (Inbetriebnahme in 2011) und kleinste (8 bcm pro Jahr) Pipelineverbindung zwischen Nordafrika und Europa. Sie verläuft von Hassi R'Mel in Algerien nach Almeria an der spanischen Mittelmeerküste. Onshore liegt der Durchmesser bei 48 Zoll, Offshore bei 24 Zoll. Die Kapazität wird sich durch einen Ausbau in 2021 auf 10 bcm pro Jahr erhöhen.⁸¹

Die **Transmed** ist mit einer Kapazität von 33,5 bcm pro Jahr die größte Pipeline, die Nordafrika mit Europa verbindet. Sie verläuft von Algerien über Tunesien durch das Mittelmeer nach Sizilien und weiter in den Norden von Italien. Die Pipeline wurde im Jahr 1983 in Betrieb genommen und zuletzt im Jahr 2012 auf drei parallele Rohrstränge mit jeweils 48 Zoll Durchmesser ausgebaut. Der Pipelinedurchmesser ist onshore 48 Zoll.⁸² Offshore verfügt die Pipeline über zwei Rohrstränge à 26 Zoll bzw. drei Rohrstränge à 20 Zoll. In Italien verläuft die Pipeline weiter mit zwei parallelen 48 Zoll-Leitungen.

Die **Greenstream** verläuft von Libyen nach Sizilien, wo sie in die Transmed-Pipeline übergeht. Die 32 Zoll-Pipeline verfügt über eine Kapazität von 11,5 bcm pro Jahr und ging im Jahr 2004 in Betrieb.

Auslastung der Pipelines

Die Pipelines zwischen Nordafrika und Italien bzw. Spanien waren in den letzten Jahren nur teilweise ausgelastet. Abbildung 20 stellt die jährlichen Erdgasexporte (für 2015 und 2019) von Algerien bzw. Libyen nach Italien und Spanien den bestehenden Pipelinekapazitäten gegenüber. Hierbei zeigt sich, dass ein großer Teil der jährlichen Transportkapazität nicht genutzt wird und damit prinzipiell in der kurzen bis mittleren Frist für die Beimischung von Wasserstoff zur Verfügung stehen würde.⁸³ Derzeit gibt es jedoch nur wenige Gasflüsse von Süd- nach Mitteleuropa, wodurch ein Transport von Wasserstoff per Beimischung von Nordafrika bis nach Deutschland eingeschränkt wird.

⁸⁰ Schori & Frischknecht (2012), S. 61.

⁸¹ Medgaz (2020).

⁸² Hayes (2004), S. 12.

⁸³ Die Pipelines von Nordafrika nach Europa sind i. d. R. auch im Winter nicht voll ausgelastet. In der Vergangenheit gab es jedoch bei der Medgaz-Pipeline einzelne Tage mit voller Kapazitätsauslastung. Zumindest für diese Pipeline ist eine konstante Beimischung über das Jahr vermutlich nicht möglich.

Abbildung 20 Erdgasexporte per Pipeline von Nordafrika in die EU (2015 und 2019) sowie Pipeline-Kapazitäten [bcm/a]

	Aus Algerien			Aus Libyen		
	Erdgas- exporte 2015	Erdgas- exporte 2019	Pipeline Kapazität	Erdgas- exporte 2015	Erdgas- exporte 2019	Pipeline Kapazität
Nach Italien	6,6	9,7	33 (Trans- med)	6,5	5,4	11 (Green- stream)
Nach Spanien	12	11,4	8 (Medgaz) + 11,5 (Magreb Europe)			

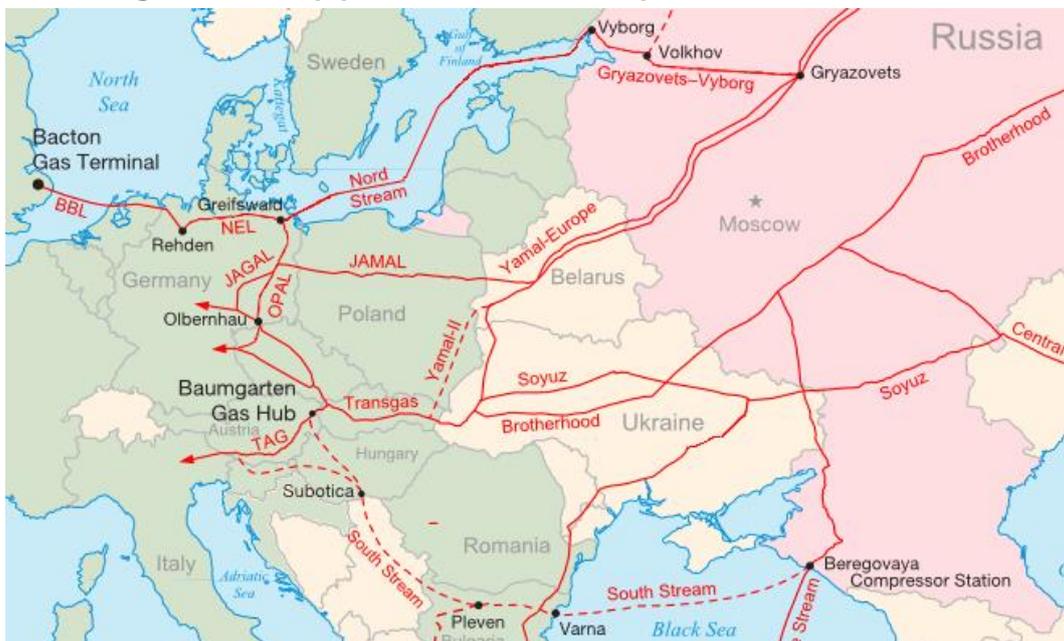
Quelle: *Timmerberg und Kaltschmitt (2019), S. 798; ergänzt um die Erdgasexporte aus dem Jahr 2019 gemäß BP (2020), S. 43.*

ANHANG C: CHARAKTERISTIKA DER BESTEHENDEN ERDGAS-PIPELINES ZWISCHEN DER UKRAINE UND DER EU

Die Ukraine verfügt über eines der umfangreichsten Erdgasnetze der Welt. Neben einem für viele ehemalige Sowjetrepubliken typischen hohen Anteil an Erdgas am heimischen Energieverbrauch, liegt das Land auch entlang zweier traditioneller Hauptlieferrouten für sowjetisches bzw. russisches Erdgas in Richtung Ost-, West- und Südeuropa. Die gesamten Entry-Kapazitäten der Ukraine belaufen sich aktuell auf 281 bcm und die Exit-Kapazitäten auf 146 bcm.⁸⁴

Vor dem Hintergrund der Untersuchung sind vor allem vier große Pipelinerouten von Bedeutung. Diese laufen alle aus Russland kommend bis Uzghorod an der ukrainisch-slowakischen Grenze zusammen und verlassen die Ukraine über einen zentralen Transportkorridor, der über die Slowakei und die Tschechische Republik weiter in mehrere westeuropäische Länder führt (v. a. Deutschland, Österreich, Frankreich, Italien). Die Entry-Kapazität in Velke Kapusany (Slowakei) beläuft sich auf rund 72 bcm.⁸⁵ Abbildung 21 gibt einen Überblick über den Verlauf der einzelnen Pipelinetrassen.

Abbildung 21 Transitpipelinenetz in Osteuropa



Quelle: Bailey (2009).

Kapazitäten, Lage und Alter der ukrainischen Erdgas-Pipelines

Für den Gastransport von der Ukraine in den Westen sind im Wesentlichen folgende Pipelinesysteme entscheidend:

⁸⁴ Gas Transmission System Operator of Ukraine (2020).

⁸⁵ eustream (2020).

- Die Pipelines **Brotherhood, Urengoj-Pomary-Uzghorod und Progress** erreichen alle die Ukraine im nordöstlichen Teil nahe der Stadt Sumy. Diese drei Pipelines verlaufen innerhalb der Ukraine über rund 1.200 km parallel und werden zusammen auch als der **Westliche Korridor** bezeichnet.⁸⁶
 - Die **Brotherhood** ist die älteste der Exportpipelines, die durch die Ukraine führen. Sie wurde 1967 mit einer Kapazität von rund 30 bcm fertiggestellt.⁸⁷
 - Entlang der gleichen Route wurde 1984 die **Urengoj-Pomari-Uzghorod**-Pipeline (UPU) errichtet, die initial ebenfalls ca. 32 bcm Jahreskapazität aufwies.⁸⁸ Seither werden beide Rohrleitungen auch zusammen als Urengoj-Pomari-Uzghorod- bzw. UPU-Korridor zusammengefasst. Beide Leitungen haben einen 56 Zoll Durchmesser und verlaufen rund 1.200 km über das Territorium der Ukraine.⁸⁹ Die Urengoj-Pomari-Uzghorod-Pipeline verfügt über 9 Kompressorstationen⁹⁰ auf der ukrainischen Teilstrecke.
 - 1988 wurde mit der **Progress** schließlich eine weitere, ebenfalls weitestgehend parallel verlaufende 56-Zoll-Leitung im UPU-Korridor errichtet. Die Kapazität beläuft sich auf ca. 28 bcm und es sind ebenfalls neun Kompressorstationen errichtet worden.⁹¹
- Die **Sojus-Pipeline** erreicht bei Nowoposkow im Osten die Ukraine und verläuft anschließend rund 1.600 km in Richtung Westen. Die Sojuz ist ein 56-Zoll-Rohr und hat eine Kapazität von ca. 29 bcm. Entlang der Strecke innerhalb der Ukraine gibt es zwölf Kompressorstationen mit einer Gesamtleistung von 768 MW.⁹²

Kapazitäten, Lage und Alter der Pipelines in der Slowakei und Tschechien

Uzghorod stellt den westlichen Endpunkt der Pipelines des westlichen Korridors sowie der Sojuz-Pipeline dar. Aus Uzghorod laufen insgesamt fünf Pipelines (überwiegend 1.400 mm, teilweise auch 1.200 mm) nach Velke Kapuzany in der östlichen Slowakei. Von hier verlaufen die Rohre parallel durch die Slowakei bevor sie in Lanžhot die Grenze zur Tschechischen Republik überschreiten. Dort teilt sich die Route auf zwei Hauptarme auf, die in Waidhaus und Brodov Deutschland erreichen. Die gesamte Strecke wurde als Verlängerung der ursprünglichen Brotherhood-Pipeline errichtet und 1973 in Betrieb genommen. Der Transportkorridor ist auch unter dem Namen **Transgas** bekannt.

⁸⁶ Teilweise wird dieser Pipeline-Verbund auch als Brotherhood-System bezeichnet, wobei dieser Begriff ursprünglich für die Brotherhood-Pipeline und seine Verlängerungen in anderen europäischen Ländern verwendet wurde. Auch für die anderen Pipelines existieren verschiedene Namen sowie Kombinationen von Pipelines unter einem gemeinsamen Namen, was die Zuordnung von technischen Daten zu einzelnen Pipelines teilweise erschwert. Vgl. bspw. Naumenko (2018).

⁸⁷ Borisocheva (2007), S. 7.

⁸⁸ Sämtliche Kapazitätsangaben sind mit einer gewissen Unsicherheit behaftet, da die Literatur hier nicht zuletzt aufgrund der teilweise missverständlichen Bezeichnungen der Pipelines sowie unterschiedlichen Ausbaustufen oder altersbedingten baulichen Zuständen abweichende Angaben liefert.

⁸⁹ KPMG (2017), S. 28.

⁹⁰ Energy Charter (2014), S. 1. Nach Hardt & Gold (1982) wurden für die Pipeline mindestens 88 Turbinen für Kompressoren mit je 25 MW geliefert. Es ist jedoch nicht klar, wie viele davon an den 9 Standorten in der Ukraine verbaut worden sind. Es ist aus der Literatur nicht vollkommen erschießbar, ob die Anzahl sowie die Kapazitäten der Kompressoren auch für die ältere Brotherhood gelten.

⁹¹ KPMG (2017), S. 28.

⁹² Energy Charter (2014), S. 18.

Der Streckenabschnitt in der **Slowakei** ist ca. 460 km lang und besteht aus vier Parallelleitungen (eine mit 1.400 und drei mit 1.200 mm). Die Slowakei verfügt über vier Kompressorstationen mit insgesamt 500 MW Leistung. Davon sind alleine in Velke Kapuzany an der ukrainischen Grenze 300 MW installiert. Die Transgas hat aktuell eine Entry-Kapazität von ca. 72 bcm. Die Exit-Kapazität in Richtung Deutschland wird aktuell mit 16 bcm angegeben.⁹³ Diese Werte entsprechen jedoch nicht den tatsächlich technisch maximal verfügbaren Kapazitäten. Dies liegt darin begründet, dass derzeit größere Teile der Pipelines für Flüsse in umgekehrter Flussrichtung (also von Deutschland über Tschechien nach Slowakei und teilweise weiter in Richtung Ukraine) verwendet werden. Mittels historischer Daten ergeben sich technische Kapazitäten von ca. 97 bcm Entry aus der Ukraine und ca. 57 Mrd. bcm Exit in Richtung Tschechische Republik.⁹⁴

Das Transgassystem wird in der **Tschechischen Republik** bis zu zwei Grenzübergabepunkten zu Deutschland fortgeführt. Die jährlichen Exitkapazitäten in Richtung Deutschland belaufen sich auf ca. 39 bcm in Waidhaus und ca. 11 bcm in Hora Sv. Kateriny.⁹⁵ Der südliche Streckenabschnitt nach Waidhaus besteht aus drei Pipelines (1.400, 1.000 und 800 mm), der nördliche Teil nach Hora Sv. Kateriny aus zwei Pipelines (je 900 mm). Beide Abschnitte sind ca. 400 km lang.⁹⁶

Zustand der Pipelines

Über den Zustand des Pipelinesystems in der Tschechischen Republik und der Slowakei findet sich wenig Literatur. Es ist davon auszugehen, dass diese Leitungen den in der EU geforderten Standards entsprechen.

Über das ukrainische Pipelinennetz findet sich ein breites Spektrum an Einschätzungen. Bereits in den frühen 1990er Jahren, nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion, fanden umfangreiche Untersuchungen an den Exportleitungen statt. Diese wurden zum Teil durch deutsche Firmen finanziert und durchgeführt (beispielsweise durch die damalige Ruhrgas AG).⁹⁷ Weitere, durch westliche Unternehmen oder Behörden durchgeführte Untersuchungen folgten im Laufe der 1990er sowie der 2000er Jahre. Der Fokus der Untersuchungen lag zunächst auf einer Reduzierung des Methanverlusts, später wurden zusätzlich auch weitere Treibhausgasaspekte (wie die CO₂-Emissionen der Kompressoren) erfasst.⁹⁸ Ob die konkreten Pipelinerrouten für einen Wasserstofftransport geeignet sind, war nicht Gegenstand der damaligen Untersuchungen.⁹⁹ Dennoch ermöglichen es die Veröffentlichungen, Aussagen über den baulichen Zustand der Pipelines und

⁹³ eustream (2020).

⁹⁴ Seeliger (2006), S. 82 und S. 86. Die ältesten verfügbaren Transportdaten auf der oben angegebenen Homepage des Betreibers EU Stream stützen diese Werte grundsätzlich, liegen aber etwas darunter, da bereits einige West-Ost-Flüsse in 2011 stattgefunden hatten. In Summe würden sich aus diesen Daten Kapazitäten von mindestens 51 bzw. 90 bcm ergeben.

⁹⁵ NET4GAS (2020b). Die GWh-Angaben wurden mit einem Brennwert von 10,4 kWh/m³ umgerechnet. Dieser Umrechnungsfaktor wird auch auf der eustream-Homepage verwendet.

⁹⁶ NET4GAS (2010), S. 6f.

⁹⁷ Siehe bspw. Dedikov et al. (1999).

⁹⁸ Vgl. Lechtenböhrer et al. (2005). Blumenberg et al. (2020) geben einen Literaturüberblick zu der Thematik.

⁹⁹ Erschwerend kommt hinzu, dass einige Untersuchungen sich auf die russischen Teilabschnitte der Pipelines beschränken, sodass eine Übertragung der Erkenntnisse nur unter der Annahme erfolgen kann, dass die Leitungen auf russischer und ukrainischer Seite baulich vergleichbar sind. Da die Pipelines damals aber als Gesamtprojekt geplant und realisiert wurden, erscheint die Annahme zumindest für den Ausgangszustand bzw. die Bausubstanz plausibel. Der konkrete heutige Zustand kann natürlich aufgrund landesspezifischer unterschiedlicher Wartungsentscheidungen abweichen.

Kompressoren zu tätigen, aus denen sich eine (wenn auch mit Unsicherheit behaftete) Einschätzung über die Möglichkeiten eines Wasserstofftransports ableiten lässt.

Ein großer Teil der Rohre der Brotherhood sowie der UPU stammen aus Deutschland. Diese sind u. a. Teil des sog. „deutsch-sowjetischen Röhrenabkommens“, bei dem Westdeutschland der Sowjetunion Mannesmann-Rohrleitungen schickte, während die Sowjetunion im Gegenzug nach Vollendung der Leitungen Erdgas lieferte. Die Rohre entsprachen dem damaligen Standard in Europa (mutmaßlich überwiegend X-70-Stahl¹⁰⁰). Auch viele Kompressoren stammen aus Westdeutschland und anderen europäischen Ländern. Da auf den genannten Pipeline-Routen neben den deutschen Lieferungen auch sowjetische Eigenproduktionen sowie Lieferungen aus den RGW-Staaten (Rat für Gegenseitige Wirtschaftshilfe, ein Wirtschaftsverbund der Sowjetunion mit ihren damaligen Satellitenstaaten) verbaut wurden, ist jedoch nicht ganz klar bestimmbar, welches Material zu welchen Anteilen auf welcher Strecke vorzufinden ist.

Ungeachtet dessen zeigen die frühen Untersuchungen ein ernüchterndes Bild des Zustands der Rohrleitungssysteme. Aufgrund mangelnder Wartung und ausbleibender Reparaturarbeiten konnte der Zustand der meisten Pipelines und hierbei vor allem der Kompressoren als desolat bezeichnet werden. Als Folge der Untersuchungen unternahm die Gazprom mit Hilfe westlicher Partner, vor allem der damaligen Ruhrgas AG, umfangreiche Sanierungsmaßnahmen. Inwieweit diese auch in der Ukraine stattgefunden haben, ist nicht dokumentiert.

Aber auch die Ukraine investierte in den letzten Jahren in den Zustand des Netzes, auch hier überwiegend mit westlicher Hilfe. In der neueren Literatur finden sich zwar Hinweise, dass sich der Zustand des Leitungssystems gegenüber den frühen 2000er und insbesondere den 1990er Jahren stark verbessert hat, nichtsdestotrotz entspricht das Netz immer noch nicht europäischen Standards.¹⁰¹ Die Probleme sind durch den Netzbetreiber der Ukraine zwar erkannt und entsprechende Investitionsprogramme aufgesetzt, allerdings werden die selbstgesteckten Ziele bisher bei weitem nicht erreicht.¹⁰²

Insgesamt scheinen sich die Risiken bezüglich des Zustands des ukrainischen Erdgasnetzes aber hauptsächlich auf die Kompressoren und nicht auf die Pipelines selbst zu beziehen. Bei den Pipelines wurde vermutlich überwiegend X70-Stahl verwendet, der sich gut für Wasserstoff-Pipelines eignet. Kompressoren müssten für den Wasserstofftransport ohnehin neu errichtet werden. Grundsätzlich sollte daher eine Umwidmung der Pipelines in der Ukraine für den Wasserstofftransport grundsätzlich möglich sein.

In Bezug auf die Umwidmung ist allerdings zu beachten, dass für die tschechischen Erdgaspipelines bis 2034 bzw. 2039 noch bedeutende Langfristverträge bestehen, die eine mögliche Umwidmung der Pipelines bis zum

¹⁰⁰ Zumindest wird in den Ausschreibungen zu Pipelinesanierungsarbeiten ausschließlich diese Stahlsorte angegeben (Naftogaz, 2018). Laut Andreikiv et al. (2012), S. 231, wurde neben X70- auch X60-Stahl verwendet.

¹⁰¹ Laut KPMG (2017), S. 38, hat das ukrainische Pipelinesystem eine 10fach höhere Ausfallrate als das in Deutschland.

¹⁰² Nach KPMG (2017), S. 32-35, liegt der Umsetzungsstand eines 3 Mrd. USD umfassenden 7-Jahresplans bei unter 50 %.

Vertragsende behindern.¹⁰³ Da diese Verbindungen die zentrale Route von der Ukraine über die Slowakei nach Deutschland bilden, kann vorher nicht mit einer vollständigen Umwidmung der gesamten Transportstrecke von der Ukraine bis Deutschland gerechnet werden.

¹⁰³ Wang et al. (2020), S. 24.

LITERATUR

- ACER (2015): Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure – Gas infrastructure.
- Adam, P., Engelshove, S., Heunemann, F., Thiemann, T. & von dem Buussche, C. (2020): Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende: Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis. Whitepaper.
- André, J., Auray, S., de Wolf, D., Memmah, M., Simonnet, A. (2014): Time development of new hydrogen transmission pipeline networks for France. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39 (20), 10323-10337.
- Andreikiv, O. E., Hembara, O. V., Tsyurul'nyk, O. T. & Nyrkova, L. I. (2012): Evaluation of the residual lifetime of a section of a main gas pipeline after long-term operation. *Materials Science* 48 (2), 231-238.
- Bailey, S. (2009): Map of the major existing and proposed Russian natural gas transportation pipelines to Europe. https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Major_russian_gas_pipelines_to_europe.png
- Blumenberg, M., Franke, D., Ladage, S., Lutz, R., Pein, M., Tegeler, R. & Gaedicke, C. (2020): Klimabilanz von Erdgas.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie.
- Borisocheva, K. (2007): Analysis of the Oil- and Gas-Pipeline-Links between EU and Russia: An account of intrinsic interests.
- BP (2020): Statistical Review of World Energy.
- Bundesnetzagentur (2020): Regulierung von Wasserstoffnetzen: Bestandsaufnahme.
- CEER (2019): Pan-European cost-efficiency benchmark for gas transmission system operators – Appendix. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/5bb53750-6624-e61d-d742-721bcaed651e>
- Cerniauskas, S., Junco, A. J. C., Grube, T., Robinius, M., & Stolten, D. (2020): Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (21), 12095-12107.
- Dedikov, J. V., Akopova, G. S., Gladkaja, N. G., Piotrovskij, A. S., Markellov, V. A., Salichov, S. S., Kaesler, H., Ramm, A., Müller von Blumencron, A. & Lelieveld, J. (1999): Estimating methane releases from natural gas production and transmission in Russia. *Atmospheric Environment* 33, 3291-3299.
- Dena (2013): Länderprofil Ukraine.
- Deutscher Bundestag (2017): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Annalena Baerbock, Dr. Julia Verlinden, Oliver Krischer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

- Drucksache 18/11321 – Erdgasinfrastruktur in Deutschland und der EU.
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/115/1811518.pdf>
- Deutscher Bundestag (2019): Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur.
<https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbc8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf>
 - Energy Charter (2014): Master Plan: Ukrainian Gas Transmission System (UGTS), Priority Objects, Modernisation and Reconstruction.
 - ENI (1998): El Haouria: a Super Boosting Station.
<https://www.albawaba.com/business/el-haouria-super-boosting-station>
 - ENTSOG (2020): ENTSOG Transparency Platform.
<https://transparency.entsog.eu/#/map>
 - eustream (2020): Transmission System.
https://www.eustream.sk/en_transmission-system/en_transmission-system
 - eustream (2020): Shareholders.
https://www.eustream.sk/en_investors/en_shareholders
 - FNB Gas (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 Entwurf.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Entwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=1
 - Gas Transmission System Operator of Ukraine (2020): Capacity.
<https://tsoua.com/en/possibilities-gts/capacity/>
 - Gas Transmission System Operator of Ukraine (2020b): History.
<https://tsoua.com/en/about-us/history/>
 - Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M. & Kneiske, T. (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme.
 - Greenstream (2020): Company.
<https://www.greenstreambv.com/en/company.html>
 - GRTgaz, Elengy, GRDF, Géométhane, Teréga, Régaz, Storengy, Réseau GDS & SPEGNN (2019): Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks.
<http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/en/2019/Technical-economic-conditions-for-injecting-hydrogen-into-natural-gas-networks-report2019.pdf>
 - Hardt, J. & Gold, D. L. (1983): Soviet Gas Pipeline: U.S. Options. Issue Brief Number IB82020.
 - Hayes, M. (2004): Algerian gas to Europe: the Transmed pipeline and early Spanish gas import projects. Geopolitics of Gas Working Paper Series, 27.
 - IEA (2019): The Future of Hydrogen.
 - IEA (2019b): The Future of Hydrogen: Assumptions Annex.
 - IRENA (2015): REmap 2030 Renewable Energy Prospects for Ukraine.

- IRENA (2020): Renewable Capacity Statistics 2020. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf
- Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D. & Buseman, M. (2021): Extending the European Hydrogen Backbone. Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga.
- KPMG (2017): Situation of the Ukrainian natural gas market and transit system. Market Study.
- Krieg, D. (2012): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff.
- Kurbatova, T. & Khlyap, H. (2015): State and economic prospects of developing potential of non-renewable and renewable energy resources in Ukraine, Renewable and Sustainable Energy Reviews 52.
- Lang, K. & Westphal, K. (2016): Nord Stream 2 – Versuch einer politischen und wirtschaftlichen Einordnung. SWP-Studie.
- Lechtenböhmer, S., Dienst, C., Fishedick, M., Hanke, T., Langrock, T., Assonov, S. S., Brenninkmeijer, C. (2005): Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems.
- Medgaz (2020): Press release: Medgaz will increase by 25% his natural gas transport capacity between Algeria and Spain. https://www.medgaz.com/medgaz/pages/nota_prensa_35-eng.htm
- Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M. & Goerge, M. (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung.
- Naftogaz (2018): NAK Naftogaz Emergency Pipeline Upgrade and Modernisation.
- Naumenko, D. (2018): Russian Gas Transit Through Ukraine After Nord Stream 2: Scenarion Analysis.
- NET4GAS (2010): 40 years of natural gas transit through the Czech Republic.
- NET4GAS (2020): Transmission System. <https://www.net4gas.cz/en/transmission-system/>
- NET4GAS (2020b): Entry/Exit Capacity Availability. http://extranet.net4gas.cz/capacity_ee.aspx
- NET4GAS (2020c): Company Profile. <https://www.net4gas.cz/en/company/company-profile/>
- Pirani, S. & Yafimava, K. (2016) : Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints. OIES Paper: NG 105.

- Reuters (2019): UPDATE 1-Regulators reject France-Spain gas interconnection project. <https://www.reuters.com/article/france-spain-gas-idUSL8N1ZM5DQ>
- Schori, S. & Frischknecht, R. (2012): Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply.
- Schütz, S. & Hertel, P. (2016): Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien.
- Seeliger, A. (2006): Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Oldenbourg Industrieverlag, München
- Snam Rete Gas (2004): Plan for the implementation of new capacity and for development of the transport network.
- Stawag (2019): Regionetz erreicht Meilenstein bei Großprojekt. <https://www.stawag.de/ueber-uns/presse/aktuelles/pressemeldungen/regionetz-erreicht-meilenstein-bei-grossprojekt/>
- Parker (2004): Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs.
- Timmerberg, S., & Kaltschmitt, M. (2019): Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines – Potentials and costs. Applied Energy, 237, 795-809.
- Van Gerwen, R., Eijgelaar, M. & Bosma, T. (2019): Hydrogen in the electricity value chain.
- Van Wijk, A. & Chatzimarkakis, J. (2020): Green Hydrogen for a European Green Deal. A 2x40 GW Initiative.
- Van Wijk, A., Wouters, F., Rachidi, S. & Ikken, B. (2019): A North Africa - Europe Hydrogen Manifesto.
- Wang, A., van der Leun, K., Peters, D., Buseman, M. (2020): European Hydrogen Backbone. Technical Report. Guidehouse, Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga.
- Yang, C. & Ogden, J. (2007): Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode; International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 32, S. 268 – 286.

