

Infrastrukturanalyse Heide

„Infrastrukturanalyse und Potenzialermittlung im Kontext der Erzeugung von H₂ und synthetisches Methanol unter Verwendung regionalem CO₂ und Nutzung des O₂“

IMPRESSUM

Auftraggeberin und ausschreibende Stelle:

Entwicklungsagentur Region Heide AöR
Hamburger Hof 3
25746 Heide
www.region-heide.de

Ansprechpartner

Jana Rasch
Technische Koordination QUARREE100
Projektmanagement WESTKÜSTE 100
Hamburger Hof 3
25746 Heide

Inhaltsverzeichnis

In aller Kürze – Management Summary	1
1 Hintergrund und Methodik der Untersuchung	4
1.1 <i>Hintergrund und regionaler Bezug</i>	4
1.2 <i>Methodik.....</i>	5
2 Infrastrukturen für den Transport von H₂	7
2.1 <i>Analyse potenzieller H₂-Quellen und -Senken</i>	7
2.2 <i>Bestehende und geplante H₂-Infrastruktur.....</i>	11
2.3 <i>Leitungsgebundener H₂-Transport.....</i>	13
2.3.1 <i>Randparameter und Dimensionierung</i>	14
2.3.2 <i>Gasbeschaffenheitsanforderungen für den Wasserstofftransport.....</i>	16
2.3.3 <i>Rechtliche Voraussetzungen und Genehmigungsplanung</i>	17
2.3.4 <i>Investitionskostenabschätzung.....</i>	19
2.3.5 <i>Aspekte zur Akzeptanzsteigerung.....</i>	20
2.4 <i>Alternative H₂-Transportformen</i>	22
2.4.1 <i>Transport per LKW</i>	24
2.4.2 <i>Transport auf der Schiene</i>	24
2.5 <i>Zwischenspeicherung von H₂.....</i>	24
3 Infrastrukturen für den Transport von CO₂	28
3.1 <i>Analyse potenzieller CO₂-Quellen.....</i>	28
3.2 <i>Bestehende und geplante CO₂-Infrastruktur</i>	31
3.3 <i>Leitungsgebundener CO₂-Transport.....</i>	31
3.3.1 <i>Randparameter und Dimensionierung</i>	31
3.3.2 <i>Rechtliche Voraussetzungen und Genehmigungsplanung</i>	32
3.3.3 <i>Investitionskostenabschätzung.....</i>	35
3.3.4 <i>Aspekte zur Akzeptanzsteigerung.....</i>	36
3.4 <i>Alternative Transportoptionen von CO₂</i>	37
3.4.1 <i>Transport per LKW</i>	38
3.4.2 <i>Transport auf der Schiene</i>	38
3.5 <i>Zwischenspeicherung von CO₂.....</i>	38
4 Infrastrukturen für den Transport von O₂	40
4.1 <i>Analyse potenzieller O₂-Senken</i>	40
4.2 <i>Bestehende und geplante O₂-Infrastruktur.....</i>	42
4.3 <i>Leitungsgebundener O₂-Transport.....</i>	42
4.3.1 <i>Randparameter und Dimensionierung</i>	42
4.3.2 <i>Rechtliche Voraussetzungen und Genehmigungsplanung</i>	43
4.3.3 <i>Investitionskostenabschätzung.....</i>	43

4.4	<i>Alternative O₂-Transportmittel</i>	44
4.5	<i>Zwischenspeicherung von O₂</i>	44
5	Trassenfindung	47
5.1	<i>Methodik der Trassenfindung</i>	47
5.2	<i>„Nord“-Trasse: Heide - Lägerdorf</i>	49
5.3	<i>„Süd“-Trasse: Heide – Brunsbüttel - Lägerdorf</i>	51
5.3.1	Variantenvergleich	59
5.3.2	Heide-Brunsbüttel	60
5.3.3	Brunsbüttel-Lägerdorf	65
5.3.4	Beschreibung der Vorzugstrassen	68
5.3.5	Vorzugstrasse Heide-Brunsbüttel	69
5.3.6	Vorzugstrasse Brunsbüttel-Lägerdorf	71
5.3.7	Sicherheitsanforderungen für Planung, Bau und Betrieb	73
5.3.8	Zeitplan	73
6	Zusammenfassung der Studie	76
6.1	<i>Bewertung der einzelnen Transportformen</i>	76
6.2	<i>Fazit zur Trassenplanung</i>	79
6.3	<i>Formulierung von Handlungsempfehlungen für nächste Schritte</i>	81
7	Literaturverzeichnis	87

Infrastrukturanalyse

Entwicklungsagentur Heide
März 2023

In aller Kürze – Management Summary

Die Region Heide in Schleswig-Holstein entwickelt sich zunehmend zu einem „HotSpot“ für die Wasserstoffherzeugung sowie Anwendungen und erlangt überregionale Bedeutung für den Import, die Verwertung und den Weitertransport von „grünem“ Wasserstoff. Im Zentrum dieser Studie steht das Projekt WESTKÜSTE100 in der Region Heide (Schleswig-Holstein), welches u.a. aus Offshore-Windenergie grünen Wasserstoff mittels Wasser-Elektrolyse herstellen möchte. Dieser Wasserstoff wird anschließend für die Produktion von klimaneutralen (Treib-)Stoffen und Gasen genutzt. Zentrales Element ist ein Elektrolyseur mit 30 MW_{el} Leistung, welcher auf dem Gelände der Raffinerie Heide geplant ist. Darüber hinaus ist eine Skalierung auf 2 GW_{el} in weiteren Projekten außerhalb von WESTKÜSTE100 angedacht. Der produzierte Wasserstoff wird zur Herstellung von Methanol verwendet. Als Nebenprodukt anfallender Sauerstoff wird über Brunsbüttel in das 65 km (Trassenlänge) entfernte Lägerdorf geleitet. Hier wird mit Hilfe eines Oxy-Fuel-Verfahrens prozessbedingtes CO₂ eines Zementwerkes abgeschieden. Dieses wird wiederum zur Raffinerie Heide geleitet. Ziel dieser Studie ist die Bestimmung der benötigten Transportinfrastruktur für eine mögliche Skalierung des Projektes und die Identifikation weiterer Abnehmer von H₂, O₂ und CO₂.

Wasserstoff (H₂)

Der Transportbedarf von Wasserstoff ist gering, da ein Großteil des produzierten Wasserstoffes direkt eingesetzt wird. Jedoch ist eine leitungsgebundene Transportinfrastruktur essenziell, um eine Volatilität der H₂-Herstellung auszugleichen. Wird die vollständige Menge von Brunsbüttel nach Lägerdorf transportiert, entspräche dies einer Leitung DN 400 mm im Nenndruck PN 100. Darüber hinaus ist eine Auslegung der Leitung auf DN 500 mm im Nenndruck PN 100 anzudenken. Für eine Trasse von Heide nach Brunsbüttel entstehen Investitionskosten von ca. 67 – 94 Mio. € sowie weitere 51 – 70 Mio. € für einen Trassenabschnitt von Brunsbüttel nach Lägerdorf. Ein Transport mittels LKW oder Schiene ist für betrachteten Mengen, aus logistischen und wirtschaftlichen Gründen, nicht sinnvoll. Jedoch können diese eine Option für einen Hochlauf der Wasserstoffnachfrage sein. Neben dem Bedarf an Transportinfrastruktur werden Anlagen benötigt, um eine entsprechende Tagesmenge Wasserstoff am Standort der Herstellung von Methanol vorzuhalten. Eine genaue Speicherauslegung ist durchzuführen.

Sauerstoff (O₂)

Im Gegensatz zum Wasserstoff ist der Transportbedarf für Sauerstoff höher, da dieser über eine Distanz von 65 km (Trassenlänge) von Heide nach Lägerdorf transportiert werden muss. Für den Transport der ermittelnden Mengen ist ein leitungsgebundener Transport aus logistischer und ökonomischer Sicht vorzuziehen. Die erste Teilleitung von Heide nach Brunsbüttel ist mit einem Durchmesser von DN 800 und Eingangsdruck von 30 bar_ü ausgelegt worden, wodurch sich Investitionskosten in Höhe von 64 – 94 Mio.€ ergeben. Für den Weitertransport einer Teilmenge von Brunsbüttel nach Lägerdorf wurde die Leitung auf einen Durchmesser von DN 500 dimensioniert. Für diesen Trassenabschnitt ergeben sich Investitionskosten von 49 – 71 Mio.€. Äquivalent zum Wasserstoff ergibt sich die Frage der Speichermöglichkeiten von Sauerstoff in der benötigten Größenordnung. Diese Frage konnte nicht abschließend geklärt werden.

Kohlenstoffdioxid (CO₂)

Beim Transport von CO₂ von Lägerdorf nach Heide wurde ein flüssiger sowie gasförmiger leitungsgebundener Transport betrachtet. Auch hier ist festzuhalten, dass durch das hohe Transportvolumen ein leitungsgebundener Transport zu präferieren ist. Bei einem flüssigen

Transport von CO₂ wird von einem Eingangsdruck von 92 barü ausgegangen, wodurch sich ein Durchmesser von DN 400 ergibt. Dies führt zu Investitionskosten von 83 – 116 Mio.€. Wird der gasförmige Transport betrachtet, ergibt sich ein Durchmesser von DN 600 und Investitionskosten von 51 – 74 Mio.€. Aus trassenplanerischen Sicht stellen für eine CO₂-Leitung die bisher nicht geklärten gesetzlichen Grundlagen eine Herausforderung dar, wodurch auch hier eventuell keine Enteignungsmöglichkeit besteht.

Trassenplanung

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden verschiedene Alternativen einer Trassenführung gefunden und eine grobe Voreinschätzung auf ihre Machbarkeit hin geprüft. Als Folge der naturgemäß grobmaßstäblichen Betrachtungsweise dieser Machbarkeitsstudie, verbleiben zahlreiche Aspekte zur Prüfung im weiteren Planungsverlauf. So ist eine Betrachtung der Trasse vor Ort, eine technische Prüfung der Machbarkeit der vorgeschlagenen Kreuzungsbauwerke sowie zahlreiche Abstimmungen mit Dritten erforderlich.

Handlungsempfehlung

Schlussendlich stellt diese Studie eine initiale Abschätzung des Infrastrukturbedarfes für einen Transport von Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid in der Region Heide dar. Darüber hinaus ist die Basis für eine Machbarkeitsstudie für eine detaillierte Trassenplanung gelegt worden. Als weitere Schritte sind im Folgenden drei Punkte aufgeführt, welche eine tiefergehende Betrachtung benötigen:

1. Anfertigung einer Machbarkeitsstudie für unterschiedliche Speicherszenarien

Zentrales Element des Ökosystems ist die kontinuierliche Versorgung des Zementwerks und der Methanolsynthese mit Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid. Die Erzeugung von Wasserstoff und damit auch die Produktion von Sauerstoff ist durch die Erzeugungsprofile Erneuerbarer Energie in der Region von hoher Volatilität gekennzeichnet. Zudem unterscheiden sich die Produktions- und Abnahmeprofile der Kohlenstoffdioxid zeitweise erheblich. Deshalb empfiehlt die Studie, die Machbarkeit der Speicherung von Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid zeitnah zu analysieren.

2. Erstellung eines alternativen Versorgungskonzeptes für die initiale Hochlaufphase und zur unterbrechungsfreien Bereitstellung der Stoffströme

In der Studie wurde ein zukunftsorientiertes, langfristig tragfähiges Pipelinekonzept erarbeitet. Im Vergleich zu Erzeugern und Abnehmern kann die Pipelineinfrastruktur weniger schnell und einfach skaliert werden. Damit weist die Pipelineinfrastruktur bereits in der initialen Startphase eine für das Langfristszenario ausgerichtete Dimensionierung auf. Diese Dimensionierung kann bei der initialen Befüllung mit zunächst kleinen Stoffströmen einige Zeit in Anspruch nehmen. Zudem müssen alternative Versorgungskonzepte für geplante oder ungeplante Ausfälle erarbeitet werden, um die kontinuierliche Versorgung der Abnehmer sicherzustellen. Deshalb empfiehlt die Studie die technische und wirtschaftliche Auslegung alternativer Transportrouten mittels Schiene oder LKW zu ermitteln.

3. Validierung der Studienergebnisse durch unterschiedliche Dimensionierung der Methanolsynthese

Die Studie basierte auf der Annahme, dass die Methanolsynthese im gleichen Maßstab skaliert, wie der angedachte Elektrolyseur. Die Dimensionierung der Methanolsynthese über die Zeit hängt von verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Aspekten ab, die aufgrund

der aktuellen wirtschaftlichen und politischen Lage nur schwer – auch durch den Betreiber – zu bestimmen ist. Dennoch sollte die Dimensionierung der Methanolsynthese betrachtet und hypothesengetrieben festgehalten werden. Sollte dies nicht eindeutig machbar sein, können auch verschiedene Szenarien entwickelt und beschrieben werden. Mit diesen Ergebnissen kann die Auslegung der Pipelineinfrastruktur einfach validiert und ggf. Anpassungsbedarfe beschrieben werden. Auswirkungen kann dies vor allem aber auch auf die Auslegung des Elektrolyseurs haben.

1 Hintergrund und Methodik der Untersuchung

Ziel dieser Studie ist eine Untersuchung von Quellen- und Senken der Stoffe H_2 , O_2 und CO_2 und eine anschließende Bewertung der benötigten Transportmittel, unter Berücksichtigung möglicher Projekte in der Region Heide. Darüber hinaus gilt es einen Überblick über zukünftige Stoffströme zu erlangen und Infrastrukturvorhaben zielgerichtet zu planen.

1.1 Hintergrund und regionaler Bezug

Die Region Heide in Schleswig-Holstein entwickelt sich zunehmend zu einem „HotSpot“ für die Wasserstoffherzeugung sowie Anwendungen und erlangt überregionale Bedeutung für den Import, die Verwertung und den Weitertransport von „grünem“ Wasserstoff. Die Küstenregion stellt, durch hohe Vollaststunden der installierten Windkraftanlagen, einen optimalen Standort zur Produktion von Wasserstoff und damit eine Erweiterung der Wertschöpfungskette von grünem Strom dar. Gleichzeitig ist das Interesse der ansässigen Chemieindustrie an dem Produkt Wasserstoff groß, da dieser das Potenzial besitzt die Herstellung von Kraftstoffen und Chemierzeugnissen zu dekarbonisieren. Durch diese attraktiven Bedingungen entstehen immer mehr H_2 -Vorhaben in der Region selbst sowie im weiteren Umfeld:

Die Region liegt in unmittelbarer Nähe zum ChemCoast Park Brunsbüttel, welcher Zugang zu existierender Erdgasinfrastruktur und somit auch perspektivisch Anschluss an eine H_2 -Infrastruktur bietet.

Im Zentrum dieser Untersuchung steht das Projekt WESTKÜSTE100 in der Region Heide (Schleswig-Holstein), welches u.a. aus Offshore-Windenergie grünen Wasserstoff mittels Wasser-Elektrolyse herstellen möchte. Dieser Wasserstoff soll anschließend für die Produktion von klimaneutralen (Treib-)Stoffen und Gasen genutzt werden und trägt somit zur Dekarbonisierung der Region bei. Bei dieser Treibstoffherstellung auf dem Gelände der Raffinerie Heide wird unvermeidbares CO_2 aus der regionalen Zementproduktion für den Herstellungsprozess eingesetzt. Die dabei entstehende Abwärme aus den Prozessschritten kann z.B. zur Versorgung eines örtlichen Fernwärmenetzes genutzt [1].

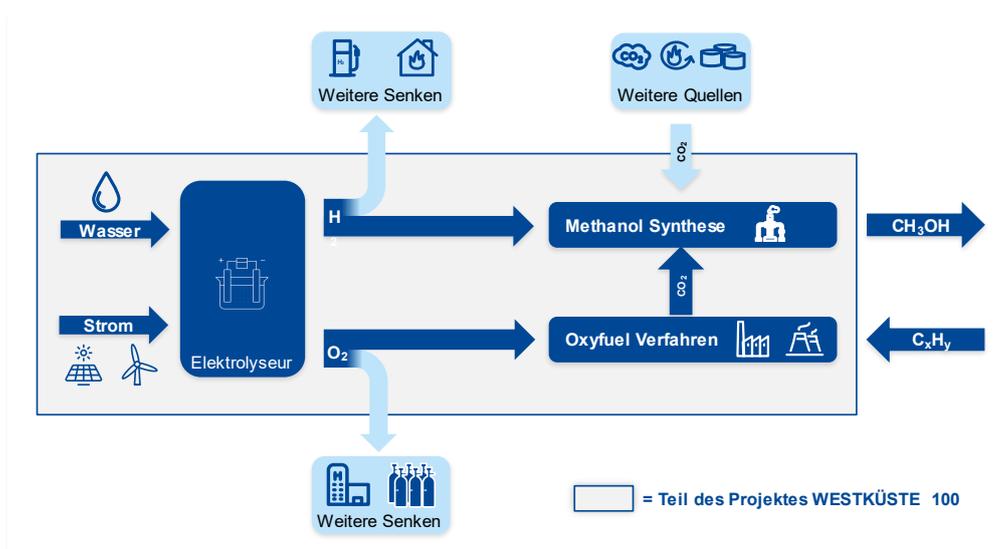
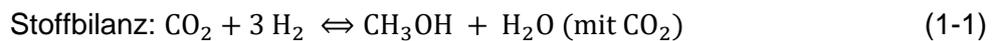


Abbildung 1: In dieser Studie betrachtete Quellen und Senken in der Region Heide

Zentrales Element des WESTKÜSTE100 Projektes ist ein Elektrolyseur, welcher auf dem Gelände der Raffinerie Heide geplant ist. Das Projekt sieht zunächst einen 30 MW_{el} Elektrolyseur vor. Außerdem wird eine konzeptionelle Skalierung auf mehrere hundert

Megawatt betrachtet. Die Umsetzung der Skalierung auf 2 GW_{el} wäre in weiteren Projekten außerhalb von WESTKÜSTE100 möglich. Für eine Betrachtung der maximalen Wirkung auf die Region, wird jedoch ein Skalierungsszenario mit 2 GW_{el} Elektrolyseleistung (im weiteren Großelektrolyse) mit einer überregionalen Verknüpfung von Produkten und Edukten als Ausgangspunkt betrachtet [2].

Für das Verständnis der entstehenden Stoffströme wird kurz auf die Herstellung von Wasserstoff und Methanol sowie das Oxy-Fuel-Verfahren eingegangen. Bei einem Betrieb eines Elektrolyseurs entsteht neben der Wasserstoffproduktion Sauerstoff als Nebenprodukt. Wird 1 kg Wasserstoff in einem Elektrolyseur gewonnen, wird hierdurch 7,89 kg Sauerstoff erzeugt, welcher aktuell häufig in die Umgebungsluft abgegeben wird. Denkbar ist, es, diesen Sauerstoff zu nutzen, indem hiermit eine Oxy-Fuel-Verbrennung der Zementproduktion im 45 km (Luftline) entfernten Lägerdorf gespeist wird. Auch dies ist als Machbarkeitsstudie Teil des Projektes WESTKÜSTE100. Durch die Verbrennung von Kohlenwasserstoffen mit reinem Sauerstoff erhöht sich die CO₂-Konzentration im Abgas erheblich, wodurch das CO₂ effizienter abgeschieden werden kann. Bei der vollständigen Verbrennung von 1 kg Methan (CH₄) mit 3,989 kg Sauerstoff (O₂) entsteht dabei 2,743 kg Kohlenstoffdioxid (CO₂) und 2,246 kg Wasser (H₂O). Das dabei abgeschiedene CO₂ kann wiederum zum Standort eine Methanolsynthese geleitet werden, z.B. auf dem Werksgelände der Raffinerie Heide, wie in Abbildung 1 zu sehen ist. Hier wird aus dem hergestellten Wasserstoff (H₂) und der CO₂-Quelle grünes Methanol (CH₃OH) produziert. Die Stoffbilanz (1-1) gibt dabei vor, dass für die Herstellung von 1 kg Methanol 0,1875 kg Wasserstoff und 1,375 kg Kohlenstoffdioxid benötigt werden. Gleichzeitig entsteht 0,5625 kg Wasser (H₂O).



In dieser Untersuchung wird angenommen, dass die Methanolsynthese auf die Leistung des Elektrolyseurs abgestimmt ist und stets 100 % des Wasserstoffes aus dem Elektrolyseur verwendet.

1.2 Methodik

Die Raffinerie Heide und im Zementwerk sowie das WESTKÜSTE100 Projekt haben das Ziel eine grüne Prozesskette zu schaffen, welche die entstehenden Stoffströme optimal verwertet. Ziel dieser Studie ist es aufzuzeigen welche Infrastruktur benötigt wird, um dies zu ermöglichen. Hierfür wird zunächst eine Quellen- beziehungsweise Senkenanalyse durchgeführt, um die (weiteren) Potenziale in der Region aufzuzeigen. Neben dem WESTKÜSTE100 Projekt werden für Wasser-, und Sauerstoff sowie Kohlenstoffdioxid unterschiedliche Sektoren als weitere Quellen und Senken betrachtet.

Als potenzielle Wasserstoffsенке werden die Sektoren Mobilität, Industrie und die Wärmebereitstellung für die Haushalte in der Region herangezogen. Bei den Identifikationen von Sauerstoffsенке fokussiert die Studie den Einsatz von Oxyfuel-Verfahren in Industrieprozessen und Kraftwerken sowie die stoffliche Verwendung in Aquakulturen und zur Medizinischen Versorgung. Zur Analyse der Bereitstellung von (weiterem) CO₂ wird das Potenzial aus Biogas- und Methananlagen bewertet sowie, analog zur Untersuchung Sauerstoffsенке, der Einsatz von Oxyfuel-Verfahren in die Industrie und Kraftwerken.

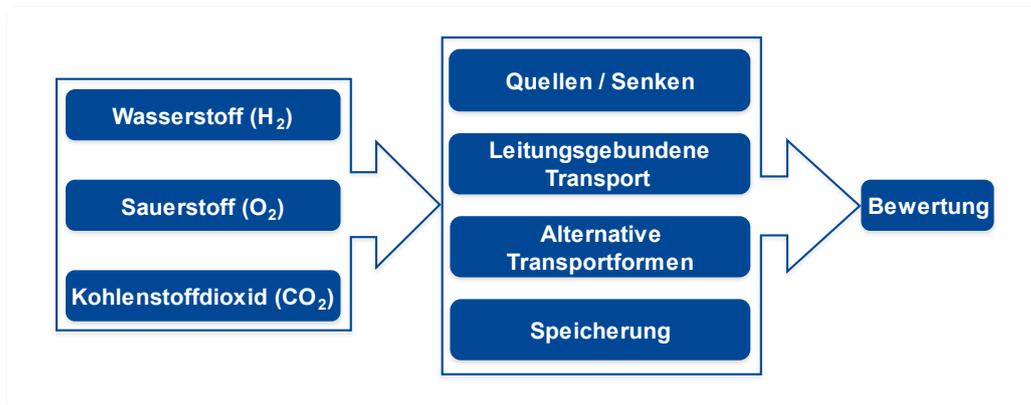


Abbildung 2: Vorgehensweise der Analyse

Auf Basis der identifizierten Senken und Quellen wird ein Infrastrukturbedarf für Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid abgeleitet. Der Fokus liegt hier, auf dem leitungsgebundenen Transport der Stoffe. Um die Dimensionierung der Leitungen durchzuführen, wurde eine Massenbilanzierung erstellt. Darüber hinaus wird, auf Basis der verfügbaren Informationen und Rahmenbedingungen, eine Trassenplanung vorgenommen. Diese spezifiziert den Verlauf einer möglichen H₂-, CO₂-, und O₂-Leitung. In diesem Kontext wird, neben einer Kostenschätzung der Teilleitungen, auf Aspekte zur Akzeptanzsteigerung, Genehmigungsverfahren und Zeitplanung eingegangen. Darüber hinaus werden alternative Transportformen mittels Schiene und dem LKW betrachtet. Abschließend werden die unterschiedlichen Transportwege bewertet und Vor- sowie Nachteile aufgezeigt.

2 Infrastrukturen für den Transport von H₂

Dieses Kapitel betrachtet bestehende sowie in Zukunft benötigte Infrastruktur zum Transport von Wasserstoff in der Region Heide. Hierfür wird in Kapitel 2.1 der Bedarf und das Erzeugungspotenzial abgeschätzt. Auf Basis dieser Daten wird anschließend in Kapitel 2.3 eine Dimensionierung für den leitungsgebundenen Wasserstofftransport vorgenommen. Dem folgend betrachtet das Kapitel 2.4 alternative Transportformen mittels LKW sowie per Schiene. Eine Trassenplanung befindet sich in Kapitel 5.

2.1 Analyse potenzieller H₂-Quellen und -Senken

Dieses Unterkapitel beschreibt zuerst geplante Wasserstofferzeugungsprojekte in Schleswig-Holstein, um die aktuelle und zukünftig erzeugte Wasserstoffproduktion in der Region abzuschätzen. Anschließend wird auf die bestehende erneuerbare Stromerzeugung eingegangen und abgeleitet, welches Potenzial zur Wasserstofferzeugung besteht. Neben einer Quellenanalyse wird zusätzlich das Absatzpotenzial in der Region analysiert. Die Untersuchung fokussiert sich auf die Sektoren Industrie, Mobilität und Wärmebedarf von Haushalten.

Wie bereits in Kapitel 1.1 beschrieben worden ist, plant das WESTKÜSTE100 Projekt in der ersten Ausbaustufe einen Elektrolyseur mit einer Leistung von 30 MW_{el} zu errichten. Eine Erweiterung der Leistung auf 700 MW_{el} ist konzeptionell angedacht. Unter der Annahme von 5.000 Volllaststunden im Jahr und einem Wirkungsgrad von 52 kWh_{el}/kg_{H₂} bezogen auf den unteren Heizwert 33,33 kWh/kg ergibt sich hieraus in der ersten Phase eine jährliche Wasserstoffmenge von 3 kt/a [1]. Darüber hinaus ist angedacht die Leistung des Elektrolyseurs in der Region perspektivisch auf 2 GW_{el} zu erhöhen. Hierdurch würde die Wasserstoffproduktion auf 191 kt/a steigen. Dies entspricht einer Leistung von 426.000 Nm³/h [2].

Neben der geplanten Erzeugungskapazität des WESTKÜSTE100 Projektes, sind aktuell zwei weitere Projekte der Firmen Yara GmbH und vivevo mit einer insgesamt Leistung von 310 MW_{el} in Schleswig-Holstein geplant. Beide Elektrolyseure sind im „ChemCoast Park Brunsbüttel“ angesiedelt und zielen auf die Produktion von grünem Ammoniak und Methanol ab.

Der von Yara geplante Elektrolyseur startet mit einer Ausbaustufe von 250 MW_{el} und einer Jahresproduktion an Wasserstoff von ca. 24 kt Wasserstoff. Der hergestellte Wasserstoff dient dabei zur Dekarbonisierung der Ammoniakproduktion am Standort Brunsbüttel. In Aussicht ist eine zweite Ausbaustufe auf insgesamt 500 MW_{el} im Jahr 2027, wodurch die produzierte jährliche Menge auf 48 kt steigt. Mit der prognostizierten Menge ist es möglich ca. 25 % des Bedarfes der Ammoniakproduktion zu decken und in der zweiten Ausbaustufe bis zu 50 % [3].

Vivevo plant einen 60 MW_{el} Elektrolyseur am Standort in Brunsbüttel, um eine Methanolsynthese zu betreiben. Dieser produziert ca. eine Wasserstoffmenge von 6 kt/a. Hiermit ähnelt dieses Vorhaben dem WESTKÜSTE100 Projekt. Dieser Elektrolyseur ist auf eine Wasserstoffproduktion für ca. 140 t Methanol am Tag ausgelegt [6] [4].

Aktuell sind in Schleswig-Holstein sechs Elektrolyseure mit einer Leistung von 4,4 MW_{el} im Betrieb und erzeugen ca. 0,422 kt/a Wasserstoff. Dies sind vorrangig Anlagen, die den Wasserstoff für Mobilitätsanwendung produzieren.

Die GPJoule betreibt aktuell in Schleswig-Holstein vier Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von ca. 1 MW_{el} sowie zwei H₂-Tankstellen in Niebüll und Husum. Die Elektrolyseure stehen in direkter Verbindung zu regionalen erneuerbaren Energieanlagen,

wodurch grüner Wasserstoff produziert werden kann. Einsatz findet der Wasserstoff im Mobilitätsbereich, in dem hiermit zwei Wasserstoffbusse und eine Flotte von 30 PKW betrieben werden [5]. Ein Elektrolyseur mit 1 MW_{el} Leistung produziert ca. 96 t im Jahr.

Es ist somit festzuhalten, dass in der Region mehrere große Elektrolyseure geplant sind. Der produzierte Wasserstoff wird größtenteils direkt weiterverwendet, um hieraus Methan, Methanol oder E-Fuels zu produzieren. Zusätzlich bieten die Importterminals für Ammoniak eine Wasserstoffquelle. Jedoch sind hier die tatsächliche Menge und der Zeitpunkt der Verfügbarkeit nicht bekannt.

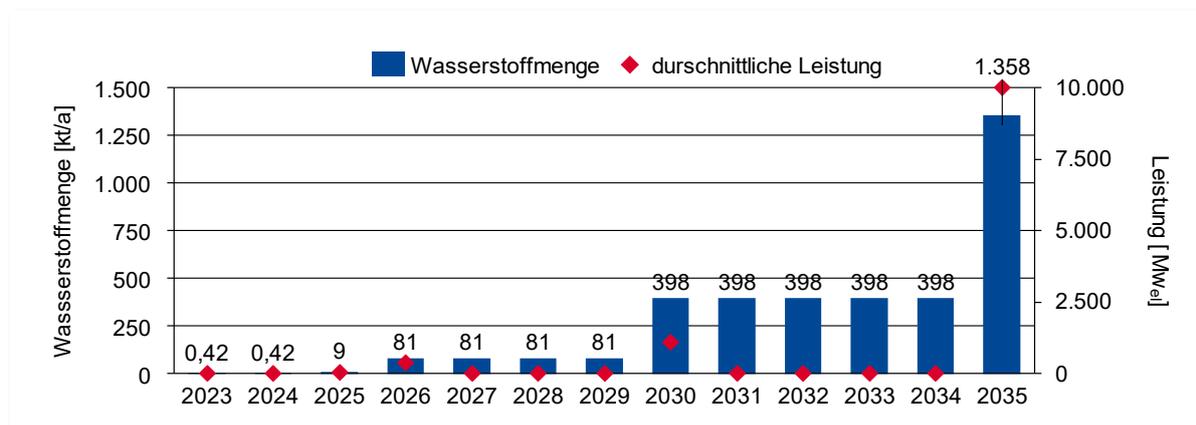


Abbildung 3: Entwicklung der produzierten Wasserstoffmenge nach Projektankündigung in Schleswig-Holstein

In der Abbildung 3 ist die Entwicklung der jährlichen Wasserstoffproduktion in Schleswig-Holstein abgebildet. Im Jahr 2026 wird angenommen, dass ein Großelektrolyseur in der Region Heide (500 MW_{el}) und Yara GmbH (250 MW_{el}) die Produktion beginnen. Hierdurch steigt die jährlich produzierte Menge an Wasserstoff auf 81.000 t/a.

Im Jahr 2030 ist eine Erweiterung der Leistung der WESTKÜSTE100 auf 700 MW_{el} konzeptionell angedacht. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Leistung der Großelektrolyse in der Region auf 2 GW_{el} sowie Yara GmbH auf 500 MW_{el} steigt. Somit wird bis zu 398.000 t/a Wasserstoff produziert.

Neben einer Betrachtung der Wasserstoffmenge angekündigter Projekte, ist eine Analyse einer technisch potenziell erzeugbaren Wasserstoffmenge in Schleswig-Holstein sinnvoll. Hierfür wird auf Daten des Wasserstoffatlasses zurückgegriffen [6]. Das hier dargestellte Szenario bezieht sich auf die reine Nutzung von überschüssigem Strom zur Wasserstoffproduktion. So wird für die Bestimmung des Potenzials der zur Verfügung stehende EE-Strom abgeschätzt und nach Erzeugungsart klassifiziert. Aus dem Stromangebot wird anschließend die potenzielle Wasserstoffmenge bestimmt. Eine Bewertung des Erzeugungspotenzials aus Off-Shore Windkraftanlagen wurde nicht vorgenommen. Die Angabe der Post-EEG Anlagen bezieht sich auf PV und Windkraft-Anlagen, die eine Betriebslaufzeit von > 20 Jahren erreicht haben und aus diesem Grund keine EEG-Förderung mehr erhalten [7].

Nach Abschätzung des Wasserstoffatlasses wäre schon aktuell eine Produktionsmenge in Schleswig-Holstein von bis zu 919 kt/a möglich. Durch den Ausbau von EE-Anlagen, steigt diese auf 1,365 Mio. t/a an [6].

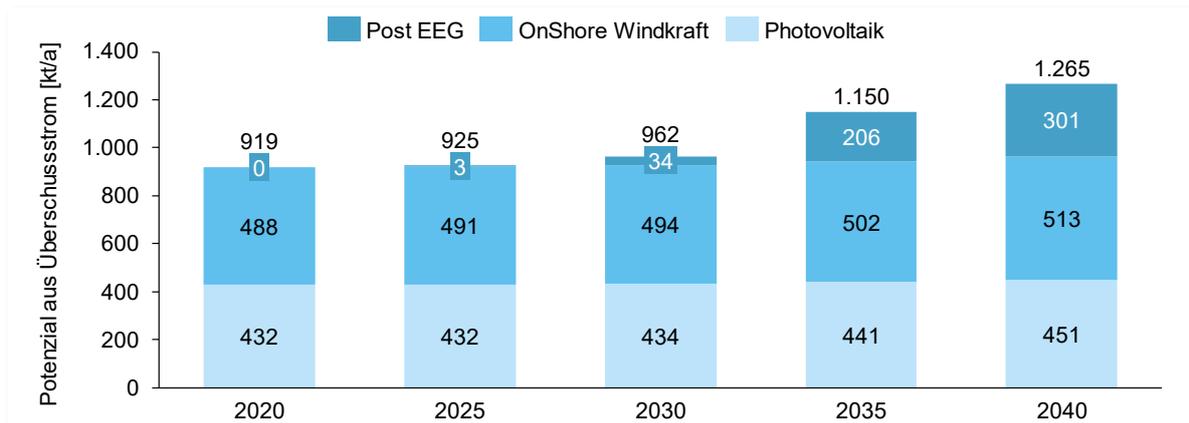


Abbildung 4: Erzeugungspotenzial von Wasserstoff bei Verwendung von Stromüberschuss in Schleswig-Holstein [6]

Die Abbildung 4 verdeutlicht, dass die Nutzung von Überschussstrom Potenzial zur Wasserstofferzeugung in Schleswig-Holstein birgt. Im Jahr 2030 besteht ein technisches Potenzial von ca. 962 kt/a. Entsprechende Elektrolyseure würden diesen Strom nutzen, um entsprechenden Wasserstoff zu erzeugen. Zum Vergleich: die angekündigten Elektrolyseure in Schleswig-Holstein produzieren 398 k/a im Jahr. Von einer Abschätzung des theoretisch technischen Potenzials lässt sich jedoch nur bedingt ein wirtschaftliches Potenzial zur Wasserstofferzeugung ableiten.

H₂-Senken

Im Folgenden wird der Bedarf an Wasserstoff für die Sektoren Industrie (stofflich/energetisch), Mobilität sowie Wärmeerzeugung für Haushalte für die Region Heide und Schleswig-Holstein betrachtet. Der Fokus der Studie liegt auf den Projekten WESTKÜSTE100 und KEROSyN100.

Da die mit der Fallstudie in Verbindung stehende Methanol-Syntheseanlage in direktem Projektzusammenhang mit dem skizzierten Elektrolyseur steht, wird angenommen, dass hierfür die vollständig erzeugte Menge Wasserstoff eingesetzt wird. Hieraus ergibt sich ein Bedarf an Wasserstoff in der ersten Phase (30 MW_{el}) von 3 kt/a. In der maximalen Ausbaustufe der Großelektrolyseure in der Region von 2 GW_{el} ergibt sich ein Bedarf von 191 kt/a. Ähnlich verhält es sich mit den erzeugten Wasserstoffmengen aus den Elektrolyseuren der Yara GmbH und vivevo. Auch hier wird der Wasserstoff gleich weiterverwertet.

Neben dem stofflichen Einsatz von Wasserstoff, kann dieser verwendet werden, um dazu beizutragen den Mobilitäts- und Logistiksektor zu dekarbonisieren. Ein Projekt stellt hier das H₂-Logistik-Hub Neumünster dar. Ziel des Projekts ist der Aufbau eines nachhaltigen, wasserstoffbasierten Verkehrszentrum in Neumünster, für bis zu 20 LKWs. Hierfür findet die Produktion von grünem Wasserstoff vor Ort statt. Zusätzlich wird eine Tankstelleninfrastruktur mitgeplant, welche bis zu 2.000 kg Wasserstoff pro Tag vertanken kann. Um dies zu ermöglichen, konnten Fördergelder in Höhe von 4,9 Mio. Euro aus dem NIP-II Programm gewonnen werden. Dem Logistik Initiative Schleswig-Holstein e. V. gehören neben Clean Logistics und der Hypion GmbH Unternehmen wie die Edeka Handelsgesellschaft Nord (Neumünster), Edeka AG (Hamburg), Ernst Krebs (Neumünster), F.A. Kruse jun. (Brunsbüttel), Herbert Voigt (Neumünster) und Netto Marken-Discount (Standort Henstedt-Ulzburg) an [8].

Neben dem Logistikzentrum in Neumünster kann der Einsatz von Wasserstoff im ÖPNV und der Abfallwirtschaft interessant sein. Hier hat die Studie „Entwicklungspfade einer Wasserstoffwirtschaft an der Westküste“ [9] aus dem Jahr 2020 für die Westküste Schleswig-Holsteins Cluster gebildet, um hieraus einen regionalen Bedarf abzuleiten. Das erste Cluster

befindet sich in der Region Husum / Niebüll. Hier liegt der Schwerpunkt des Bedarfes beim ÖPNV. Insgesamt konnten 20 Abfallsammelfahrzeuge, 79 Busse und 56 LKW identifiziert werden, was zu einem Wasserstoffbedarf von 111 t/a in 2023 und 1.113 t/a in 2033 führt. Das zweite Cluster ist die Region Heide. Hier spielt die Abfallwirtschaft eine untergeordnete Rolle, womit die Bereiche ÖPNV und Logistik dominieren. Hieraus ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von 101 t/a in 2023 und 1.007 t/a in 2033, mit 13 Abfallsammelfahrzeugen, 103 Bussen und 75 LKWs. Die Region Itzehoe bildet das dritte Cluster und ist geprägt durch den Logistiksektor, mit 140 Fahrzeugen und einem aktuellen Wasserstoffbedarf von 98 t/a. Dies steht im direkten Zusammenhang mit dem ChemCoastPark in Brunsbüttel. Darüber hinaus besteht ein potenzieller Bedarf von 27 t/a für den ÖPNV mit 73 Bussen und 7 t/a in der Abfallwirtschaft, mit 23 Fahrzeugen. Insgesamt ergibt sich hieraus ein Wasserstoffbedarf von 133 t/a in 2023 und 1.326 t/a in 2033. Das vierte Cluster befindet sich in Brunsbüttel. Hier konnten 13 Abfallsammelfahrzeuge, 25 Busse und 100 LKW identifiziert werden, wodurch sich ein Wasserstoffbedarf von 85 t/a in 2023 und 846 t/a in 2033 ergibt. Es ist anzumerken, dass Fahrzeuge der ansässigen Chemieindustrie nicht enthalten sind. Außerdem stehen die Cluster Itzehoe und Brunsbüttel im starken Zusammenhang und müssen auch so gedacht werden. Das fünfte und letzte Cluster ist die Region Elmshorn / Tornesch. In diesem Cluster dominiert der Wasserstoffbedarf für ÖPNV und Abfallwirtschaft, was durch die räumliche Nähe zur Stadt Hamburg zu erklären ist. Hier konnten 87 Abfallsammelfahrzeug und 187 Busse identifiziert werden, was zu einem Wasserstoffbedarf von 137 t/a in 2023 und 787 t/a in 2033 führt.

Insgesamt besteht somit ein potenzieller Wasserstoffbedarf an der Westküste Schleswig-Holsteins in Höhe von 556 t/a in 2023 und 5,6 kt/a in 2033 [9].

Neben dem Einsatz beim ÖPNV, kann Wasserstoff einen Beitrag zu Dekarbonisierung von industrieller Prozesswärme und der Wärmebereitstellung für Haushalte leisten. Der Anteil, welcher für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird, ist stark abhängig von den regionalen Gegebenheiten, dem Preis des Wasserstoffes und dessen Verfügbarkeit. Genau dies betrachtet die Studie *„Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektor“* aus dem Jahr 2022 der Fraunhofer Institute ISE und IEE, welche vom deutschen Wasserstoffrat in Auftrag gegeben wurde. Anhand von vier Beispielkommunen wird der Einsatz von Wasserstoff und anderer Energieträger zur Wärmeversorgung dargestellt [10].

Im Allgemeinen kann die Wärmebereitstellung durch verschiedenste wasserstoffbasierte Technologien ermöglicht werden. So ist der Einsatz von Wasserstoff in Blockheizkraftwerken (H₂-BHKWs) mittels Verbrennungsmotor oder Brennstoffzelle denkbar. Hierbei handelt es sich um Kraftwerke, die es ermöglichen sowohl Elektrizität als auch thermische Energie zu produzieren. H₂-BHKWs mit Verbrennungsmotor erreichen einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 90 % bezogen auf den Heizwert und sind heutzutage nicht weit verbreitet. Ähnlich verhält es sich mit Brennstoffzellen-BHKWs, welche einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 35 % erreichen. Durch eine Kombination mit einem niedertemperaturtauscher ergibt sich hierdurch ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 90 %. Die Leistung der Kraftwerke liegt im niedrigen kW Bereich, wobei größere H₂-BHKWs ab 2030 erwartbar sind.

Neben BHKWs können H₂-Brennwertkessel zur Wärmeerzeugung im Haushaltssektor eingesetzt werden. Hier wird Wasserstoff, analog zum Einsatz von Erdgas, zur direkten Wärmeabgabe eingesetzt. Schon heutzutage gehen viele Hersteller dieser Systeme davon aus, dass ein Einsatz von < 10 Vol.% H₂ unbedenklich ist. Für die Wärmeerzeugung in Haushalten mittels Wasserstoffes ist eine Umstellung des Gas-Verteilnetzes oder der Aufbau eines H₂-Verteilnetzes von Nöten. Die Beimischung von Wasserstoff in das örtliche Verteilnetz, wie es auch in WESTKÜSTE100 angedacht ist und getestet werden soll, kann den Wasserstoffhochlauf beschleunigen. Hierzu werden bereits deutschlandweit Projekte

gestartet, die eine Beimischung und/oder die vollständige Versorgung von Haushalten mit Wasserstoff erproben. So mischt die Netze BW bereits bis zu 20 Vol.% in ein Teilstück eines Verteilnetzes ein [11]. Die Avacon versorgt seit 2021 Haushalte mit H₂ [12] und Gelsenwasser hat 2023 ein Verteilnetz mit 100 % Wasserstoff eingeweiht [13].

Im Folgenden wird auf Basis der Bottom-up Studie und ermittelten Wärmebedarfen für das Bundesland Schleswig-Holstein des Wärmeatlas Nord's eine Abschätzung des Wasserstoffbedarfes vorgenommen. Hierfür wurden zwei Hochlaufsznarien aus der Bottom-up Studie übernommen. Szenario 1 geht von einem niedrigen Wasserstoffpreis von ca. 10 ct/kWh, einer Verfügbarkeit von Wasserstoff aus dem Backbone im Jahr 2035 und einer hohen EE-Verfügbarkeit aus. Szenario 2 basiert auf einem hohen Wasserstoffpreis von ca. 15 ct/kWh, einer niedrigen Verfügbarkeit von Wasserstoff und ein Backbone-Anschluss in 2035. Der entsprechende Wasserstoff findet dabei in unterschiedlichen Technologien zur Wärmeerzeugung Einsatz. Eine Beimischung des Wasserstoffes wird hier nicht betrachtet.

Das Szenario 1 ermittelt ein Wasserstoffbedarf für die Wärmeerzeugung in Schleswig-Holstein von 0 kt/a im Jahr 2030 und 235 kt/a in 2040. Angenommen wird hier, dass bis 2030 kein Anschluss an ein Wasserstoff-Backbone besteht. Eine dezentrale Erzeugung und der direkte Einsatz von Wasserstoff für die Raumwärme werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt. Hieraus resultiert der ermittelte H₂-Bedarf von 0 kt/a. Ist der Zugang zum H₂-Backbone vor 2035 gegeben und somit Wasserstoff in einer Region verfügbar, ist nicht auszuschließen, dass hierdurch die Wasserstoffnachfrage angeregt wird. Im Szenario 1 ist zu erkennen, dass gerade die städtisch geprägten Regionen eine hohen Wasserstoffbedarf ausweisen. Hier wird davon ausgegangen, dass Städte ca. 38% bis 55% der Wärme mittels Wasserstoffes bereitstellen. In ländlichen Regionen wird von einem geringeren Anteil von 21 % bis 23 % ausgegangen.

Das Szenario 2 geht davon aus, dass nur ca. 25 % der Wärmeerzeugung in urbanen Regionen und ca. 1 % in ländlichen Regionen mittels Wasserstoffesinsatz entsteht. Hieraus ergibt sich ein wesentlich geringerer Bedarf an Wasserstoff in 2030 von 0 kt/a und 48 kt/a in 2040.

Es ist festzuhalten, dass sicher hier der Bedarf an der Verfügbarkeit und einem Backbone Anschluss orientiert. Ist der Zugang zu Wasserstoff schon vorzeitig gegeben, ist davon auszugehen, dass dieser auch früher zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

Werden zusammenfassend die H₂-Senken in der Region betrachtet, ist festzustellen, dass die Elektrolyseure überwiegend mit einem direkten Einsatz des Wasserstoffes betrieben werden würden.

Wie eingangs dargestellt wurde, wird in der ersten Ausbaustufe durch einen 30 MW_{el} Elektrolyseur des WESTKÜSTE100 Projektes ca. 3 kt/a Wasserstoff produziert. Erhöht sich die Leistung, durch einen Zubau von weiteren Großelektrolyseuren, auf eine Leistung von 2 GW_{el} entsteht dadurch eine Wasserstoffproduktion von 191 kt/a bzw. 426.000 m³/h. Diese Leistungsstufe wird als Basis für die Bestimmung des Infrastrukturbedarfes genommen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die verbundene Methanolsynthese die erzeugte H₂-Menge direkt zur Methanolerzeugung verwendet.

2.2 Bestehende und geplante H₂-Infrastruktur

Das folgende Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die bestehende Erdgas- und zukünftige H₂-Infrastruktur. Hierfür wird auf die bestehende Erdgasleitung DEUDAN, die geplante H₂-Pipliene AquaVentus und geplante Terminals zum Import von H₂ und H₂-Derivaten eingegangen.

Von Quarnstedt zur deutsch-dänischen Grenze verläuft die DeuDan als Transferleitung für den Erdgastransport zwischen Dänemark und Deutschland. Diese Erdgasleitung befindet sich im

Eigentum der gleichnamigen Leitungsgesellschaft, welche ein Joint Venture der Fernleitungsnetzbetreibern Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Hannover und Open Grid Europe GmbH, Essen ist. Diese, in den 1980er Jahren errichtete Leitung, kann Gas sowohl von Dänemark nach Deutschland als auch von Deutschland nach Dänemark transportieren. Dem Gasfluss der DEUDAN wird bereits bis zu 2 % Wasserstoff aus dem Elektrolyseur bei Haurup der Energie des Nordens GmbH und Co. KG. zugemischt. Zukünftig soll sie im Jahr 2030 auf 100% Wasserstoff umgestellt werden und so Teil des H₂-Backbones sein [14].

Neben der Umstellung der DEUDAN, ist eine Transportleitung des AquaVentus e.V. angedacht. Dieses Vorhaben hat das Ziel bis 2035 eine Elektrolyseleistung von bis zu 10 GW_{el} im Windgebiet von Helgoland zu errichten, was einer Wasserstoffmenge von ca. 1 Mio. t/a entspricht. Diese Offshore-Leitung, mit dem Namen „AquaDuctus“, soll zukünftig grünen Wasserstoff aus der Nordsee direkt zum Festland transportieren und ist damit ein wichtiger Meilenstein zur Umsetzung der deutschen und europäischen Wasserstoffstrategie. Der genaue Verlauf dieser Leitung ist noch nicht bekannt. Es jedoch geplant, dass die Leitung bei Friedrichskoog auf Land trifft und über Brunsbüttel an die Leitung der Gasunie in Stade verbunden wird, wie in Abbildung 5 zu erkennen ist [15].



Abbildung 5: Übersicht einer möglichen H₂-Infrastruktur in der Region Heide

Neben der DeuDan und der H₂-Transportleitung AquaDuctus zeigt die Abbildung 5 die in dieser Studie geplanten Trassen (vgl. Kapitel 5). Fokussiert wird die südliche Trasse, da diese von Synergieeffekten bestehender Infrastruktur und Chemieindustrie in Brunsbüttel profitieren kann. Eine konkrete Auslegung einer nördlichen Trasse wurde in dieser Studie nicht vorgenommen.

Ein weiterer Betrachtungspunkt ist die Realisierbarkeit einer Verbindung der Raffinerie Heide (DE) und der Raffinerie Kalundborg (DK). Dies kann im Jahr 2030 über das European Hydrogen Backbone (EHB) erfolgen [14]. Hierfür wird die Leitung DEUDAN sowie eine dänische Leitung 2030 umgestellt. Somit befindet sich die Raffinerie Kalundborg ca. 35 km von der dänischen Leitung Ferngasleitung bzw. dem EHB entfernt. Damit ist eine Verbindung zwischen den beiden Raffinerien hergestellt (vgl. Abbildung 6).

Neben der Umstellung und dem Bau von H₂-Leitungen, ist die Planung von Importterminals für H₂- bzw. H₂-Derivate ein wichtiger Treiber für die Region.

Der Bau des „German LNG-Terminals“ und die Errichtung eines Ammoniak-Terminal im Hafen von Brunsbüttel werden es ermöglichen LNG und Wasserstoffderivate zu importieren. Schon ab 2026 sollen bis 300 kt/a Ammoniak über dieses Terminal angeliefert werden [16] [17].

Ein weiteres wasserstoffbezogenes Vorhaben ist das Projekt SaltHy, welches die Speicherung Wasserstoff in Harsefeld südlich von Hamburg untersucht. Hier soll ab 2030 30 - 100 Mio. Nm³ Wasserstoff in eine Salzkaverne eingespeichert werden [18].

Die dargestellten Vorhaben verdeutlichen die Bedeutung der Region und das Interesse, welches an dem Energieträger Wasserstoff besteht.



Abbildung 6: European Hydrogen Backbone 2030 [11]

2.3 Leitungsgebundener H₂-Transport

Nach dem auf bestehende Infrastruktur, die zukünftige Nachfrage und das Erzeugungspotenzial eingegangen worden ist, wird in diesem Abschnitt exemplarisch

dargestellt, wie ein leitungsgebundener Transport von Wasserstoff von Heide nach Lägerdorf ausgestaltet werden kann. Hierfür wird zunächst die Dimensionierung der Pipeline dargestellt. Eine konkrete Trassenplanung auf der Achse Heide – Brunsbüttel – Lägerdorf wird in Kapitel 5 vorgenommen.

2.3.1 Randparameter und Dimensionierung

Für die Festlegung der zu betrachtenden leitungsgebundenen Transporte wurden nachfolgende Vereinfachungen und Festlegungen getroffen. Die exemplarische Auslegung der Leitungen erfolgt gemäß Vorgabe des Auftraggebers in einer Trasse vom Projektstandort Heide über den Chem. Coast Park Brunsbüttel und von dort zum Standort des Zementwerkes Holcim. Als Basis für das Leitungssystem wurde die maximale Leistung der Großelektrolyse Heide mit 2 GW_{el} und einem maximalen Transportvolumen über die gesamte Strecke von 440 tm³/h zugrunde gelegt. Dieses Volumen wurde in Kapitel 2.1 berechnet. Hieraus ergeben sich die zwei zu betrachtenden Transportleitungen.

Bi-direktionaler Transport von Wasserstoff von Heide (Standort der Elektrolyse) nach Brunsbüttel (Chem.Coast Park)

Angaben	Werte
Transportentfernung (Trasse s.u.)	rd. 38 km
Max. Transportvolumen	440 tm ³ /h (V _n)
Min. Übergabedruck Heide	30 bar _ü
Max. Übergabedruck Brunsbüttel	84 bar _ü
Min. Übergabedruck Brunsbüttel	55 bar _ü

Tabelle 1: Annahmen Bi-direktionaler Transport von H₂ von Heide nach Brunsbüttel

Beim Transport von Brunsbüttel nach Heide wird von einer verdichtungsfreien Übergabe in Heide mit einem Druck > 30 bar_ü ausgegangen. Ein Weitertransport im Raum Heide vom Standort der Elektrolyse zu einer möglichen Methanol-Synthese bzw. zwischen dem Standort der Elektrolyse und einem möglichen Wasserstoff-Untertagespeicher wird nicht betrachtet. Die Abbildung 7 zeigt den kalkulierten Leitungsdurchmesser und den Auslegedruck für einen Transport von Wasserstoff.

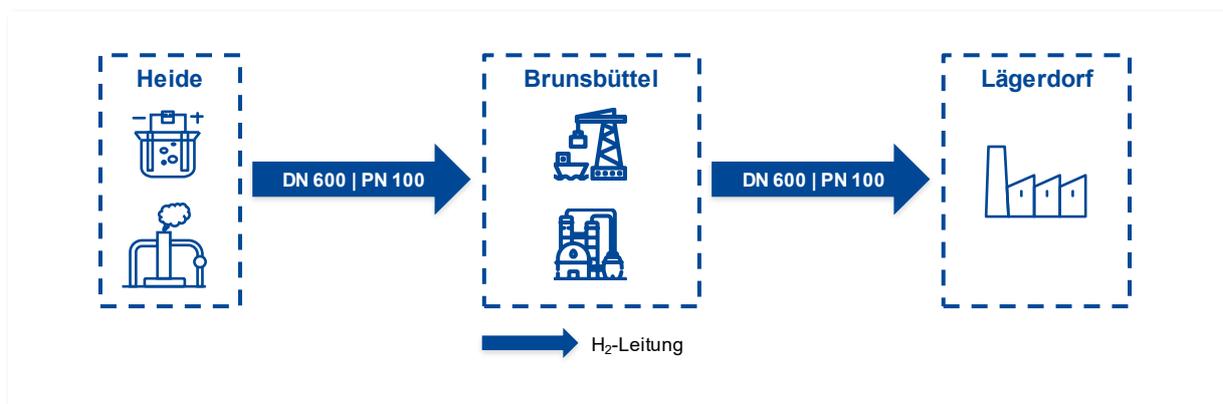


Abbildung 7: Dimensionierung der H₂-Leitung

Beim Transport von Heide nach Brunsbüttel ist eine Verdichtung des Wasserstoffes in Brunsbüttel auf den notwendigen Transportdruck des Wasserstoffes im überregionalen

Wasserstoff Transportsystem erforderlich. Es ist bisher unklar, ob die Verdichtung am Standort Heide oder in Brunsbüttel erfolgen soll. Es wird hier im ersten Schritt nur die erforderliche Größe (MW) der notwendigen Verdichterstation und einer erforderlichen M&R-Station ausgewiesen.

Ergebnisse der Leitungsdimensionierung

- Für den Transport von 440.000 m³/h von Heide nach Brunsbüttel ist eine Leitung DN 600 mm im Nenndruck PN 100 barü erforderlich (Verdichtung in Heide). Bei einer Druckerhöhung vom Ausgangsdruck des Elektrolyseurs von 30 barü auf rd. 90 barü und einem Einspeisedruck von mind. 84 barü in Heide ergibt sich ein Ausgangsdruck von 80 barü in Brunsbüttel. In Heide wäre eine Verdichteranlage mit einer Kapazität von rd. 25 MW erforderlich (vgl. Tabelle 1; Abbildung 7)
- Beim Transport von 440.000 m³/h von Brunsbüttel nach Heide in einer Leitung DN 600 mm im Nenndruck PN 100 barü ohne Verdichtung und einem Eingangsdruck von max. 84 barü bzw. min. 55 barü in Brunsbüttel ergibt sich ein Ausgangsdruck von 80 barü bzw. 47 barü in Heide. Dieser muss in Heide auf den erforderlichen Eingangsdruck z.B. für eine Anwendung in der Methanol-Synthese abgeregelt werden (vgl. Tabelle 1).

Die Leitung Heide – Brunsbüttel wurde in PN 100 angenommen, um den maximalen Druck von 84 bar in Brunsbüttel zu erreichen. Alternativ könnte die Leitung auch in PN 84 dimensioniert werden. Der maximale Enddruck im Ferntransportsystem (backbone) in Höhe von 84 bar kann dann bei Annahme der Verdichtung in Heide nicht erreicht werden.

Bei Annahme einer Verdichtung in Brunsbüttel wäre andererseits der Durchmesser der Leitung Heide in Richtung Brunsbüttel auf den geringen Transportdruck ab Heide von 30 barü zu dimensionieren. Die Druckregelung könnte dann in Brunsbüttel erfolgen, um einen geringeren Nenndruck der Leitung zu ermöglichen.

Uni-direktionaler Transport von Brunsbüttel (Chem.Coast Park) nach Lägerdorf (Holcim Zementwerk).

Angaben	Werte
Transportentfernung	rd. 30 km
Max. Transportvolumen	440 tm ³ /h (Vn)
Min. Übergabedruck Brunsbüttel	55 barü
Max. Übergabedruck Brunsbüttel	84 barü
Max. Übergabedruck Lägerdorf	max. PN Ltg.
Min. Übergabedruck Lägerdorf	10 barü

Tabelle 2: Uni-direktionaler H₂-Transport von Brunsbüttel nach Lägerdorf

Bisher besteht keine Wasserstoffnachfrage seitens Holcim Lägerdorf. Eine mögliche Nachfrage könnte bspw. bei Umstellung des Zementwerkes auf den Einsatz von Wasserstoff als Wärmeerzeuger für den Erzeugungsprozess entstehen. Dies würde jedoch im Umkehrschluss die Aufgabe der Erzeugung von CO₂ für eine Methanol-Synthese bedeuten, da bei der Wärmeerzeugung auf Basis von H₂ nur noch Wasser(-dampf) bei der Wärmeerzeugung entsteht. Es wird davon ausgegangen, dass die Menge aus dem überregionalen Transportsystem oder der Leitung Heide > Brunsbüttel durch Abregelung auf eine für den End-Druck ausreichende Druckstufe in Brunsbüttel erfolgt. Im Vorfeld sollte eine grobe Abschätzung erfolgen, welche Wasserstoffmenge zur Umstellung des kompletten Zementwerkes auf Wasserstoff-Brenner erforderlich wäre.

- Für den Fall eines Transportes von 440.000 m³/h von Brunsbüttel nach Lägerdorf mit einer Leitung DN 400 mm im Nenndruck PN 100 barü ergäbe sich bei einem Eingangsdruck von 84 barü in Brunsbüttel ein Druck von 68 barü in Lägerdorf. Die Druckregelung würde in Lägerdorf erfolgen. Die Leitung könnte bei Druckregelung in Brunsbüttel auch in einer geringeren Druckstufe gebaut werden (vgl. Tabelle 2; Abbildung 7).
- Für den Fall eines Transportes von 440.000 m³/h von Brunsbüttel nach Lägerdorf mit einer Leitung DN 500 mm im Nenndruck PN 100 barü ergäbe sich bei einem minimalen Übergabedruck von 55 barü in Brunsbüttel ein Druck von 46 barü in Lägerdorf. Die Druckregelung würde in Lägerdorf erfolgen. Die Leitung könnte bei Druckregelung in Brunsbüttel auch in einer geringeren Druckstufe gebaut werden (vgl. Tabelle 2; Abbildung 7).

Mit dem Auftraggeber der Studie wurde im Vorfeld abgestimmt, die Leitungsdimensionierung auf einen exemplarischen Endausbau von 2 GW_{el} einer Großelektrolyse auszulegen. Hintergrund war, dass man eine Transportleitung üblicherweise auf die maximale Projektgröße dimensionieren würde, da die Einsparungen durch eine geringeren Leitungsdimensionierung wesentlich geringer wären, als die Zusatzkosten aus einem späteren Leitungszubau (Loop). Für die Verdichtung würde vermutlich eine Dimensionierung auf die Phase I und dann eine Erweiterung für die Phase II erfolgen.

2.3.2 Gasbeschaffheitsanforderungen für den Wasserstofftransport

Zu den Anforderungen an die Verwendung für die Einspeisung von Wasserstoff in die bestehende Erdgasinfrastruktur siehe zum Beispiel die Veröffentlichung in der energie / wasser – praxis 4/2021 mit einer Zusammenfassung des DVGW-Merkblattes G 655 „Leitfaden H₂-Readiness Gasabwendung“. Auszüge aus dem Artikel zum Inhalt des Merkblattes: „Mit der Veröffentlichung des Merkblattes G 655 „Leitfaden Readiness Gasanwendung“ legt der DVGW die technischen Hinweise und Anforderungen vor, die für Pilot- oder Sonderprojekte gelten, bei denen Gasleitungsanlagen sowie Gasanwendungen oder Füllanlagen (Tankstellen) mit wasserstoffreichem Erdgas bis 20 Volumenprozent (Vol. %) H₂ oder Wasserstoff geplant, errichtet und betrieben werden. [...] Gemäß §3 Nr.19a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz zulässig. In Verbindung mit § 49 EnWG ist dabei das DVGW-Regelwerk und hier insbesondere das DVGW-Regelwerk und hier insbesondere das DVGW Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ sowie für Kundenanlagen weiterhin die DVGW-Arbeitsblätter G 600 (DVGW TRGI) und G 614-1 zu beachten. [...] Zur Umsetzung „reiner“ Wasserstoffnetze findet derzeit eine Novelle des EnWG statt, mit der diese regulatorisch im EnWG integriert wird. Auch hier wird weiterhin das DVGW-Regelwerk als allgemein anerkannter Stand der Technik angenommen.“ [19].

Weiterhin fasst eine Studie des DBI „Wasserstoffqualitätsanforderungen – Anforderungen der ISO/DIS 14687 bzw. DIN EN 17124 an die verschiedenen Wasserstoffqualitäten und Auswirkungen hinsichtlich H₂- und H₂-Gemischtransport sowie resultierende Vermarktungs- und Einsatzmöglichkeiten für Gasversorger“ den aktuellen Kenntnisstand zum Thema zusammen. Auszug aus der Einleitung der Studie: „Es existieren bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff als Kraftstoff und für PEM-Brennstoffzellen Qualitätsanforderungen, die deutlich über Anforderungen an Erdgas hinausgehen. In Abhängigkeit von der vorgesehenen Anwendung (z.B. Brenner, Kraftstoff, Energieerzeugung) variieren die Anforderungen aus der ISO 14687-2 (Hydrogen fuel quality — Product specification) bzw. DIN 17124 (Wasserstoff als Kraftstoff – Protonenaustauschmembran (PEM)-Brennstoffzellenanwendungen für Straßenfahrzeuge), sind aber dennoch im Vergleich zu Erdgas bei Spurenkomponenten

deutlich höher. Der DVGW e.V. hat auf die Herausforderung Wasserstoff reagiert und das Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) überarbeitet und im September 2020 als Entwurf vorgelegt. Wasserstoff wurde neben der schon möglichen Einspeisung als Zusatzgas als weiteres Grundgas aufgenommen, eine neue 5. Gasfamilie („Wasserstoff“) eingeführt. Die Einspruchsfrist zum Arbeitsblatt endete am 15.12.2020, so dass seit 2021 eine neue DVGW G 260 (A) mit Reinheitsangaben zu Wasserstoff vorliegt. In diesem Arbeitsblatt wurde diese 5. Gasfamilie in zwei Qualitäten neu aufgenommen, die Nomenklatur richtet sich nach der ISO 14687:2019. Die Qualität Grade A (bzw. Gruppe A) ist ein Wasserstoff der Reinheit ≥ 98 % Mol.-%, die Qualität Grade D (Gruppe D) erfordert eine Reinheit von 99.97 Mol.-% bei Vorgabe sehr kleiner Konzentrationen an Gasbegleitstoffen.“ [20]

Mittlerweile besteht dazu die gültige „Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) Gasbeschaffenheit“ vom September 2021, die in Kapitel 4.1 Grenzwerte für Brenntechnische Kenndaten, Gasbestandteile und Gasbegleitstoffe u.a. für „Methanreiche Gase“ (Gasfamilie 2“ und Wasserstoff (Gasfamilie 5) vorgibt. Tabelle 5 des Kapitels 4.1 definiert die Grenzwerte für Gasbestandteile und -begleitstoffe der 5. Gasfamilie (Wasserstoff) in den Gruppen A und D (s.o.). Für die Gruppe A entsprechen wesentliche Grenzwerte (u.a. Wasser, Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt, Sauerstoff, Kohlenmonoxid, Gesamt-Schwefel und Schwefelverbindungen, Ammoniak) den Grenzwerten der 2. Gasfamilie, d.h. die Anforderungen an die Gastrocknung und Gasreinigung entsprechen im Wesentlichen denjenigen der Gasfamilie 2.

Für einen Leitungstransport muss der transportierte Wasserstoff mindestens den Anforderungen der Gruppe A entsprechen. Dazu wird mindestens eine Trocknung des Wasserstoffes ggf. auch eine weitergehende Reinigung in einer entsprechenden, der Wasserstoffproduktion nachgeschalteten verfahrens-technischen Anlage erforderlich sein.

Dies ist normalerweise Teil der einzelnen Elektrolyse Module oder eine nachgeschaltete Anlage für den gesamten Volumenstrom. Die Einhaltung der geforderten Qualitäten ist dem Netzbetreiber nachzuweisen, was üblicherweise durch einen gemeinsamen Zugriff von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber auf die Volumen- und Gasbeschaffenheitsmessanlage vor Ort erfolgt.

2.3.3 Rechtliche Voraussetzungen und Genehmigungsplanung

Die Errichtung und der Betrieb von Wasserstoffleitungen, welche Teil eines Wasserstoffnetzes i.S.v. § 3 Nr. 39a EnWG werden, richtet sich nach den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), vgl. § 43l EnWG.

Genehmigungsverfahren

Bei Wasserstoffleitungen von einem Durchmesser von mehr als 300 Millimeter ist nach § 43l Abs. 2 EnWG ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Konkret heißt es hierzu in § 43l Abs. 2 EnWG: *„Die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Wasserstoffleitungen einschließlich der Anbindungsleitungen von Anlandungsterminals für Wasserstoff mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimetern bedürfen der Planfeststellung durch die nach Landesrecht für Verfahren nach § 43 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 zuständige Behörde.“* Weiterhin ordnet § 43l Abs. 2 EnWG die Anwendbarkeit der Nr. 19.2 der Anlage 1 zum Gesetz über die Umweltverträglichkeit (UVPG) [21] an, sodass vorliegend bei einem Durchmesser von mehr als 300 mm und einer Leitungslänge von mehr als 5 km zunächst eine sog. allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls nach § 7 Abs. 1 S. 1 UVPG durchzuführen wäre. Je nach Ergebnis dieser Vorprüfung, wäre das Vorhaben folglich UVP-pflichtig. Die Umweltverträglichkeitsprüfung wird in das Planfeststellungsverfahren integriert.

Der Planfeststellungsbeschluss nach dem EnWG hat eine sog. enteignungsrechtlich Vorwirkung. D.h. kann eine privatrechtliche Einigung mit betroffenen Grundstückseigentümern/Bewirtschaftern über die Nutzung von Grundstücken für die Errichtung und den Betrieb des Vorhabens zu angemessenen Bedingungen nicht erreicht werden, besteht die Möglichkeit zur Besitzeinweisung und Enteignung.

Bei Wasserstoffleitungen mit einem Durchmesser von 300 mm oder weniger kann bei entsprechendem Antrag ebenfalls ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt werden (§ 43l Abs. 3 S. 1 EnWG). Andernfalls sind die jeweils erforderlichen Einzelgenehmigungen einzuholen.

Weitere verfahrensrechtliche Bestimmungen

Über § 43l Abs. 7 EnWG ist zudem die Raumordnungsverordnung (ROV) für Wasserstoffleitungen anwendbar. Nach § 1 Nr. 14 ROV i.V.m. § 43l Abs. 7 EnWG ist ein vorgelagertes Raumordnungsverfahren durchzuführen, wenn die Wasserstoffleitung einen Durchmesser von mehr als 300 Millimeter hat und sie im Einzelfall raumbedeutsam und von überörtlicher Bedeutung ist. Nach § 16 Abs. 2 Raumordnungsgesetz (ROG) besteht zudem die Möglichkeit auf ein Raumordnungsverfahren zu verzichten, da die Raumverträglichkeit im Planfeststellungsverfahren geprüft werden kann. Es ist folglich mit den zuständigen Raumordnungsbehörden abzustimmen, ob ein Raumordnungsverfahren – ggf. auch nach landesrechtlichen Vorschriften - erforderlich ist.

Die Errichtung von Wasserstoffleitungen liegt bis zum 31. Dezember 2025 im überragenden öffentlichen Interesse, was diesen eine besondere Gewichtung bei Abwägungen einräumt [22].

Zusammentreffen mehrerer Planfeststellungsverfahren

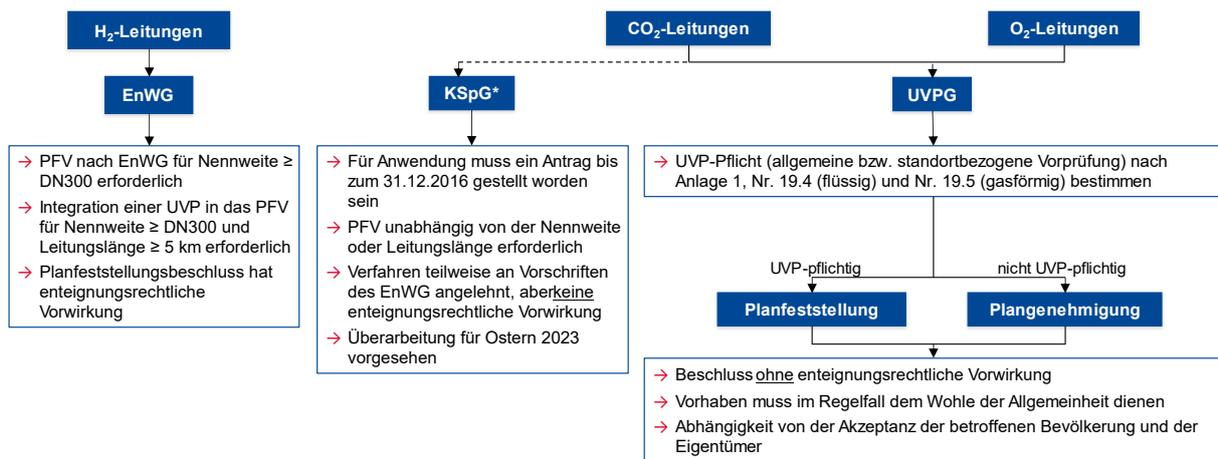
Treffen mehrere selbstständige Leitungsbauvorhaben zusammen, für deren Durchführung ein Planfeststellungsverfahren vorgeschrieben ist und zu denen die Entscheidung nur einheitlich ergehen kann, wird nach § 78 Abs. 1 VwVfG nur ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt. Sollte sich für die CO₂-Leitung und die O₂-Leitung eine Planfeststellungsbedürftigkeit ergeben, wären entsprechende Abstimmungen mit den Behörden vorzunehmen und die Verfahren ggf. mit dem Verfahren für Errichtung und Betrieb der Wasserstoffleitung zu bündeln.

Privatrechtliche Sicherung

Zur dauerhaften privatrechtlichen Sicherung des Leitungssystems muss ein Schutzstreifen durch entsprechende beschränkt persönliche Dienstbarkeiten in das Grundbuch eingetragen und somit dinglich gesichert werden. Zudem müssen bei den Eigentümern und Pächtern/Bewirtschaftern Bauerlaubnisse eingeholt werden. Gelingt dies nicht einvernehmlich, so kann ein Besitzeinweisungsverfahren/Enteignungsverfahren durchgeführt werden, wenn dies gesetzlich zugelassen ist (regelmäßig nur für Wasserstoffleitungen, siehe oben).

Erstellung von Fachgutachten

Es muss für die Neuplanung der Wasserstoffleitung eine volle Vegetationsperiode für die erforderlichen Umweltgutachten (Umweltverträglichkeitsprüfung, Natura 2000-Verträglichkeitsprüfung mit Schutzgebieten der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie (FFH-Gebiete) und der Europäischen Vogelschutzrichtlinie, artenschutzrechtliche Prüfung, landschaftspflegerischer Begleitplan) untersucht werden. Für die CO₂- und O₂ Leitungen ist dies ebenfalls erforderlich sollte die allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls ergeben, dass eine UVP-Pflicht besteht. Im Normalfall ist ein Zeitraum von Februar bis November für die entsprechenden Kartierungen erforderlich. Daran schließt sich die Ausarbeitung der Gutachten und die Sicherung von Kompensationsflächen über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr an.



*Das KSpG findet voraussichtlich bis zu seiner Überarbeitung keine Anwendung für aktuell geplante CO₂-Leitungsvorhaben

Abbildung 8: Übersichtmatrix der relevanten Normen und Gesetze [OGE]

2.3.4 Investitionskostenabschätzung

Die im nachfolgenden angegebenen Kosten entsprechen einer ersten Einschätzung auf Grund bisher gesammelter Erfahrungen. Eine detaillierte Kostenschätzung ist bisher nicht erfolgt. Auch können Faktoren, die sich aus umweltfachlichen Untersuchungen, Baugrunderkundungen, Kampfmittelabfragen oder Auflagen im Zuge der Genehmigung ergeben, zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht berücksichtigt werden.

Um die Kosten auf den Zeitpunkt, an dem sie anfallen zu erhalten, muss bei allen unten genannten Zahlen eine Askontierung eingerechnet werden. Derzeit kann eine mittlere Teuerungsrate von 5 % bis 8 % angenommen werden. Um diese zu berechnen, muss ein Projektzeitplan aufgestellt werden und die Teuerungsrate dann entsprechend eingerechnet werden. Derzeit unterliegen die Materialpreise wegen der großen Marktknappheit hohen Varianzen, was sich stark auf die Kosten auswirken kann.

Wasserstoffleitungen sind auf Grund der erforderlichen, größeren Rohrwandstärke teurer als Erdgasleitungen. Basierend auf Kostenermittlungen aus anderen bereits laufenden Wasserstoffprojekten gehen wir bei einer Stahlleitung mit einer Nennweite DN 600 für Wasserstoff von Kosten zwischen 1.800 €/m und 2.200 €/m bei einer Projektdauer von 5 Jahren aus, siehe Kapitel 5.3.8. Pro weiterem Jahr Projektdauer fallen bei außerplanmäßigen Laufzeitverlängerungen, u. A. infolge von Stillstandszeiten auf Baustellen und zusätzlichen Personalkosten, ca. 100 €/m zusätzlich an. Bei einer Projektdauer von 8 Jahren würden sich hierdurch Kosten von 2.100 €/m bis 2.500 €/m ergeben. In diesen Kosten sind die folgenden Kostenfaktoren enthalten:

- Rohrleitungsmaterial
- Tiefbaumaßnahmen
- Rohrleitungsmontagen
- Sonderbauwerke
- Elektrotechnische Installationen
- Kathodische Korrosionsschutzanlage
- Anschluss und Inbetriebnahme, Notversorgungen

- Rechte, Entschädigungen
- Baunebenkosten für Leitungen
- Engineering

Gerechnet auf die in der Studie ermittelte einfache Trassenlänge ergeben sich folgende Kosten.

Projektdauer	5 Jahre	8 Jahre
Kosten pro m ohne Askontierung in €/m	1.800 bis 2.200	2.100 bis 2.500
Trassenlänge Heide-Brunsbüttel gerundet in m	37.400	37.400
Gesamtkosten Heide-Brunsbüttel in Mio €	67 - 82	79 - 94
Trassenlänge Brunsbüttel-Lägerdorf gerundet in m	28.590	28.590
Gesamtkosten Brunsbüttel-Lägerdorf in Mio €	51 - 63	60 - 71

Tabelle 3: Kostenübersicht Wasserstoffleitung ohne Askontierung

Für den Betrieb einer entsprechenden Leitung sind folgende weitere Anlagen notwendig: GDRM-Station, Verdichter und Streckenarmaturen. In den hier angegebenen Kosten sind diese nicht enthalten.

Eine GDRM-Station (**G**as**d**ruck**r**egel und **M**ess**s**tation) ist in der Regel dann erforderlich, wenn mehr als ein Emittent und mehr als ein Abnehmer in eine Leitung einspeist um die ein- bzw. ausgespeisten Mengen genau erfassen zu können. Wo und wie viele GDRM-Stationen für das vorliegende Projekt zu errichten sind ist noch zu definieren.

Je nach Druck, mit dem ein Gas ein- bzw. ausgespeist wird ist ein Verdichter erforderlich.

Dies trifft im vorliegenden Projekt voraussichtlich für den Wasserstoff zu. Wird der Wasserstoff, wie hier vorgesehenen mit 30 bar aus der Elektrolyse bei Heide eingespeist und ein Ausgangsdruck in Brunsbüttel von 84 bar angenommen, um in den H₂-Backbone einzuspeisen, ist hierfür voraussichtlich ein Verdichter erforderlich.

Vorzugsweise ist der Wasserstoff bereits am Elektrolyseur auf den Druck des Backbones zu verdichten.

Darüber hinaus können aus Sicherheitsgründen Streckenarmaturen entlang der Trasse erforderlich werden. Diese sind für Wasserstoff gemäß dem technischen Regelwerk DVGW Arbeitsblatt G463 genau wie bei Erdgas erforderlich, um Leitungssysteme in Leitungsabschnitte zu unterteilen. Bei der Festlegung der Abstände zwischen den Streckenarmaturen ist der Betriebsdruck, der Leitungsdurchmesser, die zum Erreichen der Armatur erforderliche Zeit, die Notwendigkeit der Streckenarmaturen für betriebliche Zwecke, die Lage von Anschlussleitungen und sonstigen Armaturen im Leitungssystem zu berücksichtigen. In der Regel sind im Abstand von ca. 10 km bis 18 km Streckenabsperrestationen zu planen.

2.3.5 Aspekte zur Akzeptanzsteigerung

Das Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation hat zwischen September 2018 und August 2020 im Rahmen des HYPOS-Projekts „H₂-Chancendialog“ einen Leitfaden zu prospektivem Akzeptanzmanagement bei H₂-Projekten erarbeitet.

In dem Leitfaden wird erläutert, wie potenzielle Akzeptanzfaktoren und mögliche Konfliktfelder frühzeitig erkannt und entsprechende Maßnahmen in H₂-Projekte integriert werden können, um die gesellschaftliche Bedeutung der Nutzung von Wasserstoff hervorzuheben und Konflikte zu vermeiden.

Vor der Identifikation relevanter Akzeptanzfaktoren muss herausgearbeitet werden, auf welcher Ebene die Akzeptanz des Projekts eingeordnet werden kann. Nach R. Wüstenhagen, M. Wolsink und M. J. Bürer (2007) [23] wird dabei zwischen der sozio-politischen Akzeptanz (gesellschaftliche Annahme der Technologie), der lokalen Akzeptanz (Prägung der Infrastruktur in der Stadt- und Regionalentwicklung) und der Marktakzeptanz (ökonomischer Nutzen und Erfolg der Technologie) unterschieden.

Neben den Eigenschaften einer Technologie und dem Projektkontext sowie Grundwerten wie Vertrauen, Kommunikation und Gerechtigkeit, sind vor allem die mit H₂-Projekten verbundenen Risiken und das Verhältnis von Kosten zu Nutzen als wichtige Akzeptanzfaktoren identifiziert worden. Prospektives Akzeptanzmanagement soll die Wahrnehmung und Bewertung dieser Faktoren verbessern und – auch wenn es keine Garantie für eine Befürwortung oder aktive Unterstützung gegenüber dem jeweiligen Projekt gibt – durch Offenheit und Transparenz gegenüber der Gesellschaft dazu beitragen, dass das Projekt als fair empfunden und geduldet wird.

Eine frühzeitige Beteiligung der Öffentlichkeit kann einen gesellschaftlichen Mehrwert schaffen, wenn das Angebot zur Beteiligung ehrlich und glaubwürdig ist. Allerdings müssen dabei grundsätzlich die Grenzen von Einflussmöglichkeiten und Entscheidungskompetenzen klar kommuniziert werden. Die ist insbesondere dann der Fall, wenn bei Konflikthemen nur ein geringer Spielraum für Kompromisse vorhanden ist.

In welchem Umfang eine Beteiligung der Öffentlichkeit erfolgen kann hängt maßgeblich davon ab, ob genügend Gestaltungsspielraum vorhanden ist und die Möglichkeit besteht Kompromisse zu finden. Es wird zwischen Information, Konsultation und Kooperation unterschieden.

Die Information dient dazu, Transparenz und Offenheit herzustellen und Projektentwicklungen nachvollziehbar darzustellen. Im Rahmen der Konsultation sollen Argumente beteiligter Gemeinden, Organisationen und betroffener BürgerInnen ausgetauscht werden, um ein Verständnis gegenseitiger Standpunkte herzustellen sowie Konfliktpotenziale zu ermitteln und zu mindern. Mit der Kooperation soll die Öffentlichkeit die Möglichkeit erhalten, das Projekt auf einer Ebene mit den ExpertInnen weiterzuentwickeln. Je umfangreicher die Beteiligung der Öffentlichkeit ist, desto früher sollte sie stattfinden und desto mehr Gestaltungsspielraum muss vorhanden sein, um Enttäuschung und Frustration vorzubeugen. Außerdem sollten keine Beteiligungsmaßnahmen geplant werden, deren Ergebnisse keinen Mehrwert liefern oder aus denen keine Konsequenzen für das Projekt gezogen werden können.

Nach den zuvor genannten Kriterien ist die in dieser Studie untersuchte H₂-Leitung vor allem in die lokale und sozio-politische Akzeptanzebene einzuordnen. Die maßgeblichen Zielgruppen sind die allgemeine Bevölkerung, vom Bau unmittelbar betroffene Bürger, kommunale Verwaltungen wie Städte und Gemeinden sowie kleine und mittlere Unternehmen (KMU). Maßgebende Akzeptanzfaktoren sind die Kommunikation und deren Transparenz, das Vertrauen zu den beteiligten AkteurInnen, das fehlende Fachwissen zum Thema Wasserstoff und seinen Anwendungsmöglichkeiten sowie damit einhergehend eine kompetente Risikoeinschätzung.

Durch verstärkte Öffentlichkeitsarbeit und regelmäßige Gipfeltreffen, können Gemeinden sowie KMU für einen Wissens- und Erfahrungsaustausch sowie zur strategischen Vernetzung

und Kommunikation zusammenkommen und damit einen Ausbau der Strategie fördern, was zu einer breiteren Akzeptanz in der Bevölkerung beitragen kann.

2.4 Alternative H₂-Transportformen

Das folgende Kapitel betrachtet alternative Transportformen von Wasserstoff und dessen Derivaten. Hierzu wird zuerst auf die Eigenschaften und Anwendungen eingegangen, um folgend mögliche Transportmittel aufzuzeigen. Bei der Bewertung der Transportmittel wird sich auf den LKW, Schienen und Schiffstransport fokussiert.

Der Transport des Energieträgers Wasserstoff ist grundsätzlich in unterschiedlichen Aggregatzuständen und Derivaten möglich. Diese Studie konzentriert sich auf den Transport von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff, Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) und Ammoniak. Bei der Bewertung dieser Derivate ist der Anwendungsfall maßgeblich entscheidend, da hierdurch die benötigte Energie für entsprechende Umwandlungsschritte bestimmt wird.

	 Gasförmiger H₂	 Flüssiger H₂	 Liquid organic hydrogen carrier	 Ammoniak
Vorteile / Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> + Am weitesten verbreitet + Keine Umwandlung vor dem Einsatz notwendig + Hohe Reinheit - Geringe Energiedichte - Hohe CAPEX - Besondere Anforderungen an die Behälter aufgrund des hohen Drucks 	<ul style="list-style-type: none"> + Hohe Energiedichte + Keine Umwandlung vor dem Einsatz notwendig + Hohe Reinheit - Die Verflüssigung hat einen hohen Energiebedarf - Ein Teil des Wasserstoffs verdampft während der Lagerung (<i>Boil-Off</i>) - Komplexität von Lagerung und Transport 	<ul style="list-style-type: none"> + Hohe Energiedichte + Einfache Speicherung und Transport + Nutzung vorhandener Infrastruktur möglich - Ökologischer Fußabdruck - Die Dehydrierung hat einen hohen Energiebedarf - <u>Verunreinigungen im H₂: Keine direkte Nutzung in der Brennstoffzelle</u> 	<ul style="list-style-type: none"> + Hohe Speicherkapazität + Hoher technischer Reifegrad; mit Ausnahme des Crack-Prozesses - Zusätzliche Aufreinigung notwendig - Hoher Energiebedarf für den Crackprozess
Fazit	<ul style="list-style-type: none"> - Etablierte Prozessketten ermöglichen schnelle Umsetzung - Durch geringe Energiedichte keine langen Transportwege (Ausnahme: Pipelines mit hoher Auslastung) 	<ul style="list-style-type: none"> - Etablierte Prozessketten ermöglichen schnelle Umsetzung - Aufgrund der Effizienz und Komplexität der Prozesskette erst ab größeren Mengen 	<ul style="list-style-type: none"> - Aktuell noch im Forschungsstadium (flächendeckender Einsatz erst ab 2030) - Aufwendige Reinigung notwendig für den Einsatz im Verkehr 	<ul style="list-style-type: none"> - Eignet sich vor allem bei direktem Einsatz von Ammoniak beim Abnehmer - Energetische Nutzung bzw. Rückgewinnung von H₂ noch nicht ausgereift - Sicherheitstechnische Bedenken durch Toxizität

Abbildung 9: Vor- und Nachteile von Wasserstoffderivaten [evety]

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff hat den Vorteil, dass hierbei keine Umwandlung für den direkten Einsatz von Wasserstoff notwendig ist. Diese Transportform gilt als etabliert und findet heute im industriellen Maßstab statt. Das Technology readiness levels wird von der IEA auf Stufe 11 eingeschätzt. Die H₂-Verdichtung ist technisch gesehen am wenigsten komplex und mit den geringsten Verlusten behaftet. [24]

Bei dem Transport wird der Wasserstoff typischerweise auf einem Druckniveau von 300 – 500 bar in zylindrischen Flaschen gespeichert. Durch die Kompression von 30 bar auf 300 bar entsteht ca. ein Wirkungsgradverlust von 7 %. Diese Transportform weist die geringste Energiedichte der betrachteten Optionen von ~1.000 kWh/m³ auf.

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff ist als etabliertes Transportmedium einzustufen, was in einem schnellen Aufbau entsprechender Transportmöglichkeiten resultiert. Der Nachteil ist die geringe Energiedichte und der dadurch hohe Capex-Anteil an den Transportkosten.

Dieser entsteht, da eine geringe Energiemenge transportiert werden kann. Aus diesem Grund ist der Transport von gasförmigem Wasserstoff eher für kurze Strecken geeignet.

Flüssiger Wasserstoff entsteht, wenn dieser auf unter -253 C° heruntergekühlt wird. Diese niedrigen Temperaturen erfordern eine ständige Kühlung des Tanks. Die Energiedichte von flüssigem Wasserstoff ist mit $\sim 2.400\text{ kWh/m}^3$ wesentlich höher als in gasförmigen Zustand. Dabei wird das Gas auf ca. -253 C° heruntergekühlt, was einem Wirkungsgradverlust von 25 % entspricht [evety Berechnungen, siehe Anlage 1]. Auch hier ist, bei einem direkten Einsatz von Wasserstoff am Zielort, kein weiterer Umwandschritt notwendig. Durch die höhere Energiedichte ist es möglich eine größere Menge mit gleichem Platzbedarf zu transportieren. Jedoch erhöht sich die Komplexität und Anforderung an die entsprechende Transportinfrastruktur, durch die Lagerung auf einem niedrigen Temperaturniveau, was zu höherer Capex führt. Die höheren Investitionskosten entstehen durch höhere Materialanforderungen und Sicherheitsbestimmungen. Die Lagerung bei kryogenen Temperaturen hat gleichzeitig Auswirkungen auf die Opex, da für die Kühlung ein höherer Energiebedarf benötigt wird. Darüber hinaus kommt es zu einem sogenannten Boil-Off des Gases bei Transport und Lagerung, wodurch bis zu 5 % der gespeicherten Menge pro Tag verdampft. Tanks mit Mehrschicht-Vakuum-Isolierung können den Verdampfungsverlust auf 0,01 – 0,05 % pro Tag reduzieren. Das verdampfte Gas wird typischerweise in die Umgebungsluft abgegeben. Aufgrund der Effizienz und Komplexität der Prozesskette ist der Transport von flüssigem Wasserstoff erst bei einer größeren Menge und längeren Distanzen sinnvoll.

Bei den Liquid Organic Hydrogen Carriern handelt es sich um eine flüssige organische Verbindung, bei der Wasserstoff über katalytische Hydrierung gespeichert und über Dehydrierung wieder freigesetzt wird. Hieraus resultiert eine hohe Energiedichte des entsprechenden Mediums von ca. 1.900 kWh/m^3 und eine relativ einfache Speicherung. Bei der Dehydrierung wird die Verbindung erhitzt, was zu einem Wirkungsgradverlust der Prozesskette von 28 % führt [evety Berechnungen]. Eine direkte stoffliche oder energetische Verwertung der LOHC ist nicht möglich. Ein Nachteil dieser Transportform ist, dass die organische Verbindung lediglich als Trägermedium fungiert, was dazu führt, dass diese zum Ort der Einspeicherung transportiert werden muss. Darüber hinaus wird durch die Einspeicherung in der Trägerverbindung die Qualität des Gases beeinflusst, wodurch möglicherweise eine Aufreinigung notwendig ist, sollte der Zielprozess eine bestimmte Qualität benötigen. Aktuell befindet sich diese Technologie noch im Forschungsstadium (TLR 6-7), wodurch mit einem flächendeckenden Einsatz frühestens 2030 gerechnet werden kann. Diese Technologie bietet das Potential Wasserstoff über einen längeren Zeitraum effizient zu speichern, jedoch benötigt die Dehydrierung der Trägermediums viel Energie [24].

Der Transport von Ammoniak, als Wasserstoffderivat, bietet den Vorteil einer hohen Energiedichte $\sim 4.250\text{ kWh/m}^3$, wodurch die Transportkapazität dieses Mediums sehr hoch ist. Diese Eigenschaft führt dazu, dass ein Großteil der zukünftig international gehandelten Wasserstoffmenge als Ammoniak verschifft wird. Schon heutzutage wird Ammoniak auf dem Weltmarkt gehandelt, jedoch wird dieser stofflich zu Düngemittelproduktion eingesetzt. Ist es Ziel den gespeicherten Wasserstoff direkt einzusetzen, fallen entsprechende Umwandlungsverlust von ca. 29 % an [evety Berechnungen]. Für das sogenannte Cracken von Ammoniak zu Wasserstoff existiert zum heutigen Zeitpunkt keine Anlage im industriellen Maßstab. Ein weiterer Nachteil von Ammoniak ist die toxische und ätzende Eigenschaft. Hierdurch ist entstehen Umweltrisiken, welcher beim Handling von Ammoniak beachtet werden müssen. Somit ist festzuhalten, dass der Transport von Ammoniak sinnvoll ist, wenn dieser direkt im Prozess verwendet werden kann. Jedoch bestehen Sicherheitsbedenken bei dem Transport und Speicherung von großen Mengen Ammoniak.

2.4.1 Transport per LKW

Der Transport mittels LKW-Trailer für Wasserstoff und dessen Derivate ist eine etablierte Variante zum leitungsgebundenen Transport und eignet sich besonders für eine lokale / regionale Verteilung. Ein Trailer fasst hierbei ca. 1 t gasförmigen Wasserstoff bei einem Druck von 500 bar. Bei einem Transport auf einem Druckniveau von 300 bar reduziert sich die Menge auf 700 kg H₂. Hierdurch können ca. 1,5 bis 2 t/Tag H₂ pro Trailer transportiert werden. Die Transportdistanz für gasförmigen Wasserstoff liegt bei ca. 200 km und 350 km. Ein Vorteil des Trailer-Transportes ist es, dass hierdurch die Gasreinheit des Wasserstoffs nicht beeinflusst wird. Dies ist relevant, sollte der Wasserstoff für den Mobilitätssektor bestimmt sein. Darüber hinaus ist die Versorgung per Trailer eine passende Option für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft, da durch die Flexibilität schnell auf Anpassungen reagiert werden kann. Der Nachteil ist, dass die Kapazitäten beim Trailer-Transport limitiert sind. Von einer dauerhaften Versorgung eines Industriellen Abnehmers mit hoher Nachfrage mittels Trailer-Transportes ist logistischer und ökonomischer Sicht abzuraten.

Wird der Transport auf der Achse Heide – Brunsbüttel mit 38 km Entfernung und 3 kt/a H₂ betrachtet, fallen hierfür ca. 1,47 €/kg Wasserstoff an [evety Berechnungen]. Enthalten in diesen Kosten ist ein Zwischenspeicher und Verdichtung an der H₂-Quelle mit 1 €/kg, der Transport des Wasserstoffes mit 0,26 €/kg sowie Standzeiten für die LKW-Trailer an der Wasserstoffsenke mit 0,21 €/kg. Bei einer Transportmenge von 191 kt/a Wasserstoff liegt der Preis bei ca. 1,37 €/kg. Eine Kostendegression durch eine höhere Menge Wasserstoff ist nur minimal.

2.4.2 Transport auf der Schiene

Auch ein Transport mittels Zuges in entsprechenden Gasdruckbehältern ist eine Möglichkeit Wasserstoff oder H₂-Derivate zum Kunden zu transportieren. Dabei ist der Transport besonders attraktiv für Industriegebiete und Großabnehmer. Mit einem Zug von 25 - 30 Wagons je 250 kg bis 1 t Wasserstoff ist somit eine Menge von < 30 t zu transportieren. Die maximale Menge wird hier durch die Begrenzung der Zuladung bzw. des Achsgewichtes bestimmt. Die Voraussetzung für ein Zugtransport ist eine vorhandene Infrastruktur an Quell- und Zielort. So werden entsprechende Anlagen zu Be- und entladen der Wagons und Brandschutzmaßnahmen benötigt. Außerdem ist damit zu rechnen, dass für die Betankung einzelner Wagons ein Abstand von 3 m eingehalten werden muss, um entsprechende Vorgaben für das Verladen von brennbaren Gasen einzuhalten [25]. Eine Infrastruktur zum Be- und Entladen ist zurzeit in Deutschland nicht vorhanden, jedoch untersucht die Deutsche Bahn Cargo zurzeit die Möglichkeit des Transportes mittels Zuges [26].

Für eine Betrachtung der Achse Heide – Brunsbüttel wird auf eine Berechnung der Studie „*Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz*“ der Landesenergieagentur Hessen zurückgegriffen. Hier ist aufgeführt, dass der Transport mittels Zuges in einem Bereich von 2,57 €/kg bis 3,31 €/kg für einen 300 bar Wagon und 1,74 €/kg bis 2,25 €/kg für einen 500 bar Wagon liegt. Die Angaben beziehen sich dabei auf eine Transportdistanz von 38 km, was ca. der Entfernung Heide – Brunsbüttel entspricht [25].

2.5 Zwischenspeicherung von H₂

Das folgende Kapitel betrachtet Speicherformen von Wasserstoff. Die langfristige Speicherung von Wasserstoff stellt einen erheblichen Vorteil dar. So kann dieser jederzeit rückverstromt beziehungsweise weiter zu anderen Endabnehmern weiter transportiert werden. Diese Speicherefähigkeit macht Wasserstoff auch zu einem Hoffnungsträger im Bereich des

Klimaschutzes und der langfristigen Nutzung erneuerbarer Energien. Wasserstoff kann langfristig in Untergrund-Kavernenspeichern, in Drucktanks oder auch in „Liquid organic hydrogen carriers“, siehe Kapitel 2.4, gespeichert werden.

Wasserstoffdrucktanks werden je nach Druckniveau und Aufbau in die vier Typen eingeteilt. Typ 1 Speicher sind Niederdruckbehälter aus Metall und werden mit bis zu 350 bar betrieben. Aufgrund dieses niedrigen Drucks und des einfachen Aufbaus ist dieser Typ kostengünstig, benötigt aber relativ viel Baufläche und Materialeinsatz. Speicher vom Typ 2-4 sind Hochdruckspeicher aus Kompositmaterialien, welche mit Drücken bis zu 1000 bar betrieben werden können. Aufgrund des hohen Drucks ist der Aufbau und entsprechend auch die Herstellung komplexer als bei Niederdruckspeicher.

Die Flüssiggasspeicherung ist eine weitere Speichermethode, die beispielsweise als Raketentreibstoff in der Industrie verwendet wird. Ein Vorteil ist seine hohe Speicherdichte, so beträgt die volumetrische Energiedichte 70,79 kg pro Kubikmeter bei 20K im Gegensatz zu 42 kg pro Kubikmeter bei 700 bar (Raumtemperatur). Der größte Nachteil dieser Speichermethode sind sogenannte Boil-Off Verluste, also das stetige Verdampfen des Wasserstoffes, was zu einem Druckaufbau in den LH₂ Tanks führt. Dieser Druck muss durch Auslaufventile reduziert werden. Dies führt unweigerlich zu einem enormen Verlust an Wasserstoff vor allem über längere Zeiträume. Man kann mit 1-5 % Verdampfungsverlusten pro Tag rechnen. Moderne Kryotanks haben eine Mehrschicht Vakuum Isolierung, welche Verdampfungsverluste auf 0,01-0,05 % pro Tag reduzieren. Fazit ist also, dass diese Speichermethode für das langfristige Speichern von Wasserstoff nicht geeignet ist.

Untertägige Speicherung von Wasserstoff

Kavernenspeicher sind im Grundsatz für die Speicherung von Wasserstoff geeignet. Generell ist aufgrund der spezifischen Materialeigenschaften insbesondere von Wasserstoff davon auszugehen, dass vorhandene (Produkt-)Kavernen nur nach sorgfältiger Untersuchung der unter- und oberirdischen Kavernenbeschaffenheit für eine Nutzung näher betrachtet werden kann. Weiterhin ist eine (vermutlich neue), wasserstofffähige Obertageanlage für die Ein- bzw. Ausspeicherung und Reinigung des Gases erforderlich. Insbesondere zur zukünftigen Speicherung von Wasserstoff gibt es umfassende Aktivitäten, u.a. als Förderprojekte zur Nutzbarkeit von Kavernenspeichern zur Wasserstoffspeicherung. Warneke und Röhling 2021 [27] geben einen Überblick zum Status Quo der Untertägigen Speicherung von Wasserstoff.

Für konventionelle Erdgas-Untertagespeicherung kann man i.A. von der Projektgröße und den geologischen bzw. technischen Rahmenbedingungen von Kosten in Höhe von rd. 1,0 bis 3,0 €/ m³ Arbeitsgasvolumen ausgehen. Die spezifischen Kosten hängen ganz erheblich von den geologischen Rahmenbedingungen, der Größe (Gesamtarbeitsgas und gewünschte Ein- und Ausspeicherleistungen) sowie bei Kavernenspeichern insbesondere der Verfügbarkeit von genehmigungsfähigen Solanlagen und -verfahren inkl. Frischwassergewinnung und Ableitung der gesättigten Sole ab.

R. Sedlacek [28] gibt in 1999 mittlere Investitionskosten von 0,7 – 1,0 US \$ je m³ (Vn) Arbeitsgasvolumen für Kavernenspeicher in Europa an (Arbeitsgasvolumen 500 Mio. m³ Vn)). Unter Berücksichtigung der Inflation seit 1999 und der allgemeinen Kostenentwicklung ist auf heutiger Basis von wesentlich höheren spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit von der Baugröße und den technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen auszugehen.

Für neue Speicheranlagen sind sehr zeitaufwendige Genehmigungsverfahren erforderlich, dies insbesondere, wenn für den erforderlichen Solprozess neue Solrechte zu erwirken sind. Im Allgemeinen wird es daher zeitlich und ökonomisch sinnvoller sein, an bereits vorhandenen großen Gasspeicherstandorten die zusätzliche Speichermöglichkeit für Wasserstoff zu entwickeln. Die kann bei technischer Eignung die technische Umrüstung von bestehenden

Erdgaskavernen zu Wasserstoffkavernen sein oder die Erweiterung des Standortes auf Basis bestehender Solrechte. Erdgas-Speicherkapazitäten sind im Rahmen der europäischen Verordnung 1775/2005 des Speicherzuganges diskriminierungsfrei dem Markt zur Verfügung zu stellen. Insoweit können Erdgas-Speicherkapazitäten eines Speicherbetreibers nicht ohne weiteres für den „Eigenbedarf“ z.B. eines spezifischen Händlers reserviert werden. Hierzu ist eine begründete Ausnahmegenehmigung erforderlich. Diese europäische Verordnung wurde mit §28 des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in nationales Recht umgesetzt. Es ist denkbar, dass mittelfristig auch die Wasserstoff-Speicherung vergleichbare Mechanismen unterstellt werden wird, d.h. entwickelte Speicherkapazitäten bzw. Teilkapazitäten langfristig in regulierter Form und zu marktgerechten Preisen dem Markt zur Verfügung gestellt werden (müssen).

Durch die in Entwicklung befindlichen überregionalen Wasserstoff-Leitungssysteme (H_2 -backbone, vgl. Kapitel 2.2) ist bei Anschluss des Standortes Heide an das überregionale H_2 -Transportsystem eine Nutzbarkeit von kontrahierten Wasserstoff-Speicherkapazitäten auch aus räumlich entfernt liegenden Standorten möglich.

Grundlagen der Untertagespeicherung in Kavernen können z.B. der Veröffentlichung „gas.2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung“ entnommen werden [29].

Speicherbedarf im Anwendungsfall der GroÙelektrolyse

Aufgrund der genannten durchschnittlichen jährlichen Betriebsstundenzahl (Bh) des Elektrolyseurs in Höhe von 5.000 h/a wäre zur durchgängigen Versorgung der Abnehmer von Wasserstoff bzw. Sauerstoff eine Zwischenspeicherung der erzeugten Produkte für rund 3.760 h pro Jahr erforderlich. Sollte an $3.760/12 = 313$ h/Monat (d.h. an max. 13 Tagen durchgängig in einem Monat) im Jahr die komplette Nennleistung aus den Speichern erbracht werden müssen, ergibt sich ein maximales Speichervolumen von rd. 34 Mio. Nm^3 Wasserstoff. Das wäre im Rahmen einer Kavernenspeicherung nur durch eine sehr große Wasserstoff-Kaverne bzw. einem großen Kavernensystem realisierbar.

Da diese Mengen aber planerisch in den verbleibenden 430 h eines Monats dann auch wieder eingespeichert werden müssten, wären im Eintrittsfall rd. 80.000 m^3/h H_2 für die Überbrückung den Speichern zur Einspeicherung zur Verfügung zu stellen. Da dies nicht sinnvoll sein dürfte ebenso wie eine jeweils kaum planbare Nichtverfügbarkeit der Anlagen in Höhe von maximal 40 % des Jahres, wäre zu erwägen bei der Untersuchung von einer dauerhaften Beschaffung der entsprechenden Grünstrom-Mengen am Markt auszugehen, so dass nur noch geplante Wartungs- und Instandhaltungsintervalle durch eine Speicherung zu überbrücken wären.

Für Phase II der GroÙelektrolyse würde sich das Problem vervierfachen. Für eine genauere Auslegung von Speicherbedarf und der erforderlichen Befüllleistung wäre im Vorfeld zu klären, wie lange der Windpark maximal in einer Periode der (völligen) Windstille als nicht verfügbar angenommen werden soll und wie lange im Anschluss die Wiederbefüllung dauern darf.

Basis für eine Speicherauslegung sollte ein standardisiertes Windprofil für den Erzeugungsstandort sein. Ein praktikabler Ansatz könnte die Annahme einer Ersatzleistung für 20 Werkstage vorzuhalten mit einer Wiederbefüllzeit von 40 Werktagen. Das entspräche einem Speichervolumen von rd. 50 Mio. Nm^3 H_2 in Phase I und 200 Mio. Nm^3 H_2 .

Die Entnahmel Leistungen müssten 110.000 Nm^3/h H_2 und 55.000 Nm^3/h in einer Leistung des Elektrolyseurs von 30 MW_{el} und 440.000 Nm^3/h H_2 und 220.000 Nm^3/h bei 2 GW_{el} betragen. Die Befüllleistungen wären 50 % der Entnahmel Leistungen.

Da die Entnahmel Leistungen einer Kaverne bei Erdgasuntertagespeichern in der Regel auf rd. 100.000 Nm^3/h beschränkt sind, wären in Phase I vermutlich eine Kaverne ausreichend,

während in Phase II mind. vier H₂ Kavernen erforderlich wären. Bei kleineren Vorhaltezeiten sind die zu speichernden Volumina entsprechend geringer, aber die Entnahme- und Befüllleistungen bleiben gleich hoch, was zu einer sehr ungünstigen Kavernen- bzw. Anlagenauslegung führen würde.

Analoge Betrachtungen wären für die Speicherung von Sauerstoff ggf. auch Kohlenstoffdioxid zu treffen, soweit auch die Sauerstoff- bzw. Kohlenstoffdioxidproduktion in größerem Umfang gegen eine Volatilität des Erzeugungsprozesses abgesichert werden sollen. Voraussetzung wäre hier die Klärung der grundsätzlichen technologischen und rechtlichen Machbarkeit.

3 Infrastrukturen für den Transport von CO₂

Im folgenden Abschnitt werden zuerst CO₂-Quelle identifiziert, um hieraus entsprechende potentiale für die Region Heide und die Methanolsynthese ableiten zu können. Der Fokus liegt hierliegt auf der CO₂-Abscheidung am Zementwerk. Eine Trassenplanung für einen leitungsgebunden Transport wurde in Kapitel 5 vorgenommen. Dem folgend wird auf alternative Transportmittel von Kohlenstoffdioxid eingegangen und abschließend eine Bewertung der Transportmittel vorgenommen.

Im Allgemeinen ist festzuhalten, dass Anlagen für den Transport von CO₂ international Stand der Technik sind. Der Transport von entsprechenden CO₂ Menge resultiert insbesondere aus Anforderungen der chemischen Industrie (z.B. Düngemittel), der Offshore Erdöl- und Erdgasgewinnung (z.B. CO₂ Injektion als ein Mittel zur Enhanced Oil Recovery). In Forschung, Entwicklung und Planung sind eine Reihe von Projekten im Rahmen der Dekarbonisierung durch CCS (Carbon Capture and Storage) Maßnahmen, wobei der Begriff Speicherung immer im Sinne der Endlagerung von CO₂ in unterirdischen Formationen zu verstehen ist.

3.1 Analyse potenzieller CO₂-Quellen

Dieses Kapitel betrachtet CO₂-Quellen in Schleswig-Holstein (SH) und bewertet das Potential dieses für eine Methanol-Synthese am Standort Heide zu verwenden. Begonnen wird mit der Betrachtung des Zementwerkes Holcim in Lägerdorf. Dem folgend wird das Potenzial weiterer Quellen ermittelt. Hierfür wird auf die zehn größten CO₂-Emitenten des Bundeslandes eingegangen. Darüber hinaus ist untersucht worden, wie viele Tonnen pro Jahr durch Biomethan und Biogasanlage in Schleswig-Holstein und der Region Heide erzeugt wird. Abschließend findet eine kurze Bewertung und Einschätzung zu Direct AirCapture Technologie statt.

Wie in Kapitel 1.1 beschrieben worden ist, beinhaltet das WESTKÜSTE100 Projekt die Abspaltung und Nutzung von CO₂ aus dem Zementwerk der Firma Holcim in Lägerdorf. Hier wird Sauerstoff mit einem fossilen Brennstoff verbrannt. Dieses Verfahren wird als Oxy-Fuel-Verbrennung bezeichnet. Wird von einem Elektrolyseur von 30 MW_{el} ausgegangen werden ca. 23 kt/a Sauerstoff produziert. Dies führt dazu, dass ca. 31,5 kt/a CO₂ abgeschieden werden können. Bei einer Leistung von 1 GW_{el} des Elektrolyseurs kann eine Menge von ca. 1 Mio. t/a CO₂ gewonnen werden, was einem Massenstrom von ca. 170 t/h entspricht. Genau diese 1 Mio. t/a CO₂ emittiert das Zementwerk nach offiziellen Angaben aktuell. Wird der Elektrolyseur auf 2 GW_{el} ausgebaut bedeutet dies somit nicht automatisch eine Erhöhung der Verfügbarkeit von CO₂, da keine größere Menge CO₂ bei der Herstellung von Zement in diesem Werk anfällt. Hieraus resultiert, dass zusätzliche CO₂ Quellen akquiriert werden müssen, um den benötigten Massestrom zur Verfügung zu stellen, um entsprechend den Output der Methanolsynthese zu steigern.

Aus diesem Grund wird eine Abschätzung des CO₂-Potenziales in der Region vorgenommen. Hierfür wird im folgende auf die 10 größten CO₂-Emitenten des Bundeslandes Landes eingegangen, um hierdurch weitere Quellen zu identifizieren. Hierfür wird auf das Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister PRTR (Pollutant Release and Transfer Register) des Umweltbundesamtes zurückgegriffen [30]. In diese Datenbank werden die jährlichen Werte zur Schadstofffreisetzung veröffentlicht. Die Tabelle 4 zeigt die 10 größten CO₂ Emittenten aus dem Jahr 2021. Zu erkennen ist, dass die größten Emittenten aus den Sektoren Energie, Chemie, Abfall- und Abwasserwirtschaft sowie der Mineralverarbeitende Industrie stammen. Neben den Emissionen aus dem Zementwerk in Lägerdorf und dem CO₂ Massestrom der Raffinerie Heide, könnte die Kraftwerke und Müllverbrennungsanlagen in der Region eine hochwertige CO₂-Quelle sein. Bei den

Müllverbrennungsanlagen ist davon auszugehen, dass diese Quelle auch in Zukunft nicht versiegt, da hier die Brennstoffe nicht mit CO₂-neutralen Energieträgern ersetzt werden können. Bei den hier aufgeführten Kraftwerken ist dies nicht zwangsläufig der Fall. Es ist anzunehmen, dass diese zum großen Teil durch Großwärmepumpen, H₂-KWK oder andere CO₂-neutrale Formen der Wärme- und Stromerzeugung ersetzt werden.

Eigentümer	Sektor	[ktCO₂/a]
Wärme Hamburg GmbH	Energiesektor	1.090
Holcim (Deutschland) GmbH	Mineralverarbeitende Industrie	1.070
Raffinerie Heide GmbH	Energiesektor	915
YARA Brunsbüttel GmbH	Chemische Industrie	893
Stadtwerke Flensburg GmbH	Energiesektor	518
SWN Stadtwerke Neumünster GmbH	Abfall- und Abwasserbewirtschaftung	403
EEW Energy from Waste Stapelfeld GmbH	Abfall- und Abwasserbewirtschaftung	304
Sasol Germany GmbH	Chemische Industrie	182
Müllverbrennung Kiel GmbH & Co. KG	Abfall- und Abwasserbewirtschaftung	125
Covestro Deutschland AG	Chemische Industrie	124
Summe		5.931

Tabelle 4: Zehn größten CO₂-Emittenten aus dem Jahr 2021 [30]

Neben den oben aufgeführten CO₂-Quellen stellen die Emissionen von ca. 1.408 BioGas- und 5 BioMethan-Anlagen in Schleswig-Holstein eine zusätzlich potenziell hochwertige Quelle dar. Für die Ermittlung der Menge wird hier auf das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur zurückgegriffen [31], welches aktuelle Biogas und Methan-Anlagen in Deutschland auflistet. Für die Abschätzung der jährlichen CO₂-Menge wurden folgende Annahmen getroffen: Der elektrische Wirkungsgrad eines Biogas-KWK entspricht 40 % und besitzt 5.000 Volllaststunden. Darüber hinaus wird angenommen, dass bei der Biogasproduktion aus Biomasse ca. 50% Biogas sowie 50% CO₂ entsteht [32]. Auf Basis dieser Grundlagen wird von der elektrischen Leistung auf das CO₂-Potenzial geschlossen.

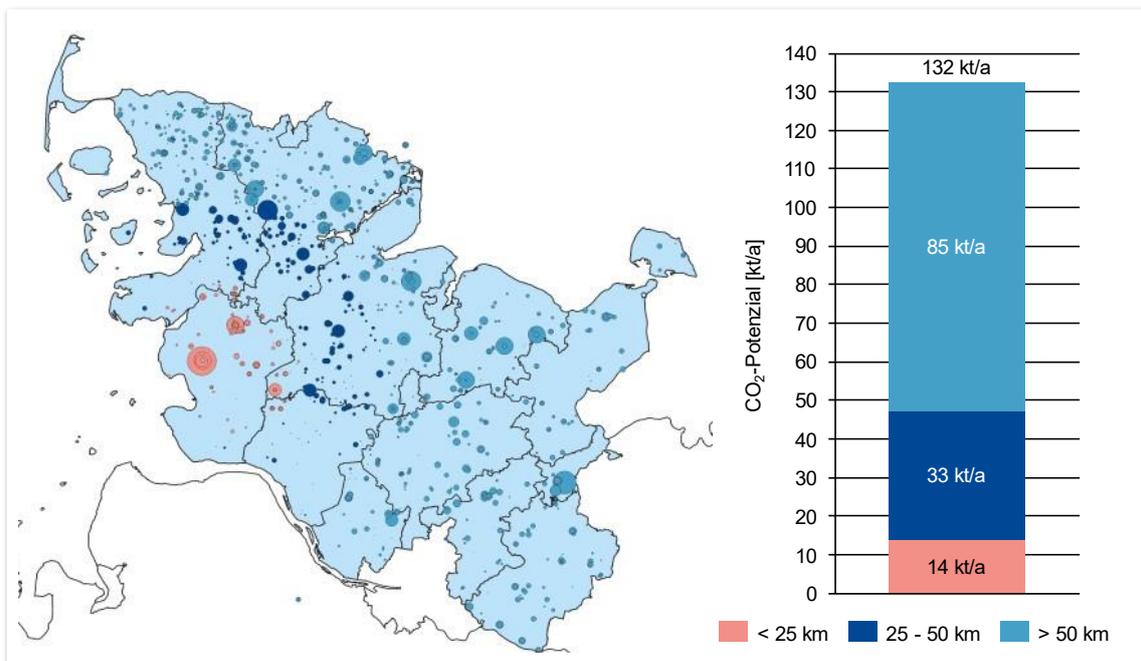


Abbildung 10: CO₂-Potenzial der Biogasanlagen in Schleswig-Holstein klassifiziert nach Entfernung zur Raffinerie Heide

Die Abbildung 10 zeigt das jährliche CO₂ Potenzial in Kilo Tonnen kategorisiert nach der Entfernung zur Raffinerie Heide. Demnach liegen 129 Anlagen in einem Radius von unter 25 km Entfernung, mit einem CO₂-Potenzial von insgesamt 14 kt/a. In einer Distanz von 25 bis 50 km befinden sich 351 Anlagen, mit einem Potenzial von 33 kt/a CO₂. Über 50 km entfernt liegen 928 Anlagen, mit einem theoretischen CO₂ Potenzial von 85 kt/a.

Eine weitere Methode, welche in Zukunft als „grüne“ CO₂-Quelle dienen kann, ist die Entnahme von CO₂ aus der Umgebungsluft. Diese Technologie wird im Allgemeinen als Direct Air Capture (DAC) bezeichnet und befindet sich zurzeit noch im Entwicklungsstadium. Hier wird mit Hilfe von erneuerbarem Strom bzw. Wärme CO₂ gebunden, welches anschließend genutzt (Carbon Capture and Utilization; CCU) oder in eine geeignete Speicherstätte eingelagert werden kann (Carbon Capture and Storage; CCS). Dabei wird die Umgebungsluft auf einen Kollektor geblasen, in denen sich das CO₂ festsetzt. In einer zweiten Phase wird der gesättigte Kollektor auf ca. 100 °C erhitzt, wodurch das CO₂ freigesetzt und abgeleitet wird. Dieses Verfahren wird als Solid Direct Air Capture bezeichnet. Neben diesem existiert eine zweite Technologie, bei dem das CO₂ in einer Kaliumhydroxidlauge gespeichert und anschließend, auf einem Temperaturniveau von 800 °C, ausgekocht wird. Diese Technologie wird Liquid Direct Air Capture genannt [33]. Beide Technologien sind sehr energieintensive, wodurch der Energieeinsatz und damit die Opex die Gestehungskosten dominieren. So wird ca. 2.95 – 3.93 kWh/m³CO₂ Wärmeenergie und 0.39 – 0.59 kWh/m³CO₂ elektrische Energie benötigt. Die Gestehungskosten liegen aktuell in einem Bereich von 125 bis 335 €/tCO₂ [33]. Zurzeit befinden sich weltweit 18 Anlagen im Betrieb, wobei die größte ein Jahresoutput von ca. 4 kt/a aufweist. Die Anlage der Firma ClimatWorks steht auf Island und wird mit Hilfe von Geothermie betrieben. Es ist festzuhalten, dass diese Technologie durch sinkende Stromkosten und steigende CO₂-Zertifikate der EU attraktiv werden kann, wenn entsprechende Rahmenbedingungen stimmen. Ziel der Unternehmen ist es den Preis pro Tonne CO₂ auf unter 100 €/t zu senken. Für das hier betrachtete Projekt kann diese Technologie in Zukunft eine Option darstellen entsprechende CO₂ Menge zu erzeugen.

Jedoch sind die Mengen, welche aktuelle hergestellt werden können, zu gering und die Gestehungskosten zu hoch.

3.2 Bestehende und geplante CO₂-Infrastruktur

Das folgende Unterkapitel beschreibt kurz bestehende und geplante CO₂-Infrastruktur in der Region Heide. So ist es Ziel den Standort Brunsbüttel, durch einen Ausbau des CO₂-Transportnetzes zwischen Hamburg und Brunsbüttel, an das Landesweite CO₂-Netz anzubinden. Das geplante CO₂-Transportnetz ist eine Kooperation der Tree Energy Solutions (TES) und der Open Grid Europe GmbH und soll mit einer Länge von 1.000 km und einer Transportkapazität von 18,8 Mio. tCO₂/a eine CO₂-Kreislaufwirtschaft aufbauen [34]. Bis 2028 soll Bremen an das geplante CO₂-Netz angeschlossen sein. Von hier aus ist in den nächsten Ausbaustufen eine Anschlussleitung nach Hamburg und anschließend nach Brunsbüttel geplant. Diese werden nach derzeitigem Planungsstand nicht vor 2030 errichtet werden. Derzeit gehen wir von einem kompletten Neubau der Infrastruktur ausgegangen. So werden Standorte verbunden, an denen CO₂ abgeschieden wird, wie in der Zement- und Kalkindustrie, mit Standorten, an denen CO₂ verwendet wird, wie der Chemieindustrie. Ganz im Sinne der Kreislaufwirtschaft.

3.3 Leitungsgebundener CO₂-Transport

Im Folgenden wird der Transport mittels Pipeline zwischen der Raffinerie Heide und dem Zementwerk in Lägerdorf untersucht. Die Trassenplanung wurde hierfür in Kapitel 5 durchgeführt. Außerdem zeigt dieser Abschnitt Besonderheiten bei Transport von CO₂ auf und ordnet die geplante Trasse in bestehende und zukünftige CO₂-Infrastruktur ein.

Generell ist festzustellen, dass der CO₂-Transport per Pipeline sich technisch bewährt hat und schon heutzutage Stand der Technik ist. Danach existieren weltweit derzeit CO₂-Pipelinenetze von über 4.000 km Länge, vornehmlich in den USA und in Kanada. Die existierenden CO₂-Pipelines wurden vielfach Anfang der 80er-Jahre gebaut. Das transportierte CO₂ wird überwiegend zur Erdölexploration genutzt. Der Bau und Betrieb von Pipelines ist in Deutschland durch Gesetze z. B. über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) und durch Verordnungen geregelt. In den Verordnungen wie z. B. die Rohrfernleitungsverordnung (RohrFLtgV) [35] oder die Gashochdruckleitungsverordnung (GasHDrLtgV) [36], sind die technischen Standards für den Bau und Betrieb von Pipelines festgelegt. Der Bau und Betrieb von CO₂-Pipelines ist mit dem von Erdgaspipelines weitgehend vergleichbar. Viele der bestehenden Regelungen für Erdgaspipelines, wie z. B. hinsichtlich der Lecküberwachung, der Wartungsmaßnahmen, der Überwachung der Pipelinetrasse oder einzuhaltender Sicherheitsabstände können übertragen werden. Durch diese technischen und administrativen Maßnahmen wird die Sicherheit des Pipeline-Transportes gewährleistet [37].

3.3.1 Randparameter und Dimensionierung

Dieses Unterkapitel betrachtet die Dimensionierung des leitungsgebundenen CO₂-Transports auf der Achse Lägerdorf – Brunsbüttel - Heide anhand der in Kapitel 3.1 definierten Menge. Der Transport von CO₂ kann in der gasförmigen, flüssigen oder auch überkritischen Phase erfolgen. Demnach wird der flüssige Transport bei 92 bar_ü und der gasförmige Transport bei 33 bar_ü betrachtet.

Transportentfernung: rd. 67 km

Max. Transportvolumen:	170 t/h (flüssig)
Min. Übergabedruck Lägerdorf:	92 barü (flüssig) bzw. 33 barü (gasförmig)
Min. Übergabedruck Heide:	75 barü (flüssig) bzw. 23 barü (gasförmig)

Ergebnisse der Leitungsberechnungen:

- Für den Transport von rd. 170 t/h, d.h. rd. 87.000 m³/h **von Lägerdorf über Brunsbüttel nach Heide** und angenommener Verdichtung des CO₂ in Lägerdorf auf 92 barü (Transport in der flüssigen Phase) ist eine Leitung DN 400 mm im Nenndruck PN 100 barü erforderlich, um den Transport vollständig in der flüssigen Phase ($P > 73,8$ bar) durchführen zu können. Der Druck in Heide beträgt dann rd. 90 bar. Das spezifische Gewicht des Transportmediums wurde mit 900 kg/m³ angenommen.
- Bei einem gasförmigen Transport mit einem Druck von 33 barü ab Lägerdorf beträgt bei Nutzung einer DN 600 Leitung der Druck in Heide ca. 23 barü (Dichte = 55 kg/m³). Das Transportmedium muss ggf. in Heide auf den erforderlichen Vordruck der Methanol-Synthese verdichtet werden (i.A. Druckanforderung der Methanol-Synthese).

Da der Transport des CO₂ ausschließlich in der flüssigen Phase über den ganzen Transportweg zu gewährleisten ist, darf der Mindestdruck in der Leitung 73,8 barü zu keinem Zeitpunkt unterschreiten. Ebenso sind entsprechende Vorkehrungen zur Absicherung der Transportdrücke im Fall von Lieferunterbrechungen oder technischen Störungen zu treffen. Aufwendungen für die Aufbereitung, Messung/Regelung und Verdichtung des Gases in Holcim bzw. Heide werden nicht betrachtet. Eine GDRM-Station (**G**asdruckregel und **M**essstation) ist in der Regel dann erforderlich, wenn mehr als ein Emittent und mehr als ein Abnehmer in eine Leitung einspeist um die ein- bzw. ausgespeisten Mengen genau erfassen zu können. Wo und wie viele GDRM-Stationen für das vorliegende Projekt zu errichten sind, ist noch zu definieren. Aus Sicherheitsgründen sind auch bei CO₂-Leitungen Streckenarmaturen entlang der Trasse erforderlich. Hier ist im Gegensatz zu Wasserstoffleitungen noch nicht geregelt in welchem Abstand diese entlang der Leitung vorzusehen sind. Für eine Planung können mindestens die Vorgaben aus dem Wasserstoffnetz von 10 km bis 18 km herangezogen werden. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass dann eine größere Anzahl an Streckenarmaturen bzw. die Leitungsabschnitten erforderlich sein kann.

3.3.2 Rechtliche Voraussetzungen und Genehmigungsplanung

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von CO₂-Leitungen sind aktuell in Diskussion. Denkbare Genehmigungsregime finden sich in dem 2012 erlassenen Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG) [38] sowie im UVPG [21]. Abhängig vom anwendbaren Genehmigungsregime entscheiden sich auch Folgefragen wie z. B. die Möglichkeit von Besitzeinweisung/Enteignung.

Genehmigung nach dem KSpG

Das KSpG regelt die Errichtung von Leitungen zum Transport des Kohlendioxidstroms zu einem Kohlendioxidsspeicher (CCS), sofern für den anzubindenden inländischen Kohlendioxidsspeicher bis zum 31. Dezember 2016 ein Antrag bei der zuständigen Behörde eingereicht wurde (nach unserer Kenntnis nicht erfolgt) oder der anzubindende EU-ausländische Kohlendioxidsspeicher die Vorgaben der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (ABl. L

140 vom 5.6.2009, S. 114) erfüllt. CO₂-Leitungen, die nicht dem Transport zu einem Kohlendioxidspeicher dienen (CCU), fallen derzeit grundsätzlich nicht in den Anwendungsbereich des KSpG.

Aktuell gibt es Bestrebungen den Anwendungsbereich des KSpG zu erweitern und damit auch künftig zu errichtende Speicher nebst Anbindungsleitungen sowie reine Transportleitungen dem Genehmigungsregime des KSpG zu unterstellen. Nach aktuellem Stand möchte die Regierung die Anpassung des KSpG bis Ostern 2023 verabschieden.

Das KSpG sieht für die Errichtung von CO₂-Leitungen – unabhängig von deren Durchmesser und/oder Länge – die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens vor (§ 4 Abs. 1 KSpG). Hinsichtlich des anzuwendenden Verfahrens wird teilweise auf die Vorschriften des EnWG verwiesen. Insoweit gelten jedoch u.a. die Vorgaben zur Zulassung des vorzeitigen Baubeginns (§ 44c EnWG) sowie zur Besitzeinweisung und Enteignung (§ 44b und § 45 EnWG) nicht. Die Enteignung ist gemäß § 4 Abs. 5 KSpG vielmehr nur dann zulässig, wenn die CO₂-Leitung dem Wohl der Allgemeinheit dient; was insbesondere dann der Fall sein sollte, wenn die Emissionen von Kohlendioxid in Deutschland dauerhaft vermindert und das Vorhaben damit dem Klimaschutz dient.

Für die weitere Bauausführung gilt gemäß § 4 Abs. 3 KSpG unter anderem § 49 Abs. 1 und 2 Nr. 2 EnWG entsprechend, sodass bei Einhaltung der Regelwerke des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) die technische Sicherheit grundsätzlich vermutet wird. Maßgeblich hinsichtlich der technischen Randbedingungen ist in diesem Zusammenhang das Arbeitsblatt DVGW C 463. Diese Norm orientiert sich am etablierten Arbeitsblatt DVGW G 463 zur Planung und Errichtung von Gashochdruckleitungen und gilt ergänzend zu diesem.

Genehmigung nach UVPG

Da die hier skizzierte Leitung bis zur angestrebten Gesetzesänderung nicht unter das KSpG fällt, kann die Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb der CO₂-Leitung nur nach UVPG i.V.m. den Nrn. 19.4 und 19.5 der Anlage 1 zum UVPG [21] und der Rohrfernleitungsverordnung (RohrFLtgV) [35] erfolgen.

Gem. § 65 Abs. 1 UVPG bedarf eine Rohrleitung der Planfeststellung, sofern eine Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung besteht. Die Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung richtet sich einerseits nach dem Durchmesser der Leitung (ab DN 150 bei flüssigem Transport gemäß Nr. 19.4 der Anlage 1 zum UVPG bzw. DN 300 bei gasförmigem Transport gemäß Nr. 19.5 der Anlage 1 zum UVPG) und zudem nach der Leitungslänge. Abhängig von diesen Kriterien kann im Einzelfall zunächst die Durchführung einer standortbezogenen oder allgemeinen Vorprüfung erforderlich werden. Abhängig von deren Ergebnis, ist sodann ggf. eine Umweltverträglichkeitsprüfung und folglich ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Ist im Einzelfall eine Umweltverträglichkeitsprüfung nicht erforderlich, ist nach § 65 Abs. 2 UVPG ein Plangenehmigungsverfahren durchzuführen [21].

Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens ist insbesondere zu prüfen (§ 66 Abs. 1 UVPG), ob sichergestellt ist, dass durch Errichtung und Betrieb der Leitung das Wohl der Allgemeinheit nicht beeinträchtigt wird, umweltrechtliche Vorschriften und andere öffentlich-rechtliche Vorschriften dem Vorhaben nicht entgegenstehen, Ziele der Raumordnung beachtet und Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung berücksichtigt sowie Belange des Arbeitsschutzes gewahrt sind [21]. Das Wohl der Allgemeinheit wird insoweit insbesondere dann nicht beeinträchtigt, wenn Gefahren für die Schutzgüter nicht hervorgerufen werden können und Vorsorge gegen die Beeinträchtigung der Schutzgüter, insbesondere durch bauliche, betriebliche oder organisatorische Maßnahmen entsprechend dem Stand der Technik getroffen werden. Eine Regelvermutung für die technische Sicherheit der Leitung

vergleichbar mit § 49 Abs. 1, 2 EnWG bei Einhaltung des einschlägigen technischen Regelwerks (DVGW) ist jedoch nicht pauschal nicht gegeben.

Wesentlicher Unterschied zwischen Planfeststellungsverfahren und Plangenehmigungsverfahren ist auch im Rahmen des UVPG, dass die Plangenehmigung ohne Öffentlichkeitsbeteiligung erfolgt und stattdessen lediglich das Benehmen mit den Trägern öffentlicher Belange herzustellen ist. Hinsichtlich der Konzentrationswirkungen unterscheiden sich Plangenehmigung und Planfeststellung nicht. D.h. in beiden Verfahrensarten werden grundsätzlich alle zur Errichtung und Betrieb der Leitung erforderlichen behördlichen Genehmigungen, Erlaubnisse und Bewilligungen erteilt. Ausnahme bilden in beiden Verfahrensarten lediglich die wasserrechtlichen Erlaubnisse, die nach § 19 Abs. 1 WHG nur im Einvernehmen mit den zuständigen Wasserbehörden durch die Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsbehörde erteilt werden können [39].

Folgefragen

Daneben sind alle privatrechtlichen Erlaubnisse, wie z. B. Leitungsrechte und Kreuzungsanträge, durch den Bauherren zu beschaffen. Insoweit weist das Planfeststellungsverfahren nach UVPG im Gegensatz zu Planfeststellungsverfahren nach EnWG (Erdgas und Wasserstoff) den Nachteil auf, dass die sog. enteignungsrechtliche Vorwirkung nicht angeordnet wird. Folglich ist ein zwangsweiser, sog. „planakzessorischer“ Zugriff auf Privatgrundstücke durch Enteignung / (vorzeitige) Besitzeinweisung nur dann möglich, wenn sich dies aus den jeweils einschlägigen Landesenteignungsgesetzen ergibt. Diese erfordern jedoch regelmäßig, dass das Vorhaben dem Wohle der Allgemeinheit dient. Ob dies bei Rohrleitungen zum Transport von CO₂ der Fall ist, ist fraglich.

Wenn man berücksichtigt, dass ohne weitere Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen die Genehmigungsplanung weitgehend von der Akzeptanz der betroffenen Bevölkerung und dem Verhalten der Eigentümer abhängt, besteht ein relativ großes Risiko bezüglich der Festlegung auf eine Projektdauer bzw. im Hinblick auf die Verwirklichung des Projekts.

Weiterhin zumindest fraglich ist, ob Errichtung und Betrieb von CO₂-Leitungen im öffentlichen Interesse liegen. Jedenfalls eine ausdrückliche gesetzliche Feststellung besteht hierzu aktuell nicht. Die Erlangung von fachgesetzlichen Befreiungen z. B. nach § 67 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG („aus Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses“) dürfte für CO₂-Leitungen daher deutlich erschwert sein. Bei der Leitungstrassierung ist der Meidung von Schutzgebieten daher besondere Priorität beizumessen.

Treffen mehrere selbstständige Leitungsbauvorhaben zusammen, für deren Durchführung ein Planfeststellungsverfahren vorgeschrieben ist und zu denen die Entscheidung nur einheitlich ergehen kann, wird nach § 78 Abs. 1 VwVfG nur ein Planfeststellungsverfahren durchgeführt [40]. Sollte sich für die CO₂-Leitung und die O₂-Leitung eine Planfeststellungsbedürftigkeit ergeben, wären entsprechende Abstimmungen mit den Behörden vorzunehmen und die Verfahren ggf. mit dem Verfahren für die Errichtung und den Betrieb der Wasserstoffleitung zu bündeln.

Privatrechtliche Sicherung

Zur dauerhaften privatrechtlichen Sicherung des geplanten Leitungssystems muss ein Schutzstreifen durch entsprechende beschränkt persönliche Dienstbarkeiten in das Grundbuch eingetragen und somit dinglich gesichert werden. Zudem müssen bei den Eigentümern und Pächtern/Bewirtschaftern Bauerlaubnisse eingeholt werden. Gelingt dies Ja, durch Besonderheiten im Untergrund, wie dem Marschboden, entstehen zusätzliche Kosten. Allerdings kann ich die nicht näher beziffern. Vermutlich müssten auch zunächst genauere Informationen über den Untergrund

vorliegen.nicht einvernehmlich, so kann ein Besitzeinweisungsverfahren/Enteignungsverfahren durchgeführt werden, wenn dies gesetzlich zugelassen ist (nur für Wasserstoffleitungen).

Erstellung von Fachgutachten

Sollte die allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls ergeben, dass eine UVP-Pflicht besteht, ist ebenfalls eine Erstellung von Fachgutachten für CO₂- und O₂-Leitungen erforderlich. Im Normalfall ist ein Zeitraum von Februar bis November für die entsprechenden Kartierungen erforderlich. Daran schließt sich die Ausarbeitung der Gutachten und die Sicherung von Kompensationsflächen über einen Zeitraum von mindestens einem Jahr an.

3.3.3 Investitionskostenabschätzung

Dieser Abschnitt stellt eine Investitionskostenabschätzung für eine CO₂-Leitung auf der Achse Lägerdorf – Brunsbüttel - Heide anhand der in Kapitel 5 ermittelten Trassenlänge auf. Es ist anzumerken, dass die im nachfolgenden angegebenen Kosten einer ersten Einschätzung auf Grund bisher gesammelter Erfahrungen sind. Eine detaillierte Kostenschätzung ist bisher nicht erfolgt. Um die Kosten auf den Zeitpunkt, an dem sie anfallen zu erhalten, muss bei allen unten genannten Zahlen eine Askontierung eingerechnet werden. Derzeit kann eine mittlere Teuerungsrate von 5 % bis 8 % angenommen werden. Um diese zu berechnen, muss ein Projektzeitplan aufgestellt werden und die Teuerungsrate dann entsprechend eingerechnet werden. Derzeit unterliegen die Materialpreise wegen der großen Marktknappheit hohen Varianzen, was sich stark auf die Kosten auswirken kann. Wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben wurde, kommt bei CO₂- sowie O₂-Leitungen erschwerend hinzu, dass ohne Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen, d. h. ohne enteignungsrechtliche Vorwirkung des Planfeststellungs-beschlusses, die Genehmigungsplanung weitgehend von der Akzeptanz der betroffenen Bevölkerung und dem Verhalten der Eigentümer abhängt. Daher besteht ein großes Risiko bezüglich der Festlegung auf eine Projektdauer sowie in Bezug auf die zu leistenden Entschädigungen.

Für CO₂-Leitungen ist eine höhere Rohrwandstärke als für Erdgasleitungen erforderlich. Annäherungsweise werden daher nachstehende Korrekturfaktoren auf die erfahrungsgemäß für Erdgasleitungen anfallenden Kosten aufgeschlagen. Für den flüssigen Transport einen Faktor von 1,71 sowie für den gasförmigen Transport: einen Faktor von 1,05. Da der Ausbau des leitungsgebundenen CO₂-Transports in Deutschland erst in den Anfängen steht, handelt es sich bei der Angabe der Korrekturfaktoren um eine auskömmliche Schätzung.

Bei angenommenen, erfahrungsbasierten Kosten von 1.700 € bis 2.200 € pro laufendem Meter Leitung für eine vergleichbare Erdgasleitung ergeben sich daraus Kosten von ca. 2.900 €/m bis 3.760 €/m für den flüssigen Transport und ca. 1.800 €/m bis 2.300 €/m für den gasförmigen Transport. Dabei gilt äquivalent zur Investitionskostenabschätzung der H₂-Leitung aus Kapitel 2.3.3, dass hier pro weiterem Jahr Projektdauer, infolge von Stillstandszeiten auf Baustellen und zusätzlichen Personalkosten, ca. 100 €/m zusätzlich anfallen (vgl. Kapitel 2.3.4). Anzumerken ist, dass durch Besonderheiten im Untergrund z.B. Marschboden zusätzliche Kosten entstehen können. Diese Kosten sind stark abhängig von den Gegebenheiten vor Ort und lassen sich nicht pauschal beziffern.

Projektdauer	5 Jahre	8 Jahre
Kosten pro m ohne Askontierung in €/m	2.900 - 3.760	3.200 - 4.060
Trassenlänge Heide-Brunsbüttel gerundet in m	37.400	37.400
Gesamtkosten Heide-Brunsbüttel in Mio €	108 - 141	120 - 152
Trassenlänge Brunsbüttel-Lägerdorf gerundet in m	28.590	28.590
Gesamtkosten Brunsbüttel-Lägerdorf in Mio €	83 - 107	91 - 116

Tabelle 5: Kostenübersicht CO₂- Leitung flüssig Transport ohne Askontierung

Projektdauer	5 Jahre	8 Jahre
Kosten pro m ohne Askontierung in €/m	1.800 - 2.300	2.100 - 2.600
Trassenlänge Heide-Brunsbüttel gerundet in m	37.400	37.400
Gesamtkosten Heide-Brunsbüttel in Mio €	67 - 86	79 - 97
Trassenlänge Brunsbüttel-Lägerdorf gerundet in m	28.590	28.590
Gesamtkosten Brunsbüttel-Lägerdorf in Mio €	51 - 66	60 - 74

Tabelle 6: Kostenübersicht CO₂- Leitung gasförmiger Transport ohne Askontierung

Es ist festzuhalten, dass der flüssige Transport gegenüber dem gasförmigen Transport zu ca. 60 % höheren Investitionskosten führt, wie Tabelle 5 und Tabelle 6 zu sehen ist. Darüber hinaus steigt der Energiebedarf für einen Transport auf einem höheren Druckniveau. Bestehen keine Rahmenbedingungen, die einen flüssigen Transport voraussetzen, ist hier aus wirtschaftlicher Sicht davon abzuraten.

In den hier angegebenen Kosten sind noch keine GDRM-Stationen, Speicher, Verdichterstationen oder ähnliches enthalten. Für eine konkretere Kostenabschätzung sollte berücksichtigt werden, dass aus Sicherheitsgründen auch bei CO₂-Leitungen Streckenarmaturen entlang der Trasse erforderlich sind (vgl. Kapitel 3.3.1). Da die Abstände, in denen Streckenarmaturen entlang einer CO₂-Leitung vorzusehen sind, im Gegensatz zu Wasserstoffleitungen noch nicht geregelt sind, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch keine genaue Angabe zur erforderlichen Anzahl der Streckenarmaturen gemacht werden. Für eine Planung können mindestens die Vorgaben aus dem Wasserstoffnetz von 10 km bis 18 km herangezogen werden. Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, dass auch eine größere Anzahl an Streckenarmaturen bzw. die Leitungsabschnitten erforderlich sein kann.

3.3.4 Aspekte zur Akzeptanzsteigerung

Dieses Kapitel betrachtet eine Akzeptanzsteigerung von CO₂-infrastrukturprojekten.

Es gelten vermutlich ähnliche Voraussetzungen für die CO₂- und O₂-Leitungen, wobei für beide Stoffe, aufgrund der geringeren Anzahl vergleichbarer Projekte, deutlich weniger Daten vorliegen.

Studien aus den Jahren 2014 [41] und 2016 [42] legen nahe, dass die breite Bevölkerung zwar im Durchschnitt eine neutrale Haltung zum Neubau von CO₂-Leitungen annimmt, dies jedoch nicht zwingend auf lokale Bürgergruppierungen, insbesondere wenn sie vom Bau direkt betroffen sind, übertragen werden kann. In diesen Fällen gewinnen die Erhaltung der regionalen Kultur und Landschaftsbilder, die Aufklärung über die Sicherheit des Transportmediums sowie unabhängige Überprüfungen durch Fachorganisationen zusätzlich zu den o. g. Akzeptanzfaktoren an Bedeutung.

Die nachfolgend beschriebenen Maßnahmen können unserer Meinung nach zur Verbesserung der gesellschaftlichen Wahrnehmung des Projekts und zur Minderung von Konfliktpotenzial beitragen.

Wichtige Akzeptanzfaktoren wie Transparenz, Offenheit und Vertrauen können hergestellt werden, indem im Zuge des Projektverlaufs über die gesetzlich geforderte Auslegung der Antragsunterlagen hinaus Informationsveranstaltungen durchgeführt werden oder Informationen über den Projektstand online, in Form von Pressemitteilungen oder Aushänge öffentlich gemacht werden.

Des Weiteren sollten Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid sowie deren Nutzungsmöglichkeiten in der Bevölkerung „greifbar“ gemacht werden. Dazu muss die Bevölkerung, insbesondere die durch den Bau unmittelbar betroffenen Bürger, über die möglichen Risiken (z. B. Explosionsrisiko, Reichweitenangst, Umweltschäden im Schadensfall) aufgeklärt und entsprechende Sicherheitskonzepte zum Betrieb der Leitungen vorgestellt werden. Dabei kann es hilfreich sein, auf Stellungnahmen unabhängiger Organisationen zurückzugreifen.

Außerdem sollten die Nutzungsmöglichkeiten der transportierten Stoffe und deren Bedeutung für die Energiewende nachvollziehbar vermittelt werden. Dies kann in Zusammenarbeit mit kleinen und mittleren Unternehmen, aber auch mit Vertretern der Großindustrie erfolgen, die ein Interesse an den Nutzungsmöglichkeiten haben und diese durch ökonomische wie ökologische Vorteile untermauern können. Die Beteiligung der Öffentlichkeit ist bei beiden Maßnahmen auch im Rahmen einer Konsultation, d. h. in Form von Informationsveranstaltungen, Podiumsdiskussionen, Erörterungstermine u. ä. möglich, sollte aber mindestens im Rahmen einer informativen Beteiligung (Flyer, Websites, Pressemitteilungen, Schaukästen etc.) erfolgen.

Ein mögliches Beispiel für die vorangegangene Maßnahme wäre eine breite Kommunikation einer Strategie für die verschiedenen Stoffe und die Einbindung weiterer AkteurInnen. Dabei hat die Regionale Kooperation Westküste, bei der es sich um einen Zusammenschluss lokaler Gemeinden, Verbände und Unternehmen handelt, in ihrem Konzept „Entwicklungspfade einer Wasserstoffwirtschaft an der Westküste“ bereits eine Einschätzung zu vorhandenen Nutzungsmöglichkeiten und noch nicht ausgeschöpften Potenzialen einer Wasserstoffwirtschaft auf dem Mobilitätssektor an der Westküste Schleswig-Holsteins formuliert [9]. Eine solche Analyse könnte auf weitere Nutzungsmöglichkeiten ausgedehnt werden und neben Wasserstoff auch Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid betrachten.

3.4 Alternative Transportoptionen von CO₂

Nach dem auf den leitungsgebundenen Transport von CO₂ eingegangen worden ist, beschäftigt sich das folgende Kapitel kurz mit alternativen Transportformen von CO₂.

Der Transport des CO₂ ist mit Pipelines, per Schiff (CO₂-Tanker) oder per LKW möglich. Pipelines sind - und werden wahrscheinlich auch in Zukunft - die gängigste Methode für den Transport sehr großer CO₂-Mengen sein. Es gibt bereits Millionen von Kilometern an Pipelines auf der ganzen Welt, die verschiedene Gase, einschließlich CO₂, transportieren. Unter bestimmten Umständen können bestehende Pipelines und andere Infrastrukturen für den Transport und die Speicherung von CO₂ umgewandelt werden. Dies kann die Gesamtkosten und den Zeitaufwand für die Entwicklung der Infrastruktur erheblich verringern.

Der Transport per Schiff kann in vielen Regionen der Welt eine Alternative darstellen. Derzeit ist die Lebensmittel- und Getränkeindustrie der Hauptabnehmer von CO₂. Sie befördert CO₂ in der Regel gasförmig bei mittlerem Druck (13 bis 18 bar und -30°C bis -28°C), da die Nutzer

keine großen Mengen transportieren müssen und keine großen Ladungen benötigen. CO₂-Niederdruckschiffe (6,5 bis 8,7 bar und -45°C bis -41°C) können aufgrund der Temperatur und des Drucks, bei denen sie arbeiten, größere Tankvolumina und Ladekapazitäten haben als Mitteldruckschiffe.

3.4.1 Transport per LKW

Der Transport von CO₂ per LKW und Bahn ist für kleine Mengen möglich. Für den Fahrzeug- und/oder Schienen-Transport und die Speicherung von Flüssiggasen bestehen bereits erprobte und am Markt verfügbare technische Möglichkeiten der Umsetzung. Für den Trailer-Transport bietet z.B. die Firma Linde technische Umsetzungskonzepte für die gesamte Lieferkette inklusive der Tank-Speicherung vor Ort an. Dabei wird die gesamte Anlage betriebsfertig und mit erforderlichem Zubehör auf Mietbasis zur Verfügung gestellt. Die vakuumisolierten Tanks haben ein Fassungsvermögen von 3.000 bis 60.000 Liter bei einem maximalen Betriebsdruck von 22 bar. Diese können dann je nach Tanktyp zwischen 3.000-58.530 kg CO₂ aufnehmen. Die Eigenverdampfung des CO₂ ist zu vernachlässigen und stellt somit keinen Effizienzverlust dar. Zur dauerhaften Wärmeisolierung sind die Tanks doppelwandig ausgeführt: Sie besitzen einen Innenbehälter aus kaltzähem Cr-Ni-Stahl zur Lagerung des verflüssigten Gases sowie einen tragenden Außenbehälter aus Baustahl. Der Raum zwischen Innen- und Außenbehälter ist mit Perlit ausgekleidet und zusätzlich durch ein Vakuum isoliert. Die regelmäßigen Funktions- und Sicherheitsprüfungen werden von Linde Gas übernommen. Die laufende Gasversorgung ist denkbar einfach: Kohlendioxid wird verflüssigt mit Spezialtankfahrzeugen angeliefert und in den Tank gepumpt. Dies ist vor allem kostensparend und umweltschonend, denn in flüssigem Zustand beanspruchen die Produkte nur etwa 1/800stel des Raumes, den sie in gasförmigem Aggregatzustand einnehmen. Der Druck im Tank bleibt dabei konstant, sodass auch während des Betankens problemlos Gas entnommen werden kann. Ein nachgeschalteter Wärmetauscher (z.B. luftbeheizter Verdampfer) verdampft das verflüssigte Gas, welches dann über Rohrleitungen weiter transportiert werden kann [43].

3.4.2 Transport auf der Schiene

Für Brunsbüttel bestehen sehr gute Voraussetzungen aufgrund der bereits bestehenden umfangreichen Infrastruktur für Flüssiggastransporte per Schiene aus dem Brunsbütteler Nordsee Gas Terminal (NGT) durch DB Cargo: „Das Flüssiggas, das DB Cargo BTT mittels Kesselwagen deutschlandweit verteilt, kommt zunächst per Schiff in das Import-Terminal von NGT in Brunsbüttel. Über eine zwei Kilometer lange Pipeline gelangt das tiefkalte Flüssiggas vom Elbehafen in das Terminal. Dort stehen ein tiefkalter (-42°C) Hochtank und drei weitere unterirdische Drucktanks für die Lagerung zur Verfügung. Vor der Verladung in die Kesselwagen von DB Cargo BTT wird das eigentlich geruchlose Gas odorisiert, also mit einem Geruchsstoff versetzt, damit unter Umständen austretendes Gas wahrnehmbar und warnend riecht.“ [44]. Ein CO₂ Schienentransport wäre aber m. E. auf Basis z. B. Linde-Technologie im Grundsatz umsetzbar. Siehe IEAGHG Vortrag: Projekte, Entwicklungen existieren, aber derzeit m.E. nicht Stand der Technik [45].

3.5 Zwischenspeicherung von CO₂

Für die Möglichkeit der Zwischenspeicherung wurde in Abstimmung eine (obertägigen) Zwischenspeicherung von 2 bis 4 Tagesproduktionen exemplarisch angenommen, um eine

durch das Zementwerk maximal erzeugte CO₂-Menge (max. rd. 170 t/h) zur Absicherung von Nichtverfügbarkeiten vorzuhalten.

Dieser Wert berücksichtigt nur mögliche Betriebsunterbrechungen oder die Überbrückung von Wochenende/Feiertage, aber nicht einen ggf. längeren Ausgleich der Volatilität aus der ggf. windabhängigen Versorgung des Zementwerkes mit Sauerstoff aus der Elektrolyse.

Die obertägige Speicherung von tiefkalten Flüssiggasen kann bereits heute technisch z. B. durch sogenannte „Linde-Speicher“ (Speichervolumen maximal rd. 50 t) in der (überwiegend) flüssigen Phase erfolgen [43]. So, wie der Transport durch Trailer oder Tankwagen nur für (dem Hauptprozess nachgelagerte) Teilmengen des Prozesses sinnvoll sein wird, ist auch eine prozessbedingte Zwischenspeicherung von CO₂ in den aktuell marktgängigen obertägigen Flüssiggas-Speicherbehältern aufgrund der vorgegebenen Volumen- bzw. Massenströme jedoch schwer vorstellbar.

So würde aufgrund des sich im Zementwerk in Phase II resultierenden Mengenstromes für CO₂ in Höhe von rd. 170 t/h eine Speicherung von 2 – 4 Tagesmengen zu folgenden Tankfarmen mit den entsprechenden prozesstechnischen Nebenanlagen, Leitungen etc. führen.

Phase II: 2 Tage x 24h x 170 t/h = 8.360 t entspräche rd. 160 „Linde Tanks“

4 Tage x 24h x 170 t/h = 16.320 t entspräche rd. 320 „Linde Tanks“

Für die Phase I wären dies immer noch rd. 40 bzw. 80 Linde Tanks.

Bei einer üblichen Aufstellfläche von ca.10m x 10m ergäbe sich für die 2-Tage-Speicherung mit herkömmlichen Tanks bereits ein Flächenbedarf von 1,6 ha, zzgl. Infrastruktur, Zuwegung etc. In diesen Größenordnungen wäre eine individuelle Planung mit einigen wenigen Großtanks anzustreben, sodass der Flächenbedarf deutlich reduziert werden kann.

Auch hier zeigt die sich ergebende Größenordnung, dass eine mehr als nur kurzfristige Speicherung (z. B. 2 – 3 h) zur Absicherung von betrieblichen Störungen bzw. z. B. An- und Abfahrprozessen aus heutiger Sicht sowohl unter technischen als auch ökonomischen Aspekten als wenig realistisch anzusehen sind.

Auch hier sollten alternative Speichertechnologien geprüft werden bzw. eine andere Absicherung des Prozesses gewählt werden, die eine wesentliche geringere Vorhaltung von CO₂ ermöglicht (z.B. Vorhaltung von Pufferspeichern an den geplanten überregionalen CO₂ Transportsystemen).

Für derartige Volumina ist eine ober- bzw. (teilweise) unterirdische Tanklagerung im verflüssigten Zustand zu prüfen. Hierzu existieren z. B. für LNG und Flüssiggase bereits erprobte Technologien (tiefkalte Lagerung im drucklosen Zustand in doppelwandigen Tanks), siehe Kapitel 2.2. Eine entsprechende Machbarkeitsuntersuchung zur Umsetzung mit dem Speichermedium CO₂ wäre durch den allgemeinen Anlagenbau bzw. mit LNG/LPG-Projekten vertraute Ing.-Unternehmen zu prüfen.

Eine (behälterlose) untertägige Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen ist nur aus CCS (Carbon Capture & Storage) Literatur bekannt, die allerdings die Endlagerung von CO₂ in geeigneten (porösen) Lagerstätten verfolgt.

Im Grundsatz ist eine Speicherung, d.h. Befüllung und Wiederentnahme von CO₂ in Salzkavernen vorstellbar, aber bisher nicht Stand von F&E bzw. weltweit in Umsetzung bekannt.

Die Größenordnungen sind jedoch aufgrund ihrer mengenseitigen Beschränkungen nicht für die Disposition der Hauptmengen im beschriebenen Projektumfang geeignet. Hier wird ein

Leitungstransport die technisch und wirtschaftlich sinnvolle Lösung sein. Geht man davon aus, dass ein Trailer-Fahrzeug oder ein Schienenwagen ggf. 5-30 t CO₂ in der flüssigen Phase befördern kann, so wird klar, dass ein CO₂-Transport für einen Prozess mit einem Output von 50 – 150 t/h CO₂ nicht (wirtschaftlich) über ein derartiges technisches Medium erfolgen kann. Gleichwohl könnten kleinere Teilmengen über die Fortentwicklung der bereits bestehenden und am Markt verfügbaren Technologien transportiert und dem Markt dort zur Verfügung gestellt werden, wo noch keine Leitungsanbindung besteht.

Ein Schienentransport erfolgt im Grundsatz nach derselben Tank-Technologie wie ein Trailertransport (s.u.) und kann insbesondere bei bereits vorhandenen Anschlüssen an das Schienennetz wirtschaftlich vorteilhaft sein. Dies wäre zumindest in der aktuellen Entwicklung eines integrierten Produktionsprozesses am Standort Heide im Rahmen des Projektes „WESTKÜSTE100“ mit einer 30 MW Elektrolyse ein valider Ansatz.

4 Infrastrukturen für den Transport von O₂

Dieses Kapitel betrachtet die benötigte Infrastruktur, um Sauerstoff vom Elektrolyseur am Standort der Raffinerie Heide hin zum Zementwerk in Lägerdorf zu transportieren. Für eine Mengenabschätzung wird hierfür zuerst die entstehende Menge aus dem Elektrolyseur abgeschätzt. Darüber hinaus wird betrachtet, welche weiteren Möglichkeiten für den Absatz von Sauerstoff in der Region sowie im weiteren Umfeld existieren. Fokussiert wird sich hier auf die Oxy-Fuel-Verbrennung, Aquakulturen und die Verwendung als medizinischer Sauerstoff. Dem folgend findet eine Dimensionierung einer Pipeline auf der Achse Heide – Brunsbüttel – Lägerdorf statt. Eine erste Ermittlung einer möglichen Trasse wird in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** durchgeführt. Aspekte zu Genehmigungsverfahren und einer Akzeptanzsteigerung wurden bereits in den Kapiteln 3.3.2 und 3.3.4 beschrieben, da parallelen zu CO₂-Leitungen zu finden sind.

4.1 Analyse potenzieller O₂-Senken

Dieses Kapitel ermittelt im ersten Schritt die produzierte Menge Sauerstoff, welche als Nebenprodukt bei der Herstellung mittels Wasserelektrolyse anfällt. Anschließend werden die potenziellen Anwendungen in der Region und darüber hinaus für diesen Sauerstoff genauer betrachtet.

Sauerstoff wird in vielen Sektoren eingesetzt, um die Produktivität zu steigern und gleichzeitig den Energieverbrauch zu senken. In der Industrie ist Sauerstoff eines der am häufigsten verwendeten Gase, da er bei verschiedenen Prozessen als Reaktionsmittel oder Katalysator dient. Zum Beispiel kann Sauerstoff im Stahl- und Metalllegierungsprozess verwendet werden, um die Schmelzzusammensetzung des Metalls anzupassen sowie Oxidationsreaktionen für Oberflächenbehandlung von Werkstückteilen hervorrufen. In medizinischen Anwendungsbereichen spielt Sauerstoff auch eine Schlüsselrolle bei chirurgischen Eingriffen und anderen therapeutischen Verfahren. Es kann unter anderem helfen, Patienten mit Atemnot oder Hypoxie zu behandeln. Darüber hinaus wird Sauerstoff in der Fischzucht eingesetzt. Hier wird der Sauerstoff meist direkt ins Becken eingeblasen.

Wird angenommen, dass zunächst ein Elektrolyseur von 30 MW_{el} errichtet wird, resultiert darauf eine Sauerstoffproduktion von ca. 4,5 t/h bzw. 3.150 m³/h, was wiederum einer Jahresmenge von 23 kt/a bei 5.000 Volllaststunden entspricht. Wird in der Region die Leistung der Elektrolyseure im Weiteren auf 2 GW_{el} skaliert, steht in dieser Ausbaustufe eine Menge von 320 t/h bzw. 220.000 m³/h, was wiederum einer jährlichen Produktionsmenge O₂ von 1.525 kt/a entspricht.

Ziel ist es den hergestellten Sauerstoff zum Zementwerk in Lägerdorf zu leiten, wo dieser für das sogenannte Oxy-Fuel-Verfahren eingesetzt wird. Hierbei werden Kohlenwasserstoff mit reinem Sauerstoff verbrannt. Das Resultat ist eine hohe CO_2 -konzentraion im Abgas, wodurch das CO_2 effizienter abgeschieden werden kann [32]. Wie im Kapitel 1.2 beschrieben worden ist, entsteht bei der vollständigen Verbrennung von 1 kg Methan (CH_4) mit 3,989 kg Sauerstoff (O_2) 2,743 kg Kohlenstoffdioxid (CO_2) und 2,246 kg Wasser (H_2O). Wird davon ausgegangen, dass das Zementwerk ca. 1 Mio.t/a CO_2 ausstößt [30], wird hierfür eine Sauerstoffmenge von 727 kt/a benötigt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Emissionen durch die Verbrennung von Erdgas entstehen. Da bei der Herstellung von Zement prozessbeding CO_2 emittiert wird, ist zu untersuchen, welche Auswirkungen dies auf den Sauerstoffbedarf hat.

Diese Menge kann mit einem Elektrolyseur von ca. 1 GW_{el} erzeugt werden. Hieraus ergibt sich, dass die vollständige Sauerstoffmenge für diesen Prozess verwendet kann. Zu erkennen ist jedoch auch, dass nicht die vollständige Sauerstoffmenge bei 2 GW_{el} Elektrolyseursleistung abgenommen werden kann.

Neben dem Zementwerk als Sauerstoffsенke ist ein Einsatz in (lokal gelegenen) Aquakulturen möglich. Hier wird das Gas verwendet, um die großen Mengen an Fisch in den entsprechenden Zuchtbecken mit zusätzlichem Sauerstoff zu versorgen. Für eine Abschätzung der benötigten Sauerstoffmengen wird von einem Bedarf von ca. 1 kg O_2 pro produzierte Kilo Fisch bzw. Garnele ausgegangen [46]. Das Statistikamt Nord gibt an, dass 2020 in Schleswig-Holstein ca. 239 t Fisch in 22 Betrieben und 11.702 t Weichtiere in 7 Betrieben produziert wurden [47]. Demnach ergibt sich hierdurch ein geschätzter Sauerstoffbedarf in Schleswig-Holstein von ca. 11,9 kt/a Sauerstoff im Jahr. Dabei wurde keine geographische Analyse der einzelnen Betriebe vorgenommen. Dieses Potenzial ist nicht mit einer potenziellen wirtschaftlichen Absatzmenge gleichzusetzen. Jedoch kann diese Senke eine attraktive Nebenerlösquelle der Wasserstoffherstellung darstellen.

Als weitere Sauerstoffsенke in der Region ist der Absatz von Sauerstoff an örtliche Krankenhäuser vorstellbar. Hier wird medizinischer Sauerstoff zur Patientenversorgung eingesetzt. Bei dem Vertrieb von medizinischem Sauerstoff werden erhöhte Anforderungen an die Abfüllung sowie an den Transport gestellt, jedoch ist auch die Zahlungsbereitschaft dementsprechend höher. In der Region befindet sich über 8 Kliniken, welche für eine Belieferung in Frage kommen. Für die Bestimmung der Menge wird auf einen Umweltbericht des städtischen Krankenhauses in Karlsruhe zurückgegriffen [48]. Demnach ergibt sich bei einer Anzahl von 1.500 Betten ein Sauerstoffbedarf von 462 t/a, was einem Faktor von 308 kg/Bett pro Jahr entspricht. Dieser Berechnung dient zur groben Abschätzung der Bedarfsmengen. Der tatsächliche Sauerstoffbedarf ist stark abhängig von der Spezifikation des Krankenhauses sowie weiteren nicht betrachteten Faktoren. Jedoch wurde von Chaparro und Sanz-Calcedo (2018) angeführt, dass die Korrelation zwischen dem Sauerstoffbedarf und der Bettenanzahl eines Krankenhauses sehr hoch ist [49].

Klinik	Bettenanzahl	t/a O ₂
Universitätsklinikum Schleswig-Holstein (Kiel)	1.200	370
Universitätsklinikum Schleswig-Holstein (Lübeck)	1.100	339
Friedrich-Ebert-Krankenhaus Neumünster	645	199
Westküstenklinikum Heide	630	194
Städtisches Krankenhaus Kiel	600	185
Krankenhaus Süd (Lübek)	400	123
Klinik Husum	260	80
Westküstenklinikum Brunsbüttel	120	37
Summe		1.526

Tabelle 7: Geschätzter Sauerstoffbedarf der Krankenhäuser in der Region Heide

Wie die Tabelle 7 zeigt, ergibt sich ein geschätzter Sauerstoffbedarf von 1.526 t/a. Dabei benötigt das Klinikum in Heide ca. 194 t/a. Diese Menge ist relativ gering im Vergleich zum Bedarf des Oxy-Fuel-Verfahrens, kann jedoch das Potenzial bieten als mögliche O₂-Senke zu fungieren.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das geplante Oxy-Fuel-Verfahren im Zementwerk Lägerdorf eine erhebliche Menge Sauerstoff benötigt. Zusätzlich bietet der Absatz von medizinischem Sauerstoff sowie der Einsatz in Aquakultur eine Möglichkeit Zusatz Erlöse zu generieren. In den folgenden Kapiteln wird aus diesem Grund auf Transportoptionen des Stoffes Sauerstoff eingegangen.

4.2 Bestehende und geplante O₂-Infrastruktur

Die häufigste Methode der Bereitstellung von Sauerstofferzeugnissen besteht in der Verwendung von Flaschenversorgern oder Gasexperten mit speziell entwickelten Transportsystemen für den sicheren Versand des Gases an den Endkunden. Diese Systeme nutzen hohe Drücke und versiegelte Behältnisse, um eine sichere Lieferumgebung zu gewährleisten sowie die Qualitätsstandards des Produkts auf dem Weg vom Herausgeber bis zum Endnutzer beizubehalten. Darüber hinaus wird, bei einer hohen Abnahme, Sauerstoff per Pipeline transportiert. Der überregionale Transport ist hingegen selten. Häufig wird der Sauerstoff mittels einer Luftzerlegungsanlage direkt am Nachfrageort hergestellt. Dieses Herstellungsverfahren ist jedoch relativ energieintensiv.

4.3 Leitungsgebundener O₂-Transport

Das folgende Kapitel geht auf die leitungsgebundene Infrastruktur in der Region Heide ein. Hierfür wird zunächst die Dimensionierung der entsprechenden Pipeline und die resultierenden Anforderungen bestimmt. Der Trassenverlauf ist dabei äquivalent zum H₂- sowie CO₂-Verlauf und wird in Kapitel 5 beschrieben.

4.3.1 Randparameter und Dimensionierung

Aus den in Kapitel 4.1 bestimmten Mengen des Sauerstoffbedarfes für eine Oxy-Fuel-Verbrennung, wird im folgenden Abschnitt eine Dimensionierung einer angedachten O₂-Leitung durchgeführt. Hierbei verläuft die Trasse von Heide über Brunsbüttel nach Lägerdorf.

Transport von Sauerstoff von Heide – Brunsbüttel – Lägerdorf (gasförmig)

Beschreibung	Ausgangswerte	Anmerkung
Transportentfernung	rd. 73 km	2 Teilabschnitte
Max. Transportvolumen:	rd. 320 t/h	max. O ₂ -Erzeugung bis Brunsbüttel
Max. Transportvolumen:	rd. 80 t/h	max. Bedarf bis Lägerdorf
Max. Übergabedruck Heide:	30 barü	
Min. Übergabedruck Lägerdorf:	10 barü	

Tabelle 8: Ausgangswerte der Dimensionierung

Bis Brunsbüttel soll im ersten Ansatz die max. O₂-Erzeugung von Heide aus transportiert werden können. Ab Brunsbüttel soll in einem zweiten (getrennten) Leitungsabschnitt eine Teilmenge transportiert werden können, die für den vollständigen Umsatz der in Lägerdorf erforderlichen Mengen ausreicht. Die verbleibende Restmenge stünde in Brunsbüttel für eine weitergehende Vermarktung inkl. Transport (Leitung, Schiene, Straße, Schiff) zur Verfügung.

- Für den Transport von 320 t/h, d.h. rd. 220.000 m³/h O₂ in gasförmiger Form von Heide nach Brunsbüttel ist eine Leitung DN 800 mm im Nenndruck PN 40 barü erforderlich (ohne Verdichtung in Heide). Bei einem Eingangsdruck von 30 barü in Heide beträgt der Ausgangsdruck in Brunsbüttel rd. 22 barü. Alternativ wurde eine Verdichtung in Heide auf einen Druck von mind. 55 bar betrachtet. Dann wäre für den Transport von 320 t/h, d.h. rd. 220.000 m³/h von Heide nach Brunsbüttel eine Leitung DN 500 mm im Nenndruck PN 64 barü erforderlich (mit Verdichtung in Heide). Bei einem Eingangsdruck von 55 barü in Heide beträgt der Ausgangsdruck in Brunsbüttel rd. 25 barü. Die erforderliche Verdichterleistung liegt bei rd. 6 MW (ohne Redundanz).
- Für den Transport einer Teilmenge von 80 t/h, d.h. rd. 55.000 m³/h von Brunsbüttel nach Lägerdorf ist eine Leitung DN 500 oder DN 400 mm im Nenndruck PN 40 barü möglich je nach dem dortigem Eingangsdruck von 22 barü (ohne Verdichtung, Ziff.1) bzw. 25 barü (mit Verdichtung, Ziff. 2). Bei einem Eingangsdruck dieser Leitung von 22 barü bzw. 25 barü in Brunsbüttel beträgt der Ausgangsdruck in Lägerdorf 15 barü (DN 500, ohne Verdichtung) bzw. 12 barü (DN 400, mit Verdichtung).

4.3.2 Rechtliche Voraussetzungen und Genehmigungsplanung

Für Errichtung und Genehmigung von O₂-Leitungen gelten die Ausführungen für CO₂-Leitungen entsprechend. Mangels spezialgesetzlichem Genehmigungsregime gilt auch hier das UVPG (vgl. Kapitel 3.3.2).

4.3.3 Investitionskostenabschätzung

Für Sauerstoffleitungen ist nach derzeitigem Kenntnisstand keine höhere Rohrwandstärke erforderlich. Dementsprechend wird wie bei Erdgasleitungen von Kosten zwischen 1.700 € bis 2.200 € pro laufendem Meter Leitung ausgegangen. Es gelten die gleichen Annahmen, wie bereits in Kapitel 2.3.3 beschrieben.

Alle hier beschriebenen Kosten gehen von einer Projektdauer von 5 Jahren aus. Pro weiterem Jahr Projektdauer fallen ca. 100 €/m zusätzlich an.

Projektdauer	5 Jahre	8 Jahre
Kosten ohne Askontierung in €/m	1.700 - 2.200	2.000 - 2.500
Trassenlänge Heide-Brunsbüttel gerundet in m	37.400	37.400
Gesamtkosten Heide-Brunsbüttel in Mio €	64 - 82	74 - 94
Trassenlänge Brunsbüttel-Lägerdorf gerundet in m	28.590	28.590
Gesamtkosten Brunsbüttel-Lägerdorf in Mio €	49 – 63	57 - 71

Tabelle 9: Kostenübersicht O₂- Leitung ohne Askontierung

4.4 Alternative O₂-Transportmittel

Für die Vermarktung gering dimensionierter Teilmengen ist der Aufbau einer Trailer- bzw. Schienen-basierten Transportkette denkbar. Hierbei werden analog zum CO₂-Transport (Trailer, Schiene) entsprechende Lieferketten inkl. Speicherung vor Ort für O₂ von „Linde“ und „Chart Ferox“ angeboten. Ein Transport via Trailer oder Schiene wäre ggf. auch in einer Anlaufphase eines integrierten Produktionsprozesses am Standort Heide im Rahmen des Projektes WESTKÜSTE100 mit einer 30 MW Elektrolyse ein valider Ansatz.

Der O₂-Transport via Trailer/Schiene erfordert generell eine Verflüssigung und Wiederverdampfung des zu transportierenden Sauerstoffs, welche mit erheblichen Zusatzkosten sowie Energieeinsatz verbunden sind.

Neben den klassischen LKW-Trailertanks können sog. Cyrocontainer zum Einsatz kommen. Hierbei handelt es sich um Standard-20- und 40-Fuß-Container. Bei der technischen Ausrüstung der Tankcontainer kommen Absperrschieber, Durchgangs- und Sicherheitsventile sowie Wechselarmaturen zum Einsatz. Da es sich um Standard-Container handelt ist die Verladung auf LKW bzw. Schiene standardisiert möglich [50].

Allgemein ist beim Transport und Umgang mit O₂ erhöhte Vorsicht geboten: Sauerstoff ist aufgrund seiner Eigenschaften brandbeschleunigend. In Kombination mit Fett kann er sich sogar selbst entzünden.

Der Transport von Sauerstoff kann in vakuumisolierten Trailer-Tanks mit Volumen von 3.000 bis 80.000 Liter erfolgen. Hierbei wird der Sauerstoff auf Grund seiner Entzündlichkeit und aus sicherheitstechnischen Gründen tiefkalt (ca. -183 °C) verflüssigt [43].

Das Unternehmen Ullyses bietet kyrogene Sattelaufleger mit Fassungsvermögen von 2.000 bis 67.000 Liter und einem Druckbereich von 3 bis 24 bar an. Auch hier wird der Sauerstoff verflüssigt transportiert.

Ein Schienentransport erfolgt im Grundsatz nach derselben Tank-Technologie wie ein Trailertransport und kann insbesondere bei bereits vorhandenen Anschlüssen an das Schienennetz wirtschaftlich vorteilhaft sein. Der Einsatz ISO-standardisierter Container ermöglicht einen einfacheren Transport.

4.5 Zwischenspeicherung von O₂

Neben dem Transport ist häufig die Zwischenspeicherung einer gewissen Tagesproduktionsmenge Sauerstoff am entsprechenden Verbrauchsort nötig. Folgend wird auf den allgemeinen Infrastrukturbedarf für eine Speicherung eingegangen. Dem folgend wird eine Bedarfsabschätzung für das Projekt gegeben.

Die Sauerstoffspeicherung erfordert folgende Infrastrukturen:

- Lagertank: Dies sind kryogene Behälter mit Temperaturen von ca. -183 °C. Dies wird durch ein Doppelwandsystem mit einem Hochvakuumsystem im Inneren (oder gefüllt mit Isoliermaterial, wie z. B. Perlitsand, bei Bedarf) gewährleistet
- Hochdruckventile, die es ermöglichen, das erforderliche Druckniveau zu regulieren
- Kryogene Kolbenpumpe
- Kryogener atmosphärischer Verdampfer: fungiert als Wärmetauscher und erwärmt bei Bedarf flüssigen Sauerstoff
- Vakuumisolierte Rohre: werden für die Zufuhr von flüssigem Sauerstoff bei niedriger Temperatur verwendet und garantieren, dass keine Energie zugeführt wird und die Flüssigkeit ihre Reinheit behält [51]

Bei der Lagerung bzw. Zwischenspeicherung von O₂ sind aufgrund dessen Eigenschaften Sicherheitsvorkehrungen zu treffen: Tankbehälter müssen über 10 m von offenen Flammen entfernt sein und die Umgebungstemperatur darf 30 °C nicht übersteigen. Bei höheren Umgebungstemperaturen sind entsprechende zusätzlich Maßnahmen zu treffen. Wenn flüssiger Sauerstoff gespeichert wird, darf der Füllstand im Tank zu keinem Zeitpunkt unter 20% liegen. Der interne Acetylengehalt muss gemäß der vorgeschriebenen Frist analysiert werden. Die Flüssigkeit im Tank darf nicht lange unbenutzt bleiben. Es muss häufig entladen und erneut gefüllt werden, um die Konzentration schädlicher Verunreinigungen zu vermeiden. Die zugehörigen Überwachungsgeräte müssen explosionsgeschützt zertifiziert werden [52]. Aufgrund der hohen Kosten der Speicherung und der Sicherheitsvorschriften wurde bislang auf eine Einlagerung des Sauerstoffes verzichtet und der Sauerstoff einfach an die Umgebung abgeführt.

Wie in beschrieben wurde, ergibt sich bei einem 30 MW_{el} Elektrolyseur eine Sauerstoffmenge von 23 kt/a bzw. 3.150 Nm³/h. Wird die Leistung auf 2 GW_{el} gesteigert, führt das zu einer Erhöhung auf 320 kt/a bzw. 220.000 Nm³/h.

Die Großelektrolyse mit 2 GW_{el} wird als Ausgangspunkt für die Speicherdimensionierung festgelegt. Mit dem Auftraggeber wurde die Annahme einer (obertägigen) Zwischenspeicherung von 10 bis 14 Tagesproduktionen von O₂ sowie 2 bis 4 Tagesproduktionen des durch das Zementwerk maximal erzeugten CO₂-Menge (rd. 170 t/h) zur Absicherung von Nichtverfügbarkeiten für die im Rahmen dieser Studie betrachtete Großelektrolyse abgestimmt. Die Festlegung der Vorhaltemengen ist dabei individuell, nach gegebenen Rahmenbedingungen, festzulegen.

Dieser Wert berücksichtigt nur mögliche Betriebsunterbrechungen oder die Überbrückung von Wochenende/Feiertage, aber nicht einen ggf. längeren Ausgleich der Volatilität aus der ggf. windabhängigen Versorgung des Zementwerks mit Sauerstoff aus der Elektrolyse.

Auf Basis der definierten Parameter ergibt sich eine Speicher Größe von 19 – 26 kt bei einem 30 MW_{el} und 75 – 105 kt bei einem 2 GW_{el} (vgl. Tabelle 10).

Elektrolyseurleistung	Speichervolumen	Speichermenge
30 MW _{el}	10 x 24 x 55.000 Nm ³ /h = 13.200.000 Nm ³	19.000 t
	14 x 24 x 55.000 Nm ³ /h = 18.480.000 Nm ³	26.000 t
2 GW _{el}	10 x 24 x 220.000 Nm ³ /h = 52.800.000 Nm ³	75.000 t
	14 x 24 x 220.000 Nm ³ /h = 73.920.000 Nm ³	105.000 t

Tabelle 10: O₂-Speichervolumina bzw. -mengen

Die obertägige Speicherung derartiger Volumina in entsprechenden Tanks ist aus heutiger Sicht aufgrund der großen Anzahl sowohl unter technischen als auch ökonomischen Aspekten als unrealistisch anzusehen.

Hier sollten alternative Speichertechnologien (z.B. UT-Speicherung, s.o.) geprüft werden bzw. eine andere Absicherung des Prozesses gewählt werden, die eine wesentliche geringere Vorhaltung von Sauerstoff ermöglicht (u.a. Verringerung der Volatilität der Energieversorgung der Elektrolyse). Im Grundsatz ist eine Speicherung von O₂ in Salzkavernen vorstellbar, aber bisher nicht Stand von F&E bzw. weltweit in Umsetzung bekannt. Eine entsprechende Machbarkeitsuntersuchung zur Umsetzung mit dem Speichermedium O₂ wäre durch den allgemeinen Anlagenbau ergänzt durch ein mit Speicherprojekten vertrautes Ing.-Unternehmen zu prüfen.

5 Trassenfindung

Dieses Kapitel fokussiert die Trassenfindung von CO₂-, O₂- und H₂-Leitungen auf der Achse Heide – Brunsbüttel – Lägerdorf. Hierfür wird in Kapitel 5.1 die angewandte Methodik erläutert. Das Kapitel 5.2 beschreibt kurz eine angedachte „Nord“-Trasse, die in dieser Studie jedoch nicht eingehend betrachtet wird. Dem folgend konzentriert sich das Kapitel 5.3 auf einen favorisierten südlichen Verlauf der Leitungen. Nachdem das Kapitel 5.3 zusätzlich die Rahmenbedingungen für eine Trassenfindung im Betrachtungsraum darstellt, wird in Kapitel 5.3.1 auf entwickelten Varianten der Trassenführung eingegangen. Folgend werden diese Varianten in Kapitel 5.3.4 verglichen und bewertet, um eine Vorzugstrasse abzuleiten. Abschließend gehen die Kapitel 5.3.7 und 5.3.8 auf Sicherheitsanforderungen für Planung, Bau und Betrieb sowie auf einen Umsetzungszeitplan für einen Trassenbau ein.

5.1 Methodik der Trassenfindung

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise für die Trassenfindung, die der Machbarkeitsstudie zugrunde liegt, erläutert. Die Vorgehensweise orientiert sich an drei Arbeitsschritten, die in der folgenden Abbildung 11 dargestellt werden.



Abbildung 11: Vorgehensweise der Trassenfindung

Im Folgenden wird neben der H₂-Leitung auch auf eine O₂- sowie CO₂-Leitung eingegangen, da diese als eine Trasse zusammengefasst und parallel verlegt werden könnten. Aus diesem Grund wird in dieser Studie lediglich eine Trassenfindung für die drei Stoffe durchgeführt.

Gemäß der Aufgabenstellung soll zunächst bewertet werden, ob eine technisch realisierbare Möglichkeit zur Trassierung zwischen den nachstehend genannten Zwangspunkten gefunden werden kann. An dieser Stelle sei explizit darauf hingewiesen, dass die Realisierbarkeit nicht auf der Grundlage aller für eine abschließende Bewertung notwendigen Informationen basiert. Vor dem eigentlichen Untersuchungs- und Bewertungsprozess wurden Trassierungskriterien, vorhandene Kartenwerke sowie sonstige öffentlich zur Verfügung stehende Daten ausgewertet.

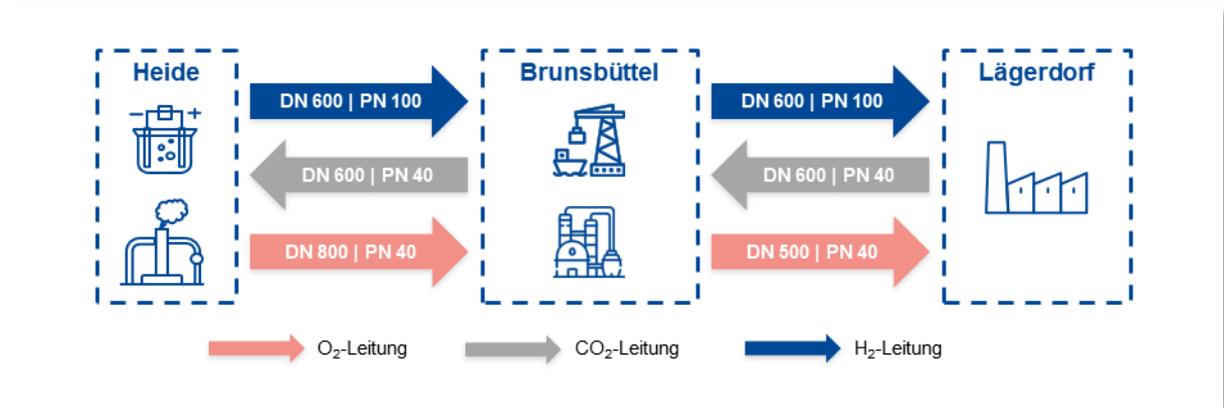


Abbildung 12: Dimensionierung und Richtung der angedachten H₂-, O₂- und CO₂-Leitung

Die Abbildung 12 zeigt die Transportrichtungen und Dimensionierung der angedachten Leitungen. Zu erkennen ist, dass H₂ und O₂ von Heide über Brunsbüttel nach Lägerdorf transportiert werden. Das CO₂ fließt in entgegengesetzter Richtung von Lägerdorf über Brunsbüttel nach Heide.

Ziel der Trassenfindung ist es eine möglichst kurze Trasse zu entwickeln die gleichzeitig das geringstmögliche Konfliktpotenzial aufweist. Bei der Vorabschätzung zur Machbarkeit der Realisierung wurden über die bereits genannten Kriterien hinaus folgende Anforderungen an den jeweiligen Trassenverlauf gestellt:

- Anstreben einer engen Bündelung oder Parallelführung in räumlicher Nähe zu vorhandenen linearen Infrastruktureinrichtungen (z.B. Rohrleitungen, Freileitungen, Straßen und Wegen)
- Umgehung geschlossener Siedlungsstrukturen und Gebäuden
- Berücksichtigung naturschutzfachlich ausgewiesener Bereiche (wie z.B. Natura 2000 – Gebiete, Schutzgebiete nach BNatSchG)
- Berücksichtigung von Bereichen mit oberflächennahen und für den Abbau vorgesehenen Rohstoffvorkommen
- Wenn möglich Umgehung von Waldflächen oder Querung von Waldflächen an geeigneter Stelle, unter Berücksichtigung vorhandener Schneisen (insbesondere der vorhandenen parallelen Hochspannungsfreileitungen und Rohrleitungen)
- Umgehung von Wasserschutzgebieten der Schutzzone I und soweit möglich auch der Schutzzone II und III
- Berücksichtigung der Vorrang- und Vorsorgegebiete für Erholung, Natur und Landschaft, Wasser- und Rohstoffgewinnung usw. der Raumordnung, soweit sinnvoll und möglich
- Minimierung aufwändiger und technisch anspruchsvoller Trassenabschnitte und Kreuzungsbauwerke
- Meidung von Stillgewässern
- Möglichst Meidung der Querung von Flughäfen und Flugplätzen, Sondergebieten von Bund / Militärischen Anlagen
- Meidung von Windparks

- Wenn möglich Meidung von Bereichen mit verbreitet oder stark verbreitet, sulfatsauren Böden

Kriterien, die im Zuge der Machbarkeitsstudie ausdrücklich nicht berücksichtigt wurden:

- Meidung von Altlastenverdachtsflächen
- Ergebnisse aus Kampfmitteluntersuchungen
- Geologische Verhältnisse (u.a. Tektonik und Bergsenkungen)
- Höhe des anstehenden Grundwassers
- Hinweise von Behörden und Verbänden
- Umwelt- und Artenschutzspezifische Belange, die über den behördlich determinierten Schutzstatus eines Gebietes hinausgehen (z.B. Biotope, Ergebnisse aus Kartierungen etc.)
- Erkenntnisse aus Fremdleitungserkundungen (ALIZ/BIL)
- Arbeitssicherheit / HSE
- Ausplanung Startpunkt oder Verdichterstationen
- Detaillierte technische Ausplanung von Trassenabschnitten (Bauverfahren)

5.2 „Nord“-Trasse: Heide - Lägerdorf

Dieses Kapitel beschreibt eine angedachte „Nord“-Trasse, welche von der Raffinerie Heide nach Osten verläuft, bis diese auf die A23 trifft. Ab diesem Punkt folgt die Trasse dem Straßenverlauf, bis schlussendlich Lägerdorf erreicht wird (vgl. Abbildung 13). Die Länge der Trasse beträgt ca. 51,6 km. Der abgebildete Verlauf einer „Nord“-Trasse wurde auf Grund überwiegenden Vorteile einer „Süd“-Trasse verworfen. Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, befindet sich in Brunsbüttel bestehende Infrastruktur sowie zukünftige Abnehmer und Produzenten von grünem Wasserstoff, wodurch Synergieeffekte im Raum Brunsbüttel bestehen. Davon abgesehen geht dieses Kapitel kurz auf die geschätzten Investitionskosten für einen nördlichen Verlauf der Trasse ein.

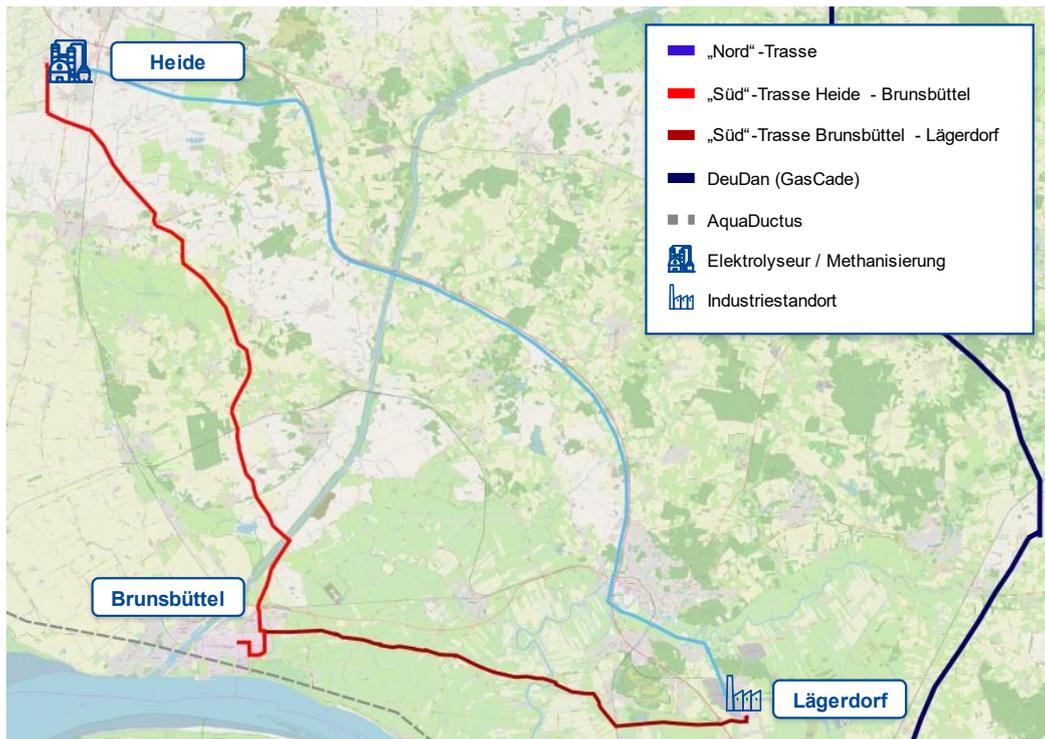


Abbildung 13: Skizzierter Verlauf einer „Nord“- und „Süd“-Trasse

Eine Investitionskostenschätzung für die nördliche Trasse ist in Tabelle 11 abgebildet und orientiert sich an Kostenparametern aus Kapitel 3.3.3 und 4.3.3. Für einen flüssigen Transport von CO₂ betragen die Investitionskosten zwischen 150 – 210 Mio. €, in Abhängigkeit der Bauzeit. Wird CO₂ gasförmig transportiert entsteht ein Investitionsbedarf von 93 – 134 Mio. €. Die Kostenunterschiede zwischen einem flüssigen und gasförmigen Transport wurden bereits in Kapitel 3.3.3 beschrieben. Bei einem Transport von O₂ auf der beschriebenen „Nord“-Achse werden zwischen 88 – 129 Mio.€ benötigt.

Projektdauer		5 Jahre	8 Jahre
Trassenlänge gerundet in m		51.600	51.600
CO ₂ (flüssig)	Kosten ohne Askontierung in €/m	2.900 – 3.760	3.200 – 4.060
	Gesamtkosten Heide- Lägerdorf in Mio €	150 - 194	165 - 210
CO ₂ (Gas)	Kosten ohne Askontierung in €/m	1.800 – 2.300	2.100 – 2.600
	Gesamtkosten Heide- Lägerdorf in Mio €	93 - 119	108 - 134
O ₂	Kosten ohne Askontierung in €/m	1.700 – 2.200	2.000 - 2.500
	Gesamtkosten Lägerdorf-Heide in Mio €	88 - 114	103 - 129

Tabelle 11: Kostenübersicht einer „Nord“-Trasse

Die Investitionskosten für eine Nord-Trasse basieren auf einer ersten Schätzung anhand der dargestellten Trassenlänge. Für eine detaillierte Betrachtung ist eine konzeptionelle Planung der Nord-Trasse vorzunehmen.

5.3 „Süd“-Trasse: Heide – Brunsbüttel - Lägerdorf

Nach dem im Kapitel 5.2 ein nördlicher Verlauf diskutiert wurde, fokussiert dieses Kapitel eine Entwicklung, Optimierung und Überprüfung von Alternativen einer südlichen Trasse. Als Ergebnis aus diesem Arbeitsschritt gehen technisch realisierbare Trassen hervor.

Die zum Vergleich herangezogenen Trassierungskriterien orientieren sich an der Erfahrung der OGE. Die aus dem Variantenvergleich als beste Möglichkeit hervorgehende Trasse wurde als Vorzugstrasse (VT) angenommen und wird in Kapitel 5.3.4 ausführlich beschrieben. Die Beschreibung der Vorzugstrasse erfolgt umfassend, fokussiert sich aber auf besonders relevante Abschnitte wie Querungen, schutzwürdige Bereiche und Engstellen.

Im Folgenden werden zunächst die technischen und planerischen Parameter für die neuen Leitungen innerhalb des betrachteten Untersuchungsraums beschrieben. Aus den Trassierungskriterien ergeben sich anschließend die Kriterien für den Variantenvergleich.

Untersuchungsraum und Zwangspunkte

Die systemplanerisch erforderlichen anzubindenden Zwangspunkte liegen in Schleswig-Holstein. Start- und Zielpunkte der zu betrachtenden H₂-, CO₂- und O₂-Leitungen sind das Umspannwerk Heide (West), die Freifläche zwischen den Anlagen der Yara, Covestro und Lanxess auf dem Industriestandort Brunsbüttel sowie der südliche Eingang zum Standort in Lägerdorf. Sie sind etwa 25 km und 50 km entlang der jeweiligen Luftlinie voneinander entfernt.

Der Untersuchungsraum ist überwiegend durch landwirtschaftlich genutzte Flächen gekennzeichnet. Siedlungsflächen liegen meist nur vereinzelt vor. Zwischen „Heide“ und „Brunsbüttel“, liegen teilweise dichter besiedelte Gebiete mit entsprechenden Anbindungen durch Straßen- und Schienen vor.

Hinzu kommen im Untersuchungsraum energiewirtschaftlich relevante Gebiete und Infrastrukturen sowie spezielle ökologische und geologische Verhältnisse die nachstehend kurz beschrieben werden:

Windkraftanlagen

In Schleswig-Holstein sind wegen der guten Standortbedingungen zahlreiche Windparks zu finden, so auch im für die Trassenstudie zu betrachtenden Untersuchungsraum. Die Verteilung von genehmigten, im Bau befindlichen sowie bereits vorhandenen Windkraftanlagen im Untersuchungsgebiet können der Abbildung 14 entnommen werden.

Es ist ein möglichst großer Abstand zu Windkraftanlagen einzuhalten. Das DVGW Regelwerk 463 [53] verweist hierzu auf das DVGW.-Rundschreiben G04/04 Abstände von Windenergieanlagen zu Gashochdruckleitungen, welche wiederum auf das sogenannte Veenker-Gutachten verweist. Abstände lassen sich hiernach aus folgenden Faktoren berechnen:

- Durchmesser der Gasversorgungsleitung
- Druck der Gasversorgungsleitung in bar
- Schieberstation am Standort erforderlich (ja/nein)
- Nabenhöhe der Windenergieanlage
- Wattklasse der Windenergieanlage
- Anzahl der Windenergieanlagen

Bei einem Druckpunkt kleiner 84 bar liegt der erforderliche Abstand zwischen 25 bis 30 m. Bei einem Betriebsdruck von über 84 bar bei 70 bis 145 m.

Die H₂- und O₂-Leitung könnte voraussichtlich einen Betriebsdruck von 25 bis 30 bar aufweisen. Bei der CO₂-Leitung ist der Betriebsdruck stark davon abhängig, ob der Transport gasförmig oder flüssig stattfindet. Dies ist noch zu entscheiden. Bei einem flüssigen Transport könnte der Druck über 84 bar liegen. Allerdings sind die Wandstärken bei CO₂ in der Regel dicker und es handelt sich nicht um einen explosiven Stoff. Demnach könnte für die Leitung auch bei hohen Drücken ein geringerer Abstand ausreichen.

Die Verlegung durch Windparks erfordert eine tiefere, technische Prüfung sowie Abstimmungen mit dem Betreiber und den zuständigen Behörden. Die Erfahrung in bestehenden Projekten hat gezeigt, dass bei der Festlegung des erforderlichen Abstands zu Windanlagen oft Einzelfallentscheidungen getroffen werden. In dieser Studie wird bei den verschiedenen betrachteten Trassen auf entsprechende Engstellen hingewiesen.

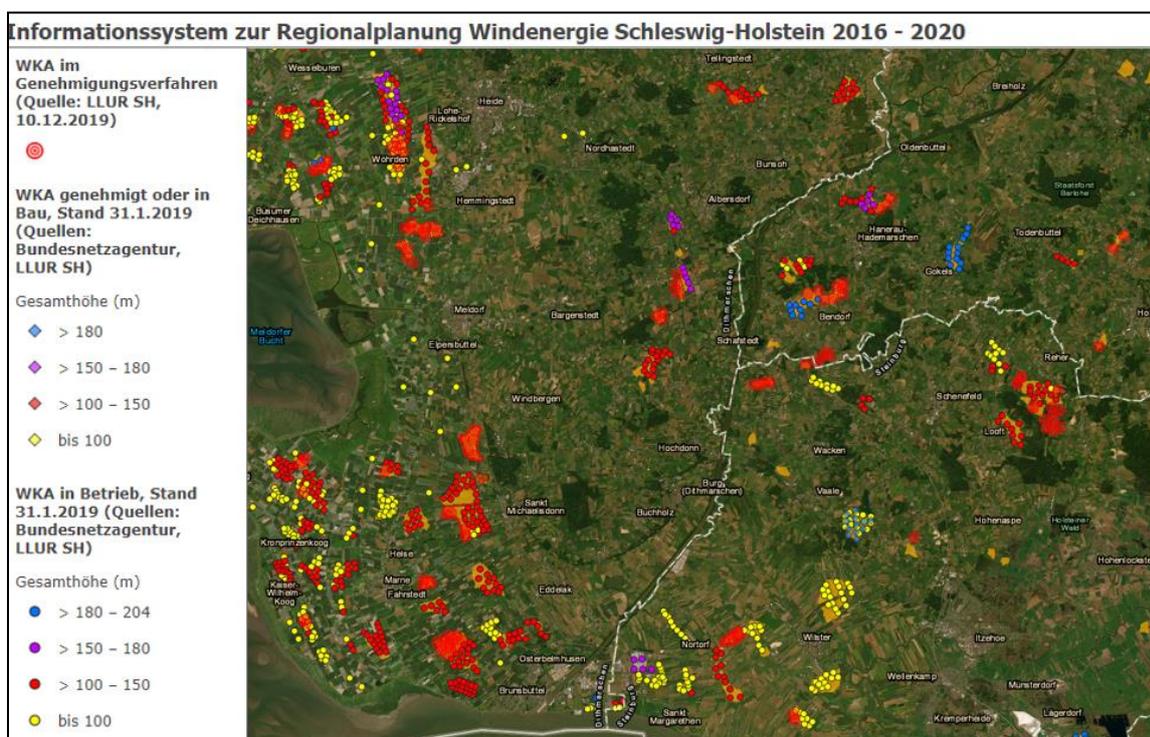


Abbildung 14: Regionalplanung Windenergie Schleswig-Holstein, Vorranggebiete für Windenergienutzung, Entwurf zur dritten Öffentlichkeitsbeteiligung, Stand 17.12.2019 [54]

Photovoltaikanlagen

Im Bereich der Gemeinde Epenwörden liegt ein Entwurf für den Bebauungsplan Nr. 8 (siehe Abbildung 15) vor welche für das Gebiet „westlich der Bahnlinie Elmshorn-Westerland, nördlich und westlich der vorhandenen Freiflächenphotovoltaikanlagen, östlich des Eckernweges und Epenwördenerfeld“ sieht weitere Flächen für Photovoltaikanlagen vor. Diese wurden bei der Findung einer möglichen Trassenführung berücksichtigt.

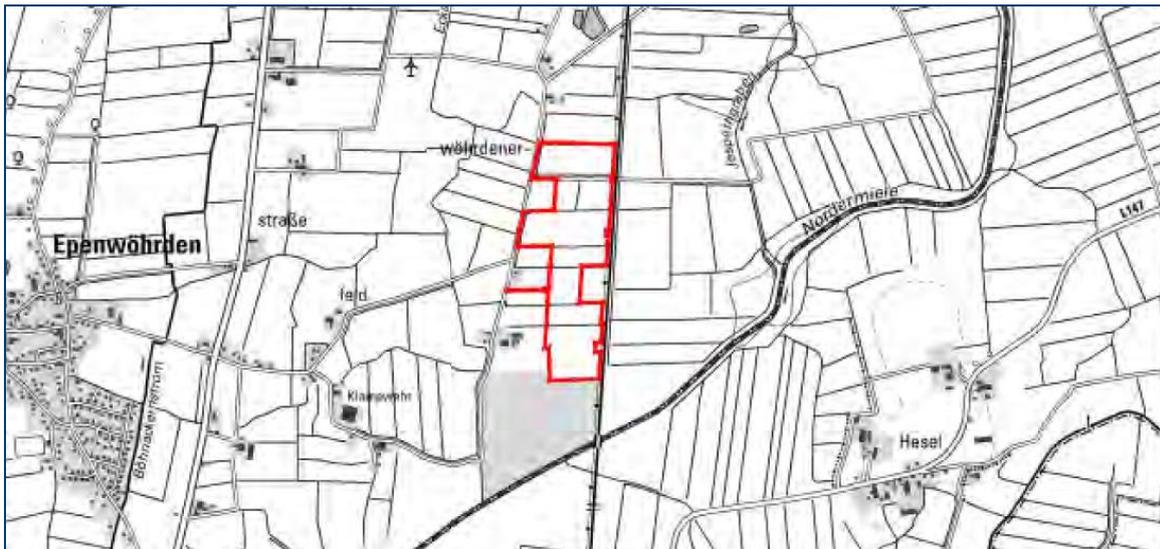


Abbildung 15: Ausschnitt der Karte zur öffentliche Auslegung des Entwurfes des Bebauungsplanes Nr. 8 der Gemeinde Epenwörden

Stromnetzausbau

In Schleswig-Holstein sind in den nächsten Jahren zahlreiche Projekte zum Ausbau des Stromnetzes geplant. Dieser Ausbau muss bei der Planung der hier beschriebenen Leitungstrasse berücksichtigt werden, um Konflikte frühzeitig zu erkennen und Synergieeffekte nutzen zu können.

Die nachstehende Abbildung 16 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Projekte. Hierbei sind bereits in Betrieb befindliche Leitungen mit durchgezogenen Linien, in der Planung oder im Bau befindliche Projekte mit gepunkteten oder gestrichelten Linien dargestellt.

Eine Bündelung von Rohrleitungen und Hochspannungsfreileitungen bzw. Hochspannungskabeln, d. h. eine Parallellage unter Beachtung geforderter Mindestabstände, ist grundsätzlich möglich und auch erstrebenswert, sofern keine günstigere Bündelung, z. B. mit bereits bestehenden Gasleitungen, erreicht werden kann. Die geforderten Mindestabstände, die zwischen den Leitungen eingehalten werden müssen, sind in der DVGW GW 22 geregelt und maßgeblich von der Spannung abhängig, die auf den Stromleitungen übertragen wird. In der weiterführenden Planung müssen die genauen Abstände jedoch einerseits unter Rücksprache mit der technischen Abteilung des Korrosionsschutzes und andererseits in Abstimmung mit den Betreibern der Stromleitungen erfolgen, da es bei den Abständen, die in der Norm angegeben sind, in der Regel zu einer Überschneidung der Schutzstreifen beider Leitungen kommt. Außerdem muss im Einzelfall geprüft werden, ob die Parallellage in Hinblick auf die Arbeitssicherheit sinnvoll ist.

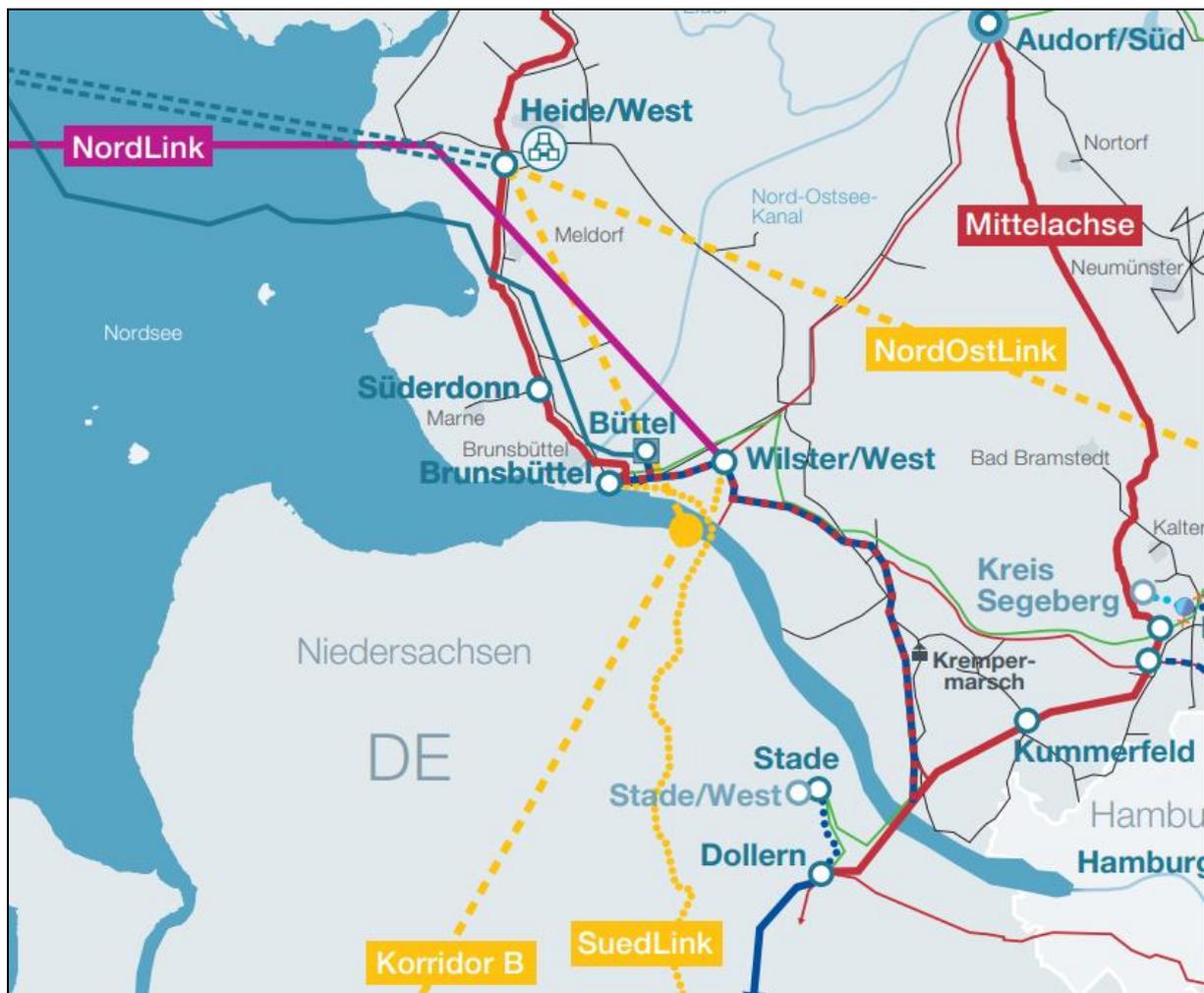


Abbildung 16: Ausschnitt aus: Leitungsausbau in Schleswig-Holstein von Amprion, 50hertz, Tennet und Schleswig-Holstein Netz [55]

525 kV Höchstspannungskabel, B-Korridor Amprion

Die Firma Amprion GmbH plant ein 525-kV-Gleichstromerdkabel von Heide nach Nordrhein-Westfalen. Derzeit werden mögliche Trassenkorridore untersucht, wobei die Amprion einen Vorschlagskorridor und verschiedene Alternativkorridore veröffentlicht hat. Die Ausführung wird sich voraussichtlich noch bis 2030 erstrecken. Ein Planungskonflikt kann aufgrund der Breite des raumzuordnenden B-Korridors von 1.000 m als unwahrscheinlich angesehen werden. Eine Bündelung mit diesem Vorhaben ist in der Detailplanung zu prüfen, wenn die genaue Trasse der Amprion feststellt. Die Bündelung von geplanten Infrastrukturen führt zu einer erhöhten Genehmigungsfähigkeit und kann unter anderem Auflage der zuständigen Genehmigungsbehörde sein.

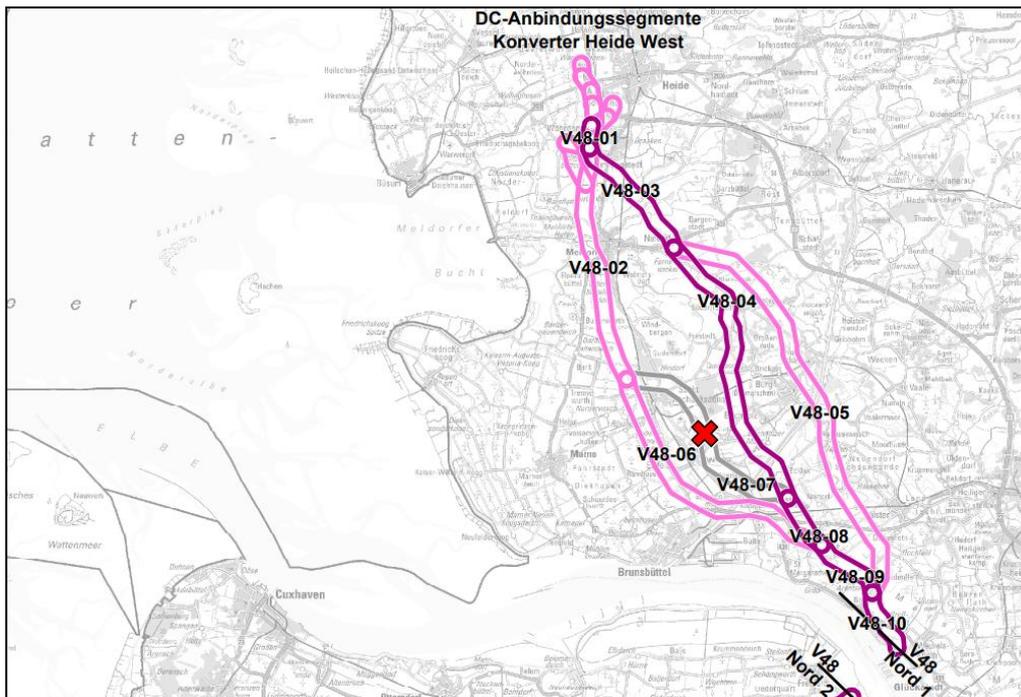


Abbildung 17: B-Korridor der Amprion, V48 Nord 1 [56]

SuedLink Wilster – Bergrheinfeld/West

Die TenneT und die TransnetBW planen ein Gleichstrom- und ein Wechselstromerkabel (380 kV, 525 kV) von Wilster in Schleswig-Holstein und Bergrheinfeld/West in Bayern. Zusammen bilden diese beiden Vorhaben den Korridor C des Netzentwicklungsplans. Das Vorhaben steht seit 2013 im Bundesbedarfsplan, allerdings wurde der ursprünglich vorgesehene Endpunkt Grafenrheinfeld 2019 durch den Punkt Bergrheinfeld/West ersetzt. Da der Endpunkt in Bayern liegt, hat diese Änderung jedoch keine Auswirkung auf die in dieser Studie ermittelten Korridore.

Für die hier vorliegende Machbarkeitsstudie sind vor allem zwei Trassenkorridore des Abschnitt A1 relevant, wie in Abbildung 18 zu sehen ist. Der erste beginnt beim Umspannwerk Wilster. Der zweite beginnt am Netzverknüpfungspunkt beim Umspannwerk Brunsbüttel. Beide Trassen enden nördlich der Bundesstraße 431 in der Gemeinde Wewelsfleth, westlich von Großwisch. Derzeit läuft die Planfeststellung für die hier geplanten 525-kV-Gleichstromerkabel. Ein Konflikt mit der hier vorliegenden Trassenplanung besteht nicht. Der SuedLink ist in der weiteren Planung zu berücksichtigen und wo erforderlich sind Abstimmungen mit den Betreibern zu treffen.

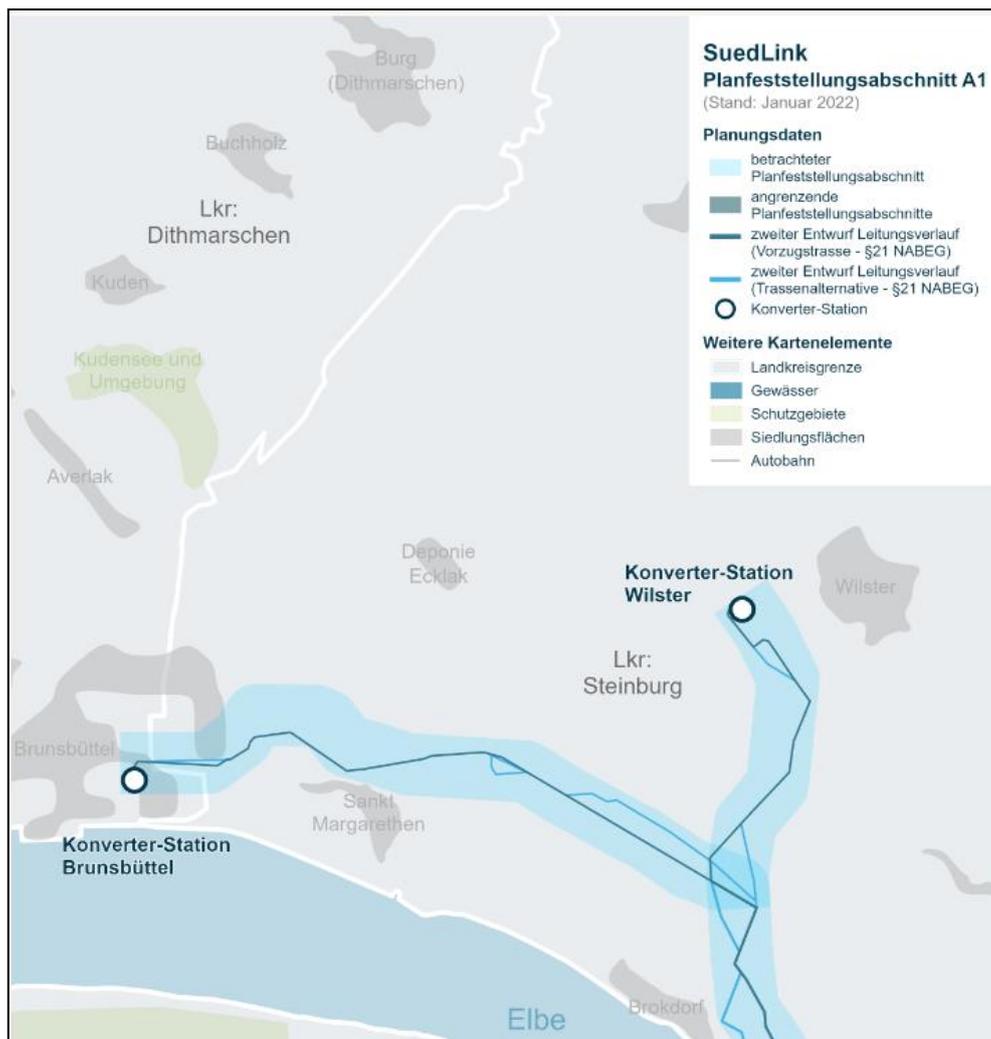
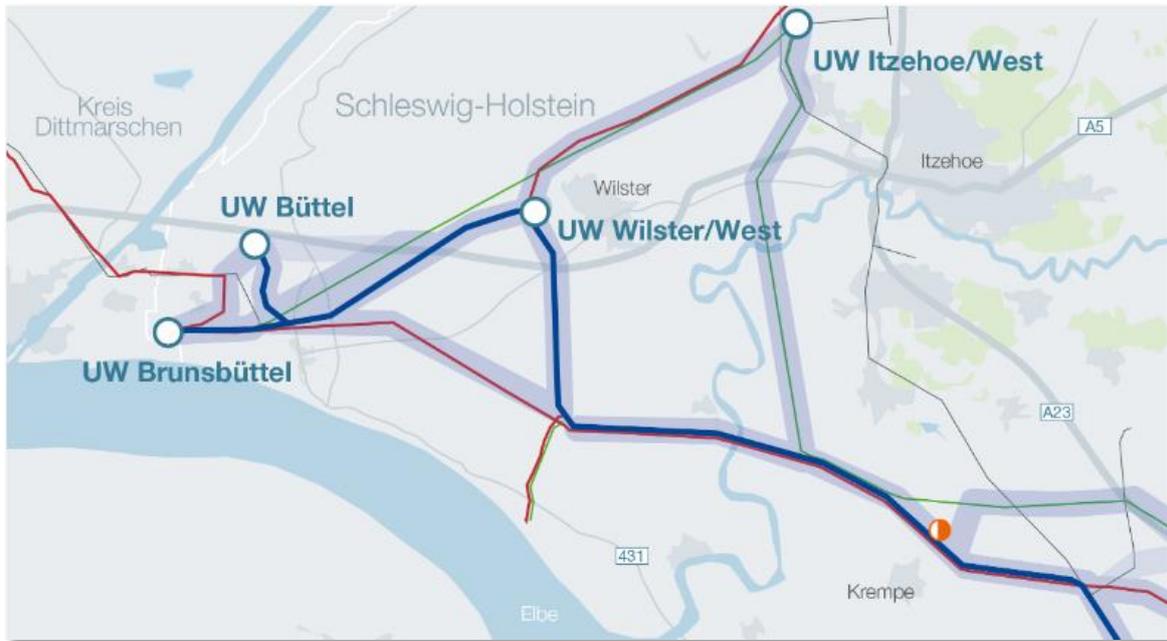


Abbildung 18: Aktueller Leitungsverlauf des Abschnitt A1 SuedLink [57]

Netzverstärkung NordElbe

Wegen der Schlüsselposition Schleswig-Holsteins beim Ausbau erneuerbarer Energien reichen die vorhandenen Netzkapazitäten nicht mehr aus, um den regional produzierten Strom in verbrauchsstarke Regionen weiterzuleiten. Daher plant der Übertragungsnetzbetreiber TenneT, die Übertragungskapazitäten der Höchstspannungsleitungen zwischen dem Umspannwerk Brunsbüttel und der 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern (Höhe der Gemeinde Heist) zu erhöhen. Das Genehmigungsverfahren für das Vorhaben hat noch nicht begonnen, sondern wird derzeit im Rahmen der Vorplanung vorbereitet. Dazu werden verschiedene Korridorvarianten untersucht.

Wegen des frühen Planungsstandes ergibt ein Abgleich mit den im Projekt Netzverstärkung NordElbe untersuchten Korridoren und der hier betrachteten Trassenplanung noch nicht viel Sinn. Im weiteren Planungsverlauf ist jedoch eine Abstimmung zwischen den Projekten geboten. Ein Planungskonflikt wird zu diesem Zeitpunkt als unwahrscheinlich angesehen.



NordOstLink

Der NordOstLink soll eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) von Heide in Schleswig-Holstein nach Schwerin Mecklenburg-Vorpommern schaffen und so die Region Nord- und Nordostdeutschland an die On- und Offshore-Windenergie an der Westküste Schleswig-Holsteins anbinden. Geplant wird er von den Übertragungsnetzbetreibern TenneT und 50Hertz. Auch dieses Projekt befindet sich erst in der Projektvorbereitung, weshalb an dieser Stelle nur auf eine mögliche Relevanz des Projektes in zukünftigen Planungsphasen hingewiesen werden soll.

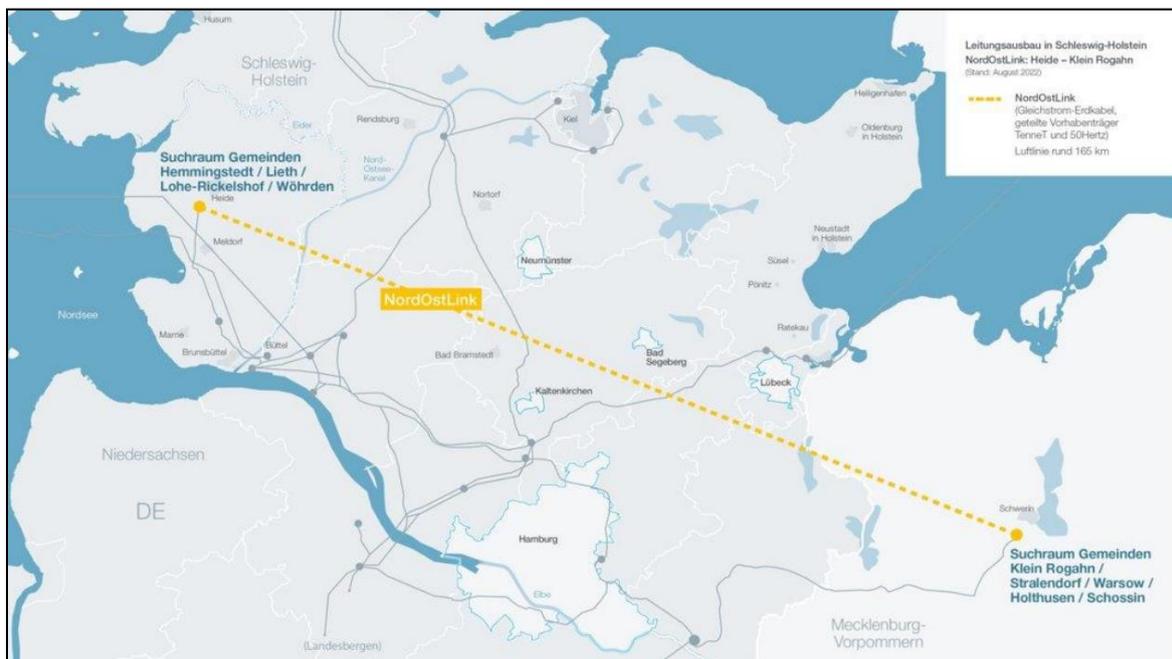


Abbildung 19: Kartenausschnitt NordOstLink [58]

Sulfatsaure Böden

In Schleswig-Holstein kommen vor allem im Bereich der Küstengebiete sogenannte „sulfatsaure Böden“ vor. Es handelt sich um Materialien mit einem hohen, geogen bedingten Gehalt an reduzierten, anorganischen Schwefelverbindungen, die wegen konstant hoher Grundwasserstände unter anaeroben Bedingungen konserviert wurden. Dies kann zu schwerwiegenden Problemen führen, wenn diese Böden im Rahmen von Bauvorhaben entwässert und/oder aus dem natürlichen Verbund herausgenommen werden (z. B. als Aushubmaterial von Baugruben). Bei der daraus resultierenden Belüftung kann Säure und Sulfat freigesetzt werden. Das saure Milieu kann dann auch noch zur Mobilisierung von Schwermetallen und Aluminium führen.

Um negative Umweltbelastungen zu minimieren, gehen Baustellen im Bereich sulfatsaurer Böden mit verschiedenen Minderungsmaßnahmen einher. Hierzu gehören z.B. die möglichst schnelle Wiederverfüllung, eine möglichst kurze Wasserhaltung, kalken oder feuchthalten der Bodenmieten und ähnliches. Sulfatsaure Bodenmieten dürfen vor Ort wieder eingebaut werden, wenn sie in ihrer ursprünglichen Schichtung verfüllt werden. Müssen diese Böden abgefahren werden kann die Entsorgung sehr teuer werden.

Aufgrund der höheren Baukosten und des Umweltrisikos sollte die Trasse so wenig wie möglich durch Gebiete mit sulfatsauren Böden verlaufen. Da diese zwischen den betrachteten Standorten jedoch weit verbreitet sind, wie in Abbildung 17 zu erkennen ist, lässt es sich voraussichtlich nicht völlig vermeiden. In dieser Studie wurde versucht Trassen außerhalb von Standorten mit verbreitet und stark verbreitet sulfatsauren Böden zu finden. Vor Umsetzung der Maßnahme sind im Zuge der Untersuchungen zum Bodenschutz entsprechende Analysen zur Ausbreitung der sulfatsauren Böden durchzuführen.

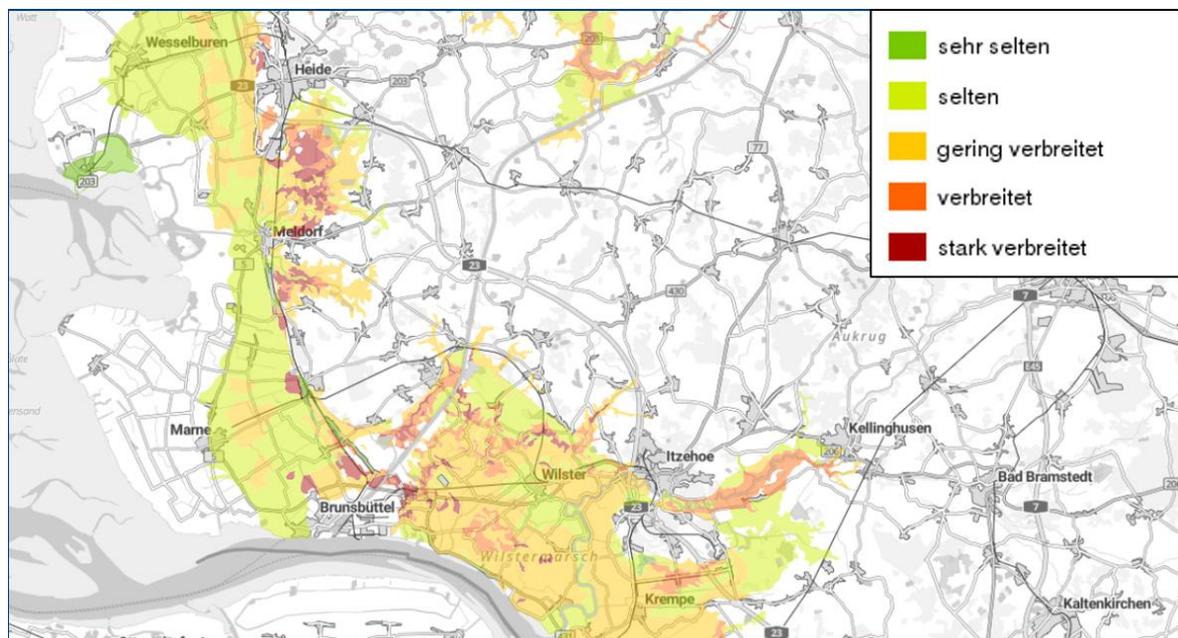


Abbildung 20: Sulfatsaure Böden Umweltportal Schleswig-Holstein Version 2 (DL-DE->BY-2.0)

Verdichtungsempfindliche Böden und hohe Grundwasserstände

Im gesamten Untersuchungsgebiet ist mit hohen Grundwasserständen und verdichtungsempfindlichen Böden zu rechnen. Hierdurch kann beim Bau ein erheblicher Mehraufwand entstehen. Je nach Witterungsverhältnissen können auf großen

Streckenabschnitten der Baustelle Baustraßen erforderlich werden. Hohe Grundwasserstände führen außerdem zu erheblichem Aufwand bei der Grundwasserhaltung.

Gräben und Knicks

Im gesamten Vorhabengebiet kommen zahlreiche Gräben und sogenannte Knicks vor. Die Gräben werden dabei meist künstlich zwischen einzelnen Liegenschaften und größeren Feldabschnitten in den Landwirtschafts- und Marschflächen Schleswig-Holsteins angelegt. Sie dienen der Entwässerung und stellen auch ein wichtiges Element für die limnische Artenvielfalt dar.

Knicks werden gemäß der aktuellen Landesverordnung über gesetzlich geschützte Biotope (2019) des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein als (Erd-)Wälle definiert, die an Grenzbereichen landwirtschaftlicher Nutzflächen oder als Kompensationsmaßnahme für Eingriffe in Natur und Landschaft angelegt wurden. Sie sind vorwiegend mit heimischen Gehölzen bewachsen und können mit sogenannten Überbehältern, d. h. im Knick stehenden Bäumen mit einem Stammumfang von mind. einem Meter, vorhanden sein. Die entstandene Kulturlandschaftsform wird auch als „Knicklandschaft“ bezeichnet. Obwohl die Vermeidung der Durchschneidung von Knicks zur generellen Akzeptanz und Genehmigungsfähigkeit einer geplanten Leitungstrasse beitragen kann (s. Kapitel 2.3.4), werden die Knicks in dieser Machbarkeitsstudie nicht als vordergründiges Kriterium bei der Trassenfindung berücksichtigt.

5.3.1 Variantenvergleich

Der Variantenvergleich dient dazu, alle Abschnitte gegenüberstellend zu bewerten, um im Anschluss eine übergreifende, vorzugswürdige Trassenführung zu ermitteln.

Im Variantenvergleich werden dabei jeweils nur die für die einzelnen Varianten relevanten Kriterien gegenübergestellt. So wird das Kriterium Walddurchschneidung nur betrachtet, wenn auch Waldgebiete betroffen sind. Stehen sich verschiedene Kriterien gegenüber, (z.B. kann eine Siedlungsstruktur umgangen werden, dafür muss aber eine komplizierte Querung in Kauf genommen werden) erfolgt eine sachgerechte und begründbare Abwägung der verschiedenen Belange. Nachfolgend sind die relevanten Kriterien kurz beschrieben:

Leitungslänge: Es wird jeweils die Länge der Variante in Metern bzw. Kilometern miteinander verglichen. Dabei ist eine kürzere Trassenlänge von Vorteil gegenüber einer längeren Linienführung, da eine kürzere Leitung weniger Eingriff in den Planungsraum bedeutet und wirtschaftlicher zu errichten ist als eine längere Leitung in vergleichbarem Plangebiet. Ein Mehreingriff der Leitungen durch einen längeren Leitungsverlauf kann relativiert werden, wenn die Trassenführung durch umweltfachlich vorbelastete Bereiche, wie z.B. in oder entlang von Straßenkörpern führt.

Querungen: In verschiedenen Kategorien (klassifizierte Straßen, klassifizierte Gewässer, Bahnlinien, bekannte Bestandsleitungen) wird die Anzahl der Querungen der verschiedenen Varianten ermittelt. Querungen bedeuten häufig einen bautechnischen und somit auch wirtschaftlich höheren Aufwand als eine Verlegung in freier Feldflur.

Durchschneidung: Die Durchschneidung sensibler Bereiche (NSG, FFH-Gebiete, Wasserschutzgebietszone I & II, Vogelschutzgebiete und Wald) wird in Metern gemessen. Dabei ist es aufgrund des entstehenden ökologischen Eingriffs vorteilhafter, je geringer die Länge der Durchschneidung ist.

Parallellage: Es wird die Parallellage zu bestehender, linearer (Fremd-) Infrastruktur (bspw. Straßen, Leitungen) miteinander verglichen. Die Parallellage zu bestehender Infrastruktur

drückt das planerisch anerkannte Bündelungsprinzip aus. Je größer der Anteil an Parallellage, desto vorteilhafter.

Sulfatsaure Böden: Der durchschnittliche Bereich mit verbreitet oder stark verbreitet sulfatsauren Böden wird gemessen und in Metern angegeben. Je geringer die Länge der Durchschneidung ist, desto besser.

Das Ausarbeiten von geeigneten Varianten zur Findung einer vorzugswürdigen Trassenführung ist Ergebnis von online Recherchen. Bei der Festlegung von Varianten wurden die oben beschriebenen Trassierungskriterien als Planungsgrundlage herangezogen. Im Abwägungsprozess startet man mit den kleinräumigsten Varianten und bildet eine Vorzugstrasse. Diese Vorzugstrasse wird im längenmäßig nächsten Variantenvergleich abgewogen, bis schließlich die großräumigsten Varianten übriggeblieben sind. So wurden insgesamt zehn Varianten in fünf Variantenvergleichen gegenübergestellt und abgewogen.

5.3.2 Heide-Brunsbüttel

Bei der Ausarbeitung dieser Machbarkeitsstudie wurden für die Trasse zwischen den Standorten Heide und Brunsbüttel die folgenden Variantenvergleiche geprüft, kartografische Darstellung siehe Abbildung 18.

Variantenvergleich 1 (blau): V4 vs. V5

Variantenvergleich 2 (grün): V2 vs. V3

Variantenvergleich 3 (orange): V1 vs. V6

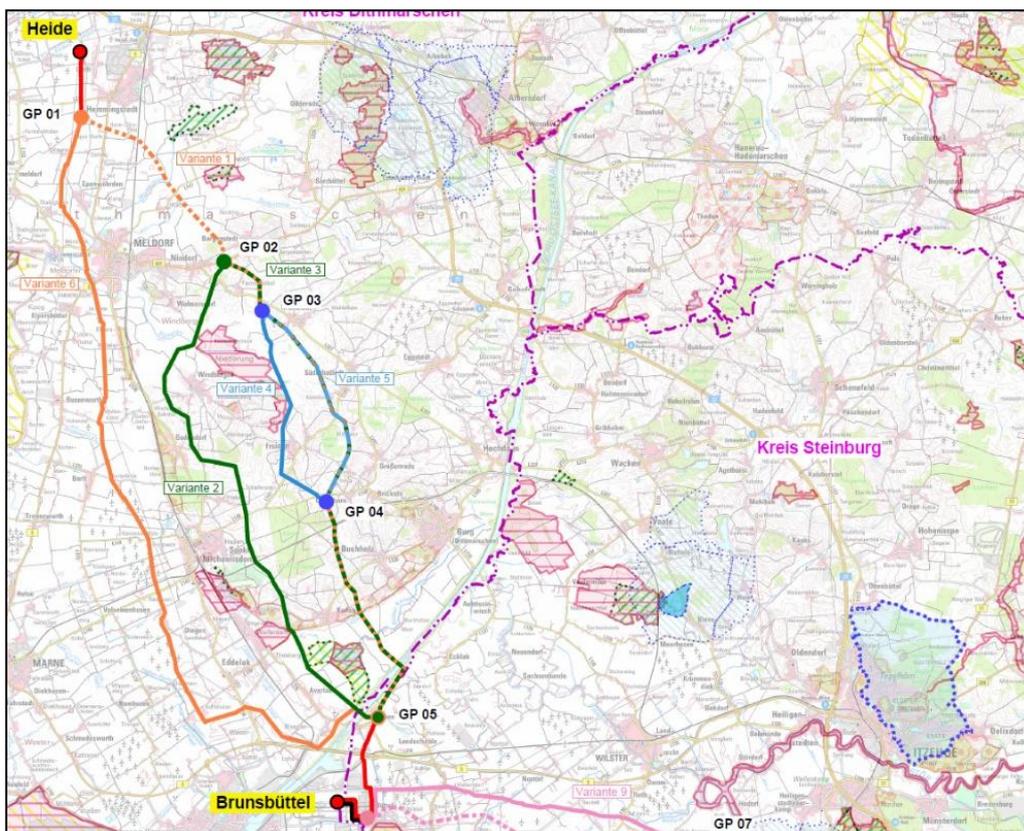


Abbildung 21: Übersicht der betrachteten Varianten V1 bis V6 für die Trassenführung von Heide nach Brunsbüttel mit den Gelenkpunkten 1 bis 5.

Zwischen den Gemeinden „Heide“ und „Brunsbüttel“, ca. 5 km südlich des Startpunktes der geplanten Leitungstrasse, beginnt mit „Epenwöhrden“ eine von Norden nach Süden verlaufende Reihe von geschlossenen Siedlungen, zu denen unter anderem auch die Gemeinden „Meldorf“, „Elpersbüttelerdonn“, „Gudendorf“, „St. Michaelisdonn“, „Dingen“ und „Averlak“ gehören. Die Gemeinden sind durch eine Bahntrasse verbunden, die zusätzlich örtlich an größere Waldgebiete angrenzt.

Eine Umgehung westlich der Siedlungen, d. h. unter Fortführung der Parallellage zur erdverlegten Versorgungsleitung der E.ON Hanse, ist nur unter Durchschneidungen der Windparks bei „Barlt“, „Norderwisch“ und „Kattrepelerwisch“ möglich. Daher werden zwischen den Gelenkpunkten 1 und 5 die großräumigen Varianten V1 und V6 gegenübergestellt, um die o. g. Gemeinden östlich (V1) bzw. westlich (V6), d. h. in Parallellage zur o. g. E.ON-Versorgungsleitung zu umgehen.

Im weiteren Verlauf der Variante V1 wurden zusätzlich die Varianten V2 und V3 entwickelt, um die Möglichkeiten zur Umgehung der Ortschaft „Farnwinkel“, des Flora-Fauna-Habitats (FFH) „Windberger Niederung“ sowie der Gemeinde „Windbergen“ sowohl westlich (V2) wie östlich (V3) zu vergleichen. Außerdem wurden im Verlauf der Variante V3 die Varianten V4 und V5 entwickelt, um einen kürzeren Trassenverlauf außerhalb des Vorschlagstrassenkorridors der Amprion GmbH zu prüfen.

Im Variantenvergleich 1 werden zunächst die Varianten V4 und V5 verglichen. Im Anschluss werden im Variantenvergleich 2 die Varianten V2 und V3, inkl. der vorzugswürdigen Variante aus dem Variantenvergleich 1, gegenübergestellt. Zum Abschluss wird die in den beiden Variantenvergleichen 1 und 2 ermittelte vorzugswürdige Variante (V1) im Variantenvergleich 3 mit der Variante V6 verglichen.

Variantenvergleich 1:

Die Varianten V4 und V5 (vgl. Abbildung 22) verlaufen vom Gelenkpunkt 3, ca. 1 km westlich von „Krumstedt“, bis zum Gelenkpunkt 4, ca. 1 km südwestlich von „Quickborn“. Im Vergleich (vgl. Tabelle 12) ist die Variante V4 um 127 m kürzer als die Variante V5, wobei sie eine um 467 m längere Parallellage zu vorhandenen Straßen und Wegen aufweist.



Abbildung 22: Varianten V4 und V5 im Variantenvergleich 1

Die Variante V4 durchschneidet das geplante Trinkwasserschutzgebiet (WSG) „Kuden-Hindorf/Hopen“ auf einer Strecke von 1.019 m. Die Zonierung des geplanten Wasserschutzgebiets ist bisher nicht bekannt. Es wird zunächst davon ausgegangen, dass es sich im Bereich der Durchschneidung, aufgrund seiner Größe, um ein WSG Zone III handelt. Die Variante V5 hingegen durchschneidet keine Schutzgebiete. Außerdem liegt Variante V5 vollständig innerhalb des Vorschlagstrassenkorridors V48-04 der Amprion GmbH, während die Variante V4 diesen unmittelbar nach dem Gelenkpunkt 3 verlässt und erst kurz vor dem Gelenkpunkt 4 wieder eintritt. Keine der beiden Varianten verläuft durch Bereiche mit verbreiteten oder stark verbreiteten sulfatsauren Böden.

Bewertungskriterium	V4	V5
Trassenlänge	8.514 m	8.641 m
Parallellage	1.983 m Straßen & Wege	1.516 m Straßen & Wege
Querungen (Straßen/Wege, Gewässer und Bahntrassen)	12 Straßen/Wege 1 Gewässer	10 Straßen/Wege 1 Gewässer
Durchschneidung Schutzgebiete (LSG, gepl. WSG)	1.019 m Gepl. WSG	Keine
Besonderheiten	Keine	Vollständig innerhalb des Vorschlagskorridors V48-04 der Amprion GmbH
Ergebnis		Vorzugswürdig

Tabelle 12: Variantenvergleich 1

Obwohl die Variante V5 eine größere Leitungslänge und eine geringere Bündelung zu vorhandener Infrastruktur aufweist, ist sie aufgrund der fehlenden Durchschneidung von Schutzgebieten sowie ihres durchgehenden Verlaufs innerhalb des Vorschlagstrassenkorridors der Amprion GmbH, was eine potenzielle Bündelung mit der geplanten Gleichstromleitung ermöglicht, als vorzugswürdig einzustufen.

Variantenvergleich 2:

Die Varianten V2 und V3 (vgl. Abbildung 23) verlaufen vom Gelenkpunkt 2 zwischen „Nindorf“ und „Bargenstedt“ bis zum Gelenkpunkt 5 nordöstlich der Gemeinde „Kudensee“. Die Variante V3 schließt die im Variantenvergleich 1 als vorzugswürdig eingestufte Variante V5 ein.

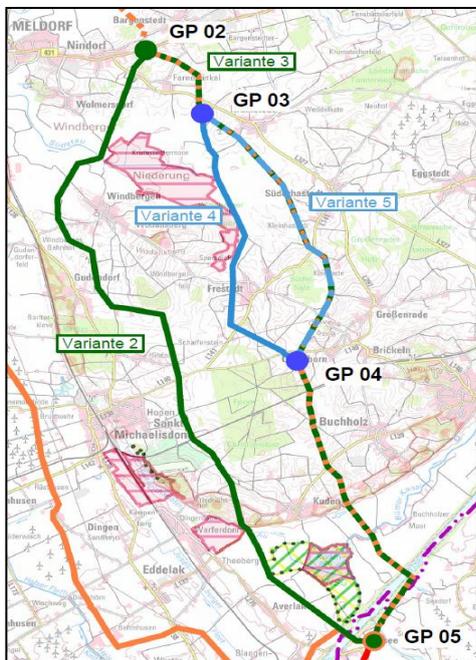


Abbildung 23: Varianten V2 und V3 im Variantenvergleich 2

Im Vergleich (vgl. Tabelle 13) ist die Variante V3 um 1.103 m kürzer als V2, wobei sie eine um 1.236 m längere Parallellage zu vorhandenen Straßen und Wegen aufweist. Die Durchschneidung des Landschaftsschutzgebiets (LSG) „Kleve von St. Michaelisdonn bis Burg“ durch die Variante V2 ist um 503 m länger als die Durchschneidung durch die Variante V3. Außerdem durchschneidet die Variante V2 zusätzlich das geplante Trinkwasserschutzgebiet (WSG) „Kuden-Hindorf/Hopen“.

Bei der Querung des Nord-Ostsee-Kanals (NOK) handelt es sich um eine technisch besonders anspruchsvolle Querung.



Im Fall der Variante V3 sind sowohl eine offene Querung, d. h. mittels frei verlegtem Düker, als auch eine geschlossene Querung, d. h. mittels HDD-Verfahrens, Pressverfahrens oder mit Hilfe eines Microtunnels, technisch machbar.

Im Fall der Variante V2 ist eine offene Querung technisch vermutlich nur schwer umzusetzen, da westlich des NOK zusätzlich der Büttler Kanal gequert werden muss (vgl. Abbildung 21).

Abbildung 24: Querung des Nord-Ostsee-Kanals

Der Forststreifen zwischen den beiden Kanälen, der als Arbeitsfläche für die offene Querung des NOK genutzt werden müsste, zudem schwer zugänglich. Hier ist somit eine geschlossene Querung beider Kanäle erforderlich, die somit um ca. 160 m länger wäre als im Fall von V2.

Bewertungskriterium	V2	V3
Trassenlänge	21.853 m	20.750 m
Parallellage	1.948 m Straßen & Wege	3.184 m Straßen & Wege
Querungen (Straßen/Wege, Gewässer und Bahntrassen)	27 Straßen/Wege 4 Gewässer 1 Bahntrasse	20 Straßen/Wege 4 Gewässer 1 Bahntrasse
Durchschneidung Schutzgebiete (LSG, gepl. WSG)	886 m LSG 1.906 m Gepl. WSG	383 m LSG
Sulfatsaure Böden	204 m verbreitet 1.041 m stark verbreitet	562 m verbreitet 839 m stark verbreitet
Ergebnis		Vorzugswürdig

Tabelle 13: Variantenvergleich 2

Auch wenn die Variante V3 länger innerhalb von Bereichen mit stark verbreiteten sulfatsauren Böden liegt, ist sie aufgrund ihrer geringeren Leitungslänge, der größeren Parallellage und somit Bündelung zu vorhandener Infrastruktur, keinerlei Durchschneidungen von Schutzgebieten sowie der technisch weniger komplizierten Querung des NOK als vorzugswürdig einzustufen. Außerdem liegt die Variante V3, im Gegensatz zur Variante V2, über eine Strecke von 18.719 m innerhalb des Vorschlagstrassenkorridors der Amprion GmbH, was eine potenzielle Bündelung mit der geplanten Gleichstromleitung ermöglicht (vgl. Kapitel 5).

Variantenvergleich 3:

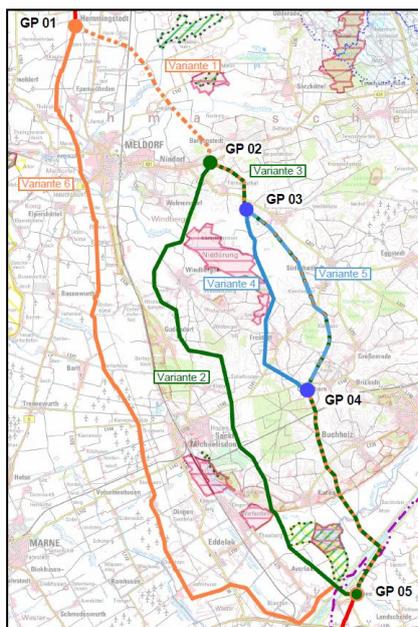


Abbildung 25: Varianten V1 und V6 im Variantenvergleich 3

In diesem Variantenvergleich (vgl. .Abbildung 25) werden die zwei großräumigen Varianten V1 und V6 gegenübergestellt. Die Variante V1 beinhaltet dabei die Varianten V3 und V5, die in den beiden vorherigen Variantenvergleichen als vorzugswürdig dargestellt wurden.

Die Varianten V1 und V6 verlaufen vom Gelenkpunkt 1 zwischen den Gemeinden „Hemmingstedt“ und „Epenwörden“, ca. 2.500 m südlich des Startpunktes der Leitungstrasse, bis zum Gelenkpunkt 5 nordöstlich der Gemeinde „Kudensee“.

Im Vergleich (vgl. Tabelle 14) ist die Variante V1 um 4.069 m kürzer als die Variante V6. Allerdings verläuft die Variante V6 über 19.140 m länger parallel zu bereits vorhandener Infrastruktur als die Variante V1. Während die Variante V1 das LSG „Klev von St. Michaelisdonn bis Burg“ durchschneidet, muss die Variante V6 drei Windparks durchqueren.

Bewertungskriterium	V1	V6
Trassenlänge	28.875 m	32.944 m
Parallellage	3.184 m Straßen & Wege	22.324 m E.ON Ltg.
Querungen (Straßen/Wege, Gewässer, Rohr- und Freileitungen und Bahntrassen)	30 Straßen/Wege	37 Straßen/Wege
	0 Erdverlegte Ltg.	6 Erdverlegte Ltg.
	0 Hochspannungs-FreiLtg.	4 Hochspannungs-FreiLtg.
	6 Gewässer 2 Bahntrasse	4 Gewässer 1 Bahntrasse
Durchschneidung Windparks	keine	2.200 m Barlt
		2.100 m Norderwisch 2.100 m Kattrepelerwisch
Sulfatsaure Böden	562 m verbreitet	235 m verbreitet
	2.512 m stark verbreitet	1.762 m stark verbreitet
Ergebnis	Vorzugswürdig	

Tabelle 14: Variantenvergleich 3

Obwohl die Variante V1 zwar insgesamt auf einer längeren Strecke durch Gebiete mit sulfatsauren Böden verläuft und sie eine deutlich geringere Parallellage zu bereits vorhandener Infrastruktur aufweist, ist sie dennoch, aufgrund ihrer geringeren Gesamtlänge und der geringeren Anzahl technisch anspruchsvoller Querungen als vorzugswürdig zu betrachten. Außerdem sind keine Durchschneidungen von Windparks erforderlich und durch ihren überwiegenden Verlauf im Vorschlagstrassenkorridor der Amprion GmbH besteht die Möglichkeit, eine Bündelung mit der dort geplanten Gleichstromleitung zu erreichen.

5.3.3 Brunsbüttel-Lägerdorf

Für die Trasse zwischen den Standorten Brunsbüttel und Lägerdorf wurden die folgenden Variantenvergleiche geprüft (vgl. Abbildung 26)

Variantenvergleich 4: V7 vs. V8

Variantenvergleich 5: V9 vs. V10

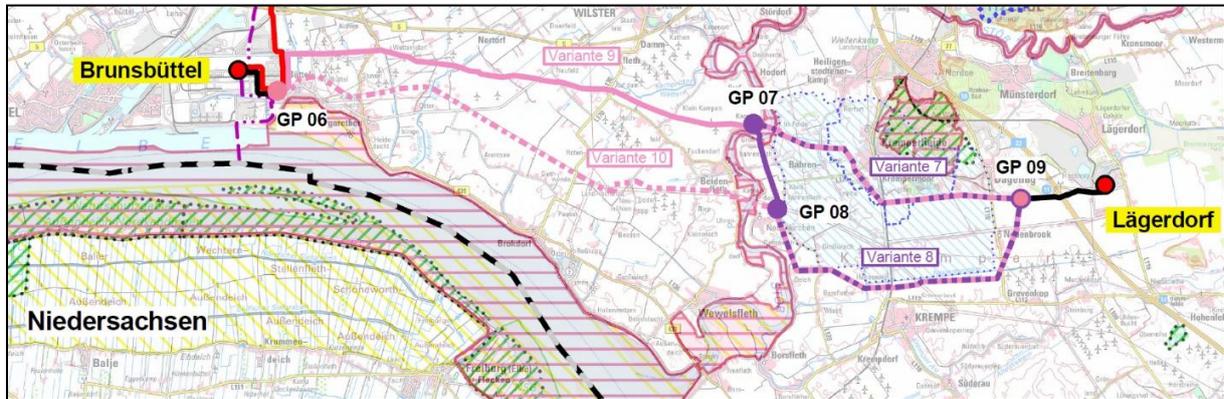


Abbildung 26: Übersicht der betrachteten Varianten V7 bis V10 für die Trassenführung von Brunsbüttel nach Lägerdorf mit den Gelenkpunkten 6 bis 9.

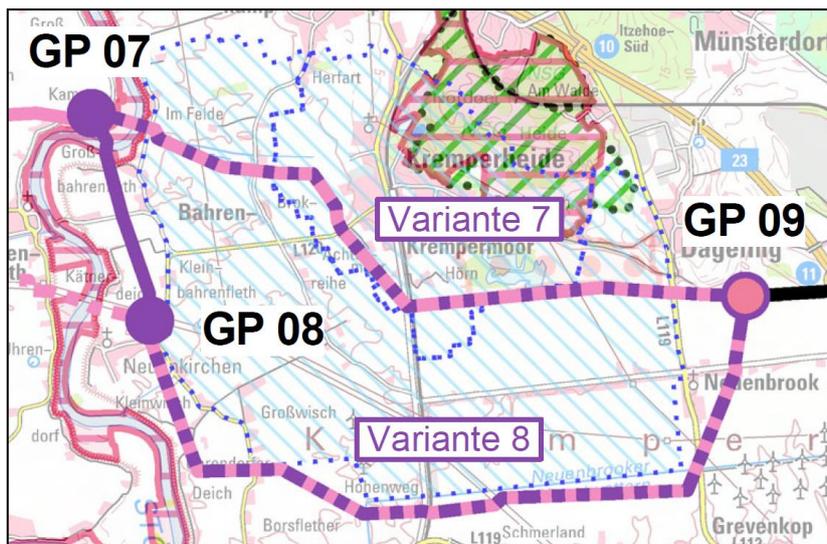
Bei der Trassenfindung zwischen Brunsbüttel und Lägerdorf wurden insbesondere die Umgehung des WSG „Krempermoor“, westlich des Zielstandortes, sowie die zu erreichende Parallellage zu bestehender bzw. geplanter Infrastruktur als Kriterien für die Ausarbeitung von möglichen Varianten berücksichtigt.

Obwohl das WSG „Krempermoor“ in die Zonen III A und III B eingeteilt ist, die erfahrungsgemäß aus genehmigungstechnischer Sicht eine vergleichsweise untergeordnete Rolle spielen, wird im Variantenvergleich 4 eine Variante (V7), die das WSG in Parallellage zur Versorgungsleitung der E.ON-Hanse durchschneidet, mit einer Variante (V8) verglichen, die das WSG vollständig umgeht.

Zusätzlich werden im Variantenvergleich 5 zwei großräumige Varianten verglichen, die in Parallellage zu unterschiedlicher Infrastruktur, zum einen zur o. g. Versorgungsleitung der E.ON (V9) und zum anderen zu erd- und freiverlegten Stromleitungen (V10), liegen. Während die Variante V9 dabei über den Gelenkpunkt 7 an die Variante V7 anschließt und durch das WSG verläuft, führt der Verlauf der Variante V10 über den Gelenkpunkt 8 und schließt an die Variante V8 zur Umgehung des WSG an. Die beiden Varianten stoßen im Gelenkpunkt 9 wieder aufeinander.

Variantenvergleich 4:

Die Varianten V7 und V8 (vgl. Abbildung 27) verlaufen vom Gelenkpunkt 7, ca. 3,4 km westlich von „Krempermoor“ und unmittelbar am Ufer der „Stör“, bis zum Gelenkpunkt 9, ca. 2,4 km westlich des vorgesehenen Zielpunktes in Lägerdorf.



Im Vergleich (vgl. Tabelle 15) ist die Variante V7 um 4.105 m kürzer als die Variante V8, wobei sie eine Parallellage zur Stromversorgungsleitung der E.ON von 100 % und die Variante V8 von 0 % aufweist. Während die Variante V7 das WSG „Krempermoor“ auf einer Strecke von ca. 7.230 m durchschneidet, umgeht die Variante V8 das WSG vollständig.

Abbildung 27: Varianten V7 und V8 im Variantenvergleich 4

Bewertungskriterium	V7	V8
Trassenlänge	8.814 m	12.919 m
Parallellage	8.814 m E.ON Leitung	keine
Querungen (Straßen/Wege, Gewässer und Bahntrassen)	6 Straßen/Wege 2 Gewässer 2 Deiche 1 Bahntrasse 0 Hochspannungs-Ltg.	11 Straßen/Wege 3 Gewässer 2 Deiche 1 Bahntrasse 2 Hochspannungs-Ltg.
Durchschneidung Schutzgebiete (FFH, WSG)	323 m FFH 7.227 m WSG	310 m FFH
Durchschneidung Windparks	Keine	1.680 m Grevenkop
Sulfatsaure Böden	475 m verbreitet	1.257 m verbreitet
Ergebnis	Vorzugswürdig	

Tabelle 15: Variantenvergleich 4

Die Variante V7 ist aufgrund ihrer deutlich kürzeren Leitungslänge, der vollständigen Bündelung zu vorhandener Infrastruktur, der deutlich geringeren Anzahl technisch anspruchsvoller Querungen sowie eines deutlich kürzeren Verlaufs durch Gebiete, in denen sulfatsaure Böden verbreitet sind, als vorzugswürdig einzustufen. Die Variante V8 durchschneidet außerdem einen Windpark nördlich der Gemeinde „Grevenkop“. Sie kann nur dann den Vorzug gegenüber Variante V7 erhalten, wenn die Durchschneidung des WSG durch die Variante V7 zu genehmigungstechnischen Schwierigkeiten führt.

Variantenvergleich 5:

Die Varianten V9 und V10 verlaufen vom Gelenkpunkt 6 auf dem Industriegelände Brunsbüttel, unmittelbar südlich der Anlagen der LANXESS Deutschland GmbH, bis zum Gelenkpunkt 9, ca. 2,4 km westlich des vorgesehenen Zielpunktes in Lägerdorf (vgl. Abbildung 28).

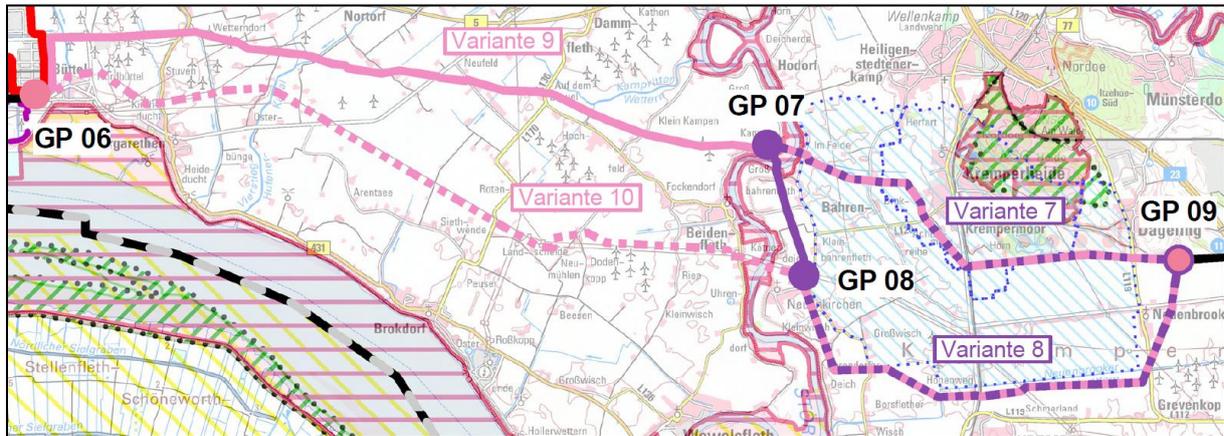


Abbildung 28: Varianten V9 und V10 im Variantenvergleich 5

Im Vergleich (vgl. Tabelle 16) ist die Variante V9 um ca. 2.310 m kürzer als V10. Die Variante V9 weist dabei eine um ca. 10.020 m längere Parallellage auf. Bezogen auf den Anteil der Parallellage an der Gesamtlänge der Leitung liegt die Variante V9 somit bei ca. 94,7 % im Vergleich zur Variante V10 mit 48,5 %.

Obwohl die Variante V9 das WSG „Krempermoor“ sowie einen Windpark mehr als die Variante V10 durchschneidet, ist sie, aufgrund ihrer geringeren Leitungslänge, der deutlich größeren Parallellage und somit Bündelung zu vorhandener Infrastruktur und der insgesamt deutlich kürzeren Durchschneidung von Bereichen mit verbreiteten und stark verbreiteten sulfatsauren Böden, grundsätzlich als vorzugswürdig einzustufen.

Allerdings kann sich eine Bevorzugung der Variante V10 dann anbieten, wenn generell eine Umgehung des WSG „Krempermoor“ aus genehmigungstechnischer Sicht sinnvoll oder gefordert ist. Dabei muss jedoch auf dem gesamten Leitungsverlauf westlich der „Stör“ eine Hochspannungsbeeinflussung durch erd- und freiverlegte Hochspannungsleitungen berücksichtigt werden.

Bewertungskriterium	V9	V10
Trassenlänge	24.138 m	26.445 m
Parallellage	22.853 m E.ON Leitung 94,7 %	12.833 m Erd- & Freiverlegte Hochspannungs-Ltg. 48,5 %
Querungen (Straßen/Wege, Gewässer und Bahntrassen)	18 Straßen/Wege	18 Straßen/Wege
	4 Gewässer	4 Gewässer
	2 Deiche	2 Deiche
	1 Bahntrasse	1 Bahntrasse
	5 Hochspannungs-Ltg. 6 Erdverlegte Leitungen	10 Hochspannungs-Ltg. 1 Erdverlegte Leitung
Durchschneidung Schutzgebiete (LSG, gepl. WSG)	323 m FFH 7.227 m WSG	287 m FFH
Durchschneidung Windparks	200 m Büttel	900 m St. Margarethen
	620 m St. Margarethen 850 m Possfeld	1.680 m Grevenkop
Sulfatsaure Böden	1.867 m verbreitet	4.775 m verbreitet
	1.960 m stark verbreitet	1.178 m stark verbreitet
Ergebnis	Vorzugswürdig	

Tabelle 16: Variantenvergleich 5

5.3.4 Beschreibung der Vorzugstrassen

Nachfolgend wird der Verlauf der beiden Vorzugstrassen (VT) zwischen Heide und Brunsbüttel bzw. Brunsbüttel und Lägerdorf detailliert beschrieben.

Auf beiden Trassen wäre jeweils eine Leitung für H₂, CO₂ und O₂ vorstellbar. Die Fließrichtungen der einzelnen Stoffe sind unterschiedlich. Daher werden die Trassen nicht wie üblich in Fließrichtung, sondern in nachfolgend festgelegter Richtung beschrieben.

Der nachfolgenden Tabelle 17 können außerdem die relevanten Kenndaten der beiden VT entnommen werden.

Kenndaten	VT	VT
	(Heide – Brunsbüttel)	(Brunsbüttel – Lägerdorf)
Trassenlänge	37.401 m	28.586 m
Parallellage	3.180 m Straßen & Wege 2.450 m E.ON Leitung 29.250 m Amprion B-Korridor	23.830 m E.ON Leitung
technisch anspruchsvolle Querungen	3 Bahntrassen 1 Gewässer „NOK“	1 Bahntrasse 1 Gewässer „Stör“
Durchschneidung Schutzgebiete (LSG, FFH, WSG)	383 m LSG	323 m FFH 7.227 m WSG
Durchschneidung Windparks	Keine	200 m Büttel 620 m St. Margarethen 850 m Possfeld

Tabelle 17: Kenndaten der VT zwischen Heide-Brunsbüttel und Brunsbüttel-Lägerdorf

5.3.5 Vorzugstrasse Heide-Brunsbüttel

Die Beschreibung der Vorzugstrasse (VT) wird von Heide nach Brunsbüttel vorgenommen (vgl. Abbildung 29). Die Gesamtlänge der VT beträgt ca. 37.400 m.

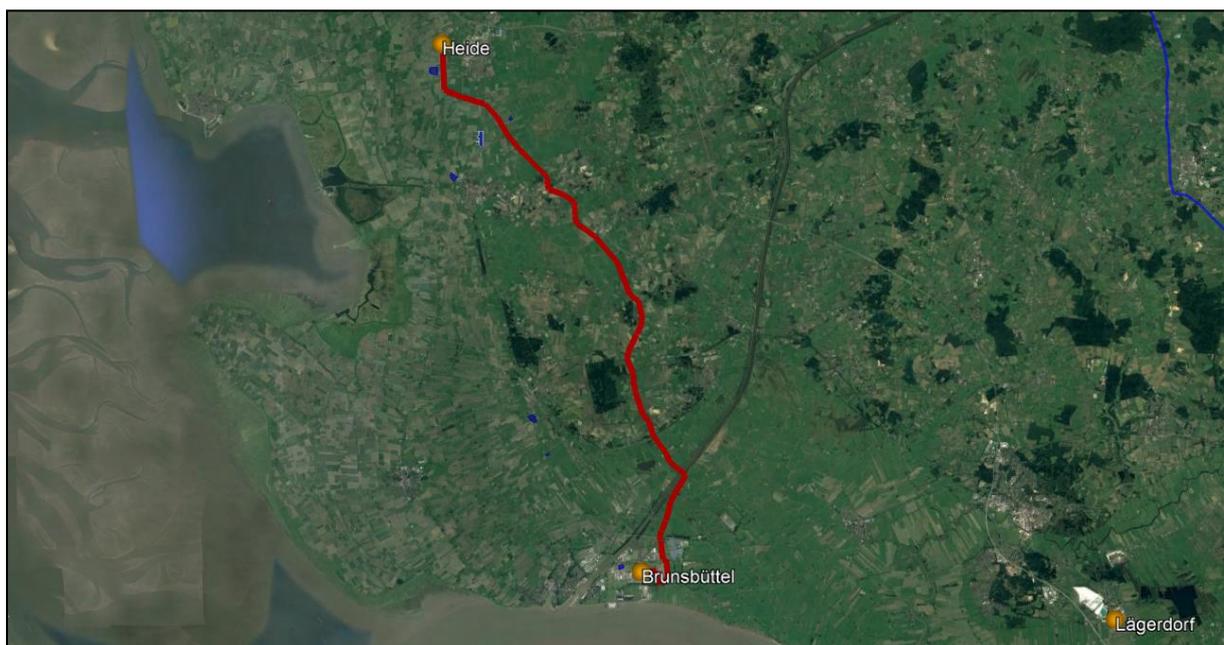


Abbildung 29: Vorzugstrasse zwischen Heide und Brunsbüttel

Der Startpunkt der VT liegt an der Südseite des Umspannwerks Heide (West). Die VT legt sich sogleich in Parallellage zur erdverlegten Versorgungsleitung der E.ON Hanse, die unmittelbar südlich des Startpunkts von Osten hinstößt und nach Süden abknickt. Nach ca. 150 m quert die VT sowohl die Versorgungsleitung als auch die von Nordosten nach Südwesten verlaufende 110 kV-Freileitung der E.ON Netz GmbH um östlich des hier vorliegenden Windparks sowie der 110 kV-Freileitung zu bleiben.

Anschließend verläuft die VT weiterhin in Parallellage zur Versorgungsleitung für ca. 2.080 m nach Süden und quert dabei den „Voßweg“, den „Siddeldeich“, die „Büsumer Str.“ und den „Süder-Siddel-Deich“ sowie einige kleinere Gräben zwischen den durchgehend landwirtschaftlich genutzten Flächen. Gräben dieser Form werden im landwirtschaftlich genutzten Raum Schleswig-Holsteins zwischen einzelnen Liegenschaften und größeren Feldabschnitten erstellt, sodass im weiteren Leitungsverlauf einige unbenannte Gräben gequert werden. Im Folgenden werden nur noch die Querungen von größeren, namentlich benannten Gräben erwähnt.

Vom Gelenkpunkt 1 aus verschwenkt die VT für ca. 2.300 m nach Ost Südost vorbei an einer kleinen Ansammlung hier angesiedelter Höfe, wobei sie den „Dellweg“, die Bundesstraße B5, den „Harm-Dörs-Weg“, und neben kleineren Gräben auch den „Haberlandstrom“ quert. Am Ende dieses Abschnitts quert sie die von Norden nach Süden verlaufende Bahntrasse zwischen Heide und Meldorf.

Östlich der Bahntrasse verläuft die VT ca. 5.200 m nach Südosten, wobei sie fünf unbenannte Feldwege, die Straße „Hesel“, die Fließgewässer „Nordermiele“ und „Südermiele“, die Gräben „Jespethgraben“ und „Maadegraben“ sowie zwei Knicks quert. Die Querung von Knicks wird im Rahmen der weiteren Beschreibung der VT nicht mehr gesondert erwähnt, da Knicks in dieser Machbarkeitsstudie nicht als Kriterium der Trassenfindung herangezogen werden.

Östlich des kleinen Waldgebietes zwischen „Nindorf“ und „Bargenstedt“ verschwenkt die VT nach Süden und quert dabei einen Feldweg, den „Heeseweg“ sowie die Bundesstraße B431. Südlich der Bundesstraße verläuft die VT zunächst für ca. 1.500 m nach Südosten, um den Ortsteil „Farnwinkel“ zu umgehen. Anschließend verschwenkt sie für ca. 7.700 m in überwiegend südlicher Richtung, wobei sie westlich der Gemeinden „Krumstedt“ und „Frestedt“ sowie östlich des FFH-Gebiets „Windberger Niederung“ verläuft. Sie liegt dabei örtlich über kürzere Abschnitte in Parallellage zu Feldwegen, Gräben und Knicks sowie über eine Länge von ca. 1.100 m zum „Ehläckerweg“ und von ca. 670 m zum „Lehmklintsmoorweg“. Auf diesem Abschnitt quert die VT die „Farnwinkler Str.“, den „Ehläckerweg“, die Straße „neue Siedlung“, den „Lehmklintsmoorweg“, den „Windberger Weg“, den „Loheweg“ sowie fünf unbenannte Feldwege. Außerdem quert sie den Graben „Spütjenau“ und das Gewässer „Weddelbek“.

Südwestlich von „Frestedt“ verschwenkt die VT zur Umgehung eines Waldgebiets für ca. 2.960 m nach Südosten. Dabei durchschneidet sie das geplante Wasserschutzgebiet (WSG) Kuden-Hindorf/Hopen auf einer Länge von ca. 1.020 m. Außerdem quert sie die „Hauptstraße“ zwischen „Scharfenstein“ und „Frestedt“, den „Kudener Weg“, den „Hohenfierthsweg“, die Landesstraße L140, den „Vierthweg“, einen unbenannten Feldweg sowie die von Südwest nach Nordost verlaufende Bahntrasse.

Anschließend verläuft die VT bis zum Nord-Ostsee-Kanal auf einer Strecke von ca. 5.900 m in südsüdöstlicher Richtung. Dabei liegt sie örtlich erneut auf kurzen Abschnitten in Parallellage zu vorhandenen Feldwegen, Gräben und Knicks. Sie quert die Straße „Vierth“, die „Hauptstraße“ zwischen „Kuden“ und „Buchholz“, die Straßen „Rühberg“, „Buchholzener Moor“ und zwei unbenannte Feldwege sowie das Gewässer „Burger Au“. Außerdem durchschneidet sie das Landschaftsschutzgebiet (LSG) „Kleve von St. Michaelisdonn bis Burg“ auf einer Länge von 383 m.

Die VT quert den NOK südwestlich der Gemeinde „Ecklak“ auf einer Länge von ca. 400 m, inkl. der parallel zum Flussufer verlaufenden Forststreifen. Anschließend verläuft sie ca. 1.530 m nach Südwesten, bevor sie die Straße „Dörpstroot“ und einen unbenannten Graben kreuzt. Von dort aus verschwenkt die VT bis zum Erreichen der Bundesstraße B5 für ca.

1.950 m nach Südwesten. Dabei quert sie die Landesstraße L276 und die Straße „An Lütten Kanol“ sowie zwei kleine und einen großen unbenannten Graben.

Nach der Querung der B5 muss die VT den Zubringer sowie zwei parallel verlaufende Bahntrassen queren, um das Gelände des Industriestandortes Brunsbüttel zu erreichen. Danach verläuft sie für ca. 1.000 m nach Süden zwischen den bestehenden Industriegeländen der Yara Brunsbüttel GmbH und einer Photovoltaikanlage hindurch.

Kurz bevor die Trasse den von West nach Ost verlaufenden „Holstendamm“ sowie mehrere parallel verlaufende Hochspannungsfreileitungen quert, schwenkt sie nach Osten aus, um das Gelände der Lanxess Deutschland GmbH östlich zu umgehen.

Südlich des Geländes der LANXESS Deutschland GmbH schwenkt die VT anschließend für ca. 280 m parallel zu einer Hochspannungsleitung nach Südwesten, dann ca. 490 m nach Westen und schließlich ca. 620 m nach Norden. Von dort verläuft sie für ca. 620 m über die Freifläche nach Westen bis zum vorgesehenen Zielpunkt zwischen den genannten Industriestandorten.

5.3.6 Vorzugstrasse Brunsbüttel-Lägerdorf

Die Beschreibung der Vorzugstrasse (VT) wird von Brunsbüttel nach Lägerdorf vorgenommen (vgl. Abbildung 30). Die Gesamtlänge der VT beträgt ca. 28.580 m.

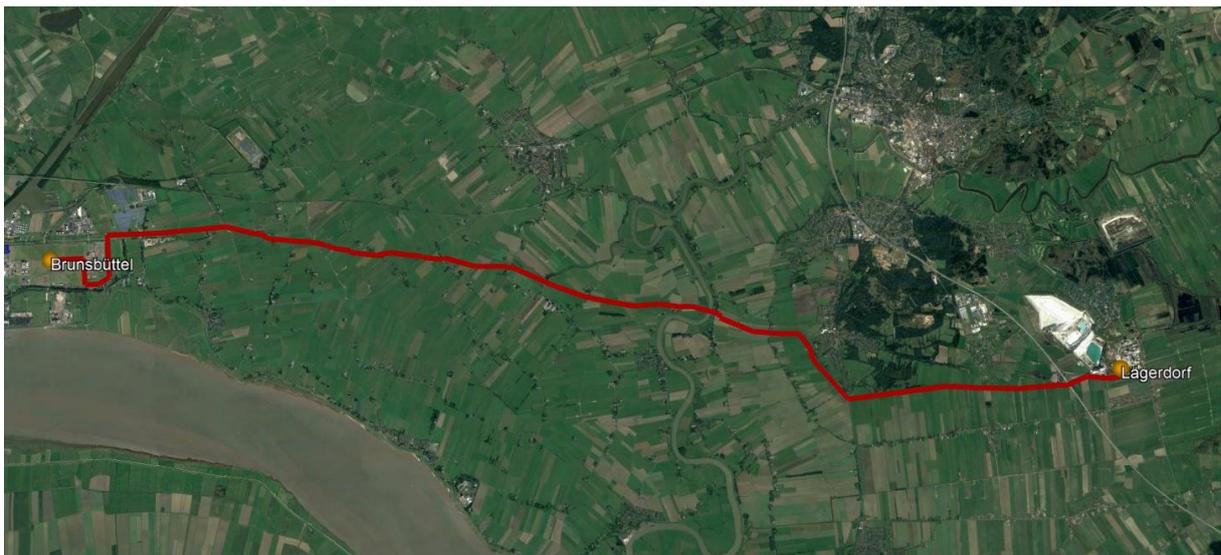


Abbildung 30: Vorzugstrasse zwischen Brunsbüttel und Lägerdorf

Der Startpunkt der VT liegt auf der Freifläche zwischen den Anlagen der Covestro AG, Yara Brunsbüttel GmbH und LANXESS Deutschland GmbH. Die VT verlässt von dort aus den Startpunkt in östlicher Richtung und umgeht die Anlagen der LANXESS Deutschland GmbH in Parallellage zur Trasse Heide-Brunsbüttel. Nach der Querung des „Holstendamm“ sowie der parallel verlaufenden Hochspannungsfreileitungen verschwenkt die VT nach Osten und begibt sich in Parallellage zur Versorgungsleitung der E.ON Hanse.

Sie behält die Parallellage, mit Ausnahme kürzerer Verschwenkungen zur Querung anderer Infrastruktur, für die folgenden ca. 23.900 m bei. Von der Querung des „Holstendamm“ aus verläuft die VT für ca. 2.800 m nach Osten. Dabei quert sie die Zufahrt zur Konverterstation der TenneT TSO GmbH, eine Nebenleitung der E.ON-Versorgungsleitung sowie den Weg „Kuhlen“ innerhalb von ca. 100 m. Anschließend werden eine weitere

Hochspannungsfreileitung, der Nortorf-Neuhafener-Kanal, inkl. eines parallel verlaufenden Feldwegs, die Bundesstraße B431 und der „Osterbünge Weg“ gequert. Außerdem durchschneidet die VT westlich des „Nortorf-Neuhafener-Kanals“ den nördlichen Ausleger des Windparks bei „Büttel“ in einem Mindestabstand von ca. 67 m.

Östlich des „Osterbünge Wegs“ schwenkt die VT in südöstlicher Richtung und unterquert dabei nach ca. 720 m die E.ON-Leitung, um zunächst nach ca. 420 m eine Wohnbebauung zu umgehen und im weiteren Verlauf den Mindestabstand zu einer westlich von „Possfeld“ errichteten Windenergieanlage (WEA) halten zu können. Zwischen der Unterquerung der E.ON-Leitung und der WEA werden außerdem ein Feldweg, die Straßen „Wetterndorf“ und „Osterbünge-Nord“ sowie das Gewässer „Die große Wetter“ gequert. Etwa 310 m südöstlich der WEA wird die E.ON Leitung erneut unterquert, um ca. 400 m weiter eine Wohnbebauung in „Possfeld“ zu umgehen. In „Possfeld“ wird auch die gleichnamige Straße gequert.

Anschließend verläuft die VT für ca. 1.500 m weiter nach Südosten und quert dabei den „Rehweg“, bevor sie bei der Querung der Straße „Neufeld“ erneut einen Engpass zwischen Wohngebäuden passiert und dazu die E.ON Leitung unterquert.

Nach ca. 1.500 m unterquert die VT die E.ON Leitung erneut, um eine Querung mit weiteren Leitungen sowie einer Baumreihe östlich der Straße „Auf dem Breuel“ zu vermeiden.

Die VT verbleibt von hier aus, über eine lange Strecke, auf der Süd- bzw. Westseite der E.ON Leitung. Sie verläuft für ca. 4.550 m in Richtung Südosten, bis sie das Flora-Fauna-Habitat (FFH) „Schleswig-Holsteinisches Elbästuar und angrenzende Flächen“ um den Fluss „Stör“ erreicht. Auf dem Weg quert die VT fünf Feldwege, die Gräben „Hochfelder Wettern“, „Klein Kampener Wettern“ und „Groß Kampener Wettern“ sowie die Straßen „Klein Kampen“ und „Groß Kampen“. Die anschließende Durchschneidung des FFH-Gebiets erfolgt auf einer Strecke von 321 m, wobei für die Querung der „Stör“ ca. 130 m anfallen.

Östlich der „Stör“ quert die VT die „Dorfstraße“ und durchschneidet danach für die folgenden ca. 7.230 m die Schutzzonen III B und III A des WSG „Krempermoor“ weiter in Parallellage zur E.ON-Leitung.

Östlich der „Dorfstraße“ verschwenkt die VT für ca. 110 m nach Süden, um den Graben „Klosterwettern“ zu queren. Danach verläuft sie für ca. 1.920 m nach Südosten bzw. Osten, bevor sie für ca. 1.970 m nach Süden verschwenkt, um die Siedlung „Krempermoor“ zu umgehen. Unterwegs quert sie Straße „Brokreihe“ und die Landesstraße L120 sowie eine Hochspannungsfreileitung.

Unmittelbar südlich von „Krempermoor“ verschwenkt die VT nach Osten und quert die „Dorfstraße“. Sie behält diese grobe Richtung bei, bis sie ca. 5.010 m weiter die Parallellage zur E.ON-Leitung südlich der Abfahrt 11 der Bundesautobahn BAB 23 verlässt. Auf dem Weg dorthin quert sie die „Hauptstraße“ südlich von „Dägeling“.

Bei der BAB 23 schwenkt die VT für ca. 350 m nach Südosten, um in eine geeignete Position für die Unterquerung der BAB 23 sowie der E.ON-Leitung in Richtung Nordosten zu gelangen. Nach Querung der BAB 23 verläuft die VT für ca. 450 m nach Nordosten und anschließend für ca. 770 m in Parallellage zum Zubringer der BAB 23 nach Osten. Dabei quert sie den „Schinkeler Weg“ sowie einen danebenliegenden Feldweg.

Um den Zielpunkt auf der Nordseite des Zubringers zu erreichen, quert die VT diesen und erreicht die als Zielpunkt festgelegte Fläche am südlichen Eingang der Holcim Deutschland GmbH.

5.3.7 Sicherheitsanforderungen für Planung, Bau und Betrieb

Der Transport von Wasserstoff über Fernleitungen ist eine seit Jahrzehnten bekannte und erprobte Technologie. In Deutschland und vielen anderen Ländern bestehen bereits privatwirtschaftliche Wasserstoffnetze, die sicher betrieben werden.

Die Grundlage für die technische Sicherheit bei Planung, Bau und Betrieb von Gasleitungen ist die Einhaltung von festgelegten Sicherheitsanforderungen. Ausschlaggebend ist hier nach § 49 Abs. 1, 2 Nr. 2 EnWG das technische Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW e.V.). In diesem Regelwerk sind alle Anforderungen an die einzusetzenden Materialien, die Konstruktion, die Errichtung und den Betrieb von Leitungen vorgegeben. Leitungen für den Transport von Wasserstoff oder von Gemischen aus Wasserstoff und Erdgas müssen dabei einerseits identische Anforderungen erfüllen wie die Leitungen des etablierten Transportnetzes für Erdgas sowie zudem einige zusätzliche spezifische Anforderungen. Diese zusätzlichen Anforderungen sind beispielsweise für Wasserstoff im DVGW Arbeitsblatt G 463 (2021) Anhang C durch die Vorschrift einer zusätzlichen bruchmechanischen Bewertung und für Kohlenstoffdioxid im DVGW Arbeitsblatt C 463 abgebildet [59]. Für den Betrieb beider Leitungen ist insbesondere das DVGW Arbeitsblatt G 466-1 (2021) in Absatz 5.4 („Bewertung der Wasserstofftauglichkeit“) einschlägig. Weitere zusätzliche Anforderungen richten sich an die Inbetriebnahme, die Gasfreimachung, das Schweißen an unter Druck stehenden Gasleitungen oder die Änderung der Betriebsbedingungen.

Für Sauerstoffleitungen gibt es kein Arbeitsblatt nach DVGW. Die Grundlage für die technische Sicherheit bei Planung, Bau und Betrieb für Sauerstoffleitungen richten sich nach den Technischen Regeln für Rohrfernleitungen (TRFL). Hier sind die erforderlichen Überwachungs- und Prüfmaßnahmen während des Baues der Leitung sowie die erforderlichen Sicherheitseinrichtungen (z.B. Fernwirkssystem, Leckageerkennung und Sicherheitseinrichtungen zur Verhinderung unzulässiger Drücke und Temperaturen) beschrieben. Darüber hinaus regelt die TRFL Anforderungen an den Betrieb. Hierzu zählen Anforderungen an die Inbetriebnahme selbst, die Betriebsorganisation, die Art und den Umfang der betrieblichen Überwachungsmaßnahmen und an die Instandhaltung. Gemäß TRFL Teil 1 Abschnitt 12.7 ist für das Sauerstoff-Rohrfernleitungsnetz ein Alarm- und Gefahrenabwehrplan (AGAP) zu erstellen. Dieser ist fortlaufend zu aktualisieren.

5.3.8 Zeitplan

Ein detaillierter Zeitplan für die Durchführung des Vorhabens existiert zum Zeitpunkt dieser Machbarkeitsstudie noch nicht. Im Folgenden werden zwei Szenarien für den zeitlichen Ablauf des Projekts betrachtet.

Szenario I

Dieses Szenario geht davon aus, dass die gesetzlichen Grundlagen für den CO₂-Transport im Laufe des Jahres 2023 geklärt werden und die Regelungen für CO₂-Leitungen denen des EnWG ähneln. Darüber hinaus werden ideale Projektbedingungen angenommen. Hierzu zählt z.B. dass alle externen Dienstleister (Vermessung, Bodengutachter, Umweltgutachter etc.) auf dem Markt verfügbar sind, die Verfahren gebündelt werden können und in der Phase des Behördenengineering keine zeitverzögernden Punkte aufgeworfen werden, die sich auf die Planung und die Tätigkeit der Dienstleister auswirken.

Unter der Annahme, dass ein Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren erforderlich ist und die beispielhafte Beauftragung zum 31.01.2023 erfolgt, sind dann mindestens folgende Zeiträume für die Dauer des Projekts anzunehmen:

- 31.01.2023 Erstellung Machbarkeitsstudie
- 02/2023 – 11/2023 Vorbereitung Raumordnungsverfahren inkl. Scopingverfahren
- 11/2023 – 07/2024 Durchführung Raumordnungsverfahren (1Raumordnungsbehörde)
- 02/2024 – 09/2024 Ökologische Kartierung der Korridore aus dem laufenden ROV, Vermessung aller Varianten, Bodengutachten über alle Varianten in der Vegetationsphase
- 10/2024 – 04/2025 Erstellung aller Gutachten, sowie planerische und textliche Ausgestaltung
- 04/2025 – 10/2026 Durchführung Planfeststellungsverfahren (2 Planfeststellungsbehörde - 2 Verfahren) Amt für Planfeststellung Energie für H₂ und CO₂ nach EnWG und für O₂ nach UVPG
- 11/2026 – 02/2027 Holzeinschlag
- 03/2027 – 10/2027 Bauzeit und Inbetriebnahme

Es handelt sich hierbei um einen sehr ambitionierten Terminplan. Vor allem, da die gesetzlichen Grundlagen für den Transport von CO₂ bisher nicht geklärt sind (Kohlendioxid-Speichergesetz, siehe Kapitel 3.3.2) und daher bisher keine Enteignungsmöglichkeit besteht. Die Akzeptanz in der Bevölkerung für CO₂-Projekte wird bisher noch als gering eingeschätzt. Für Sauerstoff wird es voraussichtlich auch zukünftig keine Enteignungsmöglichkeiten geben, was eine zusätzliche Herausforderung darstellt.

Darüber hinaus können die verschiedenen Verfahren nicht mit Sicherheit gebündelt werden, wodurch unter Umständen mehrere parallellaufende Verfahren bei unterschiedlichen Behörden durchzuführen sind.

In Summe ergibt sich bei idealen Projektbedingungen eine Planungs- und Genehmigungsphase von ca. 4 Jahren. Zu diesen kommt noch 1 Jahr Bauzeit hinzu, sodass von einer Gesamtprojektdauer von mindestens ca. 5 Jahren ausgegangen wird. Im Anschluss an den Bau und die Inbetriebnahme sind noch die Renaturierung und Restarbeiten erforderlich.

Szenario II

Dieses Szenario geht von ungünstigeren Projektbedingungen aus. Hier wird angenommen, dass die Wasserstoffleitung nach EnWG, die CO₂ und die O₂-Trasse nach UVPG zu genehmigen sind. Hierbei besteht für letztere beiden keine Enteignungsmöglichkeit. Außerdem wird hier damit gerechnet, dass sich der Rechtserwerb wegen der nicht vorhandenen Enteignungsmöglichkeit schwierig gestaltet und während des Verfahrens Umtrassierungen erforderlich werden, die den Prozess erheblich verzögern.

Auch bei Szenario II gehen wir davon aus, dass ein Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren erforderlich ist, die verschiedenen Planfeststellungsverfahren aber entgegen Szenario I nicht gebündelt werden können. Bei einer exemplarischen Beauftragung zum 31.01.2023 können dann die folgenden Zeiträume für die Dauer des Projekts angenommen werden:

- 31.01.2023 Erstellung Machbarkeitsstudie
- 02/2023 – 12/2023 Vorbereitung Raumordnungsverfahren inkl. Scopingverfahren
- 01/2024 – 09/2024 Durchführung Raumordnungsverfahren (1 Raumordnungsbehörde)

- 10/2024 – 09/2025 Ökologische Kartierung der Korridore aus dem laufenden ROV, Vermessung aller Varianten, Bodengutachten über alle Varianten in der Vegetationsphase
- 10/2025 – 04/2026 Erstellung aller Gutachten, sowie planerische und textliche Ausgestaltung
- 04/2025 – 10/2026 Durchführung Planfeststellungsverfahren (2 Planfeststellungsbehörde - 2 Verfahren) Amt für Planfeststellung Energie für H₂ nach EnWG, CO₂ und O₂ nach UVPG
- 06/2026 – 05/2029 Rechtserwerb ohne Enteignungsmöglichkeit für CO₂ und O₂ ggfs. Planänderungen für Trassenoptimierung für CO₂ und O₂ folglich auch für H₂
- 11/2029 – 02/2030 Holzeinschlag
- 03/2030 – 10/2030 Bauzeit und Inbetriebnahme

Es handelt sich hierbei um einen realistischen, wenn auch immer noch ambitionierten Terminplan. Vor allem, da die gesetzlichen Grundlagen für den Transport von CO₂ bisher nicht geklärt sind, die Akzeptanz in der Bevölkerung für solche Projekte bisher noch als gering eingeschätzt wird und die technischen Rahmenparameter für das Projekt noch nicht final geklärt sind.

In Summe ergibt sich hier eine Planungs- und Genehmigungsphase von ca. 7 Jahren. Zu diesen kommt noch 1 Jahr Bauzeit hinzu, sodass von einer Gesamtprojektdauer von mindestens 8 Jahren ausgegangen wird. Hinzu kommen noch die nach Abschluss der Bauphase anstehende Renaturierung und Restarbeiten.

6 Zusammenfassung der Studie

Das folgende Kapitel fasst kurz die Ergebnisse der Studie zusammen. Hierfür wird in Kapitel 6.1 eine Bewertung der Transportalternativen für H₂, O₂ und CO₂ auf der Achse Heide – Brunsbüttel – Lägerdorf vorgenommen. Außerdem ordnet Kapitel 6.2 die gewonnenen Erkenntnisse der Trassenplanung für einen leitungsgebundenen Transport der Stoffe ein. Abschließend werden in Kapitel 6.3 Handlungsempfehlungen definiert.

6.1 Bewertung der einzelnen Transportformen

Wasserstoff

Wie das Kapitel 2.1 beschreibt, ist das Ziel des Projektes WESTKÜSTE100 ein Elektrolyseur mit 30 MW_{el} Leistung zu errichten. Hierdurch wird jährlich 3 kt/a Wasserstoff produziert, welcher direkt zur Herstellung von Methanol weiterverwendet wird. Steigert sich die Leistung der Elektrolyseurkapazität in der Region auf 2 GW_{el}, erhöht sich die perspektivisch produzierte H₂-Menge auf 191 kt/a. Auch hier wird davon ausgegangen, dass dieser Wasserstoff vollständig für die Methanolsynthese eingesetzt wird.

Somit ist abzuleiten, dass der Transportbedarf von Wasserstoff gering ist, da ein Großteil des produzierten Wasserstoffes direkt eingesetzt wird. Jedoch ist eine Transportinfrastruktur essenziell, um eine Volatilität der H₂-Herstellung auszugleichen. Hierfür wurde in dieser Studie die maximal produzierte Wasserstoffmenge von 2 GW_{el} angenommen. Mit dieser Wasserstoffproduktion ist eine vollständige H₂-Versorgung der Methanolsynthese möglich. Die Erzeugung entspricht einem Volumenstrom von ca. 440 tm³/h. Würde die vollständige Menge von Heide nach Lägerdorf transportiert, entspräche dies einer Leitung DN 400 mm im Nenndruck PN 100. Der Ausgangsdruck in Lägerdorf (Zementwerk) beträgt in diesem Fall ca. 68 barü. Wird die Leitung auf DN 500 mm im Nenndruck PN 100 ausgelegt, führt dies zu einem Ausgangsdruck von 46 barü. Die Auslegung ermöglicht einen vollständigen H₂-Transport von Heide nach Brunsbüttel, falls der Wasserstoff nicht zur Herstellung von Methanol genutzt wird. Die Kosten sind dabei unabhängig von der Transportrichtung. Für die Leitung von Heide nach Brunsbüttel entstehen dabei Investitionskosten von ca. 67 – 94 Mio. € sowie weitere 51 – 70 Mio. € für einen Trassenabschnitt von Brunsbüttel nach Lägerdorf, falls das Zementwerk Wasserstoff als Brennstoff einsetzt.

Ein Transport mittels LKW oder Schiene ist für die betrachteten Mengen, aus logistischen und wirtschaftlichen Gründen, nicht sinnvoll. Jedoch können diese eine Option für einen Hochlauf der Wasserstoffnachfrage sein. Gerade die Flexibilität des LKW-Transportes kann hier ein Faktor darstellen, um beispielsweise eine Tankstelleninfrastruktur in der Region zu versorgen. Eine konkrete Ausarbeitung einer Versorgung mittels Trailer und Schiene ist durchzuführen.

In Abbildung 31 sind die Vor- und Nachteile der einzelnen Transportoptionen zusammengefasst.

	 H ₂ -Pipeline	 LKW	 Schiene
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> → Etablierte Transportmethode → Einbindung in bestehende H₂-Infrastruktur sinnvoll, e.g. European H₂-Backbone 	<ul style="list-style-type: none"> → H₂ wird mittels LKW-Trailer in gasförmiger Form zum Zielort transportiert → Fassungsvermögen ca. 1t H₂ pro Trailer 	<ul style="list-style-type: none"> → Noch kein H₂-Transport realisiert → Verladung von H₂-Trailern denkbar oder Aufbau dezidiert Verladeinfrastruktur
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> → Transport großer Mengen → Ausgleich von Volatilität → Geringe Transportkosten, bei hoher Auslastung 	<ul style="list-style-type: none"> → Geeignet für einen Aufbau eines H₂-Ökosystems → Flexibilität des Transportes → Hohe Reinheit des Wasserstoffs 	<ul style="list-style-type: none"> → Transport großer Mengen möglich → Vorteilhaft in der umwelttechnischen Bewertung → Mittlere Capex
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> → Hohe Investitionskosten → Inflexibel bei Änderung der Nachfrage → Mögliche Aufreinigung nötig 	<ul style="list-style-type: none"> → Hohes Verkehrsaufkommen und Umweltbelastung → Geringe Kostendegression in Abhängigkeit der Transportmenge 	<ul style="list-style-type: none"> → Geringe Flexibilität durch Bindung an das Schienennetz → Umfangreicher Infrastrukturaufbau notwendig

Abbildung 31: Transportoptionen von Wasserstoff (H₂)

Neben dem Bedarf an Transportinfrastruktur werden Anlagen benötigt, um eine entsprechende Tagesmenge Wasserstoff am Standort der Methanolherstellung vorzuhalten. Nach ersten Abschätzungen ist für eine Ersatzleistung von 20 Tagen ein Speichervolumen von ca. 50 Mio. Nm³ bei einem 30 MW_{el} Elektrolyseur und 200 Mio. Nm³ bei einem 2 GW_{el} Elektrolyseur von Nöten. Dies sind erhebliche Mengen, welche nur mit einem Kavernenspeicher abzudecken sind. Eine entsprechende Verfügbarkeit in der Region ist zu klären. Eine genaue Speicherauslegung ist hier durchzuführen.

Kohlenstoffdioxid (CO₂)

Im Folgenden wird auf den CO₂-Infrastrukturbedarf in der Region Heide eingegangen. Hierzu wird zuerst dargestellt, welche Mengen bei einem Einsatz eines Oxy-Fuel-Verfahrens im Zementwerk Lägerdorf entstehen, um kurz auf weitere CO₂-Quellen in der Region einzugehen. Dem folgend wird der hieraus entstehende Transportbedarf von Lägerdorf nach Heide beschrieben und entsprechende Kosten aufgeführt. Abschließend behandelt dieses Unterkapitel alternative CO₂-Transportformen

Wie in Kapitel 4.1 beschrieben worden ist, entsteht bei einer Sauerstoffversorgung des Zementwerkes mit einem 30 MW_{el} Elektrolyseur ein Massestrom von 31,5 kt/a CO₂. Dabei nimmt diese Studie an, dass das Zementwerk maximal 1 Mio.t CO₂/a durch ein Oxy-Fuel Verfahren (erdgasbasiert) abspalten und somit gewinnen kann. Um diese Menge CO₂ in einer nahegelegenen Methanolanlage zu „verarbeiten“, ist ein Elektrolyseur von 1 GW_{el} von Nöten. Hieraus resultiert, dass ein Ausbau der Leistung des Elektrolyseurs auf 2 GW_{el} nicht zu einer höhere CO₂ Abgabe führt. Entsprechen ist CO₂ aus weiteren Quellen in der Region zu beziehen, um die Methanolherstellung zu steigern. Für die berechneten Mengen ist der Transport per Pipeline die vorzuziehende Variante. Dabei ist es mögliche das CO₂ im flüssigen oder gasförmigen Zustand zu transportieren. Beide Varianten wurden in dieser Studie untersucht. Bei einem flüssigen Transport wird von einem Eingangsdruck von 92 bar_ü und einem Massestrom von 170 t/h ausgegangen, wodurch sich ein Durchmesser von DN 400 ergibt. Dies führt zu Investitionskosten von 83 – 116 Mio.€. Wird der gasförmige Transport betrachtet, wird ein Druck von 33 bar_ü benötigt. Bei einem gleichen Massestrom ergibt es einen Durchmesser von DN 600 und Investitionskosten von 51 – 74 Mio.€.

Neben dem Zementwerk konnten Biogasanlagen als attraktive CO₂-Quelle identifiziert werden. Hier besteht ein theoretisches Potenzial von 14 kt/a in einem Radius von 25 km und 47 kt/a in einem Radius von 50 km. Es ist davon auszugehen, dass diese Quellen in Zukunft nicht versiegen werden. Jedoch sind diese Biogasanlagen in der Region verteilt. Hier ist ein

Transport per Biogassammelpipeline oder Trailer anzudenken. Auch der Transport auf der Schiene ist eine Möglichkeit, jedoch wurde zum heutigen Zeitpunkt noch kein CO₂-Transport realisiert. Dementsprechend ist eine Abschätzung von wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen nicht abschließend zu klären, siehe Kapitel 3.3.2.

Die Abbildung 32 fasst die Vor- und Nachteile der einzelnen CO₂-Transportoptionen zusammen.

	 CO ₂ -Pipeline	 LKW	 Schiene
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> → Wird bereits in der Erdölgewinnung eingesetzt. → CO₂-Pipelinennetz von der OGE in Deutschland geplant 	<ul style="list-style-type: none"> → Transport von CO₂ in flüssiger oder kryogener Form 	<ul style="list-style-type: none"> → Noch kein CO₂-Transport realisiert → Verladung von CO₂-Trailern denkbar oder Aufbau dezidiert Verladeinfrastruktur
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> → Transport großer Mengen → Ausgleich von Volatilität → Geringe Transportkosten, bei hoher Auslastung 	<ul style="list-style-type: none"> → Geeignet für das Einsammeln aus dezentralen Quellen → Flexibilität der Versorgung → Geringe Capex 	<ul style="list-style-type: none"> → Transport großer Mengen möglich → Vorteilhaft in der umwelttechnischen Bewertung → Mittlere Capex
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> → Hohe Investitionskosten → Inflexibel bei Änderung der Nachfrage 	<ul style="list-style-type: none"> → Hohes Verkehrsaufkommen und Umweltbelastung → Geringe Kostendegression in Abhängigkeit der Transportmenge 	<ul style="list-style-type: none"> → Hohe Opex → Geringe Flexibilität durch Bindung an das Schienennetz → Umfangreiche Verladeinfrastruktur

Abbildung 32: Transportoptionen von Kohlenstoffdioxid (CO₂)

Neben einer Infrastruktur für den Transport von CO₂, ist die Speicherung der entsprechenden Mengen zu klären. Hier wird eine genaue Analyse der Machbarkeit einer großskaligen Zwischenspeicherung von CO₂ zur Abfederung von kurzzeitigen Nichtverfügbarkeiten benötigt.

Sauerstoff (O₂)

Dieser Abschnitt fasst die Ergebnisse der O₂-Infrastrukturanalyse zusammen. Hierfür wird eingangs auf die produzierten und benötigten Sauerstoffmengen in der Region eingegangen. Dem folgend wird der hieraus entstehende Infrastrukturbedarf abgeleitet, wobei der Fokus auf dem leitungsgebundenen Transport liegt.

Wird eingangs von einem Elektrolyseur mit 30 MW_{el} ausgegangen, resultiert dies in einer Sauerstoffproduktion von 23 kt/a. Durch eine Steigerung der Leistung einer Großelektrolyse auf 2 GW_{el}, erhöht sich die O₂-Menge auf 1.525 kt/a. Wird davon ausgegangen, dass das Zementwerk höchstens 1 Mio.t/a CO₂ abscheiden kann, wird hierfür lediglich eine Sauerstoffmenge von 727 kt/a benötigt (vgl. Kapitel 4.1). Aus diesem Grund, wird hier davon ausgegangen, dass die vollständige Menge von Heide nach Brunsbüttel transportiert wird, um anschließend eine Teilmenge nach Lägerdorf weiter zu transportieren. Für die erste Teilleitung von Heide nach Brunsbüttel ergibt sich demnach ein Durchmesser von DN 800 und Investitionskosten von 64 – 94 Mio.€, bei einem Eingangsdruck von 30 barü. Alternativ könnte der Transport auf einem Druckniveau von 55 bar erfolgen, was zu einem Durchmesser von DN 500 führt. Für den Weitertransport der Teilmenge von Brunsbüttel nach Lägerdorf wurde die Leitung auf einen Durchmesser von bis zu DN 500 dimensioniert. Für diesen Trassenabschnitt ergeben sich Investitionskosten von 49 – 71 Mio.€.

Neben dem Transport per Pipeline, ist ein Transport per LKW oder auf der Schiene anzudenken. Dies ist jedoch nur für geringere Teilmengen sinnvoll. So wurde in Kapitel 4.1 betrachtet, welches Absatzpotenzial in den medizinischen Bereichen und der Aquakulturen in

der Region besteht. Die Analyse hat dabei ergeben, dass in Schleswig-Holstein ein Sauerstoffbedarf von ca. 1,5 kt/a O₂ für Krankenhäuser und 11,9 kt/a für Aquakulturen besteht. Gerade der Medizinsektor weist eine hohe Zahlungsbereitschaft. Für diese Mengen ist ein LKW-Transport anzudenken. Die Abbildung 33 zeigt die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen O₂-Transportoptionen.

	 O ₂ -Pipeline	 LKW	 Schiene
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> → Aktuell werden O₂-Pipeline nur für kurze Distanzen eingesetzt → Versorgung von Krankenhäusern und Industriebetrieben 	<ul style="list-style-type: none"> → Etablierte Transportoption → Transport von gasförmigem oder kyrogenem Sauerstoff 	<ul style="list-style-type: none"> → Noch kein O₂-Transport realisiert → Transport von gasförmigem oder kyrogenem Sauerstoff
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> → Transport großer Mengen → Pipeline als Speichermöglichkeit → Ausgleich von Volatilität → Geringe Opex 	<ul style="list-style-type: none"> → Flexibilität → Geringe Capex → Für einen Hochlauf geeignet 	<ul style="list-style-type: none"> → Transport großer Mengen möglich → Vorteilhaft in der umwelttechnischen Bewertung → Mittlere Capex
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> → Hohe Investitionskosten → Inflexibel bei Änderung der Nachfrage 	<ul style="list-style-type: none"> → Hohes Verkehrsaufkommen und Umweltbelastung → Geringe Kostendegression in Abhängigkeit der Transportmenge 	<ul style="list-style-type: none"> → Geringe Flexibilität durch Bindung an das Schienennetz → Umfangreicher Infrastrukturaufbau notwendig

Abbildung 33: Transportoptionen von Sauerstoff (O₂)

Ähnlich wie beim H₂ und CO₂, muss eine Speicherung von Sauerstoff am Zementwerk Lägerdorf vorgesehen werden. Um die ermittelten Werte vorzuhalten, wird hierfür ein Speicher in der Größenordnung von 19 – 26 kt bei 30 MW_{el} und 75 – 105 kt bei 2 GW_{el} benötigt. Eine oberirdische Speicherung dieser Dimensionen ist als kritisch anzusehen. Auch hier sind weitere Untersuchungen nötig.

6.2 Fazit zur Trassenplanung

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden mit Hilfe von Luftbildern verschiedene Alternativen der Trassenführung gefunden und eine grobe Voreinschätzung auf ihre Machbarkeit hin geprüft. Entsprechend der Trassierungskriterien wurden Vorzugstrassen ermittelt. Die Trassen verlaufen weitestgehend über landwirtschaftliche Flächen. Siedlungsflächen liegen nur vereinzelt vor. Die Vorzugstrassen zwischen Heide und Brunsbüttel sowie Brunsbüttel und Lägerdorf werden als grundsätzlich realisierbar bewertet.

Als Folge der naturgemäß grobmaßstäblichen Betrachtungsweise dieser Machbarkeitsstudie, verbleiben zahlreiche Aspekte zur Prüfung im weiteren Planungsverlauf. So ist eine Betrachtung der Trasse vor Ort, eine technische Prüfung der Machbarkeit der vorgeschlagenen Kreuzungsbauwerke sowie zahlreiche Abstimmungen mit Dritten erforderlich.

Nachstehend werden die hier vorliegenden Herausforderungen des Projekts aus trassenplanerischer Sicht zusammengefasst:

Für die CO₂-Leitung stellen die bisher nicht geklärten gesetzlichen Grundlagen eine Herausforderung dar. Die O₂-Leitung ist nach UVPG zu genehmigen. Daher besteht für die O₂-Leitung und eventuell auch für die CO₂-Leitung keine Enteignungsmöglichkeit. Hierdurch kann sich der Rechtserwerb schwierig gestalten und es können Umtrassierungen während

des Verfahrens erforderlich werden. Außerdem ist zu klären inwieweit die verschiedenen Verfahren für CO₂, H₂ und O₂ gebündelt werden können.

Auch die technischen Rahmenbedingungen (Druckstufen, Leitungsdurchmesser, Wandstärken, erforderliche Sicherheitseinrichtungen etc.) sind für die drei Leitungen noch nicht final festgelegt und können Anpassungen der Trassenführung erforderlich machen.

Erfahrungsgemäß besteht derzeit eine hohe Auslastung bei den externen Dienstleistern wie Vermessung, Bodengutachter, Umweltgutachter etc., wodurch diese nicht immer auf dem Markt verfügbar sind oder ihre Leistungen zu hohen Preisen anbieten. Ebenfalls bestehen teilweise Lieferschwierigkeiten bei den benötigten Materialien, was ebenfalls zu einer angespannten Marktsituation führt.

Besonderheiten und Risiken des vorliegenden Untersuchungsraumes in Schleswig-Holstein ergeben sich für die Trassenführung aus der großen energiewirtschaftlichen Relevanz des Gebietes und den damit verbundenen Infrastrukturen, wie bestehenden und geplanten Windkraftanlagen und Stromtrassen sowie besonderen ökologischen und geologischen Verhältnissen. Bezüglich der Windenergieanlagen und der Ausbauprojekte für Stromtrassen sind enge Abstimmungen mit Betreibern und Behörden erforderlich. Hieraus können sich erforderliche Anpassungen der Trasse ergeben. Die Besonderheiten der Ökologie und Geologie bestehen in der Region in sulfatsauren Böden, verdichtungsempfindlichen Böden, hohen Grundwasserständen, zahlreichen Gräben und Knicks. Eine detaillierte Untersuchung der örtlichen Gegebenheiten ist Teil der im weiteren Planungsprozess zu erstellenden Fachgutachten. Aus diesen können sich im Bau zu berücksichtigende Maßnahmen wie vermehrte Wasserhaltung, Baustraßen, Kalkungen oder ähnliches ergeben.

Entlang der Trasse bautechnisch herausfordernde Abschnitte sind Engstellen im Bereich der Anlagen der Yara, Covestro und Lanxess auf dem Industriestandort Brunsbüttel, die Kreuzung des Nord-Ostsee-Kanals und des Flusses „Stör“ sowie die Querung verschiedener Bahntrassen und der Bundesautobahn BAB 23. Diese bedürfen im weiteren Planungsverlauf einer technischen Prüfung.

Alle hier genannten trassenplanerischen Risiken können sich, in zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschätzbarem Maße, auf den Zeitplan und die Projektkosten auswirken.

6.3 Formulierung von Handlungsempfehlungen für nächste Schritte

Abschließend formuliert dieses Kapitel drei Handlungsempfehlungen für empfohlene nächsten Schritte.

1. Anfertigung einer Machbarkeitsstudie für unterschiedliche Speicherszenarien

Zentrales Element des Ökosystems ist die kontinuierliche Versorgung des Zementwerks und der Methanolsynthese mit Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid. Die Erzeugung von Wasserstoff und damit auch die Produktion von Sauerstoff ist durch die Erzeugungsprofile Erneuerbarer Energie in der Region von hoher Volatilität gekennzeichnet. Zudem unterscheiden sich die Produktions- und Abnahmeprofile der Kohlenstoffdioxid zeitweise erheblich. Deshalb empfiehlt die Studie, die Machbarkeit der Speicherung von Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid zeitnah zu analysieren.

2. Erstellung eines alternativen Versorgungskonzeptes für die initiale Hochlaufphase und zur unterbrechungsfreien Bereitstellung der Stoffströme

In der Studie wurde ein zukunftsorientiertes, langfristig tragfähiges Pipelinekonzept erarbeitet. Im Vergleich zu Erzeugern und Abnehmern kann die Pipelineinfrastruktur weniger schnell und einfach skaliert werden. Damit weist die Pipelineinfrastruktur bereits in der initialen Startphase eine für das Langfristszenario ausgerichtete Dimensionierung auf. Diese Dimensionierung kann bei der initialen Befüllung mit zunächst kleinen Stoffströmen einige Zeit in Anspruch nehmen. Zudem müssen alternative Versorgungskonzepte für geplante oder ungeplante Ausfälle erarbeitet werden, um die kontinuierliche Versorgung der Abnehmer sicherzustellen. Deshalb empfiehlt die Studie die technische und wirtschaftliche Auslegung alternativer Transportrouten mittels Schiene oder LKW zu ermitteln.

3. Validierung der Studienergebnisse durch unterschiedliche Dimensionierung der Methanolsynthese

Die Studie basierte auf der Annahme, dass die wertschöpfungsseitig direkt angeschlossene Methanolsynthese im gleichen Maßstab skaliert, wie der angedachte Elektrolyseur. Die Dimensionierung der Methanolsynthese über die Zeit hängt von verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Aspekten ab, die aufgrund der aktuellen wirtschaftlichen und politischen Lage nur schwer – auch durch den Betreiber – zu bestimmen ist. Dennoch sollte die Dimensionierung der Methanolsynthese betrachtet und hypothesengetrieben festgehalten werden. Sollte dies nicht eindeutig machbar sein, können auch verschiedene Szenarien entwickelt und beschrieben werden. Mit diesen Ergebnissen kann die Auslegung der Pipelineinfrastruktur einfach validiert und ggf. Anpassungsbedarfe beschrieben werden. Auswirkungen kann dies v. a. aber auch auf die Auslegung des Elektrolyseurs haben.

Schlussendlich stellt diese Studie eine initiale Abschätzung des Infrastrukturbedarfes für einen Transport von Wasserstoff, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid in der Region Heide und darüber hinaus dar. Damit ist die Basis für eine Machbarkeitsstudie für eine detaillierte Trassenplanung gelegt worden.

Anhang & Verzeichnisse

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AFPE	Amt für Planfeststellung Energie
AGAP	Alarm- und Gefahrenabwehrplan
BAB	Bundesautobahn
Bh	Betriebsstundenanzahl
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
Capex	Investitionskosten (Capital Expenditures)
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DP	Betriebsdruck in bar (Auslegungsdruck)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
EHB	European Hydrogen Backbone
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FFH-Gebiet	Schutzgebiet nach der europäischen Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie
H ₂	Wasserstoff
H ₂ -BHKW	Wasserstoff Blockheizkraftwerk
IPCEI	Important Projekt of Common European Interest
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KSpG	Kohlendioxid-Speichergesetz
LSG	Landschaftsschutzgebiet
NOK	Nord-Ostsee-Kanal
NSG	Naturschutzgebiet
O ₂	Sauerstoff
Opex	Betriebskosten (operating expenses)
ROG	Raumordnungsgesetz
RohrFLtgV	Rohrfernleitungsverordnung
RoV	Raumordnungsverordnung
TRFL	Technischen Regeln für Rohrfernleitungen
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung
VT	Vorzugstrasse
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
WEA	Windenergieanlage

WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WSG	(Trink-)Wasserschutzgebiet

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen Bi-direktionaler Transport von H ₂ von Heide nach Brunsbüttel	14
Tabelle 2: Uni-direktionaler H ₂ -Transport von Brunsbüttel nach Lägerdorf	15
Tabelle 3: Kostenübersicht Wasserstoffleitung ohne Askontierung.....	20
Tabelle 4: Zehn größten CO ₂ -Emittenten aus dem Jahr 2021 [30].....	29
Tabelle 5: Kostenübersicht CO ₂ - Leitung flüssig Transport ohne Askontierung	36
Tabelle 6: Kostenübersicht CO ₂ - Leitung gasförmiger Transport ohne Askontierung.....	36
Tabelle 7: Geschätzter Sauerstoffbedarf der Krankenhäuser in der Region Heide	42
Tabelle 8: Ausgangswerte der Dimensionierung.....	43
Tabelle 9: Kostenübersicht O ₂ - Leitung ohne Askontierung	44
Tabelle 10: O ₂ -Speichervolumina bzw. -mengen	45
Tabelle 11: Kostenübersicht einer „Nord“-Trasse	50
Tabelle 12: Variantenvergleich 1	62
Tabelle 13: Variantenvergleich 2	63
Tabelle 14: Variantenvergleich 3	64
Tabelle 15: Variantenvergleich 4	66
Tabelle 16: Variantenvergleich 5	68
Tabelle 17: Kenndaten der VT zwischen Heide-Brunsbüttel und Brunsbüttel-Lägerdorf	69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: In dieser Studie betrachtete Quellen und Senken in der Region Heide	4
Abbildung 2: Vorgehensweise der Analyse.....	6
Abbildung 3: Entwicklung der produzierten Wasserstoffmenge nach Projektankündigung in Schleswig-Holstein	8
Abbildung 4: Erzeugungspotenzial von Wasserstoff bei Verwendung von Stromüberschuss in Schleswig-Holstein [6]	9
Abbildung 5: Übersicht einer möglichen H ₂ -Infrastruktur in der Region Heide	12
Abbildung 6: European Hydrogen Backbone 2030 [11]	13
Abbildung 7: Dimensionierung der H ₂ -Leitung	14
Abbildung 8: Übersichtmatrix der relevanten Normen und Gesetze [OGE]	19
Abbildung 9: Vor- und Nachteile von Wasserstoffderivaten [evety]	22
Abbildung 10: CO ₂ -Potenzial der Biogasanlagen in Schleswig-Holstein klassifiziert nach Entfernung zur Raffinerie Heide	30
Abbildung 11: Vorgehensweise der Trassenfindung	47
Abbildung 12: Dimensionierung und Richtung der angedachten H ₂ -, O ₂ - und CO ₂ - Leitung.....	48
Abbildung 13: Skizzierter Verlauf einer „Nord“- und „Süd“-Trasse	50
Abbildung 14: Regionalplanung Windenergie Schleswig-Holstein, Vorranggebiete für Windenergienutzung, Entwurf zur dritten Öffentlichkeitsbeteiligung, Stand 17.12.2019 [54]	52
Abbildung 15: Ausschnitt der Karte zur öffentliche Auslesung des Entwurfes des Bebauungsplanes Nr. 8 der Gemeinde Epenwöhrden	53
Abbildung 16: Ausschnitt aus: Leitungsausbau in Schleswig-Holstein von Amprion, 50hertz, Tennet und Scheswig-Holstein Netz [55]	54
Abbildung 17: B-Korridor der Amprion, V48 Nord 1 [56]	55
Abbildung 18: Aktueller Leitungsverlauf des Abschnitt A1 SuedLink [57].....	56
Abbildung 19: Kartenausschnitt NordOstLink [58].....	57
Abbildung 20: Sulfatsaure Böden Umweltportal Schleswig-Holstein Version 2 (DL-DE- >BY-2.0)	58
Abbildung 21: Übersicht der betrachteten Varianten V1 bis V6 für die Trassenführung von Heide nach Brunsbüttel mit den Gelenkpunkten 1 bis 5.	60
Abbildung 22: Varianten V4 und V5 im Variantenvergleich 1	61
Abbildung 23: Varianten V2 und V3 im Variantenvergleich 2	62
Abbildung 24: Querung des Nord-Ostsee-Kanals	63
Abbildung 25: Varianten V1 und V6 im Variantenvergleich 3	64
Abbildung 26: Übersicht der betrachteten Varianten V7 bis V10 für die Trassenführung von Brunsbüttel nach Lägerdorf mit den Gelenkpunkten 6 bis 9.	65
Abbildung 27: Varianten V7 und V8 im Variantenvergleich 4	66
Abbildung 28: Varianten V9 und V10 im Variantenvergleich 5	67
Abbildung 29: Vorzugstrasse zwischen Heide und Brunsbüttel	69

Abbildung 30: Vorzugstrasse zwischen Brunsbüttel und Lägerdorf.....	71
Abbildung 31: Transportoptionen von Wasserstoff (H ₂)	77
Abbildung 32: Transportoptionen von Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	78
Abbildung 33: Transportoptionen von Sauerstoff (O ₂).....	79

7 Literaturverzeichnis

- [1] Westkueste100.de, 2022. [Online]. Available: <https://www.westkueste100.de>. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [2] Raffinerie Heide GmbH, 24 Januar 2023. [Online]. Available: <https://www.heiderefinery.com/entwicklung-von-gruenem-wasserstoff-in-der-raffinerie-heide-rueckt-einen-schritt-naeher>. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [3] Wasserstoffwirtschaft.sh, „Ein Flaggschiff für grünes Ammoniak aus Brunsbüttel,“ 25 Dezember 2022. [Online]. Available: <https://wasserstoffwirtschaft.sh/de/yara>. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [4] wasserstoffwirtschaft.sh, 24 Januar 2023. [Online]. Available: <https://wasserstoffwirtschaft.sh/de/projektkarte/e-fuels-gruenes-methanol-7>. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [5] eFarming, „<https://www.efarm.nf/efarm-nordfriesland/>,“ [Online]. Available: <https://www.efarm.nf/efarm-nordfriesland/>. [Zugriff am 11 Januar 2023].
- [6] Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, 24 Januar 2023. [Online]. Available: wasserstoffatlas.de. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [7] Wasserstoffatlas, „Wasserstoffatlas Deutschland: Methodik,“ 27 Dezember 2022. [Online]. Available: https://wasserstoffatlas.de/assets/pdf/20220720_Methodology_hydrogenmap.pdf. [Zugriff am 27 Januar 2023].
- [8] h2-mobility.de, 24 Januar 2023. [Online]. Available: <https://h2-mobility.de/news/2624/>. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [9] Wirtschaftsförderungsgesellschaft Nordfriesland mbH, „Regionale Kooperation Westküste - Entwicklungspfade einer Wasserstoffwirtschaft an der Westküste,“ 2020.
- [10] Fraunhofer ISE und Fraunhofer IEE, „Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors,“ 2022.
- [11] Netze BW GmbH, „Wasserstoff-Insel Öhringen,“ 31 Januar 2023. [Online]. Available: <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzinnovationen/wasserstoff-insel>. [Zugriff am 31 Januar 2023].
- [12] Avacon Netz GmbH, „Energiewende mit Wasserstoff,“ 31 Januar 2023. [Online]. Available: <https://www.avacon.de/de/fuer-kommunen/online-services-region/themenportal/Energiewende/energiezukunft-im-praxistest.html>. [Zugriff am 31 Januar 2023].

- [13] Gelsenwasser AG, „Wasserstoff als Alternative,“ 31 Januar 2023. [Online]. Available: <https://www.gelsenwasser.de/news-blog/blog-postings/wasserstoff>. [Zugriff am 31 Januar 2023].
- [14] „European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Convergng 28 Countries,“ 2022.
- [15] AquaVentus Förderverein e.V. , „aquaventus.org,“ 2022. [Online]. Available: [aquaventus.org](https://www.aquaventus.org). [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [16] N. Menzel, „Chemietechnik.de,“ Hüthig GmbH, 23 März 2022. [Online]. Available: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel-622.html>. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [17] N. Menzel, „Chemietechnik.de,“ Hüthig GmbH, 22 November 2022. [Online]. Available: <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/erstes-deutsches-ammoniak-importterminal-in-hamburg-581.html>. [Zugriff am 24 Januar 24].
- [18] C. Gras, Interviewee, *„Wir erwarten signifikant hohen H2-Speicherbedarf“*. [Interview]. 13 September 2022.
- [19] DVGW, „DVGW-Merkblatt G 655 - Leitfaden H2-Readiness Gasanwendung,“ April 2021. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2-leitfaden-h2-readiness-gasanwendung-schuhmann-2104.pdf>. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [20] DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, „Wasserstoffqualitätsanforderungen,“ 20 November 2020. [Online]. Available: https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Dokumente/11_GWB/2020_Bericht%20GWB_31.pdf. [Zugriff am 25 01 2023].
- [21] UVPG: *„Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 540), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist.“*
- [22] EnWG: *„Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 9) geändert worden ist.“*
- [23] R. Wüstenhagen, M. Wolsink und M. J. Bürer, „Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept,“ *Energy Policy*, Bd. 5, Nr. 35, pp. 2683 - 2691, 1 Mai 2007.
- [24] IEA, „<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>. [Zugriff am 25 Januar 2023].

- [25] DB Energie GmbH, „Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz,“ 30 Juni 2020. [Online]. Available: <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-über-das-Schienennetz.pdf>. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [26] DB Cargo, „DB Cargo will Wasserstoff auf der Schiene transportieren,“ 11 September 2022. [Online]. Available: https://www.deutschebahn.com/de/presse/pressestart_zentrales_uebersicht/DB-Cargo-will-Wasserstoff-auf-der-Schiene-transportieren-8813322. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [27] M. Warnecke und S. Röhling, „Untertägige Speicherung von Wasserstoff – Status quo,“ *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, Bd. 4, Nr. 172, pp. 641-659, 2021.
- [28] R. Sedlacek, „Untertage Erdgasspeicherung in Europa,“ *Erdöl Erdgas Kohle*, Bd. 11, Nr. 115, pp. 537-540, 1999.
- [29] J. Mischner, H.-G. Fasold und J. Heymer, *Gas2energy.net: systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung*, Division Deutscher Industrieverlag GmbH, 2015.
- [30] Umweltbundesamt, „Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister (PRTR),“ 25 Januar 2023. [Online]. Available: <https://thru.de/thrude/>. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [31] Bundesnetzagentur, „marktstammdatenregister,“ 25 Januar 2023. [Online]. Available: www.marktstammdatenregister.de. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [32] T. Fröhlich, S. Blömer, D. Münter und L.-A. Brischke, „CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltkungen, Verfügbarkeit,“ ifeu paper 03/2019, Heidelberg, 2019.
- [33] IEA, „Direct Air Capture - A key technology for net zero,“ April 2022. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/78633715-15c0-44e1-81df-41123c556d57/DirectAirCapture_Akeytechnologyfornetzero.pdf. [Zugriff am 27 Januar 2023].
- [34] Open Grind Europe, „CO₂-Netz.de,“ 25 Dezember 2022. [Online]. Available: <https://co2-netz.de/de>. [Zugriff am 15 Januar 2023].
- [35] *RohrFLtgV: „Rohrfernleitungsverordnung vom 27. September 2002 (BGBl. I S. 3777, 3809), die zuletzt durch Artikel 224 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.“*
- [36] *GasHDrLtgV. "Gashochdruckleitungsverordnung vom 18. Mai 2011 (BGBl. I S. 928), die zuletzt durch Artikel 24 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. S. 706)*

geändert worden ist."

- [37] PTJ und BMWK, „Enargus,“ 24 Dezember 2022. [Online]. Available: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d1904-2/*/*/*CO2-Pipelines.html?op=Wiki.getwiki. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [38] *KSpG: "Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726), das zuletzt durch Artikel 22 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist."*
- [39] *WHG: "Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 5) geändert worden ist."*
- [40] *VwVfG: "Verwaltungsverfahrensgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), das zuletzt durch Artikel 24 Absatz 3 des Gesetzes vom 25. Juni 2021 (BGBl. I S. 2154) geändert worden ist."*
- [41] C. Gough, L. O’Keefe und S. Mander, „Public perceptions of CO2 transportation in pipelines,“ *Energy Policy*, Bd. I, Nr. 70, pp. 106-114, Juli 2014.
- [42] D. Schumann, „Public Perception of CO2 Pipelines,“ *Energy Procedia*, Bd. I, Nr. 114, pp. 7356-7366, 2017.
- [43] Linde, „Tankanlagen zur Versorgung mit flüssigen Gasen,“ 25 Januar 2023. [Online]. Available: https://static.prd.echannel.linde.com/wcsstore/DE_REC_Industrial_Gas_Store/Assets/anwendungen/Tankanlagen_Fluessiggase.pdf. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [44] DB Cargo, „Gut Versorgt - Nordsee Gas Terminal,“ 25 Dezember 2022. [Online]. Available: <https://www.dbcargo.com/rail-de-de/logistik-news/gut-versorgt-fluessiggas-nordsee-gas-terminal-ngt-db-cargo-btt-5048206>. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [45] Global CCS Institute, „Transporting CO2,“ 2018. [Online]. Available: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2018/12/Global-CCS-Institute-Fact-Sheet_Transporting-CO2-1.pdf. [Zugriff am 31 Januar 2023].
- [46] Gesellschaft für Marine Aquakultur (GMA) mbH, „Konzeptstudie zur Nutzung der Synergieeffekte zwischen Industrieparks und Ernährungswirtschaft insbesondere der Aquakultur in der Region Unterelbe,“ Büsum, 2016.
- [47] Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, „Die Aquakulturen in Schleswig-Holstein Ergebnis der Aquakulturstatistik 2020,“ Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg, 2021.

- [48] Städtisches Klinikum Karlsruhe, „Konsolidierte Umwelterklärung 2022,“ 2022. [Online]. Available: https://www.klinikum-karlsruhe.de/fileadmin/Redaktion/UEber_uns/Zertifikate_und_Auszeichnungen/2022_konsolidierte_umwelterklaerung_mit_umschlag.pdf. [Zugriff am 31 Januar 2023].
- [49] M. G. Chaparro und J. G. Sanz-Calcedo, „Analytical Determination of Medical Gases Consumption and Their Impact on Hospital Sustainability,“ *Sustainability*, Bd. 10, Nr. 8, p. 2948, 2018.
- [50] Herose Groupe, „valvescommunity,“ 25 Januar 2023. [Online]. Available: <https://www.valves-community.com/cryogene-luftgase/tankcontainer-transport-sauerstoff/>. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [51] Cryospain, „So stellen Sie die gute Lagerung von flüssigem Sauerstoff sicher,“ 18 Mai 2022. [Online]. Available: <https://cryospain.com/de/so-stellen-sie-die-gute-lagerung-von-fluessigem-sauerstoff-sicher>. [Zugriff am 26 Januar 2023].
- [52] Microsensor, „Überwachung von Industriegastanks: Lösungen zur Messung des Sauerstoffdrucks,“ 09 Dezember 2020. [Online]. Available: https://de.microsensorcorp.com/Details_12325.html. [Zugriff am 25 Januar 2023].
- [53] *DVGW C 463:2022-04: Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Planung und Errichtung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches.*
- [54] Ministerium für Inneres, Kommunales, Wohnen und Sport, „Windenergie (Räumliche Steuerung),“ 2019. [Online]. Available: https://www.schleswig-holstein.de/DE/landesregierung/ministerien-behoerden/IV/_startseite/Artikel2020/IV/201229_windenergie_regionalplaeneBe-schlossen.html. [Zugriff am 31 Januar 2023].
- [55] Tennet, „Netzausbau Schleswig-Holstein Leitungsbau Karte,“ 24 Januar 2023. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/node/1284>. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [56] Amprion, „B-Korridor der Amprion - V48 Nord 1,“ 24 Januar 2023. [Online]. Available: https://korridor-b.amprion.net/Dokumente/Karten/Korridor-B_Vorschlagstrassenkorridor.pdf. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [57] Tennet, „Leitungsverlauf des Abschnittes A1 SuedLink,“ 24 Januar 2023. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/projekte/suedlink-planfeststellungs-abschnitt-a1>. [Zugriff am 24 Januar 2023].
- [58] Tennet, „Kartenausschnitt NordOstLink,“ 24 Januar 2023. [Online]. Available: https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Onshore_Germany/Netzausbau_Schleswig-Holstein_S%C3%BCd/Projektsteckbrief_NordOstLink.pdf. [Zugriff am 24 Januar 2023].

- [59] DVGW G 463:2021-10: *Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Planung und Errichtung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches.*
- [60] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid und D. Stolten, „Stolten; Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model,“ *Applied Energy*, Bd. 200, pp. 290 - 302, 2017.
- [61] T. Lipman und N. Shah, „Ammonia as an Alternative Energy Storage Medium for Hydrogen Fuel Cells: Scientific and Technical Review for Near-Term Stationary Power Demonstration Projects,“ Final Report. Institute of Transportation Studies, UC Berkeley, 2007.
- [62] C. Smith, K. H. Alfred und . L. Torrente-Murciano, „Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape,“ *Energy Environ. Sci.*, Bd. 13, pp. 331-344, 2020.

Anlagen und Tabellen

Anlage 1: Umwandlungsverluste von H₂-Derivaten [60] [61] [62]

