

---

# Machbarkeitsstudie:

Auf- und Ausbau  
eines leistungsfähigen  
Wasserstofftransportnetzes  
in Brandenburg

---



**Machbarkeitsstudie:**  
Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

---

**Auftraggeber:**

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg

**Projektteam:**

**Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG**

Dr. Thorsten Spillmann

Christoph Nolden

Philipp Sander

Veronika Lenivova

**Fraunhofer-Einrichtung für System- und Innovationsforschung ISI**

Dr. Joshua Garcia Fragoso

Daniel Speth

**Reiner Lemoine Institut**

Juliane Arriens

**INFRACON Infrastruktur Service GmbH & Co. KG**

Florian Temmler

Ruth Rieger

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	5
Tabellenverzeichnis.....	6
1 Einleitung .....	7
1.1 Hintergrund.....	7
1.2 Vorgehen und Methodik .....	9
1.3 Aufbau der Studie .....	12
2 Wasserstofferzeugungspotenziale in Brandenburg.....	12
2.1 Potenziale zur Stromerzeugung aus Wind und Freiflächenphotovoltaik in Brandenburg.....	13
2.2 Potenzielle Wasserstofferzeugung in Brandenburg .....	16
3 Senkenanalyse .....	17
3.1 Industriesektor .....	19
3.1.1 Methodisches Vorgehen .....	19
3.1.2 Ergebnisse.....	20
3.2 Mobilitätssektor .....	23
3.2.1 Methodisches Vorgehen .....	23
3.2.2 Ergebnisse.....	25
3.3 Fernwärme.....	27
3.3.1 Methodisches Vorgehen .....	27
3.3.2 Ergebnisse.....	28
3.4 Rückverstromung .....	28
3.4.1 Methodisches Vorgehen .....	28
3.4.2 Ergebnisse.....	29
3.5 Zusammenfassung .....	29
4 Wasserstoffspeicher und -transitflüsse .....	30
4.1 Wasserstoffspeicherung .....	30
4.2 Wasserstoffflüsse über die Landesgrenzen .....	32
5 Grobtrassierung .....	33
5.1 Trassierungsgrundsätze.....	33
5.2 Methodik der Trassenermittlung.....	34
5.3 Trassenführung und Ausbauplan .....	35
5.3.1 Ausbauplan 2030 .....	35
5.3.2 Ausbauplan 2035 .....	36

**Machbarkeitsstudie:**

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

---

5.3.3	Ausbauplan 2040 .....	37
5.3.4	Ausbauplan 2045 .....	38
5.3.5	Realisierung Neubau.....	39
5.3.6	Realisierung Umstellung.....	41
5.4	Netzdimensionierung.....	41
5.4.1	Berechnungen .....	41
5.4.2	Berechnungsergebnisse und Schlussfolgerungen .....	42
6	Kostenberechnung .....	44
7	Zusammenfassung und Fazit .....	47
8	Anhang .....	49
8.1	Berechnungsparameter zur EE-Strompotenzialen.....	49
9	Literatur .....	50

## ABBILDUNGSSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Vorschläge für ein Wasserstoffgrundnetz in den Jahren 2030 und 2050 der FNB Gas (FNB Gas 2021b).....	8
Abbildung 2: Ausbaustufen eines Europäischen Wasserstoffbackbone-Netzes (EHB 2022).....	8
Abbildung 3: Darstellung bestehender IPCEI – Projekte (Manske 2021) .....	9
Abbildung 4: Modellverbund der Langfristszenarien 3 und Darstellung der Modellregionen .....	10
Abbildung 5: Dreistufiger methodischer Ansatz zur Quellen- und Senkenanalyse .....	11
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Berechnungsprozedur zur Bestimmung der Stromerzeugungspotenziale aus Wind und Freiflächenphotovoltaik (PV) .....	13
Abbildung 7: Verteilung der potenziellen Stromerzeugung auf die ostdeutschen Bundesländer links: Erzeugungsleistung, rechts: Erzeugungsmenge .....	14
Abbildung 8: Vergleich mit Potenzialwerten des Agora PV- und Windflächenrechners .....	15
Abbildung 9: Anteile Brandenburgs am Stromerzeugungspotenzial in Modellregion "Nord-Ost" .....	15
Abbildung 10: Entwicklung der Stromerzeugung in Brandenburg entsprechend Szenario TN-H2 .....	16
Abbildung 11: Regionales Wasserstoffherzeugungspotenzial in Brandenburg .....	17
Abbildung 12: Kartographische Darstellung des Wasserstoffherzeugungspotenzials im Jahr 2045.....	17
Abbildung 13: Übersicht der betrachteten Verwertungssektoren von Wasserstoff .....	18
Abbildung 14: Zeitliche Entwicklung der potenziellen Wasserstoffnachfrage in der Industrie und deren regionale Verteilung.....	20
Abbildung 15: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage im Industriesektor .....	21
Abbildung 16: Agentenbasierte Modellierung der Fahrzeugflotte .....	24
Abbildung 17: Regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs im Verkehr .....	25
Abbildung 18: Potenzieller Wasserstoffeinsatz Mobilitätssektor in Brandenburg und Berlin .....	26
Abbildung 19: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage im Mobilitätssektor .....	26
Abbildung 20: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage zur Fernwärmeerzeugung .....	28
Abbildung 21: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage zur Stromerzeugung .....	29
Abbildung 22: Zusammenfassung der Senkenanalyse und Vergleich mit Literaturwerten .....	30
Abbildung 23: Verteilung des Speicherpotenzials in Brandenburg in Salzstrukturen (Donadei et al. 2020) ..	32
Abbildung 24: Zeitliche Entwicklung der potenziellen Im- und Exportflüsse nach Brandenburg .....	33
Abbildung 25: Ausbauplan 2030 .....	36
Abbildung 26: Ausbauplan 2035.....	37
Abbildung 27: Ausbauplan 2040.....	38
Abbildung 28: Ausbauplan 2045 .....	39

**TABELLENVERZEICHNIS**

Tabelle 1: bestehendes Speicherpotenzial in Brandenburg .....	31
Tabelle 2: Speichervolumen des Netzes nach Jahresscheiben .....	44
Tabelle 3: CAPEX je km Trasse (EHB 2022).....	45
Tabelle 4: CAPEX der Realisierungsabschnitte.....	45
Tabelle 5: Einsparpotenzial Trassenbündelung und Umstellung .....	46
Tabelle 6: Landnutzungsfaktoren für Wind an Land und Freifläche PV .....	49
Tabelle 7: Berücksichtigte technische Faktoren zur Potenzialbestimmung von Wind und PV .....	49

## 1 EINLEITUNG

Mit der Erarbeitung einer „Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg“ (MWAE 2021) und deren Einbettung in die Energiestrategie 2040 (MWAE 2022) hat das Land Brandenburg einen wichtigen Schritt zu einem Ausbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft getätigt. Im Zuge der Umsetzung der Strategie hat das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg (MWAE) das Konsortium von INFRACON, Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI und dem Reiner Lemoine Institut beauftragt, die Grundlagen für den Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes im Land Brandenburg zu erarbeiten. Ziel der Machbarkeitsstudie ist die Entwicklung eines übergeordneten Wasserstoffnetzes, das regionale Wasserstoffherzeuger, -speicher und -endverbraucher miteinander verbindet und sich in eine deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur einfügt.

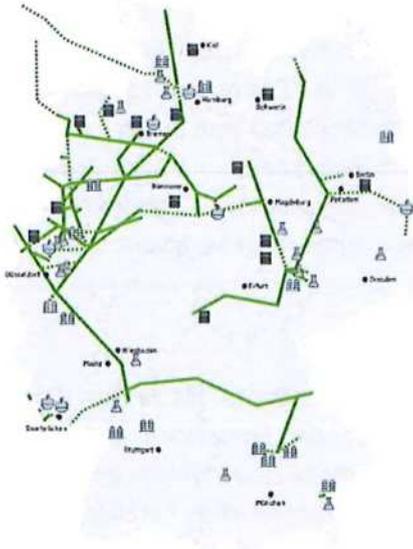
### 1.1 Hintergrund

Die Transformation des Energiesystems mit dem Ziel, Treibhausgasneutralität bis zu dem Jahr 2045 zu erreichen, stellt eine große Herausforderung dar. Der Anstieg der Emissionen in Verkehrs- und Industriesektor im Jahr 2021 gegenüber dem Vorjahr und die wiederholte Zielverfehlung im Gebäudesektor zeigen, dass die bisher ergriffenen Maßnahmen noch zu keinen substanziellen Veränderungen in den Nachfragesektoren geführt haben. Aktuelle Projektionen der zukünftigen Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland zeigen auch, dass die bisher ergriffenen Maßnahmen nicht ausreichen, um die im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verankerten Ziele für das Jahr 2030 zu erreichen (BMWK 2022b). Es kann also konstatiert werden, dass in allen Nachfragesektoren ein großer Handlungsbedarf besteht. Mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien bei der Erzeugung von Strom und Wärme steigt auch die Relevanz an geeigneten Speicher- und Sektorkopplungsmöglichkeiten für eine primärenergetisch effiziente Ausgestaltung des Energiesystems.

Grünem Wasserstoff wird in diesem Zusammenhang eine Schlüsselrolle zugeschrieben (BMWK 2022a). So gibt es insbesondere im Industriesektor Anwendungen, in denen es für die Verwendung von Wasserstoff zur vollständigen Dekarbonisierung wenige oder keine Alternativen gibt. Die Elektrolysetechnologie bietet des Weiteren die Möglichkeit, überschüssigen Strom aus Wind- und PV-Anlagen (wenn auch verlustbehaftet) in Wasserstoff zu konvertieren und somit sowohl kurz- als auch langfristig speicherbar zu machen. Die auf diese Weise gespeicherte Energie lässt sich durch Rückverstromung oder Verbrennung sowohl dem Strom- als auch dem Wärmesektor zuführen. Somit kann Wasserstoff als Sektorkopplungsprodukt einen wesentlichen Beitrag zur Sicherung der Strom- und Wärmeversorgung leisten, insbesondere bei der Abdeckung von Spitzen- und Residuallasten, oder wenn alternative Energiequellen nicht ausreichend vorhanden sind.

Um den Einsatz von Wasserstoff voranzutreiben, hat die Bundesregierung im Jahr 2020 die Nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht. Darin wird das Ziel formuliert, 5 GW Elektrolyseleistung bis 2030 und weitere 5 GW bis spätestens 2040 in Deutschland aufzubauen und eine entsprechende Transportinfrastruktur dafür zu entwickeln. Ein erster Vorschlag für ein Wasserstofftransportnetz wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2020-2030 (FNB Gas 2021a) dargestellt und später für die Ausbaustufen in den Jahren 2030 und 2050 konkretisiert (Abbildung 1).

H<sub>2</sub>-Netz 2030



H<sub>2</sub>-Netz 2050

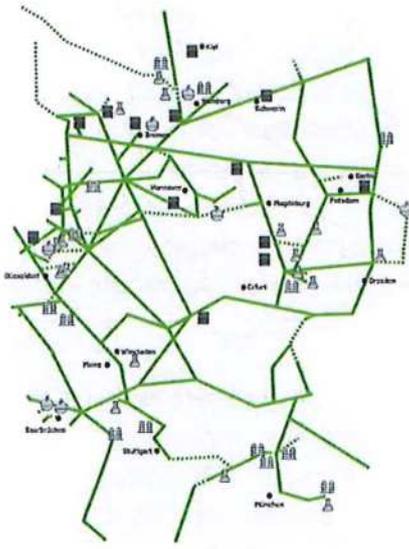


Abbildung 1: Vorschläge für ein Wasserstoffgrundnetz in den Jahren 2030 und 2050 der FNB Gas (FNB Gas 2021b)

Figure 1 – 2030

Accelerated and updated 2030 EHB network supports the city hydrogen corridor to create a domestic and export market for hydrogen and increase European energy system resilience

- |                   |                  |   |
|-------------------|------------------|---|
| <b>Facilities</b> | <b>Storage</b>   | <b>Other</b>                                |
| ● Refinery        | ● Liquefaction   | ● City for ammonia production               |
| ● Plant           | ● Air port       | ● Energy plant (biomass, wind, solar, etc.) |
| ● Power plant     | ● Disposal field | ● Hydrogen production                       |
| ● Wind farm       | ● Well           | ● Hydrogen storage                          |
| ● Biomass plant   | ● Well           | ● Hydrogen storage                          |
| ● Biomass plant   | ● Well           | ● Hydrogen storage                          |

**General remarks**  
Across all corridors, market conditions are continuously evolving. This report is updated regularly from the stakeholders, considering market gas corridor. Also, local and national developments.

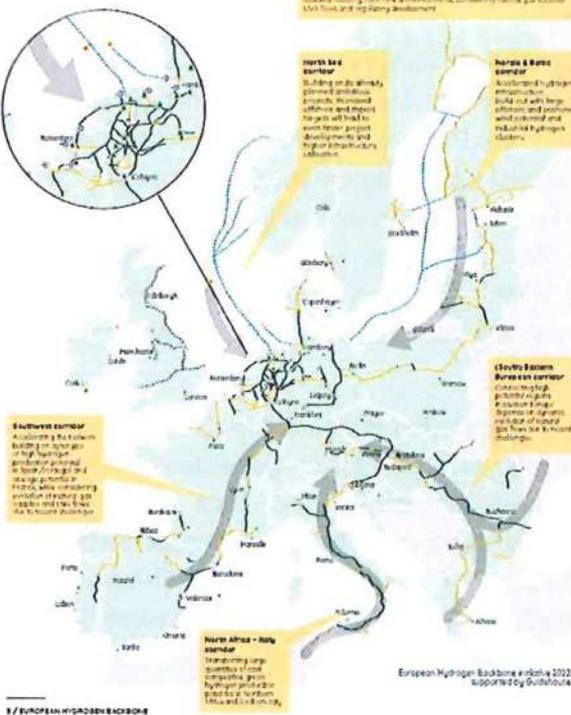


Figure 3 – 2040

Nature infrastructure stretching towards all directions by 2040

- |                   |                  |   |
|-------------------|------------------|---|
| <b>Facilities</b> | <b>Storage</b>   | <b>Other</b>                                |
| ● Refinery        | ● Liquefaction   | ● City for ammonia production               |
| ● Plant           | ● Air port       | ● Energy plant (biomass, wind, solar, etc.) |
| ● Power plant     | ● Disposal field | ● Hydrogen production                       |
| ● Wind farm       | ● Well           | ● Hydrogen storage                          |
| ● Biomass plant   | ● Well           | ● Hydrogen storage                          |
| ● Biomass plant   | ● Well           | ● Hydrogen storage                          |

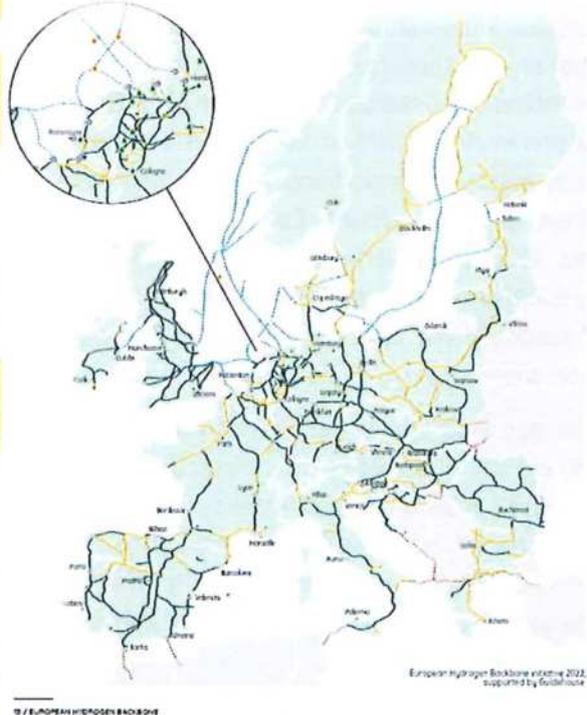


Abbildung 2: Ausbaustufen eines Europäischen Wasserstoffbackbone-Netzes (EHB 2022)

Auch auf europäischer Ebene gibt es mit der Initiative European Hydrogen Backbone ein vergleichbares Bestreben, eine Vision für ein europäisches Wasserstoffgrundnetz zu entwickeln, welches zu einem Großteil auf der Umwidmung bestehender Fernleitungen basiert (EHB 2022). In dieser entwickeln sich in Europa bis 2030 fünf Versorgungskorridore, die bis 2040 durch die sukzessive Umstellung und den Neubau von Leitungen zunehmend zu einem umfassenden Backbone-Netz verbunden werden (Abbildung 2).

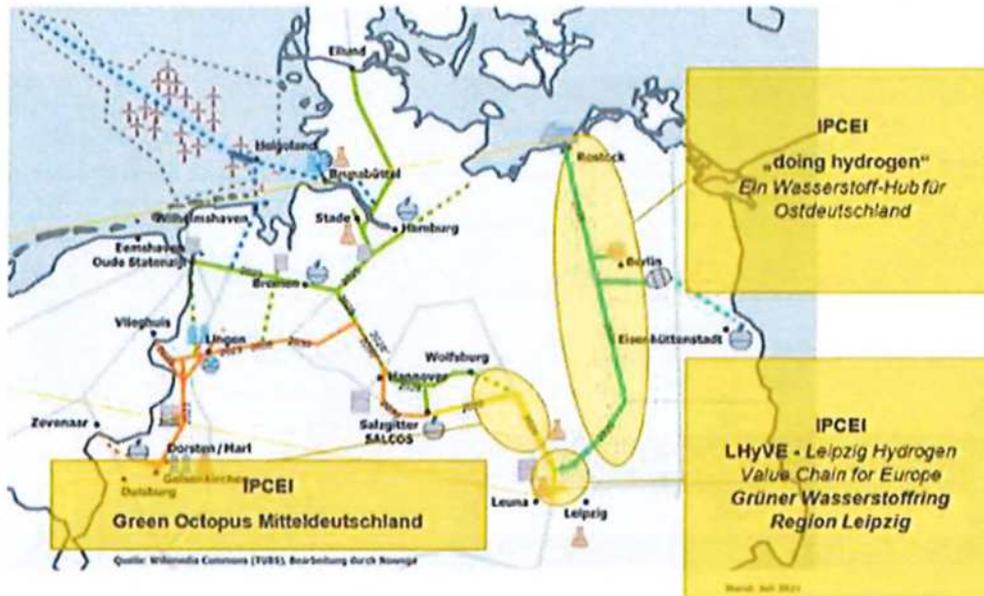


Abbildung 3: Darstellung bestehender IPCEI – Projekte (Manske 2021)

Sowohl das nationale Wasserstoff-Startnetz des FNB-Gas als auch das europäische Backbone-Netz sehen für die Region Brandenburg/Berlin bis 2030 einen Wasserstoffversorgung über Pipelines vor, die im Rahmen des IPCEI<sup>1</sup>-Vorhabens Doing Hydrogen bis 2028 auf einen Betrieb mit 100 % Wasserstoff umgestellt werden sollen. In dem Vorhaben wird der Rostocker Hafen mit verschiedenen Wasserstoffeinspeisepunkten, Verbrauchern und Speichern über eine Pipeline bis Leipzig und einem Abzweig südlich von Berlin über Rüdersdorf nach Eisenhüttenstatt verbunden (Abbildung 3).

## 1.2 Vorgehen und Methodik

Der Fokus dieser Studie liegt auf der Ermittlung der wesentlichen potenziellen Wasserstoffsinken und -quellen in Brandenburg sowie auf der Ableitung einer effizienten Netztrassierung mit der Prüfung der möglichen Umrüstung von Bestands-Erdgasnetzen.

Für eine sinnvolle Quantifizierung potenziell zu transportierender Energiemengen reicht eine rein regionale Betrachtung potenzieller Quellen und Senken jedoch nicht aus. Ob regionale EE-Stromerzeugungskapazitäten zur elektrolytischen Wasserstofferzeugung genutzt werden, ist abhängig von der überregionalen Nachfrage an Strom und Wasserstoff und den damit verbundenen Preisen. Auch ist der systemische Nutzen von Sektorkopplungslösungen abhängig von anderen überregionalen Flexibilitätsoptionen im deutschen und europäischen Energiesystem. Nicht zuletzt sollten Transitflüsse aus und in angrenzende Regionen bei der Trassierung berücksichtigt werden.

Aus diesem Grund bauen die im Rahmen dieser Studie erfolgten Auswertungen auf gesamtsystemischen Analysen auf nationaler bzw. europäischer Ebene auf, die im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien für

<sup>1</sup> IPCEI: Important Project of Common European Interest

die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (im Folgenden genannt „Langfristszenarien“) im Auftrag des BMWK erarbeitet wurden (Sensfuß et al. 2021). In dem Projekt wurden mehrere Dekarbonisierungspfade mit unterschiedlichen technologischen Schwerpunktsetzungen modelliert<sup>2</sup>. Im Ergebnis liegen Energieangebot und -nachfrage in stündlicher Auflösung aufgeteilt in Großregionen Europas vor (Abbildung 4). Deutschland ist dabei in sechs Modellregionen aufgeteilt. Die Modellregion „Nord-Ost“ umfasst neben den Bundesländern Brandenburg und Berlin auch Mecklenburg-Vorpommern und Teile von Sachsen-Anhalt und Niedersachsen.

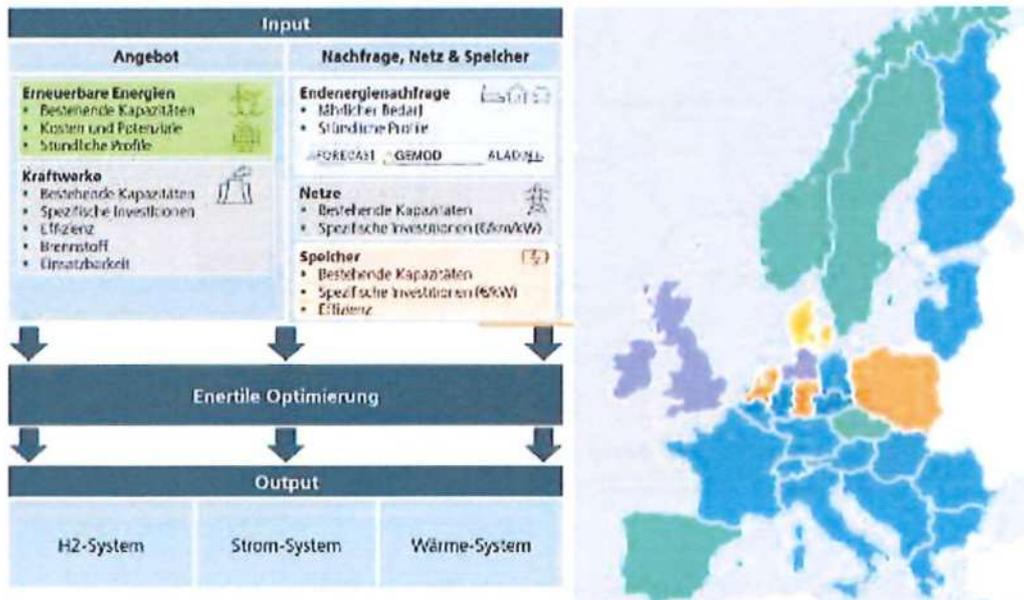


Abbildung 4: Modellverbund der Langfristszenarien 3 und Darstellung der Modellregionen

Für die im Rahmen der vorliegenden Studie analysierten Sektoren wurden Ergebnisse des Szenarios TN-H2 zugrunde gelegt, in dem Wasserstoff die zentrale Dekarbonisierungstechnologie darstellt. Die ermittelten Werte sind aus Sicht der Autorinnen und Autoren als Obergrenzen zu verstehen und explizit nicht als Prognosen eines wahrscheinlichsten Entwicklungspfades. Im Sinne einer Abschätzung potenzieller Transportmengen von Wasserstoff stellen sie jedoch geeignete Richtgrößen dar, die sich in ein konsistentes Gesamtbild des nationalen Transformationsprozesses einfügen.

<sup>2</sup> Ausgehend von einer szenarienspezifischen Entwicklung der Endenergienachfrage, der Potenzialanalyse erneuerbarer Energieerzeugungsoptionen und weiterer Systemparameter erfolgt eine Optimierung des Gesamtenergiesystems. Zielsetzung ist der kosteneffiziente Einsatz und Zubau geeigneter Erzeugungskapazitäten zur Erreichung der nationalen Klimaziele unter der Prämisse, dass die Energienachfrage der Verbrauchssektoren gedeckt ist.

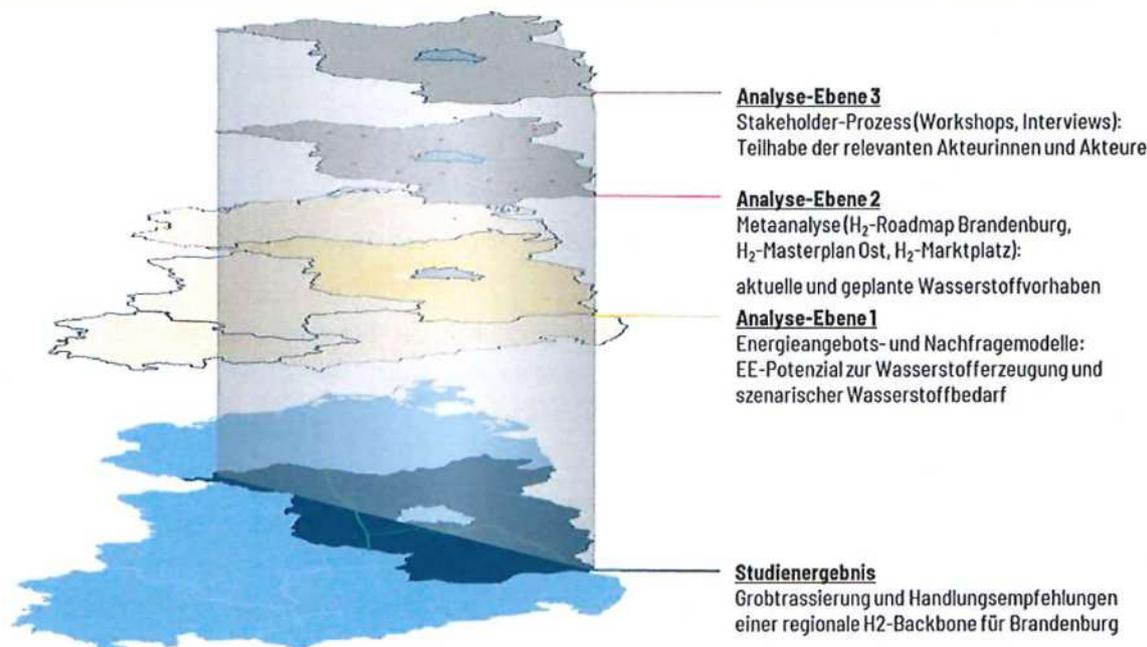


Abbildung 5: Dreistufiger methodischer Ansatz zur Quellen- und Senkenanalyse

Um die regionalen Besonderheiten angemessen zu berücksichtigen, wurde für die Bestimmung der anzusetzenden Energieflussmengen ein dreistufiger methodischer Ansatz gewählt (Abbildung 1): Zunächst wurden auf Grundlage der Langfristszenarien und den dafür eingesetzten Modelldatenbanken des Fraunhofer ISI ein regional aufgeschlüsseltes Angebots- und Nachfragepotenzial von grünem Wasserstoff ermittelt sowie potenzielle Wasserstoffimporte und -transitflüsse abgeschätzt (Analyse-Ebene 1). In einem darauffolgenden Schritt wurden wichtige Akteure und deren bestehende oder geplante Vorhaben identifiziert und in die Analyse mit einbezogen (Analyse-Ebene 2). Hierfür wurden die anonymisierten Daten aus dem Wasserstoffmarktplatz genutzt, einer digitalen Vernetzungs- und Planungsplattform. Der Wasserstoffmarktplatz war im Auftrag des MWAE im Jahr 2021 erstellt worden, um den Markthochlauf in der Region zu beschleunigen. Während der Projektlaufzeit wurden die Marktakteure und regionalen Stakeholder sowohl durch das MWAE als auch durch das Konsortium zur Teilnahme an der Plattform aufgefordert und explizit auf deren Verwendung als Datengrundlage für das hier beschriebene Vorhaben hingewiesen. In einem letzten Schritt wurden im Rahmen eines Stakeholder-Prozesses Inputs der beteiligten Akteurinnen und Akteure eingeholt und mitberücksichtigt (Analyse-Ebene 3). Hierfür wurde ein halbtägiger Expertenworkshop abgehalten. Im ersten Workshop wurden die Ergebnisse der Quellen- und Senkenanalyse vor einem diversen Kreis regionaler Akteure vorgestellt und in einem moderierten Prozess Feedback eingeholt. Zusätzlich wurden Gespräche mit Vertretern relevanter IPCEI-Vorhaben im Mobilitätsbereich und mit Vertretern des WFBB zum Abgleich mit den Ergebnissen des Gewerbeflächenentwicklungskonzeptes durchgeführt. Die Entwicklung der potenziellen Wasserstoffquellen- und -senken wurde für die Jahre 2030, 2040 und 2045 quantifiziert. Die den Analysen zugrundeliegende Version der Langfristszenarien war noch nicht auf die vorgezogene Erreichung der Klimaneutralität vor 2050 ausgelegt. Aus diesem Grund wurde der Zeitraum nach 2040 gestaucht und die Erreichung der 2050er Ausbau- bzw. THG-Reduktionszeile bereits im Jahr 2045 angenommen.

Die Trassierung wurde im ersten Schritt als „Greenfield-Ansatz“ (es wurden keine möglichen Umstelloptionen berücksichtigt) und auf Basis der in vorangeschrittenen Arbeitsschritten ermittelten Daten durchgeführt. Es wurden grundlegende Trassierungsgrundsätze beachtet und die hierfür notwendigen, öffentlich zugänglichen Karten beschafft und ausgewertet.

Basierend auf der „Greenfield-Trassierung“ wurde ein zweiter Experten-Workshop durchgeführt. Dieser hatte zum Ziel, den identifizierten Trassenverlauf mit den relevanten Transportnetzbetreibern zu diskutieren sowie Pläne und Einschätzungen zur potenziellen Umstellung relevanter Trassenabschnitte auf die Beförderung von Wasserstoff einzuholen. Basierend darauf wurde eine finale Trassierung inkl. möglicher Umstelloptionen für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 entworfen.

Mithilfe des STANET-Tools wurde die Leitung durch Simulation verschiedenster Abnahme- und Produktionsszenarien dimensioniert.

Abschließend wurden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Wasserstoffnetzes basierend auf Abschätzungen zu Kosten aus dem European Hydrogen Backbone, der Studie der FNB Gas und Erfahrungswerten aus Pipelineprojekten der INFRACON ermittelt.

### **1.3 Aufbau der Studie**

Im folgenden Kapitel 2 der Studie werden das Vorgehen und die Ergebnisse der Analyse des Wasserstoffherzeugungspotenzials in der Region Brandenburg/Berlin beschrieben, welches auf Grundlage einer detaillierten Modellierung der regionalen Stromerzeugungspotenziale aus Windenergie und Freiflächenphotovoltaik abgeleitet wurde.

Im darauffolgenden Kapitel 3 werden Vorgehen und Ergebnisse der Analyse potenzieller regionaler Wasserstoffsinken erläutert. Die Quantifizierung von Speicherpotenzialen und die Abschätzung zu Transitflüssen wird in Kapitel 4 beschrieben.

Diese Analysen bilden die Grundlage für die Ableitung des groben Trassenverlaufs und der Dimensionierung eines Grundnetzes zur regionalen Wasserstoffversorgung (Kapitel 5).

In Kapitel 6 erfolgt die wirtschaftliche Betrachtung des Transportnetzes basierend auf einer Abschätzung der kapitalgebundenen sowie der betriebsgebundenen Kosten.

Die Ergebnisse der Studie werden in Kapitel 7 zusammengefasst.

## **2 WASSERSTOFFERZEUGUNGSPOTENZIALE IN BRANDENBURG**

Während für die treibhausgasneutrale Erzeugung von Wasserstoff verschiedene Herstellungsverfahren in Betracht kommen, beschränkt sich die Potenzialbetrachtung dieser Studie auf die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff. Diese ist aus systemischer Sicht von besonderer Bedeutung, da sie die Möglichkeit bietet, überschüssige Strommengen durch die Konversion in Wasserstoff speicherbar zu machen und bedarfsgerecht in vielseitiger Weise einzusetzen. Konkrete Projekte zu alternativen Wasserstoffherstellungsverfahren werden in der Analyse berücksichtigt, wenn die entsprechenden Vorhaben zum Zeitpunkt der Auswertung im Wasserstoffmarkt vermerkt waren.

Das theoretische technische Erzeugungspotenzial ist neben der unterstellten Effizienzentwicklung der Elektrolyse-Technologie vor allem abhängig von den regionalen Stromerzeugungspotenzialen. Diese wurden im Rahmen der Studie mit hoher regionaler Auflösung für die Windenergie sowie Freiflächenphotovoltaik ermittelt. Wie stark dieses technische Potenzial jedoch ausgenutzt wird, lässt sich mit einer regionalfokussierten Betrachtung nicht beantworten. Die Frage, ob erneuerbar erzeugter Strom ins Netz eingespeist oder zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt wird, ist abhängig vom überregionalen Marktgeschehen bzw. dem Gesamtenergiesystem. Um die Konformität zwischen regionaler Erzeugung und der gesamtsystemischen Entwicklung sicherzustellen, wurde die potenzielle Wasserstoffherzeugung in Brandenburg aus den Ergebnissen des Szenarios *TN-H<sub>2</sub>* für Deutschland abgeleitet und auf Basis der

örtlichen Verteilung der Stromerzeugungspotenziale regionalisiert. Der Zubau von Wasserstoffherstellungskapazitäten und deren Einsatz zur Wasserstoffherzeugung in den Modellregionen Deutschlands und Europas erfolgt in den *Langfristszenarien* auf Grundlage einer überregionalen multikriteriellen Kostenoptimierung. Mit dem Szenario *TN-H2* wurden die Analysen auf eine Berechnung gestützt, in der eine dezidierte Schwerpunktsetzung auf Wasserstofftechnologien als Dekarbonisierungsoptionen gesetzt wurde und die sich aus Sicht der Autorinnen und Autoren als geeignete Obergrenze für den systemisch sinnvollen Einsatz von Wasserstoff ansehen lässt.

## 2.1 Potenziale zur Stromerzeugung aus Wind und Freiflächenphotovoltaik in Brandenburg

Die Potenziale zur Stromerzeugung aus Wind und Freiflächenphotovoltaik wurden mit dem *Enertile Renewable Potential Calculator 2.0* bestimmt. In dem vom Fraunhofer ISI entwickelten Modell werden in hoher regionaler Auflösung die Flächenverfügbarkeiten für verschiedene erneuerbare Erzeugungstechnologien anhand vorgegebener Nutzungskriterien gemäß dem *Corine Land Cover 2018*-Datensatz (Copernicus 2018) bestimmt. Hierbei werden Schutzgebiete der Kategorien Ia, Ib und II gemäß der *International Union for Conservation of Nature and Natural Resources* (IUCN 2022) ausgenommen. Darauf aufbauend wird das technische Erzeugungspotenzial unter Berücksichtigung unterstellter technologischer Entwicklungspfade auf Basis stündlicher Wetterdaten<sup>3</sup>, wie den Einstrahlungs-, Temperatur- und Windgeschwindigkeitsbedingungen, und anderer technischer Parameter, wie ein Mindestabstand von Windanlagen zu Siedlungen oder der unterstellten Leistungsdichte von Photovoltaik, berechnet (Abbildung 6). Eine Übersicht zu den verwendeten technischen Faktoren und Landnutzungsfaktoren findet sich im Anhang.

In der softwarebasierten Auswertung ist auf aktuellen Kohleabbaugebieten keine Flächenverfügbarkeit für erneuerbare Energien gegeben, da diese für den Tagebau vorgesehen sind. Dieses zusätzliche Potenzial wurde auf rund 14 GW installierter Leistung abgeschätzt. Dies entspricht in etwa dem Ausbauziel des GigawattFactory-Vorhabens der LEAG für das Jahr 2040 (dpa 2022), in dessen Rahmen Stromerzeugungskapazitäten aus Wind- und PV-Anlagen auf den Lausitzer Tagebauflächen aufgebaut werden sollen (LEAG 2022).

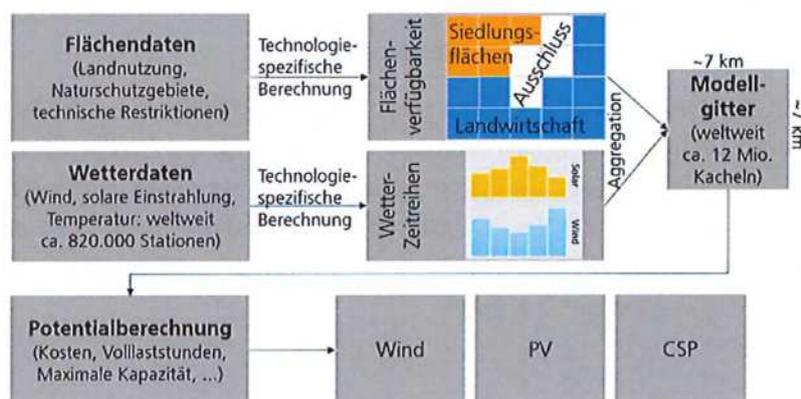


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Berechnungsprozedur zur Bestimmung der Stromerzeugungspotenziale aus Wind und Freiflächenphotovoltaik (PV)

Die Potenzialauswertung wurde für alle ostdeutschen Bundesländer durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7 dargestellt. Von besonderer Bedeutung für die weiteren Analysen sind neben Brandenburg und

<sup>3</sup> COSMO-REA6-Datensatz (Hans-Ertel-Zentrums für Wetterforschung 2019).

Berlin auch die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt, da diese zumindest anteilig der Modellregion „Nord-Ost“ aus den Langfristszenarien zugehörig sind und im Zuge dessen zur Regionalisierung des Wasserstoffproduktionspotenzials herangezogen wurden. Brandenburg weist mit 40 GW das höchste Stromerzeugungspotenzial auf, Mecklenburg-Vorpommern liegt mit 38 GW etwas darunter. Dies ist vor allem auf das hohe Erzeugungspotenzial auf den ehemaligen Kohletagebaustätten zurückzuführen, wo eine geringe Flächenkonkurrenz zu anderen Nutzungsmöglichkeiten besteht. Die Stromerzeugungskapazitäten von Sachsen-Anhalt (26 GW), Thüringen (17 GW) und Sachsen (16 GW) liegen deutlich unter denen der ersten beiden Bundesländer. In Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen teilt sich das Erzeugungspotenzial recht gleichmäßig auf die Technologien Wind und Freiflächenphotovoltaik auf. In Mecklenburg-Vorpommern ist der Windanteil mit rund 60 % höher, während er in Sachsen mit rund 40 % darunter liegt.

Aufgrund der höheren Vollaststunden bei der Windenergieerzeugung liegt das absolute Stromerzeugungspotenzial in Mecklenburg-Vorpommern mit 82 TWh um rund 10 % über dem von Brandenburg. Ansonsten verzeichnen die absoluten Stromerzeugungspotenziale eine vergleichbare Verteilung zu der installierbaren Leistung.

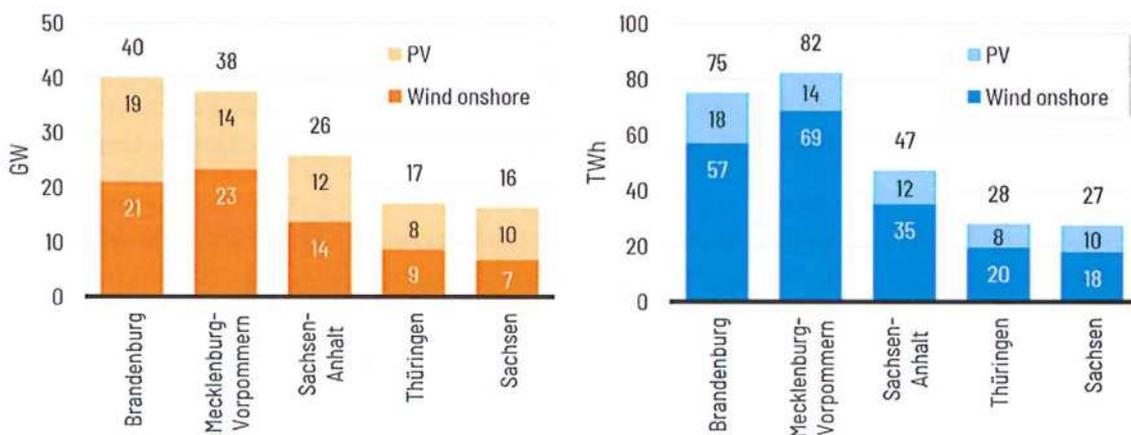
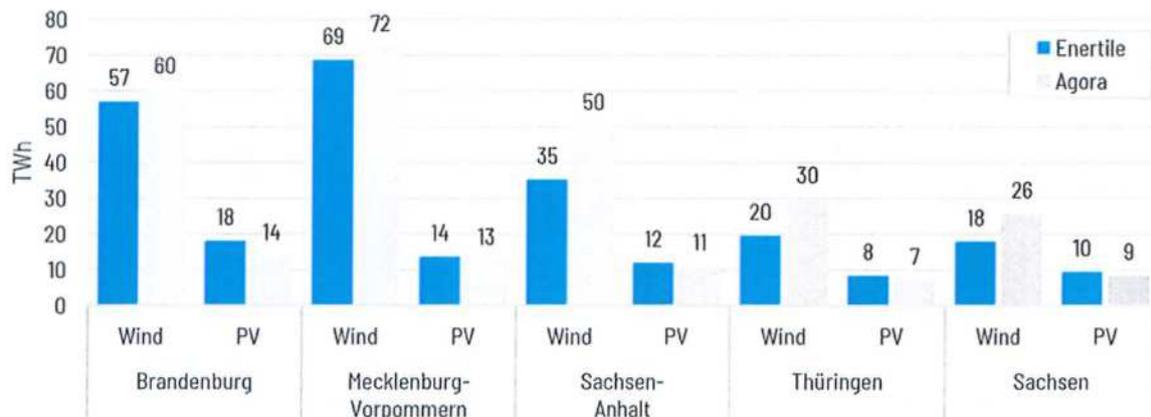


Abbildung 7: Verteilung der potenziellen Stromerzeugung auf die ostdeutschen Bundesländer links: Erzeugungspotenzial, rechts: Erzeugungsmenge

Um die Robustheit der ermittelten Potenzialberechnung zu verifizieren, wurden die Werte mit den Ergebnissen des PV- und Windflächenrechners verglichen, einem von Agora Energiewende bereitgestellten Online-Tool (Agora Energiewende 2022). In diesem werden die Stromerzeugungspotenziale aus Wind- und Freiflächenphotovoltaik auf Grundlage der verfügbaren Flächen unter der Annahme durchschnittlicher Vollaststunden und Energiedichtefaktoren errechnet. Ein Vergleich der Ergebnisse mit angeglichenen Flächenverfügbarkeiten ist in Abbildung 8 gegeben.

**Machbarkeitsstudie:**

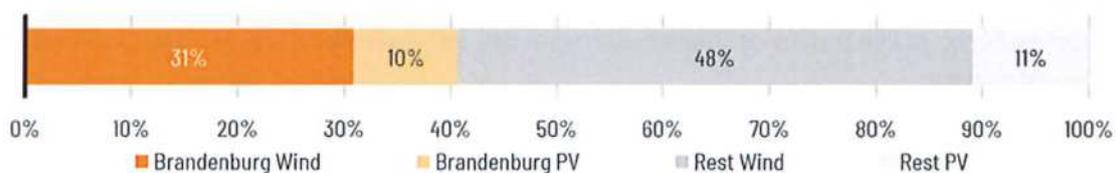
Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg



**Abbildung 8: Vergleich mit Potenzialwerten des Agora PV- und Windflächenrechners**

Die berechneten Ergebnisse zeigen für die Photovoltaik in allen untersuchten Bundesländern ähnliche Ergebnisse mit einer maximalen Abweichung von 4 TWh in Brandenburg, was auf die Berücksichtigung der Tagebauflächen bei der Potenzialabschätzung zurückzuführen ist. Bei der Windenergie sind die im Rahmen dieser Studie ermittelten Potenzialwerte stets niedriger als die Vergleichswerte, liegen aber grundsätzlich in der gleichen Größenordnung. Die größten Unterschiede ergeben sich mit 10-15 TWh in Sachsen-Anhalt und Thüringen. Die Unterschiede sind auf die unterschiedlichen Berechnungsmethoden zurückzuführen: So erfolgt im *Enertile Renewable Potential Calculator 2.0* eine Optimierung zur Identifikation einer kostenoptimalen Turmhöhe einer Windkraftanlage und infolgedessen eine variable Berechnung des Energieertrags. Im Falle des Agora Windflächenrechners werden hingegen Durchschnittswerte verwendet und eine konstante Turmhöhe von 150 m angenommen. Vor diesem Hintergrund liegen die beiden Studien in ihrer Potenzialbewertung aus Sicht der Autorinnen und Autoren in einer akzeptablen Übereinstimmung.

Beschränkt man die Potenzialbetrachtung auf die Modellregion „Nord-Ost“, so besteht insgesamt ein Stromerzeugungspotenzial von 185 TWh (92 GW). Mit 75 TWh fallen rund 41 % dieses Potenzials im Land Brandenburg an (Abbildung 9).



**Abbildung 9: Anteile Brandenburgs am Stromerzeugungspotenzial in Modellregion "Nord-Ost"**

Auf Grundlage der hier ermittelten regionalen Stromerzeugungspotenziale und der zeitlichen Entwicklung der Stromerzeugung im Szenario *TN-H2* aus den *Langfristszenarien* wurde eine zeitliche Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik abgeschätzt, die mit der zunehmenden Elektrifizierung der Energienachfrage sowie der zunehmenden regionalen Produktion von Wasserstoff im Szenario einhergeht (Abbildung 10).

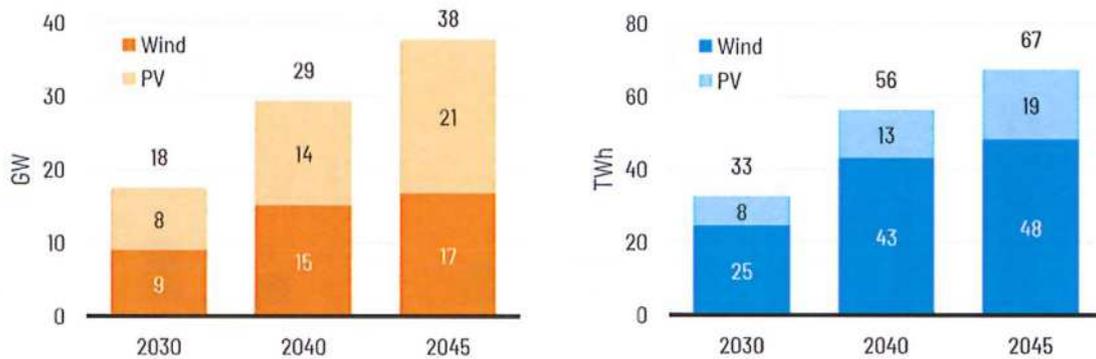


Abbildung 10: Entwicklung der Stromerzeugung in Brandenburg entsprechend Szenario TN-H2

Sowohl die Erzeugung aus Wind- als auch PV-Energie steigt im Zeitverlauf bis 2045 signifikant. Während das Szenarioergebnis für die regional installierte Windenergieleistung mit 9 GW im Jahr 2030 etwas unter dem Zielwert der Energiestrategie 2040 liegt (MWAE 2022), ist der Wert für das Jahr 2040 in guter Übereinstimmung mit der Zielvorgabe. Bis 2045 steigt die installierte Leistung in Brandenburg auf 17 GW. Die Leistungswerte für die Freiflächenphotovoltaik weisen ein noch dynamischeres Wachstum auf. Die Zahlen lassen sich nicht direkt mit denen der Energiestrategie vergleichen, da die Zielvorgaben dort auch Dachflächen-PV-Module beinhalten.

## 2.2 Potenzielle Wasserstoffherzeugung in Brandenburg

Das Szenarioergebnis TN-H2 für die Entwicklung der Wasserstoffherzeugung in der Modellregion „Nord-Ost“ wurde anhand der Verteilung der Stromerzeugungspotenziale regionalisiert und auf die NUTS3-Regionen<sup>4</sup> Brandenburg aufgeteilt. Das Ergebnis ist in Abbildung 11 dargestellt. Die über die Regionen aggregierte Gesamtentwicklung ist in den übergeordneten transparenten Balken dargestellt. Es zeigt sich ein deutliches Gefälle im Erzeugungspotenzial der einzelnen Regionen, das auf die unterschiedlichen Stromerzeugungspotenziale zurückzuführen ist. Das größte Potenzial ist in der Region Spree-Neiße verortet, das zu einem großen Teil auf der Umwidmung ehemaliger Tagebauflächen für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien beruht. Die Potenzialverteilung verläuft in etwa proportional zur Landesfläche. In den kreisfreien Städten und regionalen Ballungszentren fällt die Potenzialbewertung am geringsten aus.

<sup>4</sup> NUTS: Nomenclature des unités territoriales statistiques. NUTS3 entspricht in Deutschland Kreisen und kreisfreien Städten.

**Machbarkeitsstudie:**

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

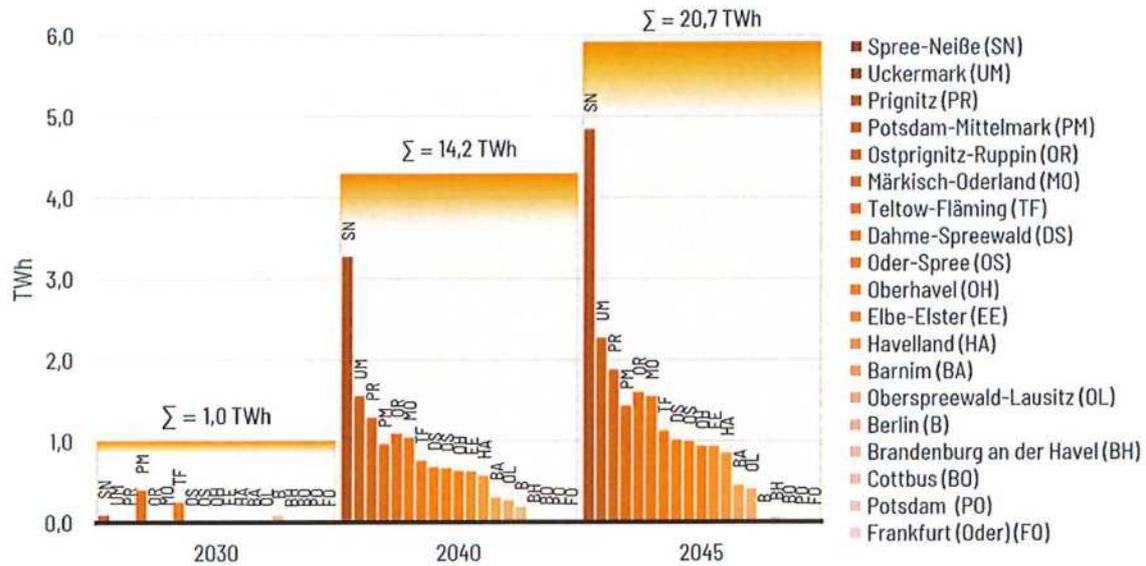


Abbildung 11: Regionales Wasserstofferzeugungspotenzial in Brandenburg

Die regionale Verteilung im Jahr 2045 ist in Abbildung 12 kartographisch dargestellt.

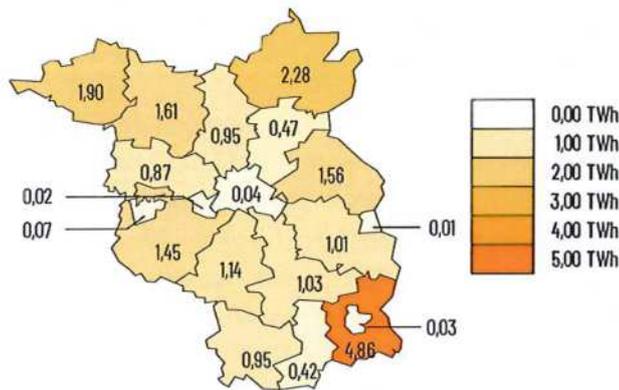


Abbildung 12: Kartographische Darstellung des Wasserstofferzeugungspotenzials im Jahr 2045

**3 SENKENANALYSE**

Neben der Quantifizierung des Erzeugungspotenzials von grünem Wasserstoff lag ein weiterer inhaltlicher Fokus auf der Verortung und Quantifizierung potenzieller Wasserstoffnachfrager, um in einem nächsten Schritt den Verlauf und die Dimensionierung eines möglichen Wasserstofftransportnetzes abzuleiten.



Abbildung 13: Übersicht der betrachteten Verwertungssektoren von Wasserstoff

Mit dem Ziel, die Auslegung des Grundversorgungsnetzes auf robuste Parameter zu stützen, wurde in einem ersten Schritt eine Priorisierung denkbarer Wasserstoffausspeisepunkte vorgenommen. Standorte mit einem hohen erwartbaren Wasserstoffverbrauch und Prozesse mit geringen Alternativtechnologien wurden als besonders relevant für die Netzgestaltung eingestuft.

In Brandenburg trifft dies insbesondere auf Produktionsstandorte der Grundstoffindustrie zu. Wie eingangs in Kapitel 1.1 erwähnt, ist auch der Wasserstoffeinsatz zur Strom- und Fernwärmeerzeugung perspektivisch von großer Relevanz, weil so Lastspitzen im Stromverbrauch bzw. die Residuallast in Wärmenetzen in Zeiten geringer erneuerbarer Energieerzeugung abgedeckt werden können. Allerdings führen die begrenzte Verfügbarkeit und die vergleichsweise hohen Kosten, die mit der Erzeugung oder dem Import von Wasserstoff verbunden sind, dazu, dass Wasserstoff bei einer kostenoptimalen Auslegung des Gesamtenergiesystems vornehmlich zu Zwecken der Systemstabilisierung eingesetzt wird und der absolute Verbrauch aufgrund der geringen Volllaststunden vergleichsweise gering ausfällt (Lux et al. 2021).

Auch im Schwerlastverkehr könnte Wasserstoff eine größere Rolle zukommen, wobei jüngere Analysen auch für diese Anwendungen in direktelektrisch betriebenen Antrieben zunehmend eine Alternativtechnologie sehen. Bei Pkw und leichten Lkw ist eine starke Spreizung in den Studienergebnissen bezüglich der Relevanz von Wasserstoff zu erkennen. Aus heutiger Sicht ist die Marktsituation nicht eindeutig zu bewerten, zumal es in wichtigen Exportländern der Automobilindustrie teilweise ambitioniertere Markteinführungsszenarien für Wasserstofffahrzeuge gibt (Wietschel et al. 2021). Für die hier erfolgten Auswertungen des Verkehrssektors wurde das Szenario TN-H2 zugrunde gelegt, in dem Wasserstoff sowohl im Personen- als auch im Nutzverkehr Einsatz findet.

Die Rolle von Wasserstoff zur dezentralen Gebäudewärmeerzeugung ist umstritten und lässt sich aus Sicht der Autorinnen und Autoren nicht ohne Weiteres für eine Region abschätzen, ohne auf die Basis einer konkreten regionalen Wärmeplanung zurückgreifen zu können. Dies ist auch ein zentrales Fazit aus einer im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats durchgeführten Bottom-Up Studie zur Dekarbonisierung des Wärmemarkts (Thomsen et al. 2022). Allerdings stellt Wasserstoff aufgrund der mit der Herstellung bzw. dem Import verbundenen Energieverluste insgesamt eine energetisch vergleichsweise ineffiziente und damit betriebskostenintensive Heizungsoption dar (Dambeck et al. 2022). Des Weiteren sind für die Gebäudeenergieversorgung im Gegensatz zu Hochtemperaturanwendungen in der Grundstoffindustrie

verschiedene Alternativtechnologien verfügbar, wie Wärmepumpen, Fernwärme und/oder Solarthermie (Meyer et al. 2021). Dies gilt sowohl für Neubauten als auch den Gebäudebestand. Vor dem Hintergrund der mittelfristig begrenzten Verfügbarkeit und des großen Wasserstoffbedarfs für die Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie ist auch der systemische Nutzen des Wasserstoffeinsatzes zur Gebäudebeheizung kritisch zu sehen. Eine schwerpunktmäßig wasserstoffbasierte Gebäudeenergieversorgung erscheint somit unwahrscheinlich. Aufgrund der großen Unsicherheiten wurde der Wasserstoffeinsatz zur dezentralen Gebäudeenergieversorgung in der Quantifizierung potenzieller Wasserstoffsinken nicht berücksichtigt.

Im Rahmen des Stakeholder-Workshops wurde die Nichtberücksichtigung des Gebäudesektors insbesondere von einem Gasnetzbetreiber kritisiert und auf den Mangel an qualifizierten Fachkräften hingewiesen, der den Hochlauf alternativer Technologieoptionen für den aktuell erdgasdominierten Brandenburgischen Wärmemarkt und die Sanierung von Bestandsgebäuden in Frage stellen würde.

Aus Sicht der Autorinnen und Autoren ist es im Hinblick auf den aus der Senkenanalyse abzuleitenden Trassenverlauf angebracht, den Fokus auf Standorte zu setzen, an denen ein großskaliger Wasserstoffeinsatz wahrscheinlich ist. Gleichzeitig kompensieren die eher optimistischen Einschätzungen für den Wasserstoffeinsatz in Industrie und Verkehr eine eventuelle Unterschätzung eines möglichen Wasserstoffeinsatzes zur Gebäudebeheizung. Der Fachkräftemangel stellt mit Sicherheit eine wesentliche Herausforderung für den erfolgreichen Vollzug der Energiewende dar, der aber für alle neuen Technologien zutrifft und somit auch Wasserstoff nicht ausschließt.

### **3.1 Industriesektor**

Treibhausgasneutralem Wasserstoff wird bei der Dekarbonisierung der Industrie eine wichtige Rolle beigemessen. Hierbei können zwei Anwendungsfelder unterschieden werden. Dies ist zum einen die stoffliche Verwendung von Wasserstoff als Industrierohstoff. Schon heute kommt dieser in großen Mengen insbesondere in der chemischen Industrie und in Raffinerieprozessen zum Einsatz. In der Regel wird er in treibhausgasintensiven Verfahren aus Erdgas gewonnen. Insofern stellt die Substitution von grauem Wasserstoff durch treibhausgasneutralen Wasserstoff eine wichtige Dekarbonisierungsoption dar, insbesondere für Produktströme, in denen Wasserstoff als Rohstoff alternativlos ist. Hierzu können auch neuartige Verfahren gezählt werden, wie der Einsatz von Wasserstoff als Reduktionsmittel bei der Stahlerzeugung.

Zum anderen kann Wasserstoff eine Rolle bei der Prozesswärmeerzeugung spielen. Insbesondere bei Hochtemperaturprozessen gibt es neben biomassebasierten Brennstoffen oder direktelektrischen Verfahren wenig Alternativen zur Wärmebereitstellung. Auch im mittleren Temperaturbereich zwischen 200 und 500°C kann Wasserstoff eine sinnvolle Dekarbonisierungsoption darstellen. In niedrigeren Temperaturbereichen, insbesondere bis zu einem Temperaturniveau um 120°C, können alternative Technologien wie Hochtemperaturwärmepumpen oder auch Fernwärme kurz- bis mittelfristig Alternativen zu einer wasserstoffbasierten Prozesswärmeerzeugung darstellen.

#### **3.1.1 Methodisches Vorgehen**

Das Potenzial für den Wasserstoffeinsatz in der Industrie wurde auf Grundlage der Datenbank des FORECAST-Modells<sup>5</sup> des Fraunhofer ISI bestimmt. Diese wurde über mehrere Jahre auf Grundlage öffentlicher Emissionsdatenbanken (EU-ETS & E-PRTR) sowie kommerzieller Sektordatenbanken aufgebaut und umfasst die europaweiten Standorte der energieintensiven Industrie. Für die einzelnen Produktionsstandorte in Brandenburg wurden auf Grundlage von Informationen zu vorhandenen Anlagen und

---

<sup>5</sup> <https://www.forecast-model.eu>

verwendeten Verfahren die spezifischen Energiebedarfe und stofflichen Bedarfe ermittelt, die bei einer Prozessumstellung auf Wasserstoffanfallen würden. Eine detailliertere Beschreibung der Methodik ist in (Neuwirth et al. 2022) wiedergegeben. Die zeitliche Entwicklung der Potenzialausnutzung wurde auf Basis der Verbrauchsentwicklung des Szenarios *TN-H2* aus den *Langfristszenarien*. Die auf diese Weise ermittelten Werte wurden vereinzelt angepasst, um konkretere Informationen zu den Entwicklungen an den Standorten oder Spezifika konkreter Vorhaben einfließen zu lassen.

### 3.1.2 Ergebnisse

Abbildung 14 zeigt eine Übersicht der Ergebnisse nach Industriezweigen im Zeitverlauf. Die regionale Verteilung ist in Abbildung 15 dargestellt. Die Ergebnisse für die relevanten Industriezweige werden im Folgenden kurz beschrieben.

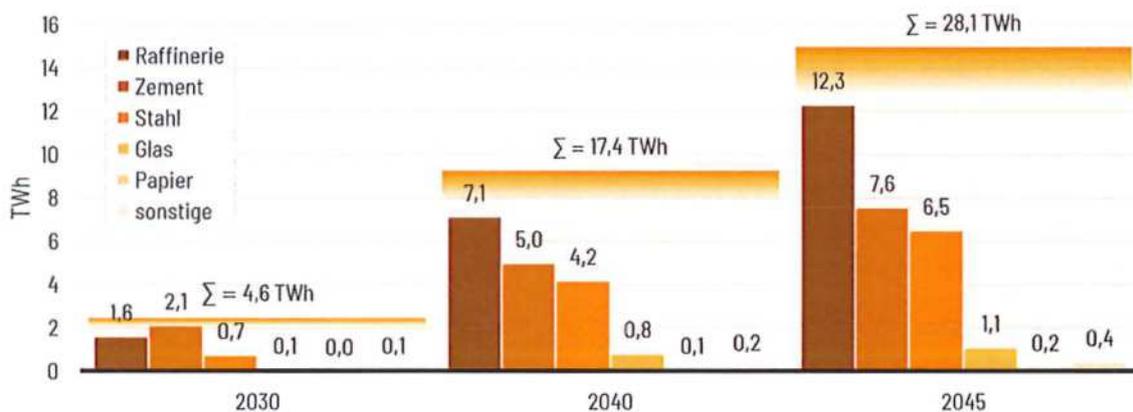


Abbildung 14: Zeitliche Entwicklung der potenziellen Wasserstoffnachfrage in der Industrie und deren regionale Verteilung

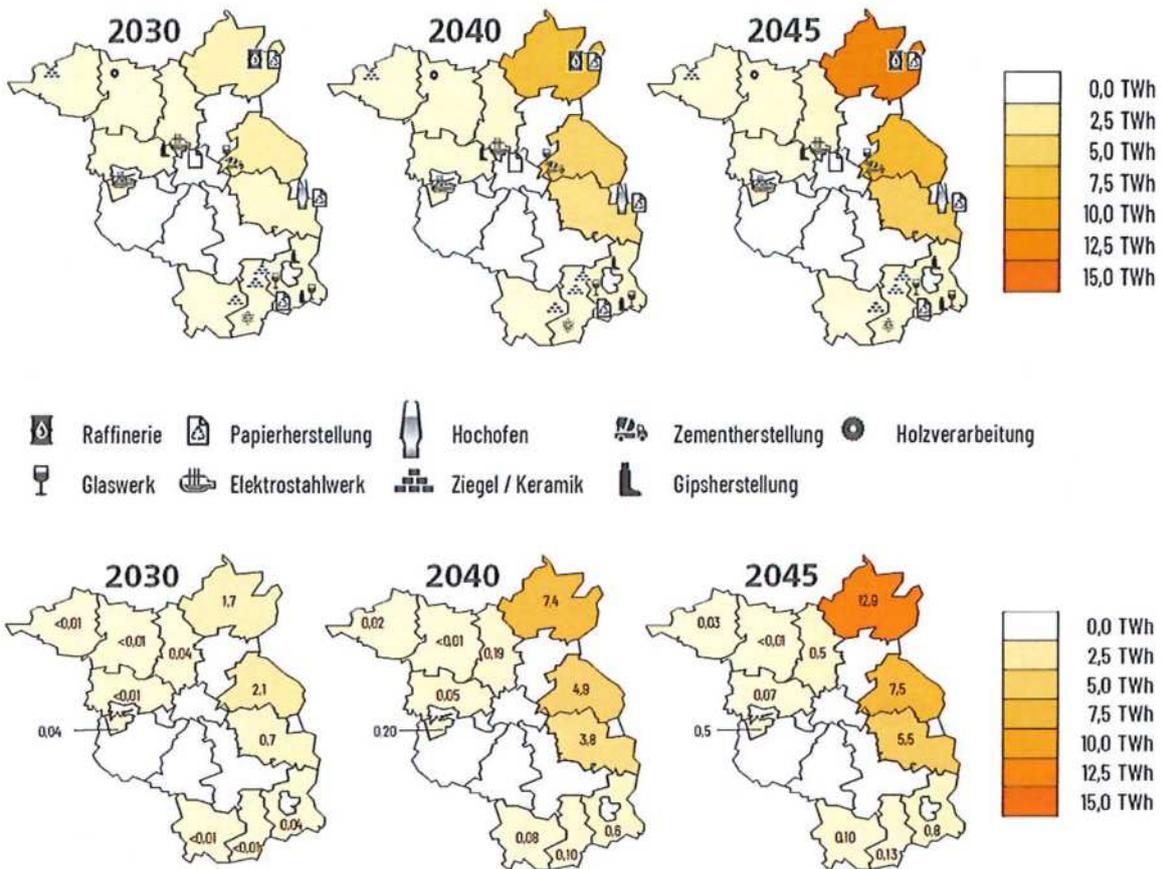


Abbildung 15: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage im Industriesektor

### Stahlindustrie

In Brandenburg befinden sich zwei Elektrostahlwerke in Hennigsdorf und Brandenburg an der Havel sowie ein integriertes Hüttenwerk in Eisenhüttenstadt. In letzterem plant ArcelorMittal die Ablösung des aktuell betriebenen Hochofens durch eine Direktreduktionsanlage und der Errichtung eines Elektrolichtbogenofenwerkes. Während in einer ersten Phase direktreduziertes Eisen aus Bremen in Eisenhüttenstadt verarbeitet werden soll, ist in der zweiten Phase ab 2030 der Aufbau und Betrieb einer eigenen Direktreduktionsanlage geplant. Insgesamt ergibt sich daraus langfristig eine Wasserstoffnachfrage von 4,6 TWh. Neben der Stahlerzeugung an sich ist auch die Weiterverarbeitung zu Walz- oder Flachstahl energieintensiv und erfordert hohe Prozesstemperaturen. Hierfür wurde ein potenzieller Wasserstoffeinsatz von knapp 2 TWh aufgeteilt auf die drei Produktionsstandorte ermittelt.

### Raffinerie

In der Raffinerie PCK Schwedt kommt es bereits heute zu einem stofflichen Einsatz von Wasserstoff von rund 2,6 TWh bei der Rohölveredelung. Aktuell werden in der Raffinerie neben Kraftstoffen auch sog. High Value Chemicals wie Aromate und Olefine hergestellt. Eine Abschätzung der langfristigen Entwicklung ist dadurch erschwert, dass der Einsatz fossiler Kraftstoffe im Verkehrssektor bis 2045 zum Erreichen der Klimaziele vollständig zurückgehen wird. Es ist demnach davon auszugehen, dass sich das Produktportfolio der Raffinerien signifikant verändern wird: Während der heutige Schwerpunkt auf der Herstellung von Ottokraftstoffen gesetzt wird, wird dieser zukünftig voraussichtlich stärker auf synthetisches Kerosin und High Value Chemicals liegen. Für die hier erfolgte Potenzialabschätzung wurde davon ausgegangen, dass die Produktionsmengen von Kerosin und High Value Chemicals in etwa auf dem gleichen Niveau bleiben und

Wasserstoff als Synthesegasbestandteil in einem Fischer-Tropsch-Verfahren eingesetzt wird. Diese Annahme wurde auch in dem Gutachten zur Energiestrategie Brandenburg 2040 (Falkenberg et al. 2021) getroffen, wo der Wasserstoffeinsatz insgesamt mit 12,3 TWh beziffert wurde.

### **Zementindustrie**

Am Cemex Standort in Rüdersdorf wird insbesondere bei der Erzeugung von Zementklinker eine große Menge an Treibhausgasemissionen frei. Diese sind zum einen auf den Einsatz fossiler Brennstoffe zur Prozesswärmeerzeugung zurückzuführen. Ein signifikanter Teil entsteht jedoch durch den chemischen Prozess selbst und ist nicht durch einen Brennstoffwechsel zu adressieren. Aus diesem Grund verfolgt das Werk in Rüdersdorf im Rahmen des Doing Hydrogen Vorhabens ein Projekt zur anfangs anteiligen Abscheidung von CO<sub>2</sub>-Abgasen aus dem Verbrennungsprozess. Dieser wird zusammen mit Wasserstoff zu einem Synthesegas vermischt, mit dem auf Basis eines Fischer-Tropsch-Verfahrens synthetisches Kerosin hergestellt werden soll. Die Inbetriebnahme soll 2027 erfolgen und es sind mehrere Ausbaustufen geplant bis zur vollständigen Abscheidung der anfallenden CO<sub>2</sub>-Mengen bis 2050. Eine energetische Verwendung von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung ist nicht geplant. Langfristig ergibt sich aus dem Vorhaben gemäß unserer Auswertung ein potenzieller Wasserstoffbedarf von 7,6 TWh im Jahr 2045.

### **Glasindustrie**

Mit der Ardagh Glas GmbH und der GMB Glasmanufaktur Brandenburg GmbH sind in Brandenburg zwei größere Hersteller von Behälter- und Spezialglas mit insgesamt drei Standorten ansässig. Die hohen Prozesstemperaturen machen Wasserstoff bei der Glasherstellung zu einer relevanten Dekarbonisierungsoption für die heute großenteils mit Erdgas befeuerten Produktionsprozesse. Langfristig ergibt sich hierfür ein potenzieller Wasserstoffbedarf von rund 1 TWh.

### **Papierindustrie**

In Brandenburg werden an drei Standorten verschiedene Sorten von Papier, Pappe und Karton produziert. Da beim Herstellungsprozess große Mengen Wärme und Strom anfallen, werden an den Standorten heute Kraftwerke betrieben, in denen u.a. Reststoffe aus der Papierherstellung energetisch verwertet werden. Die Wärme kommt in Form von Dampf in den Prozess und wird zu einem Großteil zur Trocknung eingesetzt. Das Prozesstemperaturniveau liegt in der Regel unter 200°C, sodass neben Wasserstoff mehrere technologische Optionen zur vollständigen Dekarbonisierung des Produktionsprozesses zur Verfügung stehen. Insgesamt fällt das Potenzial für die Wasserstoffverwendung mit langfristig 0,2 TWh eher gering aus.

### **Chemische Industrie**

Mit dem BASF-Werk in Schwarzheide befindet sich im Süden Brandenburgs ein großer Produktionsstandort der chemischen Industrie, an dem unter anderem Veredelungschemikalien, Lacke, Fungizide und verschiedene Kunststoffe hergestellt werden. Darüber hinaus entsteht am Standort eine Produktionsanlage für die Herstellung von Kathodenmaterialien sowie eine Prototypanlage für Batterie-Recycling (BASF 2022). Derzeit erfolgt die thermische Energieversorgung zu einem Großteil über das werkseigene Gas- und Dampfkraftwerk. Da ein Großteil des Prozesswärmebedarfs auf einem Temperaturniveau unter 200°C anfällt, das mittelfristig gut über Wärmepumpen abgedeckt werden könnte, ist ungewiss inwiefern langfristig eine gasbasierten Prozessdampferzeugung fortgeführt werden wird. Im Rahmen des Stakeholder-Austausches wurde darauf hingewiesen, dass der aktuell sehr geringe Wasserstoffbedarf zur stofflichen Verwendung vor Ort erzeugt wird und die Herstellung zukünftig über eine Elektrolyse-Anlage erfolgen soll. Mit einer Anbindung an das Wasserstofftransportnetz werden vor allem die Möglichkeiten für den Ausbau zukünftiger Produktionsanlagen mit einer stofflichen Wasserstoffnutzung sowie für eine Einspeisung selbsterzeugten Wasserstoffs verbunden. Da aktuell keine konkreten Bestrebungen für eine

wasserstoffbasierte Prozesswärmerebereitstellung benannt wurden, wurde für die weitere Analyse kein Wasserstoffbedarf für den Produktionsstandort quantifiziert<sup>6</sup>.

### **Sonstige Industrie**

Neben den oben aufgeführten Werken gibt es mehrere kleinere Standorte, die verschiedenen Branchen zuzuordnen sind und unter der Kategorie sonstige Industrie zusammengefasst sind. Hierzu zählen unter anderem GipsHersteller, das Holzverarbeitende Gewerbe und Werke der Ziegel- und Keramikindustrie. Die potenzielle Wasserstoffnachfrage in dieser Kategorie wird langfristig mit 0,4 TWh beziffert.

## **3.2 Mobilitätssektor**

### **3.2.1 Methodisches Vorgehen**

Methodisch beruht die hier vorliegende Analyse auf mehreren Schritten. Zunächst wird der potenzielle nationale Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor modellgestützt für die Stichjahre 2030, 2040 und 2045 ermittelt. Im zweiten Schritt erfolgt die Verteilung der Bedarfe auf einzelne NUTS3-Regionen. In den beiden ersten Schritten wird auf Rechnungen im Rahmen der Langfristszenarien zurückgegriffen (Krail et al. 2021). Zuletzt werden Gespräche mit Vertretern zweier potenzieller IPCEI-Projekte geführt, die jeweils Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Brandenburg errichten möchten. Die einzelnen Schritte werden im Folgenden kurz dargestellt.

Die Ermittlung des Wasserstoffbedarfs im Verkehrssektor erfolgt mittels agentenbasierter Modellierung der Kaufentscheidung mit dem etablierten Modell *ALADIN*<sup>7</sup> (Alternative Antriebe Diffusion und Infrastruktur). Basierend auf mehreren Tausend individuellen Fahrprofilen für Pkw und Lkw (KiD 2010; MOP 2010) wird zunächst die technische Machbarkeit von alternativen Antrieben unter Berücksichtigung der angenommenen Fahrzeugreichweite sowie der vorhandenen Infrastruktur simulativ überprüft. Es werden dabei Benzinfahrzeuge, Dieselfahrzeuge, Gasfahrzeuge (NGV), batterieelektrische Fahrzeuge (BEV), Plug-in Hybride (PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) betrachtet. Anschließend wird für jedes Fahrprofil die optimale Antriebstechnologie unter Berücksichtigung der Fahrzeuggesamtkosten (TCO) und individuellen Faktoren - beispielsweise Markentreue - ermittelt. Abschließend erfolgt die Skalierung auf die im betrachteten Jahr neu zugelassene Fahrzeugflotte sowie die Integration der neu zugelassenen Fahrzeuge in ein Bestandsmodell von Fahrzeugen. Anhand des Fahrzeugbestands sowie der Fahrleistung kann anschließend der Endenergiebedarf ermittelt werden. Abbildung 16 stellt beispielhaft das Vorgehen für Pkw dar. Die Modellierung erfolgt für Lkw analog. Für die weiteren Verkehrsträger - Busse, Bahnen, Schiffe und Flugzeuge - wurde die Modellierung leicht vereinfacht. Eine detailliertere Beschreibung findet sich in der Arbeit von Gnann (2015). Die verwendeten Parameter sind in der Dokumentation der Langfristszenarien (Krail et al. 2021) beschrieben.

---

<sup>6</sup> Würde der gesamte Prozessdampferzeugung wasserstoffbasiert erfolgen, so entspräche dies näherungsweise einem Wasserstoffverbrauch in der Größenordnung von 0,6 TWh.

<sup>7</sup> <https://www.aladin-model.eu>

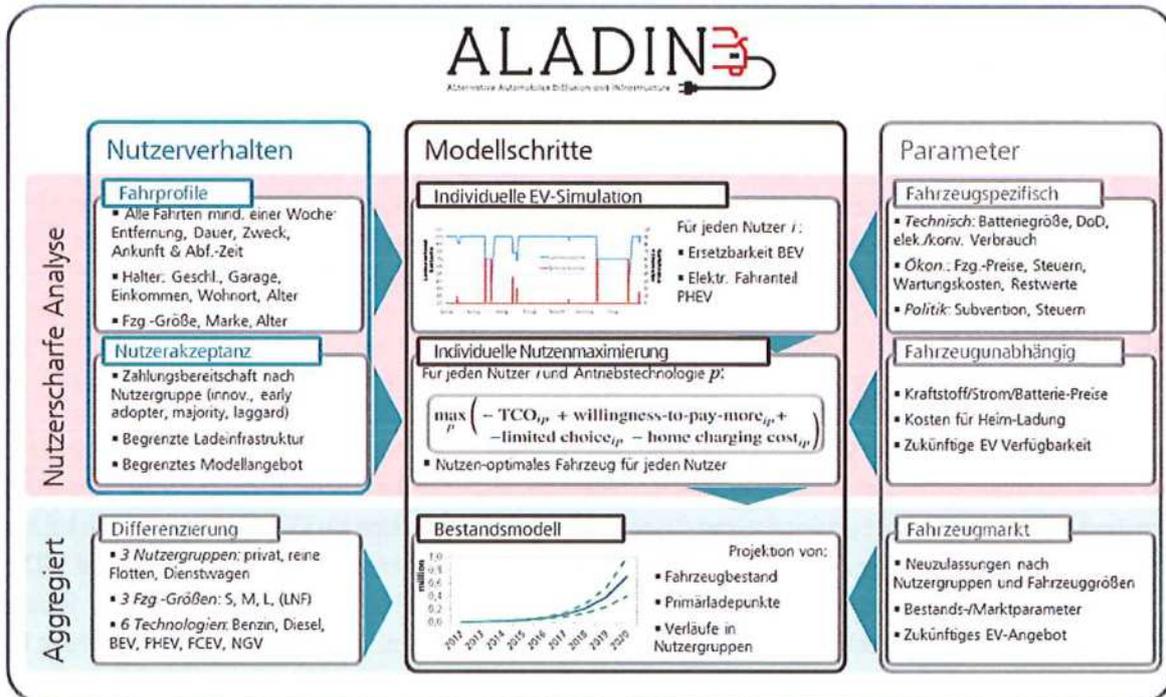


Abbildung 16: Agentenbasierte Modellierung der Fahrzeugflotte

Nach der Modellierung mit Aladin erfolgt die Verteilung des Wasserstoffbedarfs auf NUTS3-Regionen. Eine standortscharfe Modellierung von Tankstellen ist zwar theoretisch möglich (vgl. Rose et al. 2020), jedoch mit hohen Unsicherheiten behaftet: Regionale Merkmale – beispielsweise Flächenverfügbarkeiten und Eigentumsverhältnisse – können nur sehr vereinfacht berücksichtigt werden. Gleichzeitig ist zum jetzigen Zeitpunkt die Bereitstellungsart – compressed Hydrogen (350 bar), compressed Hydrogen (700 bar), verflüssigter Wasserstoff, kryo-komprimierter Wasserstoff – und damit die lokale Anlieferung – Pipeline, Lkw – insbesondere für Lkw ungeklärt. Aktuell wird für die Hochlaufphase mittelfristig von einer zentralen Bereitstellung und Verteilung mittels Trailer ausgegangen. Langfristig könnten große Tankstellen jedoch auch auf eine Versorgung über Verteilnetze umgestellt werden.

Aufgrund dieser Unsicherheiten erfolgt an dieser Stelle lediglich eine Zuordnung auf Kreise und kreisfreie Städte. Abbildung 17 zeigt hierbei den detaillierten methodischen Vorgang zur Bestimmung der Wasserstoffnachfrage. Dabei wird mittels Top-Down Verfahren über den nationalen Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor die regionale Nachfrage von Wasserstoff bestimmt. Innerhalb des Top-Down Verfahrens unterliegen die einzelnen betrachteten Verkehrsmittel unterschiedlichen Regionalisierungsmethoden. Zur Kalkulation des regionalen Bedarfs an Wasserstoff für Pkw werden Zulassungsbezirke betrachtet, wobei unterstellt wird, dass Fahrzeuge primär in ihrem Heimatbezirk tanken. Der regionale Fahrzeugbestand und damit die regionale Wasserstoffnachfrage hängt dabei von der Fläche, der Bevölkerung, dem Einkommen und der Beschäftigung in der jeweiligen Region ab (vgl. Speth et al. 2020). Die Fortschreibung erfolgt dabei anhand der Raumordnungsprognose (BBR 2019). Bei Bussen, Bahnen, Schiffen und im Flugverkehr erfolgt die Verteilung anhand des Verkehrsaufkommens, beispielsweise der Starts und Landungen an einem Flughafen und der zurückgelegten Strecke der Maschinen. Das Verkehrsaufkommen an den einzelnen Standorten beziehungsweise Streckenabschnitten dient dann als Verteilschlüssel für den Wasserstoffbedarf. Lkw werden, wenn möglich, an der eigenen Betriebstankstelle nachgetankt. Dieser Trend wurde durch Vertreter der IPCEI-Vorhaben auch für Wasserstoff bestätigt. In diesem Fall folgt der Wasserstoffbedarf näherungsweise den Zulassungsbezirken der Fahrzeuge. Bei circa 20 % der Fahrzeuge liegt die

Tagesfahrleistung jedoch über der Fahrzeugreichweite (vgl. KiD 2010). In diesem Fall wird das Verkehrsaufkommen auf deutschen Autobahnen als Verteilschlüssel verwendet.

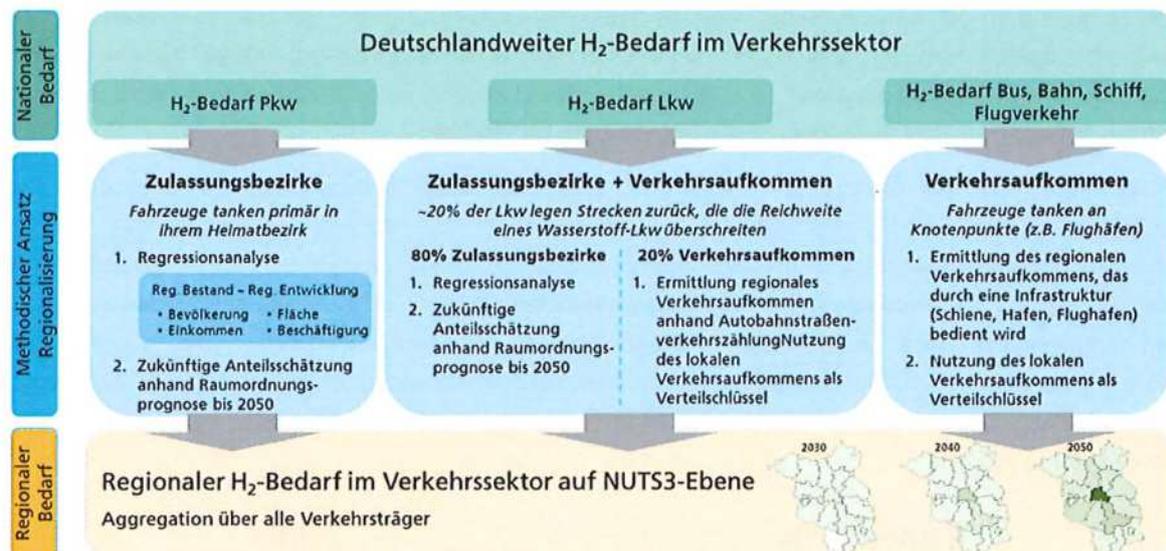


Abbildung 17: Regionale Verteilung des Wasserstoffbedarfs im Verkehr

### 3.2.2 Ergebnisse

Die hier vorgestellten Ergebnisse beruhen auf dem Szenario TN-H2 der Langfristszenarien (Krail et al. 2021). Wie eingangs beschrieben handelt es sich dabei um ein Szenario mit einer ausgeprägten technologischen Schwerpunktsetzung auf Wasserstoff. Es ist somit davon auszugehen, dass die hier ermittelten Größen Obergrenzen für die Wasserstoffverbräuche und explizit keine Prognosen im Sinne der wahrscheinlichsten Entwicklungspfade darstellen. Insbesondere im Bereich der Pkw und leichten Lkw ist die Marktsituation noch nicht eindeutig zu bewerten, sodass viele Studien hierdeutlich geringere Verbräuche ausweisen (Wietschel et al. 2021). Das Szenario sieht 2050 deutschlandweit einen Wasserstoffbedarf von 129 TWh vor. Dies entspricht dann knapp einem Drittel des Endenergiebedarfs im Verkehr.

Der Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor in Brandenburg steigt bis 2045 auf 4,6 TWh jährlich an. Der Anteil Brandenburgs am Wasserstoffbedarf des Verkehrssektors in Deutschland ist damit näherungsweise proportional zum Bevölkerungsanteil. Für das Stadtgebiet Berlin, das für die Netzgestaltung ebenfalls relevant ist, fallen 4,3 TWh an. Für Berlin und Brandenburg entspricht dies circa 736 t Wasserstoff pro Tag. Der größte Teil der Nachfrage, 2,3 TWh jährlich für Brandenburg und 2 TWh für Berlin, entfällt dabei auf Lkw. Die Nachfrage durch Pkw beträgt für Brandenburg 1,7 TWh und für Berlin 2 TWh. Damit ist die Bedeutung des Lkw-Verkehrs für Brandenburg höher als für Berlin. Dies ist insbesondere auf die im Umland angesiedelten Expeditionen, aber auch auf die Bundesautobahn A2 als wichtige europäische Ost-West-Verbindung zurückzuführen. Die Vertreter der befragten IPCEI-Projekte verwiesen an dieser Stelle darauf, dass Lkw den Fokus ihrer Entwicklungsvorhaben darstellen und die im Rahmen der Studie ermittelten potenziellen Verbräuche bei den Pkw nach ihrer Einschätzung eher Bedarfsbergrenzen abbilden. Abbildung 18 fasst die Entwicklung zusammen. Die Werte stellen den potenziellen Einsatz von reinem Wasserstoff im Verkehrssektor dar und nicht den Einsatz von Folgeprodukten wie synthetischen Kraftstoffen, da diese eine separaten Verteillogistik bedürfen und somit für die Auslegung einer Wasserstofftransportinfrastruktur für Verkehrsanwendungen nicht maßgeblich sind. Wasserstoffbedarfe zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe sind jedoch im Industriesektor berücksichtigt.

Der ermittelte Bedarf für Brandenburg für das Jahr 2045 liegt mit 4,6 TWh deutlich über der Bedarfsschätzung der Wasserstoffstrategie des Landes Brandenburg für das Jahr 2040 (MWAE 2021). Dies ist insbesondere auf den deutlichen Anstieg nach 2040 zurückzuführen. Vor diesem Hintergrund sei nochmals darauf verwiesen, dass es sich um ein stark auf Wasserstoff ausgerichtetes Szenario handelt. Wird die Nachfrage im Pkw-Bereich nicht realisiert, so bildet das Szenario für 2045 mit 2,9 TWh den oberen Rand der Wasserstoffstrategie des Landes Brandenburg für 2040 ab.

Insgesamt steigt der Bedarf an Wasserstoff erst nach 2030 deutlich an. Die gegenüber den Langfristszenarien 3 weiter verschärfte CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsziele beschleunigen die Zunahme des Wasserstoffbedarfs. Allerdings macht der benötigte Infrastrukturaufbau sowie die Modellankündigungen der Hersteller den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen vor 2030 in hohen Stückzahlen eher unwahrscheinlich. Dies ähnelt der Einschätzung der IPCC-Projektvertreter, die im aktuellen Planungshorizont von circa 5 Jahren von ersten Ankernutzern mit wenigen hundert Tonnen Tagesbedarf deutschlandweit ausgehen. Der tägliche Bedarf einer durchschnittlichen Tankstelle liegt in dieser Phase noch unter 1 t pro Tag.

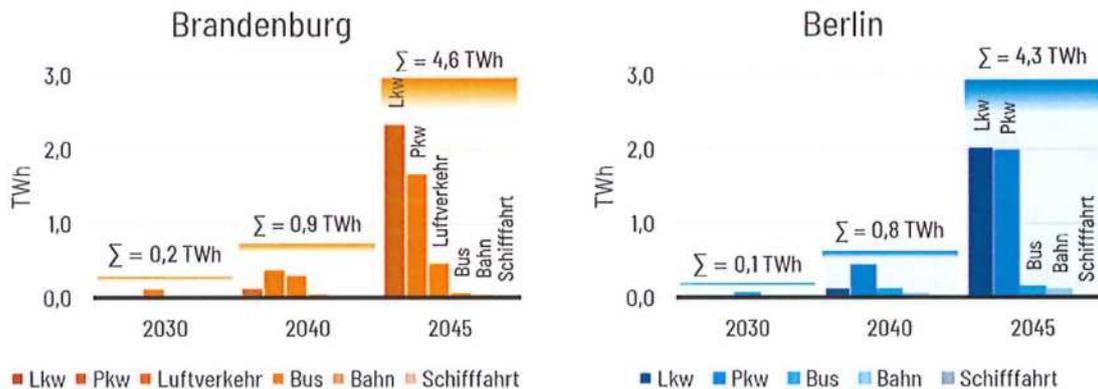


Abbildung 18: Potenzieller Wasserstoffeinsatz Mobilitätssektor in Brandenburg und Berlin

Die regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage, welche in Abbildung 19 dargestellt ist, zeigt auf, dass in Brandenburg eine annähernd gleiche Verteilung der Nachfrage in den dargestellten NUTS3-Regionen vorherrscht. In Berlin konzentriert sich der Wasserstoffverbrauch aufgrund des hohen Bevölkerungsgewichts und ist dementsprechend hoch.

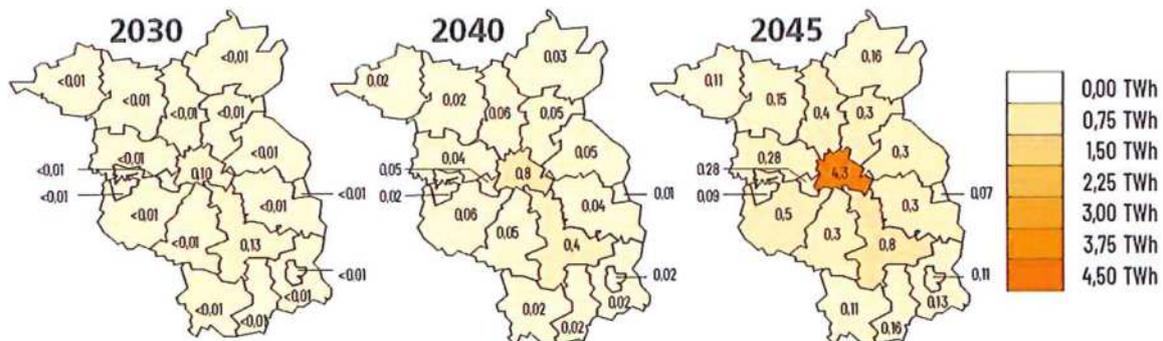


Abbildung 19: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage im Mobilitätssektor

### 3.3 Fernwärme

Der Einsatz von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff zur Fernwärmeerzeugung gewinnt bei einem ausgeprägten Anteil erneuerbarer Energien an der Energieerzeugung an systemischer Relevanz. Insbesondere aufgrund der flexiblen Herstellungsverfahren und der guten Speichereigenschaften eignet sich Wasserstoff sehr gut als mittel- bis langfristiges Speichermedium. Dadurch wird ermöglicht, Überschussmengen in Zeiten hoher Stromerzeugung zur Residuallastabdeckung bei der Wärmeerzeugung nutzbar zu machen. Die Möglichkeit, Strom und Wärmesektor mit einem zeitlichen Verzug zu koppeln, bietet einen großen Gewinn an Systemflexibilität, der sich in Form einer höheren primärenergetischen Effizienz niederschlägt. In den Langfristszenarien wird der kostenoptimale Einsatz und Zubau geeigneter Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Energienachfrage ermittelt. Dies geschieht unter Berücksichtigung von Restriktionen in der Verfügbarkeit und anderer Rahmenbedingungen, unter anderem den zugrundeliegenden Energieträgerpreisen. Auch in Szenarien mit wasserstofffreundlichen Rahmenbedingungen erfolgt ein Einsatz von Wasserstoff in Wärmenetzen erst in der finalen Phase der Energiewende in den Jahren nach 2040 (Lux et al. 2021). Aufgrund der vergleichsweise hohen Wärmegestehungskosten beschränkt sich der Einsatz von Wasserstoff auf die Residuallastabdeckung, sodass die absoluten Verbrauchswerte vergleichsweise gering ausfallen. Abhängig vom unterstellten Leitszenario gehen 92-96 % der Fernwärmeerzeugung auf andere Technologien zurück. Von besonderer Relevanz ist hier der Einsatz von Großwärmepumpen zur Nutzbarmachung von Umgebungs- und Abwärmepotenzialen sowie die Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen.

Inwiefern entsprechende Potenziale in einem konkreten Wärmeversorgungsgebiet in ausreichendem Maße vorhanden sind, kann vorab nicht bestimmt werden. Als Referenz wurde eine aktuelle Potenzialstudie zur klimaneutralen Wärmeversorgung Berlins (Egelkamp et al. 2021) herangezogen, dessen Verfügbarkeit an erneuerbaren Energiepotenzialen als größter Ballungsraum der Region im Vergleich zu anderen Wärmeversorgungsgebieten niedrig ausfallen dürfte. In der Studie wurde eine detaillierte Potenzialanalyse durchgeführt und danach basierend auf einer Bedarfsprognose für das Zieljahr ein synthetischer Lastgang simuliert. Im Ergebnis wird auch in diesem Fall der Großteil des jährlichen Wärmeertrags durch verschiedene Wärmepumpentechnologien gedeckt. Wasserstoff wird mit einem Anteil von 6,5 % am Jahreswärmeertrag zur Residuallastabdeckung und Sicherstellung der Versorgungssicherheit eingesetzt. Die Schlussfolgerungen aus den Szenarioanalysen erscheinen somit grundsätzlich geeignet für eine regional fokussierte Abschätzung des möglichen Einsatzpotenzials von Wasserstoff zur Fernwärmeerzeugung.

#### 3.3.1 Methodisches Vorgehen

Um den Wasserstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung in der Region Brandenburg/Berlin verorten und quantifizieren zu können wurde in einem ersten Schritt eine Lokalisierung der Fernwärmenetze anhand der Standorte bestehender emissionspflichtiger Heiz(kraft)werke aus der Auflistung der emissionshandlungspflichtigen Anlagen in Deutschland 2021 (DEHSt 2021) vorgenommen. Der Energieeinsatz in den Heiz(kraft)werken wurde approximiert, indem die durchschnittlichen Emissionswerte der Jahre 2013 bis 2020 (DEHSt 2021) mit den Emissionsfaktoren des jeweiligen in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2022) angegebenen Hauptbrennstoffs verrechnet wurden. Um aus den Brennstoffeinsätzen die Fernwärmeerzeugung abzuleiten wurden Werte aus dem AGFW-Hauptbericht 2019 (AGFW 2020) zugrunde gelegt. Hier sind bundeslandspezifische Angaben zur Nettowärmeerzeugung und Brennstoffwärme der dem AGFW zugehörigen Erzeugungsanlagen ausgewiesen. Das Verhältnis dieser beiden bundeslandspezifischen Größen wurde mit den ermittelten Energieeinsätzen multipliziert, um die standortscharfe Nettofernwärmeerzeugung zu approximieren.

Für die Fortschreibung wurde vereinfachend von einem konstanten Niveau in der Nettofernwärmeerzeugung ausgegangen. Aus den Szenarioanalysen der Langfristszenarien wurde ein mittlerer Wasserstoffanteil am Jahreswärmeertrag von 5 % abgeleitet, der mit dem Einsatz von Wasserstoff zur Residuallastabdeckung korrespondiert. Der Wasserstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung erfolgt in den Szenarioanalysen erst in den Jahren nach 2040. Die Berechnungsmethodik ist zu besseren Übersichtlichkeit in der folgenden Formel wiedergegeben:

$$FW_{H_2}[\text{TWh}] = \frac{EM[\text{tCO}_2]}{EF[\text{tCO}_2/\text{TWh}]} \cdot \frac{FW_{\text{netto}}[\text{TWh}]}{BE_{\text{gesamt}}[\text{TWh}]} \cdot f_{H_2}$$

mit

$FW_{H_2}$	Wasserstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung	$FW_{\text{netto}}$	Nettowärmeerzeugung
$EM$	Treibhausgasemissionen	$BE_{\text{gesamt}}$	Brennstoffeinsatz insgesamt
$EF$	Emissionsfaktor des Hauptbrennstoffs	$f_{H_2}$	Effektiver Wasserstoffanteil

### 3.3.2 Ergebnisse

Für den Fernwärmesektor wurde ein zukünftiger Wasserstoffbedarf von 1,3 TWh für das 2045 ermittelt. Die regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage in diesem Sektor ist in Abbildung 20 dargestellt. Auf die Stadt Berlin als größtes Ballungszentrum in der Region entfallen rund 60 % des Wasserstoffeinsatzes zur Fernwärmeerzeugung.

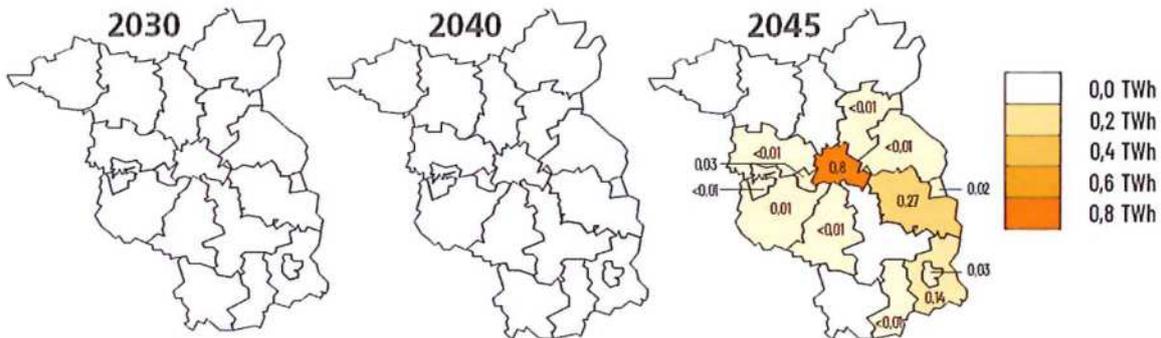


Abbildung 20: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage zur Fernwärmeerzeugung

## 3.4 Rückverstromung

Ähnlich wie auch bei der Erzeugung von Fernwärme, liegt der systemische Nutzen einer Rückverstromung von grünem Wasserstoff vor allem in der dadurch realisierbaren Flexibilisierung des Stromsystems und der damit einhergehenden besseren primärenergetischen Effizienz. Wasserstoff spielt ganzjährig eine wichtige Rolle bei der Stabilisierung des Stromsystems. Infolgedessen kommt es bei allen untersuchten Entwicklungspfaden in den Langfristszenarien zum Aufbau von Rückverstromungskapazitäten. Es wird jedoch auch ersichtlich, dass Rückverstromungskapazitäten eher nicht in Regionen mit hoher Wasserstofferzeugung errichtet werden. Stattdessen entstehen diese vor allem in den südlichen und westlichen Bundesländern, wo große Energienachfragen vorkommen und die Ausbaupotenziale für Erneuerbare Energien begrenzt sind (Lux et al. 2021).

### 3.4.1 Methodisches Vorgehen

Die Quantifizierung des Rückverstromungspotenzials in Brandenburg erfolgt auf Basis der Modellergebnisse für die Modellregion „Nord-Ost“ in den Szenarien *TN-H2* und *TN-Strom* der *Langfristszenarien*. Im Szenario *TN-Strom* kommt es aufgrund des stärkeren Fokus auf Stromanwendungen zur Dekarbonisierung der

Endenergienachfrage zu einem höheren Einsatz von Wasserstoff zur Stromerzeugung. Im Sinne einer oberen Potenzialabschätzung wurde für die weiteren Analysen der Mittelwert beider Szenarioergebnisse verwendet. Die aus den Szenarioergebnissen abgeleitete Stromerzeugung aus Wasserstoff wurde anhand der Verteilung der elektrischen Netto-Nennleistungen gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA 2022) auf die Standorte heute fossil betriebener Kraftwerke verteilt. Es wird also davon ausgegangen, dass Rückverstromungskapazitäten an bestehenden Kraftwerksstandorten aufgebaut werden, da hier die entsprechenden Infrastrukturen zur Netzeinspeisung bereits bestehen. Abfallverwertungs- und Biomassekraftwerke sind von der Berechnung ausgenommen, weil von einem Weiterbetrieb ausgegangen wird. Des Weiteren wird angenommen, dass in der Stadt Berlin keine Rückverstromungskapazitäten aufgebaut werden.

### 3.4.2 Ergebnisse

Während die Rückverstromung von Wasserstoff im Jahr 2030 noch vernachlässigbar gering ausfällt, steigt sie in den Jahren 2040 bis 2045 von 0,5 TWh auf 2,0 TWh an. Etwa drei Viertel der wasserstoffbasierten Stromerzeugung ist der Region Spree-Neiße an den Standorten der heutigen großen Braunkohlekraftwerke zugeordnet.

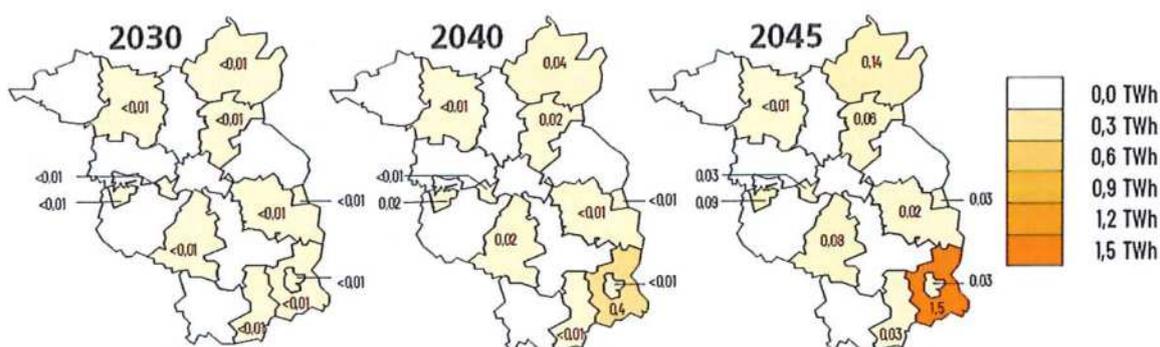


Abbildung 21: Regionale Verteilung der potenziellen Wasserstoffnachfrage zur Stromerzeugung

### 3.5 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der Senkenanalyse sind in Abbildung 22 noch einmal kompakt zusammengefasst und mit Literaturwerten verglichen. In der linken Graphik sind die ermittelten potenziellen Wasserstoffverbräuche für Berlin und Brandenburg im Zeitverlauf dargestellt und mit der Summe der Wasserstoffbedarfe der Projekte, die im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase für den Szenariorahmen 2022 gemeldet wurden und für die Memorandums of Understanding (MoUs) eingegangen wurden (FNB Gas 2022a). In Berlin entwickelt sich bis 2045 ein Wasserstoffbedarf in Höhe von rund 5,1 TWh. Die im Rahmen dieser Studie quantifizierten Verbräuche sind in der gleichen Größenordnung wie die für den Szenariorahmen 2022 zugrunde zu legenden Projekte, wobei hier ein gleichmäßigerer Hochlauf unterstellt wird. Für Brandenburg gehen die quantifizierten Potenziale deutlich über die Summe der bisher bekannten Projektbedarfe hinaus. Dies ist insbesondere auf die Berücksichtigung potenzieller Wasserstoffnachfragen im Raffinerie- und Stahlsektor zurückzuführen (wo die Projekte und damit die konkreten Bedarfe in diesen Vorhaben noch nicht definiert sind) sowie auf die Wasserstoffanwendungen im Verkehr. Im Jahr 2040 liegt der quantifizierte Verbrauch mit 18,8 TWh leicht unter der in der Wasserstoffstrategie prognostizierten Bedarfsgröße von 22,5 TWh (MWAE 2021).

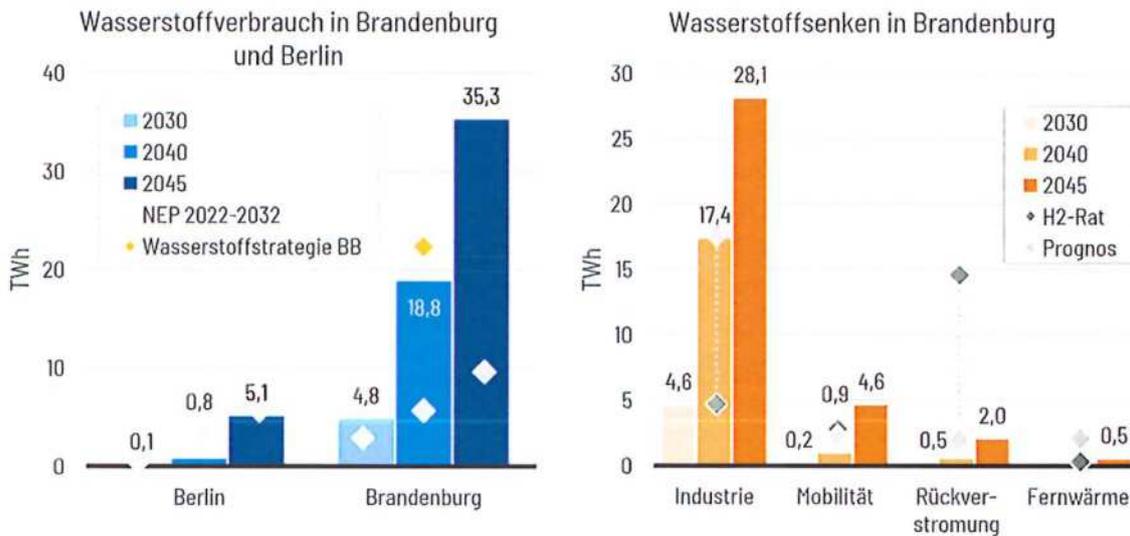


Abbildung 22: Zusammenfassung der Senkenanalyse und Vergleich mit Literaturwerten

Die verschiedenen betrachteten Wasserstoffsinken in Brandenburg sind in der rechten Graphik dargestellt. Es zeigt sich, dass der überwiegende Teil des Wasserstoffbedarfs auf den Industriesektor zurückgeht. Hier wird Wasserstoff vor allem stofflich eingesetzt zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe, High Value Chemicals sowie grünem Stahl. Der Mobilitätssektor ist der zweitgrößte Verbrauchssektor für Wasserstoff, entwickelt sich aber vor allem in den Jahren nach 2030 dynamisch, sodass im Jahr 2045 22 % des regionalen Wasserstoffbedarfs hier anfallen. Der mit Abstand größte Teil fällt für den Straßenverkehr an. Die absoluten Wasserstoffverbräuche zur Rückverstromung und Fernwärmeerzeugung fallen vergleichsweise gering aus. Die im Rahmen dieser Studie ermittelten Größen werden mit Werten aus zwei Studien verglichen, die die Grundlage für die Bedarfsgrößenschätzung in der Wasserstoffstrategie bilden (MWAE 2021). In der Industrie liegen die Werte im Jahr 2040 in guter Übereinstimmung mit den Studienergebnissen von Prognos. Langfristig ist das im Rahmen der hier erfolgten Potenzialauswertung höher, was im Wesentlichen auf die explizitere Berücksichtigung regionaler Vorhaben, wie dem CCUS-Vorhaben von CEMEX zurückzuführen ist. Im Mobilitätssektor übersteigen die hier ermittelten Potenziale langfristig die Werte der anderen beiden Studien, was insbesondere auf die hier unterstellte Verwendung von Wasserstoff in Pkws zurückzuführen ist. Bei der Rückverstromung liegen die hier quantifizierten Werte deutlich unter denen, die auf im Rahmen der Wasserstoffstrategie aus der Nationalen Wasserstoffstrategie abgeleitet wurden. Im Industriesektor verhält es sich andersherum. Es ist davon auszugehen, dass dies vor allem auf die vereinfachte Form der Regionalisierung im Rahmen der Wasserstoffstrategie zurückzuführen ist.

## 4 WASSERSTOFFSPEICHER UND -TRANSITFLÜSSE

### 4.1 Wasserstoffspeicherung

Neben den potenziellen Quellen und Senken sind auch die Speichermöglichkeiten von Wasserstoff für die Auslegung eines Wasserstofftransportnetzes relevant. Gemäß der Antwort der Landesregierung auf eine kleine Anfrage zu Erdgasspeichern in Brandenburg gibt es in Brandenburg sechs Untergrundspeicher, von denen sich jedoch einige in dem Zustand der Außerbetriebnahme befinden (Landtag Brandenburg 2019).

Zu Bestimmung der potenziellen Wasserstoffspeicherung wurden Energieäquivalente für die jeweiligen Fassungsvermögen berechnet (Tabelle 1). Daraus ergibt sich ein wahrscheinliches Speicherpotenzial von 2,8 TWh.

## Machbarkeitsstudie:

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

**Tabelle 1: bestehendes Speicherpotenzial in Brandenburg**

Speicher	Art	Betreiber	Aktueller Betriebszustand	Fassungsvermögen
Buchholz	Porenspeicher	VNG Gasspeicher GmbH	Außerbetriebnahme: geplante Stilllegung im Jahr 2023.	234 Mio. Nm <sup>3</sup> / 0,70 TWh H <sub>2</sub>
Rüdersdorf	Kavernenspeicher	EWE GASSPEICHER GmbH	Außerbetriebnahme und Verfüllung einer von zwei Kavernen geplant.	~0,41 TWh H <sub>2</sub>
Berlin	Porenspeicher	Berliner Erdgasspeicher GmbH & Co. KG / GASAG Berliner Gaswerke AG	Außerbetriebnahme: geplante Stilllegung im Jahr 2025.	550 Mio. Nm <sup>3</sup> / 1,65 TWh H <sub>2</sub>

Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit, Wasserstoff in anderen geologischen Formationen, wie Akquiferen oder Salzkavernen zu speichern. Im Süden Brandenburgs sind weite Flächen geprägt durch flach liegende Salinarschichten im Untergrund (Abbildung 23). In einer technischen Potenzialstudie der DEEP.KBB GmbH (Donadei et al. 2020) wird das Speicherpotenzial in diesen Schichten auf insgesamt 512 TWh geschätzt. Aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich der wirtschaftlichen Erschließbarkeit und des noch hohen Forschungsbedarfs zur Exploration geeigneter Speicherstandorte, wird diese Potenzialabschätzung für die Dimensionierung des Transportnetzes jedoch nicht weiter berücksichtigt.

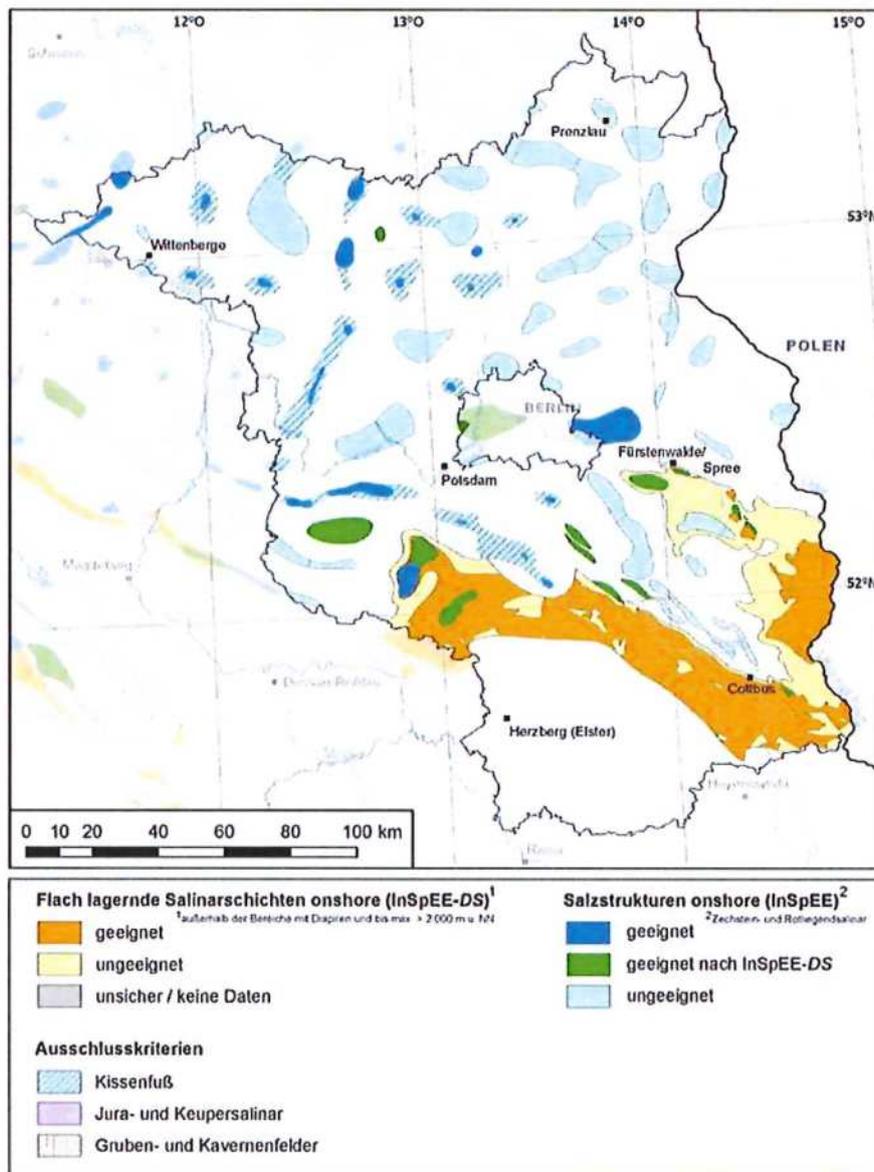


Abbildung 23: Verteilung des Speicherpotenzials in Brandenburg in Salzstrukturen (Donadei et al. 2020)

#### 4.2 Wasserstoffflüsse über die Landesgrenzen

Während der Fokus dieser Studie auf der Analyse der regionalen Potenziale lag, ist für die Auslegung des Wasserstofftransportnetzes auch eine Abschätzung der Transitflüsse relevant, die sich aufgrund der überregionalen Verteilung von Wasserstoffquellen und -senken ergeben. In den Langfristszenarien werden Wasserstoffhandelsflüsse zwischen den Modellregionen ausgewiesen, die in den verschiedenen Entwicklungsszenarien unterschiedlich stark ausgeprägt sind. Während Wasserstoff aus verschiedenen Ländern nach Deutschland gelangt, ergibt sich unabhängig vom unterstellten Szenario ein nationaler Wasserstofffluss von Norden nach Süden.

Da die Modellregion „Nord-Ost“ der Langfristszenarien südlich mit der Landesgrenze zwischen Brandenburg und Sachsen abschließt, konnten die Exportströme aus der Modellregion hinaus mit den Exportströmen Brandenburgs gleichgesetzt werden. Die Importströme nach Brandenburg umfassen neben den Importen in die Modellregion „Nord-Ost“ auch überschüssig hergestellte Mengen an Wasserstoff in Mecklenburg-

Vorpommern und anderen Teilen der Modellregion. Die Importströme wurden als Residualgröße bestimmt, die zur Deckung der überregionalen Nachfrage über die nördlichen Übergangspunkte in das brandenburgische Transportnetz eingeführt werden müssen. Die zeitliche Entwicklung der potenziellen Wasserstofftransitflüsse ist Abbildung 24 dargestellt.

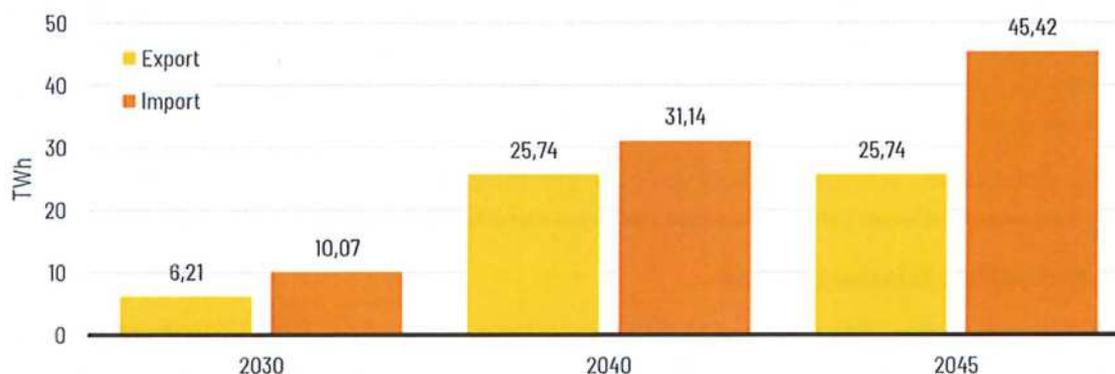


Abbildung 24: Zeitliche Entwicklung der potenziellen Im- und Exportflüsse nach Brandenburg

## 5 GROBTRASSIERUNG

### 5.1 Trassierungsgrundsätze

Die Ermittlung von Leitungsverläufen hat anhand bestimmter Trassierungsgrundsätze zu erfolgen. Wesentliche Planungsprämissen ergeben sich aus § 1(1) EnWG, wonach „[...] eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff [...]“ sicherzustellen ist. Es sind daher sowohl wirtschaftliche als auch bautechnische Gesichtspunkte zu bedenken. Der Schutz von Natur und Landschaft sowie der Schutz des Menschen sind beim Trassierungsprozess ebenfalls zu beachten.

Bei der Trassierung von Leitungen ist grundsätzlich der raumordnerische Grundsatz der Leitungs- bzw. Trassenbündelung zu berücksichtigen: neu geplante Leitungen sind parallel in möglichst geringer Entfernung zu bereits vorhandenen Leitungstrassen zu führen. Dadurch sollen die Zerschneidung von Freiräumen und Neubelastungen so weit wie möglich vermieden werden. Eine Überlappung von Schutzstreifen ermöglicht die Minimierung der dinglichen Belastung von Grundstücken. Insbesondere bei der Querung von Waldgebieten können dadurch die Gehölzeinschlagsfläche und somit der Eingriff in Natur und Landschaft verringert werden. Ziel ist, den Eingriff in die Natur durch die Berücksichtigung ökologisch wertvoller Bereiche zu minimieren. Die Querung von Naturschutzgebieten ist bei der Trassierung zu vermeiden. Die Querungen weiterer Schutzgebiete sind, sofern sie nicht vermeidbar sind, auf ein Minimum zu reduzieren. Zum Schutz des Menschen sind insbesondere bei Hochdruckleitungen siedlungsferne Trassierungen zu bevorzugen. Dies ermöglicht darüber hinaus eine künftige Entwicklungsmöglichkeit im Siedlungsbereich. In Brandenburg sind aufgrund der zahlreichen und vielfältigen Schutzgebiete Querungen ebenjener unvermeidbar, hier sind entsprechend zusätzliche Ressourcen bei der Genehmigungsplanung als auch bei der eigentlichen Bauausführung frühzeitig zu berücksichtigen.

Bei der Trassenfindung zu berücksichtigende, bautechnische Aspekte sind im Besonderen die Verläufe von Straßen, Bahnschienen und Fließgewässern. Unnötige Straßen-, Bahn- und Gewässerquerungen sind zu vermeiden, ebenso wie eine Längsführung entlang von Fließgewässern oder Bahntrassen. Sofern möglich sind bekannte Hochwassergebiete zu umgehen, um das spätere Risiko einer Unterspülung zu mindern; ebenso sollten Feuchtgebiete gemieden werden, um die Wasserhaltung beim Leitungsbau zu verringern.

Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist die Trassenlänge (Rohrleitungslänge) so gering wie möglich zu halten. Dies wird grundsätzlich durch einen gestreckten und geradlinigen Leitungsverlauf ermöglicht. Eine Direktverbindung ist somit grundsätzlich anzustreben, wobei dies durch die zuvor genannten Aspekte stark eingeschränkt ist. Bei der Trassierung von Wasserstoffleitungen bietet es sich zudem an, anstelle des Leitungsneubaus bestehende Erdgasleitungen auf reinen Wasserstoff umzustellen. Dies verringert die Leitungsbaukosten, spart Zeit in der Planungs- und Bauphase und trägt somit zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Ausführung bei. Sofern keine technischen oder kapazitiven Gründe dagegensprechen, sind folglich Leitungsumstellungen dem Neubau vorzuziehen.

Bei der vorliegenden Trassierung, welche unter Beachtung von Leitungsumstellung/-neubau sowie netzhydraulischer Auslegung erfolgt, liegt der Fokus auf der öffentlich zugänglichen Gasinfrastruktur.

## 5.2 Methodik der Trassenermittlung

Das im Rahmen dieser Studie entworfene Wasserstoffnetz wurde unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Trassierungsgrundsätze entwickelt. Zudem wurden die Trassen auf Grundlage der Projektprämissen entworfen. Nicht berücksichtigt wurden wegerechtliche Aspekte. Ebenfalls nicht Bestandteil der Studie sind die Abfrage von Trägern öffentlicher Belange (TöBs) und von Fremdleitungsauskünften, wobei im Rahmen der Studie ein enger Austausch zum MWAE und weiteren öffentlichen Institutionen gepflegt wurde. Im Rahmen dieser Studie wird eine allgemeine Trassenbewertung mit Ausarbeitung einzelner kritischer Leitungsabschnitte durchgeführt.

Im ersten Schritt der Trassenfindung wurden die Zwangspunkte zusammengetragen. Diese wurden in den Kapiteln 2 und 3 der Studie ermittelt und sind dort entsprechend aufgelistet. Es handelt sich dabei um Unternehmensstandorte der großen Industrieunternehmen in Brandenburg, sowie (zukünftigen) Standorten von Heizkraftwerken und Rückverstromungsanlagen in Brandenburg. Weitere potenzielle Abnehmer oder Verbraucher wurden im Rahmen von Flächenwerten in den Kapiteln 2 und 3 sowie in der Netzdimensionierung betrachtet. Eine grobe Betrachtung notwendiger Stichleitungen ist ebenfalls Bestandteil der Studie, die Dimensionierung und Auslegung der jeweiligen Leitungen ist mit fortschreitender Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur erneut zu überprüfen und zu detaillieren.

Folgende Zwangspunkte wurden ermittelt und bilden die Grundlage für die Trassierung des Wasserstoffnetzes:

- Industrie
- Wärmekraftwerke
- Rückverstromungsanlagen

In einem weiteren Schritt wurde das zur Trassierung benötigte Kartenmaterial recherchiert, gesammelt und aufbereitet. Die Trassenfindung basiert auf öffentlich zugänglichen Karten. Es wurden digitale topografische Karten, Orthofotos sowie Satellitenbilddaten des Bundesamts für Kartographie und Geodäsie (BKG 2022) sowie des Landesamts für Umwelt Brandenburg (LfU 2022) zugrunde gelegt und ausgewertet. Neben Wohngebieten, Gewässern, Bundesautobahnen, Bundesstraßen sowie Bahnschienen konnten mithilfe dieser Karten auch Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete, Flora-Fauna-Habitat-Gebiete, Wasserschutzgebiete sowie Biosphärenreservate berücksichtigt werden. Anhand dieser Daten konnte unter Berücksichtigung der Trassierungsgrundsätze ein optimaler Trassenverlauf zwischen den oben genannten Zwangspunkten ermittelt werden. Sofern es im Rahmen der Trassenfindung nötig und möglich war, wurden zudem Höhenverläufe einbezogen. Der raumordnerische Grundsatz der Leitungsbündelung wurde bei der Trassierung befolgt.

Zu Beginn erfolgte die Trassenfindung auf Basis eines sogenannten Greenfield-Ansatzes. Dies bedeutet, dass zunächst ein Wasserstoffnetz trassiert wird, welches ausschließlich aus Neubauleitungen besteht. Auf Grundlage dieses ersten Netzentwurfes fand mit den relevanten Netzbetreibern ein Expertenworkshop sowie mehrere fernmündliche Gespräche statt, außerdem wurden der Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 (FNB Gas 2022a, nachfolgend „NEP 2032“) als auch der Wasserstoffbericht des FNB Gas (FNB Gas 2022b) und die Dokumente des European Hydrogen Backbone (EHB 2022) berücksichtigt. Anhand dieser multilateralen sowie zahlreicher bilateraler Gespräche und Informationsaustausche konnte der Entwurf des Wasserstoffnetzes in iterativen Schritten angepasst und optimiert werden. Der Fokus lag dabei auf dem Ziel, einen möglichst großen Anteil des Wasserstoffnetzes durch Umstellung der bestehenden Erdgasinfrastruktur zu ermöglichen. Dies erfolgte jedoch unter der Berücksichtigung der Kapazität der einzelnen Leitungen sowie der Gesamtlänge des Leitungsnetzes.

Insgesamt führte dieser konstruktive Austausch zu einem deutlich umfassenderem und stärker verknüpften Wasserstoffnetz mit diversen Ringschlüssen, im Vergleich zum Greenfield-Ansatz.

### 5.3 Trassenführung und Ausbauplan

Nachfolgend werden die Ausbaupläne des Wasserstoff-Transportnetzes in Brandenburg dargestellt. Die Grundlage dafür bilden die durch die Netzbetreiber im Anhang 3 des NEP 2032 veröffentlichten (geplanten) Realisierungszeiträumen zur Umstellung von Gas- auf reine Wasserstoffleitungen sowie zum Neubau von Wasserstoffleitungen (FNB Gas 2022a). Der nachfolgend skizzierte Ausbauplan dient als eine Orientierung, welche Ausbauschritte in der nachfolgend dargestellten Reihenfolge realisiert werden sollten. Basis des Ausbauplanes ist der aktuelle Kenntnisstand, der in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt wurde, weiterhin wurden die Erkenntnisse aus dem Expertenworkshop (siehe Kapitel 1.3) eingearbeitet. Dieser Ausbauplan ist als erste Orientierung zu verstehen und ist variant, insbesondere insofern sich gewünschte Kapazitäten / Anschlussmengen der Abnehmer oder mögliche Umstelloptionen der Netzbetreiber ändern.

#### 5.3.1 Ausbauplan 2030

Das Wasserstoffnetz im Jahr 2030 umfasst im Wesentlichen Trassen des Projektes „Flow – making hydrogen happen“ der GASCADE Gastransport GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH und terranets bw GmbH (Flow-Hydrogen 2022) sowie Trassen des Projektes „Doing Hydrogen“ der ONTRAS Gastransport GmbH (ONTRAS 2022).

Die Planungen des Projektes „Flow – making hydrogen happen“ sehen Umstellungen von bestehenden Leitungen im OPAL/EUGAL- und im JAGAL- Leitungskorridor vor. Die Umstelloption der OPAL bzw. EUGAL (DN 1400) verläuft im Osten Brandenburgs von Nord nach Süd aus Mecklenburg-Vorpommern (Lubmin) nach Radeland. Die Umstelloption der JAGAL (DN 1200) beginnt in Radeland und erstreckt sich in den Südwesten nach Sachsen-Anhalt.

„Doing Hydrogen“ setzt sich zusammen aus einer Umstellungsleitung, (DN 600), welche aus Mecklenburg-Vorpommern (Richtung Rostock) kommend im Westen Brandenburgs von Nord nach Süd nach Sachsen-Anhalt verläuft.

Südlich von Berlin befindet sich eine Neubautrasse über Königs-Wusterhausen nach Eisenhüttenstadt. Des Weiteren sind bereits Trassen Richtung nördliche Lausitz (ca. bis Forst) sowie nach Rüdersdorf bei Berlin vorgesehen. Anschlüsse nach Berlin sind bei Ahrensfelde sowie bei Falkensee bedacht.

Der grobe Verlauf sowie eine planerische Inbetriebnahme dieser Leitungen ist im NEP 2032 veröffentlicht und wurden INFRACON zudem im bilateralen Gespräch präzisiert und teilweise ergänzt. Die eindeutige Trassierung der hier dargestellten Neubautrassen wurde im Rahmen dieser Studie durch INFRACON erarbeitet. In Eisenhüttenstadt ist ein möglicher Grenzübergang des Netzes Richtung Polen vorgesehen.

Dieser Übergang nach Polen wurde noch nicht im NEP 2032 veröffentlicht, sondern wurde ebenfalls in bilateralen Gesprächen in Aussicht gestellt und wird von den Studierernstellern als sinnvolle Option zur Diversifizierung der Energiequellen gesehen.

Das Wasserstoffnetz beinhaltet zudem 2030 bereits eine Stichleitung nach Schwedt (Neubau).

Insgesamt ist das brandenburgische Netz 2030 rund **687 km** lang und besteht zu rund **62 % aus umgestellten Leitungen (427km)** und zu **38 % aus Neubau-Leitungen (260 km)**. Dabei ist bei mindestens **83 % der Neubau-Leitungen Trassenbündelung** möglich.

Abbildung 25 zeigt den Ausbauplan bis zum Jahr 2030.

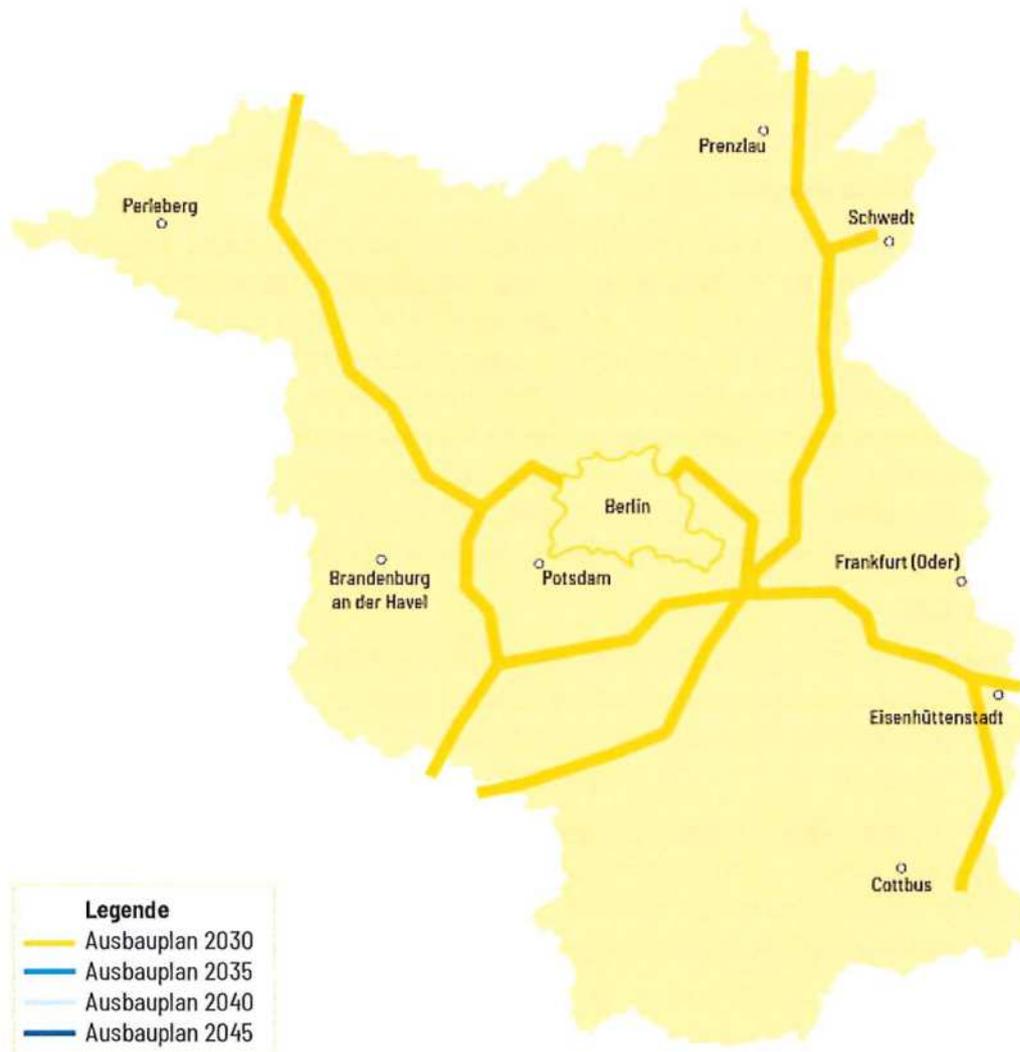


Abbildung 25: Ausbauplan 2030

### 5.3.2 Ausbauplan 2035

Das Wasserstoffnetz 2035 umfasst eine weitere Umstelloption im OPAL/EUGAL Leitungskorridor, welche im Rahmen des Projekts „Flow – making hydrogen happen“ vorgehen ist (Flow-Hydrogen 2022). Diese verläuft ab Radeland über Finsterwalde nach Sachsen.

2032 wird das Netz zudem durch eine (bereits im NEP 32 genannte) Neubautrasse der ONTRAS ab Forst bis Schwarze Pumpe ergänzt. Östlich von Spremberg ist ein Übergang nach Sachsen (Richtung Boxberg)

#### Machbarkeitsstudie:

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

vorgesehen.

Außerdem wird eine Neubautrasse über Brandenburg an der Havel nach Sachsen-Anhalt (Richtung Wefensleben) in das Wasserstoffnetz aufgenommen, welche im NEP 2032 (ohne Nennung eines Betreibers/ Eigentümers) als Option genannt wird. Zudem wird das Netz bis 2035 um eine Neubautrasse über Jänschwalde nach Cottbus erweitert.

Das Wasserstoffnetz in Brandenburg wird nach 2030 bis 2035 um rund **198 km erweitert**, davon sind etwa **45 % Umstelloptionen (88 km)** und **55 % Neubau-Leitungen (110 km)**. Bei mindestens **19 % dieser Neubau-Trassen ist Trassenbündelung** möglich. Die **Gesamtlänge** des Wasserstoffnetzes beträgt 2035 etwa **885 km**, wovon folglich **58 % durch Umstellung** realisiert werden können und **42 % neu zu bauen** sind. In Abbildung 26 sind die Erweiterungen bis 2035 (in türkis) dargestellt, die Trassen bis 2030 sind in Gelb dargestellt.

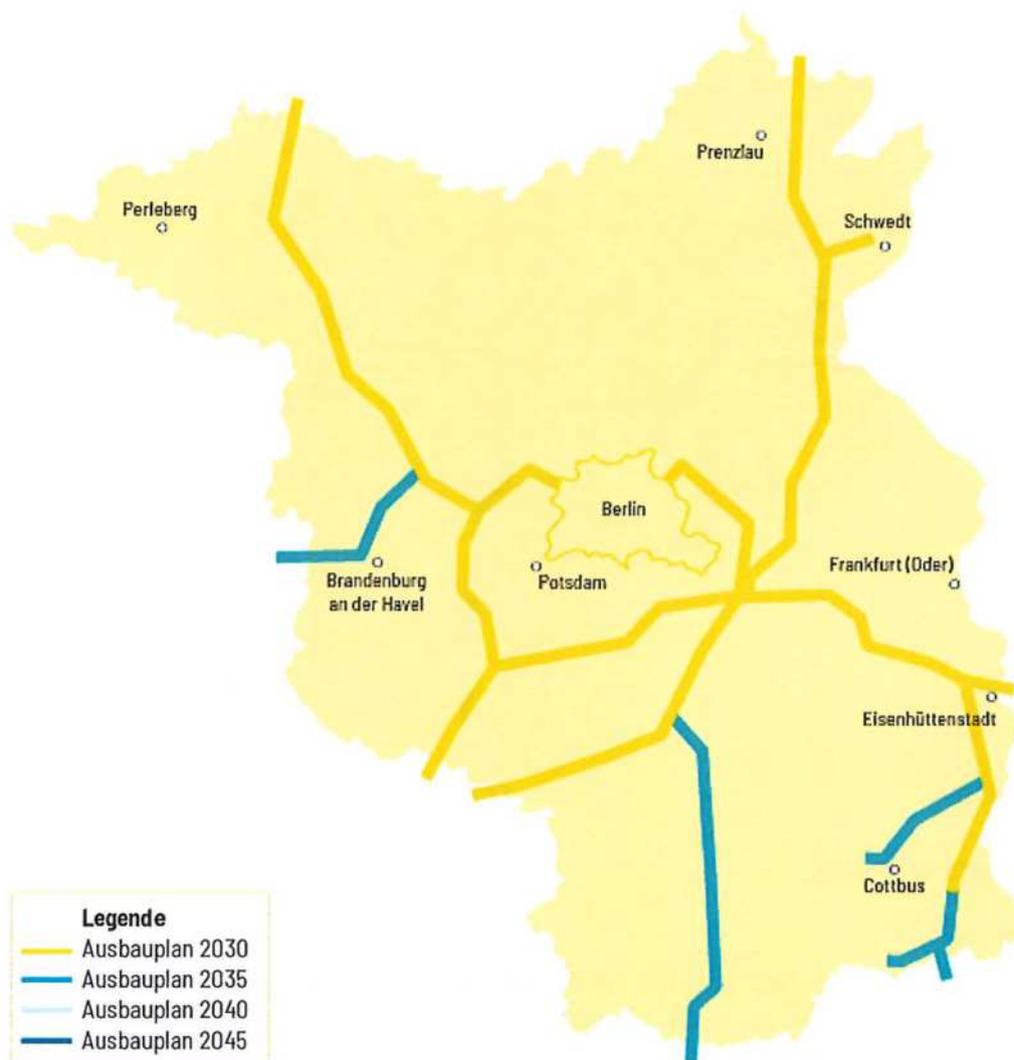


Abbildung 26: Ausbauplan 2035

#### 5.3.3 Ausbauplan 2040

Bis 2040 wird das Wasserstoffnetz durch weitere Sticleitungen (Neubau) nach Rathenow, Potsdam und Frankfurt (Oder) sowie einer weiteren Neubauleitung ab Schwarze Pumpe erweitert.

Das brandenburgische Wasserstoffnetz wird zwischen 2035 und 2040 um etwa 68 km Neubau-Leitungen erweitert, bei ca. 18 % davon ist nach aktuellem Stand Trassenbündelung möglich. Insgesamt ist das Netz 2040 rund **953 km** lang und besteht zu etwa **54 % aus umgestellten Leitungen** und zu **46 % aus Neubau-Leitungen**.

Abbildung 27 zeigt die Ergänzungen bis 2040 in grau.

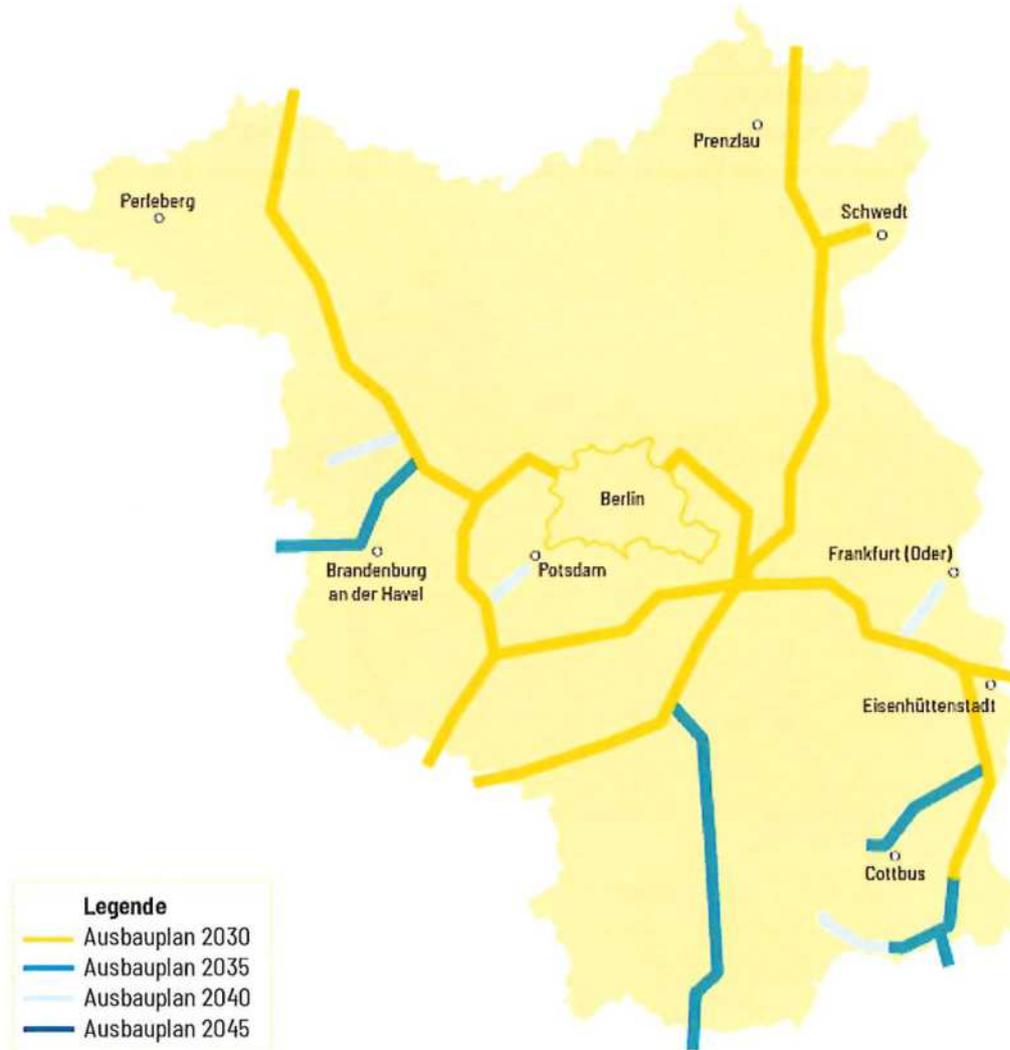


Abbildung 27: Ausbauplan 2040

#### 5.3.4 Ausbauplan 2045

Bis 2045 kann das Wasserstoffnetz um eine Umstellung im Norden Berlins erweitert werden. Die Umstelloption im Norden Berlins wurde im Rahmen des Trassierungs-Workshops und in bilateralen Gesprächen als Option dargestellt. Als Neubau-Erweiterungen sind bis 2045 Trassen zwischen Cottbus und Finsterwalde vorgesehen.

Zwischen 2040 und 2045 wird das Wasserstoffnetz in Brandenburg um rund **149 km ergänzt**, etwa **59 % (88 km)** davon sind **Umstelloptionen** und **41% Neubauleitungen (61 km)**.

Das Netz hat im finalen Ausbauzustand 2045 eine **Gesamtlänge von rund 1.102 km** und besteht aus etwa **603 km (54 %) umgestellten Leitungen** und **499 km (46 %) Neubautrassen**.

## Machbarkeitsstudie:

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

Abbildung 28 zeigt den finalen Ausbausezustand des brandenburgischen Wasserstofftransportnetzes. Die Trassenerweiterungen bis 2045 sind in dunkelblau dargestellt.

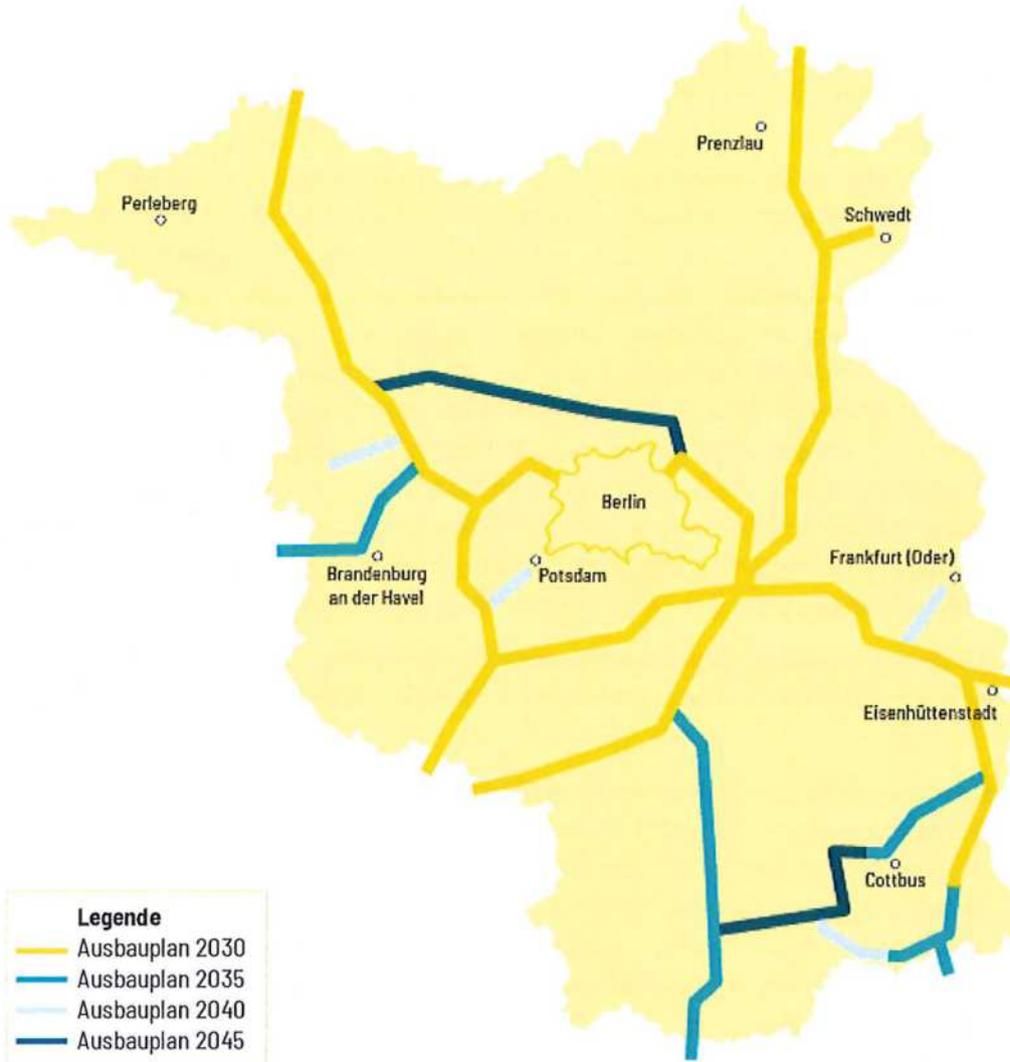


Abbildung 28: Ausbauplan 2045

### 5.3.5 Realisierung Neubau

Für die Planung der einzelnen Neubautrassen des brandenburgischen Wasserstoffnetzes ist angesichts der erforderlichen Netzdimensionierung (siehe Kapitel 5.4) anzunehmen, dass für Große Teile der Neubauleitungen ein Planfeststellungsverfahren, eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) sowie ein Raumordnungsverfahren notwendig sein werden. Dies ergibt sich aus den folgenden Verordnungen bzw. Gesetzen:

1. Nach § 1 Nr. 14 RoV soll u.a. für Gasleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm ein Raumordnungsverfahren durchgeführt werden, wenn diese im Einzelfall raumbedeutsam sind und überörtliche Bedeutung haben.
2. Gemäß UVPG Anlage 1: Liste „UVP-pflichtige Vorhaben“, Punkt 19.2 ist die Errichtung und den Betrieb einer Gasversorgungsleitung mit einem Durchmesser über 800 mm Durchmesser und über 40 km Länge ein UVP-pflichtiges Vorhaben. Gemäß Punkt 19.2 sind weiterhin gasführende Leitungen ab 300 mm Durchmesser und Leitungslängen ab 5 km verpflichtet eine allgemeine Vorprüfung des

Einzelfalls nach § 3c UVPG und später ggf. eine UVP durchzuführen. Anlagen von mehr als 300 mm Durchmesser und weniger als 5 km Leitungslänge sind einer standortspezifischen Vorprüfung zu unterziehen. Alle weiteren Leitungen unterliegen keinen Genehmigungspflichten nach UVPG.

3. Nach § 43 (1) EnWG bedürfen die Errichtung und der Betrieb von Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm der Planfeststellung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde.

Für ein Raumordnungsverfahren ist inklusive Scoping, Er- und Überarbeitung der Antragsunterlagen, Erörterungstermin und landesplanerischer Beurteilung eine Dauer von ca. 12 Monaten einzuplanen. Daran anschließend sind eine UVP-Vorprüfung (falls notwendig) und ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Dafür ist inklusive Scoping, UVP-Vorprüfung, Erstellung umwelttechnischer Erläuterungsberichte, Abstimmung mit den Behörden, öffentlicher Verfahrensbeteiligung und Planfeststellungsbeschluss inklusive Klagefrist eine Dauer von mindestens 30 Monaten (sehr hohe Anforderungen in Brandenburg) vorzusehen. In diesem Zeitfenster sollten auch wegerechtliche Belange geklärt werden. Nach Abschluss der genannten behördlichen Prüfungen sind die Beschlüsse der Behörden in die Ausführungsplanungen und die Ausschreibungsunterlagen einzuarbeiten. Hierfür sollte eine Zeitspanne (in Abhängigkeit der konkreten Leitungslänge) von sechs bis zehn Monaten eingeplant werden. Die Materialbeschaffung sollte möglichst früh gestartet werden, da Leitungen und vor allen Dingen Armaturen je nach Dimension und Stahlsorte Lieferzeiten von 16 bis 24 Monaten haben.

Darüber hinaus könnte im Einzelfall eine europaweite Ausschreibungspflicht gemäß SektVO greifen, welche die Planungsdauer des betreffenden Neubauprojektes zusätzlich um mindestens sechs Monate verlängern wird.

Für jeden Trassenabschnitt sollte aus oben genannten Gründen eine Planungsdauer von mindestens vier bis fünf Jahren angenommen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass ausreichende Planungs- und Bauressourcen zur Verfügung stehen. Da es sich hierbei im gegenwärtigen Marktumfeld um „Engpass-Kompetenzen“ handelt, wird empfohlen, die betreffenden die entsprechenden Leistungen zeitnah zu kontrahieren. Durch gleichzeitige Planung zusammenhängender Leitungsabschnitte sind zudem Synergieeffekte möglich. Die angenommene Mindestplanungsdauer von vier Jahren könnte sich verkürzen, soweit zur Verfahrensbeschleunigung politische Maßnahmen zur Vereinfachung der Genehmigung umgesetzt werden. Dies ist jedoch zum aktuellen Zeitpunkt nicht absehbar.

Dessen ungeachtet muss ein Planfeststellungsbeschluss gemäß § 75 (4) VwVfG erst bis zu fünf Jahre nach dessen Erteilung umgesetzt werden. Als Beginn der Umsetzung zählt beispielsweise der Erwerb von Grundstücken (Herrmann 2004). So können die möglichen Netzbetreiber frühzeitig Planungssicherheit und Baurecht schaffen, auch wenn die Leitung erst Jahre später errichtet werden soll.

Für die Realisierungsphase, kann anhand von Erfahrungen aus bisherigen Projekten davon ausgegangen werden, dass bei einer Rohrverlegung außerhalb bebauter Gebiete eine Tagesleistung von ca. 250 m je Tag und je Baukolonne realistisch ist. Ggf. erforderliche archäologische Baumaßnahmen sind hier nicht berücksichtigt. Im Anschluss an die erfolgreiche Rohrverlegung sind Druck- und Inbetriebnahmeprüfungen zu erbringen. Diese sollten je Bauabschnitt innerhalb eines Monats umgesetzt und realisiert sein.

Beim Einsatz von vier Baukolonnen parallel ergibt sich eine Gesamtbaudauer von ca. 100 Wochen reine Bauzeit.

Anschließende Ausgleichsmaßnahmen, wie Rekultivierung des Arbeitsstreifens und Ausführung von Ersatzmaßnahmen, können nachgelagert erbracht werden und sind daher im Zeitplan bis zur Inbetriebnahme nicht berücksichtigt.

**Insgesamt kann daher bei Annahme dieser optimalen Planungs- und Baubedingungen einer Realisierungsdauer von mindestens sieben Jahren je Trassenabschnitt ausgehen.** Im Expertenworkshop wurde allerdings signalisiert, dass Maßnahmen in Brandenburg genehmigungstechnisch wesentlich höhere Anforderungen, als in anderen Bundesländern haben. Es ist davon auszugehen, dass die Genehmigungsplanung ggf. auch mehr Zeit in Anspruch nimmt.

### 5.3.6 Realisierung Umstellung

Bei der Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff besteht der Vorteil, dass die im vorhergehenden Kapitel 5.3.5 genannten Genehmigungsverfahren nicht notwendig sind, was zu erheblichen Zeitersparnissen in der Planungsphase führt.

Auch in der Bauphase ist mit erheblichen Zeitersparnissen zu rechnen, da nur einzelne Teilstücke zu sanieren und keine kompletten Leitungsabschnitte neu zu erstellen sind.

Bei der Umstellung einer Leitung sind Bewertungen der entsprechenden Leitungen unter Berücksichtigung der erwarteten Betriebsbedingungen durchzuführen, in deren Folge Prüfverfahren (Molchungen o. Ä.) notwendig werden können, um eventuelle Fehl- bzw. Schwachstellen zu identifizieren. Sofern zutreffend sind diese Schwachstellen zu sanieren und in einen Zustand gemäß Regelwerk wieder herzustellen. Weiterhin sind eventuelle Abnehmer, die weiterhin Erdgas beziehen, an entsprechende alternative Versorgungsmöglichkeiten anzuschließen. In einem finalen Schritt ist die Begasung mit Wasserstoff nach entsprechenden Druck- und Inbetriebnahme Prüfungen durchzuführen.

Insgesamt kann man bei **umzustellenden Leitungen von einer Realisierungsdauer (inklusive Planungsphase, Zustandsprüfung, Sanierung und Inbetriebnahme) von drei bis vier Jahren** in Abhängigkeit von Länge und Zustand der Leitung ausgehen.

## 5.4 **Netzdimensionierung**

### 5.4.1 Berechnungen

Das trassierte Netz wurde mit Hilfe des Programmes STANET® (Fischer-Uhrig Engineering 2022) hydraulisch überprüft und entsprechend dimensioniert. Druckstufen und Durchmesser von umzustellenden Leitungen wurden gemäß den veröffentlichten Vorgaben des NEP 2032 (FNB Gas 2022a) bzw. der Meldung/Bereitstellung durch den jeweiligen Netzbetreiber berücksichtigt. Die übrigen Neubau-Leitungen wurden im Rahmen der Netzberechnungen im Sinne der Kostenoptimierung bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit ausreichender dimensioniert.

Ausgehend von den Anforderungen im Jahr 2045 wurden Berechnungen für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 durchgeführt. Grundlage für die Berechnungen sind die in den Kapiteln 2 bis 4 jeweiligen ermittelten Wasserstoffpotenziale und Wasserstoffsinken sowie die Wasserstoffspeicher und Transitflüsse der Jahre 2030, 2040 und 2045.

Die Wasserstoff-Abnahmemengen der Industrie, der Rückverstromung und der Fernwärme wurden als Punktwerte ermittelt und entsprechend als Abnahmepunkte entlang der Trassen berücksichtigt. Die Abnahmemengen durch den Verkehr und die Erzeugungsmengen wurden als NUTS-3 Flächenwerte ermittelt. Für diese Werte wurden abhängig des Trassenverlaufs innerhalb der NUTS3-Fläche entsprechende Abnahme- bzw. Einspeisepunkte festgelegt, sodass die zurückzulegende Distanz der abgenommenen Mengen maximal ist.

Als potenzielle zukünftige Wasserstoffspeicher wurden die in Kapitel 4.1 ermittelten Speicher angenommen. Die ermittelten Transitmengen wurden entsprechend der Jahre auf die jeweils vorhandenen Exportknoten an der Grenze Brandenburgs zu Sachsen bzw. Sachsen-Anhalt gleich verteilt.

Für verschiedene Szenarien wurden die berechneten Strömungsgeschwindigkeiten in den einzelnen Leitungssträngen mit den maximal zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten nach Mischner (2021) abgeglichen. Als Auslegungsdruck wurden 63 bar angesetzt.

Begonnen wurde in den jeweiligen Jahren mit der Berechnung des sogenannten „Worst-Case“-Szenario. In diesem Szenario wird angenommen, dass in Brandenburg selbst kein Wasserstoff produziert wird, gleichzeitig jedoch die Abnehmer maximalen Wasserstoffbedarf aufweisen (Spitzenlast) und maximale Mengen an Wasserstoff exportiert werden müssen. In diesem Szenario müssen somit die maximale Abnahme-Menge und die Export-Menge durch Importmengen gedeckt werden.

Als „Export“ werden im Folgenden Wasserstoff-Mengen bezeichnet, welche nach Sachsen-Anhalt und Sachsen weitergeleitet werden. Mengen, die nach Berlin fließen, fallen unter den Begriff „Abnehmer“.

Je nach Ergebnissen der einzelnen Szenario-Berechnungen wurde zudem bezüglich der Speicher-Einspeisung und -Auspeisung sowie der Import-Leitungen und Export-Mengen variiert und entsprechende Berechnungen angestellt. Als variable Import-Leitung wurde die aus Polen nach Eisenhüttenstadt führende Leitung angenommen, da diese bisher im Gegensatz zu den beiden anderen Import-Trassen (Doing Hydrogen aus Rostock kommend, OPAL/EUGAL aus Lubmin kommend) noch nicht als veröffentlicht wurde.

Als maximal mögliche Speicher-Einspeiserate sowie -Auspeiseraten wurden entsprechend Werte entsprechend der Studie „Wasserstoff speichern – soviel ist sicher – Transformationspfade für Gasspeicher“ (DBI GUT et al. 2022) angesetzt. Mögliche Export-Knoten sind der Übergang von „Doing Hydrogen“ nach Sachsen-Anhalt und der Übergang der JAGAL nach Sachsen-Anhalt (ab 2030), der Übergang des Flow-Projektes nach Sachsen, der Übergang einer Neubau-Trasse in der Lausitz nach Sachsen in Richtung Boxberg und der Übergang der Neubau-Trasse bei Brandenburg an der Havel nach Sachsen-Anhalt (alle ab 2035).

Zudem wurden die Export- und Abnahmemengen variiert (respektive verdoppelt), um die Kapazitätsgrenzen des Netzes zu ermitteln. Außerdem wurden Szenarien mit Berücksichtigung der Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten (als Wasserstoff-Einspeisung) in Brandenburg berechnet, im Folgenden als „Best-Case“-Szenario bezeichnet. Dabei wurden für die Erzeugung von Wasserstoff mittels PV-Anlagen und durch Windanlagen auf maximaler Last angenommen. Gleichzeitig wird kein Wasserstoff zur Erzeugung von Fernwärme oder zur Rückverstromung benötigt, die Industrie benötigt die Minimallast. Die Abnahme im Verkehr wird als konstante Last angesehen.

Vor Berechnung der verschiedenen Szenarien wurde anhand des „Worst-Case“-Szenarios für das Jahr 2045 die Dimensionierung der noch nicht vorgegebenen Neubau-Leitungen festgelegt, welche ausreichend für den Transport dieser „Worst-Case“-Mengen sind, jedoch gleichzeitig einen möglichst geringen Durchmesser haben, um somit die Pipeline-Kosten zu minimieren. Als Start-Durchmesser für diese Neubauleitungen wurde DN 600 festgelegt, welcher dann für die jeweiligen Leitungen je nach Berechnungsergebnis angepasst wurde.

Bei den Berechnungen der Jahre 2030 bis 2040 werden die Leitungen, welche in diesem Ausbaustadium noch nicht vorhanden sind, nicht berücksichtigt. Entsprechend werden auch die Abnahme- und Einspeiseknoten, welche entlang dieser Trassen liegen, deaktiviert und bei der Berechnung nicht mitberücksichtigt. Es werden verschiedene Szenarien bzgl. der dazugehörenden Abnahme- und Einspeisemengen berechnet.

#### 5.4.2 Berechnungsergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen Ergebnisse der Berechnungen vorgestellt und die entsprechenden Folgerungen daraus geschlossen.

Die Optimierung der Leitungsdurchmesser hat ergeben, dass in den Stichleitungen Rathenow, Frankfurt (Oder) und Potsdam Durchmesser von DN 200 ausreichend sind. Die Stichleitung nach Schwedt wurde aufgrund der Berechnungsergebnisse auf DN 400 festgelegt, mehrere Leitungen in der Lausitz konnten auf Durchmesser zwischen DN 200 und DN 500 reduziert werden.

Im Worst-Case-Szenario 2045 hat sich ergeben, dass keine kritische Strömungsgeschwindigkeit erreicht wird. Das Netz ist ausreichend dimensioniert.

Bei Verdopplung der Abnahmemengen und Variation von Export und Befüllung der Speicher werden die Kapazitätsgrenzen an einzelnen Leitungsabschnitten in der Lausitz und in der Stichleitung nach Schwedt erreicht. In den übrigen Leitungen des gesamten Netzes werden die maximalen Strömungsgeschwindigkeiten jedoch nicht erreicht.

Die Berechnungsergebnisse des Best-Case sind unkritisch.

Die Berechnungen des „Worst-Case“ für das Jahr 2040 haben ergeben, dass im Netz ausreichend Kapazität vorhanden ist. Es werden keine kritischen Strömungsgeschwindigkeiten erreicht. Gleiches gilt überdies auch bei Verdopplung der Abnahmemenge und maximaler Befüllung der Speicher. Das Netz ist auch für diesen Fall ausreichend dimensioniert und weist genügend Kapazitäten auf. Die Berechnungsergebnisse des Best-Case im Jahre 2040 sind unkritisch. Die Strömungsgeschwindigkeiten liegen deutlich unter den Maximalwerten.

Im Jahr 2035 ergeben die Berechnungen unter Berücksichtigung der für 2030 ermittelten Wasserstoffmengen, dass die Kapazität des Netzes ausreicht, um sogar die vierfache Abnahme (inklusive Export) bei gleichzeitiger Befüllung der Speicher zu bedienen.

Auch der Worst-Case für das Jahr 2030 wurde in verschiedenen Variationen berechnet. Die Strömungsgeschwindigkeiten sind deutlich unterhalb des kritischen Bereichs. Insgesamt ist das Netz 2030 ausreichend dimensioniert, um die dreifache Wasserstoffabnahme (inklusive Export) bei gleichzeitig maximaler Befüllung der Speicher zu transportieren. Die Berechnung des Best-Case-Szenario ergibt unkritische Ergebnisse.

Insgesamt zeigen die Berechnungsergebnisse, dass das entwickelte Wasserstoffnetz in Brandenburg über große Reserven für zusätzliche Kapazitäten für den Wasserstofftransport verfügt. Diese Mengen können beispielsweise für zusätzliche Transit-Mengen oder auch zur Versorgung des dezentralen Wärmemarktes genutzt werden. Der dezentrale Wärmemarkt wurde in dieser Studie nicht betrachtet (siehe Kapitel 3), die dort gegebenenfalls erforderlichen Mengen können von dem hier skizzierten Netz jedoch ohne Zweifel transportiert werden.

Neuste Erkenntnisse zeigen, dass die Netzbetreiber zu Beginn des Betriebs der Wasserstoffpipelines voraussichtlich die Leitungen mit geringeren Drücken betrieben als im NEP Gas 2022 angegeben. Ersten Einschätzungen der GASCADE zufolge wird beispielsweise das FLOW-Projekt anfangs mit einem Druck von 40 bar betrieben. Daher wurden die Worst-Case-Szenarien ebenfalls für ein Druckniveau von durchgehend 40 bar berechnet. Auch diese Ergebnisse zeigen, dass bei den hier modellierten Abnahmemengen keine kritischen Strömungsgeschwindigkeiten erreicht werden. Bei der teilweise skizzierten Verdoppelung der Abnahmemengen wäre eine Druckerhöhung notwendig, da sonst kritische Strömungsgeschwindigkeiten erreicht werden. Diese Druckerhöhungen sind aus technischer Sicht möglich und wurden auch von den Netzbetreibern (z.B. im NEP Gas 2022) in Aussicht gestellt, falls sich die Abnahmemengen entsprechend entwickeln.

Neben der Versorgungssicherheit besteht mit weiteren Leitungen die zusätzliche Option, das Netz als „Speicher“ zu nutzen. Um die möglichen Speichermenge zu berücksichtigen, wurde die nachstehende Formel

nach Cerbe et al. (2017) verwendet und von einer möglichen Druckdifferenz von 10 bar zwischen Sommer und Winter ausgegangen (Schwankungen zwischen 53 und 63 bar)

$$V_{AGV} = V_{geo} * \left( \frac{p_{max}}{K_{max}} - \frac{p_{min}}{K_{min}} \right) * \frac{T_n}{p_n * T}$$

Wobei die K-Zahl für Wasserstoff vereinfacht, wie folgt nach Adam et al. (2020) berechnet wurde:

$$K = 1 + \frac{p_{abs}}{1500 \text{ bar}}$$

Wie Tabelle 2 zeigt, sind diese Speichermengen allerdings sehr begrenzt. In Spalte 4 wurde der prozentuale Anteil im Vergleich zum UGS Buchholz dargestellt. Im Jahr 2045 kann über das Netz maximal 2,7 % der Speichermenge des UGS Buchholz abgedeckt werden. Anhand dieser Zahlen wird deutlich, dass das Netz nur bedingt eine Speicherfunktion übernehmen kann und für den regionalen Ausgleich von Produktion und Abnahme weitere Speicher notwendig sind.

Tabelle 2: Speichervolumen des Netzes nach Jahresscheiben

Jahr	Geometrische Volumen (kumuliert) [m³]	Speicherpotential [Nm³]	Vergleich zu UGS Buchholz.1
2030	461.815	4.161.230	1,8 %
2035	640.813	5.774.113	2,5 %
2040	642.937	5.793.249	2,5 %
2045	692.931	6.243.729	2,7 %

## 6 KOSTENBERECHNUNG

Die Investitionskosten (CAPEX) für die Errichtung eines Wasserstoffnetzes unterscheiden sich je nach Anteil der umgestellten und der neugebauten Leitungen. Die Umstellungskosten einer Erdgasleitung auf eine reine Wasserstoffleitung liegen deutlich unter den Kosten für den Neubau einer Wasserstoffleitung. Beim Leitungsneubau können überdies durch Trassenbündelung Kosten eingespart werden. Die Gründe hierfür sind geringere Wegerecht-Kosten sowie ein geringerer Genehmigungsaufwand. Zudem werden die Investitionskosten sowohl beim Neubau als auch bei der Umstellung durch den Durchmesser und den Auslegungsdruck der Rohre beeinflusst. Um die Investitionskosten für das in dieser Studie entwickelte Wasserstoffnetz möglichst gering zu halten, wurden bei der Trassierung, soweit möglich, die Umstellung von Leitungen sowie beim Neubau der Verlauf entlang bestehender Trassen bevorzugt (siehe Kapitel 5.3).

Damit die benötigten Kapazitäten transportiert werden können, sind für die Neubau-Abschnitte Rohre mit einem Durchmesser von 200 mm bis 800 mm (DN 600) erforderlich (siehe Anhang 2) Zudem bedarf es einem Auslegungsdruck von 63 bar (DP 63), um die geforderten Quantitäten zu transportieren. Die Leitungen, welche innerhalb des Wasserstoffnetzes Brandenburg zur Umstellung zur Verfügung stehen, besitzen Durchmesser Zwischen DN 600 und DN 1400.

Zur Berechnung wurden die in Tabelle 3 aufgeführten Kosten für den Neubau und die Umstellung der Leitungen je km Trasse verwendet. Als Grundlage für diese Kosten dienen Angaben aus dem European Hydrogen Backbone 2022 (EHB 2022) sowie dem Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 (FNB Gas 2021a). Mittels dieser Daten wurden die Kosten für die entsprechenden Durchmesser und Drücke interpoliert.

#### Machbarkeitsstudie:

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

Für die Trassenbündelung wurde anhand von Erfahrungswerten aus anderen durchgeführten Projekten eine Kostenersparnis von rund 12,5 % gegenüber den Neubaukosten ohne Trassenbündelung ermittelt.

Tabelle 3: CAPEX je km Trasse (EHB 2022)

Auslegungsparameter	Umstellung	mit Trassenbündelung	CAPEX [Mio. €]
			Neubau ohne Trassenbündelung
DN 1400	0,6	3,56	4,05
DN 1200	0,5	2,84	3,18
DN 800	0,5	2,02	2,18
DN 600	0,4	1,68	1,77
DN 500*	0,3	1,54	1,57
DN 400*	0,3	1,38	1,41
DN 300*	0,2	1,32	1,35
DN 200*	0,2	1,25	1,28

\* Werte für DN 500 und kleiner basierend auf Erfahrungswerten aus dem Projektgeschäft von INFRACON

Durch Multiplikation mit den entsprechenden Kilometerzahlen der Umstellungstrassen und der Neubautrassen sowohl mit als auch ohne Trassenbündelung ergeben sich **Gesamtkosten in Höhe von ca. 1.221 Mio. € für 1.102 km das brandenburgische Wasserstoff-Startnetz**. Nachfolgende Tabelle 4 zeigt die Investitionskosten für jeden Realisierungszeitraum.

Tabelle 4: CAPEX der Realisierungsabschnitte

Realisierungsabschnitt	CAPEX [Mio. €]
2030	740
2035	266
2040	86
2045	129
<b>Summe</b>	<b>1.221</b>

In der nachfolgenden Tabelle 5 werden demgegenüber die Kosten für die Umsetzung des Greenfield-Ansatzes (kompletter Neubau ohne Umstellungen) aufgezeigt. Sie würden sich auf ca. 2.731 Mio. € belaufen. Durch die **Nutzung von Umstellungsmöglichkeiten** bestehender Erdgasleitungen auf reinen Wasserstoff und Trassenbündelungen könnten daher **rund 55 % dieser Leitungskosten eingespart werden**.

**Machbarkeitsstudie:**

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

**Tabelle 5: Einsparpotenzial Trassenbündelung und Umstellung**

Kosten	CAPEX [Mio. €]	Prozent
Kompletter Neubau	2.615	100 %
Einsparungen Umstellungen	-1.358	-52,2%
Einsparungen Trassenbündelung	-37	-1,4 %
<b>Summe</b>	<b>1.221</b>	<b>46,4 %</b>

Im Rahmen dieser Studie wurden zudem die Betriebskosten des Wasserstoffnetzes ermittelt. Zur Ermittlung dieser Betriebskosten dienten ebenfalls Werte des European Hydrogen Backbone 2022 als Basis (EHB 2022). Durch Mittelung der dort angegebenen Werte wurden Betriebskosten in Höhe von 1,25 % der Neubau-CAPEX angenommen. **Somit betragen die Betriebskosten des gesamten Wasserstoffnetzes pro Jahr 15,25 Mio. € beziehungsweise im Durchschnitt 13.800 €/(km\*a).**

Bei allen Angaben handelt es sich um Schätzungen (+/- 50 %) zum Stand Januar 2023. Da die Realisierung in mindestens sieben Jahren in der Zukunft liegt, gibt es große Unsicherheiten, wie sich Weltmarktpreise für Engineering, Materialien und Tief- und Rohrbaukapazitäten entwickeln.

## 7 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Ziel der Machbarkeitsstudie war die Erarbeitung der Grundlagen für die Auslegung eines Wasserstoffgrundversorgungsnetzes (Backbone-Netzes) für das Land Brandenburg. Hierfür wurde eine detaillierte Analyse der regionalen Potenziale für die Erzeugung, Verwendung und Speicherung von Wasserstoff vorgenommen und auf NUTS 3-Ebene ausgewertet. Darauf aufbauend wurde ein genehmigungsrechtlich und technisch realisierbares Wasserstoffstartnetz für Brandenburg entwickelt. Hierbei wurde sowohl auf die Umstellung bestehender Erdgasleitungen als auch den Neubau weiterer Trassen nach den in Kapitel 5.1 genannten Trassierungsgrundsätzen gesetzt. Die Festlegung der Trassierung erfolgte anhand der Ergebnisse aus der Modellierung für Wasserstoffmengen sowie auf Basis der Umstellpläne der beteiligten Netzbetreiber. Darauf basierend wurde eine wirtschaftliche Abschätzung zu Investitions- als auch Betriebskosten erstellt.

Die Ermittlung des Wasserstoffherzeugungspotenzials erfolgte auf Grundlage einer regional hochaufgelösten Analyse des Stromerzeugungspotenzials für Wind und Freiflächenphotovoltaik. Dabei wurde für das Land Brandenburg ein Stromerzeugungspotenzial von 57 TWh Windenergie und 18 TWh Freiflächenphotovoltaik ermittelt. Ein nicht unerheblicher Teil geht dabei auf die Nutzung ehemaliger Kohletagebaustätten zur Erzeugung von erneuerbarem Strom zurück. Die regionalen Stromerzeugungspotenziale wurden genutzt, die Entwicklung der potenziellen regionalen Wasserstoffherzeugung aus den Ergebnissen der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ für die Jahre 2030, 2040 und 2045 abzuleiten. Gemäß den Analysen steigt die potenzielle Wasserstoffherzeugung in Brandenburg von rund 1 TWh im Jahr 2030 auf rund 21 TWh im Jahr 2045 an. Die Regionen Spree-Neiße, Uckermark und Prignitz weisen die größten Erzeugungsmengen auf.

Zur Quantifizierung der regionalen Wasserstoffverbrauchspotenziale wurden die Sektoren Industrie und Mobilität sowie die Fernwärme- und Stromerzeugung analysiert. Der potenzielle Wasserstoffeinsatz zur dezentralen Gebäudebeheizung wurde aufgrund der mangelnden Grundlagen für eine belastbare Potenzialabschätzung nicht mitberücksichtigt. Insgesamt ergibt sich in der Region Brandenburg / Berlin eine potenzielle Wasserstoffnachfrageentwicklung von rund 5 TWh im Jahr 2030 auf rund 40 TWh im Jahr 2045. Der Großteil davon geht auf die Nachfrage in der brandenburgischen Grundstoffindustrie zurück, insbesondere für die stoffliche Nutzung in der Grundstoffindustrie zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen und High Value Chemicals und grünem Stahl. Der Mobilitätssektor ist der zweitgrößte Nachfragesektor, dessen Anteil am regionalen Wasserstoffverbrauch von 6 % im Jahr 2030 auf 22 % im Jahr 2045 ansteigt. Wichtige weitere Anwendungsfelder von Wasserstoff stellt die Erzeugung von Strom und Fernwärme dar. Zusätzlich zu den regionalen Wasserstoffquellen und -senken kommen Transitflüsse in die südlichen Bundesländer hinzu, die den Wasserstoffdurchsatz im Transportnetz deutlich um durchschnittlich rund 67 % erhöhen.

In Abbildung 28 ist das hier entwickelte Startnetz für das Jahr 2045 dargestellt, welches eine Gesamtlänge von rund 1.102 km hat und zu etwa 54 % aus umgestellten Leitungen und zu 46 % aus Neubautrassen besteht. Weiterhin wurden möglichen Entwicklungsschritte des Netzes für die Jahre 2030, 2035 und 2040 skizziert, wobei die exakten Realisierungszeitpunkte in weiteren Planungsschritten konkretisiert werden müssen.

Das Netz wurde so dimensioniert und ausgelegt, dass es in jedem Entwicklungsschritt in der Lage ist, die prognostizierten Abnahmemengen als auch die in Brandenburg produzierten Wasserstoffmengen zu transportieren. Für das Jahr 2045 ist das Netz sogar in der Lage, die doppelte Menge der prognostizierten Wasserstoffmengen zu transportieren. Diese Erkenntnis liefert die Sicherheit, dass bestehende Unsicherheiten (z.B. dezentraler Wärmemarkt, Industriekunden) hinsichtlich der zukünftigen Wasserstoffmengen vom hier dargestellten Netz sicher und robust abgefangen werden können.

#### **Machbarkeitsstudie:**

Auf- und Ausbau eines leistungsfähigen Wasserstofftransportnetzes in Brandenburg

---

Die Kostenberechnung des Netzes ergab notwendige Investitionssummen von ca. 1.221 Mio. € für die 1.102 km Trasse. Entscheidende Erkenntnis ist, dass durch die zahlreichen, in Brandenburg verfügbaren Umstelloptionen Einsparung von ca. 54 % ermöglicht wurden (Details siehe Tabelle 5). Die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen ist volkswirtschaftlich also in jedem Fall sinnvoll und anzustreben.

Insgesamt stellt diese Studie ein solides Grundkonzept zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft dar. Es konnte gezeigt werden, wie sich Wasserstoffbedarfe und Wasserstofferzeugung in Brandenburg entwickeln und wie ein zukünftiges Wasserstoffnetz in Brandenburg aussehen kann. Auch über den notwendigen Investitionsrahmen wurde eine Aussage getroffen. Diese Studie sollte als Basis für zukünftige Planungen aller Stakeholder (Verbraucher, Produzenten, Netzbetreiber) dienen und die Grundlage für weitergehende Überlegung darstellen.

## 8 ANHANG

### 8.1 Berechnungsparameter zur EE-Strompotenzialen

Die für dieses Projekt berücksichtigten Bodennutzungsfaktoren sind in Tabelle 6 aufgezeigt.

Tabelle 6: Landnutzungsfaktoren für Wind an Land und Freifläche PV

Landnutzung	Freiflächen-PV	Wind
Brachland	16,0 %	20,0 %
Ackerland	0,9 %	16,6 %
Wald	0,0 %	4,3 %
Grasland	1,2 %	5,8 %
Buschland	0,5 %	12,4 %
Schnee & Eis	0,0 %	0,0 %
Wasser	0,1 %	0,0 %
Sumpfbereiche	0,0 %	0,0 %

Die Faktoren basieren auf den Projektlangfristszenarien und resultieren in einem gesamtdeutschen Flächennutzungsgrad von 2 % für Windprojekte. Brachland Flächen haben die höchsten Faktoren 20 % für Wind und 16 % für PV, da hier keine wirtschaftliche Konkurrenz besteht. Diese Schätzung ist konservativ, da Brachland möglicherweise andere Umnutzungsoptionen hat. Ein kleiner Faktor von 0,90 % wird für die PV auf Ackerland angegeben, der die zukünftige Nutzung der Agro-Photovoltaik berücksichtigt. Da die Durchführbarkeit von Windturbinen auf Ackerland höher ist, da der Raum zwischen den Turbinen für den Anbau von Pflanzen genutzt werden kann, wird ein höherer Faktor von 16,59 % angegeben. Wälder werden nur für die Winderzeugung in Betracht gezogen. Die Faktoren für Grünland und Buschland sind bei der PV geringer als bei der Windenergie, um größere ökologische Auswirkungen in diesen Gebieten zu vermeiden. Schließlich wird ein Faktor von 0,05 % für PV auf dem Wasser berücksichtigt, um die zukünftige Nutzung von schwimmenden PV-Anlagen zu bedenken.

Tabelle 7: Berücksichtigte technische Faktoren zur Potenzialbestimmung von Wind und PV

Faktor	Wert
Zinssatz für Kostenrechnung	2 %
Siedlung Abstand für Windanlagen	1000 m
PV-Montagesystem	statisch
PV-Dichte	100 MWh/km <sup>2</sup>

Zusammen mit den Landnutzungsfaktoren werden auch andere technisch-wirtschaftliche Faktoren berücksichtigt. Für Wind und PV wird ein Zinssatz von 2 % verwendet. Die PV-Module werden in einer statischen Struktur installiert und haben eine Leistungsdichte von 100 MW/km<sup>2</sup>. Bei der Installation von Windkraftanlagen wird ein Abstand von 1000 Metern zu Gebäuden berücksichtigt.

## 9 LITERATUR

- Adam, P.; Hunemann, F.; Busche, C. von dem; Engelshove, S.; Thiemann, T. (2020)  
Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende. Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis. Whitepaper.
- AGFW (2020)  
Hauptbericht 2019.
- Agora Energiewende (2022)  
Photovoltaik- und Windflächenrechner. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/service/pv-und-windflaechenrechner/>.
- BASF (2022)  
Standortporträt 2022 BASF Schwarzheide GmbH. Schwarzheide.
- BBR (2019)  
Raumordnungsprognose 2035 nach dem Zensus 2019.
- bdew (2022)  
Erdgasdaten aktuell. Aktualisierung: 20.10.2022. Dokument nicht öffentlich zugänglich. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie, Berlin.
- BKG (2022)  
Digitale Geodaten. Digitale Topographische Karten, Digitale Orthophotos und Satellitenbilddaten. Frankfurt am Main, Leipzig: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie.
- BMWK (2022a)  
Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende. Artikel Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>, zuletzt geprüft am 13.12.2022.
- BMWK (2022b)  
Klimaschutzbericht 2022 der Bundesregierung nach § 10 Absatz 1 des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.
- BNetzA (2022)  
Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, zuletzt geprüft am 15.11.2022.
- Cerbe, G.; Lendt, B. (2017)  
Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung. München: Carl Hanser Verlag.
- Dambeck, H.; Wunsch, A. (2022)  
Dezentrale Wärmeversorgung in einem klimaneutralen Deutschland. Die Rolle der Wärmepumpe in einem 100 % erneuerbaren Stromsystem gegenüber Wasserstoffheizungen. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität. Berlin.
- DBI GUT; ESK; DEEP.KBB; Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH (2022)  
Wasserstoff speichern – soviel ist sicher. Transformationspfade für Gasspeicher. Berlin: BVEG.
- DEHSt (2021)  
Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2020.

- Donadei, S.; Röhling, S.; Fleig, S.; Zapf, D.; László Horvath, P. (2020)  
InSpEE-DS - Informationssystem Salz: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft) – Doppelsalinare und flach lagernde Salzsichten. Teilprojekt Bewertungskriterien und Potenzialabschätzung. Sachbericht03ET6062A.
- dpa. (29.09.2022)  
Leag will GigaFactory in der Lausitz errichten. In: ZEIT Online. Online verfügbar unter <https://www.zeit.de/news/2022-09/29/leag-will-gigafactory-in-der-lausitz-errichten>, zuletzt geprüft am 23.11.2022.
- Egelkamp, R.; Wett, L.; Kallert, D.-I. A. M. (2021)  
Potenzialstudie klimaneutrale Wärmeversorgung Berlin 2035. Analyse erneuerbarer Wärmepotenziale für eine klimaneutrale Wärmeversorgung in Berlin bis 2035.
- EHB (2022)  
European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries.
- Falkenberg, H.; Hobohm Jens; Lübbers, S.; Malik, F.; Srikandam, R. (2021)  
Gutachten zur Energiepolitik Energiestrategie Brandenburg 2040. Aktualisierung und Weiterentwicklung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg. Prognos AG.
- Fischer-Uhrig Engineering (2022)  
STANET. Network Analysis (Version 10.2.25). Berlin: Fischer-Uhrig Engineering. Online verfügbar unter <https://www.stafu.de/de/home.html>.
- Flow-Hydrogen (2022)  
Flow - making hydrogen happen. Online verfügbar unter <https://www.flow-hydrogen.com/>, zuletzt geprüft am 13.01.2023.
- FNB Gas (2021a)  
Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030.
- FNB Gas (2021b)  
Wasserstoffnetze 2030 & 2050: für ein klimaneutrales Deutschland. Webinar. Online verfügbar unter [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08\\_FNB-Gas-Webinar\\_H2-Netze\\_2030\\_2050.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/12/2021-12-08_FNB-Gas-Webinar_H2-Netze_2030_2050.pdf), zuletzt geprüft am 23.11.2022.
- FNB Gas (2022a)  
NEP Gas 2022-2032. Zwischenstand. in Verbindung mit Anlage 2 Übersicht aller Projektmeldungen im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase für den Szenariorahmen 2022, Anlage 3 Ergebnis Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes, Anlage 4 Übersichtskarten Leitungsnetzinfrastrukturen zur Entwicklung des potenziellen deutschen Wasserstoffnetzes.
- FNB Gas (2022b)  
Wasserstoffbericht. Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG.
- Gnann, T. (2015)  
Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure. Stuttgart: Fraunhofer-Verl.

Hans-Ertel-Zentrums für Wetterforschung (2019)

COSMO-REA6 Wetterdaten. Online verfügbar unter <https://reanalysis.meteo.uni-bonn.de/?COSMO-REA6>.

Herrmann, C. D. (2004) Die Geltungsdauer von Planfeststellungsbeschlüssen. In: Jan Ziekow (Hrsg.): Beschränkung des Flughafenbetriebs – Planfeststellungsverfahren – Raumordnungsrecht: Vorträge auf den Fünften Speyerer Planungsrechtstagen und dem Speyerer Luftverkehrsrechtstag vom 19. bis 21. März 2003 an der Deutschen Hochschule für Verwaltungswissenschaften Speyer. Duncker & Humblot, 2004, S. 203–207.

Hüttenrauch, J.; Kreienbrock, U.; Kühn, M.; Lehnert, F.; Müller-Syring, G.; Rieger, R.; Schütz, S.; Temmler, F. (2022) Wasserstoffnetz Mitteldeutschland. Kurzfassung. Leipzig.

IUCN (2022)

Protected areas and land use. Online verfügbar unter <https://www.iucn.org/our-work/protected-areas-and-land-use>.

KiD (2010)

Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010. Braunschweig: WVI Prof. Dr. Wermuth Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH; Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung e.V.; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt – Institut für Verkehrsforschung; Kraftfahrt-Bundesamt.

Krail, M.; Speth, D.; Gnann, T.; Wietschel, M. (2021)

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien – Modul Verkehr. Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Landtag Brandenburg (2019)

Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage Nr. 4495 der Abgeordneten Heide Schinowsky (Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN) Drucksache 6/11036. Erdgasspeicher in Brandenburg.

LEAG (2022)

Übersicht GigawattFactory. Die GigawattFactory der LEAG. Online verfügbar unter <https://www.leag.de/de/gigawattfactory/>.

LfU (2022)

Schutzgebiete in Brandenburg. INSPIRE View-Service (WMS-LfU-SCHUTZG). Potsdam: Landesamt für Umwelt Brandenburg (LfU).

Lux, B.; Sensfuß, F.; Kiefer, C.; Bernath, C.; Deac, G. (2021)

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Energieangebot. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Karlsruhe.

Manske, D. (2021)

Aktuelle energiepolitische Entwicklungen – Implikation für den Aufbau einer ostdeutschen Wasserstoffinfrastruktur.

Meyer, R.; Herkel, S.; Kost, C. (2021)

Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung. Ariadne-Analyse. Potsdam: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung.

Mischner, J. (2021)

Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen. Fachbeitrag. Online verfügbar unter <https://gwf-gas.de/forschung-entwicklung/fachbeitrag-zur-frage-der-stroemungsgeschwindigkeiten-in-gasleitungen/>, zuletzt geprüft am 13.01.2023.

MOP (2010)

Mobilitätspanel Deutschland 1994-2010. Projektbearbeitung durch das Institut für Verkehrswesen der Universität Karlsruhe (TH). Verteilt durch die Clearingstelle Verkehr des DLR-Instituts für Verkehrsforschung. Online verfügbar unter [www.clearingstelle-verkehr.de](http://www.clearingstelle-verkehr.de).

MWAE (2021)

Maßnahmenkonkrete Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg. Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie Land Brandenburg.

MWAE (2022)

Energiestrategie 2040.

Neuwirth, M.; Fleiter, T.; Manz, P.; Hofmann, R. (2022) The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries – a site-specific approach applied to Germany. In: Energy Conversion and Management, 252 (2022), S. 1-19.

ONTRAS (2022)

Unsere Wasserstoffprojekte. doing hydrogen: Der Wasserstoff-Hub für Ostdeutschland. Online verfügbar unter <https://www.ontras.com/de/infrastruktur/innovationsprojekte/doing-hydrogen>, zuletzt geprüft am 13.01.2023.

Rose, P. K.; Nugroho, R.; Gnann, T.; Plötz, P.; Wietschel, M.; Reuter-Oppermann, M. (2020) Optimal development of alternative fuel station networks considering node capacity restrictions. In: Transportation Research Part D: Transport and Environment, 78, S. 102189.

Sensfuß, F.; Lux, B.; Bernath, C.; Kiefer, C.; Pfluger, B.; Kleinschmitt, C.; Franke, K.; Deac, G.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea; Pia, M. (2021) Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Karlsruhe.

Speth, D.; Gnann, T.; Plötz, P.; Wietschel, M.; George, J. (2020) Future regional distribution of electric vehicles in Germany.

Thomsen, J.; Fuchs, N.; Meyer, R.; Wanapinit, N.; Bavia Bampi, B.; Gorbach, G.; Engelmann, P.; Herkel, S.; Kost, C.; Ulfers, J.; Lohmeier, D.; Prade, E.; Sanina, N.; Braun, M.; Lenz, M. (2022) Bottom-Up Studie zu Pfadoptionen einer effizienten und sozialverträglichen Dekarbonisierung des Wärmesektors. Kurzfassung. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Freiburg, Kassel.

Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A.; Hank, C.; Sternberg, A.; Herkel, S.; Kost, C.; Ragwitz, M.; Herrmann, U.; Pfluger, B. (2021) Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus.

